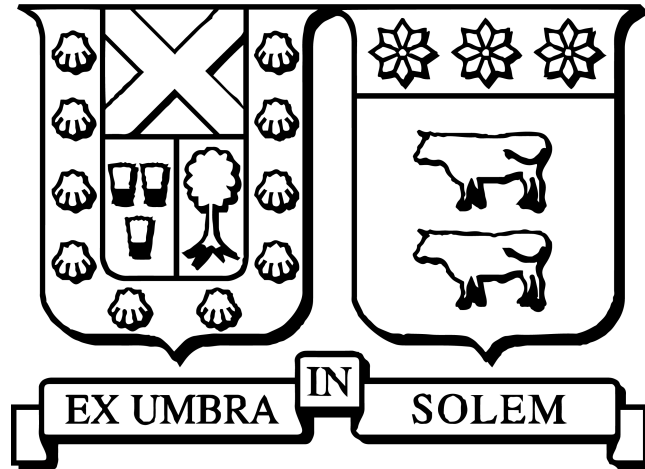




Impacto en los costos sistémicos debido a la integración de sistemas de almacenamiento en Pequeños Medios de Generación Distribuida

GABRIEL IGNACIO PALMA LOBOS

2026

Requisito parcial para obtener el título de:
Ingeniero Civil Electricista

Profesor Guía:
Prof. Rodrigo Rozas (UTFSM)
Prof. Danilo Zurita (UTFSM)

Santiago, agosto de 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: Impacto en los costos sistémicos debido a la integración de sistemas de almacenamiento en Pequeños Medios de Generación Distribuida.

Nombre del candidato(a): Gabriel Ignacio Palma Lobos.

Carrera / Grado: Ingeniería Civil Eléctrica.

Campus: San Joaquín. **Departamento:** Ingeniería Eléctrica.

2.- VALIDACIÓN DEL PROFESOR GUÍA/DIRECTOR DE TESIS

Yo, Rodrigo Andrés Rozas Valderrama, en mi calidad de profesor(a) guía/director(a) del trabajo académico mencionado anteriormente **DEJO CONSTANCIA** que:

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

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

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

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

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

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

4.- FIRMAS

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

Fecha: 07/08/2026

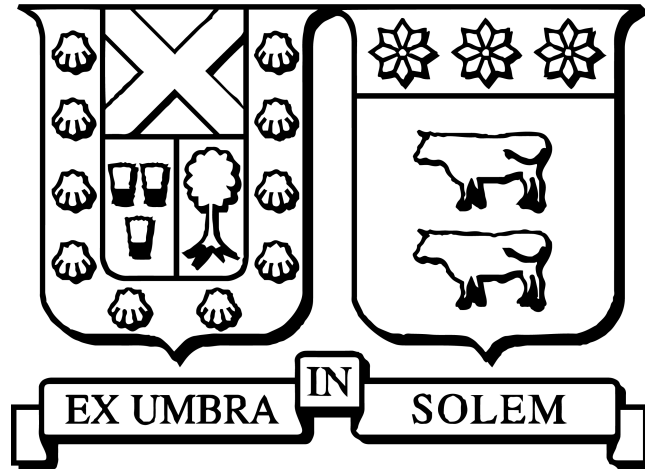
Firma:

Estudiante o Candidato(a):

Fecha: 07/08/2026

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.



Impacto en los costos sistémicos debido a la integración de sistemas de almacenamiento en Pequeños Medios de Generación Distribuida

GABRIEL IGNACIO PALMA LOBOS

2026

“En medio del invierno aprendí por fin que había en mí un verano invencible.”
— *Albert Camus*

Agradecimientos

Quisiera, en primer lugar, expresar mis más sinceros agradecimientos a mis padres, Myriam y Patricio. Aun sin haber cursado estudios superiores, supieron comprender y respetar mis necesidades como estudiante, sin presionarme y entendiendo siempre las dificultades que este proceso implicaba. Nunca me hicieron sentir que debía asumir una responsabilidad distinta de la de estudiar, permitiéndome dedicar el tiempo y el esfuerzo necesarios para avanzar en mi formación. Si hoy he llegado hasta aquí, es en gran medida gracias a la educación, los valores y el apoyo incondicional que me entregaron.

También dar las gracias a mi abuela Rebeca, quien, junto con mis padres, hizo todo cuanto estuvo a su alcance para que pudiera contar con los espacios, el apoyo y las comodidades necesarias para completar esta larga travesía. A los tres, gracias por facilitarme el camino y por darme las condiciones para alcanzar esta meta. Los amo profundamente y les estaré siempre agradecido.

Quisiera agradecer también a mis hermanas, Geraldine y Génesis, y a mi tío Danilo, por la compañía que me brindaron durante este proceso. Sus consejos, su cariño y su sentido del humor me ayudaron constantemente a sobrellevar el estrés y las frustraciones propias de la vida universitaria.

Asimismo, quisiera reconocer y agradecer especialmente a mi pareja, Javiera Muñoz, por ser un apoyo fundamental durante el desarrollo de este trabajo y, en general, durante esta última etapa de mi formación. Gracias por tu apoyo, aliento, consejos y motivación, pero, sobre todo, por tu amor y compañía. En los momentos en que el ánimo decaía y el camino se hacía cuesta arriba, siempre estuviste ahí para escucharme y ayudarme a recuperar las fuerzas. Tu presencia fue muy importante para mí durante este proceso, y por ello te estaré siempre profundamente agradecido.

Agradezco, además, a las personas que conocí en la universidad y que, con el paso del tiempo, se convirtieron en amigos cercanos; particularmente, a Camila y Juan Pablo, por su apoyo, compañía y motivación a lo largo de este camino.

Finalmente, quisiera agradecer a los profesores Rodrigo Rozas y Danilo Zurita, quienes me acompañaron durante el desarrollo de este trabajo, por su paciencia, disposición y orientación. Sus conocimientos y observaciones fueron fundamentales para la realización de esta memoria de título.

A todas aquellas personas que, de una u otra forma, contribuyeron tanto a la realización de este trabajo como a mi formación durante estos años, les extiendo mi más sincero agradecimiento.

Índice de contenidos

Índice de contenidos	I
Índice de figuras	IV
Índice de tablas	VI
Resumen	1
Abstract	2
1. Introducción	3
1.1. Objetivos	7
1.1.1. Objetivo general	7
1.1.2. Objetivos específicos	7
2. Marco Regulatorio y Conceptual del Sistema Eléctrico Chileno	8
2.1. Antecedentes y surgimiento de los PMGD en Chile	8
2.1.1. Decreto Supremo N.º 244	8
2.2. Fundamentos regulatorios y metodológicos de la determinación de precios	9
2.2.1. Decreto Supremo N.º 88	9
2.2.2. Marco regulatorio y valorización de precios: PNCP y Precio Estabilizado	10
2.2.3. Fundamentos técnicos en la determinación del PNCP y Precio Estabilizado	11
2.3. Costos Sistémicos	12
2.3.1. Evolución de Costos Sistémicos	13
2.4. Caracterización actual del parque PMGD en el Sistema Eléctrico Nacional	15
2.4.1. Participación de los PMGD en la generación eléctrica nacional	15
2.4.2. Regímenes de precios aplicables a PMGD	18
2.4.3. Comparativa de regímenes de precio PMGD	18
2.4.4. Distribución de PMGD por régimen	20
2.4.5. Proyectos PMGD en construcción y conexión	21
2.4.6. Congestionamientos en Instalaciones de Transmisión Zonal por Inyección de PMGD	22
2.5. Compensaciones por Precio Estabilizado	24
2.5.1. Compensación mensual por Precio Estabilizado	24
2.5.2. Compensaciones acumuladas por Precio Estabilizado	25
2.6. Almacenamiento energético y su rol en la valorización de energía	27

3. Metodología y Parámetros de Simulación	29
3.1. Planificación de Escenarios	29
3.2. Metodología	30
3.2.1. Metodología de análisis de congestiones según la NTCO de PMGD empleada por el CEN	30
3.2.2. Determinación de Casos de Estudio	30
3.2.3. Caso 1: Escenario de Alta Congestión y Migración Parcial al Nuevo Régimen	33
3.2.4. Caso 2: Escenario Expandido de Congestión y Migración Ampliada al Nuevo Régimen	34
3.2.5. Caso 3: Escenario de Referencia bajo Régimen Vigente	35
3.3. Desplazamiento de inyección	36
3.3.1. Recopilación y tratamiento de datos de inyección histórica	36
3.3.2. Metodología de desplazamiento de inyección	36
3.3.3. Supuestos	37
3.3.4. Simulación	38
3.3.4.a. Implementación del desplazamiento de energía en la simulación	39
3.4. Metodología de evaluación económica	41
3.4.1. Cálculo de costos sistémicos	41
3.4.2. Cálculo de ingresos de PMGD	41
3.4.3. Evaluación económica para precios estabilizados proyectados	42
3.4.4. Evaluación de viabilidad económica del almacenamiento	44
3.4.5. Sensibilización	45
4. Análisis y Resultados	48
4.1. Caso 1	48
4.1.1. Ingresos de PMGD híbridos bajo distintas eficiencias del BESS. Caso 1	48
4.1.2. Costos sistémicos bajo hibridación. Caso 1	49
4.2. Caso 2	51
4.2.1. Resultados Simulación	51
4.2.2. Ingresos de PMGD híbridos bajo distintas eficiencias del BESS. Caso 2	53
4.2.3. Costos sistémicos bajo hibridación. Caso 2	54
4.2.4. Precios Estabilizados Proyectados	54
4.3. Caso 3	57
4.3.1. Ingresos de PMGD híbridos bajo distintas eficiencias del BESS. Caso 3	58
4.3.2. Costos sistémicos bajo hibridación. Caso 3	59
4.4. Viabilidad Económica de la Hibridación	60
4.4.1. Comparación precios estabilizados 2025-2 v/s 2026-1	62
4.5. Resultados de restricciones críticas para la adopción de almacenamiento	64
4.5.1. Flotabilidad de la hibridación bajo restricciones	64
4.6. Determinación de niveles críticos de restricción para la hibridación de PMGD	67
4.6.1. Determinación de restricciones críticas mediante un perfil de inyección ideal	67
4.6.2. Determinación de restricciones críticas mediante un perfil de inyección real	68
4.6.3. Determinación de restricciones críticas mediante un perfil de inyección real. Potencia Nominal 3 MW	70
4.7. Restricciones críticas	71
5. Conclusiones	74

6. Anexos	76
6.1. Metodología y resultados del análisis de congestiones según la NTCO de PMGD . . .	76
6.2. Costos Sistémicos en relación a la proyección de Precio Estabilizado	79
6.2.1. Inversiones en BESS 2024	80
6.3. Subestaciones asociadas para el pago de precio estabilizado y costo marginal	81
6.4. Listado PMGDs estudiadas	83
6.4.1. Listado de PMGD considerados para el rango 1	83
6.4.2. Listado de PMGD considerados para el rango 2	85
6.5. PMGD asociada para inyección	92
6.6. Precios Estabilizados 2025-2	93
6.7. Precios Estabilizados 2026-1	94
6.8. Software OSE2000	95
6.8.1. Origen y desarrollo	95
6.8.2. Fundamento conceptual y formulación matemática	95
6.8.3. Aplicaciones y usuarios	96
6.8.4. Uso en el contexto chileno	96
6.8.5. Relevancia técnica	97
6.8.6. Formato de archivo CSV de inyección	98
6.8.7. Formato de archivo CSV de almacenamiento	99
6.9. Precios Estabilizados Proyectados.	99
6.9.1. Desplazamiento de la generación por tecnologías	101

Índice de figuras

1.1.	Potencia instalada PMGD por tipo de tecnología por año actualizado a enero de 2026.	3
2.1.	Precio estabilizado v/s costo marginal mensual, 2007–2026.	14
2.2.	Evolución de los Costos Sistémicos en CLP/kWh.	14
2.3.	Evolución de los Costos Sistémicos en MM CLP.	15
2.4.	Potencia instalada PMGD por tipo de tecnología.	16
2.5.	Generación mensual por tecnología.	17
2.6.	Generación horaria por tipo de tecnología.	17
2.7.	Comparativa CMg-PNCP-PE barra Crucero 220 kV enero de 2025 a enero de 2026.	18
2.8.	Comparativa CMg-PNCP-PE barra Quillota 220 kV enero de 2025 a enero de 2026.	19
2.9.	Comparativa CMg-PNCP-PE barra Puerto Montt 220 kV enero de 2025 a enero de 2026.	19
2.10.	Comparativa mensual barra Quillota 220 KV Diciembre 2024.	20
2.11.	Comparativa mensual barra Quillota 220 KV Junio 2025.	20
2.12.	Comparación CMG-PNCP-PE barra Quillota 220 KV. Elaboración propia.	20
2.13.	Distribución PMGD por régimen de precios a enero de 2026.	20
2.14.	Proyectos PMGD declarados en construcción por tecnología y región a enero de 2026.	21
2.15.	Proyectos PMGD en proceso de conexión por tecnología y región a enero de 2026.	22
2.16.	Unidades estudiadas para la verificación de congestiones por parte de proyectos PMGD.	22
2.17.	Regiones que presentan congestiones por proyectos PMGD.	23
2.18.	Evolución de subestaciones congestionadas desde noviembre de 2020.	23
2.19.	Compensaciones mensuales por precio estabilizado desde enero de 2025 a enero de 2026.	25
2.20.	Compensaciones acumuladas por precio estabilizado desde enero de 2025 a enero de 2026.	26
2.21.	Compensaciones acumuladas por año para tecnologías solar e hidroeléctrica.	26
2.22.	Compensaciones acumuladas por año para tecnologías eólica y termoeléctrica.	27
3.1.	Clasificación de los casos de estudio según nivel de inversión de flujo.	31
3.2.	Cantidad de PMGDs del rango 1, por región.	32
3.3.	Cantidad de PMGDs del rango 2, por región.	32
3.4.	Cantidad de PMGDs consideradas en los rangos de estudio, por región.	32
3.5.	Perfil de inyección original v/s Perfil con hibridación.	37
4.1.	Ingresos totales, monto original v/s hibridado a distintas eficiencias. Caso 1	49
4.2.	Representación conceptual de los costos sistémicos asociados a los bloques 4 y 6 bajo los regímenes PNCP y PE, respectivamente. S/E Rapel 220 kV, diciembre 2025.	50
4.3.	CMg simulados para S/E Ovalle 110 kV	51
4.4.	CMg simulados para S/E Rapel 220 kV	51
4.5.	CMg simulados para S/E Cardones 110 kV	52

4.6.	CMg simulados para S/E Los Ángeles 154 kV	52
4.7.	Ingresos totales, monto original v/s hibridado a distintas eficiencias. Caso 2.	53
4.8.	Comparación de precios S/E Rapel 220 kV – Diciembre 2025.	57
4.9.	Ingresos totales, monto original v/s hibridado a distintas eficiencias. Caso 3.	58
4.10.	Comparación de precios S/E Rapel 220 kV – Diciembre 2025.	59
4.11.	Precios Estabilizados y PCNP referente semestres 2025-2 y 2026-1.	63
4.12.	Flujo económico neto semestral de proyectos PMGD hibridados en función de la potencia restringida para distintos regímenes de precios.	65
4.13.	Acercamiento de gráfica B. Rango de restricciones para flujo neto positivo.	66
4.14.	Perfil de inyección original de la PMGD Gabriela.	67
4.15.	Comparativa multiescenario de la viabilidad económica del arbitraje semestral frente al Costo Semestral Equivalente. Perfil Ideal.	68
4.16.	Comparativa multiescenario de la viabilidad económica del arbitraje semestral frente al Costo Semestral Equivalente. Perfil Real.	69
4.17.	Comparativa multiescenario de la viabilidad económica del arbitraje semestral frente al Costo Semestral Equivalente. Perfil de 2,5 MW.	70
4.18.	Precios Estabilizados, PNCP referente semestre 2026-1 y CMg promedio Rapel 220kV.	72
6.1.	Metodología de análisis de impacto en transmisión zonal. NTCO de PMGD.	77

Índice de tablas

2.1.	Intervalos temporales establecidos por el DS N.º 88.	10
2.2.	Evolución Costos de Inversión en Almacenamiento.	28
3.1.	Rangos propuestos y sus respectivas congestiones.	32
3.2.	Listado de PMGD que presentan restricciones incorporadas al Caso 1.	33
3.3.	Listado de PMGD en régimen PE incluidas en el Caso 1.	34
3.4.	PMGD consideradas en el Caso 1.	34
3.5.	Listado de PMGD en régimen PE incluidas en el Caso 2.	34
3.6.	PMGD consideradas en el Caso 2.	35
3.7.	Resumen de los casos de estudio considerados.	36
3.8.	Supuestos y metodología de simulación para los escenarios de hibridación.	38
3.9.	Distribución de bloques horarios utilizados por la simulación.	40
3.10.	Configuraciones de almacenamiento consideradas en el análisis de sensibilización.	45
3.11.	Parámetros económicos y costos del sistema BESS.	46
4.1.	Comparación de ingresos bajo distinto nivel de eficiencia. Caso 1.	48
4.2.	Comparación Costos Sistémicos, Caso 1.	49
4.3.	Comparación Costos Sistémicos bajo distintas eficiencias, Caso 1.	50
4.4.	Comparación de ingresos bajo distinto nivel de eficiencia. Caso 2.	53
4.5.	Comparación Costos Sistémicos, Caso 2.	54
4.6.	Comparación Costos Sistémicos bajo distintas eficiencias, Caso 2.	54
4.7.	Valores proyectados para precio estabilizado de energía.	55
4.8.	Valores originales 2025-2 para precio estabilizado de energía.	55
4.9.	Diferencia precios estabilizados 2025-2 originales vs proyectados.	55
4.10.	Comparación de pagos semestrales Originales v/s Hibridados v/s Proyectados, a distintas eficiencias.	56
4.11.	Diferencia monetaria y porcentual de pagos hibridados v/s proyectados.	56
4.12.	Comparación de ingresos bajo distinto nivel de eficiencia. Caso 3.	58
4.13.	Comparación de costos del sistema con y sin implementación.	59
4.14.	Comparación Costos Sistémicos bajo distintas eficiencias, Caso 3.	60
4.15.	Comparativa de pagos del sistema bajo distintas modalidades para la PMGD Gabriela.	60
4.16.	Impacto de la eficiencia en el potencial de ingresos y montos extras semestrales.	61
4.17.	Período de recuperación simple para distintos escenarios de hibridación ($\eta = 97\%$).	62
4.18.	Comparativa de ingresos y márgenes de ganancia por hibridación, precios 2025-2.	63
4.19.	Comparativa de ingresos y márgenes de ganancia por hibridación, precios 2026-1.	63
4.20.	Costos Semestrales Equivalentes y especificaciones de BESS para PMGD con Potencia Peak de 8,05 MW.	67
4.21.	Costos Semestrales Equivalentes y especificaciones de BESS para PMGD con Potencia Peak de 6,5 MW.	69

4.22.	Costos Semestrales Equivalentes y especificaciones de BESS para PMGD con Potencia Peak de 2,5 MW	70
4.23.	Restricciones críticas equivalentes al costo de inversión de sistemas BESS.	71
6.1.	Muestra representativa del formato de resultados del informe del CEN: Análisis Nivel 1 - Escenario Día.	79
6.2.	Comparación de costos sistémicos bajo el contexto de la proyección de Precio estabilizado	79
6.3.	Comparación de costos sistémicos semestrales	80
6.4.	Proyectos BESS en Construcción e Inversión, diciembre de 2024	80
6.5.	Subestacion asociada para pago de PE y CMg	81
6.6.	Listado de PMGD considerados para el rango 1 (parte 1)	83
6.7.	Listado de PMGD considerados para el rango 1 (parte 2)	84
6.8.	Listado de PMGD considerados para el rango 2 (parte 1)	85
6.9.	Listado de PMGD considerados para el rango 2 (parte 2)	86
6.10.	Listado de PMGD considerados para el rango 2 (parte 3)	87
6.11.	Listado de PMGD considerados para el rango 2 (parte 4)	88
6.12.	Listado de PMGD considerados para el rango 2 (parte 5)	89
6.13.	Listado de PMGD considerados para el rango 2 (parte 6)	90
6.14.	Listado de PMGD considerados para el rango 2 (parte 7)	91
6.15.	Relación entre proyectos PMGD declarados en construcción y centrales de referencia.	92
6.16.	Precios estabilizados 2025-2	93
6.17.	Precios estabilizados 2026-1	94
6.18.	Precios Estabilizados Proyectados 2025-2	100
6.19.	Diferencias de precios estabilizados [CLP/kWh]	101
6.20.	Comparación de generación con y sin despacho	102

Resumen

Durante la última década, los Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD) han experimentado un crecimiento sostenido dentro del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), alcanzando aproximadamente 3.700 MW de capacidad instalada a comienzos de 2026. Este desarrollo, impulsado principalmente por la generación solar fotovoltaica y por los mecanismos de precio estabilizado, ha contribuido al aumento de los Costos Sistémicos producto de la creciente diferencia entre los precios estabilizados y los costos marginales. En este contexto, los sistemas de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS) surgen como una alternativa para desplazar energía desde períodos de baja valorización hacia bloques horarios de mayor precio, mejorando la utilización de la energía generada por los PMGD.

En el presente trabajo se evaluó el impacto económico de la incorporación de sistemas BESS en proyectos PMGD bajo los mecanismos de precio estabilizado vigentes en Chile. Para ello, se realizó un análisis técnico, económico y regulatorio considerando distintos escenarios de hibridación —entendida como la incorporación de sistemas BESS a los PMGD—, niveles de penetración de almacenamiento y condiciones comerciales. El estudio abarcó 185 PMGD (908,44 MW) con potencial de incorporar sistemas BESS de cuatro horas de duración, analizando tanto los efectos sobre los ingresos de los desarrolladores como sobre los Costos Sistémicos del sistema.

Los resultados muestran que la hibridación permite reducir los Costos Sistémicos asociados a los PMGD estudiados entre un 35,40 % y un 64,91 %, dependiendo del escenario de hibridación, nivel de penetración y eficiencia del sistema BESS considerado. Sin embargo, se observó que la rentabilidad de estas inversiones depende fuertemente del régimen comercial de origen y que una penetración masiva de almacenamiento tiende a disminuir los beneficios asociados al arbitraje energético al modificar las propias señales de precio del sistema. Asimismo, se determinó que, bajo niveles de restricción —limitaciones regulatorias a la potencia máxima— cercanos a 4–6 MW, el almacenamiento permite recuperar energía que de otro modo sería vertida, alcanzando condiciones cercanas al equilibrio económico.

Se concluye que los sistemas BESS constituyen una herramienta relevante para reducir Costos Sistémicos, gestionar restricciones de inyección y aportar flexibilidad operativa al Sistema Eléctrico Nacional. Sin embargo, sus beneficios económicos dependen fuertemente de las señales de precio vigentes y, bajo las condiciones actuales, su incorporación no representa una solución estructural frente al incremento sostenido de los Costos Sistémicos asociados al mecanismo de precio estabilizado, por lo que se requiere avanzar hacia esquemas regulatorios con señales económicas más alineadas con las condiciones reales de operación del sistema.

Abstract

Over the last decade, Small Distributed Generation Facilities (PMGD) have experienced sustained growth within the Chilean National Electric System (SEN), reaching approximately 3,700 MW of installed capacity by early 2026. This expansion, driven primarily by solar photovoltaic generation and stabilized pricing mechanisms, has contributed to an increase in System Costs due to the growing gap between stabilized prices and marginal costs. In this context, Battery Energy Storage Systems (BESS) have emerged as an alternative for shifting energy from low-value periods to higher-priced time blocks, improving the utilization of energy generated by PMGDs.

This study evaluates the economic impact of integrating BESS into PMGD projects operating under Chile’s stabilized pricing schemes. To this end, a technical, economic, and regulatory analysis was conducted considering different hybridization scenarios—defined as the integration of BESS into PMGDs—energy storage penetration levels, and commercial conditions. The study covered up to 185 PMGDs (908.44 MW) with the potential to incorporate four-hour BESS installations, assessing their effects on both developer revenues and system-wide System Costs.

The results show that hybridization allows for a reduction in System Costs associated with the studied PMGDs of between 35.40 % and 64.91 %, depending on the hybridization scenario, penetration level, and efficiency of the BESS considered. However, it was observed that the profitability of these investments heavily depends on the original commercial regime and that a massive penetration of storage tends to diminish the benefits associated with energy arbitrage by modifying the system’s own price signals. Furthermore, it was determined that, under restriction levels —regulatory limitations on maximum power— close to 4–6 MW, storage enables the recovery of energy that would otherwise be curtailed, reaching conditions close to economic equilibrium.

It is concluded that BESS constitute a relevant tool for reducing System Costs, managing injection restrictions, and providing operational flexibility to the National Electrical System. However, their economic benefits strongly depend on current price signals and, under present conditions, their incorporation does not represent a structural solution to the sustained increase in System Costs associated with the stabilized price mechanism; therefore, it is necessary to advance toward regulatory frameworks with economic signals that are better aligned with the actual operating conditions of the system.

Capítulo 1

Introducción

Actualmente, Chile cuenta con una potencia instalada de aproximadamente 39.391 MW [1], de los cuales 3.698 MW corresponden a Pequeños Medios de Generación Distribuida [2], representando aproximadamente el 9 % de la capacidad total del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Los Pequeños Medios de Generación Distribuida, de ahora en adelante PMGD, son unidades de generación eléctrica con una potencia instalada menor o igual a 9 MW, conectadas a redes de media o baja tensión, y que operan de manera descentralizada en el sistema eléctrico, generalmente en base a fuentes renovables no convencionales como solar o eólica [2]. Durante la última década, estos proyectos han experimentado un crecimiento sostenido, consolidándose como una porción significativa de la expansión de generación a pequeña escala en el país.

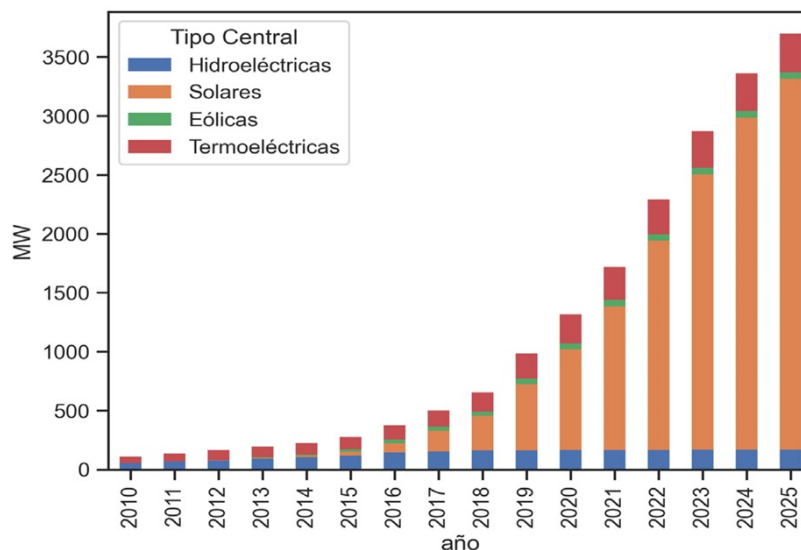


Figura 1.1: Potencia instalada PMGD por tipo de tecnología por año actualizado a enero de 2026. [2], p. 4.

La proliferación de los PMGD ha sido impulsada tanto por avances tecnológicos como por necesidades estructurales del sistema eléctrico chileno. El desarrollo y abaratamiento de tecnologías renovables, especialmente la solar fotovoltaica, ha permitido que proyectos de menor escala sean más competitivos y accesibles [2]. Al mismo tiempo, la creciente presión por reducir emisiones, junto con la necesidad

de aliviar la congestión en las redes de transmisión [3], ha motivado la implementación de políticas públicas orientadas a fomentar la generación distribuida [4].

Para incentivar la inversión en este tipo de generación, en el año 2005 se estableció el Decreto N.º 244, que definió un marco regulatorio específico para los PMGD, incluyendo un régimen de precio estabilizado distinto del costo marginal del mercado spot. Este mecanismo valorizó las inyecciones de energía al Precio Nudo de Corto Plazo (PNCP) correspondiente a la barra troncal asociada a la subestación de distribución primaria donde se conecta cada PMGD, otorgando así ingresos más predecibles y reduciendo la exposición a la volatilidad del mercado eléctrico [5]. El decreto también incorporó el régimen de autodespacho, permitiendo que estas unidades operaran sin estar sujetas a las instrucciones del Centro de Despacho Económico de Carga, organismo que en ese entonces cumplía el rol del Coordinador Eléctrico Nacional.

Como resultado de estos incentivos, en los años posteriores se observó un incremento en la instalación de PMGD, especialmente de tecnología solar [2]. Este crecimiento comenzó a revelar desafíos en la coordinación y conexión de estos proyectos, particularmente en materia de estandarización de procedimientos, calidad de la información técnica y necesidad de otorgar mayor certeza regulatoria a los desarrolladores [6].

Es en este contexto que, en 2019, se promulgó el DS N.º 88, el cual actualizó el marco regulatorio de los PMGD, otorgando mayores certezas operativas y preservando beneficios preexistentes, entre ellos el régimen de autodespacho. Una de sus principales innovaciones fue la introducción de bloques horarios, concebidos para representar de manera más fiel la variabilidad de los costos de la energía durante el día [7]. Para evitar perjuicios a las unidades que históricamente operaban bajo el precio estabilizado fijo (PNCP), el reglamento permitió que continuaran acogidas a dicho esquema e incorporó un período transitorio que protegiera a los proyectos en desarrollo [7]. Con ello, se consolidaron tres regímenes aplicables a los PMGD: valorización al costo marginal, precio estabilizado PNCP y precio estabilizado por bloques horarios.

Como consecuencia tanto de estas condiciones favorables como del incentivo regulatorio a acelerar la inscripción de proyectos antes de quedar sujetos al nuevo régimen de precio estabilizado por bloques es que los PMGD proliferaron de manera acelerada en la última década [2]. Esta dinámica llevó a que la potencia instalada pasara de menos de 200 MW a inicios de 2014 a casi 3.700 MW a comienzos de 2026 [2].

La valorización de las inyecciones de los PMGD es definida en el propio DS N.º 88, el cual establece que la diferencia entre el precio estabilizado y el costo marginal del sistema debe ser asignada por el Coordinador Eléctrico a prorrata de los retiros de energía, entre todos los agentes que efectúan dichos retiros. Este mecanismo garantiza que, cuando el precio estabilizado sea superior al costo marginal, las generadoras —en su calidad de retirantes— cubran la diferencia. De esta forma se asegura que los PMGD mantengan un flujo de ingresos estable, independiente de la volatilidad del mercado spot.

En los últimos años, la creciente penetración de generación solar fotovoltaica ha provocado una reducción sostenida de los costos marginales en el mercado spot, alcanzando incluso valores nulos en diversas barras del sistema durante las horas de mayor producción solar. Esto ha generado un escenario distinto al observado en años anteriores, cuando los costos marginales podían ubicarse tanto por encima como por debajo del precio estabilizado. Actualmente, la situación es marcadamente asimétrica, dado que el precio estabilizado permanece habitualmente sobre el costo marginal, generando una diferencia que debe ser cubierta por los agentes retirantes. En consecuencia, el precio estabilizado genera un sobre costo que es asumido por las generadoras a prorrata de sus retiros de energía [7]. No obstante, debido a las condiciones contractuales existentes en el mercado eléctrico, estos sobre costos pueden ser trasladados a los clientes libres, quienes finalmente absorben las compensaciones asociadas al régimen

de precio estabilizado de los PMGD, canalizadas mediante los denominados Costos Sistémicos [2].

Los Costos Sistémicos son compensaciones adicionales que se realizan paralelamente al mercado spot, es decir, no se relacionan con la valorización de inyecciones o retiros de energía, pero son necesarios para que el sistema eléctrico opere de manera segura y eficiente [8]. Estos pagos permiten, por ejemplo, compensar a generadoras que deben funcionar bajo restricciones operativas como mínimos técnicos o, para efectos de este documento, cubrir diferencias entre el costo marginal y el precio estabilizado. Por lo tanto, representan un mecanismo complementario para asegurar la operación continua y confiable del sistema.

Es en este escenario, en el que toma particular importancia el almacenamiento energético, el cual ha experimentado un auge sostenido en el último tiempo [9], impulsado por la necesidad de enfrentar las limitaciones del sistema de transmisión y optimizar la gestión de recursos renovables variables [9]. En el contexto de los PMGD, esta tendencia representa una oportunidad para optimizar sus perfiles de inyección, permitiendo tanto desplazar energía desde bloques solares diurnos hacia bloques horarios nocturnos, donde la valorización es mayor, como también gestionar de mejor manera limitaciones operativas que puedan restringir la inyección de generación. A medida que esta tecnología se vuelve más accesible, la posibilidad de optar por el nuevo régimen de precio estabilizado mediante hibridación (PMGD mas almacenamiento) podría convertirse en una alternativa atractiva para muchos desarrolladores, sobre todo en zonas donde el diferencial entre bloques es alto y los costos de inversión han comenzado a descender [10].

Sin embargo, esta modificación en el comportamiento de inyección podría tener implicancias relevantes sobre la estructura de los Costos Sistémicos del sistema. Tal como se observa en el *Reporte anual de desempeño del Sistema Eléctrico Nacional* [11], elaborado por el Coordinador, estos costos han mostrado una tendencia al alza debido al creciente número de PMGD que se acogen al régimen de precio estabilizado, generando una suerte de subsidio implícito derivado de la reducción del costo marginal por la alta penetración de energías renovables no convencionales. En esta situación, una eventual masificación del almacenamiento podría traducirse en un nuevo aumento de los pagos laterales, en la medida que el sistema deba cubrir una brecha mayor entre la valorización por precio estabilizado y costo marginal, afectando directamente a los actores que, de forma contractual o regulatoria, terminan absorbiendo estos sobrecostos. Por ello, en el contexto actual donde el almacenamiento se posiciona como un elemento habilitante para aportar flexibilidad y seguridad al sistema eléctrico resulta indispensable considerar su impacto potencial sobre los Costos Sistémicos.

En el presente estudio se analizarán las inyecciones de 186 PMGDs que podrían verse especialmente incentivadas a incorporar sistemas de almacenamiento y desplazar sus inyecciones a bloques nocturnos. Para ello, se abordarán tres casos de estudio. Los dos primeros contemplarán PMGDs que migren desde el régimen de Precio Estabilizado PNCP hacia el esquema de precio estabilizado por bloques. En estos escenarios, los proyectos se organizarán en una etapa de baja y alta hibridación, contemplando un máximo de 923 MW a hibridar. Adicionalmente, se incorporará un tercer caso de estudio que analiza, de forma hipotética, la hibridación de un conjunto representativo de PMGD originalmente adscritos al régimen de PNCP, modelados bajo el nuevo régimen de precio estabilizado, permitiendo evaluar su comportamiento bajo este esquema.

Adicionalmente, la incorporación de sistemas de almacenamiento puede adquirir relevancia en proyectos PMGD que enfrenten restricciones de inyección asociadas a limitaciones operativas del sistema. En estos casos, parte de la energía disponible no puede ser aprovechada por el proyecto, generando pérdidas económicas asociadas al vertimiento de generación. Bajo esta perspectiva, el almacenamiento no solo representa una alternativa para modificar el perfil horario de inyección y capturar diferencias de valorización entre bloques, sino también un mecanismo capaz de recuperar energía que de otro

modo no sería remunerada.

Debido a ello, resulta necesario evaluar la conveniencia económica de integrar sistemas BESS e identificar los niveles de restricción bajo los cuales las pérdidas asociadas al vertimiento alcanzan una magnitud comparable al costo de inversión del almacenamiento. Para abordar este análisis, se considerarán distintos perfiles representativos de generación y configuraciones de almacenamiento, permitiendo determinar bajo qué condiciones operativas y económicas la hibridación puede justificarse como una estrategia de mitigación eficaz, complementaria a los beneficios derivados del arbitraje energético.

Todo lo anterior permitirá cuantificar el impacto económico que la hibridación de estos proyectos podría generar sobre los Costos Sistémicos del sistema, particularmente en un contexto donde la creciente brecha entre el costo marginal y el precio estabilizado ha tensionado los mecanismos de compensación. Analizar cómo varían dichos pagos y bajo qué condiciones económicas la incorporación de almacenamiento resulta justificable no solo aporta una estimación del efecto directo sobre los agentes que financian estas compensaciones, sino que también entrega una visión más amplia sobre cómo la masificación del almacenamiento en PMGD podría reconfigurar los incentivos, la operación y los Costos Sistémicos del mercado eléctrico chileno. Con ello, este estudio busca aportar evidencia técnica que contribuya a comprender y anticipar los efectos económicos y regulatorios de una transición que ya se encuentra en marcha.

1.1. Objetivos

1.1.1. Objetivo general

- Evaluar el impacto económico de los Pequeños Medios de Generación Distribuida con sistemas de almacenamiento, considerando su efecto en la eficiencia económica del sistema, los pagos laterales y la compensación por precio estabilizado.

1.1.2. Objetivos específicos

- Analizar el marco regulatorio actual de los Pequeños Medios de Generación Distribuida, ahondando en los mecanismos de precio estabilizado, asignación por bloques horarios, costos sistémicos y tratamiento del almacenamiento energético.
- Estimar el impacto que la hibridación de los Pequeños Medios de Generación Distribuida con sistemas de almacenamiento, en distintos niveles de penetración, tendría al permitir el desplazamiento de sus inyecciones hacia bloques nocturnos, y cómo esto afectaría los pagos laterales del sistema. Asimismo, determinar si la hibridación con almacenamiento representa una alternativa más rentable que el régimen antiguo de precio estabilizado.
- Proponer recomendaciones regulatorias orientadas a una integración eficiente de sistemas de almacenamiento en proyectos PMGD, considerando su impacto en los pagos laterales, la sostenibilidad del sistema eléctrico y su compatibilidad con los mecanismos actuales de precio estabilizado.

Capítulo 2

Marco Regulatorio y Conceptual del Sistema Eléctrico Chileno

2.1. Antecedentes y surgimiento de los PMGD en Chile

En Chile, el desarrollo de los Pequeños Medios de Generación Distribuida se enmarca en la necesidad que enfrentó el país, a comienzos de la década de 2000, de diversificar su matriz energética, aumentar la seguridad del suministro y fomentar la integración de energías renovables. En dicho período, el sector eléctrico nacional presentaba importantes desafíos asociados a la alta dependencia de combustibles fósiles importados, ya que prácticamente la totalidad de estos provenía del exterior. Esta situación dio origen a eventos que comprometieron la eficiencia y continuidad del suministro —como la crisis del gas natural proveniente de Argentina [12]—, evidenciando la necesidad de impulsar una generación eléctrica local, menos expuesta a interrupciones externas.

No obstante, el sector eléctrico no solo buscaba incorporar más energía renovable en la matriz, sino también transformar la forma en que esta se incorporaba al sistema. En particular, se identificó la necesidad de acercar la generación a los centros de consumo para reducir la congestión en transmisión, disminuir las pérdidas eléctricas y minimizar la dependencia de grandes centrales ubicadas lejos de la demanda. Bajo este diagnóstico surge el interés por promover la *generación distribuida*, buscando que la distribución geográfica de estos proyectos incrementara la robustez del sistema frente a contingencias [13]. Asimismo, se reconoció que para materializar esta estrategia era necesario crear un marco regulatorio adecuado para proyectos de menor escala económica, los cuales no podían acceder a la entonces denominada *transmisión troncal* debido a sus limitaciones técnicas y de inversión.

2.1.1. Decreto Supremo N.º 244

En este contexto, el Ministerio de Economía introdujo en 2005 el Decreto Supremo N.º 244 [5], que estableció por primera vez un marco regulatorio específico para la generación de pequeña escala conectada a las redes de distribución. Este reglamento definió formalmente la figura de los PMGD como centrales con una potencia igual o inferior a 9 MW, inyectadas a nivel de distribución, y que además presentan características técnicas y económicas particulares que justifican un tratamiento diferenciado respecto de las centrales conectadas al sistema de transmisión. Dentro de estas diferencias, destaca la normativa referente al pago por los excedentes de energía de estas instalaciones, ya que se estableció un régimen de precio estabilizado distinto del costo marginal del mercado spot. Este mecanismo valorizó

las inyecciones de energía al Precio Nudo de Corto Plazo (PNCP) correspondiente a la entonces llamada *barra troncal* asociada a la subestación de distribución primaria donde se conecta cada PMGD. Esto se traduce en pagos fijos por la inyección de energía que se van actualizando de manera semestral, otorgando así ingresos más predecibles y reduciendo la exposición a la volatilidad del mercado eléctrico [5].

El decreto también incorporó el régimen de *autodespacho*, una característica central del modelo de operación de los PMGD. Bajo este esquema, estas unidades no quedaban sujetas a las instrucciones del Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC)—organismo que en ese entonces cumplía las funciones que hoy ejerce el Coordinador Eléctrico Nacional—sino que operaban de manera independiente, inyectando energía según su propia disponibilidad y condiciones internas.

