



REPORTE MENSUAL

# Sector Eléctrico

Noviembre 2023

## 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.

## Crecimiento acelerado de PMG/PMGD: desafíos de coordinación e infraestructura

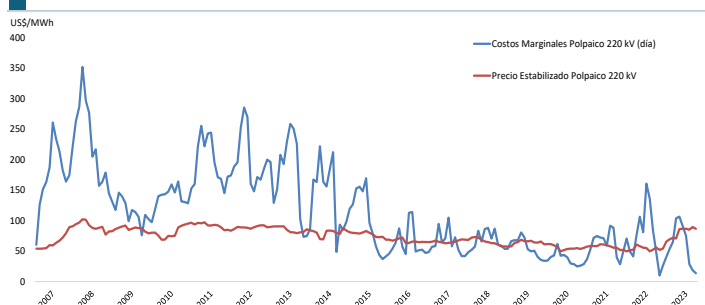
En los últimos años, la instalación de pequeños medios de generación y los pequeños medios de generación distribuidos (PMG/PMGD)<sup>1</sup> ha experimentado un crecimiento considerable en Chile, trayendo consigo una serie de desafíos que hace una década eran impensables. Según los últimos datos del Coordinador Eléctrico Nacional, en su Reporte de PMGD de octubre de 2023, la capacidad instalada de estos proyectos ha alcanzado los 2.513 MW, lo que ya representa aproximadamente un 7% de la capacidad instalada en el SEN.

**Figura E.1:**  
**Crecimiento de PMG y PMGD<sup>2</sup>**



El crecimiento acelerado de los PMG/PMGD a partir de 2015 se debió principalmente a la disminución de los costos de desarrollo de tecnologías emergentes, como la solar y eólica. Esto, además, desencadenó un cambio de tendencia en los costos marginales y en su relación con el precio estabilizados. Ambos factores mejoraron las expectativas de rentabilidad y facilitaron el acceso a financiamiento para estos proyectos.

**Figura E.2:**  
**Precio estabilizado vs costo marginal a lo largo de los años**



### Régimen de Precios Estabilizados cuestionado

En los últimos años, el régimen de precios estabilizados para PMG/PMGD ha sido un tema de controversia entre los generadores de gran escala del sector. Inicialmente, los proyectos PMG/PMGD no preferían optar por este régimen, ya que los

costos marginales eran significativamente más altos que los precios estabilizados, a pesar de su volatilidad. Sin embargo, a mediados de 2015, la disminución de los costos marginales reales equilibró estas opciones, como se evidencia en la Figura E.2. Como resultado, los PMG/PMGD optaron por adherirse al esquema de precios estabilizados regulado por el DS244<sup>3</sup>, que establece un precio único durante las 24 horas. Con lo anterior, los generadores que participan del mercado spot, quienes asumen la diferencia entre el costo marginal y el precio estabilizado, comenzaron a cuestionar la metodología de cálculo, pues veían que los pagos serían crecientes en el tiempo, tanto por las diferencias entre los costos marginales con precios estabilizados más altos, como por el acelerado crecimiento de proyectos. Es así como se propuso un cambio al DS244, argumentando que es inequitativo calcular un precio fijo semestral considerando las 24 horas, ya que la mayoría de los nuevos PMG/PMGD concentran sus aportes en horas de día, cuando los costos marginales reales son más bajos.

En consecuencia, en octubre de 2020, el Ministerio de Energía publicó el DS88<sup>4</sup> en el Diario Oficial, derogando el anterior reglamento (DS244). Dos de las modificaciones claves de este nuevo reglamento son: la consideración de seis bloques horarios en lugar de un único precio mensual, y la posibilidad de limitar la capacidad de generación de los PMGD en el Informe de Criterios de Conexión (ICC). A pesar de ello, las críticas al régimen de precios estabilizados persisten por parte de diferentes agentes del sector<sup>5</sup>, entre ellos el Coordinador Eléctrico Nacional<sup>6</sup>.

Es importante considerar que, pese a esta modificación normativa, los PMG/PMGD que cumplieron con ciertos requisitos y se inscribieron antes de abril de 2022 (con un plazo de 6 meses para presentar su declaración en construcción), pudieron optar por el régimen establecido en el DS244, hasta julio del 2034, conservando así el precio estabilizado único durante 24 horas.

Por otro lado, el DS88 ha tenido una aplicación reciente y ha tenido escaso interés por parte de los desarrolladores. Hasta la fecha, solo 4 generadores escogieron este régimen, frente a los más de 460 en operación que se acogieron al DS244, sin contar proyectos en construcción o planificación que también se acogieron a este último. De hecho, el crecimiento esperado para los próximos años se debe mayoritariamente a proyectos inscritos que alcanzaron a optar por el régimen del DS244. Estos proyectos necesitan estabilidad regulatoria en virtud de sus compromisos de financiamiento.

### Necesidad de coordinación

El crecimiento de los PMG/PMGD ha generado un escenario complejo: la congestión de líneas de transmisión y transformadores de poder. Este fenómeno se produce

<sup>1</sup> Los medios de generación de pequeña escala se definen como aquellos vinculados a las instalaciones del Sistema Eléctrico Nacional con una potencia inferior a los 9.000 [kW]. Dependiendo donde se conecten esta categoría engloba al segmento de Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD) asociado al sistema de distribución y el segmento de Pequeños Medios de Generación (PMG) vinculados al sistema de transmisión.

<sup>2</sup> Reporte PMGD, Coordinador Eléctrico Nacional, octubre 2023, ver pág.2

<sup>3</sup> Decreto Supremo 244, Aprueba reglamento para medios de generación no convencionales y pequeños medios de generación establecidos en la LGSE, Ministerio de Energía, enero 2006

<sup>4</sup> Decreto Supremo 88, Aprueba reglamento para medios de generación de pequeña escala, Ministerio de Energía, octubre 2020

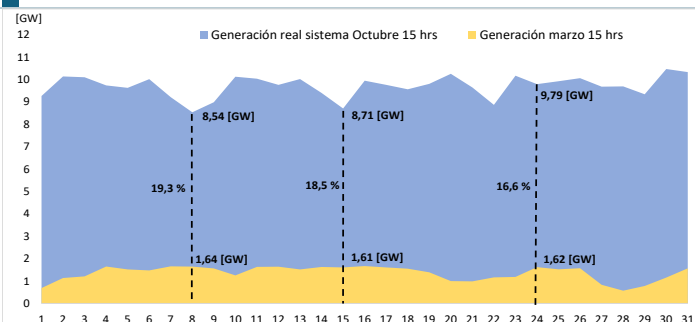
<sup>5</sup> FNE afirma que no hay antecedentes de que el mecanismo estabilizado de precios para Pequeños Medios de Generación Eléctrica haya afectado la dinámica competitiva del mercado de la generación eléctrica, febrero 2022.

<sup>6</sup> Carta al Ministerio de Energía, Coordinador Eléctrico Nacional, julio 2023

principalmente por la gran cantidad de conexiones de PMG/PMGD que se están haciendo en todo el territorio. En determinadas circunstancias, esta cantidad supera la capacidad nominal de las infraestructuras existentes, provocando congestiones.

La inyección de energía de los PMG/PMGD ha alcanzado proporciones notables en ciertas horas del día. Esto se puede observar la *Figura E.3*, que analiza el mes de octubre del 2023 a las 15:00 horas. En este período, la generación de los PMG/PMGD abastece **aproximadamente un 19,3%** de la generación total del sistema.

**Figura E.3:**  
**Participación de generación de PMGD en el mes de octubre a las 15 hrs.**



El porcentaje mencionado, visto desde la perspectiva general del sistema de transmisión, puede no parecer de gran importancia. Sin embargo, el problema está cuando se analizan zonas específicas donde la inyección de los PMG/PMGD tiene un impacto significativo en ciertos instantes del día.

