



REPORTE MENSUAL

Sector Eléctrico

Septiembre 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	11
• 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.

Falta de evaluación de los impactos de las políticas públicas en el sector de energía

Una política pública eficaz en el sector eléctrico requiere cuantificar correctamente costos, beneficios y actores involucrados. Esto es especialmente importante en políticas que impactan a los clientes finales. Preguntas clave como quiénes son los clientes afectados y cómo se distribuye su consumo permiten cuantificar su número y el volumen de energía involucrado. Además, contar con estas métricas a nivel regional o comunal habilita a los formuladores de políticas a ajustar las medidas y evaluar su impacto en diversas áreas del país, asegurando su equidad y eficiencia.

Desde 2019, varias leyes han buscado estabilizar las tarifas para proteger a los clientes regulados ante las alzas en las cuentas eléctricas. La Ley PEC (Ley N° 21.185) congeló en pesos los componentes de energía para todos los clientes regulados, pero no funcionó debido a que no se cumplieron los supuestos macroeconómicos definidos en su diseño¹. Luego, la Ley MPC (Ley N° 21.472) introdujo una estabilización diferenciada según el consumo de los clientes regulados, pero también falló por diversas razones, incluida la inacción del ejecutivo al no actualizar los decretos tarifarios². A principios de este año, la Ley de Normalización Tarifaria (Ley N° 21.667) cambió el enfoque hacia subsidios directos a 1,6 millones de familias pertenecientes al 40% de los hogares más vulnerables de acuerdo con el Registro Social de Hogares, eliminando gradualmente la estabilización general de tarifas³ y ahora se debate la ampliación de dicho subsidio⁴.

Estas leyes han generado efectos negativos: deudas para generadoras, distorsión de precios para clientes regulados, subsidios cruzados que afectan la competitividad de clientes libres y dependencia de subsidios.

El fracaso de estos mecanismos ha evidenciado que proteger a todos los clientes regulados es costoso. Por ello, la reciente discusión de subsidio se centra en los más vulnerables. El desafío principal es contar con una caracterización precisa, evitando errores de inclusión y exclusión, lo que requiere datos detallados de consumo y su contexto socioeconómico.

Entre las medidas implementadas en la última década, dirigidas a un segmento específico de clientes, se encuentran: la eliminación del límite de invierno, implementada en 2023; la postergación de pagos de cuentas impagas introducida en la Ley de Servicios Básicos de 2021, y el subsidio cruzado establecido por la Ley de Equidad Tarifaria en 2016.

Sobre el consumo de clientes residenciales y no residenciales

Entender el impacto de las políticas públicas, requiere caracterizar a los clientes en su consumo y contexto socioeconómico.

La Tabla 1 presenta un análisis de la base de datos de clientes publicada por el CEN⁵, que contiene a la gran mayoría de los consumos de clientes regulados. En esta base de datos, los clientes residenciales representan el 98% del total de usuarios

regulados, y su consumo equivale al 64% del volumen de energía consumida. El consumo promedio residencial en Chile es de 205 kWh/mes⁶, menor al promedio de la U.E. (~300 kWh/mes⁷) y de EE. UU. (~875 kWh/mes)⁸, lo que sugiere que con un mayor PIB per cápita, el consumo aumentará. En efecto, el 50% de los clientes residenciales tiene un consumo de 140 kWh/mes o menos. Para los clientes no residenciales, el promedio es de 4.844 kWh/mes y la mediana de 1.387 kWh/mes.

Tabla 1: Caracterización de muestra de clientes regulados - SEN.
Fuente: Elaborado por Systep con datos del Coordinador actualizados a marzo 2024.

Tipo de cliente	N° de clientes	Consumo promedio (kWh/mes)	Mediana del consumo (kWh/mes)	Volumen de energía (GWh/año)
Residencial	6.907.442	205	140	16.989
No Residencial	162.441	4.844	1.387	9.442
Regulados	7.069.883			26.432

Al analizar las diferencias regionales en el consumo de electricidad, la Tabla 2 muestra que los clientes de Enel presentan un consumo promedio mayor. Sin embargo, los clientes de SAESA, aunque tienen un promedio superior, muestran una mediana más baja, lo que refleja una mayor dispersión en sus consumos.

Tabla 2: Clientes residenciales por concesionaria de distribución.
Fuente: Elaborado por Systep con datos del Coordinador actualizados a marzo 2024.

Distribuidora	N° de clientes	Consumo promedio (kWh/mes)	Mediana del consumo (kWh/mes)	Volumen de energía (GWh/año)
CGE	3.052.224	191	132	6.987
Enel	1.933.901	234	164	5.429
Chilquinta	624.619	158	119	1.186
SAESA	510.292	242	154	1.484
Residenciales - SEN	6.907.442			16.989

La Figura 1 presenta la cantidad de clientes residenciales por tramo de consumos promedios. De acuerdo con los datos mostrados, cerca del 70% de los clientes residenciales consume menos que el promedio.

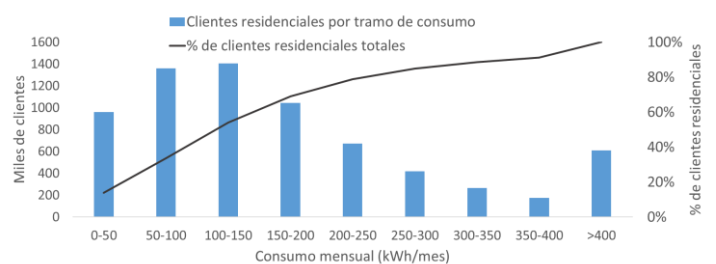


Figura 1: Número de clientes residenciales por tramos de consumo promedio. Fuente: Elaborado por Systep con datos del Coordinador actualizados a marzo 2024.