Este diseño respondió a la naturaleza de los proyectos de pequeña escala, que en ese entonces no representaban una prioridad en cuanto a la administración centralizada de su inyección, tanto por su reducido tamaño como por su característica de ser generación distribuida. El autodespacho permitió simplificar su operación, reducir sus costos administrativos y facilitar su entrada al sistema, al eliminar la necesidad de cumplir con los requerimientos técnicos y de control propios de las instalaciones conectadas a transmisión.

Como resultado de estos incentivos, en los años posteriores se observó un incremento significativo en la instalación de PMGD, especialmente de tecnología fotovoltaica [2]. Este rápido crecimiento comenzó a revelar desafíos en la coordinación y conexión de estos proyectos, particularmente en materia de estandarización de procedimientos, calidad y disponibilidad de la información técnica, así como en la necesidad de otorgar mayor certeza regulatoria a los desarrolladores [6].

Asimismo, la expansión acelerada de PMGD bajo un esquema de precio estabilizado único evidenció la aparición de distorsiones económicas y señales de inversión poco alineadas con el valor horario real de la energía, lo cual motivó una revisión del marco normativo. Estos elementos, junto con la mayor complejidad operativa del sistema y la necesidad de una integración más ordenada de la generación distribuida, impulsaron el desarrollo de un régimen más robusto y detallado, culminando en la promulgación del Decreto Supremo N.º 88.

2.2. Fundamentos regulatorios y metodológicos de la determinación de precios

2.2.1. Decreto Supremo N.º 88

Debido a la obsolescencia del DS N.º 244, cuyo diseño ya no respondía al volumen, complejidad ni a las condiciones operacionales del creciente parque PMGD, el 17 de Septiembre de 2019 el Ministerio de Energía promulgó el Decreto Supremo N.º 88 “*Reglamento para Medios de Generación de Pequeña Escala*”, el cual reforzó el marco regulatorio de los PMGD al otorgar mayores certezas operativas y reglas más claras para su funcionamiento. Entre los principales mejoras al régimen anterior se tiene:

- **Declaración en Construcción:** se incorporó este mecanismo con el objetivo de monitorear el avance efectivo de los proyectos, desincentivando conductas especulativas asociadas a la reserva temprana de capacidad de conexión sin ejecución real.
- **Mayor control de plazos:** el DS N.º 88 reforzó el seguimiento de los hitos de desarrollo, estableciendo plazos más claros para la ejecución de los proyectos y las consecuencias asociadas a su incumplimiento.

- **Reglas claras de vigencia del ICC:** se definieron de manera precisa las condiciones de vigencia, caducidad y renovación de los Informes de Criterio de Conexión, reduciendo ambigüedades presentes en el régimen anterior.
- **Reducción de la discrecionalidad:** mediante una definición más detallada de roles, procedimientos y causales administrativas, se acotaron los márgenes de interpretación en la aplicación de la normativa, favoreciendo procesos de conexión y operación más transparentes y predecibles.

Este reglamento no solo consolidó las condiciones de participación de los PMGD en el sistema eléctrico, sino que además reafirmó el régimen de autodespacho como un elemento estructural del modelo regulatorio. La preservación de este mecanismo fue determinante para otorgar continuidad a los incentivos que sustentaron la expansión del segmento, resguardando la lógica original de generación distribuida y la independencia operativa de estos proyectos.

Sin embargo, el cambio más significativo introducido por el DS N.º 88 fue la incorporación de un nuevo régimen de precio estabilizado, ya no basado en el PNCP, sino en bloques horarios, diseñados para reflejar de forma más representativa las variaciones en los costos reales de la energía a lo largo del día [7].

Tabla 2.1: Intervalos temporales establecidos por el DS N.º 88.

Número de intervalo	Hora de inicio	Hora de término
1	00:00	03:59
2	04:00	07:59
3	08:00	11:59
4	12:00	15:59
5	16:00	19:59
6	20:00	23:59

Para no perjudicar a los proyectos que históricamente operaban bajo el régimen de precio estabilizado fijo —el Precio Nudo de Corto Plazo— el DS N.º 88 permitió que dichas instalaciones continuaran acogidas a ese mecanismo de pago [7]. Asimismo, con el fin de no afectar a aquellos proyectos que ya se encontraban en distintas etapas de desarrollo y que habían sido diseñados y proyectados bajo las condiciones del régimen anterior y el atractivo del PNCP, se estableció un período transitorio que les permitió mantener este régimen antes de la obligatoriedad del nuevo mecanismo de precio estabilizado por bloques horarios. Este período quedó establecido en el Artículo Transitorio N.º 2 del apartado “*Disposiciones Transitorias*”, donde se señala que las PMGD que hubiesen ingresado su solicitud de declaración en construcción dentro de los dieciocho meses posteriores a la publicación del decreto en el Diario Oficial podrían acogerse al régimen de PNCP. Este plazo vencía aproximadamente en noviembre de 2023. Como consecuencia, numerosos proyectos —que percibían el régimen de PNCP como una condición de remuneración más estable y predecible respecto del nuevo esquema por bloques horarios— aceleraron la presentación de sus declaraciones en construcción ante la Comisión Nacional de Energía. Esta situación explica el crecimiento exponencial de los PMGD observado hasta el año 2024, el cual se ilustra en la Figura 1.1, seguido de una posterior estabilización en el número de proyectos ingresados.

2.2.2. Marco regulatorio y valorización de precios: PNCP y Precio Estabilizado

Tanto el PNCP como el Precio Estabilizado cuentan con una definición formal establecida en Decretos Supremos. En el caso del PNCP, su procedimiento de fijación se encuentra regulado en los

artículos 160°, 162° y 165° del DFL N°4 de 2006 [14], que fija el texto refundido de la Ley General de Servicios Eléctricos. Estas disposiciones se desarrollan reglamentariamente en el Decreto Supremo N°86 del Ministerio de Energía, particularmente en sus artículos 4° a 10° y 37°, los cuales detallan el procedimiento técnico y el alcance de la fijación de los precios de nudo [15].

Por su parte, la definición y metodología de cálculo del Precio Estabilizado se encuentran especificadas en el Decreto Supremo N°88 del Ministerio de Energía, particularmente en sus artículos 9° y 17° [7].

Los valores aplicables a las inyecciones de los PMGD adscritos a alguno de los regímenes de precio estabilizado son publicados semestralmente por la Comisión Nacional de Energía a través del Informe Técnico de Fijación de Precio Nudo de Corto Plazo [16] y del Informe Técnico de Determinación de Precios Estabilizados [17]. Estos documentos establecen los precios en nodos representativos del sistema eléctrico y constituyen la base para la valorización de las inyecciones y el cálculo de las compensaciones económicas asociadas.

No obstante, una PMGD no necesariamente se encuentra conectada a uno de estos nodos representativos. Para abordar esta situación, cada subestación del sistema se asocia a una barra representativa en función de la distancia eléctrica, criterio que permite capturar de mejor forma las condiciones reales de operación del sistema —tales como impedancias, pérdidas y restricciones de transmisión— más allá de una simple proximidad geográfica.

En la práctica, una misma PMGD puede tener asociados dos nodos de referencia distintos. El primero corresponde al utilizado para la valorización de sus inyecciones a costo marginal, el cual puede no estar explícitamente identificado en los informes de precios. El segundo corresponde a la subestación primaria asociada, una de las barras representativas publicadas en los informes de PNCP y Precio Estabilizado, desde la cual se determinan los precios estabilizados de energía aplicables a la PMGD de acuerdo con los intervalos temporales definidos por la normativa.

En consecuencia, la valorización de las inyecciones de un PMGD puede efectuarse sobre nodos distintos según su ubicación. Mientras la valorización a costo marginal utiliza el nodo definido para dicho cálculo, la valorización bajo el régimen de precio estabilizado emplea la subestación primaria asociada. Esta diferencia debe tenerse presente para comprender el mecanismo de compensaciones asociado al régimen de precio estabilizado.

De este modo, el diseño regulatorio permite que ambos mecanismos —costo marginal y precios estabilizados— operen de forma consistente con sus respectivas metodologías, asegurando trazabilidad técnica y coherencia económica, aun cuando no exista coincidencia entre los nodos de referencia utilizados en cada caso.

2.2.3. Fundamentos técnicos en la determinación del PNCP y Precio Estabilizado

El cálculo del PNCP y del Precio Estabilizado en el Sistema Eléctrico Nacional se sustenta en una base metodológica común, centrada en la simulación de la operación óptima esperada del sistema eléctrico. Esta simulación se realiza mediante el *software* OSE2000, herramienta oficial utilizada para modelar la operación del sistema bajo criterios de mínimo costo.

Para ello, se emplea un modelo multinodal-multiembalse de operación de sistemas hidrotérmicos, basado en una metodología de optimización-simulación mediante programación dinámica dual. El modelo resuelve el problema a través de un proceso iterativo que analiza la operación del sistema de manera secuencial, desde el futuro hacia el presente. En este proceso se determinan estrategias óptimas de operación y valores del agua asociados a los embalses [16]. La convergencia permite definir

una estrategia coherente de operación y calcular los costos marginales de energía de corto plazo bajo distintos escenarios hidrológicos.

Dentro de las principales funciones del modelo OSE2000 se encuentran:

- Determinar la operación óptima de los embalses del sistema.
- Simular el despacho del conjunto de centrales generadoras, considerando bloques de demanda y restricciones de transmisión, incluidas las pérdidas en las líneas.
- Permitir una estructuración telescópica del horizonte temporal, con mayor nivel de detalle en las etapas iniciales.
- Calcular y proyectar los costos marginales de energía esperados en todas las barras del sistema.

En consecuencia, el PNCP resulta sensible a variaciones en los precios internacionales de combustibles, en los escenarios hidrológicos, en los perfiles de generación, en las proyecciones de demanda, en la entrada o retraso de obras de generación y transmisión, así como a variaciones en el tipo de cambio.

En el caso del Precio Estabilizado, su determinación se rige por lo establecido en el inciso segundo del artículo 17° del DS N.° 88, el cual indica que los antecedentes de demanda y los resultados de la simulación de la operación esperada del SEN utilizados para su cálculo se obtienen directamente del *Informe Técnico Definitivo del Precio Nudo de Corto Plazo* (ITD PNCP) del período correspondiente. En consecuencia, tanto la caracterización de la demanda como los costos marginales esperados — definidos por barra del sistema y por su estructura temporal— derivan íntegramente de dicho informe.

En coherencia con esta modelación, las variables se representan mediante una desagregación mensual en 24 bloques horarios: 12 bloques asociados a un día hábil promedio y 12 bloques correspondientes a un día no hábil promedio. Para su cálculo, el Precio Estabilizado:

- Utiliza como insumo directo los costos marginales proyectados obtenidos del modelo OSE2000.
- Reagrupa dichos costos marginales según los intervalos horarios definidos normativamente.
- Aplica un ajuste mediante una banda de precios de mercado, con el objetivo de suavizar variaciones abruptas respecto del costo marginal.

Como resultado, el Precio Estabilizado mantiene una coherencia metodológica y estructural con el PNCP, diferenciándose principalmente en su tratamiento temporal y en los mecanismos de suavización aplicados.

2.3. Costos Sistémicos

Los Costos Sistémicos o Pagos Laterales se encuentran definidos en la Norma Técnica de Coordinación y Operación [18] como aquellos “Pagos que se realizan con el fin de reconocer y remunerar costos no cubiertos por el Costo Marginal Real producto de la operación, como, por ejemplo, costos variables superiores al marginal, a los que hace referencia los artículos 167° y 168° del Reglamento CyO, y costos de partida y costos de detención, a los que hace referencia los artículos 163° del Reglamento CyO, además se incluyen las diferencias producto de precios estabilizados, entre otros.”

En el contexto de la operación del sistema eléctrico, es necesario considerar al menos las siguientes categorías de pagos laterales:

- Unidades de generación que operan con un costo variable superior al Costo Marginal Real del sistema, y que no corresponden a la prestación de Servicios Complementarios (SSCC), es decir, unidades que son despachadas fuera del orden económico o de mérito por instrucción directa del Coordinador.
- Unidades de generación que realizan procesos de partida o detención con el objeto de inyectar energía al sistema, cuyos costos asociados a dichos procesos no son recuperables a través de la remuneración a Costo Marginal Real.
- Diferencias de valorización asociadas a la inyección de energía de PMGD y PMG acogidos a un régimen de precios estabilizados, en comparación con la valorización que resultaría de aplicar el Costo Marginal Real en la barra de inyección correspondiente.

Respecto de la asignación y financiamiento de los Costos Sistémicos, estos son cubiertos por los Coordinados que efectúan retiros de energía destinados al abastecimiento de Clientes Finales, en proporción directa (a prorrata) a sus retiros físicos de energía. Dichos retiros corresponden a los registrados durante el Período de Cálculo del Costo Marginal Real a partir del cual se generan los costos no cubiertos. En el caso específico de los costos de partida y detención, los retiros considerados serán aquellos registrados durante los períodos asociados al encendido o apagado de las unidades, según corresponda. Por otra parte, cuando una central de generación es despachada fuera del orden económico con el propósito de respaldar a otra unidad que se encuentra en proceso de pruebas, dicha central deberá recibir una retribución económica equivalente a la diferencia entre su costo variable de operación y el costo marginal del sistema. Esta compensación es asumida por la empresa generadora responsable de la unidad que se encuentra en pruebas. Finalmente, los saldos resultantes de los distintos procesos de Costos Sistémicos descritos anteriormente son incorporados en los pagos por energía determinados por el Coordinador, y se reflejan en los correspondientes Balances de Transferencias de Energía.

2.3.1. Evolución de Costos Sistémicos

Históricamente, el mecanismo de precio estabilizado ha funcionado de manera consistente con su objetivo de suavizar la exposición de los PMGD a la volatilidad del mercado spot, sin generar costos significativos para el sistema.

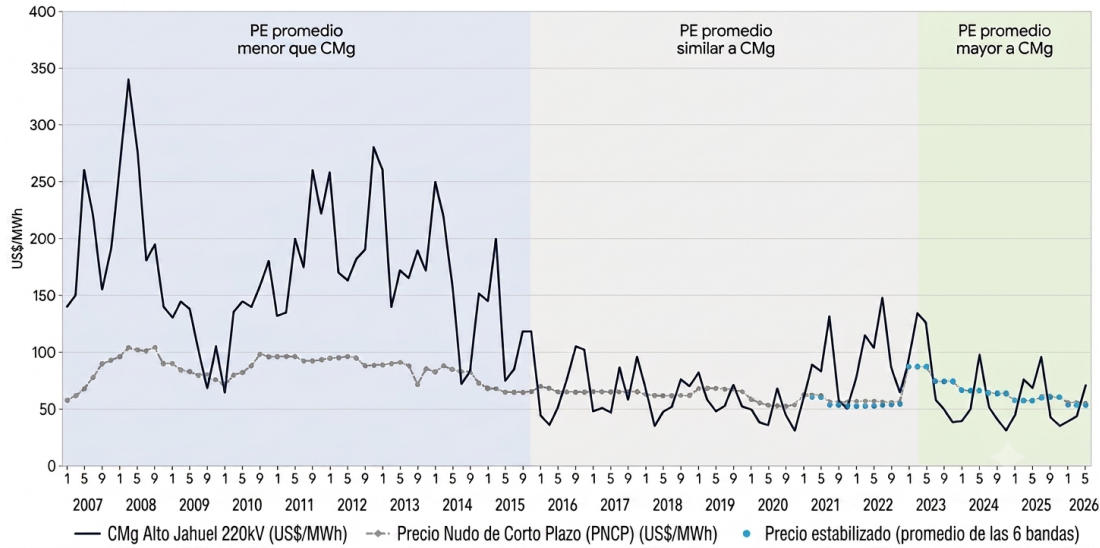


Figura 2.1: Precio estabilizado v/s costo marginal mensual, 2007–2026. [19], p. 20.

En particular, hasta el año 2015, los costos marginales promedio del sistema se ubicaron, en términos generales, por sobre los precios estabilizados definidos a partir del PNCP —Figura 2.1—. Bajo estas condiciones, la diferencia entre ambas valorizaciones resultaba favorable para el sistema, ya que el esquema de compensaciones asociado al precio estabilizado no generaba un sobre costo para los agentes retirantes.

A partir de 2015, sin embargo, se observa un cambio en esta dinámica, ya que durante el período comprendido entre 2016 y 2020 los costos marginales tendieron a converger hacia niveles similares a los del precio estabilizado. Posteriormente, desde 2023 en adelante, los costos marginales comenzaron a situarse de forma persistente por debajo de los precios estabilizados, configurando una tendencia estructural que se ha mantenido hasta la actualidad.

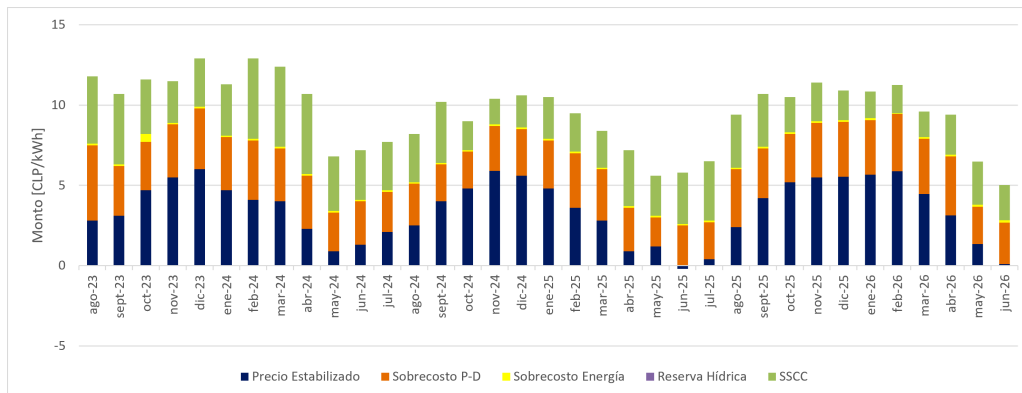


Figura 2.2: Evolución de los Costos Sistémicos en CLP/kWh. [20], p. 23.

En la figura 2.2 se presenta la evolución de los Costos Sistémicos en pesos por kWh. En particular, aquellos asociados al precio estabilizado alcanzaron los 5,91 CLP/kWh en noviembre de 2024, 5,29 CLP/kWh en noviembre de 2025 y un máximo de 5,35 CLP/kWh en febrero de 2026.

Respecto a los montos monetarios totales del período, se presenta la siguiente gráfica:

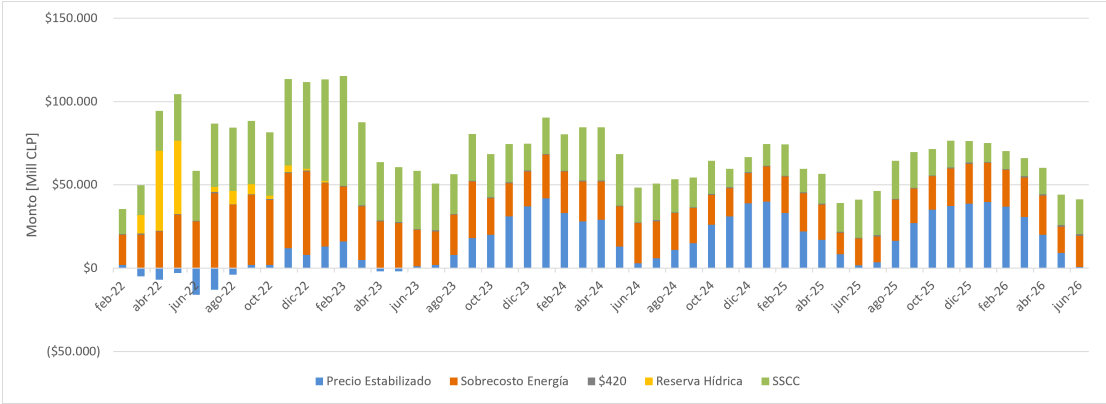


Figura 2.3: Evolución de los Costos Sistémicos en MM CLP.

En ella se aprecia que los Costos Sistémicos asociados al precio estabilizado presentan un máximo estacional entre los meses de octubre y febrero, registrando en enero de 2026 un valor de 39.782 MMCLP, equivalente al 53 % del total de Costos Sistémicos de dicho mes.

Durante 2025 el costo asociado al mecanismo de precio estabilizado de los PMGD alcanzó un monto del orden de 247.739 MMCLP, lo que representa una disminución aproximada del 17% respecto del período equivalente del año 2024 [20]. Durante el primer semestre de 2026 el monto por precio estabilizado asciende a 357.164 MMCLP de los cuales 137.230 MMCLP corresponden a precio estabilizado.

2.4. Caracterización actual del parque PMGD en el Sistema Eléctrico Nacional

2.4.1. Participación de los PMGD en la generación eléctrica nacional

Tal como se mencionó anteriormente, a inicios de 2026 la potencia instalada referente a PMGD asciende a 3698 MW [2]. El informe mensual de febrero del Coordinador Eléctrico Nacional para pequeños medios de generación distribuida indica que en el mes de diciembre de 2025 se instalaron 42 MW en medios de generación de pequeña escala, de los cuales la totalidad corresponden a PMGD. Alcanzando dicho mes una potencia de 3688 MW. Marcando un crecimiento del 23,16 % respecto a la potencia instalada en diciembre de 2024.

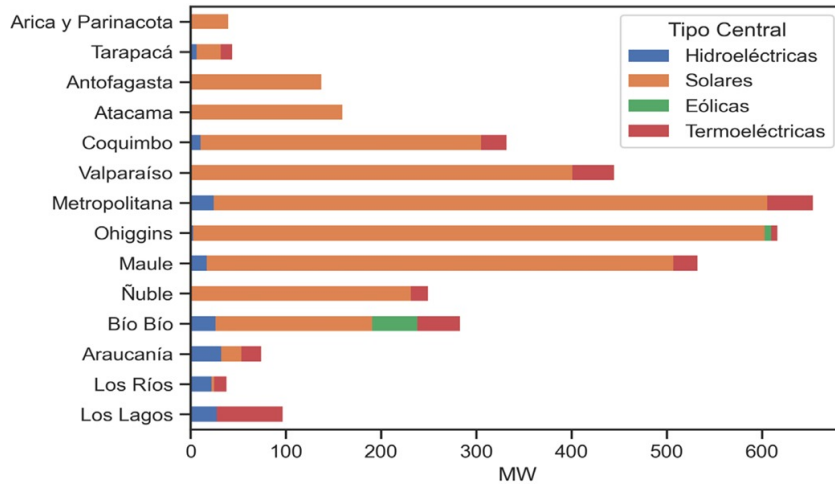


Figura 2.4: Potencia instalada PMGD por tipo de tecnología. [2], p. 4.

Según se aprecia en la figura 2.4, la tecnología solar presenta dominancia en el segmento PMGD, con una participación del 85 % [2] en la potencia instalada total. En segundo lugar queda la termoeléctrica con un 9 %, compuestas por centrales diesel, de biomasa o biogás. Finalmente las hidroeléctricas un 4.5 % y las eólicas un 1.5 % del total de la potencia PMGD a mayo de 2025. Asimismo, se analiza la distribución geográfica de estos medios de generación, la cual evidencia una alta concentración en las regiones de la zona centro del país. En particular, las regiones con mayor presencia de PMGD corresponden a la Región Metropolitana, O'Higgins, Maule y Valparaíso, respectivamente, lo que refleja tanto la disponibilidad de infraestructura eléctrica como la concentración de población y, en consecuencia, de la demanda de consumo eléctrico.

Respecto de la generación atribuida a PMGD, en 2025 representó el 7.99 % del total del sistema, siendo particularmente Noviembre el mes en el que mayor participación tuvo, alcanzando un 11.02 % del total mensual. Sin embargo, el momento en el que se alcanzó el *peak* de generación fue la hora 17 del 12 de octubre de ese año, alcanzando a representar el 28.64 % de la generación del sistema.

A continuación se presenta la generación por tecnología para el año 2025.

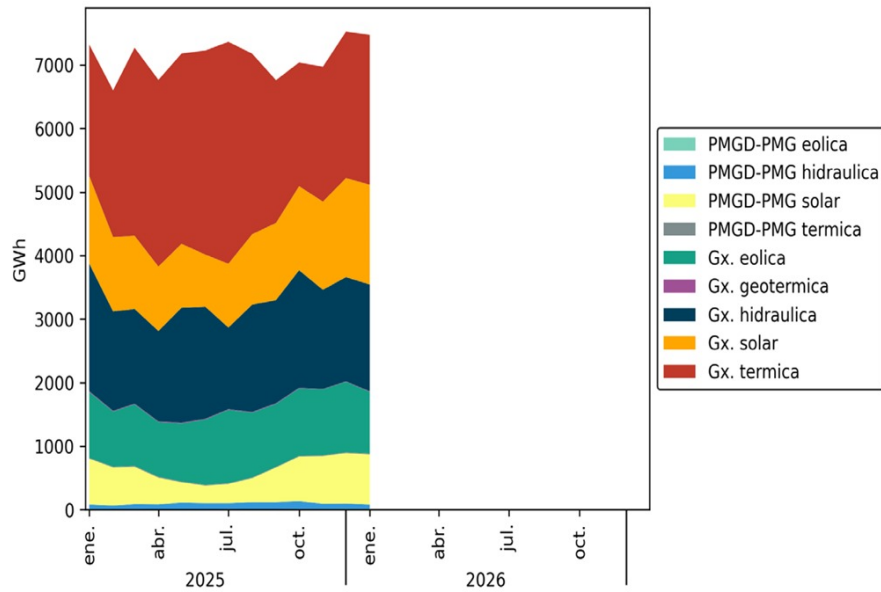


Figura 2.5: Generación mensual por tecnología. [2], p. 5.

Dado que la tecnología fotovoltaica concentra la mayor parte de la capacidad instalada de los PMGD, resulta esperable que su contribución al sistema se concentre principalmente durante las horas de mayor irradiación. Este comportamiento se observa claramente en la Figura 2.6, la cual presenta la participación horaria acumulada anual de las distintas tecnologías de generación. En particular, durante el año 2025 la mayor participación de los PMGD se registró en la hora 14, alcanzando un 17.8% del total de la energía generada en dicha hora. Respecto a enero de 2026, el periodo con mayor participación fue la hora 16, representando aproximadamente un 20 % de la generación horaria total [2].

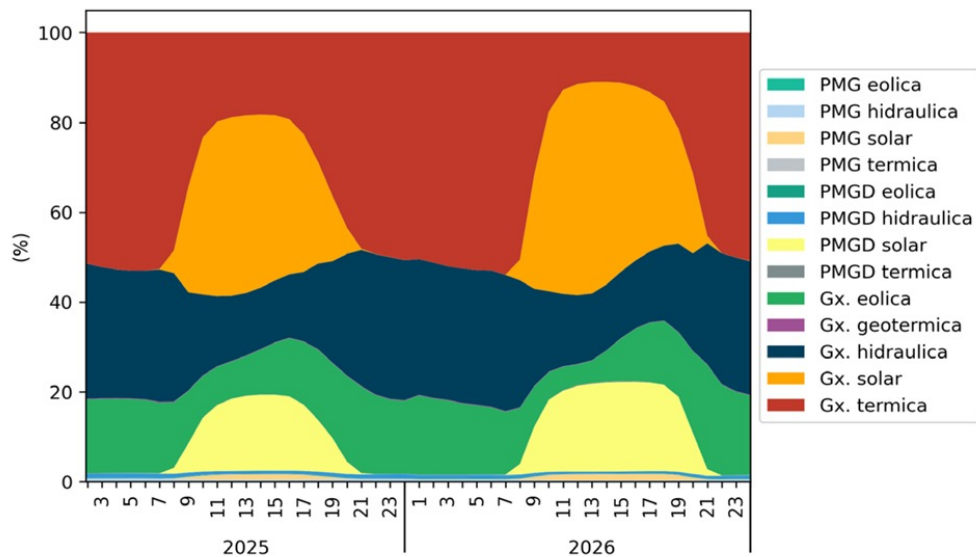


Figura 2.6: Generación horaria por tipo de tecnología. [2], p. 5.

2.4.2. Regímenes de precios aplicables a PMGD

Tal como se ha expuesto previamente, los PMGD pueden valorizar la energía que inyectan al sistema ya sea al costo marginal instantáneo o acogerse a un régimen de precio estabilizado, el cual desacopla sus ingresos de la variabilidad horaria del mercado spot.

En este último caso, coexisten dos esquemas definidos reglamentariamente. El primero corresponde al Precio Nudo de Corto Plazo (PNCP), el cual considera un valor único de la energía, independiente de la hora de inyección, y se mantiene vigente para aquellos proyectos que presentaron su declaración en construcción dentro del plazo establecido por el Decreto Supremo N.º 88.

El segundo corresponde al régimen de precio estabilizado por bloques horarios, introducido por el mismo decreto, el cual establece seis bloques diarios de valorización, haciendo depender el precio de la energía del intervalo horario en que se produce la inyección.

2.4.3. Comparativa de regímenes de precio PMGD

Las Figuras 2.7, 2.8 y 2.13 presentan una comparación entre el costo marginal promedio mensual, el precio estabilizado por bloques horarios y el precio nudo de corto plazo para tres barras representativas del sistema eléctrico nacional: Crucero 220 kV para la zona norte, Quillota 220 kV para la zona centro y Puerto Montt 220 kV para la zona sur. Esta comparación se realiza distinguiendo entre horas solares, definidas entre las 8:00 y las 20:00 horas, y horas no solares, con el fin de capturar las diferencias en la valorización de la energía según el período del día.

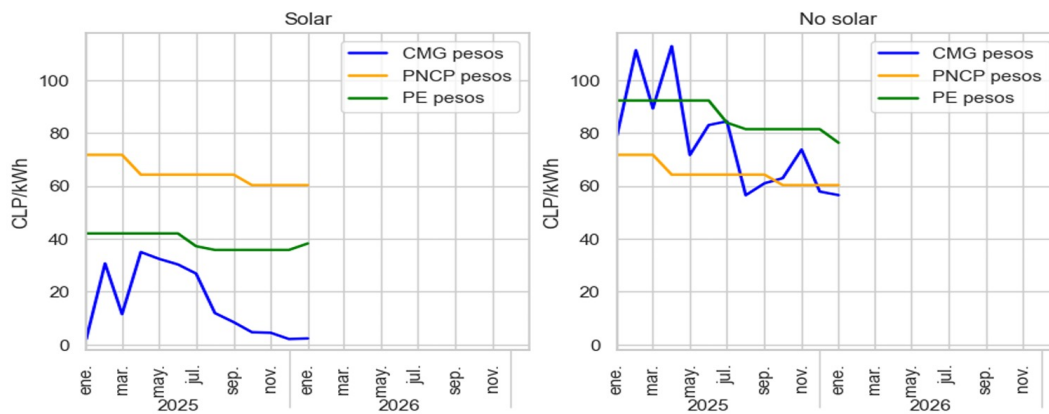


Figura 2.7: Comparativa CMg-PNCP-PE barra Crucero 220 kV enero de 2025 a enero de 2026. [2], p. 6.

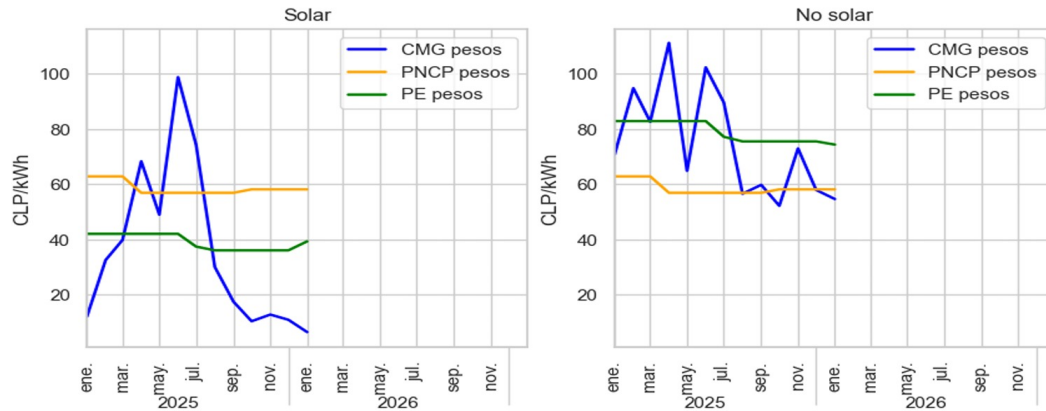


Figura 2.8: Comparativa CMg-PNCP-PE barra Quillota 220 kV enero de 2025 a enero de 2026. [2], p. 6.

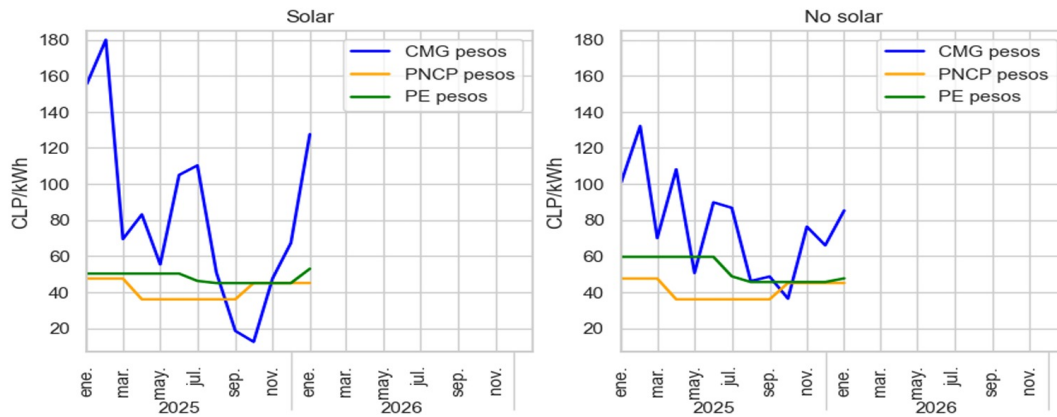


Figura 2.9: Comparativa CMg-PNCP-PE barra Puerto Montt 220 kV enero de 2025 a enero de 2026. [2], p. 7.

En términos generales, los costos marginales observados durante las horas solares tienden a ser inferiores a aquellos registrados en horas no solares. Este comportamiento se explica principalmente por la elevada inyección de generación solar fotovoltaica durante el día, la cual desplaza a tecnologías de mayor costo variable y da lugar, en numerosos períodos, a episodios de costos marginales nulos. No obstante, este efecto se atenúa en barras que presentan desacoples relevantes respecto del resto del sistema, como es el caso de Puerto Montt, donde la influencia de la generación solar sobre la formación de precios resulta más limitada. De manera análoga, se observa que en los meses con mayor disponibilidad de radiación solar los costos marginales promedio son, en general, inferiores a los registrados durante los meses de invierno.

Respecto de los regímenes de precio estabilizado, tanto el Precio Nudo de Corto Plazo como el precio estabilizado por bloques horarios presentan, en muchos de los casos, valores superiores al costo marginal, particularmente en las barras de Crucero y Quillota durante las horas solares. En este período del día, el Precio Nudo de Corto Plazo tiende a situarse por sobre el precio estabilizado por bloques horarios, mientras que en horas no solares se observa el comportamiento inverso, donde el precio estabilizado por bloques supera al Precio Nudo de Corto Plazo. Estas diferencias reflejan la

2.4. CARACTERIZACIÓN ACTUAL DEL PARQUE PMGD EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL20

forma en que cada mecanismo internaliza, con distinto grado de granularidad temporal, las variaciones horarias del sistema eléctrico.

Adicionalmente, se incorpora también en la figura 2.12 la comparación del desglose horario en la barra Quillota 220 KV para los 3 regímenes existentes. En concreto, se comparan dos épocas distintas del año, en la figura 2.10 se muestra el comportamiento de ambos precios estabilizados y del costo marginal promedio referente a Diciembre de 2024, mientras que para la figura 2.11 corresponden los de Junio de 2025.

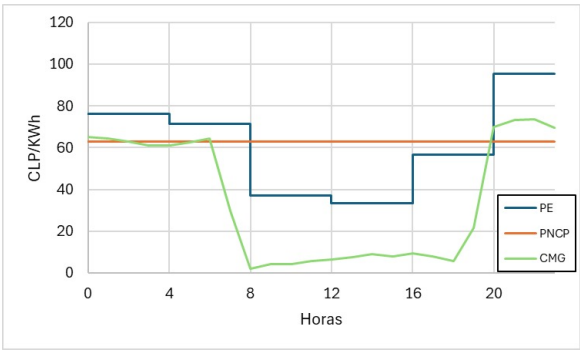


Figura 2.10: Comparativa mensual barra Quillota 220 KV Diciembre 2024.

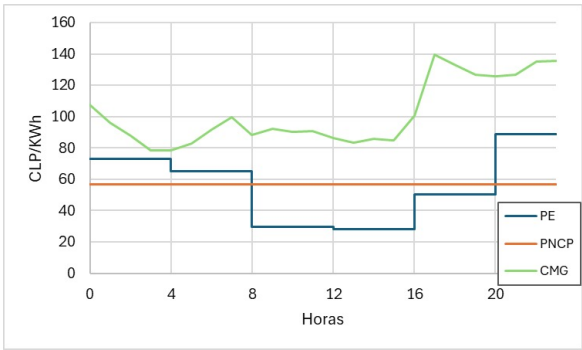


Figura 2.11: Comparativa mensual barra Quillota 220 KV Junio 2025.

Figura 2.12: Comparación CMG-PNCP-PE barra Quillota 220 KV. Elaboración propia.

Esto ratifica lo mencionado anteriormente, en meses de verano, donde la energía fotovoltaica se ve impulsada, los costos marginales descienden, volviéndose prácticamente nulos en horas no solares. También se evidencia que el precio estabilizado por bloques horarios es efectivamente mejor valorizado en horas no solares.

2.4.4. Distribución de PMGD por régimen

A continuación, se presenta la distribución de las centrales PMGD, incluyendo PMG, según el régimen de pago al cual se encuentran acogidas, considerando la información disponible hasta el primer mes de 2026.

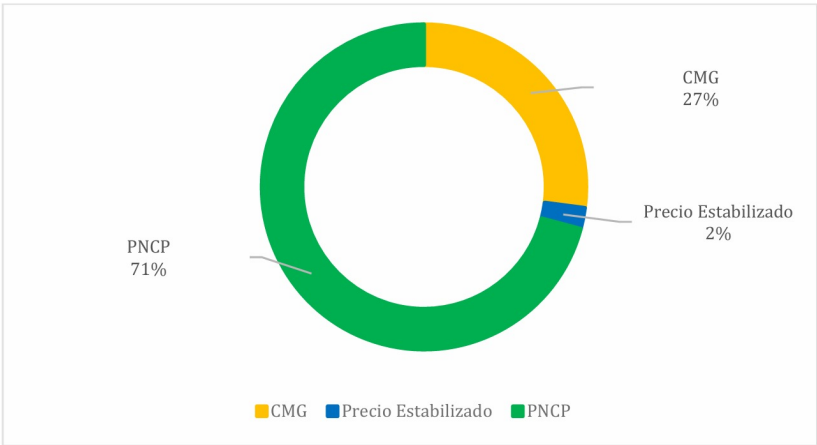


Figura 2.13: Distribución PMGD por régimen de precios a enero de 2026. [2], p. 8.

2.4. CARACTERIZACIÓN ACTUAL DEL PARQUE PMGD EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL21

Del total de centrales PMGD, una proporción mayoritaria se encuentra acogida al régimen de Precio Nudo de Corto Plazo, representando el 71 % del parque total. Al interior de este grupo, se observa una fuerte predominancia de la tecnología solar fotovoltaica, la cual concentra cerca del 97 % [2] de las centrales bajo este esquema de valorización. Este resultado es consistente con el rápido despliegue de proyectos solares de pequeña escala durante los años en que el régimen de PNCP entregó señales económicas particularmente atractivas para este tipo de tecnología.

En segundo lugar, las centrales que valorizan su energía al costo marginal instantáneo representan alrededor del 27 % del total de PMGD. A diferencia del régimen anterior, este grupo presenta una mayor diversidad tecnológica, destacando la participación de centrales termoeléctricas e hidroeléctricas, las cuales, por sus características operacionales, tienden a estar mejor posicionadas para enfrentar la exposición directa a la señal horaria del mercado spot.

Finalmente, el número de centrales acogidas al nuevo régimen de precio estabilizado por bloques horarios es aún reducido, contabilizándose únicamente 20 unidades al primer mes de 2026. De estas, 12 corresponden a tecnología solar fotovoltaica (5 más que a principios de 2025), 5 a centrales hidroeléctricas, 2 a proyectos eólicos y una a tecnología de biomasa. Esta baja adopción refleja el carácter reciente del esquema de bloques horarios, así como la existencia de regímenes transitorios que han permitido a la mayoría de los proyectos mantener modalidades de valorización previas.

2.4.5. Proyectos PMGD en construcción y conexión

A enero de 2026, los proyectos PMGD declarados en construcción alcanzan 976,65 MW, concentrados mayoritariamente en tecnología solar (89,1 %, incluyendo 115,2 MW de proyectos fotovoltaicos con BESS), como se muestra en la Figura 2.14.

