



REPORTE MENSUAL

Sector Eléctrico

Abril 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.

Baja en límite para optar a cliente libre: más allá del titular

La falta de publicación oportuna de los decretos tarifarios ha generado una crisis en las tarifas de la electricidad. Por consiguiente, el Ejecutivo impulsó la ley de estabilización de tarifas eléctricas¹ que busca solucionar la subida abrupta y cuantiosa de tarifas para clientes de mayor consumo, segmento en el cual se encuentran PYMES, hogares de alto nivel socioeconómico y posiblemente hogares de menor ingreso que comparten medidor. Esta ley fue publicada el día 30 de abril de 2024². Una forma alternativa para alivianar la subida de costos de la tarifa fue sugerida, entre otros, por Convergencia Pymes³ que consiste en disminuir el límite de potencia para optar a la tarifa libre de 500 kW a 300 kW⁴.

La iniciativa de reducir el límite de potencia para los clientes libres como opción para acceder a precios de energía más competitivos, en teoría, no es nueva. En el año 2021, se propuso reducir el límite de potencia de los clientes libres a 100 kW⁵, iniciativa respaldada por la ACEN, ACENOR y diversos sectores productivos con un consumo mediano⁶. Por otra parte, en marzo de 2024, Conadecus propuso reducir el límite de potencia a 0 kW, permitiendo que todos los clientes regulados puedan elegir ser clientes libres⁷. Sin embargo, esto último debe ser analizado con gran cautela puesto que la experiencia en Europa⁸ muestra que las comercializadoras no incumbentes son menos propensas a firmar contratos con clientes de bajo consumo, especialmente en el sector residencial, debido al costo de transacción asociado al cambio de proveedor y el bajo nivel de consumo. Esto resulta en mayores tarifas debido al riesgo percibido, mayores márgenes de ganancia en usuarios con menor consumo y una correlación fuerte entre los precios mayoristas y los precios de la energía cuando los precios mayoristas aumentan, pero una correlación débil cuando estos disminuyen⁸.

La propuesta presentada por Convergencia Pymes consiste en solicitar al Ejecutivo que utilice la facultad contemplada en el artículo 147 inciso d) de la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE) para reducir el requisito de potencia que deben cumplir los usuarios finales para ser considerados clientes libres. Para que esta modificación se implemente, se requiere de un informe previo por parte del Tribunal de Defensa de la Libre Competencia (TDLC). En ese contexto, el Ministerio de Energía envió un oficio al TDLC el 13 de diciembre de 2023⁴ y está a la espera de la respuesta del TDLC.

¿Qué es lo que esperan las PYMES?

Las PYMES pertenecientes a la asociación Convergencia Pymes, que se encuentran en el rango de potencia entre 300 kW y 500 kW, están buscando la posibilidad de negociar un contrato libre que les brinde un precio más favorable en comparación con el que

actualmente pagan en el régimen regulado⁴, ya que se espera que el mercado de suministro y comercialización sea lo suficientemente competitivo como para encontrar mejores precios, señalando que los clientes regulados que se han cambiado a libres han obtenido una reducción del 50% en el precio de la energía⁶. No obstante, tal reducción no es del todo clara para los nuevos clientes libres tanto por cambios en condiciones del mercado. Esto se refleja en una tendencia al alza en el costo de los contratos para el cliente libre, donde el PMM entre los años 2018 y 2024 ha aumentado de 88,9 US\$/MWh a 98,6 US\$/MWh⁹.

Adicionalmente, las PYMES que se encuentran en este rango de potencia pueden enfrentar dificultades para negociar contratos favorables con los suministradores de energía, ya que su consumo es relativamente bajo y tienen menos poder de negociación en comparación con grandes consumidores, argumento que ya ha sido levantado por la CNE¹⁰. Las PYMES también deben tener en cuenta que si resultaron beneficiadas por los mecanismos de estabilización PEC¹¹ o MPC¹² y quieren realizar el traspaso de cliente regulado a libre, deberán seguir pagando un cargo de 22 CLP/kWh desde 2024 a 2027 y 9 CLP/kWh desde 2028 a 2035; dicho cargo será independiente del contrato de energía con el suministrador.

Por otro lado, la CNE expone los posibles efectos adversos que podrían surgir en relación a la posibilidad de que los clientes regulados se conviertan en clientes libres. Este cambio generaría una mayor incertidumbre en la demanda del segmento regulado¹⁰, y como potencial resultado, los precios en las futuras licitaciones internalizarán este riesgo y podrían ser mayores a los registrados en las últimas licitaciones. Esto se puede evidenciar en el hecho de que tan solo un 61,42% de la energía en los contratos adjudicados para el 2023 fue efectivamente demandada en ese mismo año¹³.

Para comparar el volumen de energía de los clientes que podrán optar a ser libres con respecto a los que actualmente son suministrados libremente, se analizó el catastro de clientes en distribución disponible en el Coordinador¹⁴. En la práctica, la propuesta del Ministerio de Energía de reducir el límite de potencia de 500 kW a 300 kW habilitaría a 2.782 clientes a optar a régimen libre, lo que representa un 3,75% del consumo de usuarios menores a 500 kW. Además, si se considera la iniciativa de bajar el límite de potencia a 100 kW, 19.726 clientes podrían optar a régimen libre, lo que representa el 15,38% del consumo de usuarios menores a 500 kW. Los detalles específicos sobre la cantidad de clientes se pueden encontrar en la Tabla 1.

¹ "Sala de la Cámara de Diputadas y Diputados aprueba por amplio margen proyecto de Estabilización de Tarifas Eléctricas", Ministerio de Energía, martes 9 de abril de 2024.

² "Modifica diversos cuerpos legales, en materia de estabilización tarifaria", Ley N°21.667, abril 2024.

³ Convergencia Nacional de PYMES es "una asociación que representa a pequeñas y medianas empresas de Chile".

⁴ "Ministerio de Energía solicita al TDLC pronunciarse sobre factibilidad de rebajar límite para que pymes puedan optar a régimen de clientes libres", Diario Financiero, miércoles 13 de diciembre de 2023.

⁵ "Diputados de Chile recibe un nuevo proyecto de ley para la baja del límite de potencia", Energía Estratégica, lunes 15 de mayo de 2023.

⁶ Bajemos el límite de la potencia

⁷ "Conadecus pide bajar límite de potencia a \$0 por kW para que todos los consumidores puedan optar a cliente libre", Electrominera, martes 19 de marzo de 2024.

