



REPORTE MENSUAL

Sector Eléctrico

Agosto 2024

REPORTE MENSUAL

Sector Eléctrico

• Editorial	3-4
• 1. Análisis de Operación	5-6
Generación	
Hidrología	
Costos Marginales	
• 2. Proyección de Costos Marginales Systep	7
• 3. Análisis por Empresa	8-9
• 4. Suministro a Clientes Regulados	10
• 5. Energías Renovables No Convencionales	12
• 6. Expansión del Sistema	12
• 7. Proyectos en SEIA	13
• 8. Seguimiento Regulatorio	14

CONTENIDOS

© Systep Ingeniería y Diseños elabora este Reporte Mensual del Sector Eléctrico en base a información de dominio público. El presente documento es para fines informativos únicamente, por lo que los clientes podrán considerar este informe sólo como un factor en la toma de sus decisiones de inversión, desligándose Systep de los resultados obtenidos, directa o indirectamente, producto de dichas acciones. La veracidad de la información recopilada en el presente documento no es puesta en duda por Systep, no haciéndose responsable por su exactitud ni su integridad. Los análisis, proyecciones y estimaciones que se presentan en este Reporte reflejan distintos supuestos definidos por Systep, los cuales podrán o no estar sujetos a discusión. Systep no se hace responsable por las consecuencias derivadas del uso de los análisis, proyecciones y estimaciones publicados en este Reporte. La frecuencia de publicación de este Reporte queda a discreción de Systep. Se autoriza la reproducción parcial o total de este informe sujeta a que se cite como fuente a Systep.

Nuevamente la contingencia reactiva el debate en el Sector de Distribución

Ya ha pasado cerca de un mes desde las interrupciones de suministro que afectaron a más de 2.4 millones de clientes entre la Región Metropolitana y la Araucanía, dejando en sus momentos más álgidos más de un millón de consumos sin suministro en la Región Metropolitana, y a un porcentaje de ellos sin electricidad por varios días¹. Entendiendo la frustración de quienes se vieron afectados y que derivaron en respuestas-propuestas alimentadas por el calor de la contingencia, es que, en esta editorial, queremos tratar de establecer algunos puntos de la manera más objetiva posible, para evitar caer en la tentación de buenos y malos en torno al debate de la confiabilidad en los sistemas de distribución.

Antecedentes una discusión informada

Sobre la magnitud del evento

Es importante señalar que nunca desde que se tienen datos históricos se había enfrentado un temporal con velocidades de viento como las registradas. En efecto, la velocidad máxima registrada llegó a los 124 km/h en tanto que la mayor registrada hasta antes del evento era de tan solo 70 km/h² (acá vale la pena recordar que la presión del viento sobre un cuerpo depende de la velocidad al cuadrado y, por tanto, aumentar al doble la velocidad significa aumentar cuatro veces su energía). Así, la potencia del temporal generó la caída de árboles completos que a su vez destruyeron el tendido eléctrico de algunas redes de distribución, causando en Enel Distribución más de 600.000 clientes (aprox. 1/3 de sus clientes) sin suministro en más de 200 alimentadores fallados³ (aprox. 40% de sus alimentadores).

Es prácticamente imposible evitar pérdidas de suministro en un evento de esta magnitud y sin precedentes. Por lo tanto, en lugar de preguntarnos qué podríamos haber hecho para evitar esta catástrofe en Santiago, debemos enfocarnos en cómo estar mejor preparados en caso de que un evento de baja probabilidad y alto impacto nos afecte nuevamente. En otras palabras, necesitamos encontrar la manera de generar incentivos tanto para que distintos actores puedan actuar eficazmente frente a la emergencia y como para aumentar la resiliencia de nuestro sistema de distribución.

Sobre la utilidad de los medidores inteligentes en este evento

Representantes de empresas y autoridades han señalado la necesidad de la instalación de medidores inteligentes, incluso afirmando que era imposible para la empresa conocer dónde había interrupción de servicio producto de la ausencia de estos artefactos y que, de haber existido, la respuesta frente a la contingencia hubiese sido más rápida. Efectivamente las empresas de distribución no cuentan con información en tiempo real del consumo de los usuarios domiciliarios conectados a sus redes y que cuando éstos pierden el suministro se enteran mayoritariamente producto del llamado de los afectados. No obstante, sí cuentan con información de la potencia que fluye por la red de media tensión y la conectividad de la misma. Por lo que tal información más los llamados de los clientes permitirían

determinar la magnitud de los clientes afectados, pero ninguna de ellas entrega información acerca del daño que sufrió la infraestructura, lo que sólo se consigue en terreno. Entonces, ¿conocer inmediatamente qué clientes fueron afectados habría cambiado en el algo el desarrollo de los eventos? Y la respuesta es que en un evento de esta magnitud poco se habría conseguido, ya que las acciones para la reposición de servicio (retiro de árboles y reconstrucción de redes) es de una escala de tiempo mucho mayor a los ahorros de minutos que hubiese significado una identificación de las fallas a través de los medidores inteligentes.

Lo anterior, en ningún caso significa desconocer que los sistemas de distribución deben avanzar hacia mayores niveles de digitalización y de observabilidad, pero esto debe ser siempre de manera costo-efectiva, por ejemplo, en este tipo de sistemas donde la operación es mayoritariamente radial (cada consumo tiene un único camino de alimentación) bastaría con conocer la información en algunos puntos estratégicos de la red y no en todos los puntos de consumo para estimar el estado del sistema de distribución.

Sobre la provisión pública del servicio de distribución

Otro de los anuncios disruptivos, y que afortunadamente no encontró eco en el país, fue la posibilidad de que el Estado se hiciera cargo del negocio de distribución. En este punto, si bien nuestra opinión es que debería seguir en manos privadas, toda vez que el estado tiene elementos urgentes en los cuales es vital su participación (ej., Salud, Educación), es importante desdramatizar el debate y permitir que la discusión se haga de manera informada, y así los agentes construyan su opinión a favor o en contra no sólo porque aparece la frase provisión pública del servicio. Por ejemplo, Uruguay⁴ y Costa Rica⁵, que son países con economías de libre mercado como la nuestra, presentan empresas públicas de distribución, así como un importante número de países en el resto del mundo⁶. Se debe destacar, además, que no existe evidencia de que las empresas públicas provean un mejor o peor servicio de distribución que las empresas privadas, por lo que no hay garantía que la administración por parte del Estado produzca una mejoría en el servicio.

Preguntas para la determinación de responsabilidades

Nada impide que un evento así vuelva a suceder y por tanto se debe estar preparado, sobre todo considerando que se espera que producto del cambio climático los eventos extremos sean cada vez más intensos y habituales⁷. Es por esta razón que es sumamente importante entender en qué se falló para que a partir de un diagnóstico informado se pueda avanzar en potenciales soluciones. La magnitud del problema que se enfrentó no es responsabilidad de un único actor y de esta manera la Superintendencia de Electricidad y Combustible, SEC, mandatada a revisar la continuidad de la concesión de Enel Distribución, tiene el deber de analizar objetivamente la situación para que así se puedan sacar lecciones relevantes para el futuro.

