REPORTE MENSUAL

Sector Eléctrico

Febrero 2023

REPORTE MENSUAL

Sector Eléctrico

CONTENIDOS

- 1. Editorial 3
- 2. Análisis de Operación 4-5
  - Generación
  - Hidrología
  - Costos Marginales
- 3. Proyección de Costos Marginales Systep 6
- 4. Análisis por Empresa 7
- 5. Suministro a Clientes Regulados 9
- 6. Energías Renovables No Convencionales 10
- 7. Expansión del Sistema 11
- 8. Proyectos en SEIA 12
- 9. Seguimiento Regulatorio 13

© 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.

EDITORIAL

Rol de la transmisión en la transición energética

La transición energética consiste en la transformación del sistema eléctrico actual, aún con una relevante participación de centrales a combustibles fósiles (40% de la capacidad instalada de la matriz energética[1]), por uno de bajas o cero emisiones de carbono.

El Ministerio de Energía en el año 2015, definió una política energética a largo plazo que promueve una transición paulatina hacia una economía y matriz energética más baja en carbono hacia 2050[2].

El cierre progresivo de las centrales a carbón y el impulso de la generación renovable, requiere un desarrollo de la infraestructura actual de la transmisión, junto con un marco regulatorio que entregue los incentivos adecuados para que se efectúen inversiones en redes y tecnologías que permitan una operación segura, flexible y resiliente.

El año 2022 estuvo marcado por hitos en el proceso de descarbonización tales como la desconexión de las unidades 14 y 15 del Complejo Térmico Tocopilla (265,7 MW en total) de Engie Energía, y el retiro de la central Bocamina II (318,9 MW) de Enel.

Para el próximo mes de abril, se espera que la Unidad Ventanas II ingrese al Estado de Reserva Energética[3], mecanismo para impulsar el retiro de centrales a carbón y garantizar la seguridad del sistema eléctrico en caso de emergencia, cuya autorización se encuentra condicionada por la entrada en operación de la obra de ampliación de la subestación Agua Santa, que ha presentado atrasos en su ejecución.

Ante la salida de Ventanas II quedarían en el sistema eléctrico solo 3.874 MW de unidades a carbón, lo cual representa un 33% de la demanda máxima del SEN durante 2022[4]. Dada la importancia de los sistemas de transmisión y la oportunidad de su desarrollo para una transición acelerada, es necesario implementar medidas regulatorias que permitan agilizar los procesos de licitación, tramitación y construcción de las obras de transmisión.

El Coordinador Eléctrico Nacional, señaló en la Hoja de Ruta para una Transición Energética Acelerada publicada en junio de 2022[5], la necesidad de modificar el actual esquema de asignación de pago de la transmisión, con el objetivo de entregar señales de localización a la nueva generación, minimizando el riesgo de congestiones.

Cabe destacar, que la ley 20.936 promulgada en 2016[5], reformó el mecanismo de asignación de peajes entre generadores y clientes, pasando a un sistema de estampillado universal con cargo exclusivo en los retiros, con el fin de evitar que la transmisión sea una barrera de entrada para la generación, e incrementar la competencia en el sector eléctrico, además de potenciar el desarrollo de energías renovables.

La redistribución de los pagos de la transmisión no resuelve el problema de la instalación de generadores en áreas congestionadas, cuyo aporte se encuentra limitado y fuerzan a una expansión de la red. No obstante, es necesario volver a conversar, en base a la experiencia y evidencia, sobre la asignación eficiente de los costos de transmisión entre los actores del sector eléctrico, de tal forma que el desarrollo del sistema de transmisión se realice en forma armónica considerando la expansión eficiente tanto del parque generador como de las instalaciones de transmisión.

La transformación de la matriz energética debe ser eficiente y garantizar la confiabilidad y seguridad del suministro a los consumidores finales. El reemplazo de las centrales síncronas convencionales por nuevas tecnologías renovables plantea desafíos en la operación y planificación de las redes de transmisión.

Los sistemas de almacenamiento juegan un rol clave en este proceso, pues permiten gestionar la variabilidad de las fuentes renovables, y aportan seguridad y flexibilidad al sistema eléctrico. Además son complementarios a las redes de transmisión, pues un dimensionamiento y ubicación adecuada de estos equipos permite liberar en algunos casos las restricciones de capacidad de transmisión, sin necesidad de ampliar la infraestructura de transmisión.

La ley que promueve el almacenamiento de energía y electromovilidad[7], fue promulgada en noviembre de 2022, y permite a nivel de generación, que los sistemas de almacenamiento participen en los balances de energía y potencia.

Sin embargo, es necesario implementar medidas regulatorias que incentiven la integración de los sistemas de almacenamiento en las redes de transmisión más allá de los casos indicados en el Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión.

Por ello, se propone abrir la discusión sobre la inclusión del segmento de la transmisión en el mercado de intercambio de energía con sistemas de almacenamiento, bajo el amparo que tal decisión no afecta a la competencia, pues la planificación es efectuada por la autoridad (CNE) y la operación por un ente independiente (CEN).

1. Reporte Energético, Coordinador Eléctrico Nacional, Febrero 2023.
2. Energía 2050, Política Energética, Ministerio de Energía, Enero 2017.
3. Informe Técnico Definitivo, Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo, Primer Semestre 2023, Comisión Nacional de Energía, Febrero 2023.
4. Reporte Energético, Coordinador Eléctrico Nacional, Enero 2023.
5. Hoja de Ruta para una Transición Energética Acelerada, Coordinador Eléctrico Nacional, Junio 2022.
6. Ley N° 20.936, Establece un nuevo sistema de transmisión eléctrica y crea un organismo coordinador independiente del sistema eléctrico nacional, Julio 2016.
7. Ley N° 21.505, Promueve el almacenamiento de energía eléctrica y electromovilidad, Noviembre 2022.