Efecto de segmentación en aplicación de políticas públicas

La caracterización de clientes regulados permite realizar ciertas conclusiones preliminares respecto a leyes que han sido promulgadas en el pasado, conclusiones que requieren validación con datos completos:

¹ Editorial: [Estabilización de tarifas: Crónica de un alza anunciada.](#)

² Editorial: [Ley MPC en la mira: ¿por qué nuevas alzas amenazan a los clientes?](#)

³ Editorial: [Proyecto de Ley de Normalización Tarifaria: ¿Qué es lo que soluciona realmente?](#)

⁴ Se discute ampliar el subsidio de 1,6 millones de hogares a 4,7 millones de hogares. Fuente: [Ministerio de Energía y ampliación de subsidio](#), y [Proyecto de ley que amplía subsidio eléctrico](#).

⁵ Fuente: [CEN](#)

⁶ Para efectos de esta tabla, se asumieron como clientes residenciales aquellos clientes con una potencia conectada menor o igual a 10 KW.

⁷ Cifras considerando un consumo per cápita residencial de [1.584 kWh/año](#) y [2,3](#) personas por hogar. Fuente: Eurostat.

⁸ Cifras al 2015. Fuente: [EIA](#).

- **Focalización en Ley PEC:** En el primer mecanismo de estabilización, si se hubiera focalizado en clientes residenciales, se habría reducido el volumen de energía estabilizado en un 36%.
- **Reducción de niveles de consumo en Ley MPC:** La Ley MPC otorgó una mayor estabilización a clientes con consumos menores a 250 kWh/mes, beneficiando a casi el 80% y estabilizando a casi el 29% de la energía. Si se hubiese aplicado a consumos menores a 200 kWh/mes, umbral establecido en la Ley de Equidad para definir a los clientes residenciales que subsidian a aquellos con costos de distribución superiores al 10% del promedio nacional, se habría beneficiado al 69% y estabilizado el 22% de la energía. Con un límite de 140 kWh/mes (la mediana de clientes residenciales), habría beneficiado al 49% del total de clientes regulados, estabilizando el 14% de la energía.
- **Subsidios a hogares vulnerables:** Ampliar el subsidio directo de 1,6 a 4,7 millones de hogares podría llegar a cuadruplicar el volumen de energía subsidiada.
- **Subsidios directos a PYMES:** En lugar de estabilizar tarifas a todas las PYMES en función de su nivel de consumo, una alternativa más eficiente en costos hubiera sido identificar aquellas PYMES vulnerables y otorgar subsidios directos, dado que los clientes no residenciales constituyen solo el 2% del total de clientes regulados.
- **Modificar umbral de equidad tarifaria:** Actualmente, la Ley de Equidad Tarifaria establece que los clientes residenciales con consumos superiores a 200 kWh/mes subsidian a aquellos cuyos costos de distribución superan el 10% del promedio nacional. Se podría reconsiderar este umbral, considerando la actual mediana de los consumos de los clientes residenciales.

El impacto de estas políticas asume que menores consumos están ligados a menores ingresos, lo que es cierto en promedio para los clientes residenciales, según la Encuesta de Presupuestos Familiares⁹, sin embargo, no hay estudios similares para PYMES¹⁰. Sin embargo, incluso con la correlación entre ingreso y consumo, es necesario complementar con una correcta caracterización económica para evitar problemas de inclusión y exclusión.

Impacto de la adopción de nuevas tecnologías

Una caracterización precisa de los clientes no solo mejora la evaluación de políticas públicas, sino que también permite prever los efectos de la adopción de nuevas tecnologías.

La electrificación del transporte privado en Chile aumentaría de manera significativa el consumo eléctrico. Por ejemplo, un vehículo ligero, cuya batería es de 40 kWh y alcanza una autonomía de 270 km de autonomía¹¹, tendría un consumo de 16,5 kWh por cada 100 km considerando la eficiencia del sistema de almacenamiento. En Chile, donde un automóvil recorre en promedio entre 12.000 y 15.000 kilómetros anuales¹², esto representaría un consumo anual aproximado de entre 1.975 kWh

y 2.469 kWh por vehículo; lo que equivale a un consumo mensual de entre 165 kWh/mes y 206 kWh/mes, es decir entre el 80% y 100% del consumo promedio en clientes residenciales.

En tanto, si se consideran los requerimientos de calor en el sur del país, el consumo eléctrico esperado también podría aumentar significativamente. Por ejemplo, la zona térmica 5 (que incluye localidades tales como Freire, Temuco, Villarrica, Osorno, Corral, Los Lagos, Valdivia) tiene un consumo promedio de calor de 12.455 kWh/año¹³ (valor que aumenta hacia el sur). Si se considera la electrificación del calor por medio de bombas de calor (opción más eficiente) y un COP¹⁴ promedio anual de 2,8¹⁵, el consumo de electricidad sería de 4.448 kWh/año, lo que equivale a un consumo promedio mensual para los meses de invierno¹⁶ de 741 kWh/mes, muy por encima del consumo promedio de los clientes suministrados por SAESA (242 kWh).

Esta información facilita estimar los volúmenes de energía adicionales para las próximas Licitaciones de Suministro Reguladas, como también estimar los refuerzos necesarios en la infraestructura de distribución y transmisión eléctrica para garantizar el suministro eléctrico y el cumplimiento de los estándares de calidad y seguridad del servicio.

Buenas prácticas en la aplicación de políticas públicas del futuro

El proyecto de ley que crea la Agencia para la Calidad de las Políticas Públicas y la Productividad¹⁷ busca remediar esto al establecer un ente encargado de evaluar las políticas públicas implementadas y su interacción con otras normativas. En el sector eléctrico, es clave que la evaluación se complemente con una caracterización económica detallada de los clientes afectados para mejorar la precisión de las políticas. Un avance importante es que ya contamos con datos de consumo regulado por cliente, a nivel de distribuidora y alimentador. Sin embargo, es necesario asociar esos consumos a niveles socioeconómicos específicos para evitar problemas de inclusión y exclusión, con el propósito de asignar los subsidios de forma más precisa.

Por otro lado, para cuantificar adecuadamente a los afectados y el impacto, es necesario que todo proyecto de ley venga acompañado de un Informe de Impacto Regulatorio. Sin embargo, la única vez que el Ejecutivo lo presentó, en el contexto del proyecto de Transición Energética, resultó deficiente al concluir que no habría costos para los clientes¹⁸.