En estas zonas, no se presentan complicaciones mientras la demanda sea igual a la generación, ya que las líneas de transmisión cuentan con su capacidad plena. Los inconvenientes comienzan cuando la brecha entre la generación y la demanda es muy grande. En particular, con el crecimiento de los PMG/PMGD y el aumento de inyecciones, la generación supera a la demanda, lo que produce congestiones en las líneas de transmisión y restricciones en la generación de los PMG/PMGD.

Lo anterior evidencia la necesidad de aumentar la capacidad de transporte y mejorar la seguridad y estabilidad del SEN. En cuanto a la ampliación de la capacidad de transmisión, las posibles obras de ampliación están directamente relacionadas con la disminución de costos de operación del sistema. En cuanto a la seguridad y estabilidad del SEN, es necesario contar con información en tiempo real diferenciada entre generación y demanda, principalmente a nivel de distribución, para determinar nivel adecuado de reserva primaria en el sistema. Estos puntos son claves para el despacho de PMG/PMGD y para evitar discrepancias como la presentada al Panel de Expertos frente a los procedimientos internos del Coordinador Eléctrico Nacional por prorratas de generación de centrales de igual costo variable<sup>7</sup>.

### Desafíos de infraestructura de distribución y transmisión

La creciente penetración de PMG/PMGD está generando un desafío significativo a la hora de calificar los activos de transmisión. La calificación de los activos de transmisión corresponde a la clasificación de los sistemas de transmisión según su función y alcance en el SEN, como se evidencia en el *Informe Técnico Preliminar de Calificación de Instalaciones de los Sistemas de Transmisión*<sup>8</sup> de octubre de 2023. Este informe define 3 puntos esenciales: La responsabilidad de financiamiento, la planificación del sistema y el impacto del proceso de conexión de

acuerdo con la calificación otorgada a los activos de transmisión. Estas calificaciones se realizan de acuerdo con el porcentaje de uso de tramos de transmisión por parte de la demanda y la generación.

Al comparar los periodos cuadrienales 2020-2023 con el siguiente ciclo 2024-2027, se observa una recalificación importante de instalaciones en ciertas zonas donde las inyecciones por parte de los PMG/PMGD ha crecido en los últimos años, lo que ha provocado que se transite de una calificación nacional-zonal a una calificación dedicada, redefiniendo las dinámicas económicas y financieras tanto para los propietarios de activos de transmisión como para los PMGD.

Desde la perspectiva de los propietarios de los activos de transmisión, esta recalificación podría implicar una dependencia de los pagos realizados por los PMGD, lo cual introduce un elemento de incertidumbre en sus pagos, lo podría afectar en su estabilidad financiera y una mayor complejidad en la gestión de sus activos.

Desde la perspectiva de los PMG/PMGD, se presenta una nueva carga financiera, ya que debido a la recalificación de instalaciones ahora deberán pagar peajes por el uso de activos de transmisión. Este costo adicional constituye una variable previamente inexistente, agregando una capa de complejidad financiera a los PMG/PMGD. Lo anterior evidencia la necesidad de realizar un cambio en la forma que se realizan las distinciones del proceso de calificación, donde se agregue medidas en tiempo real a nivel de distribución.

Es importante destacar que, si bien el incremento de PMG/PMGD es fundamental para la diversificación y descentralización de la matriz energética, su impacto en la infraestructura existente debe ser gestionado con cautela. La congestión en las líneas de transmisión y transformadores provoca que los PMG/PMGD tengan que verter su energía, lo que impide un desarrollo sostenible de energía a pequeña escala si no se realiza una expansión de la transmisión asociada a estos en el largo plazo. Por otra parte, y considerando la iniciativa plasmada por la CNE en las bases de la futura licitación 2023/01 del traspaso de los cargos laterales; es importante considerar que los mayores costos por refuerzos de transmisión y por el régimen estabilizado, podrían llegar a tener impacto directo en los precios para los consumidores finales en el futuro, en la medida que el crecimiento de este segmento no sea económicamente eficiente. En este contexto, se hace necesario abordar este nuevo desafío mediante distintos ejes principales: dialogar con miras al futuro sobre costos-efectividad del marco regulatorio vigente sin que ello signifique afectar la estabilidad regulatoria de los PMG/PMGD ya desarrollados bajo reglas actuales; coordinar de mejor forma los PMG/PMGD a través de la incorporación de sistemas de monitoreo avanzado (como medidores inteligentes) y planificando el SEN de acuerdo con sus características y necesidades, teniendo en cuenta la calificación de los activos de transmisión y la eficiencia económica de los nuevos requerimientos de infraestructura. Lo anterior debe ser siempre velando por maximizar el beneficio social del mercado eléctrico, en el ámbito de la generación, transmisión y distribución, con el objetivo de mantener la estabilidad en el SEN.

<sup>7</sup> Dictamen N°45, Panel de Expertos, octubre 2023

<sup>8</sup> ITP Calificación de Instalaciones de los Sistemas de Transmisión, CNE, octubre 2023



# 1.

# ANÁLISIS DE OPERACIÓN

## GENERACIÓN

En el mes de octubre, la generación total del SEN fue de 6.893 GWh/mes, con una variación de 0,8% respecto a septiembre de 2023 (6.836 GWh/mes) y con una variación de 1,5% a la de octubre de 2022 (6.790 GWh/mes) (Ver Figura 1.1).

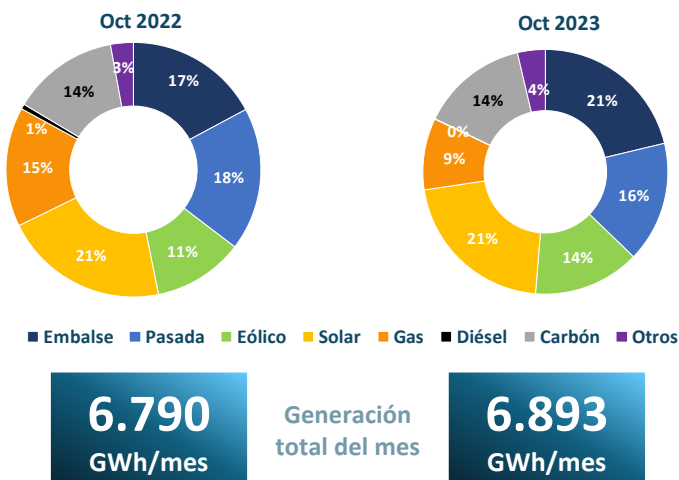
La participación de la generación gas y diésel se redujo en un 37% y 90%, respectivamente en relación con octubre de 2022. En contraste, la participación de la generación hidráulica, eólico, solar y carbón aumentaron en un 26%, 24%, 4% y 7%, respectivamente en relación con octubre de 2022.

Con respecto a la generación bruta del mes de octubre, la potencia máxima generada fue de 10.931 MW el día 30, y la mínima fue de 7.491 MW el día 15. La Figura 1.2 muestra el ciclo de la generación durante el mes de octubre, la cual es más alta durante los días hábiles y más baja durante los fines de semana y festivos.

Durante el mes de octubre estuvieron en mantenimiento mayor las centrales a gas: Mejillones-CTM3 (30 días), Nehuenco I (30 días), Los Vientos (28 días), Candelaria 1 (17 días), Tocopilla-U16 (7 días), Candelaria 1 (6 días), Candelaria 2 (2 días) y Tocopilla-U16 (1 día); hidráulicas: Alfalfal (21 días), Angostura (6 días), Rapel (3 días), Alfalfal 2 (3 días) y El Toro (3 días); a carbón: Nueva Ventanas (20 días), Santa María (4 días), Cochrane-CCH2 (2 días) y Guacolda 2 (2 días); y diésel: Candelaria 1 (6 días), Los Guindos TG2 (4 días), Candelaria 2 (2 días) y Tocopilla-U16 (1 día).

