



REPORTE MENSUAL

Sector Eléctrico

Febrero 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.

Proyecto de Ley de Normalización Tarifaria: ¿Qué es lo que soluciona realmente?

El 30 de enero, la Comisión de Energía y Minería del Senado aprobó el proyecto de Normalización Tarifaria ([Boletín N°16.576-08](#)), buscando contener las alzas en tarifas que habían frenado la discusión del proyecto de Transición Energética. Si bien la solución a las tarifas estaba comprometida para octubre de 2023, el proyecto se presentó finalmente en enero. La iniciativa propone varias medidas claves:

- Cambios al Mecanismo de Protección al Cliente (MPC): contempla un cargo de 22 CLP/kWh hasta diciembre de 2027 y luego un cargo de 9 CLP/kWh hasta diciembre de 2035, para solventar la deuda de hasta USD 5.500 millones.
- Descongelamiento gradual de las tarifas de distribución eléctrica: se prevé descongelar el Valor Agregado de Distribución (VAD) entre 2024 y 2025, con una actualización gradual de tarifas.
- Creación de un Subsidio Transitorio para hogares vulnerables: dirigido a aliviar el impacto de los aumentos en las cuentas eléctricas en aproximadamente 850 mil hogares, con un costo máximo de USD 120 millones anuales entre 2024 y 2026.

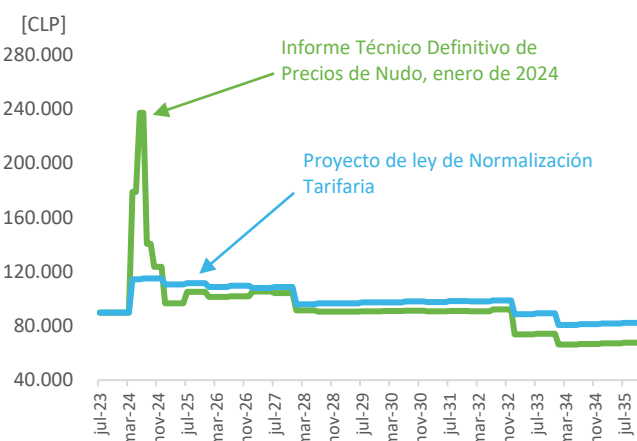
A pesar del optimismo del Ejecutivo, el proyecto de Normalización Tarifaria aún enfrenta un largo camino. Falta su aprobación en la Comisión de Hacienda, para luego ser discutido en la Sala del Senado. Posteriormente, enfrentará un segundo trámite en la Cámara de Diputados. Por otro lado, su implementación también presenta una serie de desafíos, ya que el Ejecutivo deberá negociar un **nuevo crédito por USD 3.700 millones** con el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), que se sumaría a los USD 1.800 millones ya existentes.

Uno de los objetivos del Proyecto de Ley es establecer las medidas para el pago de las deudas contraídas por los mecanismos de estabilización de las leyes N°21.185 (Ley PEC) y N°21.472 (Ley MPC). No obstante, es importante precisar que el pago de estas deudas ya estaba contemplado en las leyes originales. Entonces, lo que realmente se busca solucionar con este proyecto es la nueva deuda que se ha comenzado a generar producto de la falta de actualización de las tarifas. Al no publicarse los decretos correspondientes, en la práctica, las tarifas de energía se congelaron, incumpliendo un criterio fundamental para el funcionamiento de las leyes PEC y MPC. La Comisión Nacional de Energía (CNE) proyectaba que el fondo de USD 1.800 millones de la Ley MPC se agotaría en enero de 2024¹

y, además, Generadoras de Chile estima que la nueva deuda aumenta a un ritmo de USD 3 millones diarios².

El congelamiento de los decretos tarifarios también ha generado un alza más pronunciada en las tarifas esperada para los clientes. Las diferentes proyecciones que ha realizado la CNE desde 2022 lo evidencian³, mostrando un mayor impacto en el segmento de consumo superior a 500 kWh/mes, el cual no se encuentra estabilizado. **Disminuir las cuentas del grupo de usuarios con mayor consumo es el principal objetivo del proyecto de Normalización Tarifaria, el cual representa sólo un 7% de los clientes regulados** según los datos del Coordinador Eléctrico Nacional (CEN)⁴. Sin embargo, este segmento explica el 58% del consumo de energía regulado, razón por la que no se estabilizó en la Ley MPC, ya que implicaría más del doble de recursos. La idea original era, posterior a la aprobación de la ley MPC, buscar mecanismos complementarios de subsidio a clientes vulnerables de este segmento, lo cual no se concretó. En contraste, lo que ahora propone el Ejecutivo, es beneficiar a la totalidad de este segmento de mayor consumo, ejemplificado en la Figura 1.

Figura 1:
Cuenta Final Mensual Cliente BT1 de consumo 600 kWh/mes, perteneciente al segmento >500kWh/mes⁵.



Si bien este segmento de mayor consumo incluye a PYMES que podrían beneficiarse de este proyecto de Ley, el cual es uno de los objetivos del Ministro de Energía, también este grupo abarca todos los hogares de alto nivel socioeconómico, los que no forman parte del espíritu de la iniciativa.

¹ Archivo Modelo MPC enero 2023.xlsm, carpeta "4.-Modelo" del respaldo del cálculo del Informe Técnico Preliminar 1S/2023, calculados con los "beneficios que deberían ser".

² "Gremio de generadoras urge al Gobierno a ingresar proyecto de estabilización de tarifas eléctricas: deuda aumenta en US\$ 3 millones por día", Diario Financiero, miércoles 3 de enero de 2024.

³ "Ley MPC en la mira: ¿por qué nuevas alzas amenazan a los clientes?", Systep, septiembre 2023.

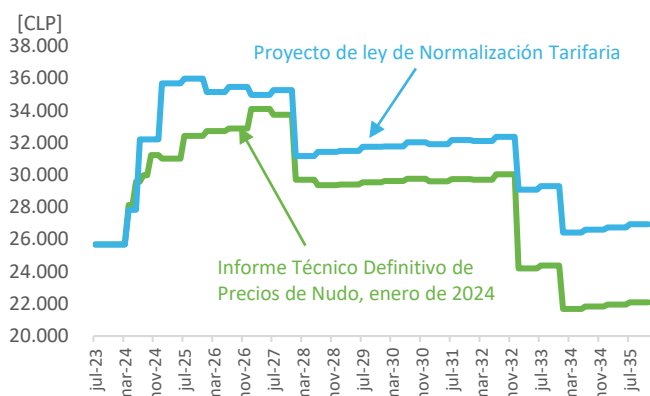
⁴ Cálculos en base al [Catastro de Clientes y Usuarios](#), CEN.