En vista de todo lo expuesto urge que el Ministerio de Energía implemente una evaluación sistemática de los costos y beneficios al momento de desarrollar sus políticas y al proponer nuevos proyectos de ley.

⁹ Fuente: [Encuesta de Presupuestos Familiares](#).

¹⁰ A modo de ejemplo, una metalmecánica operada por una familia de estrato socioeconómico medio-bajo podría registrar altos niveles de consumo eléctrico.

¹¹ Lo anterior considerando la conducción bajo ciclo combinado. Fuente: [Ficha Técnica Nissan Leaf](#).

¹² Fuente: [Autosafe. "El Kilometraje de un auto: Todo lo que Necesitas Saber"](#).

¹³ Corporación de Desarrollo Tecnológico - CDT, 2019. [DDBB Residencial Characterization Study 2018](#)

¹⁴ Coeficiente de Performance, indica cuántas unidades de calor se pueden mover con una unidad de electricidad consumida por la bomba de calor.

¹⁵ Alejandro Navarro-Espinosa, Mauricio Thomas-Galán, Firewood electrification in Chile: effects on household expenditure and energy poverty, Energy Policy, Volume 173, 2023, 113337, ISSN 0301-4215, <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2022.113337>

¹⁶ Considerando seis meses para este período.

¹⁷ Proyecto de ley "Crea la Agencia para la Calidad de las Políticas Públicas y la Productividad".

¹⁸ [Informe de Impacto Regulatorio del Proyecto de Ley de Transición Energética](#)

GENERACIÓN

En el mes de agosto, la generación total del SEN fue de 7.168 GWh/mes, con una variación de -2,6% respecto a julio de 2024 (7.358 GWh/mes) y con una variación de 0,6% a la de agosto de 2023 (7.123 GWh/mes) (Ver Figura 1.1).

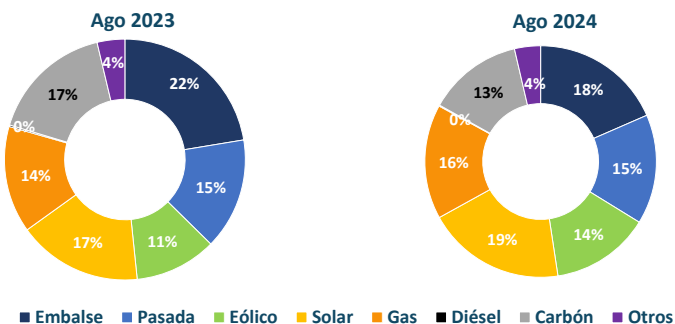
La participación de la generación hidráulica, diésel, carbón se redujo en un 17%, 34%, 20% respectivamente en relación con agosto de 2023. En contraste, la participación de la generación eólico, solar, gas aumentaron en un 27%, 17%, 12% respectivamente en relación con agosto de 2023.

Con respecto a la generación bruta del mes de agosto, la potencia máxima generada fue de 11.362 MW el día 23, y la mínima fue de 6.911 MW el día 2. La Figura 1.2 muestra el ciclo de la generación durante el mes de agosto, la cual es más alta durante los días hábiles y más baja durante los fines de semana y festivos.

Durante el mes de agosto estuvieron en mantenimiento mayor las centrales hidráulicas: Alfalfal 2 (31 días), La Confluencia (31 días) y Canutillar (24 días); a gas: Nehuenco II (19 días), Quintero 1B (19 días), Atacama 2 (5 días), San Isidro I (3 días), Tocopilla-U16 (2 días) y Atacama 1 (1 día); y diésel: Los Espinos (3 días).

Figura 1.1:
Energía mensual generada en el SEN

Fuente: CEN



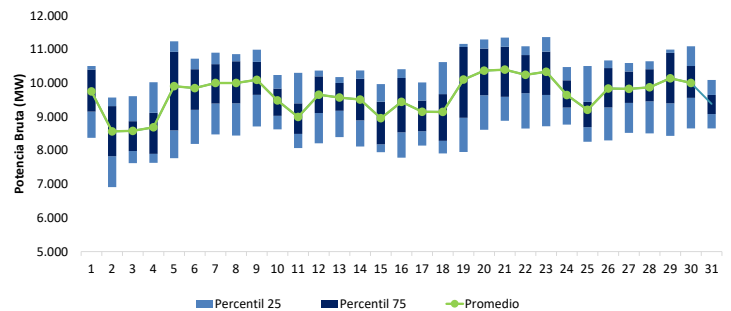
7.123
GWh/mes

Generación
total del mes

7.168
GWh/mes

Figura 1.2:
Generación bruta del SEN

Fuente: CEN



11.362 MW
máxima

Potencia
Mes

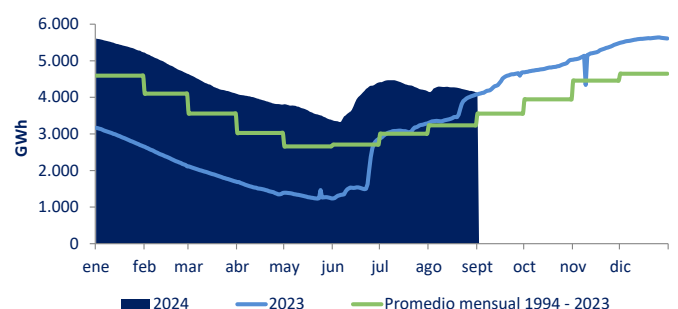
6.911 MW
mínima

HIDROLOGÍA

En agosto la energía embalsada en el SEN igualó el nivel del año anterior y superó el promedio mensual histórico entre los años 1994 – 2023. Durante agosto, el promedio de energía embalsada representó el 130% del promedio mensual histórico 1994 – 2023 (ver Figura 1.3). En lo que va del año hidrológico 2024/2025 (agosto 2024), el nivel de excedencia observado es igual a 59,4%, es decir, se ubica en el 40,6% 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 agosto de 2024 el costo marginal de la barra Crucero 220 fue de 43,1 US\$/MWh, lo cual registró una variación de -5,6% con respecto a julio de 2024 (45,7 US\$/MWh), y una variación de -19,6% respecto a agosto de 2023 (53,6 US\$/MWh). Los costos en demanda alta fueron determinados por el diésel (ver Figura 1.4).