⁸ "Energy Retail and Consumer Protection: 2023 Market Monitoring report.", European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators, septiembre 2023.

⁹ Precio Medio de Mercado para los periodos de octubre 2017 – enero 2018 y octubre 2023 – enero 2024, Obtenido de la CNE.

¹⁰ "Rebaja del límite de potencia: los efectos negativos que advierte la CNE ante el TDLC", Electrominera, miércoles 6 de marzo de 2024.

¹¹ "Mecanismo de Precios Estabilizados a Clientes", Ley N°21.185, octubre de 2019.

¹² "Mecanismo de Protección al Cliente", Ley N°21.427 de agosto de 2022.

¹³ Energía adjudicada y demanda real para el año 2023, Obtenido de la CNE.

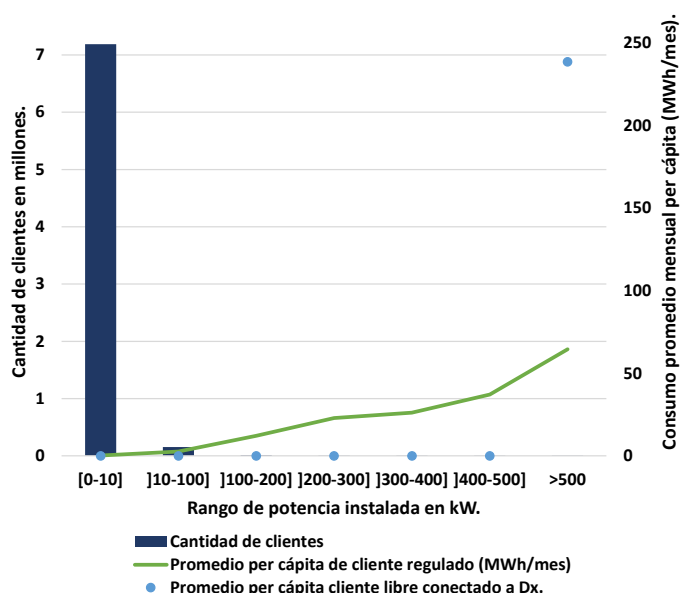
¹⁴ "Catastro 2023", Coordinador Eléctrico Nacional.

Tabla E.1:
Tabla resumen con datos de consumo medio por mes y número de clientes conectados a distribución. Fuente: Elaborado por Systep con datos del Coordinador actualizados en diciembre 2023.

Potencia conectada (kW)	Cantidad de clientes	Porcentaje clientes (%)	Consumo total mensual (MWh/mes)	Consumo total mensual (%)
[0-10]	7.189.456	97,57%	1.463.075	46,31%
]10-100]	154.016	2,09%	394.952	12,50%
]100-200]	12.307	0,17%	149.317	4,73%
]200-300]	4.637	0,06%	106.068	3,36%
]300-400]	1.894	0,03%	49.432	1,56%
]400-500]	888	0,01%	32.940	1,04%
>500	5.197	0,07%	963.378	30,49%
Total	7.368.395	100,00%	3.159.162	100%

Al analizar el consumo promedio per cápita en MWh/mes de los clientes bajo diferentes tramos de potencia instalada, se observa una marcada diferencia. Para el tramo de consumo de clientes con potencia conectada entre 0-10 kW, el consumo promedio por cliente es de 0,2 MWh/mes (200 kWh). En contraste, los consumos promedio para los tramos de 300-400 kW y 400-500 kW son de 26,0 MWh/mes y 37,0 MWh/mes respectivamente. Finalmente, para el tramo mayor a 500 kW hay un consumo promedio de 185,3 MWh/mes. Al analizar de manera detallada el tramo mayor a 500 kW y distinguir entre los clientes regulados que pueden optar a tarifa libres¹⁵ de los clientes libres, se observa que el consumo promedio mensual de los clientes que pueden optar a tarifa libre es de 64,5 MWh/mes, mientras que el consumo promedio de los clientes actualmente con contratos de consumo libre es de 238,6 MWh/mes. Esto muestra una diferencia promedio de consumo que es casi 4 veces mayor en el grupo de clientes libres en comparación con aquellos que potencialmente podrían optar a la tarifa libre. Por otro lado, la diferencia promedio de consumo entre el segmento de 400-500 kW y los clientes libres es de 6 veces el volumen consumido. Esto se ve resumido en la Figura 1.

Figura E.1:
Número de clientes en millones y consumo per cápita mensual de clientes conectados a distribución. Fuente: elaboración Systep con datos del Coordinador actualizados en diciembre 2023.



Lo anterior indica que, en los contratos con clientes libres conectados a distribución¹⁶, se negocia un volumen en MWh/mes promedio de energía significativamente mayor al del segmento

¹⁵ Se entiende como cliente potencialmente libre al cliente con más de 500kW de potencia que elige seguir en régimen regulado.

¹⁶ En este análisis solo se tomó en consideración la información entregada por el Coordinador a nivel de consumos en distribución. No se tomaron en consideración

que se busca incorporar. Esta diferencia en los volúmenes negociados podría significar dificultades para las PYMES al momento de negociar un contrato de suministro libre con un proveedor y por tanto requiere de un análisis exhaustivo de los reales niveles de competencia en el segmento.

Las actuales condiciones del mercado de contratos libres podrían presentar algunos obstáculos para las PYMES que buscan convertirse en clientes libres bajando el límite de potencia de 500 kW a 300 kW para conseguir un mejor precio de la energía. En este sentido, una disminución paulatina, tanto en magnitud como en período de aplicación, podría ser una opción para evaluar los efectos de esta medida y determinar si cumple las condiciones necesarias de competencia, al igual que se evalúen en detalle los efectos en los precios de energía contratados.

Además, dado que las PYMES que actualmente están en el segmento regulado podrían tratar de acceder al segmento libre, habría una amenaza de menor demanda en el segmento regulado, lo que será evaluado con más riesgo por parte de los suministradores lo que se podría traducir en un aumento de precios en las licitaciones. Por esta razón, sería necesario discutir tanto el límite inferior como el límite superior de potencia de manera minuciosa (al disminuir este límite se acota el volumen de energía que se puede cambiar entre segmentos), para analizar todas las consecuencias que tendrá tanto en el segmento libre como en el regulado.