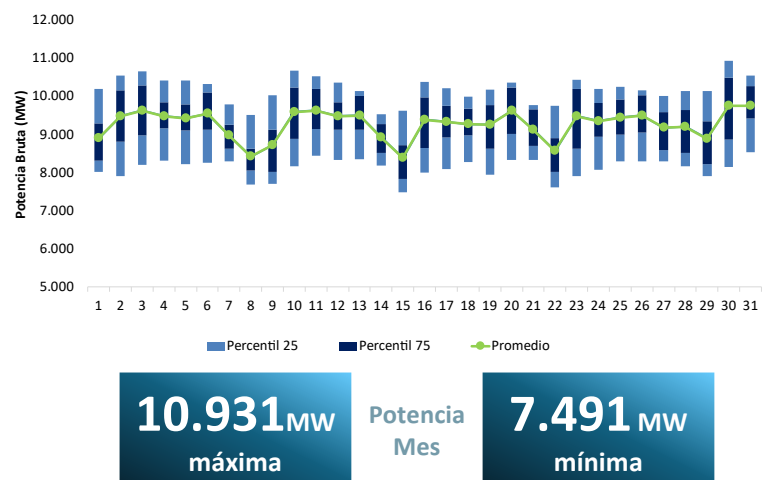
**Figura 1.1:**  
**Energía mensual generada en el SEN**

Fuente: CEN



**Figura 1.2:**  
**Generación bruta del SEN**

Fuente: CEN

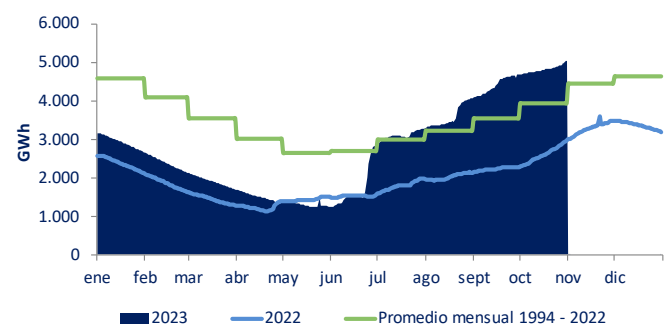


## HIDROLOGÍA

En octubre la energía embalsada en el SEN superó tanto el nivel del año anterior como el promedio mensual histórico entre los años 1994 – 2022. Durante octubre, el promedio de energía embalsada representó el 122% del promedio mensual histórico 1994 – 2022 (ver Figura 1.3). En lo que va del año hidrológico 2022/2023 (octubre 2023), el nivel de excedencia observado es igual a 57,8%, es decir, se ubica en el 42,2% de las hidrologías más secas observadas a igual fecha.

**Figura 1.3:**  
**Energía almacenada en principales embalses**

Fuente: CEN



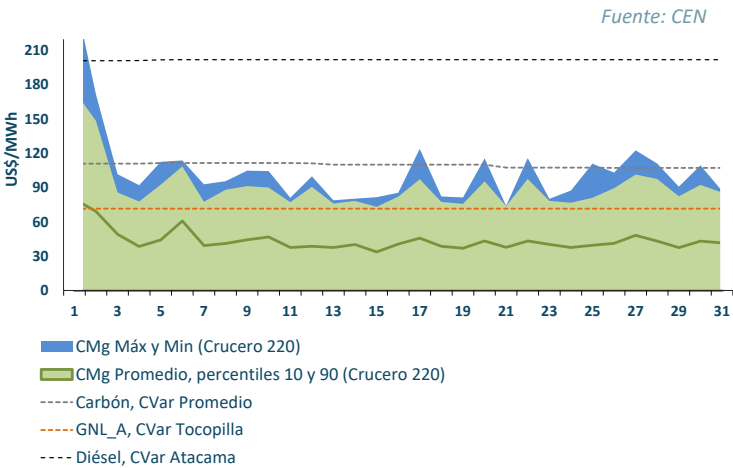
Para mayor detalle de la operación del Sistema, ver [Estadísticas Systep](#), sección Datos de Operación del SEN.

# COSTOS MARGINALES

En octubre de 2023 el costo marginal de la barra Crucero 220 fue de 43,9 US\$/MWh, lo cual registró una variación de -17,5% con respecto a septiembre de 2023 (53,2 US\$/MWh), y una variación de -47,3% respecto a octubre de 2022 (83,4 US\$/MWh). Los costos en demanda alta fueron determinados por el diésel, y en demanda baja principalmente por el gas y el carbón (ver Figura 1.4).

Por su parte, el costo marginal de la barra Alto Jahuel 220, en octubre de 2023 fue de 36,1 US\$/MWh, lo cual registró una variación de -27,0% con respecto a septiembre de 2023 (49,4 US\$/MWh), y una variación de -44,1% respecto a octubre de 2022 (64,5 US\$/MWh). Los costos en demanda alta fueron determinados por el diésel, y en demanda baja principalmente por el gas y el carbón (ver Figura 1.5).

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



Durante el mes de octubre 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 455 horas.

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

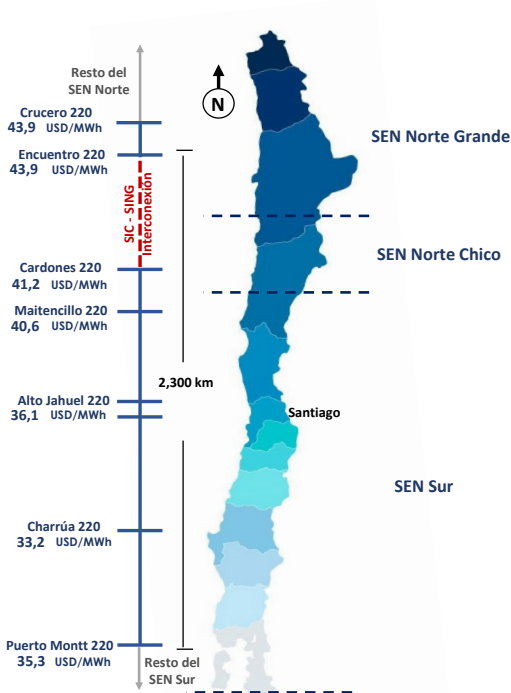
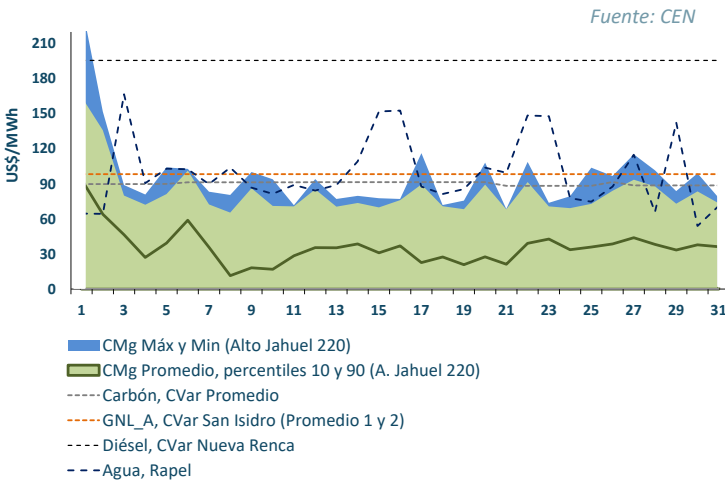


Figura 1.5:  
Principales costos variables y costo marginal promedio diario de octubre para Alto Jahuel 220kV



Los tramos con más horas de desacople fueron: Lastarria 220 - Ciruelos 220 (138,1 horas), Linares 066 - Chacahuín 066 (116,3 horas), Charrúa 220 – Santa Clara 220 (99,4 horas), A. Jahuel 500 - Lo Aguirre 500 (55,6 horas), con un desacople promedio de: 46,63 US\$/MWh, 1,31 US\$/MWh, 47,8 US\$/MWh, 66,78 US\$/MWh, respectivamente (ver Tabla 1.1).

