

INFORME MENSUAL

PEQUEÑOS MEDIOS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Unidad Monitoreo de la Competencia

Marzo 2025

(considera datos hasta enero de 2025)

Contenidos

1. INTRODUCCIÓN	2
2. ANTECEDENTES GENERALES.....	3
3. REGIMEN DE PRECIOS PMG/PMGD.....	6
3.1. COMPARATIVA PRECIOS PMG/PMGD	6
3.2. CAMBIOS REGIMEN DE PRECIOS.....	8
3.3 REGIMEN DE PRECIOS PMGD ENERO DE 2025	8
4. COMPENSACIONES POR PRECIO ESTABILIZADO	9
4.1. COMPENSACIONES MENSUAL POR PRECIO ESTABILIZADO.....	9
4.2. COMPENSACIONES ACUMULADAS POR PRECIO ESTABILIZADO.....	10
4.3. COSTO POR COMPENSACIONES POR kWh DE RETIRO	11
5. PROYECTOS PMGD Y PMG EN CONSTRUCCION Y CONEXIÓN	14

Nota Aclaratoria

El presente documento tiene un propósito exclusivamente informativo y está orientado al seguimiento y análisis del desarrollo de los pequeños medios de generación distribuida en el país. Los datos y análisis presentados buscan proporcionar un marco de referencia para comprender este segmento del mercado eléctrico.

Los análisis y opiniones contenidas en este informe fueron elaborados por la Unidad de Monitoreo de la Competencia (UMC) del Coordinador Eléctrico Nacional. Salvo que se indique expresamente lo contrario, todos los gráficos y tablas incluidos en este documento han sido generados utilizando información pública proporcionada por el Coordinador. Cabe destacar que este informe corresponde a un reporte de avance mensual basado en la mejor información disponible al momento de su elaboración y dichos resultados presentados podrían estar sujetos a ajustes o variaciones en el informe anual que desarrolla la UMC.

Cualquier sugerencia, comentario u observación respecto al contenido de este documento puede ser remitida al correo electrónico: **confidencialumc@coordinador.cl**.

1. INTRODUCCIÓN

Los pequeños medios de generación distribuidos, PMGD, pertenecen al segmento de centrales generadoras con excedentes de potencia menores o iguales a 9 MW conectados a las redes de distribución, que junto a los pequeños medios de generación conforman el segmento de medios de generación de pequeña escala.

El marco regulatorio está establecido en la Ley General de Servicios Eléctricos y en el Reglamento para medios de generación de pequeña escala que está contenido en el Decreto Supremo N° 88 emitido por el Ministerio de Energía en 2019 (“DS 88”), y que reemplazó al primer reglamento contenido en el Decreto Supremo N° 244 del Ministerio de Economía (“DS 244”).

El DS 88 regula los procedimientos de interconexión, energización y puesta en servicio de los pequeños medios de generación y de los pequeños medios de generación distribuida, así como también el mecanismo de estabilización de precios por el que pueden optar estos medios de generación.

Los procedimientos, metodologías y exigencias para la conexión y operación de los Pequeños Medios de Generación Distribuidos están establecidos en la Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD, que tiene una reciente actualización en febrero del presente año.

Este segmento ha tenido un desarrollo considerable en la última década pasando de menos de 200 MW en potencia instalada a inicios de 2014 a más de 3250 MW a inicios de 2025, impulsados principalmente por los beneficios establecidos en el marco regulatorio. Y si bien la presencia y desarrollo de este segmento puede traer beneficios al sistema, no están exentos de dificultades en la operación como son las congestiones en las redes de distribución y zonales, y la poca visibilidad que tiene este tipo de centrales para el organismo coordinador de la operación.

El gran desarrollo de este segmento podría explicarse por la posibilidad de los PMGD de optar a un precio estabilizado, y que, sumado a otros beneficios derivados de la regulación, genera incentivos a una sobreinstalación inorgánica que no responde a las señales de precios existentes en el mercado. En particular, el aumento de generación de la tecnología solar fotovoltaica ha distorsionado el equilibrio al incentivar la generación en horas en que el sistema, al menos en el corto plazo, no lo necesita. Lo anterior da origen a una distorsión en la competencia en el mercado, no solo entregando ventajas injustificadas al segmento PMGD, sino que también incrementando directamente las cuentas de los clientes libres que poseen cláusulas de traspasos de pagos laterales en sus contratos.

En particular, los PMGD sometidos al régimen de precio estabilizado inyectan “como si tuviesen un contrato asociado”, pero sin ningún costo ni riesgo asociado a la firma de contratos. A modo de ejemplo, los generadores de gran escala, o ‘utility scale’, con tecnologías renovables variables, además de enfrentar costos marginales de inyección iguales a cero, se deben hacer cargo directamente de las compensaciones en el caso de los contratos a clientes regulados, a prorrata de sus retiros, y en el caso de contratos con clientes libres, con motivo del aumento de los recortes a los que se ven afectados, también pueden enfrentar penalizaciones debido a la menor inyección observada, por lo que, incluso si pudieran traspasar todos los pagos laterales a los clientes, igual enfrentarían riesgos asociados a los recortes de energía, lo que no sucede de la misma manera en el caso de los PMGD, ya que no son recortados por razones económicas. Por lo tanto, los PMGD no solo enfrentan una ventaja respecto de sus pares que no tienen contratos, sino que también sobre quienes participan en dicho mercado, con la agravante de

que los precios de los contratos de los generadores de gran escala son los que efectivamente enfrentan los clientes, mientras que el precio estabilizado no solo no es visto por los clientes como el precio de provisión de energía, sino que significa un costo adicional para ellos. Más aún, con el marco normativo actual se podría llegar incluso al absurdo de que empresas propietarias de PMGD que están sujetas al régimen de precio estabilizado suscriban contratos de provisión de energía con clientes libres, por lo que no solo recibirían el precio asociado a los contratos, sino que también el precio estabilizado, dejando en claro las ventajas artificiales que poseen por sobre los generadores de gran escala en todo ámbito.

El presente informe aborda los siguientes aspectos relacionados con los PMGD:

- Potencia instalada, se analiza la potencia instalada y su contribución a la matriz energética.
- Generación de PMGD, se evalúa el impacto en la generación global.
- Régimen de precios, se comparan los valores de los regímenes de precios a los que pueden optar los PMGD y se determina la proporción de PMGD que están en cada uno de ellos.
- Compensaciones por precio estabilizado, se evalúan las compensaciones mensuales y se determinan las compensaciones netas acumuladas por tecnología.
- Proyectos en construcción y conexión, se presenta un resumen de la capacidad en centrales PMGD a ser próximamente instalada en el sistema eléctrico.