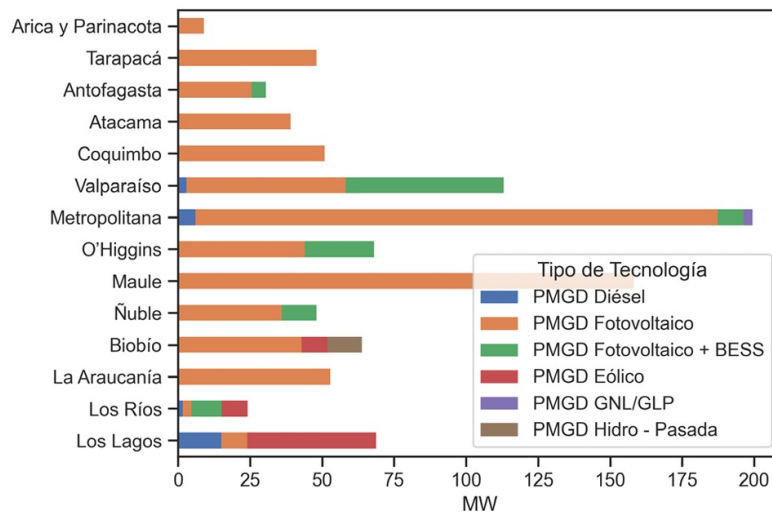


Figura 2.14: Proyectos PMGD declarados en construcción por tecnología y región a enero de 2026. [2], p. 14.

A continuación, se presentan los proyectos PMGD en proceso de conexión en el Coordinador. A enero de 2026 suman 378.5 MW de los cuales 89.8 MW están en etapa de prueba de puesta en servicio

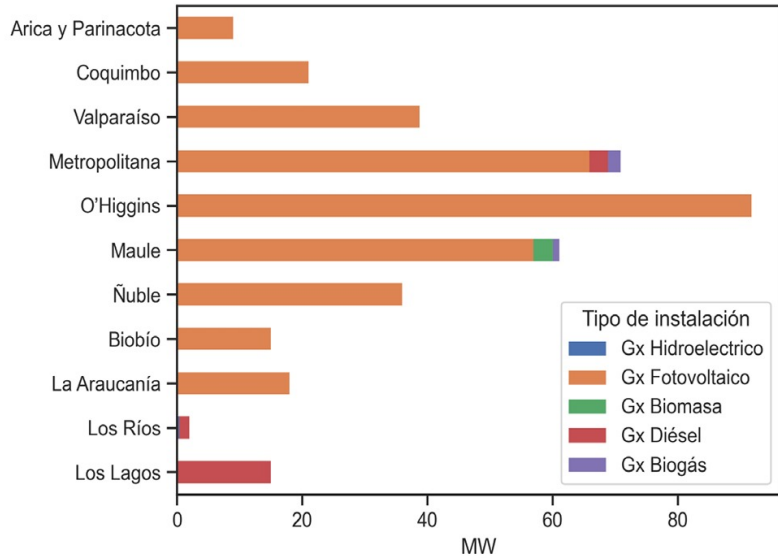


Figura 2.15: Proyectos PMGD en proceso de conexión por tecnología y región a enero de 2026. [2], p. 14.

2.4.6. Congestiones en Instalaciones de Transmisión Zonal por Inyección de PMGD

El informe "Verificación de Posibles Congestiones en Instalaciones de Transmisión Zonal por Inyección de PMGD" [21] publicado por el Coordinador en mayo de 2026 identifica la existencia de congestiones en 50 transformadores AT/MT ubicados en 46 subestaciones, de un total de 147 subestaciones informadas. En el informe se analizaron 251 transformadores, de los cuales 77 presentan inversión de flujo producto del gran número de proyectos PMGD incorporados en el periodo de análisis. Es importante mencionar que 9 de los 50 transformadores congestionados cuentan con obras de expansión en construcción, que entrarían en servicio entre los años 2026 y 2027, lo que agudizaría las congestiones ya percibidas.

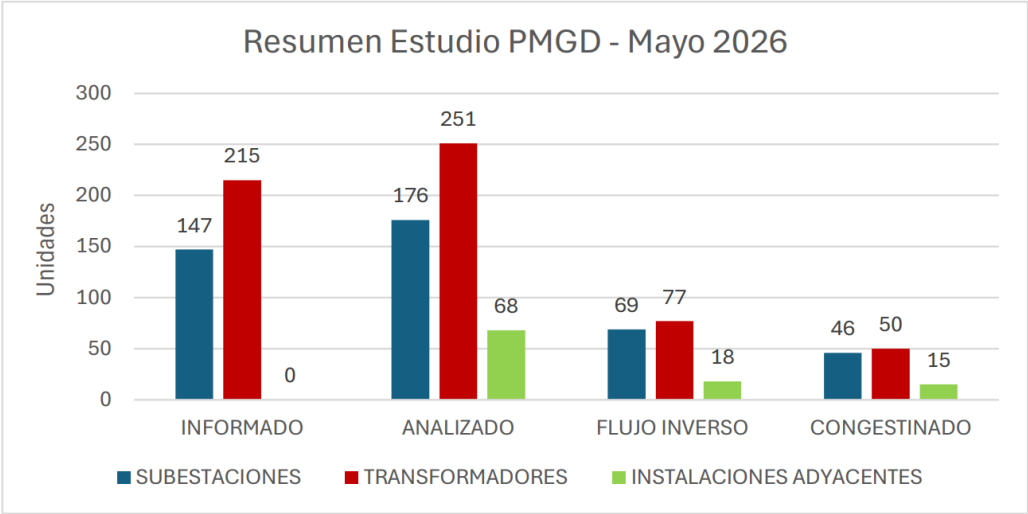


Figura 2.16: Unidades estudiadas para la verificación de congestiones por parte de proyectos PMGD. [22], p. 5.

En la Figura 2.17 se presentan las subestaciones, transformadores e instalaciones adyacentes, tales

2.4. CARACTERIZACIÓN ACTUAL DEL PARQUE PMGD EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL²³

como líneas y transformadores, que registran condiciones de congestión, agrupado por región. Se da cuenta, además, que este efecto se concentra con mayor intensidad en las regiones de O'Higgins y Metropolitana, presentando congestión en 15 y 8 transformadores, respectivamente.

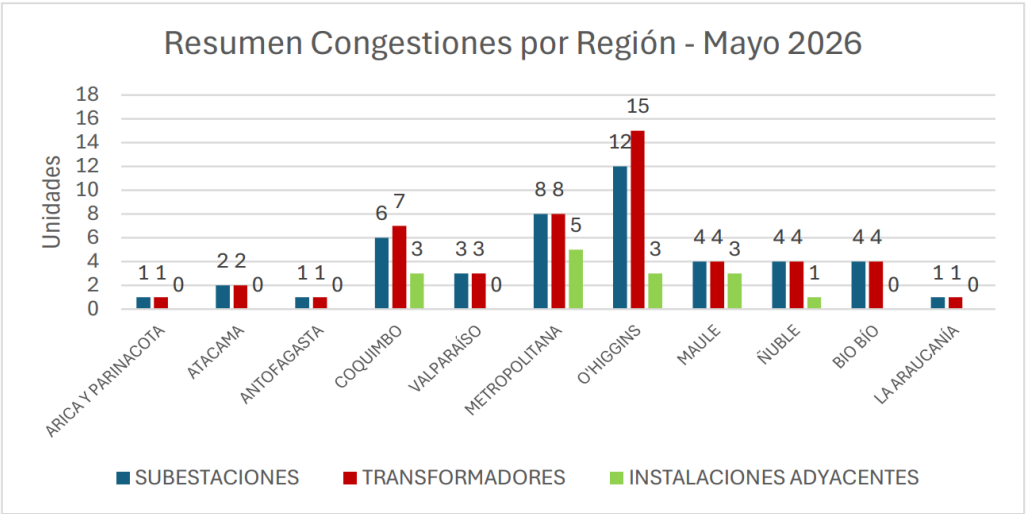


Figura 2.17: Regiones que presentan congestiones por proyectos PMGD. [22], p. 6.

Adicionalmente se incorpora el registro de congestiones desde el año 2020.

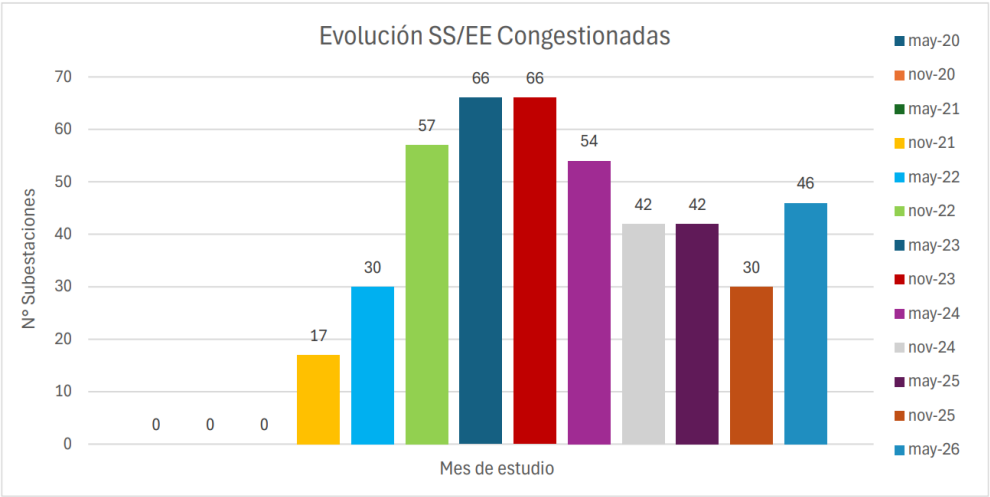


Figura 2.18: Evolución de subestaciones congestionadas desde noviembre de 2020. [22], p. 8.

Tal como se observa en la figura 2.18, desde la implementación del monitoreo de congestiones por PMGD en el año 2020, la cantidad de subestaciones afectadas mostró una trayectoria nula o acotada entre mayo de 2020 y noviembre de 2021; un período inicial en el que la penetración de estos medios de generación aún no saturaba la capacidad instalada del sistema de transmisión zonal. No obstante, a partir de noviembre de 2022 —y con especial intensidad durante 2023— se registró un incremento significativo de subestaciones congestionadas, alcanzando su pico histórico de 66 instalaciones en mayo y noviembre de dicho año.

Este marcado crecimiento en 2023 respondió al ingreso masivo y acelerado de proyectos PMGD

fotovoltaicos en los sistemas de distribución local. Dicho proceso fue impulsado por la fecha límite de acogimiento al régimen antiguo de precio estabilizado establecida por el DS N°88, lo que motivó una ola de declaraciones en construcción y puestas en servicio concurrentes. La acumulación sin precedentes de capacidad inyectada provocó frecuentes fenómenos de inversión de flujo en los transformadores de las subestaciones primarias, sobrepasando de forma estructural la capacidad técnica de transferencia hacia las redes de transmisión zonal. Esto generó un cuello de botella sistémico que comenzó a descender a partir de 2024, producto de restricciones operativas, la actualización de declaraciones de avance y la entrada progresiva de obras de expansión.

Por su parte, el incremento en el número de subestaciones congestionadas registrado en el estudio de mayo de 2026 —que pasó de 30 a 46 instalaciones respecto al informe de noviembre de 2025— responde principalmente al efecto combinado de la estacionalidad del período y a cambios en la capacidad instalada. Por un lado, las condiciones estacionales consideradas en las simulaciones reducen los niveles de demanda mínima local en la red de distribución. Esta disminución del consumo in situ limita la capacidad de absorción de la energía generada por los PMGD, forzando un mayor flujo inverso de potencia a través de las subestaciones.

Por otro lado, la entrada en operación y materialización de obras adicionales en la infraestructura de distribución permitió que diversos proyectos PMGD incrementaran formalmente su potencia de inyección autorizada.

2.5. Compensaciones por Precio Estabilizado

Las compensaciones por precio estabilizado constituyen un elemento central en la interacción entre los PMGD y el resto de los agentes del sistema eléctrico, ya que materializan económicamente la diferencia entre el esquema de precios estabilizados y la valorización a costo marginal. En este contexto, a continuación se presenta la evolución de dichas compensaciones, con el objetivo de caracterizar su magnitud y comportamiento en el tiempo, en función de las condiciones observadas en el sistema eléctrico.

2.5.1. Compensación mensual por Precio Estabilizado

Para los medios de generación de pequeña escala que se encuentran acogidos a cualquiera de los regímenes de precio estabilizado, la diferencia que se produce entre la valorización de sus inyecciones a dicho precio y la valorización al costo marginal instantáneo no es internalizada directamente por el medio de generación, sino que es asignada por el Coordinador Eléctrico Nacional entre los agentes que realizan retiros de energía del sistema, en proporción a dichos retiros.

Este mecanismo implica que, cuando en una determinada hora el precio estabilizado resulta superior al costo marginal, la diferencia es positiva, generándose una compensación económica a favor del medio de generación acogido a este régimen. En cambio, si el precio estabilizado es inferior al costo marginal, la diferencia se torna negativa, obligando al generador a devolver dicho diferencial, de modo que la valorización final de sus inyecciones refleje la señal económica del sistema.

Desde una perspectiva temporal, el análisis de las compensaciones mensuales permite identificar patrones de comportamiento asociados tanto a la estacionalidad de la generación renovable como a las condiciones de operación del sistema. En particular, se observa que los montos de compensación presentan variaciones relevantes a lo largo del año, reflejando la interacción entre los perfiles de generación —principalmente fotovoltaicos— y la evolución de los costos marginales.

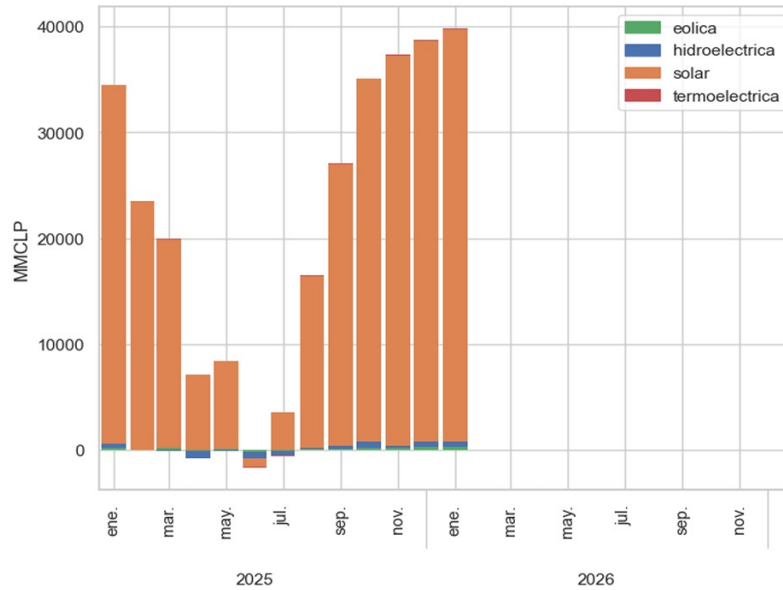


Figura 2.19: Compensaciones mensuales por precio estabilizado desde enero de 2025 a enero de 2026. [2], p. 9.

Tal como se aprecia en la Figura 2.19, las compensaciones tienden a incrementarse en los meses de mayor radiación solar, lo que se traduce en mayores diferencias positivas entre el precio estabilizado y el costo marginal. Este comportamiento es consistente con la alta penetración de tecnología fotovoltaica en el segmento PMGD, la cual concentra su generación en horas donde el costo marginal tiende a disminuir, amplificando así las compensaciones a su favor.

En la figura 2.19 se observan las compensaciones mensuales por precio estabilizado, alcanzando un máximo de 39782 MMCLP [2] en enero de 2026, presentando un 2,8 % de aumento respecto al mes anterior. También se aprecia la característica estacional que presentan, aumentando en meses estivales, lo que responde a la naturaleza fotovoltaica predominante en este tipo de proyectos.

2.5.2. Compensaciones acumuladas por Precio Estabilizado

El análisis de las compensaciones acumuladas permite evaluar el efecto neto del mecanismo de precio estabilizado en horizontes de mayor plazo, suavizando las fluctuaciones mensuales y evidenciando tendencias estructurales. En este contexto, los resultados acumulados reflejan de manera más clara qué tecnologías y configuraciones operativas han resultado beneficiadas o perjudicadas por este esquema de valorización.

En la figura a continuación, se presentan las compensaciones acumuladas por precio estabilizado para las fechas desde enero 2025 a enero 2026, considerando compensaciones desde el año 2020. Nuevamente, las centrales que más beneficios han obtenido en el periodo estudiado son las de tipo solar, mientras que las demás tecnologías registran compensaciones acumuladas negativas, lo que implica pagos netos hacia el sistema.

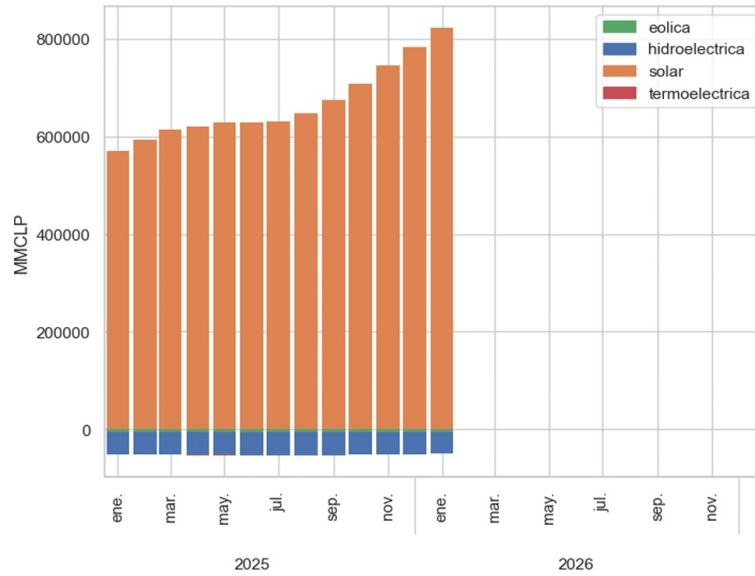


Figura 2.20: Compensaciones acumuladas por precio estabilizado desde enero de 2025 a enero de 2026. [2], p. 10.

En la Figura 2.20 se observa que las compensaciones presentan una trayectoria creciente en el período analizado, lo que da cuenta de una persistencia en las diferencias entre precios estabilizados y costos marginales. Esta tendencia se encuentra estrechamente vinculada a la evolución reciente del sistema eléctrico, caracterizada por una mayor penetración de generación renovable de bajo costo variable.

Durante 2025, las compensaciones por precio estabilizado ascendieron a 248728 MMCLP, lo que representa una disminución del 15 % respecto al año anterior, donde las compensaciones acumuladas totalizaron 293079 MMCLP.

Una desagregación de las compensaciones acumuladas por tipo de tecnología permite identificar diferencias significativas en los resultados económicos asociados al mecanismo de precio estabilizado. En particular, se observa que las tecnologías con perfiles de generación concentrados en horas de baja valorización marginal —como la solar fotovoltaica— tienden a capturar mayores beneficios relativos.

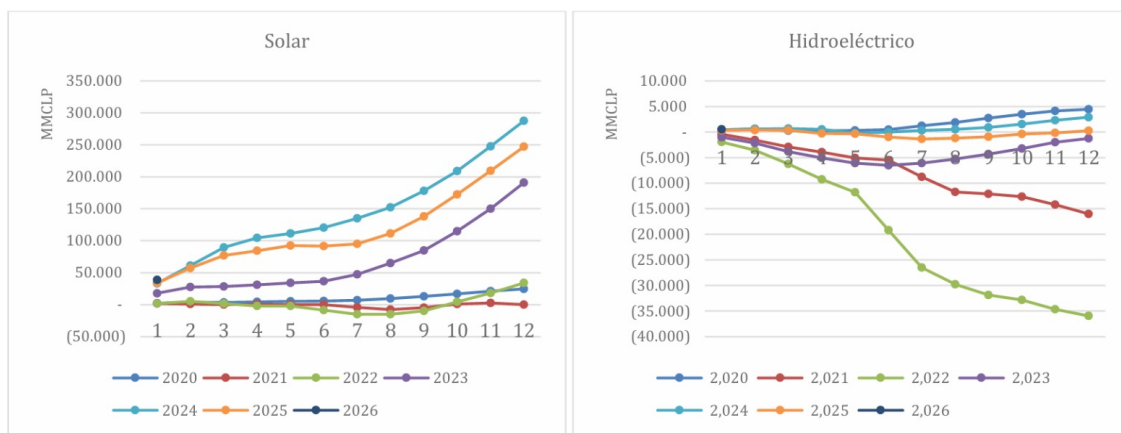


Figura 2.21: Compensaciones acumuladas por año para tecnologías solar e hidroeléctrica. [2], p. 11.

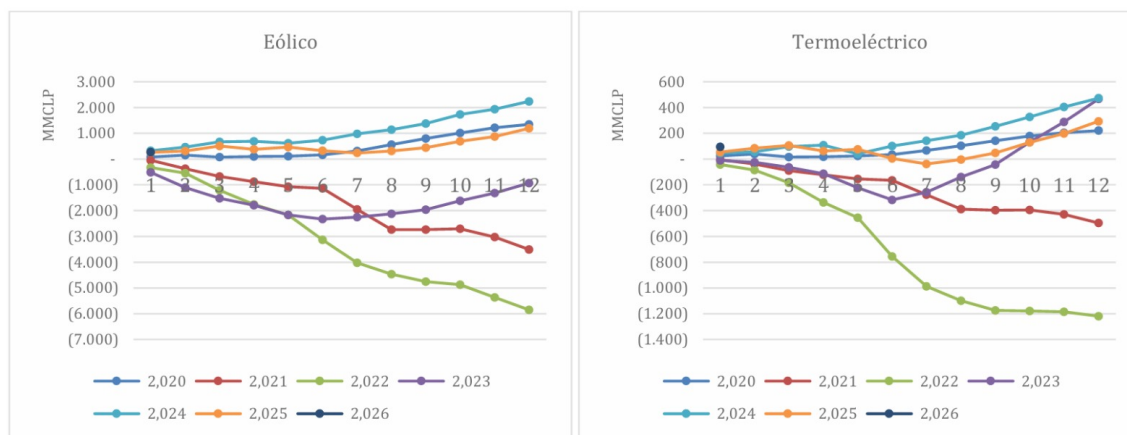


Figura 2.22: Compensaciones acumuladas por año para tecnologías eólica y termoeléctrica. [2], p. 11.

Como se muestra en las Figuras 2.21 y 2.22, la tecnología solar presenta una tendencia consistentemente positiva en términos de compensaciones acumuladas, especialmente en los últimos años del período analizado. En contraste, otras tecnologías, como la eólica, hidroeléctrica y termoeléctrica, exhiben resultados mayoritariamente negativos, lo que indica que, en promedio, han debido transferir recursos al sistema bajo este esquema.

2.6. Almacenamiento energético y su rol en la valorización de energía

En el contexto de las distorsiones económicas y operacionales asociadas a los regímenes de valorización de energía en PMGD, particularmente aquellas vinculadas a los precios estabilizados, los sistemas de almacenamiento en baterías, conocidos como BESS (Battery Energy Storage Systems), han emergido como una alternativa tecnológica capaz de modificar los patrones de inyección y valorización de la energía en el sistema.

Los sistemas de almacenamiento en baterías corresponden a tecnologías basadas en acumuladores compuestos por múltiples celdas electroquímicas interconectadas, capaces de almacenar energía eléctrica para su posterior utilización cuando las condiciones operativas del sistema así lo requieren. Estos sistemas pueden operar de manera integrada con centrales de generación, dando origen a configuraciones híbridas, o bien conectarse de forma independiente al sistema eléctrico como unidades *stand-alone*. En su operación a gran escala, el almacenamiento permite consumir energía durante períodos de menor demanda e inyectarla en aquellas horas en que resulta más valiosa desde un punto de vista operativo o económico, contribuyendo a la reducción del riesgo de Energía No Suministrada en horas de alta demanda, a la gestión de congestiones en el sistema de transmisión y a la disminución de vertimientos de generación renovable. En este sentido, el almacenamiento permite desplazar energía desde períodos de menor valorización hacia aquellos donde el precio de la energía resulta más elevado, lo que adquiere especial relevancia en sistemas donde coexisten señales de precio desacopladas del costo marginal. La potencia de estos sistemas es variable y depende del número de módulos instalados, mientras que su duración puede variar desde algunos minutos hasta varias horas, siendo predominantes las configuraciones de 4 a 5 horas de almacenamiento, dada la capacidad de arbitraje energético que ofrecen y los potenciales ingresos asociados a esta tecnología.

Los costos asociados a los sistemas de almacenamiento en baterías han presentado una disminución sostenida durante los últimos años [23], impulsada principalmente por los avances tecnológicos alcanzados en el desarrollo y fabricación de estos sistemas. Dichas mejoras han permitido incrementar la eficiencia, densidad energética y vida útil de las baterías, reduciendo simultáneamente sus costos de

inversión y operación, lo que ha contribuido a que estas tecnologías se vuelvan progresivamente más competitivas frente a alternativas convencionales.

Adicionalmente, la diversificación de las tecnologías de almacenamiento disponibles, que incluye distintos tipos de baterías con características técnicas y económicas diferenciadas, ha favorecido una mayor competencia y especialización según los requerimientos del sistema eléctrico [24], consolidando así al almacenamiento como una alternativa cada vez más viable desde un punto de vista técnico y económico.

A continuación se presentan los costos del Informe de Costos de Tecnologías de Generación y Almacenamiento, elaborado por la Comisión Nacional de Energía de los años 2019 [25], 2023 [26], 2024 [27] y 2025 [24].

Tabla 2.2: Evolución Costos de Inversión en Almacenamiento.

Tecnología	Costo de inversión [US\$/kW]	Año Informe ICTGA
Almacenamiento BESS 10MW, 5 Hrs	2.253	2019
Solar + Almacenamiento @2-4 hrs	1.494	2023
Almacenamiento BESS @2-4 hrs	1.252	2024
Almacenamiento BESS @4 hrs	814	2025

El Informe de Costos de Tecnologías de Generación y Almacenamiento de mayo de 2025 [24] indica además que los costos de inversión de un sistema BESS con hasta 4 horas de almacenamiento se sitúan en un rango aproximado entre 702 US\$/kW y 944 US\$/kW, con un valor promedio estimado de 814 US\$/kW.

En consecuencia, la incorporación de sistemas BESS en proyectos PMGD no solo responde a criterios técnicos y de operación, sino que también introduce nuevas dinámicas económicas en la valorización de la energía, con potenciales efectos sobre las compensaciones por precio estabilizado y, en última instancia, sobre los Costos Sistémicos del sistema eléctrico.

Capítulo 3

Metodología y Parámetros de Simulación

3.1. Planificación de Escenarios

La correcta evaluación del potencial de hibridación en proyectos PMGD requiere, como punto de partida, una adecuada identificación de aquellos casos en los que dicha estrategia podría resultar técnica y económicamente atractiva. En este contexto, se vuelve necesario discriminar qué proyectos presentan condiciones operacionales que los hagan susceptibles de incorporar sistemas de almacenamiento, particularmente en función de los incentivos asociados al esquema de precio estabilizado por bloques horarios, el cual introduce señales económicas diferenciadas entre periodos diurnos y nocturnos.

Con el objetivo de abordar esta selección de manera sistemática y fundamentada, se emplea como insumo principal el informe “*Verificación de Posibles Congestionamientos por Inyección de PMGD*” [22], publicado en mayo de 2025 por el Coordinador Eléctrico Nacional. Este documento se basa en la metodología establecida en la *Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD* [28], constituyendo una referencia oficial para el análisis de los efectos que la inyección de generación distribuida tiene sobre la operación de la red de distribución.

Tal como se expuso en el capítulo anterior, el Coordinador Eléctrico Nacional elabora este informe de forma semestral, en el cual se identifican y caracterizan los problemas de congestión derivados del autodespacho de los PMGD, detallando los transformadores y elementos de red potencialmente afectados. Este análisis permite evidenciar condiciones de operación en las que la capacidad de evacuación de energía se ve comprometida, generando restricciones que pueden impactar directamente en los niveles de inyección de estos proyectos.

En este escenario, la planificación de los casos de estudio se construye sobre la base de dicha información, utilizando los resultados reportados por el Coordinador como un primer filtro técnico para identificar aquellos PMGD que operan en entornos con mayor nivel de restricción. De esta forma, se establece un marco metodológico que permite enfocar el análisis en situaciones representativas, donde la hibridación con almacenamiento no solo es factible, sino que además podría responder a incentivos concretos derivados de la operación del sistema eléctrico.

3.2. Metodología

3.2.1. Metodología de análisis de congestiones según la NTCO de PMGD empleada por el CEN

La selección de los PMGD analizados en este trabajo se realizó utilizando como referencia los resultados del Informe de Verificación de Congestiones elaborado por el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) [22] conforme a la Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD. Dicho informe evalúa la capacidad de las instalaciones de distribución y transmisión zonal para absorber la inyección de generación distribuida, identificando aquellas zonas donde existen inversiones de flujo y potenciales condiciones de congestión producto de la alta penetración de PMGD.

A partir de estos resultados se identificaron las subestaciones y transformadores con mayores niveles de congestión esperada, entendiendo que estas condiciones aumentan la probabilidad de que los PMGD conectados enfrenten restricciones de generación. Bajo esta premisa, se seleccionaron como casos de estudio aquellos proyectos emplazados en zonas con mayor riesgo de congestión, ya que la incorporación de sistemas de almacenamiento presenta un mayor potencial para capturar energía que de otro modo podría verse afectada por limitaciones operacionales.

La descripción detallada de la metodología empleada por el CEN para la determinación de congestiones, incluyendo los criterios normativos, formulación matemática y resultados utilizados como referencia, se presenta en el Anexo 6.1.

3.2.2. Determinación de Casos de Estudio

Es importante mencionar que, para efectos de este estudio, la selección de los PMGD con potencial de hibridación se sustentará principalmente en el análisis de Nivel 1 6.1, con énfasis en los escenarios de operación diurna, debido a la naturaleza solar de las centrales fotovoltaicas.

Bajo este enfoque, la presencia de inversión de flujo en los transformadores de las subestaciones a las cuales se conectan los PMGD se adopta como un criterio central para la construcción de los casos de estudio. Si bien este fenómeno no constituye por sí solo una condición suficiente para determinar la necesidad de hibridación, sí representa un indicador robusto de posibles restricciones operacionales, en tanto sugiere una eventual afectación de las inyecciones en el corto y mediano plazo, ya sea por limitaciones de capacidad o por la aparición de condiciones de congestión en la red.

De esta manera, aquellos PMGD asociados a transformadores que presentan inversión de flujo serán considerados como candidatos prioritarios para evaluar esquemas de hibridación, en la medida en que enfrentan un entorno operativo más restrictivo, lo que podría traducirse en incentivos económicos y técnicos para complementar su generación mediante tecnologías adicionales, como sistemas de almacenamiento.

Dado que el objetivo del presente estudio es identificar aquellos PMGD con mayor potencial de enfrentar restricciones operacionales asociadas a congestión, se estableció una clasificación de casos de estudio en función del nivel de inversión de flujo registrado en los transformadores de las subestaciones a las cuales se conectan dichos proyectos.

En particular, se definieron dos rangos de análisis, diferenciados según la magnitud de la inversión de flujo observada en condiciones de operación diurna. Esta segmentación permite discriminar entre escenarios con distintos niveles de severidad de congestión y, por consiguiente, distintos incentivos potenciales para la incorporación de sistemas de almacenamiento mediante esquemas de hibridación.

La clasificación propuesta se resume de la siguiente manera:

■ **Rango 1: Alta congestión**

Considera aquellos PMGD conectados a transformadores que presentan inversión de flujo superior a 10 MW. Este grupo representa los casos con mayor nivel de estrés operacional sobre la red de distribución y, por tanto, aquellos con mayor probabilidad de enfrentar restricciones de inyección en el corto y mediano plazo.

■ **Rango 2: Congestión moderada**

Considera aquellos PMGD conectados a transformadores que presentan inversión de flujo entre 0 MW y 10 MW. Si bien estos casos evidencian condiciones de congestión menos severas, igualmente constituyen escenarios relevantes para analizar potenciales estrategias de hibridación.

La Figura 3.1 resume esquemáticamente los criterios utilizados para la definición de ambos rangos de estudio.

Clasificación de Casos de Estudio según Nivel de Inversión de Flujo		
Rango	Nivel de inversión de flujo	Interpretación
Rango 1	> 10 MW	Alta congestión
Rango 2	0 – 10 MW	Congestión moderada

Figura 3.1: Clasificación de los casos de estudio según nivel de inversión de flujo.

Bajo esta metodología, se identifican los PMGD asociados a cada rango de congestión, priorizando aquellos vinculados a transformadores con mayores niveles de inversión de flujo, dada su mayor exposición a condiciones operativas restrictivas. Este enfoque permite focalizar el análisis en los proyectos que, debido al entorno de red en el que se emplazan, presentan un mayor potencial de beneficiarse de estrategias de hibridación.

La distribución regional de los transformadores congestionados y de los PMGD asociados a cada rango se presenta en la Tabla 3.1.

Tabla 3.1: Rangos propuestos y sus respectivas congestiones

Región	Trafos Congest.	Rango 1 (>10 MW)			Rango 2 (0-10 MW)		
		Trafos (>10)	PMGD en S/E	PMGD Prox. PES	Trafos (0-10)	PMGD en S/E	PMGD Prox. PES
Arica y Parinacota	0	0	0	0	0	0	0
Tarapacá	0	0	0	0	0	0	0
Antofagasta	0	0	0	0	0	0	0
Atacama	2	0	0	0	2	4	2
Coquimbo	8	2	17	1	6	26	5
Valparaíso	3	1	13	1	2	13	0
Metropolitana	6	0	0	0	6	29	6
O'Higgins	10	1	6	1	9	26	2
Maule	5	1	3	1	4	10	1
Ñuble	4	1	0	0	3	11	0
Biobío	5	0	0	0	5	18	2
Araucanía	0	0	0	0	0	0	0
Los Ríos	0	0	0	0	0	0	0
Los Lagos	0	0	0	0	0	0	0
PMGD totales en rango PMGD fotovoltaicas Potencia		39			137		
		43			155		
		37			124		
		220,6915			654,1533		
		MW			MW		

La diferencia entre la cantidad total de PMGD identificados y los finalmente seleccionados se debe a la exclusión de proyectos térmicos, eólicos e hídricos, enfocando el análisis en centrales fotovoltaicas, cuya generación se concentra principalmente en horas diurnas, lo que las hace más susceptibles a capturar beneficios mediante el desplazamiento de energía hacia horarios de mayor valorización o frente a restricciones y congestiones en la red.

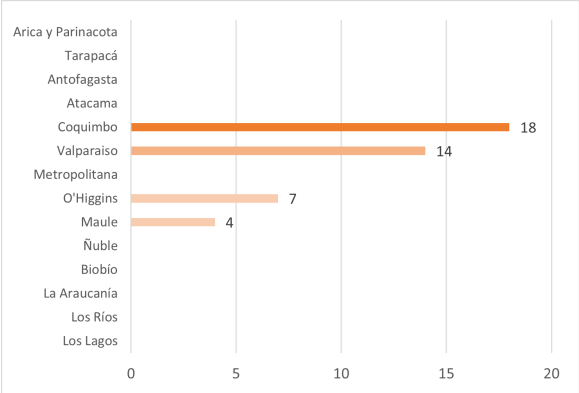


Figura 3.2: Cantidad de PMGDs del rango 1, por región.

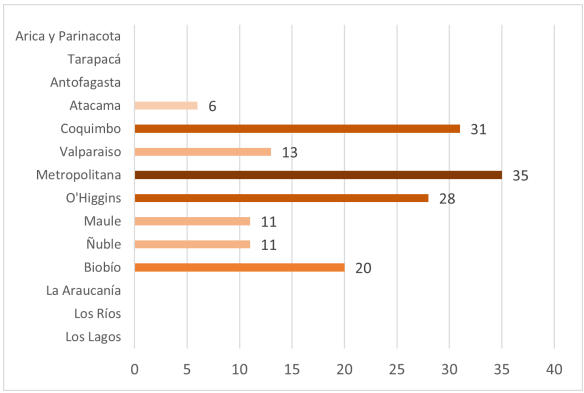


Figura 3.3: Cantidad de PMGDs del rango 2, por región.

Figura 3.4: Cantidad de PMGDs consideradas en los rangos de estudio, por región.

El detalle completo de los PMGD considerados en cada rango de estudio, incluyendo su región, subestación de conexión, potencia, régimen y estado operativo, se presenta en la sección de anexos [6.4](#) del presente trabajo. Asimismo, la Figura [3.4](#) muestra la distribución regional de los casos seleccionados

para cada rango de análisis.

3.2.3. Caso 1: Escenario de Alta Congestión y Migración Parcial al Nuevo Régimen

El primer caso de estudio estará compuesto, en primera instancia, por aquellos PMGD pertenecientes al Rango 1, es decir, proyectos conectados a transformadores que presentan niveles de inversión de flujo superiores a 10 MW, condición que representa los escenarios de mayor severidad de congestión identificados en el presente análisis. El listado completo se encuentra en anexos 6.4.1.

Adicionalmente, con el objetivo de complementar la evaluación mediante antecedentes operacionales explícitos, se incorporarán aquellos PMGD que, independientemente del nivel de inversión de flujo asociado, presenten restricciones informadas directamente por las empresas distribuidoras al Coordinador Eléctrico Nacional y que se encuentren publicadas en el informe de congestiones utilizado como base para este estudio.

La Tabla 3.2 presenta los PMGD que, aun cuando no necesariamente pertenecen al Rango 1, fueron incorporados al Caso 1 debido a restricciones operacionales explícitamente informadas por las empresas distribuidoras.

Tabla 3.2: Listado de PMGD que presentan restricciones incorporadas al Caso 1

#	Región	S/E	Nombre PMGD	Estado	Pot. MW	Pot. Restringida MW	Régimen
1	Atacama	Caldera	PMGD PFV CE Caldera	Operativa	9	6,33	PNCP
2	Coquimbo	El Peñón	PMGD PFV Las Tacas II	DeC	3	2,68	PE
3	Coquimbo	Illapel	PMGD PFV Siete Colores	Operativa	9	6	PNCP
4	Coquimbo	Monte Patria	PMGD PFV Sirimavo	Operativa	3	1,05	PNCP
5	Metropolitana	Isla de Maipo	PMGD PFV Liebre del Verano	Operativa	9	7,54	PNCP
6	Metropolitana	Rungue	PMGD PFV Doña Rubena	Operativa	3	1,4	PNCP
7	O'Higgins	Malloa	PMGD Santa Ines Sunray	Operativa	9	6,14	CMg
8	O'Higgins	Mostazal	PMGD PFV Parque Solar Rio Peuco	Operativa	2,75	2,23	PNCP
9	O'Higgins	Pelequén	PMGD PFV Malloa Sunlight	DeC	9	2,06	PNCP
10	Maule	Colbún	PMGD PFV Machicura	Operativa	9	4,5	PNCP
11	Maule	Parronal	PMGD PFV La Huerta	Operativa	2,97	2,2	PNCP
12	Maule	Panimávida	PMGD PFV Rari Solar	DeC	9	7,65	PNCP
13	Ñuble	Cholguan	PMGD PFV P.S. Pequén	DeC	9	4	PNCP
14	Bío Bío	Los Angeles	PMGD PFV Lengua Solar (San Antonio Solar I)	Operativa	4	0,3	PNCP
15	Bío Bío	Negrete	PMGD PFV El Araucano	DeC	2,5	0,53	PNCP
height	Total	93,22	MW				

Finalmente, para el Caso 1 se incorporarán adicionalmente algunas PMGD adscritas al nuevo régimen, buscando mantener una proporción aproximada del 10 % respecto del total de proyectos considerados. Lo anterior tiene por objetivo preservar la representatividad de proyectos acogidos a dicho régimen dentro de la muestra, así como analizar el impacto que la hibridación podría tener sobre PMGD que actualmente operan bajo estas nuevas condiciones regulatorias.

Tabla 3.3: Listado de PMGD en régimen PE incluidas en el Caso 1

#	Región	S/E	Nombre PMGD	Estado	Potencia MW	Régimen
1	Metropolitana	Santa Rosa (CGE)	PMGD PFV Lo Sierra	Operativa	3	PE
2	Metropolitana	Polpaico (STM)	PMGD PFV Altos de Tiltit	Operativa	3	PE
3	O'Higgins	San Vicente de Tagua Tagua	PMGD PFV Santa Amelia	Operativa	3	PE
4	O'Higgins	Quinta	PMGD PFV El Condor	Operativa	1,3	PE
Total					10,3	MW

Con lo anterior el Caso 1 queda confeccionado por:

Tabla 3.4: PMGD consideradas en el Caso 1.

Categoría	Cantidad de PMGD	Potencia [MW]
Rango 1	37	199,72
PMGD con Restricciones	15	93,22
PMGD en el PE	4	10,30
Total CASO 1	56	303,24

3.2.4. Caso 2: Escenario Expandido de Congestión y Migración Ampliada al Nuevo Régimen

El segundo caso de estudio estará compuesto por la totalidad de PMGD pertenecientes tanto al Rango 1 como al Rango 2, incorporando así proyectos asociados a distintos niveles de inversión de flujo y severidad de congestión sobre la red de distribución.