⁵ Valores de tarifas solo consideran cambios en los cargos de energía y potencia, manteniendo lo demás constante.

Focalizar el apoyo en las PYMES que pertenecen a este segmento presenta dificultades. El Informe de Protección Tarifaria y Pobreza Energética⁶ indica que aún no se cuenta con la información necesaria para caracterizar a los todos usuarios de este grupo. Por lo tanto, no se puede determinar con precisión en qué medida cada tipo de cliente se beneficiará del mecanismo.

Al contrario del caso de los clientes de mayores consumos, el efecto es opuesto para los clientes con consumos menores a 500 kWh/mes⁷, tal como muestra la Figura 2.

Figura 2:
Cuenta Final Mensual Cliente BT1 de consumo 200 kWh al mes, perteneciente al segmento <500kWh/mes⁵.



Para más del 90% de los clientes regulados las alzas se intensifican y se adelantan con respecto al caso actual con el mecanismo MPC. El ejemplo de la Figura 2 muestra el caso de un cliente de un consumo de 200 kWh/mes, el que no sería beneficiado por el subsidio propuesto en el proyecto.

Los ejemplos anteriores no incluyen el efecto que tendrá el descongelamiento del VAD en la tarifa, lo cual aumentará la cuenta a pagar por los clientes. No obstante, se espera que este efecto sea sustancialmente menor en comparación a las alzas de los cargos de energía, debido al menor peso relativo que tiene la distribución en la cuenta final⁸.

Respecto del subsidio, éste estará dirigido a familias de menores recursos⁹ sin morosidad en sus cuentas y que se encuentren identificados en el Registro Social de Hogares, lo que equivaldría a una canasta básica energética familiar de alrededor de 130 kWh/mes¹⁰. Éste se financiaría con USD 20 millones anuales del Estado y USD 100 millones del Fondo de Estabilización Tarifaria. Originalmente, se contemplaba un financiamiento adicional de USD 80 millones anuales de impuestos verdes, pero esta opción fue

desechada. Por lo tanto, en esencia, este es mayoritariamente un subsidio cruzado entre clientes. Además, se requiere la identificación de las familias beneficiarias del subsidio, la disposición de los recursos necesarios para éste, así como implementar otros requisitos operativos para la correcta aplicación de la ley, de lo contrario esto podría obstaculizar la publicación de los decretos con las nuevas tarifas.

El costo total del proyecto de Normalización Tarifaria es un tema crucial por analizar. Solo el 30% de los nuevos recursos contarán con garantía estatal¹¹, lo que implica que los intereses podrían ser mayores que los intereses asumidos en el mecanismo MPC, tanto por la mayor tasa como por el nuevo monto. **Se estima que de un costo total para los clientes regulados de USD 850 millones, podría aumentar hasta USD 1.800¹².** Dada la magnitud de esta cifra, es fundamental que el Ministerio de Energía presente el correspondiente Informe de Impacto Regulatorio, detallando los supuestos y costos para los usuarios del proyecto de Ley.

A diferencia de la Ley PEC y la Ley MPC, la actual crisis tarifaria en Chile es un problema de origen propio, producto de la decisión del Ejecutivo de no actualizar las tarifas eléctricas a tiempo y no buscar soluciones alternativas para los clientes regulados de mayor consumo. Esta falta de acción está generando una nueva deuda con las empresas generadoras, agravando una situación ya muy compleja. **Todo presionó al Ejecutivo a priorizar esta propuesta en su agenda, presentando un diseño en donde los costos adicionales recaen en los mismos consumidores.** Así, el proyecto de Normalización Tarifaria, que nace principalmente por el retraso en la publicación de los decretos, implicaría una nueva carga financiera para los usuarios en sus cuentas, mediante subsidios cruzados e intereses hasta 2035.

Sin embargo, dada la situación actual, la tramitación del proyecto de Normalización Tarifaria resulta necesaria y es urgente. Esta crisis deja una lección crucial: la importancia de respetar las reglas para la emisión de decretos tarifarios y manejar los procesos tarifarios con mayor previsión y transparencia.

⁶ Protección Tarifaria y Pobreza Energética, Plan de acción 2023 – 2030, Mesa de Trabajo, 2023.

⁷ Esto incluye a los clientes de los primeros segmentos del MPC (menores a 350 y entre 350 y 500 kWh/mes), aunque en la figura se muestra solo un ejemplo para el primer segmento.

⁸ Por ejemplo, la distribución representa alrededor de un 12% de la cuenta final en Santiago para un cliente BT1, además el proyecto contempla un aumento máximo de 10% y 20% para las concesionarias de distribución no cooperativas entre el 2024 y 2025, respectivamente, implicando un efecto acotado en el corto plazo para estas concesionarias.

⁹ “Este subsidio favorecerá a usuarios residenciales pertenecientes a los hogares identificados de acuerdo al instrumento del artículo 5° de la ley N° 20.379”. Artículo sexto transitorio del proyecto de ley.

¹⁰ Ver [presentación](#) del Ministro a la Comisión de Minería y Energía del Senado del 15 de noviembre de 2023.

¹¹ “...una vez superados los 1.800 millones de dólares de los Estados Unidos de América del Saldo Final Restante, contarán con la garantía del fisco hasta por un 30% del valor nominal más intereses de los documentos de pago...” Artículo Primero, numeral 9 del proyecto de ley.

¹² Estimación Systep que incluye Intereses deuda PEC, intereses deuda MPC, más intereses nueva deuda y saldo final restante. Se asume que se utilizan los USD 5.500 millones disponibles en su totalidad.

1.

ANÁLISIS DE OPERACIÓN

GENERACIÓN

En el mes de enero, la generación total del SEN fue de 7.368 GWh/mes, con una variación de 2,4% respecto a diciembre de 2023 (7.198 GWh/mes) y con una variación de 4,0% a la de enero de 2023 (7.083 GWh/mes) (Ver Figura 1.1).