¹ [Unas 6,7 millones de personas fueron afectadas por cortes de luz: El detalle de las comunas más golpeadas | Emol](#)

² [Santiago registra vientos récords de más de 120 km/h - La Tercera](#)

³ [Enel dice: "Desde 2010 que no había una situación tan compleja" - Emol](#)

⁴ [Portal UTE | Transformando con energía nuestro país.](#)

⁵ [Grupo ICE](#)

⁶ [The Critical Link: Empowering Utilities for the Energy Transition - World Bank](#)

⁷ [IPCC AR6 Working Group 1: Summary for Policymakers | Climate Change 2021: The Physical Science Basis](#)

Respecto a la responsabilidad de la empresa de distribución, algunas preguntas que se deberían responder son ¿Tiene la empresa de distribución la obligación de estar preparada para eventos de baja probabilidad y alto impacto (resiliencia)? ¿podría haberse preparado de mejor manera? ¿tiene la empresa de distribución la responsabilidad de responder diligentemente frente a este evento? Frente a estas preguntas, claramente tanto la autoridad como la empresa deberán presentar evidencia contundente, puesto que sólo así podremos aprender y prepararnos para el futuro.

Concerniente a la obligación previa, es importante recordar que la fijación tarifaria busca remunerar una empresa eficiente que opera en “estado normal” manteniendo ciertos niveles de calidad y seguridad de servicio. La empresa modelo debe cumplir con la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución⁸, que tiene métricas de cumplimiento de estándares que no consideran las situaciones de catástrofe. De esta manera, ni la empresa modelo ni la real están diseñadas (en términos de infraestructura) ni dimensionadas (en términos de recursos de operación, mantenimientos e inventario) para un evento de la magnitud registrada a inicios de este mes. En otras palabras, la regulación actual no genera los incentivos ni establece las obligaciones para que una empresa de distribución sea resiliente.

Frente a la pregunta sobre la preparación adecuada, se debe reiterar que la principal causa de interrupción fue la caída de árboles y consecuente destrucción de infraestructura de soporte (ej., postes), y por lo tanto una eventual “solución previa” hubiese sido la poda adecuada de árboles cercanos al tendido eléctrico y el retiro de árboles (tala) con peligro de caída. En este punto, hay que ser enfáticos, es una responsabilidad compartida entre las empresas de distribución y las municipalidades. En efecto, las empresas de distribución no pueden llegar y cortar árboles a su antojo, por ejemplo, el DS 327 (artículos 217 y 218) establece que las empresas eléctricas deben evitar la poda o corte de los árboles. En el caso que sea inevitable, la empresa eléctrica puede hacerlo, pero debe solicitar autorización a las municipalidades y/o a los propietarios e indemnizarlos. En específico, la SEC a través del Pliego Técnico RPTD N°07⁹ establece la responsabilidad de la empresa de distribución en una franja de seguridad de dos metros (artículo 4.10) y la obligación de monitorear el estado de árboles cercanos a dicha franja (artículo 4.11).

En este sentido, la SEC deberá revisar si las solicitudes de podas y corte dentro de la franja de seguridad se realizaron y si tales solicitudes tuvieron respuesta o no por parte de las municipalidades. Así, en caso de haberse presentado solicitudes y no habiendo respuesta de las municipalidades, era imposible la realización del trabajo preventivo, por lo que la responsabilidad recaería en la municipalidad. En cambio, de haber solicitud de la empresa, y aprobación de la municipalidad, y el trabajo no se realizó, entonces la responsabilidad sería de la distribuidora. Por lo tanto, para una correcta asignación de responsabilidades, es fundamental que la SEC incorpore en su análisis la diligencia de los municipios en este proceso. Análogamente, para aquellos árboles fuera de la franja de dos metros pero que con su caída sobre el tendido eléctrico provocaron interrupciones de suministro, la SEC tendrá que revisar si hubo información de “árboles sospechosos” por parte de las empresas a las municipalidades, y si estas últimas hicieron algo al respecto.

Finalmente, respecto a la acción diligente de la compañía durante la crisis, será función de la SEC determinar si el conjunto de

recursos disponibles se utilizó de forma eficiente, considerando, obviamente, que tales recursos se encontraban sobrepasados en un evento de esta magnitud. En este sentido, es importante, destacar la eventual responsabilidad de la propia SEC en la disponibilidad de los recursos del Estado para el manejo de esta crisis, esto porque la propia Norma Técnica de Calidad y Servicio de los sistemas de distribución incluye la definición del Estado Anormal Agravado (cuando parte importante de las instalaciones de distribución se encuentran destruidas) y la encargada de realizar tal calificación es la SEC (lo que en este caso no se realizó), y puede considerar para estos efectos la declaración de un Estado de Excepción Constitucional (DS del Presidente de la República), que habilita el involucramiento de recursos disponibles en otras instituciones.

En suma, se debe analizar la actuación de las empresas de distribución, de las municipalidades y de la propia SEC, de manera de identificar falencias en todos los actores y a partir de ahí prepararnos mejor.

Cómo avanzar hacia una solución

Problemas complejos no tienen soluciones sencillas ni a costo cero. De esta manera, es importante que cualquier solución se analice desde una perspectiva de costos y beneficios y que se considere la dimensión de equidad en la solución. Por ejemplo, para el caso particular del evento de agosto, muchas voces aparecieron indicando la necesidad de soterrar ¿pero es necesario soterrar todo Santiago si 2/3 de los clientes no sufrieron interrupciones prolongadas?, ¿debe toda la ciudadanía concurrir en el pago de infraestructura para satisfacer requerimientos de confiabilidad adicional de algunos ciudadanos?, en este último punto, no sería más eficiente que quienes tengan requerimientos de confiabilidad especial y tengan los recursos tomen coberturas al respecto (ej., generación local, sistemas de almacenamiento) y aquellos sin los recursos pero con requerimientos de confiabilidad especial (ej., electrodependientes) sean apoyados localmente por el Estado. Consecuentemente, soluciones globales (ej., soterrar) deben realizarse si y solo si es eficiente hacerlo, puesto que alzas en las tarifas terminan siempre afectando a la población más vulnerable quienes usan una parte importante de sus ingresos en satisfacer servicios básicos.

Finalmente, y aprovechando el renovado interés de legisladores y autoridades en este segmento, en vez de realizar modificaciones al calor de la contingencia (ya se han presentado cuatro iniciativas legales durante agosto para el aumento de sanciones e incrementos en el valor de las compensaciones, tres por parte del parlamento¹⁰ y una por parte del ejecutivo¹¹), **se debería retomar la discusión integral sobre la reforma de la distribución**, ya que el esquema actual, que ha sido exitoso en disminuir costos de distribución (eficiencia productiva), no lo ha sido en alcanzar estándares de calidad acordes con las necesidades actuales del país y menos aún en preparación para eventos de baja probabilidad y alto impacto. Si se quiere avanzar en planes vinculantes que puedan ser exigidos y supervisados por la autoridad, se debe dejar atrás la empresa modelo para pasar a planes de inversión aprobados por la autoridad, cuya remuneración se asegure, y que estén complementados con esquemas de incentivos y penalizaciones para garantizar el uso eficiente de los recursos.

⁸ Norma Técnica de Distribución - CNE

⁹ Pliego Técnico Normativo RPTD N°07 - SEC

¹⁰ Boletines: [17058-03](#), [17057-08](#) y [17030-08](#)

¹¹ [Modificaciones incorporadas en proyecto de Ley de Subsidios Eléctricos del 26/08/2024](#)

GENERACIÓN

En el mes de julio, la generación total del SEN fue de 7.358 GWh/mes, con una variación de 1,7% respecto a junio de 2024 (7.233 GWh/mes) y con una variación de 2,5% a la de julio de 2023 (7.179 GWh/mes) (Ver Figura 1.1).