El objetivo del presente informe mensual es presentar un resumen actualizado de la situación de los PMGD en el sistema eléctrico nacional, considerando la relevancia que ha ido adquiriendo este segmento entregando información útil a los agentes del sector eléctrico.

2. ANTECEDENTES GENERALES

Durante el mes enero de 2025 se han instalado 29.3 MW, en medios de generación de pequeña escala, de los cuales 17.52 MW corresponden a PMGD. Con ello la potencia instalada total del segmento PMGD alcanza 3264 MW al mes del informe. Acumulando un 0.54% de crecimiento respecto a la potencia instalada hasta diciembre de 2024.

Las nuevas centrales PMG y PMGD que entraron en operación al mes enero de 2025 corresponden a las siguientes:

Nombre Central	Región	Potencia [MW]
PMG PFV SOLAR PALERMO	Maule	9.0
PFV ESPIGA DE ORO	Bío Bío	2.8
PMGD TER HOLLEY	Metropolitana	0.8
PMGD PFV CANQUEN	Bío Bío	1.0
PMGD PFV TES SOLAR	Ñuble	2.6
PMGD PFV PERSEFONE	Coquimbo	4.1
PMGD PFV EL TREBOL	Ohiggins	3.0
PMGD PFV SIRIMAVO	Coquimbo	3.0
PMGD PFV EL ÑANDU	Atacama	3.0

Al mes de enero los PMGD representan un 9.5 % de la potencia total instalada del Sistema eléctrico nacional.

El gráfico 2.1 muestra la potencia instalada de cada año en pequeños medios de generación distribuidos y el gráfico 2.2 muestra su distribución geográfica a enero de 2025.

Gráfico 2.1. Potencia instalada PMGD por tipo de tecnología por año actualizado a enero de 2025

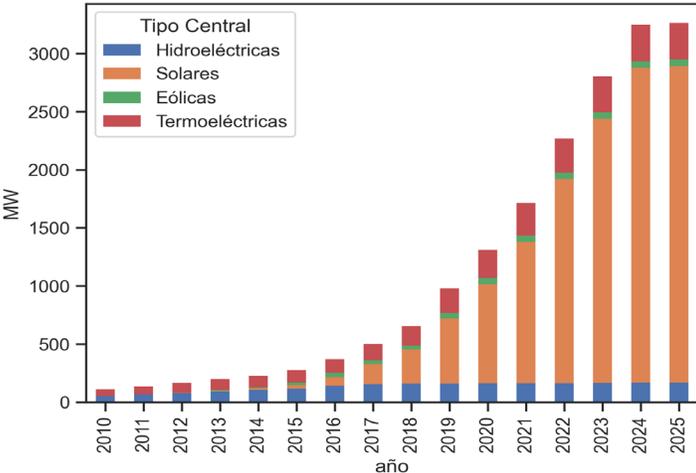
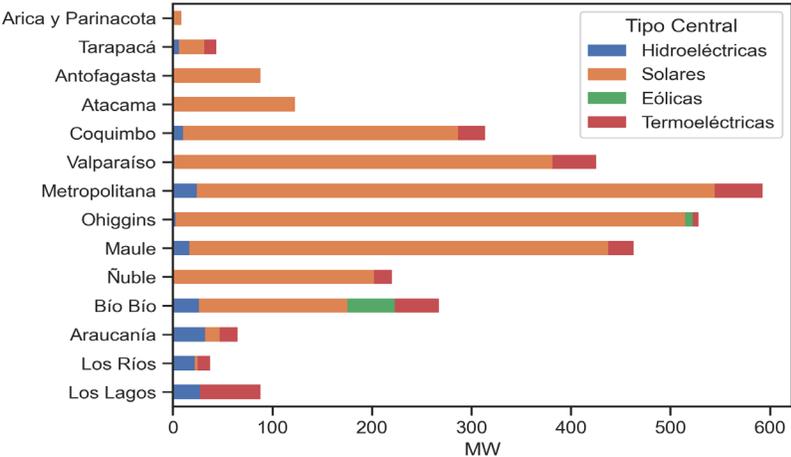


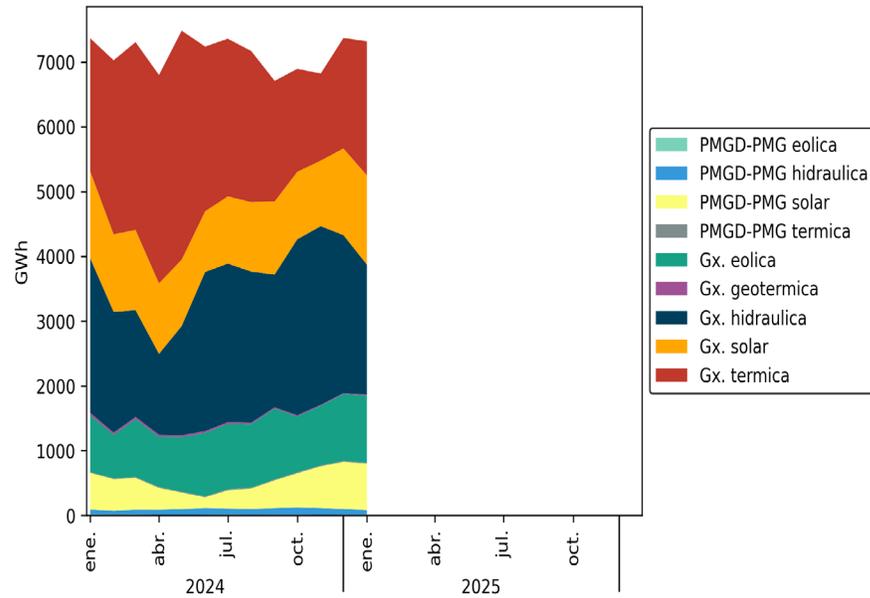
Gráfico 2.2. Potencia instalada PMGD por tipo de tecnología por región actualizado a enero de 2025



La tecnología solar es la dominante en el segmento PMGD, con un 83.4% de la potencia instalada total. Le sigue la tecnología termoeléctrica con un 9.7%, compuesta por centrales diesel y centrales de biomasa o biogás. Finalmente, las centrales del tipo hidroeléctrica alcanzan un 5.2% y la eólica 1.7% del total de la potencia PMGD a enero de 2025.

Respecto de la generación, el gráfico 2.3 muestra la generación mensual en el sistema identificando las centrales PMG y PMGD del resto de las centrales del sistema eléctrico por tipo de tecnología.

