

Evaluación de la Capacidad de Generación Térmica de Respaldo Diésel Conectada a Nivel de Transmisión:

Desafíos para la Eficiencia y la Descarbonización

Informe Final

22 de agosto 2025

Autores:

Melissa Alé, Cristóbal Mujica, Héctor Sandoval, Rodrigo Moreno

Contacto: rmorenovieyra@uchile.cl

Informe preparado por ISCI

Para

F U N D A C I Ó N
CHILE SUSTENTABLE
Propuesta ciudadana para el cambio

Tabla de Contenido

Resumen Ejecutivo / Policy Brief.....	4
Contexto.....	4
Análisis Histórico Período 2000 - 2025.....	5
Principales Usos de las Centrales Diésel en el Período.....	8
Análisis del Uso Simultáneo de la Capacidad Diésel.....	9
Análisis Prospectivo al año 2030.....	11
Inconsistencias y Desafíos en el Actual Esquema de Pagos por Capacidad.....	15
Recomendaciones.....	17
1. Introducción.....	19
1.1 Estructura del Informe.....	20
2. Objetivos.....	21
3. Análisis Histórico de la Generación Diésel en el SEN.....	22
3.1. Participación de la Generación Diésel en la Última Década.....	22
3.2. Desempeño en Eventos Críticos y Disponibilidad Efectiva de Generación Diésel.....	24
Período 2014 - 2016.....	25
Período 2017 - 2020.....	33
Período 2021 - actualidad.....	45
Análisis Estacional y Regional de la Capacidad Diésel 2021 - 2025.....	64
Operación Continua del Diésel 2021 a 2025.....	88
Curvas de Duración: Operaciones Inferiores y Superiores a 5 hrs.....	92
Curvas de Duración Diésel a Nivel Regional 2021-2025.....	94
Generación Diésel en el Blackout del 25 Febrero del 2025.....	95
Otras Operaciones de Centrales Diésel.....	97
Resumen Operación Diésel 2014 - 2025.....	98
4. Determinación de la Capacidad Térmica Diésel de Respaldo Requerida.....	99
4.1. Descripción del Modelo.....	99
4.2 Datos de Entrada del Modelo Eléctrico.....	102
Sistema de Transmisión Nacional.....	103
Crecimiento de la Demanda.....	104
Proyección de Precio de Combustibles.....	104
Costos de Inversión Tecnologías de Generación y Almacenamiento.....	106
Costo Unitario de Emisiones.....	106
Capacidad Instalada Generación.....	107
Capacidad Instalada de Transmisión.....	108
Escenarios Hidrológicos.....	109
Perfiles y Potencial de Tecnologías.....	110
Reconversión y Overhaul de Centrales a Gas.....	110
4.3 Casos de Estudio.....	111

4.4 Resultados.....	112
Capacidad instalada de generación.....	112
Generación diésel.....	113
Emisiones.....	119
5. Diagnóstico del Esquema de Pagos por Capacidad.....	122
5.1 Logística de Abastecimiento Diésel.....	122
5.2 Evaluación de la Coherencia de Pagos por Capacidad.....	124
Determinación Potencia de Suficiencia.....	124
Definición de Estados Operativos.....	124
Cálculo del Precio para la Valorización de la Potencia de Suficiencia de un Generador.....	135
Factores de Penalización y Ajuste del PNCP.....	137
5.2. Análisis de Rentabilidad, Incentivos y Disponibilidad Real.....	139
5.3. Esquema de Pagos por Capacidad en la Transición Energética.....	141
6. Propuesta de Ajustes Regulatorios.....	144
6.1. Mercados de Capacidad en el Mundo.....	144
Brasil.....	144
Reino Unido.....	144
PJM, Estados Unidos.....	145
6.2 Recomendaciones.....	146
Medidas de Corto Plazo para Ajustar la Capacidad de Respaldo Efectiva en el SEN.....	146
Reformas de Mediano Plazo para la Eficiencia y Modernización del Mercado de Capacidad.....	147

Resumen Ejecutivo / Policy Brief

Contexto

Los compromisos internacionales asumidos por Chile en materia de mitigación del cambio climático, incluyendo su Contribución Determinada a Nivel Nacional (NDC) y su adhesión al Acuerdo de París, junto con la entrada en vigor de la Ley Marco de Cambio Climático (Ley N.º 21.455)¹, establecen un marco vinculante para alcanzar la carbono-neutralidad a más tardar en el año 2050. A ello se suma el proceso nacional hacia una transición energética justa, que busca no solo descarbonizar la matriz eléctrica, sino también garantizar la seguridad de suministro, eficiencia económica y equidad territorial.

En este contexto, se vuelve ineludible una revisión integral del rol que desempeñan las tecnologías térmicas intensivas en emisiones, especialmente aquellas basadas en combustibles fósiles líquidos como el diésel. Dicha revisión debe considerar, al menos, tres dimensiones fundamentales:

- Su uso operativo en el sistema eléctrico;
- Su eficiencia técnica y logística; y
- Los incentivos económicos y regulatorios que actualmente promueven su instalación y permanencia en el parque generador nacional.

La experiencia internacional reciente refuerza esta necesidad. Diversas jurisdicciones han comenzado a restringir o eliminar los pagos por capacidad -entendidos como mecanismos que remuneran la disponibilidad de potencia firme para garantizar la suficiencia y confiabilidad del sistema eléctrico- a tecnologías altamente emisoras, con el objetivo de alinear estos esquemas con las metas de descarbonización:

- En la Unión Europea, el Reglamento (UE) 2019/943² sobre el mercado de la electricidad establece que, a partir del 1 de julio de 2025, los pagos por capacidad estarán prohibidos para aquellas unidades generadoras que superen una intensidad de emisión de 550 gCO₂/kWh. Esta medida busca evitar que los esquemas de respaldo perpetúen tecnologías incompatibles con los objetivos climáticos.
- En el Reino Unido, el rediseño del mecanismo de "Capacity Market" ha incorporado criterios ambientales y reglas de exclusión para determinadas tecnologías fósiles, priorizando la participación de recursos más limpios y eficientes, como almacenamiento, respuesta de demanda y plantas renovables despachables, conforme al Reglamento del Reino Unido *The Electricity Capacity (Amendment) Regulations 2025 (S.I. 2025/312)*³.

En contraste, Chile mantiene un esquema de pagos por capacidad que no distingue entre tecnologías en función de su intensidad de emisiones, ni incorpora explícitamente criterios de coherencia con la política

¹Biblioteca del Congreso Nacional de Chile, "Ley 21.455: Ley de Cambio Climático", [En Línea]. Disponible en: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1177286>

²Diario Oficial de la Unión Europea, "Reglamento (UE) 2019/943 del Parlamento Europeo y del Consejo de 5 de junio de 2019 relativo al mercado interior de la electricidad", [En Línea]. Disponible en: <https://www.boe.es/doi/2019/158/L00054-00124.pdf>

³UK Legislation, "The Electricity Capacity (Amendment) Regulations 2025", [En Línea]. Disponible en: <https://www.legislation.gov.uk/uksi/2025/183/contents/made>

pública y climática. Las centrales diésel, muchas de ellas con más de 20 años de antigüedad, continúan siendo remuneradas por su potencia disponible sin una evaluación sistemática de su contribución efectiva a la confiabilidad del sistema, su eficiencia logística o su consistencia con la trayectoria de descarbonización comprometida por el país.

Asimismo, estudios recientes han evidenciado limitaciones operativas relevantes de estas unidades, incluyendo restricciones en la logística de abastecimiento de combustible y bajas tasas de utilización⁴, lo que cuestiona su verdadero valor como tecnología de respaldo confiable.

Por tanto, se hace necesario revisar de manera estructural el uso, la eficiencia y el esquema de incentivos asociados a la generación diésel, evaluando si su permanencia en el sistema está justificada técnica y económicamente, y si responde a los principios de la política energética nacional. Esta revisión debe ser parte integral del rediseño del esquema de suficiencia del sistema eléctrico, garantizando que los mecanismos de respaldo estén alineados con los desafíos del siglo XXI y no perpetúen barreras innecesarias a la transición energética.

Análisis Histórico Período 2000 - 2025

Durante las últimas dos décadas, el parque de generación diésel en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) ha experimentado un crecimiento significativo en términos de capacidad instalada. Entre los años 2000 y 2024, la capacidad instalada de generación con diésel representó en torno a un 10% del total de capacidad del sistema eléctrico, desempeñando un rol acotado a contextos de emergencia. Mientras que en el año 2025, esta capacidad alcanza una suma de 3.862 MW, lo que representa en torno al 8% del total de capacidad instalada del SEN.

La existencia de esta capacidad ha obedecido a diversas razones, entre ellas: la necesidad de mantener la confiabilidad del sistema ante eventos críticos como sequías, la falta de recursos energéticos alternativos en periodos críticos, principalmente gas natural, y, últimamente, la ausencia de incentivos más coherentes con la descarbonización en el diseño de mercado.

No obstante, a pesar del aumento en la capacidad instalada en términos absolutos (MWs), el uso efectivo de las unidades diésel se ha mantenido bajo en términos agregados, operando, en general, como recurso de respaldo, con despachos puntuales y concentrados en situaciones excepcionales que afectan el equilibrio entre oferta y demanda del sistema eléctrico. A continuación, se destacan algunos hitos clave que marcan los principales episodios de uso intensivo de esta tecnología, considerando tanto centrales diésel como centrales de ciclo combinado operando con este combustible (ver **Figura 1 y 2**):

- 2008–2009: Se produjo un aumento abrupto de más de 1.153 MW en la capacidad instalada de diésel, alcanzando su peak histórico en lo que va del siglo, con una participación aproximada del 16%. Este crecimiento respondió a la interrupción del suministro de gas natural desde Argentina,

⁴Aunque se espera que los recursos de respaldo tengan bajas tasas de utilización, en particular en Chile, se ha observado una tasa más baja de lo común para estas tecnologías, como se analizará luego en los estudios de datos históricos.

evento que afectó gravemente al entonces Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)⁵. Este hecho forzó una masiva entrada de unidades a diésel para mantener el abastecimiento eléctrico, marcando un punto de inflexión en la configuración del parque térmico nacional.

- 2014–2016: En este período, previo a la interconexión de los sistemas SING y SIC, se observó una operación sostenida de centrales diésel ante condiciones hidrológicas secas y eventos de estrés operativo. El sistema interconectado central (SIC) recurrió frecuentemente al diésel durante el primer semestre de cada año, con énfasis en los meses de invierno.
- 2017: La interconexión eléctrica entre el SIC y el SING (noviembre de 2017) marcó una inflexión operativa que permitió optimizar el despacho conjunto del SEN, reduciendo estructuralmente el uso del diésel.
- 2019–2020: Se observó una utilización puntual de las unidades diésel, especialmente durante el primer semestre de ambos años, en respuesta a descensos prolongados de los niveles de embalse y restricciones de disponibilidad de gas⁶. Sin embargo, el uso fue progresivamente acotado durante el segundo semestre, evidenciando el carácter estacional y episódico del respaldo diésel.
- 2021–2022: Este período constituye uno de los más relevantes en términos de uso del parque diésel. En 2021 se alcanzó el máximo anual de generación diésel en la década, provocados por una sequía histórica, restricciones severas en el suministro de gas natural, y una alta demanda estacional. En 2022, aunque los niveles de despacho bajaron, el uso de diésel continuó siendo relevante como mecanismo de preservación de reserva hídrica estratégica, evitando la explotación intensiva de embalses ante la incertidumbre climática.
- 2025: En el primer semestre del año se registraron dos eventos que reactivaron el uso intensivo del diésel:
 - El blackout del 25 de febrero de 2025, producto de la falla en la línea Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar, donde el parque diésel fue clave para el restablecimiento del sistema, alcanzando un despacho máximo de 895 MWh/h (ver **Figura 3**).
 - Las restricciones y desconexiones en la línea Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV⁷, durante junio, obligaron a activar generación local diésel para atender demanda en zonas aisladas del sistema por congestión o contingencias forzadas.

En conjunto, estos eventos históricos confirman que, si bien el diésel no participa regularmente del despacho económico del sistema, su presencia en el parque generador ha sido instrumental para garantizar la continuidad del suministro en escenarios extremos. Sin embargo, el creciente desarrollo de tecnologías renovables, almacenamiento, y la promoción de redes de transmisión, junto con los compromisos de descarbonización, exigen una revisión crítica de su rol futuro y de los mecanismos que incentiven su permanencia.

⁵CDEC-SING, “Estadística de Operación 1999-2008.” [En línea]. Disponible en: https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2019/10/1999-2008_sing_anuario_espanol.pdf

⁶Coordinador Eléctrico Nacional. Informe de Novedades del Centro de Despacho de Carga (CDC). Julio de 2021 a Agosto de 2021 [En Línea]. Disponible en: <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/novedades-cdc/>

⁷Coordinador Eléctrico Nacional. “Información sobre el Sistema Eléctrico Nacional”. 18 de Junio del 2025. [En Línea]. Disponible en: <https://www.coordinador.cl/novedades/informacion-sobre-el-sistema-electrico-nacional/>

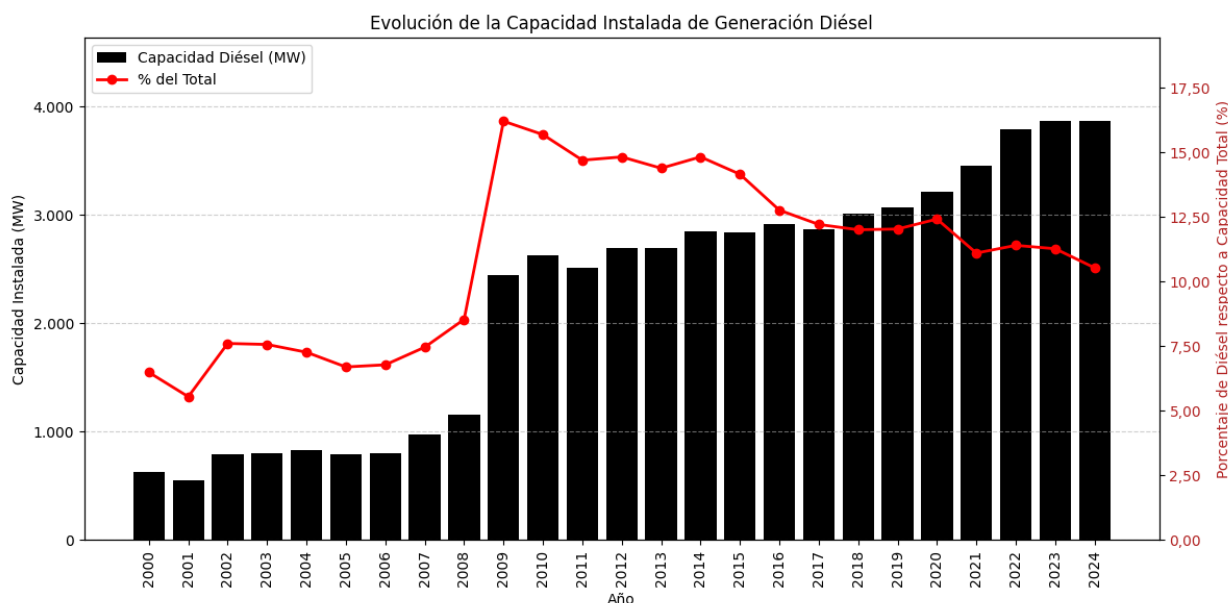


Figura 1. Evolución de la Capacidad Instalada de Petróleo Diésel y Fuel Oil N°6 Anual entre 2000 y 2024 y el porcentaje que representa del total de la matriz (SIC y SING, y luego SEN)⁸.

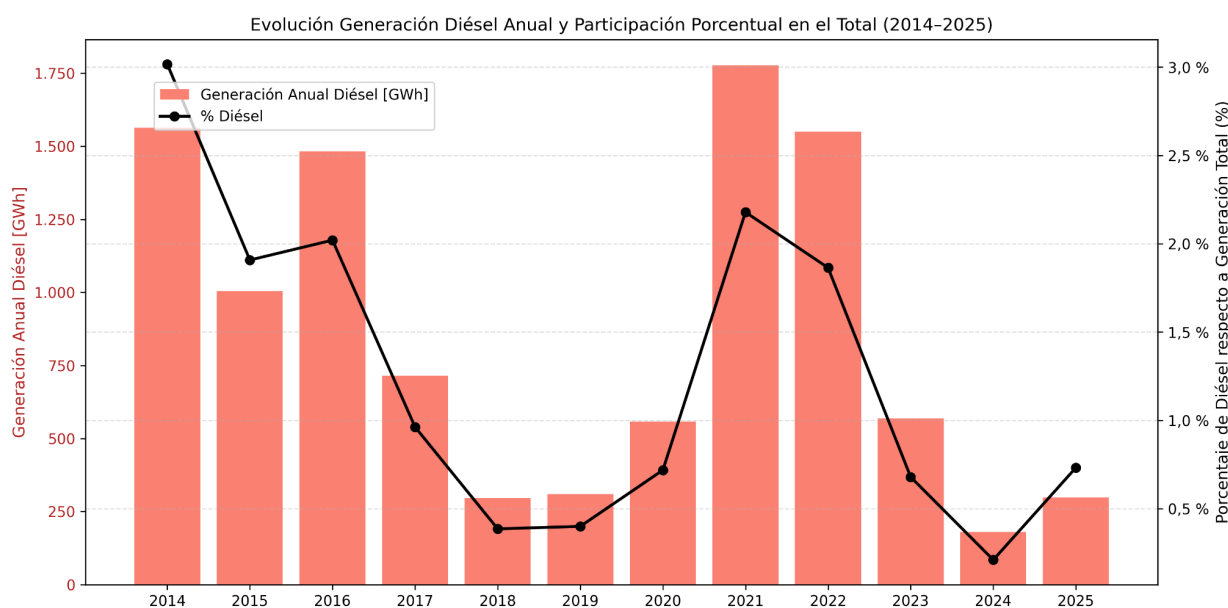


Figura 2. Generación Diésel Total Anual entre 2014 y 2025, y porcentaje de participación en la generación total, considerando Petróleo Diésel y Fuel Oil N°6 (Datos 2014 hasta noviembre 2017 representan solo SIC; desde noviembre 2017 representan el SEN)^{9 10}.

⁸Generadoras de Chile, "Capacidad Instalada Histórica." [En línea]. Disponible en: <https://generadoras.cl/generacion-electrica-en-chile/>

⁹Coordinador Eléctrico Nacional, "Operación Real". [En Línea]. Disponible en: <https://www.coordinador.cl/operacion/graficos/operacion-real/generacion-real/>

¹⁰Datos hasta el 23 de junio del 2025.

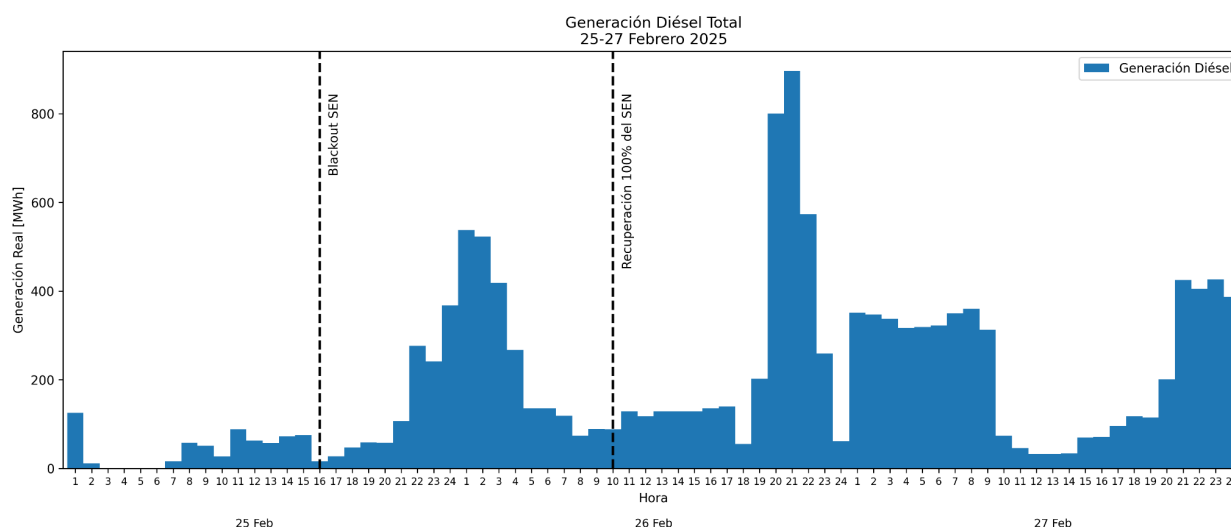


Figura 3. Generación Diésel durante el Apagón del SEN ocurrido entre el 25 y 27 de febrero del 2025¹¹.

Principales Usos de las Centrales Diésel en el Período

La generación diésel en el Sistema Eléctrico Nacional ha cumplido históricamente un rol de respaldo en múltiples dimensiones operativas del sistema eléctrico. Sus principales funciones pueden agruparse en los siguientes usos clave:

- *Abastecimiento durante horas punta en condiciones de estrés del sistema:* Las centrales diésel son habitualmente despachadas durante los períodos de máxima demanda, especialmente en temporadas de invierno, cuando se produce un estrechamiento entre la oferta disponible y la demanda horaria. Su capacidad de rápida activación las convierte en un recurso eficaz para atender estos peaks de carga, contribuyendo a mantener el equilibrio operacional del sistema bajo condiciones de estrés.
- *Compensación ante congestiones de red y restricciones de transmisión:* En zonas geográficas donde existen cuellos de botella en la red de transmisión, particularmente en el sur del SEN como la Región de Los Lagos, las unidades diésel son utilizadas como generación local. Esto responde a limitaciones en la capacidad de transferencia, tanto por restricciones estructurales como por indisponibilidades programadas o forzadas de líneas. En dichos contextos, el despacho de generación local mediante diésel permite mantener la continuidad de suministro en áreas aisladas o congestionadas, evitando desconexiones o pérdidas de carga.
- *Sustitución ante escasez de recursos renovables o combustibles alternativos:* La generación diésel se activa de manera recurrente en contextos de baja disponibilidad de generación hidráulica (por sequías u operación precautoria de embalses) o ante restricciones en el suministro de gas natural, incluyendo cortes en las importaciones desde Argentina o limitaciones logísticas en el abastecimiento de GNL. Esta situación ha sido particularmente crítica durante los años 2021 y 2022, cuando se evidenció una correlación directa entre la indisponibilidad de estos recursos y el

¹¹Coordinador Eléctrico Nacional, "Operación Real". [En Línea]. Disponible en: <https://www.coordinador.cl/operacion/graficos/operacion-real/generacion-real/>

aumento en el despacho de generación diésel, incluso en unidades originalmente diseñadas para operar en ciclo combinado con gas natural.

- *Formación de reserva hídrica estratégica:* En escenarios de riesgo inminente de escasez hídrica o de combustibles, las autoridades del sector han optado por restringir el uso de embalses, almacenando agua para meses futuros críticos. En tales casos, la generación diésel asume el rol de tecnología de respaldo, desplazando la generación hidráulica con el objetivo de preservar niveles mínimos de embalse y fortalecer la resiliencia futura del sistema. Este uso preventivo fue reforzado institucionalmente mediante la implementación del Decreto Supremo N° 51 de 2021¹², y su posterior modificación a través del Decreto Supremo N° 66¹³ del año 2022.
- *Recurso de balance de corto plazo y ajuste operativo en tiempo real:* La operación del SEN requiere mantener el equilibrio entre generación y demanda en escalas horarias e incluso subhorarias. Ante desviaciones entre la programación del día anterior y la generación efectiva de recursos variables como el solar, eólica, hidráulica de pasada, o ante errores en la predicción de la demanda, las centrales diésel actúan como recurso de ajuste. Su capacidad de respuesta rápida permite cerrar brechas en tiempo real, aportando estabilidad y confiabilidad al sistema.
- *Aporte al Plan de Recuperación de Servicio (PRS) como recurso de partida en negro:* Las centrales diésel también cumplen un rol crítico en el restablecimiento del sistema tras eventos de blackout. Su capacidad para arrancar sin necesidad de una fuente externa de energía (black start) las convierte en piezas fundamentales del PRS. Esta función fue validada empíricamente durante el blackout del 25 de febrero de 2025, donde las unidades diésel fueron determinantes para re-energizar el sistema eléctrico nacional (ver **Figura 3**).

Análisis del Uso Simultáneo de la Capacidad Diésel

El análisis desarrollado en el presente informe revela que la utilización simultánea de capacidad de varias unidades del parque de generación diésel corresponde a eventos infrecuentes. A modo ilustrativo (ver **Figura 4**), en el año 2021, identificado como el período de mayor uso de generación diésel, la curva de duración del despacho muestra que durante el 80% del tiempo de despacho de las centrales diésel, la potencia despachada por estas unidades no superó los 360 MW, lo que representa menos del 10% de la capacidad total instalada de esta tecnología en el SEN. Esto considera tanto a las centrales diésel como a las centrales a gas capaces de generar con diésel. Además, en la hora de máximo despacho, no se superaron los 2.200 MW de un total de 3.448 MW. Este patrón confirma el carácter episódico y de baja utilización estructural del parque diésel, cuya función principal ha sido actuar como recurso de respaldo ante eventos críticos.

¹²Biblioteca del Congreso Nacional de Chile, "Decreto 51: Decreta Medidas Preventivas que Indica de Acuerdo a lo Dispuesto en el Artículo 163º de la Ley General de Servicios Eléctricos.", [En línea]. Disponible en: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1163931&idVersion=2023-07-04&idParte=>

¹³Biblioteca del Congreso Nacional de Chile, "Decreto 66: Modifica el Decreto Supremo N° 51, de 2021, del Ministerio de Energía, que decreta medidas preventivas que se indican, de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 163º de la Ley General de Servicios Eléctricos.", [En línea]. Disponible en: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?i=1179332>

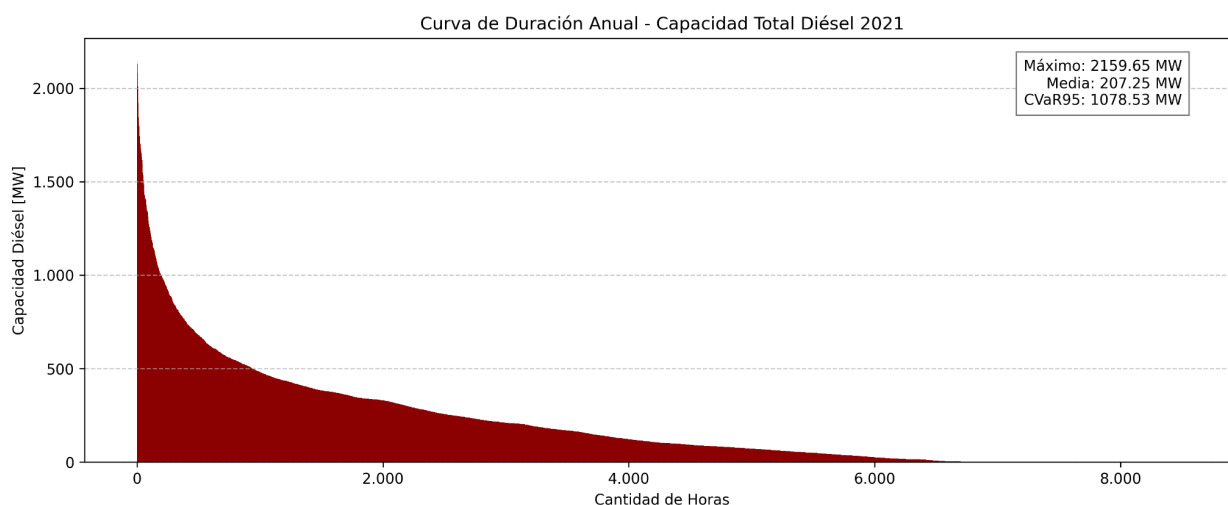


Figura 4. Curvas de Duración de Operaciones Diésel para el año 2021.

Un caso interesante de activación intensiva fue el blackout del 25 de febrero de 2025, donde la desconexión de la línea “Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar” generó un colapso generalizado del sistema. Durante el proceso de recuperación, la generación diésel alcanzó un despacho máximo de 895 MW, lo que equivale a aproximadamente 24% de la capacidad instalada total diésel. Este peak, aunque relevante en términos operativos, evidencia que incluso en situaciones muy extremas, la flota diésel no se utiliza en su totalidad.

Asimismo, existen restricciones logísticas significativas en la cadena de suministro de combustible que limitan físicamente la posibilidad de operar de manera continua toda la flota de generación diésel en momentos de estrés. Según antecedentes oficiales del Coordinador Eléctrico Nacional, la capacidad máxima de abastecimiento logístico de diésel, determinada principalmente por restricciones de transporte interno, alcanza los 3.500 m³/día. En contraste, la operación sostenida de todas las unidades diésel a plena carga durante un día requeriría del orden de 25.000 m³/día, es decir, más de siete veces la capacidad logística disponible. Esta brecha estructural pone en entredicho la supuesta disponibilidad total del combustible asumida en los mecanismos actuales de remuneración por capacidad. A ello se suma que, en condiciones reales como las observadas en 2021, se registraron dificultades en el abastecimiento de combustible al país, ya que varias de estas unidades no tienen contratado el suministro, evidenciando vulnerabilidades adicionales del sistema. Estas limitaciones cuestionan seriamente el real aporte de las centrales diésel a la confiabilidad del sistema eléctrico en escenarios de estrés, precisamente cuando se supone que deben respaldar la operación.

Esta brecha logística y de suministro evidencia una inconsistencia estructural en el diseño del actual esquema de pagos por capacidad. Si bien el marco regulatorio reconoce a estas unidades como recursos firmes y disponibles, y las remunera como tales, la realidad operativa demuestra que su capacidad de respuesta efectiva está limitada no solo por la disponibilidad técnica de las máquinas, sino por su capacidad de ser abastecidas con combustible en condiciones reales. En consecuencia, el sistema podría estar sobreestimando la contribución efectiva del parque diésel a la confiabilidad del suministro, al no

incorporar adecuadamente las restricciones logísticas y de suministro del combustible como criterio en la determinación de la potencia de suficiencia y en la asignación de pagos por capacidad.

Esta observación subraya la necesidad urgente de revisar los fundamentos técnicos y económicos del mecanismo de remuneración, integrando explícitamente criterios de factibilidad logística y desempeño operativo real, a fin de alinear los incentivos regulatorios con la confiabilidad efectiva que estas unidades pueden ofrecer al sistema.

Análisis Prospectivo al año 2030

El análisis prospectivo del rol de la generación diésel en el SEN se fundamenta en dos enfoques complementarios:

- Una evaluación empírica basada en el comportamiento histórico de estas unidades frente a distintos tipos de eventos del sistema; y
- Ejercicios de modelación tecno-económica que simulan trayectorias óptimas de expansión del sistema hacia el año 2030, considerando restricciones técnicas, económicas y climáticas.

Hallazgos Derivados del Análisis Histórico

Los registros operacionales de la última década, y en particular del año 2021, identificado como el año con mayor despacho de generación diésel, muestran que los eventos que requieren el uso de estas unidades tienden a ser de corta duración. La curva de duración del despacho diésel en 2021 revela que la gran mayoría de los llamados a operación (más del 70%) correspondió a bloques de generación de menos de 5 horas de duración, lo que sugiere que, a futuro, estas necesidades podrían ser atendidas eficientemente mediante sistemas de almacenamiento de energía de respuesta rápida, tales como baterías de ion-litio. Si bien la penetración actual de esta tecnología en el sistema es aún incipiente, se proyecta un crecimiento acelerado hacia el año 2030, impulsado por cambios en el marco regulatorio (justamente en las reglas de mercado de la potencia de suficiencia), mejoras tecnológicas, y reducciones de costos.

Bajo este supuesto, un análisis conservador muestra que el reemplazo parcial de los eventos de respaldo de corta duración por baterías permitiría reducir la necesidad de capacidad diésel a cerca de 400 MW (ver **Figura 5**), lo que representa aproximadamente un 15–20 % del parque diésel actualmente instalado. Esta evidencia refuerza el potencial del almacenamiento como tecnología habilitante para el retiro progresivo de centrales fósiles de respaldo, sin comprometer la confiabilidad del sistema.

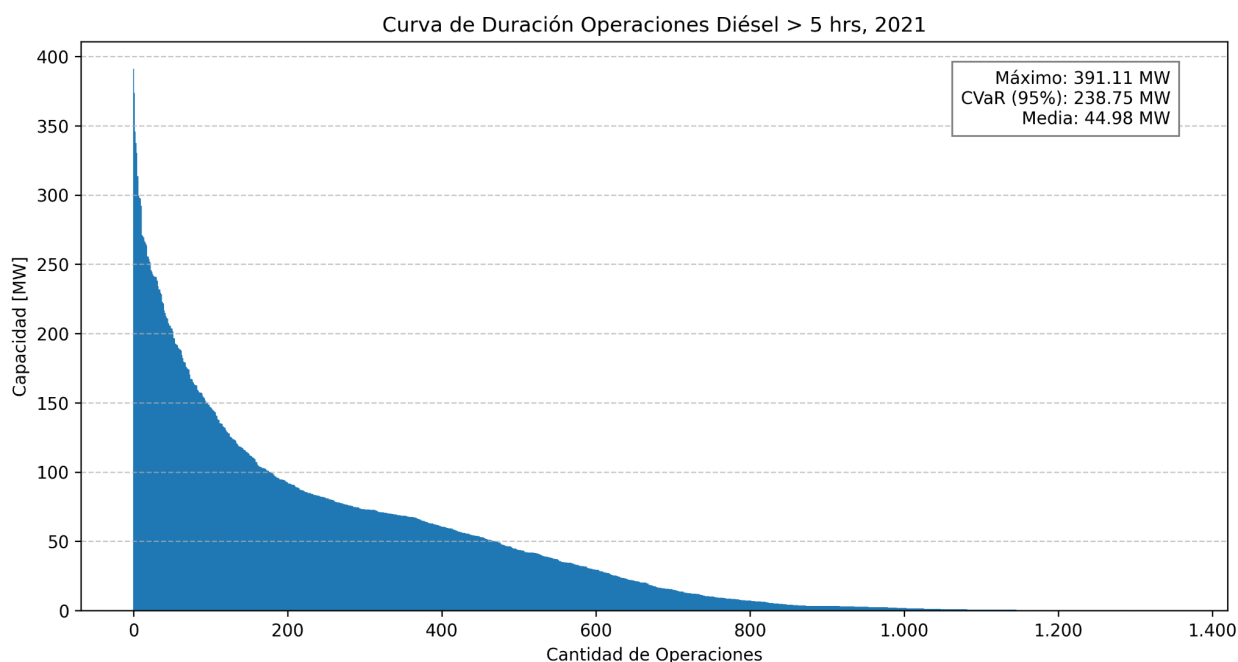


Figura 5. Curvas de Duración de Operaciones Diésel de Llamados Superiores a Cinco Horas para el año 2021.

Hallazgos Derivados de los Ejercicios de Simulación al año 2030

El segundo componente del análisis prospectivo corresponde a una serie de simulaciones de expansión óptima del SEN al año 2030, desarrolladas mediante un modelo estocástico de planificación energética que incorpora decisiones integradas de inversión y operación, bajo distintos escenarios de disponibilidad hídrica, recursos renovables, costos de carbono y restricciones de red. Como criterio de diseño, se consideraron hidrologías y perfiles de disponibilidad eólica más secos que los más secos observados históricamente. Los principales hallazgos son los siguientes:

- **La necesidad de nueva capacidad diésel es marginal:** En todos los escenarios modelados, excepto el escenario base que mantiene la flota actual, el modelo selecciona inversiones en generación diésel solo de forma limitada, del orden de los 200 MW, y localizadas exclusivamente en la zona sur del país (Región de Los Lagos). Esta necesidad puntual responde a cuellos de botella persistentes en el sistema de transmisión, que impiden abastecer localmente la demanda con recursos renovables o importaciones zonales.
- **El portafolio óptimo de expansión privilegia soluciones limpias:** Independientemente de las condiciones climáticas simuladas, el modelo prioriza inversiones en energía solar fotovoltaica, eólica y almacenamiento con baterías como tecnologías costo-eficientes para garantizar el suministro. Esta reducida necesidad por centrales diésel se mantienen incluso en escenarios de hidrología seca severa y reducida disponibilidad eólica estacional (escenarios elaborados de forma sintética y con el criterio de ser más extremos que los valores históricos).
- **La generación anual proyectada con diésel es baja (GWh):** En torno a 10 GWh/año en promedio, aumentando a unos 50 GWh/año en años secos, confirmando su uso como último

recurso en condiciones específicas. Es importante considerar que estos niveles de uso, si bien factibles, requieren el desarrollo optimizado del sistema a futuro, particularmente de los activos de transmisión.

Estos resultados sugieren que, bajo un marco regulatorio adecuado y con políticas de expansión de transmisión y almacenamiento bien diseñadas, el rol de la generación diésel tenderá a convertirse en residual, localizado y transitorio.

Además de estos hallazgos generales, el análisis identificó implicancias específicas en servicios críticos y en las proyecciones de emisiones, relevantes para el rol futuro de la generación diésel en el SEN.

- **El reemplazo del servicio crítico de partida en negro será técnicamente factible con otras tecnologías**

Entre los servicios que históricamente han justificado la existencia de centrales diésel en el sistema, destaca la capacidad para actuar como recursos de black-start, es decir, iniciar el proceso de restablecimiento del sistema eléctrico tras un apagón total.

Aunque la utilización de centrales diésel como mecanismo de conformación de reserva hídrica constituye una práctica subóptima arraigada en Chile, el avance tecnológico de los últimos años ha permitido el desarrollo de soluciones alternativas a esta función, en particular mediante el uso de inversores *grid-forming* instalados en plantas renovables o híbridas con almacenamiento. Estas tecnologías permitirán energizar la red sin depender de una fuente térmica tradicional. Existen iniciativas y proyectos piloto en diversas jurisdicciones:

- En el Reino Unido, el operador National Grid ESO ha impulsado programas para reemplazar centrales fósiles por soluciones basadas en inversores avanzados en sus esquemas de black-start¹⁴.
- En Australia, el operador AEMO está incorporando recursos *Grid-Forming* (GFM) como parte de los activos disponibles en los planes de recuperación del sistema¹⁵.
- En Chile, estudios recientes (Mujica, 2024) han demostrado la factibilidad técnica de planificar estrategias de partida en negro (black start) basadas en energías renovables combinadas con sistemas de almacenamiento. Este enfoque resulta particularmente relevante considerando que, en la práctica actual, las unidades diésel cumplen un rol protagónico como recurso de partida en negro en el norte del SEN, precisamente la zona donde se concentra la expansión de proyectos renovables con baterías. Esto abre una oportunidad concreta para reemplazar gradualmente el uso de diésel en este servicio crítico.

¹⁴NESO, "Electricity System Restoration Assurance Framework 2024/25", [En línea]. Disponible en <https://www.neso.energy/document/299311/download>

¹⁵AEMO, "System Restart Technical Advice", [En línea]. Disponible en <https://aemo.com.au/-/media/files/initiatives/engineering-framework/2025/system-restart-technical-advice.pdf>

Estos avances tecnológicos abren una ventana de oportunidad para reducir progresivamente la dependencia del diésel incluso en los servicios de emergencia, consolidando un sistema más resiliente, limpio y coherente con los objetivos de largo plazo.

- **La reserva hídrica puede gestionarse sin recurrir al diésel**

En contextos de escasez energética, particularmente durante períodos de sequía prolongada o proyecciones hidrológicas adversas, la autoridad sectorial tiene la facultad de decretar restricciones operativas a las centrales hidroeléctricas con el fin de conservar recursos hídricos para su uso en etapas críticas futuras. Esta estrategia de gestión de la reserva hídrica, o formación de reserva, ha sido utilizada históricamente como medida de precaución ante la incertidumbre climática, y ha implicado un desplazamiento del despacho hidroeléctrico por generación térmica, principalmente mediante unidades diésel.

A partir de los resultados de simulaciones realizadas para el horizonte 2030, el informe concluye que la formación de reserva hídrica puede gestionarse de forma más eficiente sin necesidad de recurrir al despacho adicional de unidades diésel (o, al menos, minimizando su despacho). En dichos escenarios prospectivos, que replican condiciones de restricción hídrica similares a las observadas en 2021–2022, se evidencia que es posible mantener un nivel adecuado de reserva hidroeléctrica mediante un aumento moderado en el uso de generación a gas natural, sin comprometer la seguridad de suministro ni incurrir en altos costos marginales o emisiones adicionales.

Estos hallazgos sugieren que el uso del diésel como herramienta sistemática para acumular reserva hídrica no resulta económicamente eficiente ni ambientalmente justificable bajo las condiciones proyectadas del sistema eléctrico chileno. En su lugar, una mejor planificación de la operación del parque térmico a gas y la incorporación de almacenamiento energético permitirían enfrentar escenarios de estrés hidrológico con menores impactos negativos, alineando la operación del sistema con los objetivos de descarbonización.

- **El impacto futuro del diésel en las emisiones será marginal**

El análisis de las proyecciones de emisiones realizado en este estudio revela que el aporte futuro de las centrales diésel a las emisiones totales del sistema eléctrico chileno será marginal. Esto se explica principalmente por el desplazamiento progresivo de estas unidades desde el despacho económico, producto del ingreso masivo de generación renovable variable y de tecnologías de almacenamiento energético. Actualmente, el aporte de las centrales diésel a las emisiones de CO₂, aunque significativo en ciertos contextos, se mantiene acotado. Por ejemplo, en un caso extremo como el año 2021, se emitieron cerca de 2,1 millones de toneladas de CO₂ (MMton) por el uso de diésel, representando un 6,5% de un total de 32,8 MMton emitidas por el sector eléctrico, tal como se ilustra en la Figura 6¹⁶.

¹⁶ International Energy Agency. Chile, [En Línea]. Disponible en: <https://www.iea.org/countries/chile/electricity>

Emisiones de CO2 en el sector eléctrico por combustible fósil en 2022

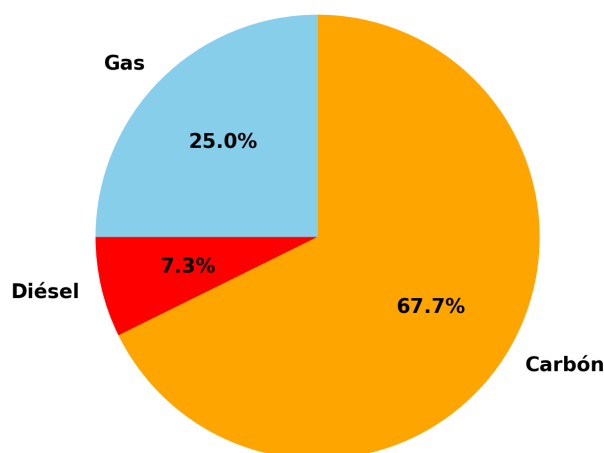


Figura 6. Emisiones de CO2 en el sector eléctrico por combustible fósil en 2022.

La evolución proyectada hacia una matriz energética más limpia, basada en fuentes renovables no convencionales (particularmente solar y eólica), acompañada de una expansión sostenida de sistemas de almacenamiento, tanto a nivel de transmisión como en soluciones híbridas distribuidas, en el contexto de la regulación vigente y en los marcos actuales de planificación y operación del sistema eléctrico, anticipa una disminución estructural del despacho térmico fósil, y con ello, una caída sostenida en las emisiones asociadas al uso de diésel.

En consecuencia, las proyecciones respaldan la tesis de que el aporte del diésel a las emisiones totales será cada vez menos relevante, consistentes con despachos menores y usos asociados más al producto de capacidad y suficiencia.

Inconsistencias y Desafíos en el Actual Esquema de Pagos por Capacidad

El mecanismo vigente de pagos por capacidad en el mercado eléctrico chileno presenta una serie de inconsistencias estructurales que comprometen su efectividad para asegurar una asignación eficiente de recursos y su alineamiento con los objetivos de política energética y climática. El análisis desarrollado en el informe identifica los siguientes puntos críticos:

Desconocimiento de Restricciones Logísticas Reales:

El cálculo actual de la potencia de suficiencia asume disponibilidad total y constante de la cadena de suministro de combustible, sin considerar restricciones operativas clave como la limitación en la logística del diésel. Según datos del Coordinador Eléctrico Nacional, el sistema presenta una capacidad logística diaria máxima de transporte de diésel de aproximadamente 3.500 m³, lo cual impone restricciones en la entrega de confiabilidad. No obstante, en la operación real se han registrado eventos independientes, particularmente durante 2021 y 2022, en los que el despacho de generación diésel implicó consumos

equivalentes a hasta tres veces la capacidad logística diaria máxima declarada. Esta discrepancia revela que la capacidad logística del diésel no refleja adecuadamente la realidad.

Sobreincentivo a Plantas de Segunda Vida:

El diseño actual del mecanismo de remuneración permite que plantas térmicas usadas o de segunda vida, muchas de ellas con bajos estándares de eficiencia y disponibilidad, reciban pagos equivalentes a los de una unidad nueva. Esto ocurre porque la metodología se basa en costos de reposición teóricos asociados a unidades nuevas, sin considerar que estas plantas, de segunda vida o con baja eficiencia, incurren en costos de inversión significativamente menores. Esta situación puede derivar en rentas excesivas injustificadas y en incentivos perversos para instalar y mantener activos obsoletos en el sistema, contrario a los objetivos de seguridad de suministro.

Débil Vínculo entre Remuneración y Confiabilidad Efectiva:

El mecanismo de capacidad carece de requerimientos explícitos y cuantificables respecto del nivel de confiabilidad sistémico. Esto genera una desconexión entre los pagos realizados y los niveles reales de sobre o subinstalación de capacidad “firme”, erosionando la eficiencia del esquema.

Asimismo, el diseño vigente no define un objetivo claro de suficiencia, ya que el margen de reserva teórico -calculado como el cociente entre la potencia total del sistema y la demanda de punta, que representa la capacidad excedentaria mínima para enfrentar contingencias o variaciones inesperadas en la demanda- se fija en un valor mínimo de 10% para determinar el pago por capacidad, con independencia del margen de reserva real del sistema. En la práctica, esto implica remunerar capacidad que no necesariamente es requerida.

Determinación Administrativa de Pagos:

La metodología vigente para la determinación administrativa de pagos de capacidad se basa en fórmulas paramétricas definidas por la autoridad, lo que, por diseño de la metodología de cálculo y asignación, dificulta que los precios por capacidad reflejen las condiciones reales del mercado y la escasez relativa del atributo de confiabilidad (suficiencia). Este enfoque administrativo contrasta con las mejores prácticas internacionales, que favorecen esquemas de subastas competitivas, donde la formación del precio resulta de un proceso transparente y competitivo, alineado con la señal de inversión requerida.

Un efecto posible de las distorsiones mencionadas anteriormente es la sobre instalación observada de capacidad diésel en el sistema eléctrico. Tal como lo muestra el análisis en este estudio, la capacidad del parque diésel nunca ha sido despachada en su totalidad (en el período 2014-2025) y, además, presenta limitaciones estructurales que impiden la utilización simultánea de las unidades a gran escala, principalmente debido a restricciones logísticas en el suministro de combustible.

Recomendaciones

El análisis realizado en este estudio pone en evidencia importantes deficiencias en el diseño actual del mecanismo de pagos por capacidad, particularmente en lo referido al tratamiento de tecnologías altamente emisoras como las unidades diésel. Para avanzar hacia un sistema eléctrico más eficiente, resiliente y coherente con los compromisos de descarbonización del país, se proponen las siguientes líneas de acción:

Medidas de Corto Plazo para Ajustar la Capacidad de Respaldo Efectiva en el SEN

1. ***Incorporar restricciones logísticas reales en el cálculo de la potencia firme:*** El esquema vigente asume una disponibilidad plena e incondicional de las unidades diésel, sin considerar las limitaciones reales de abastecimiento de combustible, tales como las restricciones de transporte identificadas por el Coordinador Eléctrico Nacional. Es fundamental corregir este supuesto incorporando explícitamente umbrales logísticos operativos en el cálculo de la potencia de suficiencia y la existencia y calidad de los compromisos de suministro (contratos), de modo que refleje de manera más fiel la capacidad efectivamente utilizable del parque generador durante el período analizado.

2. ***Ajustar los parámetros del pago por capacidad según la antigüedad y condición técnica de las unidades:*** Actualmente, el cálculo de la remuneración se basa en costos de reposición asociados a unidades nuevas, lo que permite que unidades usadas, frecuentemente de bajo costo de inversión y alto nivel de emisiones, obtengan rentas excesivas. Se recomienda establecer diferenciaciones explícitas entre unidades nuevas y existentes¹⁷, aplicando factores de ajuste que reduzcan pagos a plantas con bajo desempeño técnico (e incluso ambiental), y que desincentiven la perpetuación de activos obsoletos en el sistema.

Reformas de Mediano Plazo para la Eficiencia y Modernización del Mercado de Capacidad

1. ***Migrar hacia un mercado de capacidad basado en subastas competitivas:*** Un diseño moderno del mercado de capacidad requiere abandonar los esquemas administrativos y avanzar hacia mecanismos competitivos, con estándares que prevengan rentas excesivas injustificadas y eviten incentivos para mantener activos obsoletos en el sistema. Se propone establecer subastas periódicas donde los oferentes compitan por proveer un servicio de confiabilidad claramente definido, sujeto a requisitos mínimos de disponibilidad, respuesta operativa, capacidad de despacho y estándares de emisiones. Este enfoque permite revelar el valor económico real de la capacidad adicional, reducir asimetrías de información y promover señales eficientes para la inversión.

2. ***Incorporar recursos de demanda flexible como participantes activos del mercado de capacidad:*** La flexibilidad del lado de la demanda representa una oportunidad relevante para mejorar la eficiencia del sistema y reducir su dependencia de tecnologías contaminantes. Para ello es necesario adaptar los

¹⁷ En términos generales, la verificación podría realizarse a partir de la información que las empresas declaran al Coordinador Eléctrico Nacional y a la Comisión Nacional de Energía, complementada con antecedentes técnicos que acrediten la fecha de construcción, vida útil y características de eficiencia de la unidad.

marcos normativos y operacionales para permitir que la demanda (u otros recursos aguas abajo conectados en redes de distribución), individual o agregada, compita en igualdad de condiciones con las tecnologías de generación, ofreciendo servicios de capacidad que contribuyan a la seguridad y eficiencia del sistema. Entre los principales recursos de demanda flexible se distinguen la demanda industrial y comercial, que puede desplazar parte de su consumo mediante esquemas de respuesta de demanda; la climatización eléctrica, que a través de almacenamiento térmico permite trasladar la demanda horaria a periodos adyacentes; los vehículos eléctricos, cuya gestión de carga posibilita reubicar la demanda en distintos momentos del día; y la producción de hidrógeno, que ofrece un potencial relevante de flexibilidad en su consumo energético.

3. Adoptar metodologías avanzadas para la evaluación de la capacidad firme: Para asignar valor a las distintas tecnologías de manera justa y consistente, se recomienda adoptar metodologías basadas en el análisis probabilístico de confiabilidad. Estas herramientas permiten cuantificar el aporte de cada tecnología a la cobertura de la demanda en condiciones de estrés, capturando de manera más precisa la complementariedad entre recursos y su valor real para el sistema.

La implementación de estas medidas permitirá corregir las distorsiones actualmente observadas en el parque de generación, reducir pagos ineficientes que encarecen innecesariamente las tarifas eléctricas, y reorientar los incentivos hacia tecnologías más limpias, eficientes y coherentes con los compromisos climáticos de Chile, haciendo el pago final desde la demanda más efectivo. Asimismo, contribuirá a fortalecer la confiabilidad del sistema en escenarios de alta penetración de energías renovables, mediante una asignación más racional de los recursos y una mejor articulación entre inversión, operación y política pública.

1. Introducción

Chile se encuentra inmerso en un proceso de transición energética justa, con el objetivo de alcanzar la carbono-neutralidad para el año 2050, compromiso establecido en la Ley Marco de Cambio Climático¹⁸. En este contexto, el Ministerio de Energía ha impulsado la construcción de una hoja de ruta para la descarbonización del sector eléctrico, buscando reducir progresivamente las emisiones y promover un sistema energético más sostenible y resiliente.

El Plan de Descarbonización, anunciado en junio de 2019, contempla el retiro gradual de las centrales termoeléctricas a carbón, con miras a su eliminación total hacia el año 2040. A la fecha, de las 28 unidades a carbón equivalentes a 5,5 GW existentes a inicios de 2019, ya se han retirado 11 unidades por un total de 1,7 GW. Se estima que para 2026 estarán disponibles para retiro o reconversión otras 9 unidades, lo que representa una reducción adicional de 2,2 GW¹⁹. Este proceso, implementado por las principales generadoras del país, ha permitido disminuir la participación del carbón en la matriz energética, disminuyendo así las emisiones del sector eléctrico, y avanzar hacia un sistema con una mayor penetración de energías renovables.

A junio de 2025²⁰, la capacidad instalada del Sistema Eléctrico Nacional alcanza los 37.464 MW. De este total, 19.065 MW (50,9%) corresponden a fuentes de energía renovable no convencional (ERNC), según la clasificación establecida en la Ley 20.257²¹. Estas se distribuyen en 11.598 MW de energía solar fotovoltaica, 5.574 MW de energía eólica, 1.190 MW de pequeñas centrales hidroeléctricas, 114 MW de energía termosolar y 94 MW de energía geotérmica.

Por otro lado, 18.398 MW (49,1%) de la capacidad instalada proviene de fuentes térmicas y convencionales, donde la generación hidroeléctrica aporta cerca de 7.500 MW, el gas natural 5.200 MW, el carbón 3.500 MW y el diésel cerca de 3.800 MW.

A pesar del avance en la integración de energías renovables, la operación del sistema sigue dependiendo, en cierta medida, de la generación térmica para garantizar la continuidad del suministro eléctrico, especialmente en escenarios de alta variabilidad de los recursos renovables.

Esta dependencia de la generación térmica plantea desafíos significativos en términos económicos, regulatorios y ambientales. En este contexto, resulta fundamental evaluar la necesidad real de generación térmica de respaldo en el SEN, considerando la evolución del parque generador y la incorporación de tecnologías que podrían reemplazar el rol que actualmente desempeñan las centrales térmicas. La definición de una capacidad óptima de respaldo permitirá mejorar la eficiencia del sistema, reducir costos y emisiones, y establecer un marco regulatorio que incentive una transición energética alineada con los compromisos de descarbonización del país.

¹⁸ Ministerio de Energía de Chile, "Plan de Descarbonización," [En línea]. Disponible en: <https://energia.gob.cl/panel/plan-de-descarbonizacion>.

¹⁹ Ministerio de Energía de Chile, "Plan de Descarbonización: Borrador para consulta pública," noviembre 2024. [En línea]. Disponible en: https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/20241108_plan_descarbonizacion.pdf.

²⁰ Coordinador Eléctrico Nacional, "Reporte Energético SEN - Junio 2025," Junio 2025. [En línea]. Disponible en: https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2025/06/CEN_Reporte_Energetico_SEN_jun25.pdf

²¹ Biblioteca del Congreso Nacional de Chile, "Ley 20.257: Introduce modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos respecto de la generación de energía eléctrica con fuentes de energías renovables no convencionales", 01-abril-2008. [En línea]. Disponible en: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idLey=20257>.

El presente estudio tiene como objetivo general evaluar la suficiencia y eficiencia de la capacidad de generación térmica en el SEN, con un foco particular en el parque de generación diésel, en un escenario de alta penetración de energías renovables y sistemas de almacenamiento. Para ello, se analizará el estado actual del parque térmico, particularmente diésel, su operación y la regulación vigente en materia de pagos por capacidad, con el fin de identificar oportunidades de mejora en el diseño del sistema y en los incentivos regulatorios asociados. A partir de este análisis, se propondrán medidas para optimizar el uso de la generación térmica diésel de respaldo, promoviendo una mayor eficiencia económica y ambiental en la operación del sistema.

1.1 Estructura del Informe

Este informe se estructura de la siguiente manera: En la sección 2 se presentan los objetivos del estudio; en la sección 3 se expone el análisis histórico de la generación diésel en el Sistema Eléctrico Nacional en la sección 4, la determinación de la capacidad térmica diésel de respaldo requerida; en la sección 5, el diagnóstico del esquema de pagos por capacidad; y, finalmente, en la sección 6, la propuesta de ajustes regulatorios.

2. Objetivos

El **Objetivo General** de este estudio es evaluar la necesidad y eficiencia de la generación térmica diésel en el SEN en un escenario de alta penetración de energías renovables y almacenamiento, considerando el retiro progresivo de centrales a combustibles fósiles, mediante el análisis de la operación y regulación del sistema eléctrico en el contexto de la transición energética.

En particular, los **Objetivos Específicos** de la propuesta son los descritos a continuación:

Objetivo Específico 1 (OE1): Caracterizar la operación de la generación diésel en el SEN durante la última década, evaluando su desempeño en períodos críticos y su disponibilidad efectiva. Asimismo, analizar los pagos de potencia y si estos han sido coherentes con la realidad operativa del sistema.

Objetivo Específico 2 (OE2): Analizar la logística de abastecimiento y transporte de diésel para las plantas de generación de dicho combustible, identificando problemas de suministro y evaluando su comportamiento en la operación de estas unidades.

Objetivo Específico 3 (OE3): Determinar la capacidad total de generación térmica requerida en el SEN para garantizar la seguridad de suministro en un escenario con alta penetración de generación renovable y sistemas de almacenamiento y el parque hidroeléctrico existente, considerando criterios de confiabilidad, eficiencia operativa y costos asociados.

Objetivo Específico 4 (OE4): Evaluar las condiciones operativas más exigentes previstas en la planificación del SEN, considerando escenarios con alta penetración de generación renovable y almacenamiento y el parque hidroeléctrico existente.

Objetivo Específico 5 (OE5): Analizar la operatividad de las unidades de generación térmica en escenarios de estrés para el sistema, considerando su contribución a la seguridad de suministro cuando los recursos renovables y de almacenamiento no estén disponibles o no puedan ser gestionados de forma óptima.

Objetivo Específico 6 (OE6): Evaluar la coherencia de la regulación de pagos por capacidad con el marco regulatorio del sector eléctrico, identificando ajustes necesarios para garantizar que este esquema funcione efectivamente como un mecanismo de respaldo. Además, analizar los incentivos regulatorios que permitan al Coordinador Eléctrico Nacional reducir las emisiones de la red en su conjunto.

Objetivo Específico 7 (OE7): Proponer cambios al marco regulatorio del pago por capacidad. Además, evaluar alternativas que permitan una asignación más eficiente de incentivos regulatorios en el contexto de la transición energética.

3. Análisis Histórico de la Generación Diésel en el SEN

En la presente sección, el análisis de la generación diésel en el Sistema Eléctrico Nacional se estructura en dos apartados complementarios. En el primero, se examina la evolución de la capacidad instalada de las plantas diésel y su participación relativa en la matriz eléctrica entre 2000 y 2025, en el contexto de una progresiva diversificación tecnológica y el retiro paulatino de centrales fósiles. En el segundo apartado, se profundiza en el comportamiento operativo de estas unidades durante 2014–2025, evaluando su generación real -horaria, mensual y anual-, su disponibilidad efectiva y su respuesta ante episodios críticos de la operación del sistema.

3.1. Participación de la Generación Diésel en la Última Década

Chile ha experimentado en las últimas dos décadas una transformación profunda de su sistema eléctrico, motivada por la búsqueda de mayor seguridad de abastecimiento, competitividad de precios y compromiso con metas de descarbonización. La geografía diversa del país, con recursos hídricos concentrados en el sur y un alto potencial solar y eólico en el norte, ha promovido un diseño de la red que combina grandes centrales hidráulicas, plantas de ciclo combinado a gas natural y, más recientemente, un creciente despliegue de energías renovables no convencionales (ERNC).

El gráfico de la **Figura 1** ilustra el crecimiento sostenido de la capacidad instalada en el Sistema Eléctrico Nacional a lo largo de 25 años, desde el 2000 hasta 2024. En la primera década predominó un parque generador basado en fuentes convencionales -hidráulica de embalse y pasada, gas natural y carbón- que aseguraban la demanda base con una operación relativamente estable. A partir de 2014, la fuerte incorporación de generación solar y eólica, alentada por incentivos regulatorios y costos decrecientes de la tecnología, aceleró la diversificación tecnológica. Mientras tanto, durante ese período, la capacidad diésel creció de forma moderada, evidenciando su papel esencialmente como recurso de respaldo operativo en episodios críticos de suministro, más que como contribución significativa al despacho continuo del sistema eléctrico.

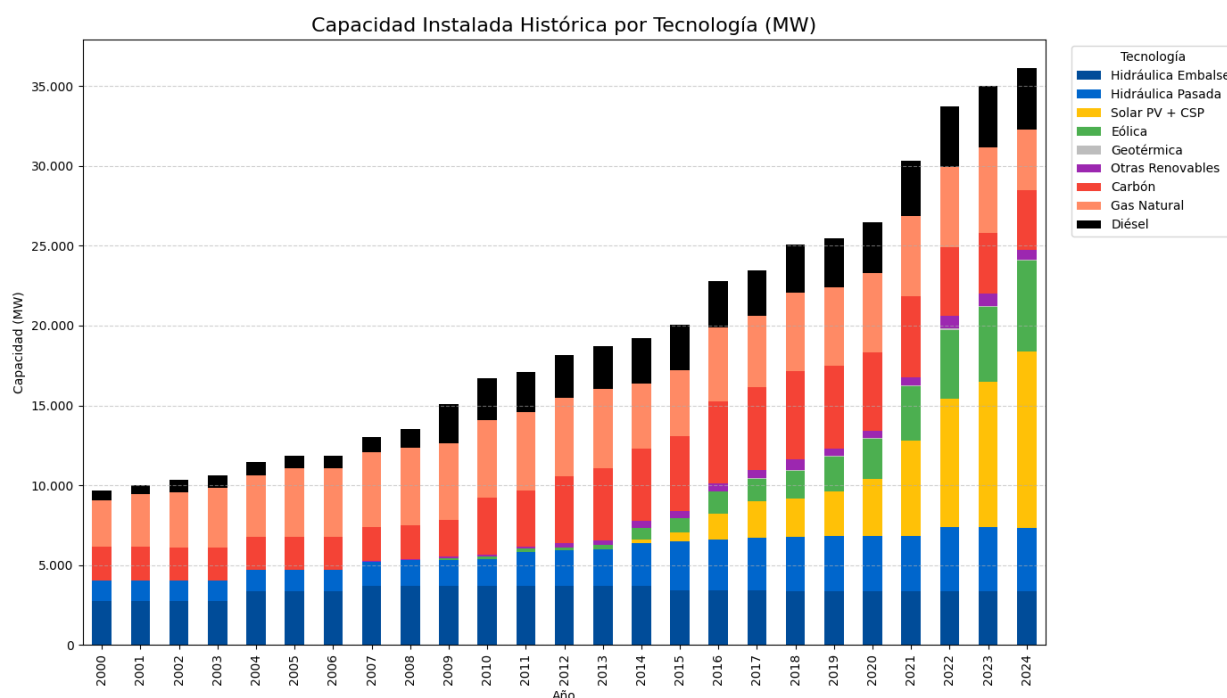


Figura 1. Evolución de la Capacidad Instalada en el Sistema Eléctrico de Chile entre 2000 - 2024²².