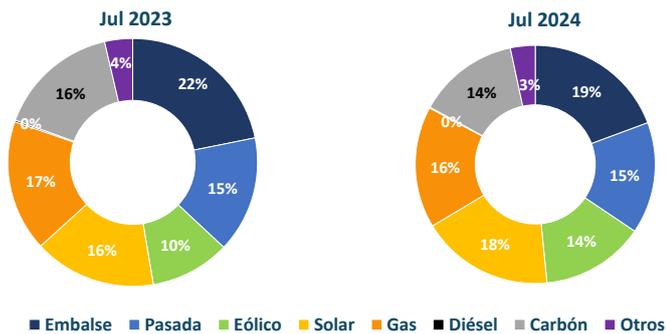
La participación de la generación hidráulico, gas, diésel, carbón se redujo en un 9%, 1%, 44%, 11% respectivamente en relación con julio de 2023. En contraste, la participación de la generación eólico, solar aumentaron en un 38%, 16% respectivamente en relación con julio de 2023.

Con respecto a la generación bruta del mes de julio, la potencia máxima generada fue de 11.573 MW el día 9, y la mínima fue de 7.877 MW el día 7. La Figura 1.2 muestra el ciclo de la generación durante el mes de julio, la cual es más alta durante los días hábiles y más baja durante los fines de semana y festivos.

Durante el mes de julio estuvieron en mantenimiento mayor las centrales hidráulicas: Rapel (31 días), Alfalfal 2 (31 días), Colbún (12 días), Antuco (8 días), Cipreses (4 días) y La Confluencia (3 días); a gas: Atacama 2 (31 días), Nehuenco II (24 días), Atacama 1 (6 días), Tocopilla-U16 (4 días) y Nueva Renca (3 días); a carbón: Guacolda 5 (9 días); y eólicas: PE Sierra Gorda Este (3 días).

Figura 1.1:
Energía mensual generada en el SEN

Fuente: CEN



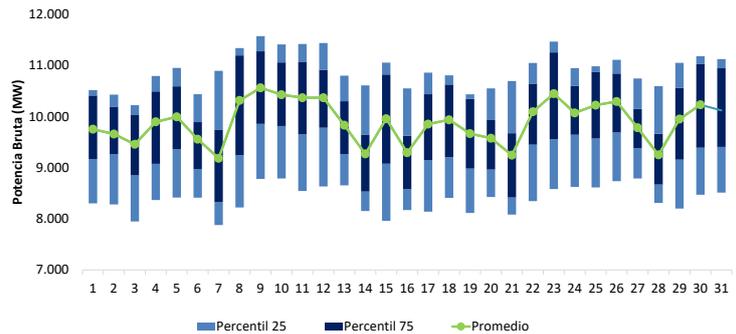
7.179
GWh/mes

Generación
total del mes

7.358
GWh/mes

Figura 1.2:
Generación bruta del SEN

Fuente: CEN



11.573 MW
máxima

Potencia
Mes

7.877 MW
mínima

HIDROLOGÍA

En julio la energía embalsada en el SEN superó tanto el nivel del año anterior como el promedio mensual histórico entre los años 1994 – 2023. Durante julio, el promedio de energía embalsada representó el 145% del promedio mensual histórico 1994 – 2023 (ver Figura 1.3). En lo que va del año hidrológico 2024/2025 (junio 2024), el nivel de excedencia observado es igual a 56,3%, es decir, se ubica en el 43,7% de las hidrologías más secas observadas a igual fecha.

Figura 1.3:
Energía almacenada en principales embalses

Fuente: CEN



Para mayor detalle de la operación del Sistema, ver [Estadísticas System](#), sección Datos de Operación del SEN.

COSTOS MARGINALES

En julio de 2024 el costo marginal de la barra Crucero 220 fue de 45,7 US\$/MWh, lo cual registró una variación de -15,6% con respecto a junio de 2024 (54,1 US\$/MWh), y una variación de -23,8% respecto a julio de 2023 (59,9 US\$/MWh). Los costos en demanda alta fueron determinados por el carbón (ver Figura 1.4).

Por su parte, el costo marginal de la barra Alto Jahuel 220, en julio de 2024 fue de 47,1 US\$/MWh, lo cual registró una variación de -10,1% con respecto a junio de 2024 (52,4 US\$/MWh), y una variación de -19,3% respecto a julio de 2023 (58,4 US\$/MWh). Los costos en demanda alta fueron determinados por el gas (ver Figura 1.5).

Figura 1.4:
Principales costos variables y costo marginal promedio diario de junio para Crucero 220 kV

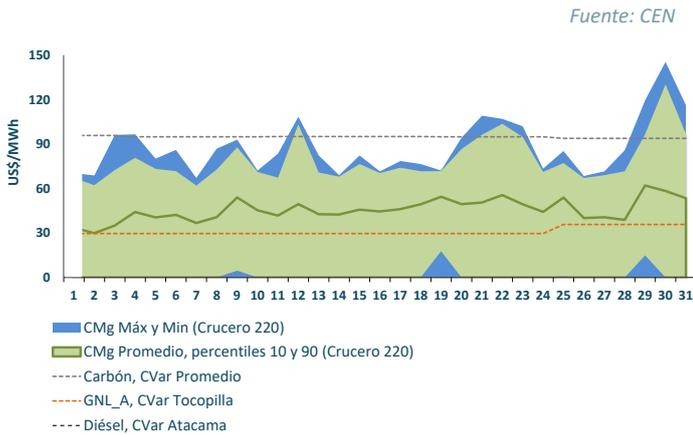
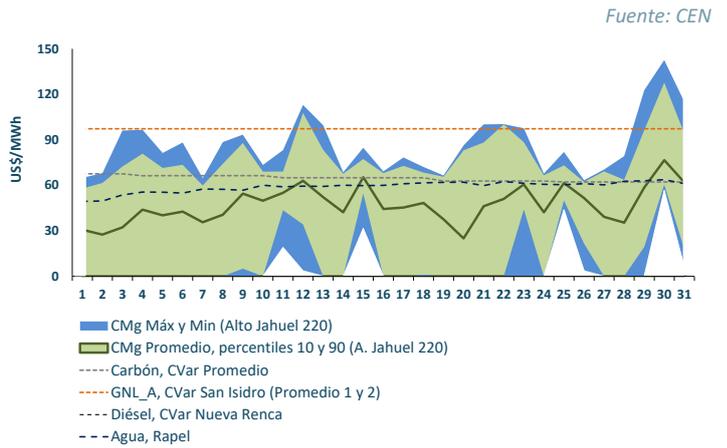


Figura 1.5:
Principales costos variables y costo marginal promedio diario de junio para Alto Jahuel 220kV



Durante el mes de julio se observaron variaciones de costos marginales a lo largo del SEN, fundamentalmente debido a la congestión en las líneas de transmisión que unen el norte – centro y el centro – sur del sistema (ver Figura 1.6). El total de desacoples del SEN fue de 275 horas.