Gráfico 2.3. Generación mensual por tecnología



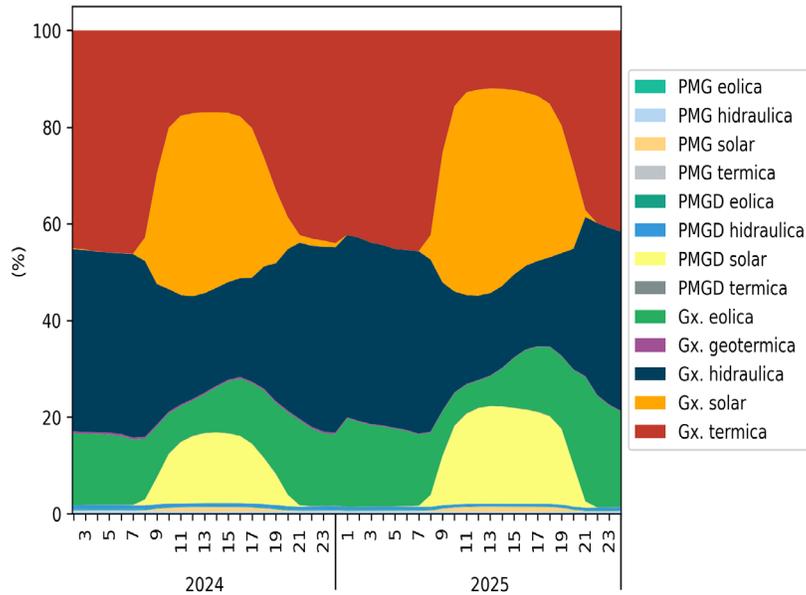
La generación de tipo PMGD en 2024 representó un 6.75% de la generación total en el sistema, siendo el mes de diciembre el que alcanzó la máxima proporción con un 10.2% del total mensual. Sin embargo, la hora en que la generación PMGD tuvo la máxima penetración, fue la hora 13 del 27 de octubre alcanzando un 26.12% en 2024.

Durante el mes de enero la generación PMGD alcanza un 10.13% de la generación total del mes. Durante el mes de enero de 2025 la hora con máxima generación ocurrió en la hora 14 del 01 de enero con 25.74% del total horario.

La generación de energía de las centrales PMGD que es principalmente solar, muestra una proporción significativa durante estas horas solares, tal como se evidencia en el gráfico 2.4 que muestra la generación anual acumulada por hora.

La hora con mayor generación acumulada de PMGD respecto del total fue para 2024 la hora 14, representando el 15.5%. Este año 2025 la hora con mayor generación acumulada de PMGD corresponde a la hora 13, representando el 20.8% de la generación del sistema eléctrico nacional en dicha hora.

Gráfico 2.4. Proporción generación horaria por tipo de central y tecnología



3. REGIMEN DE PRECIOS PMG/PMGD

Los medios de generación de pequeña escala tienen el derecho a vender la energía que evacuan al sistema a costo marginal instantáneo o, alternativamente, a un precio estabilizado, así como sus excedentes de potencia al precio de nudo de la potencia.

El DS 88 define el precio estabilizado en 6 intervalos temporales, de 4 horas de duración cada uno, los cuales son fijados por el Ministerio de Energía y calculados semestralmente por la Comisión Nacional de Energía. También establece un régimen transitorio que permite que los medios de generación de pequeña escala que cumplan con las condiciones establecidas en el Reglamento puedan optar a un régimen de valorización de sus inyecciones de energía al precio estabilizado establecido en el DS 244, que corresponde al Precio de Nudo de Corto Plazo de la energía, PNCP.

3.1. COMPARATIVA PRECIOS PMG/PMGD

Los gráficos 3.1, 3.2, y 3.3 comparan el costo marginal promedio mensual, el precio estabilizado por intervalo temporal y el precio nudo de corto plazo para tres barras del sistema eléctrico representativas de la zona norte, centro y sur, barras Crucero 220 kV, Quillota 220 kV y Puerto Montt 220 kV respectivamente. Esta comparación se realiza en horas solares, considerando el periodo de 8:00 a 20:00 horas, así como en las restantes horas no solares.

Gráfico 3.1. Comparativa CMg-PNCP-PE barra Crucero 220 kV Enero de 2024 a Enero de 2025

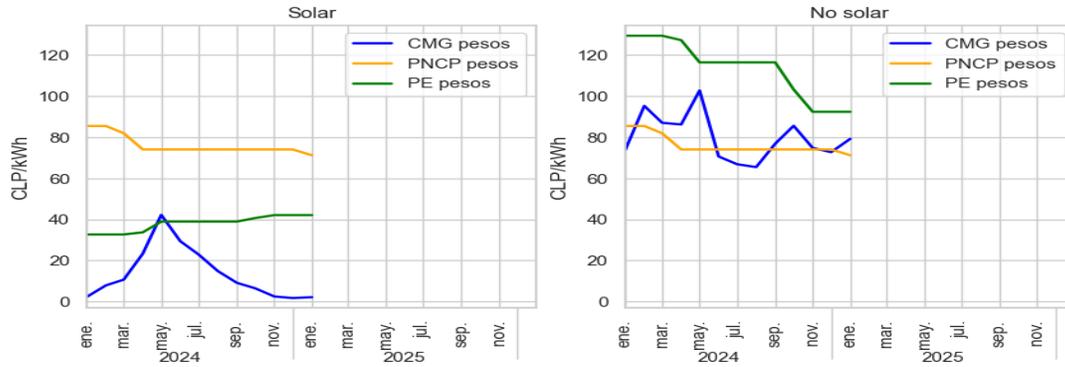


Gráfico 3.2. Comparativa CMg-PNCP-PE barra Quillota 220 kV Enero de 2024 a Enero de 2025

