









REPORTE MENSUAL
Sector Eléctrico

Mayo 2024



### **REPORTE MENSUAL**

# Sector Eléctrico

Editorial	3-4
<ul> <li>1. Análisis de Operación         Generación         Hidrología         Costos Marginales     </li> </ul>	5-6
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

© 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.

# S O O I N H L N O U

## **EDITORIAL**

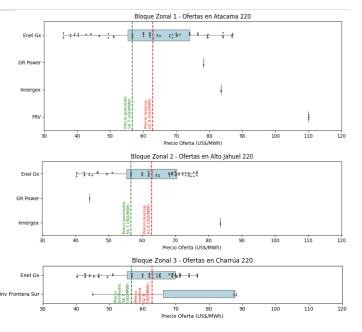
### Licitación 2023/01: ¿fue positiva realmente para los clientes regulados?

El miércoles 8 de mayo de 2024 se llevó a cabo el acto público de adjudicación de la Licitación 2023/01 para el suministro de clientes regulados. El proceso consideró dos bloques de suministro (BS1 y BS2) por un volumen de energía de 1.500 GWh/año y 2.100 GWh/año a partir de enero de 2027 y enero de 2028, respectivamente, sumando un total de 3.600 GWh/año (como referencia, durante el año 2023 los clientes regulados consumieron un total de 30.141 GWh).

Como mencionamos en nuestra editorial de mayo de 2023¹, las principales novedades de esta licitación fueron i) la incorporación de bloques zonales (norte, centro y sur) donde se podía ofertar de manera independiente, ii) un incentivo a las ofertas respaldadas con proyectos de almacenamiento, mediante un descuento de 0,15 US\$/MWh por cada GWh de energía generable (con un tope de 15 US\$/MWh), pero solo a la hora de evaluar las ofertas económicas, y iii) el traspaso de costos sistémicos a los clientes regulados, a través de la fórmula de indexación del precio de energía.

A la licitación se presentaron 5 oferentes, correspondientes a 4 grupos empresariales: Innergex Energía Renovable (Innergex), Inversiones La Frontera Sur (Innergex), FRV Development Chile (FRV), GR Power Chile (Grenergy) y Enel Generación Chile (Enel). De las ofertas recibidas, Enel fue el único que respaldó las suyas solo en base a activos de generación existentes, mientras que La Frontera consideró un proyecto hidroeléctrico, y el resto de los oferentes proyectos solares y/o de almacenamiento mediante baterías (BESS) con duración entre 4 y 5 horas. Como resultado del proceso, la totalidad de la energía licitada se adjudicó a Enel en primera etapa, a un precio promedio de 56,7 US\$/MWh. Las ofertas presentadas por bloque zonal se muestran en la Figura E.1.

Figura E.1: Ofertas presentadas para la Licitación 2023/01 por bloque zonal



De la figura anterior se aprecia que aproximadamente un 52% de las ofertas fue a precios que resultaron estar por sobre el precio de reserva, evidenciando divergencias entre las expectativas de la CNE y las perspectivas de los oferentes. En efecto, solo 6 ofertas de Enel (con restricción para ser adjudicadas conjuntamente en bloques de suministro, zonales, y horarios), y 1 de Grenergy quedaron por debajo de los precios de reserva.

Uno de los aspectos positivos del proceso es que se pudo adjudicar la totalidad de la energía licitada, en contraste al proceso pasado (Licitación 2022/01) en donde solo se adjudicó aproximadamente un 15% del total de energía. Sin embargo, el precio de adjudicación promedio fue aún mayor al del proceso 2022/01, el que ya había roto la curva a la baja de años anteriores, como se puede apreciar en la Figura E.2.

Figura E.2: Resultados de licitaciones de suministro para clientes regulados realizadas desde 2013 en adelante



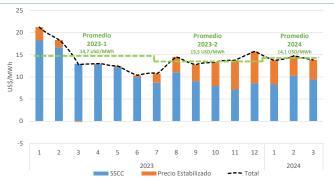
Se destaca que la disminución en la cantidad de participantes respecto a procesos anteriores (por ejemplo, respecto de los 29 oferentes del proceso 2021/01 o 15 en el proceso 2022/01), no fue condicionante para la adjudicación total, pero sí revela una dependencia directa de las ofertas de un único participante (Enel). En efecto, si se obvian las ofertas de Enel, en el bloque de suministro 1 no hay más ofertas en el bloque horario B del bloque zonal 1, en los bloques horarios A y C del bloque zonal 2 y en todos los bloques horarios del bloque zonal 3. Por otra parte, en el bloque de suministro 2, tampoco hay más ofertas en el bloque horario B de los bloques zonales 1 y 2.