Los tramos que presentaron desacoples con mayores costos promedio fueron: S. Miguel 066 - Talca2 066 (5 horas), Chiloé 220 - Chiloé 110 (3 horas), Nirivilo 066 - Tap. Central S. Javier 066 (2 horas), y Pinatas 066 - Tap. Manzano 066 (12 horas), con un desacople promedio de: 290,8 US\$/MWh, 274,3 US\$/MWh, 212,1 US\$/MWh, y 163,1 US\$/MWh, respectivamente (ver Tabla 1.1).

Figura 1.6:
Costo marginal promedio de mayo en barras representativas del sistema

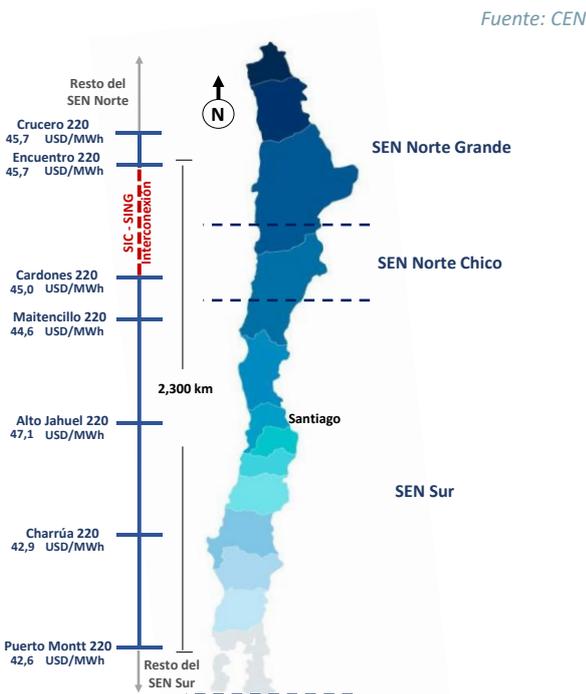


Tabla 1.1:
Desacople promedio por tramo congestionado en sistema de transmisión

LÍNEAS CON DESACOPLES	HORAS	DESACOPLE PROMEDIO USD/MWh
S. Miguel 066 - Talca2 066	5	290,8
Chiloé 220 - Chiloé 110	3	274,3
Nirivilo 066 - Tap. Central S. Javier 066	2	212,1
Pinatas 066 - Tap. Manzano 066	12	163,1
Charrúa 154 - L. Ángeles 154	36	45,3
Charrúa 220 - Santa Clara 220	83	42,8
P. E. Los Buenos Aires 066 - Negrete 066	6	41,1
Polpaico 500 - N. P. Azúcar 500	22	35,3
C. Navia 220 - C. Navia 110	22	32,7
Lastarria 220 - Ciruelos 220	29	26,5

Los costos marginales presentados provienen del portal de estadística del CEN, que no se encuentra ajustados mediante el informe de Balance de Transferencias.

Para mayor detalle sobre precios del Sistema, ver *Estadísticas System*, sección Precios del SEN.

2.

PROYECCIÓN SYSTEP DE COSTOS MARGINALES A 12 MESES

Conforme a los antecedentes publicados en los últimos balances e informes de programación y operación del Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), se realizó una proyección de la operación del SEN y los respectivos costos marginales a 12 meses. Considerando el comportamiento real de la demanda a la fecha, la proyección de la demanda considera un crecimiento total de 3,4% para el año 2024 respecto del año 2023. Se definieron tres escenarios de operación distintos: un Caso Base, que considera los supuestos descritos en la Tabla 2.1; un Caso Bajo, que considera una baja de 10% de los costos de combustibles; y un Caso Alto, en el cual solamente San Isidro y U16 tienen disponibilidad de gas, junto con un aumento de 10% de los costos de combustibles.

Es importante mencionar que, dadas las posibles modificaciones al plan de obras de generación y transmisión considerado, junto a la postergación de los mantenimientos informados por el Coordinador, no es posible garantizar que los supuestos anteriores se verifiquen en la práctica exactamente como se modelaron, pudiendo existir divergencias en los costos marginales proyectados con respecto de los valores reales.

En los siguientes 12 meses se espera la entrada en operación comercial de 3.896,2 MW de nueva capacidad, de los cuales 1.436,6 MW son solares, 1.217,6 MW son eólicos, 150,0 MW corresponden a embalses, 142,0 MW a biomasa, 40 MW a diésel y 910,0 MW a almacenamiento.

La Figura 2.1 muestra un análisis estadístico de los costos marginales proyectados por Systep para barras representativas del SEN en los siguientes 12 meses, con distintos percentiles que dan cuenta del efecto de considerar simultáneamente tanto la variabilidad hidrológica, como los niveles de demanda que pueden ocurrir dentro de cada mes.

La línea azul muestra el promedio estadístico de los costos marginales para cada barra. El área azul contiene el 90% de los costos marginales proyectados (registros entre el percentil 5% y 95%), contabilizando todos los bloques e hidrologías simuladas, mientras que el área celeste incluye el 100% de los valores estimados (registros entre el percentil 0% y 100%).

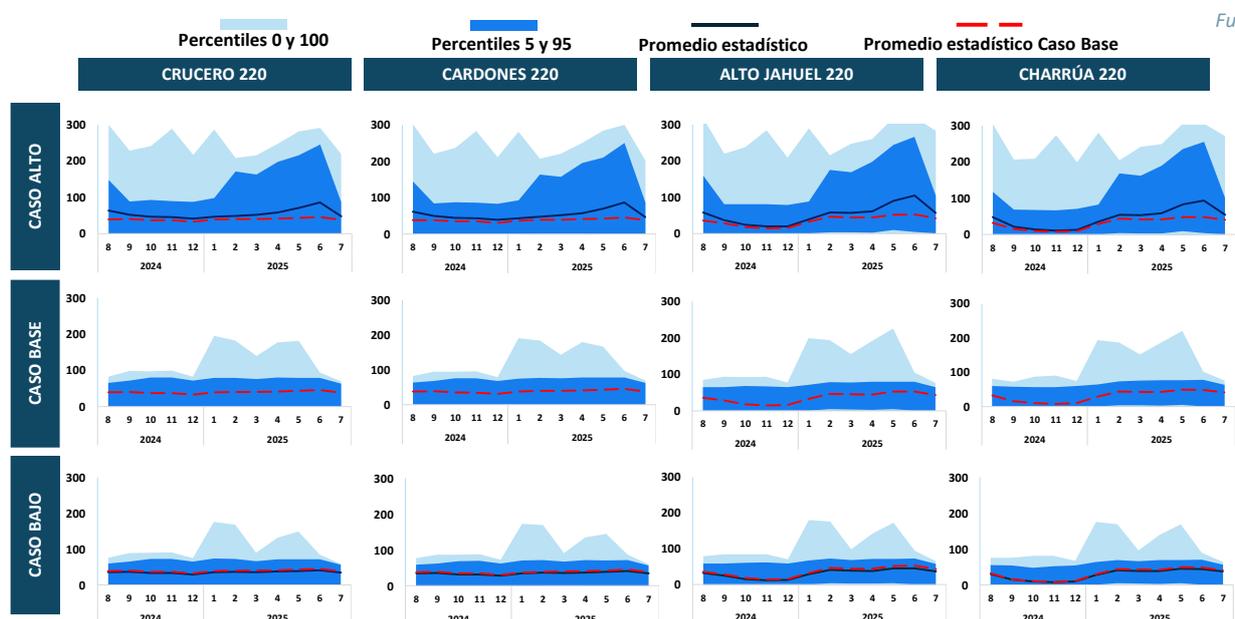
Se destaca que, durante este mes, la demanda creció a una tasa menor a la observada en meses anteriores, debido a los prolongados cortes de energía eléctrica ocasionados por los fuertes vientos en la zona centro-sur del país el 1 de agosto.