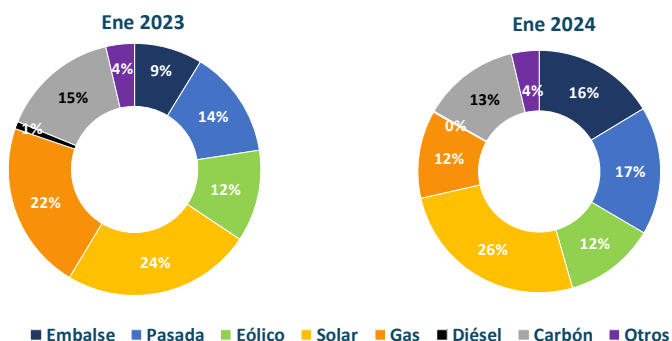
La participación de la generación gas, diésel, carbón se redujo en un 44%, 84%, 11% respectivamente en relación con enero de 2023. En contraste, la participación de la generación hidráulica, eólico, solar aumentaron en un 95%, 7%, 11% respectivamente en relación con enero de 2023.

Con respecto a la generación bruta del mes de enero, la potencia máxima generada fue de 12.236 MW el día 31, y la mínima fue de 7.650 MW el día 1. La Figura 1.2 muestra el ciclo de la generación durante el mes de enero, la cual es más alta durante los días hábiles y más baja durante los fines de semana y festivos.

Durante el mes de enero estuvo en mantenimiento mayor la central hidráulica: Rapel (31 días); a gas: Los Vientos (31 días), Mejillones-CTM3 (16 días), Nehuenco I (16 días), San Isidro II (6 días), Nehuenco II (5 días) y Tocopilla-U16 (5 días); a carbón: Campiche (22 días), Guacolda 1 (22 días), Santa María (10 días) y Guacolda 4 (5 días); y diésel: Tocopilla-U16 Diesel (5 días) y Nehuenco II (2 días).

Figura 1.1:
Energía mensual generada en el SEN

Fuente: CEN



■ Embalse ■ Pasada ■ Eólico ■ Solar ■ Gas ■ Diésel ■ Carbón ■ Otros

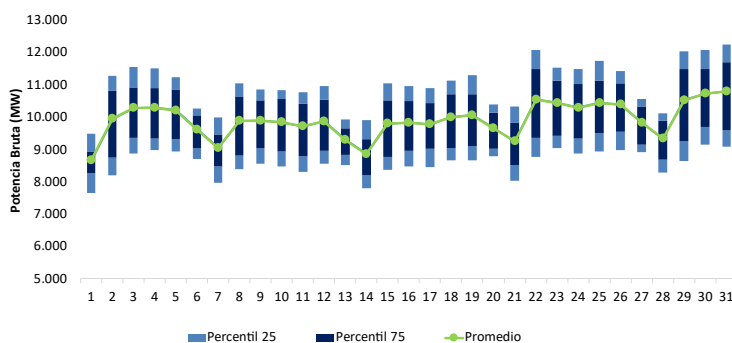
7.083
GWh/mes

Generación
total del mes

7.368
GWh/mes

Figura 1.2:
Generación bruta del SEN

Fuente: CEN



12.236MW
máxima

Potencia
Mes

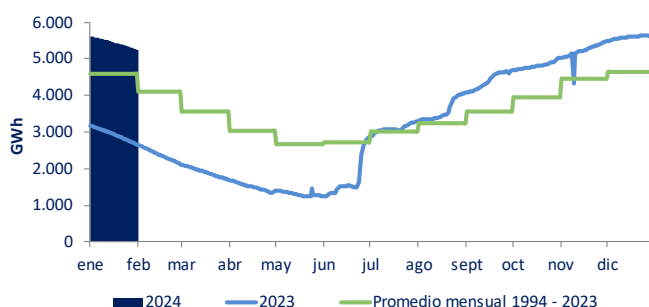
7.650 MW
mínima

HIDROLOGÍA

En enero la energía embalsada en el SEN superó tanto el nivel del año anterior como el promedio mensual histórico entre los años 1994 – 2023. Durante enero, el promedio de energía embalsada representó el 120% del promedio mensual histórico 1994 – 2023 (ver Figura 1.3). En lo que va del año hidrológico 2023/2024 (enero 2024), el nivel de excedencia observado es igual a 48,0%, es decir, se ubica en el 52,0% de las hidrologías más secas observadas a igual fecha.

Figura 1.3:
Energía almacenada en principales embalses

Fuente: CEN



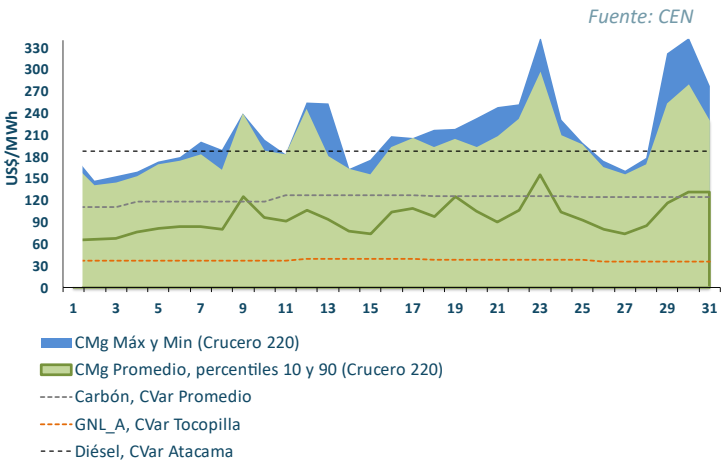
Para mayor detalle de la operación del Sistema, ver [Estadísticas Systep](#), sección Datos de Operación del SEN.

COSTOS MARGINALES

En enero de 2024 el costo marginal de la barra Crucero 220 fue de 95,8 US\$/MWh, lo cual registró una variación de 104,6% con respecto a enero de 2023 (46,8 US\$/MWh), y una variación de 0,4% respecto a enero de 2023 (95,4 US\$/MWh). Los costos en demanda alta fueron determinados por el diésel, y en demanda baja principalmente por el gas (ver Figura 1.4).

Por su parte, el costo marginal de la barra Alto Jahuel 220, en enero de 2024 fue de 94,0 US\$/MWh, lo cual registró una variación de 167,6% con respecto a enero de 2023 (35,1 US\$/MWh), y una variación de 0,5% respecto a enero de 2023 (93,6 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 enero para Crucero 220 kV



Durante el mes de diciembre 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 1.148 horas.