1. ANÁLISIS DE OPERACIÓN

GENERACIÓN

En el mes de enero, la generación total del SEN fue de 7.083 GWh/mes, un 2,6% menor a diciembre de 2022 (7.274 GWh/mes) he igual a la de enero de 2022 (7.083 GWh/mes) (Ver Figura 1).

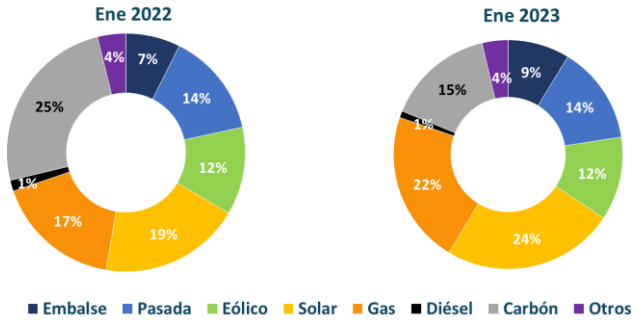
La participación de la generación de carbón, diésel y eólica se redujo un 39%, 36% y 1% en relación con enero 2022. En contraste, la participación de la generación hidráulica, solar y gas aumentaron en un 5%, 7%, 27% y 27% respectivamente en relación con enero 2022 (ver figura 1).

Durante el mes de enero estuvieron en mantenimiento mayor las centrales de Carbón: Guacolda 3, Norgener-NTO2, Guacolda 4, Mejillones-CTM1 (2, 30, 19, 5 días respectivamente); gas: Mejillones-CTM3 GNL, San Isidro I Gas Arg, Atacama 1 GNL, Kelar GNL (1, 20, 11, 13 días respectivamente); diésel: Los Vientos (8 días respectivamente).

Con respecto a la generación bruta del mes de enero, la potencia máxima generada fue de 11.248 MW el día 23, y la mínima fue de 7.418 MW el día 1. La Figura 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.

Figura 1:
Energía mensual generada en el SEN

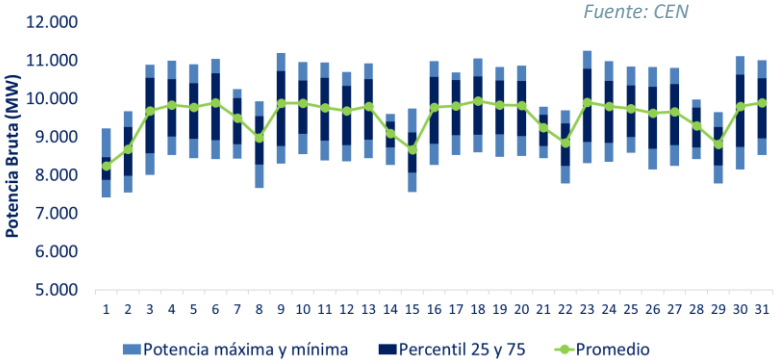
Fuente: CEN



7.083,4 GWh/mes — Generación total del mes — **7.083,1** GWh/mes

Figura 2:
Generación bruta del SEN

Fuente: CEN



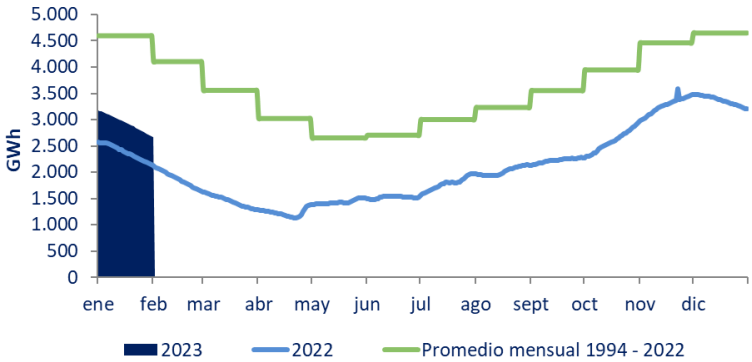
11.248 MW máxima — Potencia Mes — **7.418 MW** mínima

HIDROLOGIA

En enero la energía embalsada en el SEN superó los niveles del año anterior. Se mantiene aún en niveles históricamente bajos, representando un 64% del promedio mensual entre los años 1994 y 2022 (ver Figura 3). En lo que va del año hidrológico 2022/2023 (enero 2023), el nivel de excedencia observado es igual a 86%, es decir, se ubica en el 14% de las hidrologías más secas observadas a igual fecha.

Figura 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 2023 el costo marginal de la barra Crucero 220 fue de 95,4 US$/MWh, lo cual registró una disminución de 0,7% con respecto a diciembre 2022 (96,1 US$/MWh), y un aumento de 38,6% respecto a enero de 2022 (68,8 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 4).

Por su parte, el costo marginal de la barra Alto Jahuel 220, en enero de 2023, fue de 93,6 US$/MWh, lo cual reflejó un aumento de un 0,6% respecto a diciembre 2022 (93,0 US$/MWh), y un aumento de 22% respecto a enero de 2022 (76,7 US$/MWh). Estos costos estuvieron determinados por el valor del diésel en demanda alta y por el valor del carbón, del agua y del gas en demanda baja (ver Figura 5).