Tabla 2.1:
Supuestos considerados en las simulaciones

SUPUESTOS		BAJO	BASE	ALTO
Crecimiento demanda		3,4%	3,4%	3,4%
Precios Combustibles				
CARBÓN US\$/Ton	Mejillones*	298	331	364
	Angamos*	136	152	167
	Guacolda*	129	144	158
	Andina	172	191	210
	Hornitos	172	191	210
	N. Ventanas	144	160	176
DIESEL US\$ / Bbl (Quintero)	Quintero	131	146	160
	Mejillones	116	129	142
GNL US\$ / MM Btu	San Isidro 1	6	7	7
	Nehuenco 1	9	10	-
	Mejillones CTM3	7	8	-
	U16	8	9	9
	Kelar (1)	7	8	-
GN US\$ / MM Btu	San Isidro 2	6	7	-
	U16 (2)	9	10	-
	Nehuenco 2	7	8	-
	Nueva Renca	8	9	-

*Se considera el promedio de las unidades

Figura 2.1:
Costos marginales proyectados por barra (US\$/ MWh)



Fuente: Systep

3.

ANÁLISIS POR EMPRESA

En julio, Enel aumentó su generación en base a gas natural, hidro, solar, eólico, mientras que disminuyó su generación en base a carbón, y GNL. Por su parte, Colbún aumentó su producción en base a diésel, carbón, solar, mientras que disminuyó su generación en base a hidro, gas natural y GNL. AES Andes aumentó su generación a hidro, solar, eólico, mientras que disminuyó su generación en base a carbón. Engie aumentó su producción en base a carbón, gas natural, eólico, mientras que disminuyó su generación en base a hidro y solar.

Por último, Tamakaya aumentó su producción en base a GNL.

En julio, las empresas Colbún, AES Andes, Tamakaya fueron excedentarias, mientras que Enel, Engie fueron deficitarias.

Empresa:
ENEL CHILE

GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

TECNOLOGÍA	Jul 2023	Jun 2024	Jul 2024
Diésel	0	0	0
Carbón	0	11	0
Gas Natural	234	419	421
GNL	318	44	23
Hidro	1.428	1.361	1.441
Solar	249	237	247
Eólico	125	164	199
Geotérmica	45	27	27
TOTAL	2.399	2.264	2.358

VALOR DEL AGUA PROMEDIO (US\$/MWh)

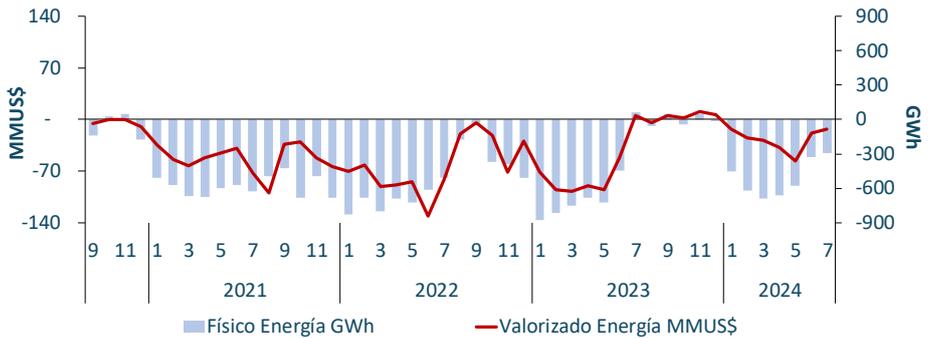
CENTRAL	Jul 2023	Jul 2024
Embalse Ralco	33	47

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Jul 2023	Jul 2024
San Isidro GNL_A (TG1+TV1, prom. I y II)	98,3	97,3
San Isidro GN_A (TG1+TV1, prom. I y II)	77,5	59,2
Taltal Diésel (Prom. I y II)	0,0	0,0
Atacama Diésel (TG1A+TG1B+TV1C)	161,6	187,1

TRANSFERENCIA DE ENERGIA

ÍTEM	Jul 2024
Total Generación (GWh)	2.358
Total Retiros (GWh)	2.650
Transf. Físicas (GWh)	-292
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-13



Empresa:
COLBÚN

GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

TECNOLOGÍA	Jul 2023	Jun 2024	Jul 2024
Diésel	0	0	2
Carbón	50	43	75
Gas Natural	0	153	77
GNL	217	107	66
Hidro	755	554	523
Solar	33	33	36
Eólico	0	0	0
Total	1.055	891	779

VALOR DEL AGUA PROMEDIO (US\$/MWh)

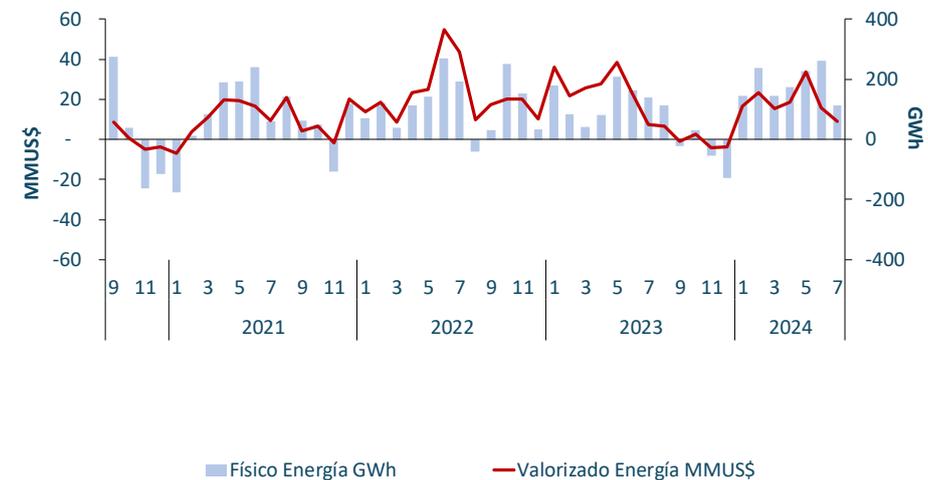
CENTRAL	Jul 2023	Jul 2024
Embalse Colbún	2	42

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Jul 2023	Jul 2024
Santa María	84,2	61,0
Nehuenco GNL_A (TG1+TV1, Prom. I y II)	102,4	102,5
Nehuenco GN_A (TG1+TV1, Prom. I y II)	79,2	59,9
Nehuenco Diesel (TG1+TV1, Prom. I y II)	145,1	180,3

TRANSFERENCIA DE ENERGIA

ÍTEM	Jul 2024
Total Generación (GWh)	779
Total Retiros (GWh)	665
Transf. Físicas (GWh)	114
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	9



GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

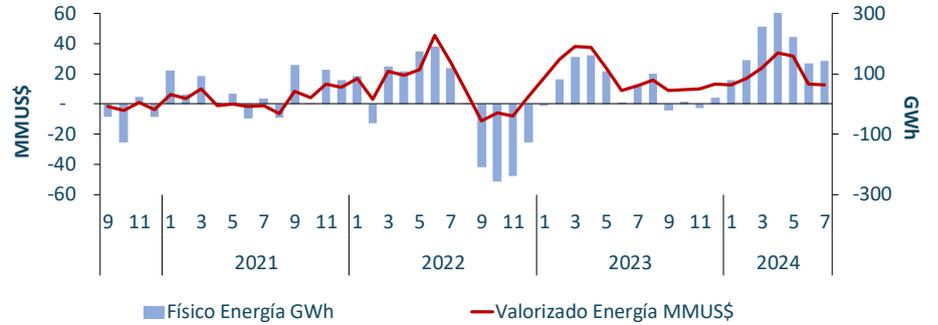
TECNOLOGÍA	Jul 2023	Jun 2024	Jul 2024
Diésel	0	0	0
Carbón	770	654	628
Gas Natural	0	0	0
GNL	0	0	0
Hidro	33	56	58
Solar	15	10	13
Eólico	34	57	60
Total	853	777	759

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Jul 2023	Jul 2024
N. Ventanas y Campiche	87,5	65,3
Angamos (prom. 1 y 2)	67,9	62,4
Norgener (prom. 1 y 2)	89,1	0,0

TRANSFERENCIA DE ENERGIA

ÍTEM	Jul 2024
Total Generación (GWh)	759
Total Retiros (GWh)	615
Transf. Físicas (GWh)	144
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	12



GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

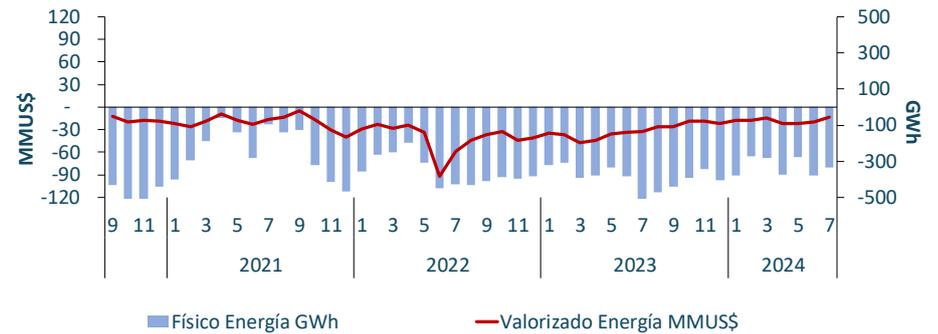
TECNOLOGÍA	Jul 2023	Jun 2024	Jul 2024
Diésel	0	0	0
Carbón	55	98	169
Gas Natural	104	198	212
GNL	0	0	0
Hidro	26	24	19
Solar	70	49	37
Eólico	36	33	36
Total	291	403	473

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Jul 2023	Jul 2024
Andina Carbón	173,4	81,3
Mejillones Carbón	180,0	180,0
Tocopilla GNL_A (U16-TG1+TV1)	71,7	31,0

TRANSFERENCIA DE ENERGIA

ÍTEM	Jul 2024
Total Generación (GWh)	473
Total Retiros (GWh)	809
Transf. Físicas (GWh)	-336
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-13



GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

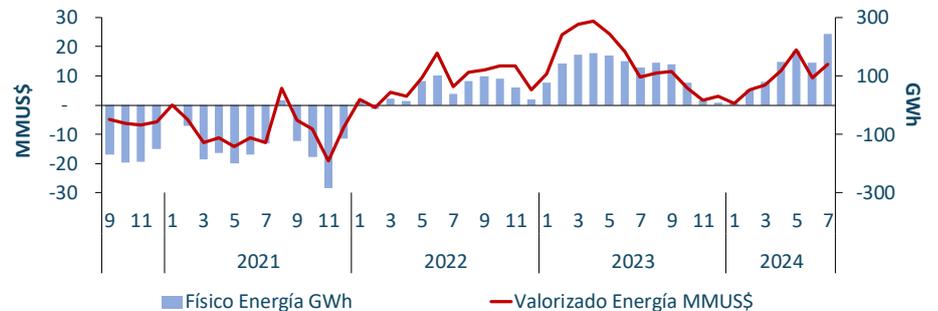
TECNOLOGÍA	Jul 2023	Jun 2024	Jul 2024
Diésel	0	0	0
Carbón	0	0	0
Gas Natural	0	0	0
GNL	142	172	252
Hidro	0	0	0
Solar	0	0	0
Eólico	0	0	0
Total	142	172	252

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Jul 2023	Jul 2024
Kelar GNL_A (TG1 + TG2 + TV)	108,8	64,5
Kelar Diesel (TG1 + TG2 + TV)	129,5	144,5

TRANSFERENCIA DE ENERGIA

ÍTEM	Jul 2024
Total Generación (GWh)	252
Total Retiros (GWh)	10
Transf. Físicas (GWh)	242
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	14



4.

SUMINISTRO A CLIENTES REGULADOS

El precio promedio de los contratos firmados entre generadores y empresas distribuidoras para el suministro de clientes regulados, indexado a julio de 2024, es de 99 US\$/MWh para el Sistema Eléctrico Nacional, referidos a barra de oferta (ver Tabla 4.1).

En la Tabla 4.2 se muestran los precios de licitación promedios de algunas empresas distribuidoras, utilizando como referencia la barra de oferta. Se observa que actualmente Chilquinta accede a menores precios, mientras que CGE Distribución accede a los precios más altos en comparación con las restantes distribuidoras.

Los valores de la Tabla 4.1 y 4.2 consideran los contratos adjudicados hasta el proceso 2015/01.

Tabla 4.1:
Precio medio de licitación indexado a julio de 2024 por generador, en barra de oferta*

Fuente: CNE
Elaboración: Systep

EMPRESA GENERADORA	PRECIO MEDIO CONTRATOS US\$/MWh	ENERGÍA AÑO 2024 GWh
ENDESA	116	10,465
E-CL	114	7,600
ENEL GENERACIÓN	66	5,935
El Campesino	115	4,024
AES GENER	100	1,319
ACCIONA	100	1,111
COLBÚN	82	1,000
Abengoa	149	956
IBEREÓLICA CABO LEONES II S.A.	62	860
Aela Generación S.A.	96	858
HUEMUL ENERGÍA (Caman)	51	640
HUEMUL ENERGÍA (Coihue)	51	640
PANGUIPULLI	151	567
CONDOR ENERGÍA (Esperanza)	56	530
CONDOR ENERGÍA (C° Tigre)	55	463
CONDOR ENERGÍA (Tchamma)	52	441
San Juan SpA.	133	422
WPD MALLECO (Malleco)	65	398
HUEMUL ENERGÍA (Ckani)	55	375
Pelumpén S.A.	106	346
PUELCHÉ SUR EÓLICA	57	287
MARIA ELENA SOLAR	38	281
SONNEDIX COX	69	265
Ibereolica Cabo Leones I S.A.	117	196
WPD MALLECO (Malleco II)	65	192
Otros	99	1,565
Precio Medio de Licitación	99	41,735

* Todos los procesos hasta la fecha indexados al 7/2024, ponderado por energía contratada del año 2024

Tabla 4.2:
Precio medio de licitación indexado a julio de 2024 por distribuidora, en barra de oferta*

Fuente: CNE
Elaboración: Systep

EMPRESA DISTRIBUIDORA	PRECIO MEDIO CONTRATOS US\$/MWh	ENERGÍA AÑO 2024 GWh
Enel Distribución	94	14,379
CGE Distribución	103	13,391
Chilquinta	93	3,361
SAESA	95	2,900
Precio Medio Muestra	98	34,032

* Todos los procesos hasta la fecha indexados al 7/2024, ponderado por energía contratada del año 2024

Para mayor detalle sobre Precios de Licitación, ver [Estadísticas Systep](#), sección Precios de licitación SEN.