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

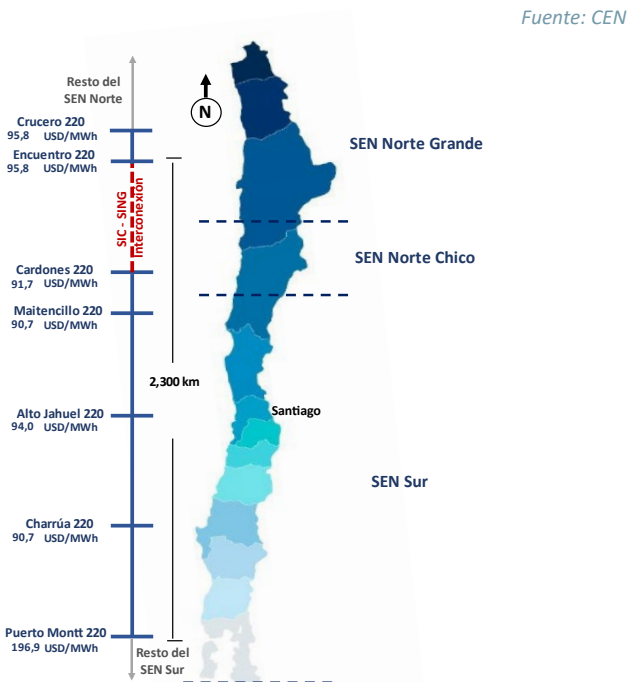
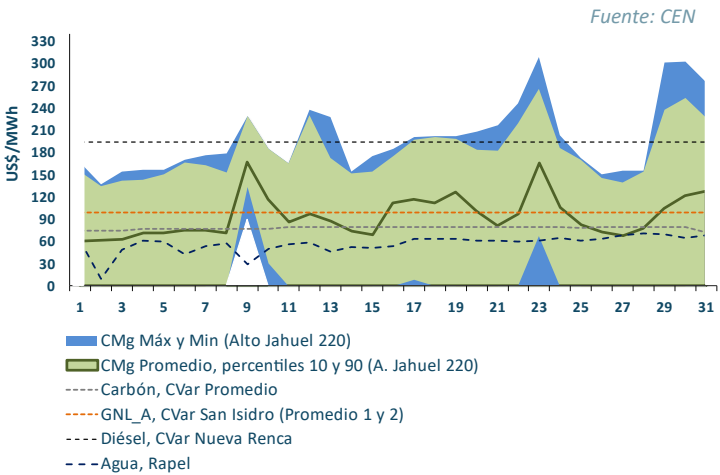


Figura 1.5:
Principales costos variables y costo marginal promedio diario de enero para Alto Jahuel 220kV



Los tramos que presentaron desacoples con mayores costos promedio fueron: La Palma 066 - S. Javier 066 (40 horas), Lastarria 220 - Ciruelos 220 (361 horas), C. Navia 220 - C. Navia 110 (1 horas), y Chiloé 220 - Chiloé 110 (5 horas), con un desacople promedio de: 217,8 US\$/MWh, 207,0 US\$/MWh, 198,2 US\$/MWh, y 172,1 US\$/MWh, respectivamente (ver Tabla 1.1).

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

LÍNEAS CON DESACOPLES	HORAS	DESACOPLE PROMEDIO USD/MWh
La Palma 066 - S. Javier 066	40,3	217,8
Lastarria 220 - Ciruelos 220	360,7	207,0
C. Navia 220 - C. Navia 110	1,2	198,2
Chiloé 220 - Chiloé 110	4,9	172,1
Coronel 154 - Coronel 066	13,4	170,1
Melipulli 220 - Melipulli 110	4,8	134,0
Santa Clara 220 - Mulchen 220	12,5	128,0
L. Vilos 110 - Illapel 110	16,7	118,7
P. E. Los Buenos Aires 066 - Negrete 066	11,4	99,6
Polpaico 500 - N. P. Azúcar 500	39,0	84,2

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.

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 3,28% 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 3.989,9 MW de nueva capacidad, de los cuales 2.068,6 MW son solares, 975,8 MW son eólicos, 150,0 MW corresponden a embalses, 613,5 MW a almacenamiento y 142 MW de biomasa. Además, se considera el retiro de las unidades a carbón Norgener 1 y 2 (262 MW de capacidad neta) a partir del 31 de marzo 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%).

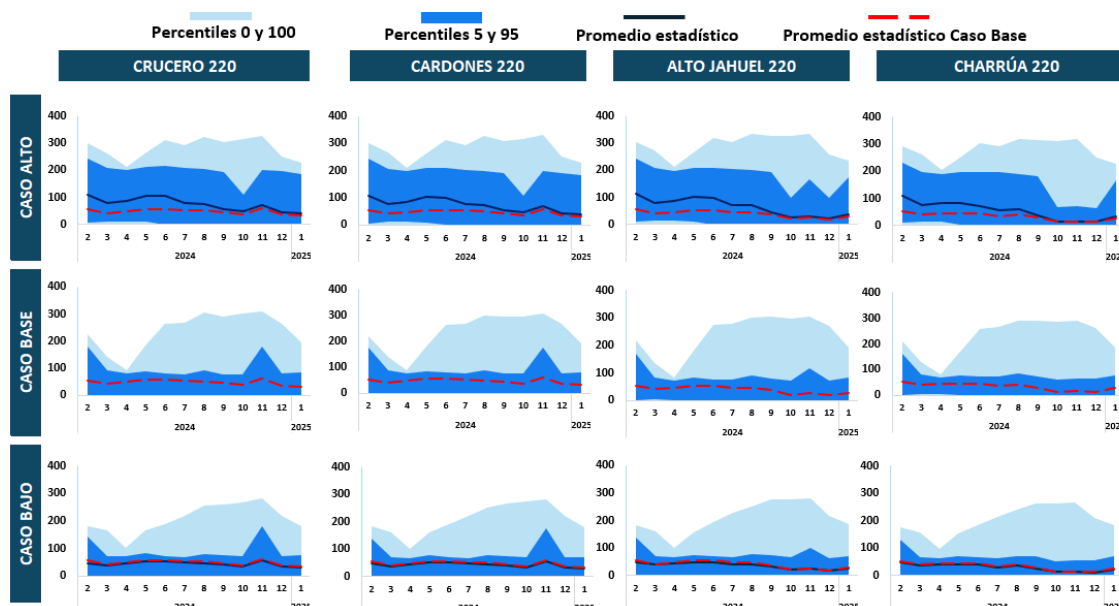
Esta proyección considera la información pública disponible a la fecha de elaboración, destacándose el adelanto de la desconexión y cese de operaciones de las unidades Norgener 1 y 2. Esto, luego de que el Coordinador indicara el 29 de enero de 2024, que las conclusiones del informe de seguridad elaborado con motivo de la solicitud del propietario sugieren que su retiro no degrada la seguridad del SEN.