Finalmente, es importante tener en cuenta que además del precio de energía negociado con el suministrador, se debe agregar el cargo de estabilización que las PYMES favorecidas por el PEC y/o MPC al momento de cambiar de cliente regulado a libre. Esto complica la decisión de cambiar a la modalidad de cliente libre como forma de reducir los costos de energía. En consecuencia, resulta fundamental llevar a cabo un análisis de todas las alternativas disponibles para evitar efectos indeseables a las PYMES y el sector regulado.

a clientes libres que estén conectados a mayores niveles de tensión con mayores consumos.

GENERACIÓN

En el mes de marzo, la generación total del SEN fue de 7.298 GWh/mes, con una variación de 4,0% respecto a febrero de 2024 (7.019 GWh/mes) y con una variación de 0,6% a la de marzo de 2023 (7.252 GWh/mes) (Ver Figura 1.1).

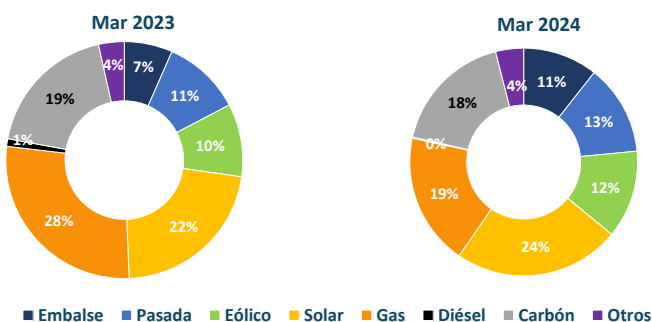
La participación de la generación gas, diésel, carbón se redujo en un 31%, 83%, 5% respectivamente en relación con marzo de 2023. En contraste, la participación de la generación hidráulica, eólico, solar aumentaron en un 62%, 26%, 8% respectivamente en relación con marzo de 2023.

Con respecto a la generación bruta del mes de marzo, la potencia máxima generada fue de 11.623 MW el día 4, y la mínima fue de 7.899 MW el día 31. La Figura 1.2 muestra el ciclo de la generación durante el mes de marzo, la cual es más alta durante los días hábiles y más baja durante los fines de semana y festivos.

Durante el mes de marzo estuvieron en mantenimiento mayor las centrales hidráulicas: Rapel (31 días), Angostura (24 días) y Pehuenche (10 días); a carbón: Angamos-ANG2 (18 días), Guacolda 5 (16 días), Cochrane-CCH1 (12 días), Cochrane-CCH2 (4 días), Guacolda 3 (4 días) y Campiche (1 día); a gas: Nehuenco I (8 días), Kelar (8 días), Los Vientos (7 días), Atacama 1 (6 días), Tocopilla-U16 (5 días) y San Isidro I (1 día); solares: PFV Domeyko (2 días); y diésel: Los Espinos (1 día).

Figura 1.1:
Energía mensual generada en el SEN

Fuente: CEN



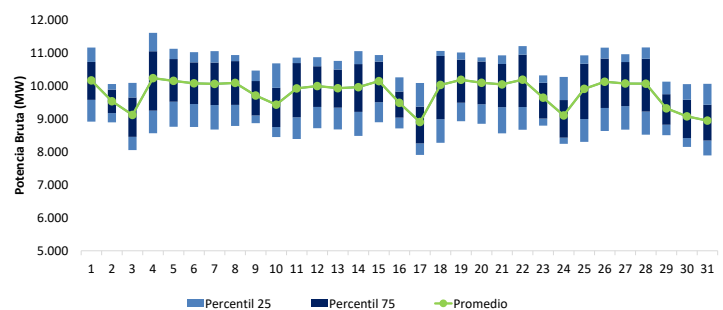
7.252
GWh/mes

Generación
total del mes

7.298
GWh/mes

Figura 1.2:
Generación bruta del SEN

Fuente: CEN



11.623 MW
máxima

Potencia
Mes

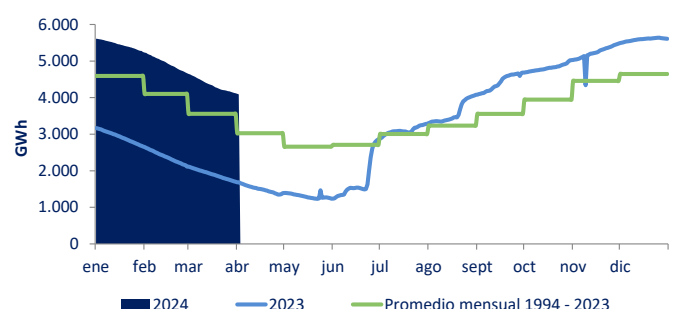
7.899 MW
mínima

HIDROLOGÍA

En marzo la energía embalsada en el SEN superó tanto el nivel del año anterior como el promedio mensual histórico entre los años 1994 – 2023. Durante febrero, el promedio de energía embalsada representó el 123% del promedio mensual histórico 1994 – 2023 (ver Figura 1.3). En lo que va del año hidrológico 2023/2024 (marzo 2024), el nivel de excedencia observado es igual a 59,0%, es decir, se ubica en el 41,0% 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 Systemp](#), sección Datos de Operación del SEN.

COSTOS MARGINALES

En marzo de 2024 el costo marginal de la barra Crucero 220 fue de 50,4 US\$/MWh, lo cual registró una variación de -6,1% con respecto a febrero de 2024 (53,6 US\$/MWh), y una variación de -52,5% respecto a marzo de 2023 (106,2 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 marzo de 2024 fue de 49,7 US\$/MWh, lo cual registró una variación de -5,3% con respecto a febrero de 2024 (52,5 US\$/MWh), y una variación de -63,1% respecto a marzo de 2023 (134,9 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 marzo para Crucero 220 kV

