EVALUACIÓN DE LA CAPACIDAD DE GENERACIÓN TÉRMICA DE RESPALDO DIÉSEL CONECTADA A NIVEL DE TRANSMISIÓN:

DESAFÍOS PARA LA EFICIENCIA Y LA DESCARBONIZACIÓN

ISCI INSTITUTO SISTEMAS COMPLEJOS DE INGENIERÍA

FUNDACIÓN CHILE SUSTENTABLE
Propuesta ciudadana para el cambio

EVALUACIÓN DE LA CAPACIDAD DE GENERACIÓN TÉRMICA DE RESPALDO DIÉSEL CONECTADA A NIVEL DE TRANSMISIÓN: DESAFÍOS PARA LA EFICIENCIA Y LA DESCARBONIZACIÓN

Resumen Ejecutivo

- **Autores:**
  Melissa Alé, Cristóbal Mujica, Héctor Sandoval, Rodrigo Moreno (ISCI)

- **Agradecimientos:**
  Agradecemos las valiosas discusiones y aportes de los revisores de este informe, incluyendo a Iván Saavedra (Consultora IESD), Aldo Arriagada (Kas Ingeniería), Javier Bustos (ACENOR), Jaime Toledo (Acciona Energía), Sara Larraín y Gonzalo Melej (Fundación Chile Sustentable).
- **Diagramación y Diseño de Portada:**
  Emiliano Méndez

EVALUACIÓN DE LA CAPACIDAD DE GENERACIÓN TÉRMICA DE RESPALDO DIÉSEL CONECTADA A NIVEL DE TRANSMISIÓN:

DESAFÍOS PARA LA EFICIENCIA Y LA DESCARBONIZACIÓN

Resumen Ejecutivo

22 de agosto 2025

Autores:

Melissa Alé • Cristóbal Mujica
Héctor Sandoval • Rodrigo Moreno

Estudio preparado por:

ISCI para Chile Sustentable

ISCI INSTITUTO SISTEMAS COMPLEJOS DE INGENIERÍA

FUNDACIÓN CHILE SUSTENTABLE
Propuesta ciudadana para el cambio

Contenido

1. CONTEXTO 5

2. ANÁLISIS HISTÓRICO PERÍODO 2000-2025 7

2.1. PRINCIPALES USOS DE LAS CENTRALES DIÉSEL EN EL PERÍODO 11

2.2. ANÁLISIS DEL USO SIMULTÁNEO DE LA CAPACIDAD DIÉSEL 13

3. ANÁLISIS PROSPECTIVO AL AÑO 2030 15

4. INCONSISTENCIAS Y DESAFÍOS EN EL ACTUAL ESQUEMA DE PAGOS POR CAPACIDAD 20

5. RECOMENDACIONES 22

1. 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) 2019/943[2] 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 gCO_2/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].

1 Biblioteca del Congreso Nacional de Chile, "Ley 21.455: Ley de Cambio Climático", [En Línea]. Disponible en: https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1177286
2 Diario 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/doue/2019/158/L00054-00124.pdf
3 UK Legislation, "The Electricity Capacity (Amendment) Regulations 2025", [En Línea]. Disponible en: https://www.legislation.gov.uk/uksi/2025/183/contents/made

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 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 utilización[4], 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.

Central El Peñón / Fuente: Enlasa.

4 Aunque 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.

2. 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, 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.

5 CDEC-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

- 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 gas[6]. 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:

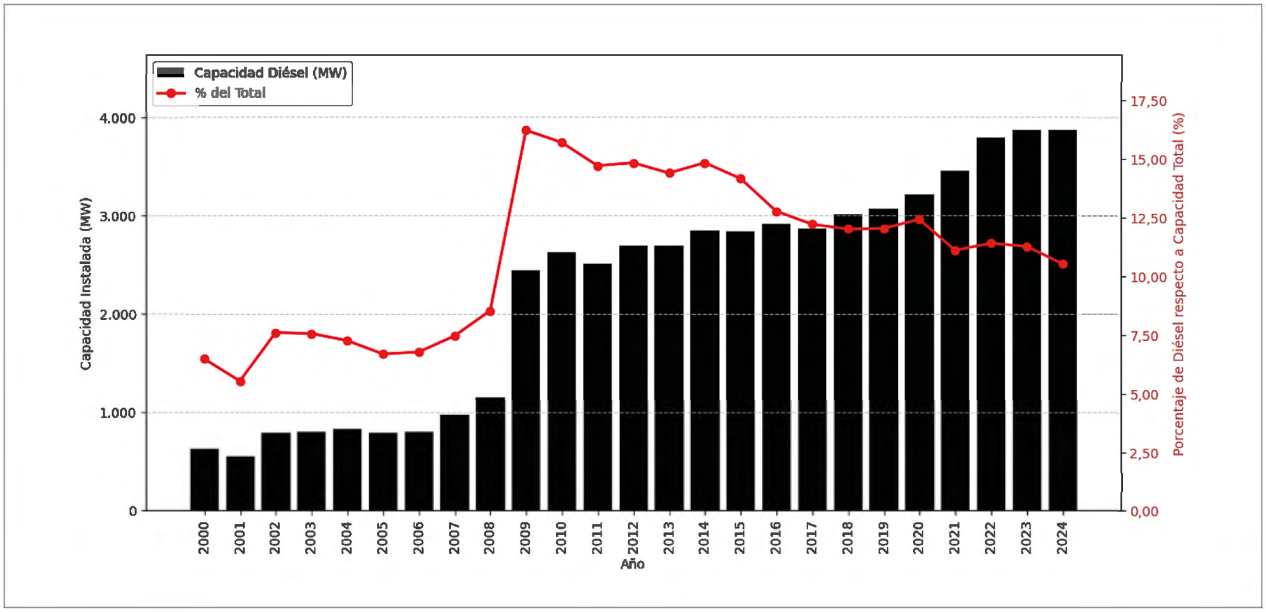
    - El blackout del 25 de febrero de 2025, producto de la falla en la línea Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar, donde el parque diésel fue clave para el restablecimiento del sistema, alcanzando un despacho máximo de 895 MWh/h (ver **Figura 3**).
    - Las restricciones y desconexiones en la línea Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV[7], 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.

6 Coordinador 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/

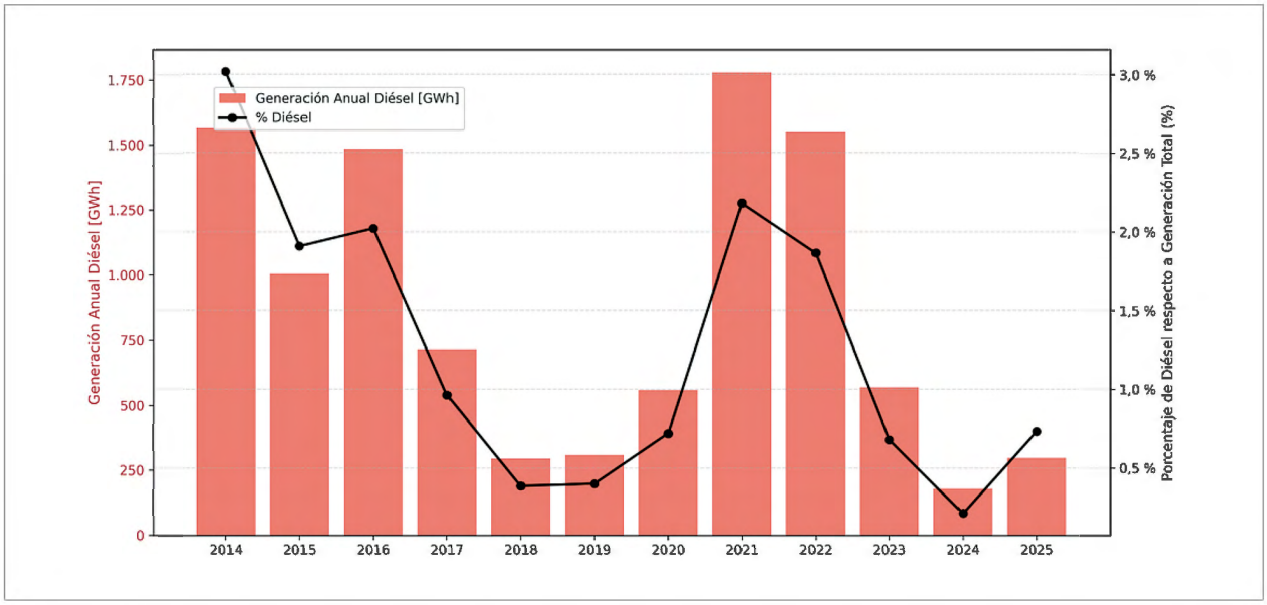
7 Coordinador Eléctrico Nacional. "Información sobre el Sistema Eléctrico Nacional". 18 de Junio del 2025. [En Línea]. Disponible en: https://www.coordinador.cl/novedades/informacion-sobre-el-sistema-electrico-nacional/

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).