Desde la inauguración del complejo Renca 1 y 2 en 1962 -la primera central diésel de envergadura conectada al SEN²³-, la generación diésel en Chile ha desempeñado un papel fundamental para garantizar la suficiencia y la seguridad del sistema eléctrico. Originalmente concebidas para atender el crecimiento de la demanda, estas plantas evolucionaron hacia un régimen de operación de respaldo, activándose principalmente ante contingencias de suministro de combustible o variaciones hidrológicas extremas.

Según los informes de la Comisión Nacional de Energía (CNE) y del Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), en junio de 2025 la capacidad instalada de generación diésel alcanza aproximadamente 3.800 MW, lo que equivale al 10,9% de la potencia total del SEN. Esta capacidad está distribuida en instalaciones de diversa escala -pequeña, mediana y grande- a lo largo de todo el territorio nacional. A pesar de su bajo factor de carga promedio, las plantas diésel resultan críticas para compensar restricciones en los gasoductos y déficits en la generación hidráulica.

La **Figura 2** muestra la evolución de la capacidad diésel instalada y su participación relativa en la matriz energética nacional a lo largo del siglo XXI. Destaca un incremento abrupto de 1.153 MW en 2008 a 2.447 MW en 2009, motivado por las severas interrupciones en el suministro de gas natural desde Argentina -provocadas por el aumento de la demanda interna argentina y restricciones regulatorias-, que

²² Generadoras de Chile, "Capacidad Instalada Histórica." [En línea]. Disponible en: <https://generadoras.cl/generacion-electrica-en-chile/>

²³ Fundación Terram, "Plantas a diésel de Renca saldrán definitivamente del sistema eléctrico a casi 60 años de apertura". [En línea]. Disponible en: <https://www.terram.cl/plantas-a-diesel-de-renca-saldran-definitivamente-del-sistema-electrico-a-casi-60-anos-de-apertura>

obligaron al entonces Sistema Interconectado del Norte Grande a recurrir intensivamente a generación diésel para asegurar el servicio²⁴.

Entre 2009 y la actualidad, la capacidad diésel total continuó su ascenso hasta alrededor de 3.800 MW, lo que representa un incremento del 35,4% durante ese periodo. A pesar de este crecimiento, su participación relativa en la capacidad total del sistema se mantuvo cercana al 10%. Este aumento de capacidad se asocia principalmente a la elevada utilización de generación diésel registrada en los años 2021 y 2022, cuando las restricciones de combustible y los déficits hidrológicos obligaron a activar con mayor frecuencia estas unidades de reserva.

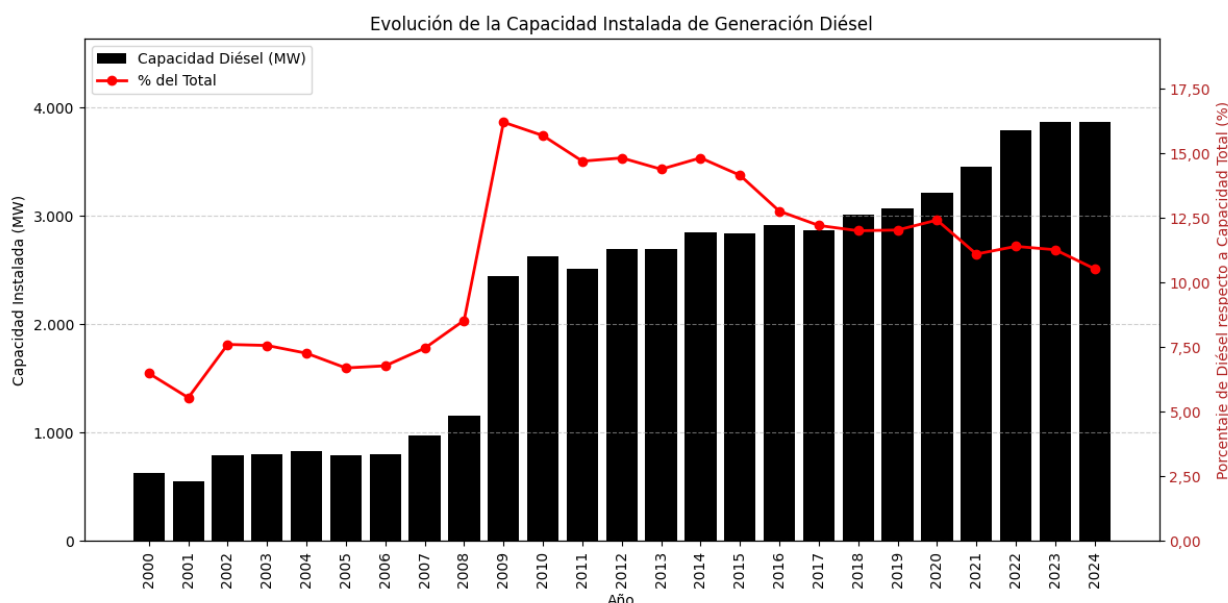


Figura 2. Evolución de la Capacidad Instalada de Petróleo Diésel Total Anual entre 2000 y 2024 y el Porcentaje que Representa del Total de la Matriz²⁵.

3.2. Desempeño en Eventos Críticos y Disponibilidad Efectiva de Generación Diésel

Durante la última década se distinguen tres períodos clave para analizar la generación diésel en Chile.

En primer lugar, el período 2014–2016 corresponde a la etapa previa a la interconexión entre el Sistema Interconectado del Norte Grande y el Sistema Interconectado Central. En aquel entonces, ambos centros de despacho operaban el diésel de forma recurrente.

²⁴CDEC-SING, “Estadística de Operación 1999-2008.” [En línea]. Disponible en: https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2019/10/1999-2008_sing_anuario_espanol.pdf

²⁵Generadoras de Chile, “Capacidad Instalada Histórica.” [En línea]. Disponible en: <https://generadoras.cl/generacion-electrica-en-chile/>

El segundo período, 2017–2020, se caracteriza por la interconexión SING-SIC y la creación del Coordinador Eléctrico Nacional como operador único del SEN. A partir de entonces, la generación diésel experimentó una notable reducción de despacho.

Finalmente, el período 2021–2025 presenta un doble comportamiento. Entre 2021 y 2022, la severa sequía y la indisponibilidad de gas natural, junto con la declaración de reserva hídrica en 2022, llevaron a una utilización sostenida de plantas diésel. En la segunda mitad de 2023–2024, el diésel volvió a su rol clásico de respaldo, activándose principalmente en horas punta y ante limitaciones de transmisión o servicios complementarios. No obstante, la primera mitad de 2025 mostró un repunte significativo de generación diésel en dos eventos específicos: el blackout histórico de febrero, provocado por la falla del circuito doble Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar; y las restricciones de capacidad y desconexiones de junio en la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV.

La **Figura 3** ilustra la evolución de la generación diésel anual durante los últimos diez años.

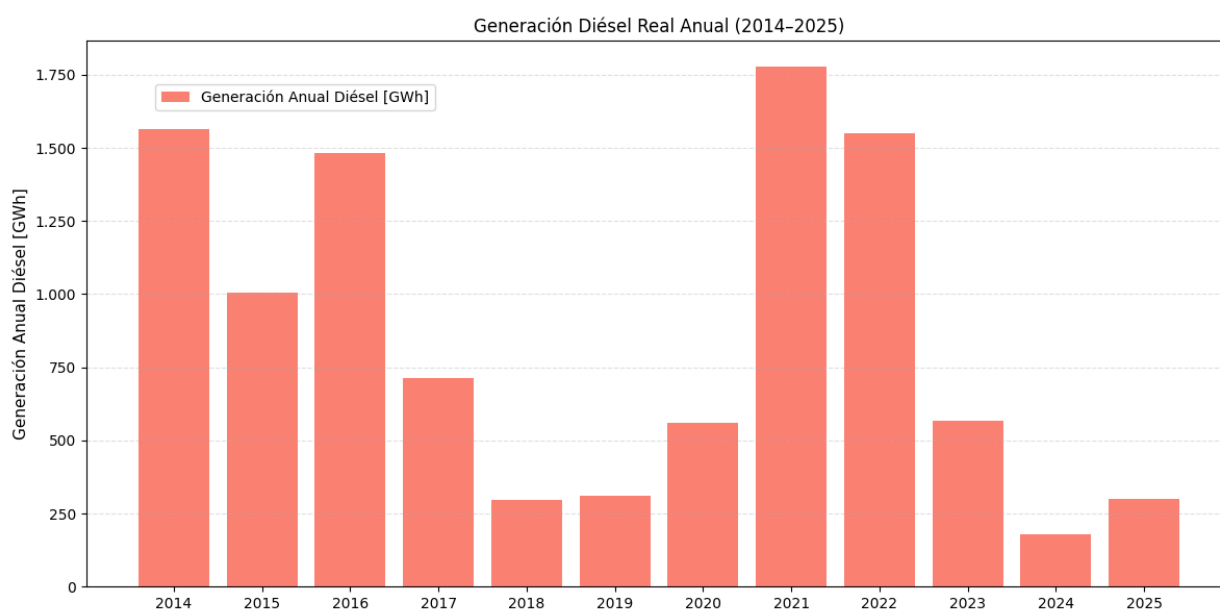


Figura 3. Generación Diésel Total Anual entre 2014 y 2025, considerando Petróleo Diésel y Fuel Oil N°6²⁶.

A continuación, se detalla la generación diésel de cada año desde perspectivas horaria, diaria, mensual y anual, con el fin de identificar los factores que estimulan su operación.

Período 2014 - 2016

En esta sección se presenta un análisis detallado de la generación diésel de los años 2014, 2015 y 2016. Los datos presentados a continuación corresponden únicamente a la programación y operación del Sistema Interconectado Central.

²⁶Coordinador Eléctrico Nacional, “Operación Real”. [En Línea]. Disponible en: <https://www.coordinador.cl/operacion/graficos/operacion-real/generacion-real/>

2014

La **Figura 4** muestra la generación mensual diésel en el SIC y su participación relativa en el mix de generación. En julio, la producción superó los 380.000 MWh, seguida de cerca por junio con casi 350.000 MWh. En ambos meses, la contribución del diésel al total permaneció por debajo del 10%. Por el contrario, entre enero y marzo la generación diésel fue significativamente menor, mientras que de agosto a diciembre su participación se mantuvo siempre por debajo del 0,5%.

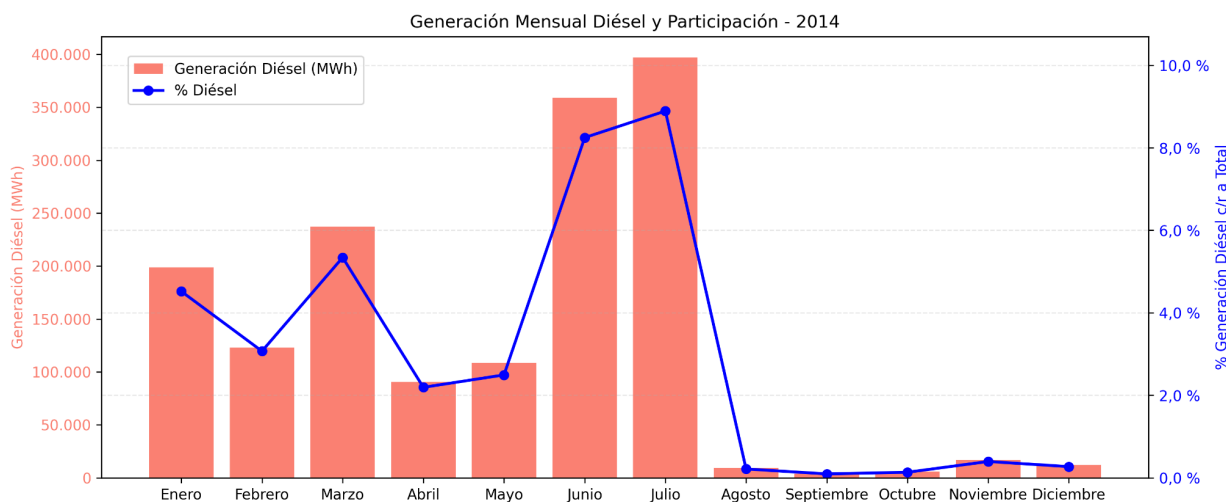


Figura 4. Generación Mensual Diésel y Porcentaje de Participación durante 2014.

La **Figura 5** muestra la generación real horaria de 2014 y confirma que los meses de junio y julio registraron los peaks más elevados de operación diésel. En particular, durante los mencionados meses, estas unidades estuvieron en operación de forma constante durante todo el día para suplir la demanda eléctrica de la zona centro-sur del país.

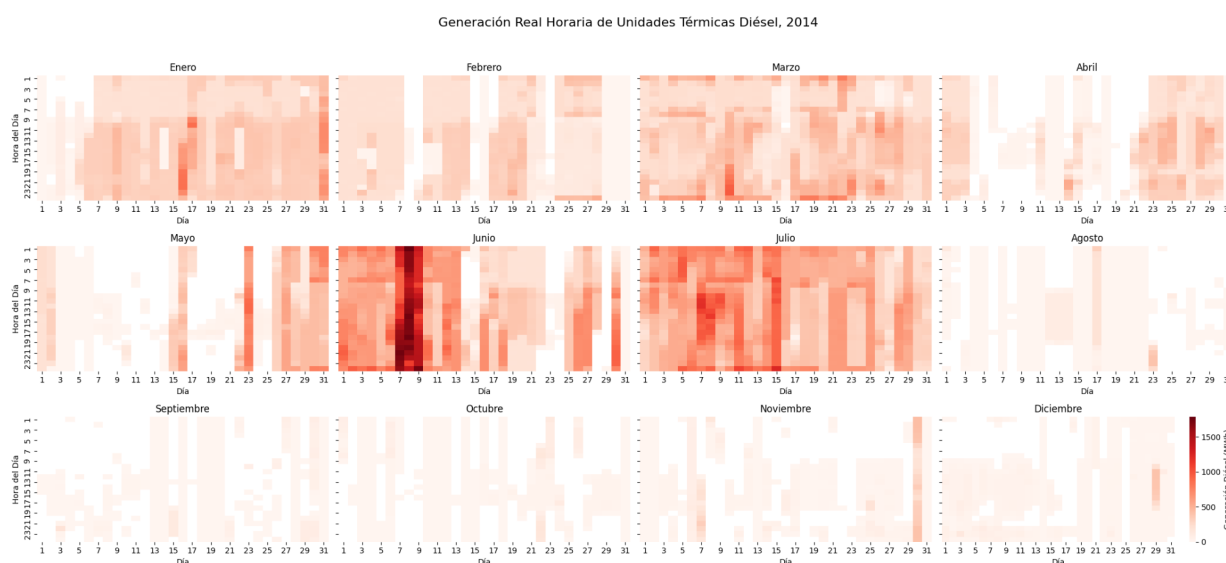


Figura 5. Generación Real Horaria Diésel durante 2014.

A partir de los datos de generación diésel de 2014, se identifica un claro periodo de alta operación en junio. El análisis de la **Figura 6**, que compara la producción real frente a la programada de tecnologías hidráulica, solar y eólica, revela que el peak más prolongado de activación diésel tuvo lugar entre el 7 y el 9 de junio. Durante esos tres días la generación diésel se mantuvo cercana y por sobre los 1.000 MWh durante todas las horas de las jornadas analizadas. Esta elevada operación respondió a un aumento de la demanda, lo que se evidencia en las desviaciones positivas en la generación hidráulica (por encima de lo programado), lo que obligó a las plantas diésel a mantener su aporte para suministrar la demanda eléctrica del sistema.

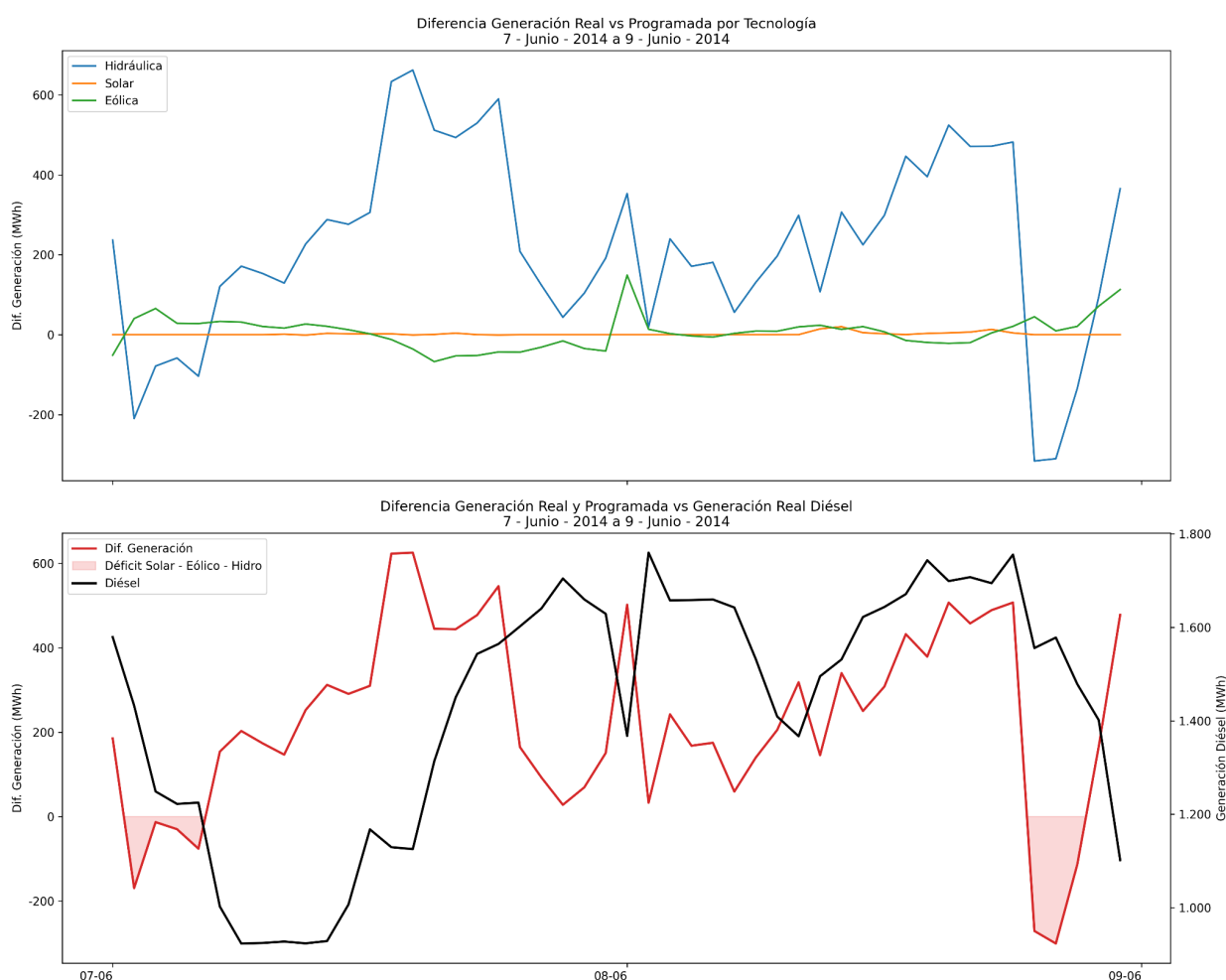


Figura 6. Desviación de la Generación Real y Programada de Tecnología Solar, Eólica e Hidráulica en contraste con la Generación Diésel entre el 7 y 9 de junio del 2014. Datos Horarios.

2015

Durante 2015, la generación diésel en el SIC mantuvo su rol de respaldo, pero con un patrón de utilización algo distinto al observado en 2014.

Durante 2015, la generación diésel en el SIC siguió concentrándose en el primer semestre, con un patrón claramente estacional. La **Figura 7** muestra que el mes de mayo registró la máxima generación, alcanzando un total cercano a los 240.000 MWh -5,4 % del total mensual-. A partir de junio, la producción diésel cayó drásticamente, llegando a ser inferior a los 30.000 MWh. Durante el resto del año, particularmente desde agosto a diciembre, la generación diésel operó en niveles marginales.

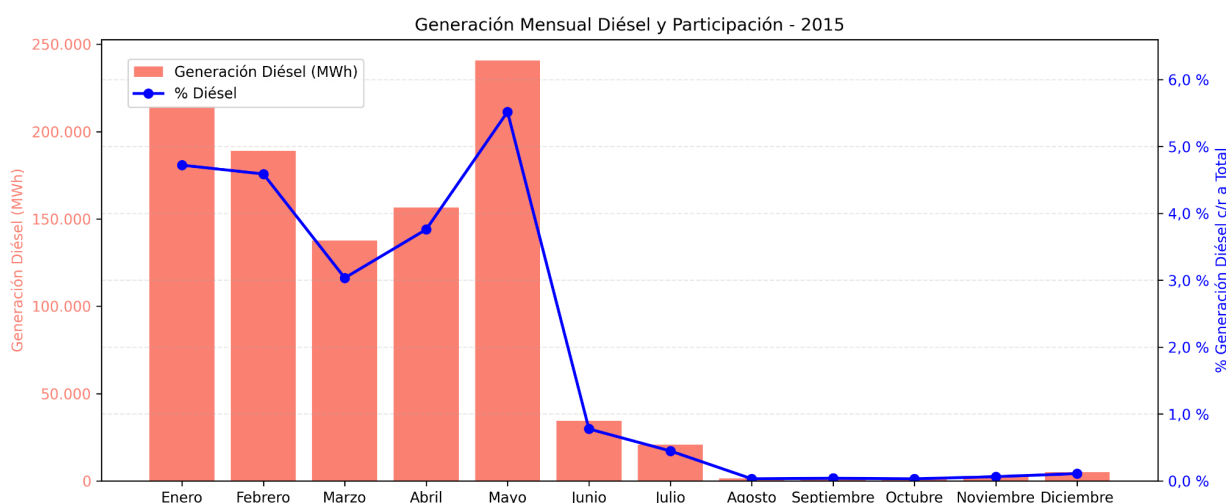


Figura 7. Generación Mensual Diésel y Porcentaje de Participación durante 2015.

Por su parte, el detalle horario y diario de la **Figura 8** corrobora este comportamiento: los primeros meses muestran varios días críticos de alta activación diésel, mientras que entre agosto y diciembre su operación se restringe a operaciones inferiores a los 200 MWh en cada hora, sin ciclos sostenidos.

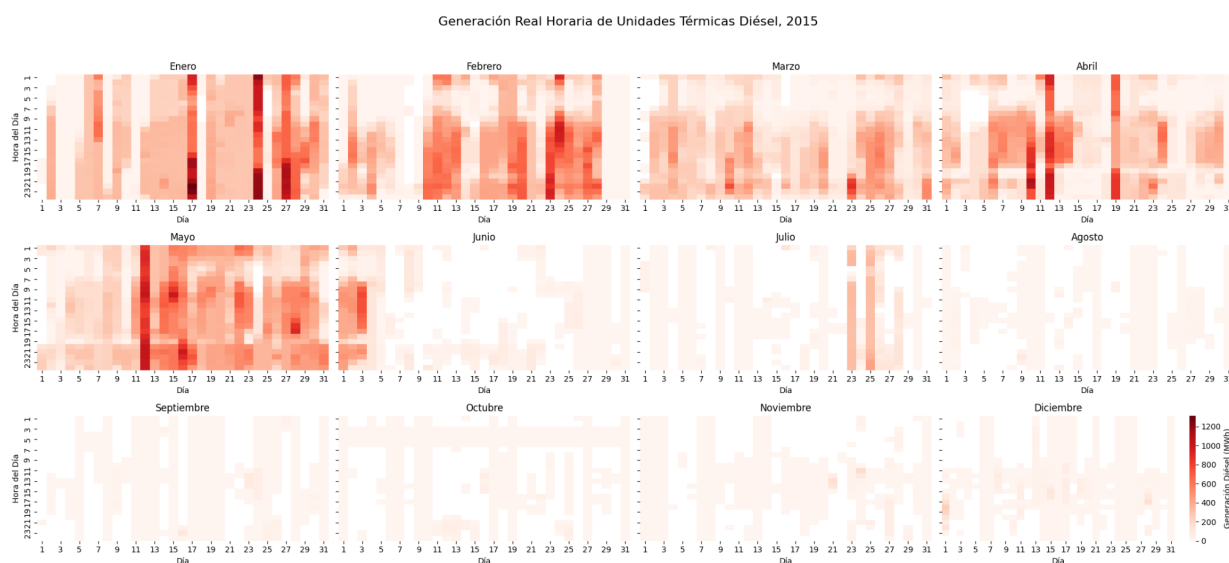


Figura 8. Generación Real Horaria Diésel durante 2015.

Analizando en detalle los días 16 y 17 de enero de 2015 -cuando la generación diésel se mantuvo elevada durante todo el día-, la **Figura 9** compara la diferencia entre la generación real y la programada de las tecnologías solar, eólica e hidráulica frente a la producción diésel. Aunque no se aprecia un patrón definitivo que relacione directamente las variaciones de las otras tecnologías con el despacho diésel, sí existe una leve correlación entre las desviaciones en la generación hidráulica y el aumento de la generación diésel en el SIC durante esos días.

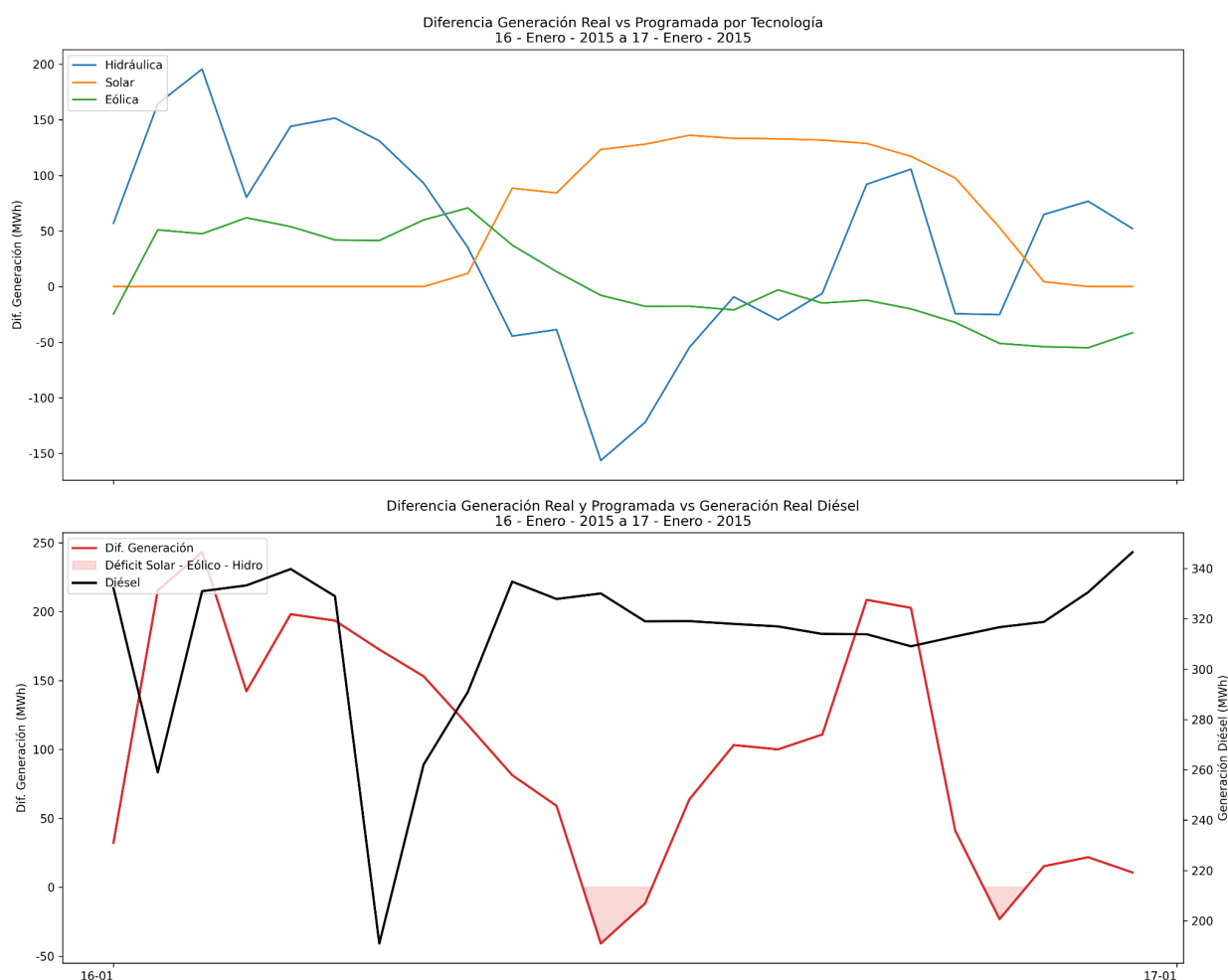


Figura 9. Desviación de la Generación Real y Programada de Tecnología Solar, Eólica e Hidráulica en contraste con la Generación Diésel entre el 16 y 17 de enero del 2015. Datos Horarios.

2016

En 2016 la generación diésel en el SIC mantuvo su carácter estacional y mostró un fuerte peak invernal similar a años anteriores.

En cuanto a la generación mensual durante el 2016, la **Figura 10** evidencia un peak de generación diésel en junio, cuando la producción mensual alcanzó cerca de 480.000 MWh, lo que representó aproximadamente un 8,5% de la generación total del SIC. Este volumen supera con creces el observado en el resto del año, donde la participación diésel en la generación total no superó el 5%.

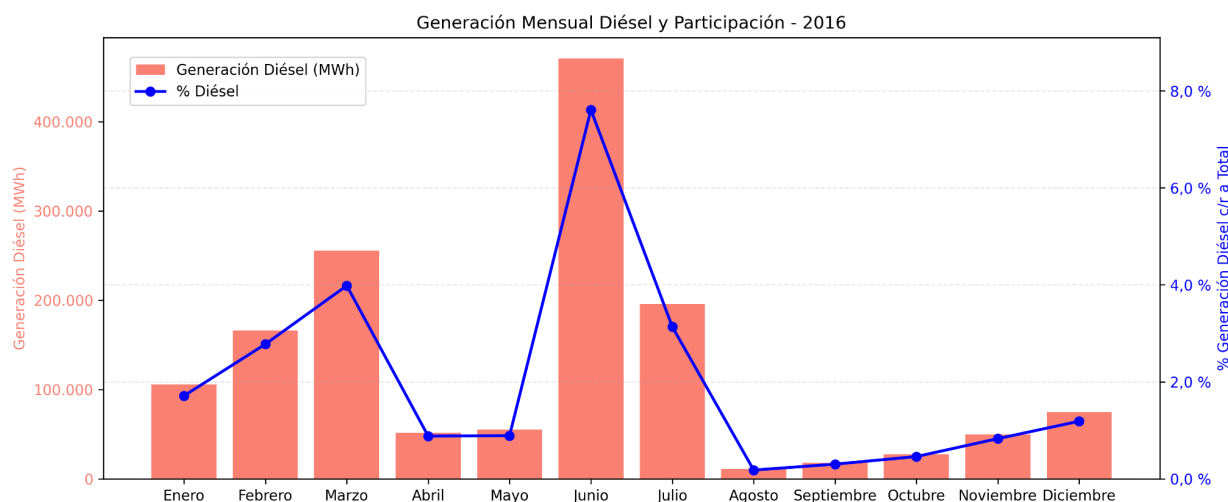


Figura 10. Generación Mensual Diésel y Porcentaje de Participación durante 2016.

La **Figura 11** muestra el detalle horario y diario de la generación diésel en 2016. Se observa una operación sostenida y continua durante junio, en contraste con los peaks de febrero, marzo y julio, que se presentan de forma puntual y aislada durante días específicos.

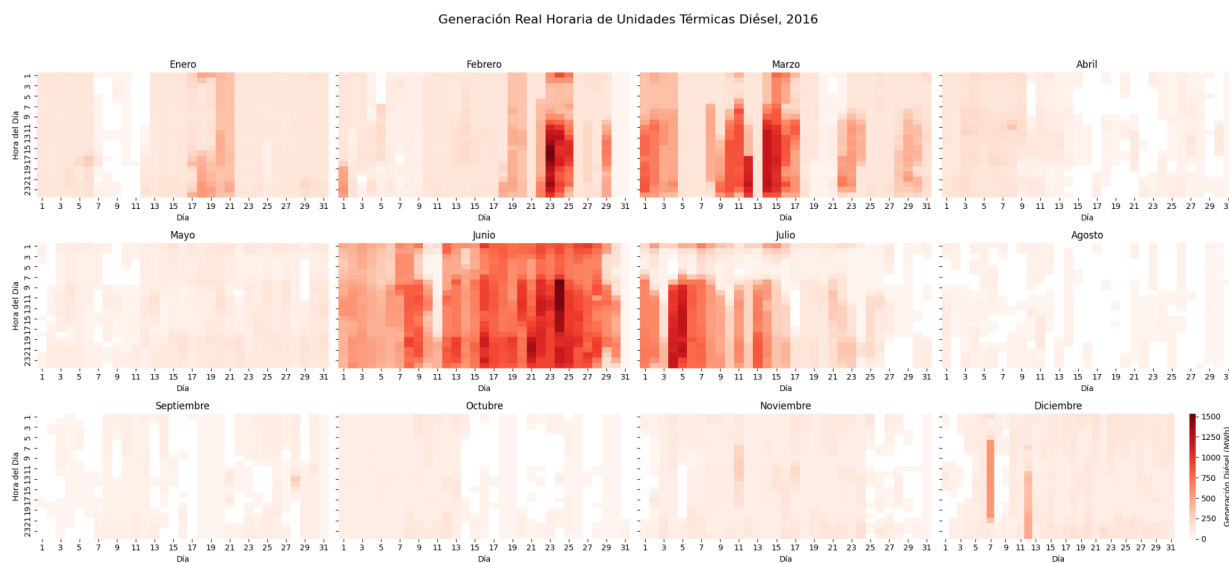


Figura 11. Generación Real Horaria Diésel durante 2016.

La **Figura 12** muestra la cota total diaria de los embalses a lo largo de 2016 y permite relacionar su evolución con la generación diésel. Se observa que, entre enero y marzo, la cota de los embalses desciende de forma sostenida, coincidiendo con un incremento de la generación diésel en ese periodo, como se aprecia en las figuras previas, particularmente para los meses de febrero y marzo. Asimismo, en junio -mes de mayor producción diésel- la generación con este combustible fue constante cada día, reflejo de la cota mínima de embalse registrada al cierre de ese mes.

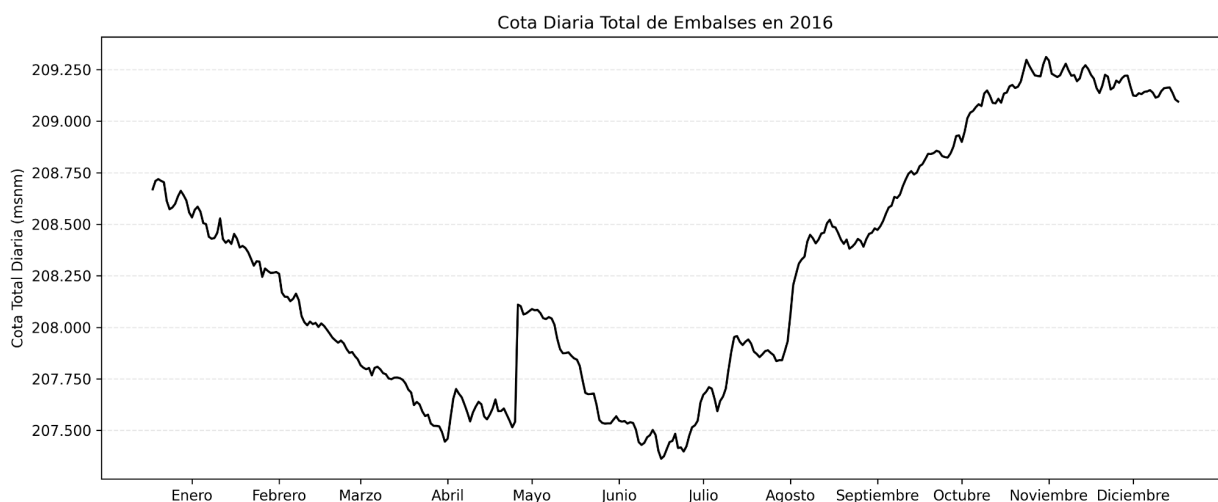


Figura 12. Cota Total Diaria de los Embalses del SIC en 2016.

El período crítico del 23 al 24 de febrero de 2016, mostrado en la **Figura 13**, expone la diferencia entre la generación hidráulica, solar y eólica programada y real junto con la operación diésel. Se aprecia una correlación clara: cuando la generación hidráulica se desvía de lo programado, las unidades diésel aumentan su generación para compensar el déficit y satisfacer la demanda.

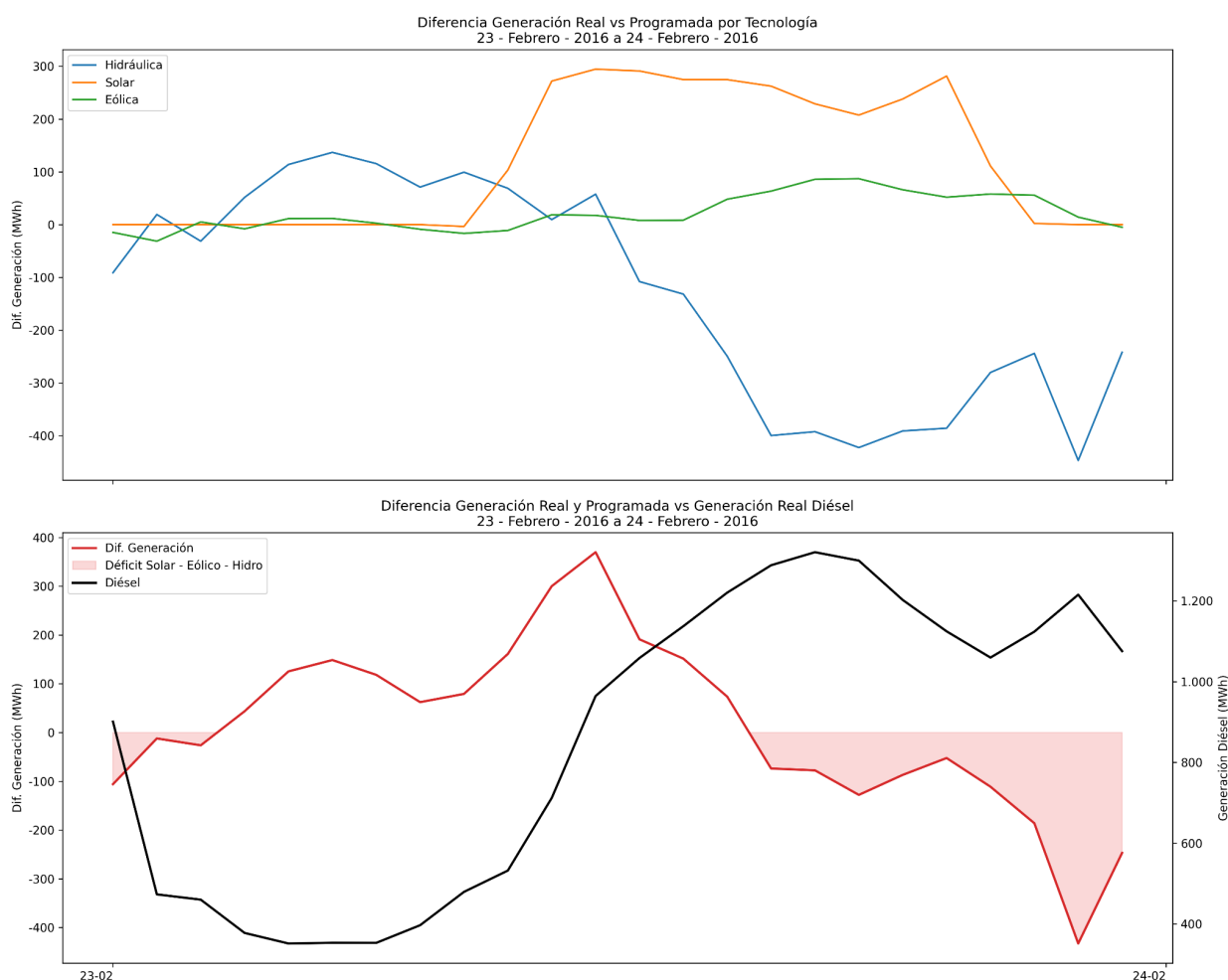


Figura 13. Desviación de la Generación Real y Programada de Tecnología Solar, Eólica e Hidráulica en contraste con la Generación Diésel entre el 23 y 24 de febrero del 2014. Datos Horarios.

Período 2017 - 2020

El período 2017–2020 se caracteriza por la entrada en operación de la interconexión entre el SING y SIC, consolidando el Sistema Eléctrico Nacional bajo un operador único.

Hasta noviembre de 2017, los datos se refieren exclusivamente al SIC; a partir de esa fecha, abarcan la totalidad del SEN.

2017

La **Figura 14** presenta la generación mensual de diésel en 2017 y su participación en el mix total de generación. Junio registró el mayor volumen, con casi 275.000 MWh, correspondientes al 4,8% de la generación mensual del SIC. Por otro lado, noviembre, mes de la interconexión SING–SIC (21 de noviembre), contabilizó alrededor de 162.000 MWh, convirtiéndose en el segundo mes de mayor actividad diésel, en contraste con los demás meses, en los que su participación no superó el 1,1% del total.

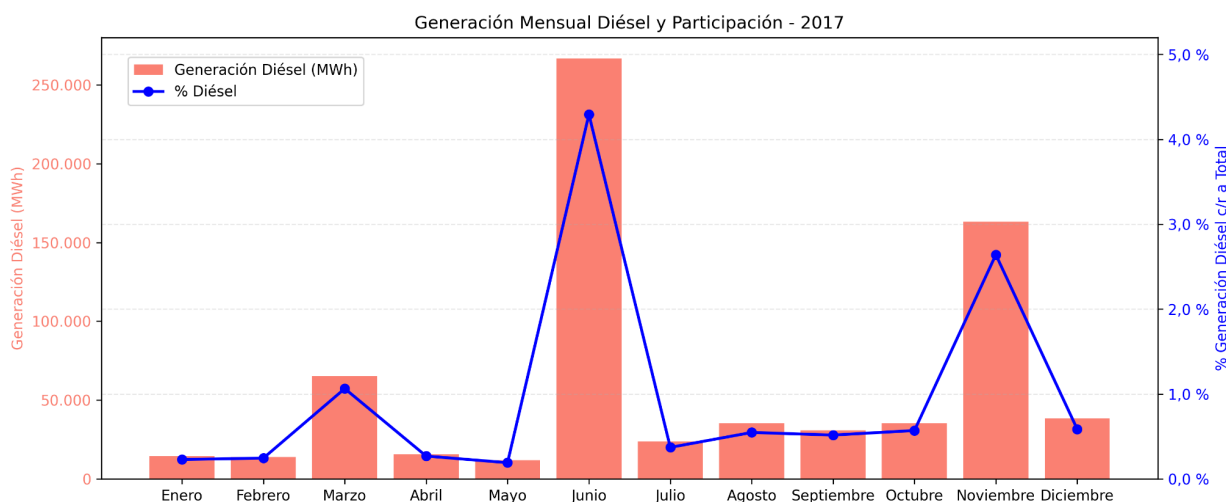


Figura 14. Generación Mensual Diésel y Porcentaje de Participación durante 2017.

La **Figura 15** muestra la generación horaria y diaria de las centrales diésel durante 2017. Se aprecia una operación particularmente intensa y sostenida a lo largo de junio, con múltiples días consecutivos en los que cada hora supera los 600 MWh de generación.

A diferencia de años anteriores, en noviembre se observó un segundo episodio prolongado de generación diésel que se extendió hasta el día 21, fecha de la interconexión SING–SIC. En diciembre, la actividad diésel se concentró en franjas específicas: durante la madrugada (entre la 1:00 y las 7:00 h) y nuevamente en la noche, tras las 21:00 h.

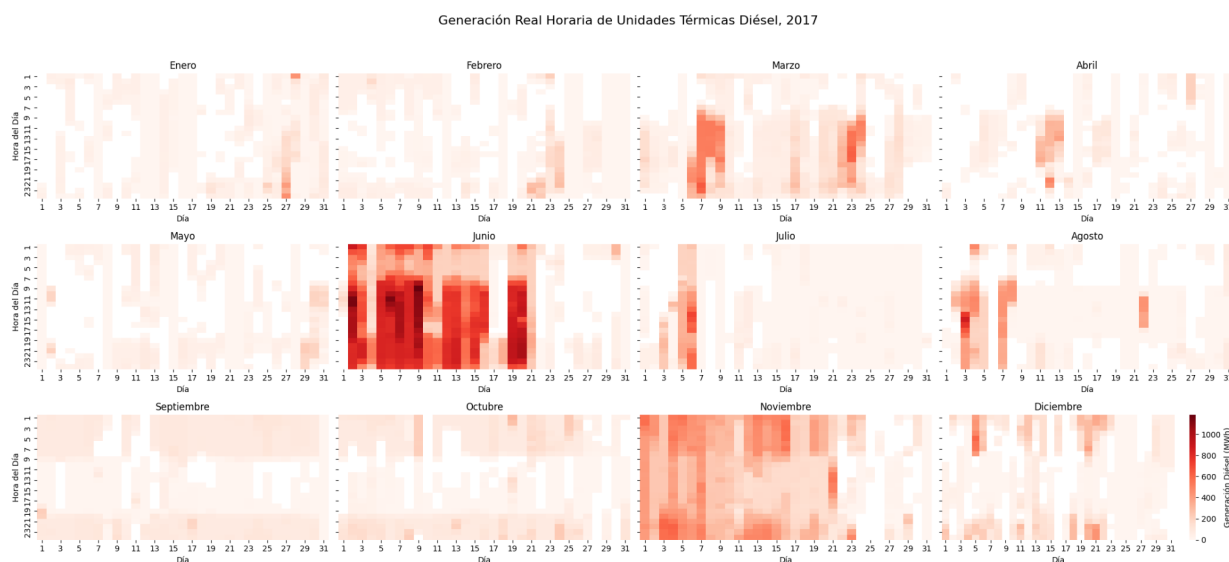


Figura 15. Generación Real Horaria Diésel durante 2017.

Al observar el comportamiento de las cotas de embalse durante 2017, presentadas en la **Figura 16**, se puede vincular el peak de generación diésel en junio con el nivel de embalses más bajo registrado en todo el año.

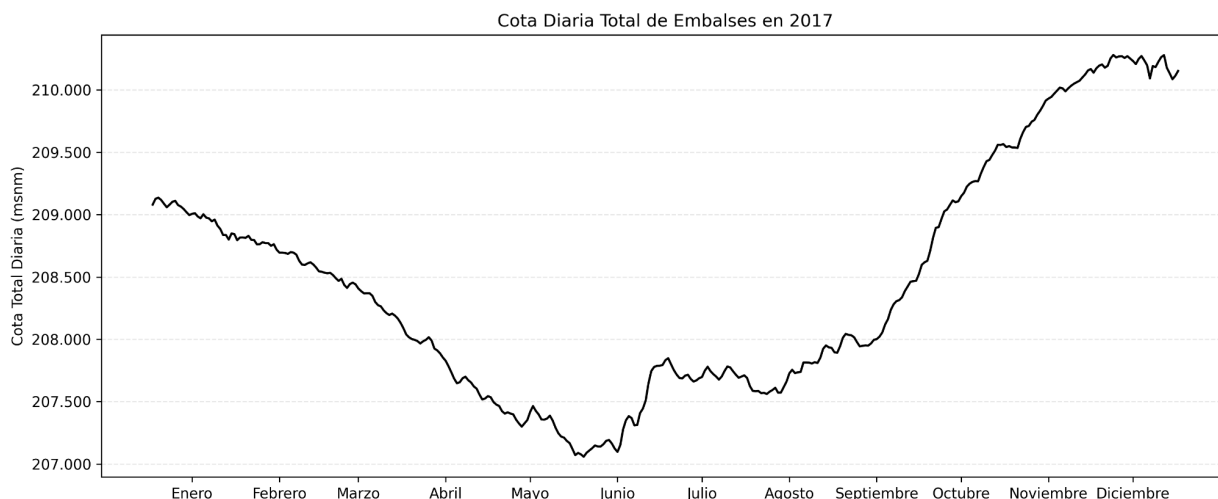


Figura 16. Cota Total Diaria de los Embalses del SEN en 2017.

Al analizar la operación del SIC entre el 8 y el 9 de junio de 2017 -periodo en que la generación diésel se mantuvo cerca de 800 MWh durante varias horas, tal como se evidencia en la **Figura 17**- no se observan desfases significativos entre la generación real y la programada de las tecnologías hidráulica, solar o eólica. Por el contrario, se registró un superávit en los aportes hidráulicos y solares, lo que indica que el incremento de la generación diésel, al igual que el de la generación hidráulica, respondió principalmente a un alza en la demanda eléctrica.

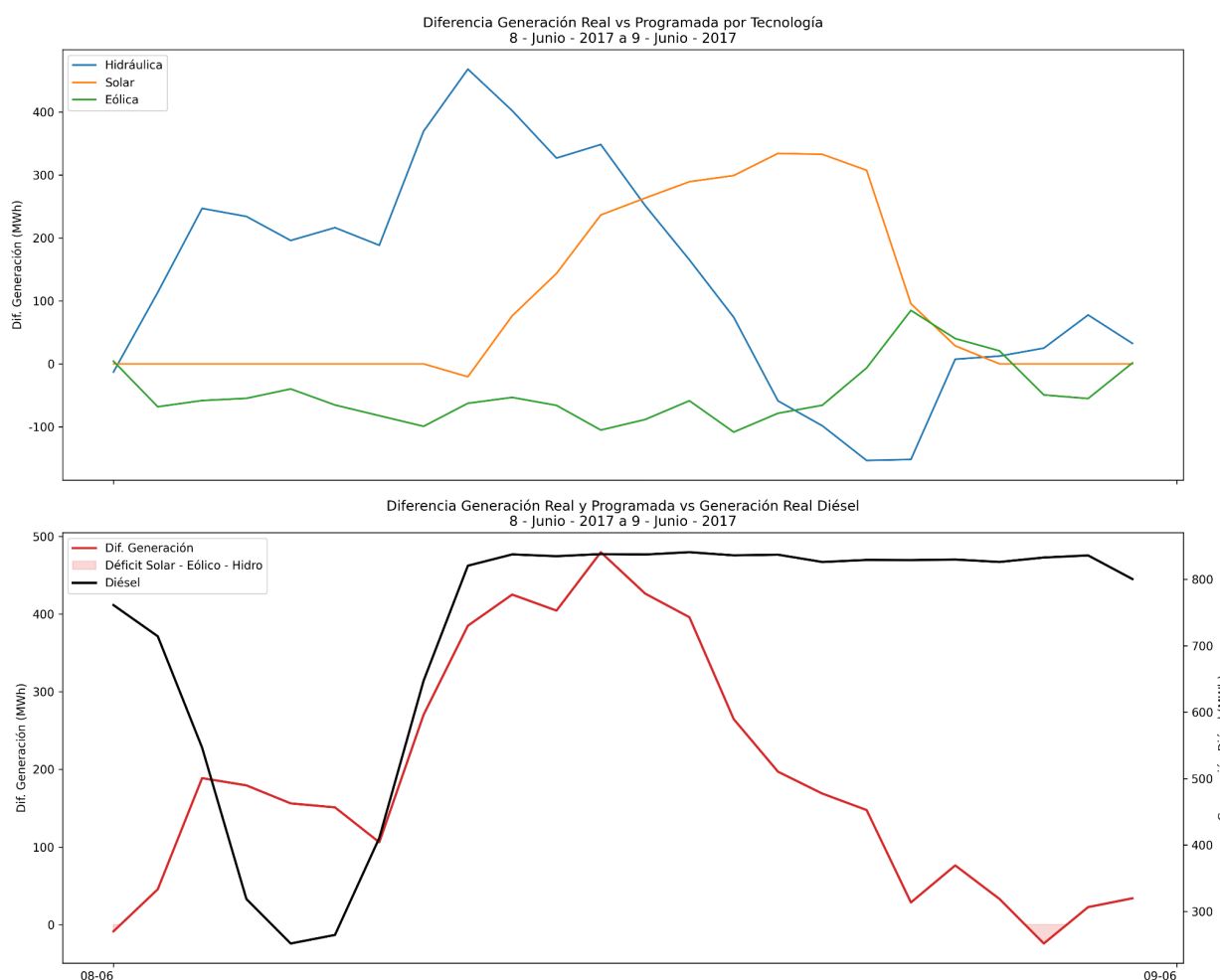


Figura 17. Desviación de la Generación Real y Programada de Tecnología Solar, Eólica e Hidráulica en contraste con la Generación Diésel entre el 8 y 9 de junio del 2017. Datos Horarios.

2018

La **Figura 18** muestra la evolución mensual de la generación diésel en 2018. El mes de julio alcanzó el máximo anual, con más de 75.000 MWh, correspondientes al 1,2% de la generación total mensual en el SEN, mientras que en agosto este nivel disminuyó, cayendo a un 0,8% de participación. Durante el resto del año, la generación nunca superó los 45.000 MWh mensuales y representó menos del 0,5% de la matriz de generación total.

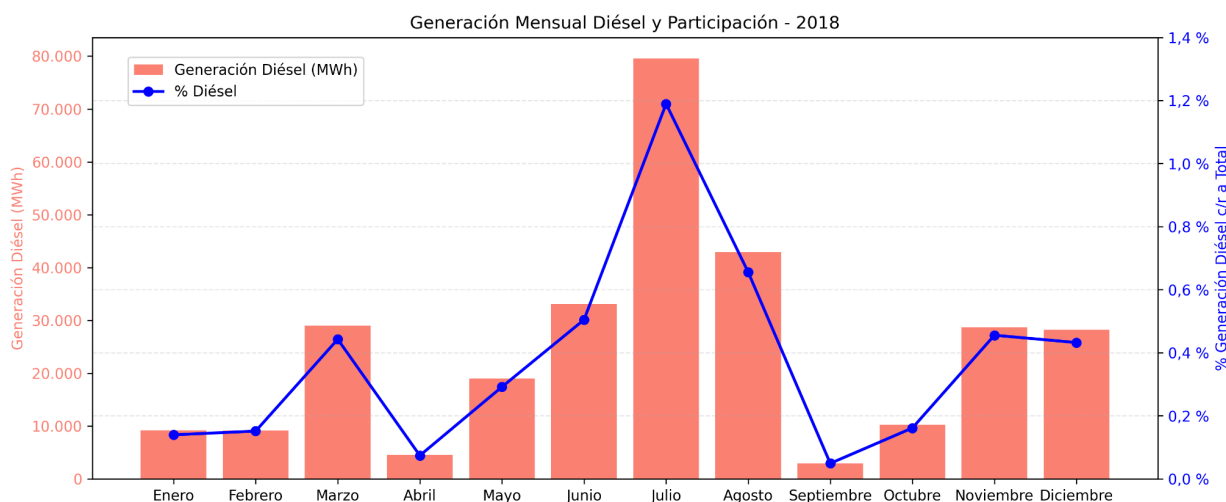


Figura 18. Generación Mensual Diésel y Porcentaje de Participación durante 2018.

La **Figura 19** exhibe el perfil horario de la generación diésel durante 2018, evidenciando su carácter episódico. Entre enero y junio, los despachos fueron esporádicos, sin continuidad diaria ni franjas prolongadas, salvo breves concentraciones en marzo y junio. En julio y agosto, se registraron bloques de alta generación al inicio de cada mes, con horas consecutivas alcanzando cerca de 900 MWh. Finalmente, de septiembre a diciembre la actividad diésel reapareció de manera puntual, con magnitudes y duraciones reducidas.

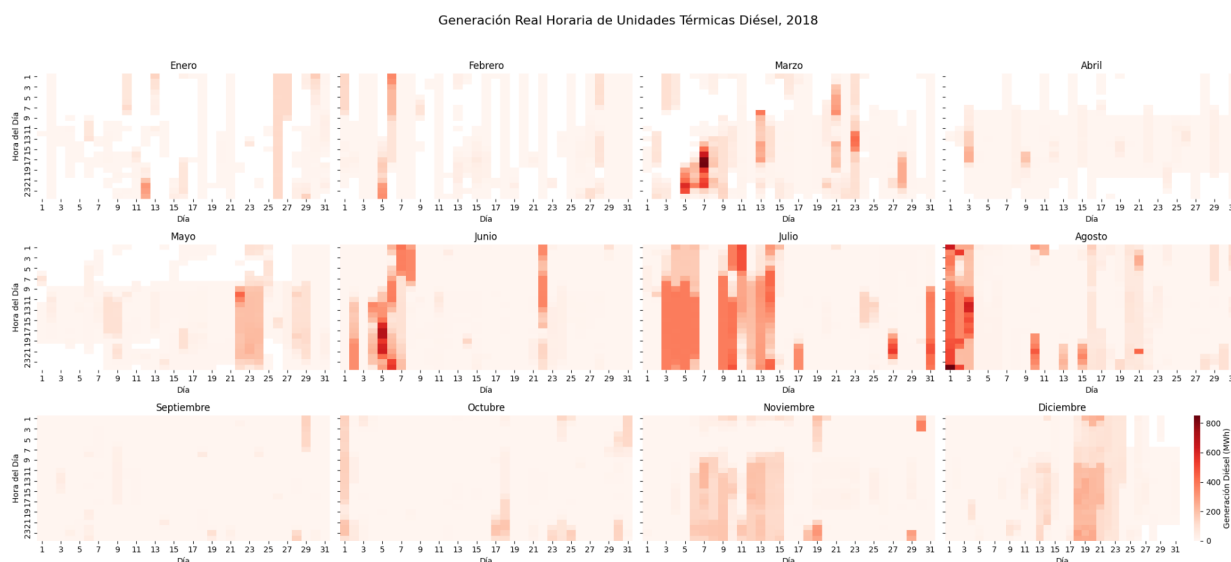


Figura 19. Generación Real Horaria Diésel durante 2018.

La **Figura 20** muestra la cota total diaria de los embalses durante 2018. Entre enero y finales de mayo, la cota registró un descenso continuo, alcanzando su nivel mínimo a principios de junio. Con la llegada de las primeras lluvias invernales en julio, comenzó una recuperación de la cota; el incremento sostenido desde agosto coincide con la reducción de los despachos diésel a partir de septiembre.

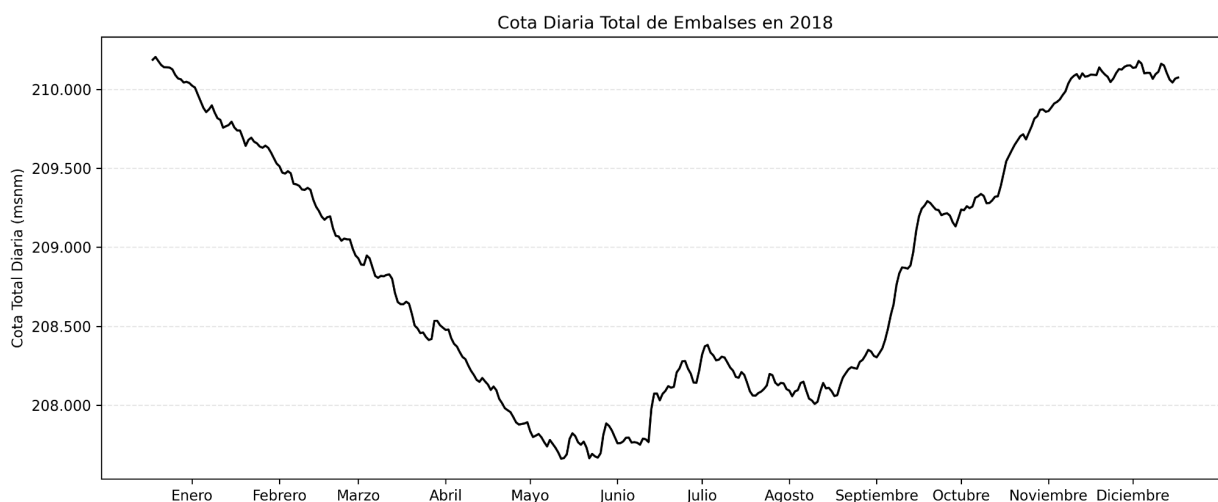


Figura 20. Cota Total Diaria de los Embalses del SEN en 2018.

Para ilustrar un episodio de alta generación diésel, la **Figura 21** abarca el periodo del 1 al 3 de agosto de 2018. El 1 de agosto, la generación hidráulica real se mantuvo por debajo de la programada -con un déficit de cerca de 200 MWh durante varias horas-, mientras que las producciones solar y eólica registraron variaciones más moderadas. Este desajuste se cubrió con generación diésel cercana a 400 MWh de forma continua durante esas horas. Al día siguiente, un superávit hidráulico permitió reducir notablemente el despacho diésel.

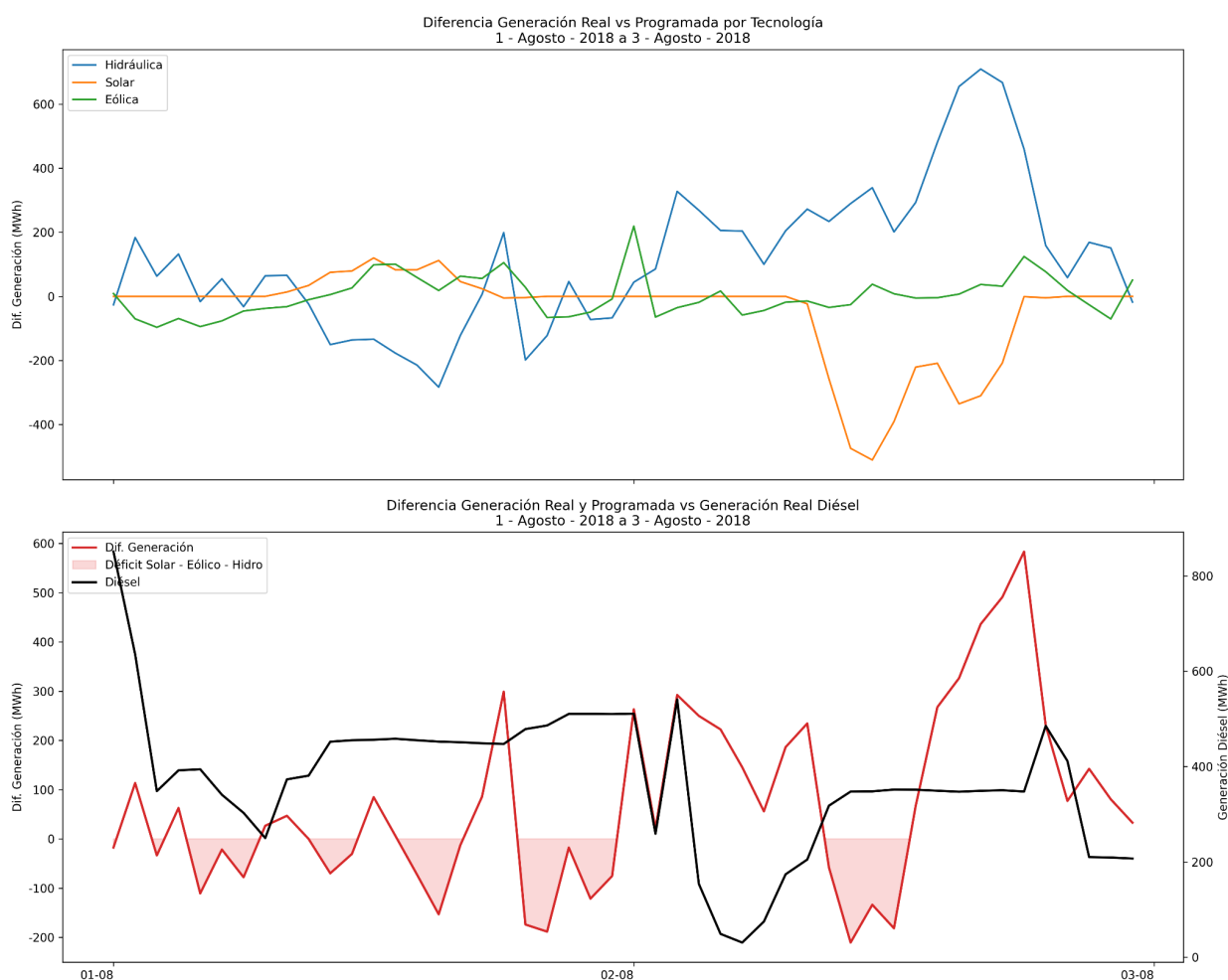


Figura 21. Desviación de la Generación Real y Programada de Tecnología Solar, Eólica e Hidráulica en contraste con la Generación Diésel entre el 1 y 3 de agosto del 2018. Datos Horarios.