5.

ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES

De acuerdo con el balance de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) publicado con datos de junio 2024 los retiros de energía afectos a obligaciones establecidos en la Ley 20.257 y la Ley 20.698 fueron iguales a 6.538 GWh, por lo tanto, las obligaciones sumaron 1.079 GWh en total. A su vez, la generación ERNC durante junio fue igual a 2.568 GWh, es decir, se superó en un 138% la obligación ERNC.

La mayor fuente ERNC corresponde al aporte solar que representa un 45% (1.146) seguido por el aporte eólico con un 39% (1.014 GWh), luego los aportes de tipo hidráulico con un 10% (260 GWh) y finalmente la biomasa, que representó un 5% (125 GWh). Por su parte, la generación geotérmica representa un 1% (23 GWh).

Durante julio de 2024 se registró 208,2 GWh de energía solar y eólica vertida, lo que refleja un aumento del 52,8% con respecto a junio de 2024 (136,2 GWh) y una disminución del -30,6% con respecto a julio del 2023 (300,0 GWh), ver Figura 5.2.

Figura 5.1: Generación ERNC histórica reconocida

Fuente: CEN

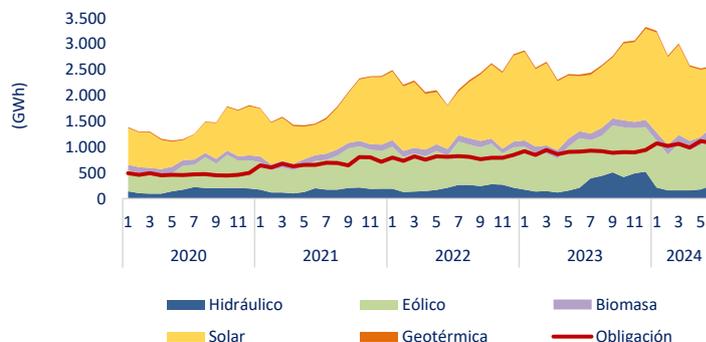
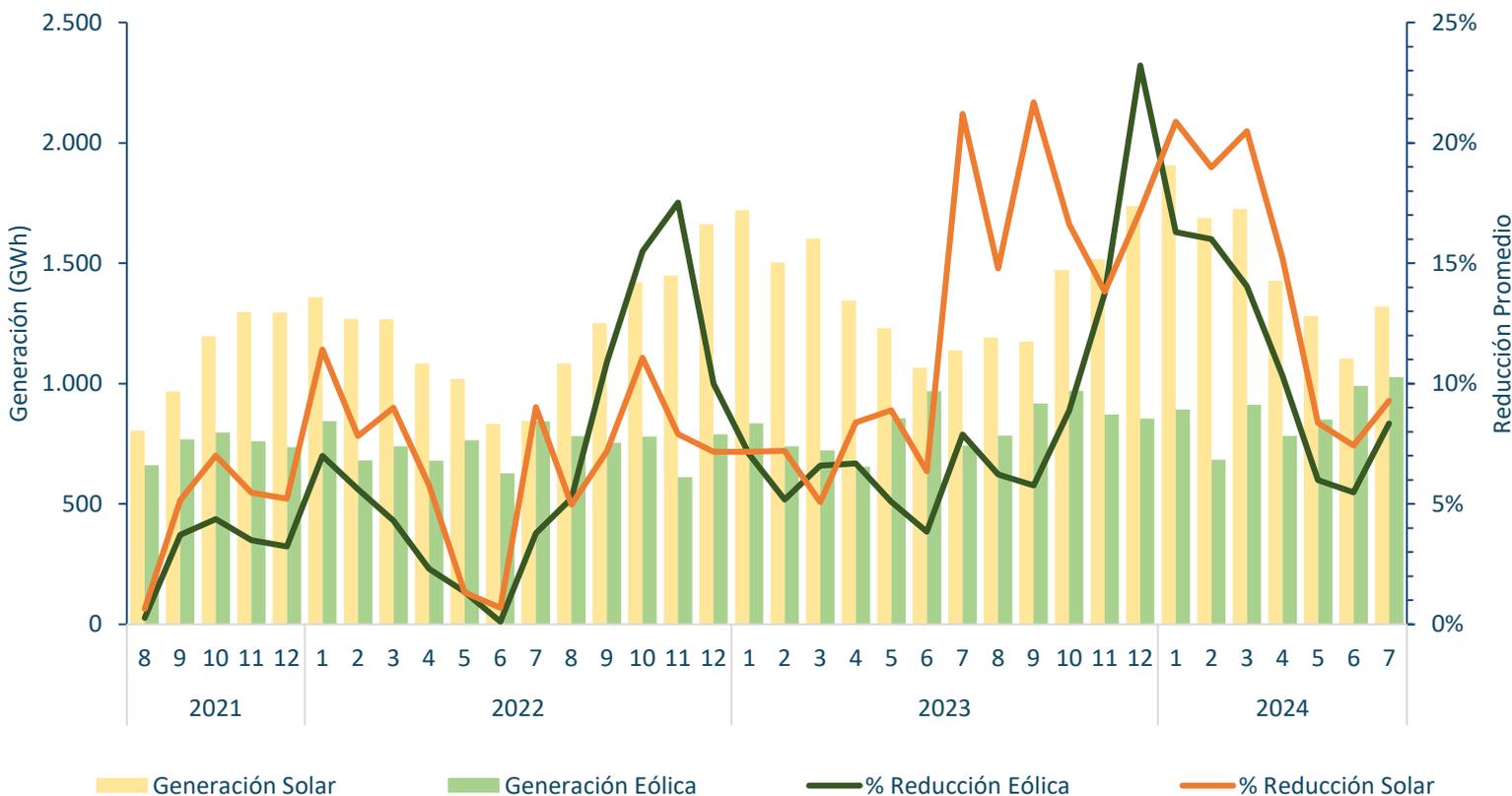


Figura 5.2: Vertimiento renovable desde Nogales al norte histórico

Fuente: CEN



6.

EXPANSIÓN DEL SISTEMA

PLAN DE OBRAS

De acuerdo con la RE N°392 CNE (31 de julio de 2024) que declara y actualiza instalaciones de Generación y Transmisión en construcción, se espera la entrada de 3.008 MW de capacidad instalada en el Sistema Eléctrico Nacional. De estos, 39% corresponde a tecnología solar (1.186 MW), un 23% a tecnología eólica (706 MW), un 2% de tecnología hidráulica (49 MW), un 7% de tecnología solar con BESS (220 MW), un 27% de tecnología BESS (798 MW) y un 2% de tecnología térmica (50 MW).

De acuerdo con la información anterior, la Tabla 6.1 muestra las principales centrales (potencia mayor a 10 MW) del plan de obras de generación de la CNE para los próximos 12 meses.