Fuente: Elaboración propia en base a datos de Generadoras de Chile, "Capacidad Instalada Histórica." Disponible en: https://generadoras.cl/generacion-electrica-en-chile

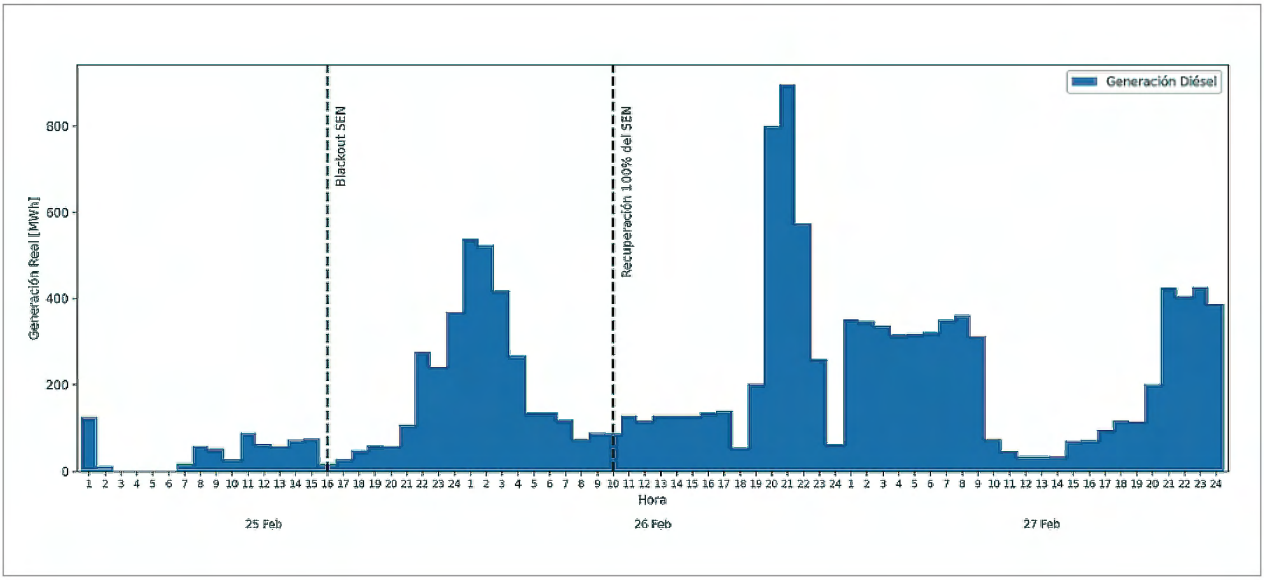
Figura 2. Generación Diésel Total Anual entre 2014 y 2025, y porcentaje de participación en la generación total, considerando Petróleo Diésel y Fuel Oil N°6 (Datos 2014 hasta noviembre 2017 representan solo SIC; desde noviembre 2017 representan el SEN).[8]



Fuente: Elaboración propia en base a datos del Coordinador Eléctrico Nacional, "Operación Real". Disponible en: https://www.coordinador.cl/operacion/graficos/operacion-real/generacion-real

8 Datos 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 2025.



Fuente: Elaboración propia en base a datos del Coordinador Eléctrico Nacional, "Operación Real". Disponible en: https://www.coordinador.cl/operacion/graficos/operacion-real/generacion-real

Central Teno Diesel / Fuente: Enlasa.

2.1. 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 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 2021[9], y su posterior modificación a través del Decreto Supremo N° 66 del año 2022[10].

9 Biblioteca 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=

10 Biblioteca del Congreso Nacional de Chile, "Decreto 66: Modifica el Decreto Supremo Nº 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

- **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.