El traspaso de costos laterales (servicios complementarios, pagos de compensaciones por precio estabilizado, compensación de impuesto a las emisiones, entre otros), implica que el resultado de esta licitación no sea directamente comparable con procesos anteriores. Como se observa en la Figura E.3, los costos sistémicos en términos de promedio semestral oscilaron entre 13,5 US\$/MWh y 14,7 US\$/MWh en el año 2023, lo que en primera instancia implicaría sumar dichos valores al precio adjudicado para poder comparar en una misma base respecto de licitaciones pasadas.

<sup>&</sup>lt;sup>1</sup>Licitación 2023/01: ¿quién representa a los clientes regulados?

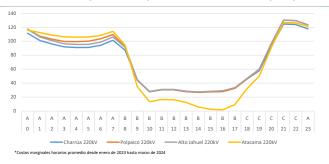


Figura E.3:
Principales costos sistémicos promedio desde 2023 a la fecha



A lo anterior también se debe agregar el cambio de base del punto de oferta en las nuevas zonas definidas para la Licitación 2023/01 (Atacama 220, Alto Jahuel 220 y Charrúa 220), dado que en anteriores procesos todas las ofertas debían estar referenciadas a Polpaico 220. Si se utilizan como proxy los costos marginales reales horarios desde enero de 2023 (ver la Figura E.4), se observa que el efecto del cambio de base (ponderando por la energía licitada en cada zona), implicaría entre 1,2 US\$/MWh y 4,0 US\$/MWh que también debiesen ser agregados al precio adjudicado.

Figura E.4:
Costos marginales promedio para un día tipo histórico desde enero 2023 en los puntos de oferta Licitación 2023/01 y Polpaico



Si se suman los dos efectos anteriores, el precio de energía estará en el rango de 71,4 US\$/MWh a 75,4 US\$/MWh. Dicho valor es el que se debe comparar con las licitaciones pasadas.

No obstante, se debe tener en cuenta que estos contratos comenzarán a ser suministrados en 2027 y 2028, y representan una fracción menor de la energía contratada para el suministro de clientes regulados. Estimaciones preliminares propias indican que el efecto en la tarifa final de los clientes regulados sería un baja en torno a 1%-3%, respecto a una situación en la cual solo se apliquen los contratos vigentes en esos años.

La Comisión Nacional de Energía dio a conocer un estudio de percepción en torno a este proceso², encuesta que respondió un total de 25 proveedores de los 69 que recibieron la encuesta (un 36% de cobertura). Se menciona el impacto de los mecanismos de estabilización de tarifas, la demora en la obtención de permisos y los problemas de congestiones de transmisión como razones que afectaron la participación en el proceso licitatorio, generando condiciones de mercado complejas. Aunque no se hace mención a razones internas de la operación y construcción de los proyectos, a juicio de Systep este también sería un motivo de peso que incidió en la compleja situación que experimentaron algunos generadores en 2022 y 2023.

Ante esto, surge el cuestionamiento: si las condiciones actuales de mercado son complejas, ¿por qué realizar una licitación a 20 años, que perpetuaría por dicho plazo los precios asociados a la percepción actual de los generadores? La Ley General de Servicios Eléctricos establece la necesidad de tener cobertura de la demanda regulada para los próximos 5 años, indicando como única limitación que los contratos no pueden durar más de 20 años. ¿No habría sido mejor llevar a cabo una licitación por un plazo menor, solo por el déficit que se proyecte para ese periodo, y esperar a que mejoren las perspectivas de mercado para volver a licitar grandes volúmenes de energía a largo plazo?

La división del suministro en 3 bloques zonales, pese a que como indicamos en nuestra editorial de mayo de 2023¹ parecía una buena idea para promover la participación, al parecer no tuvo los efectos esperados. Hubo interesados que solo ofertaron en ciertos bloques zonales en específico, pero si se excluyen las ofertas de Enel, como se mencionó anteriormente existen combinaciones de bloques zonales y horarios sin ofertas.

Finalmente, está el incentivo a las ofertas respaldadas con proyectos de almacenamiento. Si se analiza en detalle, todas las ofertas que incluyeron alguna componente de almacenamiento en sub-bloques A y C quedaron fuera de evaluación, al estar por encima del precio de reserva. Más aún, la gran mayoría de estas también hubiesen quedado fuera incluso si el descuento se considerase para efectos de comparar con el precio de reserva. Es decir, el costo de desarrollo de estos proyectos aún estaría por sobre las expectativas de la autoridad.