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

Fuente: CEN

| LÍNEAS CON DESACOPLES              | HORAS | DESACOPLE PROMEDIO USD/MWh |
|------------------------------------|-------|----------------------------|
| LASTARRIA 220 - CIRUELOS 220       | 138,1 | 46,6                       |
| LINARES 066 - CHACAHUIN 066        | 116,3 | 1,3                        |
| CHARRUA 220 - SANTA CLARA 220      | 99,4  | 47,8                       |
| AJAHUEL 500 - LO AGUIRRE 500       | 55,6  | 66,8                       |
| CHARRUA 154 - LANGELES 154         | 25,3  | 9,5                        |
| PE 066 - NEGRETE 066               | 23,1  | 48,6                       |
| N.P.AZUCAR 500 - N.MAITENCILLO 500 | 18,8  | 92,3                       |
| CARDONES 220 - S.ANDRES 220        | 17,4  | 28,6                       |
| POLPAICO 500 - N.P.AZUCAR 500      | 14,8  | 6,6                        |
| LAPALMA 066 - S.JAVIER 066         | 11,5  | 279,0                      |

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 Systep](#), sección Precios del SEN.

## 2.

# PROYECCIÓN SYSTEP DE COSTOS MARGINALES A 12 MESES

Conforme a la información publicada en los últimos informes de programación y operación del Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), se realizó una proyección de costos marginales a 12 meses. Considerando el comportamiento real de la demanda hasta octubre 2023, la proyección de la demanda considera un crecimiento total de 1,07% para el año 2023 respecto del año 2022. Se definieron tres escenarios de operación distintos: Caso Base que considera los supuestos descritos en la Tabla 2; un Caso Bajo que considera una baja en 10% del costo de combustible; y un Caso Alto en el cual se considera que solamente San Isidro y U16 tienen disponibilidad de Gas y un aumento en 10% del costo de combustible, presentado en la Tabla 2.1.

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 ocurran exactamente como se han modelado, pudiendo existir divergencias en los costos marginales proyectados con respecto los costos reales.

En los siguientes 12 meses se espera la entrada en operación de 2.951,9 MW de nueva capacidad, de los cuales 1.603,6 MW son solares, 929,8 MW eólicos, 150 MW embalse y 268.5 MW de baterías. Además, se considera el retiro de Renca de 92 MW en noviembre de 2023 y de Cementos Bío Bío de 13,5 MW y Ventanas 2 de 208,6 MW para fines de diciembre de 2023.

En los gráficos de la Figura 2.1, se muestra un análisis estadístico de los costos marginales proyectados por Systep, en el cual se destacan distintos percentiles que revelan el efecto de considerar simultáneamente, tanto la variabilidad hidrológica como los distintos niveles de demanda que pueden ocurrir durante los meses.

La línea azul muestra un promedio estadístico de los costos

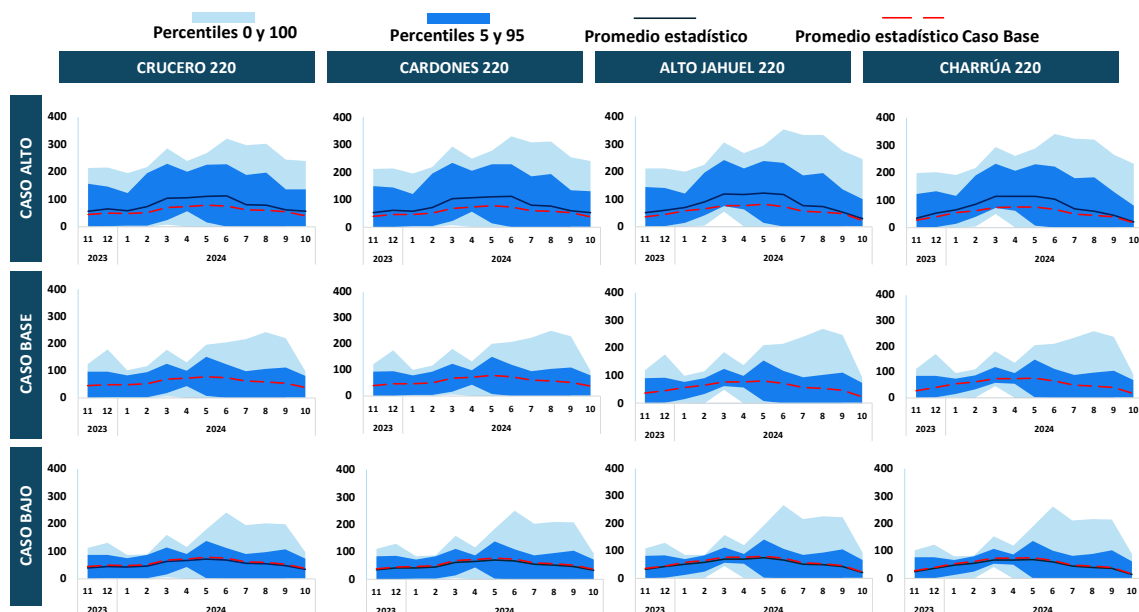
marginales esperados para las distintas barras. El área azul contiene el 90% de los costos marginales calculados (registros entre el percentil 5% y 95%) usando los distintos bloques de los meses y todas las hidrologías consideradas, mientras que el área celeste incluye el 100% de los costos marginales calculados (registros entre el percentil 0% y 100%).

Las lluvias del sistema frontal de mediados de agosto provocaron un aumento considerable en las cotas de embalse, incluso llevando algunas centrales a generar a potencia máxima y verter agua, con el fin de no superar sus cotas límites. Esto implicó costos marginales más bajos, los que se sostendrían hasta comienzos de 2024, considerando el pronóstico de deshielos de octubre 2023.

**Tabla 2.1:**  
**Supuestos considerados en las simulaciones**

| SUPUESTOS                       |                     | BAJO | BASE | ALTO |
|---------------------------------|---------------------|------|------|------|
| Crecimiento demanda 2023        |                     | 1.1% | 1.1% | 1.1% |
| Crecimiento demanda 2024        |                     | 2.8% | 2.8% | 2.8% |
| Precios Combustibles            |                     |      |      |      |
| CARBÓN<br>US\$/Ton              | Mejillones 1 y 2    | 376  | 418  | 460  |
|                                 | Angamos             | 142  | 157  | 173  |
|                                 | Guacolda (promedio) | 164  | 182  | 201  |
|                                 | Andina              | 288  | 320  | 352  |
|                                 | Hornitos            | 288  | 320  | 352  |
|                                 | Norgener            | 163  | 181  | 199  |
|                                 | N. Ventanas         | 158  | 175  | 193  |
| DIESEL US\$ / Bbl<br>(Quintero) | Quintero            | 131  | 146  | 160  |
|                                 | Mejillones          | 130  | 144  | 159  |
| GNL<br>US\$ / MM Btu            | San Isidro 1        | 11   | 13   | 14   |
|                                 | Nehuenco 1          | 9    | 11   | -    |
|                                 | Mejillones CTM3     | 11   | 12   | -    |
|                                 | U16                 | 11   | 12   | 14   |
|                                 | Kelar               | 11   | 12   | -    |
| GN<br>US\$ / MM Btu             | San Isidro 2        | 8    | 9    | -    |
|                                 | U16                 | 10   | 12   | -    |
|                                 | Nehuenco 2          | 9    | 10   | -    |
|                                 | Nueva Renca         | 8    | 9    | -    |

**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 octubre, Enel aumentó su generación en base a gas natural, solar, eólica y geotérmica, mientras que disminuyó su generación en base a diésel, carbón, GNL e hidro. Por su parte, Colbún disminuyó su producción en base GNL e hidro, mientras que aumentó su generación en base a carbón, gas natural, y

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

En octubre, las empresas Enel, Colbún, AES y Tamakaya fueron excedentarias, mientras que Engie fue deficitaria.