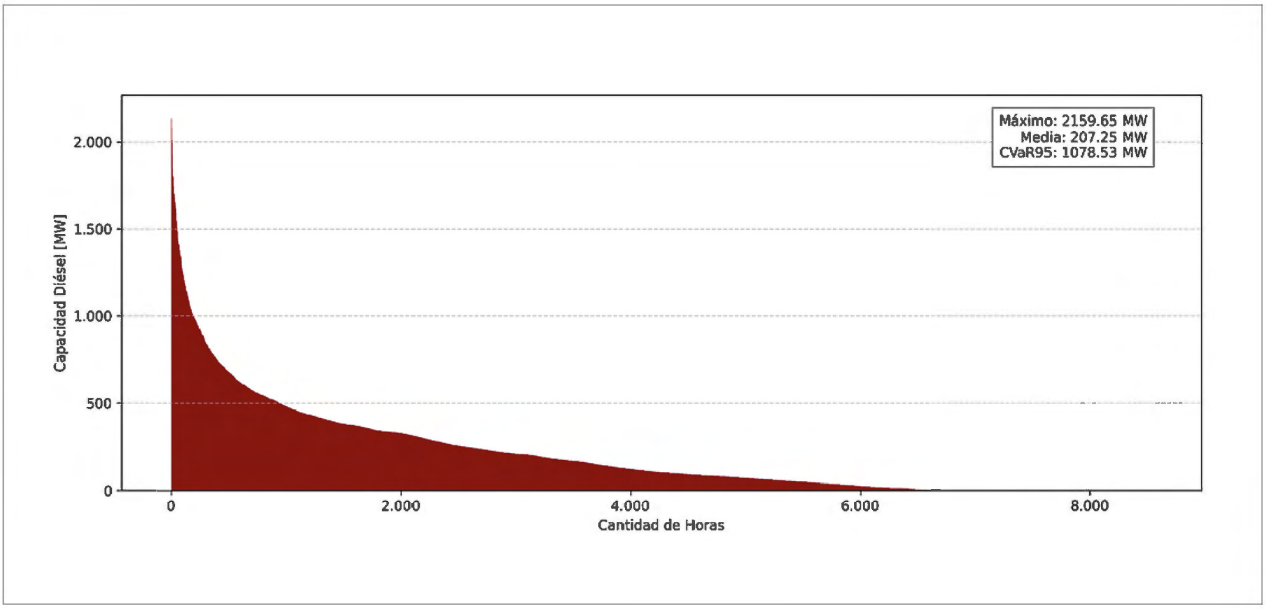
- **Aporte al Plan de Recuperación de Servicio (PRS) como recurso de partida en negro:** Las centrales diésel también cumplen un rol crítico en el restablecimiento del sistema tras eventos de blackout. Su capacidad para arrancar sin necesidad de una fuente externa de energía (black start) las convierte 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** en página 10).

Central Trapén / Fuente: Enlasa.

2.2. 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.

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



Fuente: Elaboración propia en base a datos del Coordinador Eléctrico Nacional, "Operación Real". Disponible en: https://www.coordinador.cl/operacion/graficos/operacion-real/generacion-real

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 m^3/día. En contraste, la operación sostenida de todas las unidades diésel a plena carga durante un día requeriría del orden de 25.000 m^3/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.

3. 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.

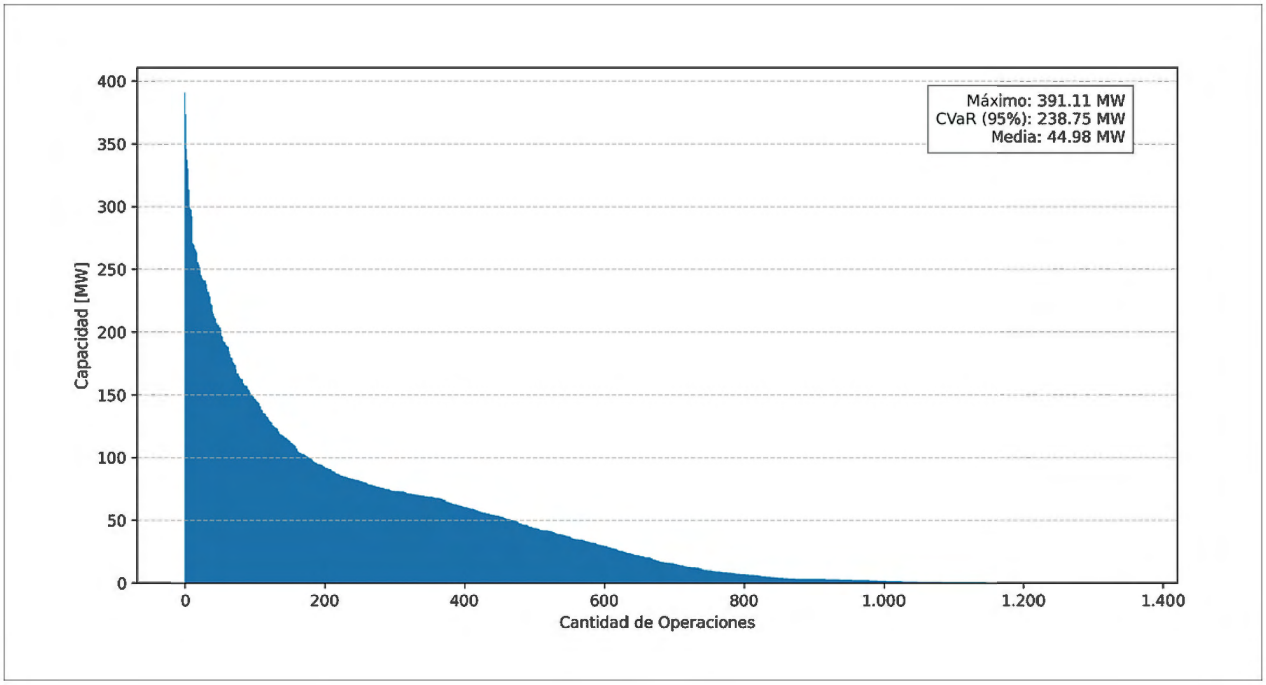
Hallazgos Derivados del Análisis Histórico

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.