Fuente: CEN

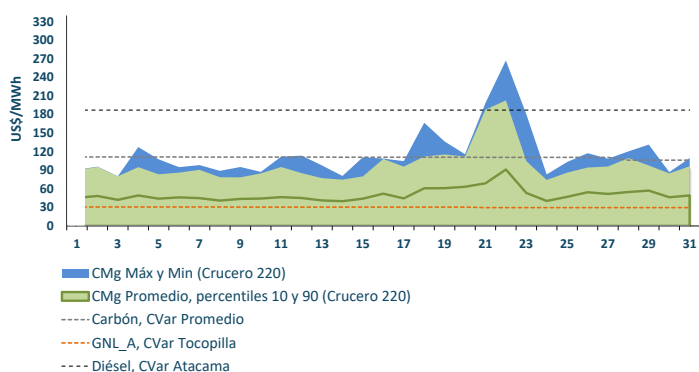
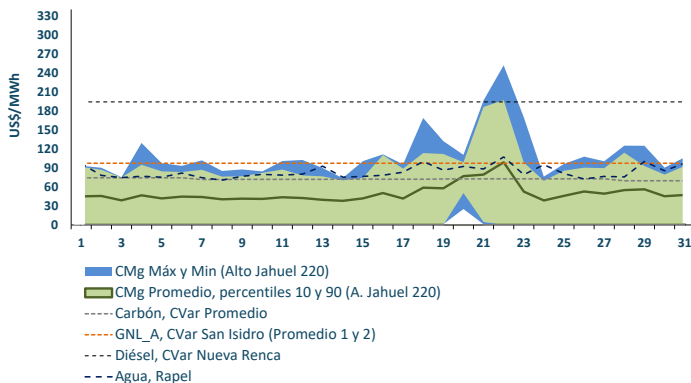


Figura 1.5:
Principales costos variables y costo marginal promedio diario de marzo para Alto Jahuel 220kV

Fuente: CEN



Durante el mes de marzo 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 776 horas.

Los tramos que presentaron desacoples con mayores costos promedio fueron: Pinatas 066 - Tap. Manzano 066 (5 horas), Cautín 220 - Tap Riotolten 220 (2 horas), Coronel 154 - Coronel 066(15 horas), y Lastarria 220 - Ciruelos 220 (100 horas), con un desacople promedio de: 167,6 US\$/MWh, 161,5 US\$/MWh, 143,1 US\$/MWh, y 119,2 US\$/MWh, respectivamente (ver Tabla 1.1).

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

Fuente: CEN

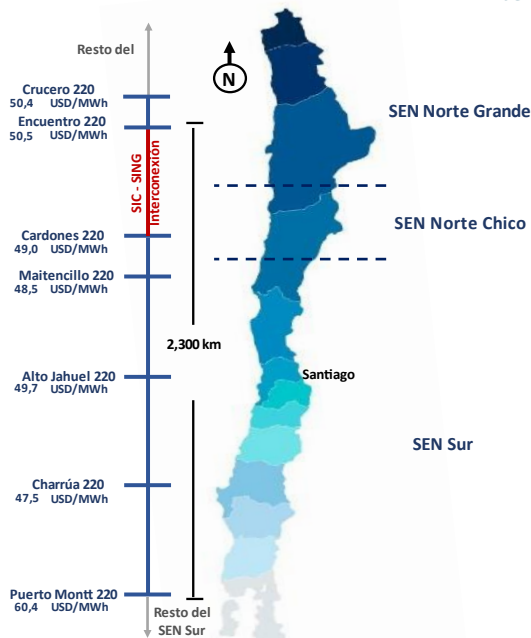


Tabla 1.1:
Desacople promedio por tramo congestionado en sistema de transmisión

Fuente: CEN

LÍNEAS CON DESACOPLES	HORAS	DESACOPLE PROMEDIO USD/MWh
Pinatas 066 - Tap. Manzano 066	5	167,6
Cautín 220 - Tap Riotolten 220	2	161,5
Coronel 154 - Coronel 066	15	143,1
Lastarria 220 - Ciruelos 220	100	119,2
Rio Malleco 220 - Cautín 220	1	92,9
Charrúa 154 - L. Ángeles 154	70	58,8
Charrúa 220 - Santa Clara 220	74	50,1
N. Pichirropul 220 - Rahue 220	1	39,9
A. Jahuel 500 - Lo Aguirre 500	15	36,3
Polpaico 500 - N. P. Azúcar 500	33	13,3

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 durante el año 2023, con un crecimiento anual efectivo de un 1,0% respecto del año anterior, 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 3.595,9 MW de nueva capacidad, de los cuales 1.711,2 MW son solares, 761,7 MW son eólicos, 150,0 MW corresponden a embalses y 933,0 MW a almacenamiento. Además, se considera el retiro de las unidades a carbón Norgener 1 y 2 (262,0 MW de capacidad neta) a partir del 15 de abril de 2024.

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%).

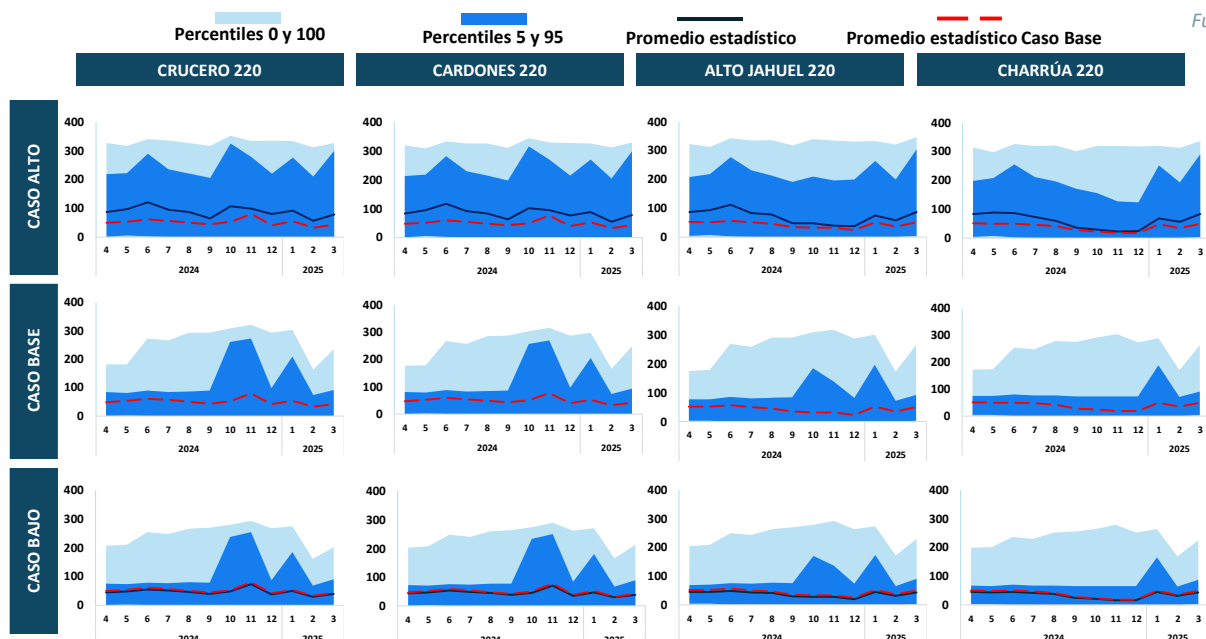
Se destaca la desconexión y cese de operaciones de las unidades Norgener 1 y 2, la que ocurrió este 15 de abril de 2024, considerando en los días previos el despacho forzado de dicha central con el objetivo de consumir todo el combustible remanente antes del retiro de las unidades. Adicionalmente se extendió el periodo de indisponibilidad del complejo Alto Maipo hasta marzo 2025, agregando 6 meses a la fecha anteriormente informada por la empresa.