El resultado de la Licitación 2023/01 pareciera dar señales satisfactorias debido a la cobertura completa de la energía licitada. Desde la perspectiva de los clientes regulados, en primera instancia también aparenta ser un proceso positivo, ya que el precio promedio de adjudicación haría bajar levemente la tarifa final, al menos en 2027 y 2028 (pues a esa fecha aún existirán contratos a precios más altos, como los adjudicados en la licitación 2013/03 2do llamado).

Sin embargo, este proceso también deja señales negativas para los clientes regulados. En primer lugar, hubo combinaciones de bloques zonales-horarios donde un único agente presentó ofertas, riesgo que podría persistir si se mantienen las condiciones actuales de mercado. Por otra parte, se sentó el precedente de traspaso de cargos laterales, lo que se suma a otros cargos que en el pasado eran compartidos con los generadores pero que la autoridad decidió que fuesen asumidos directamente solo por los usuarios finales (transmisión y servicio público), los que difícilmente pueden ser manejados o controlados por clientes pequeños y atomizados. Finalmente, de haberse realizado una licitación con un menor plazo de suministro podría haber derivado en una mayor reducción de las tarifas a largo plazo, en la medida de que las condiciones de mercado sean más estables en el momento en que se realice el siguiente proceso licitatorio. Esto en un contexto en donde los precios suscritos en los contratos regulados y libres han registrado una tendencia al alza.

En el actual diseño del mercado eléctrico chileno la autoridad regulatoria es el principal ente que debiese velar por la reducción de los costos de suministro para los clientes de menor tamaño, siendo la Licitación 2023/01 en el balance global un paso en falso en dicha dirección.

<sup>&</sup>lt;sup>2</sup>https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2024/05/Estudio-CNE-Criteria-Licitaciones.pdf



### ANÁLISIS DE OPERACIÓN

### GENERACIÓN

En el mes de abril, la generación total del SEN fue de 6.799 GWh/mes, con una variación de -6,8% respecto a marzo de 2024 (7.298 GWh/mes) y con una variación de 2,3% a la de abril de 2023 (6.646 GWh/mes) (Ver Figura 1.1).

La participación de la generación gas, diésel se redujo en un 28%, 75% respectivamente en relación con abril de 2023. En contraste, la participación de la generación hidráulica, eólico, solar, carbón aumentaron en un 42%, 20%, 6%, 7% respectivamente en relación con abril de 2023.

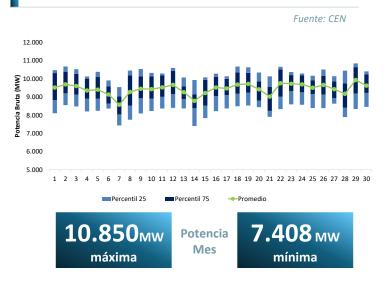
Con respecto a la generación bruta del mes de abril, la potencia máxima generada fue de 10.850 MW el día 29, y la mínima fue de 7.408 MW el día 14. La Figura 1.2 muestra el ciclo de la generación durante el mes de abril, la cual es más alta durante los días hábiles y más baja durante los fines de semana y festivos.

Durante el mes de abril estuvieron en mantenimiento mayor las centrales hidráulicas: Angostura (28 días), Rapel (28 días), Colbún (16 días), Rucue (12 días), Pehuenche (7 días), Chacayes (5 días) y Pangue (4 días); a gas: Mejillones-CTM3 (25 días), Atacama 2 (18 días), Tocopilla-U16 (6 días), Nueva Renca (5 días), Atacama 1 (4 días), Quintero 1A (3 días) y Quintero 1B (3 días); a carbón: Cochrane-CCH1 (10 días); y diésel: Quintero 1B (3 días), Los Pinos (2 días), Mejillones-CTM3 Diesel (2 días), Quintero 1A (2 días) y Nueva Renca (1 día).

Figura 1.1:
Energía mensual generada en el SEN



Figura 1.2: Generación bruta del SEN



### HIDROLOGÍA

En abril la energía embalsada en el SEN superó tanto el nivel del año anterior como el promedio mensual histórico entre los años 1994 – 2023. Durante abril, el promedio de energía embalsada representó el 132% del promedio mensual histórico 1994 – 2023 (ver Figura 1.3). En lo que va del año hidrológico 2023/2024 (abril 2024), el nivel de excedencia observado es igual a 79,7%, es decir, se ubica en el 20,3% de las hidrologías más secas observadas a igual fecha.