La construcción de este caso tiene por objetivo ampliar el alcance del análisis, considerando no solo aquellos PMGD que representan los escenarios de mayor estrés operacional sobre sus respectivos transformadores, sino también proyectos asociados a condiciones de congestión moderada. De esta manera, se busca evaluar el potencial de hibridación bajo un espectro más amplio de condiciones operativas, permitiendo contrastar el comportamiento de los sistemas de almacenamiento frente a distintos niveles de restricción en la red.

De manera análoga al Caso 1, se incorporarán adicionalmente algunos PMGD adscritos al nuevo régimen, permitiendo incorporar proyectos sujetos a distintas condiciones regulatorias y de valorización de energía.

Tabla 3.5: Listado de PMGD en régimen PE incluidas en el Caso 2

#	Región	S/E	Nombre PMGD	Estado	Potencia MW	Régimen
1	Valparaíso	Los Placeres	PMGD PFV UTFSM Valparaíso Valdes	Operativa	3	PE
2	Valparaíso	Miraflores	PMGD PFV UTFSM Viña del Mar	Operativa	3	PE
3	Valparaíso	Cabildo	PMGD PFV Santa Laura	Operativa	3	PE
4	O'Higgins	La Esperanza	Portezuelo A (Posible PMGD "El Trebol")	DeC	3	PE
5	Bío Bío	Cabrero	PMGD PFV El Resplandor	Operativa	2,9	PE
Total					14,9	MW

El listado completo de PMGD seleccionados para este caso de estudio se presenta en la sección de anexos, específicamente en el Anexo 6.4.1. Asimismo, la cantidad de PMGD consideradas junto con la potencia total asociada a este caso de estudio se muestran a continuación.

Tabla 3.6: PMGD consideradas en el Caso 2.

Categoría	Cantidad de PMGD	Potencia [MW]
Rango 1	37	199,72
PMGD con Restricciones	15	93,22
PMGD en el PE	9	25,2
Rango 2	124	614,20
Total CASO 2	185	908,44

3.2.5. Caso 3: Escenario de Referencia bajo Régimen Vigente

El tercer caso de estudio considera el mismo conjunto de PMGD definidos en el Caso 1, manteniendo tanto los proyectos pertenecientes al Rango 1 como aquellos incorporados por restricciones operacionales explícitas. Sin embargo, en este escenario se asumirá que dichos proyectos operan bajo el nuevo régimen de Precio Estabilizado por bloques horarios, en vez del régimen PNCP, que es con el que la gran mayoría de los proyectos estudiados opera actualmente.

La incorporación de este caso responde al crecimiento esperado de PMGD acogidos al nuevo régimen regulatorio. En efecto, de acuerdo con la información de proyectos Declarados en Construcción publicada por la CNE en la sección de tarificación correspondiente a febrero de 2026, existen 44 PMGD cuya declaración en construcción fue emitida con posterioridad a fines de 2023, condición que implica su incorporación directa al esquema de Precio Estabilizado por bloques horarios. En conjunto, estos proyectos representan una capacidad instalada de 294 MW. Asimismo, al considerar adicionalmente las PMGD fotovoltaicas que ya operan bajo dicho régimen, la capacidad total asociada asciende a 322,2 MW.

Este nivel de capacidad resulta comparable con la magnitud del Caso 1, permitiendo construir un escenario representativo del futuro parque PMGD sujeto al nuevo esquema tarifario. Adicionalmente, el uso de proyectos actualmente operativos permite evitar la necesidad de inferir perfiles de inyección para PMGD aún en construcción, utilizando en su lugar información operacional real proveniente de centrales con historial de generación efectivo.

Bajo este enfoque, el Caso 3 busca cuantificar los Costos Sistémicos asociados a la hibridación de PMGD expuestos a señales de precio horario, así como también evaluar la rentabilidad potencial que podrían alcanzar dichos proyectos mediante la incorporación de sistemas de almacenamiento.

En síntesis, los casos de estudio definidos permiten evaluar el potencial de hibridación de PMGD bajo distintos niveles de congestión y escalas de análisis, considerando tanto escenarios de alta severidad operacional como conjuntos más amplios y representativos del parque PMGD nacional. La Tabla 3.7 resume las principales características de cada caso de estudio considerado.

Tabla 3.7: Resumen de los casos de estudio considerados.

Resumen General de los Casos de Estudio			
Caso	Descripción	Cantidad PMGD	Potencia [MW]
Caso 1	PMGD Rango 1 + Proyectos con restricciones explícitas + Algunos PMGD adscritos al régimen PE.	56	303,24
Caso 2	PMGD pertenecientes al Caso 1 + PMGD Rango 2 + Más proyectos adscritos al régimen PE.	185	908,44
Caso 3	Mismos PMGD del Caso 1, asumiendo operación bajo el nuevo régimen de Precio Estabilizado.	56	303,24

3.3. Desplazamiento de inyección

3.3.1. Recopilación y tratamiento de datos de inyección histórica

El procedimiento de desplazamiento se realizará a partir de la recopilación de los datos de inyección histórica de todas las PMGD seleccionadas que cuenten con registros disponibles. Estos datos fueron obtenidos a partir de la plataforma de información pública del Coordinador Eléctrico Nacional [29]. En aquellos casos en que una PMGD no disponga de información histórica —ya sea porque no registró inyecciones durante el período de análisis o porque corresponde a proyectos recientemente declarados en construcción— se procederá a asignarle un perfil de inyección representativo. Dicho perfil será obtenido mediante la asociación con otra PMGD que presente características similares, específicamente en términos de ubicación geográfica y potencia instalada, y que sí cuente con datos históricos de inyección. En la sección Anexos 6.5 se incorpora una tabla con los PMGD asociados a las que no presentan inyección.

Para la recolección de los perfiles de inyección utilizados en este estudio, se considera información histórica correspondiente a un horizonte de doce meses, comprendido entre agosto de 2024 y julio de 2025. Este período responde, por una parte, a los requerimientos de entrada solicitados para la ejecución de la simulación y, por otra, a la disponibilidad de datos completos al momento de la recopilación de información, realizada en septiembre de 2025, permitiendo capturar de manera representativa la variabilidad estacional en la generación de las PMGD. El tratamiento específico de estos perfiles y su posterior utilización en el proceso de simulación se detalla en las secciones siguientes.

3.3.2. Metodología de desplazamiento de inyección

A partir de los perfiles de inyección correspondientes al período seleccionado, se procede a realizar el desplazamiento de energía para los distintos casos de estudio. En primer lugar, y tal como se menciona en el apartado 2.6, los sistemas de almacenamiento tipo BESS suelen operar con una duración del orden de 4 horas, debido a criterios tanto de optimización de su funcionamiento como de flexibilidad

operativa.

Esta característica resulta consistente con la estructura de los bloques horarios definidos por la normativa de precios estabilizados, los cuales segmentan el día en intervalos de 4 horas, tal como se muestra en la Tabla 2.1. En este contexto, la estrategia de hibridación consiste en desplazar la energía desde los bloques horarios con menor valor hacia aquellos que presentan condiciones más favorables desde el punto de vista económico.

Considerando la naturaleza de los proyectos fotovoltaicos, cuya generación se concentra en horas diurnas —particularmente entre las 08:00 y las 18:00 horas, presentando su *peak* de producción entre las 11:00 y las 17:00 horas—, se define como bloque de extracción de energía el bloque 4 (12:00–15:59), correspondiente al período de mayor inyección.

Por otro lado, dado que la operación del sistema híbrido se rige por la señal económica de los precios estabilizados, se identifica como bloque de inyección aquel con mayor valorización. En este sentido, y de acuerdo con los precios estabilizados del semestre 2025-2 (presentados en Anexo 6.6), el bloque más conveniente corresponde al bloque 6, comprendido entre las 20:00 y las 23:59 horas.

En consecuencia, el desplazamiento de energía propuesto consiste en trasladar la inyección originalmente concentrada en el bloque 4 hacia el bloque 6, conforme a la lógica de arbitraje temporal descrita. Este procedimiento, aplicado a cada PMGD, se ilustra mediante el perfil de inyección presentado a continuación:

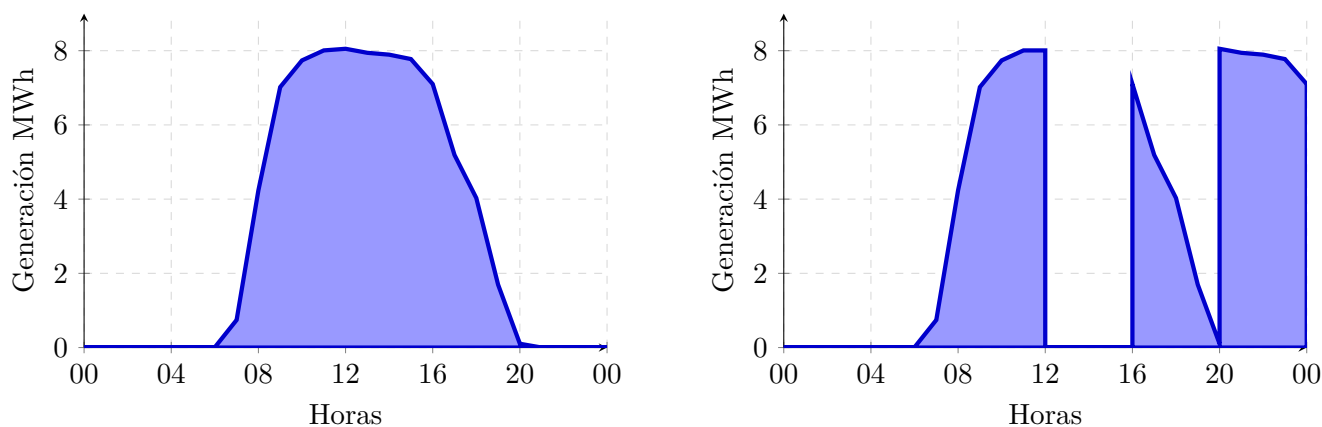


Figura 3.5: Perfil de inyección original v/s Perfil con hibridación.

Para efectos de la simulación del sistema eléctrico, los perfiles de inyección asociados al sistema de almacenamiento se modelan bajo el supuesto de eficiencia unitaria, de modo de representar el desplazamiento de energía dentro de la etapa de cálculo de costos marginales proyectados, cuya metodología se detalla en secciones posteriores.

No obstante, para poder incorporar el efecto de la eficiencia del sistema BESS, en la evaluación económica de los proyectos PMGD 3.4 se consideran distintos niveles de eficiencia, con el objetivo de capturar el impacto de las pérdidas energéticas propias del proceso de carga y descarga sobre la rentabilidad de la hibridación.

3.3.3. Supuestos

Para evaluar el impacto del desplazamiento de energía bajo distintos niveles de penetración de PMGD hibridadas, se definen dos supuestos de análisis, diferenciados por el tratamiento de los costos

marginales del sistema:

- **Escenario de baja penetración (303,24 MW):** Se asume que el nivel de inyección desplazada no genera un impacto significativo en los costos marginales del sistema. En consecuencia, se desprecia su efecto sobre dichas señales, utilizando directamente los costos marginales obtenidos a partir de las salidas del Informe Técnico de Precio de Nudo de Corto Plazo (PNCP) 2025-2, sin requerir una simulación adicional del sistema.
- **Escenario de alta penetración (908,44 MW):** Dado el elevado nivel de potencia involucrado, no resulta adecuado despreciar los efectos que la hibridación podría generar sobre los costos marginales. Por tanto, se realiza una simulación del sistema eléctrico utilizando la herramienta OSE2000, en coordinación con la Comisión Nacional de Energía (CNE), con el fin de obtener nuevas proyecciones de costos marginales que incorporen explícitamente el efecto del desplazamiento. Estas salidas son posteriormente utilizadas en la evaluación de los costos sistémicos.

En la Tabla 3.8 se presentan las principales diferencias asociadas a cada supuesto en cuanto a su implementación.

Tabla 3.8: Supuestos y metodología de simulación para los escenarios de hibridación

Caso	Supuesto	¿Simulación?	Detalle de implementación
312,24 MW	El nivel de hibridación no afecta significativamente los costos marginales del sistema, por lo que su efecto es despreciado.	No	Se utilizan directamente los costos marginales obtenidos de las salidas del Informe PNCP 2025-2. El desplazamiento de energía se aplica sin modificar dichas señales, efectuando el neteo de los costos sistémicos sobre esta base.
926,44 MW	El nivel de hibridación genera efectos relevantes en los costos marginales del sistema, por lo que no es posible despreciar su impacto.	Sí	Se realiza una simulación del sistema eléctrico mediante la herramienta OSE2000, en coordinación con la Comisión Nacional de Energía (CNE), con el objetivo de obtener nuevos costos marginales que incorporen el efecto del desplazamiento. Estas salidas se utilizarán posteriormente en el cálculo de los costos sistémicos.

3.3.4. Simulación

Para el escenario de alta penetración, se requerirá la realización de una simulación del sistema eléctrico con el fin de capturar adecuadamente el impacto del desplazamiento de energía sobre los costos marginales instantáneos. Para ello, se utilizará el software OSE2000, en coordinación con la Comisión Nacional de Energía, específicamente a través de su Subdepartamento de Mercado Eléctrico.

Tal como se mencionó en el apartado 2.2.3, este software es empleado para la modelación y proyección del funcionamiento del sistema eléctrico, constituyendo la herramienta base utilizada en la

determinación de los precios de nudo de corto plazo y precios estabilizados. Para una descripción más detallada de su funcionamiento, se remite a la sección 6.8 de Anexos.

En cuanto a la configuración de la simulación, se mantendrán constantes los parámetros utilizados en las proyecciones correspondientes al informe PNCP 2025-2, incluyendo la demanda, los perfiles hídricos y la incorporación de nuevos proyectos al Sistema Eléctrico Nacional. De esta forma, el único parámetro modificado corresponde a los perfiles de inyección de los PMGD consideradas en este estudio, permitiendo aislar el efecto del nivel de hibridación sobre las condiciones del sistema.

A partir de esta simulación, se obtendrán nuevas proyecciones de costos marginales para el semestre 2025-2 que asimilarán el desplazamiento de energía asociado al escenario de alta penetración.

3.3.4.a. Implementación del desplazamiento de energía en la simulación

Para la correcta ejecución de la simulación, es necesario definir un conjunto de datos de entrada que representen adecuadamente los perfiles de inyección de las centrales PMGD consideradas en este estudio.

La incorporación del desplazamiento de energía asociado a la hibridación de PMGD dentro de la simulación se realiza mediante la modificación de los perfiles de inyección que sirven como entrada al modelo OSE2000. En particular, este proceso se lleva a cabo a través de la construcción de archivos CSV de entrada que contienen los perfiles de potencia promedio de todos los PMGD estudiados para cada mes del periodo anual analizado, expresados en por unidad (pu) y distribuidos en 24 bloques horarios mensuales definidos por el modelo.

Dichos bloques corresponden a intervalos de 2 horas y se agrupan en 12 bloques representativos de un día hábil promedio y 12 de un día no hábil promedio. Como se mencionó en el inciso 3.3.1, para la construcción de los perfiles de inyección utilizados en la simulación, se debe proporcionar al modelo un horizonte de datos de doce meses. En este contexto, se utilizó información comprendida entre agosto de 2024 y julio de 2025, correspondiente al período más reciente con datos históricos completos disponibles al momento de la recopilación de información (septiembre de 2025). De este modo, para cada PMGD se construye una matriz mensual de inyección que permite caracterizar su comportamiento promedio en función de la hora del día y del tipo de día. La distribución de estos bloques se presenta en la Tabla 3.9.

Tabla 3.9: Distribución de bloques horarios utilizados por la simulación

Bloque	Horario	Tipo
1	00:00 – 01:59	Hábil
2	02:00 – 03:59	Hábil
3	04:00 – 05:59	Hábil
4	06:00 – 07:59	Hábil
5	08:00 – 09:59	Hábil
6	10:00 – 11:59	Hábil
7	12:00 – 13:59	Hábil
8	14:00 – 15:59	Hábil
9	16:00 – 17:59	Hábil
10	18:00 – 19:59	Hábil
11	20:00 – 21:59	Hábil
12	22:00 – 23:59	Hábil
13	00:00 – 01:59	No hábil
14	02:00 – 03:59	No hábil
15	04:00 – 05:59	No hábil
16	06:00 – 07:59	No hábil
17	08:00 – 09:59	No hábil
18	10:00 – 11:59	No hábil
19	12:00 – 13:59	No hábil
20	14:00 – 15:59	No hábil
21	16:00 – 17:59	No hábil
22	18:00 – 19:59	No hábil
23	20:00 – 21:59	No hábil
24	22:00 – 23:59	No hábil

Sin embargo, para efectos de este estudio, se considera que los perfiles de inyección no presentan variaciones significativas entre días hábiles y no hábiles. En consecuencia, se adopta un único perfil diario, replicando la información de los bloques 1 al 12 en los bloques 13 al 24.

En el caso de los perfiles de inyección hibridados, el desplazamiento de energía se materializa imponiendo inyección nula en las horas correspondientes al período de mayor generación solar, específicamente entre las 12:00 y las 16:00 horas, lo que implica la remoción de energía respecto del perfil original en dichos bloques.

Para representar el destino de esta energía desplazada, se debe incorporar un segundo archivo CSV de entrada correspondiente al sistema de almacenamiento de todas las PMGD que hibridarán. Este archivo, que mantiene la misma estructura de 24 bloques horarios, contiene la energía retirada de los bloques solares y su posterior inyección en horarios de mayor valorización económica, vale decir, el bloque 6 del precio estabilizado, que va desde las 20:00 a las 24:00 horas, modelando así el traslado temporal de energía dentro del sistema.

Cabe destacar que tanto el archivo de perfiles de inyección como el archivo asociado al almacenamiento deben cumplir con el formato requerido por el software OSE2000 para su correcta implementación. Los detalles de este formato se presentan en la sección de Anexos [6.8.6](#).

3.4. Metodología de evaluación económica

Una vez obtenidas las proyecciones de costos marginales, se procede a la evaluación económica del impacto de la hibridación de PMGD. Esta evaluación se aborda desde dos perspectivas complementarias: (i) el efecto sobre los ingresos de las PMGD, considerando su posible cambio de régimen o permanencia en el mismo, y (ii) el impacto sobre los costos sistémicos asociados al mecanismo de precios estabilizados, los cuales no necesariamente evolucionan en igual magnitud que los ingresos de los generadores de pequeña escala.

Dado que los precios estabilizados se definen y actualizan de forma semestral, el análisis económico se realiza sobre un período representativo consistente con dicha periodicidad. En este contexto, se evalúa el semestre correspondiente a 2025-2, utilizando tanto los precios estabilizados como las proyecciones de costos marginales asociadas a dicho horizonte.

3.4.1. Cálculo de costos sistémicos

De acuerdo con lo establecido en el Decreto Supremo N°88, en su Artículo 14, los costos sistémicos asociados al régimen de precio estabilizado se definen como la diferencia entre la valorización de las inyecciones a precio estabilizado y su valorización al costo marginal correspondiente.

Formalmente, se tiene:

$$CS_{PE} = \sum_h E_h \cdot (PE_h - CM_{gh}) \quad (3.1)$$

donde:

- CS_{PE} : Costos sistémicos asociados a precio estabilizado.
- E_h : Energía inyectada en la hora h .
- PE_h : Precio estabilizado en la hora h .
- CM_{gh} : Costo marginal en la hora h .

El cálculo se realiza a partir de la generación horaria agregada de las PMGD estudiadas, estructurada en 48 bloques mensuales (24 correspondientes a un día hábil promedio y 24 a un día no hábil promedio).

Para la correcta valorización de las inyecciones, se asigna a cada PMGD el costo marginal y precio estabilizado correspondiente a su respectiva subestación de conexión, utilizando para ello la información presentada en la sección de Anexos [6.5](#).

3.4.2. Cálculo de ingresos de PMGD

El análisis de rentabilidad de las PMGD se basa en la comparación de los ingresos obtenidos bajo su régimen original de operación y aquellos generados tras la incorporación de sistemas de almacenamiento mediante hibridación. En este contexto, se evalúa la variación en la valorización total de la energía inyectada, considerando las señales económicas correspondientes a cada escenario.

La valorización de la energía para una PMGD se calcula como:

$$I = \sum_h E_h \cdot PE_h \quad (3.2)$$

donde:

- I : Ingresos totales por venta de energía.
- E_h : Energía inyectada en la hora h .
- PE_h : Precio estabilizado en la hora h .

A partir de esta formulación, se define la variación porcentual de ingresos entre escenarios como:

$$\Delta I(\%) = \frac{I^{\text{esc}} - I^{\text{base}}}{I^{\text{base}}} \cdot 100 \quad (3.3)$$

donde:

- I^{base} : Ingresos en el escenario sin hibridación.
- I^{esc} : Ingresos en el escenario evaluado.

Se considerarán distintas eficiencias del sistema de almacenamiento con el objetivo de visualizar los distintos márgenes de ganancia que pueden obtenerse bajo diferentes condiciones de operación. En específico, los ingresos asociados a la hibridación se evaluarán considerando eficiencias de 100 %, 97 %, 92 % y 87 %.

3.4.3. Evaluación económica para precios estabilizados proyectados

En el caso del escenario de alta penetración, el cual requiere la simulación del sistema eléctrico, las salidas del modelo OSE2000 contemplan no solo nuevas proyecciones de costos marginales, sino también una actualización de los precios estabilizados consistente con la nueva condición del sistema.

Este aspecto resulta fundamental, ya que permitirá capturar el efecto de la hibridación no solo desde el punto de vista operativo, sino también en términos de las señales económicas que enfrentan los generadores. En este sentido, la simulación internaliza el desplazamiento de energía y ajusta endógenamente tanto los costos marginales como los precios estabilizados.

A partir de lo anterior, se definen tres escenarios de evaluación económica:

- **Escenario base (sin hibridación)** Corresponde al comportamiento original de los PMGD sin modificaciones en sus perfiles de inyección. Para este caso, se utilizan datos históricos de inyección representativos del período previo a la hibridación, junto con los precios estabilizados y costos marginales del informe PNCP 2025-2.

$$CS_{PE}^{\text{base}} = \sum_h E_h^{\text{hist}} \cdot (PE_h^{2025-2} - CMg_h^{2025-2}) \quad (3.4)$$

donde:

- CS_{PE}^{base} : Costos sistémicos en el escenario base.

- E_h^{hist} : Energía inyectada en la hora h proveniente de los perfiles históricos.
 - PE_h^{2025-2} : Precio estabilizado del semestre 2025-2.
 - CMg_h^{2025-2} : Costo marginal del sistema según el informe PNCP 2025-2.
- **Escenario de transición (hibridación sin ajuste de precios)** En este escenario, se considera la implementación de la hibridación en los perfiles de inyección (desplazamiento desde bloque 4 hacia bloque 6), pero manteniendo los precios estabilizados originales del semestre 2025-2. No obstante, se utilizan los costos marginales proyectados, ya que estos interiorizan los cambios en el sistema en tiempo real. Este caso representa una condición transitoria en la cual los costos marginales del sistema reflejan los efectos operacionales de la hibridación en tiempo real, mientras que los precios estabilizados aún corresponden a señales calculadas previamente, sin incorporar completamente dichos cambios debido a la periodicidad semestral de actualización del mecanismo.

$$CS_{PE}^{\text{trans}} = \sum_h E_h^{\text{hib}} \cdot (PE_h^{2025-2} - CMg_h^{\text{proj}}) \quad (3.5)$$

donde:

- CS_{PE}^{trans} : Costos sistémicos en el escenario de transición.
 - E_h^{hib} : Energía inyectada en la hora h correspondiente al perfil hibridado.
 - PE_h^{2025-2} : Precio estabilizado original del semestre 2025-2.
 - CMg_h^{proj} : Costo marginal proyectado obtenido a partir de la simulación.
- **Escenario ajustado (hibridación con precios estabilizados actualizados)** En este caso, tanto los perfiles de inyección hibridados como las señales económicas son consistentes con la nueva condición del sistema. Se utilizan los costos marginales proyectados y los precios estabilizados obtenidos directamente de la simulación del sistema eléctrico. Este escenario refleja un estado de equilibrio en el cual la hibridación ha sido completamente internalizada por el mercado.

$$CS_{PE}^{\text{ajust}} = \sum_h E_h^{\text{hib}} \cdot (PE_h^{\text{proj}} - CMg_h^{\text{proj}}) \quad (3.6)$$

donde:

- CS_{PE}^{ajust} : Costos sistémicos en el escenario ajustado.
- E_h^{hib} : Energía inyectada en la hora h correspondiente al perfil hibridado.
- PE_h^{proj} : Precio estabilizado proyectado obtenido de la simulación.
- CMg_h^{proj} : Costo marginal proyectado obtenido de la simulación.

La evaluación conjunta de los tres escenarios permite analizar la evolución de los costos sistémicos bajo distintas condiciones de penetración y respuesta del sistema. En particular, se busca cuantificar:

- El cambio en los costos sistémicos respecto del caso base.
- El efecto transitorio asociado a la desalineación entre costos marginales y precios estabilizados.

- El impacto final una vez que el sistema ajusta sus señales económicas.

A partir de este análisis, se calcula la variación porcentual de los costos sistémicos entre escenarios, permitiendo estimar el impacto económico asociado a la hibridación de PMGD en el sistema eléctrico.

De manera análoga a la evaluación de costos sistémicos, los ingresos de las PMGD se analizan bajo los escenarios base, de transición y ajustado con precios estabilizados proyectados, permitiendo evaluar el impacto de la hibridación tanto durante el período transitorio de ajuste regulatorio como en una condición de equilibrio con señales económicas actualizadas. Adicionalmente, se presentarán los montos considerando eficiencias del sistema de almacenamiento de 100 % y 94 %. El primer caso permite cuantificar los beneficios asociados exclusivamente al desplazamiento de energía sin considerar pérdidas, mientras que el segundo entrega una estimación más representativa de las condiciones reales de operación.

Se pone especial énfasis en el escenario ajustado, ya que permite evaluar la conveniencia de la hibridación a mediano plazo, una vez que el sistema eléctrico ha internalizado completamente sus efectos, incluyendo la posible disminución de precios en los bloques originalmente más rentables.

3.4.4. Evaluación de viabilidad económica del almacenamiento

Una vez estimadas las variaciones en los ingresos de las PMGD producto de la hibridación, se procede a evaluar la viabilidad económica de la inversión en sistemas de almacenamiento tipo BESS.

Para ello, se considera el ingreso adicional anual generado:

$$\Delta I_{\text{anual}} = I^{\text{esc}} - I^{\text{base}} \quad (3.7)$$

y se compara con los costos de inversión asociados a la implementación del sistema de almacenamiento.

Como criterio de evaluación se utiliza el indicador de recuperación simple de la inversión (Payback), definido como:

$$\text{Payback} = \frac{CAPEX_{BESS}}{\Delta I_{\text{anual}} - OPEX_{BESS}} \quad (3.8)$$

donde:

- $CAPEX_{BESS}$: Costo de inversión del sistema de almacenamiento.
- ΔI_{anual} : Ingreso adicional anual producto de la hibridación.
- $OPEX_{BESS}$: Costo anual de operación y mantenimiento del sistema de almacenamiento.

Los parámetros utilizados para obtener el CAPEX y OPEX del BESS se muestran en la tabla 3.11 de la siguiente sección.

El análisis se centra en el caso más favorable desde el punto de vista económico, combinando menores costos de inversión y mayores beneficios por desplazamiento, con el fin de identificar las condiciones mínimas bajo las cuales la implementación de sistemas BESS resulta económicamente viable para las PMGD.

3.4.5. Sensibilización

En el contexto de la discusión regulatoria actual, se ha planteado la posibilidad de que los PMGD participen de manera más directa en la gestión de los vertimientos del sistema eléctrico, lo que podría traducirse en la imposición de restricciones de inyección a este tipo de instalaciones. En este escenario, la incorporación de sistemas de almacenamiento surge como una alternativa potencial para recuperar parte de la energía que de otro modo no podría ser inyectada a la red.

Con el objetivo de evaluar las condiciones bajo las cuales dicha incorporación podría resultar económicamente justificable, se desarrolla un análisis de sensibilización basado en distintos niveles de limitación de generación y configuraciones de sistemas BESS.

Para ello, se construye un perfil representativo de generación utilizando como referencia la operación del PMGD Gabriela, seleccionado debido a su comportamiento más cercano a un escenario de máximo aprovechamiento de su capacidad instalada durante el período analizado. A partir de su perfil promedio semestral se identifica un caso representativo de PMGD con un funcionamiento cercano a su condición ideal, cuyo máximo de potencia promedio alcanza aproximadamente 8,05 MW. Posteriormente, dicho perfil se reescala para representar escenarios más cercanos a la realidad observada en el conjunto de PMGD analizadas, obteniéndose perfiles equivalentes con máximos de 6,5 MW y 2,5 MW.

Sobre estos perfiles se evalúan distintas configuraciones de almacenamiento representativas de proyectos de diferentes escalas. Para todas las simulaciones se considera una eficiencia de 0,94, valor representativo de condiciones reales de operación.

Tabla 3.10: Configuraciones de almacenamiento consideradas en el análisis de sensibilización.

Perfil tipo	Potencia BESS [MW]	Duración [h]	Energía [MWh]
8,05 MW	9	4	36
8,05 MW	7	4	28
8,05 MW	6	3	18
6,5 MW	6	4	24
6,5 MW	6	3	18
6,5 MW	5	3	15
2,5 MW	3	4	12
2,5 MW	2	3	6

Para la evaluación económica de las distintas configuraciones se utilizan los parámetros presentados en la Tabla [3.11](#).

Tabla 3.11: Parámetros económicos y costos del sistema BESS.

Parámetro	Valor
CAPEX BESS [USD/MWh]	\$130.000
OPEX anual [%]	3 %
Vida útil (años)	12
Capacidad MWh	36
CAPEX Total [USD]	\$4.680.000
OPEX Anual [USD]	\$140.400
OPEX Semestral [USD]	\$70.200
CAPEX Semestral [USD]	\$195.000
Costo Semestral equivalente [USD]	\$265.200

Una vez definidas las configuraciones de almacenamiento, se evalúa el desempeño económico de la hibridación bajo distintos niveles de restricción de inyección. Para cada escenario se calcula el flujo neto semestral asociado a la incorporación del sistema BESS, definido como la diferencia entre los ingresos adicionales obtenidos mediante arbitraje energético a determinada restricción y los costos semestrales equivalentes del almacenamiento:

$$Flujo\ Neto = Ingresos_{arbitraje} - Costo_{BESS} \quad (3.9)$$

donde $Ingresos_{arbitraje}$ corresponde a la valorización adicional obtenida por desplazar energía desde períodos de menor precio hacia períodos de mayor precio mediante el sistema de almacenamiento, mientras que $Costo_{BESS}$ representa el costo semestral equivalente asociado a la inversión y operación del sistema.

Como primer criterio de evaluación, se determina el nivel de restricción para el cual los ingresos generados por arbitraje permiten compensar completamente los costos asociados al almacenamiento. Este criterio permite identificar escenarios en los cuales la hibridación resulta económicamente viable por sí misma.

Posteriormente, para aquellos casos en que el criterio anterior no se cumple, se aplica un segundo criterio orientado a cuantificar el efecto económico de las restricciones de inyección sobre el proyecto. En este caso, se evalúa el nivel de energía no inyectada producto de restricciones que genera una pérdida económica equivalente al costo de inversión del sistema de almacenamiento. Formalmente, esta condición puede expresarse como:

$$\sum_h E_h^{curt} \cdot PE_h \approx CAPEX_{BESS} \quad (3.10)$$

donde:

- E_h^{curt} : energía no inyectada en la hora h debido a restricciones.
- PE_h : precio estabilizado correspondiente a la hora h .
- $CAPEX_{BESS}$: costo de inversión del sistema de almacenamiento.

Este punto representa una condición crítica en la cual la PMGD podría considerar económicamente justificable la adopción de almacenamiento para evitar pérdidas asociadas a restricciones de inyección. Bajo esta condición, la incorporación de almacenamiento deja de responder exclusivamente a oportunidades de arbitraje y pasa a constituir una alternativa para mitigar pérdidas económicas derivadas de limitaciones operativas de la red.

Finalmente, para cada perfil de generación y configuración de almacenamiento se identifican los niveles de restricción asociados a ambos criterios de evaluación, permitiendo establecer umbrales de adopción potencial para proyectos PMGD sometidos a limitaciones de inyección.

Capítulo 4

Análisis y Resultados

Con todos los elementos descritos en el capítulo anterior, se presentan los resultados de los casos de estudio propuestos para, posteriormente, realizar los análisis necesarios.

4.1. Caso 1

4.1.1. Ingresos de PMGD híbridos bajo distintas eficiencias del BESS. Caso 1

A continuación, se exponen los ingresos semestrales de PMGD híbridos que transitan desde el régimen PNCP al régimen por bloques horarios, para diferentes escenarios de eficiencia del sistema de almacenamiento.

Tabla 4.1: Comparación de ingresos bajo distinto nivel de eficiencia. Caso 1.

Mes	Ingresos base [MM CLP]	Ingresos por energía desplazada $\eta = 1$ [MM CLP]	Ingresos por energía desplazada $\eta = 0,97$ [MM CLP]	Ingresos por energía desplazada $\eta = 0,92$ [MM CLP]	Ingresos por energía desplazada $\eta = 0,87$ [MM CLP]
Julio	1.569	1.718	1.666	1.581	1.494
Agosto	1.777	1.952	1.894	1.796	1.699
Septiembre	2.340	2.579	2.502	2.373	2.245
Octubre	2.877	3.174	3.079	2.919	2.761
Noviembre	3.357	3.691	3.580	3.395	3.210
Diciembre	3.687	4.054	3.932	3.730	3.526
Total	15.608	17.167	16.652	15.794	14.935

Con el propósito de visualizar de manera más clara las diferencias entre escenarios, los ingresos semestrales reportados en la Tabla 4.1 se presentan a continuación en forma de gráfico de barras.

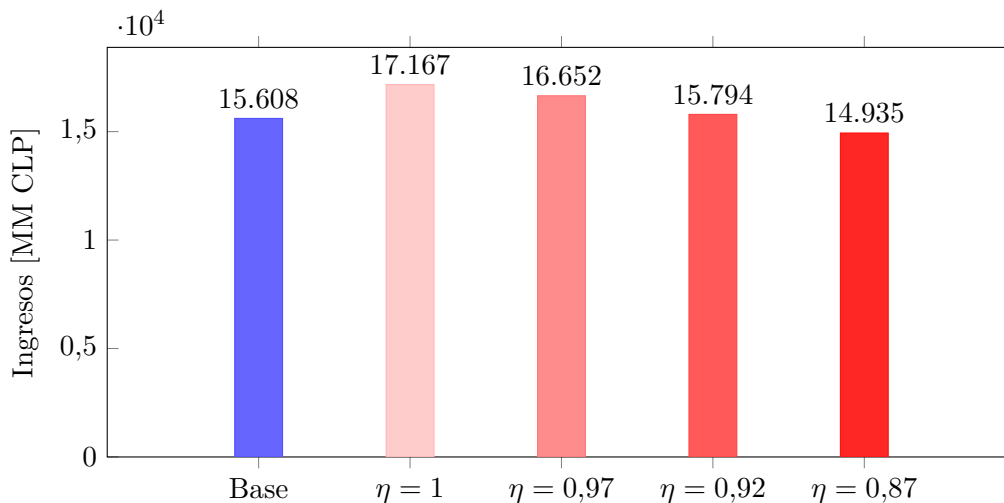


Figura 4.1: Ingresos totales, monto original v/s hibridado a distintas eficiencias. Caso 1

En la Figura 4.1 se observa que el beneficio económico asociado al aprovechamiento del spread de precios entre el bloque 4 y 6 depende directamente de la eficiencia del BESS. Bajo condiciones ideales, este mecanismo puede generar un incremento semestral de aproximadamente un 10 % en el total de pagos atribuidos a los PMGD estudiados en este caso. Sin embargo, a medida que la eficiencia del sistema de almacenamiento disminuye, los ingresos obtenidos por concepto de arbitraje energético se reducen progresivamente debido a las mayores pérdidas asociadas al proceso de carga y descarga.

Los resultados muestran que, para una eficiencia cercana a 0,92, el beneficio económico adicional tiende a ser marginal respecto al escenario base, evidenciando un punto de equilibrio a partir del cual el arbitraje pierde gran parte de su atractivo económico. En consecuencia, si el objetivo es incrementar la rentabilidad mediante el aprovechamiento de diferencias de precios entre bloques horarios, resulta recomendable considerar sistemas de almacenamiento con eficiencias superiores al 92 %.

4.1.2. Costos sistémicos bajo hibridación. Caso 1

A continuación se muestran las variaciones en los costos sistémicos producto de la hibridación de los PMGD considerados para el caso 1.

Tabla 4.2: Comparación Costos Sistémicos, Caso 1.

Mes	Costos Sistémicos Originales [CLP]		Costos Sistémicos con Hibridación [CLP]	
	Día hábil	Día no hábil	Día hábil	Día no hábil
7	\$603.360.826	\$324.428.948	-\$27.023.785	-\$7.228.636
8	\$753.808.242	\$500.748.569	\$245.629.062	\$187.988.303
9	\$1.404.446.815	\$714.012.671	\$600.557.076	\$327.521.971
10	\$1.884.562.518	\$778.211.461	\$904.602.877	\$403.609.071
11	\$1.938.975.883	\$1.040.650.015	\$765.039.533	\$531.754.638
12	\$2.103.291.589	\$1.108.298.195	\$836.022.113	\$539.065.926
Total Semest.	\$13.154.795.733		\$5.307.538.150	

Los costos sistémicos asociados a los PMGD de este caso presentan una disminución considerable respecto al escenario base. Esto se explica porque, bajo el régimen PNCP, la energía inyectada durante

las horas de generación solar es remunerada a un precio fijo, aun cuando los costos marginales del sistema en dichos períodos suelen ser muy reducidos. Como consecuencia, se generan diferencias significativas entre la valorización de la energía bajo el régimen PNCP y costo marginal, incrementando los costos sistémicos asociados.

Al desplazar parte de la energía hacia el bloque 6 mediante la incorporación de almacenamiento y el cambio al régimen por bloques horarios, la energía es valorizada en períodos donde tanto los precios estabilizados como los costos marginales son más elevados. Esto permite una mayor convergencia entre ambas valorizaciones, reduciendo la diferencia que da origen a los costos sistémicos y, por ende, disminuyendo su valor total.

Para ilustrar lo anterior, se presenta la siguiente gráfica:

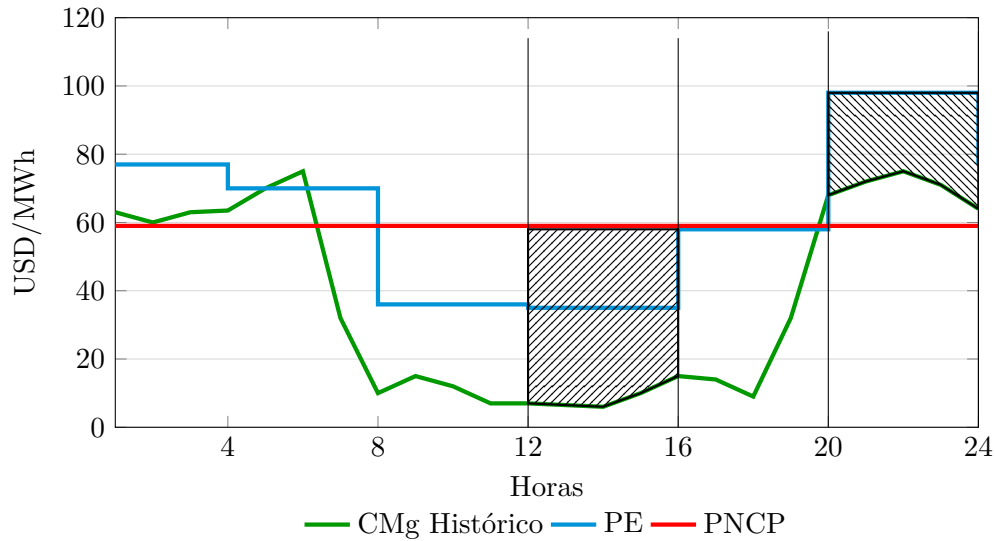


Figura 4.2: Representación conceptual de los costos sistémicos asociados a los bloques 4 y 6 bajo los regímenes PNCP y PE, respectivamente. S/E Rapel 220 kV, diciembre 2025.

Se aprecia que el bloque 4 (entre 12:00 y 15:59 hrs) presenta una diferencia significativa entre PNCP y costo marginal, debido a que los costos marginales caen por la masiva inyección de PMGD fotovoltaicas. Esta diferencia se refleja en la amplia área achurada comprendida entre la curva del PNCP y la del costo marginal durante dicho bloque. Por otro lado, en el bloque 6 (entre 20:00 y 23:59 hrs), los costos marginales se elevan, la inyección fotovoltaica disminuye y el régimen PE se remunera mejor que el PNCP, lo que genera una diferencia más acotada entre el precio estabilizado y el costo marginal. Visualmente, esto se traduce en una menor área achurada entre ambas curvas, evidenciando una mayor cercanía de los costos marginales al precio estabilizado nocturno que al PNCP durante el día. Debido a que en este caso se propone la migración de régimen, todos los PMGD que anteriormente generaban Costos Sistémicos proporcionales al área achurada del bloque 4, pasan a generarlos en función del área achurada del bloque 6, reduciendo así estos pagos laterales.