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*	376	418	460
	Angamos*	129	143	158
	Guacolda*	141	157	172
	Andina	180	200	220
	Homitos	180	200	220
	Norgener*	286	318	350
	N. Ventanas	137	152	168
. US\$ / Bbl iintero)	Quintero	131	146	160
	Mejillones	118	131	144
GNL US\$ / MM Btu	San Isidro 1	6	7	8
	Nehuenco 1	9	10	-
	Mejillones CTM3	7	8	-
	U16	6	7	8
	Kelar (1)	10	12	-
GN US\$ / MM Btu	San Isidro 2	7	8	-
	U16 (2)	10	11	-
	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

A continuación, se presenta un análisis del mercado spot por empresa, donde se considera para cada una la operación consolidada del SEN.

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

y eólico. Engie aumentó su producción en base a gas natural, hidro, solar, eólico, mientras que disminuyó su generación en base a carbón. Por último, Tamakaya aumentó su producción en base a GNL y disminuyó su generación en base a diésel.

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

Empresa: ENEL CHILE

GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

TECNOLOGÍA	Mar 2023	Feb 2024	Mar 2024
Diésel	0	2	0
Carbón	71	13	0
Gas Natural	521	331	329
GNL	292	173	259
Hidro	597	900	799
Solar	252	297	295
Eólico	130	130	163
Geotérmica	34	33	34
TOTAL	1.899	1.877	1.878

VALOR DEL AGUA PROMEDIO (US\$/MWh)

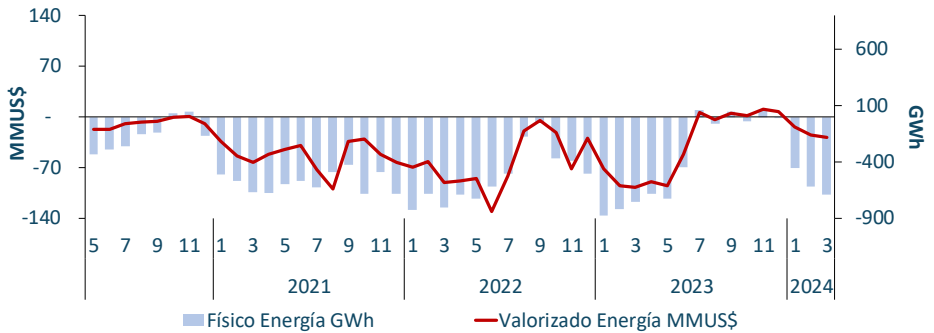
CENTRAL	Mar 2023	Mar 2024
Embalse Ralco	172	67

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Mar 2023	Mar 2024
San Isidro GNL_A (TG1+TV1, prom. I y II)	110,2	97,3
San Isidro GN_A (TG1+TV1, prom. I y II)	75,0	59,0
Taltal Diésel (Prom. I y II)	0,0	0,0
Atacama Diésel (TG1A+TG1B+TV1C)	196,2	187,1

TRANSFERENCIA DE ENERGIA

ÍTEM	Mar 2024
Total Generación (GWh)	1.878
Total Retiros (GWh)	2.570
Transf. Físicas (GWh)	-692
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-28



Empresa: COLBÚN

GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

TECNOLOGÍA	Mar 2023	Feb 2024	Mar 2024
Diésel	13	0	1
Carbón	239	204	211
Gas Natural	361	231	229
GNL	190	77	92
Hidro	251	452	404
Solar	55	49	48
Eólico	0	0	0
Total	1.109	1.014	986

VALOR DEL AGUA PROMEDIO (US\$/MWh)

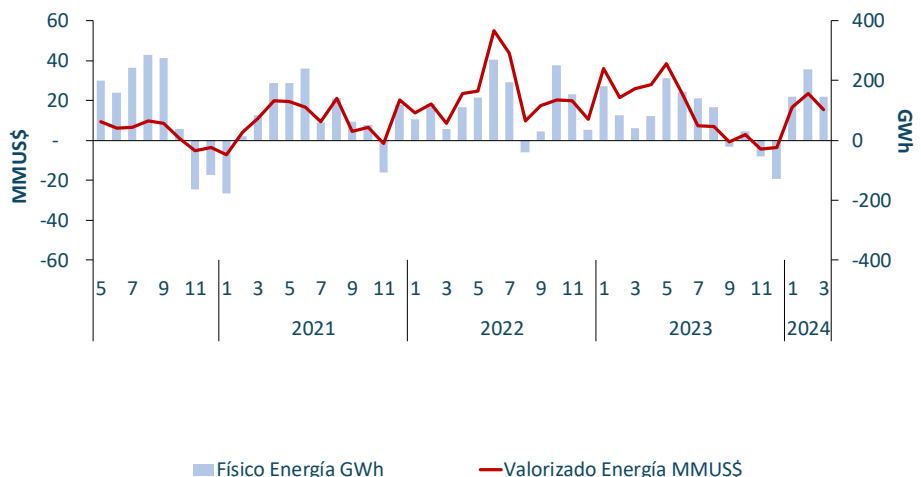
CENTRAL	Mar 2023	Mar 2024
Embalse Colbún	155	68

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Mar 2023	Mar 2024
Santa María	88,7	63,8
Nehuenco GNL_A (TG1+TV1, Prom. I y II)	102,7	102,5
Nehuenco GN_A (TG1+TV1, Prom. I y II)	78,4	60,0
Nehuenco Diesel (TG1+TV1, Prom. I y II)	168,4	180,3

TRANSFERENCIA DE ENERGIA

ÍTEM	Mar 2024
Total Generación (GWh)	986
Total Retiros (GWh)	839
Transf. Físicas (GWh)	146
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	15



GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

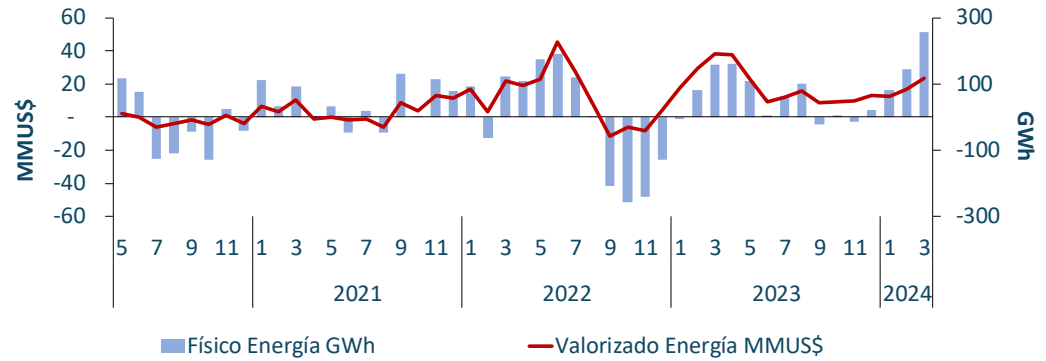
TECNOLOGÍA	Mar 2023	Feb 2024	Mar 2024
Diésel	0	0	0
Carbón	778	629	747
Gas Natural	0	0	0
GNL	0	0	0
Hidro	99	106	112
Solar	14	8	8
Eólico	51	46	63
Total	942	789	930

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Mar 2023	Mar 2024
N. Ventanas y Campiche	169,3	72,1
Angamos (prom. 1 y 2)	116,0	69,2
Norgener (prom. 1 y 2)	162,4	169,2

TRANSFERENCIA DE ENERGIA

ÍTEM	Mar 2024
Total Generación (GWh)	930
Total Retiros (GWh)	675
Transf. Físicas (GWh)	255
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	24



GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

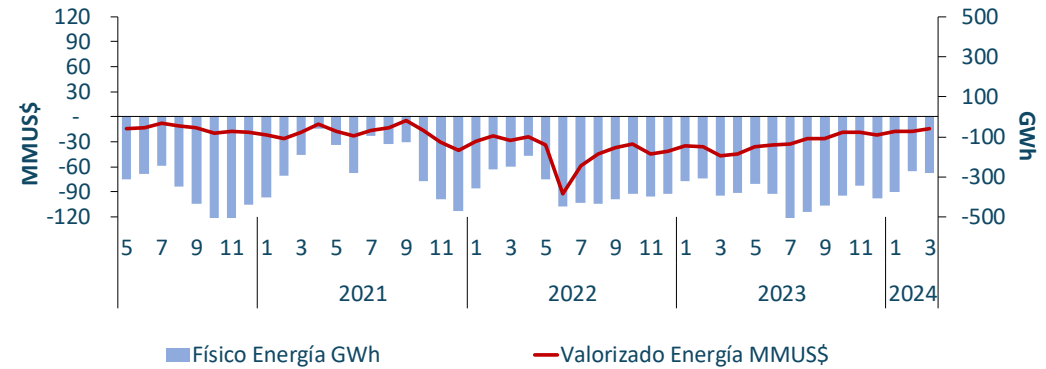
TECNOLOGÍA	Mar 2023	Feb 2024	Mar 2024
Diésel	6	0	0
Carbón	20	176	155
Gas Natural	169	130	188
GNL	0	0	0
Hidro	5	4	7
Solar	93	79	81
Eólico	31	26	29
Total	323	415	459

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Mar 2023	Mar 2024
Andina Carbón	174,7	85,1
Mejillones Carbón	181,3	180,0
Tocopilla GNL_A (U16-TG1+TV1)	72,9	30,2

TRANSFERENCIA DE ENERGIA

ÍTEM	Mar 2024
Total Generación (GWh)	459
Total Retiros (GWh)	739
Transf. Físicas (GWh)	-280
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-14



GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

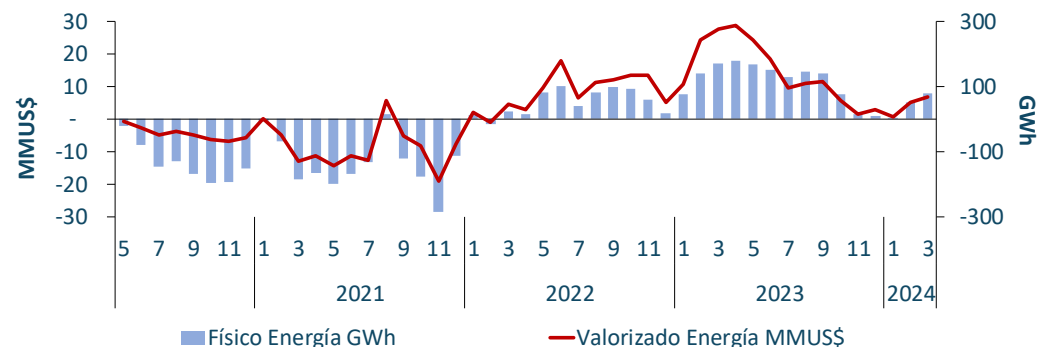
TECNOLOGÍA	Mar 2023	Feb 2024	Mar 2024
Diésel	0	4	0
Carbón	0	0	0
Gas Natural	0	0	0
GNL	190	49	95
Hidro	0	0	0
Solar	0	0	0
Eólico	0	0	0
Total	190	53	95

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Mar 2023	Mar 2024
Kelar GNL_A (TG1 + TG2 + TV)	66,1	100,6
Kelar Diesel (TG1 + TG2 + TV)	147,6	144,5

TRANSFERENCIA DE ENERGIA

ÍTEM	Mar 2024
Total Generación (GWh)	95
Total Retiros (GWh)	17
Transf. Físicas (GWh)	78
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	7



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 marzo de 2024, es de 101 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 Enel 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 marzo de 2024 por generador, en barra de oferta*