Energía almacenada en principales embalses Fuente: CEN 6.000 5.000 4.000 3.000 2.000 1.000 0 feb mar abr may jul ago sept oct nov 2024 2023 Promedio mensual 1994 - 2023

Para mayor detalle de la operación del Sistema, ver <u>Estadísticas Systep</u>, sección Datos de Operación del SEN.

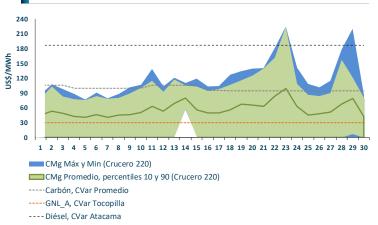


### COSTOS MARGINALES

En abril de 2024 el costo marginal de la barra Crucero 220 fue de 57,1 US\$/MWh, lo cual registró una variación de 13,2% con respecto a marzo de 2024 (50,4 US\$/MWh), y una variación de -47,5% respecto a abril de 2023 (108,7 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 abril de 2024 fue de 65,8 US\$/MWh, lo cual registró una variación de 32,4% con respecto a marzo de 2024 (49,7 US\$/MWh), y una variación de -50,8% respecto a abril de 2023 (133,7 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 abril para Crucero 220 kV



Durante el mes de abril 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 543 horas.

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

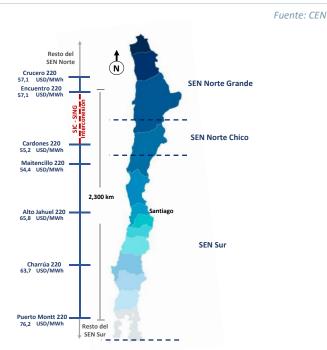
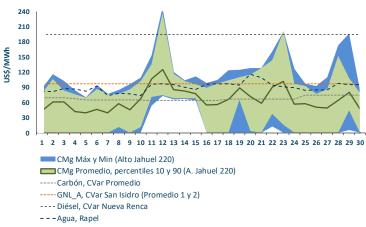


Figura 1.5:
Principales costos variables y costo marginal promedio
diario de abril para Alto Jahuel 220kV



Los tramos que presentaron desacoples con mayores costos promedio fueron: Zona Concepción 220 - Hualpén 220 (9 horas), Itahue 220 - Itahue 154 (2 horas), Tap Llanquihue 220 - P. Montt 220 (103 horas), y Charrúa 220 - Santa Clara 220 (25 horas), con un desacople promedio de: 130,1 US\$/MWh, 122,2 US\$/MWh, 105,2 US\$/MWh, y 80,2 US\$/MWh, respectivamente (ver Tabla 1.1).

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

		ruente. CLi
LÍNEAS CON DESACOPLES	HORAS	DESACOPLE PROMEDIO USD/MWh
Zona Conce 220 - Hualpen 220	9	130,1
Itahue 220 - Itahue 154	2	122,2
Tapllanquihue 220 - P. Montt 220	103	105,2
Charrúa 220 - Santa Clara 220	25	80,2
A. Jahuel 500 - Lo Aguirre 500	76	71,7
Coronel 154 - Coronel 066	2	64,8
Lastarria 220 - Ciruelos 220	27	55,7
Charrúa 154 - L. Ángeles 154	18	52,4
Polpaico 500 - N. P. Azúcar 500	41	39,4
Coronel 066 - A. Blancas 066	9	36,8

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 <u>Estadísticas Systep</u>, sección Precios del SEN.

Fuente: CFN

### 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 3,9% 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 3.509 MW de nueva capacidad, de los cuales 1.777,8 MW son solares, 985,2 MW son eólicos, 150,0 MW corresponden a embalses, 142 MW de biomasa y 414,0 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%).

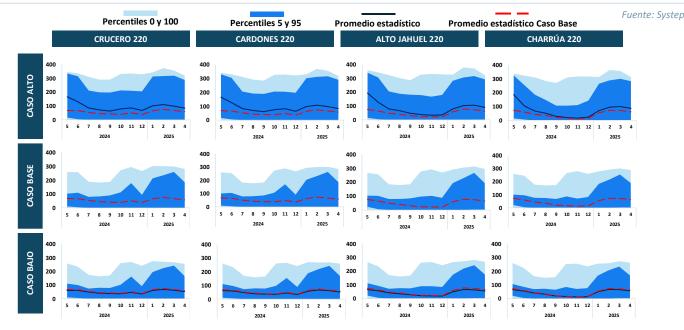
Adicionalmente, se considera el periodo de indisponibilidad del complejo Alto Maipo hasta marzo 2025, agregando 6 meses a la fecha anteriormente informada por la empresa.