2019

Durante el primer semestre de 2019, la generación diésel superó los 65.000 MWh durante los meses de febrero y marzo, lo que representó cerca del 1,2% de la generación total de cada mes, tal como se evidencia en la **Figura 22**. Durante los meses de abril y mayo, esta participación descendió a aproximadamente 0,8%, para reducirse aún más entre junio y diciembre, con un promedio inferior al 0,3%.

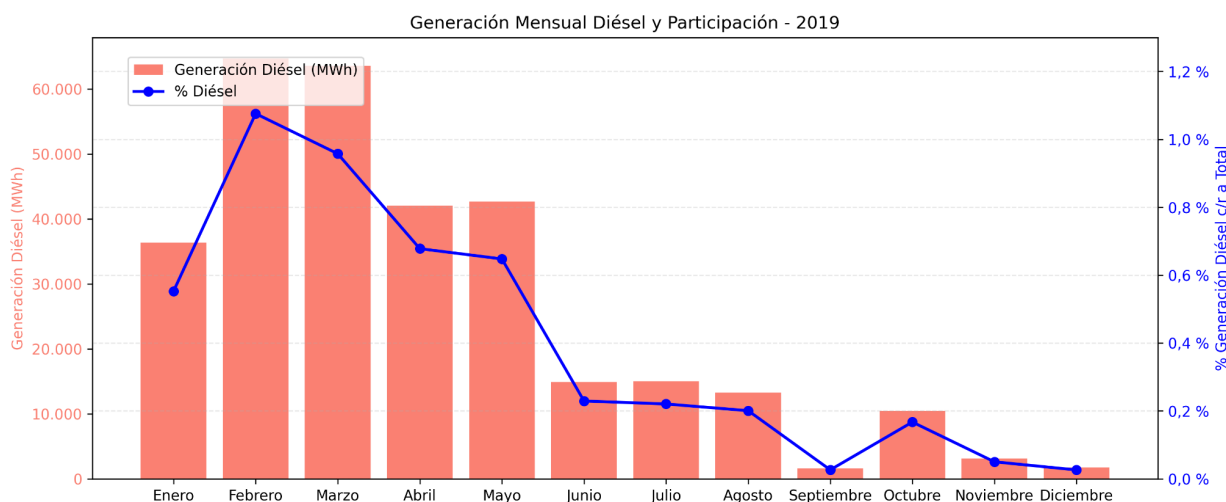


Figura 22. Generación Mensual Diésel y Porcentaje de Participación durante 2019.

El análisis horario de la generación diésel en 2019, presentado en la **Figura 23**, confirma la tendencia observada a nivel mensual. Entre enero y junio se registra un periodo continuo de generación de intensidad media-alta, especialmente en febrero y marzo, cuando las centrales operan con diésel varias horas al día, predominantemente a partir de las 09:00 h. De mayo a agosto, estos bloques ininterrumpidos se fragmentan en pulsos más cortos y esporádicos, con peaks que no alcanzan la intensidad del primer trimestre. Finalmente, de septiembre a diciembre, la generación diésel se reduce casi por completo a momentos puntuales, evidenciando la desaparición de un respaldo significativo en el último trimestre del año.

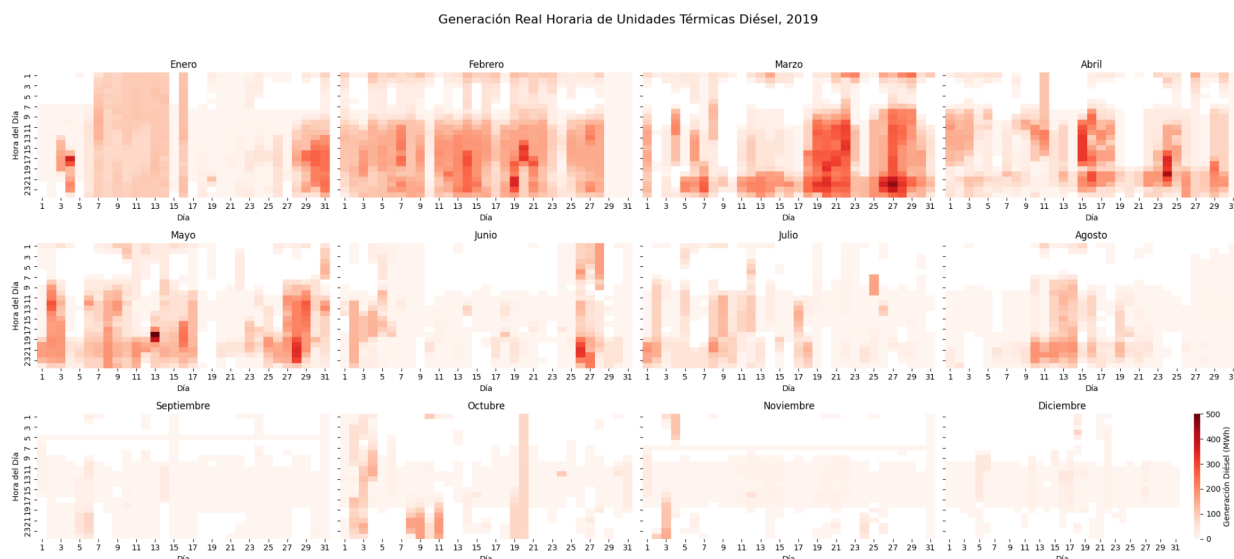


Figura 23. Generación Real Horaria Diésel durante 2019.

La **Figura 24** muestra la evolución de los niveles de los embalses en 2019. Se observa un descenso continuo desde enero hasta el mínimo registrado en mayo, seguido de una recuperación gradual en el segundo semestre, que culmina con niveles superiores en noviembre.

La intensa operación diésel del primer semestre -especialmente en febrero y marzo, con despachos sostenidos- coincide con la trayectoria decreciente de la cota. A medida que el recurso hídrico se agotaba, las unidades diésel se mantuvieron en servicio permanente para responder a la demanda de suministro.

A partir de julio, el ascenso de la cota coincide con la caída sostenida de los despachos diésel. La mayor disponibilidad de agua hidrológica permitió reducir progresivamente el recurso térmico, hasta alcanzar niveles residuales en el último trimestre, cuando la cota permaneció en un nivel alto y la generación diésel fue prácticamente nula, tal como se evidencia en la **Figura 23**.

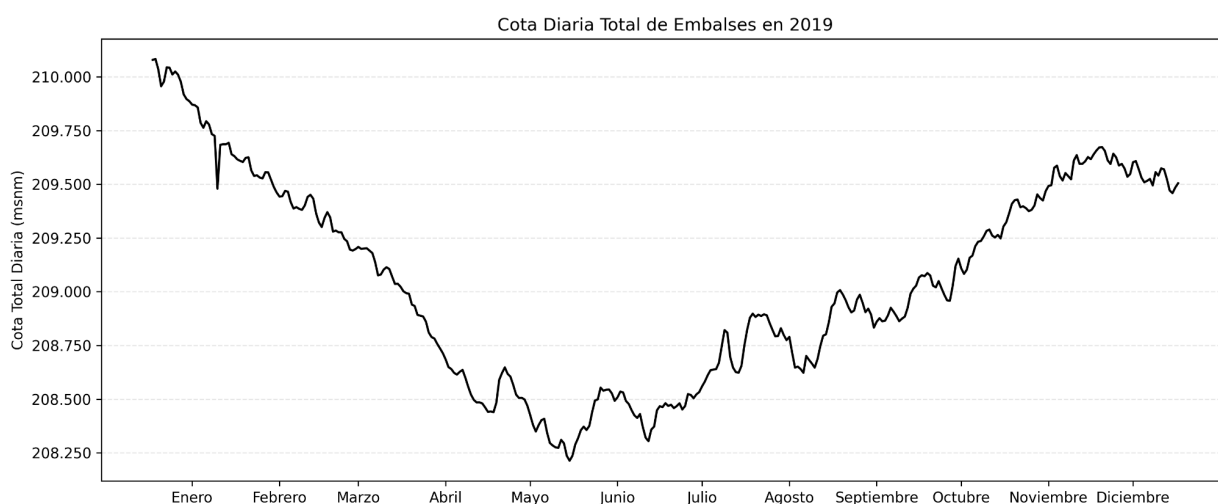


Figura 24. Cota Total Diaria de los Embalses del SEN en 2019.

La ventana comprendida entre el 27 y el 28 de marzo de 2019, tal como se muestra en la **Figura 25**, pone de manifiesto un episodio de intensa generación diésel. Durante la tarde del 27 de marzo, la producción hidráulica real registró un déficit horario de entre 100 y 200 MWh respecto de lo programado, circunstancia ante la cual las unidades diésel elevaron su despacho a valores promedio cercanos a 250 MWh. No obstante, al cierre de esa jornada, el desfase hidráulico alcanzó los 600 MWh, mientras que la generación diésel fue de apenas 390 MWh. De este modo, si bien el diésel cumple su función de ajuste frente a las desviaciones hidráulicas, no logra cubrir la totalidad de la brecha de suministro en todos los intervalos analizados.

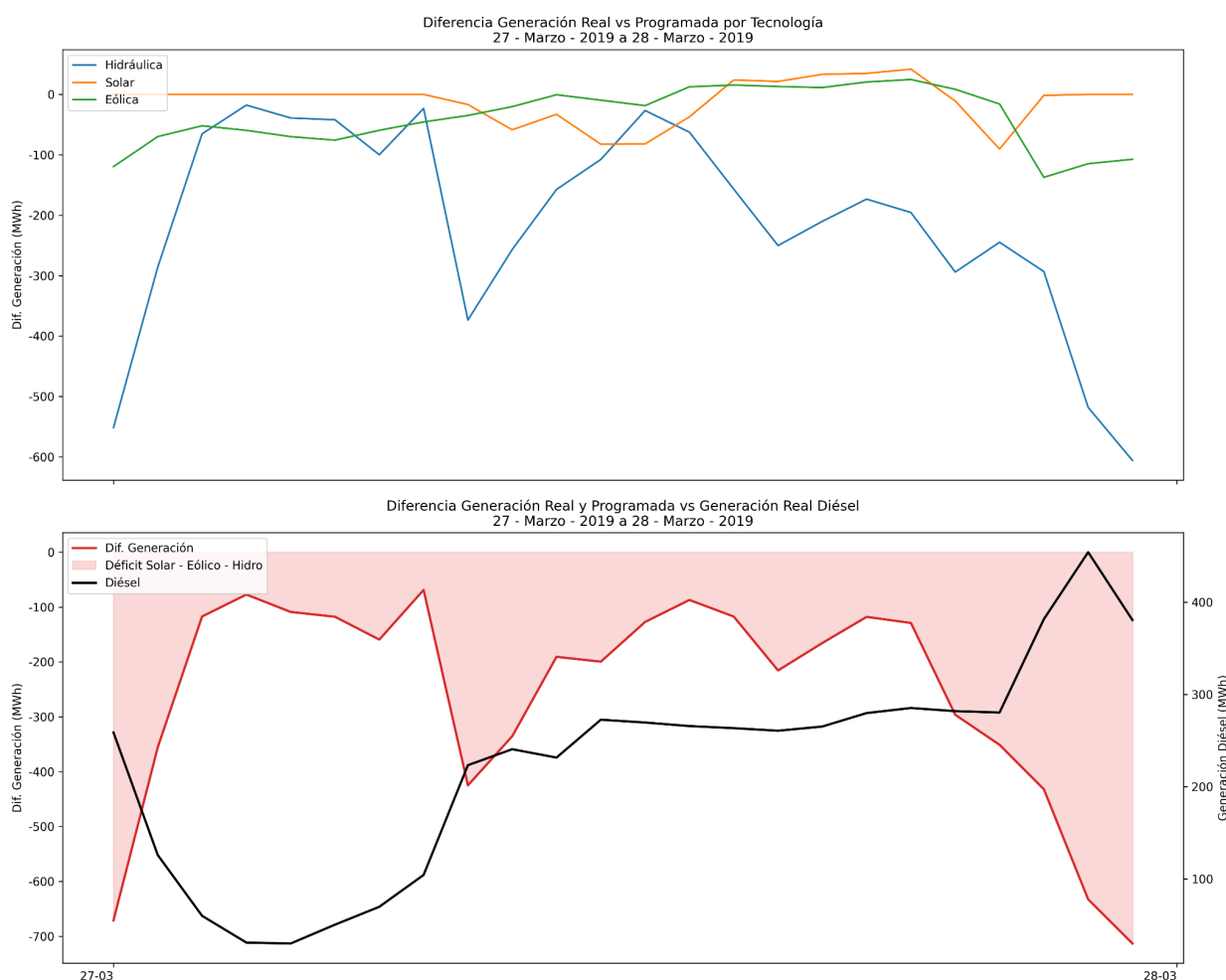


Figura 25. Desviación de la Generación Real y Programada de Tecnología Solar, Eólica e Hidráulica en contraste con la Generación Diésel entre el 27 y 28 de marzo del 2019. Datos Horarios.

2020

La **Figura 26** muestra que, en 2020, la generación diésel se concentró principalmente entre marzo y junio. En marzo, la producción mensual alcanzó aproximadamente 111.000 MWh, incrementándose en mayo y culminando en junio con más de 145.000 MWh, cifra equivalente al 2,8% de la generación total. Fuera de este intervalo, los despachos diésel fueron marginales: en julio y agosto se registraron aportes moderados, mientras que entre septiembre y noviembre la generación prácticamente cesó, con participaciones inferiores al 0,1%, para experimentar un leve repunte en diciembre, que alcanzó una participación diésel del 0,5% en la generación total.

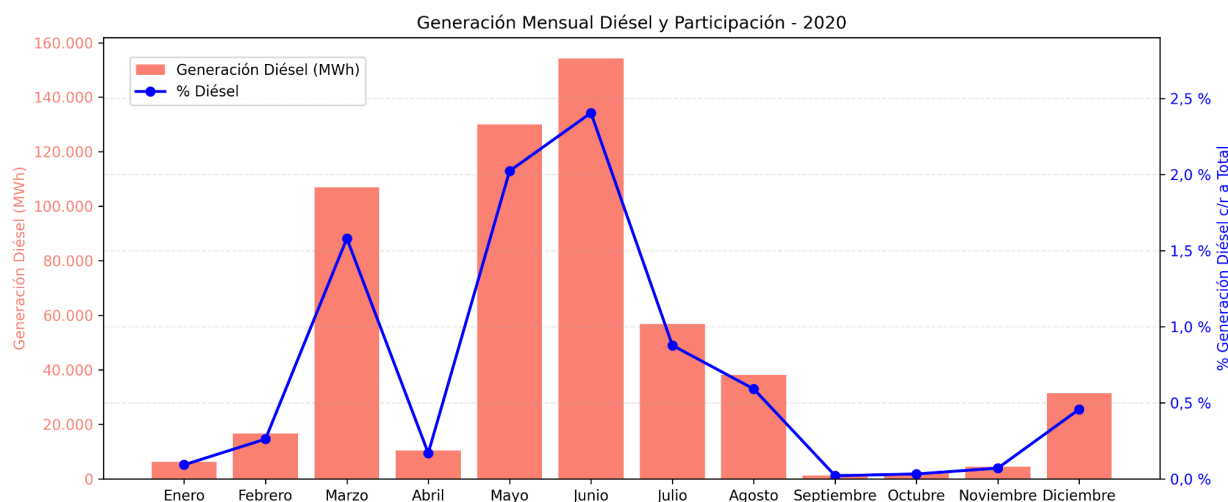


Figura 26. Generación Mensual Diésel y Porcentaje de Participación durante 2020.

El análisis horario de la generación diésel en 2020, mostrado en la **Figura 27**, confirma su intensa concentración marzo, mayo y junio. Durante estos meses, la actividad diésel se extiende de forma continua a lo largo del día, con bloques de varias jornadas consecutivas que alcanzan elevados niveles de producción, especialmente en marzo. En contraste, el resto del año se caracteriza por breves pulsos de baja magnitud y distribución dispersa.

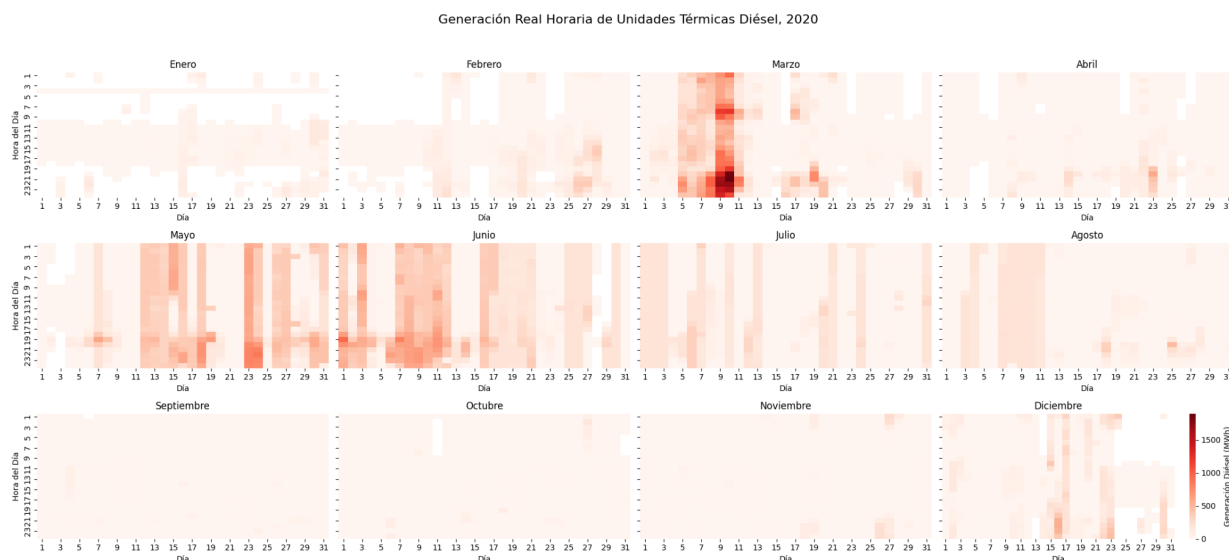


Figura 27. Generación Real Horaria Diésel durante 2020.

La **Figura 28** presenta la cota total diaria de los embalses en 2020. Se aprecia un descenso continuo desde enero que alcanza su punto más bajo en junio. Con la recarga invernal, entre junio y julio, la cota se eleva de manera sostenida hasta alcanzar su máximo en noviembre, coincidiendo con la drástica reducción de la generación diésel a niveles residuales durante el segundo semestre (ver **Figura 27**).

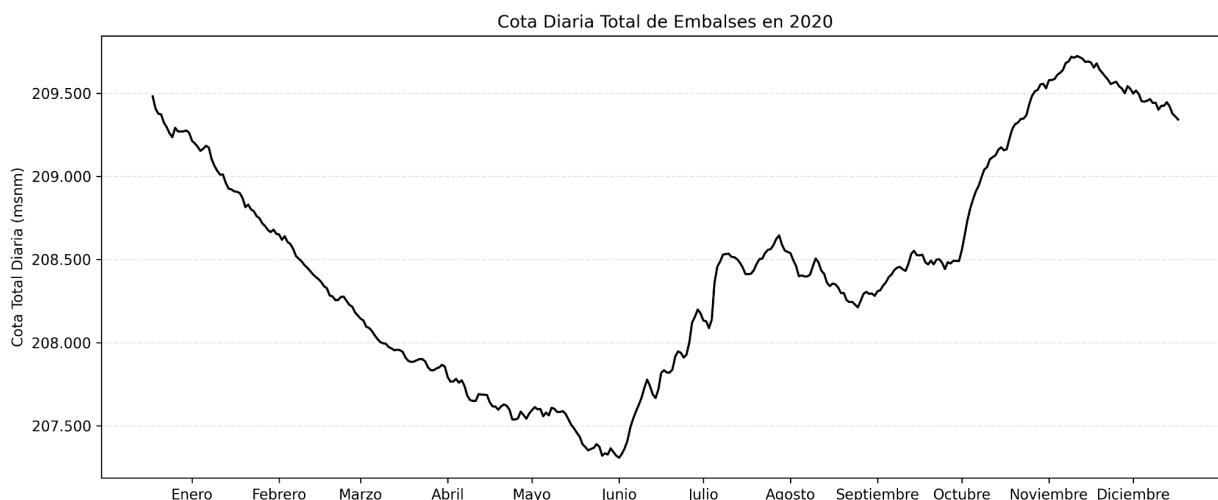


Figura 28. Cota Total Diaria de los Embalses del SEN en 2020.

La **Figura 29** ilustra el periodo comprendido entre el 9 y el 11 de marzo de 2020, donde las discrepancias entre la generación real y la programada de las tecnologías renovables -tanto hidráulica como eólica- provocaron despachos de diésel que respondieron correlativamente a dichos déficits. Al cierre del 9 de marzo, una desviación simultánea en las aportaciones hidráulica y eólica dio lugar a un marcado incremento en la generación diésel, que se mantuvo hasta que el recurso hídrico registró un superávit con respecto a su programación, momento en el cual la generación diésel disminuyó de forma simultánea.

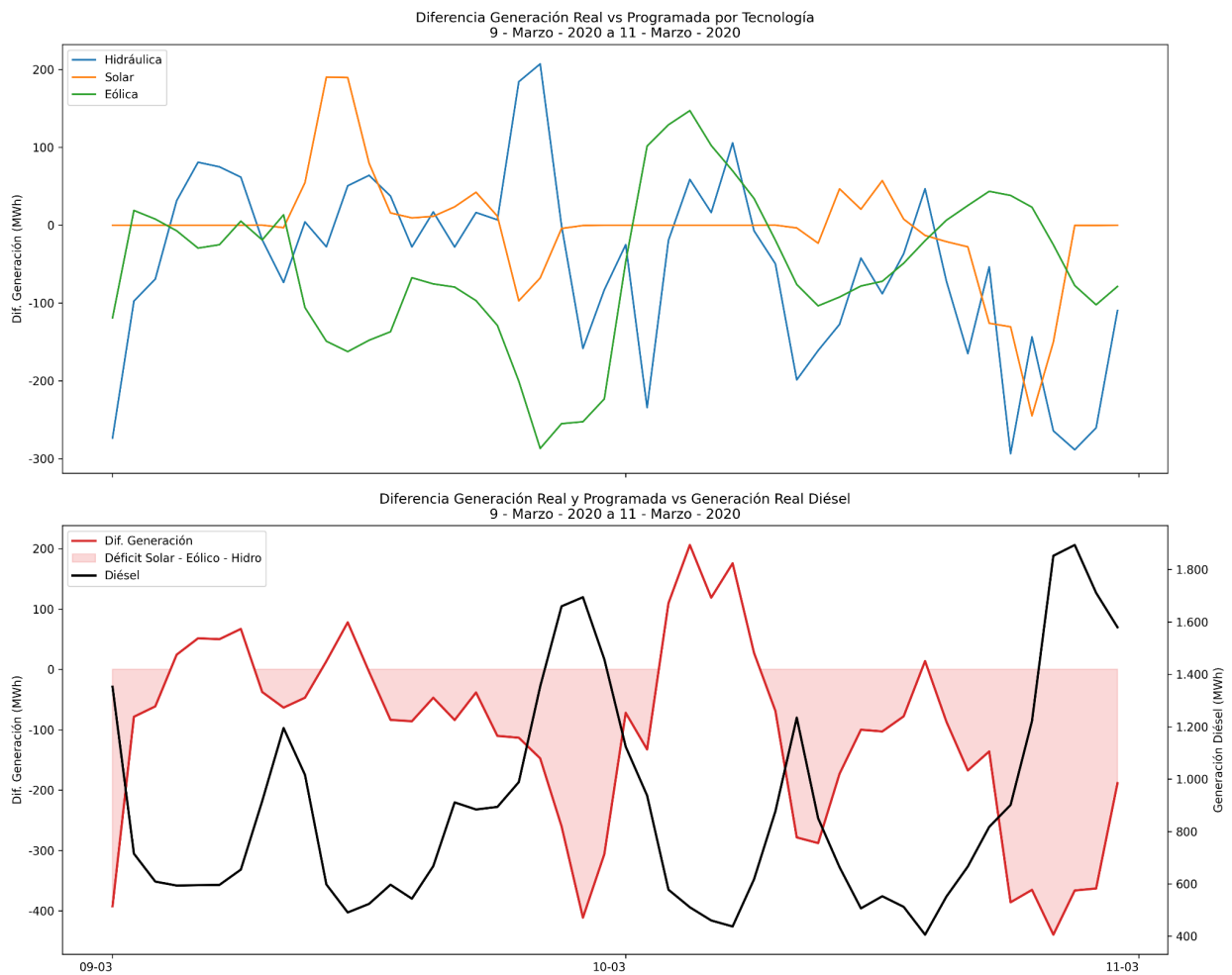


Figura 29. Desviación de la Generación Real y Programada de Tecnología Solar, Eólica e Hidráulica en contraste con la Generación Diésel entre el 9 y 11 de marzo del 2020. Datos Horarios.

Período 2021 - actualidad

A continuación, se examina la generación diésel en sus dimensiones mensual y horaria, así como durante los periodos críticos comprendidos entre 2021 y junio de 2025, detallando su evolución temporal, su correspondencia con los niveles de embalses y las fluctuaciones de otras tecnologías.

Luego, se aborda un estudio estacional y regional para ese mismo horizonte, evaluando tanto los bloques de operación continua de la tecnología diésel, así como la capacidad movilizada en ciclos de duración inferior y superior a cinco horas.

2021

En 2021, desde la unificación de los sistemas SING y SIC, los niveles de generación diésel alcanzaron su punto más alto de la serie histórica. Tal como se observa en la **Figura 30**, los meses de febrero, julio y agosto concentraron cada uno más de 250.000 MWh, con participaciones del orden del 4–5% de la energía total del sistema.

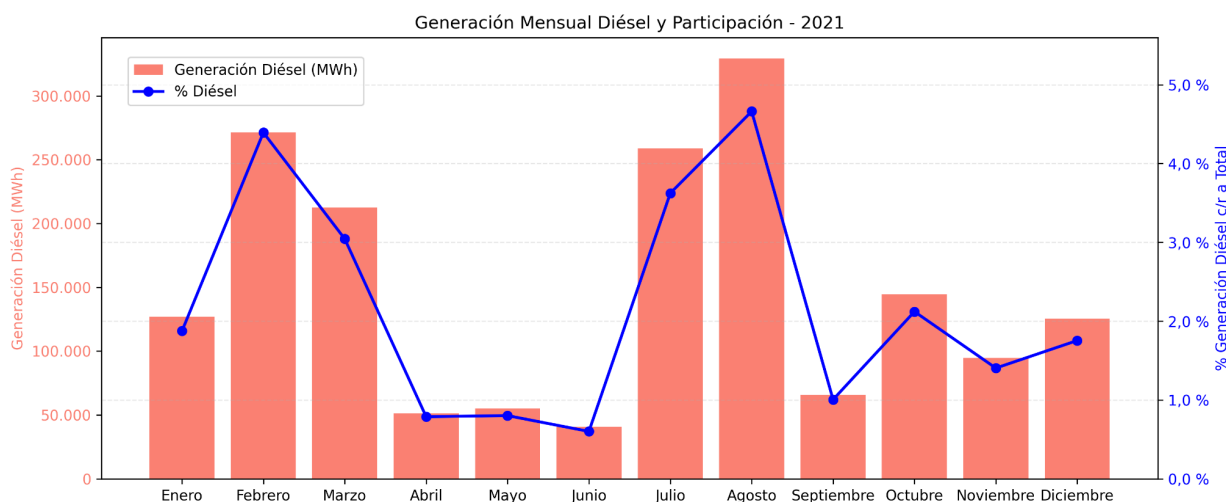


Figura 30. Generación Mensual Diésel y Porcentaje de Participación durante 2021.

El análisis horario, ilustrado en la **Figura 31**, corrobora los patrones observados a nivel mensual. Durante la segunda quincena de febrero, la generación diésel se mantuvo operativa de manera ininterrumpida a lo largo de toda la jornada, para luego concentrarse en despachos nocturnos entre las 21:00 y las 07:00 h. En julio, también se registraron intervalos prolongados de alta intensidad durante la segunda quincena del mes. Por su parte, en agosto emergió un episodio particularmente intenso entre los días 5 y 15, con varias jornadas en las que la generación horaria superó los 2.000 MWh, superando los peaks de meses anteriores. Fuera de estos periodos, la actividad horaria se redujo a pulsos aislados de baja magnitud.

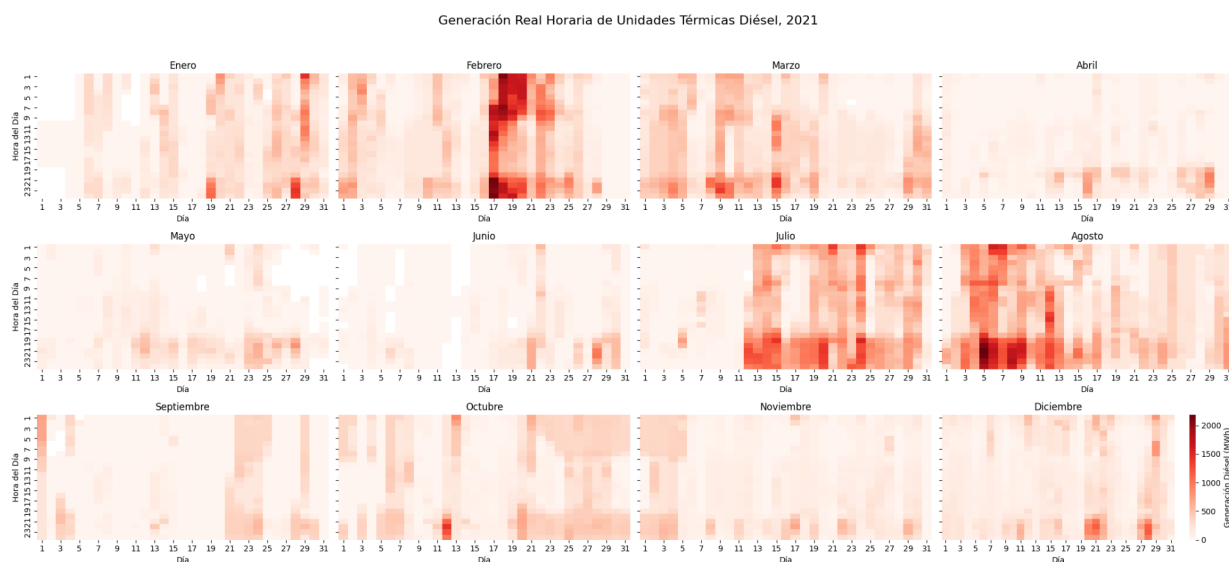


Figura 31. Generación Real Horaria Diésel durante 2021.

El año 2021 representó la mayor generación diésel de la última década por un conjunto de factores claves: indisponibilidad de gas natural y condiciones de sequía. Sobre esto último, tal como se observa en la **Figura 32**, la prolongada caída de la cota de los embalses, que alcanzó su punto más bajo al final del mes de julio, culmina abruptamente en agosto con uno de los pasajes más críticos del sistema.

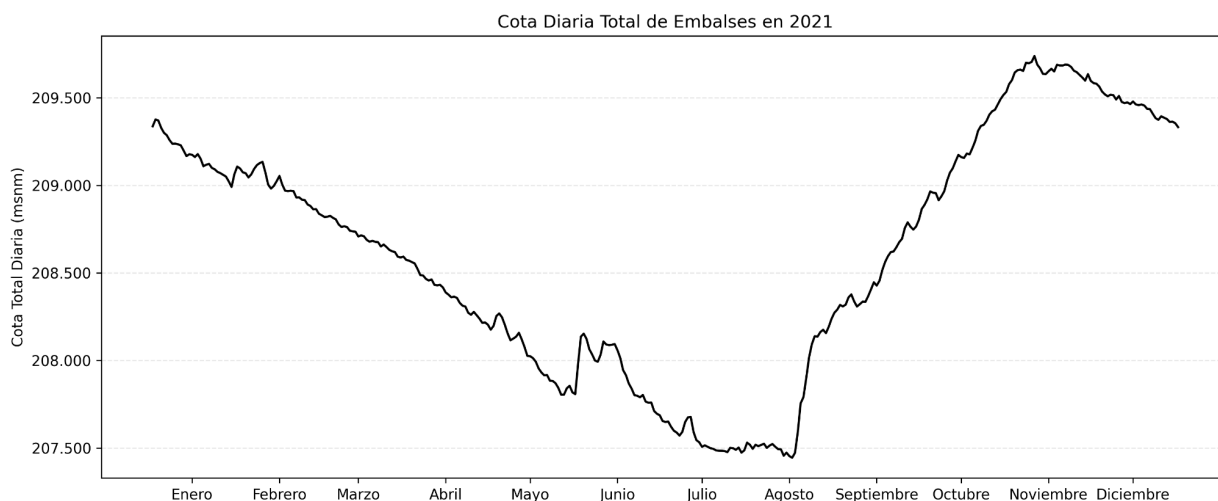


Figura 32. Cota Total Diaria de los Embalses del SEN en 2021.

En agosto de 2021, ante la severa sequía que redujo drásticamente la disponibilidad hídrica del SEN, el Ministerio de Energía promulgó el Decreto Supremo N° 51²⁷, vigente hasta el 30 de septiembre de 2023, para mitigar la incertidumbre derivada de las restricciones en las fuentes térmicas de respaldo -diésel, gas natural licuado (GNL) y gas argentino- mediante la creación del mecanismo de “Diésel de Seguridad”.

El diseño e implementación del esquema “Diésel de Seguridad” se estructuró en cuatro etapas principales:

1. **Determinación del Diésel Base Mensual:** El CEN calculó el consumo histórico promedio diario de diésel -en m³/día- de cada unidad térmica entre marzo y septiembre de 2021. El mayor de estos valores sistémicos definió el umbral de “Diésel Base Mensual” para cada mes.
2. **Estimación del Diésel Mensual Requerido por el Sistema:** Utilizando el escenario crítico del Estudio de Seguridad de Abastecimiento más reciente, el CEN proyectó, dentro de los tres días hábiles siguientes a la publicación del decreto en 2022, las necesidades promedio de diésel en m³/día para cada mes de vigencia. Esta estimación, ajustada por zonas logísticas -por ejemplo, capacidad de almacenamiento y transporte terrestre o por oleoducto-, determinó el “Diésel Mensual Requerido”.
3. **Cálculo del Diésel de Seguridad:** Para cada zona y mes, el CEN computó la diferencia entre el Diésel Mensual Requerido y el Diésel Base Mensual, asignando el máximo de estas diferencias zonales como el volumen de “Diésel de Seguridad” necesario.
4. **Proceso de Provisión y Monitoreo**

²⁷Biblioteca del Congreso Nacional de Chile, “Decreto 51: Decreta Medidas Preventivas que Indica de Acuerdo a lo Dispuesto en el Artículo 163º de la Ley General de Servicios Eléctricos”, [En línea]. Disponible en: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1163931&idVersion=2023-07-04&idParte=>

- Procedimiento de provisión: En un plazo de diez días hábiles tras la publicación del decreto, el CEN definió y comunicó un calendario detallado -incluyendo desagregaciones zonales del Diésel de Seguridad y los valores de Base Mensual por unidad-, sujeto a observaciones de la Comisión Nacional de Energía en cinco días hábiles.
- Participantes y compromisos: Solo las generadoras térmicas que utilizan diésel pudieron formar parte del proceso, informando precio (componente fijo y variable), volúmenes máximos diarios y mensuales, y restricciones logísticas.
- Asignación económica y logística: El CEN adjudicó los volúmenes al menor costo por US\$/MWh, combinando los componentes fijo y variable, y verificó que las asignaciones no excedieran los límites zonales.
- Remuneración y seguimiento: Se estableció un cuadro de pagos específico para cubrir los costos fijos de provisión -incluso si parte del combustible no se consumía-, distribuido a prorrata de los retiros de energía. Las unidades duales-fuel debieron acreditar que agotaron todas sus opciones de gas antes de emplear diésel. El CEN mantuvo un registro pormenorizado del uso real del Diésel de Seguridad durante todo el periodo de vigencia del decreto.

Este diseño garantizó un mecanismo ágil para disponer de reservas de diésel en situaciones de alta incertidumbre, al tiempo que estableció un marco claro de incentivos y penalizaciones, asegurando la coherencia entre la disponibilidad física de combustible y los pagos por capacidad.

La **Figura 33** desglosa uno de los días más críticos del intenso período de generación diésel en agosto de 2021. En varias horas, la producción hidráulica real se desvió por más de 800 MWh de lo programado, mientras que la generación solar acumuló brechas de hasta 700 MWh y la eólica aportó desfases cercanos a 200 MWh. Ante esta concurrencia de déficits renovables, particularmente del déficit hidráulico, las unidades diésel ajustaron su despacho de forma inmediata, aumentando la producción horaria en correlación con la magnitud de los desfases, aunque sin cubrir completamente el total de la brecha de suministro.

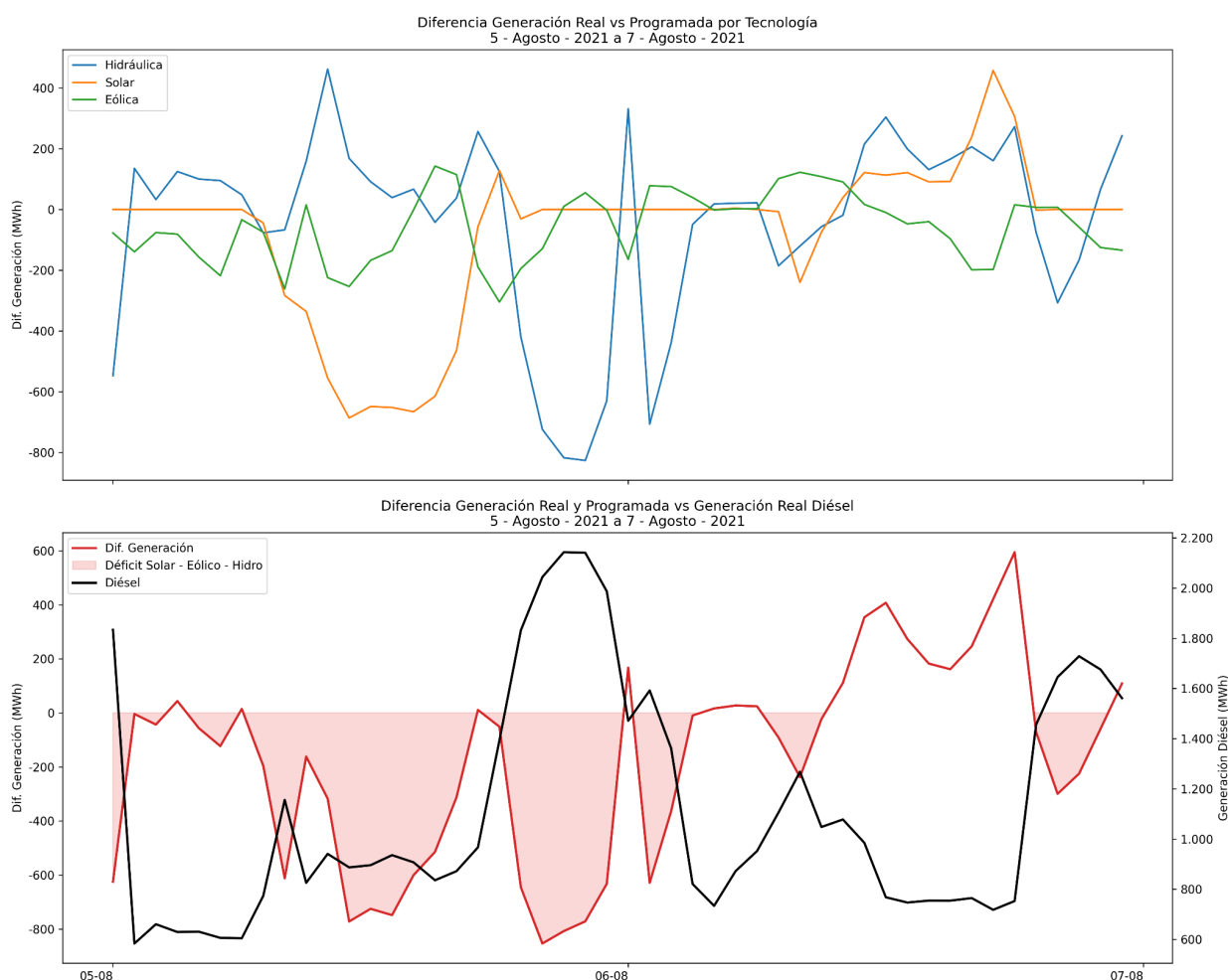


Figura 33. Desviación de la Generación Real y Programada de Tecnología Solar, Eólica e Hidráulica en contraste con la Generación Diésel entre el 5 y 7 de agosto del 2021. Datos Horarios.

Más allá del episodio crítico de agosto, la **Figura 34** muestra el comportamiento del 17 al 18 de febrero de 2021, cuando la generación diésel se mantuvo activa de forma sostenida para compensar un prolongado desfase entre la producción hidráulica real y la programada. Durante varias horas, los déficits hidráulicos excedieron los 500 MWh, y la generación eólica registró desviaciones secundarias, mientras la solar se mantuvo prácticamente alineada con la programación. Frente a estas carencias, el parque diésel elevó su despacho de niveles residuales hasta superar los 1.800 MWh en los peaks de mayor déficit hidráulico.

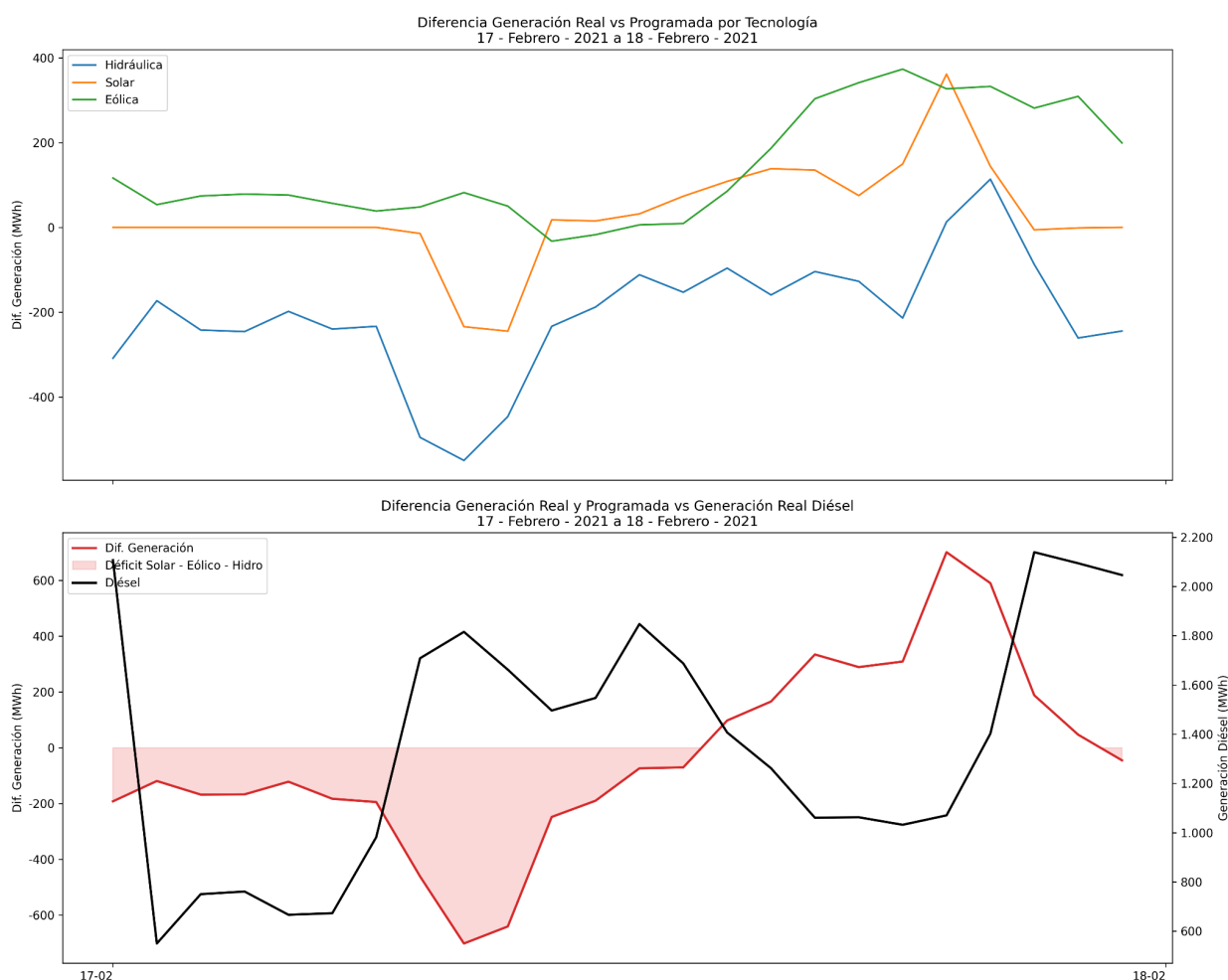


Figura 34. Desviación de la Generación Real y Programada de Tecnología Solar, Eólica e Hidráulica en contraste con la Generación Diésel entre el 17 y 18 de febrero del 2021. Datos Horarios.

2022

Después de 2021, 2022 se consolidó como el segundo año de mayor generación diésel de la última década, concentrándose especialmente entre abril y junio, tal como se observa en la **Figura 35**. El mes de junio registró el peak anual, con casi 300.000 MWh -correspondientes a un 4,2 % del total generado-. A partir de agosto, los despachos diésel experimentaron una disminución drástica.

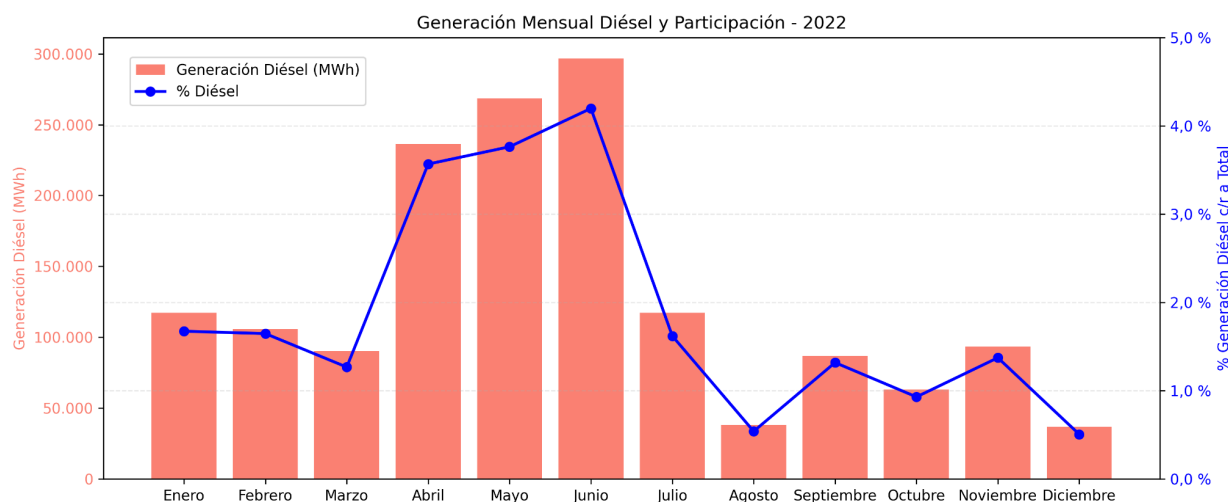


Figura 35. Generación Mensual Diésel y Porcentaje de Participación durante 2022.

El análisis horario de la generación diésel durante el año 2022, desplegado en la **Figura 36**, da cuenta de la intensa focalización de la actividad diésel en el segundo trimestre. En abril, la generación diésel horaria se evidencia a partir de media mañana y se prolongan hasta entrada la noche, mientras que mayo y junio muestran bloques continuos de generación diésel, con concentraciones máximas en torno a 2.200 MWh durante las horas de máxima semana, entre las 18:00 y 22:00 hrs. Hacia julio, la intensidad decrece y, sobre todo a partir de agosto, la actividad se dispersa en breves pulsos, con pocos días que alcancen más de 500 MWh.

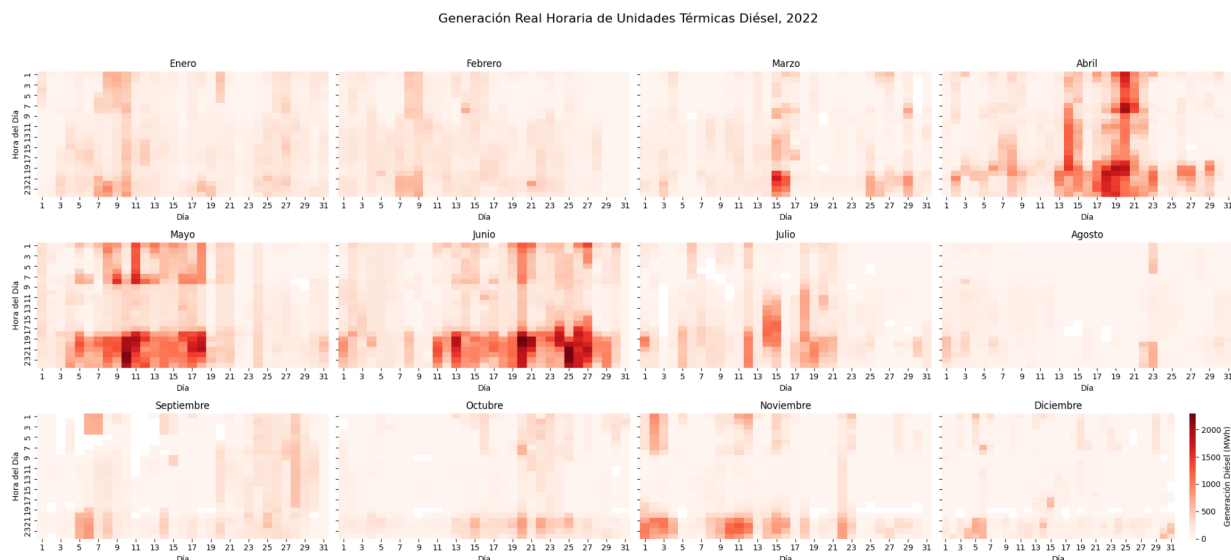


Figura 36. Generación Real Horaria Diésel durante 2022.

La **Figura 37** ilustra la evolución de la cota de embalses en 2022 y su influencia en el despacho de diésel. Entre enero y fines de marzo, los niveles de agua descendieron de manera continua hasta su mínimo anual, lo que obligó a un respaldo diésel intensivo -con su máximo en junio, como muestra la **Figura 35**-.

A partir de julio, las lluvias invernales recuperaron gradualmente la cota hasta su punto más alto en noviembre. Esta mejora en la disponibilidad hídrica permitió que la generación diésel se limitara a breves pulsos de baja intensidad durante el segundo semestre, coherente con el perfil horario observado en la **Figura 36**.

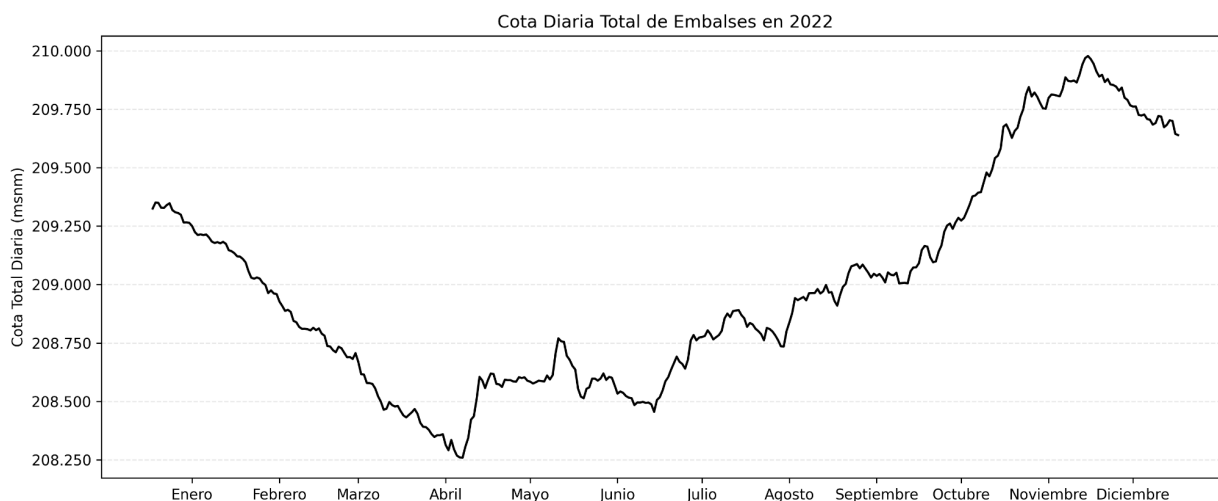


Figura 37. Cota Total Diaria de los Embalses del SEN en 2022.

Profundizando en el episodio del 18 al 20 de abril de 2022, tal como se observa en la **Figura 38**, la generación diésel reaccionó ante las discrepancias entre la producción hidráulica real y la programada, aun cuando estas no fueron las más pronunciadas entre las tecnologías analizadas. En este contexto, el parque térmico diésel incrementó su despacho durante los déficits hidráulicos y lo redujo al registrarse superávits, tal como se aprecia al cierre de las jornadas del 19 y del 20 de abril.

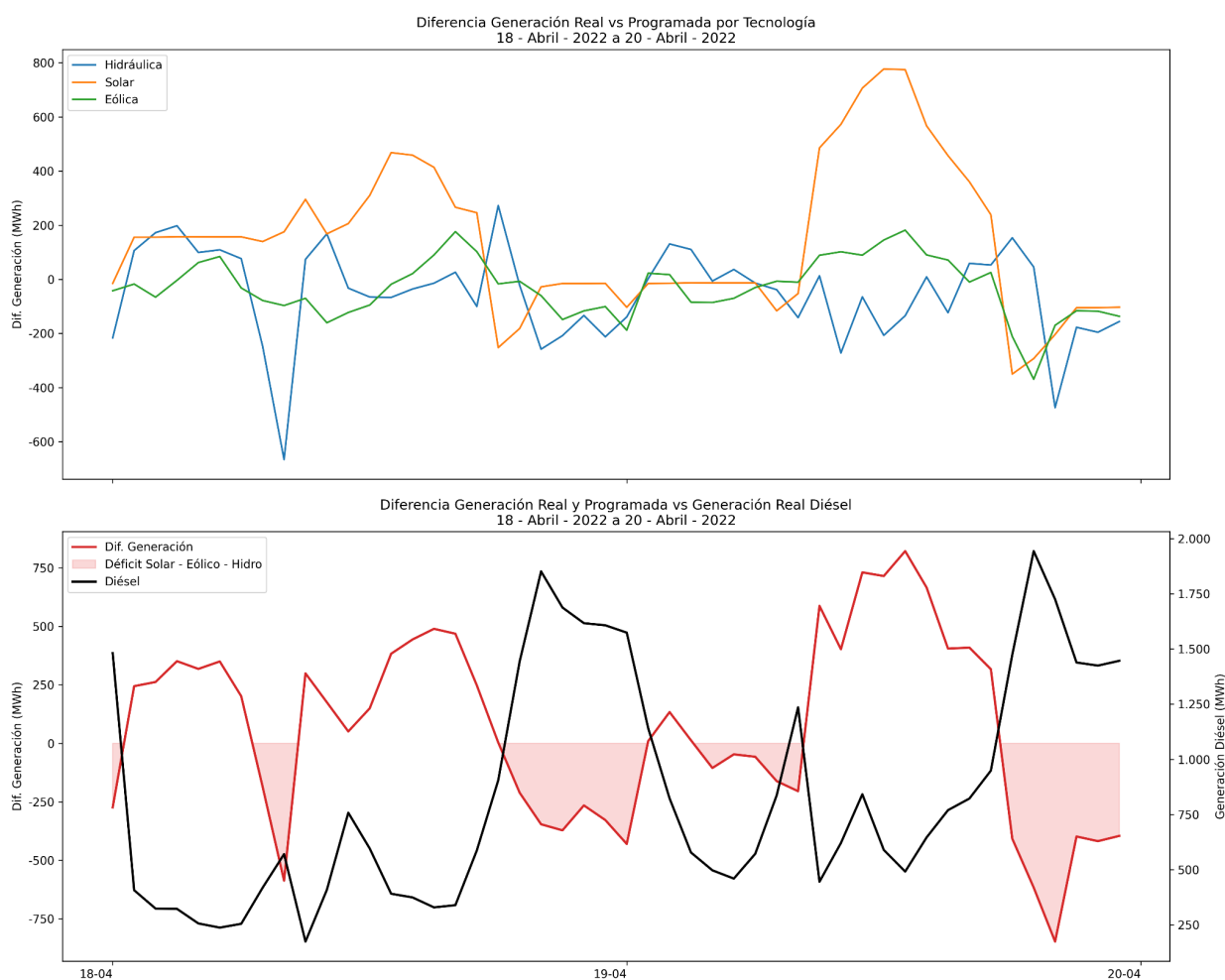


Figura 38. Desviación de la Generación Real y Programada de Tecnología Solar, Eólica e Hidráulica en contraste con la Generación Diésel entre el 18 y 20 de abril del 2022. Datos Horarios.

Por su parte, entre el 25 y el 27 de junio de 2022, tal como se muestra en la **Figura 39** emergió un segundo momento crítico, caracterizado por un déficit hidráulico extremo que superó los 800 MWh en las horas de mayor tensión, mientras las desviaciones eólicas sumaban desfases adicionales de 200–300 MWh. La respuesta diésel fue igualmente contundente, con despachos que se elevaron hasta 1.300 MWh para mitigar la significativa merma del recurso hídrico.

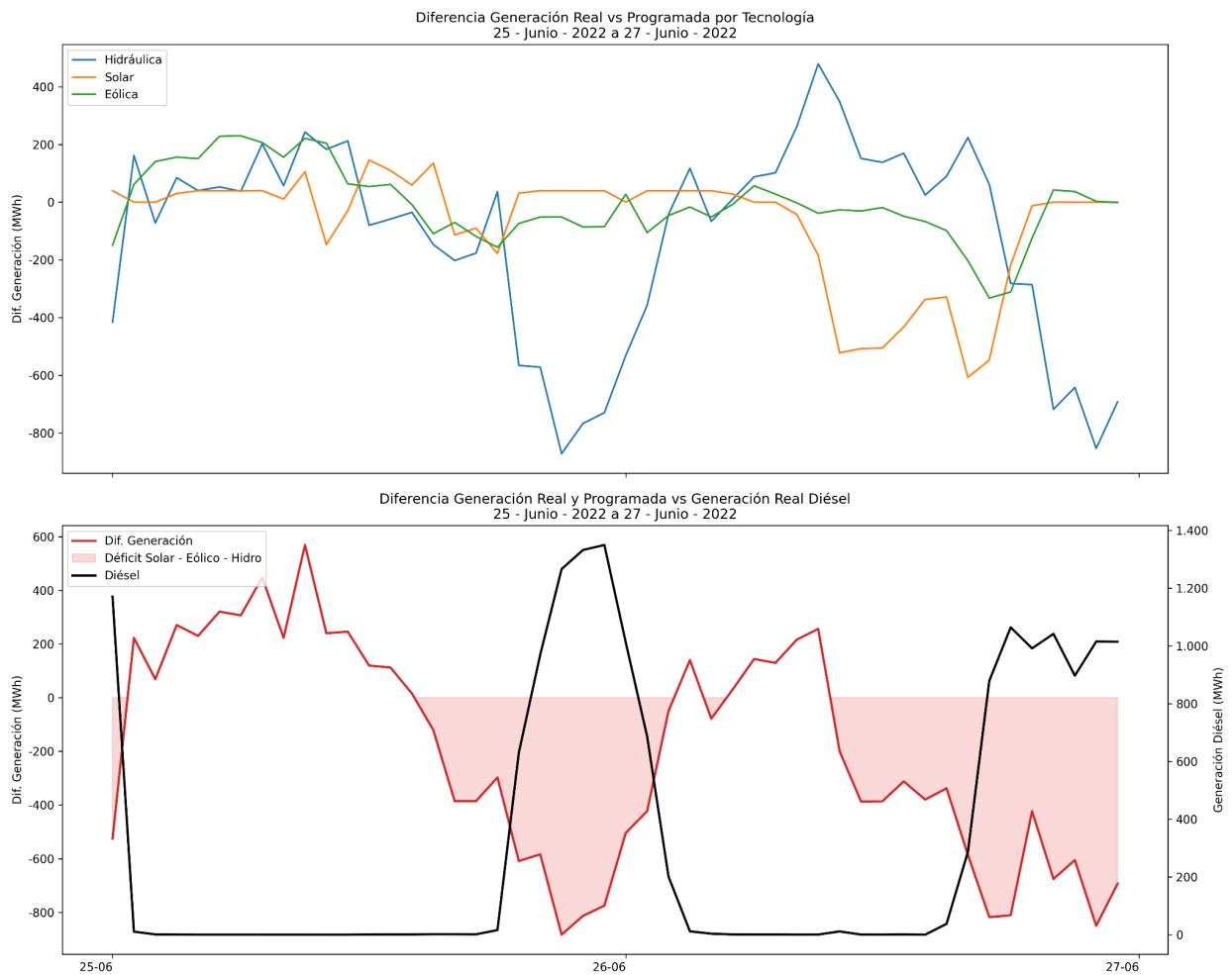


Figura 39. Desviación de la Generación Real y Programada de Tecnología Solar, Eólica e Hidráulica en contraste con la Generación Diésel entre el 25 y 27 de junio del 2022. Datos Horarios.