Tabla 2.1:
Supuestos considerados en las simulaciones

SUPUESTOS		BAJO	BASE	ALTO
Crecimiento demanda 2024		3.3%	3.3%	3.3%
Precios Combustibles				
CARBÓN US\$/Ton	Mejillones*	311	345	380
	Angamos*	171	190	208
	Guacolda*	158	176	193
	Andina	204	226	249
	Hornitos	204	226	249
	Norgener*	294	327	360
	N. Ventanas	154	171	188
DIESEL US\$ / Bbl (Quintero)	Quintero	131	146	160
	Mejillones	123	136	150
GNL US\$ / MM Btu	San Isidro 1	6	7	7
	Nehuenco 1	8	9	-
	Mejillones CTM3	6	7	-
	U16	6	7	8
	Kelar	11	12	-
GN US\$ / MM Btu	San Isidro 2	7	8	-
	U16	9	10	-
	Nehuenco 2	7	8	-
	Nueva Renca	8	9	-

*Se considera el promedio de las unidades

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



Fuente: Systep

3.

ANÁLISIS POR EMPRESA

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

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

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

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

Empresa:
ENEL CHILE**GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)**

TECNOLOGÍA	Ene 2023	Dic 2023	Ene 2024
Diésel	4	12	0
Carbón	15	10	0
Gas Natural	405	125	366
GNL	113	110	28
Hidro	723	1.366	1.231
Solar	195	312	344
Eólico	147	158	174
Geotérmica	34	41	40
TOTAL	1.636	2.134	2.183

VALOR DEL AGUA PROMEDIO (US\$/MWh)

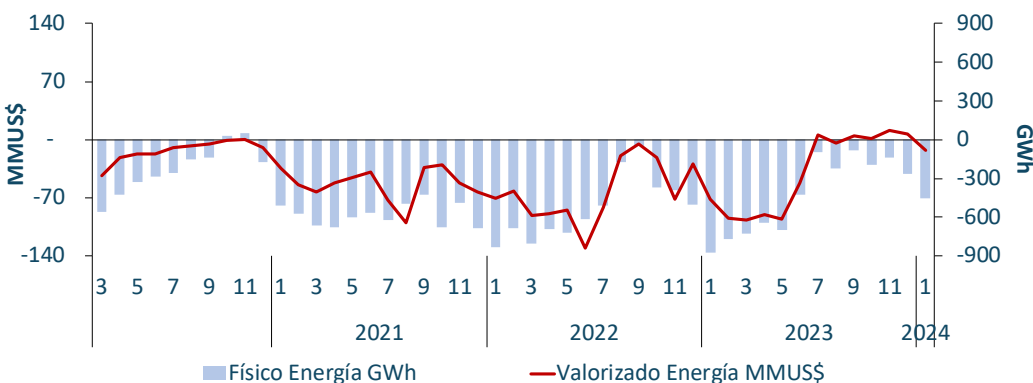
CENTRAL	Ene 2023	Ene 2024
Embalse Ralco	155	72

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Ene 2023	Ene 2024
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	59,2
Taltal Diésel (Prom. I y II)	247,9	0,0
Atacama Diésel (TG1A+TG1B+TV1C)	221,6	187,5

TRANSFERENCIA DE ENERGIA

ÍTEM	Ene 2024
Total Generación (GWh)	2.183
Total Retiros (GWh)	2.638
Transf. Físicas (GWh)	-455
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-13

**Empresa:**
COLBÚN**GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)**

TECNOLOGÍA	Ene 2023	Dic 2023	Ene 2024
Diésel	3	1	0
Carbón	204	0	150
Gas Natural	407	16	177
GNL	181	10	25
Hidro	367	624	528
Solar	62	51	55
Eólico	0	0	0
Total	1.225	702	935

VALOR DEL AGUA PROMEDIO (US\$/MWh)

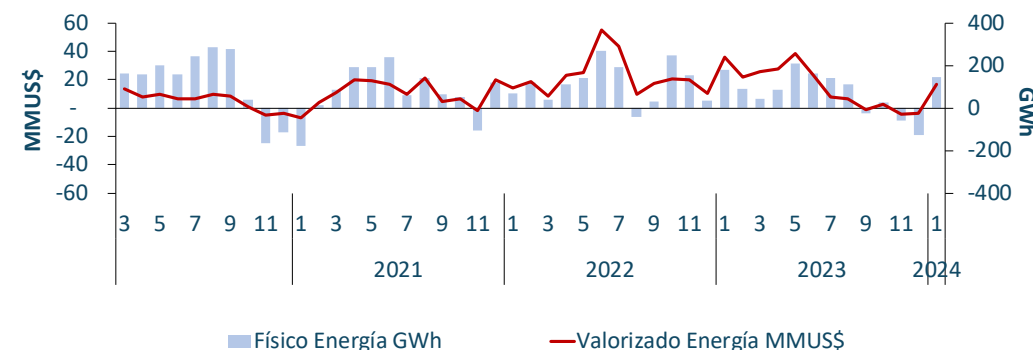
CENTRAL	Ene 2023	Ene 2024
Embalse Colbún	141	44

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Ene 2023	Ene 2024
Santa María	102,0	46,7
Nehuenco GNL_A (TG1+TV1, Prom. I y II)	101,7	102,5
Nehuenco GN_A (TG1+TV1, Prom. I y II)	78,7	59,2
Nehuenco Diesel (TG1+TV1, Prom. I y II)	186,7	180,3

TRANSFERENCIA DE ENERGIA

ÍTEM	Ene 2024
Total Generación (GWh)	935
Total Retiros (GWh)	790
Transf. Físicas (GWh)	145
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	16



GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

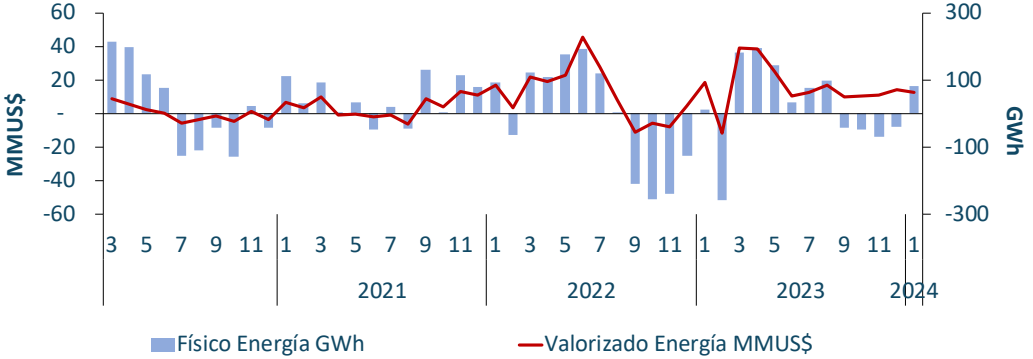
TECNOLOGÍA	Ene 2023	Dic 2023	Ene 2024
Diésel	0	0	0
Carbón	594	668	538
Gas Natural	0	0	0
GNL	0	0	0
Hidro	89	117	118
Solar	21	17	7
Eólico	68	58	67
Total	772	860	730

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Ene 2023	Ene 2024
N. Ventanas y Campiche	147,5	100,8
Angamos (prom. 1 y 2)	135,9	70,0
Norgener (prom. 1 y 2)	162,5	152,0

TRANSFERENCIA DE ENERGIA

ÍTEM	Ene 2024
Total Generación (GWh)	730
Total Retiros (GWh)	650
Transf. Físicas (GWh)	80
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	13



GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

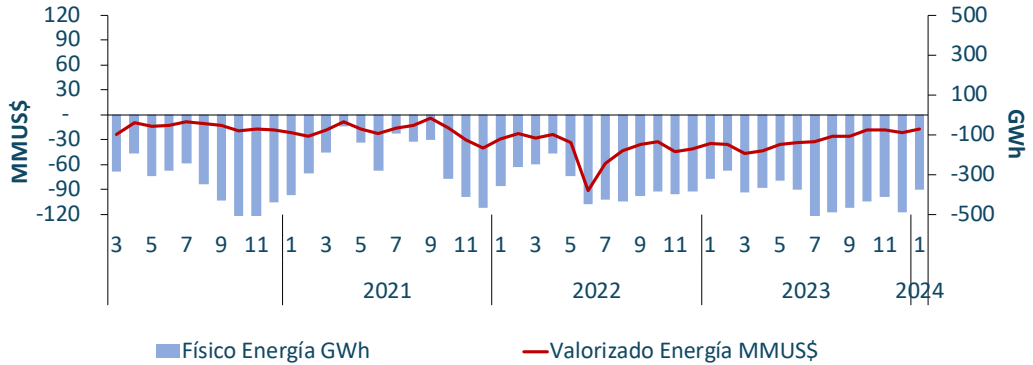
TECNOLOGÍA	Ene 2023	Dic 2023	Ene 2024
Diésel	0	0	0
Carbón	138	115	151
Gas Natural	178	85	100
GNL	0	0	0
Hidro	5	9	6
Solar	97	85	91
Eólico	35	31	29
Total	454	326	377

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Ene 2023	Ene 2024
Andina Carbón	175,3	127,6
Mejillones Carbón	180,1	180,0
Tocopilla GNL_A (U16-TG1+TV1)	72,9	37,1

TRANSFERENCIA DE ENERGIA

ÍTEM	Ene 2024
Total Generación (GWh)	377
Total Retiros (GWh)	754
Transf. Físicas (GWh)	-378
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-17



GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

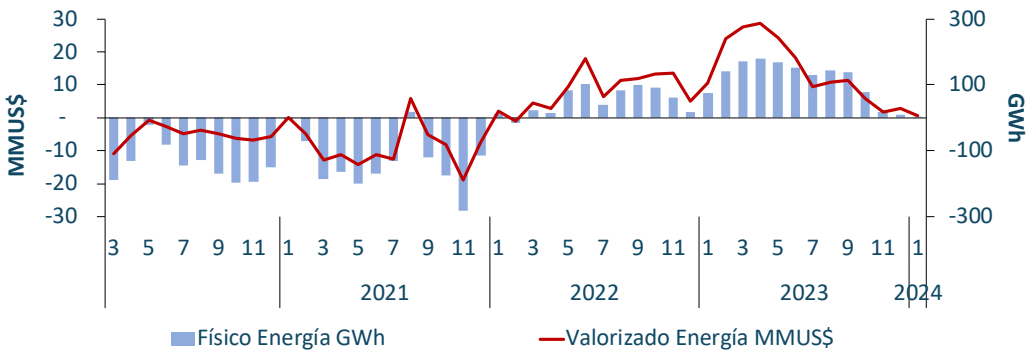
TECNOLOGÍA	Ene 2023	Dic 2023	Ene 2024
Diésel	5	0	0
Carbón	0	0	0
Gas Natural	0	0	0
GNL	86	88	6
Hidro	0	0	0
Solar	0	0	0
Eólico	0	0	0
Total	90	88	6

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Ene 2023	Ene 2024
Kelar GNL_A (TG1 + TG2 + TV)	78,4	33,7
Kelar Diesel (TG1 + TG2 + TV)	168,1	144,5

TRANSFERENCIA DE ENERGIA

ÍTEM	Ene 2024
Total Generación (GWh)	6
Total Retiros (GWh)	1
Transf. Físicas (GWh)	5
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	1



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 enero 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 enero de 2024 por generador, en barra de oferta*

Fuente: CNE
Elaboración: Systep

EMPRESA GENERADORA	PRECIO MEDIO CONTRATOS US\$/MWh	ENERGÍA AÑO 2024 GWh
ENDESA	118	10.465
E-CL	119	7.600
ENEL GENERACIÓN	65	5.935
El Campesino	113	4.024
AES GENER	112	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	149	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)	64	398
HUEMUL ENERGÍA (Ckani)	55	375
Pelumpén S.A.	105	346
PUELCHE SUR EÓLICA	57	287
MARIA ELENA SOLAR	38	281
SONNEDIX COX	68	265
Iberecoica Cabo Leones I S.A.	115	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 1/2024, ponderado por energía contratada del año 2024

Tabla 4.2:

Precio medio de licitación indexado a enero de 2024 por distribuidora, en barra de oferta*

Fuente: CNE
Elaboración: Systep

EMPRESA DISTRIBUIDORA	PRECIO MEDIO CONTRATOS US\$/MWh	ENERGÍA AÑO 2024 GWh
Enel Distribución	94	14.379
CGE Distribución	110	12.254
Chilquinta	96	3.250
SAESA	102	2.586
Precio Medio Muestra	101	32.469

* Todos los procesos hasta la fecha indexados al 1/2024, ponderado por energía contratada del año 2024

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 diciembre 2023 los retiros de energía afectos a obligaciones establecidos en la Ley 20.257 y la Ley 20.698 fueron iguales a 6.478 GWh, por lo tanto, las obligaciones sumaron 947 GWh en total. A su vez, la generación ERNC durante diciembre fue igual a 3.332 GWh, es decir, se superó en un 252% la obligación ERNC.