Por su parte, el costo marginal de la barra Alto Jahuel 220, en agosto de 2024 fue de 45,6 US\$/MWh, lo cual registró una variación de -3,2% con respecto a julio de 2024 (47,1 US\$/MWh), y una variación de -11,5% respecto a agosto de 2023 (51,6 US\$/MWh). Los costos en demanda alta fueron determinados por el diésel (ver Figura 1.5).

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

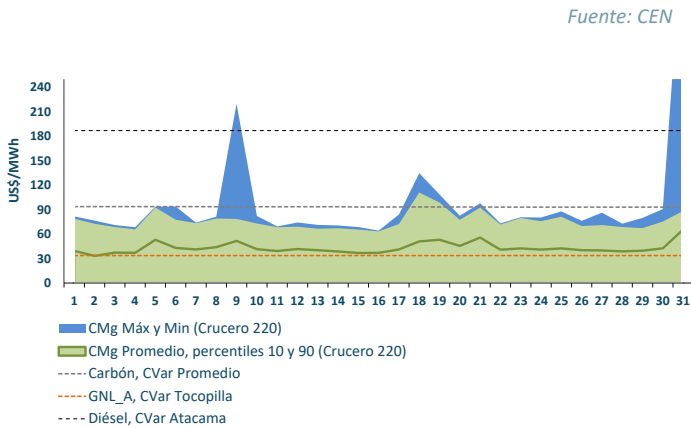
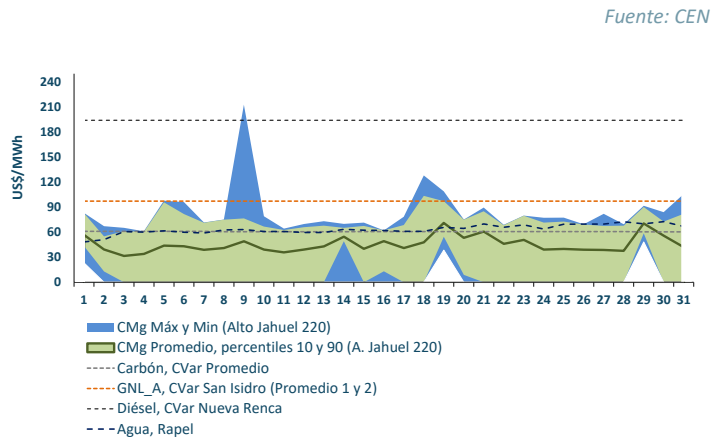


Figura 1.5:
Principales costos variables y costo marginal promedio diario de agosto para Alto Jahuel 220kV



Durante el mes de agosto 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).

En julio, 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

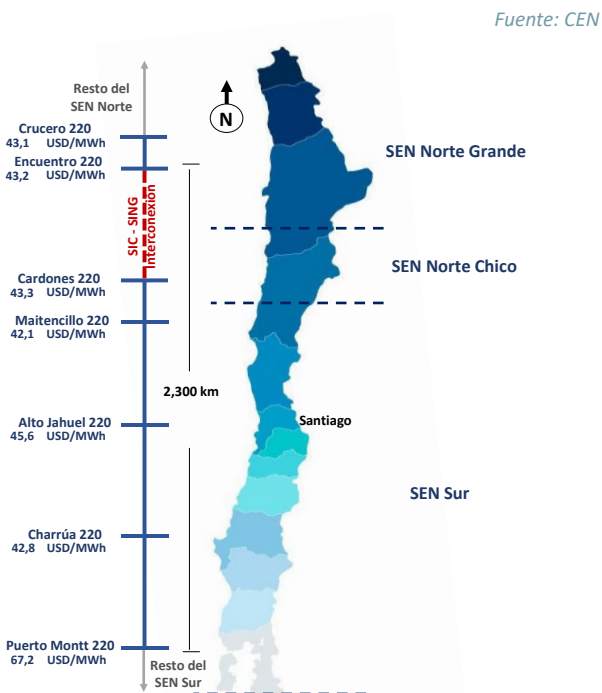


Tabla 1.1:
Desacople promedio por tramo congestionado en sistema de transmisión*

Fuente: CEN

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

*Dado que el portal de desacoples del CEN dejó de actualizarse desde julio, la estadística presentada en este reporte no se encuentra actualizada al mes de agosto de 2024.

Para mayor detalle de la operación del Sistema, ver [Estadísticas System](#), sección Datos de Operación 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 3,5% 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 4.114,7 MW de nueva capacidad, de los cuales 1.327,5 MW son solares, 1.229,8 MW son eólicos, 150,0 MW corresponden a embalses, 142,0 MW a biomasa, 40 MW a diésel y 1,225,5 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%).

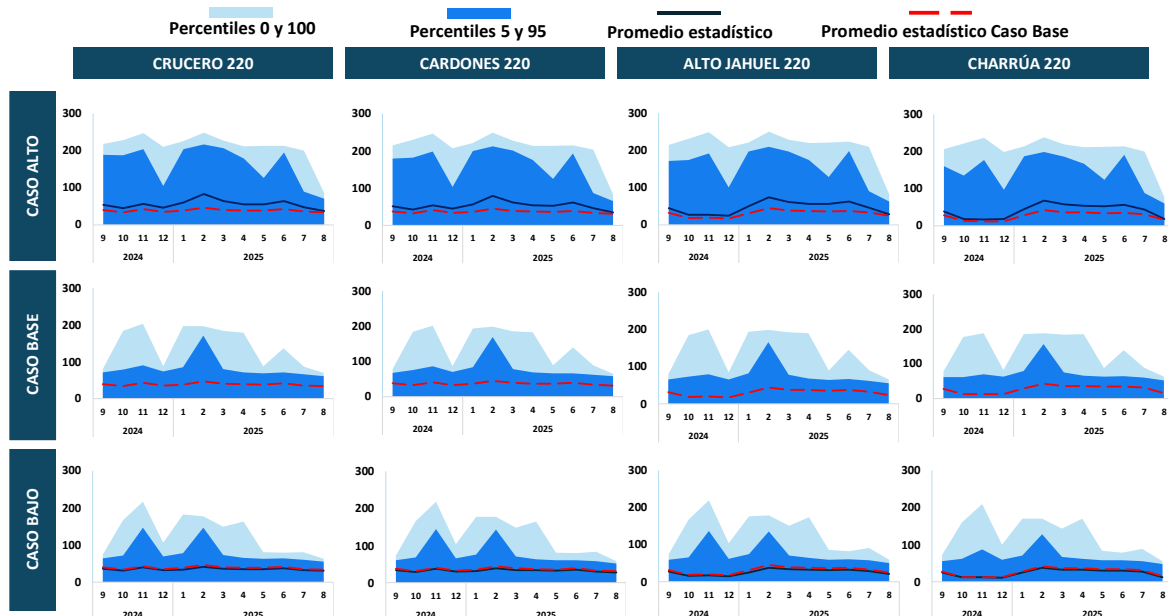
Se destaca que, durante algunos días y horas puntuales del mes en curso, se presentaron desacoples en líneas de 500 kV y 220 kV de la zona norte del sistema durante la noche. Esto resultó en altos costos marginales desde la subestación Cardones al norte al requerir el despacho de centrales diésel.