2023

La **Figura 40** expone que, en 2023, la generación diésel se mantuvo significativamente por debajo de los máximos alcanzados en 2021 y 2022, sin registrar peaks extremos ni superar el 1,5% de participación en ningún mes. La mayor parte del aporte diésel -entre 70.000 y 100.000 MWh- se concentró entre enero y mayo. A partir del mes de julio, los despachos diésel cayeron bruscamente, reduciéndose a menos de 20.000 MWh mensuales.

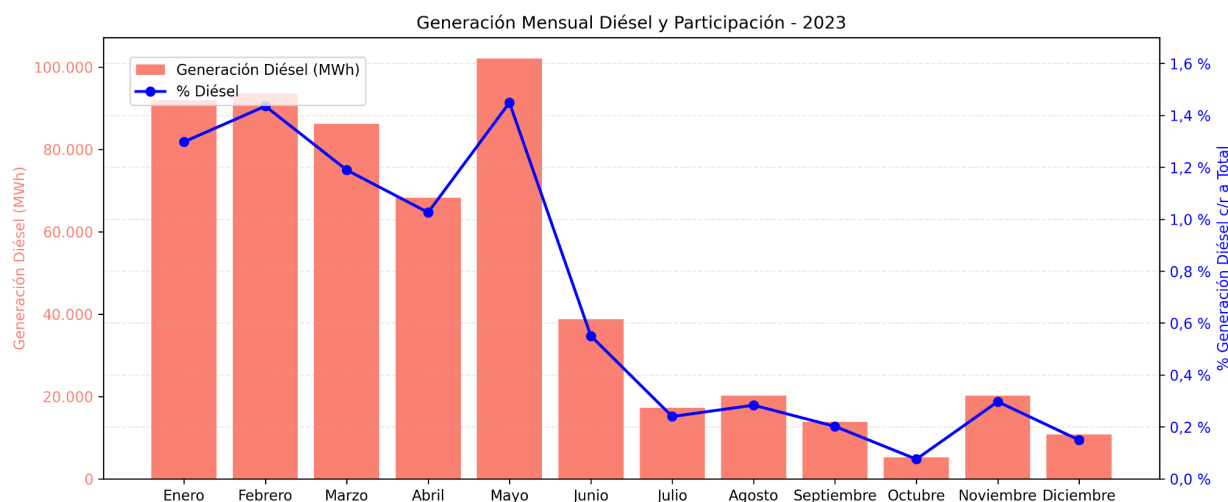


Figura 40. Generación Mensual Diésel y Porcentaje de Participación durante 2023.

En el análisis horario mostrado en la **Figura 41**, se observa una dispersión y magnitudes moderadas de generación diésel en comparación con años previos. Durante el primer semestre, los bloques de generación aparecen fragmentados y limitados a franjas de pocas horas, sin continuidad diaria prolongada; solo durante la primera mitad del año se advierten concentraciones algo más intensas, que no superan los 1.200 MWh en las horas analizadas. En el segundo semestre, la operación diésel se reduce a episodios esporádicos de muy baja magnitud, casi siempre por debajo de 500 MWh.

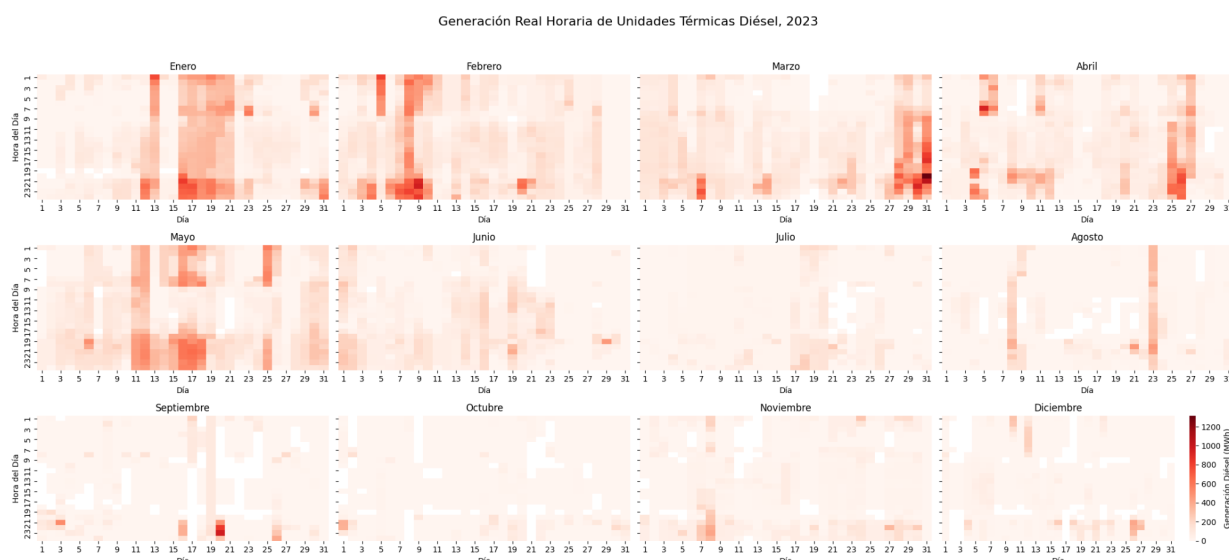


Figura 41. Generación Real Horaria Diésel durante 2023.

La trayectoria de la cota de embalses en 2023, recogida en la **Figura 42**, corrobora el patrón de generación diésel descrito. Entre enero y principios de junio, los niveles de agua descendieron de forma sostenida, lo que coincidió con la mayor parte de los despachos diésel durante ese primer semestre. Con el inicio de la recarga invernal a comienzos de julio, la cota experimentó un repunte brusco; la mayor disponibilidad de agua permitió entonces restablecer el despacho hidráulico y reducir drásticamente las intervenciones diésel durante el segundo semestre.

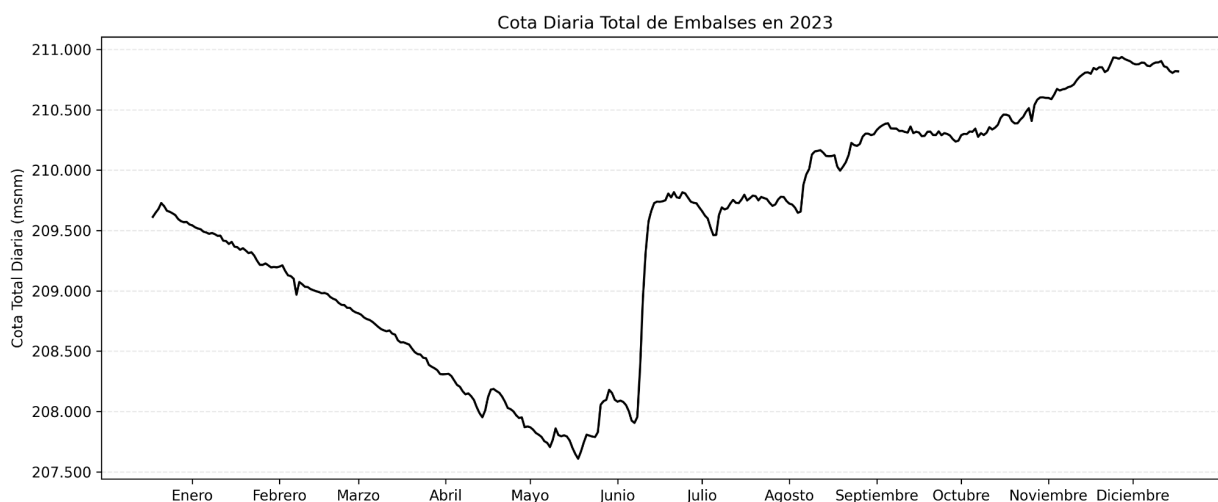


Figura 42. Cota Total Diaria de los Embalses del SEN en 2023.

La **Figura 43** detalla un episodio excepcional de generación diésel en un año que, por lo demás, estuvo marcado por operaciones moderadas, tal como se observa en la **Figura 41**. Durante las últimas horas del 1 de abril, la generación hidráulica real mostró déficits de hasta 400 MWh, simultáneo a una desviación de la generación solar de la misma magnitud. En respuesta, el despacho diésel se elevó con rapidez, duplicando su generación hasta alcanzar un máximo horario superior a los 1.200 MWh.

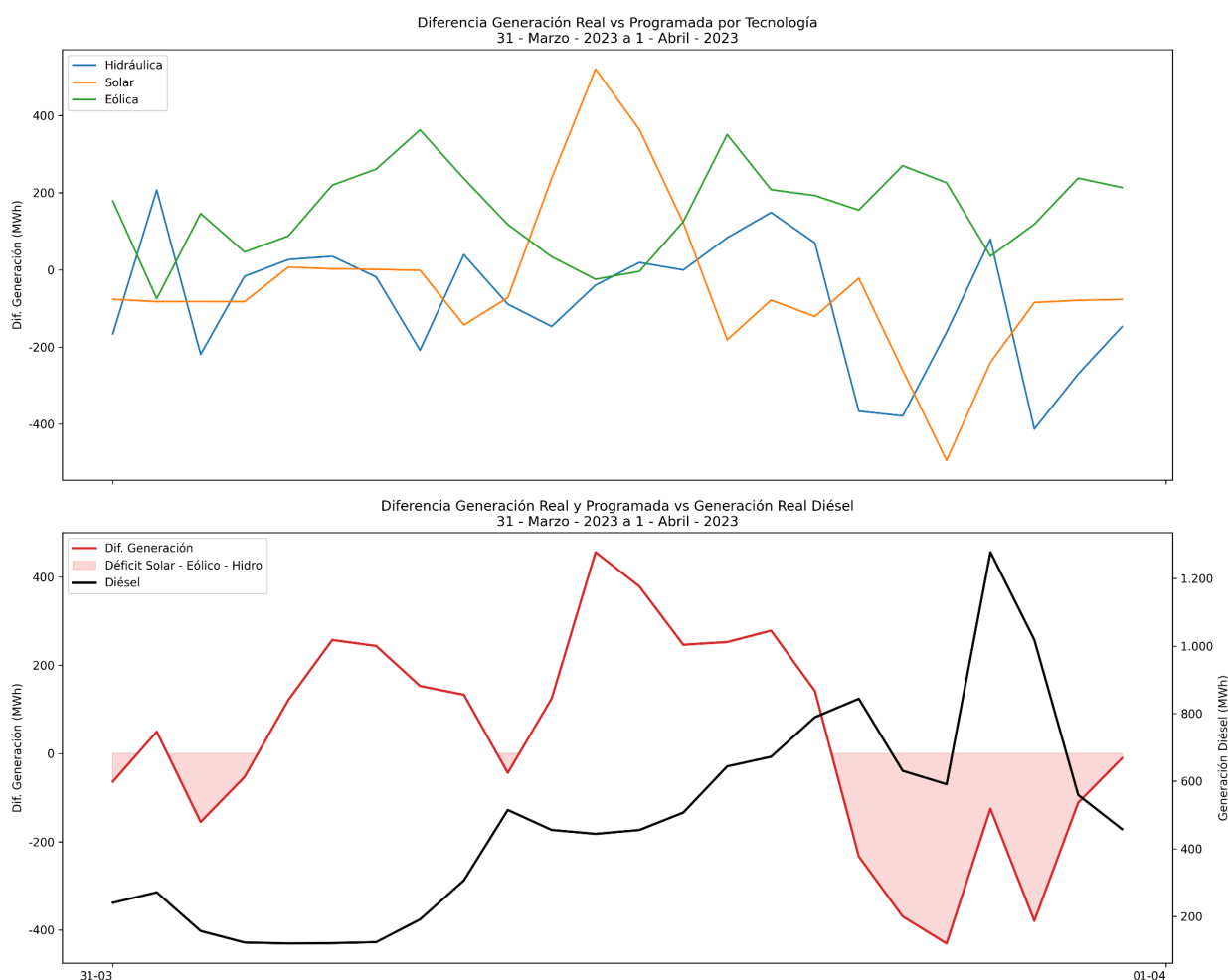


Figura 43. Desviación de la Generación Real y Programada de Tecnología Solar, Eólica e Hidráulica en contraste con la Generación Diésel entre el 31 de marzo y el 1 de abril del 2023. Datos Horarios.

2024

La **Figura 44** muestra que, en 2024, la generación diésel mantuvo un perfil muy reducido en comparación con los años anteriores. El primer máximo se registró en febrero, con cerca de 20.000 MWh, correspondiente a menos del 0,3% del total generado. El segundo peak anual, el cual se evidencia como el más notable, tuvo lugar en mayo, alcanzando alrededor de 35.000 MWh, equivalente a menos del 0,5% de la generación mensual. Durante el resto del año, la participación diésel permaneció siempre por debajo del 0,3%.

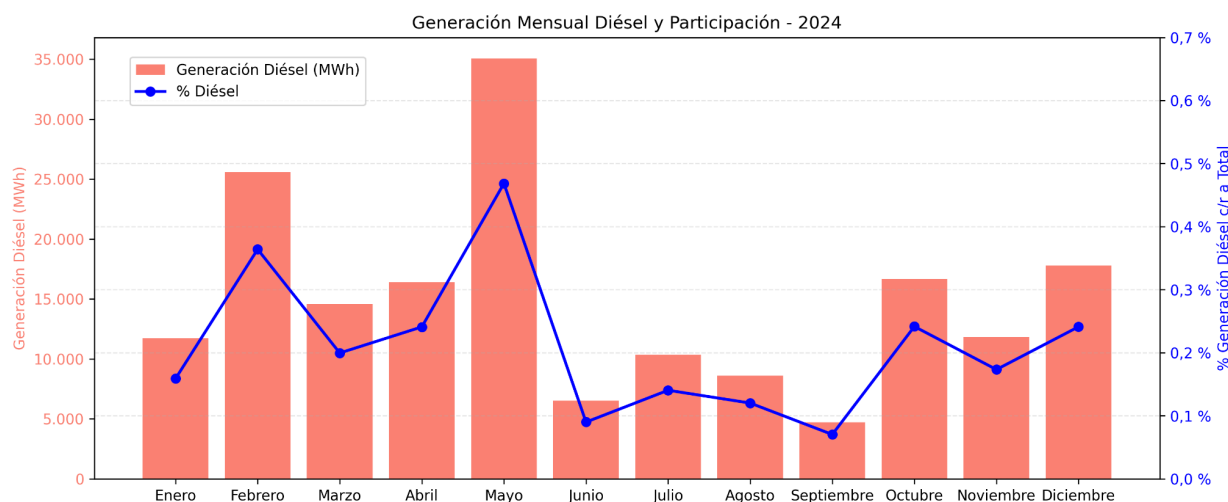


Figura 44. Generación Mensual Diésel y Porcentaje de Participación durante 2024.

La **Figura 45** muestra que, en 2024, la generación diésel fue en general dispersa, con pocas horas de actividad significativa. En enero y febrero se registraron breves picos matutinos y vespertinos, todos por debajo de 400 MWh. Los eventos más destacados tuvieron lugar entre las 17:00 y las 21:00 h del 22 al 27 de mayo, y el 9 de octubre, cuando un bloque continuo de 18:00 a 22:00 h alcanzó entre 600 y 700 MWh por hora. El resto del año, la operación diésel se mantuvo en niveles mínimos.

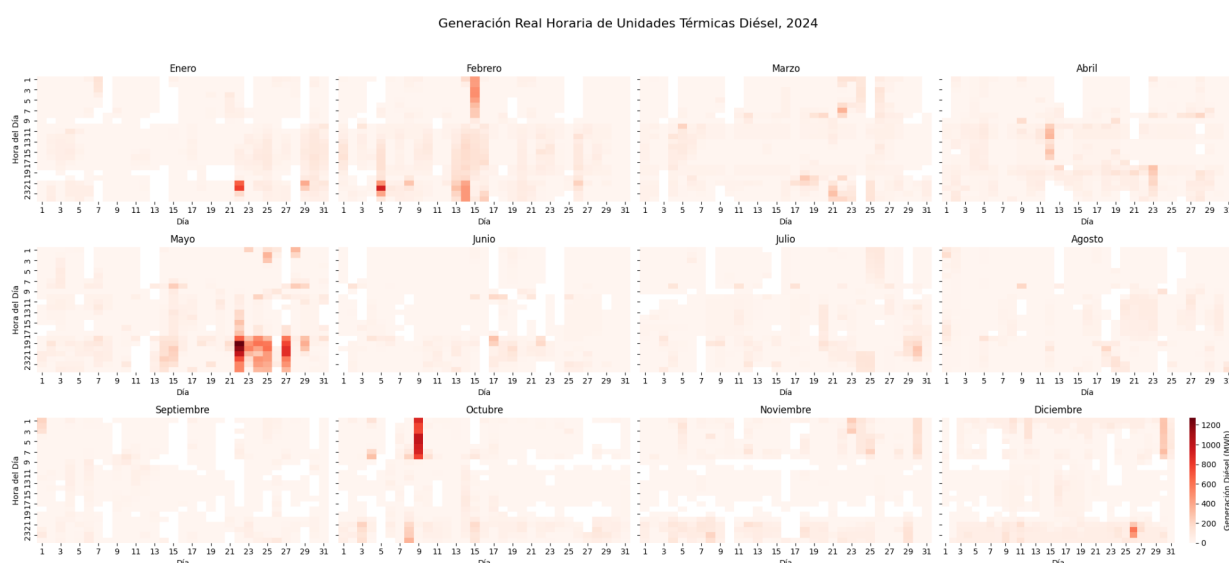


Figura 45. Generación Real Horaria Diésel durante 2024.

La **Figura 46** muestra la evolución de la cota de embalses en 2024. Tras comenzar el año en niveles elevados, la cota descendió de forma continua hasta su mínimo a fines de mayo, coincidiendo con el episodio de mayor despacho diésel en ese mes, cuando la baja reserva hídrica requirió activar puntualmente las unidades térmicas. Con las primeras lluvias invernales a comienzos de junio, la cota se recuperó rápidamente, lo que alivió de inmediato la demanda de diésel.

No obstante, entre julio y septiembre la cota experimentó un ligero descenso, aunque sin llegar a niveles críticos, por lo que la generación diésel permaneció prácticamente inactiva.

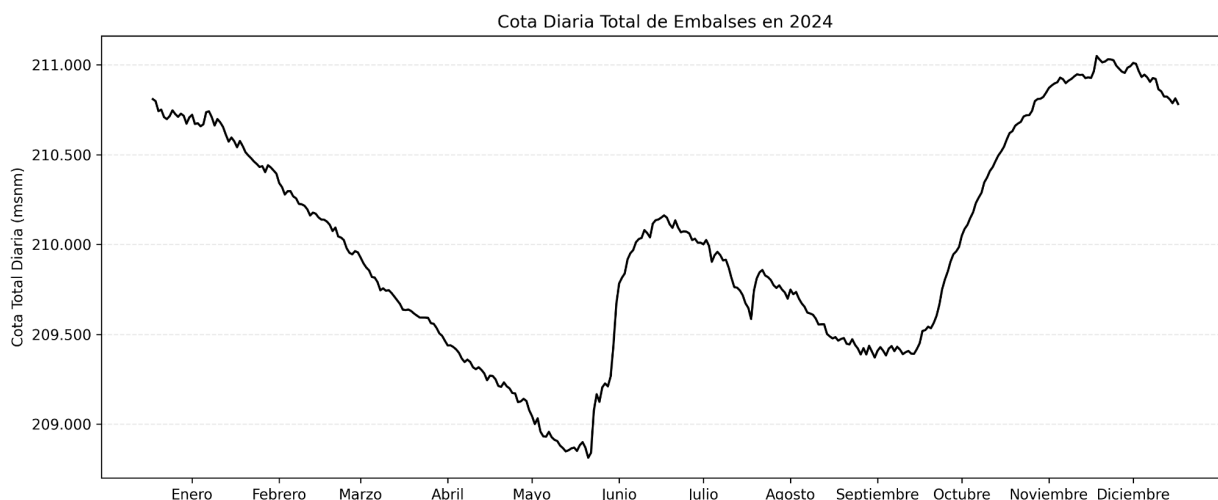


Figura 46. Cota Total Diaria de los Embalses del SEN en 2024.

En la **Figura 47** se examina uno de los escasos episodios críticos de 2024, ocurrido entre el 22 y el 23 de mayo. El 22 de mayo, la generación hidráulica comenzó con un déficit cercano a 300 MWh, mientras que la generación solar cayó progresivamente hasta 900 MWh de brecha y la generación eólica contribuyó con desfases de aproximadamente 650 MWh. Estas desviaciones persistieron durante la madrugada del día siguiente, acumulando un déficit significativo. Ante esta situación, la generación diésel incrementó su despacho, pasando de valores bajos a un peak horario cercano a 1.200 MWh en las últimas horas del 23 de mayo, coincidiendo con el punto de mayor déficit hidráulico.

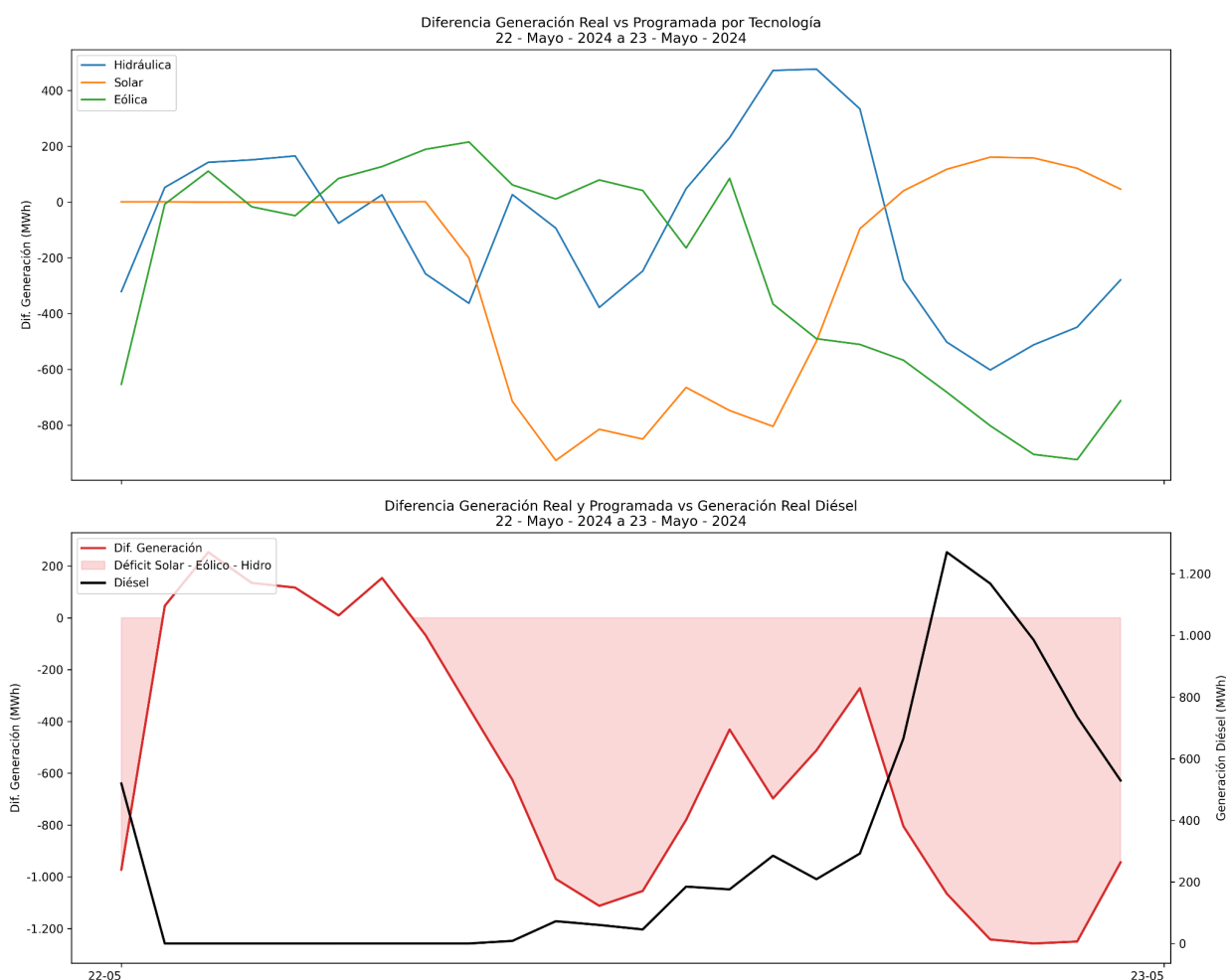


Figura 47. Desviación de la Generación Real y Programada de Tecnología Solar, Eólica e Hidráulica en contraste con la Generación Diésel entre el 22 y 23 de mayo del 2024. Datos Horarios.

Por otra parte, la **Figura 48** presenta las desviaciones en la generación de tecnologías renovables entre el 8 y 10 de octubre del 2024. Durante estos días, el sistema experimentó variedad de desviaciones simultáneas: la generación hidráulica real superó la programación en las mañanas del 9 de octubre, pero a partir del mediodía exhibió déficits crecientes, mientras la generación solar registró caídas de hasta 1.200 MWh y la generación eólica osciló entre subidas y bajadas de hasta 1.000 MWh. En respuesta a este escenario mixto, la generación diésel se activó de forma intensiva en la tarde del día 9, elevando su despacho desde valores residuales hasta superar los 1.000 MWh/hora, coincidiendo con el máximo déficit de generación hidráulica.

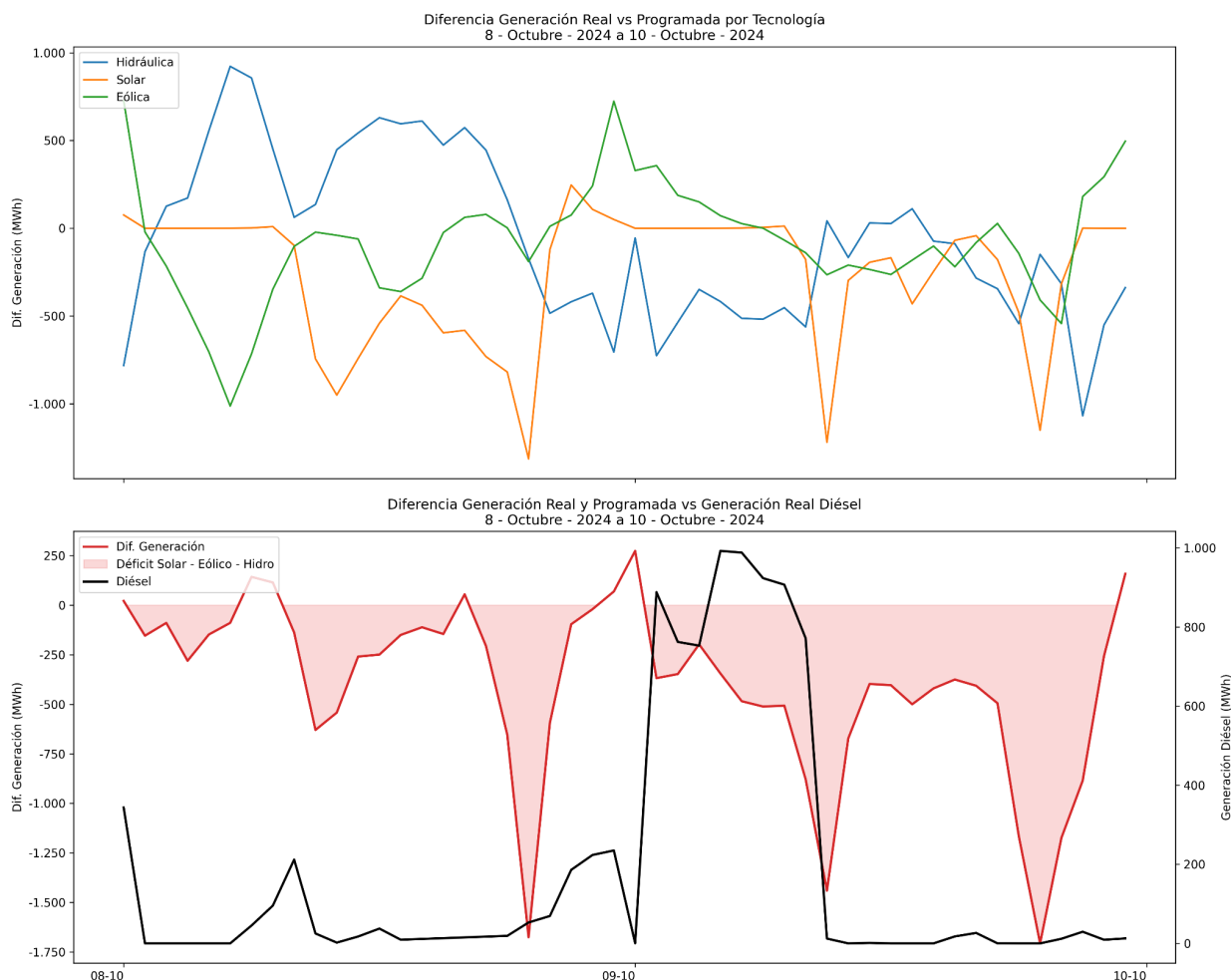


Figura 48. Desviación de la Generación Real y Programada de Tecnología Solar, Eólica e Hidráulica en contraste con la Generación Diésel entre el 8 y el 10 de octubre del 2024. Datos Horarios.

2025²⁸

Durante los primeros seis meses de 2025, tal como se observa en la **Figura 49**, la generación diésel muestra un claro repunte respecto a 2024, concentrándose en febrero, abril y, de manera particularmente destacada, en junio. En febrero se observó un aumento sostenido cercano a los 50.000 MWh, correspondiente al 0,7% del total mensual. El mes de abril registró un nuevo peak de alrededor de 70.000 MWh. Finalmente, en junio la generación diésel alcanzó casi 80.000 MWh -aproximadamente 1,8% de la producción mensual- marcando el nivel más elevado del año analizado.

²⁸Datos hasta el 23 de junio del 2025.

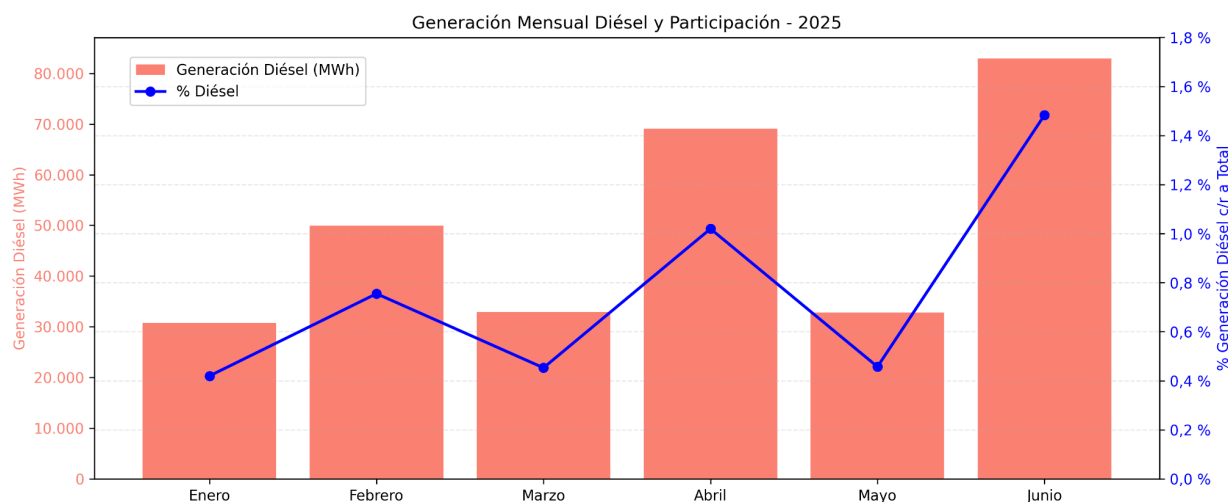


Figura 49. Generación Mensual Diésel y Porcentaje de Participación durante el Primer Semestre del 2025. Datos hasta el 23 de junio del 2025.

Analizando los patrones horarios del año, expuestos en la gráfica de la **Figura 50**, destacan tres momentos críticos. Primero, durante el histórico apagón del SEN del 25 y 26 de febrero, la caída abrupta del sistema y su posterior recuperación forzó un despacho continuo de diésel, que alcanzó su máximo al día siguiente entre las 20:00 hrs y 21:00 hrs, con peaks horarios cercanos a los de 800 MWh. En abril, durante varios días se evidenció un uso concentrado de diésel entre el 13 y el 17 de abril. Finalmente, el episodio de junio, tras la desconexión que afectó a ambos circuitos de la línea Nueva Pan de Azúcar–Polpaico 500 kV²⁹, generó un despliegue intensivo entre el 16 y 17 de junio, con generación diésel superior a 1.500 MWh en las horas de demanda peak.

²⁹Coordinador Eléctrico Nacional. "Información sobre el Sistema Eléctrico Nacional". 18 de Junio del 2025. [En Línea]. Disponible en: <https://www.coordinador.cl/novedades/informacion-sobre-el-sistema-electrico-nacional/>

Generación Real Horaria de Unidades Térmicas Diésel, 2025

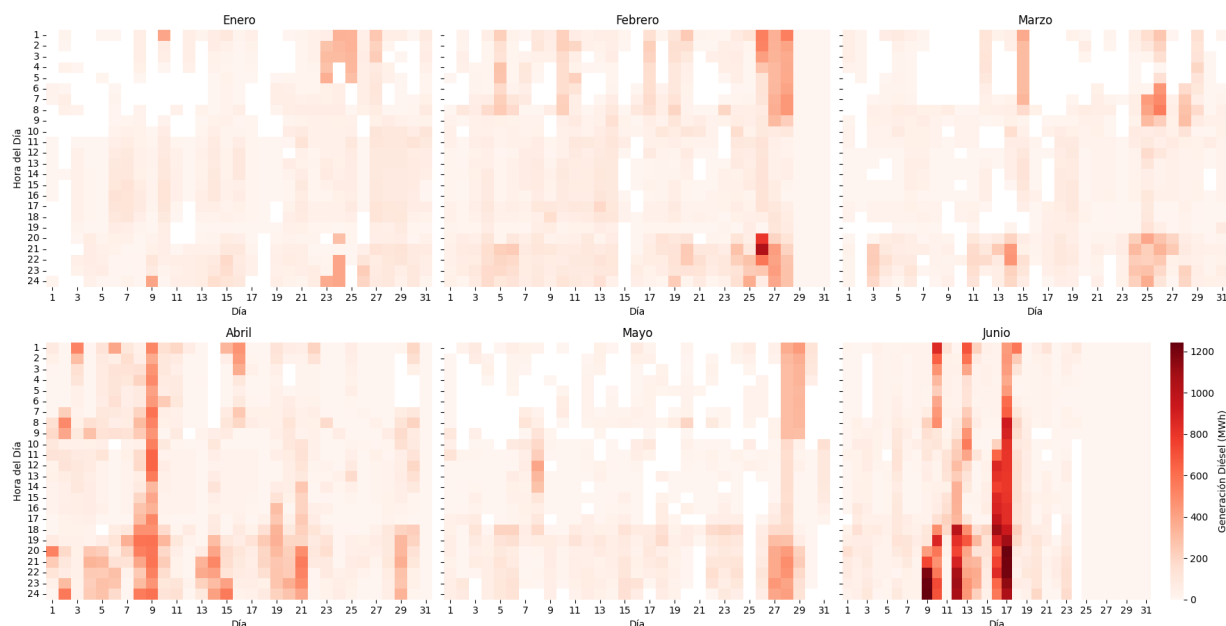


Figura 50. Generación Real Horaria Diésel durante el Primer Semestre del 2025. Datos hasta el 23 de junio del 2025.

En el periodo comprendido entre el 16 y el 17 de junio de 2025, tal como se observa en la **Figura 51**, se registra uno de los mayores volúmenes de generación diésel del año. Inicialmente, la gráfica compara las desviaciones de la generación real frente a la programada para las tecnologías hidráulica, solar y eólica. Durante la mañana y el mediodía del 16 de junio, la producción solar cayó drásticamente, con un desfase negativo superior a 2.500 MWh, lo que generó un déficit que fue parcialmente compensado por las aportaciones hidráulicas y el inmediato de la generación diésel. Posteriormente, en las últimas horas del 17 de junio, la generación hidráulica registró un descenso de casi 1.000 MWh en su punto máximo; este déficit coincidió con un aumento de la generación diésel por encima de 800 MWh en la misma franja horaria.

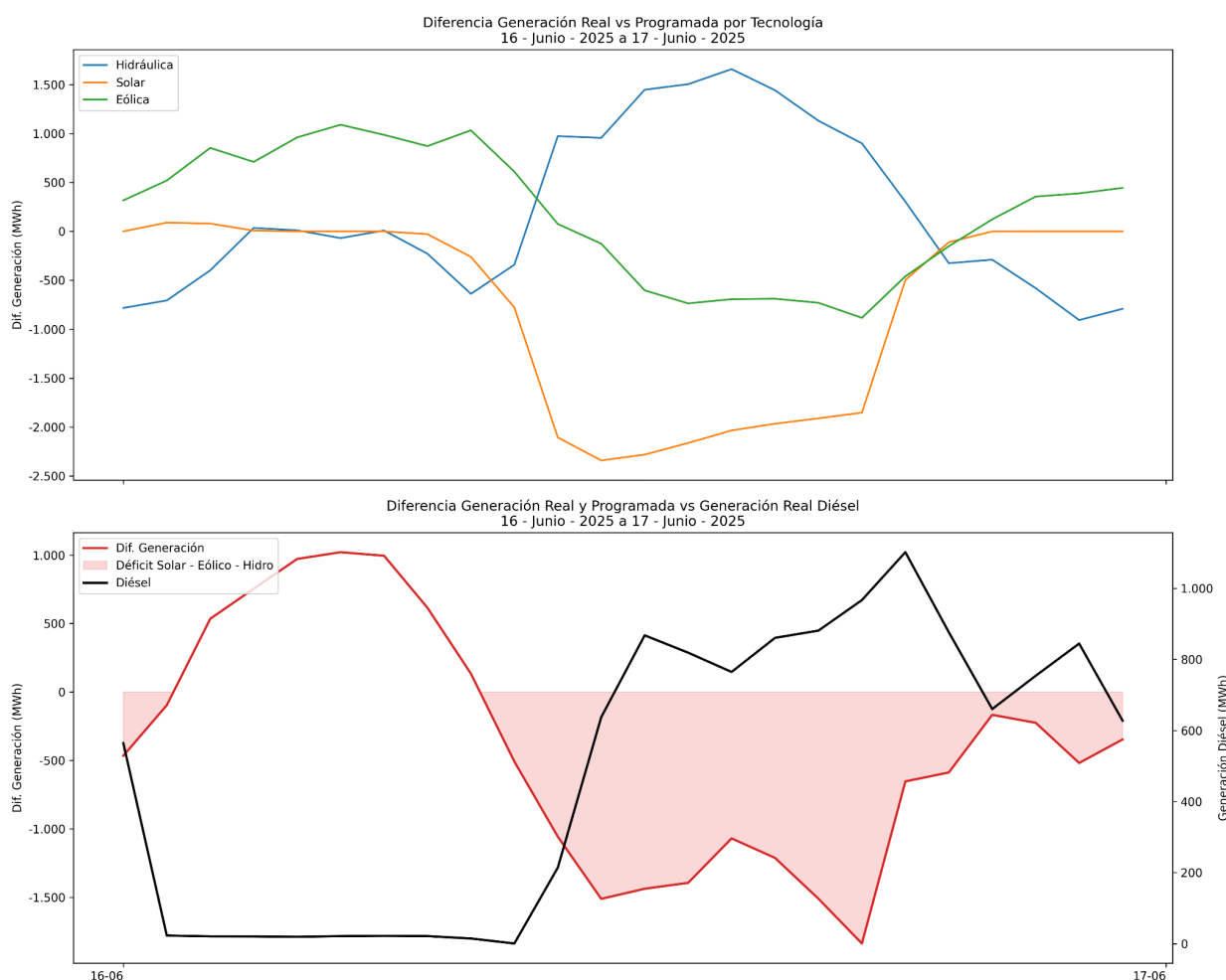


Figura 51. Desviación de la Generación Real y Programada de Tecnología Solar, Eólica e Hidráulica en contraste con la Generación Diésel entre el 16 y 17 de junio del 2025. Datos Horarios.

Análisis Estacional y Regional de la Capacidad Diésel 2021 - 2025

A raíz de la revisión general de la generación diésel en durante los últimos cinco años, resulta fundamental examinar con mayor detalle su comportamiento temporal y geográfico durante los últimos cinco años, focalizándose en las regiones que han concentrado los mayores niveles de despacho térmico diésel.

En esta sección se profundiza en los patrones de operación continua de las unidades diésel año a año, distinguiendo entre eventos de despacho de corta y larga duración -menores y superiores a cinco horas- y cuantificando la capacidad requerida en cada caso. Asimismo, se incorporan antecedentes operativos y condiciones específicas de cada zona que explican la recurrencia y la intensidad del uso de diésel como respaldo en momentos críticos.

Análisis Estacional

La **Tabla 1** muestra la generación diésel mensual de los últimos cinco años. A partir de estos datos, se observa que la generación diésel de 2021 a 2025 presentó un ciclo con un máximo en 2021–2022, seguido de una marcada contracción en 2023–2024 y un repunte durante el primer semestre de 2025.

Tabla 1. Generación Diésel Mensual en GWh y Total entre 2021 y 2025.

Año	2021	2022	2023	2024	2025
Enero	126,87	116,85	91,73	11,65	30,69
Febrero	270,81	105,56	91,91	25,52	49,8
Marzo	211,99	90,12	85,79	14,57	32,64
Abril	51,12	234,45	67,61	16,4	68,94
Mayo	54,78	268,56	102,06	34,65	32,64
Junio	40,6	292,75	38,66	7	82,31*
Julio	257,82	116,58	17,21	10,17	-
Agosto	327,33	37,73	20,13	9	-
Septiembre	65,82	86,84	13,55	5	-
Octubre	144,4	62,41	5,12	16,59	-
Noviembre	94,18	91,42	20,05	11,82	-
Diciembre	125,04	35,85	10,54	17,78	-
Total	1.770,76	1.539,12	564,36	178,72	297,02

Los datos muestran que en 2021 se registró el mayor volumen de generación diésel del período analizado, con 1.770 GWh, con marcados peaks en febrero y agosto. En 2022, la generación descendió ligeramente hasta 1.539 GWh, concentrándose principalmente entre abril y junio. Durante 2023, la producción de diésel se redujo drásticamente a 564 GWh, focalizándose casi íntegramente en el primer semestre y quedando prácticamente inactiva en la segunda mitad del año. El mínimo anual del período analizado se alcanzó en 2024, con apenas 179 GWh, con una concentración de la actividad diésel concentrada en el mes de mayo, mientras que el resto de los meses no superó los 25 GWh. En los primeros seis meses de 2025 se observó un aumento parcial, hasta 297 GWh, concentrados en febrero, abril y junio.

Análisis Regional

La **Tabla 2** presenta el detalle de la generación diésel por región desde el 2021 a junio del 2025.

Tabla 2. Generación Diésel Total en GWh por Región entre 2021 y 2025.

Región	2021	2022	2023	2024	2025
Arica y Parinacota	3,98	4,41	1,03	0,26	0,3
Tarapacá	5,98	10,23	3,01	0,65	0,7
Antofagasta	239,35	377,56	71,04	18,23	30,42
Atacama	26,25	20,06	9,31	4,48	5,9
Coquimbo	57,18	140,42	16,28	19,99	18,56
Valparaíso	166,2	194,72	96,56	44,11	53,35
Metropolitana	578,9	0,47	73,67	0,09	5,24
O'Higgins	90,7	193,61	9,13	2,88	1,58
Maule	38,16	29,91	14,31	7,93	16,55
Ñuble	0,38	0,34	0,02	0,01	0,08
Biobío	226,5	256,55	146	34,05	106,5
La Araucanía	2,58	2,17	0,44	0,6	0,8
Los Ríos	56,47	84,71	31,79	5,08	5,75
Los Lagos	284,18	234,69	96,16	41,46	52,82
Total	1.770,76	1.539,12	564,36	178,72	297,02

En 2021, la Región Metropolitana emergió como la principal usuaria de generación diésel, con aproximadamente 579 GWh, seguida por la Región de Los Lagos y la Región de Antofagasta. En 2022, las regiones de Antofagasta, Biobío y Los Lagos continuaron concentrando los mayores volúmenes, con notables incrementos en la Región de Antofagasta y la Región del Biobío, mientras la Región de Los Lagos mantuvo un elevado nivel absoluto de operación térmica diésel.

Entre 2023 y 2025, la generación diésel se concentró en las regiones de Valparaíso, Biobío y Los Lagos, las cuales mantuvieron una actividad significativa en medio de la disminución nacional de la actividad diésel. En la Región de Valparaíso, la generación cayó en 2024 y luego se experimentó un aumento leve en 2025. La Región del Biobío experimentó una disminución más marcada en 2024, seguida de un repunte a comienzos de 2025. Finalmente, en la Región de Los Lagos la generación diésel disminuyó en 2024 y volvió a experimentar un aumento en 2025.

A continuación, se presenta en detalle el análisis regional de la generación diésel entre 2021 y junio de 2025.

2021

En 2021, tal como se observa en la **Figura 52**, la distribución regional de la generación diésel evidencia una marcada concentración en tres zonas del país. La Región Metropolitana lidera con casi 580 GWh, seguida por las regiones de Los Lagos, Antofagasta y Biobío.

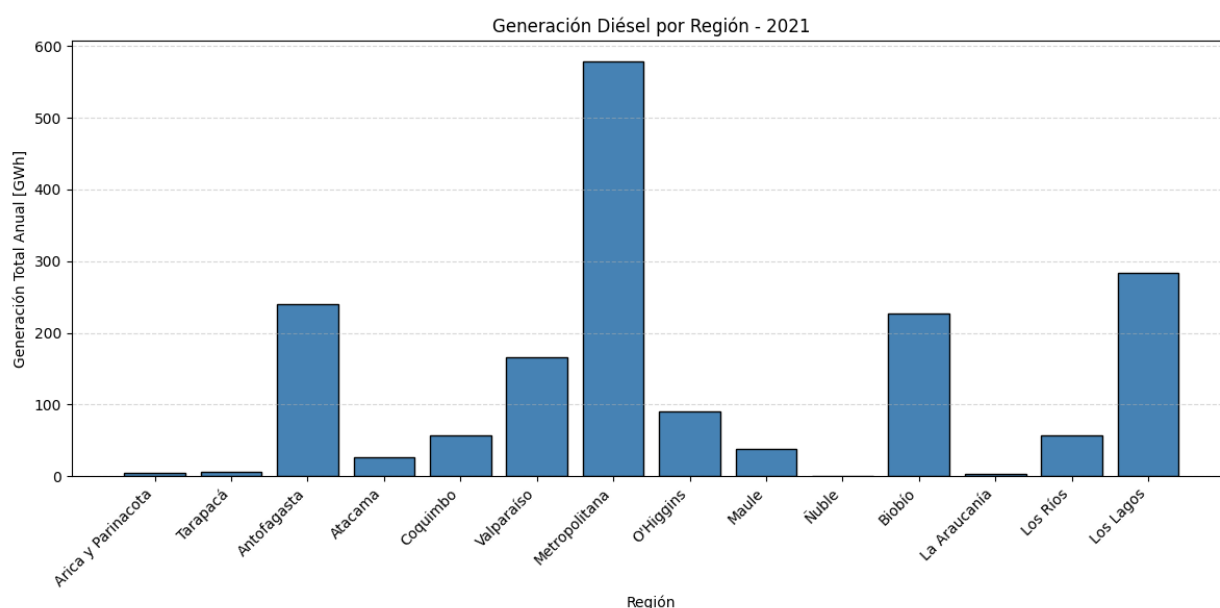


Figura 52. Generación Diésel por Región del SEN en 2021.

Las **Figuras 53** y **Figuras 54** presentan el detalle horario de la generación diésel en 2021 para las regiones de Antofagasta y Metropolitana, respectivamente.

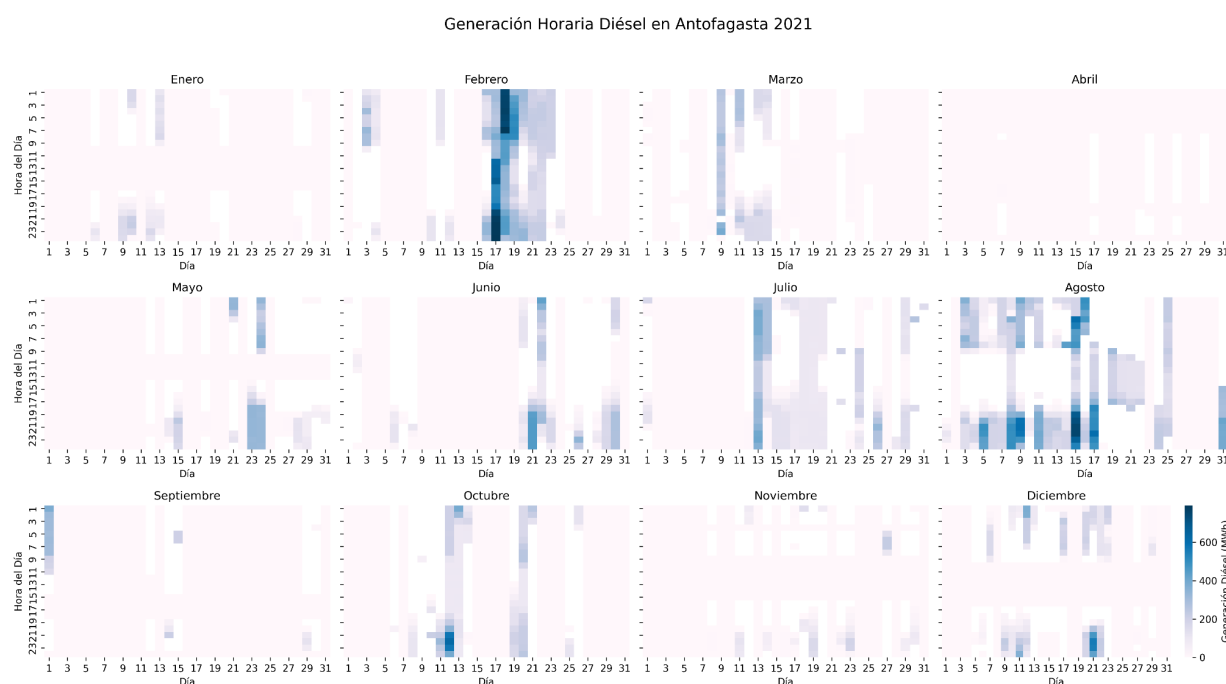


Figura 53. Generación Diésel en la Región de Antofagasta en 2021.

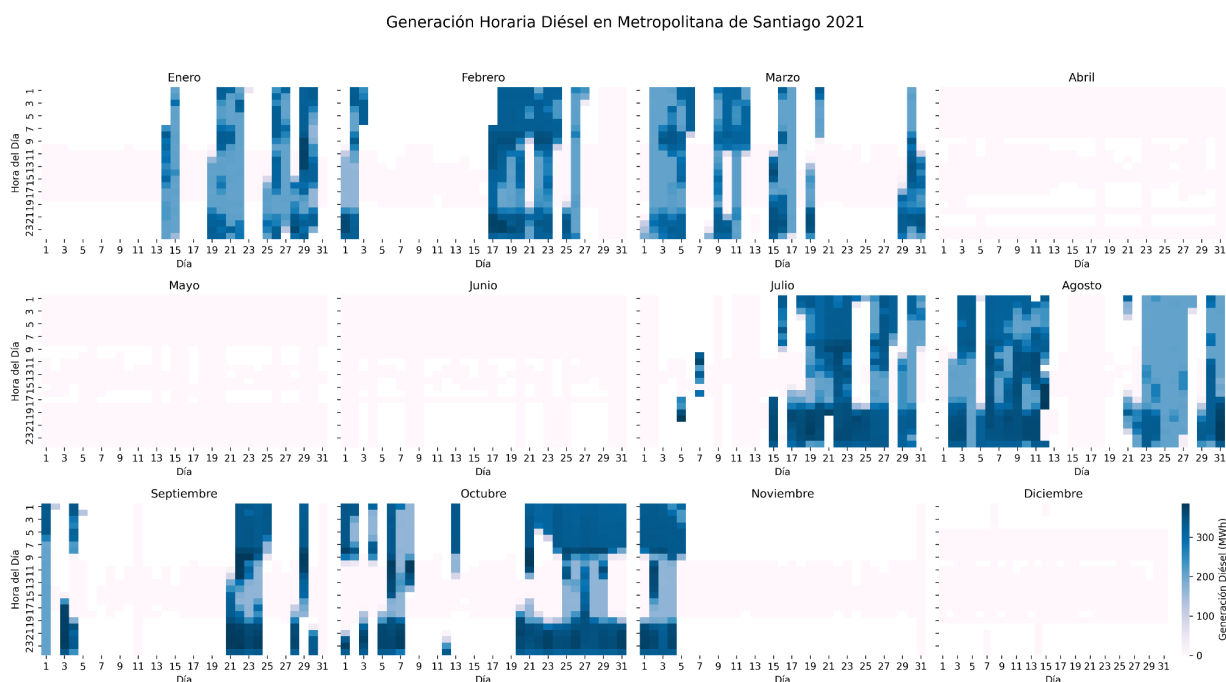


Figura 54. Generación Diésel en la Región Metropolitana en 2021.

En la **Figura 53** se detalla la generación horaria diésel en la región de Antofagasta durante el año 2021. Se aprecia que la mayor parte del despacho se concentra en los meses de febrero y agosto, con incrementos particularmente notables en las franjas vespertinas de mediados de mes. En febrero, la generación se extiende de forma casi continua entre las 15 hrs y las 21 hrs. De manera análoga, en julio y agosto emergen focos de alta intensidad alrededor de las 17 hrs, mientras que el resto del año muestra operaciones muy esporádicas y de corta duración, propias de contingencias puntuales.

En la **Figura 54** puede observarse el perfil de generación horaria diésel en la región Metropolitana para el mismo periodo. A diferencia de la Región de Antofagasta, la Región Metropolitana registra un uso de diésel intensivo en los primeros tres meses, con recorridos prácticamente ininterrumpidos durante las tardes y noches de enero a marzo. A partir de abril, la actividad decae drásticamente, limitándose a breves pulsos generacionales en horarios de máxima demanda. Luego, vuelve a observarse un aumento de la actividad diésel entre julio y octubre.

De acuerdo con los datos presentados en la **Tabla 3**, en la región de Atacama las tres principales centrales térmicas que utilizan diésel en la región corresponden a las centrales Atacama, Kelar y Taltal, mientras que, en la Región Metropolitana, la central Nueva Renca es la principal operadora de diésel en la región. Estas centrales presentan perfiles de operación y dependencia de diésel significativamente distintos, pero con un factor clave en común: la generación diésel es programada en estas centrales y su variación respecto a esta programación se justifica en la indisponibilidad de gas natural, el cual corresponde al otro combustible que utilizan estas centrales.

Esta dinámica se documenta a diario en los Informes de Novedades del Centro de Despacho de Carga (CDC) del CEN, donde se compara la programación prevista con la generación real y se registran las instancias de Generación No Programada (GNP), junto con las razones de las desviaciones significativas.

Por ejemplo, el 27 de julio de 2021, tal como se muestra en la **Tabla 4**, la central Atacama despachó con diésel sin haberlo programado inicialmente, en respuesta a un control de suministro en una de sus unidades de GNL. De manera análoga, en la Región Metropolitana la central Nueva Renca presentó un aumento de generación diésel correlacionado con una disponibilidad reducida de GNL, como ilustra la **Tabla 5**.

Tabla 3. Generación Diésel en las Principales Centrales de las regiones de Antofagasta y Metropolitana en 2021.

Región	Central	Total Anual [MWh]	Diésel Total Anual [MWh]	% Generación Diésel	Total Horas Operación	Total Horas Operación Diésel	% Horas Operación Diésel
Antofagasta	TER ATACAMA	741.453	162.163	22%	3.962	812	20%
	TER KELAR	1.838.281	40.833	2%	7.175	217	3%
	TER TALTAL	93.660	34.803	37%	971	34	4%
Metropolitana	TER NUEVA RENCA	1.193.661	578.740	48%	4.543	1072	24%

Tabla 4. Desviaciones en la Programación, Informe Diario CEN del día Martes 27 de julio del 2021³⁰.

Central	Programación [MWh/día]	Generación Real [MWh/día]	Desviación %	Justificación
Atacama-1 Diésel	0	733,1	GNP	Sin Justificación
Atacama-1 GNL	2.333,90	511,1	GNP	Menor generación real por control suministro de GNL
Atacama-2 Diésel	0	2.338,5	GNP	GNP por costo marginal
Atacama-2 GNL	848	969,4	14,31%	Sin Justificación

³⁰Coordinador Eléctrico Nacional, "Informe Diario Martes 27 de Julio del 2021". [En Línea]. Disponible en: <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2021/07/Informe-diario-27-07-2021.pdf>

Tabla 5. Desviaciones en la Programación, Informe Diario CEN del día Jueves 15 de julio del 2021³¹.

Central	Programación [MWh/día]	Generación Real [MWh/día]	Desviación %	Justificación
Nueva Renca Diésel	2.704,30	6.712	148,20%	Mayor generación por costo marginal
Nueva Renca GNL	4.197,40	1.357	-67,67%	Menor generación real por control suministro de GNL
Nueva Renca Gas Arg	0	0	-	Sin Justificación

Con mayor precisión, la central Taltal en la Región de Antofagasta, a pesar de su menor generación total, registra la proporción más elevada de generación diésel -un 37% de su producción anual-, operando con diésel en aproximadamente el 4% de sus horas de funcionamiento. Por su parte, la central Atacama muestra un uso de diésel equivalente al 22% de su energía total, con un 20% de las horas de operación cubiertas por este combustible. En contraste, la central Kelar alcanza apenas un 2% de generación diésel y sólo un 3% de sus horas de servicio emplean este recurso, lo que confirma su condición predominante de planta a gas natural y un despacho diésel muy esporádico.

Por otro lado, en la Región Metropolitana, la central Nueva Renca exhibe un perfil de respaldo con diésel aún más marcado. Casi la mitad de su producción anual se abastece con diésel, utilizado en un 24% de las horas de operación. Este elevado porcentaje pone de manifiesto la estrategia de recurrir de manera sistemática al diésel cuando las condiciones logísticas o de abastecimiento impiden la generación con gas natural. Según los Informe de Novedades del Centro de Despacho de Carga³² del CEN, tal como se ejemplifica en la **Tabla 5**, gran parte de estos despachos de diésel no programados en 2021 responden a la adaptación a las nuevas condiciones de operación intradiaria del sistema y al control del suministro de gas, lo cual explica la frecuencia y duración de su utilización en esta central.

En la **Figura 55** se muestra la distribución horaria de la generación diésel en la Región del Biobío durante el año 2021. Durante los meses de verano, la operación aparece dispersa pero sostenida en franjas vespertinas y nocturnas, con concentraciones puntuales hacia el final de la tarde. A partir de marzo se aprecia un descenso marcado, con generación esporádica y de menor intensidad hasta junio. En julio y agosto se registra un repunte más notable en horas punta, coincidiendo con los episodios de baja disponibilidad hidráulica del periodo seco (ver **Figura 32**), antes de volver a niveles casi residuales en el último trimestre del año.

La **Figura 56** detalla la generación diésel horaria en la Región de Los Lagos para el 2021. En este caso, la intervención de diésel es especialmente intensa entre febrero y marzo, con bloques continuos de actividad que abarcan gran parte de la jornada. Durante abril y mayo persisten concentraciones elevadas

³¹Coordinador Eléctrico Nacional, "Informe Diario Jueves 15 de Julio del 2021". [En Línea]. Disponible en: <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2021/07/Informe-diario-15-07-2021.pdf>

³²Coordinador Eléctrico Nacional. Informe de Novedades del Centro de Despacho de Carga (CDC). [En Línea]. Disponible en: <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/novedades-cdc/>

en horas peak, mientras que en junio la operación se reduce drásticamente. A partir de julio se observa un nuevo ciclo de empleo frecuente pero episódico y, finalmente se observa un nuevo ciclo de generación desde octubre a diciembre.

Generación Horaria Diésel en Biobío 2021

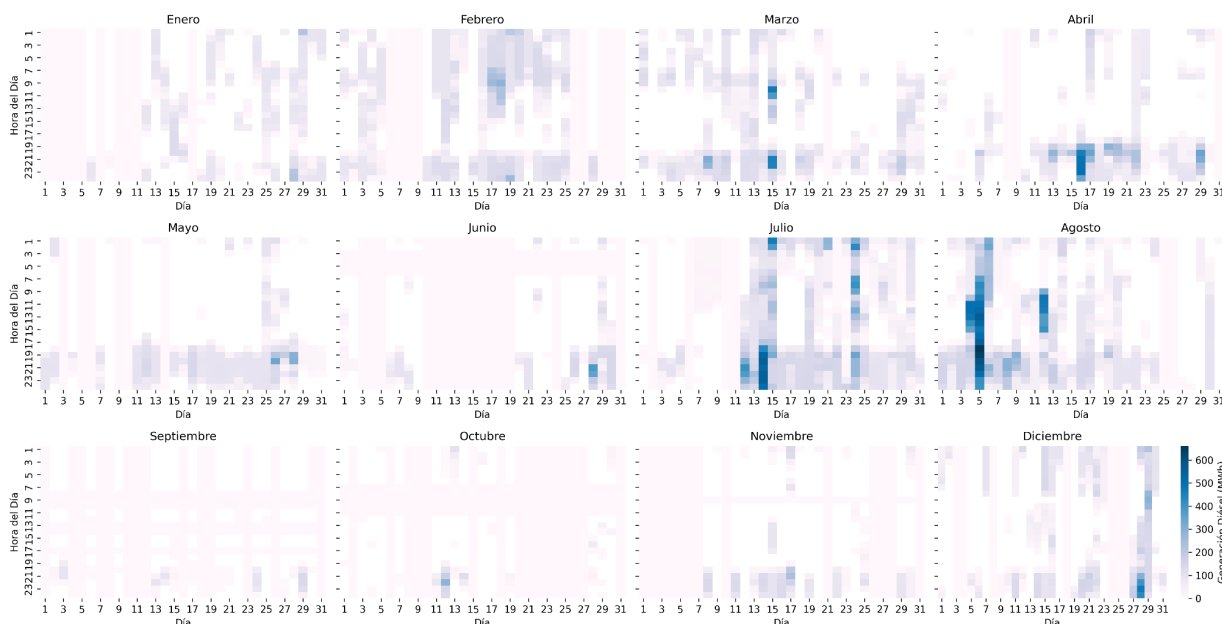


Figura 55. Generación Diésel en la Región del Biobío en 2021.