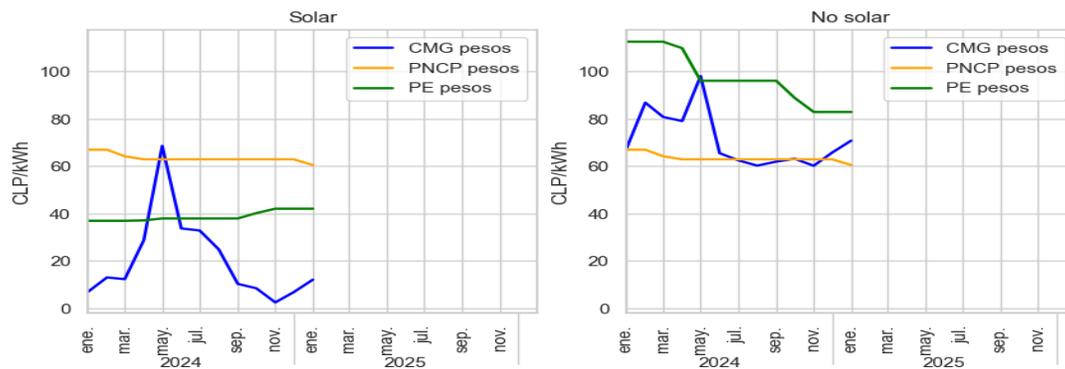
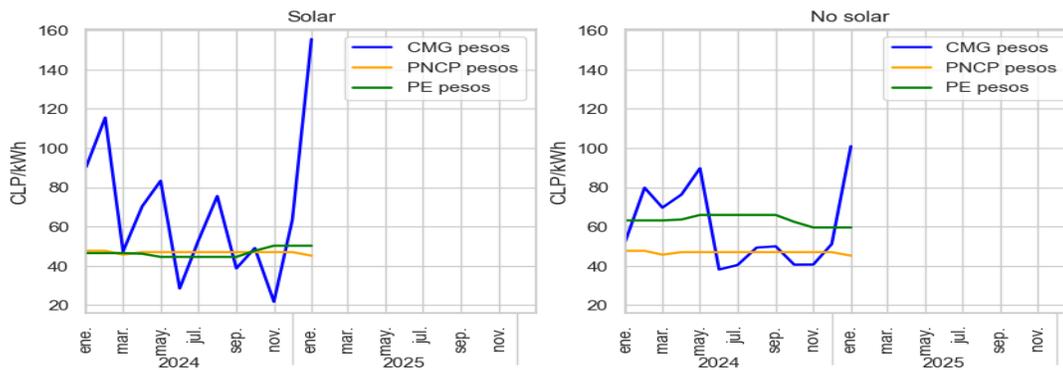


Gráfico 3.3. Comparativa CMg-PNCP-PE barra Puerto Montt 220 kV Enero de 2024 a Enero de 2025



En general, los costos marginales durante las horas solares son más bajos que los costos marginales en horas no solares. Esto se debe a la abundante generación de energía solar fotovoltaica durante el día, así como a los episodios de costos marginales nulos durante las horas solares. Sin embargo, en barras con desacoples del sistema, como la de Puerto Montt, el efecto de la generación solar y los costos marginales nulos es menor. Del mismo modo en los meses con mayor radiación solar, los costos marginales son menores que en los meses de invierno.

En cuanto a los precios estabilizados, generalmente, tanto el precio nudo de corto plazo como el precio estabilizado por bloque, son mayores que el costo marginal, especialmente en las barras Crucero y Quillota en

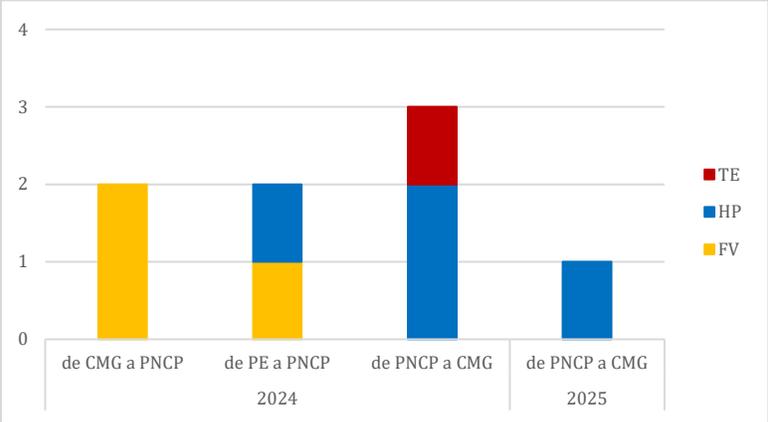
horas solares, siendo el precio nudo de corto plazo mayor que el precio estabilizado en horas solares y el precio estabilizado mayor que el precio nudo de corto plazo en horas no solares.

El 7 de enero fue publicada una indexación del precio nudo de corto plazo, Resolución Exenta N°5 de 2025, que actualiza los precios del Decreto PNCP 1T-2024 del primer semestre de 2024, disminuyendo estos en 4.7%.

3.2. CAMBIOS REGIMEN DE PRECIOS

A continuación, el gráfico 3.4 muestra los cambios de régimen solicitados para ser ejecutados en los años 2024 y 2025.

Gráfico 3.4. Cambios de régimen de precios 2024 y 2025

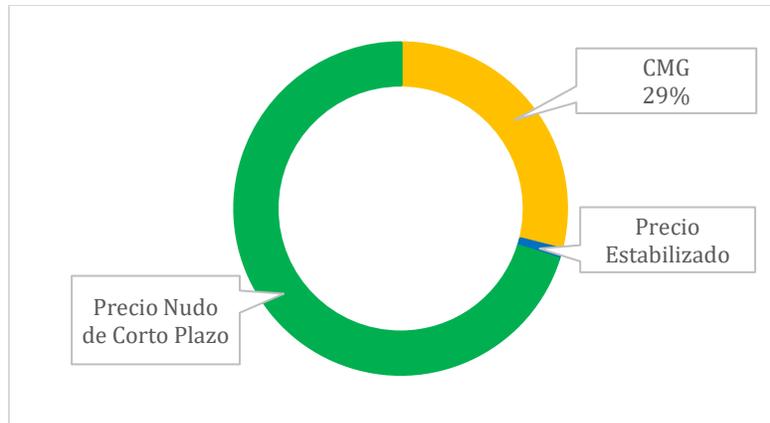


En 2024 se solicitaron un total de 7 cambios de régimen, 3 de ellos de centrales solares para pasar a PNCP. A la fecha se registra una solicitud de cambio de régimen de precios para ser vigente a partir de marzo 2025.

3.3 REGIMEN DE PRECIOS PMGD ENERO DE 2025

A continuación, se presenta la distribución de las centrales PMGD (incluye también las centrales de tipo PMG) según los diferentes regímenes de precios durante el mes de enero de 2025.

Gráfico 3.5. Distribución PMGD por régimen de precios enero de 2025



Las centrales que se encuentran acogidas al precio nudo de corto plazo representan el 70% del total de las centrales PMGD. De estas, el 96% corresponde a centrales de tipo fotovoltaicas. A continuación, se encuentran las centrales acogidas al costo marginal, que representan un 29%. En su mayoría, estas centrales son de tecnología termoelectrica e hidroelectrica. Finalmente, solo 11 centrales se encuentran acogidas al nuevo régimen de precios estabilizado por bloque horario. De ellas 5 corresponden a centrales fotovoltaicas, 3 a centrales hidroeléctricas, 2 corresponden a centrales eólica, y 1 a tecnología de tipo biomasa.