Tabla 2.1:
Supuestos considerados en las simulaciones

SUPUESTOS		BAJO	BASE	ALTO
Crecimiento demanda		3,5%	3,5%	3,5%
Precios Combustibles				
CARBÓN US\$/Ton	Mejillones*	293	325	358
	Angamos*	135	150	165
	Guacolda*	130	145	159
	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	8	9	-
	U16	10	11	12
	Kelar (1)	8	9	-
GN US\$ / MM Btu	San Isidro 2	7	8	-
	U16 (2)	10	11	-
	Nehuenco 2	7	8	-
	Nueva Renca	8	8	-

*Se considera el promedio de las unidades

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



Fuente: Systep

3.

ANÁLISIS POR EMPRESA

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

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

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

Empresa:
ENEL CHILE

GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

TECNOLOGÍA	Ago 2023	Jul 2024	Ago 2024
Diésel	3	0	1
Carbón	0	0	0
Gas Natural	309	421	446
GNL	20	23	15
Hidro	1.493	1.441	1.329
Solar	262	247	239
Eólico	112	199	168
Geotérmica	33	27	22
TOTAL	2.233	2.358	2.219

VALOR DEL AGUA PROMEDIO (US\$/MWh)

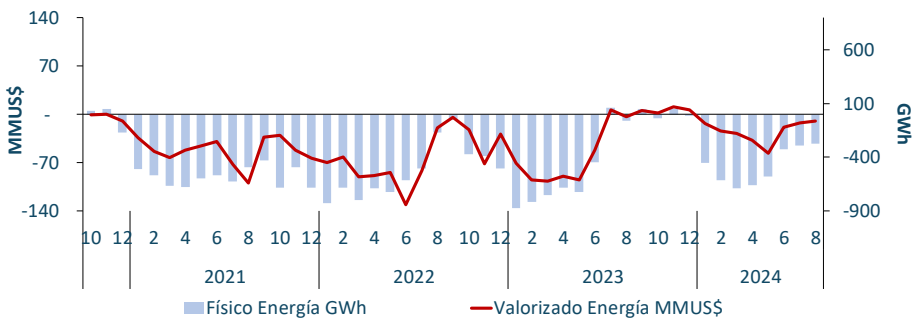
CENTRAL	Ago 2023	Ago 2024
Embalse Ralco	9	55

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Ago 2023	Ago 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	62,0
Taltal Diésel (Prom. I y II)	0,0	0,0
Atacama Diésel (TG1A+TG1B+TV1C)	186,0	187,1

TRANSFERENCIA DE ENERGIA

ÍTEM	Ago 2024
Total Generación (GWh)	2.219
Total Retiros (GWh)	2.491
Transf. Físicas (GWh)	-271
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-10



Empresa:
COLBÚN

GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

TECNOLOGÍA	Ago 2023	Jul 2024	Ago 2024
Diésel	0	2	0
Carbón	121	75	219
Gas Natural	121	77	52
GNL	61	66	25
Hidro	576	523	518
Solar	34	36	33
Eólico	0	0	0
Total	913	779	847

VALOR DEL AGUA PROMEDIO (US\$/MWh)

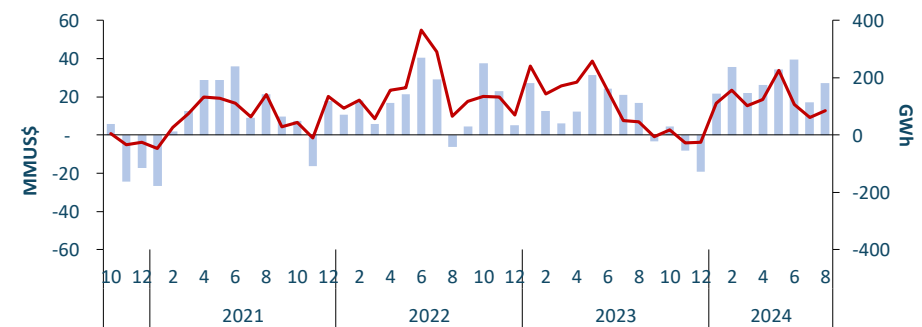
CENTRAL	Ago 2023	Ago 2024
Embalse Colbún	20	49

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Ago 2023	Ago 2024
Santa María	64,1	52,7
Nehuenco GNL_A (TG1+TV1, Prom. I y II)	102,5	102,5
Nehuenco GN_A (TG1+TV1, Prom. I y II)	79,6	62,7
Nehuenco Diesel (TG1+TV1, Prom. I y II)	167,2	180,3

TRANSFERENCIA DE ENERGIA

ÍTEM	Ago 2024
Total Generación (GWh)	847
Total Retiros (GWh)	666
Transf. Físicas (GWh)	182
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	13