Generación Horaria Diésel en Los Lagos 2021

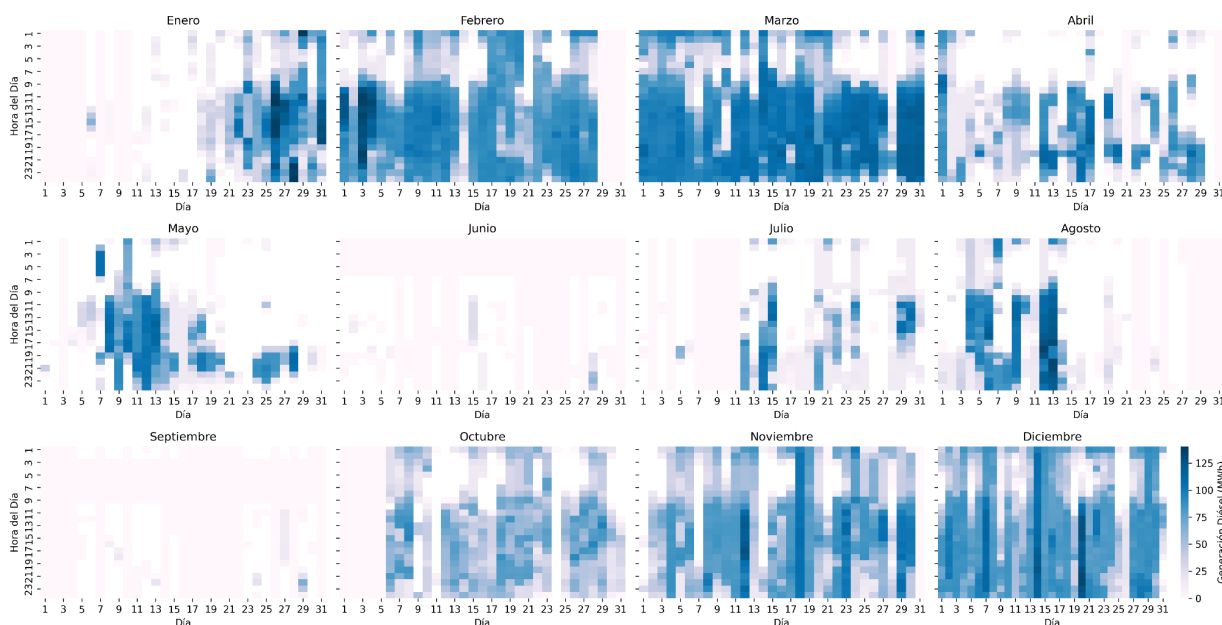


Figura 56. Generación Diésel en la Región de Los Lagos en 2021.

La **Tabla 6** presenta el detalle de la generación diésel en 2021 en las principales centrales de las regiones del Biobío y Los Lagos.

Tabla 6. Generación Diésel en las Principales Centrales de las regiones del Biobío y Los Lagos en 2021.

Región	Central	Total Anual [MWh]	Diésel Total Anual [MWh]	% Generación Diésel	Total Horas Ope	Horas con Prog Diésel	Operación Diésel No Prog	% Operación Diésel No Prog
Biobío	TER CORONEL	32.709	28.703	88%	1.112	141	971	87%
	TER LOS GUINDOS	26.259	26.259	100%	239	45	194	81%
	TER LOS PINOS	142.916	142.916	100%	2.181	564	1.617	74%
	TER SANTA LIDIA	18.782	18.782	100%	224	18	206	92%
	TER YUNGAY	4.479	4.479	100%	125	19	106	85%
Los Lagos	TER TRAPEN	190.864	190.864	100%	3.903	3.077	826	27%
	TER TRINCAO	59.104	59.104	100%	4.524	3.916	608	16%

En la Región del Biobío, la generación diésel en las centrales térmicas se utilizó principalmente para ajustes de última hora, más que para despachos planificados. Gran parte de las horas de operación con este combustible no figuraba en los programas iniciales: la central Coronel dedicó el 87% de sus horas de diésel a atender desviaciones de programación; la central Los Guindos, el 81%; y la central Santa Lidia, el 92%. Estos datos evidencian el carácter esencialmente reactivo del diésel en la región.

En contraste, en la Región de Los Lagos el diésel funcionó como parte de la programación del sistema. Tanto la central Trapen como la central Trincao operaron al 100% de su generación diésel dentro de los programas de despacho, dedicando apenas el 27% y 16% de sus horas a ajustes no previstos, respectivamente. Esta configuración refleja que, en la Región de Los Lagos, la inclusión de diésel en el plan diario obedeció a decisiones de optimización del sistema que tuvieron en cuenta las limitaciones estructurales de la red en la zona.

2022

En 2022, tal como se muestra en la **Figura 57**, la generación diésel se concentró en varias regiones. La Región de Antofagasta encabezó el ranking con cerca de 378 GWh, casi un cuarto del total nacional, seguida por la Región del Biobío y la Región de Los Lagos. La Región Metropolitana, a diferencia del año anterior, prácticamente no requirió despacho diésel, con menos de 1 GWh. En contraste, la Región de O'Higgins evidenció un aumento en su generación, alcanzando casi 190 GWh anuales.

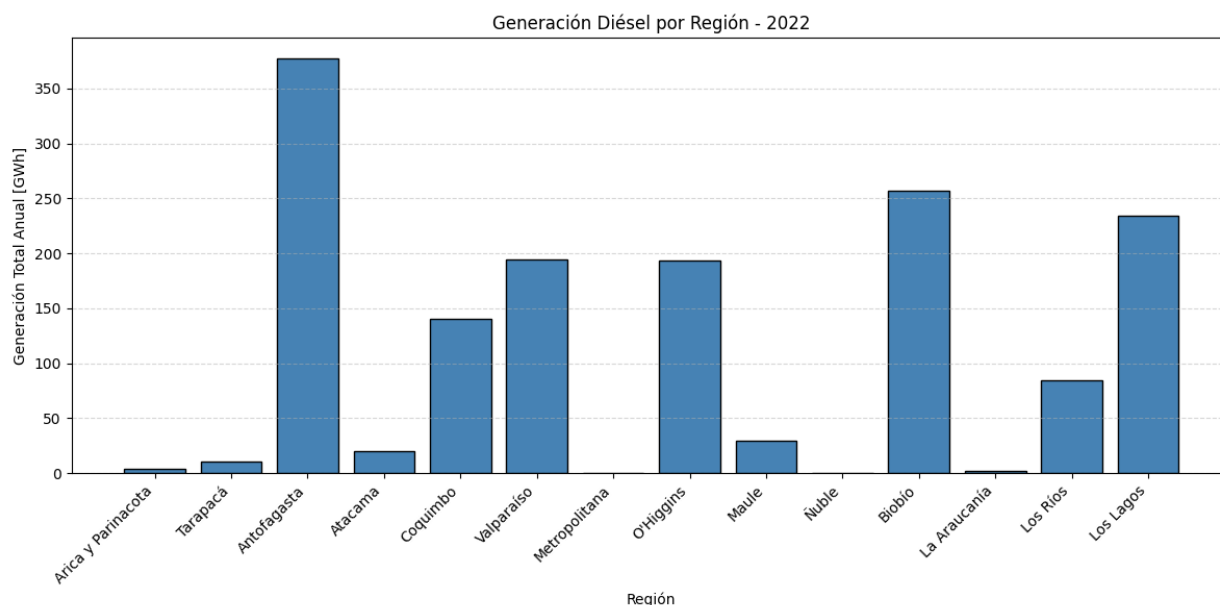


Figura 57. Generación Diésel por Región del SEN en 2022.

En la **Figura 58**, correspondiente a la región de Antofagasta en 2022, se puede apreciar un despacho diésel frecuente y distribuido a lo largo de todo el año. Los períodos de mayor intensidad operativa se evidencian durante las mañanas (alrededor de las 9–11 hrs) y las tardes (17–19 hrs). Los meses de mayo y junio muestran una densidad de generación especialmente alta. En contraste, durante febrero y agosto la actividad horaria diésel se reduce, aunque persiste la recurrencia en las primeras horas del día.

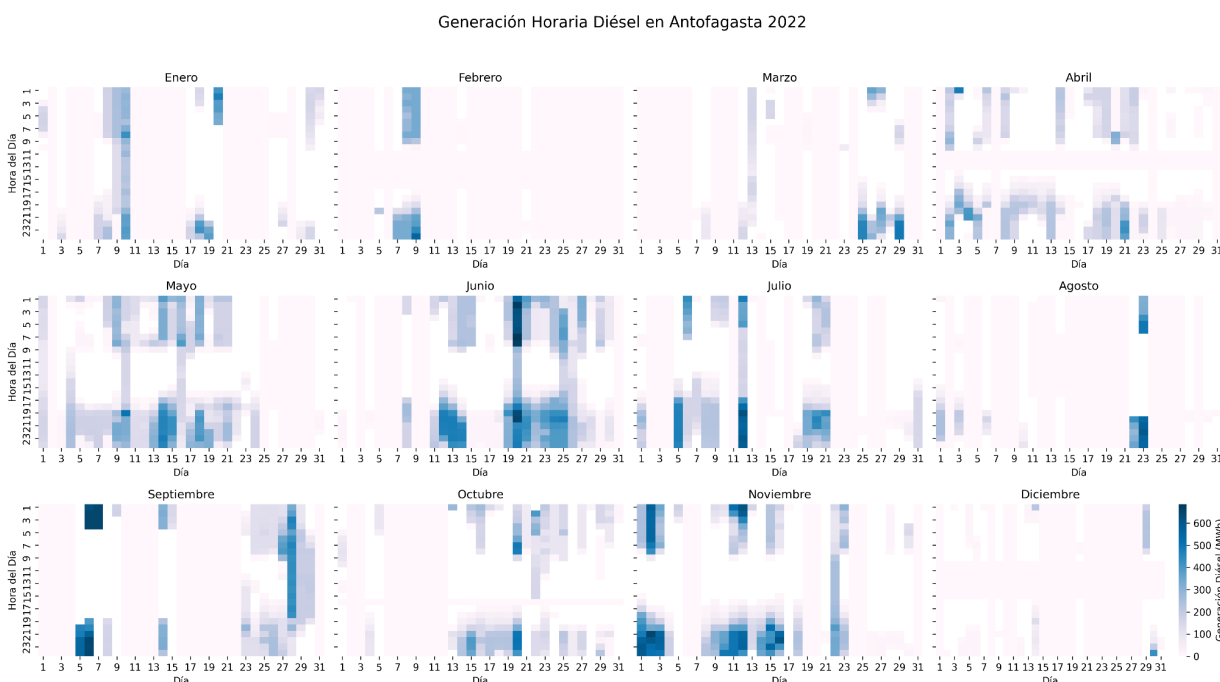


Figura 58. Generación Diésel en la Región de Antofagasta en 2022.

La **Tabla 7** presenta que, durante 2022, las tres centrales duales de la Región de Antofagasta -Atacama, Kelar y Taltal- incrementaron significativamente su despliegue de diésel con respecto a 2021, manteniendo sin embargo un patrón operativo muy similar.

Tabla 7. Generación Diésel en las Principales Centrales de la región de Antofagasta en 2022.

Región	Central	Total Anual [MWh]	Diésel Total Anual [MWh]	% Generación Diésel	Total Horas Operación	Total Horas Operación Diésel	% Horas Operación Diésel
Antofagasta	TER ATACAMA	1.538.230	180.651	12%	6.024	958	16%
	TER KELAR	825.569	161.114	20%	3.428	479	14%
	TER TALTAL	261.174	28.834	11%	2.101	170	8%

Tanto en el año 2021 como en el 2022, las centrales de Atacama, Kelar y Taltal recurrieron al diésel únicamente cuando la disponibilidad de gas natural no fue suficiente, reservando su despacho principalmente para las horas punta. De acuerdo con los Informes Diarios del CEN³³, los episodios de generación no programada de diésel respondieron en ambos casos a ajustes de mérito de despacho, a raíz de restricciones en el suministro de gas (ver **Tabla 4**).

Sin embargo, la magnitud de este respaldo térmico aumentó de forma notable en 2022. Mientras que en 2021 la totalidad de la región de Antofagasta registró alrededor de 26 GWh de producción diésel, el año siguiente la central Atacama generó 180 GWh, la central Kelar 161 GWh y la central Taltal 29 GWh. Este crecimiento elevó el porcentaje de generación diésel al rango del 11–20 % del total de cada planta y multiplicó tanto las horas de operación programadas como las no programadas.

Por otra parte, analizando la actividad diésel en la zona sur del SEN, la **Figura 59**, que detalla la operación en la Región del Biobío para 2022, evidencia una concentración marcada del despacho diésel durante el período de menor cota de embalses (abril a junio, ver **Figura 37**), con peaks muy claros en las franjas de máxima demanda vespertina.

En la **Figura 60**, correspondiente a la Región de Los Lagos en 2022, la generación diésel se mantiene de manera relativamente continua, con episodios prolongados de despacho diario que abarcan tanto la mañana como la tarde. Este patrón sostenible, a diferencia de las activaciones episódicas de las regiones de Antofagasta y Biobío, refleja las restricciones de transmisión características de la zona, que obligan a un respaldo térmico constante para asegurar el suministro. Los meses de abril y mayo muestran un refuerzo especialmente pronunciado, mientras que en septiembre y noviembre la operación diésel disminuye.

³³Coordinador Eléctrico Nacional. Informe de Novedades del Centro de Despacho de Carga (CDC). [En Línea]. Disponible en: <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/novedades-cdc/>

Generación Horaria Diésel en Biobío 2022

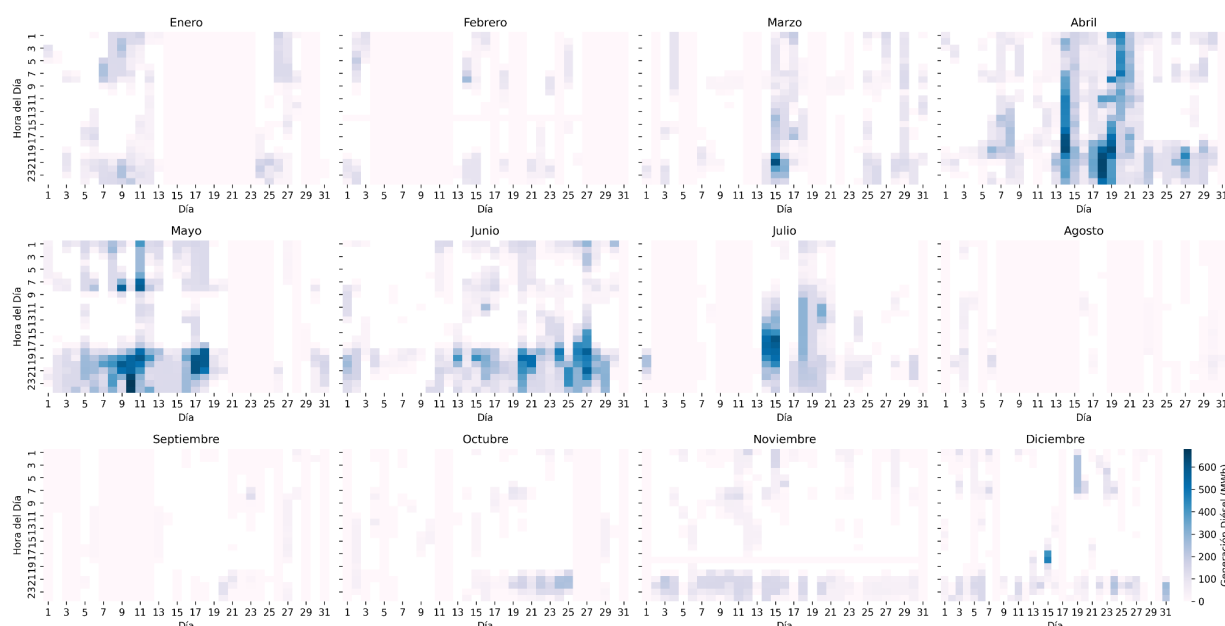


Figura 59. Generación Diésel en la Región del Biobío en 2022.

Generación Horaria Diésel en Los Lagos 2022

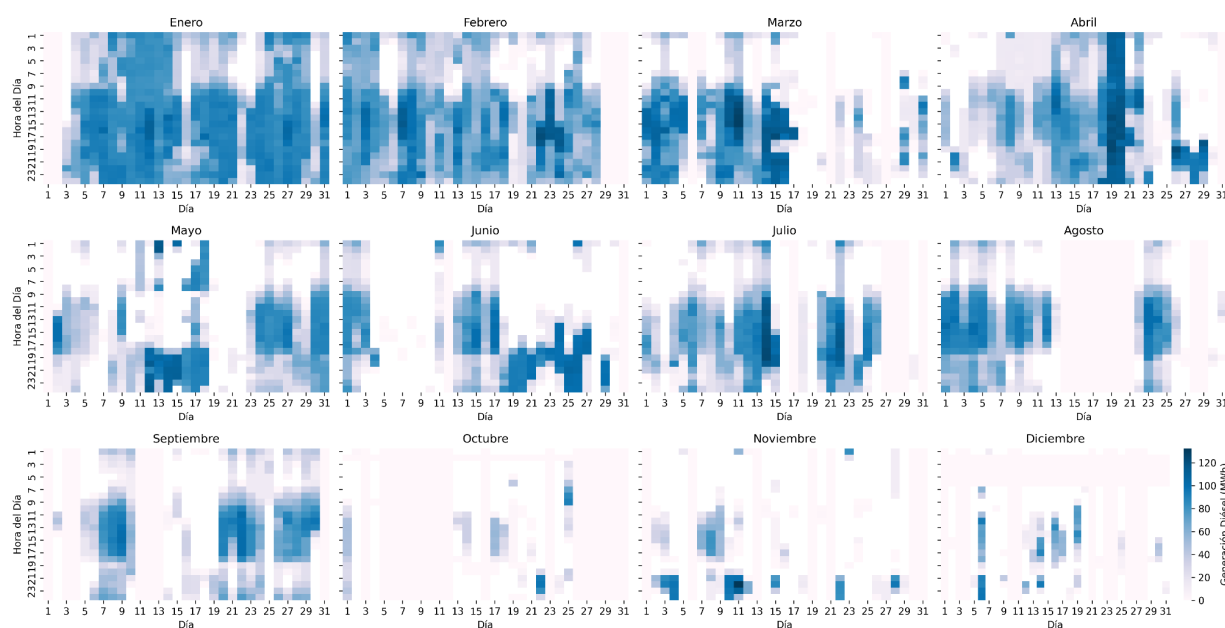


Figura 60. Generación Diésel en la Región de Los Lagos en 2022.

La **Tabla 8** presenta la caracterización de la generación diésel en las principales centrales de las regiones del Biobío y Los Lagos durante el 2022.

Tabla 8. Generación Diésel en las Principales Centrales de las regiones del Biobío y Los Lagos en 2022.

Región	Central	Total Anual [MWh]	Diésel Total Anual [MWh]	% Generación Diésel	Total Horas Ope	Horas con Prog Diésel	Operación Diésel No Prog	% Operación Diésel No Prog
Biobío	TER CORONEL	40.977	39.434	96%	1.423	219	1.204	85%
	TER LOS GUINDOS	26.219	26.219	100%	220	44	176	80%
	TER LOS PINOS	111.854	111.854	100%	1.694	886	808	48%
	TER SANTA LIDIA	27.507	27.507	100%	390	162	228	58%
	TER YUNGAY	48.378	48.378	100%	714	125	589	82%
Los Lagos	TER TRAPEN	158.605	158.605	100%	3.687	2.784	903	24%
	TER TRINCAO	48.910	48.910	100%	4.056	3.191	865	21%

Durante 2022, las centrales térmicas diésel de la Región del Biobío mantuvieron un patrón operativo similar al observado en el año anterior. En la central Coronel, la generación diésel representó el 96% de su producción total, operando más de mil doscientas horas fuera de su programación original, lo que equivale al 85% de sus horas de diésel. De igual manera, las centrales de Los Guindos, Los Pinos, Santa Lidia y Yungay desplegaron la totalidad de su capacidad diésel, con porcentajes de operación no programada que oscilaron entre el 48% y el 92%, lo que evidencia una operación diésel en respuesta a intra-diarias de la operación del sistema.

En contraste, en la Región de Los Lagos -donde las centrales Trapen y Trincao concentran la generación diésel regional- la operación con diésel respondió fundamentalmente a restricciones en la transmisión. Ambas plantas trabajaron con diésel el 100% de las horas destinadas a este combustible, aunque sólo en un cuarto de ellas fuera de su programación, lo que evidencia un uso más previsto y planificado del diésel como mecanismo de optimización ante cuellos de botella en la red.

2023

En 2023, tal como se observa en la **Figura 61**, la generación diésel a nivel regional se redujo de manera significativa respecto a los dos años anteriores. La Región de Biobío encabezó la lista con la mayor generación, aunque lejos de los niveles de 2021-2022, aportando alrededor de 146 GWh a la matriz. Le siguieron las regiones de Valparaíso y Los Lagos, con aproximadamente 97 GWh cada una, mientras que Antofagasta registró 71 GWh y la Metropolitana cerca de 74 GWh.

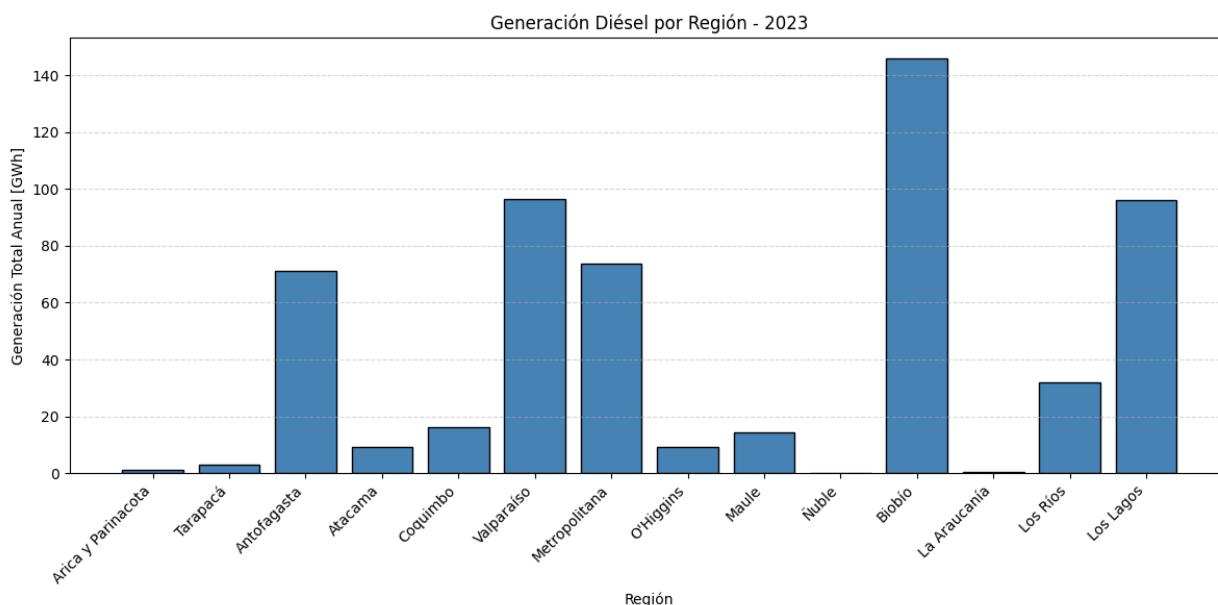


Figura 61. Generación Diésel por Región del SEN en 2023.

En la **Figura 62** se presenta la generación horaria diésel para la Región de Valparaíso durante el 2023. Los patrones de operación reflejan que las máquinas operan en momentos puntuales del año. Estos despachos, a pesar de que son esporádicos, se concentran en las horas punta, -especialmente durante mayo y junio-.

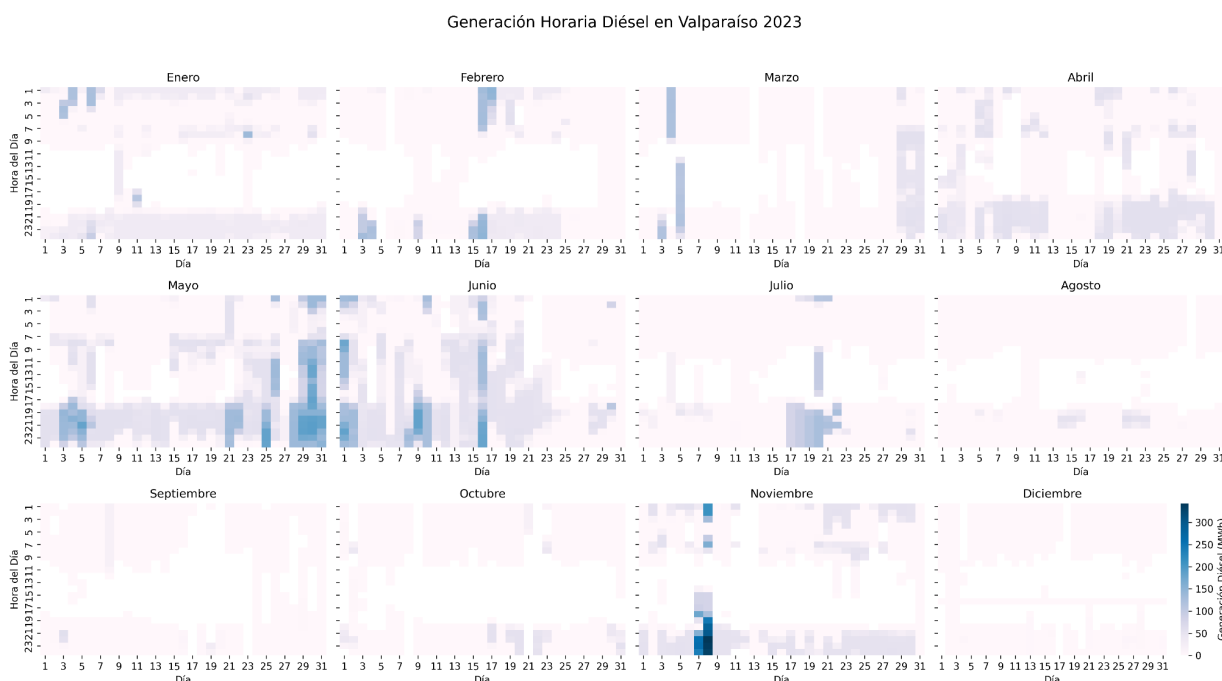


Figura 62. Generación Diésel en la Región de Valparaíso en 2023.

La **Tabla 9** muestra la caracterización de la operación de las centrales Colmito y Los Vientos, las cuales son las principales fuentes de generación diésel en la Región de Valparaíso.

Tabla 9. Generación Diésel en las Principales Centrales de la Región de Valparaíso en 2023.

Región	Central	Total Anual [MWh]	Diésel Total Anual [MWh]	% Generación Diésel	Total Horas Operación	Horas con Programación Diésel	% Horas Operación Diésel
Valparaíso	TER COLMITO	88.511	62.739	71%	2.407	292	12,13%
	TER LOS VIENTOS	74.436	28.985	39%	823	164	19,93%

En 2023, las centrales de Colmito y Los Vientos sobresalieron como los principales generadores diésel en la Región de Valparaíso. La central Colmito aportó la mayor parte de su producción a partir de diésel, mientras que la central Los Vientos registró una proporción significativa de generación con este combustible, operando durante numerosos periodos planificados con diésel.

Ambas plantas funcionan de manera dual, alternando gas natural -incluido GNL y gas argentino- con diésel, siendo este último programado exclusivamente ante indisponibilidades del gas. Por tanto, los Informes Diarios del CEN³⁴ señalan que buena parte de la generación no programada con diésel respondió a desviaciones intradía a eventuales restricciones en el suministro de gas natural.

La **Figura 63** presenta la generación diésel horaria en las regiones del Biobío y Los Lagos durante el 2023.

Generación Horaria Diésel en Biobío 2023

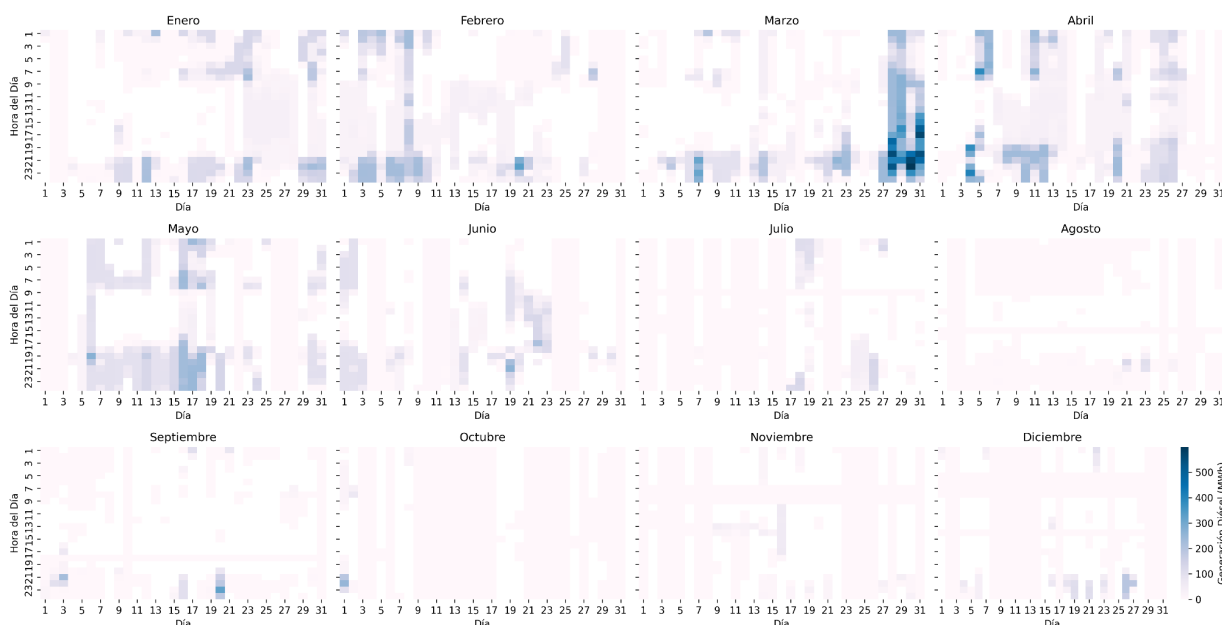


Figura 63. Generación Diésel en la Región del Biobío en 2023.

³⁴Coordinador Eléctrico Nacional. Informe de Novedades del Centro de Despacho de Carga (CDC). [En Línea]. Disponible en: <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/novedades-cdc/>

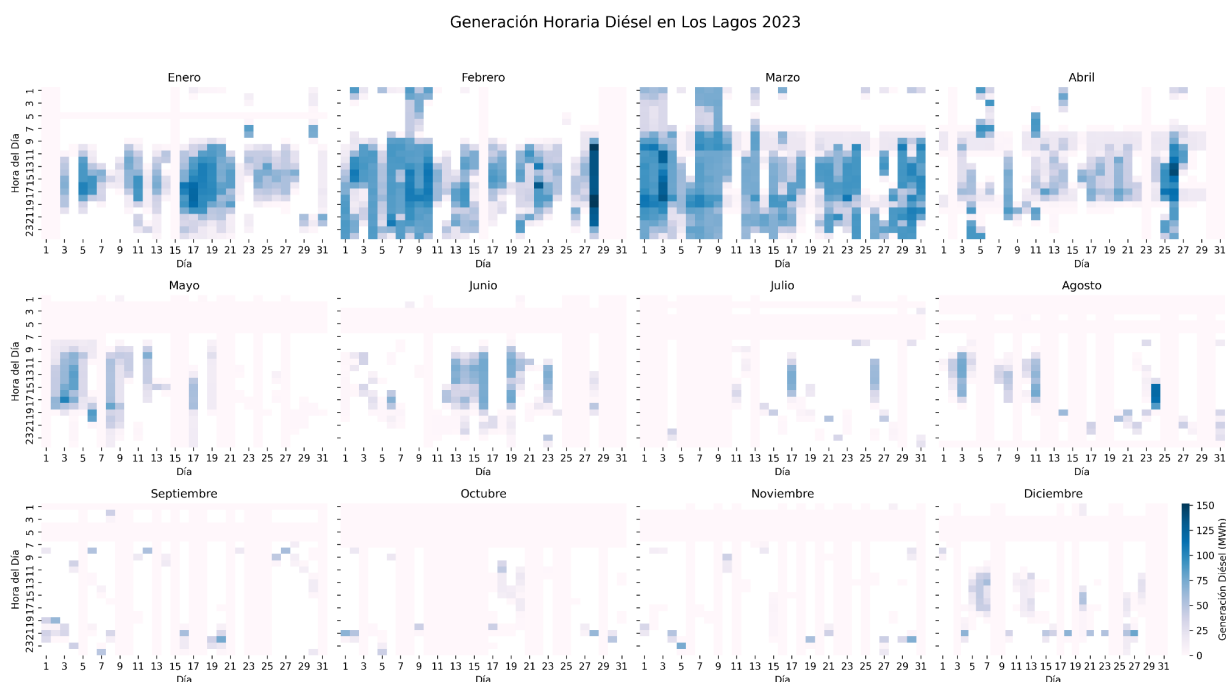


Figura 64. Generación Diésel en la Región de Los Lagos en 2023.

Por su parte, la **Figura 63** correspondiente a la Región del Biobío, muestra una actividad diésel esporádica con un claro episodio intenso durante los últimos días del mes de marzo.

La **Figura 64**, correspondiente a la Región de Los Lagos, muestra un comportamiento atípico en comparación con periodos anteriores: la generación diésel fue recurrente durante los primeros cuatro meses del año y, a partir de entonces, se redujo considerablemente, apareciendo únicamente en eventos puntuales durante el resto del período.

La **Tabla 10** corresponde a la caracterización de las principales centrales diésel en las regiones del Biobío y Los Lagos.

Tabla 10. Generación Diésel en las Principales Centrales de la regiones del Biobío y Los Lagos en 2023.

Región	Central	Total Anual [MWh]	Diésel Total Anual [MWh]	% Generación Diésel	Total Horas Op	Horas con Prog Diésel	Operación Diésel No Prog	% Operación Diésel No Prog
Biobío	TER CORONEL	34.804	34.804	100%	1.282	440	842	66%
	TER LOS GUINDOS	7.351	7.351	100%	80	41	39	49%
	TER LOS PINOS	55.885	55.885	100%	797	396	401	50%
	TER SANTA LIDIA	7.459	7.459	100%	126	66	60	48%
	TER YUNGAY	37.520	37.520	100%	598	25	573	96%
Los Lagos	TER TRAPEN	67.499	67.499	100%	1.733	1.375	358	21%
	TER TRINCAO	16.586	16.586	100%	1.544	1.323	221	14%

Los datos confirman las tendencias observadas en 2021 y 2022 en Biobío y Los Lagos. En Biobío, las centrales Coronel, Los Guindos, Los Pinos y Santa Lidia operaron casi exclusivamente con diésel, en buena medida conforme a la programación previa, a diferencia de periodos anteriores. En cambio, la central Yungay continuó mostrando un uso de diésel fuera de lo programado, evidenciando su rol en el ajuste intradiario de la generación del sistema.

En la Región de Los Lagos, las centrales Trapen y Trincao también trabajaron al 100% con diésel, pero con un perfil distinto: su despacho se programó mayoritariamente para hacer frente a las restricciones de capacidad de las líneas de transmisión de la zona, en lugar de reaccionar a desviaciones de otras tecnologías. El diésel no programado representó apenas un 21% en Trapen y un 14% en Trincao, subrayando su uso planificado como herramienta de optimización sistemática más que como recurso corrector de disparidades en tiempo real.

2024

En 2024, tal como se observa en la **Figura 65**, la generación diésel a nivel regional se contrajo de manera significativa, reproduciendo el comportamiento general de mínimos históricos. La Región de Valparaíso lideró con aproximadamente 44 GWh. La región del Biobío presentó una generación de 34 GWh, mientras que, en la Región de Los Lagos, el despacho diésel alcanzó cerca de 41 GWh anuales.

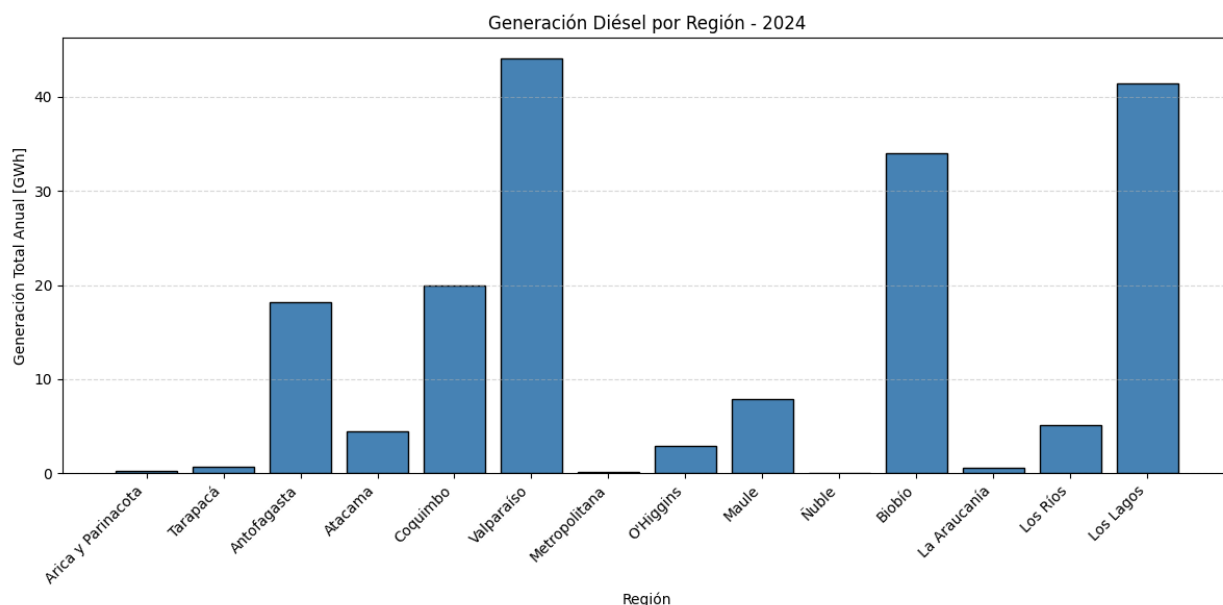


Figura 65. Generación Diésel por Región del SEN en 2024.

La **Figura 66** presenta la generación diésel horaria en la Región de Valparaíso, correspondiente a una de las tres zonas del sistema eléctrico con mayor actividad diésel durante el 2024.

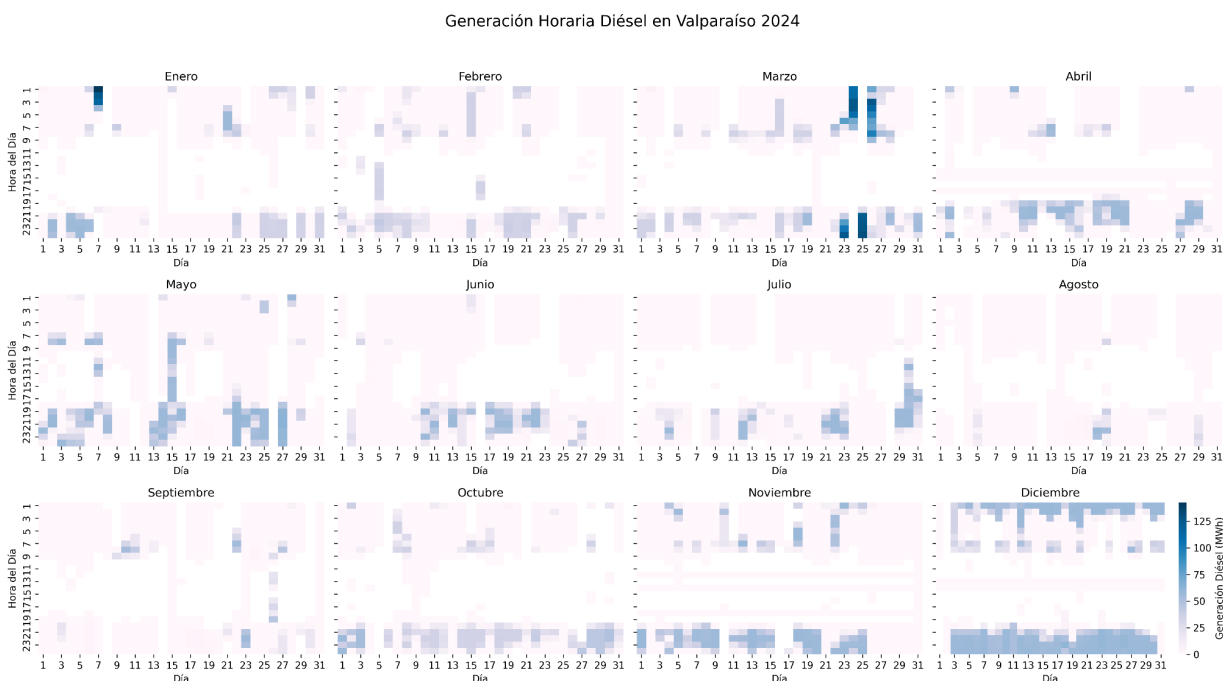


Figura 66. Generación Diésel en la Región de Valparaíso en 2024.

Con respecto a la generación diésel en la Región de Valparaíso se puede establecer que, salvo breves interrupciones, las centrales diésel de la zona mantienen un despacho esporádico, concentrado en eventos específicos a lo largo del año, que además corresponden a las franjas de máxima demanda (horas punta). La operación diésel se despliega con claridad en marzo, en un episodio puntual, y vuelve a intensificarse en diciembre, replicando el patrón del año anterior.

La **Tabla 11** expone la caracterización de las centrales Colmito y Los Vientos, las cuales son las principales generadoras con diésel en la Región de Valparaíso.

Tabla 11. Generación Diésel en la Principales Centrales de la Región de Valparaíso en 2024.

Región	Central	Total Anual [MWh]	Total Horas Operación	Horas con Programación Diésel	% Horas Operación Diésel
Valparaíso	TER COLMITO	40.608	1.319	20	1,52%
	TER LOS VIENTOS	93.451	1.174	27	2,30%

En la Región de Valparaíso, la central Colmito registró un total anual de generación de 40.608 MWh. No obstante, los Informes Diarios del CEN³⁵ para el 2024 revelan que, en varias de esas programaciones inicialmente previstas con diésel, la unidad finalmente operó con gas natural argentino siempre que estuvo disponible. Este comportamiento evidencia que el diésel en la central Colmito actúa como respaldo primario al suministro de gas: aunque la programación matriz sea diésel, la planta conmutó automáticamente al gas cuando las dotaciones de este no presentaron restricciones.

En la central Los Vientos, el uso de diésel es esporádico y estrictamente condicionado a la indisponibilidad de gas natural, reforzando su carácter de recurso de emergencia más que de fuente de operación regular, tal como se evidencia en la **Tabla 12**.

Tabla 12. Desviaciones en la Programación, Informe Diario CEN del día Martes 26 de Marzo del 2024³⁶.

Central	Programación [MWh/día]	Generación Real [MWh/día]	Desviación %	Justificación
Los Vientos Diésel	785	611	-22,17%	Sin Justificación
Los Vientos GNL	0	0	-	Sin Justificación
Los Vientos Gas Arg	0	80	GNP	Sin Justificación

³⁵Coordinador Eléctrico Nacional. Informe de Novedades del Centro de Despacho de Carga (CDC). [En Línea]. Disponible en: <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/novedades-cdc/>

³⁶Coordinador Eléctrico Nacional, "Informe Diario Martes 26 de Marzo del 2024". [En Línea]. Disponible en: <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2024/03/Informe-Diario-26-03-2024-2.pdf>

La **Figura 67** y la **Figura 68** muestra la generación diésel horaria para las dos regiones que concentran la actividad diésel en el sur del SEN: la Región del Biobío y la Región de Los Lagos, respectivamente.

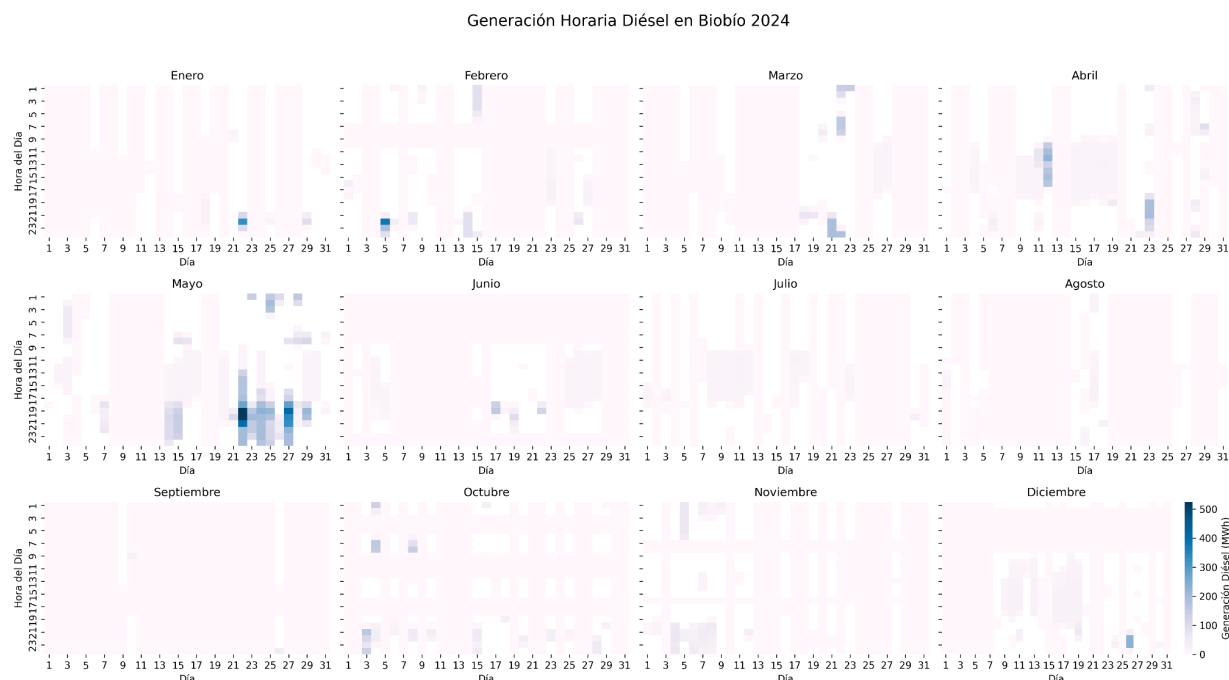


Figura 67. Generación Diésel en la Región del Biobío en 2024.

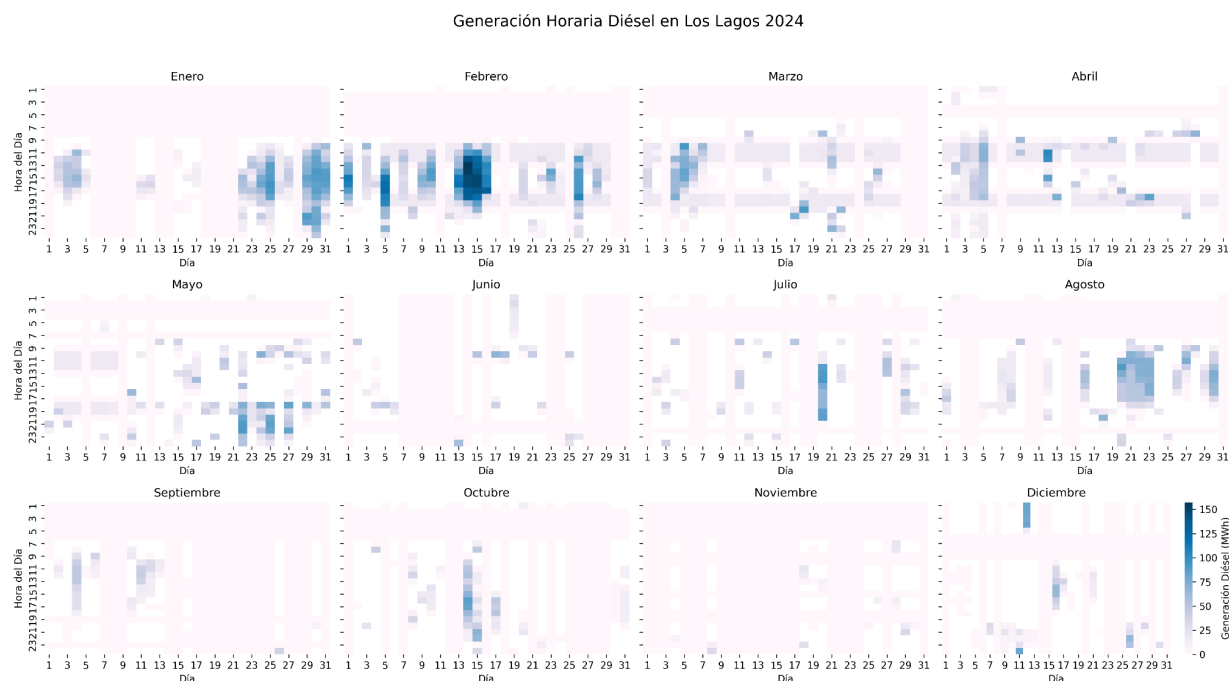


Figura 68. Generación Diésel en la Región de Los Lagos en 2024.

La **Figura 67** muestra la operación diésel en la Región del Biobío para el año 2024. Al igual que en 2023, la mayor parte de la generación se concentra en mayo, durante las 18:00 y 23:00 hrs en días específicos. Fuera de ese mes, la actividad diésel es prácticamente residual.

En contraste, la **Figura 68** detalla la generación diésel en la Región de Los Lagos durante 2024. Se aprecia un uso sostenido durante las horas solares de enero, febrero y parte de agosto.

La **Tabla 13** presenta la caracterización de las centrales diésel en las regiones del Biobío y Los Lagos durante el 2023.

Tabla 13. Generación Diésel en las Principales Centrales de las regiones del Biobío y Los Lagos en 2024.

Región	Central	Total Anual [MWh]	Diésel Total Anual [MWh]	% Generación Diésel	Total Horas Op	Horas con Prog Diésel	Operación Diésel No Prog	% Operación Diésel No Prog
Biobío	TER CORONEL	11.658	11.201	96%	613	9	604	99%
	TER LOS GUINDOS	948	948	100%	15	0	15	100%
	TER LOS PINOS	13.007	13.007	100%	233	22	211	91%
	TER SANTA LIDIA	1.573	1.573	100%	30	0	30	100%
	TER YUNGAY	6.822	6.801	100%	197	22	175	89%
Los Lagos	TER TRAPEN	25.799	25.799	100%	907	892	15	2%
	TER TRINCAO	7,474	7.474	100%	727	401	326	45%

En la Región del Biobío, las principales centrales diésel -Coronel, Los Guindos, Los Pinos, Santa Lidia y Yungay- operaron casi en su totalidad con diésel durante 2024, registrando porcentajes de generación diésel entre 96% y 100%. Sin embargo, sólo una fracción mínima de estas horas obedeció a plan de despacho previsto; el 89–100% restante corresponde a generación no programada, activada para responder a cambios en intradiarios en la operación del sistema.

Por su parte, en la Región de Los Lagos, las centrales Trapen y Trincao operaron con diésel mayoritariamente bajo un esquema programado, considerando también ajustes no planificados de horas de operación diésel no programada. Esta pauta responde directamente a la optimización global del sistema, donde el despacho de diésel se planifica para hacer frente a las restricciones de transmisión, por sobre las correcciones de última hora para responder a la demanda eléctrica del sistema.

2025

La **Figura 69** presenta la gráfica de la generación diésel por región para el año 2025, reflejando únicamente los datos acumulados entre enero y junio del presente año.

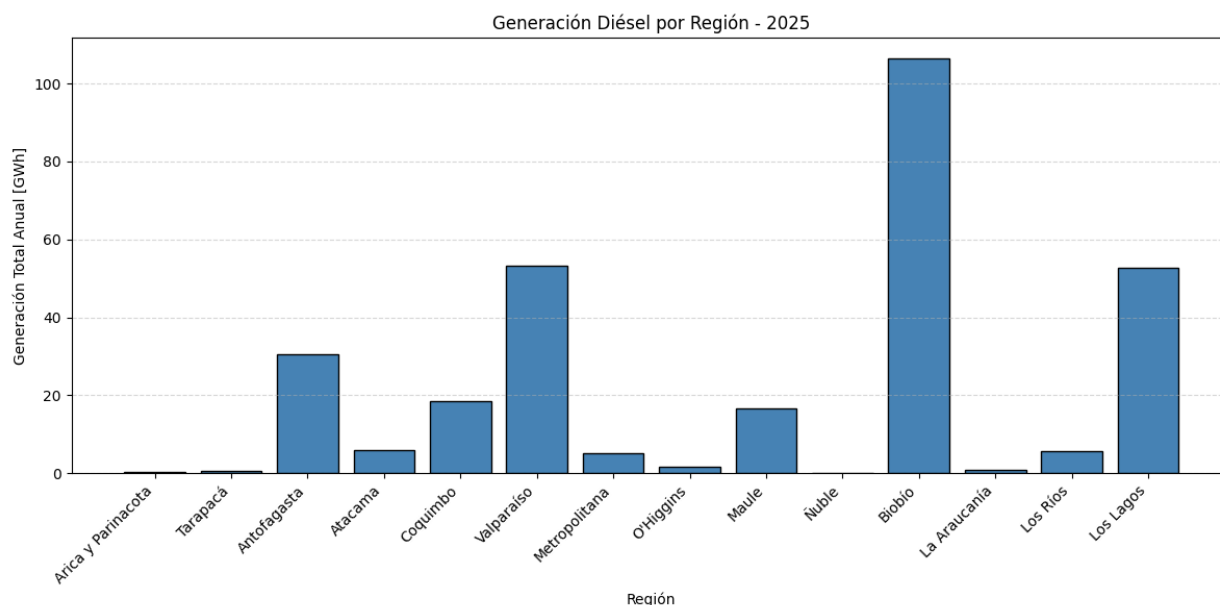


Figura 69. Generación Diésel por Región del SEN durante el Primer Semestre del 2025.

En este periodo, la Región del Biobío lidera con claridad la generación diésel, alcanzando más de 106 GWh, seguida por la Región de Los Lagos y la Región de Valparaíso. Estas tres regiones concentran cerca del 80% de la generación diésel total, mientras que las zonas centro-norte presentan cifras moderadas y el resto del país aporta valores residuales.

La **Figura 70** presenta la generación horaria diésel en la Región de Valparaíso durante el primer semestre del 2025.

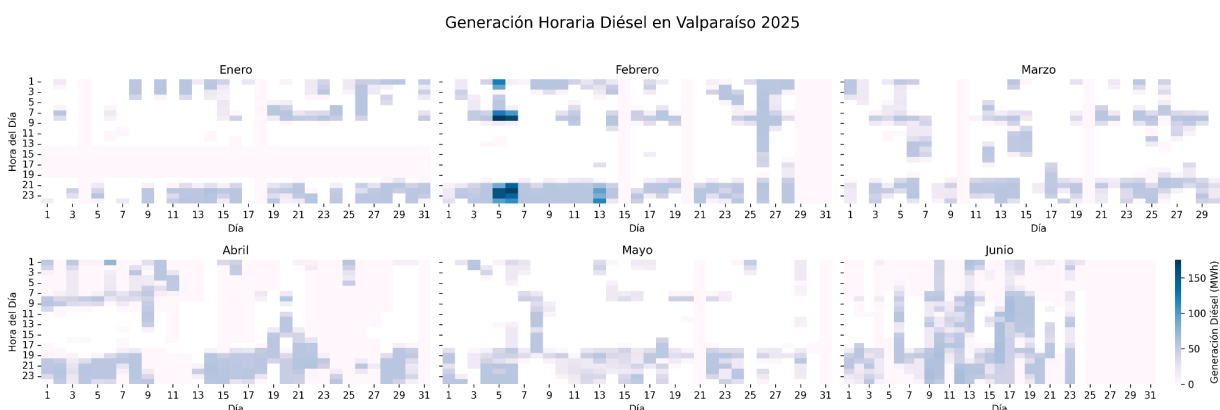


Figura 70. Generación Diésel en la Región de Valparaíso durante el Primer Semestre del 2025.

Durante los primeros seis meses de 2025, la generación diésel en la Región de Valparaíso se evidencia a lo largo de todo el período, con despachos recurrentes en las horas punta de demanda.

La **Tabla 14** presenta la caracterización de las principales centrales diésel en la Región de Valparaíso durante el primer semestre del 2025. Los datos expuestos evidencian el mismo fenómeno de la región visto en años anteriores, de acuerdo con la información reportada en los Informes Diarios del CEN³⁷ Las centrales se programan con diésel y, en caso de existir la disponibilidad de otros combustibles, modifican su operación de forma intradiaria para operar con gas natural o gas argentino, según corresponda.

Tabla 14. Generación Diésel en las Principales Centrales de la Región de Valparaíso en 2025.

Región	Central	Total Anual [MWh]	Total Horas Operación	Horas con Programación Diésel	% Horas Operación Diésel
Valparaíso	TER COLMITO	51.259	1.413	29	2,05%
	TER LOS VIENTOS	110.232	1.345	8	0,59%

Las **Figuras 71 y Figura 72** presentan la generación horaria diésel en las regiones del Biobío y Los Lagos, respectivamente, durante el primer semestre del 2025.

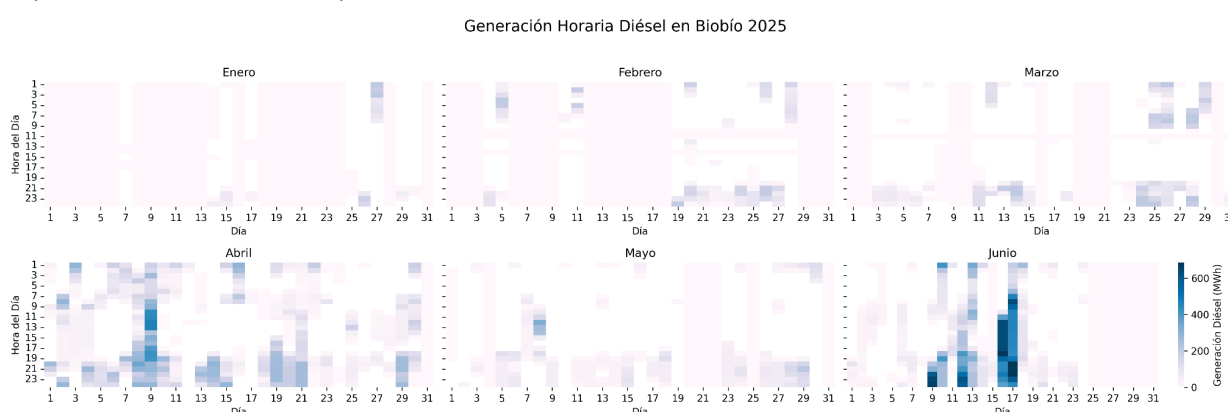


Figura 71. Generación Diésel en la Región del Biobío durante el Primer Semestre del 2025.

³⁷Coordinador Eléctrico Nacional. Informe de Novedades del Centro de Despacho de Carga (CDC). [En Línea]. Disponible en: <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/novedades-cdc/>

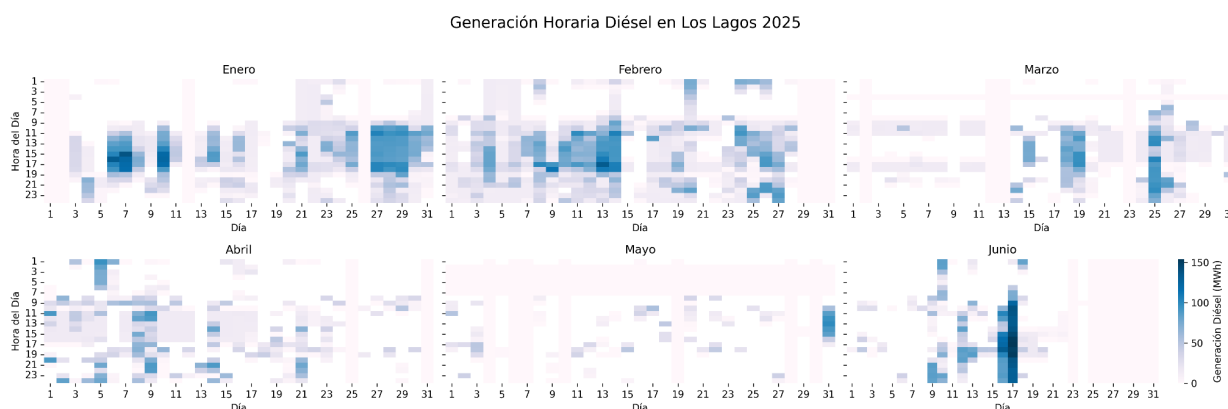


Figura 72. Generación Diésel en la Región de Los Lagos durante el Primer Semestre del 2025.

La **Figura 71**, que expone la generación horaria diésel en la Región del Biobío durante el primer semestre del 2025, revela que una actividad de diésel durante un episodio prolongado durante junio, coincidente con la caída de los circuitos pertenecientes a la de la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV. En ese periodo, las centrales diésel operaron de manera casi continua para compensar la indisponibilidad de transmisión, cubriendo las brechas de despacho en todas las horas de punta del día. Fuera de este evento, la generación diésel fue prácticamente nula, subrayando su rol acotado a contingencias de infraestructura.

En suma a lo anterior, la generación horaria diésel en la Región de Los Lagos durante el primer semestre del 2025, expuesta en la **Figura 72**, muestra un uso sostenido de diésel durante el horario solar en enero y febrero, más un nuevo episodio crítico en junio. En el resto del periodo, el despacho se reduce a peaks puntuales.

Por último, la **Tabla 15** evidencia la caracterización de las principales centrales diésel en las regiones del Biobío y Los Lagos durante el primer semestre del 2025.

En la Región del Biobío, los datos reflejan nuevamente un despliegue intensivo de operación diésel no programada. Aunque algunas centrales -como Los Guindos y Santa Lidia- registran parte de su despacho diésel bajo programación previa, la mayoría de las horas de operación diésel responde a ajustes intradiarios, tal como se observó en años anteriores.

En contraste, en la Región de Los Lagos las centrales Trapen y Trincao siguen un esquema de generación diésel principalmente programado. Este patrón de uso -diésel previsto de antemano, en lugar de reactivo a desviaciones- coincide con el comportamiento de años anteriores, donde el recurso diésel actúa como un respaldo estructural frente a cuellos de botella en la red.

Tabla 15. Generación Diésel en las Principales Centrales de las regiones del Biobío y Los Lagos en 2025.