Figura 4:
Principales costos variables y costo marginal promedio diario de enero para Crucero 220

Fuente: CEN

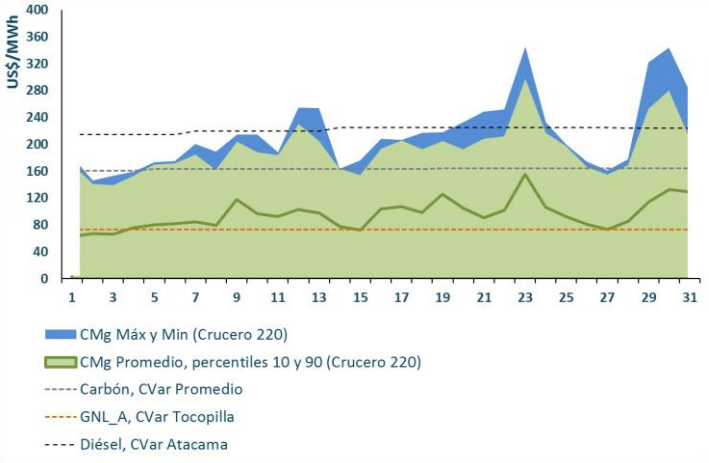
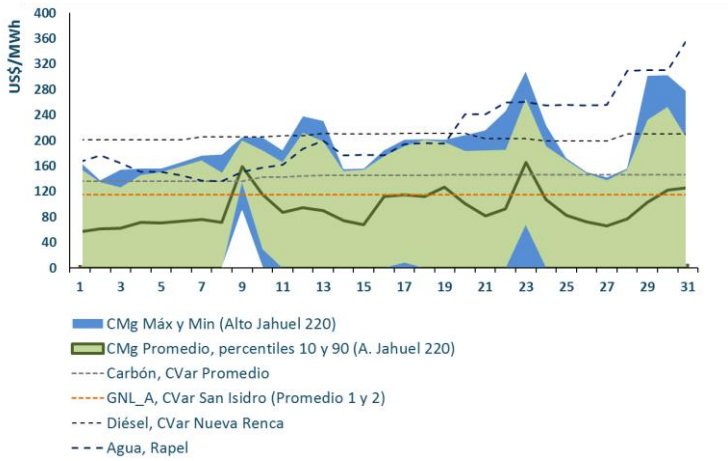


Figura 5:
Principales costos variables y costo marginal promedio diario de enero para Alto Jahuel

Fuente: CEN



Durante el mes de enero 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 6). El total de desacoples del SEN fue de 1.148 horas.

Los tramos con más horas de desacoples fueron: Lastarria 220 – Ciruelos 220 (360,7 horas), Linares 66 - Chacahuin 66 (316,1 horas), D.Almagro 220 - D.Almagro 110 (69 horas), Crucero 220 – M.Elena 220 (65,7 horas) con un desacople promedio de 210,5 US$/MWh, 24,1 US$/MWh, 24,5 US$/MWh y 23,7 US$/MWh, respectivamente (ver Tabla 1).

Figura 6:
Costo marginal promedio de enero en barras representativas del Sistema

Fuente: CEN

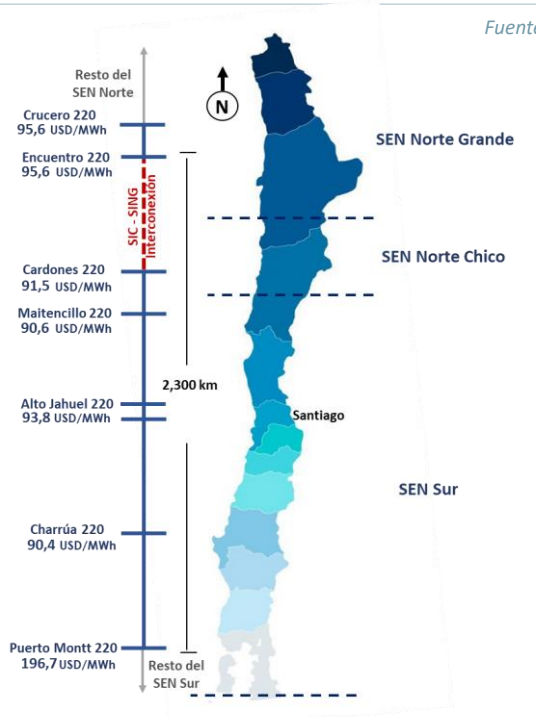


Tabla 1:
Desacople promedio por tramo congestionado en sistema de transmisión

Fuente: CEN

LÍNEAS CON DESACOPLES	HORAS	DESACOPLE PROMEDIO USD/MWh
LASTARRIA 220 - CIRUELOS 220	360,7	210,5
LINARES 066 - CHACAHUIN 066	316,1	24,1
D.ALMAGRO 220 - D.ALMAGRO 110	69,0	24,5
CRUCERO 220 - M.ELENA 220	65,7	23,7
CALAMA 220 - CALAMA 110	50,3	7,2
D.ALMAGRO 220 - CACHIYUYAL 220	48,7	19,3
LAPALMA 066 - S.JAVIER 066	40,3	231,5
QUILLOTA 110 - S.PEDRO 110	39,7	52,5
POLPAICO 500 - N.P.AZUCAR 500	39,0	86,7
CHARRUA 154 - L.ANGELES 154	28,1	82,6

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 enero 2023, la proyección de la demanda considera un crecimiento total de 2.1% 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.

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 3.808,9 MW de nueva capacidad, de los cuales 2.639,3 MW son solares (con 113 MW asociados a sistemas de almacenamiento), 1.140,7 MW eólicos, 142,0 MW de biomasa, 60,2 MW hidroeléctricos de pasada y 204,0 MW térmicos. Además, se considera el retiro de Ventanas 2 de 208,6 MW para junio de 2023.

En los gráficos de la Figura 10, 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.