Central San Lorenzo / Fuente: Enlasa.

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.



Fuente: Elaboración propia en base a datos del Coordinador Eléctrico Nacional, "Operación Real". Disponible en: https://www.coordinador.cl/operacion/graficos/operacion-real/generacion-real

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):** Se estima 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**: 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.

  Sin embargo, 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-start[11].

  - En Australia, el operador AEMO está incorporado recursos Grid-Forming (GFM) como parte de los activos disponibles en los planes de recuperación del sistema[12].

11 NESO, “Electricity System Restoration Assurance Framework 2024/25”, [En línea]. Disponible en: https://www.neso.energy/document/299311/download

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

- 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.

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.

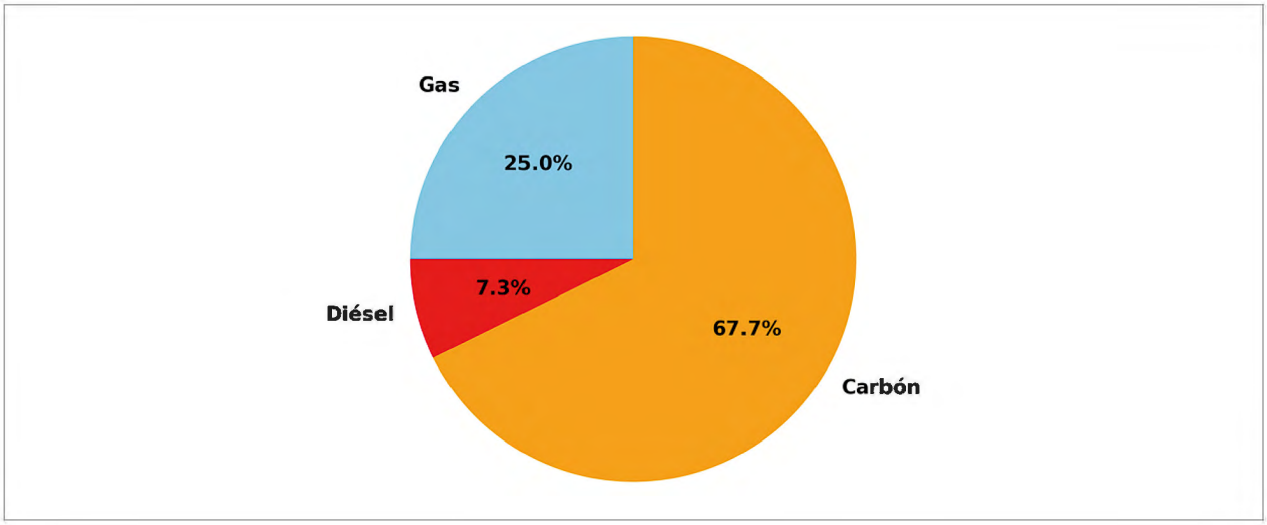
  A partir de los resultados de simulaciones realizadas para el horizonte 2030, el informe concluye que la formación de reserva hídrica puede gestionarse de forma más eficiente sin necesidad de recurrir al despacho adicional de unidades diésel (o, al menos, minimizando su despacho).

  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 CO_2, 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 CO_2 (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 6[13] .

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



Fuente: International Energy Agency. Chile.
Disponible en: https://www.iea.org/countries/chile/electricity

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.

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

4. 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 m^3, 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 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.

Central San Lorenzo / Fuente: Enlasa.

5. 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 existentes[14], 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.

14 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.

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 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, ofreciendo un potencial relevante de flexibilidad en el 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.

EVALUACIÓN DE LA CAPACIDAD DE GENERACIÓN TÉRMICA DE RESPALDO DIÉSEL CONECTADA A NIVEL DE TRANSMISIÓN:

DESAFÍOS PARA LA EFICIENCIA Y LA DESCARBONIZACIÓN

ISCI INSTITUTO SISTEMAS COMPLEJOS DE INGENIERÍA

FUNDACIÓN CHILE SUSTENTABLE
Propuesta ciudadana para el cambio