**Empresa:**  
**ENEL CHILE**

## GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

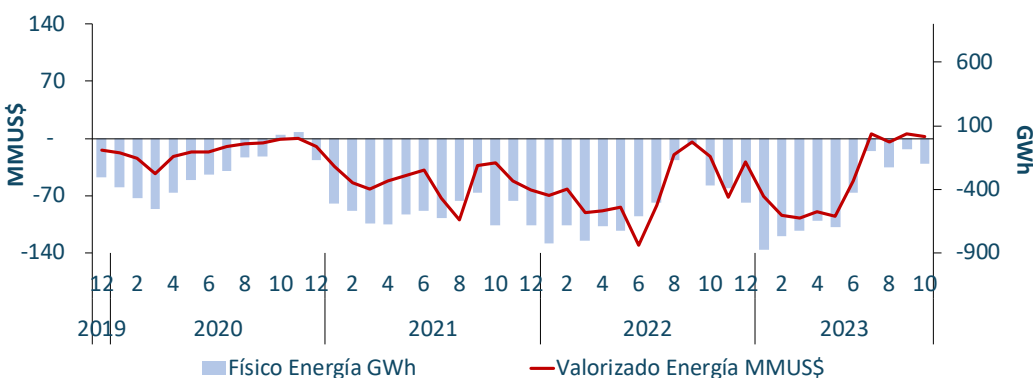
| TECNOLOGÍA   | Oct 2022     | Sep 2023     | Oct 2023     |
|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Diésel       | 9            | 6            | 0            |
| Carbón       | 52           | 10           | 2            |
| Gas Natural  | 239          | 333          | 308          |
| GNL          | 2            | 18           | 13           |
| Hidro        | 1.261        | 1.466        | 1.372        |
| Solar        | 185          | 218          | 266          |
| Eólico       | 147          | 144          | 196          |
| Geotérmica   | 37           | 36           | 38           |
| <b>TOTAL</b> | <b>1.932</b> | <b>2.230</b> | <b>2.197</b> |

## VALOR DEL AGUA PROMEDIO (US\$/MWh)

| CENTRAL       | Oct 2022 | Oct 2023 |
|---------------|----------|----------|
| Embalse Ralco | 44       | 6        |

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

| CENTRAL                                  | Oct 2022 | Oct 2023 |
|------------------------------------------|----------|----------|
| San Isidro GNL_A (TG1+TV1, prom. I y II) | 115,0    | 98,3     |
| San Isidro GN_A (TG1+TV1, prom. I y II)  | 75,0     | 67,7     |
| Taltal Diésel (Prom. I y II)             | 0,0      | 0,0      |
| Atacama Diésel (TG1A+TG1B+TV1C)          | 241,9    | 202,0    |



## TRANSFERENCIA DE ENERGÍA

| ÍTEM                         | Oct 2023 |
|------------------------------|----------|
| Total Generación (GWh)       | 2.197    |
| Total Retiros (GWh)          | 2.394    |
| Transf. Físicas (GWh)        | -197     |
| Transf. Valorizadas (MMUS\$) | 2        |

**Empresa:**  
**COLBÚN**

## GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

| TECNOLOGÍA   | Oct 2022     | Sep 2023   | Oct 2023   |
|--------------|--------------|------------|------------|
| Diésel       | 6            | 0          | 0          |
| Carbón       | 176          | 50         | 87         |
| Gas Natural  | 410          | 2          | 109        |
| GNL          | 0            | 33         | 0          |
| Hidro        | 590          | 639        | 610        |
| Solar        | 42           | 28         | 40         |
| Eólico       | 0            | 0          | 0          |
| <b>Total</b> | <b>1.224</b> | <b>752</b> | <b>846</b> |

## VALOR DEL AGUA PROMEDIO (US\$/MWh)

| CENTRAL        | Oct 2022 | Oct 2023 |
|----------------|----------|----------|
| Embalse Colbún | 102      | 5        |

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

| CENTRAL                                 | Oct 2022 | Oct 2023 |
|-----------------------------------------|----------|----------|
| Santa María                             | 61,4     | 45,4     |
| Nehuenco GNL_A (TG1+TV1, Prom. I y II)  | 101,7    | 102,5    |
| Nehuenco GN_A (TG1+TV1, Prom. I y II)   | 77,9     | 65,7     |
| Nehuenco Diesel (TG1+TV1, Prom. I y II) | 209,5    | 180,3    |



## TRANSFERENCIA DE ENERGÍA

| ÍTEM                         | Oct 2023 |
|------------------------------|----------|
| Total Generación (GWh)       | 846      |
| Total Retiros (GWh)          | 818      |
| Transf. Físicas (GWh)        | 28       |
| Transf. Valorizadas (MMUS\$) | 3        |



#### GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

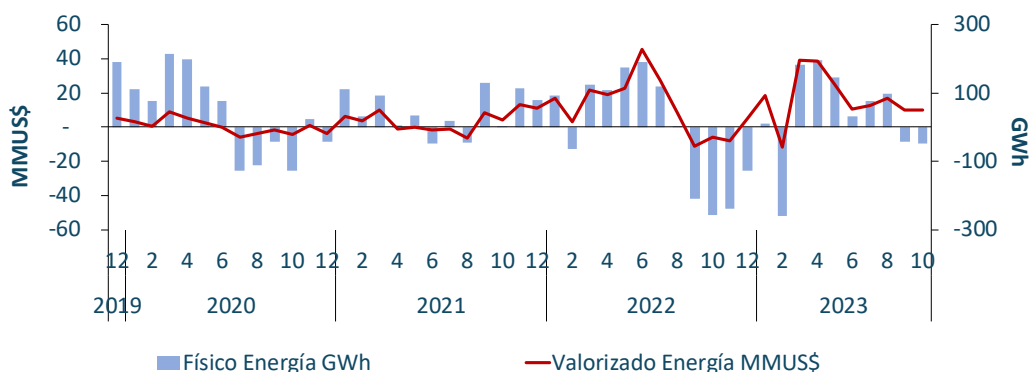
| TECNOLOGÍA   | Oct 2022   | Sep 2023   | Oct 2023   |
|--------------|------------|------------|------------|
| Diésel       | 0          | 0          | 0          |
| Carbón       | 441        | 660        | 611        |
| Gas Natural  | 0          | 0          | 0          |
| GNL          | 0          | 0          | 0          |
| Hidro        | 94         | 26         | 55         |
| Solar        | 17         | 12         | 16         |
| Eólico       | 52         | 50         | 57         |
| <b>Total</b> | <b>604</b> | <b>748</b> | <b>738</b> |

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

| CENTRAL                | Oct 2022 | Oct 2023 |
|------------------------|----------|----------|
| N. Ventanas y Campiche | 140,7    | 82,9     |
| Angamos (prom. 1 y 2)  | 117,8    | 62,9     |
| Norgener (prom. 1 y 2) | 146,9    | 73,7     |

#### TRANSFERENCIA DE ENERGÍA

| ÍTEM                         | Oct 2023 |
|------------------------------|----------|
| Total Generación (GWh)       | 738      |
| Total Retiros (GWh)          | 786      |
| Transf. Físicas (GWh)        | -48      |
| Transf. Valorizadas (MMUS\$) | 10       |



#### GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

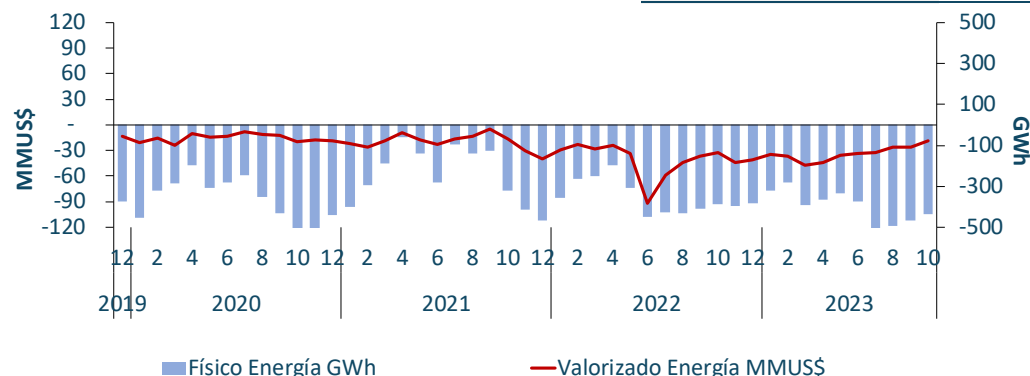
| TECNOLOGÍA   | Oct 2022   | Sep 2023   | Oct 2023   |
|--------------|------------|------------|------------|
| Diésel       | 0          | 0          | 0          |
| Carbón       | 162        | 63         | 163        |
| Gas Natural  | 118        | 99         | 43         |
| GNL          | 0          | 0          | 0          |
| Hidro        | 14         | 27         | 17         |
| Solar        | 85         | 70         | 77         |
| Eólico       | 36         | 31         | 32         |
| <b>Total</b> | <b>415</b> | <b>291</b> | <b>332</b> |

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

| CENTRAL                       | Oct 2022 | Oct 2023 |
|-------------------------------|----------|----------|
| Andina Carbón                 | 155,2    | 127,6    |
| Mejillones Carbón             | 166,8    | 180,0    |
| Tocopilla GNL_A (U16-TG1+TV1) | 71,7     | 71,7     |

#### TRANSFERENCIA DE ENERGÍA

| ÍTEM                         | Oct 2023 |
|------------------------------|----------|
| Total Generación (GWh)       | 332      |
| Total Retiros (GWh)          | 770      |
| Transf. Físicas (GWh)        | -438     |
| Transf. Valorizadas (MMUS\$) | -19      |



#### GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

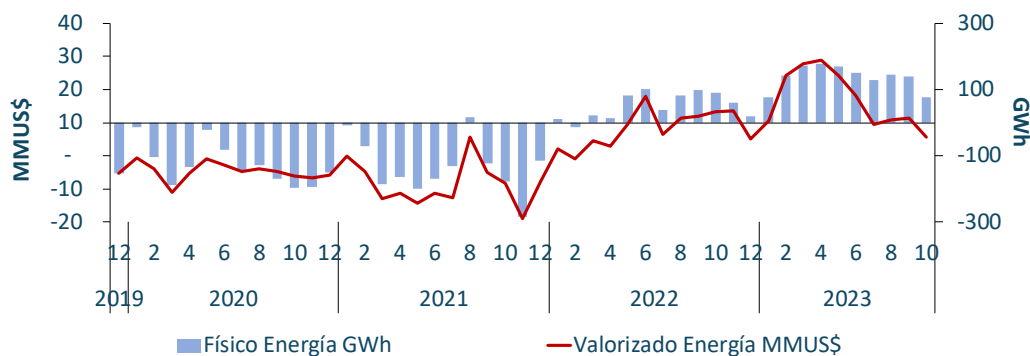
| TECNOLOGÍA   | Oct 2022   | Sep 2023   | Oct 2023  |
|--------------|------------|------------|-----------|
| Diésel       | 12         | 0          | 0         |
| Carbón       | 0          | 0          | 0         |
| Gas Natural  | 0          | 0          | 0         |
| GNL          | 94         | 155        | 69        |
| Hidro        | 0          | 0          | 0         |
| Solar        | 0          | 0          | 0         |
| Eólico       | 0          | 0          | 0         |
| <b>Total</b> | <b>105</b> | <b>155</b> | <b>69</b> |

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

| CENTRAL                       | Oct 2022 | Oct 2023 |
|-------------------------------|----------|----------|
| Kelar GNL_A (TG1 + TG2 + TV)  | 129,7    | 108,2    |
| Kelar Diesel (TG1 + TG2 + TV) | 187,4    | 173,1    |

#### TRANSFERENCIA DE ENERGÍA

| ÍTEM                         | Oct 2023 |
|------------------------------|----------|
| Total Generación (GWh)       | 69       |
| Total Retiros (GWh)          | -8       |
| Transf. Físicas (GWh)        | 77       |
| Transf. Valorizadas (MMUS\$) | 6        |



## 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 octubre de 2023, 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 octubre de 2023 por generador, en barra de oferta<sup>1</sup>**

Fuente: CNE  
Elaboración: Systep

| EMPRESA GENERADORA                | PRECIO MEDIO CONTRATOS US\$/MWh | ENERGÍA AÑO 2023 GWh |
|-----------------------------------|---------------------------------|----------------------|
| ENDESA                            | 115                             | 11.191               |
| E-CL                              | 121                             | 7.605                |
| ENEL GENERACIÓN                   | 65                              | 5.937                |
| AES GENER                         | 107                             | 4.029                |
| El Campesino                      | 110                             | 4.028                |
| COLBÚN                            | 120                             | 3.650                |
| ACCIONA                           | 98                              | 1.112                |
| Abengoa                           | 146                             | 957                  |
| IBEREÓLICA CABO LEONES II S.A.    | 60                              | 861                  |
| Aela Generación S.A.              | 94                              | 859                  |
| HUEMUL ENERGÍA (Caman)            | 50                              | 640                  |
| HUEMUL ENERGÍA (Coihue)           | 50                              | 640                  |
| PANGUIPULLI                       | 148                             | 567                  |
| CONDOR ENERGÍA (Esperanza)        | 55                              | 530                  |
| CONDOR ENERGÍA (C° Tigre)         | 54                              | 463                  |
| CONDOR ENERGÍA (Tchamma)          | 51                              | 441                  |
| San Juan SpA.                     | 131                             | 423                  |
| WPD MALLECO (Malleco)             | 64                              | 398                  |
| HUEMUL ENERGÍA (Ckani)            | 54                              | 375                  |
| Pelumpén S.A.                     | 104                             | 341                  |
| PUELICHE SUR EÓLICA               | 56                              | 287                  |
| MARIA ELENA SOLAR                 | 37                              | 281                  |
| SONNEDIX COX                      | 67                              | 265                  |
| Iberealica Cabo Leones I S.A.     | 114                             | 196                  |
| WPD MALLECO (Malleco II)          | 63                              | 192                  |
| Otros                             | 101                             | 1.682                |
| <b>Precio Medio de Licitación</b> | <b>102</b>                      | <b>47.948</b>        |

\* Todos los procesos hasta la fecha indexados al 10/2023, ponderado por energía contratada del año 2023

**Tabla 4.2:**

**Precio medio de licitación indexado a octubre de 2023 por distribuidora, en barra de oferta<sup>1</sup>**

Fuente: CNE  
Elaboración: Systep

| EMPRESA DISTRIBUIDORA       | PRECIO MEDIO CONTRATOS US\$/MWh | ENERGÍA AÑO 2023 GWh |
|-----------------------------|---------------------------------|----------------------|
| Enel Distribución           | 93                              | 17.900               |
| CGE Distribución            | 117                             | 14.446               |
| Chilquinta                  | 111                             | 3.847                |
| SAESA                       | 100                             | 5.083                |
| <b>Precio Medio Muestra</b> | <b>104</b>                      | <b>41.277</b>        |