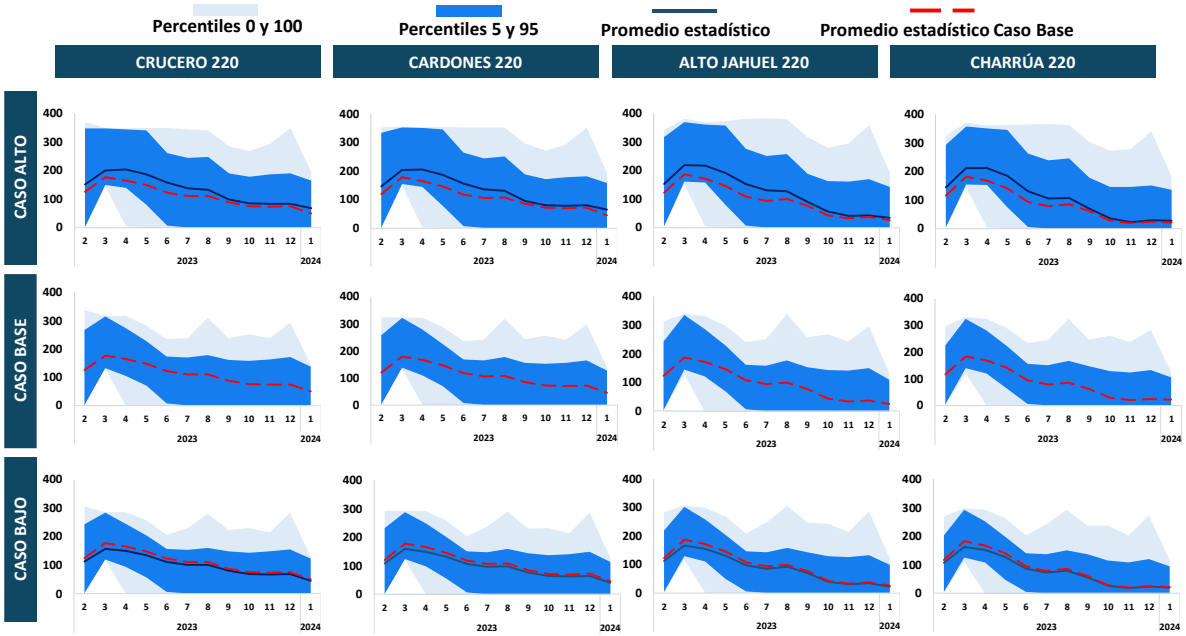
La línea azul muestra un promedio estadístico de los costos marginales esperados para las distintas barras. El área azul contiene el 90% de los costos marginales calculados (registros entre el percentil 5% y 95%) usando los distintos bloques de los meses y todas las hidrologías consideradas, mientras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

Tabla 2:
Supuestos considerados en las simulaciones

SUPUESTOS		BAJO	BASE	ALTO
Crecimiento demanda		**2.07%**	**2.07%**	**2.07%**
Precios Combustibles				
CARBON US$/Ton	Mejillones 1 y 2	376	418	460
	Angamos	325	362	398
	Guacolda (promedio)	330	367	404
	Andina	401	445	490
	Hornitos	400	445	489
	Norgener	334	371	409
	N. Ventanas	344	382	420
DIESEL US$ / Bbl (Quintero)	Quintero	139	154	170
	Mejillones	138	154	169
GNL US$ / MM Btu	San Isidro 1 (2)	12	13	14
	Nehuenco 1 (2)	11	13	-
	Mejillones CTM3 (2)	13	14	-
	U16	13	14	16
	Kelar (3)	13	14	-
GN US$ / MM Btu	San Isidro 2	9	10	-
	U16 (1)	9	10	-
	Nehuenco 2	9	10	-
	Nueva Renca	9	10	-

(1) 9,8 US$/MMBtu Nov-Mar, GNL Oct-Abr
(2) Sin disponibilidad para el mes de febrero
(3) Sin disponibilidad para todo el horizonte

Figura 7:
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 disminuyó su generación de gas natural, hidráulica, solar y eólica mientras que aumentó su generación en base a GNL con respecto al mes anterior. Por su parte, Colbún aumentó su producción en base a carbón, gas natural y GNL mientras que disminuyó su generación hidráulica. Por otro lado, AES Andes aumentó su generación de carbón mientras que Engie aumentó su producción de gas natural y solar mientras que disminuyó su generación de carbón y eólica. Por último, Tamakaya aumnetó su producción de GNL.

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

Empresa:
ENEL CHILE

GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

TECNOLOGÍA	Ene 2022	Dic 2022	Ene 2023
Diésel	13	7	4
Carbón	124	53	15
Gas Natural	501	608	405
GNL	53	10	113
Hidro	704	946	723
Solar	141	204	195
Eólico	178	150	147
Getérmica	22	36	34
TOTAL	**1.736**	**2.014**	**1.636**

VALOR DEL AGUA PROMEDIO (US$/MWh)

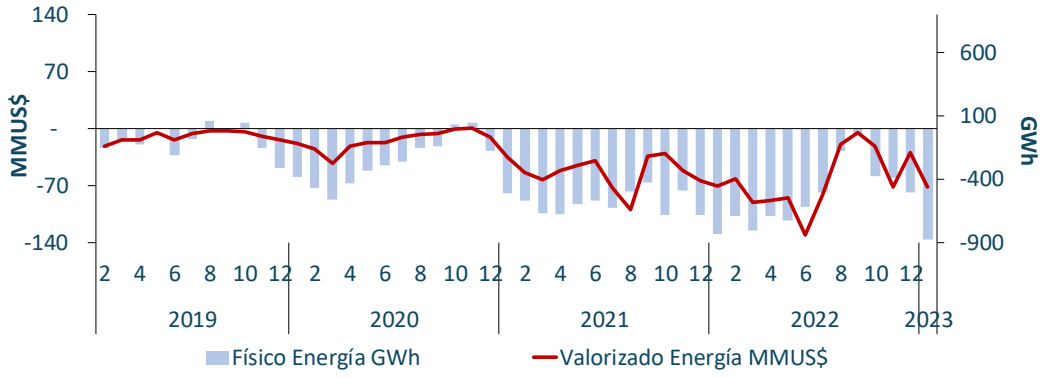
CENTRAL	dic-21	ene-22
Embalse Ralco	92	155