Región	Central	Total Anual [MWh]	Diésel Total Anual [MWh]	% Generación Diésel	Total Horas Op	Horas con Prog Diésel	Operación Diésel No Prog	% Operación Diésel No Prog
Biobío	TER CORONEL	15.942	8.675	54%	645	29	616	96%
	TER LOS GUINDOS	10.187	10.187	100%	83	27	56	67%
	TER LOS PINOS	31.363	31.363	100%	535	50	485	91%
	TER SANTA LIDIA	10.102	10.102	100%	129	38	91	71%
	TER YUNGAY	45.425	45.425	100%	741	1	740	100%
Los Lagos	TER TRAPEN	34.531	34.531	100%	1.027	689	338	33%
	TER TRINCAO	10.504	10,504	100%	1.058	652	406	38%

Operación Continua del Diésel 2021 a 2025

La **Figura 73** muestra la distribución de la duración de los bloques de operación continua de las centrales diésel, desde 2021 hasta junio de 2025. En ella se representa la frecuencia con que las unidades diésel del sistema han mantenido un despacho ininterrumpido durante intervalos de distinta duración, para cada uno de los años analizados.

**Duración Período Operación Continua – Centrales y PMDG Diésel
(2021-2025)**

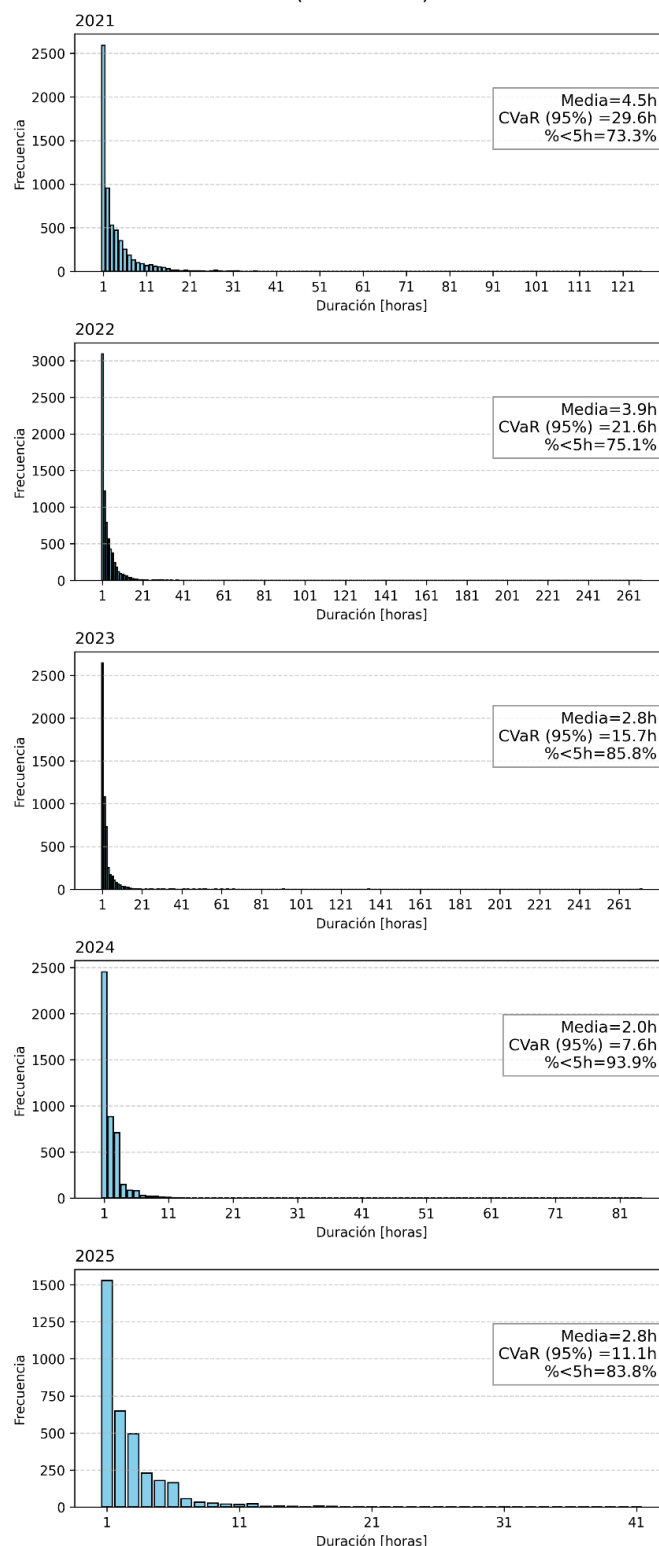


Figura 73. Distribución Operación Continua de Centrales Diésel entre 2021 a junio del 2025.

Los gráficos presentados exponen tres métricas: La media sintetiza la duración típica de los despachos continuos de diésel en un año, el CVaR al 95% (por Conditional Value at Risk) refleja la duración promedio de los episodios más extremos -aquellos que superan el percentil 95 en cuanto a la duración- y, por último, el porcentaje de eventos por debajo de cinco horas muestra la prevalencia de operaciones breves, de carácter puntual.

Los datos indican que, entre 2021 y 2024, la duración promedio de las operaciones continuas de las unidades diésel se redujo de manera progresiva, para registrar un repunte en la primera mitad de 2025. En 2021, la duración típica de un despacho fue de alrededor de cuatro horas y media, aunque los casos más extremos superaron el día completo, reflejando la elevada demanda de respaldo de entonces. Con el paso de los años, la mediana de estas duraciones descendió por debajo de las dos horas en 2024. Al mismo tiempo que los episodios más prolongados se redujeron a menos de veinte horas hasta casi siete horas de operación continua.

Así, en 2024 esta tendencia alcanzó su punto máximo: la mayoría de los despachos duró apenas dos horas, y aún los bloques más largos raramente superaron ocho horas. Durante el primer semestre de 2025 la mediana de las operaciones diésel aumentó hasta casi tres horas y los eventos más largos alcanzaron alrededor de once horas, debido a contingencias puntuales como el blackout de febrero o las fallas en líneas de transmisión durante junio.

Las **Figuras 74 a 78** presentan, respectivamente, la distribución de la duración de los bloques de operación continua de las centrales diésel entre los años 2021 a 2024 y el primer semestre de 2025, focalizándose en las tres regiones con mayor uso de diésel en cada periodo.

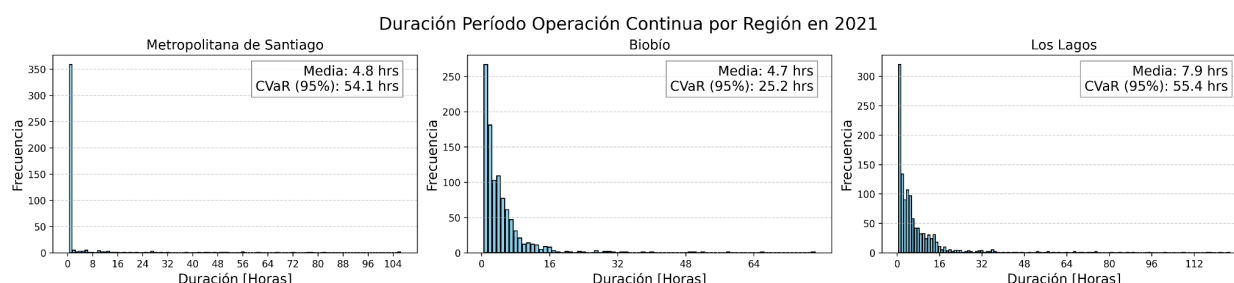


Figura 74. Distribución Operación Continua de Centrales Diésel a Nivel Regional en 2021.

En 2021, la Región Metropolitana registró despachos diésel con una duración promedio que superó las cuatro horas, aunque sus casos más extremos se prolongaron por varios días, alcanzando las 54 horas de operación ininterrumpida. Por su parte, la Región del Biobío mostró una media de duración similar, pero con episodios extremos menos prolongados -con un promedio de veinticinco horas-. En contraste, la Región de Los Lagos presentó tanto la mayor duración promedio como los bloques más extensos, reflejando un requerimiento de generación diésel más prolongado.

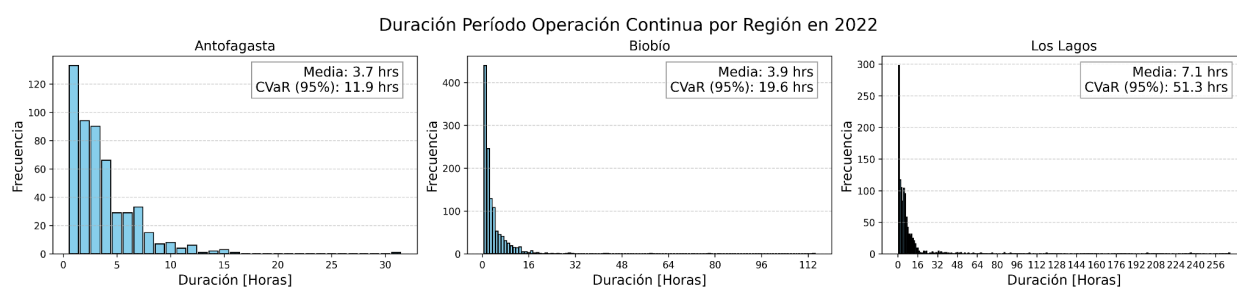


Figura 75. Distribución Operación Continua de Centrales Diésel a Nivel Regional en 2022.

En 2022, la Región de Antofagasta presentó bloques de operación diésel muy breves -con una duración típica de menos de cuatro horas y casos extremos que apenas superaban las once horas-. Por su parte, en la Región del Biobío la duración promedio fue similar, aunque con despachos extremos más prolongados. Finalmente, la Región de Los Lagos mantuvo un perfil de operación continua notablemente más extenso, evidenciando un requerimiento de generación diésel más persistente que en otras regiones.

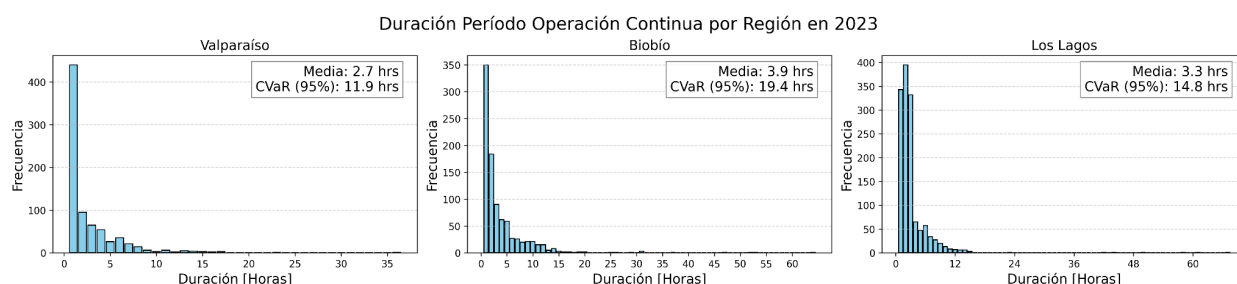


Figura 76. Distribución Operación Continua de Centrales Diésel a Nivel Regional en 2023.

En 2023, la Región de Valparaíso presentó episodios de respaldo diésel de menor duración y bien acotados. En la Región del Biobío, si bien los despachos siguieron siendo mayoritariamente breves, se registró el mayor promedio de eventos prolongados entre las zonas analizadas. En contraste, en la Región de Los Lagos los intervalos de operación extendida disminuyeron notablemente respecto a años previos, permaneciendo siempre por debajo de quince horas.

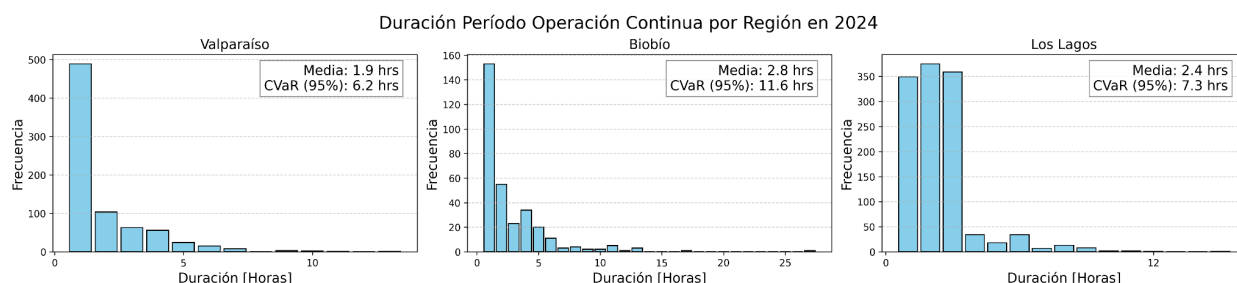


Figura 77. Distribución Operación Continua de Centrales Diésel a Nivel Regional en 2024.

El año 2024 consolida esta tendencia: en la Región de Valparaíso la duración promedio de los despachos diésel disminuye. La Región del Biobío también reduce su patrón habitual, reflejando un uso más

episódico y de menor duración. Por último, la Región de Los Lagos mantiene operaciones prolongadas, pero de menor duración promedio, cercana a las siete horas.

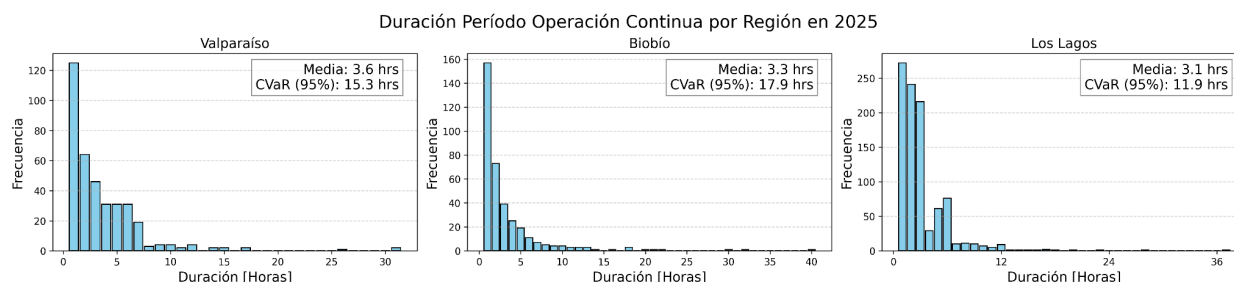


Figura 78. Distribución Operación Continua de Centrales Diésel a Nivel Regional en 2025.

En la primera mitad de 2025, todas las regiones analizadas registraron un incremento, en comparación con el año 2024, tanto en la duración media como en la magnitud de los eventos extremos de generación diésel, reflejando un mayor despliegue de respaldos de larga duración. La Región del Biobío continuó liderando en términos de períodos de operación continua más prolongados, seguido por las regiones de Valparaíso y Los Lagos.

Curvas de Duración: Operaciones Inferiores y Superiores a 5 hrs.

A continuación, se caracteriza la capacidad de generación diésel desplegada en operaciones de corta duración (menores a cinco horas) y en operaciones prolongadas (mayores a cinco horas). Esta segmentación permite dimensionar con precisión las necesidades regionales de diésel durante los últimos cinco años.

La **Figura 79** presenta la capacidad de generación diésel desplegada en dos categorías de operación: bloques de corta duración (≤ 5 hrs) y bloques de mayor duración (> 5 hrs), para cada periodo anual analizado entre 2021 y el primer semestre de 2025.

Las curvas muestran que, año tras año, la capacidad desplegada en operaciones cortas (menores a cinco horas) supera con creces la utilizada en bloques prolongados. Mientras que el respaldo breve mantiene una presencia dominante, superior a los 1.200 MW y experimentado una moderada disminución desde el 2023, los episodios más largos han perdido fuerza, con su capacidad media a la baja y solo un repunte ocasional en el último periodo, llegando a una capacidad utilizada de 570 MW durante el primer semestre del 2025.

En cuanto a los bloques continuos de más de cinco horas, su capacidad máxima es siempre inferior a la de las operaciones cortas, con un descenso sostenido de su media a lo largo de los años y un leve rebrote en el periodo más reciente, de una media de 317 MW en 2024 a casi 430 en la primera mitad del 2025. El análisis del riesgo de los eventos prolongados con mayor requerimiento también muestra una tendencia a la baja hasta un mínimo, seguido de un ligero aumento, evidenciando que los despachos de larga duración son cada vez menos frecuentes y de menor escala, salvo en circunstancias excepcionales.

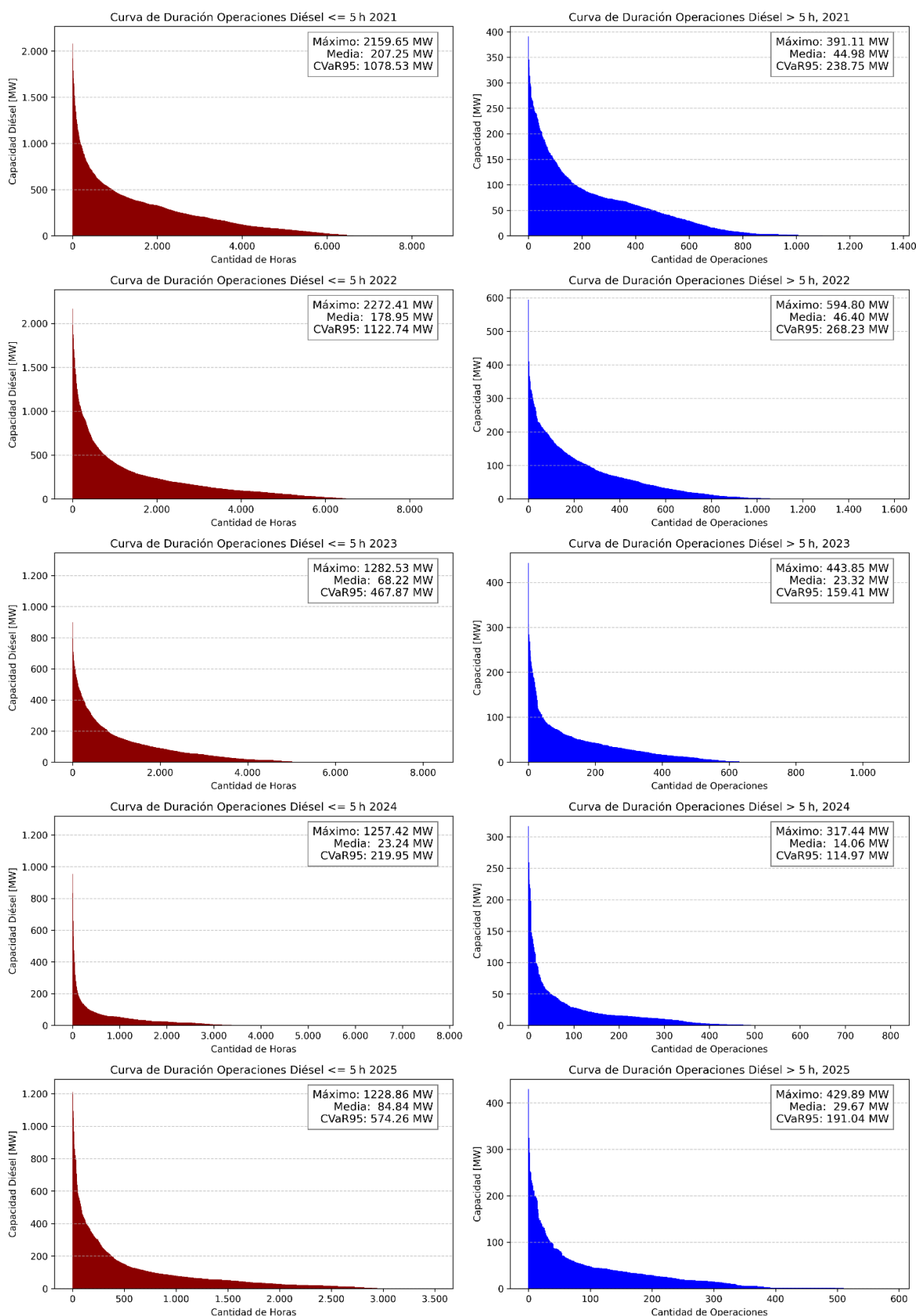


Figura 79. Curvas de Duración de Operaciones Diésel (≤ 5 hrs vs. > 5 hrs) para el periodo 2021–2025.

En conjunto, estas métricas confirman que la gran mayoría de las intervenciones diésel continúan siendo de corta duración, mientras que las operaciones más extensas son cada vez menos frecuentes y de menor capacidad, salvo en 2025 donde se observa un repunte tanto en magnitud media como en riesgo extremo de los bloques largos.

Curvas de Duración Diésel a Nivel Regional 2021-2025

Las **Tablas 16 y Tabla 17** detallan la capacidad diésel empleada en las regiones de mayor generación con este combustible en los últimos años, diferenciando entre operaciones de corta duración (menos de cinco horas continuas) y de larga duración (más de cinco horas continuas), respectivamente.

Tabla 16. Capacidades de Generación Diésel en Operaciones de Corta Duración (≤ 5 hrs), 2021–2025

Menos de 5 Horas		2021	2022	2023	2024	2025
Antofagasta	Máximo [MW]	437,6	565,3	199,2	195,2	334,9
	CVaR5% [MW]	291,7	345,6	157,5	126,4	215,6
Valparaíso	Máximo [MW]	71,1	56,6	49,3	43,7	114,4
	CVaR5% [MW]	71,1	47,6	42,5	40,0	69,5
Metropolitana	Máximo [MW]	185,5	180,0	0,7	2,3	314,8
	CVaR5% [MW]	63,7	46,8	0,5	0,6	143,5
Biobío	Máximo [MW]	89,9	197,5	154,5	140,2	169,8
	CVaR5% [MW]	78,3	115,6	81,4	121,7	153,7
Los Lagos	Máximo [MW]	63,6	75,1	62,4	48,1	58,9
	CVaR5% [MW]	52,2	64,3	50,5	38,7	42,6

Las operaciones de respaldo diésel de corta duración muestran patrones regionales diferenciados: la Región de Antofagasta presentó las mayores potencias punta, con un CVaR 95% que refleja necesidades críticas en escenarios extremos; la Región de Valparaíso y la Región de Los Lagos operaron en bloques de menores requerimientos horarios; la Región del Biobío mantuvo potencias intermedias con tendencia al alza de su CVaR 95%; y la Región Metropolitana, tras un paréntesis en 2023–24, registró un resurgimiento significativo en 2025.

Tabla 17. Capacidades de Generación Diésel en Operaciones de Larga Duración (> 5 hrs), 2021–2025

Más de 5 Horas		2021	2022	2023	2024	2025
Antofagasta	Máximo [MW]	391,1	594,8	443,9	317,4	293,6
	CVaR5% [MW]	352,4	421,8	375,6	317,4	293,6
Valparaíso	Máximo [MW]	101,1	150,1	119,5	80,2	65,6
	CVaR5% [MW]	100,5	92,4	69,1	49,4	56,4
Metropolitana	Máximo [MW]	330,4	3,3	284,3	1,4	324,9
	CVaR5% [MW]	285,6	1,2	121,3	0,4	109,8
Biobío	Máximo [MW]	221,6	326,2	209,0	224,6	429,9
	CVaR5% [MW]	175,1	259,7	152,0	166,4	278,2
Los Lagos	Máximo [MW]	94,8	92,4	84,7	97,0	115,7
	CVaR5% [MW]	89,3	79,9	79,0	79,6	82,4

En las operaciones continuas de larga duración, la Región de Antofagasta destaca por desplegar las mayores potencias en situaciones críticas. Por otro lado, la Región de Valparaíso, en cambio, mantiene niveles máximos moderados que, tras un ciclo de crecimiento y posterior atenuación, muestran un repunte reciente, señal de ajustes puntuales ante necesidades específicas.

La Región Metropolitana exhibe un patrón que varía, con años de gran envergadura, seguidos por periodos de mínima operación y una recuperación marcada en el último periodo analizado. Por su parte, la Región del Biobío conserva un respaldo de intensidad intermedia. Finalmente, la Región de Los Lagos presenta un perfil estable, empleando de manera constante el diésel con requerimientos cercanos a los 100 MW.

Generación Diésel en el Blackout del 25 Febrero del 2025

A las 15:00 hrs del 25 de febrero del 2025, el Sistema Eléctrico Nacional experimentó un histórico apagón total, cuando un corte masivo dejó sin suministro a gran parte del país y afectó a cerca de 8 millones de usuarios. La causa raíz fue la desconexión de la línea de transmisión “Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar”, al realizarse maniobras en el equipo de comunicaciones de protección de dicha línea. Este

incidente provocó la separación del SEN en dos “islas eléctricas” (norte y centro-sur) que no pudieron estabilizarse, desembocando en un blackout total³⁸.

Tras el apagón, la generación diésel se activó de forma sostenida, tal como se evidencia en la **Figura 80**. A partir de las 15:00 hrs, cuando la tensión se desplomó y se produjo la desconexión masiva, se produjo un aumento de la generación diésel que alcanzó un máximo horario cercano a los 500 MWh.

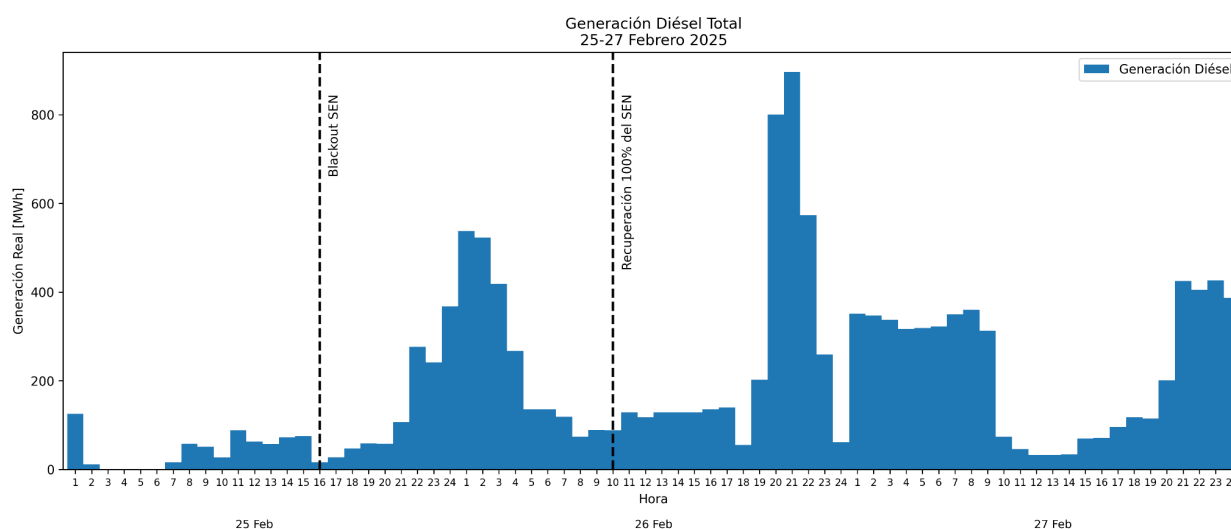


Figura 80. Generación Diésel durante el Apagón del SEN ocurrido entre el 25 y 26 de febrero del 2025.

Después de la recuperación total del SEN, la generación diésel mostró un incremento moderado durante la jornada del 26 de febrero, con dos peaks horarios de 800 MWh y 895 MWh a las 20:00 h y 21:00 h, respectivamente. Estos despachos ocurrieron una vez restablecido el 100 % de la carga -cerca de las 09:00 h del mismo día- y ponen de manifiesto el volumen real movilizado durante la contingencia extrema.

La **Tabla 18** presenta las centrales diésel que operaron inmediatamente después, y durante los días siguientes, al apagón del SEN del 25 de febrero del 2025.

³⁸Coordinador Eléctrico Nacional, “Análisis del Apagón del 25 de Febrero del 2025”. [En Línea]. Disponible en: <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2025/04/2025-04-16-PPT-CONGRESO.pdf>

Tabla 18. Centrales Diésel que Operaron después del Apagón del SEN.

Región	Centrales
Arica y Parinacota	Arica
Tarapacá	Tarapacá, Ujina
Antofagasta	Aguas Blancas, Kelar, Mantos Blancos, Atacama
Atacama	Diego de Almagro, El Salvador, Huasco, Pajonales, Termopacífico
Coquimbo	Chagual, Combarbalá, El Peñón, Los Espinos
Valparaíso	Colmito, El Totoral
Metropolitana	-
O'Higgins	Esperanza
Maule	Constitución, Maule, San Javier II, Teno
Biobío	Coronel, Los Pinos, Yungay
La Araucanía	-
Los Ríos	Antilhue
Los Lagos	Chiloé, Degañ, Degañ 2, Trapen, Trincao

Otras Operaciones de Centrales Diésel

De acuerdo con el Registro de Instrucciones de Operación (RIO)³⁹ del CEN, además de su función de respaldo energético ante indisponibilidades de combustible o desviaciones de otras tecnologías, las centrales térmicas a diésel participan activamente en la prestación de Servicios Complementarios al sistema. En particular, están habilitadas para proporcionar:

- **Control Primario de Frecuencia:** Responden de forma automática e inmediata ante variaciones breves de frecuencia, inyectando o reduciendo potencia para estabilizar el sistema en los primeros segundos tras un desequilibrio.
- **Control Secundario de Frecuencia:** Ajustan su despacho en forma regulada a lo largo de minutos, siguiendo señales de Control Automático de Generación (AGC) para restablecer la frecuencia al valor nominal y liberar a las unidades de control primario.
- **Control Terciario de Frecuencia:** Participan en la reposición de reservas activas a lo largo de decenas de minutos, sustituyendo gradualmente a otras unidades o reforzando la generación cuando el nivel de reservas programadas exige un refuerzo adicional.
- **Servicios de Control de Voltaje y Regulación de Tensión:** Operan equipos de excitación y reguladores revistiéndose de potencia reactiva para mantener las tensiones de barra dentro de los rangos operativos.

³⁹Coordinador Eléctrico Nacional, "Registro de Instrucciones de Operación", [En Línea]. Disponible en: <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/registro-de-instrucciones-de-operacion-rio-sscc-energia/>

Resumen Operación Diésel 2014 - 2025

La generación diésel en el SEN se despliega fundamentalmente para atender seis necesidades claves:

- **Desviaciones intradiarias de otras tecnologías:** La generación diésel se activa para corregir las discrepancias entre la producción real y la programada de fuentes hidráulicas y, en menor medida, solares y eólicas, asegurando el equilibrio instantáneo del sistema.
- **Indisponibilidad de combustibles alternativos:** Cuando el suministro de gas natural (incluyendo GNL y gas argentino) se ve comprometido, las unidades diésel garantizan la continuidad del despacho energético.
- **Reserva hídrica crítica:** En períodos de niveles bajos en los embalses, el diésel refuerza la oferta para compensar la merma de la generación hidroeléctrica.
- **Limitaciones y congestiones de la red de transmisión:** Las restricciones de capacidad en las líneas obligan a despachar diésel en zonas afectadas para mantener la confiabilidad del suministro.
- **Control terciario de frecuencia:** Las centrales diésel prestan servicios complementarios de frecuencia, reponiendo reservas activas y estabilizando la frecuencia tras variaciones prolongadas.
- **Apoyo al Plan de Recuperación de Servicio:** Tras eventos de blackout o desconexiones críticas, el diésel contribuye a la restauración progresiva del sistema eléctrico, garantizando la reconexión y el restablecimiento de la carga.

4. Determinación de la Capacidad Térmica Diésel de Respaldo Requerida

4.1. Descripción del Modelo

La proyección de costos marginales y despacho, para este estudio, se realiza mediante un modelo de planificación estocástico capaz de determinar decisiones de inversión de generación, transmisión y almacenamiento en el SEN. Este modelo es capaz de equilibrar simultáneamente costos de operación e inversión, optimizando las decisiones de inversión a largo plazo con las de operación en el corto plazo, y obteniendo un portafolio de inversiones que minimiza los costos totales. Esto se logra a través del acople y evaluación en conjunto de las distintas tecnologías y escalas de tiempo, lo que permite determinar las necesidades tanto en capacidad instalada de generación, almacenamiento, y de la red de transmisión. La **Figura 75** presenta la manera en que el modelo utilizado integra las distintas escalas de tiempo para tomar decisiones holísticas tanto para la operación como la expansión de la capacidad del sistema.

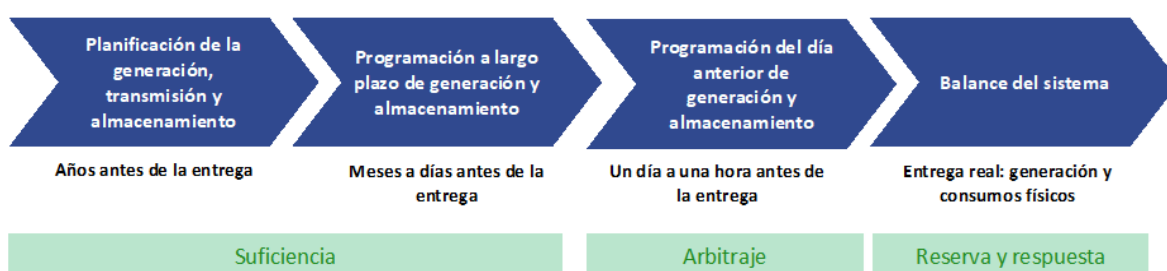


Figura 81. Integración de tecnologías y escalas temporales del modelo.

El modelo adopta un enfoque estocástico que permite capturar la incertidumbre asociada a la generación renovable variable, como la solar y eólica, así como a las condiciones hidrológicas que pueden afectar al SEN. Este enfoque representa de manera más realista las condiciones operativas al incorporar la variabilidad de los recursos en términos combinatorios. De esta forma, se consideran distintas disponibilidades de recursos hídricos, solares y eólicos, junto con diversos niveles de demanda. Como resultado, el modelo identifica las inversiones óptimas necesarias para enfrentar de manera económica y resiliente las futuras fluctuaciones de los recursos.

La **Figura 82** presenta una descripción general del modelo utilizado, señalando los principales datos de entrada y salida. Entre los parámetros que entran al modelo, se destacan los perfiles de demanda, disponibilidades de recursos renovables, los costos de mercado, y las restricciones técnicas y operativas para modelar el sistema. Por otra parte, el modelo entrega el portafolio óptimo de inversiones, así como simulaciones del despacho económico, incluyendo la generación de cada tecnología y zona, costos, emisiones de CO₂, entre otros.

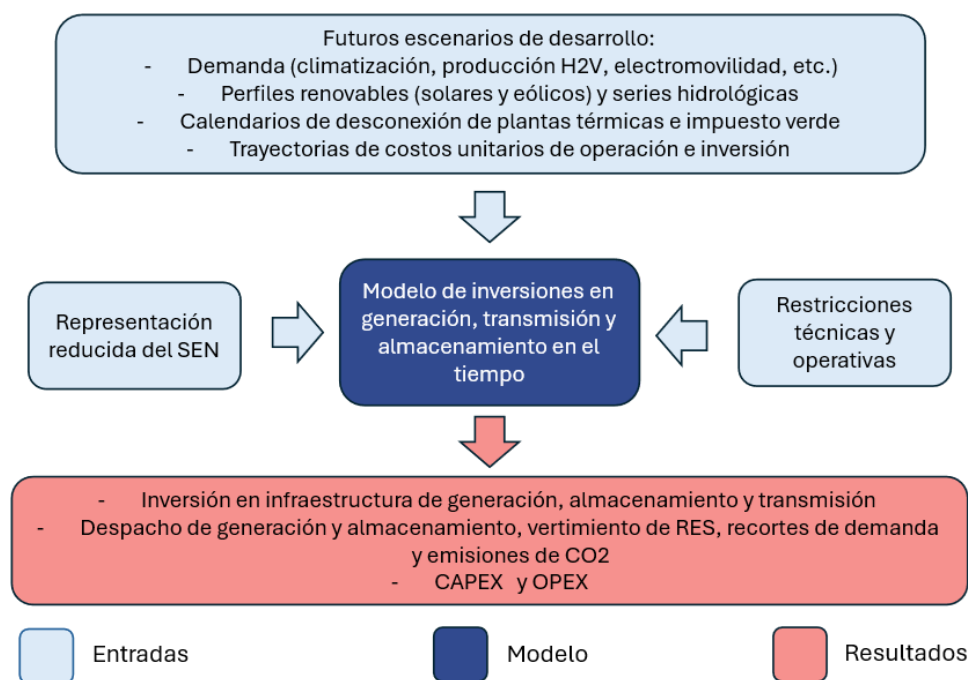


Figura 82. Estructura general del modelo de planificación estocástica.

A continuación, se presentan ciertos aspectos clave del modelo utilizado, el cual corresponde a un modelo de optimización lineal entero mixto. En lo que respecta a la función objetivo, el modelo minimiza la suma de costos de inversión y operación, los cuales se detallan a continuación:

- El costo de inversión incluye el costo de capital (anualizado) de nuevas unidades de generación y almacenamiento, así como el costo de expansión y refuerzo de la red. En particular, para el caso del almacenamiento, el costo de capital también incluye la capacidad de almacenamiento de energía, que determina la cantidad de energía que se puede almacenar. Los diversos tipos de costos de inversión se anualizan utilizando el costo de capital promedio ponderado (WACC, del inglés *Weighted-Average Cost of Capital*) apropiado y la vida económica estimada del activo. Ambos parámetros se proporcionan como entradas al modelo y sus valores varían entre diferentes tecnologías.
- El costo de operación del sistema consiste en el costo de operación de generación y el costo de la energía no servida, ambos calculados a lo largo del año. El costo de operación de generación consiste en: (i) costo variable según la producción de electricidad, (ii) costo fijo, y (iii) costo de encendido y apagado de las unidades. El costo de operación de generación está determinado por dos parámetros de entrada: precios de combustible y el costo unitario asociado a las emisiones de CO₂.

El modelo incorpora una serie de restricciones que permiten modelar las características propias de cada tecnología de generación, así como los parámetros topológicos de la red. Esto contempla aspectos operativos, relacionados con límites técnicos, así como requerimientos de seguridad del sistema. Algunos detalles del modelamiento se presentan a continuación:

- Los generadores son modelados con restricciones operativas que incluyen: (i) montos de generación mínima y máxima técnica, (ii) restricciones de rampa, (iii) restricciones de tiempos mínimos de encendido y apagado, y (iv) restricciones de respuesta de frecuencia y reservas (o reservas primarias y secundarias). De esta manera, el modelo incorpora la (in)flexibilidad otorgada por distintas tecnologías y las congestiones de la red a través del problema que formalmente se conoce como *unit commitment*.
- Para los generadores hidroeléctricos de pasada, eólicos y solares, la producción máxima de electricidad está limitada por el perfil energético disponible, que se especifica como parte de los datos de entrada. El modelo busca aumentar la utilización de estas unidades, dado que suelen tener un costo marginal nulo o bajo. Sin embargo, en determinadas circunstancias, como cuando hay un exceso de oferta de electricidad en el sistema o los requisitos de reserva y respuesta limitan la cantidad de generación renovable que se puede integrar, puede ser necesario reducir su producción para equilibrar el sistema, lo que se incorpora en el modelo.
- En el caso de los generadores hidroeléctricos con embalses y unidades de almacenamiento por bombeo, la producción de electricidad está limitada tanto por la potencia máxima de salida como por la energía disponible en el embalse en un momento determinado, optimizando al mismo tiempo el despacho y la cantidad de energía en el depósito/reservorio. Además, para las tecnologías de almacenamiento, el modelo considera las pérdidas de eficiencia asociadas.
- Para la red de transmisión se considera un modelo de transporte con restricciones de flujo. Las restricciones de flujos de potencia limitan la energía que fluye a través de las líneas entre las áreas del sistema, respetando la capacidad instalada de la red como un límite superior. Así mismo, el modelo también puede permitir la inversión en mejorar la capacidad de la red si resulta económico. Ampliar la capacidad de transmisión e interconexión es considerado crucial para facilitar la integración eficiente de grandes recursos renovables intermitentes, dado que su localización es un factor clave.
- Se incorporan restricciones de seguridad para el control de frecuencia, considerando distintas formas de reservas. El modelo distingue entre dos tipos clave de reservas: primaria y secundaria. El requerimiento de reservas primarias se calcula en función de la pérdida de la unidad más grande despachada, mientras que las reservas secundarias se calculan en función de la incertidumbre en la generación renovable y la demanda. Considerando los requerimientos de reserva, el modelo programa la provisión óptima de reservas, teniendo en cuenta las capacidades y costos de los proveedores potenciales de estos servicios, como las pérdidas de eficiencia en una planta de generación con carga parcial, encontrando así el equilibrio entre el costo de generar electricidad para un perfil de demanda determinado y el costo de mantener reservas suficientes. Además, se pueden considerar tecnologías alternativas para la entrega de reservas, como el almacenamiento y la respuesta de demanda (DSR, del inglés *Demand Side Response*), según corresponda.
- El modelo incorpora la posibilidad de reconversión y mantenimiento de centrales térmicas para extender su vida útil. En particular, se modela la reconversión de centrales a carbón para operar en base a gas natural, debido a su más reducido nivel de emisiones. Por otra parte, el modelo también incorpora la posibilidad de realizar *overhaul* en centrales a gas para extender su vida útil.

Con lo anterior, el modelo puede determinar las decisiones óptimas de inversión en generación, transmisión y almacenamiento; considerando su localización y dimensionamiento, para satisfacer el balance entre generación-demanda en el sistema, y garantizar la seguridad de suministro.

4.2 Datos de Entrada del Modelo Eléctrico

A continuación, se presenta la representación del SEN, junto a un resumen de todos los datos de entrada utilizados, sus supuestos, y la fuente de donde fueron obtenidos para modelar los consumos eléctricos del gas natural. Es necesario indicar que los datos de entrada toman los períodos comprendidos entre los años 2025 y 2040, independientemente de los años y escenarios escogidos para la simulación.

En esta línea, la **Tabla 19** resume los principales datos de entrada con sus respectivas fuentes, la cual está compuesta principalmente por información de la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) 2023-2027⁴⁰, información proporcionada por el Coordinador Eléctrico Nacional y la Comisión Nacional de Energía, los decretos oficiales de expansión y proyectos comprometidos en licitaciones.

Tabla 19. Principales datos de entrada del modelo eléctrico.

Concepto	Fuente de inputs del modelo
Demanda	- Perfiles históricos obtenidos del CEN. - Tasas de crecimiento acordadas con el cliente.
Precios de combustibles	- El carbón, GNL, y diesel, consideran valores observados por el CEN (programación al 18/01/2025), y se ajustan en el corto plazo utilizando el informe de proyecciones de precios de combustibles 2024-2044 de la CNE, y en el largo plazo utilizando el Annual Energy Outlook (de 2023). - Los precios de la central Guindos fueron entregados por el cliente.
CAPEX de tecnologías de generación, transmisión y almacenamiento	- Generación y almacenamiento consideran el escenario referencial de proceso final PELP 2023-2027. - Transmisión considera el escenario referencial de proceso final PELP 2023-2027 y decretos tarifarios.
Costo de impuesto a las emisiones	- Trayectoria proceso final PELP 2023-2027, constante en 35 [USD/tonCO₂] para 2030-2040.
Escenarios hidrológicos	- Centrales (embalse y pasada) y cuencas hidrológicas obtenidas del CEN para los años 2009, 2012 y 2021.
Capacidad instalada y proyectos en desarrollo de generación y almacenamiento.	- Generación considera la programación de la operación del CEN (al 18/01/2025), ajustado con el reporte de capacidad instalada de la CNE, y el plan de obras utilizado en el proceso PLP (21/01/2025). - Sistemas de almacenamiento obtenidos de reporte de estadísticas de Generación de Energías Eléctrica Renovable de ACERA (febrero

⁴⁰ https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/pelp2023-2027_informe_final.pdf

	2025) y proyectos comprometidos del plan de licitaciones de Bienes Nacionales (BBNN) 2025.
Proyectos en desarrollo de transmisión	- Información pública del CEN, ajustada con el proceso final PELP 2023-2027.
Restricciones y parámetros operativos de las unidades de generación y almacenamiento	- Infotécnica del CEN (18/01/2025), complementados con proceso final PELP 2023-2027. - Los parámetros de la central Guindos fueron entregados por el cliente.
Requerimientos de reservas	- Informe final Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas del CEN (junio 2024).
Potencial de generación	- Los potenciales renovables disponibles en proceso final PELP 2023-2027. - Las capacidades instaladas de embalse, pasada, carbón y diésel no pueden incrementarse.
Perfiles renovables (solar y eólico)	- Información de la operación del CEN (2025), basados en la inyección real y los recortes de generación de cada una de las centrales.

Sistema de Transmisión Nacional

El SEN se representa a través de un modelo reducido compuesto por 9 zonas (o grupos de barras), basado en la topología original de transmisión utilizada en el Informe Preliminar del proceso de la PELP 2023-2027. Cada una de estas zonas está representada por la generación y demanda eléctrica agregada de las barras que pertenecen a dicha zona. Estas zonas se determinaron considerando las principales inversiones de transmisión que se presentan en el proceso de la PELP, y en base a las características de generación y demanda de cada zona. A modo ilustrativo, la **Figura 83** presenta la representación de las barras, líneas y zonas del SEN utilizadas en el modelo, las cuales se encuentran numeradas desde el 1 al 9, desde las zonas del norte al sur.

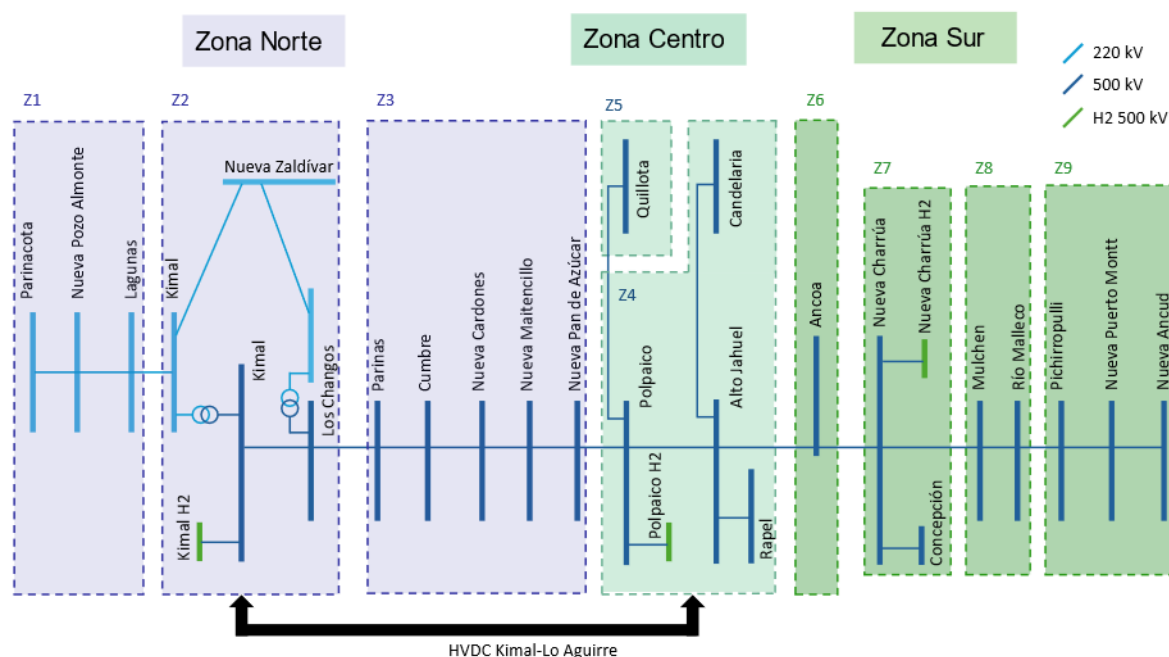


Figura 83. Topología del sistema de transmisión nacional utilizado para este estudio.

Crecimiento de la Demanda

La **Figura 84** presenta una estimación de la demanda anual del SEN, extraída de la PELP 2023-2027, para el período 2025-2040. En la figura se puede identificar el crecimiento intrínseco del 2% de la demanda base, sin incorporar medidas de electrificación y se aplican las tasas de crecimiento de interés: 1,5%, 2,0% y 2,5%, dependiendo del escenario.

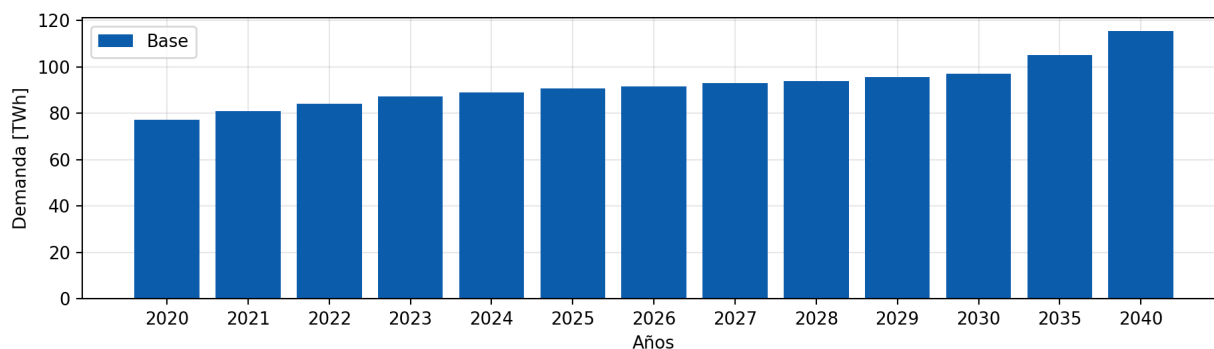


Figura 84. Proyección del crecimiento de la demanda base.

Proyección de Precio de Combustibles

La operación económica para el horizonte temporal del estudio del sistema requiere realizar supuestos asociados a las proyecciones de precios que permitan representar el costo de las centrales térmicas. Para ello, se realiza una estimación de los costos para el período 2024-2040.

Para los años actuales, los precios de los combustibles son obtenidos a través de información de la programación de la operación del CEN⁴¹. A partir del 2025, se realiza una proyección de los costos del en base a los precios internacionales^{42 43}. La **Figura 85** presenta las tendencias para el periodo de estudio. Finalmente, para distribuir los costos a nivel de unidades de generación, se utilizan los costos de internación y transporte del combustible, además de los *heat rates* extraídos del Informe de Fijación de Precios Nudo de Corto Plazo 2024⁴⁴.

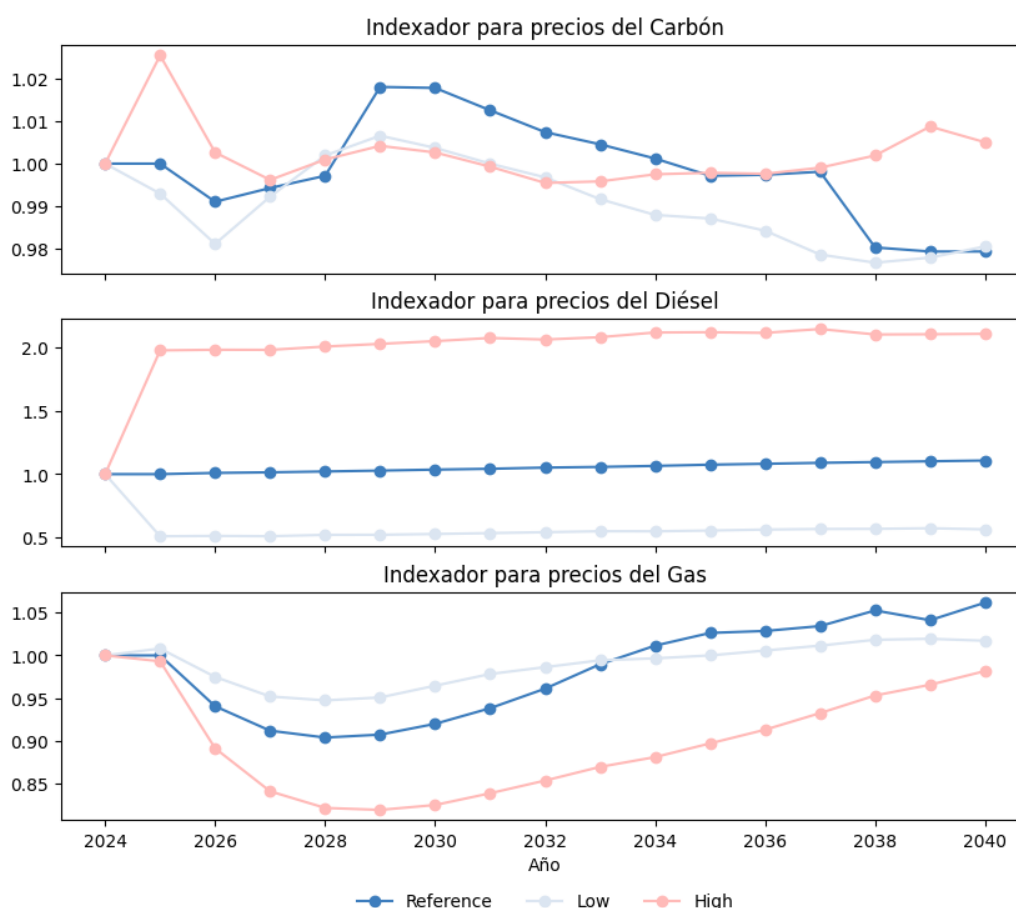


Figura 85. Tendencias internacionales de precios de los combustibles para el período 2023 - 2040.

⁴¹Coordinador Eléctrico Nacional de Chile - CEN, "Programación de la Operación del 27 de enero del 2025," [En línea]. Disponible en: <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/programas-de-operacion-2025/>.

⁴²U.S. Energy Information Administration - EIA, "Short-Term Energy Outlook," 2024.

⁴³Comisión Nacional de Energía (CNE), *Informe Técnico de Potencia - Precio Nudo Corto Plazo - Junio 2024*. [En línea]. Disponible en: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2024/06/ITP-PNCP-Jun-2024.pdf>.

⁴⁴ Comisión Nacional de Energía (CNE), *Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo Segundo Semestre 2024*. [En línea]. Disponible en: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2024/06/ITP-PNCP-Jun-2024.pdf>.

Costos de Inversión Tecnologías de Generación y Almacenamiento

Los costos de inversión para cada tecnología son extraídos del informe de costos de tecnologías de generación y almacenamiento, y luego son proyectados sobre el horizonte 2024-2040 utilizando las tasas de evolución del proceso PELP 2023-2027⁴⁵. Con ello, la **Figura 86** muestra las curvas de costos de inversión para cada tipo de generador. En suma a lo anterior, la misma gráfica presenta los costos de inversión para los equipos de almacenamiento de 2 y 4 horas, así como de plantas hidráulicas de bombeo de 18 horas.

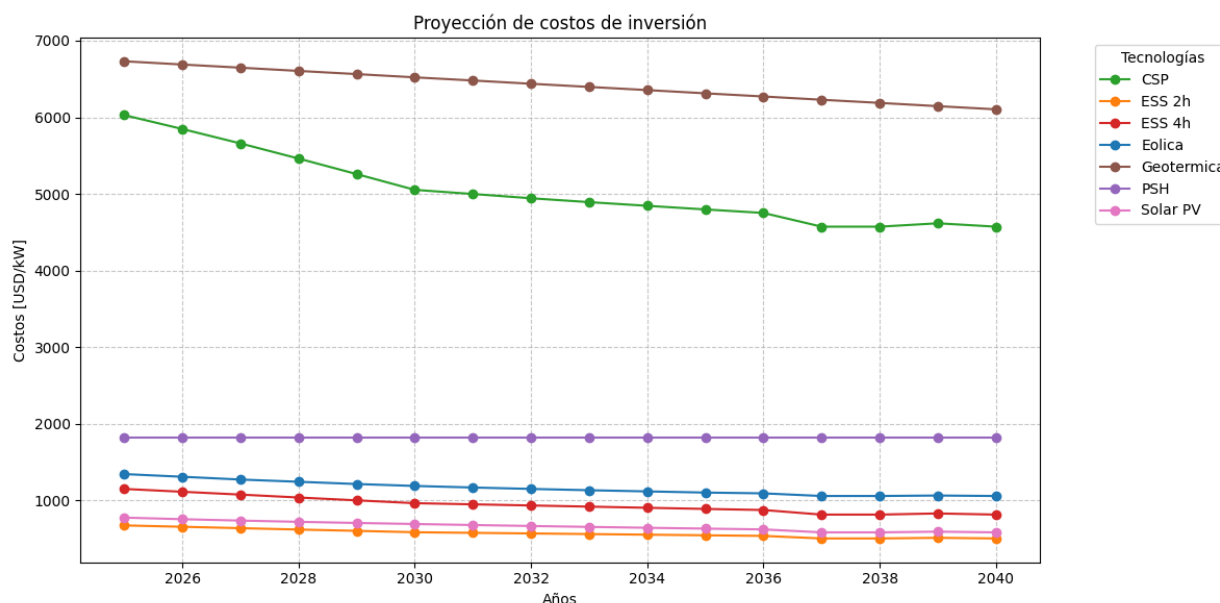


Figura 86. Costos de inversión de las tecnologías de generación y almacenamiento.

Costo Unitario de Emisiones

Uno de los elementos clave que componen los costos de operación del modelo corresponden al costo asociado al impuesto a las emisiones de CO₂. Para este estudio, se utiliza la trayectoria de la PELP 2023-2027, la cual se presenta en la **Figura 87**. Se aprecia un aumento del impuesto a las emisiones de CO₂ a través del tiempo, el cual se mantiene constante en 35 [USD/tonCO₂] para todo el periodo de estudio, es decir, 2030-2040. Este impuesto verde es el que se reconoce en los cálculos como el costo unitario de las emisiones.

Es importante reconocer que este estudio busca determinar una expansión factible desde el punto de vista de mercado, por lo que se utiliza el impuesto verde como el costo de emitir CO₂. Si el estudio estuviese orientado a determinar las inversiones socialmente óptimas desde el punto de vista de un planificador social benevolente, se debiera utilizar el costo social de las emisiones de CO₂, actualmente en 63 USD/ton, y su proyección a futuro.

⁴⁵ Ministerio de Energía de Chile, *Plan de Expansión de la Licitación Pública 2023-2027 - Informe Final*. [En línea]. Disponible en: https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/pelp2023-2027_informe_final.pdf.

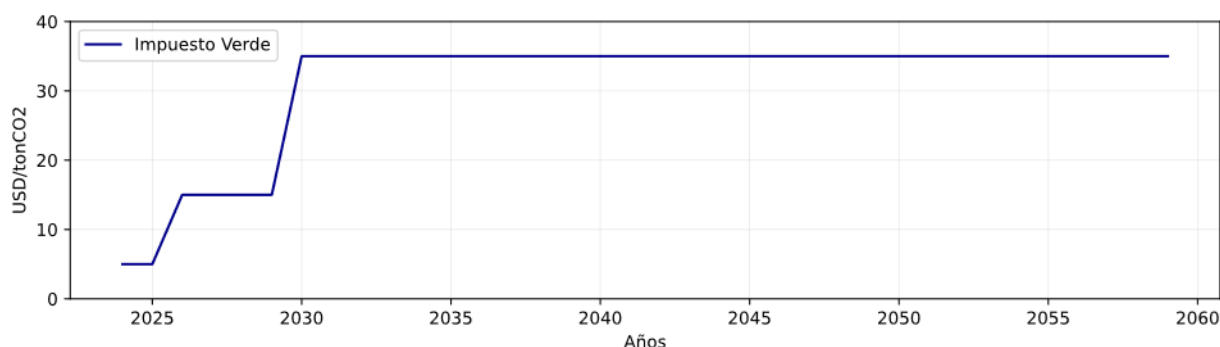


Figura 87. Proyección del impuesto a las emisiones de CO₂⁴⁶.

Capacidad Instalada Generación

Para caracterizar la matriz energética del SEN, se extrae la información disponible de la programación de la operación del CEN (de enero 2025)⁴⁷, junto al reporte de capacidad instalada 2024 de la CNE⁴⁸, y los proyectos comprometidos por licitaciones de suministro, y ajustados con el proceso PELP 2023-2027. En cuanto a la capacidad instalada de los sistemas de almacenamiento, se usa el reporte de Estadísticas – Sector de generación de energía eléctrica renovable de ACERA⁴⁹, en conjunto con los proyectos comprometidos en licitaciones obtenidos del plan de licitaciones de Bienes Nacionales (BBNN)⁵⁰. Las capacidades instaladas por tecnología se presentan en la **Tabla 20**.

⁴⁶Ministerio de Energía de Chile, *Plan de Expansión de la Licitación Pública 2023-2027 - Informe Final*. [En línea]. Disponible en: https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/pelp2023-2027_informe_final.pdf.

⁴⁷Coordinador Eléctrico Nacional de Chile - CEN, "Programación de la Operación del 27 de enero del 2025," [En línea]. Disponible en: <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/programas-de-operacion-2025/>.

⁴⁸Comisión Nacional de Energía - CNE, Reporte de Capacidad Instalada de Generación, 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.cne.cl/normativas/electrica/consulta-publica/electricidad/>.

⁴⁹Asociación Chilena de Energías Renovables y Almacenamiento AG. - ACERA, Estadísticas Sector de Generación de Energía Eléctrica Renovable, 2024. [En línea]. Disponible en: <https://acera.nvc3.digitaloceanspaces.com/wp-content/uploads/2024/05/2024-04-Boletin-Estadisticas-ACERA.pdf>.

⁵⁰Ministerio de Bienes Nacionales de Chile, Resolución Exenta 1096 - Aprueba Plan Nacional Para Impulsar Proyectos de Sistemas de Almacenamiento de Energía en Terreno Fiscal., 2023.

Tabla 20. Capacidad instalada por tecnología junto a los planes de obras. Considera la capacidad en construcción y que entrará en operación hacia el año 2030.

Tecnología	Capacidad Instalada actual (2024) [MW]	Plan de obras 2025 [MW]	Plan de obras 2026 [MW]	Plan de obras 2027 [MW]	Plan de obras 2028 [MW]	Plan de obras 2029 [MW]	Total (2030) [MW]
Gas	3.820	-	-	-	-	-	3.820
Diésel	4.362	-	-	-	-	-	4.362
Carbón	3.754	-	-	-	-	-	3.754
Eólica	4.700	1.843	46	43	864	244	7.740
Geotérmica	84	-	-	-	-	-	84
Hidráulica de Embalse	3.360	-	-	-	-	-	3.360
Hidráulica de Pasada	3.969	209	12	-	153	-	4.343
Solar FV	10.504	2.880	1.226	146	-	-	14.756
Solar CSP	108	-	-	-	-	-	108
Almacenamiento	564	2.528	35	-	-	-	3.127
Total	35.225	7.460	1.319	189	1.017	243,8	45.454

Capacidad Instalada de Transmisión

A continuación, la **Tabla 21** muestra el detalle de los corredores utilizados en el estudio, su capacidad instalada en el año 2030 y el costo anual unitario de inversión de ampliar dicho corredor (en USD/MW). Es importante destacar que se considera que el corredor Kimal-Alto Jahuel posee una capacidad de 0 MW al 2030 debido a que, en nuestros supuestos, su entrada en operación está definida para el año 2032.

Los proyectos considerados en construcción fueron obtenidos de los planes de expansión de la autoridad. El modelo también incorpora proyectos que se encuentran en construcción y licitados, según PELP 2023-2027.

Tabla 21. Corredores de transmisión utilizados al 2030⁵¹.