Tabla 6.1:
Centrales mayores a 10 MW en Plan de Obras a 12 meses

Fuente: CNE

PROYECTO	FECHA ESTIMADA	TIPO DE	POTENCIA NETA (MW)
	DE INTERCONEXION	TECNOLOGIA	
Las Salinas -Etapa 6	jul-24	Solar	24,2
Libertad II	sept-24	Solar	122,0
Libertad III	sept-24	Solar	122,0
PFV Leyda	sept-24	Solar	80,0
Parque Eólico Lomas de TalTal	oct-24	Eólica	342,0
Central Desierto de Atacama (DDA)	oct-24	Solar	270,0
Ampliación Central Gas Teno 10 MW	nov-24	Térmica	10,0
Doña Luzma	dic-24	Térmica	40,0
Parque Fotovoltaico Sol de Vallenar	dic-24	Solar	100,0
Planta Fotovoltaica Aurora Solar	mar-25	Solar	187,0
Quillagua II PV	abr-25	Solar	105,0
Parque Eólico Antofagasta	may-25	Eólica	364,0
Andes III (Etapa 1)	may-25	Solar	175,9
CH Los Lagos	jul-25	Hidráulica	48,7
BESS Tamaya	nov-24	BESS	68,2
Sistema de Almacenamiento Central Desierto de Atacama	dic-24	BESS	110,0
BESS Capricornio	dic-24	BESS	48,0
Quillagua BESS 95MW	ene-25	BESS	95,0
BESS del Desierto	ene-25	BESS	200,0
PFV Gabriela + BESS	abr-25	Solar + BESS	220,0
BESS Andes III (Etapa 1)	may-25	BESS	171,3
BESS Quillagua II	abr-25	BESS	105,0
Capacidad próximos 12 meses			3.008,3

Para mayor detalle sobre expansión del Sistema, ver [Estadísticas System](#), sección Infraestructura del SEN.

PROYECTOS EN EVALUACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL (SEIA)

En el Sistema Eléctrico Nacional, los proyectos de generación en calificación, a julio de 2024, totalizan 16.055 MW con una inversión de MMUS\$ 19.824, mientras que los proyectos aprobados históricos totalizan 83.049 MW con una inversión de MMUS\$ 141.115 (ver Tabla 7.1).

Durante el mes de junio, 4 proyectos entraron en calificación aportando una capacidad de 1.731 MW, de los cuales destacan el Parque Fotovoltaico Altos del Sol de 1.063,4 MW ubicado en Antofagasta y el Parque Fotovoltaico Llanos del Sol de 531,5 MW ubicado en Pozo Almonte.

En este mes se aprobaron 6 proyectos, todos ellos solares (289 MW) y se rechazaron 4 proyectos, también todos solares (610 MW).

Tabla 7.1:

Proyectos de generación aprobados y en calificación de estudio de impacto ambiental en el Sistema Eléctrico Nacional

Fuente: SEIA

TIPO DE COMBUSTIBLE	EN CALIFICACIÓN		APROBADOS	
	POTENCIA (MW)	INVERSIÓN (MMUS\$)	POTENCIA (MW)	INVERSIÓN (MMUS\$)
Eólico	3.326	4.446	16.159	27.081
Hidráulica	0	0	3.926	6.654
Solar	4.718	5.493	40.695	66.208
Gas Natural	1.616	524	6.408	6.314
Geotérmica	0	0	170	710
Diesel	16	5	2.965	6.570
Biomasa/Biogás	0	0	463	932
Carbón	0	0	7.030	13.603
Termosolar	0	0	1.635	8.450
Mixto (Solar + Eólico)	825	841	2.322	2.064
Híbrido (Solar + BESS)	3.275	5.000	788	1.560
Híbrido (Eólico + BESS)	1.480	2.115	432	801
Almacenamiento	800	1.400	50	160
Total	16.055	19.824	83.049	141.115

Para mayor detalle sobre Proyectos en Evaluación SEIA, ver [Estadísticas System](#), sección Infraestructura.

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA



- Se publica en el Diario Oficial DS N°1T de 2024 que fija Precios de Nudos, sus fórmulas de indexación y las condiciones de aplicación de los mismos, para los suministros de electricidad a que se refiere el número 3 del Artículo 147° de la Ley General de Servicios Eléctricos ([ver más](#)).
- Se publica en el Diario Oficial RE N°395 de 2024 que restablece disposición que indica y realiza precisiones en la Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD en Instalaciones de Media Tensión ([ver más](#)).
- Se publica en el Diario Oficial RE N°379 de 2024 que modifica la RE N°334 de 2024 y fija texto refundido de la resolución que establece disposiciones técnicas para la implementación de la Ley N°21.472 modificada por la Ley N°21.667. Esta regula la implementación de la nueva ley de estabilización y descongelamiento de tarifas ([ver más](#)).

MINISTERIO DE ENERGÍA



- Ejecutivo ingresa PdL que amplía la cobertura del subsidio eléctrico a que se refiere el artículo sexto transitorio de la ley N°21.667 e introduce otras medidas de perfeccionamiento a la ley N°18.410 que crea la Superintendencia de Electricidad y Combustibles ([ver más](#)).
- Se publica en el Diario Oficial RE N°29 de 2024 que fija listado de Consumidores con Capacidad de Gestión de Energía correspondiente al Proceso de Reporte de Consumos Energéticos del año 2024 ([ver más](#)).
- Se publica en el Diario Oficial DS N°5T de 2024 que fija tarifas de costos de conexión, estudios y análisis de ingeniería a los que se refiere el inciso cuarto del artículo 79° de la Ley General de Servicios Eléctricos ([ver más](#)).

PANEL DE EXPERTOS



- Disc. 28-2024: Transelec S.A. presentó una discrepancia solicitando al CEN rehacer los cálculos de reasignación de ingresos tarifarios para la Nueva Línea 2x500 kV Pichirropulli - Nueva Puerto Montt, considerando la prórroga de 276 días otorgada por el Ministerio de Energía, conforme a lo dispuesto en el Decreto Supremo N° 20T/2015 modificado por el Decreto Supremo N° 10T/2021 ([ver más](#)).
- Disc. 27-2024: Mantos Copper S.A. presentó una discrepancia solicitando que se deje sin efecto la decisión del CEN contenida en la Carta DE 03731-24, argumentando que la aplicación de los artículos 248 y 249 del Reglamento de la LGSE es improcedente para instalaciones dedicadas de transmisión y que la negativa del CEN representa un cambio de criterio arbitrario y sin justificación normativa ([ver más](#)).

COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL



- Se publica el Estudio de Capacidad Técnica Disponible en Sistemas de Transmisión Dedicados ([ver más](#)).

SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD Y COMBUSTIBLES



- Se publica en el Diario Oficial RE N°26.807 que establece procedimiento para la declaración de instalaciones de hidrógeno según el DS N°13/2022 del Ministerio de Energía ([ver más](#)).



Descargue las estadísticas del Reporte Systep y del sector eléctrico desde nuestro sitio web:

Datos de la Operación

Precios

Resumen por Empresa

Suministro a Clientes Regulados

Datos de Infraestructura

CONTÁCTENOS PARA MAYOR INFORMACIÓN:

Rodrigo Jiménez B.

Gerente General

rjimenez@systep.cl

Pablo Lecaros V.
Gerente de Mercados Eléctricos y Regulación

plecaros@systep.cl

Bryan Bizarro A.

Líder de Proyectos

bbizarro@systep.cl

reporte@systep.cl

| www.systep.cl

| RRSS