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US$/MWh)

CENTRAL	Ene 2022	Ene 2023
San Isidro GNL_A (TG1+TV1, prom. I y II)	114,8	115,0
San Isidro GN_A (TG1+TV1, prom. I y II)	50,1	75,0
Taltal Diésel (Prom. I y II)	223,7	247,9
Atacama Diésel (TG1A+TG1B+TV1C)	161,4	221,6

TRANSFERENCIA DE ENERGIA

ÍTEM	Ene 2023
Total Generación (GWh)	1.636
Total Retiros (GWh)	2.513
Transf, Físicas (GWh)	-877
Transf. Valorizadas (MMUS$)	-71



Empresa:
COLBÚN

GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

TECNOLOGÍA	ene-21	dic-21	ene-22
Diésel	14	2	3
Carbón	235	126	204
Gas Natural	313	382	407
GNL	144	0	181
Hidro	311	482	367
Solar	26	59	62
Eólico	0	0	0
Total	**1.043**	**1.051**	**1.225**

VALOR DEL AGUA PROMEDIO (US$/MWh)

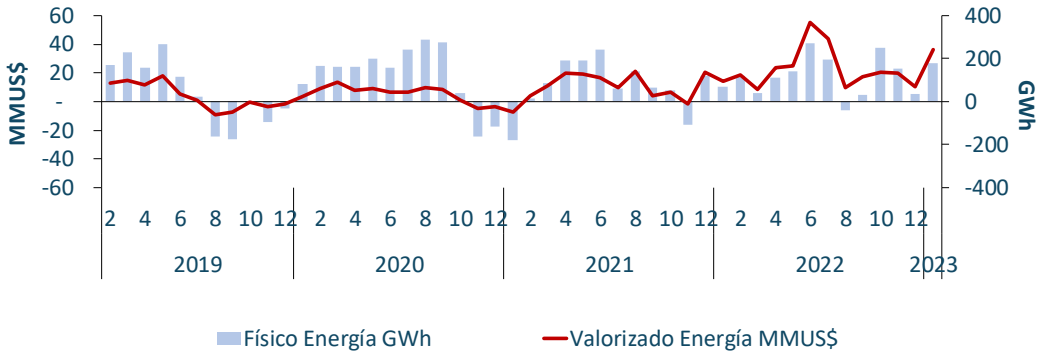
CENTRAL	dic-21	ene-22
Embalse Colbún	83	141

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US$/MWh)

CENTRAL	Ene 2022	Ene 2023
Santa María	52,0	102,0
Nehuenco GNL_A (TG1+TV1, Prom. I y II)	105,4	101,7
Nehuenco GN_A (TG1+TV1, Prom. I y II)	38,2	78,7
Nehuenco Diesel (TG1+TV1, Prom. I y II)	131,5	186,7

TRANSFERENCIA DE ENERGIA

ÍTEM	Ene 2023
Total Generación (GWh)	1.225
Total Retiros (GWh)	1.045
Transf. Físicas (GWh)	180
Transf. Valorizadas (MMUS$)	36



Empresa:
AES ANDES

GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

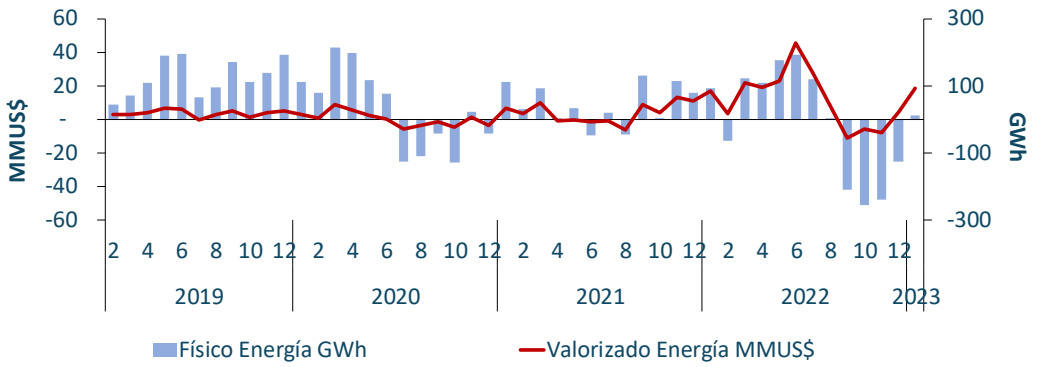
TECNOLOGÍA	Ene 2022	Dic 2022	Ene 2023
Diésel	0	0	0
Carbón	815	587	594
Gas Natural	0	0	0
GNL	30	0	0
Hidro	115	117	89
Solar	26	21	21
Eólico	59	64	68
Total	**1.045**	**788**	**772**

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US$/MWh)

CENTRAL	Ene 2022	Ene 2023
N. Ventanas y Campiche	64,1	147,5
Angamos (prom. 1 y 2)	66,4	135,9
Norgener (prom. 1 y 2)	79,4	162,5

TRANSFERENCIA DE ENERGIA

ÍTEM	Ene 2023
Total Generación (GWh)	772
Total Retiros (GWh)	761
Transf, Físicas (GWh)	12
Transf. Valorizadas (MMUS$)	19