■ Físico Energía GWh — Valorizado Energía MMUS\$

GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

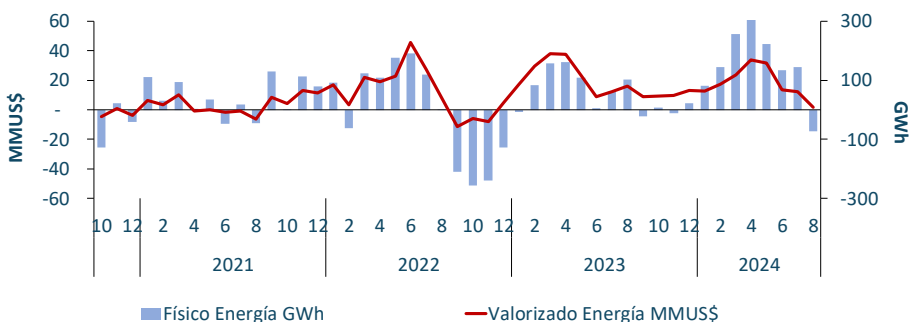
TECNOLOGÍA	Ago 2023	Jul 2024	Ago 2024
Diésel	0	0	0
Carbón	797	628	435
Gas Natural	0	0	0
GNL	0	0	0
Hidro	32	58	57
Solar	12	13	14
Eólico	41	60	49
Total	882	759	555

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Ago 2023	Ago 2024
N. Ventanas y Campiche	89,2	65,8
Angamos (prom. 1 y 2)	69,4	60,3
Norgener (prom. 1 y 2)	79,4	0,0

TRANSFERENCIA DE ENERGIA

ÍTEM	Ago 2024
Total Generación (GWh)	555
Total Retiros (GWh)	627
Transf. Físicas (GWh)	-72
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	2



GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

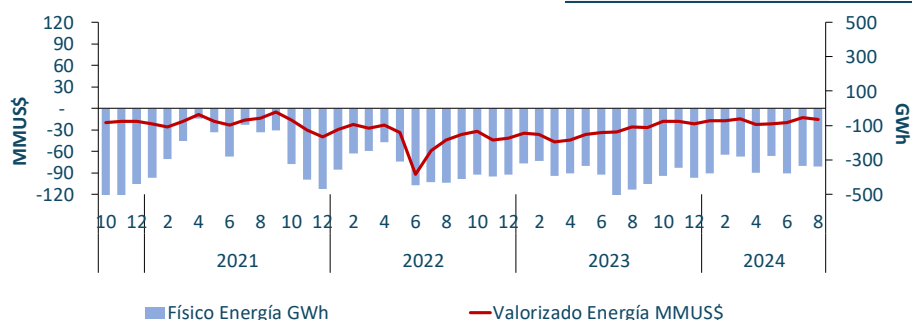
TECNOLOGÍA	Ago 2023	Jul 2024	Ago 2024
Diésel	0	0	0
Carbón	0	169	149
Gas Natural	161	212	175
GNL	0	0	0
Hidro	23	19	20
Solar	66	37	42
Eólico	32	36	32
Total	283	473	419

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Ago 2023	Ago 2024
Andina Carbón	148,3	81,4
Mejillones Carbón	180,0	180,0
Tocopilla GNL_A (U16-TG1+TV1)	71,7	33,8

TRANSFERENCIA DE ENERGIA

ÍTEM	Ago 2024
Total Generación (GWh)	419
Total Retiros (GWh)	758
Transf. Físicas (GWh)	-340
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-16



GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

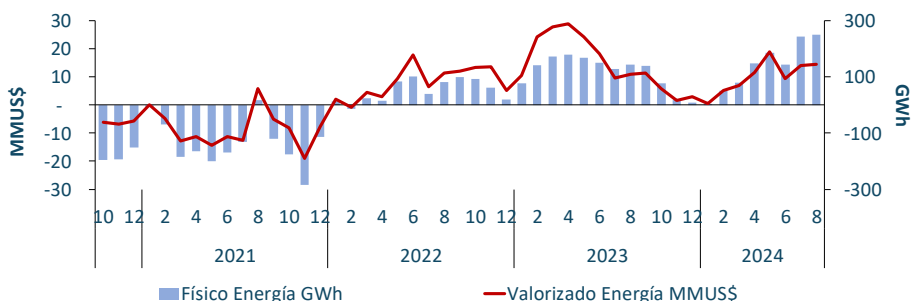
TECNOLOGÍA	Ago 2023	Jul 2024	Ago 2024
Diésel	0	0	0
Carbón	0	0	0
Gas Natural	0	0	0
GNL	157	252	257
Hidro	0	0	0
Solar	0	0	0
Eólico	0	0	0
Total	157	252	257

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Ago 2023	Ago 2024
Kelar GNL_A (TG1 + TG2 + TV)	108,3	62,6
Kelar Diesel (TG1 + TG2 + TV)	154,0	144,5

TRANSFERENCIA DE ENERGIA

ÍTEM	Ago 2024
Total Generación (GWh)	257
Total Retiros (GWh)	7
Transf. Físicas (GWh)	251
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	15



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 agosto de 2024, es de 100 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 agosto 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	112	7.600
ENEL GENERACIÓN	66	5.935
El Campesino	114	4.024
AES GENER	105	1.319
ACCIONA	100	1.111
COLBÚN	82	1.000
Abengoa	150	956
IBEREÓLICA CABO LEONES II S.A.	62	860
Aela Generación S.A.	96	858
HUEMUL ENERGÍA (Caman)	51	640
HUEMUL ENERGÍA (Coihue)	52	640
PANGUIPULLI	151	567
CONDOR ENERGÍA (Esperanza)	56	530
CONDOR ENERGÍA (C° Tigre)	55	463
CONDOR ENERGÍA (Tchamma)	52	441
San Juan SpA.	134	422
WPD MALLECO (Malleco)	65	398
Pelumpén S.A.	107	346
PUELICHE SUR EÓLICA	58	287
SONNEDIX COX	69	265
Iberecoica Cabo Leones I S.A.	117	196
WPD MALLECO (Malleco II)	65	192
Otros	100	1.565
Precio Medio de Licitación	100	41.079

* Todos los procesos hasta la fecha indexados al 8/2024, ponderado por energía contratada del año 2024

Tabla 4.2:
Precio medio de licitación indexado a agosto 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	95	14.127
CGE Distribución	104	13.209
Chilquinta	94	3.315
SAESA	95	2.848
Precio Medio Muestra	98	33.500

* Todos los procesos hasta la fecha indexados al 8/2024, 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 julio 2024 los retiros de energía afectos a obligaciones establecidos en la Ley 20.257 y la Ley 20.698 fueron iguales a 3.839 GWh, por lo tanto, las obligaciones sumaron 648 GWh en total. A su vez, la generación ERNC durante julio fue igual a 2.778 GWh, es decir, se superó en un 329% la obligación ERNC.