Tabla 2.1: Supuestos considerados en las simulaciones

Si	UPUESTOS	BAJO	BASE	ALTO
recimiento deman	da	3.9%	3.9%	3.9%
recios Combustible	es			
	Mejillones*	308	342	377
	Angamos*	148	164	181
CARBÓN	Guacolda*	147	163	179
US\$/Ton	Andina	171	190	209
0337 1011	Hornitos	171	190	209
	N. Ventanas	235	261	287
DIESEL US\$ / Bbl	Quintero	131	146	160
(Quintero)	Mejillones	118	131	144
	San Isidro 1	6	7	7
GNL	Nehuenco 1	9	10	-
US\$ / MM Btu	Mejillones CTM3	7	8	-
050 / 111111 214	U16	8	9	9
	Kelar (1)	9	11	-
	San Isidro 2	7	8	-
GN	U16 (2)	9	10	-
US\$ / MM Btu	Nehuenco 2	7	8	-
	Nueva Renca	8	9	-

<sup>\*</sup>Se considera el promedio de las unidades







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

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

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

### Empresa: ENEL CHILE

### GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

TECNOLOGÍA	Abr 2023	Mar 2024	Abr 2024
Diésel	2	0	0
Carbón	66	0	0
Gas Natural	678	329	431
GNL	176	259	148
Hidro	411	799	603
Solar	233	295	261
Eólico	131	163	135
Geotérmica	32	34	32
TOTAL	1.729	1.878	1.610

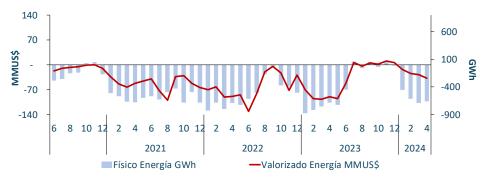
# VALOR DEL AGUA PROMEDIO (US\$/MWh) CENTRAL Abr 2023 Abr 2024 Embalse Raico 173 71

### COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Abr 2023	Abr 2024
San Isidro GNL_A (TG1+TV1, prom. I y II)	98,5	97,3
San Isidro GN_A (TG1+TV1, prom. I y II)	75,0	60,5
Taltal Diésel (Prom. I y II)	0,0	0,0
Atacama Diésel (TG1A+TG1B+TV1C)	188,1	187,1

# ÍTEM Abr 2024 Total Generación (GWh) 1.610 Total Retiros (GWh) 2.269 Transf. Físicas (GWh) -659 Transf. Valorizadas (MMUS\$) -38

TRANSFERENCIA DE ENERGIA



### Empresa: COLBÚN

### GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

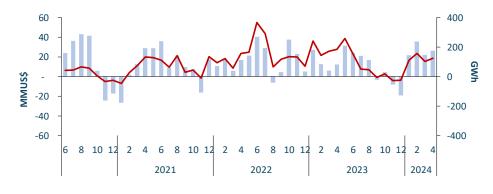
TECNOLOGÍA	Abr 2023	Mar 2024	Abr 2024
Diésel	14	1	2
Carbón	231	211	188
Gas Natural	292	229	81
GNL	205	92	312
Hidro	280	404	323
Solar	46	48	37
Eólico	0	0	0
Total	1.067	986	943

<b>VALOR DEL AGUA I</b>	PROMEDIO	(US\$/MWh)
CENTRAL	Abr 2023	Abr 2024
Embalse Colbún	159	75

### COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Abr 2023	Abr 2024
Santa María	86,2	74,8
Nehuenco GNL_A (TG1+TV1, Prom. I y II)	102,7	102,5
Nehuenco GN_A (TG1+TV1, Prom. I y II)	78,4	61,3
Nehuenco Diesel (TG1+TV1, Prom. I y II)	158,4	180,3
3		

TRANSFERENCIA DE ENERGIA	
ÍTEM	Abr 2024
Total Generación (GWh)	943
Total Retiros (GWh)	768
Transf. Físicas (GWh)	175
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	19



Físico Energía GWh

─Valorizado Energía MMUS\$

### GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

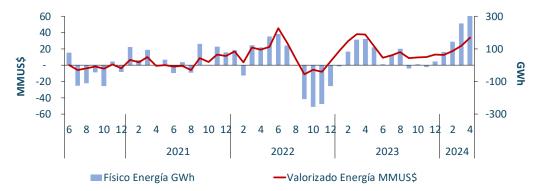
		,	
TECNOLOGÍA	Abr 2023	Mar 2024	Abr 2024
Diésel	0	0	0
Carbón	795	747	871
Gas Natural	0	0	0
GNL	0	0	0
Hidro	49	112	86
Solar	12	8	8
Eólico	43	63	44
Total	899	930	1.009

### COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Abr 2023	Abr 2024
N. Ventanas y Campiche	170,2	63,2
Angamos (prom. 1 y 2)	128,3	55,6
Norgener (prom. 1 y 2)	162,4	71,0

### TRANSFERENCIA DE ENERGIA

ÍTEM	Abr 2024
Total Generación (GWh)	1.009
Total Retiros (GWh)	613
Transf. Físicas (GWh)	396
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	34



### Empresa:

### ENGIE

### **GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)**

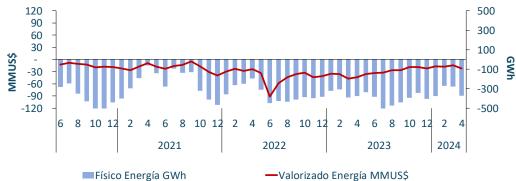
TECNOLOGÍA	Abr 2023	Mar 2024	Abr 2024
Diésel	5	0	0
Carbón	52	155	149
Gas Natural	126	188	112
GNL	0	0	0
Hidro	4	7	5
Solar	79	81	71
Eólico	29	29	32
Total	293	459	369

### COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Abr 2023	Abr 2024
Andina Carbón	175,2	84,4
Mejillones Carbón	181,3	180,0
Tocopilla GNL_A (U16-TG1+TV1)	71,8	29,7

### TRANSFERENCIA DE ENERGIA

ÎTEM	Abr 2024
Total Generación (GWh)	369
Total Retiros (GWh)	743
Transf. Físicas (GWh)	-374
Fransf. Valorizadas (MMUS\$)	-22



### Empresa:

### TAMAKAYA

### GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

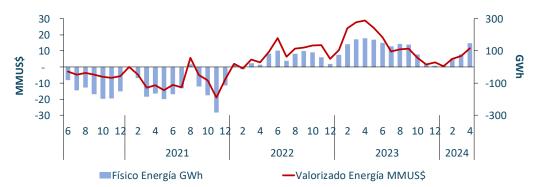
TECNOLOGÍA	Abr 2023	Mar 2024	Abr 2024
Diésel	1	0	0
Carbón	0	0	0
Gas Natural	0	0	0
GNL	196	95	154
Hidro	0	0	0
Solar	0	0	0
Eólico	0	0	0
Total	197	95	154

### COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Abr 2023	Abr 202
Kelar GNL_A (TG1 + TG2 + TV)	99,7	85,7
Kelar Diesel (TG1 + TG2 + TV)	143,5	144,5

### TRANSFERENCIA DE ENERGIA

ÍTEM	Abr 2024
Total Generación (GWh)	154
Total Retiros (GWh)	6
Transf. Físicas (GWh)	147
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	12



### SUMINISTRO A CLIENTES REGULADOS

El precio promedio de los contratos firmados entre generadores y empresas distribuidoras para el suministro de clientes regulados, indexado a abril de 2024, es de 102 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 abril de 2024 por generador, en barra de oferta\*

Fuente: CNE Elaboración: Systep

441

422

398

375

346

287

281

265

196

192

1.565

41.735

EMPRESA GENERADORA	PRECIO MEDIO CONTRATOS US\$/MWh	ENERGÍA AÑO 2024 GWh
ENDESA	119	10.465
E-CL	122	7.600
ENEL GENERACIÓN	66	5.935
El Campesino	120	4.024
AES GENER	97	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

51

132

65

55

106

57

38

68

116

64

98

102

\* Todos los procesos hasta la fecha indexados al 4/2024, ponderado por energía contratada del año 2024

Precio medio de licitación indexado a abril 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

<sup>\*</sup> Todos los procesos hasta la fecha indexados al 4/2024, ponderado por energía contratada del año 2024



CONDOR ENERGÍA (Tchamma)

WPD MALLECO (Malleco)

HUEMUL ENERGÍA (Ckani)

PUELCHE SUR EÓLICA

MARIA ELENA SOLAR

Ibereolica Cabo Leones I S.A.

WPD MALLECO (Malleco II)

Precio Medio de Licitación

SONNEDIX COX

San Juan SpA.

Pelumpén S.A.

### ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES

De acuerdo con el balance de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) publicado con datos de marzo 2024 los retiros de energía afectos a obligaciones establecidos en la Ley 20.257 y la Ley 20.698 fueron iguales a 6.515 GWh, por lo tanto, las obligaciones sumaron 1.065 GWh en total. A su vez, la generación ERNC durante marzo fue igual a 3.011 GWh, es decir, se superó en un 183% la obligación ERNC.

La mayor fuente ERNC corresponde al aporte solar que representa un 58% (1.748) seguido por el aporte eólico con un 30% (903 GWh), luego los aportes de tipo biomasa con un 6% (170 GWh) y finalmente la hidráulico, que representó un 5% (162 GWh). Por su parte, la generación geotérmica representa un 1% (29 GWh).

Durante abril de 2024 se registró 297,9 GWh de energía solar y eólica vertida, lo que refleja una disminución del -38,1% con respecto a marzo de 2024 (481,5 GWh) y un aumento del 90,5% con respecto a abril del 2023 (156,4 GWh), ver Figura 5.2.

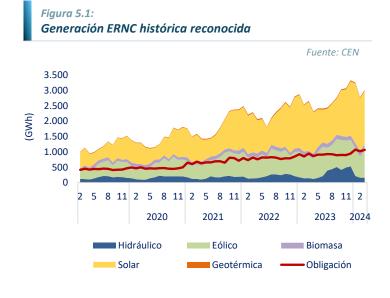
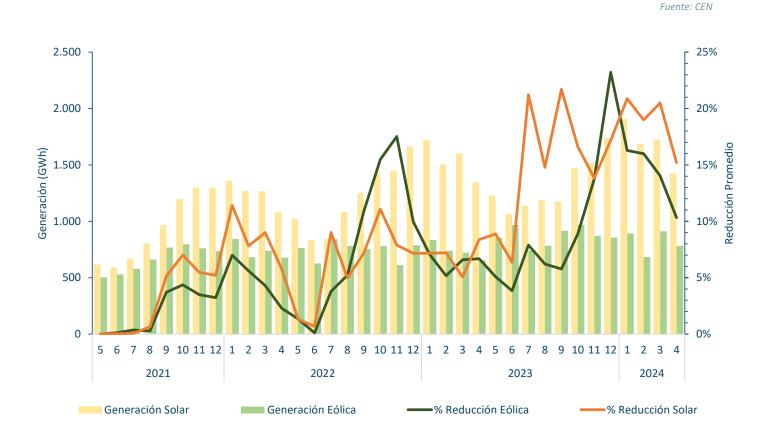


Figura 5.2: Vertimiento renovable desde Nogales al norte histórico





**6** .

### EXPANSIÓN DEL SISTEMA

### PLAN DE OBRAS

De acuerdo con la RE219 CNE (2024) que declara y actualiza instalaciones de Generación y Transmisión en construcción, se espera la entrada de 2.702 MW de capacidad instalada en el Sistema Eléctrico Nacional. De estos, 49% corresponde a tecnología solar (1.323 MW), un 13% a tecnología eólica (342 MW), un 5% de tecnología hidráulica (136 MW), un 16% de tecnología solar con BESS (440 MW), un 15% de tecnología BESS (411 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

	FECHA ESTIMADA	TIPO DE	POTENCIA	
PROYECTO	DE INTERCONEXION	TECNOLOGIA	NETA (MW)	
PMGD Las Mercedes 01	jul-24	Térmica	2,9	
Cerrillos	nov-24	Solar	9,0	
Nueva Central Solar Fotovoltaica Las Guindillas	mar-25	Solar	9,0	
Parque Eólico Horizonte - Etapa 1	abr-24	Eólica	400,0	
Planta FV Tocopilla	abr-24	Solar	200,3	
Parque Solar Fotovoltaico Tamarico	abr-24	Solar	144,7	
Parque Fotovoltaico Don Humberto	may-24	Solar	73,0	
Parque Eólico Horizonte - Etapa 2	jun-24	Eólica	400,0	
Ñuble	jun-24	Hidráulica	136,0	
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	
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	
PFV Gabriela + BESS	abr-25	Solar + BESS	220,0	
BESS Parque Fotovoltaico El Manzano	abr-24	BESS	60,0	
Ampliación BESS Parque Eólico La Cabaña	may-24	BESS	33,0	
BESS Parque Fotovoltaico Don Humberto	jun-24	BESS	60,0	
Andes Solar IIA Baterías	sept-24	BESS	80,0	
BESS Tamaya	nov-24	BESS	68,2	
Sistema de Almacenamiento Central Desierto de Atacama	dic-24	BESS	110,0	
PFV Gabriela + BESS	abr-25	Solar + BESS	220,0	
Capacidad próximos 12 meses			2.702,4	



**7** .

# PROYECTOS EN EVALUACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL (SEIA)

En el Sistema Eléctrico Nacional, los proyectos de generación en calificación, a abril de 2024, totalizan 14.861 MW con una inversión de MMUS\$ 17.266, mientras que los proyectos aprobados históricos totalizan 80.876 MW con una inversión de MMUS\$ 138.647 (ver Tabla 7.1).