Empresa:
ENGIE

GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

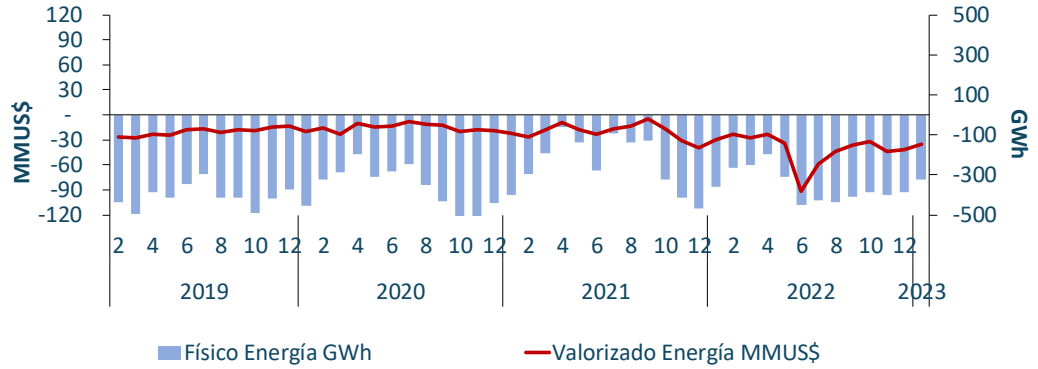
TECNOLOGÍA	Ene 2022	Dic 2022	Ene 2023
Diésel	7	4	0
Carbón	268	214	138
Gas Natural	71	78	178
GNL	42	0	0
Hidro	7	5	5
Solar	43	89	97
Eólico	38	40	35
Total	**475**	**431**	**454**

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US$/MWh)

CENTRAL	Ene 2022	Ene 2023
Andina Carbón	80,6	175,3
Mejillones Carbón	89,3	180,1
Tocopilla GNL_A (U16-TG1+TV1)	47,8	72,9

TRANSFERENCIA DE ENERGIA

ÍTEM	Ene 2023
Total Generación (GWh)	454
Total Retiros (GWh)	775
Transf. Físicas (GWh)	-321
Transf. Valorizadas (MMUS$)	-35



Empresa:
TAMAKAYA

GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

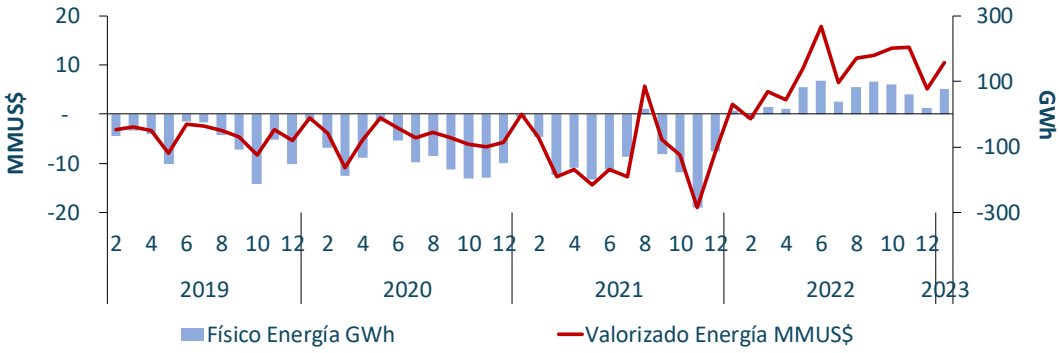
TECNOLOGÍA	Ene 2022	Dic 2022	Ene 2023
Diésel	0	17	5
Carbón	0	0	0
Gas Natural	0	0	0
GNL	26	9	86
Hidro	0	0	0
Solar	0	0	0
Eólico	0	0	0
Total	**26**	**26**	**90**

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US$/MWh)

CENTRAL	Ene 2022	Ene 2023
Kelar GNL_A (TG1 + TG2 + TV)	113,9	78,4
Kelar Diesel (TG1 + TG2 + TV)	124,5	168,1

TRANSFERENCIA DE ENERGIA

ÍTEM	Ene 2023
Total Generación (GWh)	0
Total Retiros (GWh)	0
Transf. Físicas (GWh)	0
Transf. Valorizadas (MMUS$)	0



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 2023, es de 128 US$/MWh para el Sistema Eléctrico Nacional, referidos a barra de suministro (ver Tabla 3).

En la Tabla 4 se muestran los precios de licitación promedios de algunas empresas distribuidoras, utilizando como referencia la barra de oferta. Se observa que actualmente Enel Distribución y SAESA acceden a menores precios, mientras que CGED accede a los precios más altos en comparación con las restantes distribuidoras.

Los valores de la Tabla 3 y 4 consideran los contratos adjudicados hasta el proceso 2015/01.

Tabla 3:
Precio medio de licitación indexado a enero de 2023 por generador, en barra de oferta

Fuente: CNE
Elaboración: Systep

EMPRESA GENERADORA	PRECIO MEDIO CONTRATOS US$/MWh	ENERGÍA AÑO 2022 GWh
ENDESA	153	11.191
E-CL	177	7.605
ENEL GENERACIÓN	63	5.937
AES GENER	163	4.029
El Campesino	160	4.028
COLBÚN	117	3.650
ACCIONA	95	1.112
Abengoa	143	957
IBEREÓLICA CABO LEONES II S.A.	59	861
Aela Generación S.A.	91	859
HUEMUL ENERGÍA (Caman)	48	640
HUEMUL ENERGÍA (Coihue)	49	640
PANGUIPULLI	144	567
CONDOR ENERGÍA (Esperanza)	54	530
CONDOR ENERGÍA (C° Tigre)	52	463
CONDOR ENERGÍA (Tchamma)	49	441
San Juan SpA.	128	423
WPD MALLECO (Malleco)	62	398
HUEMUL ENERGÍA (Ckani)	53	375
Pelumpén S.A.	102	341
PUELCHE SUR EÓLICA	55	287
MARIA ELENA SOLAR	36	281
SONNEDIX COX	66	265
Ibereolica Cabo Leones I S.A.	111	196
WPD MALLECO (Malleco II)	62	192
Otros	98	1.682
Precio Medio de Licitación	**128**	**47.948**