La mayor fuente ERNC corresponde al aporte solar que representa un 49% (1.349) seguido por el aporte eólico con un 37% (1.040 GWh), luego los aportes de tipo hidráulico con un 8% (227 GWh) y finalmente la biomasa, que representó un 5% (140 GWh). Por su parte, la generación geotérmica representa un 1% (23 GWh).

Durante agosto de 2024 se registró 374,9 GWh de energía solar y eólica vertida, lo que refleja un aumento del 80,1% con respecto a julio de 2024 (208,2 GWh) y un aumento del 66,8% con respecto a agosto del 2023 (224,7 GWh), ver Figura 5.2.

Figura 5.1: Generación ERNC histórica reconocida

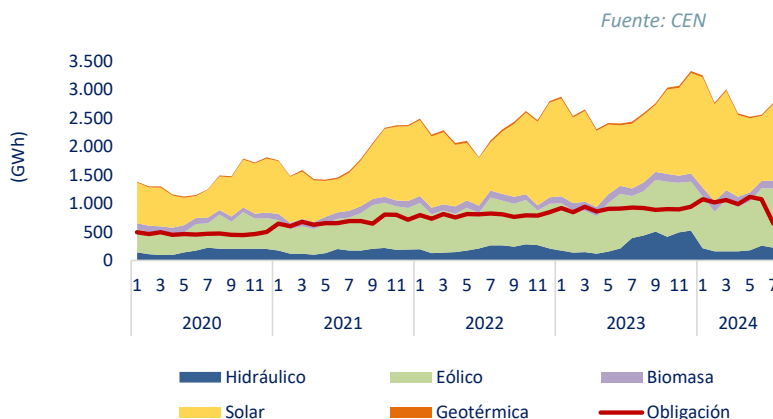
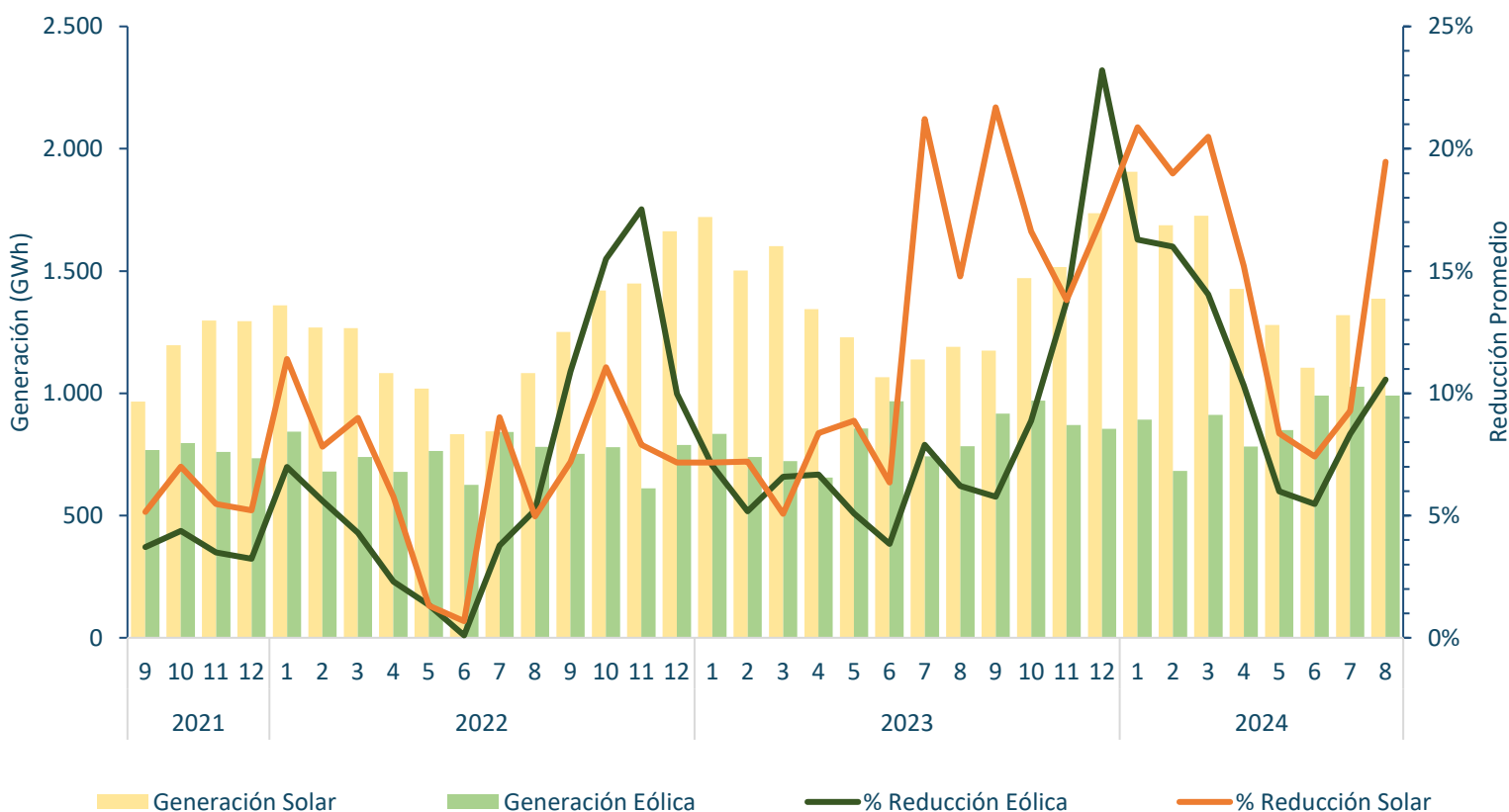


Figura 5.2: Vertimiento renovable desde Nogales al norte histórico

Fuente: CEN



6.