4. COMPENSACIONES POR PRECIO ESTABILIZADO

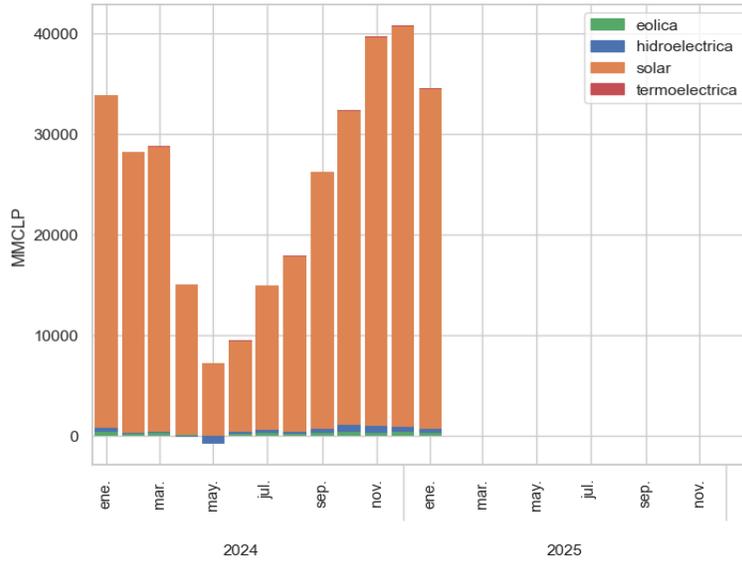
4.1. COMPENSACIONES MENSUAL POR PRECIO ESTABILIZADO

Para aquellos medios de generación de pequeña escala que se encuentren acogidos al régimen de precio estabilizado, la diferencia entre la valorización de sus inyecciones a precio estabilizado y al costo marginal, debe ser asignada por el Coordinador entre quienes realicen retiros de energía, a prorrata de estos retiros.

Lo anterior implica que, si en una hora el precio estabilizado es mayor que el costo marginal, la diferencia es positiva, por lo que el medio de generación recibe un pago o compensación, mientras que, si el precio estabilizado es menor que el costo marginal, el medio de generación debe entregar esta diferencia en la valorización de sus inyecciones.

A continuación, el gráfico 4.1 muestra las compensaciones mensuales por precio estabilizado.

Gráfico 4.1. Compensaciones mensuales por precio estabilizado enero de 2024 a enero de 2025



Debido a que la mayor parte de los PMGD y PMG son de tecnología solar y dado que las diferencias entre precio estabilizado y costo marginal resultan mayoritariamente positivas es que las compensaciones de la tecnología solar son mayores que para el resto de las tecnologías. Como se observa en el gráfico 4.1, las compensaciones a la tecnología solar disminuyen en los meses con menor radiación solar, para aumentar en los meses estivales donde los costos marginales bajan incrementándose la diferencia con los precios estabilizados (PNCP y por bloque).

Durante el mes de enero de 2025 las compensaciones por precio estabilizado corresponden a 34507 MMCLP disminuyendo 15.3% respecto del mes anterior. Durante enero, las compensaciones mensuales netas para todas las tecnologías resultaron positivas, es decir recibieron pagos por compensaciones por precio estabilizado.

4.2. COMPENSACIONES ACUMULADAS POR PRECIO ESTABILIZADO

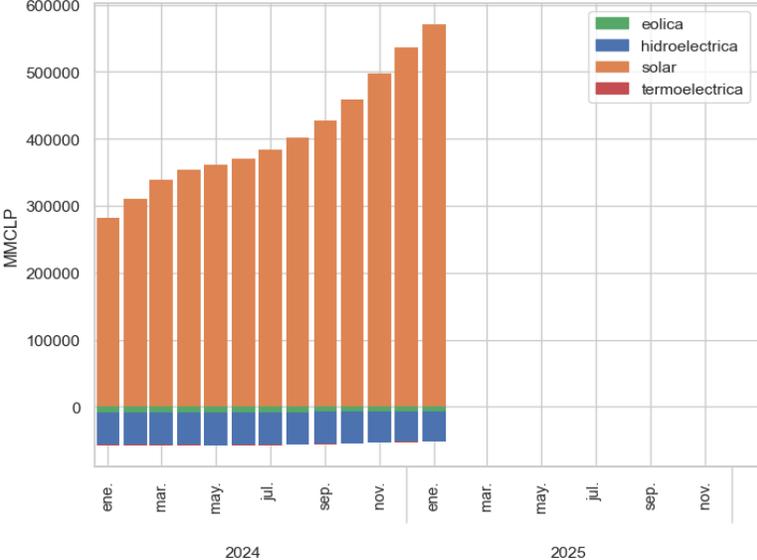
El mecanismo de estabilización actual basado en la valorización a precio estabilizado no asegura que las compensaciones recibidas y entregadas por una empresa sean equivalentes durante un período de observación. Aunque, en un diseño apropiado, se esperaría que un mecanismo de esta naturaleza fuera neutral a largo plazo, las reglas actuales no garantizan la equivalencia de las compensaciones acumuladas en ambas direcciones. Además, con la evolución prevista de la composición tecnológica del sistema eléctrico nacional, es probable que las discrepancias en compensaciones observadas en la actualidad se vean acentuadas.

El gráfico 4.2.1 muestra las compensaciones acumuladas desde enero de 2024 a la fecha, pero considerando las compensaciones desde el año 2020. En todo el periodo observado las centrales que se ven beneficiadas con el pago de compensaciones son las centrales de tipo solar, que han recibido compensaciones considerables a la hasta la fecha actual. Para las demás tecnologías se incrementaron las compensaciones pagadas netas hasta mayo

de 2024, pero a contar de junio se ven disminuidas levemente ya que a partir de ese mes reciben pago por compensaciones por precio estabilizado.

Durante enero del 2025, se mantiene la tendencia aumentando las compensaciones solares acumuladas. Las compensaciones netas para las tecnologías restantes son negativas, es decir han entregado pagos netos a la fecha.