** Todos los procesos hasta la fecha indexados al 1/2023, ponderado por energía contratada del año 2023*

Tabla 4:
Precio medio de licitación indexado a enero de 2023 por distribuidora, en barra de oferta

Fuente: CNE
Elaboración: Systep

EMPRESA DISTRIBUIDORA	PRECIO MEDIO CONTRATOS US$/MWh	ENERGÍA AÑO 2022 GWh
Enel Distribución	112	17.900
CGE Distribución	144	14.446
Chilquinta	124	3.847
SAESA	124	5.083
Precio Medio Muestra	**126**	**41.277**

** Todos los procesos hasta la fecha indexados al 1/2023, ponderado por energía contratada del año 2023*

Para mayor detalle sobre Precios de Licitación, ver *Estadísticas Systep, sección Precios de licitación SEN.*

5. ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES

De acuerdo con el último balance de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) publicado con datos de diciembre 2022, los retiros de energía afectos a obligaciones establecidos en la Ley 20.257 y la Ley 20.698 fueron iguales a 6.405 GWh, por lo tanto, las obligaciones sumaron 850 GWh en total. A su vez, la generación ERNC durante noviembre fue igual a 2.805 GWh.

La mayor fuente ERNC corresponde al aporte solar que representa un 59% (1.665 GWh) seguido por el aporte eólico con un 28% (786 GWh), luego los aportes de tipo hidráulico, biomasa y geotérmica con un 8%, 4% y 1% respectivamente (212, 112 y 30 GWh respectivamente, ver Figura 8).

Durante enero de 2023 se registró 182 GWh de energía solar y eólica vertida, lo que refleja una reducción del 15 % con respecto a diciembre 2022 (198 GWh) y una reducción del 8% con respecto a enero del 2022 (214 GWh, ver Figura 9).

Figura 8:
Generación ERNC histórica reconocida

Fuente: CEN

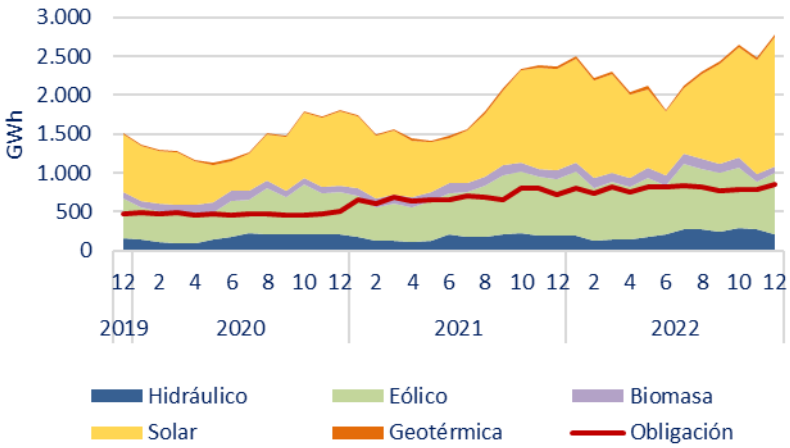
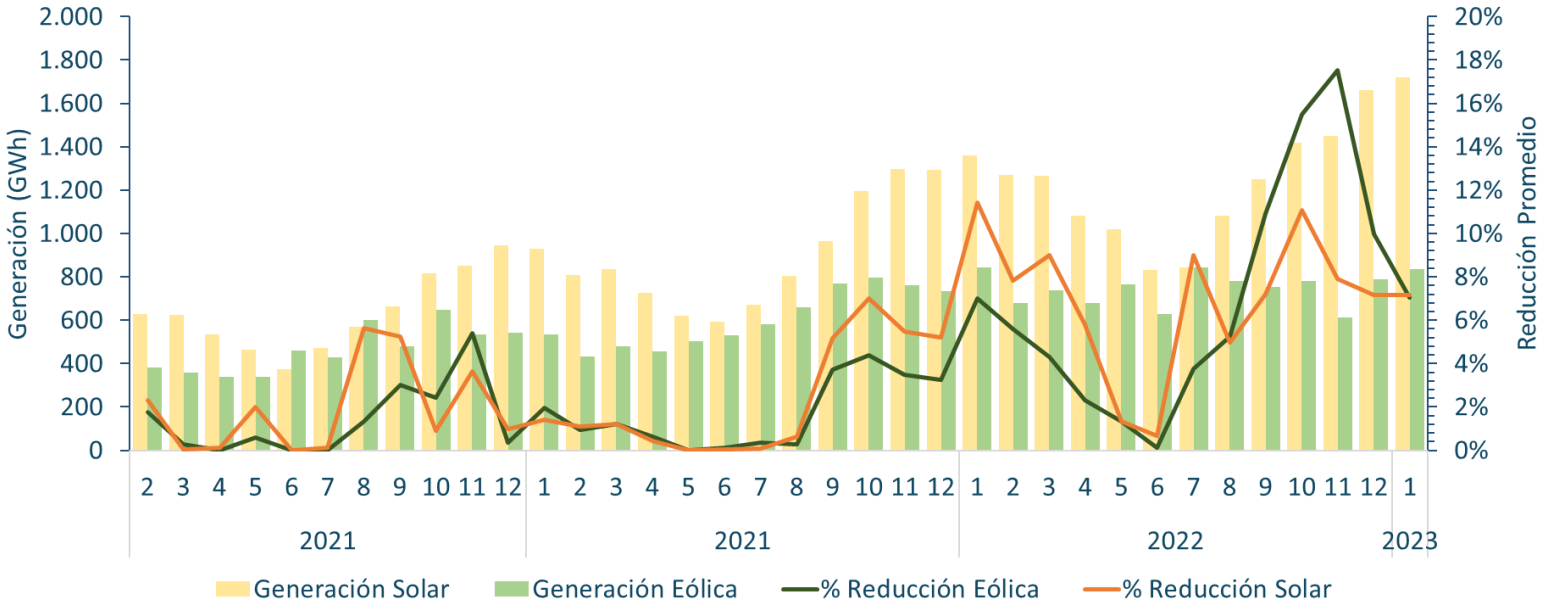