\* Todos los procesos hasta la fecha indexados al 10/2023, ponderado por energía contratada del año 2023

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

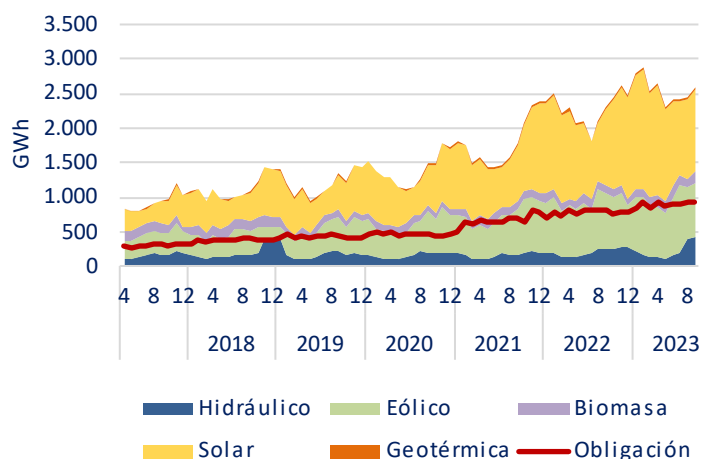
De acuerdo con el balance de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) publicado con datos de septiembre 2023, los retiros de energía afectos a obligaciones establecidos en la Ley 20.257 y la Ley 20.698 fueron iguales a 6.124 GWh, por lo tanto, las obligaciones sumaron 892 GWh en total. A su vez, la generación ERNC durante septiembre fue igual a 2.768 GWh, es decir, se superó en un 210% la obligación ERNC.

La mayor fuente ERNC corresponde al aporte solar que representa un 43% (1179 GWh) seguido por el aporte eólico con un 33% (909 GWh), luego los aportes de tipo hidráulico con un 18% (509 GWh) y finalmente la biomasa, que representó un 5% (141 GWh). Por su parte, la generación geotérmica representa un 1% (30 GWh).

Durante septiembre de 2023 se registraron 307,8 GWh de energía solar y eólica vertida, lo que refleja un aumento del 37% con respecto a agosto de 2023 (224,7 GWh) y un aumento del 79% con respecto a septiembre del 2022 (172,1 GWh), ver Figura 5.2\*.

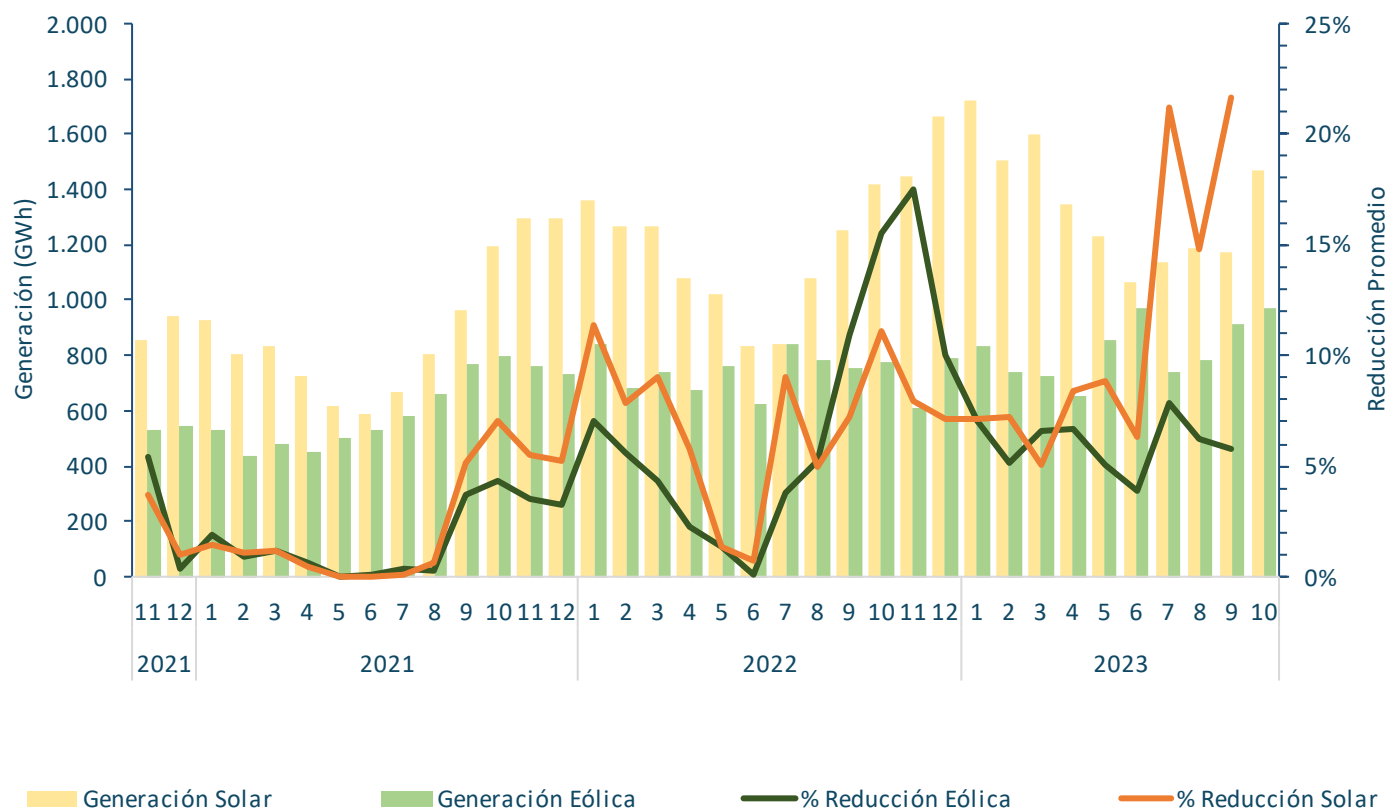
**Figura 5.1:**  
**Generación ERNC histórica reconocida**

Fuente: CEN



**Figura 5.2:**  
**Vertimiento renovable desde Nogales al norte histórico**

Fuente: CEN



\*A la fecha no se han publicado los datos para actualizar el vertimiento a octubre de 2023, por lo que se mantiene la información disponible hasta septiembre.