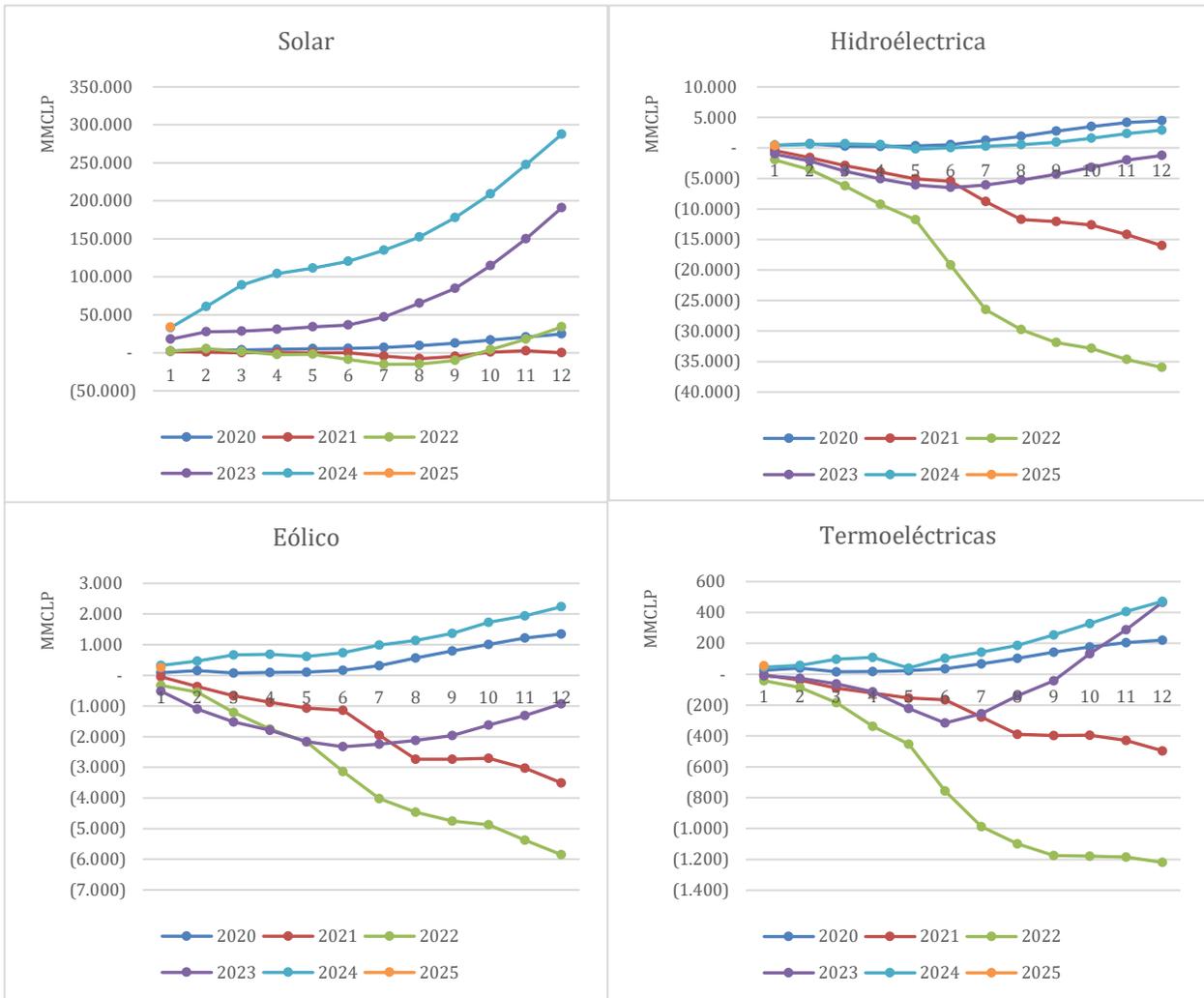
Gráfico 4.2.1 Compensaciones acumuladas por precio estabilizado 2024 a enero de 2025



Durante el 2024 las compensaciones acumuladas en ese año resultaron en 293079 MMCLP aumentando un 55% respecto de las compensaciones acumuladas durante el 2023 que fueron 189062 MMCLP.

En los gráficos 4.2.2 se muestran las compensaciones acumuladas por año por tecnología.

Gráfico 4.2.2 Compensaciones acumuladas por precio estabilizado por año



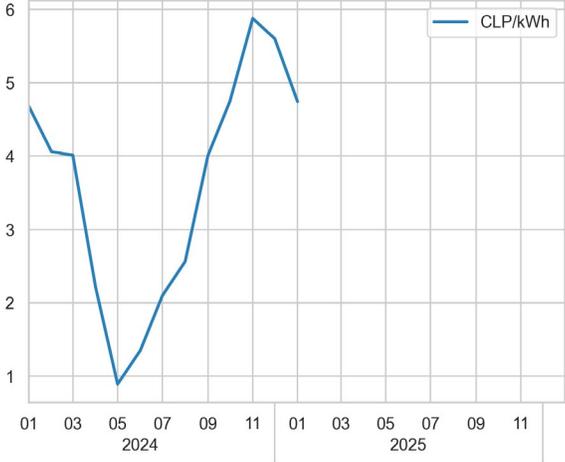
Como se observa en los gráficos, la tecnología solar ha registrado compensaciones anuales netas positivas durante la mayor parte del periodo analizado, con un incremento notable en los años 2023 y 2024. Únicamente en 2021 presentó compensaciones netas anuales negativas, aunque de apenas 67 MMCLP. En contraste, las demás tecnologías han debido efectuar pagos por compensaciones durante la mayor parte del período analizado, resultando insuficientes sus compensaciones positivas para equilibrar los desembolsos realizados por este concepto, lo que ha mantenido sus saldos negativos hasta la fecha.

4.3. COSTO POR COMPENSACIONES POR kWh DE RETIRO

Las empresas generadoras que retiran energía del sistema deben pagar una compensación mensual por precio estabilizado. Esta compensación corresponde a la suma de las compensaciones horarias que se calculan como la proporción de la compensación horaria total a prorrata de los retiros de la empresa generadora.

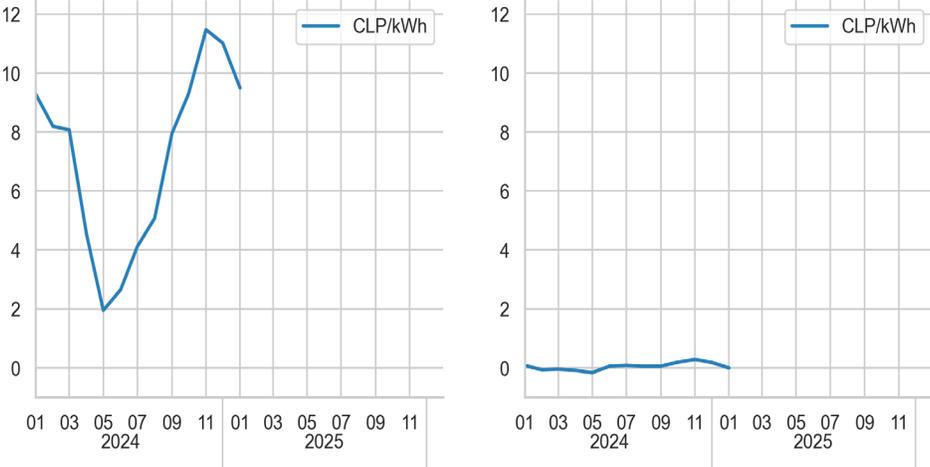
A continuación, se presentan los costos por kWh por compensaciones por precio estabilizado como promedio mensual. En el gráfico 4.3 se muestra el costo promedio por retiro de las compensaciones mensuales y el gráfico 4.4 muestra los costos por retiro distinguiendo horas solares y horas no solares.