La mayor fuente ERNC corresponde al aporte solar que representa un 53% (1.767) seguido por el aporte eólico con un 26% (861 GWh), luego los aportes de tipo hidráulico con un 16% (526 GWh) y finalmente la biomasa, que representó un 4% (143 GWh). Por su parte, la generación geotérmica representa un 1% (34 GWh).

Durante enero de 2024 se registró 543,5 GWh de energía solar y eólica vertida, lo que refleja un aumento del 9,4% con respecto a octubre de 2024 (496,9 GWh) y un aumento del 198,3% con respecto a enero del 2023 (182,2 GWh), ver Figura 5.2.

Figura 5.1:
Generación ERNC histórica reconocida

Fuente: CEN

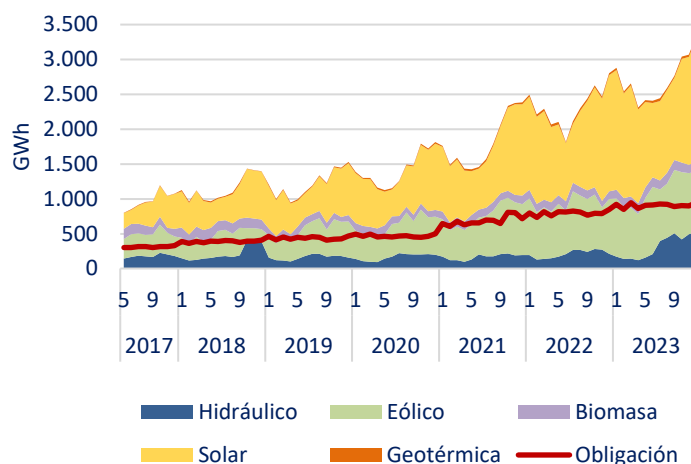
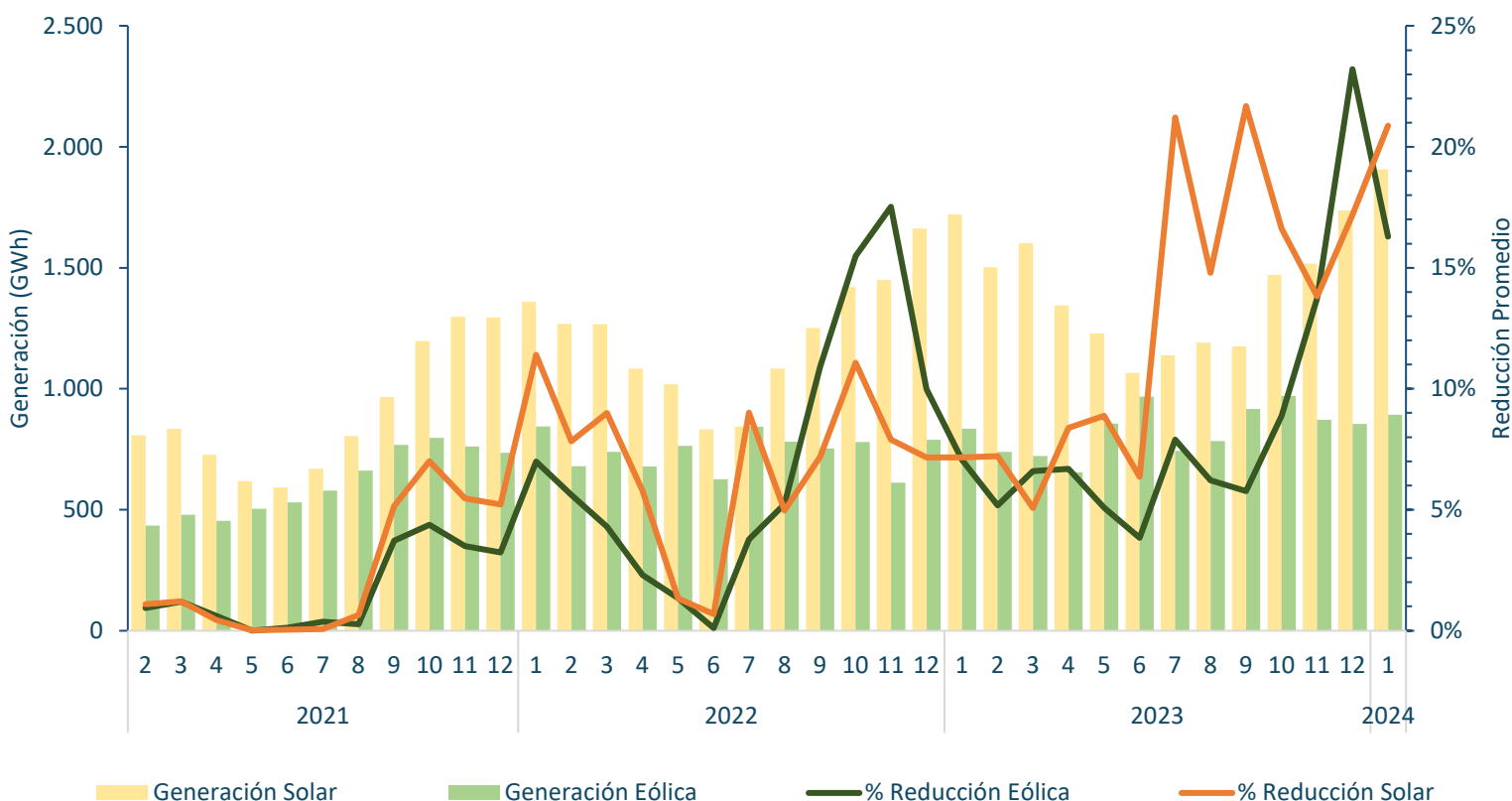


Figura 5.2:
Vertimiento renovable desde Nogales al norte histórico

Fuente: CEN



6.