## 6.

## EXPANSIÓN DEL SISTEMA

## PLAN DE OBRAS

De acuerdo con la RE-521 CNE (31-10-2023) Declara y actualiza instalaciones de Generación y Transmisión en construcción, se espera la entrada de 3.954 MW de capacidad instalada en el Sistema Eléctrico Nacional. De estos, 49% corresponde a tecnología solar (1.937 MW), un 36% a tecnología eólica (1406,3 MW), un 7% de tecnología hidráulica (286 MW), un 0% de tecnología solar con BESS (17 MW), un 1% de tecnología geotérmica (40 MW) y un 7% de tecnología BESS (267 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<br>DE INTERCONEXION | TIPO DE<br>TECNOLOGIA | POTENCIA<br>NETA (MW) |
|------------------------------------------|------------------------------------|-----------------------|-----------------------|
| Planta Solar CEME 1                      | oct-23                             | Solar                 | 380,0                 |
| Parque Eólico San Matías                 | oct-23                             | Eólica                | 81,7                  |
| Las Salinas -Etapa 3                     | nov-23                             | Solar                 | 122,8                 |
| Las Salinas -Etapa 2                     | nov-23                             | Solar                 | 34,8                  |
| Las Salinas -Etapa 4                     | nov-23                             | Solar                 | 93,5                  |
| Planta Fotovoltaica Gran Teno            | nov-23                             | Solar                 | 200,0                 |
| Punta de Talca                           | dic-23                             | Eólica                | 80,0                  |
| Parque Eólico Los Cerrillos              | dic-23                             | Eólica                | 45,6                  |
| Las Salinas -Etapa 5                     | dic-23                             | Solar                 | 30,1                  |
| Planta Fotovoltaica Tamango              | dic-23                             | Solar                 | 40,0                  |
| Los Cóndores                             | dic-23                             | Hidráulica            | 150,0                 |
| Ampliación Andes Solar IIB               | ene-24                             | Solar + BESS          | 17,0                  |
| Parque Eólico La Cabaña - Etapa 1 Fase 2 | ene-24                             | Eólica                | 57,0                  |
| Parque Eólico Horizonte                  | ene-24                             | Eólica                | 800,0                 |
| BESS Parque Fotovoltaico El Manzano      | ene-24                             | BESS                  | 60,0                  |
| Planta FV Tocopilla                      | feb-24                             | Solar                 | 200,3                 |
| BESS San Andrés                          | feb-24                             | BESS                  | 35,0                  |
| BESS Parque Eólico La Cabaña - Etapa 2   | mar-24                             | BESS                  | 32,0                  |
| Parque Solar Fotovoltaico Tamarico       | abr-24                             | Solar                 | 144,7                 |
| Doña Luzma                               | abr-24                             | Térmica               | 40,0                  |
| Parque Fotovoltaico Don Humberto         | may-24                             | Solar                 | 73,0                  |
| PFV Leyda                                | jun-24                             | Solar                 | 80,0                  |
| BESS Parque Fotovoltaico Don Humberto    | jun-24                             | BESS                  | 60,0                  |
| Ñuble                                    | jun-24                             | Hidráulica            | 136,0                 |
| Las Salinas -Etapa 6                     | jul-24                             | Solar                 | 24,2                  |
| Libertad II                              | ago-24                             | Solar                 | 122,0                 |
| Libertad III                             | ago-24                             | Solar                 | 122,0                 |
| Andes Solar IIA Baterías                 | sep-24                             | BESS                  | 80,0                  |
| Parque Eólico Lomas de TalTal            | oct-24                             | Eólica                | 342,0                 |
| Central Desierto de Atacama (DDA)        | oct-24                             | Solar                 | 270,0                 |
| <b>Capacidad próximos 12 meses</b>       |                                    |                       | <b>3.953,7</b>        |

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

En el Sistema Eléctrico Nacional, los proyectos de generación en calificación, a octubre de 2023, totalizan 13.367 MW con una inversión de MMUS\$ 16.419, mientras que los proyectos aprobados históricos totalizan 77.168 MW con una inversión de MMUS\$ 134.001 (ver Tabla 7.1).

Durante el mes de octubre, 14 proyectos entraron en calificación aportando una capacidad de 1.067,4 MW, de los cuales destacan el Parque Solar Don Carlos de 235 MW ubicado en Freirina, el Parque Eólico Los Portones de 167,4 MW, ubicado en Calbuco-Maullín y el Parque Fotovoltaico Lucía Solar, que corresponde a un proyecto híbrido (Solar + BESS) de 49,23 MW ubicado en Til-Til.

En este mes se aprobaron 4 proyectos solares, mientras que 3 proyectos solares fueron desistidos.

**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                  | 3.307           | 4.305              | 14.866        | 25.616             |
| Hidráulica              | 0               | 0                  | 3.926         | 6.654              |
| Solar                   | 6.168           | 6.854              | 37.457        | 62.536             |
| Gas Natural             | 518             | 495                | 6.408         | 6.314              |
| Geotérmica              | 0               | 0                  | 170           | 710                |
| Diesel                  | 24              | 15                 | 2.957         | 6.565              |
| Biomasa/Biogás          | 0               | 0                  | 463           | 932                |
| Carbón                  | 0               | 0                  | 7.030         | 13.603             |
| Termosolar              | 560             | 450                | 1.075         | 8.000              |
| Mixto (Solar + Eólico)  | 783             | 824                | 2.322         | 2.064              |
| Híbrido (Solar + BESS)  | 1.489           | 2.614              | 13            | 45                 |
| Híbrido (Eólico + BESS) | 512             | 855                | 432           | 801                |
| Almacenamiento          | 0               | 0                  | 50            | 160                |
| <b>Total</b>            | <b>13.367</b>   | <b>16.419</b>      | <b>77.168</b> | <b>134.001</b>     |

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



## MINISTERIO DE ENERGÍA

- Ministerios de Hacienda y Energía presentan propuesta de subsidio eléctrico a comisión de Minería y Energía del Senado ([ver más](#)).
- Comisión de Minería y Energía del Senado aprueba en general proyecto de Ley de Transición Energética ([ver más](#)).
- Ministerio de Energía ingresa a toma de razón Modificación D.S. 62 “Reglamento de Potencia” a Contraloría General de la República ([ver más](#)).



## COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

- Se publica Resolución Exenta CNE N°525 de 2023 que aprueba Informe Técnico Definitivo de Determinación de Precios Estabilizados, de noviembre de 2023, 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 Resolución Exenta CNE N°527 de 2023 que actualiza Resolución Exenta N°191, de 12 de mayo de 2023, que inicia procedimiento de convocatoria abierta para la presentación de propuestas de proyectos de expansión de la transmisión en conformidad a lo dispuesto en el artículo 102° de la Ley General de Servicios Eléctricos. ([ver más](#)).
- Se publica Resolución Exenta CNE N°535 de 2023 que establece procedimiento para la constitución y funcionamiento del Comité del Estudio de Costos establecido en el inciso 13° del artículo 183° bis de la Ley General de Servicios Eléctricos, cuadrienio 2024-2028 ([ver más](#)).
- Se publica Resolución Exenta CNE N°560 de 2023 que modifica Resolución Exenta N°284 de 2023, que aprueba Bases de Licitación Pública Nacional e Internacional para el Suministro de Energía y Potencia Eléctrica para Abastecer los Consumos de Clientes Sometidos a Regulación de Precios, Licitación Suministro 2023/01, modificada por Resolución Exenta N°490 de 2023 ([ver más](#)).
- Se publica Resolución Exenta CNE N°565 de 2023 que fija y comunica Cargo por Servicio Público ([ver más](#)).
- Se publica Resolución Exenta CNE N°566 de 2023 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 Resolución exenta CNE N°573 de 2023 que Complementa antecedentes que forman parte del Informe Técnico Preliminar de Calificación de Instalaciones de los Sistemas de Transmisión para el período 2024 – 2027 y prorroga plazo para presentar observaciones al mismo ([ver más](#)).
- Se publica Resolución Exenta CNE N°574 de 2023 que aprueba Informe Técnico Preliminar de propuesta de fórmulas tarifarias para concesionarias de servicio público de distribución, cuadrienio noviembre 2020-noviembre 2024 ([ver más](#)).
- Se publica Resolución Exenta CNE N°575 de 2023 que amplía plazo de audiencia para los interesados en el procedimiento administrativo de invalidación que indica ([ver más](#)).



## COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL

- Adjudicó 13 Obras Nuevas y 11 Obras de Ampliación ([ver más](#)).
- Publica Diagnóstico del Uso Esperado del Sistema de Transmisión para el proceso de Planificación de la Transmisión 2024 ([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](mailto:rjimenez@systep.cl)

**Pablo Lecaros V.**  
Gerente de Mercados  
Eléctricos y Regulación

[plecaros@systep.cl](mailto:plecaros@systep.cl)

**Bryan Bizarro A.**

Líder de Proyectos

[bbizarro@systep.cl](mailto:bbizarro@systep.cl)

[reporte@systep.cl](mailto:reporte@systep.cl)

| [www.systep.cl](http://www.systep.cl)

| RRSS