Durante el mes de abril, 7 proyectos entraron en calificación aportando una capacidad de 781,8 MW, de los cuales destacan el Parque Eólico Horizonte de 180 MW ubicado en Tocopilla, el Parque Fotovoltaico Pradera Larga ubicado en Casablanca que incluye un sistema de Almacenamiento de 131,8 MW y el Parque Fotovoltaico Soles del Norte de 130,5 MW ubicado en Elquí.

En este mes se aprobaron 12 proyectos, uno de ellos eólico (238,8 MW), cinco híbridos (95 MW) y seis solares (51,8 MW), mientras que 1 fue rechazado.

Tabla 7.1:
Proyectos de generación aprobados y en calificación de estudio de impacto ambiental en el Sistema Eléctrico Nacional

Fuente: SEIA

	EN CALIF	ICACIÓN	APROBADOS	
TIPO DE COMBUSTIBLE	POTENCIA (MW)	INVERSIÓN (MMUS\$)	POTENCIA (MW)	INVERSIÓN (MMUS\$)
Eólico	3.265	4.399	15.737	26.603
Hidráulica	0	0	3.926	6.654
Solar	5.749	6.476	39.235	64.660
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)	2.142	2.901	505	1.123
Híbrido (Eólico + BESS)	1.480	2.115	432	801
Almacenamiento	0	0	50	160
Total	14.861	17.266	80.876	138.647

8.

### SEGUIMIENTO REGULATORIO

### COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA



- Se publica en el Diario Oficial la Resolución Exenta N°209 de 2024, que aprueba Informe Consolidado de Respuestas correspondiente al procedimiento normativo de la modificación de Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 34° del decreto Nº 11, de 2017 (ver más).
- Se publica en el Diario Oficial la Resolución Exenta N°210 de 2024, que aprueba modificaciones a la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución, fijada mediante resolución № 763 exenta, de 2019, y su anexo técnico Sistemas de Medición, Monitoreo y Control fijado mediante resolución № 468 exenta, de 2019, en conformidad con el artículo 35º del decreto № 11, de 2017, y fija texto refundido y sistematizado de la referida norma técnica y anexo técnico (ver más).
- Se publica la Resolución Exenta CNE N°239 de 2024, que aprueba Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de la Transmisión correspondiente al año 2023 (ver más).
- Se publica la Resolución Exenta CNE N°255 de 2024, que aprueba Informe Técnico Preliminar para la fijación de los cargos a que se refieren los artículos 115° y 116° de la Ley General de Servicios Eléctricos (ver más).
- Se publica la Resolución Exenta CNE N°257 de 2024, que aprueba Informe Técnico Preliminar para la Fijación de Precios de Nudo Promedio del Sistema Eléctrico Nacional, de mayo de 2024, correspondiente al primer semestre de 2024 (ver más).
- Se publica la Resolución Exenta CNE N°270 de 2024, que rectifica Informe Técnico Definitivo de propuesta de fórmulas tarifarias para concesionarias de servicio público de distribución, cuadrienio noviembre 2020-noviembre 2024, aprobado mediante Resolución Exenta N° 46 de la Comisión Nacional de Energía, de 9 de febrero de 2024, rectificado mediante Resolución Exenta N° 164, de 10 de abril de 2024, y aprueba texto refundido (ver más).
- Se publica la Resolución Exenta CNE N°273 de 2024, que aprueba Informe Técnico Definitivo de Determinación de Precios Estabilizados, de mayo de 2024, de conformidad a lo dispuesto en el artículo 17° del Decreto Supremo № 88 del Ministerio de Energía, de 2019, que aprueba Reglamento para Medios de Generación de Pequeña Escala (ver más).
- Licitación de suministro eléctrico a clientes regulados alcanzó precio de 56,679 US\$/MWh (ver más).

### MINISTERIO DE ENERGÍA

 Consejo de Ministros reconoce a seis comunas en zonas de transición para aplicar rebaja de tarifa eléctrica (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