EXPANSIÓN DEL SISTEMA

PLAN DE OBRAS

De acuerdo con la RE36 CNE (31/01/2024) que declara y actualiza instalaciones de Generación y Transmisión en construcción, se espera la entrada de 3.459 MW de capacidad instalada en el Sistema Eléctrico Nacional. De estos, 47% corresponde a tecnología solar (1.609 MW), un 37% a tecnología eólica (1.279 MW), un 4% de tecnología hidráulica (136 MW), un 0,5% de tecnología solar con BESS (17 MW), un 10,5% de tecnología BESS (368 MW) y un 1% de tecnología térmica (50 MW).

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

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

Fuente: CNE

PROYECTO	FECHA ESTIMADA	TIPO DE	POTENCIA NETA (MW)
	DE INTERCONEXION	TECNOLOGIA	
Las Salinas -Etapa 3	ene-24	Solar	122.8
Las Salinas -Etapa 2	ene-24	Solar	34.8
Planta Fotovoltaica Gran Teno	ene-24	Solar	200.0
Planta Solar Fotovoltaica Doña Antonia	ene-24	Solar	75.0
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 Fotovoltaica Tamango	feb-24	Solar	40.0
BESS San Andrés	feb-24	BESS	35.0
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
Doña Luzma	abr-24	Térmica	40.0
Parque Fotovoltaico Don Humberto	may-24	Solar	73.0
Ampliación BESS Parque Eólico La Cabaña	may-24	BESS	33.0
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	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
BESS Tamaya	nov-24	BESS	68.2
Ampliación Central Gas Teno 10 MW	nov-24	Térmica	10.0
Parque Fotovoltaico Sol de Vallenar	dic-24	Solar	100.0
Capacidad próximos 12 meses			3,459.0

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 enero de 2024, totalizan 15.461 MW con una inversión de MMUS\$ 18.692, mientras que los proyectos aprobados históricos totalizan 79.632 MW con una inversión de MMUS\$ 136.499 (ver Tabla 7.1).

Durante el mes de enero, 17 proyectos entraron en calificación aportando una capacidad de 1.801 MW, de los cuales destacan el Parque Eólico Cuatro Vientos ubicado en Llanquihue con 360 MW, el Parque Fotovoltaico Los Durmientes de 257 MW que incluye un Sistema de Almacenamiento de 255 MW, ubicado en Antofagasta y el proyecto Parque Fotovoltaico Don Patricio de 200 MW en Til-Til.

En este mes se aprobaron 4 proyectos, de los cuales 2 son solares fotovoltaicos (29 MW), 1 eólico (95 MW) y 1 híbrido solar (9MW).

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	3.555	4.941	15.447	26.061
Hidráulica	0	0	3.926	6.654
Solar	5.712	6.556	38.755	64.046
Gas Natural	1.376	524	6.408	6.314
Geotérmica	0	0	170	710
Diesel	42	28	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)	2.471	3.687	31	131
Híbrido (Eólico + BESS)	1.480	2.115	432	801
Almacenamiento	0	0	50	160
Total	15.461	18.692	79.632	136.499

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

MINISTERIO DE ENERGÍA



- Se publica en el Diario Oficial la Resolución Exenta N°1 de 2024 que da inicio al procedimiento para la elaboración del “Plan Sectorial de Mitigación al Cambio Climático del sector Energía” y del “Plan Sectorial de Adaptación al Cambio Climático para el sector Energía” ([ver más](#)).
- Se publica en el Diario Oficial la Resolución Exenta N°8 de 2024 que califica como cero emisiones a los vehículos que utilicen exclusivamente hidrógeno como combustible ([ver más](#)).
- Se publica en el Diario Oficial la Resolución Exenta N°9 de 2024 que pone término al proceso de evaluación ambiental estratégica aplicada a los potenciales Polos de Desarrollo de Generación Eléctrica ubicados en las Provincias de Antofagasta y Tocopilla, Región de Antofagasta, ambos identificados en el informe preliminar de la Planificación Energética de Largo Plazo correspondiente al periodo 2023-2027 ([ver más](#)).
- Se publica en el Diario Oficial la Ley N°21.657 que rebaja de tarifas eléctricas a servicios sanitarios rurales ([ver más](#)).
- Se publica en el Diario Oficial el Decreto 3T de 2023 que fija precios de nudo para suministro de electricidad (Precio de Nudo de Corto Plazo, segundo semestre 2023) ([ver más](#)).

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA



- Se publica actualización de la Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD en Instalaciones de Media Tensión. ([ver más](#)).
- Se publica en el Diario Oficial la Resolución Exenta N°37 de 2024 que rechaza la solicitud de invalidación de la Norma Técnica para la Programación y Coordinación de la Operación de Unidades que utilicen Gas Natural Licuado Regasificado ([ver más](#)).
- Se publica la Resolución Exenta N°38 de 2024 que establece el listado refundido de participantes y usuarios e instituciones interesadas que constituye el Registro de Participación Ciudadana del Proceso de Planificación de la Transmisión año 2023 ([ver más](#)).
- Se publica la Resolución Exenta N°39 que aprueba el Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2023 ([ver más](#)).
- Se publica la Resolución Exenta N°46 que aprueba el Informe Técnico Definitivo de Propuesta de Fórmulas Tarifarias para Concesionarias de Servicio Público de Distribución, Cuadrienio Noviembre 2020 – Noviembre 2024 ([ver más](#)).
- Se publica la Resolución Exenta N°47 de 2024 que modifica Resolución Exenta N°284 de 2023, que aprobó las Bases de Licitación Pública Nacional e Internacional para el Suministro de Energía y Potencia Eléctrica destinados al abastecimiento de los consumos de clientes sometidos a regulación de precios ([ver más](#)).

COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL



- Se publica el Procedimiento Interno de Interconexión de Proyectos ([ver más](#)).



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

Datos de la Operación	Precios	Resumen por Empresa	Suministro a Clientes Regulados	Datos de Infraestructura
-----------------------	---------	---------------------	---------------------------------	--------------------------

CONTÁCTENOS PARA MAYOR INFORMACIÓN:

Rodrigo Jiménez B.

Gerente General

rjimenez@systep.cl

Pablo Lecaros V.
Gerente de Mercados
Eléctricos y Regulación

plecaros@systep.cl

Bryan Bizarro A.

Líder de Proyectos

bbizarro@systep.cl

reporte@systep.cl

| www.systep.cl

| RRSS