Gráfico 4.3. Costos por compensaciones por kWh de retiro desde enero de 2024 a enero de 2025.



Para 2024 los costos mensuales promedio por compensaciones por precio estabilizado por kWh han estado entre 0.9 y 5.9 CLP/kWh. En enero de 2025, los costos de las compensaciones disminuyen alcanzando para el mes de enero de 2025 a 4.7 CLP/kWh.

Gráfico 4.4. Costos por compensaciones por kWh de retiro desde enero de 2024 a enero de 2025, en hora solar y no solar.



Si se distinguen el costo de las compensaciones en horas solares y horas no solares, se tienen que el costo de las compensaciones por kWh en horas solares alcanza valores entre 1.9 y 11.5 CLP/kWh en el periodo observado, debido a que son en estas horas donde se genera el mayor monto de compensaciones a pagar a la tecnología solar que es la mayoritaria en el segmento PMGD/PMG. Por el contrario, para las horas no solares las compensaciones están entre -0.2 y 0.3 CLP/kWh.

5. PROYECTOS PMGD Y PMG EN CONSTRUCCION Y CONEXIÓN

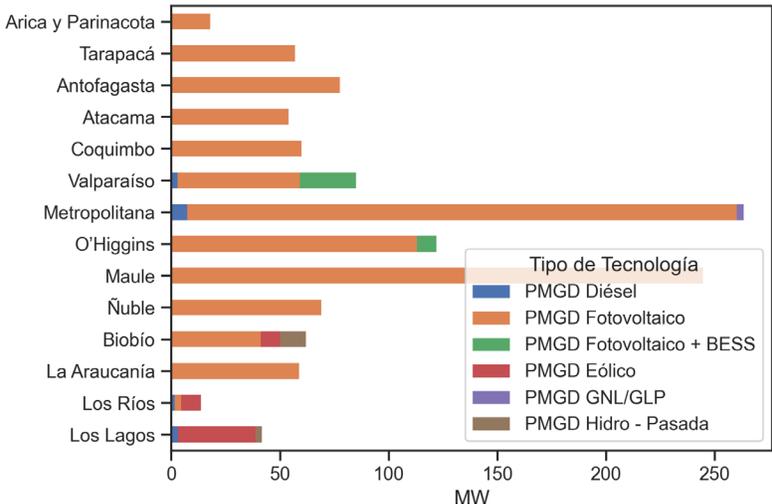
El proceso de conexión de los PMGD se rige por la normativa vigente, que incluye la Norma Técnica de Seguridad y Calidad del Servicio (NTSyCS), la Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD (NTCO) y el Decreto Supremo N°88.

El proceso se inicia con la presentación de parte de la empresa propietaria de un proyecto PMGD ante la Empresa Distribuidora de una Solicitud de Conexión a la Red (SCR) junto con el cronograma de ejecución del proyecto. Una vez que la empresa distribuidora responde a la SCR, la empresa PMGD interesada debe realizar los estudios técnicos indicados para poder obtener el Informe de Criterios de Conexión (ICC) de parte de la empresa distribuidora. Este Informe de Criterios de Conexión establece las condiciones técnicas y económicas para la conexión del proyecto.

Para mantener la vigencia del ICC los propietarios de PMGD deben obtener y conservar la calidad de proyecto Declarado en Construcción, emitido por la Comisión Nacional de Energía. La empresa propietaria u operadora del PMGD debe realizar las obras de conexión y cumplir con los requisitos establecidos en el ICC y en la normativa aplicable. Una vez terminadas las obras, las empresas propietarias de PMGD deben solicitar al Coordinador la autorización para la puesta en servicio del proyecto. Finalmente, luego de concluido el periodo de puesta en servicio, el PMGD debe realizar una Solicitud de Entrada en Operación al Coordinador Eléctrico que una vez aprobada, le permite a la empresa iniciar la operación comercial del proyecto, que implica la venta de la energía generada al precio estabilizado o al precio de mercado.

El gráfico 5.1 muestra los proyectos declarados en construcción a enero de 2025 por región. A enero de 2025, los proyectos en construcción alcanzan los 1226.70 MW, siendo un 90.1% de tecnología solar fotovoltaica y 2.9% de fotovoltaico + bess.

Gráfico 5.1. Proyectos PMGD declarados en construcción por tecnología y región a enero de 2025.



De acuerdo al artículo transitorio N° 2 del Decreto N° 88, entre los requisitos para que los medios de generación de pequeña escala puedan optar régimen de precio nudo de corto plazo, está el que hayan obtenido su declaración en construcción hasta 24 meses después de publicado dicho decreto. De acuerdo a la RE N° 53 de enero de 2025 de la Comisión Nacional de Energía, existen 990 MW que obtuvieron su declaración en construcción hasta octubre de 2022, por lo que si cumplen con las condiciones adicionales (haber obtenido su ICC hasta mayo de 2021 e ingresado la solicitud para la declaración hasta abril de 2022), podrían optar al régimen de precio nudo.

Lo anterior solo si llegan a concretarse estos proyectos ya que en la actualidad la mayoría presenta atrasos significativos respecto a su cronograma original. En los gráficos a continuación se muestra la clasificación según meses de atraso de los proyectos de acuerdo a la resolución de declaración en construcción de enero de 2025. En el gráfico 5.2 se muestra el número de proyectos y en el gráfico 5.3 se muestra la potencia asociada a estos proyectos.

Gráfico 5.2. Número de proyectos PMGD declarados en construcción clasificados según meses de atraso.

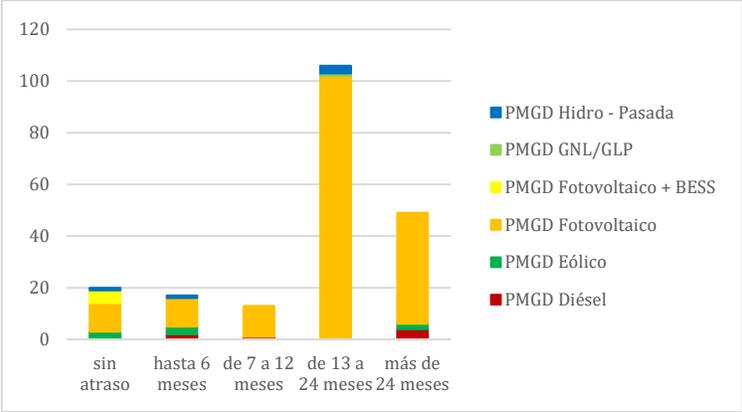
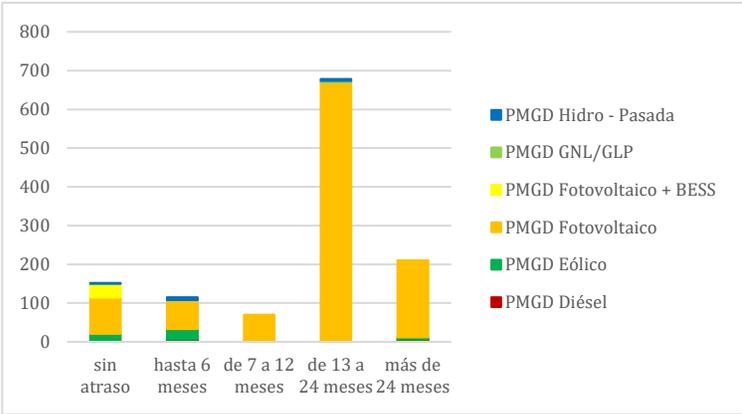


Gráfico 5.3. Potencia proyectos PMGD declarados en construcción clasificados según meses de atraso.