Tabla 4.3: Comparación Costos Sistémicos bajo distintas eficiencias, Caso 1.

Eficiencia	Cost. Sist. Originales [CLP]	Cost. Sist. Hibridados [CLP]	Diferencia [CLP]	Diferencia [%]
1,00	\$13.154.795.733	\$5.307.538.150	\$7.847.257.583	59,67 %
0,97		\$5.148.312.006	\$8.006.483.727	60,86 %
0,92		\$4.882.935.098	\$8.271.860.635	62,88 %
0,87		\$4.617.558.191	\$8.537.237.542	64,91 %

Como se observa en la Tabla 4.3, la eficiencia del sistema de almacenamiento también influye directamente en la reducción de los costos sistémicos. Para este caso, la disminución entre los costos sistémicos originales y los obtenidos tras la hibridación, para eficiencia unitaria, alcanza un 59,67 %, equivalente a aproximadamente 7.847 MMCLP. Esta reducción se incrementa a medida que disminuye la eficiencia del BESS, debido a que las pérdidas asociadas al proceso de almacenamiento reducen la cantidad de energía inyectada en el bloque 6. Como resultado, para una eficiencia de 87 %, la disminución de los Costos Sistémicos alcanza un 64,91 % respecto del escenario original.

4.2. Caso 2

4.2.1. Resultados Simulación

A continuación, se comparan los costos marginales simulados con los valores originales proyectados para los meses de julio y diciembre de 2025, seleccionados con el objetivo de representar condiciones estacionales contrastantes. El análisis considera las subestaciones Ovalle 110 kV y Rapel 220 kV, que agrupan la mayor cantidad de PMGD incluidos en el estudio. Asimismo, se incorporan las subestaciones Cardones 110 kV y Los Ángeles 154 kV, representativas de las zonas norte y sur del país, respectivamente, con el propósito de examinar la variabilidad geográfica de los costos marginales y evaluar la consistencia de los resultados de la simulación a lo largo del sistema eléctrico.

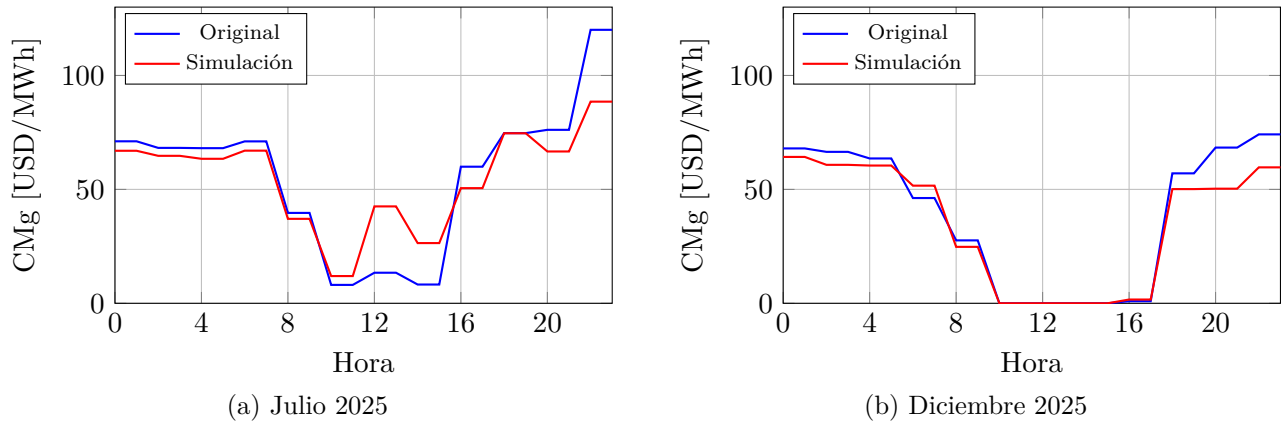


Figura 4.3: CMg simulados para S/E Ovalle 110 kV

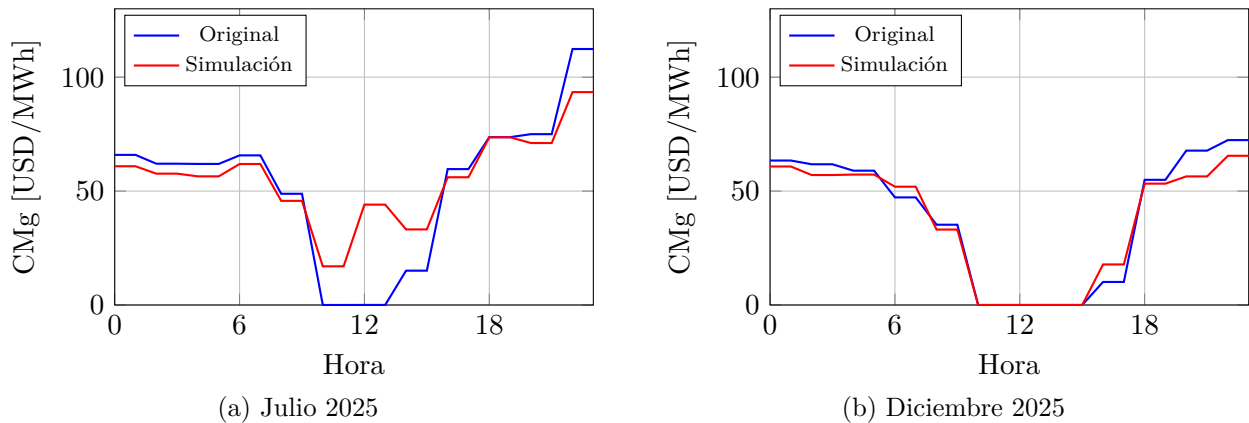


Figura 4.4: CMg simulados para S/E Rapel 220 kV

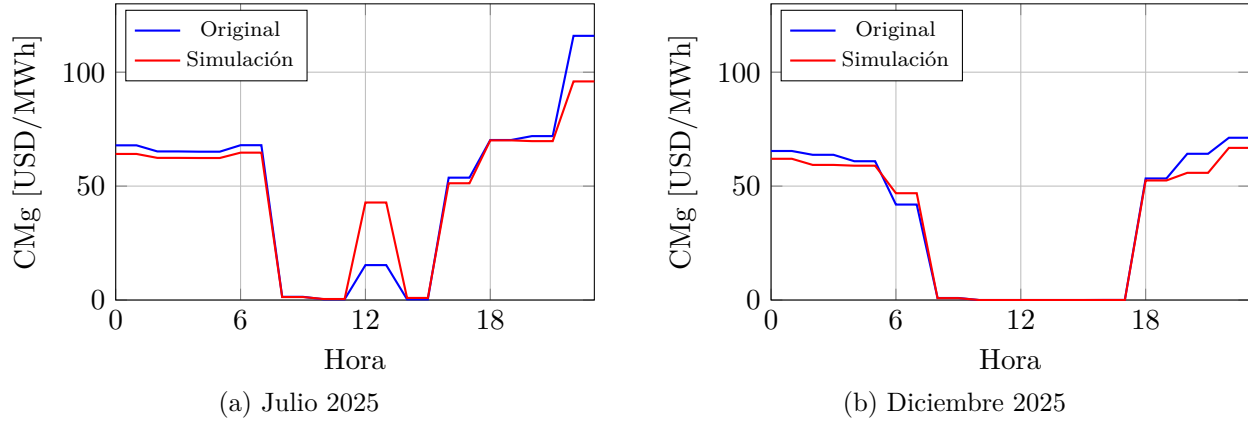


Figura 4.5: CMg simulados para S/E Cardones 110 kV

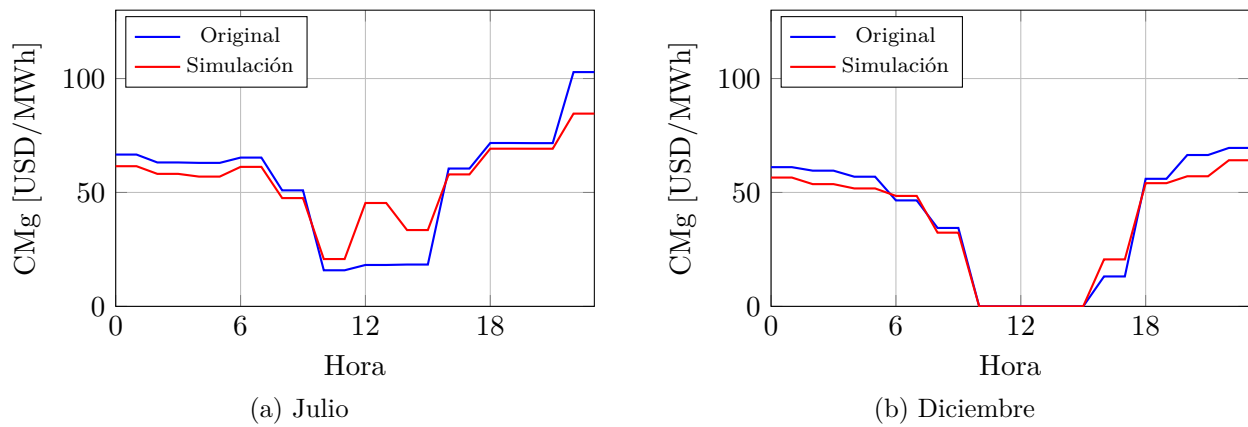


Figura 4.6: CMg simulados para S/E Los Ángeles 154 kV

En todas las subestaciones analizadas se observa un comportamiento consistente entre las proyecciones originales y las simuladas. El desplazamiento de energía desde los bloques diurnos hacia el bloque nocturno provoca una reducción de los costos marginales durante las horas del bloque 6, debido a que la energía almacenada reemplaza generación de mayor costo variable que, de otro modo, sería requerida por el sistema. De manera complementaria, los costos marginales aumentan durante las horas diurnas, particularmente en los bloques desde los cuales se extrae energía para la carga de los BESS, reflejando la necesidad de incorporar generación adicional para cubrir dicha demanda.

Este efecto resulta especialmente evidente durante los meses de invierno, cuando la disponibilidad de generación solar es menor. Por ejemplo, en la S/E Ovalle 110 kV [4.3](#) para julio de 2025, el costo marginal proyectado en torno al bloque diurno aumenta desde valores cercanos a 13 USD/MWh hasta aproximadamente 43 USD/MWh en la simulación, mientras que en el bloque nocturno disminuye desde 120 USD/MWh a cerca de 89 USD/MWh. Este comportamiento evidencia la transferencia de energía desde períodos de baja demanda relativa hacia horas de mayor escasez y valorización.

Por el contrario, durante los meses de verano las diferencias observadas en los bloques solares son considerablemente menores. En varias de las subestaciones analizadas, como Ovalle 110 kV y Cardones 110 kV [4.5](#), los costos marginales originales ya alcanzan valores cercanos a cero durante las horas de máxima generación fotovoltaica, por lo que la incorporación de almacenamiento produce variaciones más acotadas en dichos períodos. En consecuencia, aunque se mantiene la reducción de costos marginales en las horas nocturnas, la magnitud del efecto es inferior a la observada durante el

invierno debido a la mayor disponibilidad de energía solar y al exceso de oferta existente en las horas centrales del día. Para información adicional sobre el desplazamiento de la generación por tecnología, se recomienda consultar el Anexo [6.9.1](#).

4.2.2. Ingresos de PMGD híbridos bajo distintas eficiencias del BESS. Caso 2

Para el Caso 2, los ingresos producto de la hibridación masiva de proyectos del régimen de PNCP al nuevo régimen de precio estabilizado se muestra a continuación:

Tabla 4.4: Comparación de ingresos bajo distinto nivel de eficiencia. Caso 2.

Mes	Ingresos base [MM CLP]	Ingresos por energía desplazada $\eta = 1$ [MM CLP]	Ingresos por energía desplazada $\eta = 0,97$ [MM CLP]	Ingresos por energía desplazada $\eta = 0,92$ [MM CLP]	Ingresos por energía desplazada $\eta = 0,87$ [MM CLP]
7	4.786	5.259	5.101	4.838	4.575
8	5.569	6.136	5.952	5.645	5.338
9	7.891	8.721	8.459	8.023	7.587
10	9.356	10.357	10.046	9.528	9.011
11	10.952	12.126	11.762	11.156	10.550
12	11.976	13.265	12.867	12.204	11.541
Total	50.530	55.866	54.190	51.397	48.603

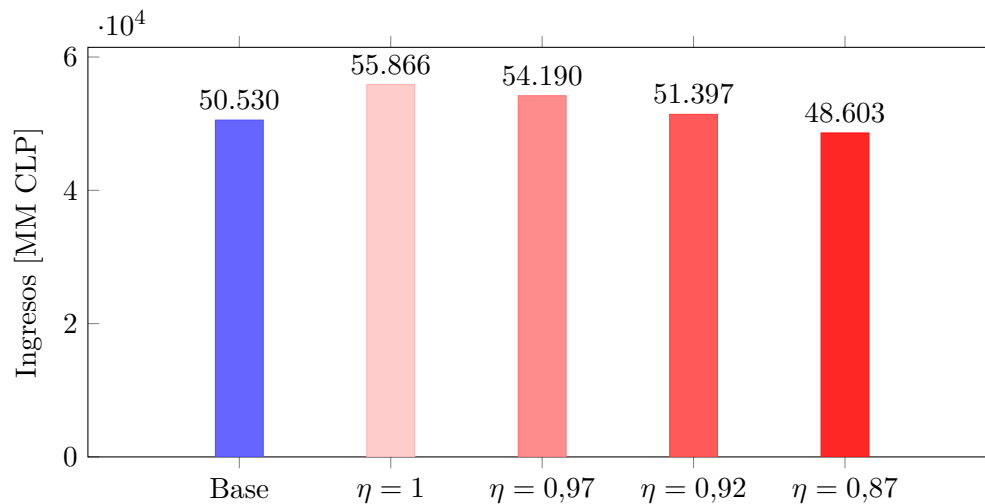


Figura 4.7: Ingresos totales, monto original v/s híbrido a distintas eficiencias. Caso 2.

Al igual que en el Caso 1, la diferencia porcentual entre los ingresos originales y los obtenidos mediante la hibridación se mantiene en torno al 10 %, alcanzando específicamente un 10,6 % respecto al escenario base para una eficiencia unitaria.

La similitud observada entre ambos casos se debe a que el beneficio económico de la hibridación depende principalmente del diferencial de precios entre bloques horarios. Por ello, aunque los montos absolutos varían, la diferencia relativa entre los ingresos base e híbridos se mantiene prácticamente constante, ya que los precios a los que se valoriza en los distintos bloques no se ha modificado.

Nuevamente, a medida que la eficiencia disminuye, las pérdidas asociadas al proceso de almacena-

miento reducen progresivamente el beneficio económico obtenido por el desplazamiento de energía. En particular, para eficiencias cercanas al 92 %, los ingresos hibridados convergen hacia los ingresos del escenario base, alcanzando un incremento de solo 867 MMCLP (1,7 %). Para una eficiencia de 87 %, los ingresos incluso se sitúan por debajo del escenario original, alcanzando 48.603 MMCLP, lo que evidencia que, bajo dichas condiciones, la hibridación deja de generar beneficios económicos y pasa a constituir una pérdida neta para los PMGD.

4.2.3. Costos sistémicos bajo hibridación. Caso 2

Seguidamente, se presentan los valores obtenidos para Costos Sistémicos en el caso 2 de estudio:

Tabla 4.5: Comparación Costos Sistémicos, Caso 2.

Mes	Costos Sistémicos Originales [CLP]		Costos Sistémicos con Hibridación [CLP]	
	Día hábil	Día no hábil	Día hábil	Día no hábil
7	\$1.872.691.859	\$989.397.025	\$578.908.821	\$164.347.160
8	\$2.407.276.074	\$1.571.404.748	\$1.233.655.378	\$873.739.923
9	\$4.733.342.470	\$2.406.410.226	\$3.031.483.864	\$1.590.197.093
10	\$6.133.549.428	\$2.531.076.851	\$3.880.415.331	\$1.730.563.457
11	\$6.321.104.178	\$3.397.181.979	\$2.929.143.311	\$2.060.428.455
12	\$6.856.908.491	\$3.609.475.497	\$4.142.403.897	\$2.400.754.762
Total Semest.	\$42.829.818.825		\$24.616.041.451	

Tabla 4.6: Comparación Costos Sistémicos bajo distintas eficiencias, Caso 2.

Eficiencia	Cost. Sist. Originales [CLP]	Cost. Sist. Hibridados [CLP]	Diferencia [CLP]	Diferencia [%]
1,00	\$42.829.818.825	\$24.616.041.451	\$18.213.777.374	42,53 %
0,97		\$23.877.560.208	\$18.952.258.617	44,26 %
0,92		\$22.646.758.135	\$20.183.060.690	47,11 %
0,87		\$21.415.956.061	\$21.413.862.764	49,99 %

Se observa que los Costos Sistémicos asociados a las 185 PMGD consideradas en el Caso 2 presentan una reducción del 42,53 % bajo el supuesto de eficiencia ideal ($\eta = 1$), lo que se traduce en una disminución de 18.213 MMCLP. Al comparar este resultado con la disminución del 59,67 % obtenida en el Caso 1, se aprecia que, para este caso, los costos sistémicos no disminuyen tanto. Esto se debe a que la hibridación a gran escala reduce los costos marginales en el bloque 6. Esto, en vez de representar una mejora en los costos sistémicos (en relación con el Caso 1), reduce parte del beneficio obtenido, ya que ahora el margen entre el precio estabilizado de dicho bloque y los costos marginales instantáneos nocturnos es mayor.

4.2.4. Precios Estabilizados Proyectados

Además de las proyecciones de costos marginales para las distintas subestaciones del país, la simulación permitió ajustar los precios estabilizados correspondientes al semestre 2025-2 bajo el escenario de estudio. Los resultados completos para todas las subestaciones analizadas se presentan en el Anexo 6.18. A continuación, se muestran algunas de las subestaciones más representativas, con el objetivo de ilustrar las principales variaciones observadas en los precios.

Tabla 4.7: Valores proyectados para precio estabilizado de energía

NUDO	TENSIÓN	INTERVALO TEMPORAL [CLP/kWh]					
		1	2	3	4	5	6
CONDORES	220	75,909	64,862	31,274	35,026	49,124	84,679
NOGALES	220	69,691	61,866	32,662	33,586	52,792	82,058
RAPEL	220	69,110	62,245	32,248	31,465	50,098	78,269
CHARRUA	220	63,742	58,971	32,879	33,243	49,348	70,881

Tabla 4.8: Valores originales 2025-2 para precio estabilizado de energía

NUDO	TENSIÓN	INTERVALO TEMPORAL [CLP/kWh]					
		1	2	3	4	5	6
CONDORES	220	76,558	65,651	31,290	34,419	50,104	91,638
NOGALES	220	70,549	62,800	32,858	32,343	54,239	90,198
RAPEL	220	70,069	63,207	32,453	30,672	51,459	87,926
CHARRUA	220	65,050	60,056	33,075	32,075	50,770	78,663

A continuación se presenta la diferencia en pesos chilenos por kilo-watt hora:

Tabla 4.9: Diferencia precios estabilizados 2025-2 originales vs proyectados

NUDO	TENSIÓN	INTERVALO TEMPORAL [CLP/kWh]					
		1	2	3	4	5	6
CONDORES	220	-0,649	-0,789	-0,016	0,607	-0,980	-6,959
NOGALES	220	-0,858	-0,934	-0,196	1,243	-1,447	-8,140
RAPEL	220	-0,959	-0,962	-0,205	0,793	-1,361	-9,657
CHARRUA	220	-1,308	-1,085	-0,196	1,168	-1,422	-7,782

Los resultados evidencian que la disminución de la concentración de PMGD en los bloques diurnos incrementa la rentabilidad relativa de dichos períodos respecto del escenario original. En paralelo, el incentivo económico asociado a la migración hacia el régimen de precios estabilizados por bloques horarios se reduce significativamente, debido a que la incorporación masiva de PMGD híbridadas en las horas nocturnas modifica la señal de precios del sistema. Como consecuencia, el precio estabilizado del bloque 6 experimenta disminuciones del orden de 6 a 9 [CLP/kWh], dependiendo de la subestación analizada.

La mayor reducción se observa en la subestación Rapel, donde el precio estabilizado del bloque 6 disminuye en 9,66 [CLP/kWh]. Por otra parte, en la zona central, la subestación Nogales registra el mayor incremento en el bloque 4, con un aumento de 1,243 [CLP/kWh] en la remuneración de la energía. Estos resultados muestran que una adopción masiva de sistemas de almacenamiento tiende a reducir progresivamente el diferencial de precios entre los bloques de carga y descarga, disminuyendo así el beneficio económico asociado al arbitraje energético.

Es importante considerar que, para aquellas PMGD que optaron por híbridar motivadas por el diferencial de precios observado inicialmente y los beneficios presentados en la Figura 4.7, dicha rentabilidad adicional tendría un carácter transitorio. Esto se debe a que el regulador ajustará los precios estabilizados al siguiente semestre, reduciendo el incentivo económico asociado al bloque de descarga. En este contexto, las Tablas 4.10 y 4.11 presentan la disminución proyectada de los ingresos producto

de este ajuste en las señales de precio.

Tabla 4.10: Comparación de pagos semestrales Originales v/s Hibridados v/s Proyectados, a distintas eficiencias.

Mes 2025-2	Pagos Originales [MM CLP]	Pagos PES Hib. ($\eta = 1$) [MM CLP]	Pagos Hib. ($\eta = 0,94$) [MM CLP]	Pagos PES Hib. Proy. ($\eta = 1$) [MM CLP]	Pagos Hib. Proy. ($\eta = 0,94$) [MM CLP]
7	4.786	5.259	4.944	4.920	4.625
8	5.569	6.136	5.768	5.741	5.397
9	7.891	8.721	8.198	8.158	7.669
10	9.356	10.357	9.736	9.688	9.107
11	10.952	12.126	11.399	11.343	10.663
12	11.976	13.265	12.469	12.409	11.665
Total	50.530	55.866	52.513	52.258	49.123

Tabla 4.11: Diferencia monetaria y porcentual de pagos hibridados v/s proyectados.

Mes	$\eta = 1$		$\eta = 0,94$	
	Pérdida [MM CLP]	Pérdida incentivo [%]	Pérdida [MM CLP]	Pérdida incentivo [%]
7	0.339	71,7 %	0.319	71,8 %
8	0.395	69,6 %	0.371	69,7 %
9	0.563	67,8 %	0.529	67,9 %
10	0.669	66,8 %	0.629	66,8 %
11	0.783	66,7 %	0.737	66,7 %
12	0.856	66,4 %	0.804	66,4 %
Total	3.608	67,6 %	3.391	67,7 %

Un resultado particularmente relevante es la disminución en las expectativas de ingresos adicionales tras el ajuste de los precios estabilizados. Los resultados obtenidos muestran que aproximadamente un 67 % de los ingresos adicionales esperados por concepto de arbitraje energético desaparecen una vez que los precios estabilizados son recalculados bajo el nuevo escenario operativo del sistema.

Esto implica que una parte importante de la rentabilidad inicialmente observada corresponde a una condición transitoria y no necesariamente sostenible en el largo plazo.

Para apreciar el efecto en costos sistémicos en este caso se presenta la siguiente figura:

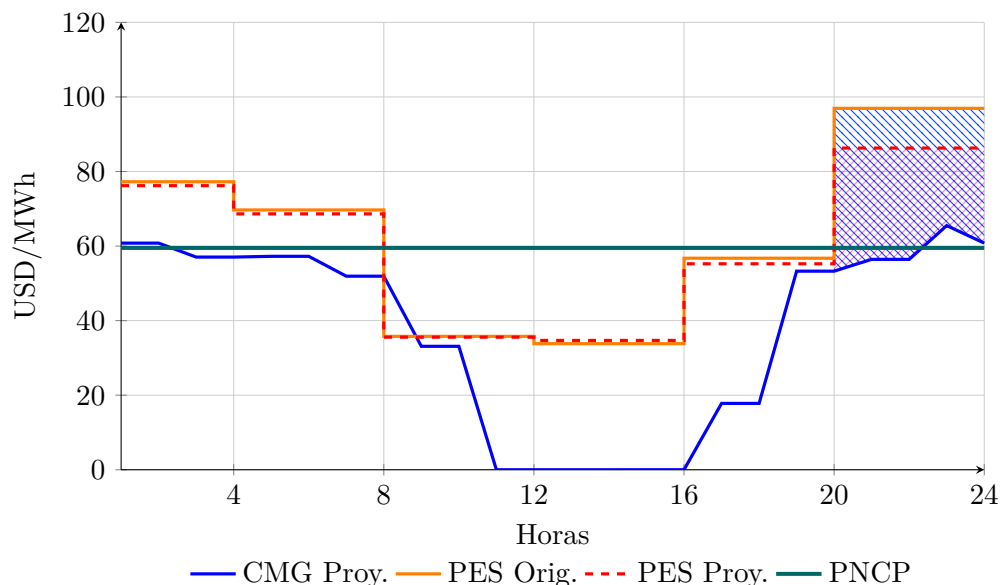


Figura 4.8: Comparación de precios S/E Rapel 220 kV – Diciembre 2025.

En la figura se aprecia que el área achurada en azul, correspondiente a la diferencia entre el precio estabilizado original (Anaranjado) y el costo marginal (Azul), es mayor que el área achurada en rosa, asociada a los precios estabilizados proyectados (Rojo segmentado). Lo que se traduce en que el ajuste de los precios estabilizados contribuye a disminuir los costos sistémicos asociados a las PMGD que desplazan su generación hacia el bloque 6.

En consecuencia, el ajuste de los precios estabilizados reduce los beneficios económicos que perciben los desarrolladores de proyectos PMGD al hibridar, pero también disminuye los costos sistémicos debido a la menor diferencia entre los precios estabilizados y los costos marginales.

4.3. Caso 3

Respecto al Caso 3, en el cual se asume que 56 PMGD ya se encuentran bajo el régimen nuevo e inician procesos de hibridación con el objetivo de capturar el spread de precios, se presenta a continuación:

4.3.1. Ingresos de PMGD híbridos bajo distintas eficiencias del BESS. Caso 3

Tabla 4.12: Comparación de ingresos bajo distinto nivel de eficiencia. Caso 3.

Mes	Ingresos base [MM CLP]	Ingresos por energía desplazada $\eta = 1$ [MM CLP]	Ingresos por energía desplazada $\eta = 0,97$ [MM CLP]	Ingresos por energía desplazada $\eta = 0,92$ [MM CLP]	Ingresos por energía desplazada $\eta = 0,87$ [MM CLP]
Julio	1.032	1.718	1.666	1.580	1.494
Agosto	1.177	1.952	1.893	1.795	1.698
Septiembre	1.562	2.579	2.502	2.373	2.244
Octubre	1.928	3.174	3.078	2.920	2.761
Noviembre	2.248	3.691	3.580	3.396	3.211
Diciembre	2.475	4.054	3.932	3.730	3.527
Total	10.422	17.168	16.651	15.794	14.935

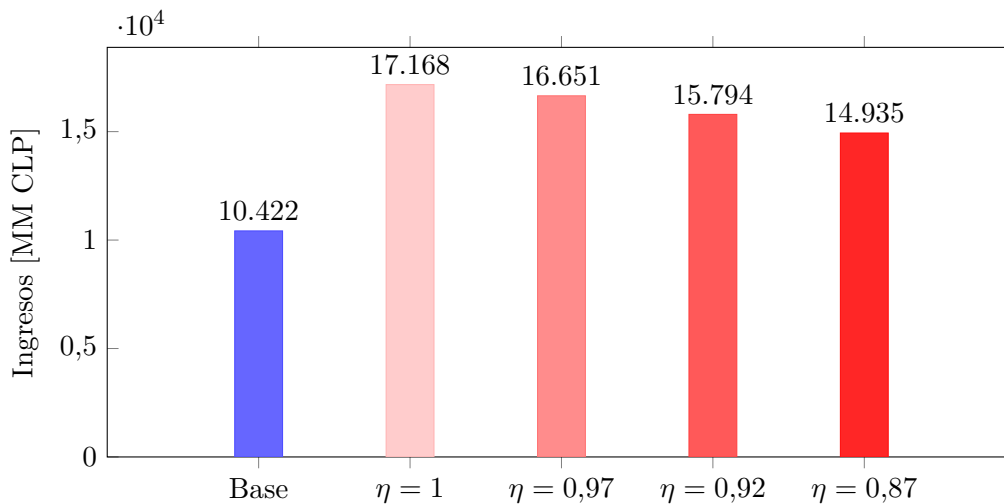


Figura 4.9: Ingresos totales, monto original v/s híbrido a distintas eficiencias. Caso 3.

En este caso en particular, debido a la significativa diferencia entre los pagos asociados a las horas diurnas y nocturnas bajo el régimen por bloques, los PMGD que ya operaban bajo el nuevo régimen —y que, en comparación con aquellos aún acogidos al esquema PNCP, se veían relativamente perjudicados en su valorización horaria— son los que presentan el mayor beneficio al desplazar parte de su inyección hacia periodos nocturnos mediante hibridación. Ya que, tal como se observa en los precios establecidos para 2025-2, presentados en la tabla 6.6, el diferencial puede superar los 60 [CLP/kWh].

Lo anterior se refleja en la figura 4.9, donde los ingresos semestrales atribuidos a los PMGD estudiados aumentan entre un +64,6 % para el caso de eficiencia unitaria ($\eta = 1$) y un +43,4 % para el caso de menor eficiencia considerada ($\eta = 0,87$) respecto del escenario base. Este resultado evidencia que, a diferencia de los casos anteriores, los PMGD que ya operan bajo el nuevo régimen y deciden hibridar logran capturar de manera significativa el diferencial de precios, manteniendo ingresos netos positivos incluso bajo supuestos conservadores de eficiencia.

Este resultado sugiere que los principales beneficiarios potenciales de la incorporación de almacenamiento no son necesariamente los proyectos que migran desde el PNCP, sino aquellos que ya operan bajo el régimen de precios estabilizados por bloques horarios. Para estos desarrolladores, la

hibridación constituye una herramienta efectiva para capturar el diferencial de precios entre bloques, transformándose en un incentivo económico significativamente más robusto que el observado en los demás casos analizados.

4.3.2. Costos sistémicos bajo hibridación. Caso 3

Por su parte, los costos sistémicos de este caso son presentado a continuación:

Tabla 4.13: Comparación de costos del sistema con y sin implementación

Mes	Costos Sistémicos Originales [CLP]		Costos Sistémicos con Hibridación [CLP]	
	Día hábil	Día no hábil	Día hábil	Día no hábil
Julio	\$222.776.851	\$168.735.504	-\$27.023.785	-\$7.228.636
Agosto	\$366.535.627	\$287.748.631	\$245.629.062	\$187.988.303
Septiembre	\$885.295.791	\$454.437.159	\$600.557.076	\$327.521.971
Octubre	\$1.210.999.872	\$502.663.106	\$904.602.877	\$403.609.071
Noviembre	\$1.199.645.163	\$670.984.655	\$765.039.533	\$531.754.638
Diciembre	\$1.282.113.846	\$717.308.794	\$836.022.113	\$539.065.926
Total Semest.	\$7.969.344.999		\$5.307.538.150	

Al ya estar en el nuevo régimen tarifario, la remuneración original de estos PMGD es menor a la del Caso 1. Como consecuencia, los Costos Sistémicos originales de este caso son considerablemente menores, reduciéndose desde 13.154 [MMCLP] en el Caso 1 (véase Figura 4.2), hasta 7.969 [MMCLP] en el escenario analizado. Para entender esta disminución se presenta la siguiente figura:

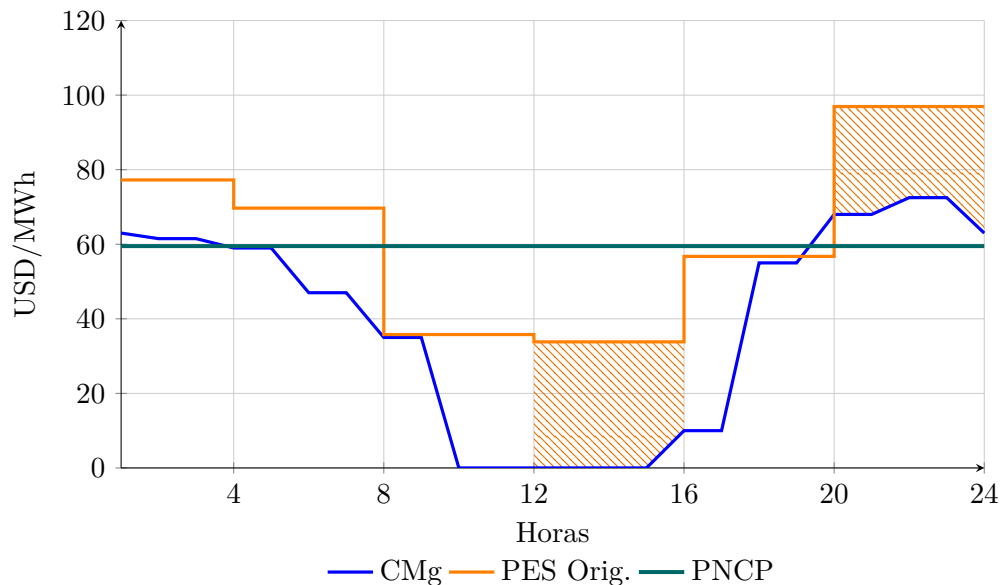


Figura 4.10: Comparación de precios S/E Rapel 220 kV – Diciembre 2025.

A diferencia de lo observado para el caso 1, las áreas asociadas (achuradas en anaranjado) a los períodos diurno y nocturno presentan una diferencia visiblemente menor, mostrando magnitudes más similares entre sí. Sin embargo, el análisis comparativo de los montos semestrales de la Tabla 4.13 evidenció que el área correspondiente al período diurno puede llegar a ser hasta un 33 % superior a

la nocturna. En consecuencia, este escenario presenta una reducción de costos sistémicos inferior a la observada en los Casos 1 y 2, donde existe migración de régimen. No obstante, la diferencia entre los precios estabilizados de los bloques 4 y 6 hace que las compensaciones percibidas por las PMGD sean significativamente mayores, lo que podría permitir cubrir los costos asociados a la incorporación de un sistema BESS. Lo anterior sugiere que una parte importante de las reducciones observadas en los Casos 1 y 2 proviene del cambio en el esquema de valorización de la energía, más que de la incorporación del sistema de almacenamiento en sí misma.

Tabla 4.14: Comparación Costos Sistémicos bajo distintas eficiencias, Caso 3.

Eficiencia	Cost. Sist. Originales [CLP]	Cost. Sist. Híbridos [CLP]	Diferencia [CLP]	Diferencia [%]
1,00	\$7.969.344.999	\$5.307.538.150	\$2.661.806.849	33,40 %
0,97		\$5.148.312.006	\$2.821.032.993	35,40 %
0,92		\$4.882.935.098	\$3.086.409.901	38,73 %
0,87		\$4.617.558.191	\$3.351.786.808	42,06 %

La Tabla 4.14 muestra que la reducción de los costos sistémicos aumenta a medida que disminuye la eficiencia del sistema de almacenamiento. En particular, la disminución de los costos sistémicos pasa de un 33,40 % para una eficiencia del 100 % a un 42,06 % para una eficiencia del 87 %. Este comportamiento se explica porque una menor eficiencia implica que una fracción de la energía almacenada se pierde durante el proceso de carga y descarga, reduciendo la energía finalmente inyectada en el bloque 6 y, en consecuencia, los costos sistémicos.

No obstante, resulta relevante destacar que en los tres casos analizados la incorporación de almacenamiento genera reducciones adicionales de Costos Sistémicos respecto de sus escenarios base. Lo anterior sugiere que, independientemente del régimen de remuneración considerado, la hibridación de PMGD contribuye a reducir las diferencias entre las señales económicas utilizadas para remunerar la energía y las condiciones reales de operación del sistema, generando beneficios sistémicos consistentes. Sin embargo, estos beneficios a nivel del sistema no implican necesariamente que la inversión en almacenamiento sea económicamente viable para los desarrolladores, dado que aún es necesario evaluar si los ingresos adicionales obtenidos mediante el arbitraje energético son suficientes para compensar los costos asociados a la implementación de sistemas BESS.

4.4. Viabilidad Económica de la Hibridación

A continuación, se presentan los montos semestrales para la PMGD con mejor desempeño dentro del conjunto analizado, correspondiente a la planta fotovoltaica Gabriela. En particular, esta instalación destaca por mantener niveles de inyección muy cercanos a su potencia nominal, lo que refleja un alto grado de aprovechamiento de su capacidad instalada. Los montos se estiman en función del caso de estudio, considerando sus ingresos base tanto si perteneciera al régimen PNCP como al régimen por bloques horarios, para luego contrastarlos con el pago bajo el escenario de hibridación con eficiencia unitaria.

Tabla 4.15: Comparativa de pagos del sistema bajo distintas modalidades para la PMGD Gabriela.

Pagos por PNCP Originales [USD]	Pagos Originales si fuera PE [USD]	Pagos con Hibridación [USD]
\$941.060	\$584.054	\$961.872

Los montos presentados en la Tabla 4.15 permiten ilustrar que, para una misma PMGD, el escenario

más favorable corresponde a la hibridación dentro del régimen nuevo. Esto se debe a que, si bien ambos casos llegan a un monto mayor al de sus ingresos originales, la valorización de la inyección base difiere de manera significativa según el régimen en el que se encuentre la planta.

En este contexto, la siguiente tabla se presenta con el objetivo de describir los montos adicionales que puede percibir una PMGD, tanto en el caso de aquellas que migran desde el régimen antiguo como de aquellas que ya se encuentran en el régimen nuevo al momento de hibridar.

Tabla 4.16: Impacto de la eficiencia en el potencial de ingresos y montos extras semestrales.

Régimen de la PMGD	Eficiencia (η)	Ingresos Extras [%]	Monto Extra Semestral [USD]
Transición (PNCP a PE)	1,00	Negativos a +17,00 %	0 — 85.000
	0,97	Negativos a +16,49 %	0 — 82.450
	0,92	Negativos a +15,64 %	0 — 78.200
	0,87	Negativos a +14,79 %	0 — 73.950
PE	1,00	+55,00 % a +77,00 %	85.000 — 310.000
	0,97	+53,35 % a +74,69 %	82.450 — 300.700
	0,92	+50,60 % a +70,84 %	78.200 — 285.200
	0,87	+47,85 % a +66,99 %	73.950 — 269.700

En la Tabla 4.16 se observa que los montos adicionales asociados a la hibridación con cambio de régimen pueden variar desde valores negativos hasta aproximadamente 82.450 [USD] semestrales para una eficiencia del 97 %. La aparición de valores negativos se explica principalmente por dos factores.

En primer lugar, influye la forma del perfil de inyección, dado que existen PMGD cuyo máximo de generación se encuentra más próximo al bloque horario inmediatamente anterior al seleccionado para la hibridación, en este caso el bloque 3 (08:00–11:59 h), en lugar del bloque 4 (12:00–15:59 h), lo que reduce o elimina el beneficio asociado al desplazamiento.

En segundo lugar, y de mayor relevancia, se encuentra el efecto de cambio de régimen en la valorización de la energía. Al migrar de régimen, la energía inyectada en bloques solares —como el bloque 3 o el bloque 5— pasa a ser valorizada a menores precios en comparación con el régimen anterior, lo que puede neutralizar o incluso revertir las ganancias esperadas por la hibridación. En este sentido, el cambio de régimen introduce una reasignación de precios que mejora la valorización de la energía desplazada hacia horarios nocturnos, pero penaliza la energía que permanece en horarios diurnos.

Distinto es el caso de las PMGD que ya se encuentran en el régimen nuevo, las cuales presentan un incremento en su generación durante horas nocturnas, manteniéndose inalterada la generación en horario diurno. En consecuencia, sus ingresos solo pueden aumentar respecto del escenario base. Bajo este contexto, se observan incrementos que pueden superar los 300.000 [USD] semestrales para PMGD de 9 MW, particularmente en escenarios con eficiencias del 97 %. Sin embargo, para determinar si dichos ingresos adicionales permiten justificar económicamente la incorporación de almacenamiento, resulta necesario contrastarlos con los costos asociados a la inversión y operación de un sistema BESS.

Dados los niveles de inversión en proyectos BESS presentados en el Reporte de Proyectos en Construcción e Inversión en el Sector Energía [30], se observan costos de inversión en el rango de 150 a 333 [USD/kWh] (para mayor detalle de los proyectos y sus niveles de inversión, véase la Tabla 6.4 en los Anexos). Considerando estos antecedentes, para la evaluación económica de la hibridación se utilizan los parámetros y costos del sistema BESS definidos en la Tabla 3.11 de la Sección 3.4.5, donde se establece un costo semestral equivalente de 265.200 [USD] para la configuración de referencia

analizada.

En función de estos parámetros, se evidencia que la hibridación solo resulta económicamente viable en aquellos casos en que los ingresos semestrales adicionales asociados al arbitraje superan el costo semestral equivalente del sistema BESS. Para la configuración de referencia considerada, dicho valor asciende a 265.200 [USD] por semestre. Esto se traduce en que únicamente las PMGD que ya se encuentran en el régimen nuevo de bloques horarios y decidan hibridar podrían alcanzar niveles de ingresos adicionales suficientes para compensar el costo semestral equivalente del sistema BESS bajo las condiciones analizadas. No obstante, la recuperación de la inversión total depende del horizonte temporal considerado y del flujo neto anual efectivamente generado por el proyecto.