Figura 9:
Vertimiento renovable desde Nogales al norte durante el mes de diciembre

Fuente: CEN



6. EXPANSIÓN DEL SISTEMA

PLAN DE OBRAS

De acuerdo con la RE-51 CNE (31-01-2023) “Declara y actualiza instalaciones de Generación y Transmisión en construcción", se espera la entrada de 5.886 MW de capacidad instalada en el Sistema Eléctrico Nacional. De estos, 77,7% corresponde a tecnología solar (4.576 MW), un 10,7% a tecnología eólica (629 MW), un 6,5% de tecnología hidráulica (380 MW), un 2,5% de tecnología solar con BESS (147 MW), un 1,6% de tecnología térmica (91 MW), un 1,0% de tecnología BESS (60 MW)

De acuerdo con la información anterior, la Tabla 5 muestra las principales centrales (potencia mayor a 10 MW) del plan de obras de generación de la CNE para los próximos 12 meses.

Tabla 5:
Centrales mayores a 10 MW en Plan de Obras a 12 meses

Fuente: CNE

PROYECTO	FECHA ESTIMADA DE INTERCONEXION	TIPO DE TECNOLOGIA	POTENCIA NETA (MW)
Meseta de Los Andes	ene-23	Solar	152,5
Las Salinas	feb-23	Solar	364,0
Parque Eólico Caman - Etapa 1	feb-23	Eólica	145,7
CH Los Lagos	feb-23	Hidráulica	48,7
Virtual Reservoir Etapa 2 (VR2)	mar-23	BESS	49,3
Parque Eólico Manantiales	abr-23	Eólica	27,1
Parque Fotovoltaico El Manzano	abr-23	Solar	87,0
Proyecto Solar Fotovoltaico Elena - Primera Etapa, Fase I	jun-23	Solar	67,5
Andes IV	jun-23	Solar + BESS	130,0
Parque FV Willka	jul-23	Solar	98,0
Parque Eólico La Cabaña - Etapa 1 Fase 1	ago-23	Eólica	47,0
Ampliación Parque Tchamma	ago-23	Eólica	17,5
Planta Solar Fotovoltaica Doña Antonia	sept-23	Solar	75,0
Planta Solar CEME 1	oct-23	Solar	380,0
Parque Eólico San Matías	oct-23	Eólica	81,7
Punta de Talca	nov-23	Eólica	80,0
Planta Fotovoltaica Gran Teno	nov-23	Solar	200,0
Los Cóndores	dic-23	Hidráulica	150,0
Parque Fotovoltaico Sol de Vallenar	dic-23	Solar	100,0
Ampliación Andes Solar IIB	ene-24	Solar + BESS	17,0
Parque Eólico La Cabaña - Etapa 1 Fase 2	ene-24	Eólica	57,0
Capacidad próximos 12 meses			**2.375,0**

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

7. PROYECTOS EN EVALUACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL (SEIA)

En el Sistema Eléctrico Nacional, los proyectos de generación en calificación, a enero de 2023, totalizan 13,551 MW con una inversión de MMUS$ 14.647 mientras que los proyectos aprobados históricos totalizan 72.471 MW con una inversión de MMUS$ 129.334 (ver Tabla 6).

Durante el mes de enero, cuatro proyectos obtuvieron su RCA favorable, los cuatro corresponden a proyectos solares. Por otro lado, entraron en calificación veinte nuevos proyectos aportando con una capacidad de 780,65 MW, de los cuales destacan el proyecto fotovoltaico Llanos de Marañón de 432 MW ubicado en la comuna de Vallenar-Freirina y el proyecto fotovoltaico Oro y Cielo de 96,2 MW ubicado en la comuna de Colina-Til-Til. Finalmente, un proyecto fue desistidos o no calificados en el periodo con una potencia de 9 MW.

Tabla 6:
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	4.422	5.501	13.866	24.756
Hidráulica	0	0	3.926	6.654
Solar	5.964	6.398	36.279	61.334
Gas Natural	518	495	6.408	6.314
Geotérmica	0	0	170	710
Diesel	0	0	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 + Eólica)	2.033	1.624	289	440
Total	**13.551**	**14.647**	**72.471**	**129.334**

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

8. SEGUIMIENTO REGULATORIO

MINISTERIO DE ENERGÍA

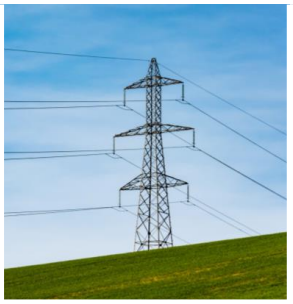
- Se publica en el Diario Oficial Decreto N°7T, que Fija el valor Anual de las Instalaciones de Transmisión Nacional, Zonal y de las Instalaciones de Transmisión Dedicada utilizadas por parte de los usuarios sometidos a regulación de precios (ver más).

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

- Se realiza convocatoria para la presentación de propuestas de proyectos de expansión de la transmisión 2023 (ver más).

PANEL DE EXPERTOS

- Se publica Comunicado y Pauta de las Discrepancias relativas a las Bases Técnicas VAD corregidas cuadrienio 2024-2028 (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

Jorge Hurtado R.
Líder de Proyectos
jhurtado@systep.cl

reporte@systep.cl | www.systep.cl | RRSS

Don Carlos 2939, Of. 1007, Las Condes, Santiago, Chile. 7550171 | Teléfono +56 2 2232 0510