En el gráfico 5.4 se muestran los proyectos de centrales PMGD que se encuentran en proceso de conexión en el Coordinador. A enero de 2025 suman 449.8 MW de los cuales 118.5 MW están en etapa de prueba de puesta en servicio como se muestra en el Gráfico 5.3.

Gráfico 5.4. Proyectos PMGD en proceso de conexión por tecnología y región a enero de 2025.

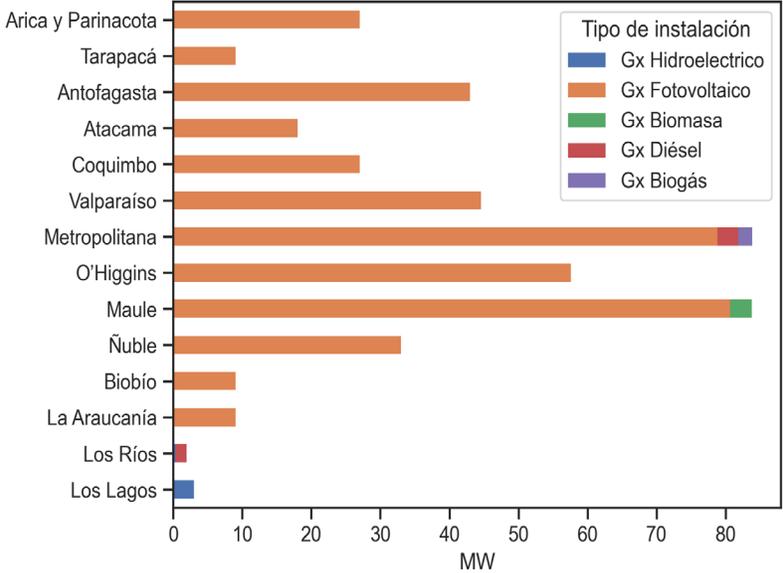
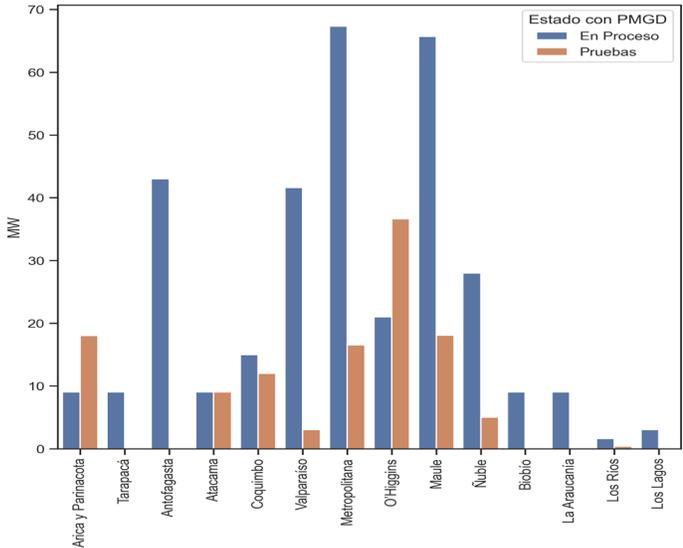


Gráfico 5.5. Proyectos PMGD en proceso de conexión por etapa de conexión y región a enero de 2025.



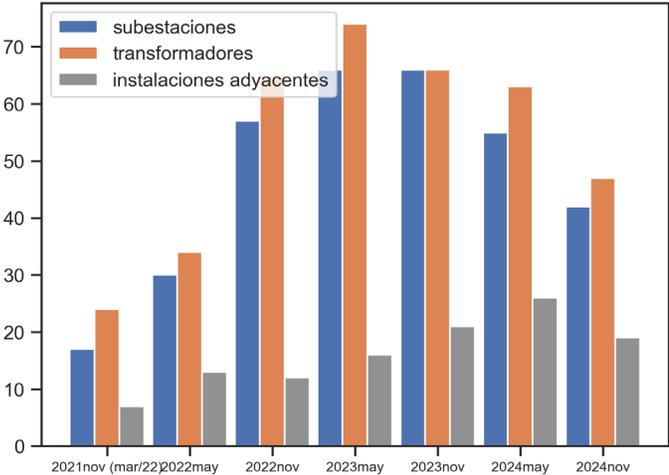
Finalmente cabe destacar que, si bien las redes de distribución se ven beneficiadas por la presencia de recursos de generación distribuidos, tales como los PMGD, principalmente por su contribución a la reducción de pérdidas

que el flujo de energía y potencia provoca en las redes, para que este beneficio sea efectivo, la ubicación y monto de estos recursos debe estar adaptado a las redes en donde están ubicados.

Los PMGD pueden causar congestiones en la red de transmisión zonal si su ubicación y capacidad no se ajustan a las características de la red. Por lo anterior y de acuerdo a lo indicado en la normativa vigente¹, el Coordinador Eléctrico Nacional lleva a cabo estudios semestrales para verificar la existencia de congestiones y aplicar medidas técnicas para solucionarlas.

En el gráfico 5.6 se muestra estadística histórica respecto de las instalaciones en que se verifican congestiones de acuerdo al Estudio de Verificación de Posibles Congestionamientos en Instalaciones de Transmisión Zonal por Inyección de PMGD.

Gráfico 5.6. Número de instalaciones con congestiones verificadas por semestre



Hasta mayo de 2023, las congestiones verificadas se incrementaron en cada semestre en subestaciones/transformadores, sin embargo, en los semestres siguientes el número de transformadores y subestaciones donde se verifican congestiones disminuye o se mantiene en cada semestre. Esta disminución podría explicarse por posibles acciones tomadas por las empresas distribuidoras en su red o ampliaciones realizadas a la red de forma de liberar estas congestiones.

Por otro lado, las instalaciones adyacentes con congestiones verificadas se han incrementado excepto en el segundo semestre de 2024.

O-O-O

¹ Artículo 3-45° de la Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD en Instalaciones de Media Tensión