Con el fin de complementar la evaluación económica anterior, la Tabla 4.17 presenta una estimación simplificada del período de recuperación de la inversión (payback) para una eficiencia del sistema BESS de 97 %. El cálculo se realiza considerando el CAPEX total de la instalación y descontando los costos anuales de operación y mantenimiento del flujo adicional de ingresos generado por la hibridación.

Tabla 4.17: Período de recuperación simple para distintos escenarios de hibridación ($\eta = 97\%$).

Escenario	Ingreso Extra Semestral [USD]	Payback [años]
Transición PNCP a PE	82.450	191,0
PE	300.700	10,15

Los resultados muestran diferencias significativas entre ambos escenarios. En el caso de las PMGD que migran desde el régimen PNCP, el flujo adicional generado por la hibridación resulta insuficiente para recuperar la inversión dentro de un horizonte razonable, alcanzando períodos de recuperación superiores a los 190 años. Por el contrario, las PMGD que ya operan bajo el régimen de bloques horarios presentan un período de recuperación cercano a los 10 años, valor que resulta comparable con la vida útil considerada para el sistema BESS. Este resultado sugiere que la viabilidad económica de la hibridación depende fuertemente del régimen de valorización de energía existente previo a la incorporación del almacenamiento.

4.4.1. Comparación precios estabilizados 2025-2 v/s 2026-1

A la fecha de presentación de este estudio, se encuentran publicados los precios estabilizados correspondientes al semestre 2026-1, ambos regímenes se grafican a continuación:

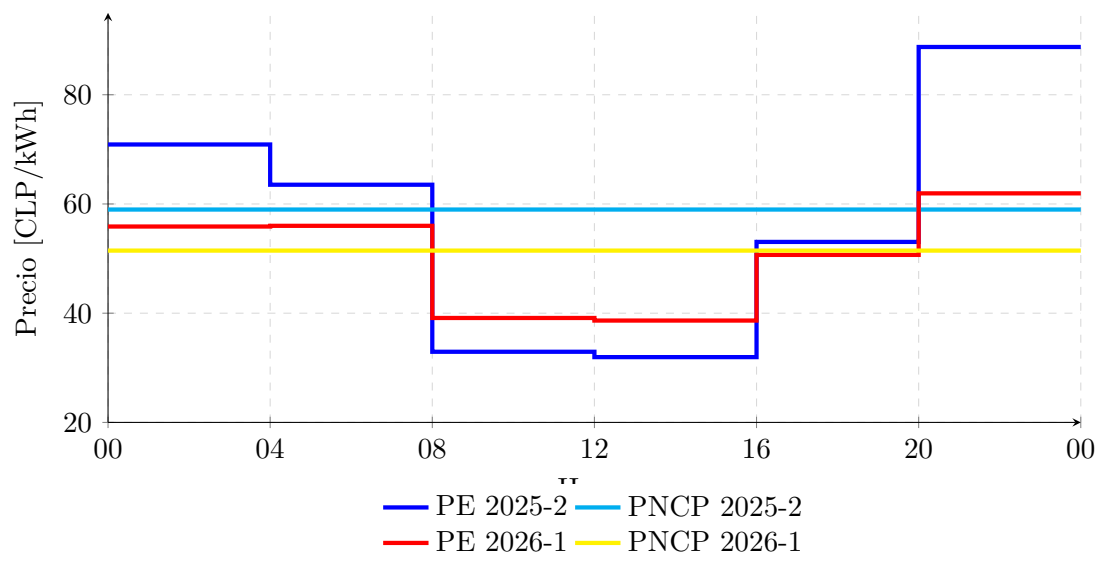


Figura 4.11: Precios Estabilizados y PCNP referente semestres 2025-2 y 2026-1.

Se observa que el spread de precios que viabilizaba la hibridación en el período anterior se ha contraído. En efecto, el valor nocturno disminuyó aproximadamente 30 CLP/kWh en las subestaciones de la zona centro-norte respecto al semestre previo, lo que reduce significativamente el incentivo económico para la hibridación de proyectos PMGD. Específicamente, en la subestación Nogales, el nuevo periodo implicó una contracción del 31 % en el precio del bloque 6; el detalle de los nuevos valores indexados se presenta en el Anexo 6.7.

Para ilustrar este comportamiento, se presentan a continuación dos tablas con tres proyectos PMGD, cuyos ingresos —tanto en su configuración original como bajo el escenario de hibridación— han sido valorizados para ambos semestres, considerando una eficiencia de 94 %.

Tabla 4.18: Comparativa de ingresos y márgenes de ganancia por hibridación, precios 2025-2.

Subestación	Nombre	Potencia MW	Ingresos Originales 2025-2	Asumiendo Régimen Original PE 2025-2	Ingresos por hibridar 2025-1	Margen de ganancia PE que hibrida	Ingreso extra [USD/SEM]
Pan de azúcar	PMGD Recoleta	9	\$511.075	\$322.067	\$491.273	-53 %	\$169.205
Los Vilos	PMGD Maimalican	9	\$686.973	\$436.076	\$675.146	-55 %	\$239.071
Quillota	PMGD Cabildo Sunlight	9	\$712.412	\$458.214	\$719.510	-57 %	\$261.295

Tabla 4.19: Comparativa de ingresos y márgenes de ganancia por hibridación, precios 2026-1.

Subestación	Nombre	Potencia MW	Ingresos Originales 2026-1	Asumiendo Régimen Original PE 2026-1	Ingresos por hibridar 2026-1	Margen de ganancia PE que hibrida	Ingreso extra [USD/SEM]
Pan de azúcar	PMGD Recoleta	9	\$443.256	\$357.188	\$409.106	-15 %	\$51.918
Los Vilos	PMGD Maimalican	9	\$608.789	\$482.294	\$560.931	-16 %	\$78.637
Quillota	PMGD Cabildo Sunlight	9	\$638.838	\$510.306	\$597.771	-17 %	\$87.465

Con lo anterior, se evidencia una disminución significativa en los ingresos adicionales que pueden obtener las PMGD que opten por hibridar. Mientras que en el semestre anterior los costos asociados a un sistema BESS podían ser cubiertos únicamente por aquellas PMGD que se hibridaran bajo el

4.5. RESULTADOS DE RESTRICCIONES CRÍTICAS PARA LA ADOPCIÓN DE ALMACENAMIENTO⁶⁴

nuevo régimen, presentaran altas eficiencias en sus BESS y optimizaran sus perfiles de inyección, en este semestre ni siquiera bajo dichas condiciones la inversión en hibridación resulta rentable. Esto se debe a que los márgenes semestrales adicionales disminuyen desde valores entre 170 y 300 mil USD hasta un rango entre 50 y 100 mil USD, alejándose considerablemente del costo semestral equivalente de 265.200 USD considerado para la implementación del sistema BESS.

4.5. Resultados de restricciones críticas para la adopción de almacenamiento

En presencia de restricciones de generación, la incorporación de sistemas de almacenamiento se evaluará desde dos perspectivas económicas. La primera consiste en determinar si los ingresos derivados del arbitraje de la energía restringida permiten recuperar la inversión realizada en un sistema BESS. La segunda considera que la inversión en almacenamiento podría justificarse no necesariamente por la generación de beneficios adicionales mediante arbitraje energético, sino por la capacidad de mitigar las pérdidas asociadas a la energía que no puede ser inyectada a la red. En otras palabras, parte de los recursos que eventualmente se pierden producto de las restricciones de generación podrían destinarse a una inversión capaz de recuperar una fracción de dicha energía y otorgar mayor flexibilidad operativa al proyecto. En las siguientes secciones se analizan ambas perspectivas.

4.5.1. Flotabilidad de la hibridación bajo restricciones

A partir del análisis de sensibilidad sujeto a la restricción impuesta, se construyen las siguientes gráficas. En ellas se presenta el flujo económico neto semestral asociado a la incorporación de un sistema BESS para distintos niveles de restricción, calculado como la diferencia entre los ingresos obtenidos mediante arbitraje energético y los costos de inversión y operación del sistema de almacenamiento. Se comparan los casos correspondientes a PMGD que migran desde PNCP hacia PE (curva roja) y PMGD que ya operan bajo PE (curva azul), para los semestres 2025-2 y 2026-1.

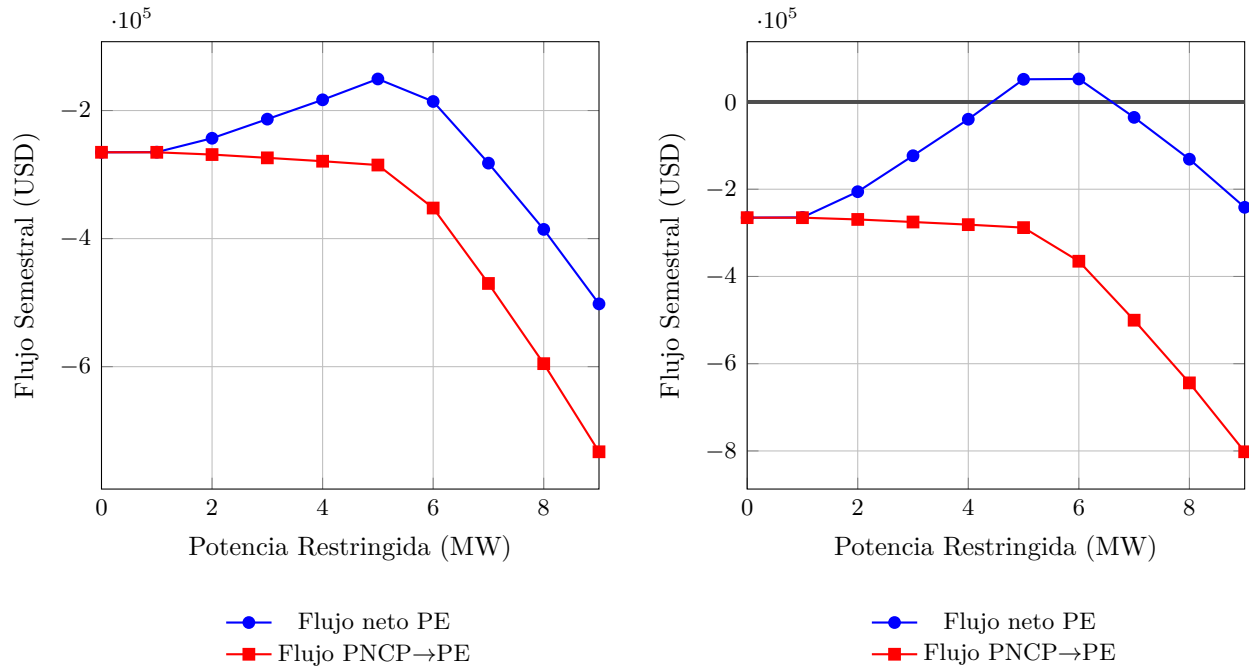


Gráfico A: Usando precios 2026-1.

Gráfico B: Usando precios 2025-2

Figura 4.12: Flujo económico neto semestral de proyectos PMGD híbridos en función de la potencia restringida para distintos regímenes de precios.

Tal como se observa en el gráfico A, los precios estabilizados del primer semestre de 2026 no permiten alcanzar rentabilidad para un proyecto BESS de cuatro horas y 9 MW de potencia nominal, considerando los parámetros de CAPEX y OPEX establecidos en la Tabla 3.11 y una eficiencia del 94 %. En este escenario, la disminución de los precios estabilizados es suficientemente pronunciada como para impedir que los ingresos derivados del arbitraje energético compensen los costos del sistema de almacenamiento para ningún nivel de restricción analizado.

Por el contrario, en el gráfico B, correspondiente al semestre 2025-2, la curva de flujo económico neto presenta valores positivos para los PMGD que ya operan bajo el régimen de precio estabilizado por bloque, evidenciando la existencia de niveles de restricción en los cuales la incorporación de un sistema BESS resulta económicamente factible. Dado que la región donde el flujo económico neto es positivo es relativamente acotada, a continuación se presenta un acercamiento de dicho intervalo.

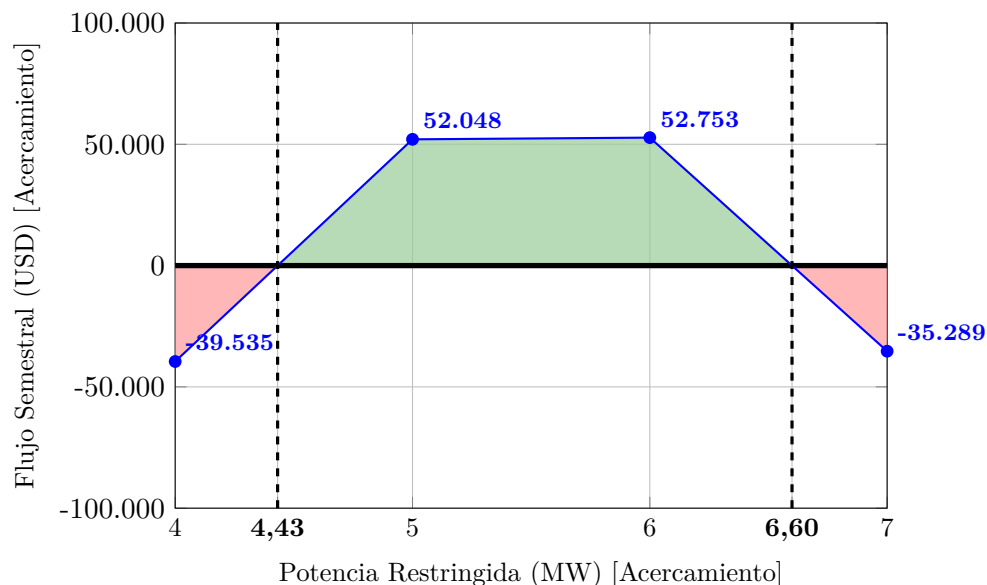


Figura 4.13: Acercamiento de gráfica B. Rango de restricciones para flujo neto positivo.

Para un PMGD de 9 MW, la integración de un sistema de almacenamiento de energía en baterías (BESS) resulta económicamente viable cuando la restricción de inyección se sitúa entre 4,43 y 6,60 MW —lo que equivale a limitar la capacidad efectiva de inyección a la red de 2,40 a 4,57 MW. Dentro de este intervalo, los ingresos percibidos por concepto de arbitraje energético superan los costos asociados a la implementación y operación del almacenamiento. En particular, se alcanzan flujos económicos netos semestrales superiores a los 50.000 USD cuando la potencia limitada se aproxima a los 3,5 MW.

Cabe destacar que estos resultados son aplicables únicamente a aquellos PMGD que implementan la hibridación ya estando en el régimen de precio estabilizado por bloque. En estos casos, los proyectos pueden capturar el diferencial de precios existente entre los distintos bloques horarios, el cual constituye la principal fuente de ingresos del arbitraje energético y explica los niveles de rentabilidad observados. En contraste, para los proyectos que migran desde el régimen PNCP, el flujo económico neto permanece negativo en ambos semestres analizados.

En términos generales, los flujos económicos en función de la potencia restringida de la Figura 4.12 presentan un comportamiento cóncavo. Inicialmente, el flujo aumenta a medida que se incrementa la restricción, hasta alcanzar un máximo, para luego decrecer. Este comportamiento evidencia la existencia de un nivel de restricción óptimo, en el cual el volumen de energía desplazada maximiza los beneficios obtenidos mediante arbitraje energético.

Antes de alcanzar dicho punto, los costos asociados al CAPEX y OPEX del sistema de almacenamiento son elevados en relación con la cantidad de energía efectivamente desplazada, lo que limita la rentabilidad de la inversión. Posteriormente, una vez superado el punto de máxima rentabilidad, la capacidad de almacenamiento del BESS alcanza su límite operativo, por lo que la energía adicional restringida ya no puede ser almacenada y pasa a constituir vertimiento.

4.6. Determinación de niveles críticos de restricción para la hibridación de PMGD

Dado que, para las condiciones de precios analizadas durante el semestre 2026-1, la incorporación de almacenamiento no resulta económicamente rentable bajo ninguno de los esquemas de hibridación evaluados, en esta sección se aplica un segundo criterio de evaluación. En particular, se busca determinar los niveles de restricción para los cuales las pérdidas económicas asociadas a la energía no inyectada alcanzan una magnitud comparable al costo de implementar un sistema BESS.

4.6.1. Determinación de restricciones críticas mediante un perfil de inyección ideal

Como referencia para la construcción de un perfil de operación ideal, se continuará con el análisis de la instalación previamente seleccionada. Dicha unidad registró el mayor nivel de inyección de energía durante el semestre bajo estudio, superando los 14 [GWh] semestrales. En consecuencia, su comportamiento operativo constituye una aproximación representativa del desempeño máximo que podría alcanzar un PMGD bajo condiciones favorables de generación.

A partir de esta referencia, se establecerá un perfil objetivo con un peak de potencia en los 8,05 [MW] que permita evaluar el potencial de aprovechamiento energético y los efectos de la incorporación de almacenamiento. Su perfil promedio de inyección se presenta a continuación.

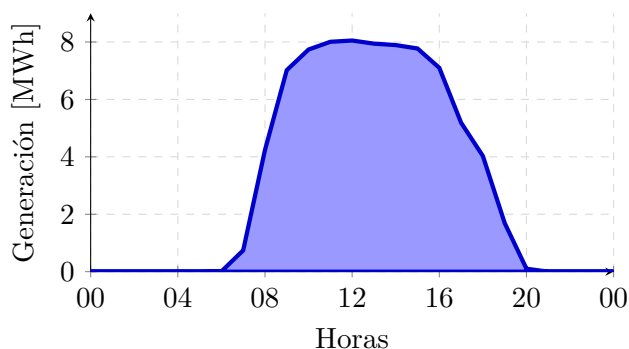


Figura 4.14: Perfil de inyección original de la PMGD Gabriela.

A continuación, se presentan las alternativas de sistemas BESS evaluadas y sus respectivos costos de inversión. Sobre la base de estos valores, se determinarán los niveles de restricción crítica para los cuales las pérdidas económicas derivadas de la energía restringida resultan equivalentes al costo de implementar un sistema de almacenamiento, constituyendo un potencial punto de justificación económica para la hibridación.

Tabla 4.20: Costos Semestrales Equivalentes y especificaciones de BESS para PMGD con Potencia Peak de 8,05 MW.

Configuración de Batería (Caso)	Costo Semestral Equivalente [USD]
A) BESS 9MW 4H de almacenamiento	\$265.200
B) BESS 7MW 4H de almacenamiento	\$206.267
C) BESS 6MW 3H de almacenamiento	\$132.600

Obteniendo los siguiente puntos críticos:

4.6. DETERMINACIÓN DE NIVELES CRÍTICOS DE RESTRICCIÓN PARA LA HIBRIDACIÓN DE PMGD68

Escenario A: Bess 9 MW 4h

Configuración	Resultado del Arbitraje [USD/Sem]	
	PNCP → PE	PE → PE
Restricción en 6 MW	\$38.983	\$163.576
Restricción en 5 MW	\$156.805	\$262.679
Restricción en 4 MW	\$288.431	\$374.819

Escenario B: Bess 7 MW 4h

Configuración	Resultado del Arbitraje [USD/Sem]	
	PNCP → PE	PE → PE
Restricción en 6 MW	\$38.983	\$163.576
Restricción en 5 MW	\$156.805	\$262.679
Restricción en 4 MW	\$252.482	\$338.870

Escenario C: Bess 6 MW 3h

Configuración	Resultado del Arbitraje [USD/Sem]	
	PNCP → PE	PE → PE
Restricción en 6 MW	\$38.983	\$163.576
Restricción en 5 MW	\$111.971	\$217.845
Restricción en 4 MW	\$131.457	\$217.845

Figura 4.15: Comparativa multiescenario de la viabilidad económica del arbitraje semestral frente al Costo Semestral Equivalente. Perfil Ideal.

Los resultados muestran que, en términos generales, las restricciones que limitan la inyección de potencia a valores de hasta 4 MW generan pérdidas económicas suficientes para justificar la inversión en los sistemas BESS analizados, independientemente del escenario considerado. Esto sugiere que, bajo dichos niveles de restricción, la valorización de la energía no inyectada alcanza magnitudes comparables al costo de incorporación del almacenamiento.

Por otra parte, en el caso de los PMGD que mantienen su régimen de remuneración original, restricciones que establecen un límite de inyección de hasta 6 MW continúan permitiendo la justificación económica de sistemas BESS de menor potencia nominal. Sin embargo, este comportamiento no se observa en los PMGD que cambian de régimen para hibridar. Tal como se señaló previamente, estos proyectos experimentan una disminución en la valorización de la energía que aún inyectan de manera diurna, debido a las diferencias existentes entre los esquemas de remuneración. En consecuencia, la reducción de ingresos asociada al cambio de régimen disminuye la capacidad del proyecto para justificar económicamente la incorporación de almacenamiento.

4.6.2. Determinación de restricciones críticas mediante un perfil de inyección real

Por otra parte, se considera un caso de inyección promedio, construido a partir del comportamiento medio de los PMGD de 9 MW analizados. Este perfil presenta una potencia máxima de inyección cercana a 6,5 MW. A partir del reescalamiento del perfil de la PMGD Gabriela, se obtiene una aproximación representativa del desempeño promedio de los proyectos estudiados. Las configuraciones BESS evaluadas para este caso, junto con sus respectivos niveles de inversión, se presentan a continuación.

4.6. DETERMINACIÓN DE NIVELES CRÍTICOS DE RESTRICCIÓN PARA LA HIBRIDACIÓN DE PMGD69

Tabla 4.21: Costos Semestrales Equivalentes y especificaciones de BESS para PMGD con Potencia Peak de 6,5 MW

Potencia Peak	Configuración de Batería (Caso)	Costo Semestral Equivalente [USD]
6,5 MW	A) BESS 9MW 4H de almacenamiento	\$265.200
6,5 MW	B) BESS 6MW 4H de almacenamiento	\$176.800
6,5 MW	C) BESS 6MW 3H de almacenamiento	\$132.600
6,5 MW	D) BESS 5MW 3H de almacenamiento	\$110.500

Los resultados se presentan a continuación:

Caso A: BESS 9MW 4H (\$265.200 USD)

Configuración	Resultado del Arbitraje [USD/Sem]	
	PNCP → PE	PE → PE
Restricción en 6 MW	-\$93.766	\$27.500
Restricción en 5 MW	\$13.541	\$117.046
Restricción en 4 MW	\$131.375	\$216.161
Restricción en 3 MW	\$268.468	\$333.243

Caso B: BESS 6MW 4H (\$176.800 USD)

Configuración	Resultado del Arbitraje [USD/Sem]	
	PNCP → PE	PE → PE
Restricción en 6 MW	-\$93.766	\$27.500
Restricción en 5 MW	\$13.541	\$117.046
Restricción en 4 MW	\$131.375	\$216.161
Restricción en 3 MW	\$225.685	\$290.460

Caso C: BESS 6MW 3H (\$132.600 USD)

Configuración	Resultado del Arbitraje [USD/Sem]	
	PNCP → PE	PE → PE
Restricción en 6 MW	-\$93.766	\$27.500
Restricción en 5 MW	\$13.541	\$117.046
Restricción en 4 MW	\$131.375	\$216.161
Restricción en 3 MW	\$225.685	\$290.460

Caso D: BESS 5MW 3H (\$110.500 USD)

Configuración	Resultado del Arbitraje [USD/Sem]	
	PNCP → PE	PE → PE
Restricción en 6 MW	-\$93.766	\$27.500
Restricción en 5 MW	\$13.541	\$117.046
Restricción en 4 MW	\$131.375	\$216.161
Restricción en 3 MW	\$225.685	\$290.460

Figura 4.16: Comparativa multiescenario de la viabilidad económica del arbitraje semestral frente al Costo Semestral Equivalente. Perfil Real.

Debido a que estos PMGD presentan perfiles de inyección más acotados, se requieren niveles de restricción más elevados para que las pérdidas económicas acumuladas alcancen valores equivalentes a la inversión necesaria para incorporar sistemas BESS. En particular, cuando la potencia de inyección es limitada a 3 MW, todas las configuraciones de almacenamiento evaluadas resultan económicamente justificables bajo los precios estabilizados correspondientes al semestre 2026-1.

Asimismo, los PMGD que permanecen en su régimen de remuneración original continúan presentando mayores oportunidades de hibridación. Los resultados muestran que, incluso bajo restricciones que limitan la inyección a 5 MW, un PMGD acogido al régimen de precio estabilizado por bloques puede justificar económicamente la incorporación de un sistema BESS de 5 MW de potencia nominal y 3 horas de almacenamiento.

4.6. DETERMINACIÓN DE NIVELES CRÍTICOS DE RESTRICCIÓN PARA LA HIBRIDACIÓN DE PMGD70

4.6.3. Determinación de restricciones críticas mediante un perfil de inyección real.
Potencia Nominal 3 MW

Por último, se incorporan PMGD de menor potencia con el objetivo de evaluar sus respectivos niveles de restricción crítica. Para ello, se considera un proyecto con una potencia nominal de 3 MW y una potencia máxima de inyección promedio de 2,5 MW. A partir de estos supuestos, se definen las siguientes configuraciones de sistemas BESS para su posterior análisis.

Tabla 4.22: Costos Semestrales Equivalentes y especificaciones de BESS para PMGD con Potencia Peak de 2,5 MW

Potencia Peak	Configuración de Batería (Caso)	Costo Semestral Equivalente [USD]
2,5 MW	A) BESS 3MW 4H de almacenamiento	\$88.373
2,5 MW	B) BESS 2MW 3H de almacenamiento	\$44.200

Los resultados se presentan a continuación:

Caso A: BESS 3MW 4H (\$88.373 USD)

Configuración	Resultado del Arbitraje [USD/Sem]	
	PNCP → PE	PE → PE
Restricción en 1,75 MW	\$25.200	\$61.775
Restricción en 1,5 MW	\$55.443	\$87.328
Restricción en 1,25 MW	\$88.373	\$115.370

Caso B: BESS 2MW 3H (\$44.200 USD)

Configuración	Resultado del Arbitraje [USD/Sem]	
	PNCP → PE	PE → PE
Restricción en 1,75 MW	\$25.200	\$61.775
Restricción en 1,5 MW	\$40.730	\$72.615
Restricción en 1,25 MW	\$45.618	\$72.615

Figura 4.17: Comparativa multiescenario de la viabilidad económica del arbitraje semestral frente al Costo Semestral Equivalente. Perfil de 2,5 MW.

Los resultados muestran que restricciones que limitan la inyección a 1,25 MW generan pérdidas económicas suficientes para justificar la incorporación de sistemas BESS en ambos casos analizados. Por otra parte, para los PMGD acogidos al régimen de precios estabilizados por bloques horarios, se requiere una restricción que limite la inyección a 1,75 MW para justificar económicamente un sistema BESS de 2 MW de potencia nominal y 3 horas de almacenamiento.

Estos resultados refuerzan la hipótesis de que, mientras exista un diferencial significativo entre la valorización de la energía en períodos diurnos y nocturnos bajo el régimen por bloques, los PMGD dispondrán de incentivos económicos para incorporar almacenamiento y desplazar parte de su energía hacia los períodos con señales de precio más favorables.

4.7. Restricciones críticas

Finalmente, se recopilan los resultados recién mostrados y se presenta una tabla resumen de las restricciones críticas determinadas para los distintos escenarios y configuraciones analizadas bajo los parámetros definidos en este estudio.

Tabla 4.23: Restricciones críticas equivalentes al costo de inversión de sistemas BESS.

Potencia Peak MW	Batería	Restricción crítica	
		PNCP $\rightarrow$ PE	PE $\rightarrow$ PE
8,05	BESS 9MW 4H de almacenamiento	4,1	4,9
8,05	BESS 7MW 4H de almacenamiento	4,6	5,5
8,05	BESS 6MW 3H de almacenamiento	3,9	6,3
6,5	BESS 6MW 4H de almacenamiento	3,6	4,3
6,5	BESS 6MW 3H de almacenamiento	3,9	4,8
6,5	BESS 5MW 3H de almacenamiento	3,3	5,0
2,5	BESS 3MW 4H de almacenamiento	1,25	1,49
2,5	BESS 2MW 3H de almacenamiento	1,30	1,90

La tabla 4.23 permite identificar niveles de restricción crítica a partir de los cuales las pérdidas asociadas a la energía no inyectada alcanzan un valor equivalente al costo de incorporar almacenamiento. Esto indica que, aun cuando la hibridación con sistemas BESS no resulte rentable bajo las condiciones actuales, existen umbrales de restricción que justifican económicamente su implementación como mecanismo de mitigación de vertimientos.

Asimismo, se observa que la viabilidad de estas inversiones depende no solo del nivel de restricción, sino también de las señales económicas entregadas por el ente regulador. Variaciones en los spreads de precios entre bloques horarios pueden modificar significativamente la rentabilidad de los proyectos entre distintos períodos regulatorios, convirtiendo la decisión de hibridar en una estrategia de inversión altamente sensible a la evolución de los precios. En este contexto, tal como se evidenció con la última actualización de los precios estabilizados, evaluaciones económicas que resultan favorables bajo un escenario determinado pueden perder rápidamente su validez ante cambios regulatorios o de mercado, aumentando la incertidumbre asociada a este tipo de inversiones.

No obstante, desde la perspectiva de los costos sistémicos, los niveles de restricción crítica identificados en esta sección permiten además inferir las condiciones bajo las cuales los beneficios sistémicos asociados a la hibridación comenzarían a materializarse. En efecto, las restricciones no modifican por sí mismas los costos sistémicos, sino que incrementan el incentivo para incorporar almacenamiento como una estrategia de valorización de energía que, de otro modo, sería vertida. Una vez alcanzados estos umbrales, la redistribución de energía desde las horas de mayor generación fotovoltaica hacia el período nocturno produciría efectos similares a los analizados en los casos de estudio analizados anteriormente.

Puntualmente, se presenta un escenario similar al del caso 1, pero con los precios del semestre 2026-1. Para ilustrar mejor dicho efecto se presenta la siguiente gráfica:

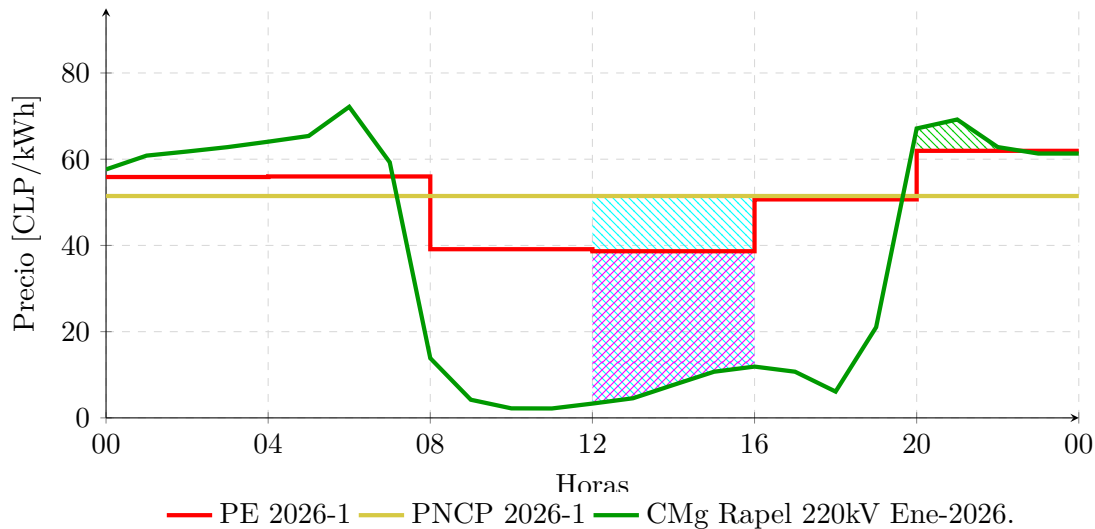


Figura 4.18: Precios Estabilizados, PNCP referente semestre 2026-1 y CMg promedio Rapel 220kV.

La Figura 4.18 presenta los precios del régimen PNCP, del PE por bloques correspondientes al semestre 2026-1 y el costo marginal promedio registrado en la subestación Rapel 220 kV durante enero de 2026. Sobre la gráfica se incorporan áreas achuradas que representan, de manera conceptual, la diferencia entre el precio reconocido a los PMGD y el costo marginal, magnitud directamente asociada a los costos sistémicos. En el bloque 4, el área achurada en celeste representa dicha diferencia para los proyectos acogidos al régimen PNCP, mientras que el área en rosa corresponde a aquellos que operan bajo precio estabilizado por bloques. Se aprecia que, en ambos casos, existe una diferencia significativa respecto del costo marginal, particularmente para los PMGD acogidos al PNCP. En consecuencia, si las restricciones de generación alcanzan los niveles críticos determinados en este estudio e incentivan la incorporación de almacenamiento, la disminución de la energía inyectada durante este bloque implicaría una reducción directa de los costos sistémicos asociados a las horas de mayor generación fotovoltaica, precisamente donde se concentra la mayor brecha entre los precios reconocidos a los PMGD y el costo marginal del sistema.

El comportamiento durante el bloque 6 resulta aún más relevante. A diferencia de los casos de estudio desarrollados anteriormente, donde se emplearon los precios estabilizados correspondientes al semestre 2025-2, la actualización regulatoria del semestre 2026-1 redujo considerablemente el precio estabilizado nocturno, acercándolo al costo marginal promedio de dicho período. Como consecuencia, la energía desplazada mediante almacenamiento tendería a inyectarse en un bloque donde los costos sistémicos asociados son sustancialmente menores que los observados bajo el escenario previamente analizado. Incluso, para el caso particular de la subestación Rapel 220 kV durante enero de 2026, existen intervalos en que el costo marginal supera al precio estabilizado, situación representada por el área achurada en verde, en la cual el flujo económico se invierte y son los PMGD quienes deben realizar pagos al sistema.

En consecuencia, los niveles de restricción crítica identificados en este trabajo no solo permiten establecer cuándo la incorporación de almacenamiento pasa a ser una alternativa razonable para mitigar las pérdidas derivadas de los vertimientos, sino que también identifican las condiciones bajo las cuales dicha decisión tendería a traducirse en una reducción de los costos sistémicos. De esta forma, aún cuando la hibridación no represente una estrategia rentable bajo las señales de precios actuales, las restricciones pueden alinear parcialmente los intereses del desarrollador con los del sistema eléctrico, transformando una medida de mitigación de pérdidas en un mecanismo que, simultáneamente, reduce los costos sistémicos.

Capítulo 5

Conclusiones

En función de los objetivos planteados para este trabajo de memoria, se desarrolló un análisis técnico, económico y regulatorio orientado a evaluar el impacto de la incorporación de sistemas de almacenamiento BESS en proyectos PMGD bajo los mecanismos de precio estabilizado vigentes en Chile. Para ello, se abordaron distintos escenarios de operación, niveles de penetración y condiciones regulatorias, con el propósito de cuantificar sus efectos sobre los ingresos de los desarrolladores, los costos sistémicos y los incentivos asociados a la hibridación. A continuación, se presentan las principales conclusiones obtenidas, organizadas en función de los objetivos específicos definidos y finalizando con las conclusiones asociadas al objetivo general de la investigación.

El cumplimiento del primer objetivo específico se materializó mediante el análisis técnico y normativo de los PMGD y de la transición desde el Decreto Supremo N.º 244 al Decreto Supremo N.º 88, identificando cómo la incorporación de precios estabilizados por bloques horarios modificó las señales económicas del sector. El estudio permitió evidenciar que la elevada penetración fotovoltaica ha profundizado la diferencia entre los precios estabilizados y los costos marginales durante las horas diurnas, incrementando los Costos Sistémicos del sistema. Sobre esta base, se desarrolló una metodología sustentada en información del Coordinador Eléctrico Nacional que permitió clasificar los principales puntos de congestión de la red y evaluar el efecto de incorporar sistemas BESS de 4 horas. Los resultados demostraron que el almacenamiento permite desplazar energía desde períodos de baja valorización hacia bloques nocturnos de mayor precio, reduciendo restricciones operativas y mejorando el aprovechamiento de la infraestructura existente. Asimismo, se identificó el umbral a partir del cual la hibridación deja de ser únicamente una herramienta de arbitraje económico para transformarse en una alternativa operativa relevante frente a escenarios de creciente congestión y vertimientos.

El segundo objetivo específico permitió cuantificar el impacto económico de la hibridación de PMGD con sistemas BESS bajo distintos niveles de penetración y regímenes de precio estabilizado. Considerando sistemas de almacenamiento con una eficiencia del 92 %, los resultados muestran que la incorporación de BESS tiene el potencial de reducir significativamente los Costos Sistémicos atribuibles a los PMGD analizados, alcanzando disminuciones semestrales de un 62,88 % (8.272 MMCLP) para una migración moderada desde el régimen PNCP y de un 47,11 % (20.183 MMCLP) bajo un escenario de adopción masiva. No obstante, este último caso evidenció que una alta penetración de almacenamiento modifica las propias señales económicas del sistema, reduciendo el diferencial de precios entre bloques horarios y disminuyendo hasta en un 67 % los ingresos adicionales esperados por arbitraje energético. En contraste, los PMGD que ya operaban bajo el régimen de precio estabilizado por bloques presentaron una reducción de los Costos Sistémicos de un 38,71 % (3.086 MMCLP semestrales), pero con mayores incrementos en sus ingresos, alcanzando aumentos de rentabilidad

cercanos al 64 %. Sin embargo, la actualización de los precios estabilizados para el primer semestre de 2026, particularmente la disminución del 31 % en el bloque horario de mayor valorización, eliminó la viabilidad económica de la hibridación basada únicamente en arbitraje energético.

El tercer objetivo específico permitió evaluar las condiciones regulatorias y operativas que podrían incentivar una integración más eficiente de sistemas BESS en proyectos PMGD. Los resultados muestran que, bajo las señales económicas actuales, la incorporación de almacenamiento no resulta rentable únicamente mediante el desplazamiento de energía entre bloques horarios, incluso en configuraciones con altos niveles de eficiencia y aprovechamiento de la capacidad instalada. No obstante, al analizar escenarios de restricciones de inyección, se identificó que límites cercanos a 5–6 MW en PMGD con perfiles de generación cercanos a su potencia nominal, o entre 4–5 MW en proyectos con perfiles reales de menor aprovechamiento, permiten que la inversión en almacenamiento se transforme en una alternativa económicamente comparable a asumir las pérdidas por energía vertida. Sin embargo, estos escenarios corresponden a condiciones particulares y no constituyen una solución estructural frente al incremento sostenido de los costos sistémicos asociados al mecanismo de precio estabilizado. En consecuencia, se recomienda avanzar hacia una eliminación progresiva de dicho mecanismo, evolucionando hacia un esquema de valorización que preserve la estabilidad necesaria para el desarrollo y operación de proyectos PMGD, pero que ajuste progresivamente los precios reconocidos a las condiciones reales de operación del sistema mediante una referencia explícita al costo marginal. Bajo un esquema de estas características, las diferencias entre el precio reconocido y el costo real de inyección tenderían a disminuir, reduciendo estructuralmente los costos sistémicos asociados al mecanismo de precio estabilizado, ya que se mitigarían las brechas provenientes de pagos desalineados con el mercado actual. Asimismo, al disminuir las rentabilidades derivadas exclusivamente de diferencias regulatorias entre bloques horarios, la incorporación de sistemas BESS pasaría a sustentarse principalmente en su capacidad para reducir vertimientos, aliviar restricciones de transmisión y aportar flexibilidad al sistema, alineando de mejor manera los incentivos privados con los beneficios sistémicos identificados en esta investigación.

Finalmente, respecto del objetivo general de esta investigación, se concluye que la incorporación de sistemas BESS en proyectos PMGD constituye una herramienta con capacidad de reducir los Costos Sistémicos del sistema eléctrico mediante el desplazamiento de inyecciones hacia horarios con una mayor valorización energética. Sin embargo, el estudio demuestra que la rentabilidad privada de estas inversiones presenta un elevado grado de incertidumbre, debido tanto a la evolución de los precios estabilizados por bloques horarios como al hecho de que una penetración masiva de almacenamiento modifica las propias señales económicas que inicialmente justifican su adopción. Asimismo, si bien la aplicación de restricciones de inyección puede transformar el almacenamiento en una alternativa económicamente atractiva frente a los vertimientos, esta condición se encuentra directamente relacionada tanto con las señales económicas entregadas por el mecanismo de valorización vigente como con los niveles de restricción de inyección impuestos por el regulador. En consecuencia, el desarrollo futuro de sistemas BESS en proyectos PMGD requerirá de mecanismos regulatorios capaces de reconocer de manera adecuada el valor que estas tecnologías aportan a la flexibilidad, eficiencia y operación del Sistema Eléctrico Nacional.