Fuente: CNE
Elaboración: Systep

EMPRESA GENERADORA	PRECIO MEDIO CONTRATOS US\$/MWh	ENERGÍA AÑO 2024 GWh
ENDESA	119	10.465
E-CL	121	7.600
ENEL GENERACIÓN	66	5.935
El Campesino	118	4.024
AES GENER	100	1.319
ACCIONA	99	1.111
COLBÚN	81	1.000
Abengoa	148	956
IBEREÓLICA CABO LEONES II S.A.	61	860
Aela Generación S.A.	95	858
HUEMUL ENERGÍA (Caman)	50	640
HUEMUL ENERGÍA (Coihue)	51	640
PANGUIPULLI	150	567
CONDOR ENERGÍA (Esperanza)	56	530
CONDOR ENERGÍA (C° Tigre)	54	463
CONDOR ENERGÍA (Tchamma)	51	441
San Juan SpA.	132	422
WPD MALLECO (Malleco)	65	398
HUEMUL ENERGÍA (Ckani)	55	375
Pelumpén S.A.	105	346
PUELCHÉ SUR EÓLICA	57	287
MARIA ELENA SOLAR	38	281
SONNEDIX COX	68	265
Ibereolica Cabo Leonos I S.A.	116	196
WPD MALLECO (Malleco II)	64	192
Otros	98	1.565
Precio Medio de Licitación	101	41.735

* Todos los procesos hasta la fecha indexados al 3/2024, ponderado por energía contratada del año 2024

Tabla 4.2:
Precio medio de licitación indexado a marzo 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	14.379
CGE Distribución	110	12.254
Chilquinta	96	3.250
SAESA	103	2.586
Precio Medio Muestra	101	32.469

* Todos los procesos hasta la fecha indexados al 3/2024, 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 febrero 2024 los retiros de energía afectos a obligaciones establecidos en la Ley 20.257 y la Ley 20.698 fueron iguales a 6.266 GWh, por lo tanto, las obligaciones sumaron 1.021 GWh en total. A su vez, la generación ERNC durante febrero fue igual a 2.778 GWh, es decir, se superó en un 172% la obligación ERNC.

La mayor fuente ERNC corresponde al aporte solar que representa un 61% (1.708 GWh) seguido por el aporte eólico con un 25% (692 GWh), luego los aportes de tipo biomasa con un 7% (189 GWh) y finalmente los aportes de tipo hidráulico, que representó un 6% (163 GWh). Por su parte, la generación geotérmica representa un 1% (27 GWh).

Durante marzo de 2024 se registró 481,5 GWh de energía solar y eólica vertida, lo que refleja un aumento del 12,1% con respecto a febrero de 2024 (429,5 GWh) y un aumento del 273,9% con respecto a marzo del 2023 (128,8 GWh), ver Figura 5.2.

Figura 5.1: Generación ERNC histórica reconocida

Fuente: CEN

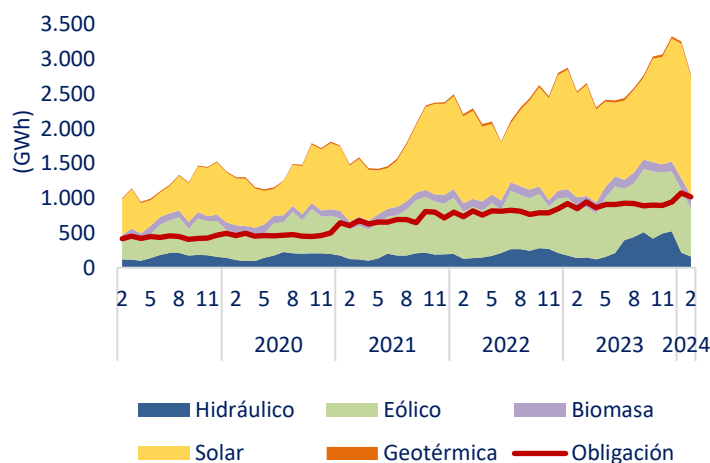
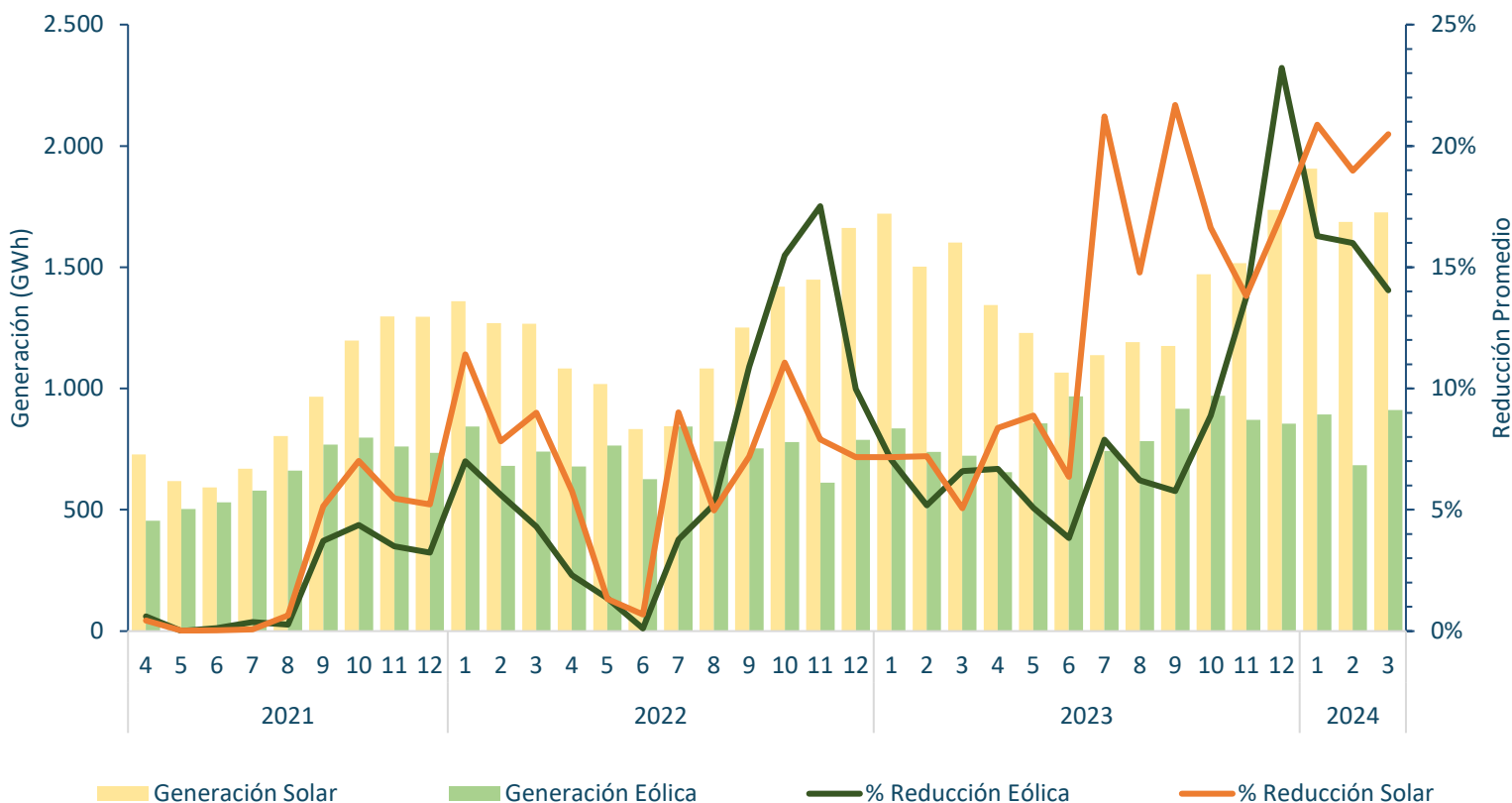