Corredor	Zona inicial	Zona final	Desde (zona)	Hasta (zona)	Capacidad instalada al 2025 [MW]	Capacidad instalada al 2026 [MW]	Capacidad instalada al 2032 [MW]	Capacidad instalada al 2034 [MW]	Costo Anual Unitario [USD/MW]
1	Parinacota	Kimal	1	2	789	2289	2289	2289	28.015
2	Kimal	Nueva Cardones	2	3	2250	2250	2250	2250	38.025
3	Kimal	Alto Jahuel	2	4	0	0	3000	3000	40.000
4	Nueva Cardones	Polpaico	3	4	2280	2280	2280	2280	40.950
5	Polpaico	Quillota	4	5	2922	2922	2922	2922	2.925
6	Polpaico	Ancoa	4	6	3677	3677	3677	3677	18.135
7	Ancoa	Nueva Charrúa	6	7	3000	3000	3000	3000	11.505
8	Nueva Charrúa	Río Malleco	7	8	1540	1540	3040	3040	6.825
9	Río Malleco	Ciruelo	8	9	160	160	400	1660	28.925

Escenarios Hidrológicos

Para modelar la generación hidroeléctrica, se seleccionaron 3 hidrologías: 2021, 2012, y 2009, representando un año seco, medio, y húmedo, respectivamente, dentro de la última década. Estas hidrologías tienen una granularidad horaria, y son elaboradas para cada una de las zonas representativas del SEN, según la **Figura 83**. Los datos para construir los perfiles de hidráulicas de pasada y de embalse se encuentran en la base de datos (BBDD) del CEN, sección “Operación-Generación Real”⁵² y “Operación-Cotas y Niveles de Embalses Reales”⁵³. La modelación hidrológica busca representar la operación del sistema en los últimos 10 años de la forma más fehacientemente posible. En la **Tabla 22** se muestran los factores de disponibilidad promedio tanto para las hidráulicas de pasada como para las hidráulicas de embalse, en cada una de las hidrologías seleccionadas.

Tabla 22. Factores de disponibilidad promedios y generación histórica para las centrales hidráulicas, según año calendario.

Año	2021	2012	2009
Hidrología	Seca	Media	Húmeda
Hidráulicas de pasada	26,25%	38,21%	50,95%
Hidráulicas de embalse	27,27%	39,36%	54,59%
Generación total [TWh]	16,02	20,12	24,56

⁵¹Comisión Nacional de Energía (CNE), *Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2023*. 2024.

⁵²Coordinador Eléctrico Nacional de Chile - CEN, “Generación Real Horaria por Central,” [En línea]. Disponible en: <https://www.coordinador.cl/operacion/graficos/operacion-real/generacion-real/>.

⁵³Coordinador Eléctrico Nacional de Chile - CEN, «Cotas y Niveles de Embalses Reales,» [En línea]. Disponible en: <https://www.coordinador.cl/operacion/graficos/operacion-real/cotas-y-niveles-de-embalses-reales/>.

Perfiles y Potencial de Tecnologías

Para efectos de la expansión de la generación, se considera un potencial de ampliación de la capacidad para tecnologías renovables según la información del proceso PELP 2023-2027. Es importante destacar que la capacidad instalada de centrales hidroeléctricas (embalse y pasada), así como de centrales a carbón, no puede incrementarse, impidiendo la construcción de nuevas centrales de esta naturaleza. Pese a ello, si es posible reconvertir centrales térmicas a gas natural, lo que se explica en la siguiente subsección. Finalmente, el potencial de los sistemas de almacenamiento es ilimitado, es decir, el modelo puede invertir libremente. El potencial de expansión (límite superior) de cada tecnología se presenta en la **Tabla 23**.

Tabla 23. Potencial total para efectos de la planificación energética. El potencial de expansión de hidroelectricidad se presenta solamente por completitud; este estudio no considera la ampliación de capacidad de esta tecnología.

Tecnología	Potencial modelado [GW]	Potencial total [GW]
Solar FV	2086	2086
Eólica	81	81
Solar CSP	1,8	152
Geotermia	0,3	4
Hidroeléctrica	0	10
Hidráulicas de Bombeo	2,7	42
Total	2171,8	2375

Respecto a los perfiles eólicos y solares, estos tienen una granularidad horaria, y son construidos para cada una de las zonas representativas del SEN representadas en la **Figura 83**. Para ello, se utiliza la información de la generación real de las centrales solares y eólicas para el año 2030, obtenida a través de la BBDD del CEN, incorporando la información de potencia inyectada y vertimientos de cada central^{54 55}.

Reconversión y Overhaul de Centrales a Gas

Como medida para optimizar el parque de generación actual y así utilizar la infraestructura existente de forma económica, este estudio considera dos opciones novedosas. La primera es la reconversión de centrales térmicas, que implica el reemplazo del sistema de combustión junto a otros ajustes, permitiendo que unidades a carbón utilicen gas natural como fuente de energía. Para este estudio, se considera un costo de reconversión equivalente a dos tercios del costo de inversión de una central a gas de ciclo combinado, considerando los proyectos de conversión de plantas térmicas⁵⁶.

⁵⁴Coordinador Eléctrico Nacional de Chile - CEN, «Generación Real Horaria por Central,» [En línea]. Disponible en: <https://www.coordinador.cl/operacion/graficos/operacion-real/generacion-real/>

⁵⁵Coordinador Eléctrico Nacional de Chile - CEN, «Reducciones ERV 2030,» [En línea]. Disponible en: <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/reducciones-de-generacion-renovable/2023-resumen-de-reduccion-de-energia-eolica-y-solar-durante-la-operacion-en-tiempo-real/>.

⁵⁶Global Energy Monitor, "Coal Plant Conversion Projects," n.d.. [En línea]. Disponible en: https://www.gem.wiki/Coal_plant_conversion_projects.

La segunda opción es el *overhaul*, que consiste en la revisión, reparación y renovación de los componentes desgastados de las máquinas a gas, con el fin de prolongar su vida útil. Cuando el modelo decide acerca de la realización de un *overhaul*, se considera un costo equivalente a un tercio de la inversión inicial de la máquina. Este costo corresponde a una estimación estandarizada que permite extender la vida útil de la central entre 20 y 30 años, según la información de⁵⁷. Si el modelo decide no realizar *overhaul* de la capacidad a gas, entonces se considera que dicha capacidad es desconectada del sistema.

Los valores utilizados para este análisis provienen de la información operativa del CEN y de capacidad instalada de la CNE al 2024, cuyos detalles se presentan en la **Tabla 24**.

Tabla 24. Potencial disponible de reconversión y overhaul para el periodo de estudio.

Año	Capacidad [MW]	Decisión
2026	668	Reconversión Carbón - Gas
2030	3.093	<i>Overhaul</i>
2032	3.473	<i>Overhaul</i>
2034	3.479	<i>Overhaul</i>
2040	3.533	<i>Overhaul</i>

4.3 Casos de Estudio

Dentro del alcance del proyecto se definieron nueve escenarios, destinados a analizar distintas condiciones de operación e inversión proyectadas para el año 2030. Estos escenarios consideran todos los planes comprometidos en generación, transmisión y almacenamiento hasta dicho año, además de permitir inversiones adicionales en generación fotovoltaica, eólica, sistemas de almacenamiento y líneas de transmisión.

Para todos los casos de estudio se asume un crecimiento de la demanda del 2% anual, una tasa de descuento del 9% y la inclusión del costo social del carbono dentro del costo variable de operación. Cabe destacar que los escenarios incorporan un factor de ajuste entre las inversiones en fotovoltaica y eólica, con el objetivo de corregir las proyecciones de instalación de estas tecnologías según las tendencias históricas, entregando así una visión más realista del Sistema Eléctrico Nacional hacia 2030.

En la **Tabla 25** se presenta una comparación detallada de todos los escenarios considerados.

⁵⁷ABB, "Retrofit packages for 200-MW turbogenerators," IEEE PES switchgear committee report on MCCs and industrial control assemblies, 1997.

Tabla 25. Casos de Estudio.

Escenario	Diésel inicial	Hidrologías	Viento	Costo Social del Carbono
S1	Diésel actual	Normales	Normal	35 [USD/Ton]
S2	Sin diésel inicial	Normales	Normal	35 [USD/Ton]
S3	Sin diésel inicial	-5% hidrología seca	Normal	35 [USD/Ton]
S4	Sin diésel inicial	-10% hidrología seca	Normal	35 [USD/Ton]
S5	Sin diésel inicial	Normal	-25% en peor semana	35 [USD/Ton]
S6	Sin diésel inicial	Normal	-50% en peor semana	35 [USD/Ton]
S7	Sin diésel inicial	Reserva hídrica en otoño 200 GWh	Normal	35 [USD/Ton]
S8	Sin diésel inicial	Normales	Normal	0 [USD/Ton]
S9	Sin diésel inicial	Normales	Normal	10 [USD/Ton]

El concepto de “diésel inicial”, indicado en la tabla, hace referencia a la capacidad instalada de diésel utilizada como dato de entrada en el modelo. Para el escenario S1, esta capacidad corresponde a la instalada en 2024, mientras que, en el resto de los escenarios, se parte sin diésel, permitiéndose invertir en esta tecnología sólo si resulta necesario. En los escenarios donde se penaliza la hidrología, se modifican las condiciones de la hidrología seca, forzando situaciones más adversas que las normalmente esperadas. De manera similar, en los escenarios donde se penaliza el viento, se aplican condiciones más desfavorables de generación eólica, específicamente durante la peor semana de cada estación del año.

4.4 Resultados

En la presente sección, se presentan los resultados de simulación obtenidos para los escenarios descritos previamente, junto a sus respectivos análisis.

Capacidad instalada de generación

En la **Tabla 26** se presenta el detalle de la capacidad instalada diésel para todos los escenarios en el año 2030. En el escenario S1, la capacidad corresponde exclusivamente a las unidades actualmente en operación. En los demás escenarios, la capacidad refleja las necesidades energéticas propias de cada caso, variando entre 100 y 200 MW, ubicados exclusivamente en la Región de Los Lagos (zona 9 de la topología de red descrita anteriormente).

Tabla 26. Capacidad instalada diésel

	S1	S2	S3	S4	S5	S6	S7	S8	S9
Capacidad diésel instalada [MW]	3.600	100	200	200	200	200	100	200	200
Operación diésel anual [GWh]	8,78	4,65	7,8	8,22	8,4	9,96	4,65	7,37	7,37

La localización de estas unidades se justifica exclusivamente por las congestiones en la transmisión, particularmente entre las zonas 8 y 9, donde el corredor equivalente dispone de una capacidad de 160 MW, la cual se satura en horas de baja generación eólica en la zona. En términos absolutos, la generación anual diésel para estos escenarios en 2030 es reducida en comparación con la observada en 2024 y prácticamente insignificante respecto de los eventos ocurridos en 2021 y 2022. Cabe señalar que se realizaron simulaciones eliminando esta congestión y, en ninguno de los casos, se instaló capacidad diésel; por este motivo, dichos resultados no se incluyen en este informe.

En la **Figura 88** se muestra la capacidad instalada total al año 2030 para todos los escenarios. Se observa que, en todas las simulaciones, la capacidad es similar, con una inversión adicional de aproximadamente 1.100 MW fotovoltaicos, 100 MW eólicos y entre 50 MW y 150 MW en sistemas de almacenamiento, según el escenario. Estos sistemas de almacenamiento tienden a ubicarse en la misma zona donde se instalan las unidades diésel, lo que evidencia el potencial de las baterías para asumir el rol que actualmente cumple el diésel en períodos de corta duración.

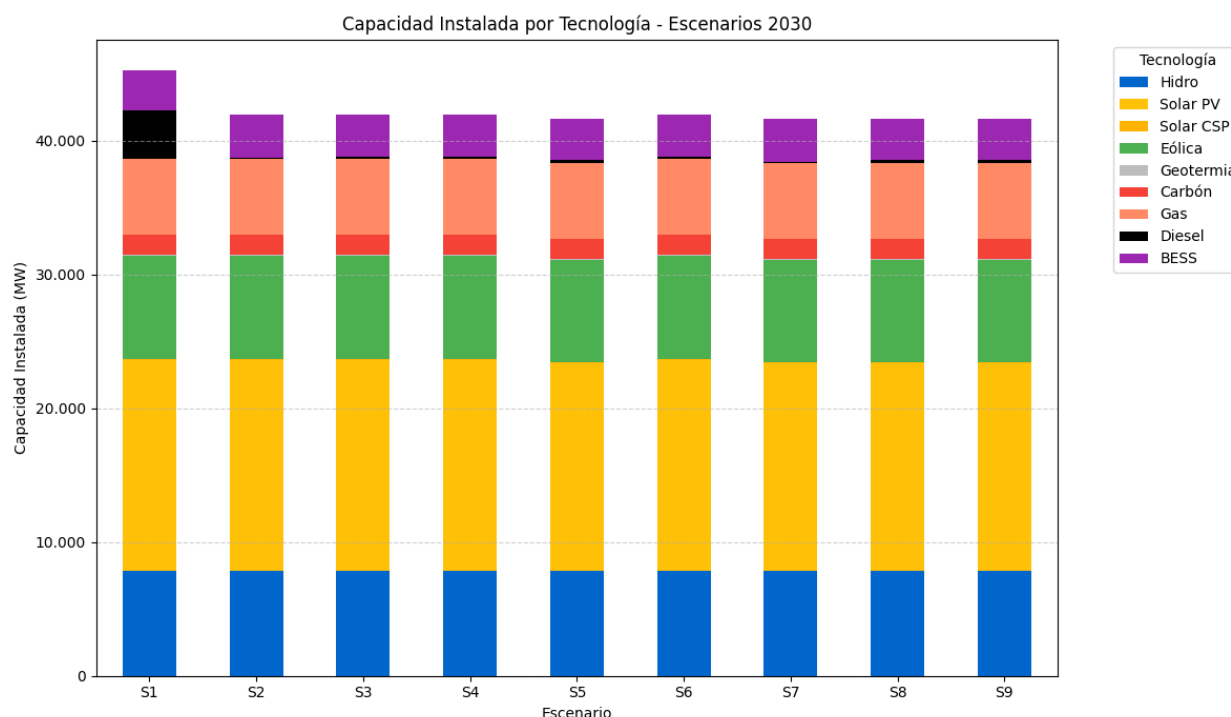


Figura 88. Capacidad Instalada por Tecnología, Escenarios 2030.

Generación diésel

A continuación, en la **Figura 89** se presenta la energía anual proveniente de centrales diésel bajo diferentes condiciones hidrológicas. Como es natural, la operación diésel es menor en escenarios con hidrología húmeda en comparación con condiciones medias o secas. Esto se debe a que, en la zona 9, existen centrales de embalse y, al disminuir la generación proveniente de esta tecnología, el diésel adquiere mayor relevancia. Un comportamiento similar se observa en situaciones de viento desfavorable, efecto que se ve intensificado por los problemas de congestión previamente mencionados.

En cuanto al análisis por escenario, se observa lo siguiente: la operación diésel en S2, S3, S4 y S5 no difiere significativamente respecto de S1, a pesar de que en este último la capacidad instalada es considerablemente mayor. Esta situación contrasta con S6, donde, aun con una capacidad instalada similar, las condiciones de operación son menos favorables. En S7, caracterizado por la existencia de reserva hídrica, se aprecia que dicho régimen no afecta el despacho diésel (en comparación con S6), ya que tecnologías como el gas y el carbón incrementan su operación para mantener una mayor cota en los embalses. Finalmente, en S8 y S9, la operación diésel es superior a la observada en S6, debido a que el costo social del carbón es menor, lo que vuelve al diésel más competitivo, considerando que dicho costo se incorpora dentro del costo variable.

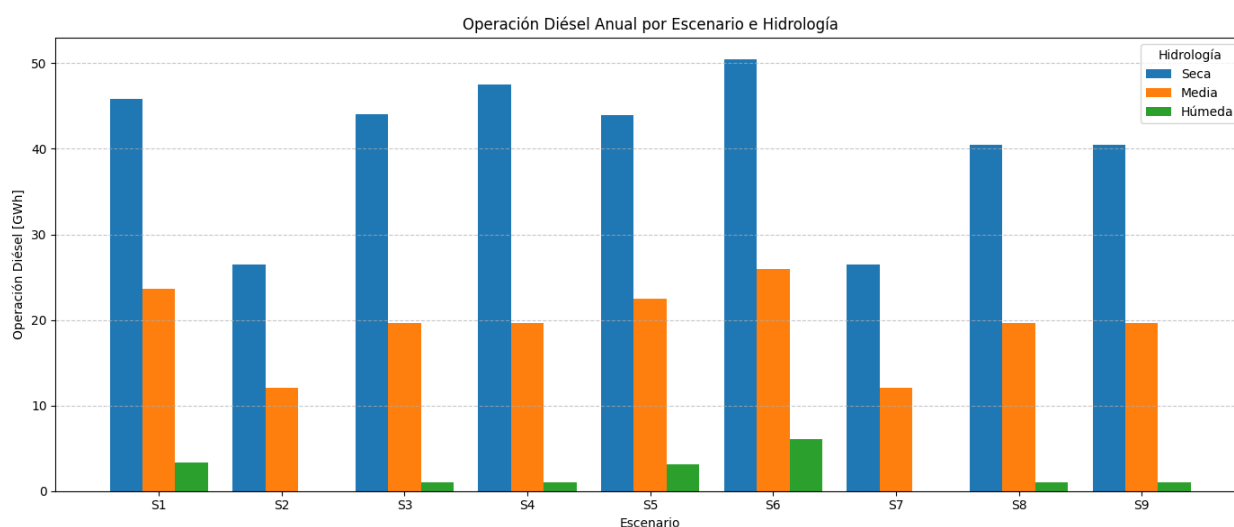


Figura 89. Operación Diésel Anual por Escenario e Hidrología.

En la **Figura 90** se muestra la generación diésel promedio horaria durante todo el año. Se observa que el promedio anual es muy reducido, sin superar los 20 MW en ningún momento. Aunque su aporte promedio anual es bajo, es importante destacar que el diésel cumple un rol estratégico, operando en momentos específicos donde se requiere flexibilidad y rápida respuesta, y actuando, en última instancia, como respaldo para cubrir la demanda cuando ninguna otra tecnología está disponible o no resulta técnicamente factible.

Promedio Generación Diésel por Zona

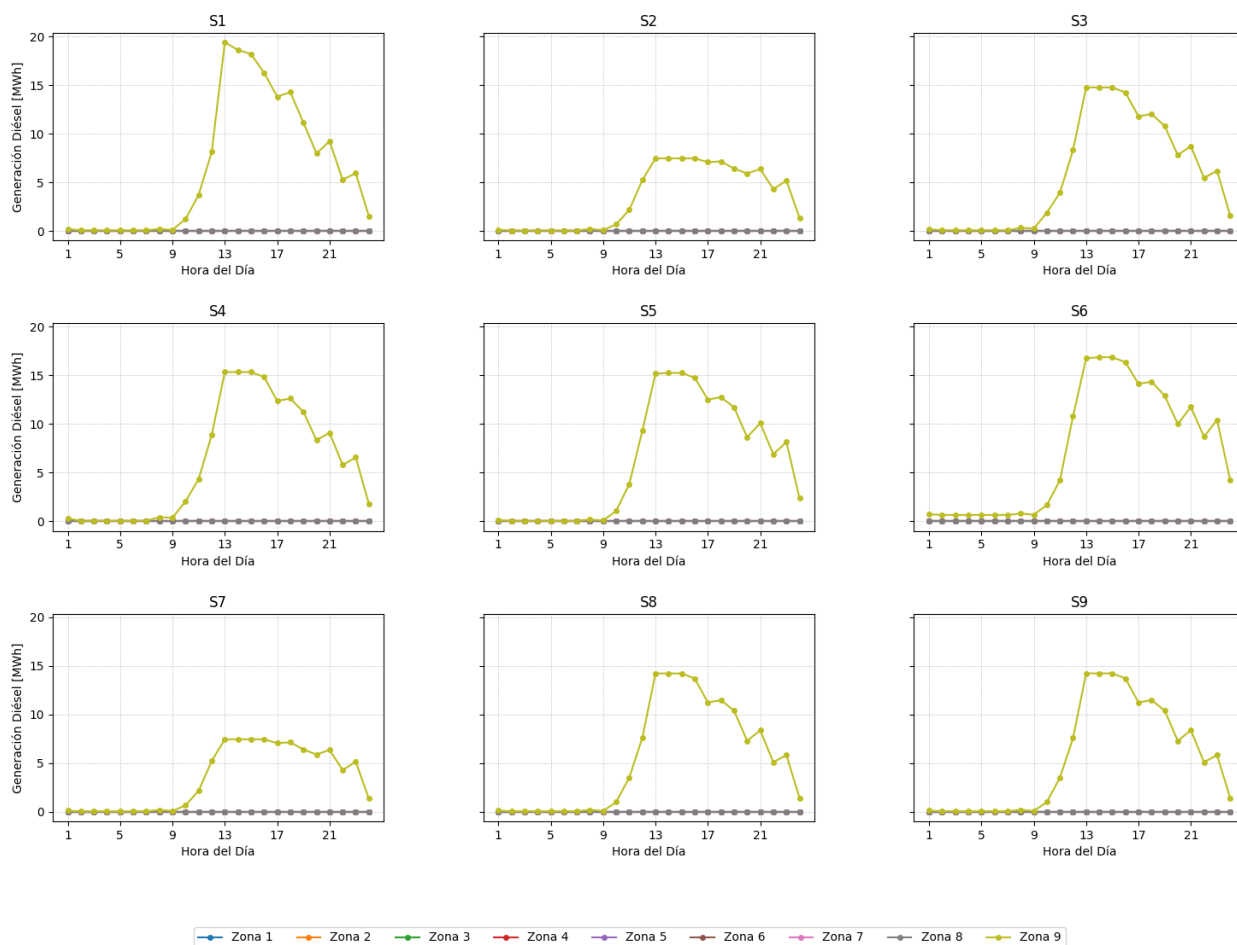


Figura 92. Generación Promedio Diésel por Zona.

Como se mencionó anteriormente, el análisis del comportamiento del diésel debe centrarse en las instancias de mayor exigencia del sistema. Por ello, en las **Figuras 93** y **94** se presenta la generación promedio del diésel y del resto de las tecnologías durante la peor semana de verano. Se observa que, en este período, la generación diésel supera los 100 MW durante gran parte del día, especialmente entre las 10:00 y las 23:00 horas. Tal como se muestra en la **Figura 94**, el diésel (representado en color negro) opera exclusivamente cuando la generación eólica disminuye y no es posible importar más energía desde otras zonas.

Promedio Horario de Generación Diésel 2030 por Zona
Verano - Hidrología Seca - Viento Seco

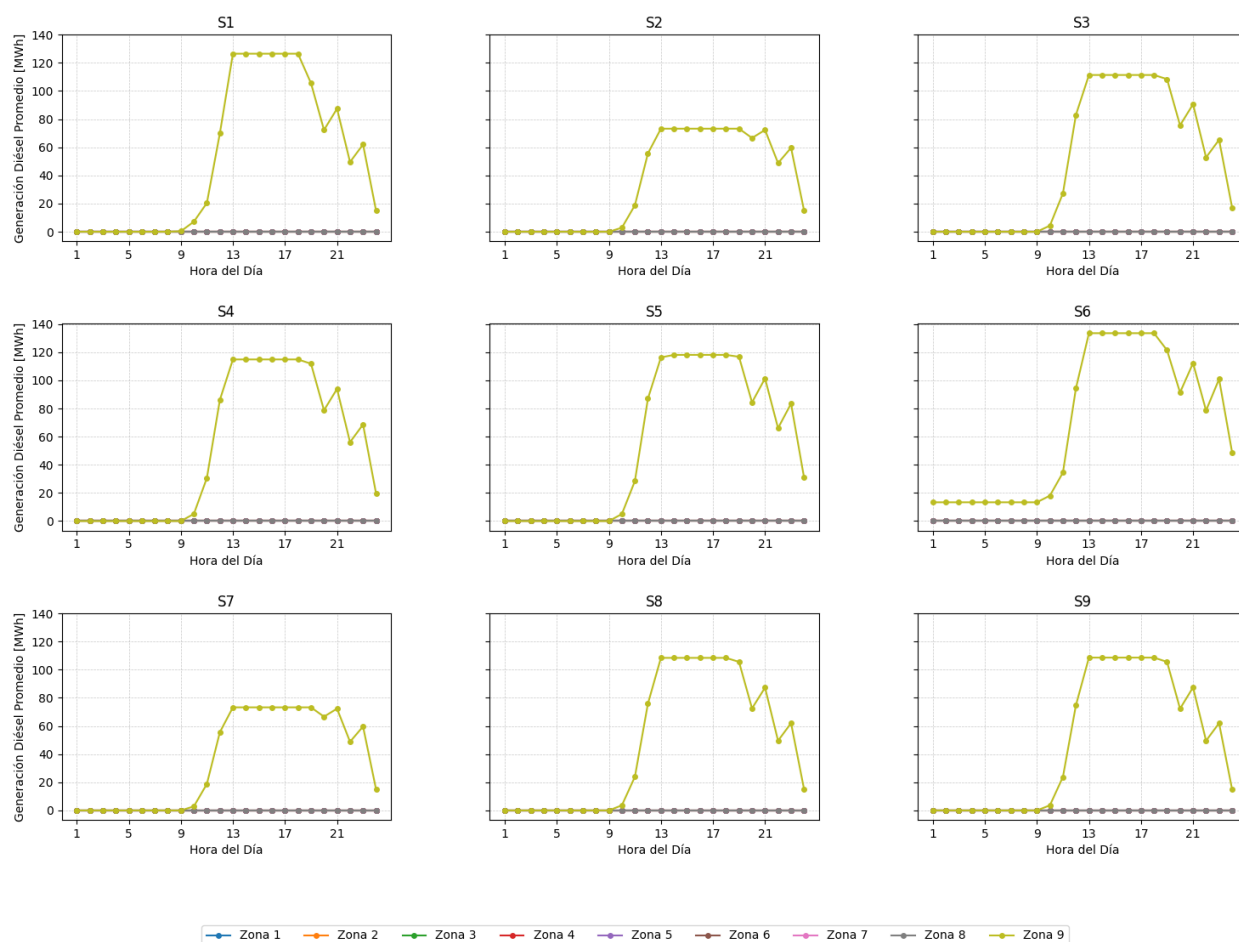


Figura 93. Generación Diésel por Zona: Semana de Verano con Hidrología Seca y Viento Seco.

Promedio Horario de Generación 2030 en Zona 9 por Tecnología
Verano – Hidrología Seca – Viento Seco

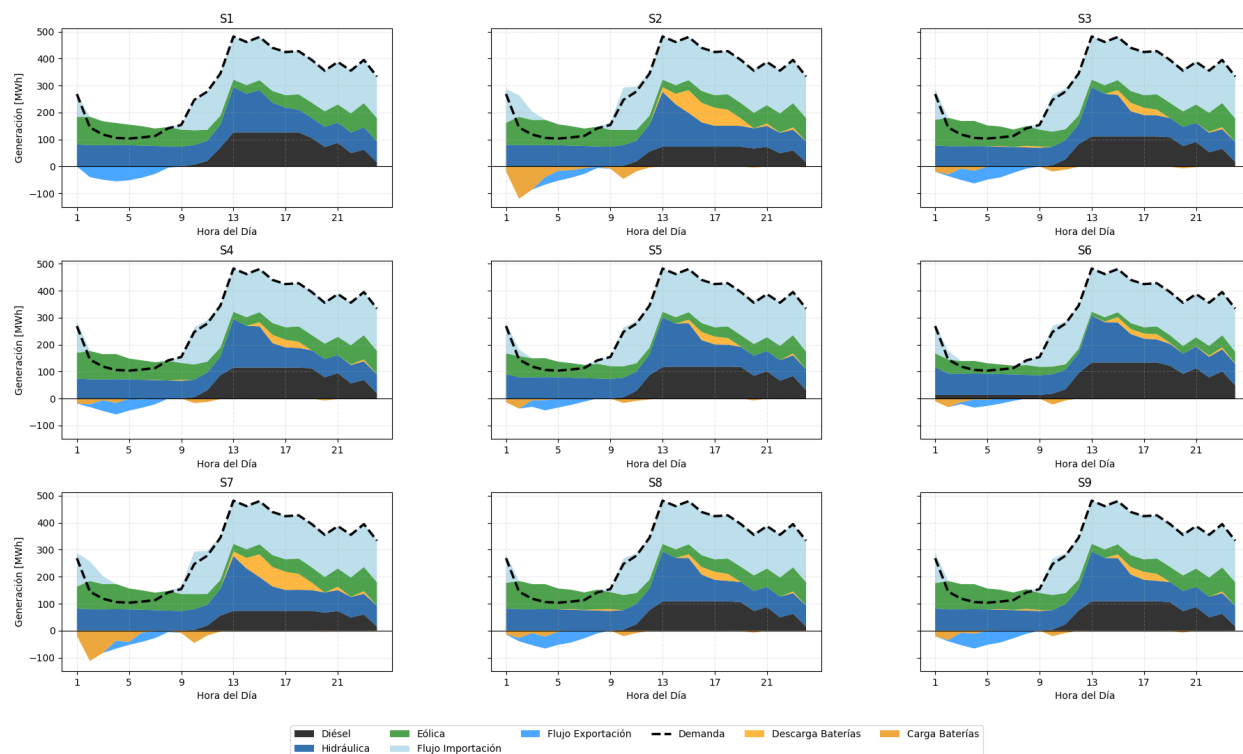


Figura 94. Generación por Tecnología por Zona: Semana de Verano con Hidrología Seca y Viento Seco.

De manera similar a lo señalado anteriormente, en las **Figuras 95 y 96** se muestra la generación promedio del diésel y de todas las tecnologías durante la peor semana de invierno. Se aprecia un comportamiento equivalente al observado en la peor semana de verano, aunque con menores requerimientos de diésel. Esto se debe principalmente a una mayor disponibilidad de recursos hídricos, lo que otorga mayor holgura al sistema y, en consecuencia, limita la participación del diésel tanto en potencia como en duración de operación.

Promedio Horario de Generación Diésel 2030 por Zona
Invierno - Hidrología Seca - Viento Seco

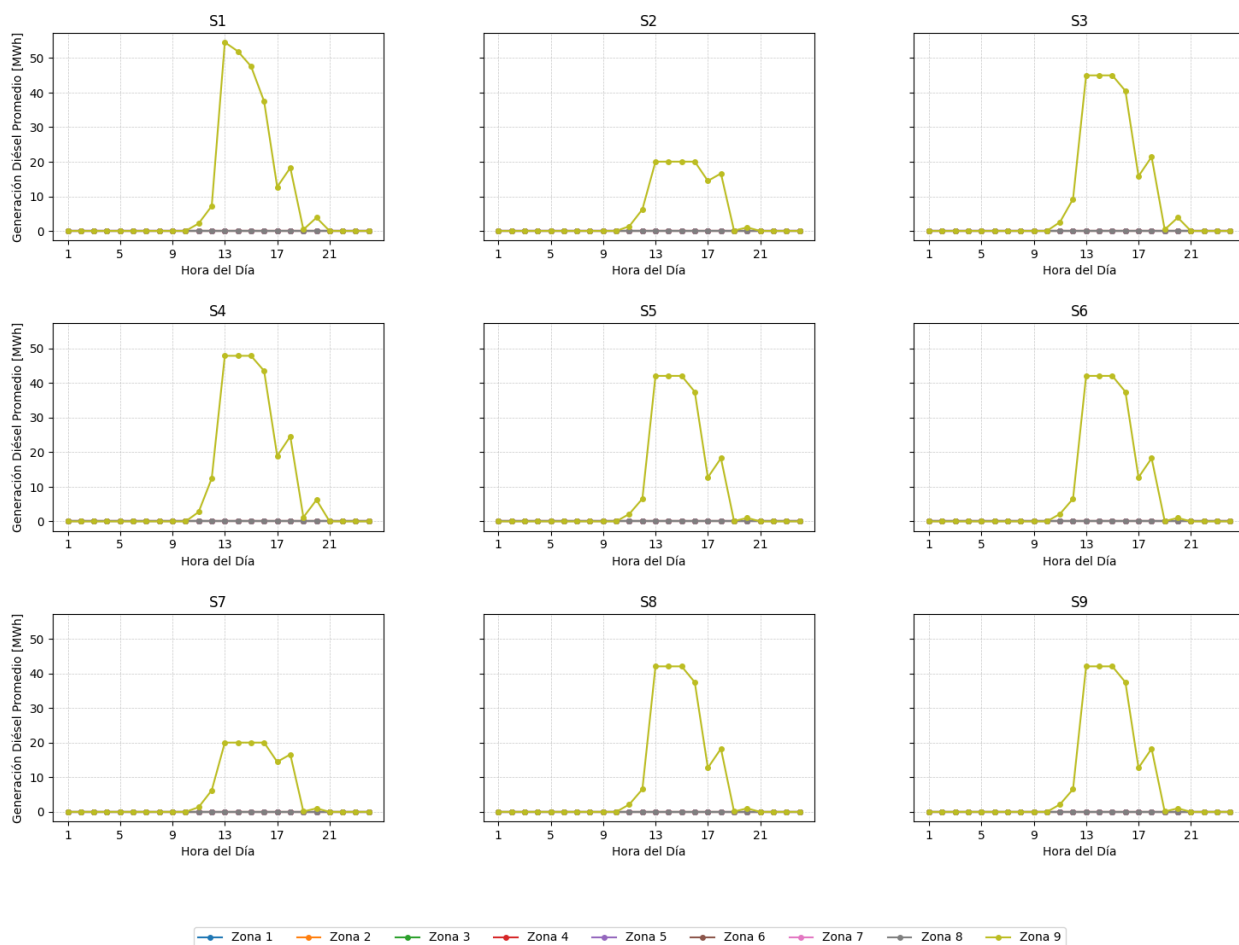


Figura 95. Generación Diésel por Zona: Semana de Invierno con Hidrología Seca y Viento Seco.

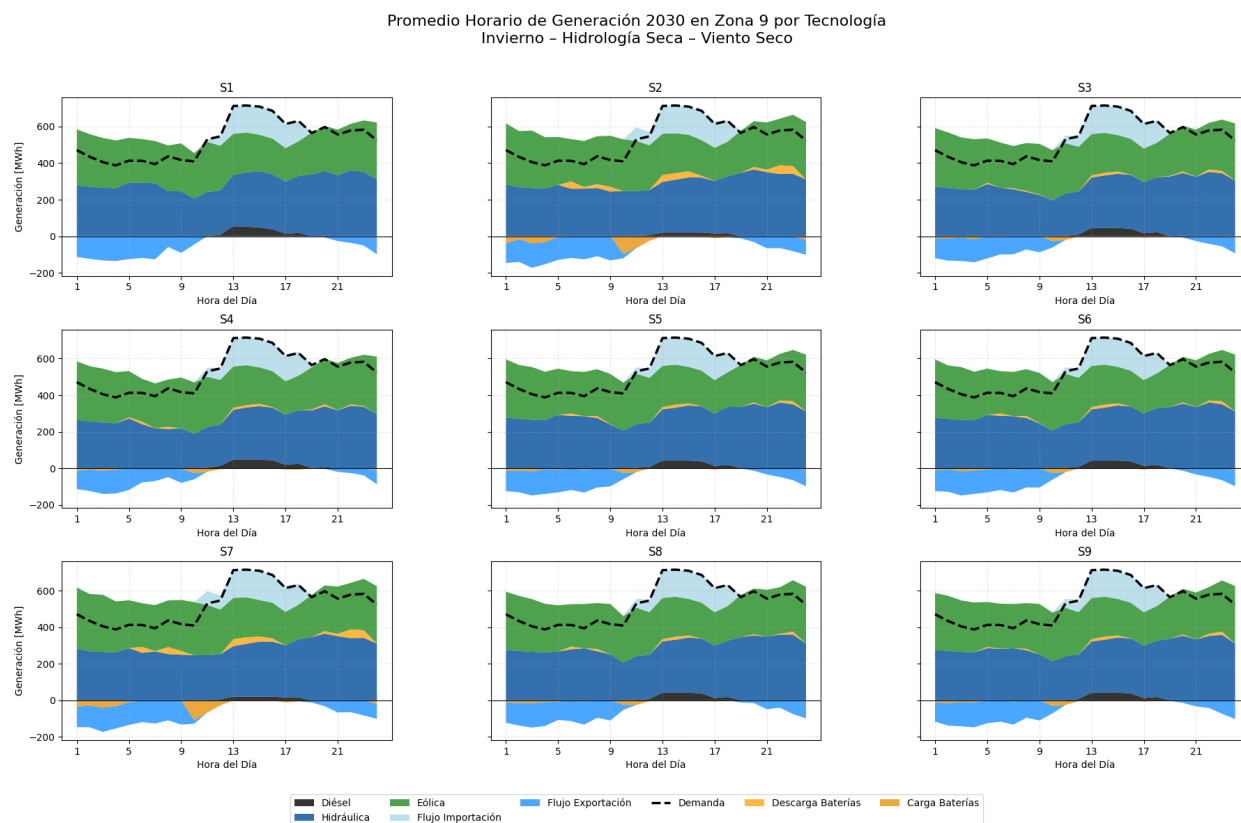


Figura 96. Generación por Tecnología por Zona: Semana de Invierno con Hidrología Seca y Viento Seco.

Emisiones

En las **Figuras 97 y 98** se presentan las emisiones totales anuales proyectadas para 2030 en todos los escenarios simulados. Se observa que aproximadamente el 90% de las emisiones proviene del gas y el 10% del carbón. Esto se explica por el retiro progresivo de centrales a carbón, quedando solo 1.500 MW de esta tecnología en operación, sumado al aumento en el precio del carbón y a una disminución en el precio del gas, tal como se muestra en la **Figura 85**, donde se ilustran las tendencias y proyecciones de los precios de los combustibles.

En cuanto a los escenarios, se aprecia que las emisiones aumentan a medida que el sistema enfrenta condiciones más adversas, como ocurre en los escenarios S3 a S7. Esto se debe a que una menor generación proveniente del viento y del agua implica un mayor despacho de centrales que utilizan combustibles fósiles. En los escenarios S8 y S9, las emisiones aumentan de manera más significativa, ya que el impuesto al carbono se considera dentro del costo variable; por lo tanto, al asignar un costo social del carbono menor, la operación con combustibles fósiles se vuelve más competitiva.

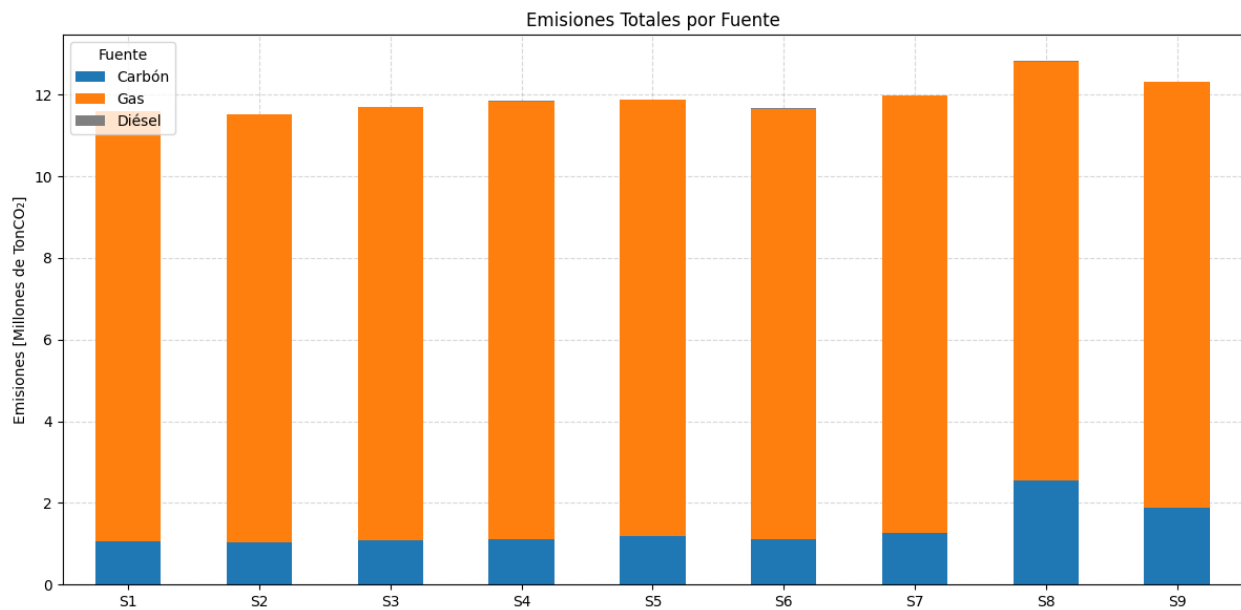


Figura 97. Emisiones Totales por Fuente.

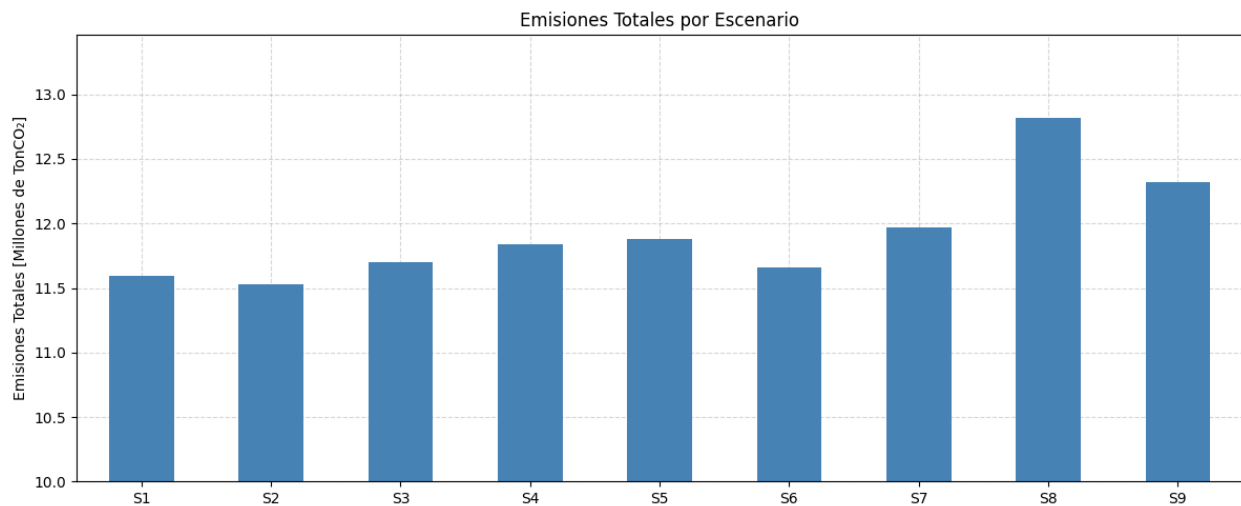


Figura 98. Emisiones Totales por Escenario.

Las emisiones provenientes de la generación diésel proyectadas para 2030 son mínimas, representando aproximadamente el 0,05% de las emisiones totales en todos los escenarios. No obstante, en la **Figura 99** se muestran las emisiones de CO₂ asociadas exclusivamente a las unidades diésel. En general, el análisis realizado para las emisiones totales es aplicable también al caso del diésel, salvo algunas particularidades, como en el escenario S6, donde se observa una mayor operación diésel debido a un menor aporte de generación eólica. Asimismo, se aprecia que el régimen de reserva hídrica del escenario S7 no incrementa las emisiones en comparación con el escenario S2.

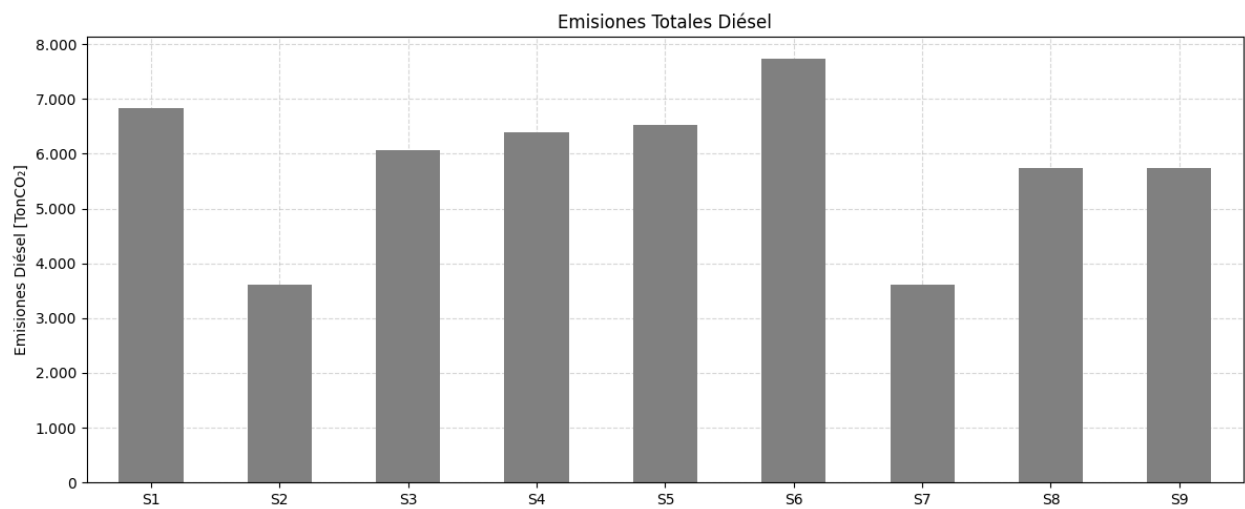


Figura 99. Emisiones Totales Diésel.

5. Diagnóstico del Esquema de Pagos por Capacidad

En esta sección se aborda el diagnóstico del esquema de pagos por capacidad, partiendo del análisis de la logística de abastecimiento de diésel y su repercusión en la disponibilidad efectiva de combustible.

5.1 Logística de Abastecimiento Diésel

La logística de abastecimiento de diésel constituye un pilar clave para garantizar la disponibilidad y operatividad de las centrales térmicas de respaldo, especialmente en escenarios de alta demanda o contingencia. El suministro diario de combustible debe adaptarse tanto a las necesidades máximas de consumo previstas como a las restricciones de capacidad de distribución y a la cobertura de contratos firmes, asegurando que las plantas operen conforme a los planes de despacho y los servicios complementarios asignados. A continuación, se detallan los principales límites y criterios empleados para dimensionar y regular dicho abastecimiento, según los estudios de seguridad de abastecimiento elaborados por el Coordinador Eléctrico Nacional.

Existe un límite diario declarado para el suministro de diésel que, de acuerdo con el Estudio de Seguridad de Abastecimiento del CEN de Junio 2025⁵⁸, alcanza una capacidad máxima de 3.500 m³/día por justificación logística, por lo que este corresponde al umbral máximo de reposición.

Por su parte, el mismo informe señala que varias centrales adquieren diésel en el mercado spot sin reportar un volumen de reposición en m³/día. Para establecer el umbral máximo de reposición, se adoptan criterios conservadores: a cada compra spot de una carga completa de camión (30 m³) se le asigna dicho volumen diario, descartando adquisiciones parciales; a las centrales que no emplean diésel como insumo primario se les asigna la reposición mínima; y a aquellas con potencia instalada superior a 50 MW se les limita la reposición diaria a entre 5 y 10 camiones, según su tamaño.

En conjunto, estos límites operativos definen la logística de abastecimiento y evidencian que, de no existir contratos firmes ni disponibilidad spot suficiente, cualquier interrupción en la cadena de suministro podría agravar significativamente los déficits de generación diésel proyectados.

La **Figuras 100 y 101** ofrecen una visión complementaria de la logística real de abastecimiento de diésel entre 2021 y junio de 2025, presentando el consumo de diésel en metro cúbicos diarios para la generación eléctrica y las camionadas necesarias para abastecer tal consumo, respectivamente.

⁵⁸Coordinador Eléctrico Nacional, “Estudio de Seguridad de Abastecimiento, Período de Marzo 2025 - Febrero 2026”, [En Línea]. Disponible en: <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/estudios-de-la-programacion-de-la-operacion/estudios-de-seguridad-de-abastecimiento/2025-estudios-de-seguridad-de-abastecimiento/>

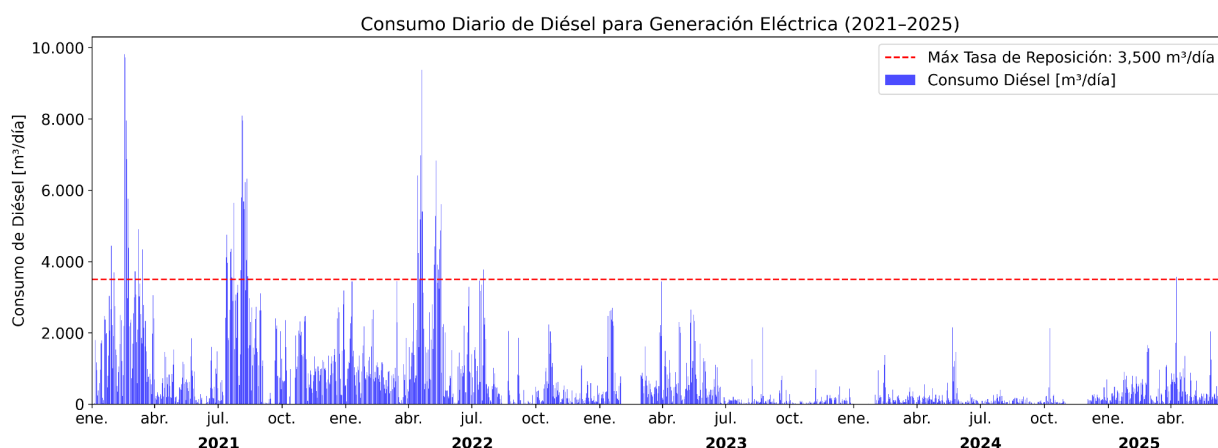


Figura 100. Consumo Diario de Diésel en m³ para Generación Eléctrica entre 2021 y 2025.

Al analizar el consumo diario de diésel, en m³, se observa en primer lugar, la línea roja punteada a 3.500 m³/día que representa la tasa máxima de reposición mínima garantizada por el SEN. En 2021 y 2022 se visualizan varios días por encima de este umbral. Por otro lado, durante 2023 y 2024, el consumo diario raramente supera los 1.500 m³, permaneciendo casi siempre por debajo del límite contractual, lo cual evidencia una menor activación de las unidades diésel. Por último, en el primer semestre de 2025, se detectan nuevamente algunos días con consumos por encima de 3.500 m³.

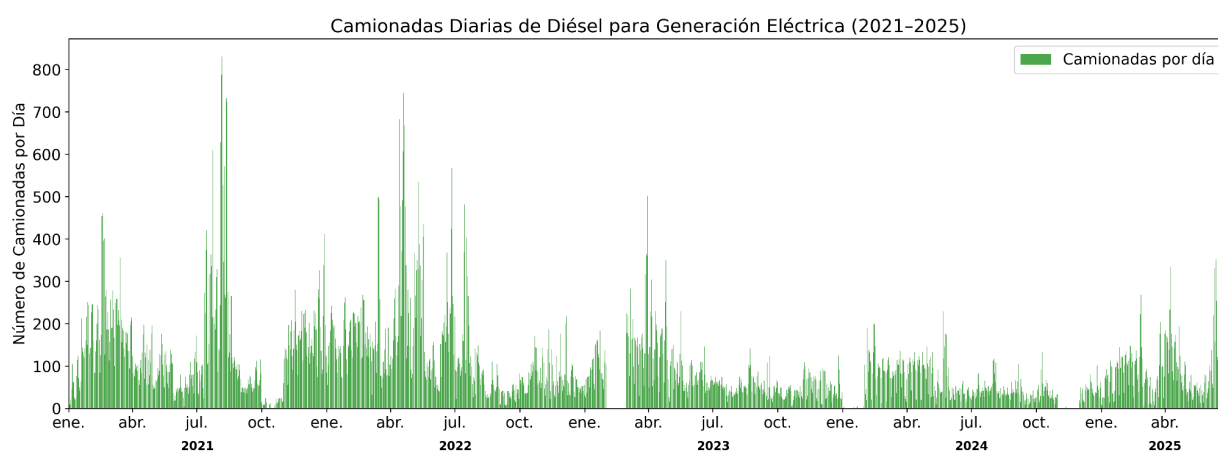


Figura 101. Camionadas Diarias para Abastecimiento de Diésel entre 2021 y 2025.

Las camionadas diarias de combustible destinadas a la generación eléctrica se estiman a partir del consumo horario de las centrales y asumiendo una capacidad de 30 m³ por camión. Del consumo del 2021 a 2025, se observan peaks pronunciados durante los primeros semestres de 2021 y 2022, coincidentes con los episodios de mayor generación diésel de la última década, cuando las necesidades de despacho alcanzaron niveles cercanos a los límites contratados. A partir de 2023, el volumen de camionadas se reduce y se estabiliza en valores más moderados. No obstante, en el primer semestre de 2025 vuelve a apreciarse un aumento de las camionadas, evidenciando el aumento en el requerimiento de diésel para la generación eléctrica.

5.2 Evaluación de la Coherencia de Pagos por Capacidad

Determinación Potencia de Suficiencia

La determinación de la potencia de suficiencia de una unidad generadora requiere la evaluación de diversos factores técnicos y operativos que reflejan su capacidad efectiva para contribuir al sistema eléctrico. Entre estos factores se incluyen la potencia inicial, la potencia de suficiencia preliminar y definitiva, así como el margen teórico, elementos clave en la estimación de la capacidad real de la unidad para garantizar el suministro en momentos de alta demanda. La **Figura 102** ilustra el esquema general de este proceso.

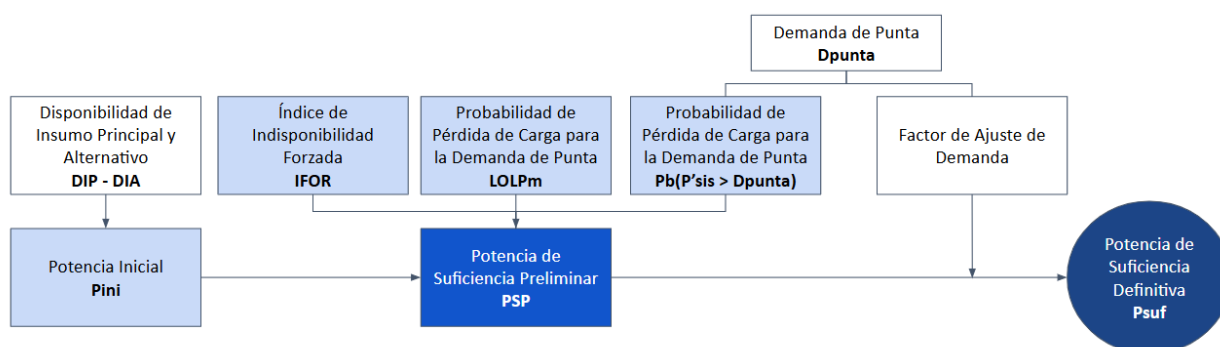


Figura 102. Esquema para la Determinación de la Potencia de Suficiencia⁵⁹.

Definición de Estados Operativos

Antes de abordar el cálculo de la potencia de suficiencia, es fundamental considerar los Estados Operativos (EO) de la unidad generadora, los cuales reflejan su condición en un momento determinado y toman en cuenta tanto restricciones técnicas internas como externas. La Norma Técnica de Transferencias de Potencia entre Empresas Generadoras⁶⁰ define estos estados de la siguiente manera:

- Disponible: La unidad se encuentra operativa y puede ser despachada según las necesidades del sistema.
- No Disponible: La unidad no puede operar debido a mantenimientos programados, fallas u otras restricciones técnicas.
- En Operación: La unidad está generando electricidad activamente en ese momento.
- En Reserva: La unidad está disponible y lista para operar, pero no está generando electricidad; puede ser despachada si es necesario.

Estos estados operativos son determinantes en el cálculo de la potencia de suficiencia, ya que afectan la disponibilidad real de la central para aportar energía al sistema. Por ejemplo, una unidad en estado "No Disponible" no contribuye a la suficiencia del sistema, mientras que aquellas en estado "Disponible" o "En Operación" sí lo hacen. Por lo tanto, el análisis de la capacidad efectiva de una central debe

⁵⁹ M. S. Olivares Araya, *Simetría: El Mercado Eléctrico Nacional; historia, coordinación, regulación e institucionalidad*. Santiago, Chile: Editorial Universidad de Santiago de Chile, 2020.

⁶⁰ Comisión Nacional de Energía (CNE), *Norma Técnica N° 62 - Enero 2016*. [En línea]. Disponible en: https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2015/06/NT62_Ene16.pdf.

considerar sus registros históricos y su estado actual, con el fin de obtener una estimación precisa de su aporte al sistema eléctrico.

El Coordinador Eléctrico Nacional ha desarrollado la Plataforma de Estados Operativos⁶¹, una herramienta diseñada para registrar y monitorear en tiempo real la condición operativa de las unidades generadoras del Sistema Eléctrico Nacional de Chile. Su principal objetivo es proporcionar información precisa y actualizada que facilite el cálculo, la trazabilidad y la evaluación de indicadores clave relacionados con la potencia de suficiencia y la indisponibilidad de generación.

Esta plataforma permite el registro detallado de los estados operativos de las centrales, ofreciendo acceso a información específica de cada unidad generadora. Además, incorpora herramientas de cálculo para indicadores fundamentales como la Indisponibilidad Forzada (IFOR), la Potencia Equivalente (PEQ) y el Factor de Mantenimiento Mayor (FMM), los cuales son esenciales para evaluar la confiabilidad y disponibilidad de las unidades en el sistema eléctrico.

A continuación, se describen los conceptos clave involucrados en el cálculo de la potencia de suficiencia de una central generadora, conforme al esquema presentado en la **Figura 102**. Estos incluyen la potencia inicial, el índice de indisponibilidad forzada, la demanda de punta, la probabilidad de pérdida de carga para la demanda de punta, la potencia de suficiencia preliminar, el factor de ajuste de demanda, la potencia de suficiencia definitiva y el margen de reserva teórico.

1. Potencia Inicial

El cálculo de la potencia inicial de una unidad generadora es un proceso clave para evaluar su aporte a la suficiencia del sistema eléctrico. Este valor representa la capacidad efectiva de generación, considerando tanto las limitaciones técnicas de la unidad como la incertidumbre asociada a la disponibilidad del insumo principal. Para su determinación, se utilizan metodologías determinísticas para el crédito de capacidad, las cuales permiten evaluar el impacto de cada unidad en la suficiencia del sistema.

Un aspecto fundamental en esta evaluación es la disponibilidad del insumo principal (DIP), la cual mide la proporción de tiempo en que una unidad generadora cuenta con acceso al combustible requerido para su operación. De acuerdo con la Norma Técnica de Transferencias de Potencia entre Empresas Generadoras, la disponibilidad del insumo principal para un año de cálculo “j” se determina mediante la **Ecuación 1**:

$$DIP_j = 1 - \frac{1}{HT} \sum_{i=1}^{HT} \left[(DCL_i + LD_i) \times \left(1 - \frac{P_{lim,i}}{P_{máx}} \right) \right]$$

Ecuación 1. Disponibilidad de insumo principal para centrales térmicas.

⁶¹Coordinador Eléctrico Nacional, “Estados Operativos.” [En línea]. Disponible en: <https://estadosoperativos.coordinador.cl/>.

Donde:

- DIP_j : disponibilidad del insumo principal en el año de cálculo j. Se calcula para cada uno de los últimos 5 años anteriores al año de cálculo.
- DLC_i : Proporción de la hora i en que la unidad generadora estuvo en Estado Operativo de Limitación por Combustible (DLC).
- LC_i : Proporción de la hora i en que la unidad estuvo en Estado Operativo de Desconexión por Limitación de Combustible (LC).
- $P_{lim,i}$: Potencia limitada de la unidad en la hora i debido a restricciones en el suministro de combustible.
- $P_{máx}$: Potencia máxima de la unidad generadora.
- i : horas del año de cálculo.
- HT: Total de horas en el período de cálculo.

La potencia máxima de una unidad generadora se define como el valor máximo de potencia activa bruta que puede sostener en un período mínimo de 5 horas⁶², medido en los bornes de salida del generador para cada una de las modalidades de operación informadas al Coordinador.

El cálculo de la potencia inicial varía según la disponibilidad del combustible y la capacidad de la unidad para operar con fuentes de respaldo. Si la unidad no cuenta con un insumo alternativo, la potencia inicial se obtiene multiplicando la potencia máxima por la disponibilidad del insumo principal, tal como se presenta en la **Ecuación 2**:

$$P_{ini} = P_{máx} \cdot DIP$$

Ecuación 2. Potencia inicial para unidades sin insumo alternativo.

donde:

- P_{ini} : es la potencia inicial de la central (MW).
- $P_{máx}$: es la potencia máxima de la unidad generadora (MW).
- DIP: es la disponibilidad del insumo principal (adimensional, entre 0 y 1).

En caso de que la unidad generadora disponga de un combustible alternativo, la potencia inicial se determina ponderando la disponibilidad de cada insumo en función de su capacidad de generación. En este escenario, se considera la siguiente relación reflejada en la **Ecuación 3**:

⁶² Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), Informe Cálculo Definitivo de Potencia de Suficiencia de las Centrales Generadoras del Sistema Eléctrico Nacional Año 2023 - Julio 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.coordinador.cl/mercados/documentos/potencia-de-suficiencia/calculo-preliminar-de-potencia-de-suficiencia/2025-calculo-preliminar-de-potencia-de-suficiencia/>

$$P_{ini} = \min\{P_{m\acute{a}x,IP}, P_{m\acute{a}x,IP} \cdot DIP + P_{m\acute{a}x,IA} \cdot (1 - DIP) \cdot DIA\}^{63}$$

Ecuación 3. Potencia inicial para unidades con insumo alternativo.

donde:

- $P_{m\acute{a}x,IP}$ y $P_{m\acute{a}x,IA}$: representan la potencia máxima que la unidad puede generar con cada combustible, principal y alternativo, respectivamente.
- DIP: corresponden a la disponibilidad del insumo principal.
- DIA: disponibilidad del insumo alternativo de la unidad generadora.

En relación con lo anterior, se define como insumo principal al insumo o combustible con el cual la unidad generadora puede operar de forma continua al menor costo variable promedio durante el año anterior al año de cálculo, para una determinada potencia máxima. Por otro lado, el insumo alternativo corresponde a un insumo o combustible distinto del insumo principal, que permite a la unidad generadora operar de manera continua durante al menos 24 horas a la potencia máxima correspondiente a dicho combustible⁶⁴. Esta capacidad de operación garantiza la confiabilidad y disponibilidad de la unidad en escenarios en los que el insumo principal no esté disponible.

Por otro lado, el cálculo de la potencia inicial para sistemas de almacenamiento de energía (baterías) o para la componente de almacenamiento de una central renovable se basa en un criterio distinto. En estos casos, la potencia inicial se determina como el producto entre la potencia máxima de almacenamiento y un porcentaje de reconocimiento que depende de la capacidad del sistema para aportar energía en períodos de máxima demanda. Este porcentaje está especificado en la **Tabla 27**, de acuerdo con la normativa vigente.