Capítulo 6

Anexos

6.1. Metodología y resultados del análisis de congestiones según la NTCO de PMGD

El presente anexo resume la metodología utilizada por el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) en el Informe de Verificación de Congestionamientos empleado como referencia para la selección de los casos de estudio de esta memoria. Dicha metodología se encuentra definida en la Norma Técnica de Conexión y Operación (NTCO) de PMGD y tiene por objetivo identificar potenciales congestiones e inversiones de flujo asociadas a la conexión de proyectos PMGD en instalaciones de distribución y transmisión zonal.

De acuerdo con los artículos 3-32 y 3-45 de la NTCO de PMGD [28], cuando se detecta inversión de flujo en el transformador de una subestación primaria de distribución, el análisis debe extenderse hacia los alimentadores asociados y las instalaciones de transmisión zonal aguas arriba. Para ello, el procedimiento considera dos niveles de evaluación: un Nivel 1 orientado al análisis del transformador y sus equipos asociados, y un Nivel 2 enfocado en la verificación de eventuales congestiones en las instalaciones de transmisión zonal.

La evaluación se desarrolla bajo una serie de supuestos definidos por el CEN, entre los que destacan la consideración de proyectos de transmisión en construcción, el estado de avance de las obras del sistema, escenarios conservadores de demanda mínima y la incorporación de PMGD en operación o con conexión comprometida. Sobre esta base se determina la existencia de inversiones de flujo y potenciales congestiones mediante los criterios y formulaciones que se presentan a continuación.

- **Grado de avance de obras de transmisión zonal:** Se consideran proyectos de transmisión en construcción que puedan afectar las instalaciones analizadas, de acuerdo con la Resolución Exenta que declara y actualiza las instalaciones de generación y transmisión en construcción, emitida con anterioridad a la publicación del informe de verificación de congestiones.
- **Estado de avance de proyectos de transmisión:** Se incorporan antecedentes provenientes de los informes de avance de construcción de obras de transmisión zonal, elaborados por el Departamento de Control y Gestión de Proyectos del Coordinador Eléctrico Nacional.
- **Niveles de demanda proyectados:** Se adopta un escenario conservador de crecimiento nulo de la demanda eléctrica, dado que el análisis se enfoca en congestión por inyección. Para ello, se utiliza la demanda del año 2024 para cada transformador en el período junio–noviembre,

6.1. METODOLOGÍA Y RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE CONGESTIONES SEGÚN LA NTCO DE PMGD77

considerando la operación de los PMGD conectados. La demanda mínima se define como el percentil 2 %, en concordancia con el Artículo 3-28 de la NTCO de PMGD.

- **Grado de avance de conexión de PMGD:** Se consideran los proyectos PMGD en construcción, utilizando como referencia las fechas estimadas de conexión declaradas en la Resolución Exenta correspondiente.

El procedimiento sistémico para dicha evaluación se resume en el siguiente esquema:

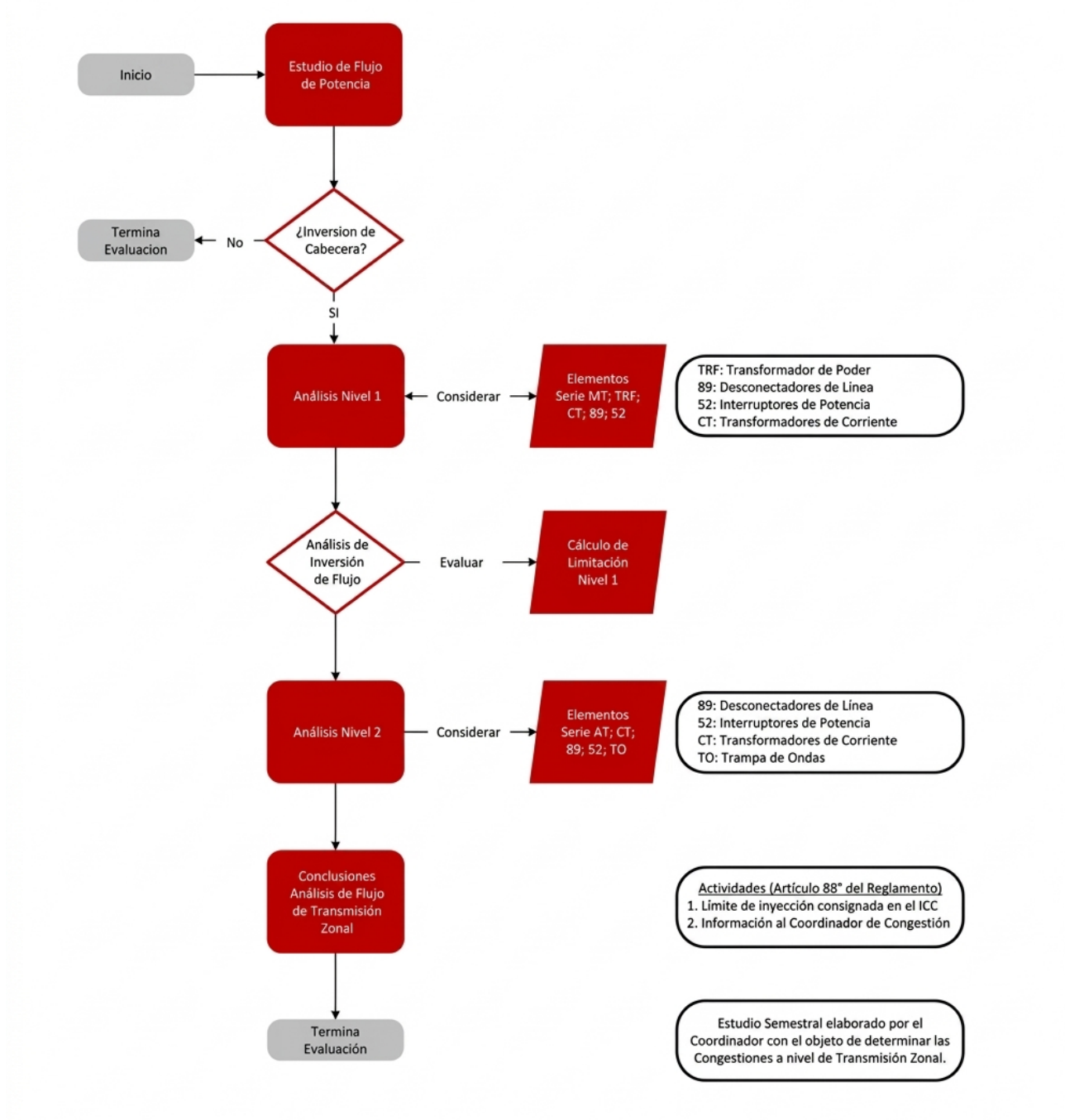


Figura 6.1: Metodología de análisis de impacto en transmisión zonal. NTCO de PMGD.

La metodología establece un balance de potencias diferenciado por bloques horarios (día y noche). Las expresiones fundamentales para determinar la potencia en el elemento de transmisión zonal i son las siguientes:

$$P(TxZ)_{noche}^i = \sum Dmin_{noche} - \left(\sum PMGD_{NS_n} + \sum PMGD_{S_{CA_j}} \right) \quad (6.1)$$

$$P(TxZ)_{dia}^i = \sum Dmin_{dia} - \sum PMGD_k \quad (6.2)$$

- $P(TxZ)_{noche}^i$: Potencia, en horas sin sol, del elemento de transmisión zonal de nivel i , asociado al PMGD Interesado en la conexión.
- $P(TxZ)_{dia}^i$: Potencia, en horas con sol, del elemento de transmisión zonal de nivel i , asociado al PMGD Interesado en la conexión.
- $Dmin_{noche}$: Demanda mínima, en horas sin sol, de todos los Alimentadores asociados al transformador de la subestación primaria o a la línea de transmisión zonal según sea el nivel, expresada en MW, en estado normal de operación.
- $Dmin_{dia}$: Demanda mínima, en horas con sol, de todos los Alimentadores asociados al transformador de la subestación primaria o a la línea de transmisión zonal según sea el nivel, expresada en MW, en estado normal de operación.
- $PMGD_{NS_n}$: Potencia máxima a inyectar por un PMGD con fuente de energía primaria distinta a la solar n , incluyendo aquellos que dispongan de una componente de almacenamiento de energía, conectado o previsto a conectar en el Alimentador asociado al transformador de la subestación primaria o a la línea de transmisión zonal según sea el nivel.
- $PMGD_{S_{CA_j}}$: Potencia máxima a inyectar permitida por el ICC, por un PMGD solar j , considerando su componente de almacenamiento de energía, conectado o previsto a conectar en el Alimentador asociado al transformador de la subestación primaria o a la línea de transmisión zonal según sea el nivel.
- $PMGD_k$: Potencia máxima a inyectar por un PMGD k , conectado o previsto a conectar en el Alimentador asociado al transformador de la subestación primaria o a la línea de transmisión zonal según sea el nivel.

Para el caso de los índices $\sum Dmin_{noche}$ y $\sum Dmin_{dia}$ se considera la demanda del año 2024 en condición de operación normal, se establecen los bloques día y noche de acuerdo con lo estipulado en el artículo 3-19 de la NTCO de PMGD febrero 2024. Los valores de demanda mínima tanto para los bloques día y noche se consideran como el percentil 2 % del vector horario de la demanda proveniente de junio hasta noviembre de 2024.

Para el caso de los índices $PMGD_{NS_n}$, $PMGD_{CAS_{CA_j}}$ y $PMGD_k$ se considerarán los PMGD en operación y los PMGD que se encuentren contenidos en alguna declaración en construcción emitida por la CNE hasta el mes de marzo de 2025.

Las tablas presentes en el informe de posibles congestiones incorporan esta información en un desglose en columnas para el análisis de la inversión de flujo en el transformador respectivo. A continuación se presenta una tabla con un extracto de los equipos estudiados, con el propósito de visualizar la forma en la que se entrega la información.

Tabla 6.1: Muestra representativa del formato de resultados del informe del CEN: Análisis Nivel 1 - Escenario Día.

Nombre Transformador	MVA Inst. (1)	MW Op. PMGD (2)	Cant. PMGD	MW PES Próx.(3)	Cant. PES	MW Lim.(4)	Flujo TR Día (5)	Dmin (p02) (6)	Flujo Neto (7)
T2D S/E AIHUAPI BT2	12	3.69	2	2.90	1	—	5.42	—	5.42
T2D S/E ALCONES BT1	10	12.00	2	0.00	0	—	-2.00	0.06	-1.94
T2D S/E ALCONES BT2	15	9.00	1	0.00	0	—	6.00	—	6.00
T2D S/E ALHUE BT1	20	15.00	3	5.90	2	-3.00	2.10	13.18	15.28
T2D S/E BARRO BLANCO BA	30	9.00	1	9.00	1	—	12.00	—	12.00
T2D S/E BOLLENAR HT1	30	29.95	8	5.80	2	—	-5.75	4.86	-0.89
T2D S/E CABILDO HT1	30	53.64	13	2.90	1	—	-26.54	7.31	-19.23
T2D S/E CABRERO BT2	16	40.00	6	0.00	0	-9.00	-15.00	5.06	-9.94

Como se observa, los números presentes en las cabeceras de las columnas tienen una relación matemática que viene dada por:

$$(5) = (1) - [(2) + (3) + (4)] \quad (6.3)$$

$$(7) = (5) + (6) \quad (6.4)$$

De este modo, se determina si el Flujo Neto (7) presenta inversión en función de su signo. A partir de ello, el Coordinador evalúa el nivel de congestión en un total de 175 transformadores, verificando la presencia de inversión de flujo asociada a la inyección de PMGD en relación con su capacidad nominal.

6.2. Costos Sistémicos en relación a la proyección de Precio Estabilizado

El impacto en los costos sistémicos una vez ya se haya llevado a cabo la actualización de precios estabilizados conforme a la hibridación de 185 PMGD correspondientes a una potencia instalada de 908 MW, se presentan a continuación:

Tabla 6.2: Comparación de costos sistémicos bajo el contexto de la proyección de Precio estabilizado

Mes	Costos Sistémicos Originales		Cost. Sist. con hib. $\eta = 1$		Cost. Sist. con hib. $\eta = 0,94$		Cost. Sist. Proy. $\eta = 1$		Cost. Sist. Proy. $\eta = 0,94$	
	Día hábil	Día no hábil	Día hábil	Día no hábil	Día hábil	Día no hábil	Día hábil	Día no hábil	Día hábil	Día no hábil
7	\$1.872.691.859	\$989.397.025	\$578.908.821	\$164.347.160	\$544.174.292	\$154.486.330	\$338.317.322	\$65.923.365	\$318.018.283	\$61.967.563
8	\$2.407.276.074	\$1.571.404.748	\$1.233.655.378	\$873.739.923	\$1.159.636.055	\$821.315.528	\$978.268.312	\$733.277.036	\$919.572.214	\$689.280.414
9	\$4.733.342.470	\$2.406.410.226	\$3.031.483.864	\$1.590.197.093	\$2.849.594.832	\$1.494.785.268	\$2.655.813.006	\$1.402.361.664	\$2.496.464.225	\$1.318.219.964
10	\$6.133.549.428	\$2.531.076.851	\$3.880.415.331	\$1.730.563.457	\$3.647.590.411	\$1.626.729.650	\$3.405.179.365	\$1.619.375.250	\$3.200.868.603	\$1.522.212.735
11	\$6.321.104.178	\$3.397.181.979	\$2.929.143.311	\$2.060.428.455	\$2.753.394.712	\$1.936.802.748	\$2.406.898.069	\$3.397.181.979	\$2.262.484.185	\$3.193.351.060
12	\$6.856.908.491	\$3.609.475.497	\$4.142.403.897	\$2.400.754.762	\$3.893.859.663	\$2.256.709.476	\$3.562.200.201	\$2.124.467.287	\$3.348.468.189	\$1.996.199.250
Total Semest.	\$42.829.818.825		\$24.616.041.451		\$23.139.078.964		\$22.689.262.855		\$21.327.907.084	

Se observa una disminución moderada en los ingresos adicionales obtenidos respecto del caso de hibridación previo a la actualización normativa de los PMGD. Este comportamiento se explica principalmente por la reducción de los precios estabilizados proyectados para las horas nocturnas. Las magnitudes de estas variaciones, expresadas en pesos chilenos respecto del semestre anterior, se presentan en la Tabla 6.19.

Como consecuencia de esta disminución de estos montos, se reduce la diferencia entre los precios estabilizados y los costos marginales observados durante el bloque horario 6, disminuyendo así el potencial de arbitraje energético asociado al sistema de almacenamiento. Este efecto puede apreciarse en la Figura 4.10, particularmente en el área achurada ubicada hacia la derecha del gráfico, que

representa la diferencia entre costo marginal y precio estabilizado por bloque horario, en donde se aprecia que la diferencia entre los precios estabilizados y los costos marginales es mayor al considerar los precios estabilizados originales en comparación con los precios estabilizados proyectados.

Tabla 6.3: Comparación de costos sistémicos semestrales

Escenario	Costos Sist. [CLP]	Referencia	Dif%
Hibridado	\$24.616.041.451	—	0,00 %
Proyectado	\$22.689.262.855	vs Hibridado	-7,83 %

De la tabla anterior se desprende que la hibridación masiva, aún adaptando sus precios acorde al gran volumen de energía desplazada, representa un beneficio para los costos sistémicos, ya que disminuye la brecha antes mencionada.

6.2.1. Inversiones en BESS 2024

Con el fin de evaluar la viabilidad económica de la incorporación de sistemas de almacenamiento, resulta necesario contar con una referencia representativa de los costos de inversión observados en proyectos reales. Para ello, se recopilaron antecedentes de proyectos BESS en construcción o recientemente aprobados durante el año 2024 en Chile [30], considerando tanto su capacidad de almacenamiento como la inversión asociada. La información presentada permite obtener rangos de costos unitarios expresados en USD/kWh y establecer valores de referencia para el análisis económico desarrollado en esta memoria [30].

La Tabla 6.4 presenta una selección de proyectos de almacenamiento a gran escala desarrollados en el Sistema Eléctrico Nacional, junto con sus principales características técnicas y económicas.

Tabla 6.4: Proyectos BESS en Construcción e Inversión, diciembre de 2024

N°	Nombre	Capacidad Sistema (MW)	Energía Almacenada (MWh)	Costo Unitario (USD/kWh)	Inversión USD MM
1	Sistema de almacenamiento de energía por baterías BESS El Molino	300,0	750,0	310,67	233,0
2	Sistema de Almacenamiento de Energía BESS Atardecer	150,0	751,3	299,48	225,0
3	Sistema de Almacenamiento de Energía Algol	65,0	300,0	150,00	45,0
4	Sistema de Almacenamiento de Energía y Transmisión Chiliques	20,6	82,6	544,79	45,0
5	Sistema de almacenamiento de energía por baterías BESS-Troya	200,0	800,0	291,25	233,0
6	Línea de transmisión y central BESS Halcón 5	60,0	316,8	331,12	104,9
7	Sistema de Almacenamiento de Energía y Línea de Transmisión Eléctrica BESS Charruana	200,0	888,9	151,87	135,0
8	Sistema de Almacenamiento de Energía y Línea de Transmisión Eléctrica BESS Metropolitana	333,0	1.480,0	152,03	225,0

Se observa una dispersión considerable en los costos unitarios de inversión, con valores comprendidos entre aproximadamente 150 y 545 USD/kWh. Estas diferencias pueden atribuirse a factores como la escala del proyecto, la duración de almacenamiento considerada, las obras complementarias requeridas y la inclusión de infraestructura de transmisión dentro de la inversión total declarada. Para efectos de esta memoria, se adopta como referencia un costo de inversión cercano al límite inferior del rango observado, correspondiente a proyectos de gran escala desarrollados recientemente en el país, lo que permite representar un escenario coherente con las tendencias de reducción de costos que ha experimentado esta tecnología en los últimos años.

6.3. Subestaciones asociadas para el pago de precio estabilizado y costo marginal

A continuación, se presenta la tabla que detalla las subestaciones de transferencia asociadas a los puntos de conexión de los PMGD, especificando los nodos correspondientes tanto para el régimen de precio estabilizado (PE) como para el de costo marginal instantáneo (CMg), ordenados de norte a sur.

Tabla 6.5: Subestacion asociada para pago de PE y CMg

Nº	Región	S/E PMGD	S/E Asociada PE	S/E Asociada CMG
1	Atacama	Caldera	Cardones	Cardones 110
2	Atacama	Diego de Almagro	D. de Almagro	Diego de Almagro 220
3	Atacama	Hernán Fuentes	Cardones	Cardones 110
4	Coquimbo	Ovalle	Pan de Azúcar	Ovalle 110
5	Coquimbo	Quereo	Los Vilos	Choapa 110
6	Coquimbo	El Peñón	Pan de Azúcar	El Peñón 110
7	Coquimbo	Illapel	Los Vilos	Illapel 110
8	Coquimbo	Monte Patria	Los Vilos	Ovalle 110
9	Coquimbo	Punitaqui	Los Vilos	Ovalle 110
10	Coquimbo	Vicuña	Pan de Azúcar	Pan de Azúcar 110
11	Coquimbo	Combarbalá	Los Vilos	Illapel 110
12	Valparaíso	Cabildo	Quillota	Quinquimo B 110
13	Valparaíso	Catemu	Quillota	San Pedro 110
14	Valparaíso	Leyda	Cerro Navia	Leyda 110
15	Valparaíso	Los Placeres	Quillota	Tap Placeres 110
16	Valparaíso	Miraflores	Quillota	Miraflores 110
17	Metropolitana	Isla de Maipo	Alto Jahuel	Tap Paine 154
18	Metropolitana	Rungue	Quillota	Las Vegas 110
19	Metropolitana	Mandinga	Cerro Navia	Melipilla 110
20	Metropolitana	La Manga	Cerro Navia	Rapel 220
21	Metropolitana	Santa Rosa	Cerro Navia	Rapel 220
22	Metropolitana	Santa Rosa (CGE)	Cerro Navia	Rapel 220
23	Metropolitana	Polpaico (STM)	Cerro Navia	Punta de Peuco 110
24	Metropolitana	Bollenar	Cerro Navia	Tap Alto Melipilla 2 110
25	Metropolitana	Chocalán	Cerro Navia	Tap Chocalán 066
26	O'Higgins	Tuniche	Alto Jahuel	Punta Cortés 154
27	O'Higgins	Graneros	Alto Jahuel	—
28	O'Higgins	Malloa	Alto Jahuel	Malloa PosAS 154
29	O'Higgins	Mostazal	Alto Jahuel	Ovalle 110
30	O'Higgins	Pelequén	Alto Jahuel	Tap Malloa I 154
31	O'Higgins	San Vicente de Tagua Tagua	Alto Jahuel	Tap Malloa II 154
32	O'Higgins	Quinta	Alto Jahuel	San Fernando 154

Continúa en la siguiente página

<i>Continúa de la página anterior</i>				
Nº	Región	S/E PMGD	S/E Asociada PE	S/E Asociada CMG
33	O'Higgins	Chimbarongo	Alto Jahuel	San Fernando 154
34	O'Higgins	La Esperanza	Cerro Navia	Rapel 220
35	O'Higgins	Alcones	Cerro Navia	Rapel 220
36	O'Higgins	Lihueimo	Cerro Navia	Rapel 220
37	O'Higgins	Marchigüe	Cerro Navia	Rapel 220
38	O'Higgins	Nancagua	Alto Jahuel	San Fernando 154
39	O'Higgins	Retiro	Charrúa	Parral 154
40	O'Higgins	San Vicente T.T.	Alto Jahuel	Tap Malloa II 154
41	Maule	San Clemente	Itahue	Itahue 066
42	Maule	Colbún	Alto Jahuel	Colbún 220
43	Maule	Parronal	Itahue	Itahue 066
44	Maule	Panimávida	Ancoa	Linares 154
45	Maule	Colbún (San Clemente)	Alto Jahuel	Colbún 220
46	Maule	Itahue	Itahue	Itahue 154
47	Maule	Panguilemo	Itahue	Itahue 066
48	Ñuble	Cholguán	Ancoa	Cholguán STS 220
49	Ñuble	Cocharcas	Charrúa	Monterrico 154
50	Ñuble	Hualte	Charrúa	Monterrico 154
51	Ñuble	San Carlos	Charrúa	Parral 154
52	Bío Bío	Los Ángeles	Charrúa	Los Ángeles 154
53	Bío Bío	Negrete	Charrúa	Los Ángeles 154
54	Bío Bío	Rucúe	Charrúa	Charrúa 220
55	Bío Bío	Cabrero	Charrúa	Charrúa 220
56	Bío Bío	El Avellano	Charrúa	Los Ángeles 154

6.4. Listado PMGDs estudiadas

6.4.1. Listado de PMGD considerados para el rango 1

Tabla 6.6: Listado de PMGD considerados para el rango 1 (parte 1)

N°	Región	S/E	Nombre PMGD	Estado	Potencia MW	Régimen	Observaciones
1	Coquimbo	Ovalle	PMGD PFV Las Mollacas	Operativa	2,78	PNCP	
2	Coquimbo	Ovalle	PMGD PFV Lagunilla	Operativa	2,95	PNCP	
3	Coquimbo	Ovalle	PMGD PFV La Chimba Bis	Operativa	2,78	PNCP	
4	Coquimbo	Ovalle	PMGD PFV Pretty Field	Operativa	2,78	PNCP	
5	Coquimbo	Ovalle	PMGD PFV Recoleta	Operativa	9	PNCP	
6	Coquimbo	Ovalle	PMGD PFV Anakena	Operativa	9	PNCP	
7	Coquimbo	Ovalle	PMGD PFV Pastran	Operativa	9	PNCP	
8	Coquimbo	Ovalle	PMGD PFV Samo Bajo	Operativa	2,78	PNCP	
9	Coquimbo	Ovalle	PMGD PFV Santa Lucia	Operativa	6,9	PNCP	
10	Coquimbo	Ovalle	PMGD PFV La Chapeana	Operativa	2,78	PNCP	
11	Coquimbo	Ovalle	PMGD PFV Los Nogales	Operativa	9	PNCP	
12	Coquimbo	Quereo	PMGD Ter Conchali	Operativa	3	CMG	
13	Coquimbo	Quereo	PMGD Ter Ramadilla	Operativa	3	CMG	
14	Coquimbo	Quereo	PMGD PFV Norte Chico	Operativa	1,9485	PNCP	
15	Coquimbo	Quereo	PMGD Ter El Faro	Operativa	3	CMG	
16	Coquimbo	Quereo	PMGD PFV Maimalican	Operativa	9	PNCP	
17	Coquimbo	Quereo	Planta solar Pichidangui	DeC	9	PNCP	Resolución N° 648/ago-22.
18	Valparaíso	Cabildo	PMGD PFV Santa Julia	Operativa	3	PNCP	
19	Valparaíso	Cabildo	PMGD PFV Cabisol	Operativa	3	PNCP	

Tabla 6.7: Listado de PMGD considerados para el rango 1 (parte 2)

N°	Región	S/E	Nombre PMGD	Estado	Potencia MW	Régimen	Observaciones
20	Valparaíso	Cabildo	PMGD PFV Alicahue	Operativa	2,998	PNCP	
21	Valparaíso	Cabildo	PMGD PFV El Quemado	Operativa	2,98	PNCP	
22	Valparaíso	Cabildo	PMGD PFV Montt Solar	Operativa	3	PNCP	
23	Valparaíso	Cabildo	PMGD PFV Los Paltos	Operativa	2,695	PNCP	
24	Valparaíso	Cabildo	PMGD PFV Esfena	Operativa	6	PNCP	
25	Valparaíso	Cabildo	PMGD PFV Cabildo Sunlight	Operativa	9	PNCP	
26	Valparaíso	Cabildo	PMGD PFV Los Jotes	Operativa	3	PNCP	
27	Valparaíso	Cabildo	PMGD PFV Condor Petorca	Operativa	3	PNCP	
28	Valparaíso	Cabildo	PMGD PFV Tijeral	Operativa	3	PNCP	
29	Valparaíso	Cabildo	PMGD PFV J.S. Petorca	Operativa	9	PNCP	
30	Valparaíso	Cabildo	PMGD PFV Don Renato	DeC	2,9	PNCP	Resolución N° 193/mar-22.
31	O'Higgins	Tuniche	PMGD PFV Chancon	Operativa	3	PNCP	
32	O'Higgins	Tuniche	PMGD PFV Los Libertadores	Operativa	8	PNCP	
33	O'Higgins	Tuniche	PMGD PFV Santa Emilia	Operativa	9	PNCP	
34	O'Higgins	Tuniche	PMGD PFV Ayla Solar	Operativa	9	PNCP	
35	O'Higgins	Tuniche	PMGD PFV Ea Sf Graneros	Operativa	3	PNCP	
36	O'Higgins	Tuniche	PMGD El Parral Solar	DeC	9	PNCP	Resolución N° 193/mar-22
37	Maule	San Clemente	PMGD PFV Quinantu Solar	Operativa	9	PNCP	
38	Maule	San Clemente	PMGD PFV Don Rodrigo	Operativa	4,45	PNCP	
39	Maule	San Clemente	PMGD Cabimas	Operativa	9	PNCP	
40	Maule	San Clemente	PMGD EA SF El Canelo 3	DeC	3	PNCP	Resolución N° 776/oct-22.

6.4.2. Listado de PMGD considerados para el rango 2

Tabla 6.8: Listado de PMGD considerados para el rango 2 (parte 1)

N°	Región	S/E	Nombre PMGD	Estado	Potencia MW	Régimen	Observaciones
1	Atacama	Diego de Almagro	PMGD PFV D.D. Almagro Solar	Operativa	7,91	PNCP	
2	Atacama	Diego de Almagro	PMGD PVF D.D. Almagro	DeC	9	PNCP	Resolución N° 776/oct-22.
3	Atacama	Hernán Fuentes	PFV El Ñandú	Operativa	3	PNCP	
4	Atacama	Hernán Fuentes	PMGD PFV Valle Solar Este II	Operativa	8,992	PNCP	
5	Atacama	Hernán Fuentes	PMGD PFV Valle Solar Oeste II	Operativa	8,992	PNCP	
6	Atacama	Hernán Fuentes	PV Fito 3	DeC	3	PNCP	Resolución N° 125/mar-23.
7	Coquimbo	Punitaqui	PMGD TER Punitaqui	Operativa	9	CMG	
8	Coquimbo	Punitaqui	PMGD PFV El Divisadero	Operativa	3,4	PNCP	
9	Coquimbo	Punitaqui	PMGD PFV Huaquelon	Operativa	9	PNCP	
10	Coquimbo	Punitaqui	PMGD PFV Don Enrique	Operativa	9	PNCP	
11	Coquimbo	Vicuña	PMGD PFV Tambo Real	Operativa	2,9264	PNCP	
12	Coquimbo	Vicuña	PMGD PFV Luna del Norte	Operativa	2,93928	PNCP	
13	Coquimbo	Vicuña	PMGD PFV Sol del Norte	Operativa	2,9393	PNCP	
14	Coquimbo	Vicuña	PMGD PFV Santa Francisca	Operativa	6	PNCP	
15	Coquimbo	Vicuña	PMGD PFV Gabriela	Operativa	9	PNCP	
16	Coquimbo	Vicuña	PMGD PFV Olivier	Operativa	2,99	PNCP	
17	Coquimbo	Vicuña	PMGD PFV Olivia	Operativa	3	PNCP	
18	Coquimbo	Vicuña	PMGD PFV Sofia	Operativa	2,4	PNCP	
19	Coquimbo	Vicuña	PMGD Fundo San Isidro	DeC	9	PNCP	Resolución N° 766/sep-22.
20	Coquimbo	Monte Patria	PMGD Elektragen Monte Patria	Operativa	9	CMG	

Tabla 6.9: Listado de PMGD considerados para el rango 2 (parte 2)

N°	Región	S/E	Nombre PMGD	Estado	Potencia MW	Régimen	Observaciones
21	Coquimbo	Monte Patria	PMGD Las Majadas	Operativa	9	PNCP	
22	Coquimbo	Monte Patria	PMGD Momo Solar	DeC	3	PNCP	Resolución N° 581/jul-22.
23	Coquimbo	Monte Patria	PMGD La Paloma	Operativa	4,416	PNCP	
24	Coquimbo	Monte Patria	PMGD Monte Patria El Palqui	Operativa	2,8	PNCP	
25	Coquimbo	Monte Patria	PMGD Mano Solar	DeC	3	PNCP	Resolución N° 581/jul-22.
26	Coquimbo	Ovalle	PMGD PFV Alturas de Ovalle	Operativa	6	PNCP	
27	Coquimbo	Ovalle	PMGD PFV Amparo del Sol	Operativa	3	PNCP	
28	Coquimbo	Ovalle	PMGD PFV Talhuen	Operativa	3	PNCP	
29	Coquimbo	Ovalle	PMGD PFV Santa Clara	Operativa	2,75	PNCP	
30	Coquimbo	Ovalle	PMGD PFV Parque Solar Ovalle Norte	Operativa	9	PNCP	
31	Coquimbo	Ovalle	PMGD PFV Granate	Operativa	9	PNCP	
32	Coquimbo	Ovalle	PMGD PFV Sunhunter	Operativa	9	PNCP	
33	Coquimbo	Ovalle	PMGD PFV Orquidea Solar	Operativa	3	PNCP	
34	Coquimbo	Ovalle	Ramirez del Verano Solar	DeC	3	PNCP	Resolución N° 480/jun-22.
35	Coquimbo	Combarbala	PMGD PFV El Salitral	Operativa	2,97	PNCP	
36	Coquimbo	Combarbala	PMGD FV Jacarandá	DeC	3	PNCP	Resolución N° 180/mar-22.
37	Valparaiso	Catemu	PMGD PFV Ñilhue	Operativa	1,1	PNCP	
38	Valparaiso	Catemu	PMGD PFV Rodeo	Operativa	2,96	PNCP	
39	Valparaiso	Catemu	PMGD PFV Pedreros Solar	Operativa	2,987	PNCP	
40	Valparaiso	Catemu	PMGD PFV Tucuguere	Operativa	2,975	PNCP	
41	Valparaiso	Catemu	PMGD PFV Catemu	Operativa	1,99	PNCP	
42	Valparaiso	Catemu	PMGD PFV El Huaso	Operativa	2,7	PNCP	
43	Valparaiso	Catemu	PMGD PFV Yahutela	Operativa	6	PNCP	

Tabla 6.10: Listado de PMGD considerados para el rango 2 (parte 3)

N°	Región	S/E	Nombre PMGD	Estado	Potencia MW	Régimen	Observaciones
44	Valparaíso	Catemu	PMGD PFV Enami Solar	Operativa	5,4	PNCP	
45	Valparaíso	Leyda	PMGD TER Ermitaño	Operativa	2,85	CMG	
46	Valparaíso	Leyda	PMGD TER Sepultura	Operativa	2,985	CMG	
47	Valparaíso	Leyda	PMGD PFV Trebo	Operativa	2,97	PNCP	
48	Valparaíso	Leyda	PMGD PFV Malvilla	Operativa	3	PNCP	
49	Valparaíso	Leyda	PMGD PFV Las Palmas del Verano Solar	Operativa	2,8	PNCP	
50	Valparaíso	Los Placeres	PMGD PFV UTFSM Valparaíso Valdes	Operativa	3	PE	
51	Valparaíso	Miraflores	PMGD PFV UTFSM Viña del Mar	Operativa	3	PE	
52	Valparaíso	Cabildo	PMGD PFV Santa Laura	Operativa	3	PE	
53	Metropolitana	Mandinga	PMGD PFV Las Turcas	Operativa	2,9901	PNCP	
54	Metropolitana	Mandinga	PMGD PFV Malinke	Operativa	3	PNCP	
55	Metropolitana	Mandinga	PMGD PFV P.S. Marambio	Operativa	2,7	PNCP	
56	Metropolitana	Mandinga	PMGD PFV Mandinga	Operativa	9	PNCP	
57	Metropolitana	Mandinga	Parque Solar Alpha	DeC	0,8	PNCP	Resolución N° 776/oct-22.
58	Metropolitana	La Manga	PMGD PFV La Manga	Operativa	2,96	PNCP	
59	Metropolitana	La Manga	PMGD PFV Alto Solar	Operativa	2,956	PNCP	
60	Metropolitana	La Manga	PMGD PFV Aviles	Operativa	8,3	PNCP	
61	Metropolitana	La Manga	PMGD PFV Cantera	Operativa	2,9	PNCP	
62	Metropolitana	La Manga	PMGD PFV Nihue	Operativa	2,9	PNCP	
63	Metropolitana	La Manga	PMGD PFV Maitenlahue	Operativa	2,86	PNCP	
64	Metropolitana	Santa Rosa	GR Santa Rosa	Operativa	9	PNCP	

Tabla 6.11: Listado de PMGD considerados para el rango 2 (parte 4)

N°	Región	S/E	Nombre PMGD	Estado	Potencia MW	Régimen	Observaciones
65	Metropolitana	Santa Rosa	PMGD PSF Lo Sierra	Operativa	3	PNCP	
66	Metropolitana	Santa Rosa	PMGD PSF Mora	Operativa	3	CMG	En revisión
67	Metropolitana	Santa Rosa	PMGD PSF Don Andrónico	Operativa	2,97	PNCP	
68	Metropolitana	Santa Rosa	PMGD Parque Alhué	Operativa	6	PNCP	
69	Metropolitana	Santa Rosa	PMGD Lo Chacón I	Operativa	2,99	PNCP	
70	Metropolitana	Santa Rosa	PMGD PFV Caiti	DeC	0	CMG	PMGD Restringido
71	Metropolitana	Bollenar	PMGD PFV Lirio del Campo	Operativa	2,779	PNCP	
72	Metropolitana	Bollenar	PMGD PFV El Queltehue	Operativa	2,9952	PNCP	
73	Metropolitana	Bollenar	PMGD PFV El Pilpen	Operativa	2,9901	PNCP	
74	Metropolitana	Bollenar	PMGD TER El Campesino	Operativa	0,995	CMG	
75	Metropolitana	Bollenar	PMGD PFV Maria Pinto	Operativa	2,99	PNCP	
76	Metropolitana	Bollenar	PMGD PFV Los Molinos	Operativa	9	PNCP	
77	Metropolitana	Bollenar	PMGD PFV Doña Igna	Operativa	2,2	PNCP	
78	Metropolitana	Bollenar	PMGD PFV Los Cisnes	Operativa	6	PNCP	
79	Metropolitana	Bollenar	PMGD FV Falcón	DeC	2,9	PNCP	Resolución N° 209/jun-21.
80	Metropolitana	Bollenar	PMGD Dinamo	DeC	2,9	PNCP	Resolución N° 26/ene-22.
81	Metropolitana	Chocalan	PMGD PFV Nahuen	Operativa	9	PNCP	
82	Metropolitana	Chocalan	PMGD TER Chocalan 1	DeC	3	CMG	
83	Metropolitana	Rungue	PMGD Montenegro Solar	DeC	9	PNCP	Resolución N° 670/ago-22.
84	O'Higgins	Chimbarongo	PMGD PFV El Romeral	Operativa	8	PNCP	
85	O'Higgins	La Esperanza	PMGD PFV Trinidad	Operativa	2,99	PNCP	

Tabla 6.12: Listado de PMGD considerados para el rango 2 (parte 5)

N°	Región	S/E	Nombre PMGD	Estado	Potencia MW	Régimen	Observaciones
86	O'Higgins	La Esperanza	PMGD PFV La Esperanza II	Operativa	8,99	PNCP	
87	O'Higgins	La Esperanza	FV Las Chacras Solar II	Operativa	3	PNCP	
88	O'Higgins	La Esperanza	PMGD Portezuelo A	DeC	3	PE	Resolución N° 79/feb-23.
89	O'Higgins	Alcones	PMGD EA SF Pichilemu	Operativa	3	PNCP	
90	O'Higgins	Alcones	PMGD PFV Rinconada Alcones	Operativa	9	PNCP	
91	O'Higgins	Lihueimo	PMGD TER Santa Irene	Operativa	0,37	CMG	
92	O'Higgins	Lihueimo	PMGD PFV Crucero	Operativa	2,92	PNCP	
93	O'Higgins	Lihueimo	PMGD PFV Don Jorge (Ex Peralillo)	Operativa	3	PNCP	
94	O'Higgins	Lihueimo	PMGD PFV Colchagua	Operativa	2,7	PNCP	
95	O'Higgins	Lihueimo	PMGD PFV Newentun	Operativa	6	PNCP	
96	O'Higgins	Marchigüe	PMGD PFV Poblacion	Operativa	2,95	PNCP	
97	O'Higgins	Marchigüe	PMGD PFV Marchihue VII	Operativa	2,95	PNCP	
98	O'Higgins	Marchigüe	PMGD PFV Las Torcasas	Operativa	3	PNCP	
99	O'Higgins	Marchigüe	PMGD PFV Santa Margarita	Operativa	3	PNCP	
100	O'Higgins	Nancagua	PMGD PFV Rovian	Operativa	6,985	PNCP	
101	O'Higgins	Nancagua	PMGD PFV P.S. Nancagua	Operativa	6	PNCP	
102	O'Higgins	Pelequén	PMGD PFV Don Mariano	Operativa	2,98488	PNCP	
103	O'Higgins	Retiro	PMGD PFV Los Gorrones	Operativa	3	PNCP	
104	O'Higgins	Retiro	PMGD PFV El Pichon	Operativa	3	PNCP	
105	O'Higgins	San Vicente T.T.	PMGD PFV Las Tencas	Operativa	9	PNCP	
106	O'Higgins	San Vicente T.T.	PMGD PFV GR Peumo	Operativa	8	PNCP	
107	O'Higgins	San Vicente T.T.	PMGD PFV Idahue del Verano Solar	Operativa	3	PNCP	
108	O'Higgins	San Vicente T.T.	PMGD PFV El Cardenal	Operativa	3	PNCP	

Tabla 6.13: Listado de PMGD considerados para el rango 2 (parte 6)

Nº	Región	S/E	Nombre PMGD	Estado	Potencia MW	Régimen	Observaciones
109	O'Higgins	San Vicente T.T.	Parque Solar San Vicente TT P1	Operativa	9	PNCP	
110	Maule	Itahué	PMGD PFV San Camilo	Operativa	3	PNCP	
111	Maule	Itahué	PMGD PFV Itahue Solar	Operativa	5	PNCP	
112	Maule	Panguilemo	PMGD PFV Las Perdices	Operativa	2,966	PNCP	
113	Maule	Panguilemo	PMGD PFV Parque Panguilemo Aeropuerto	Operativa	5,5	PNCP	
114	Maule	Panguilemo	PMGD PFV Los Robles	Operativa	2,99	PNCP	
115	Maule	Colbún (San Clemente)	PMGD PFV Las Golondrinas	Operativa	9	PNCP	
116	Maule	Panimávida	PMGD PFV Mercurio Sur	Operativa	3	PNCP	
117	Maule	Panimávida	PMGD PFV Saturno Norte	Operativa	4,5	PNCP	
118	Ñuble	Cocharcas	PMGD Cato Solar	Operativa	2,6	PNCP	
119	Ñuble	Cocharcas	PMGD PFV Las Lechuzas	Operativa	3	PNCP	
120	Ñuble	Cocharcas	PMGD PFV Cocharcas	Operativa	2,8	PNCP	
121	Ñuble	Cocharcas	PMGD PFV Santa Rita	Operativa	2,7	PNCP	
122	Ñuble	Cocharcas	PMGD PFV Santa Ester	Operativa	2,99	PNCP	
123	Ñuble	Cocharcas	PMGD PFV San Jose II	Operativa	3	PNCP	
124	Ñuble	Hualte	PMGD PFV El Cernicalo	Operativa	1,5	PNCP	
125	Ñuble	Hualte	PMGD PFV El Cernicalo II	Operativa	1,5	PNCP	
126	Ñuble	San Carlos	PMGD PFV Mutupin	Operativa	9	PNCP	
127	Ñuble	San Carlos	PMGD PFV Parque PVP Itihue	Operativa	9	PNCP	
128	Ñuble	San Carlos	PMGD PFV Pomuyeto	Operativa	3	PNCP	
129	Bío Bío	Cabrero	PMGD La Quinta	Operativa	9	PNCP	
130	Bío Bío	Cabrero	PMGD TER Orafti	Operativa	7,2	CMG	

Tabla 6.14: Listado de PMGD considerados para el rango 2 (parte 7)

N°	Región	S/E	Nombre PMGD	Estado	Potencia MW	Régimen	Observaciones
131	Bío Bío	Cabrero	PMGD TER Yumbel	Operativa	2,9	CMG	
132	Bío Bío	Cabrero	PMGD PFV El Resplandor	Operativa	2,9	PE	
133	Bío Bío	Cabrero	PMGD PFV Cortijo	Operativa	9	PNCP	
134	Bío Bío	Cabrero	PMGD PFV Cabrero Solar	Operativa	9	PNCP	
135	Bío Bío	El Avellano	PMGD TER HBS	Operativa	1,1	CMG	
136	Bío Bío	El Avellano	PMGD TER HBS GNL	Operativa	3,3823	CMG	
137	Bío Bío	El Avellano	PMGD PFV Avel Solar	Operativa	9	PNCP	
138	Bío Bío	El Avellano	PMGD PFV Avellano Solar	Operativa	6	PNCP	
139	Bío Bío	El Avellano	PMGD PFV PSF Coyunche	Operativa	2,7	PNCP	
140	Bío Bío	Lebu	PMGD TER Lebu	Operativa	3,4	CMG	
141	Bío Bío	Los Angeles	Parque FV Hurtado	Operativa	2,7	PNCP	
142	Bío Bío	Los Angeles	PMGD PFV Parque Solar El Olivar	Operativa	9	PNCP	
143	Bío Bío	Los Angeles	Planta Fotovoltaica Alcázar	DeC	9	PNCP	Resolución N° 573/jul-22.