Figura 5.2: Vertimiento renovable desde Nogales al norte histórico

Fuente: CEN



6.

EXPANSIÓN DEL SISTEMA

PLAN DE OBRAS

De acuerdo con la RE139 CNE (2024) que declara y actualiza instalaciones de Generación y Transmisión en construcción, se espera la entrada de 2.653 MW de capacidad instalada en el Sistema Eléctrico Nacional. De estos, 53% corresponde a tecnología solar (1.398 MW), un 16% a tecnología eólica (422 MW), un 5% de tecnología hidráulica (136 MW), un 24% de tecnología BESS (647 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	
Planta Solar Fotovoltaica Doña Antonia	mar-24	Solar	75,0
Punta de Talca	mar-24	Eólica	80,0
Planta FV Tocopilla	mar-24	Solar	200,3
BESS Parque Eólico La Cabaña - Etapa 2	mar-24	BESS	32,0
Parque Solar Fotovoltaico Tamarico	abr-24	Solar	144,7
BESS Parque Fotovoltaico El Manzano	abr-24	BESS	60,0
Parque Fotovoltaico Don Humberto	may-24	Solar	73,0
Ampliación BESS Parque Eólico La Cabaña	may-24	BESS	33,0
BESS de Generación Solar SpA	may-24	BESS	60,5
Ñuble	jun-24	Hidráulica	136,0
BESS Parque Fotovoltaico Don Humberto	jun-24	BESS	60,0
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
Andes Solar IIA Baterías	sept-24	BESS	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
BESS Tamaya	nov-24	BESS	68,2
Doña Luzma	dic-24	Térmica	40,0
Parque Fotovoltaico Sol de Vallendar	dic-24	Solar	100,0
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
Planta Fotovoltaica Aurora Solar	mar-25	Solar	187,0
Capacidad próximos 12 meses			2.652,9

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 marzo de 2024, totalizan 15.431 MW con una inversión de MMUS\$ 18.085, mientras que los proyectos aprobados históricos totalizan 80.445 MW con una inversión de MMUS\$ 137.997 (ver Tabla 7.1).

Durante el mes de marzo, 4 proyectos entraron en calificación aportando una capacidad de 241 MW, de los cuales destacan el Parque Fotovoltaico Guanay ubicado en San Antonio que incluye un sistema de Almacenamiento de 120 MW y el Parque Fotovoltaico Casas Viejas de 105 MW, ubicado en La Ligua-Papudo.

En este mes se aprobaron 3 proyectos, uno de ellos eólico (6,2 MW), otro híbrido (379 MW) y uno solar (9 MW), mientras que 2 fueron rechazados y 1 no calificado.

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	3.549	4.711	15.453	26.291
Hidráulica	0	0	3.926	6.654
Solar	5.941	6.701	39.183	64.585
Gas Natural	1.376	524	6.408	6.314
Geotérmica	0	0	170	710
Diesel	24	10	2.957	6.565
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)	2.237	3.183	410	841
Híbrido (Eólico + BESS)	1.480	2.115	432	801
Almacenamiento	0	0	50	160
Total	15.431	18.085	80.445	137.977

Para mayor detalle sobre Proyectos en Evaluación SEIA, ver *Estadísticas SysteP*, sección Infraestructura.

8. SEGUIMIENTO REGULATORIO

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA



- Se publica en el Diario Oficial el Decreto 6T de 2023, que fija precios estabilizados para medios de generación de pequeña escala ([ver más](#)).
- Se publica en el Diario Oficial la Resolución Exenta N°14 de 2024, que fija estándar mínimo de eficiencia energética para vehículos motorizados medianos ([ver más](#)).
- Se publica en el Diario Oficial el Decreto Exento N°58 de 2024, que fija obras nuevas de los sistemas de transmisión nacional y zonal que deben iniciar su proceso de licitación o estudio de franja, en los doce meses siguientes, correspondientes al Plan de Expansión del año 2022, y modifica Decreto Exento N° 4, de 2024 ([ver más](#)).
- Se publica la Resolución Exenta CNE N°163 de 2024, que aprueba Informe Técnico Final de Calificación de Instalaciones de los Sistemas de Transmisión para el período 2024-2027 ([ver más](#)).
- Las empresas que presentaron ofertas para la licitación de suministro 2023/01 fueron: Enel Generación, Innergex Energía Renovable SpA, Inversiones La Frontera Sur SpA, FVR Development Chile SpA y GR Power Chile ([ver más](#)).

MINISTERIO DE ENERGÍA



- Se publica en el Diario Oficial la Ley N°21.667 sobre Estabilización de Tarifaria para clientes regulados ([ver más](#)).
- Reingresa a Contraloría el Decreto Supremo 70, que modifica el Reglamento de Transferencia de Potencia, Decreto Supremo 62 ([ver más](#)).

COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL



- El Coordinador publica el informe “Monitoreo de la Competencia en el Mercado Eléctrico 2023” ([ver más](#)).



Descargue las estadísticas del Reporte System 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@system.cl

Pablo Lecaros V.
Gerente de Mercados
Eléctricos y Regulación

plecaros@system.cl

Bryan Bizarro A.
Líder de Proyectos

bbizarro@system.cl

reporte@system.cl

| www.system.cl

| RRSS