⁶³Biblioteca del Congreso Nacional de Chile, *Ley N° 21.288: Modifica la Ley General de Servicios Eléctricos, sobre la implementación de medidas para el control de emisiones* [En línea]. Disponible en: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar/imprimir?idNorma=1204012&idVersion=2024-06-05>.

⁶⁴ Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), *Informe Cálculo Definitivo de Potencia de Suficiencia de las Centrales Generadoras del Sistema Eléctrico Nacional Año 2023 - Julio 2024*. [En línea]. Disponible en: <https://www.coordinador.cl/mercados/documentos/potencia-de-suficiencia/calculo-preliminar-de-potencia-de-suficiencia/2025-calculo-preliminar-de-potencia-de-suficiencia/>

Tabla 27. Almacenamiento eléctrico y porcentaje de reconocimiento⁶⁵.

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

2. Índice de Indisponibilidad Forzada

El análisis de la suficiencia del sistema eléctrico requiere evaluar no solo la capacidad instalada de las unidades generadoras, sino también su disponibilidad operativa. En este contexto, el Índice de Indisponibilidad Forzada (IFOR) permite cuantificar la proporción de tiempo en que una unidad generadora no estuvo disponible para operar debido a fallas en sus propias instalaciones o en la infraestructura que la conecta al sistema de transmisión o distribución, según corresponda. Este indicador es clave para evaluar la confiabilidad de las unidades y su capacidad efectiva de contribuir a la suficiencia del sistema.

De acuerdo con el Artículo N° 52 de la Norma Técnica NT62, el IFOR se determina considerando el tiempo total en que la unidad estuvo en operación y el tiempo en que se encontró indisponible, aplicando una ventana móvil de cinco años consecutivos. La **Ecuación 4** a continuación demuestra este cálculo:

$$IFOR = \frac{T_{OFF}}{T_{OFF} + T_{ON}}$$

Ecuación 4. Índice de indisponibilidad forzada.

donde:

- T_{OFF} : tiempo medio acumulado en que la unidad generadora no se encuentra disponible.
- T_{ON} : tiempo medio acumulado en que la unidad generadora se encuentra en operación.

⁶⁵Biblioteca del Congreso Nacional de Chile, Ley N° 21.288: Modifica la Ley General de Servicios Eléctricos, sobre la implementación de medidas para el control de emisiones. [En línea]. Disponible en: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?i=1204012>.

Es importante considerar que ciertos períodos de indisponibilidad no deben ser contabilizados dentro del cálculo del IFOR. Si una unidad ha sido declarada en estado de siniestro o ha experimentado una reducción significativa de su capacidad, su potencia se anula o disminuye respectivamente, y la unidad es excluida temporalmente de las transferencias de potencia dentro del sistema. Esta exclusión busca evitar que eventos extraordinarios distorsionen la evaluación de la confiabilidad estructural de las unidades generadoras.

El IFOR es un parámetro fundamental para la planificación y operación del sistema eléctrico, ya que permite identificar patrones de indisponibilidad y evaluar el impacto de las unidades generadoras en la suficiencia de potencia del sistema. Su correcta medición contribuye a la implementación de estrategias preventivas y correctivas que mejoran la disponibilidad de la generación, reduciendo los riesgos asociados a interrupciones inesperadas en la infraestructura eléctrica.

3. Demanda de Punta

La demanda de punta representa un indicador clave en la planificación del sistema eléctrico, ya que permite caracterizar los momentos de mayor exigencia de energía dentro de un período determinado. Su cálculo se basa en la identificación de los valores máximos registrados en la curva de carga anual, proporcionando una referencia para evaluar la suficiencia de generación y la capacidad del sistema para atender la demanda en condiciones críticas.

De acuerdo con la metodología establecida, la demanda de punta corresponde al promedio de los 52 mayores valores horarios de la curva de carga anual de cada sistema o subsistema, considerando un horizonte de análisis acorde al período de cálculo. Este enfoque permite suavizar fluctuaciones extremas y obtener un valor representativo de la carga máxima recurrente en el sistema, asegurando una mejor planificación de los recursos de generación y transmisión.

4. Modelo de Probabilidad de Excedencia

La evaluación de la suficiencia de potencia de una unidad generadora requiere el análisis de la probabilidad de pérdida de carga en condiciones de demanda de punta, un parámetro clave en la planificación del sistema eléctrico. Este indicador representa el valor esperado de la potencia que una unidad generadora puede aportar al sistema o a un subsistema, considerando su capacidad efectiva para satisfacer la demanda máxima en escenarios críticos. Para su determinación, se utiliza una función de probabilidad conjunta, la cual integra factores operativos y estadísticos que permiten evaluar la confiabilidad de la oferta de generación en relación con los requerimientos del sistema.

Uno de los aspectos fundamentales en este análisis es la probabilidad de que una unidad generadora, en su k-ésimo estado de producción, alcance un nivel de potencia máxima determinado. Esta relación de acuerdo con la **Ecuación 5**:

$$Pb(P = p_k^i)$$

Ecuación 5. Probabilidad i-ésima

Esta expresión permite estimar la contribución de la unidad a la suficiencia del sistema. Adicionalmente, se evalúa la probabilidad de que la capacidad máxima del sistema, excluyendo la i-ésima unidad generadora, sea superior a la diferencia entre la demanda de punta y el aporte de la unidad en dicho estado de producción. Este criterio se formula matemáticamente según la **Ecuación 6**:

$$Pb(P'_{sis} > D_{punta} - p_k^i)$$

Ecuación 6. Probabilidad de potencia máxima excluida la i-ésima.

donde D_{punta} representa la demanda de punta del sistema o subsistema. Esta expresión permite evaluar la importancia de cada unidad en la estabilidad del sistema bajo condiciones de máxima exigencia.

Otro aspecto clave en la evaluación de la suficiencia de potencia es la probabilidad de que la oferta total del sistema supere la demanda de punta. Este parámetro se obtiene como el complemento de la probabilidad de que la capacidad del sistema sea insuficiente para cubrir la demanda máxima, lo que se encuentra directamente relacionado con la probabilidad de pérdida de carga esperada (LOLP, Loss of Load Probability). Matemáticamente, esta relación se expresa de acuerdo con la **Ecuación 7** a continuación:

$$Pb(P'_{sis} > D_{punta}) = 1 - Pb(P'_{sis} \leq D_{punta}) = 1 - LOLP_{dm}$$

Ecuación 7. Probabilidad de que la demanda no exceda la potencia de punta.

donde LOLP representa la probabilidad de que la demanda de punta no pueda ser cubierta por la capacidad disponible del sistema.

Para modelar la disponibilidad de las unidades generadoras en este análisis probabilístico, se consideran dos estados operativos. En el primer caso, si la unidad generadora se encuentra operativa, su potencia de salida P_j corresponde a la potencia inicial, con una probabilidad de ocurrencia dada por $1-IFOR$, donde IFOR es el Índice de Indisponibilidad Forzada de la unidad. En el segundo caso, si la unidad no está operativa, su potencia P_k es nula, y la probabilidad asociada a este estado es equivalente al valor de IFOR.

El análisis de estas probabilidades permite cuantificar la capacidad efectiva de cada unidad generadora para contribuir a la suficiencia del sistema, considerando la incertidumbre operativa y la probabilidad de indisponibilidad. Esta evaluación es esencial para garantizar la confiabilidad del suministro eléctrico y optimizar la planificación de la oferta de generación, permitiendo tomar decisiones informadas sobre la estabilidad del sistema ante escenarios de alta demanda.

5. Potencia de Suficiencia Preliminar

La Potencia de Suficiencia Preliminar (PSP) se obtiene a partir de la Potencia Inicial, ajustándola en función de factores que reflejan la confiabilidad y disponibilidad operativa de la unidad generadora. Este cálculo incorpora la indisponibilidad forzada y los mantenimientos programados, los cuales afectan la capacidad real de la unidad para aportar potencia al sistema en condiciones de máxima exigencia.

En el caso de las centrales a gas natural, la disponibilidad del combustible es un factor determinante, ya que pueden estar sujetas a restricciones en el suministro debido a limitaciones en el sistema de transporte o a acuerdos contractuales. En contraste, si la unidad cuenta con diésel como insumo alternativo, su potencia de suficiencia preliminar puede ser mayor, dado que el diésel es un combustible almacenable, lo que proporciona mayor seguridad operativa y reduce el impacto de restricciones en el suministro primario.

La Norma Técnica de Transferencias de Potencia entre Empresas Generadoras, aprobada mediante la Resolución Exenta Nº 54 de 2016 de la Comisión Nacional de Energía (CNE), establece que la determinación de la potencia de suficiencia preliminar debe considerar la tasa de fallas históricas de la unidad y su desempeño en la cobertura de la demanda de punta. Para las centrales a gas natural y diésel, este cálculo incorpora un análisis probabilístico de la disponibilidad de combustible y la operatividad de la unidad, con el fin de reflejar su contribución real a la suficiencia del sistema.

Matemáticamente, la potencia de suficiencia preliminar se expresa según la **Ecuación 8**:

$$PSP = \frac{1}{1 - LOLP_{dm}} \cdot P_{ini} \cdot (1 - IFOR) \cdot Pb(P'_{sis} > D_{punta} - P_{ini})$$

Ecuación 8. Potencia de suficiencia preliminar.

donde:

- PSP: corresponde a la potencia de suficiencia preliminar en MW de la unidad generadora analizada.
- P_{ini} : corresponde a la potencia inicial en MW de la unidad generadora, afectada por las reducciones de sus consumos propios y el factor de mantenimiento.
- P'_{sis} : potencia máxima en MW del sistema o subsistema, excluida la unidad generadora analizada.
- IFOR: índice de indisponibilidad forzada de la unidad generadora.
- $LOLP_{dm}$: probabilidad de pérdida de carga para la demanda de punta del sistema.

En la actualidad, debido a la alta capacidad instalada del parque generador, la probabilidad de pérdida de carga (LOLP) tiende a ser prácticamente nula. La oferta de potencia del sistema eléctrico supera ampliamente la demanda máxima, generando un nivel de suficiencia significativamente elevado. Como resultado, la determinación de la potencia de suficiencia preliminar no se ve afectada por la indisponibilidad forzada (IFOR), dado que la capacidad de generación excede con holgura los requerimientos del sistema.

Esta condición refleja la robustez del sistema eléctrico en términos de suficiencia de generación, pero también evidencia la necesidad de optimizar la planificación del parque generador. Una sobreoferta sostenida de capacidad instalada puede derivar en ineficiencias económicas, lo que hace imprescindible evaluar con precisión el crecimiento de la capacidad de generación para garantizar un equilibrio entre oferta y demanda a largo plazo.

6. Factor de Ajuste de Demanda

Para garantizar que el reconocimiento de potencia de suficiencia refleje con precisión los requerimientos del sistema eléctrico, es necesario aplicar un ajuste que permita compatibilizar la capacidad total reconocida con la demanda de punta. Este ajuste se realiza a través del factor de ajuste de demanda, el cual permite escalar la potencia de suficiencia preliminar de cada unidad generadora en proporción a la demanda máxima del sistema o subsistema.

El único factor que define este ajuste corresponde a la razón entre la demanda de punta y la sumatoria de las potencias de suficiencia preliminares del sistema. Matemáticamente, este factor se expresa según la **Ecuación 9**:

$$FAD = \frac{D_{punta}}{\sum_i PSP_i}$$

Ecuación 9. Factor de ajuste de la demanda.

donde:

- FAD: corresponde al factor de ajuste de demanda.
- D_{punta} : representa la demanda de punta del sistema o subsistema.
- $\sum PSP_i$: es la sumatoria de las potencias de suficiencia preliminares de todas las unidades generadoras del sistema.

Aplicando este factor a la potencia de suficiencia preliminar de cada unidad, se obtiene su potencia de suficiencia definitiva, garantizando que la suma de todas las potencias definitivas sea igual a la demanda de punta. Este procedimiento es fundamental para la correcta asignación de los recursos de generación en el mercado de potencia, ya que permite reflejar de manera precisa la contribución efectiva de cada unidad generadora y su capacidad para cubrir la demanda en condiciones de máxima exigencia.

El ajuste mediante el factor de ajuste de demanda asegura que la suficiencia de potencia se distribuya de manera proporcional entre todas las unidades generadoras participantes, permitiendo una asignación eficiente y equitativa dentro del sistema eléctrico.

7. Potencia de Suficiencia Definitiva

La Potencia de Suficiencia Definitiva, se obtiene a partir de la potencia de suficiencia preliminar, ajustándose en función de la demanda de punta del sistema y la confiabilidad operativa de las unidades generadoras. Este ajuste es fundamental para garantizar que la suma de las potencias asignadas cumpla con los requerimientos del sistema, asegurando una distribución equitativa y eficiente de la capacidad de generación.

Para determinar la potencia de suficiencia definitiva, el Coordinador Eléctrico Nacional evalúa el historial de operación de cada unidad generadora, su respuesta a eventos críticos y la estabilidad de su suministro de combustible. En el caso de centrales que operan con gas natural, la potencia de suficiencia definitiva puede reducirse si se identifican restricciones en el suministro de gas que afecten su disponibilidad. En contraste, si la unidad cuenta con diésel como respaldo, se le asigna una mayor potencia de suficiencia, dado que puede mantener su operación incluso en escenarios de interrupción del suministro de gas, aumentando su confiabilidad dentro del sistema.

De acuerdo con el Reglamento de Transferencias de Potencia entre Empresas Generadoras, aprobado por el Decreto Supremo N° 62 de 2006 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, la potencia de suficiencia definitiva de cada unidad se determina considerando su disponibilidad efectiva y su capacidad de operar en los momentos de mayor exigencia del sistema. Su cálculo se expresa mediante la **Ecuación 10**:

$$PSD_i = PSP_i \cdot \left[\frac{D_{punta}}{\sum_i PSP_i} \right]$$

Ecuación 10. Potencia de suficiencia definitiva de cada central.

donde:

- PSD_i : es la potencia de suficiencia definitiva de la central generadora i
- PSP_i : es la potencia de suficiencia preliminar de la central generadora i
- D_{punta} : es la demanda de punta del sistema, correspondiente al promedio de los 52 mayores valores horarios de la curva de carga del sistema.

Esta metodología permite asignar la potencia de suficiencia de manera proporcional y coherente con la demanda del sistema, asegurando que los aportes individuales de las unidades generadoras reflejen su capacidad real de respaldo en condiciones de máxima exigencia.

8. Margen de Reserva Teórico

El Margen de Reserva Teórico es un parámetro clave en la determinación de la potencia de suficiencia, ya que permite garantizar que el sistema eléctrico disponga de una capacidad excedentaria mínima para hacer frente a contingencias o variaciones inesperadas en la demanda. Su cálculo se basa en la relación

entre la capacidad de generación disponible y la demanda de punta del sistema o subsistema, asegurando un nivel adecuado de reserva operativa para mantener la confiabilidad del suministro.

En el caso del Sistema Eléctrico Nacional, el margen de reserva se define a nivel de subsistemas, los cuales corresponden a divisiones operativas que reflejan la estructura de transmisión y distribución de energía. De acuerdo con los Informes Técnicos de Fijación de Precios de Nudo, el SEN se compone de dos subsistemas⁶⁶:

1. **Subsistema Centro Norte:** Abarca las subestaciones del Sistema de Transmisión Nacional ubicadas al norte de la subestación Ciruelos 220 kV, hasta la subestación Parinacota 220 kV. Su subestación básica de referencia es Nogales 220 kV.
2. **Subsistema Sur:** Comprende las subestaciones localizadas entre Ciruelos 220 kV y Chiloé 220 kV, incluyendo ambas. La subestación básica de este subsistema es Puerto Montt 220 kV.

El Margen de Reserva Teórico, correspondiente a la **Ecuación 11**, se expresa como el cociente entre la sumatoria de la potencia inicial de las unidades generadoras y la demanda de punta de cada subsistema. En términos matemáticos, se define de la siguiente manera:

$$MR_s = \frac{\sum P_{ini,s}}{D_{punta,s} + T_s}$$

Ecuación 11. Margen de reserva del subsistema s.

donde:

- MR_s representa el margen de reserva del subsistema s.
- $\sum P_{ini,s}$ es la sumatoria de la potencia inicial de las centrales generadoras del subsistema,
- $D_{punta,s}$ corresponde a la demanda de punta del subsistema, calculada como el promedio de los 52 mayores valores horarios de la curva de carga anual.
- T_s es la potencia neta transferida entre subsistemas.

El Coordinador Eléctrico Nacional incorpora este margen dentro del balance final de potencia de suficiencia, asegurando que cada subsistema cuente con una capacidad adecuada para absorber fluctuaciones en la demanda y mantener la estabilidad del sistema eléctrico.

Para las centrales térmicas, el margen de reserva teórico también considera la estabilidad del suministro de combustible. Las unidades a gas natural pueden ver reducido su margen si su abastecimiento está sujeto a restricciones de transporte o contratos de suministro limitados. En contraste, las centrales

⁶⁶ Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), *Informe Cálculo Definitivo de Potencia de Suficiencia de las Centrales Generadoras del Sistema Eléctrico Nacional* Año 2023 - Julio 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.coordinador.cl/mercados/documentos/potencia-de-suficiencia/calculo-preliminar-de-potencia-de-suficiencia/2025-calculo-preliminar-de-potencia-de-suficiencia/>

duales con capacidad de operar con diésel tienen un mayor margen, ya que el almacenamiento de este combustible permite una mayor seguridad operativa en escenarios de emergencia.

En conclusión, el Margen de Reserva Teórico es un mecanismo fundamental para la planificación de la suficiencia de potencia en el SEN, asegurando que el sistema cuente con reservas estratégicas suficientes para enfrentar contingencias y mantener la continuidad del suministro eléctrico.

Cálculo del Precio para la Valorización de la Potencia de Suficiencia de un Generador

La potencia de suficiencia de cada generador en el Sistema Eléctrico Nacional se valoriza a partir del precio nudo de corto plazo de la potencia (PNCP), determinado por la Comisión Nacional de Energía conforme a los principios establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE). Este precio refleja el costo marginal incremental de abastecer el sistema durante el horario de punta, considerando la operación de las unidades de generación más eficientes y el margen de reserva requerido para garantizar la seguridad del suministro.

El Artículo 162° de la LGSE establece que el PNCP debe calcularse identificando las unidades generadoras más económicas para suministrar potencia adicional durante los períodos de máxima demanda anual en una o más subestaciones troncales del sistema. Asimismo, este cálculo incorpora la oferta de potencia de centrales generadoras y sistemas de transmisión, asegurando que la expansión del parque generador contemple tanto la inversión en nueva capacidad de generación como la infraestructura de transmisión necesaria.

La **Ecuación 12** es utilizada por la CNE para determinar el PNCP considera estos costos y se expresa de la siguiente manera:

$$Pb_{pot} = Dol_i \cdot \left\{ \left[(C_{TG} FRC_{TG} + C_{SE} FCR_{SE} + C_{LT} FRC_{LT}) CF + C_{fijo} \right] (1 + MRT)(1 + FP) \right\}$$

Ecuación 12. Precio básico de potencia de punta.⁶⁷

Esta expresión incorpora los costos unitarios de inversión y recuperación de capital de las unidades generadoras, subestaciones eléctricas y líneas de transmisión, junto con factores de ajuste por costo financiero, margen de reserva teórico y pérdidas del sistema.

La **Tabla 28** muestra los valores utilizados para el cálculo del Precio Básico de la Potencia en el Subsistema Centro-Norte, específicamente en la subestación Nogales 220 kV para una unidad diésel de 70 MW. Estos valores reflejan la metodología aplicada para determinar el costo de inversión y operación de una unidad representativa en el cálculo del PNCP.

Tabla 28. Factores para cálculo de precio básico de la potencia de punta para el Subsistema Centro-Norte.

⁶⁷Comisión Nacional de Energía (CNE), *Informe Técnico de Potencia - Precio Nudo Corto Plazo - Junio 2024*. [En línea]. Disponible en: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2024/06/ITP-PNCP-Jun-2024.pdf>.

Precio Básico de la Potencia, Nogales 220 kV, unidad diésel 70 [MW]		
[US\$/kW]	638,42	Costo unitario de inversión de la unidad generadora del proyecto
FRC_{TG}	0,008785	Factor de recuperación de capital de la unidad generadora, corresponde a la mensualidad de la inversión sobre una vida útil de 25 años.
C_{SE} [US\$/kW]	86,764	Costo unitario de la subestación eléctrica del proyecto.
FRC_{SE}	0,008138	Factor de recuperación de capital de la subestación eléctrica, corresponde a la mensualidad de la inversión sobre una vida útil de 41 años
C_{LT} [US\$/kW]	13,606	Costo unitario de la línea de transmisión que conecta la subestación del proyecto al Sistema de Transmisión Nacional.
FRC_{LT}	0,008085	Factor de recuperación de capital de la línea de transmisión, corresponde a la mensualidad de la inversión sobre una vida útil de 45 años.
CF	1,048809	Costo financiero.
C_{fijo} [US\$/kW]	1,243	Costo fijo de operación y mantenimiento.
$1 + MRT$	1,10	Incremento por Margen de Reserva Teórico
$1 + FP$	1,0047	Incremento por factor de pérdidas.
Pb_{pot} [US\$/kW/mes]	8,8203	Precio Básico de la Potencia en dólares por kW/mes.
Dol_i [\$/US\$]	917,88	Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar EEUU, publicado por el Banco Central, correspondiente al promedio del segundo mes anterior al cual se aplique la indexación.
Pb_{pot} [\$/kW/mes]	8.095,98	Precio Básico de la Potencia en pesos por kW/mes.

En la regulación del Sistema Eléctrico Nacional, es fundamental distinguir entre el Precio Básico de la Potencia de Punta (Pb_{pot}) y el Precio Nudo de Corto Plazo de la Potencia ($PNCP_{pot}$).

El Pb_{pot} representa el costo marginal anual de incrementar la capacidad instalada en el sistema, calculado con base en la tecnología de generación más eficiente para aportar potencia durante los períodos de mayor demanda. Este valor refleja el costo teórico de adicionar nueva capacidad de generación con el fin de garantizar la seguridad del suministro en horarios de máxima exigencia.

Por otro lado, el $PNCP_{pot}$ se obtiene a partir del Pb_{pot} y corresponde al precio aplicado en cada subestación troncal. Su cálculo incluye ajustes según condiciones locales del sistema eléctrico,

considerando factores como pérdidas en la transmisión, restricciones de la red y penalizaciones asociadas a la infraestructura de cada nodo. Este ajuste permite que la señal de precio refleje de manera más precisa los costos de expansión y operación del sistema en diferentes ubicaciones.

Cada generador en el sistema es remunerado por su potencia de suficiencia con base en el *PNCP_{pot}*. La valorización de la potencia se lleva a cabo en un proceso que inicia con la determinación de la potencia de suficiencia certificada por el Coordinador Eléctrico Nacional. Esta certificación evalúa la capacidad efectiva de cada unidad generadora, tomando en cuenta su disponibilidad operativa y confiabilidad. Posteriormente, la Comisión Nacional de Energía asigna el *PNCP_{pot}* a la potencia certificada, reflejando así el costo de expansión del sistema con nuevas unidades de generación eficientes y su infraestructura asociada.

Finalmente, la remuneración de la potencia de suficiencia se establece con base en el *PNCP_{pot}*, permitiendo que los generadores reciban ingresos proporcionales a su contribución en la estabilidad del sistema eléctrico. Este mecanismo fomenta la inversión en tecnologías con alta disponibilidad operativa, promoviendo la incorporación de unidades generadoras eficientes que aseguren una capacidad suficiente para cubrir la demanda en los períodos de mayor consumo.

El Precio Nudo de Corto Plazo de la Potencia es un componente clave en la regulación del mercado eléctrico, ya que proporciona señales económicas que incentivan la planificación eficiente de la infraestructura de generación y transmisión. Su correcta aplicación refleja los costos reales de expansión, facilitando la toma de decisiones en el desarrollo del sistema eléctrico.

Factores de Penalización y Ajuste del PNCP

El Precio Nudo de Corto Plazo de la Potencia *PNCP_{pot}* no es uniforme en todo el sistema, sino que varía según la ubicación de cada nodo eléctrico. Este ajuste se debe a los factores de penalización por pérdidas en transmisión y restricciones de la red, los cuales modifican el precio final aplicado en cada subestación troncal.

La **Tabla 29, 30 y 31** presentan los factores de penalización y los valores de *PNCP_{pot}* registrados en las barras Atacama 220kV, Charrúa 220kV y Puerto Montt 220kV durante los últimos cuatro períodos semestrales, respectivamente. Se observa que las variaciones en el precio nudo de la potencia están directamente influenciadas por los cambios en los factores de penalización y por las condiciones de la red en cada semestre.

Tabla 29. Factores de penalización y precios de nudo para la barra Atacama durante los últimos 4 períodos.

Período	Nudo	Tensión [kV]	Precio Nudo Energía [\$/kWh]	Factores de Penalización Potencia	Precio Nudo Potencia [\$/kW/mes]
Segundo	Atacama	220	31,356	1,0340	8.371,24

Semestre 2024 ⁶⁸					
Primer Semestre 2024 ⁶⁹	Atacama	220	35,246	1,1253	8.7710,10
Segundo Semestre 2023 ⁷⁰	Atacama	220	53,006	1,7760	8.373,55
Primer Semestre 2023 ⁷¹	Atacama	220	72,739	1,0858	8.458,75

Tabla 30. Factores de penalización y precios de nudo para la barra Nogales durante los últimos 4 períodos.

Período	Nudo	Tensión [kV]	Precio Nudo Energía [\$/kWh]	Factores de Penalización Potencia	Precio Nudo Potencia [\$/kW/mes]
Segundo Semestre 2024	Nogales	220	29,928	1,0000	8.095,98
Primer Semestre 2024	Nogales	220	30,734	1,0000	7.793,57
Segundo Semestre 2023	Nogales	220	42,669	1,0000	7.110,69
Primer Semestre 2023	Nogales	220	68,508	1,0000	7.790,34

Tabla 31. Factores de penalización y precios de nudo para la barra Puerto Montt durante los últimos 4 períodos.

Período	Nudo	Tensión [kV]	Precio Nudo Energía [\$/kWh]	Factores de Penalización Potencia	Precio Nudo Potencia [\$/kW/mes]
---------	------	--------------	------------------------------	-----------------------------------	----------------------------------

⁶⁸Comisión Nacional de Energía (CNE), *Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo Segundo Semestre 2024*. [En línea]. Disponible en: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2024/06/ITP-PNCP-Jun-2024.pdf>.

⁶⁹Comisión Nacional de Energía (CNE), *Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo Primer Semestre 2024*. [En línea]. Disponible en: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2024/02/ITD-PNCP-Ene-2024.pdf>.

⁷⁰Comisión Nacional de Energía (CNE), *Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo Segundo Semestre 2023*. [En línea]. Disponible en: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2023/08/ITD-PNCP-Jul-2023.pdf>.

⁷¹Comisión Nacional de Energía (CNE), *Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo Primer Semestre 2023*. [En línea]. Disponible en: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2023/02/ITD-PNCP-Ene-2023.pdf>.

Segundo Semestre 2024	Puerto Montt	220	24,191	1,0000	7.590,87
Primer Semestre 2024	Puerto Montt	220	22,648	1,0000	7.303,36
Segundo Semestre 2023	Puerto Montt	220	30,154	1,0000	6.646,68
Primer Semestre 2023	Puerto Montt	220	45,091	1,0000	7.318,15

5.2. Análisis de Rentabilidad, Incentivos y Disponibilidad Real

Uno de los factores clave para las centrales diésel es su capacidad real de acceso al combustible, medida a través de los índices DIP (Disponibilidad de Insumo Principal) y DIA (Disponibilidad de Insumo Alternativo). Estos indicadores reflejan la proporción del tiempo en que cada unidad generadora cuenta efectivamente con el suministro necesario, considerando tanto las horas en que existen restricciones de despacho por falta de combustible como las desconexiones inducidas por dichas limitaciones.

La potencia de suficiencia de una unidad se define, por un lado, como su capacidad máxima de generación continua -es decir, el nivel de potencia activa bruta que puede sostener de forma ininterrumpida durante cinco horas- y, por otro, como aquella potencia asociada a un insumo alternativo cuando el combustible principal no está disponible. El insumo alternativo se entiende como cualquier combustible distinto del principal que permita operar la unidad durante al menos veinticuatro horas a su máxima potencia.

La **Figura 103** sintetiza los cálculos de potencia de suficiencia para 2021–2023 y revela que, en la mayoría de las plantas, la disponibilidad de diésel -ya sea como insumo principal o alternativo- se declaró siempre máxima, salvo en contadas excepciones. Esto evidencia una percepción de alta fiabilidad del suministro de diésel.

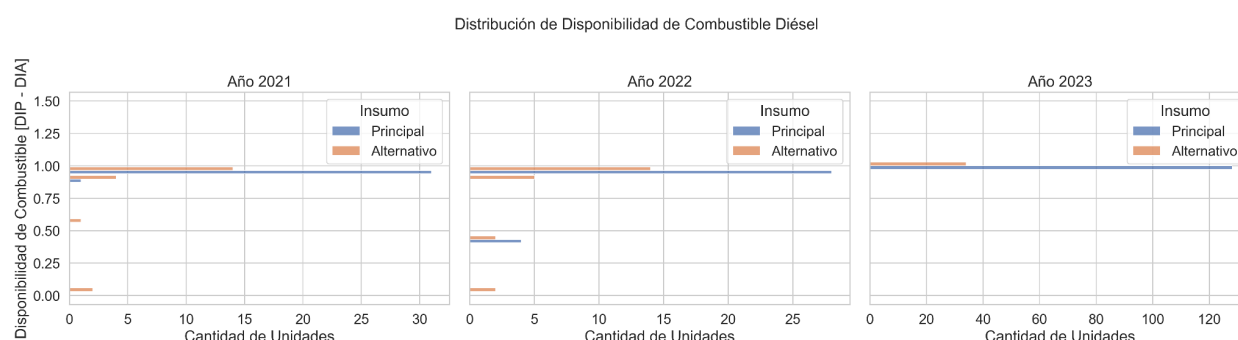


Figura 103. Distribución de Disponibilidad de Combustible Diésel en los Proceso de Cálculo de Potencia de Suficiencia 2021 - 2022 - 2023⁷².

⁷²Coordinador Eléctrico Nacional, “Cálculo Definitivo Potencia de Suficiencia 2021-2023”. [En Línea]. Disponible en: <https://www.coordinador.cl/mercados/documentos/potencia-de-suficiencia/>

En paralelo, el cálculo de la potencia de suficiencia también depende de la potencia máxima de la unidad y del número de horas de operación continua que el suministro de combustible debe respaldar, lo cual incide directamente en la logística de las centrales diésel. Así, la **Figura 104** muestra, para cada año entre 2014 y 2025, el volumen diario máximo de diésel realmente consumido junto al consumo teórico que implicaría operar todas las unidades a plena carga durante cinco horas o durante veinticuatro horas, considerando la tasa máxima de reposición logística de 3.500 m³/día de diésel, declarada por el Coordinador Eléctrico Nacional en sus Informes del Cálculo de Potencia de Suficiencia.

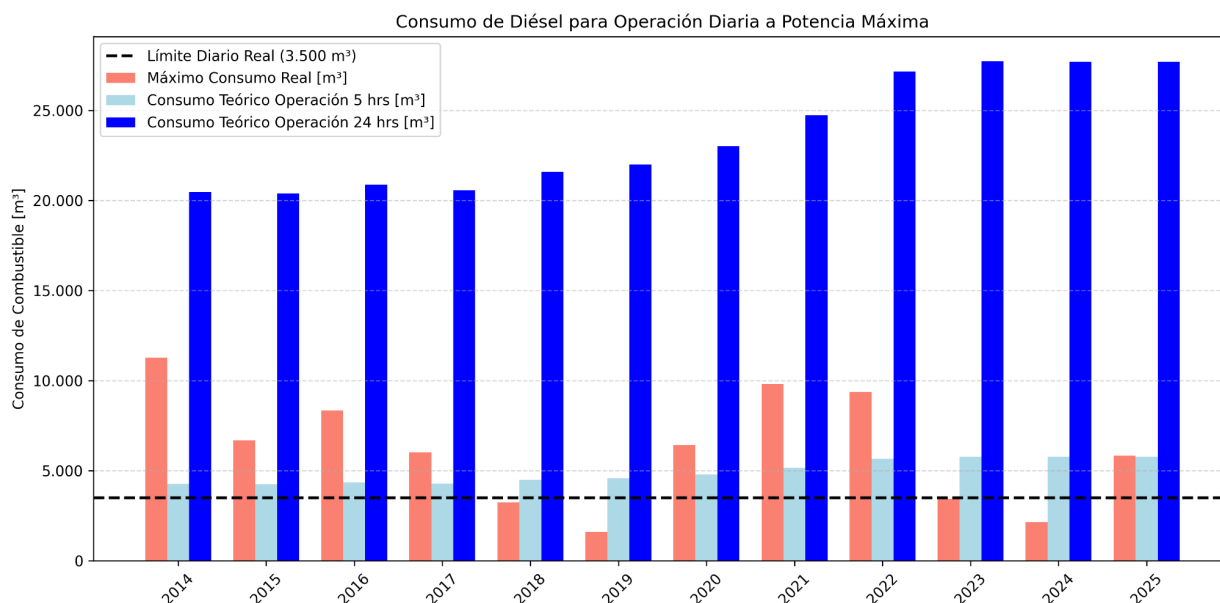


Figura 104. Consumo de Diésel para Operación Diaria a Potencia Máxima.

Se observa que, en todos los períodos, el consumo real se mantiene por debajo del límite logístico, aunque con peaks próximos a él durante los años de mayor uso diésel (2021–2022). Sin embargo, los consumos teóricos asociados a operación continua -ya sea por cinco o por veinticuatro horas- exceden sistemáticamente esa tasa de reposición, llegando incluso a multiplicarla varias veces en el supuesto de 24 horas de operación a plena carga.

Este desfase pone de manifiesto una contradicción normativa: aunque el reglamento reconoce como válida la potencia máxima de las unidades diésel siempre que dispongan de combustible para cinco horas de operación continua, y permite además declararlas con capacidad de 24 horas si usan diésel como combustible alternativo, dichos criterios ignoran la capacidad real de suministro. Si todas las plantas diésel trabajaran a plena carga durante esos intervalos, la demanda de combustible diaria superaría con creces el límite logístico de 3.500 m³/día. Ello cuestiona la viabilidad operativa del sistema bajo los supuestos de la normativa vigente y sugiere la necesidad de revisar los criterios de potencia de suficiencia para ajustar los pagos por capacidad a la verdadera capacidad de abastecimiento.

La metodología para la determinación de la disponibilidad de insumo principal declarada para las centrales diésel y la definición de la potencia máxima de este tipo de centrales no incorpora ciertos aspectos logísticos relevantes. Por tanto, estos aspectos no consideran información sobre qué centrales reciben el combustible por oleoducto y cuáles dependen exclusivamente del transporte terrestre, ni sobre la existencia y capacidad de los estanques de almacenamiento en las plantas que utilizan diésel como insumo principal o alternativo.

Aunque una unidad disponga de un tanque capaz de mantener cinco horas de operación continua, el reabastecimiento diario genera una nueva demanda de distribución de diésel al día siguiente. Este ciclo puede superar la tasa máxima de reposición diaria de 3.500 m³/día establecido por el Coordinador Eléctrico Nacional, de manera que el almacenamiento interno atenúa la carga logística sin eliminar la restricción estructural del sistema de suministro.

En el contexto del esquema de pagos por capacidad, que se basa en garantizar la disponibilidad de generación en los momentos de máxima demanda, la simultaneidad de operación de múltiples plantas diésel configura un escenario logístico que debe evaluarse desde la perspectiva de la factibilidad operativa. La eficacia del respaldo diésel depende tanto de sus características técnicas como de la solidez de la cadena de suministro.

5.3. Esquema de Pagos por Capacidad en la Transición Energética

Para ilustrar el funcionamiento del mecanismo de pagos por capacidad en centrales diésel, a continuación, se presenta un caso de estudio compuesto por un mix de 8 plantas diésel, nuevas y de segunda mano, con capacidades entre 60 y 270 MW. Para cada unidad se calcula la potencia de suficiencia utilizando parámetros reales -explicados en la **Sección 5.2**- correspondientes a centrales efectivas de la misma capacidad.

La **Tabla 32** muestra los datos de referencia empleados para calcular la potencia de suficiencia de las centrales ficticias en este ejercicio. Los parámetros considerados -potencia máxima verificada, disponibilidad del insumo principal, tasa de indisponibilidad forzada, potencia equivalente y factor de mantenimiento mayor- permiten estimar la potencia de suficiencia que, según la metodología vigente, sería remunerada a cada planta.

Tabla 32. Datos de Cálculo de la Potencia de Suficiencia 2024⁷³.

Central	Pmáx Verificada [MW]	DIP	IFOR	Pequivalente [MW]	Pinicial [MW]	FMM	Psuficiencia 2024 [MW]
TER LOS GUINDOS U1	137,63	1,00	0,00	135,04	134,30	0,99	84,37
TER LOS GUINDOS U2	134,30	1,00	0,05	138,07	137,58	1,00	83,37
TER LLANTOS	153,67	1,00	0,00	153,67	153,67	0,99	95,32

⁷³Coordinador Eléctrico Nacional, "Cálculo Definitivo Potencia de Suficiencia 2024". [En Línea]. Disponible en: <https://www.coordinador.cl/mercados/documentos/potencia-de-suficiencia/>

BLANCOS							
TER LOS PINOS	105,80	1,00	0,04	107,69	105,78	0,93	60,06
TER TENO	57,21	1,00	0,00	59,00	57,21	1,00	36,45

Los insumos económicos empleados en el ejercicio aparecen en la **Tabla 33**.

Tabla 33. Datos Base para el Ejercicio de Evaluación de Pagos por Capacidad.

Costo Inversión Tecnología Diésel Nueva [US\$/kW]	487,00
Costo Inversión Tecnología Diésel Usada [US\$/kW]	355,00
Promedio Precio Básico por Potencia [US\$/kW/mes]	8,74
Precio Básico por Potencia - Atacama 220kV [US\$/kW/mes]	9,12
Precio Básico por Potencia - Nogales 220kV [US\$/kW/mes]	8,82
Precio Básico por Potencia - Puerto Montt 220kV [US\$/kW/mes]	8,27
Vida útil [Años]	23,00

El costo de inversión de una planta diésel nueva se fija en 487 US\$/kW, según los establecido por la CNE. Para una central de segunda mano, se adopta un valor equivalente al 67% de la inversión en nueva planta, de acuerdo con data sobre la conversión de motor-generator a turbina de gas dual ⁷⁴, esto es 355 US\$/kW. El precio básico por potencia, expresado en US\$/kW/mes, corresponde al promedio de las referencias de nodos Atacama 220 kV, Nogales 220 kV y Puerto Montt 220 kV para el segundo semestre de 2024⁷⁵. Finalmente, en línea con el informe “Determinación de los Costos de Inversión y Costos Fijos de Operación de la Unidad de Punta del SEN y de los SSMM”⁷⁶ de la CNE, que establece una vida útil de la tecnología térmica diésel entre 15 y 30 años, se utiliza un horizonte de 23 años para los cálculos de recuperación de inversión.

Además, los costos de operación y mantenimiento (COMA) se calculan como un 2% del valor de la inversión, de acuerdo con el “Informe de Costos de Tecnologías de Generación y Almacenamiento”⁷⁷. Por tanto, el gasto anual de cada central resulta de sumar la anualidad de la inversión (AVI) y este componente de operación y mantenimiento.

Los resultados del cálculo de los pagos por capacidad para centrales de distintas potencias y estados de construcción se presentan en la **Tabla 34**.

Tabla 34. Evaluación Pagos por Capacidad.

Tamaño Planta [MW]	270	270	150	150	100	100	60	60
Estado	Nueva	Usada	Nueva	Usada	Nueva	Usada	Nueva	Usada

⁷⁴IADB & K&M Advisors, “Gas to Power Feasibility Assessment in Guyana”, [En Línea]. Disponible en: <https://nre.gov.gy/wp-content/uploads/2021/04/Gas-to-Power-Feasibility-Assessment-in-Guyana-min.pdf>

⁷⁵Comisión Nacional de Energía (CNE), *Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo Segundo Semestre 2024*. [En línea]. Disponible en: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2024/06/ITP-PNCP-Jun-2024.pdf>.

⁷⁶Comisión Nacional de Energía (CNE), *Determinación de los Costos de Inversión y Costos Fijos de Operación de la Unidad de Punta del SEN y de los SSMM*. [En línea]. Disponible en: https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2021/06/03-ITP-Estudio-de-la-Unidad-de-Punta_VF.pdf

⁷⁷Comisión Nacional de Energía (CNE), “Informe de Costos de Tecnologías de Generación y Almacenamiento, Mayo 2025” [En Línea]. Disponible en: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2025/05/ICTGA-2025.pdf>

Potencia Suficiencia Calculada [MW]		167,74	167,74	95,32	95,32	60,06	60,06	36,45	36,45
	Pmáx Verificada [MW]	270	270	150	150	100	100	60	60
	DIP	1	1	1	1	1	1	1	1
	IFOR	0,00	0,00	0,00	0,00	0,04	0,04	0,00	0,00
	Pequivalente [MW]	271,93	271,93	153,67	153,67	107,69	107,69	59,00	59,00
	Pinicial [MW]	271,88	271,88	153,67	153,67	105,78	105,78	57,21	57,21
	FMM	0,99	0,99	0,99	0,99	0,93	0,93	1,00	1,00
Pago por Potencia [M US\$/año]		17,59	17,59	9,99	9,99	6,30	6,30	3,82	3,82
CAPEX [M US\$]		141,75	94,50	78,75	52,50	52,50	35,00	31,50	21,00
COMA [M US\$]		2,63	1,76	1,46	0,98	0,97	0,65	0,58	0,39
Anualidad 5% [M US\$]		12,38	8,29	6,88	4,61	4,58	3,07	2,75	1,84
Recaudación r = 5% [M US\$/año]		2,28	7,33	1,49	4,30	0,63	2,50	0,42	1,54
Anualidad 8% [M US\$]		15,31	10,26	8,50	5,70	5,67	3,80	3,40	2,28
Recaudación r = 8% [M US\$/año]		5,21	9,29	3,12	5,39	1,71	3,23	1,07	1,98
Anualidad 10% [M US\$]		17,43	11,68	9,68	6,49	6,46	4,33	3,87	2,60
Recaudación r = 10% [M US\$/año]		0,16	5,91	0,31	3,51	-0,16	1,97	-0,05	1,23

Como se puede observar, las plantas usadas o de segunda vida pueden obtener sobrerentas significativas. Esto se debe a que reciben los mismos ingresos que una planta homóloga nueva, pero con costos de inversión considerablemente menores.

En conjunto, estos hallazgos indican que, el esquema de pagos por capacidad fomenta las plantas de segunda mano, y favorece proyectos de tamaño medio o grande.

6. Propuesta de Ajustes Regulatorios

En esta sección se lleva a cabo un análisis comparado de los esquemas de pagos por capacidad implementados en diversos mercados internacionales, con el fin de identificar buenas prácticas y lecciones aprendidas. A partir de esta revisión, se propondrá un ajuste normativo orientado a optimizar la eficiencia económica y operativa del mecanismo nacional, garantizando la seguridad del suministro eléctrico al menor costo y con incentivos adecuados para tecnologías de respaldo.

6.1. Mercados de Capacidad en el Mundo

A continuación se examinarán los mecanismos de pagos por capacidad en tres mercados representativos por su diversidad de diseños y experiencias: el mercado brasileño, caracterizado por un modelo de subastas de potencia; el esquema del Reino Unido, basado en mercado con subastas anuales de capacidad complementadas con obligaciones de disponibilidad estacional; y el mercado PJM de Estados Unidos, que opera un robusto mecanismo de mercado de capacidad con incentivos de largo plazo y penalizaciones por incumplimiento. Este análisis permitirá destacar los elementos estructurales y operativos más eficaces y extraer orientaciones para el perfeccionamiento del régimen nacional.

Brasil⁷⁸

Brasil no dispone de un mercado de capacidad independiente; en su lugar, la potencia firme se integra en la planificación centralizada mediante contratos de suministro regulados. El gobierno convoca subastas públicas de largo plazo en las que las distribuidoras están obligadas a asegurar la contratación de la energía necesaria para atender su demanda futura. En estas licitaciones, el precio ofertado incorpora tanto los costos de generación como el valor de confiabilidad del recurso, es decir, su capacidad firme, la cual se calcula mediante modelos hidrotérmicos estocásticos que simulan múltiples escenarios de operación.

Las subastas se clasifican en aquellas destinadas a centrales ya en operación -energía existente- y las dirigidas exclusivamente a nuevos proyectos -energía nueva-. Cuando una planta no cumple con el volumen comprometido, debe adquirir la diferencia en el Mercado de Curto Prazo (MCP); si su generación excede lo pactado, puede vender el sobrante. Este mecanismo presenta retos particulares para las fuentes intermitentes, como solar y eólica, cuya contribución a la confiabilidad del sistema se reduce conforme crece su participación. Asimismo, el diseño actual carece de incentivos específicos para fomentar el despliegue de tecnologías de almacenamiento, fundamentales para reforzar la firmeza energética en todo horizonte.

Reino Unido⁷⁹

El Reino Unido opera un mercado de capacidad explícito que contrata con antelación la potencia firme necesaria para asegurar la continuidad del suministro eléctrico. Este mecanismo se sustenta en subastas

⁷⁸Ministerio de Minas y Energía, Brasil. "Plano Decenal de Expansión de Energía 2027", [En Línea]. Disponible en: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/documents/pde%202027_aprovado_oficial.pdf

⁷⁹ Panel of Technical Experts. "Report on the ESO Electricity Capacity Report 2024", [En Línea]. Disponible en: <https://assets.publishing.service.gov.uk/media/669a602f49b9c0597fdb009c/panel-of-technical-experts-report-july-2024.pdf>

anuales coordinadas por el gobierno y el operador del sistema, National Grid ESO, las cuales establecen contratos de disponibilidad que remuneran a los recursos adjudicados. Estas licitaciones principales se celebran con cuatro años de antelación al periodo de entrega e incluyen tanto nuevas inversiones como plantas ya existentes; adicionalmente, se convocan subastas de respaldo un año antes de la fecha de inicio para ajustar volúmenes ante cancelaciones o variaciones en la demanda prevista.

En la convocatoria participan generadores convencionales, sistemas de almacenamiento, mecanismos de demanda flexible y proyectos emergentes, cada uno sujeto a un “derating factor” específico determinado por National Grid ESO a partir de análisis estadísticos y rendimiento histórico. El precio final se fija por la última oferta aceptada, de modo que todos los recursos adjudicados reciben un pago anual uniforme por potencia y están sujetos a penalizaciones si no cumplen su compromiso durante eventos críticos. Aunque el Capacity Market ha demostrado ser una señal de inversión eficaz y un instrumento fiable de respaldo, su operativa se ve desafiada por la creciente penetración de energías renovables y la necesidad de incorporar mayores niveles de flexibilidad en el sistema.

PJM, Estados Unidos⁸⁰

El mercado de capacidad de PJM garantiza con antelación la disponibilidad de recursos suficientes para cubrir la demanda máxima del sistema. La contratación se realiza mediante subastas competitivas tres años antes del periodo de entrega, complementadas con rondas adicionales más cercanas a la fecha de entrega para ajustar los volúmenes en función de cambios en la demanda o en la disponibilidad de capacidad. En estas subastas pueden participar generadores convencionales, sistemas de almacenamiento, programas de respuesta de la demanda e interconexiones regionales, todos ofertando la capacidad que podrán aportar durante los momentos críticos.

La capacidad firme de cada recurso se expresa como Unforced Capacity (UCAP), un valor que adapta la potencia instalada según la tasa de fallas forzadas para reflejar su disponibilidad esperada. Para fuentes renovables y baterías, PJM emplea el método de Equivalent Load Carrying Capability (ELCC), que evalúa de manera probabilística el aporte confiable de estos recursos en los peaks de demanda. El precio de la subasta se establece por la última oferta aceptada y varía por zona, de acuerdo con las condiciones locales del sistema. Los recursos adjudicados reciben pagos anuales por capacidad y, bajo el esquema de Capacity Performance, están sujetos a penalizaciones si no cumplen sus compromisos o a bonificaciones si los superan. Este diseño ha generado señales de inversión sólidas en confiabilidad, aunque enfrenta retos en cuanto a la integración de renovables, la gestión de sobrecontratación y la valoración adecuada de la flexibilidad.

⁸⁰Capacity Market & Demand Response Operations, “PJM Capacity Market: Manual 18”, [En Línea]. Disponible en: <https://www.pjm.com/-/media/DotCom/documents/manuals/m18.ashx>

6.2 Recomendaciones

El análisis realizado en este estudio pone en evidencia importantes deficiencias en el diseño actual del mecanismo de pagos por capacidad, particularmente en lo referido al tratamiento de tecnologías altamente emisoras como las unidades diésel. Con el fin de avanzar hacia un sistema eléctrico más eficiente, resiliente y alineado con los compromisos de descarbonización del país, se plantean líneas de acción de corto y mediano plazo orientadas a ajustar la capacidad de respaldo efectiva en el Sistema Eléctrico Nacional.

Medidas de Corto Plazo para Ajustar la Capacidad de Respaldo Efectiva en el SEN

1. Incorporar Restricciones Logísticas Reales en el Cálculo de la Potencia Firme

El esquema vigente asume una disponibilidad plena e incondicional de las unidades diésel, sin considerar las limitaciones reales de abastecimiento de combustible, tales como las restricciones de transporte identificadas por el Coordinador Eléctrico Nacional. Es fundamental corregir este supuesto incorporando explícitamente umbrales logísticos operativos en el cálculo de la potencia de suficiencia y la existencia y calidad de los compromisos de suministro (contratos), de modo que refleje de manera más fiel la capacidad efectivamente utilizable del parque generador durante el período analizado.

En este marco, se proponen ajustes específicos a la Disponibilidad de Insumo Principal (DIP). La iniciativa consiste en reemplazar el actual esquema de reconocimiento fijo, basado únicamente en los estados de limitación y desconexión por combustible, por un mecanismo que considere el desempeño operativo efectivo de las unidades diésel. En particular, cada convocatoria realizada por el Coordinador Eléctrico Nacional durante la Programación de Corto Plazo deberá registrarse, verificando si la central respondió al llamado e inyectó una potencia efectiva igual o superior a su umbral mínimo de operación.

A partir de estos registros, se calculará la tasa de respuesta efectiva (TRE) histórica de cada central durante un periodo de referencia, de manera que el DIP incluya un factor de reconocimiento proporcional a dicha tasa. El cálculo de la TRE se expresa en la **Ecuación 13** a continuación,

$$TRE_i = \frac{n^{\circ} \text{ de convocatorias con respuesta efectiva}}{n^{\circ} \text{ total de convocatorias}}$$

Ecuación 13. Tasa de Respuesta Efectiva.

De este modo, no sólo se considerarán las horas totales en que la planta estuvo disponible, sino también la eficacia con que atendió las convocatorias, promoviendo así un uso más eficiente de las centrales diésel y una asignación de pagos más acorde a su desempeño real. En consecuencia, se asigna un factor de reconocimiento al DIP según la TRE histórica durante un período de referencia, tal como lo indica la **Ecuación 14**,

$$DIP_j = TRE \times \left[1 - \frac{1}{HT} \sum_{i=1}^{HT} (DCL_i + LD_i) \times \left(1 - \frac{P_{lim,i}}{P_{m\acute{a}x}} \right) \right]$$

Ecuación 14. Disponibilidad de Combustible considerando Tasa de Respuesta Efectiva.

2. Ajustar los Parámetros del Pago por Capacidad según la Antigüedad y Condición Técnica de las unidades

En paralelo, se recomienda introducir ajustes que eviten rentas excesivas para unidades con bajo desempeño técnico y ambiental. Actualmente, tal como se evidenció en la **Sección 5.3**, la metodología de cálculo se basa en costos de reposición asociados a unidades nuevas, lo que permite que centrales antiguas, de bajo costo de inversión pero alto nivel de emisiones, reciban remuneraciones desproporcionadas. Para corregir esta distorsión, se propone diferenciar explícitamente entre unidades nuevas y existentes, aplicando factores de ajuste que reduzcan los pagos a plantas obsoletas y desincentiven su permanencia en el sistema.

Reformas de Mediano Plazo para la Eficiencia y Modernización del Mercado de Capacidad

Si bien las medidas de corto plazo permiten ajustar la capacidad de respaldo efectiva en el SEN, su impacto es limitado frente a los desafíos estructurales que enfrenta el mercado de capacidad. Por ello, resulta necesario avanzar hacia reformas de mediano plazo que doten al mecanismo de mayor eficiencia, coherencia y capacidad de adaptación a un sistema eléctrico en proceso de descarbonización. Estas reformas buscan superar las deficiencias del diseño administrativo actual, introduciendo principios de mercado, ampliando la participación de nuevos recursos y adoptando metodologías más robustas de evaluación de la suficiencia.

1. Migrar hacia un Mercado de Capacidad Basado en Subastas Competitivas

El diseño actual del mecanismo de potencia se basa en un cálculo administrativo del precio y del crédito asociado a la suficiencia. En este esquema, el monto a recaudar desde los usuarios por este concepto depende del nivel de demanda punta, el margen de reserva teórico y una estimación administrativa del costo de capital de una tecnología de generación de punta de referencia. Este esquema presenta deficiencias relevantes que deben ser abordadas para asegurar la suficiencia del sistema mediante tecnologías que sean costo-eficientes.

En primer lugar, el método vigente para determinar el pago total por capacidad se basa en el promedio de la demanda del periodo de control de punta, el cual se considera como indicador de los períodos con mayor probabilidad de pérdida de carga (LOLP, por sus siglas en inglés). Sin embargo, en sistemas con alta penetración de generación variable, los períodos con mayor LOLP tienden a coincidir con las horas punta de la demanda neta (es decir, descontando la contribución de la generación renovable). Como consecuencia, el esquema actual no refleja de manera adecuada las horas críticas para el sistema y puede inducir señales de inversión ineficientes⁸¹.

⁸¹Muñoz, F. D., Suazo-Martínez, C., Pereira, E., & Moreno, R. (2021). Electricity market design for low-carbon and flexible systems: Room for improvement in Chile. *Energy Policy*, 148, 111997. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111997>

A esta limitación se suma la falta de un objetivo explícito de suficiencia en el mecanismo. En efecto, el margen de reserva teórico utilizado para determinar el pago por capacidad tiene un límite mínimo de 10%, independiente de cuán grande sea el margen de reserva real del sistema. Esta situación se evidencia al comparar la curva equivalente de demanda de capacidad en Chile con la de otras jurisdicciones, como se muestra en la **Figura 105**. En particular, las curvas utilizadas en Alberta Electric System Operator (AESO), Pensilvania-New Jersey-Maryland (PJM) y Midcontinent Independent System Operator (MISO) decrecen bruscamente a cero una vez alcanzado cierto umbral de suficiencia, mientras que la curva chilena decae lentamente, remunerando capacidad que en la práctica puede no ser requerida por el sistema.

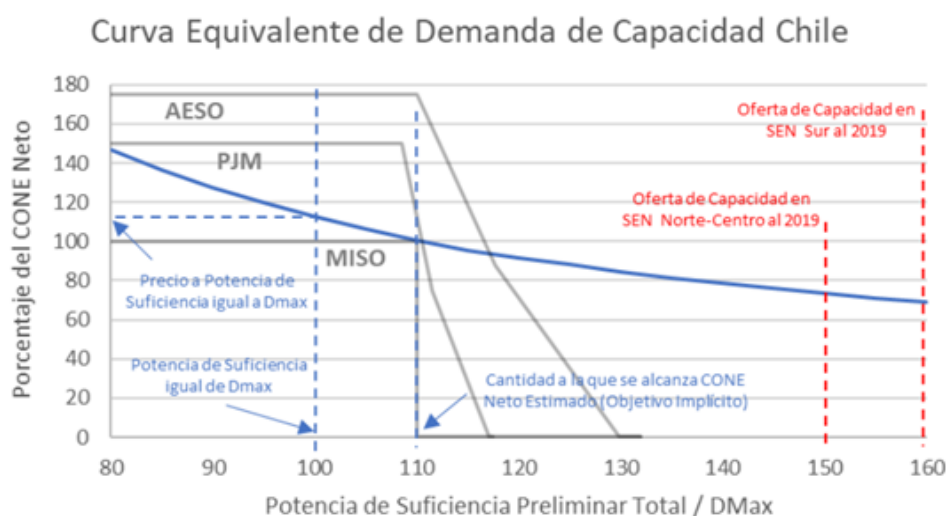


Figura 105. Comparación de curvas de demanda de capacidad de AESO, PJM y MISO. CONE (Net cost of new entry) representa una estimación del pago por capacidad necesario para que una tecnología de punta eficiente pueda recuperar sus costos de inversión⁸².

Finalmente, otro aspecto crítico del diseño vigente es la falta de un principio único y sistemático para determinar el aporte de cada tecnología a la potencia de suficiencia. Actualmente, se aplican metodologías diferenciadas según el tipo de tecnología, lo que ha generado dudas respecto de la capacidad de dichas metodologías para reflejar con precisión la contribución a la confiabilidad, especialmente en el caso de la generación renovable variable. A ello se suma que el esquema no reconoce el aporte de recursos energéticos distribuidos ni de la propia demanda, que podría reducir su consumo en situaciones críticas como un racionamiento.

Frente a este conjunto de limitaciones, se hace evidente la necesidad de transitar hacia un diseño moderno del mercado de capacidad, que abandone los esquemas administrativos y avance hacia mecanismos competitivos. En esta línea, se propone establecer subastas periódicas en las cuales los oferentes compitan por proveer un servicio de confiabilidad claramente definido, sujeto a requisitos mínimos de disponibilidad, respuesta operativa, capacidad de despacho y estándares de emisiones. Este

⁸²Olivares, D. (2020). Curvas de Demanda en Mecanismos de Capacidad: Criterios de Diseño, Experiencia Internacional y Aplicación al Mercado Chileno [Diapositivas de PowerPoint]. Facultad de Ingeniería y Ciencias, Universidad Adolfo Ibáñez. https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/20201126_-_presentacion_curvas_de_demanda_-_mesa_de_potencia.pdf

enfoque permite revelar el valor económico real de la capacidad adicional, reducir asimetrías de información y promover señales de inversión más eficientes.

Para que este nuevo esquema cumpla efectivamente con los objetivos de confiabilidad, se recomienda, por una parte, definir un objetivo sistémico en base al diseño de una curva de demanda de potencia que refleje la disposición a pagar por el producto de suficiencia. Asimismo, considerando que los requerimientos de potencia pueden variar según las restricciones de transmisión, es conveniente evaluar la incorporación de requerimientos zonales que aseguren la entrega del producto en los puntos de la red donde se necesite. También resulta necesario revisar la definición de la tecnología de referencia utilizada para remunerar la capacidad, tomando en cuenta los objetivos de descarbonización. En este análisis, podría evidenciarse que la opción más eficiente para proveer suficiencia en un sistema bajo en carbono no sea necesariamente una unidad térmica, sino alternativas como el almacenamiento.

2. Incorporar recursos de demanda flexible como participantes activos del mercado de capacidad}

Se propone avanzar hacia una metodología estable, predecible y no discriminatoria para el cálculo de la potencia firme de todas las tecnologías relevantes, incluyendo generación renovable, almacenamiento y recursos de demanda, de manera que se reconozca su aporte efectivo a la flexibilidad y resiliencia del sistema.

En este marco, la flexibilidad del lado de la demanda constituye una oportunidad particularmente relevante para mejorar la eficiencia del sistema y reducir su dependencia de tecnologías contaminantes. Para ello, resulta necesario adaptar los marcos normativos y operacionales que permitan que la demanda, individual o agregada, así como otros recursos aguas abajo conectados en redes de distribución, participen en igualdad de condiciones con las tecnologías de generación, ofreciendo servicios de capacidad que fortalezcan la seguridad y eficiencia del sistema.

3. Adoptar metodologías avanzadas para la evaluación de la capacidad firme

Se recomienda utilizar metodologías probabilísticas para asignar valor a las distintas tecnologías de manera justa y consistente. Estas metodologías, que no discriminan entre tecnologías, ya han sido implementadas en diversas jurisdicciones⁸³. Es relevante también diseñar un mecanismo de incentivos para fomentar la participación de la demanda, por ejemplo, a través proyectos piloto que permitan evaluar su desempeño y capacidad para aportar en la práctica a la suficiencia del sistema.

En paralelo, se considera necesario establecer mecanismos de incentivo que aseguren que las unidades remuneradas por capacidad efectivamente contribuyan durante las horas de mayor probabilidad de pérdida de carga del sistema. En jurisdicciones como PJM, este objetivo se logra a través de pagos por desempeño, que penalizan financieramente a las unidades que no están disponibles cuando se les requiere. Complementariamente, resulta conveniente implementar un mecanismo basado en precios de escasez, que refleje en el costo marginal la probabilidad de pérdida de carga durante períodos críticos y entregue señales adecuadas para una operación eficiente de los usuarios.

⁸³ISCI - Moreno, R., Otárola, H., Pereira, E., Sepúlveda, C., & Alvarado, D. (2022). Metodología para la determinación de la potencia de suficiencia en el sistema eléctrico chileno vía ELCC/ECP. En https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/informe_final_-_determinacion_psuf_via_elcc_y_eep_-_isci.pdf

Para implementar las modificaciones anteriores y evitar interrupciones relevantes en los pagos por capacidad de las unidades existentes, se propone establecer un mecanismo de grandfathering. Este mecanismo permitiría que las unidades actualmente en operación, y que así lo deseen, puedan mantenerse durante un cierto tiempo bajo el esquema vigente. En este contexto, será fundamental encontrar un balance entre mitigar los impactos sobre las unidades generadoras existentes y, al mismo tiempo, mantener incentivos claros para fomentar nuevas inversiones en tecnologías más eficientes.

Estas reformas de mediano plazo constituyen, en suma, la base para una transición ordenada hacia un esquema de mercado más competitivo y eficiente. De esta manera, se busca evitar interrupciones en el corto plazo y preparar gradualmente al sistema para mecanismos plenamente basados en licitaciones.

En el largo plazo, se propone impulsar la implementación de un mecanismo de licitaciones en reemplazo del actual esquema administrativo de pagos. Este tipo de mecanismos ya se ha puesto en práctica en jurisdicciones como Irlanda, MISO y PJM a través de subastas, y en Francia mediante la transacción de certificados de capacidad. Bajo este modelo, se definirían productos específicos y contratos a ser licitados para cumplir con las necesidades sistémicas y locales en términos de capacidad. El regulador tendría la responsabilidad de diseñar una curva precio-demanda de capacidad, mientras que los agentes presentarían ofertas, obteniéndose el precio final como resultado del despeje de mercado.

Entre las principales ventajas de este enfoque se encuentran la certeza que tendrían los generadores respecto de la remuneración que recibirán por aportar potencia al sistema, así como la incorporación en los precios de las percepciones de riesgo de los agentes y de las remuneraciones realmente necesarias para recuperar la inversión, algo difícil de estimar de manera administrativa bajo el mecanismo actual.