6.5. PMGD asociada para inyección

A continuación se muestra tabla una con los PMGD declarados en construcción elegidos para la hibridación. Como ya se mencionó, debido a la falta de inyección histórica de estos PMGD, se le asigna la inyección de una PMGD de similares características (potencia y ubicación) dentro de las elegidas para hibridar.

Tabla 6.15: **Relación entre proyectos PMGD declarados en construcción y centrales de referencia.**

N.º	PMGD declarada en construcción (DeC)	PMGD de referencia
1	PMGD PFV Planta Solar Fotovoltaica Pichidangui	PMGD PFV Maimalican
2	PMGD PFV Don Renato	PMGD PFV Tijeral
3	PMGD El Parral Solar	PMGD Santa Emilia
4	PMGD Ea SF El Canelo 3	PMGD Don Rodrigo
5	PMGD PFV Las Tacas II	PMGD Siete Colores
6	PMGD PFV Malloa Sunlight	PMGD PFV Parque Solar Rio Peuco
7	PMGD PFV Rari Solar	PMGD Machicura
8	PMGD Parque Solar Pequén	PMGD PFV Itahue Solar
9	PMGD El Araucano	PMGD Rio Mulchen
10	PMGD PFV Proyecto Fotovoltaico Diego de Almagro	PMGD Diego de Almagro Solar
11	PMGD PFV Fundo San Isidro	PMGD Gabriela
12	PMGD PFV Momo Solar	PMGD Las Majadas
13	PMGD PFV Ramirez del Verano Solar	PMGD Talhuen
14	PMGD PFV Parque Solar Alpha	PMGD Malinke
15	PMGD PFV Portezuelo A	PMGD Las Chacras
16	PMGD PFV PFV Fito 3	PMGD Valle Solar Oeste II
17	PMGD PFV Jacarandá	PMGD El Salitral
18	PMGD PFV Mano Solar	PMGD Parque Solar El Palqui
19	PMGD PFV Falcón	PMGD El Pilpen
20	PMGD PFV Dinamo	PMGD El Pilpen
21	PMGD PFV Montenegro Solar	PMGD PFV SF Pichilemu
22	PMGD PFV Planta Fotovoltaica Alcázar	PMGD Parque Solar El Olivar

6.6. Precios Estabilizados 2025-2

A continuación se presentan los precios estabilizados referidos al segundo semestre del 2025.

Tabla 6.16: Precios estabilizados 2025-2

NUDO	TENSIÓN [kV]	PRECIO ESTABILIZADO POR INTERVALO TEMPORAL [\$/kWh]					
		1	2	3	4	5	6
PARINACOTA	220	76,711	66,415	31,261	34,624	49,749	91,722
POZO ALMONTE	220	75,834	64,963	31,173	34,498	48,963	91,115
CONDOR	220	76,558	65,651	31,290	34,419	50,104	91,638
TARAPACA	220	76,187	65,752	31,324	34,405	49,590	92,160
LAGUNAS	220	75,898	65,529	31,324	34,374	49,489	91,805
NUEVA VICTORIA	220	75,743	65,411	31,324	34,387	49,430	91,597
CRUCERO	220	74,255	64,043	31,391	34,150	49,210	90,651
ENCUENTRO	220	74,716	64,593	31,347	34,473	49,587	90,786
CHUQUICAMATA	220	75,062	64,791	31,341	34,413	49,576	91,311
CALAMA	220	75,074	64,710	31,289	34,272	50,745	90,676
EL TESORO	220	75,111	64,710	31,349	34,384	49,332	91,563
ESPERANZA SING	220	75,105	64,706	31,348	34,383	49,329	91,554
ATACAMA	220	75,454	65,100	31,322	34,379	49,218	90,700
EL COBRE	220	74,358	64,801	31,333	34,603	49,328	90,151
LABERINTO	220	74,277	64,754	31,332	34,598	49,311	90,104
O'HIGGINS	220	75,211	65,489	31,360	34,599	49,576	90,675
D. DE ALMAGRO	220	73,680	64,753	31,411	31,857	49,615	90,871
CARRERA PINTO	220	73,402	64,600	31,424	31,873	49,581	90,561
CARDONES	220	73,141	64,473	31,466	31,916	49,674	90,322
MAITENCILLO	220	71,807	63,479	31,519	31,815	49,033	88,241
PUNTA COLORADA	220	71,627	63,480	31,963	31,843	49,522	88,290
PAN DE AZUCAR	220	71,946	63,923	32,704	32,005	50,984	89,602
LOS VILOS	220	72,056	64,465	32,690	31,961	54,142	89,444
NOGALES	220	70,549	62,800	32,858	32,343	54,239	90,198
QUILLOTA	220	70,893	63,523	32,936	31,955	53,051	88,747
POLPAICO	220	71,028	63,614	33,050	32,253	53,768	89,256
EL LLANO	220	72,232	65,186	33,316	32,256	54,404	90,830
LOS MAQUIS	220	72,432	65,381	33,338	32,270	54,568	91,134
LAMPA	220	70,894	63,450	32,998	32,077	52,822	89,028
CERRO NAVIA	220	70,170	63,354	33,082	32,270	53,905	89,346
MELIPILLA	220	70,548	63,550	32,978	31,867	51,658	88,041
RAPEL	220	70,069	63,207	32,453	30,672	51,459	87,926
CHENA	220	69,380	62,851	33,090	32,274	53,920	89,205
MAIPO	220	69,165	62,456	32,962	32,004	53,333	87,634
ALTO JAHUEL	220	69,262	62,783	32,916	32,179	54,389	88,427
ITAHUE	220	66,899	61,454	32,872	31,650	46,982	79,752
ANCOA	220	66,383	60,346	32,710	31,820	51,342	80,730
CHARRUA	220	65,050	60,056	33,075	32,075	50,770	78,663
COLBUN	220	66,385	60,346	32,710	31,820	51,343	80,736
CANDELARIA	220	67,850	61,502	33,115	32,148	52,632	86,935
HUALPEN	220	65,978	60,714	33,551	32,538	52,204	80,929
LAGUNILLAS	220	65,851	60,558	33,689	32,684	52,464	81,107
CAUTÍN	220	63,264	58,510	32,848	32,058	50,432	76,081
TEMUCO	220	63,616	58,975	33,026	32,063	49,461	76,272
CIRUELOS	220	44,263	44,137	48,376	56,566	53,000	55,475
VALDIVIA	220	44,726	44,502	48,729	56,829	52,906	55,358
RAHUE	220	43,843	44,087	48,972	57,249	53,193	54,666
PUERTO MONTT	220	44,030	43,868	48,848	57,095	52,944	54,966
MELIPULLI	220	44,031	43,868	48,848	57,096	52,944	54,967
CHILOE	220	44,213	44,101	49,022	57,223	52,793	55,034

6.7. Precios Estabilizados 2026-1

A continuación se presentan los precios estabilizados referidos al primer semestre del 2026.

Tabla 6.17: Precios estabilizados 2026-1

NUDO	TENSIÓN [kV]	PRECIO ESTABILIZADO POR INTERVALO TEMPORAL [\$/kWh]					
		1	2	3	4	5	6
PARINACOTA	220	56,321	56,127	38,624	38,671	49,704	61,770
POZO ALMONTE	220	56,107	55,808	38,605	38,669	49,633	61,248
CONDOR	220	56,021	55,881	38,654	38,667	49,660	61,539
TARAPACA	220	56,191	55,869	38,802	38,667	48,963	61,542
LAGUNAS	220	56,082	55,783	38,855	38,668	48,903	61,383
NUEVA VICTORIA	220	56,032	55,733	38,855	38,668	48,874	61,316
CRUCERO	220	55,295	55,056	38,852	38,664	48,704	60,446
ENCUENTRO	220	56,096	55,774	38,836	38,678	49,268	61,216
CHUQUICAMATA	220	56,232	55,885	38,838	38,676	49,285	61,423
CALAMA	220	55,924	55,731	38,804	38,659	49,995	61,467
EL TESORO	220	56,134	55,798	38,825	38,672	49,257	61,430
ESPERANZA SING	220	56,132	55,796	38,825	38,672	49,255	61,427
ATACAMA	220	56,724	56,428	38,819	38,680	49,668	62,087
EL COBRE	220	55,731	55,720	38,817	38,678	49,281	60,927
LABERINTO	220	55,712	55,700	38,817	38,676	49,273	60,909
O'HIGGINS	220	56,073	56,059	38,823	38,680	49,373	61,191
D. DE ALMAGRO	220	55,868	55,710	38,859	38,636	48,949	61,107
CARRERA PINTO	220	55,793	55,646	38,860	38,636	48,927	61,018
CARDONES	220	55,843	55,694	38,871	38,638	49,031	61,169
MAITENCILLO	220	55,705	55,510	38,847	38,638	48,972	60,867
PUNTA COLORADA	220	55,735	55,549	38,890	38,638	49,051	60,970
PAN DE AZUCAR	220	55,716	55,589	39,000	38,643	49,264	61,280
LOS VILOS	220	56,077	56,247	39,035	38,645	51,240	62,180
NOGALES	220	55,404	55,060	39,090	38,668	50,594	61,846
QUILLOTA	220	55,870	55,998	39,123	38,651	50,675	61,944
POLPAICO	220	56,158	56,052	39,154	38,668	50,756	62,389
EL LLANO	220	57,074	57,014	39,233	38,674	51,295	63,131
LOS MAQUIS	220	57,202	57,142	39,238	38,675	51,385	63,297
LAMPA	220	55,711	55,742	39,142	38,657	50,323	61,893
CERRO NAVIA	220	56,169	56,069	39,166	38,670	50,824	62,458
MELIPILLA	220	56,028	56,123	39,145	38,647	49,831	61,533
RAPEL	220	55,825	56,062	39,136	38,625	49,764	61,482
CHENA	220	56,127	56,020	39,168	38,670	50,824	62,434
MAIPO	220	55,605	55,644	39,137	38,653	50,790	61,648
ALTO JAHUEL	220	55,936	56,034	39,117	38,669	51,476	62,257
ITAHUE	220	55,128	55,257	39,152	38,615	46,902	58,256
ANCOA	220	54,276	54,019	39,085	38,635	49,339	59,460
CHARRUA	220	54,328	54,437	39,161	38,675	49,055	58,870
COLBUN	220	54,277	54,019	39,085	38,635	49,340	59,461
CANDELARIA	220	55,037	54,956	39,203	38,653	49,816	60,801
HUALPEN	220	54,656	54,721	39,210	38,833	49,431	59,483
LAGUNILLAS	220	54,554	54,601	39,219	38,891	49,422	59,422
CAUTÍN	220	53,277	53,446	39,105	38,667	49,026	57,997
TEMUCO	220	53,829	53,953	39,148	38,685	48,414	58,081
CIRUELOS	220	45,458	46,082	48,486	53,533	50,945	49,559
VALDIVIA	220	45,805	46,383	49,170	54,243	51,251	49,588
RAHUE	220	45,207	45,886	49,164	54,362	51,254	49,130
PUERTO MONTT	220	45,418	45,981	48,966	53,963	50,959	49,212
MELIPULLI	220	45,418	45,981	48,966	53,964	50,960	49,212
CHILOE	220	45,540	46,138	49,100	54,127	50,962	49,255

6.8. Software OSE2000

El software **OSE2000** corresponde a una herramienta de modelación y optimización utilizada en el análisis de sistemas eléctricos de potencia, particularmente en problemas de planificación y operación. Su nombre suele interpretarse como *Optimización de Sistemas Eléctricos 2000*. Este tipo de herramientas surge ante la necesidad de representar de forma rigurosa el comportamiento técnico-económico de sistemas eléctricos complejos, donde la coordinación de múltiples unidades de generación, restricciones operacionales y condiciones hidrológicas requiere enfoques matemáticos avanzados.

6.8.1. Origen y desarrollo

OSE2000 se enmarca dentro de una familia de modelos desarrollados en el ámbito académico y técnico de la ingeniería eléctrica, especialmente en Latinoamérica, donde ha existido una fuerte tradición en el desarrollo de modelos de optimización energética para sistemas hidrotérmicos.

Su desarrollo se atribuye al trabajo de investigadores y profesionales del área de sistemas eléctricos de potencia, principalmente ligados a universidades y centros de investigación, quienes buscaron construir herramientas capaces de:

- Representar adecuadamente sistemas con alta penetración hidroeléctrica.
- Capturar la variabilidad temporal de los recursos energéticos.
- Resolver problemas de optimización de gran escala mediante técnicas computacionales eficientes.

En este sentido, OSE2000 puede entenderse más como una **plataforma de modelación técnica** que como un software comercial tradicional, siendo utilizado principalmente con fines de análisis, estudio y planificación.

6.8.2. Fundamento conceptual y formulación matemática

OSE2000 aborda el problema de la operación del sistema eléctrico como un problema de optimización, cuyo objetivo es minimizar el costo total de abastecimiento de la demanda, sujeto a un conjunto de restricciones técnicas y de recursos.

De manera general, el problema puede expresarse como:

$$\min \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^N C_i(P_{i,t}) \quad (6.5)$$

donde se busca minimizar el costo total de generación en el horizonte de estudio. Esta función objetivo está sujeta a diversas restricciones, entre las que destacan:

- **Balance de potencia:** asegura que la generación total iguale la demanda en cada período.

$$\sum_{i=1}^N P_{i,t} = D_t \quad \forall t \quad (6.6)$$

- **Límites operacionales de las unidades:** cada central posee restricciones físicas de operación.

$$P_i^{\text{mín}} \leq P_{i,t} \leq P_i^{\text{máx}} \quad (6.7)$$

- **Restricciones hidráulicas:** en sistemas con embalses, se modela la evolución del agua almacenada.

$$V_{t+1} = V_t + A_t - R_t \quad (6.8)$$

Adicionalmente, el modelo puede incorporar elementos más complejos, tales como:

- Costos de arranque y parada de unidades generadoras.
- Restricciones de transmisión simplificadas.
- Modelación estocástica de aportes hídricos.

Esto permite simular de manera más realista la operación del sistema eléctrico bajo incertidumbre.

6.8.3. Aplicaciones y usuarios

El uso de OSE2000 se concentra en contextos donde se requiere analizar el comportamiento futuro del sistema eléctrico bajo distintos escenarios. En particular, es utilizado por:

- **Instituciones públicas**, en estudios de planificación energética.
- **Consultoras y empresas del sector eléctrico**, para evaluación de proyectos.
- **Universidades**, como herramienta de formación en cursos de sistemas de potencia y optimización.

Las principales aplicaciones del software incluyen:

- Estudios de **expansión de la generación**.
- Análisis de **costos marginales de energía**.
- Evaluación de **políticas energéticas**.
- Simulación de **escenarios de hidrología y demanda**.

6.8.4. Uso en el contexto chileno

En Chile, herramientas de optimización como OSE2000 resultan fundamentales debido a las características estructurales del sistema eléctrico nacional, entre las que destacan:

- Una matriz energética históricamente dependiente de la **hidroelectricidad**.
- La creciente incorporación de **energías renovables no convencionales** (ERNC), como solar y eólica.

- La necesidad de planificación centralizada en un sistema altamente interconectado.

En este contexto, la **Comisión Nacional de Energía (CNE)** utiliza modelos de optimización para el desarrollo de estudios de planificación de largo plazo, entre los cuales destaca el **Plan de Expansión de la Generación y Transmisión**, en particular el **Plan de Obras de Generación de Largo Plazo** y estudios asociados al **Planificación de la Neutralidad Carbónica y Prospectiva (PNCP)**.

Dentro de estos estudios, herramientas como OSE2000 son empleadas para:

- Evaluar la incorporación óptima de nuevas centrales de generación.
- Analizar trayectorias de descarbonización del sistema eléctrico.
- Determinar el costo de abastecimiento en distintos escenarios futuros.
- Evaluar el impacto de políticas públicas en el sistema eléctrico.

En particular, en el marco del **PNCP**, estos modelos permiten simular escenarios de largo plazo considerando:

- Metas de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.
- Retiro progresivo de centrales a carbón.
- Alta penetración de energías renovables variables.

Esto convierte a OSE2000 en una herramienta clave para sustentar técnicamente la toma de decisiones en materia de política energética en Chile.

6.8.5. Relevancia técnica

La importancia del uso de OSE2000 radica en su capacidad de integrar múltiples dimensiones del sistema eléctrico en un único marco de análisis. En particular, permite:

- Minimizar costos operacionales bajo restricciones realistas.
- Representar la interacción entre recursos energéticos.
- Evaluar escenarios futuros con alto nivel de detalle técnico.

En síntesis, OSE2000 constituye una herramienta robusta para el análisis y la planificación de sistemas eléctricos, siendo especialmente relevante en contextos como el chileno, donde la transición energética y la seguridad del suministro son desafíos centrales.

6.8.6. Formato de archivo CSV de inyección

A continuación se presenta un extracto del formato del archivo CSV de inyección, recortado a 3 decimales, utilizando como ejemplo a la PMGD Alturas de Ovalle. Este formato es el utilizado para la entrega de información al Subdepartamento de Mercado de la Comisión Nacional de Energía.

Listing 6.1: Formato de archivo CSV de inyección para la PMGD Alturas de Ovalle

```
AflNum,AflNom,AflAnoIni,AflAnoFin,AflIBlo,AflHid,AflEtaTip,AflDatTip,Abr,May,Jun,Jul,Ago,Sep,Oct,Nov,
Dic,Ene,Feb,Mar
3,ALTURAS_DE_OVALLE_FV,*,*,1,*,EtaMes,DatCau,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0
3,ALTURAS_DE_OVALLE_FV,*,*,2,*,EtaMes,DatCau,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0
3,ALTURAS_DE_OVALLE_FV,*,*,3,*,EtaMes,DatCau,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0
3,ALTURAS_DE_OVALLE_FV,*,*,4,*,EtaMes,DatCau
,0.004,0.004,0.003,0.003,0.004,0.004,0.004,0.005,0.005,0.004,0.004,0.005
3,ALTURAS_DE_OVALLE_FV,*,*,5,*,EtaMes,DatCau
,0.128,0.138,0.111,0.114,0.131,0.149,0.154,0.166,0.168,0.152,0.125,0.156
3,ALTURAS_DE_OVALLE_FV,*,*,6,*,EtaMes,DatCau
,0.339,0.365,0.294,0.301,0.346,0.394,0.408,0.439,0.445,0.404,0.331,0.413
3,ALTURAS_DE_OVALLE_FV,*,*,7,*,EtaMes,DatCau,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0
3,ALTURAS_DE_OVALLE_FV,*,*,8,*,EtaMes,DatCau,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0
3,ALTURAS_DE_OVALLE_FV,*,*,9,*,EtaMes,DatCau
,0.230,0.247,0.199,0.204,0.235,0.267,0.277,0.298,0.302,0.274,0.224,0.280
3,ALTURAS_DE_OVALLE_FV,*,*,10,*,EtaMes,DatCau
,0.043,0.047,0.038,0.039,0.044,0.050,0.052,0.056,0.057,0.052,0.042,0.053
3,ALTURAS_DE_OVALLE_FV,*,*,11,*,EtaMes,DatCau
,0.000,0.000,0.000,0.000,0.000,0.000,0.001,0.001,0.001,0.001,0.000,0.001
3,ALTURAS_DE_OVALLE_FV,*,*,12,*,EtaMes,DatCau,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0
3,ALTURAS_DE_OVALLE_FV,*,*,13,*,EtaMes,DatCau,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0
3,ALTURAS_DE_OVALLE_FV,*,*,14,*,EtaMes,DatCau,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0
3,ALTURAS_DE_OVALLE_FV,*,*,15,*,EtaMes,DatCau,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0
3,ALTURAS_DE_OVALLE_FV,*,*,16,*,EtaMes,DatCau
,0.004,0.004,0.003,0.003,0.004,0.004,0.004,0.005,0.005,0.004,0.004,0.005
3,ALTURAS_DE_OVALLE_FV,*,*,17,*,EtaMes,DatCau
,0.128,0.138,0.111,0.114,0.131,0.149,0.154,0.166,0.168,0.152,0.125,0.156
3,ALTURAS_DE_OVALLE_FV,*,*,18,*,EtaMes,DatCau
,0.339,0.365,0.294,0.301,0.346,0.394,0.408,0.439,0.445,0.404,0.331,0.413
3,ALTURAS_DE_OVALLE_FV,*,*,19,*,EtaMes,DatCau,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0
3,ALTURAS_DE_OVALLE_FV,*,*,20,*,EtaMes,DatCau,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0
3,ALTURAS_DE_OVALLE_FV,*,*,21,*,EtaMes,DatCau
,0.230,0.247,0.199,0.204,0.235,0.267,0.277,0.298,0.302,0.274,0.224,0.280
3,ALTURAS_DE_OVALLE_FV,*,*,22,*,EtaMes,DatCau
,0.043,0.047,0.038,0.039,0.044,0.050,0.052,0.056,0.057,0.052,0.042,0.053
3,ALTURAS_DE_OVALLE_FV,*,*,23,*,EtaMes,DatCau
,0.000,0.000,0.000,0.000,0.000,0.000,0.001,0.001,0.001,0.001,0.000,0.001
3,ALTURAS_DE_OVALLE_FV,*,*,24,*,EtaMes,DatCau,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0
```

A continuación se presentan los Precios Estabilizados para el semestre 2025-2 conseguidos mediante una simulación en coordinación con la CNE mediante el software OSE2000.

Tabla 6.18: Precios Estabilizados Proyectados 2025-2

NUDO	TENSIÓN [kV]	PRECIO ESTABILIZADO POR INTERVALO TEMPORAL [\$/kWh]					
		1	2	3	4	5	6
PARINACOTA	220	76,072	65,621	31,246	35,261	48,790	84,789
POZO ALMONTE	220	75,197	64,189	31,162	35,085	48,017	84,310
CONDOR	220	75,909	64,862	31,274	35,026	49,124	84,679
TARAPACA	220	75,539	64,948	31,308	35,012	48,597	85,180
LAGUNAS	220	75,253	64,730	31,309	34,976	48,499	84,859
NUEVA VICTORIA	220	75,100	64,615	31,308	34,991	48,443	84,672
CRUCERO	220	73,642	63,266	31,372	34,768	48,236	83,767
ENCUENTRO	220	74,099	63,829	31,330	35,061	48,599	84,087
CHUQUICAMATA	220	74,438	64,021	31,324	34,986	48,592	84,543
CALAMA	220	74,447	63,936	31,273	34,754	49,746	83,952
EL TESORO	220	74,513	63,962	31,333	34,960	48,356	84,675
ESPERANZA SING	220	74,507	63,957	31,333	34,960	48,354	84,668
ATACAMA	220	74,834	64,346	31,308	34,943	48,259	83,950
EL COBRE	220	73,782	64,065	31,319	35,221	48,364	83,397
LABERINTO	220	73,703	64,019	31,317	35,215	48,348	83,353
O'HIGGINS	220	74,610	64,734	31,346	35,209	48,589	83,807
D. DE ALMAGRO	220	72,907	63,931	31,395	32,644	48,584	83,110
CARRERA PINTO	220	72,632	63,776	31,407	32,669	48,546	82,749
CARDONES	220	72,370	63,646	31,446	32,741	48,628	82,409
MAITENCILLO	220	71,023	62,650	31,489	32,628	47,990	80,501
PUNTA COLORADA	220	70,838	62,629	31,876	32,747	48,385	80,417
PAN DE AZUCAR	220	71,164	63,055	32,528	33,097	49,706	81,415
LOS VILOS	220	71,203	63,529	32,506	33,106	52,677	80,937
NOGALES	220	69,691	61,866	32,662	33,586	52,792	82,058
QUILLOTA	220	69,999	62,588	32,742	33,086	51,683	80,381
POLPAICO	220	70,171	62,697	32,845	33,467	52,372	81,114
EL LLANO	220	71,371	64,238	33,102	33,493	52,983	82,701
LOS MAQUIS	220	71,568	64,428	33,123	33,509	53,139	82,984
LAMPA	220	70,018	62,517	32,793	33,226	51,465	80,665
CERRO NAVIA	220	69,226	62,409	32,874	33,496	52,500	81,150
MELIPILLA	220	69,578	62,590	32,763	32,975	50,323	79,297
RAPEL	220	69,110	62,245	32,248	31,465	50,098	78,269
CHENA	220	68,172	61,843	32,882	33,502	52,511	81,009
MAIPO	220	67,993	61,450	32,760	33,132	51,965	79,448
ALTO JAHUEL	220	68,118	61,779	32,737	33,364	52,988	80,460
ITAHUE	220	65,547	60,341	32,653	32,618	45,715	70,774
ANCOA	220	65,054	59,242	32,503	32,846	49,911	72,821
CHARRUA	220	63,742	58,971	32,879	33,243	49,348	70,881
COLBUN	220	65,056	59,242	32,503	32,846	49,912	72,826
CANDELARIA	220	66,681	60,471	32,907	33,323	51,242	78,737
HUALPEN	220	64,708	59,633	33,386	34,054	50,818	73,113
LAGUNILLAS	220	64,613	59,492	33,539	34,316	51,110	73,386
CAUTÍN	220	61,962	57,457	32,667	33,204	49,133	69,162
TEMUCO	220	62,314	57,917	32,836	33,222	48,181	69,164
CIRUELOS	220	43,613	43,493	48,080	56,283	52,030	52,140
VALDIVIA	220	44,044	43,851	48,457	56,590	51,916	51,981
RAHUE	220	43,204	43,443	48,658	56,958	52,220	51,350
PUERTO MONTT	220	43,392	43,253	48,561	56,804	51,984	51,645
MELIPULLI	220	43,393	43,253	48,561	56,805	51,985	51,646
CHILE	220	43,567	43,476	48,722	56,939	51,844	51,692

Tabla 6.19: Diferencias de precios estabilizados [CLP/kWh]

NUDO	TENSIÓN [kV]	DIFERENCIA POR INTERVALO TEMPORAL [CLP/kWh]					
		1	2	3	4	5	6
PARINACOTA	220	-0,639	-0,794	-0,015	0,637	-0,959	-6,933
POZO ALMONTE	220	-0,637	-0,774	-0,011	0,587	-0,946	-6,805
CONDORÉS	220	-0,649	-0,789	-0,016	0,607	-0,980	-6,959
TARAPACA	220	-0,648	-0,804	-0,016	0,607	-0,993	-6,980
LAGUNAS	220	-0,645	-0,799	-0,015	0,602	-0,990	-6,946
NUEVA VICTORIA	220	-0,643	-0,796	-0,016	0,604	-0,987	-6,925
CRUCERO	220	-0,613	-0,777	-0,019	0,618	-0,974	-6,884
ENCUENTRO	220	-0,617	-0,764	-0,017	0,588	-0,988	-6,699
CHUQUICAMATA	220	-0,624	-0,770	-0,017	0,573	-0,984	-6,768
CALAMA	220	-0,627	-0,774	-0,016	0,482	-0,999	-6,724
EL TESORO	220	-0,598	-0,748	-0,016	0,576	-0,976	-6,888
ESPERANZA SING	220	-0,598	-0,749	-0,015	0,577	-0,975	-6,886
ATACAMA	220	-0,620	-0,754	-0,014	0,564	-0,959	-6,750
EL COBRE	220	-0,576	-0,736	-0,014	0,618	-0,964	-6,754
LABERINTO	220	-0,574	-0,735	-0,015	0,617	-0,963	-6,751
O'HIGGINS	220	-0,601	-0,755	-0,014	0,610	-0,987	-6,868
D. DE ALMAGRO	220	-0,773	-0,822	-0,016	0,787	-1,031	-7,761
CARRERA PINTO	220	-0,770	-0,824	-0,017	0,796	-1,035	-7,812
CARDONES	220	-0,771	-0,827	-0,020	0,825	-1,046	-7,913
MAITENCILLO	220	-0,784	-0,829	-0,030	0,813	-1,043	-7,740
PUNTA COLORADA	220	-0,789	-0,851	-0,087	0,904	-1,137	-7,873
PAN DE AZUCAR	220	-0,782	-0,868	-0,176	1,092	-1,278	-8,187
LOS VILOS	220	-0,853	-0,936	-0,184	1,145	-1,465	-8,507
NOGALES	220	-0,858	-0,934	-0,196	1,243	-1,447	-8,140
QUILLOTA	220	-0,894	-0,935	-0,194	1,131	-1,368	-8,366
POLPAICO	220	-0,857	-0,917	-0,205	1,214	-1,396	-8,142
EL LLANO	220	-0,861	-0,948	-0,214	1,237	-1,421	-8,129
LOS MAQUIS	220	-0,864	-0,953	-0,215	1,239	-1,429	-8,150
LAMPA	220	-0,876	-0,933	-0,205	1,149	-1,357	-8,363
CERRO NAVIA	220	-0,944	-0,945	-0,208	1,226	-1,405	-8,196
MELIPILLA	220	-0,970	-0,960	-0,215	1,108	-1,335	-8,744
RAPEL	220	-0,959	-0,962	-0,205	0,793	-1,361	-9,657
CHENA	220	-1,208	-1,008	-0,208	1,228	-1,409	-8,196
MAIPO	220	-1,172	-1,006	-0,202	1,128	-1,368	-8,186
ALTO JAHUEL	220	-1,144	-1,004	-0,179	1,185	-1,401	-7,967
ITAHUE	220	-1,352	-1,113	-0,219	0,968	-1,267	-8,978
ANCOA	220	-1,329	-1,104	-0,207	1,026	-1,431	-7,909
CHARRUA	220	-1,308	-1,085	-0,196	1,168	-1,422	-7,782
COLBUN	220	-1,329	-1,104	-0,207	1,026	-1,431	-7,910
CANDELARIA	220	-1,169	-1,031	-0,208	1,175	-1,390	-8,198
HUALPEN	220	-1,270	-1,081	-0,165	1,516	-1,386	-7,816
LAGUNILLAS	220	-1,238	-1,066	-0,150	1,632	-1,354	-7,721
CAUTÍN	220	-1,302	-1,053	-0,181	1,146	-1,299	-6,919
TEMUCO	220	-1,302	-1,058	-0,190	1,159	-1,280	-7,108
CIRUELOS	220	-0,650	-0,644	-0,296	-0,283	-0,970	-3,335
VALDIVIA	220	-0,682	-0,651	-0,272	-0,239	-0,990	-3,377
RAHUE	220	-0,639	-0,644	-0,314	-0,291	-0,973	-3,316
PUERTO MONTT	220	-0,638	-0,615	-0,287	-0,291	-0,960	-3,321
MELIPULLI	220	-0,638	-0,615	-0,287	-0,291	-0,959	-3,321
CHILOE	220	-0,646	-0,625	-0,300	-0,284	-0,949	-3,342

6.9.1. Desplazamiento de la generación por tecnologías

A continuación se presenta una tabla con la variación que tuvieron las distintas tecnologías. En específico, la tabla concentra la variación de generación simulada para el bloque 4 (12:00 – 15:59 hrs) del mes de diciembre de 2025. La comparación realizada es entre la simulación para este estudio y la generación original proyectada en el estudio informe PNCP 2025-2:

Tabla 6.20: Comparación de generación con y sin despacho

Tecnología	Gen. sin Desp. [MWh]	Gen. con Desp. [MWh]	Dif. [%]	Dif. [MWh]
Almacenamiento	-5167.37	-5167.37	0.000 %	0.00
Biomasa	101.49	101.69	0.202 %	0.21
Carbón	221.56	221.56	0.000 %	0.00
Cogeneración	38.85	38.85	0.000 %	0.00
Diésel	2.56	2.83	10.631 %	0.27
Hidráulica de Embalse	2255.76	2295.24	1.750 %	39.48
Eólica	3737.71	4087.79	9.366 %	350.08
Fuel Oil	3.87	3.78	-2.302 %	-0.09
Geotérmica	44.86	44.77	-0.201 %	-0.09
Hidráulica de Pasada	1991.37	2075.16	4.208 %	83.79
Hidráulica en Serie	678.53	701.91	3.445 %	23.38
Solar Fotovoltaica	17044.53	16581.66	-2.716 %	-462.86
Termosolar	132.00	132.00	0.000 %	0.00
Total	21085.70	21119.87		

Los resultados muestran que el desplazamiento de energía desde las horas diurnas hacia las horas nocturnas produce modificaciones acotadas en el despacho agregado del sistema. La principal variación corresponde a una disminución de la generación solar de 462,86 MWh (-2,72 %), coherente con la energía almacenada durante las horas de mayor producción fotovoltaica. Esta reducción es compensada principalmente por aumentos en la generación eólica (+350,08 MWh), hidráulica de pasada (+83,79 MWh) y centrales de embalse (+39,48 MWh), tecnologías que incrementan su participación para satisfacer la demanda en los períodos modificados por la operación del almacenamiento.

Por otra parte, las tecnologías térmicas presentan variaciones marginales, manteniéndose prácticamente inalterada su participación en el despacho. En términos globales, la generación total del sistema aumenta únicamente en 34,17 MWh, equivalente a un 0,16 % respecto al escenario base. Esto evidencia que la incorporación de almacenamiento no modifica de manera significativa el balance energético global, sino que redistribuye temporalmente la generación, desplazando parte de la energía solar hacia períodos de mayor valorización y demanda.

Bibliografía

- [1] C. E. Nacional, “Reporte energético marzo 2026,” 2026, Recuperado en Abril de 2026. Disponible en: [Enlace al documento](#).
- [2] C. Unidad Monitoreo de la Competencia, “Informe mensual pequeño medio de generación distribuida marzo 2026,” 2026, Recuperado en Abril de 2026. Disponible en: [Documento en línea](#).
- [3] C. Subgerencia de planificación, “Informe verificación de posibles congestiones en instalaciones de transmisión zonal por inyección de pmgd,” 2024, Recuperado en Mayo de 2025. Disponible en: [Documento en línea](#).
- [4] M. de Energía, “Plan de descarbonización,” 2023, Recuperado en Mayo de 2025. Disponible en: [Documento en línea](#).
- [5] F. y. R. Ministerio de Economía, “Decreto 244 aprueba reglamento para medios de generación no convencionales y pequeños medios de generación establecidos en la ley general de servicios eléctricos,” in *Biblioteca del Congreso Nacional de Chile, 17 Enero 2006*, 2006, Recuperado en Mayo de 2025. Disponible en: [Documento en línea](#).
- [6] M. M. Osorio, “Los pequeños medios de generación distribuida ante el derecho de energía. régimen vigente, interpretaciones y prospectiva,” 2019. Disponible en: [Documento en línea](#).
- [7] M. de Energía, “Decreto 88 aprueba reglamento para medios de generación de pequeña escala,” in *Biblioteca del Congreso Nacional de Chile, 08 Octubre 2020*, 2020, Recuperado en Mayo de 2025. Disponible en: [Documento en línea](#).
- [8] C. N. de Energía, “Bases de licitación de suministro,” 2025, Recuperado en Junio de 2025. Disponible en: [Documento en línea](#).
- [9] C. N. de Energía, “Reporte energía ciudadana, almacenamiento,” 2024, Recuperado en Junio de 2025. Disponible en: [Documento en línea](#).
- [10] C. N. de Energía, “Informe de costos de tecnologías,” 2024, Recuperado en Junio de 2025. Disponible en: [Documento en línea](#).
- [11] C. E. Nacional, “Reporte anual de desempeño del sistema eléctrico nacional,” 2025, Recuperado en Junio de 2025. Disponible en: [Documento en línea](#).
- [12] C. Huneeus, “Argentina y Chile: el conflicto del gas, factores de política interna Argentina,” 2007, Recuperado en Junio de 2025. Disponible en: [Documento en línea](#).
- [13] M. de Energía, “Generación distribuida en Chile,” 2016, Recuperado en Junio de 2025. Disponible en: [Documento en línea](#).

- [14] M. de Economía, “Fija texto refundido, coordinado y sistematizado del decreto con fuerza de ley n° 1, de minería, de 1982, ley general de servicios eléctricos, en materia de energía eléctrica,” Mayo 2006, Recuperado en Abril de 2026. Disponible en: [Documento en línea](#).
- [15] M. de Energía, “Aprueba reglamento para la fijación de precios de nudo,” Agosto 2012, Recuperado en Abril de 2026. Disponible en: [Documento en línea](#).
- [16] C. N. de Energía, “Fijación de precios de nudo de corto plazo,” Enero 2026, Recuperado en Abril de 2026. Disponible en: [Documento en línea](#).
- [17] C. N. de Energía, “Determinación de precios estabilizados,” Abril 2026, Recuperado en Abril de 2026. Disponible en: [Documento en línea](#).
- [18] C. N. de Energía, “Norma técnica de coordinación y operación del sistema eléctrico nacional,” Enero 2021, Recuperado en Abril de 2026. Disponible en: [Documento en línea](#).
- [19] A. C. de Energía Solar A.G. (ACESOL), “Proyecto acesol: Análisis del mecanismo de estabilización de precios establecido en el decreto 88/2020,” 2021. Disponible en: [Documento en línea](#).
- [20] C. E. Nacional, “Balance del sistema eléctrico nacional en 2025 y perspectivas para 2026,” Diciembre 2025, Recuperado en Abril de 2026. Disponible en: [Documento en línea](#).
- [21] C. E. Nacional, “Congestiones en instalaciones de transmisión zonal por inyección de pmgd,” Mayo 2026, Recuperado en Julio de 2026. Disponible en: [Documento en línea](#).
- [22] C. E. Nacional, “Congestiones en instalaciones de transmisión zonal por inyección de pmgd,” Mayo 2025, Recuperado en Julio de 2025. Disponible en: [Documento en línea](#).
- [23] C. E. Nacional, “Estudio de almacenamiento de energía en el sen,” Agosto 2023, Recuperado en Abril de 2026. Disponible en: [Documento en línea](#).
- [24] C. N. de Energía, “Informe de costos de tecnologías de generación y almacenamiento,” Mayo 2025, Recuperado en Abril de 2026. Disponible en: [Documento en línea](#).
- [25] C. N. de Energía, “Informe de costos de tecnologías de generación y almacenamiento,” Diciembre 2019, Recuperado en Abril de 2026. Disponible en: [Documento en línea](#).
- [26] C. N. de Energía, “Informe de costos de tecnologías de generación y almacenamiento,” Mayo 2023, Recuperado en Abril de 2026. Disponible en: [Documento en línea](#).
- [27] C. N. de Energía, “Informe de costos de tecnologías de generación y almacenamiento,” Mayo 2024, Recuperado en Abril de 2026. Disponible en: [Documento en línea](#).
- [28] C. N. de Energía, “Norma técnica de conexión y operación de pmgd en instalaciones de media tensión,” Febrero 2024, Recuperado en Abril de 2026. Disponible en: [Documento en línea](#).
- [29] C. E. Nacional, “Generación real del sistema eléctrico nacional,” Recuperado en Abril de 2026. Disponible en: [Documento en línea](#).
- [30] M. de Energía, “Reporte de proyectos en construcción e inversión en el sector energía mes de diciembre de 2024,” 2024, Recuperado en Enero de 2026. Disponible en: [Documento en línea](#).