EXPANSIÓN DEL SISTEMA

PLAN DE OBRAS

De acuerdo con la RE N°461 CNE (30 de agosto de 2024) que declara y actualiza instalaciones de Generación y Transmisión en construcción, se espera la entrada de 2.758 MW de capacidad instalada en el Sistema Eléctrico Nacional. De estos, 42% corresponde a tecnología solar (1.162 MW), un 33% de tecnología BESS (914 MW), un 13% a tecnología eólica (364 MW), un 8% de tecnología solar con BESS (220 MW), un 2% de tecnología hidráulica (49 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	
Libertad II	sept-24	Solar	122,0
Libertad III	sept-24	Solar	122,0
PFV Leyda	sept-24	Solar	80,0
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
PFV Gabriela + BESS	abr-25	Solar + BESS	220,0
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
BESS Quillagua II	abr-25	BESS	105,0
BESS Andes III (Etapa 1)	may-25	BESS	171,3
BESS Tocopilla	jun-25	BESS	116,0
Capacidad próximos 12 meses			2.758,1

Para mayor detalle sobre expansión del Sistema, ver *Estadísticas SysteP*, sección Infraestructura del SEN.

PROYECTOS EN EVALUACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL (SEIA)

En el Sistema Eléctrico Nacional, los proyectos de generación en calificación, a agosto de 2024, totalizan 13.755 MW con una inversión de MMUS\$ 17.770, mientras que los proyectos aprobados históricos totalizan 84.371 MW con una inversión de MMUS\$ 141.814 (ver Tabla 7.1).

Durante el mes de agosto, 7 proyectos entraron en calificación aportando una capacidad de 443 MW, de los cuales destacan el Proyecto Solar Fotovoltaico El Sobrante de 110 MW ubicado en Petorca y el Parque Fotovoltaico Volcán Chascón de 92 MW ubicado en Lampa, ambos combinan la tecnología solar con baterías.

En este mes se aprobaron 9 proyectos, 3 híbridos solar y baterías (118 MW), 4 solares (482 MW), 1 diésel (6,5 MW) y 1 de gas natural (716 MW) y se desistieron/no calificaron 3 proyectos (1420 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	2.706	3.781	16.159	27.081
Hidráulica	0	0	3.926	6.654
Solar	4.452	5.427	41.176	66.629
Gas Natural	900	511	7.124	6.327
Geotérmica	0	0	170	710
Diesel	18	8	2.971	6.571
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)	3.374	5.086	906	1.824
Híbrido (Eólico + BESS)	1.480	2.115	432	801
Almacenamiento	0	0	50	160
Total	13.755	17.770	84.371	141.814

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

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA



- Se publica en el Diario Oficial RE N°452, de 2024 que Informa y comunica nuevos valores del Costo de Falla de Corta y Larga Duración en el Sistema Eléctrico Nacional y los Sistemas Medianos ([ver más](#)).
- Contraloría General de la República ratifica decisión de la CNE de incluir componente de cálculo de costos sistémicos en Bases de Licitación de Suministro 2023/01 ([ver más](#)).
- Se publica RE CNE N°463 de 2024 que aprueba Bases Técnicas y Administrativas Definitivas para la Realización de los Estudios de Valorización de las Instalaciones de los Sistemas de Transmisión para el periodo 2024 – 2027. ([ver más](#)).
- Se publica RE CNE N°471 de 2024 que aprueba Informe Técnico Preliminar de Determinación de Precios Estabilizados, de septiembre de 2024, de conformidad a lo dispuesto en el artículo 17° del Decreto Supremo N° 88 del Ministerio de Energía, de 2019, que aprueba Reglamento para Medios de Generación de Pequeña Escala ([ver más](#)).
- Se publica RE CNE N°503 de 2024 que aprueba Informe Técnico “Fijación de fórmulas tarifarias de servicios no consistentes en suministro de energía, asociados a la distribución de electricidad, cuatrienio noviembre 2020-noviembre 2024” ([ver más](#)).
- Se publica RE CNE N°507 de 2024 que aprueba Informe Técnico Definitivo para la Fijación de Precios de Nudo Promedio del Sistema Eléctrico Nacional, de septiembre de 2024, correspondiente al segundo semestre de 2024 ([ver más](#)).

MINISTERIO DE ENERGÍA



- Se publica en el Diario Oficial Decreto exento N°200, de 2024 que Modifica decreto N° 5T, de 2019, que fija derechos y condiciones de ejecución y explotación de las obras nuevas que se indican, del Sistema de Transmisión Zonal del artículo decimotercero transitorio de la ley N° 20.936 ([ver más](#)).
- En el marco de la discusión del proyecto de ley de subsidio eléctrico, se presenta la asesoría técnica parlamentaria para revisar los criterios de asignación para subsidios y/o beneficios estatales. Preparado para la Comisión de Minería y energía de la Cámara de Diputadas y Diputados ([ver más](#)).

COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL



- Coordinador Eléctrico impulsa relicitación de más de 30 obras con avance constructivo y de ingenierías ([ver más](#)).
- El Coordinador Eléctrico Nacional realizó la ceremonia de apertura de ofertas administrativas y técnicas de la licitación pública internacional para ampliar el sistema transmisión en diversas partes del país. 10 empresas presentaron un total de 37 ofertas ([ver más](#)).
- El Coordinador Eléctrico publicó la versión definitiva del Procedimiento Interno de Programa de Retiro de las Unidades Generadoras Térmicas Convencionales del Sistema Eléctrico Nacional ([ver más](#)).

SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD Y COMBUSTIBLES



- Se publica en el Diario Oficial Oficio Circular número 240.271, de 2024 que precisa alcance de los artículos 5° numeral 27 y 4° transitorio, del decreto N° 13, de 2022, que aprueba Reglamento de Seguridad de Instalaciones de Hidrógeno e introduce modificaciones al Reglamento de Instaladores de Gas ([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

