



REPORTE MENSUAL

Sector Eléctrico

ENERO 2023

REPORTE MENSUAL

Sector Eléctrico

• 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

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.

Nueva fijación de cargos únicos y disminución del V.A.T.T.

Cada cuatro años, la CNE efectúa el proceso de Valorización de Sistemas de Transmisión, que tiene por objetivo determinar el valor anual de todas las instalaciones existentes (exceptuando las licitadas ¹) de los sistemas de transmisión nacional, zonal y aquellas instalaciones dedicadas utilizadas por usuarios regulados. El último proceso de valorización de la transmisión corresponde al cuatrienio 2020-2023, el cual es el primero bajo la nueva Ley de Transmisión (Ley N° 20.936 ²) y el primero que utilizó una nueva tasa de descuento menor (7% después de impuestos). Según lo establecido por dicha Ley ³, los propietarios de las instalaciones tanto existentes, como los adjudicatarios de obras nuevas contenidas en los Planes de Expansión, perciben como ingreso anual el Valor Anual de la Transmisión por Tramo (V.A.T.T.), el cual es remunerado a través de los cargos únicos que determina la autoridad para los clientes libres y regulados. Estos cargos representan cerca del 10% de la tarifa final.

En este contexto, en diciembre del año 2019, se publicó la resolución exenta N° 815 ⁴, la cual estabilizó los cargos únicos vigentes de julio del 2019 a partir del primer semestre del año 2020 hasta la publicación de los valores definitivos que se establecieron en el decreto de valorización 2020-2023. En diciembre del año 2022, mediante la resolución exenta N° 898 ⁵, la autoridad tomó la medida de fijar los nuevos cargos únicos aplicables para el periodo 2023-1, considerando los valores resultantes del Informe Técnico Definitivo ⁶ asociado al último proceso tarifario, cuyo decreto aún no tiene toma de razón por parte de Contraloría. Esta medida no cumple con los pasos naturales de fijación de cargos únicos que se determinaron en la Resolución N° 815 de 2019: “determinar los nuevos cargos únicos una vez se haya publicado el decreto tarifario”.

Nuevos cargos únicos

La modificación de los cargos únicos considera la aplicación retroactiva de la valorización 2020-2023. Como los cargos estuvieron estabilizados en pesos desde 2020, la diferencia entre lo cobrado y lo que se debió cobrar genera saldos acumulados por sistema. Dichos saldos son traspasados en un solo semestre para el sistema nacional, y en cuatro semestres para los sistemas zonales. Como resultado, para clientes en tensiones menores a 25 kV, se observa en su mayoría alzas sobre el 30%, en la componente de transmisión asociada a los sistemas zonales, registrándose un alza sobre el 95% en el sistema zonal F. Por el contrario, el sistema zonal B presentó una reducción del 9,5%, mientras que en el sistema zonal C los cargos fueron fijados en 0 \$/kWh. En el sistema nacional, en cambio, los cargos disminuyeron un 5%, mientras que en los sistemas dedicados el cargo fue fijado en 0 \$/kWh producto de los saldos acumulados a favor de los clientes (Tabla 1).

Tabla 1. Comparación de cargos únicos por sistema de transmisión (\$/kWh). Fuente: CNE. Elaboración Systep.

Sistema	Cargo 2019-2	Cargo 2023-1	Variación %
Nacional *	8,122	7,718	-5,0%
Dedicado	0,459	0,000	-100,0%
Zonal A (< 25 kV)	7,721	10,492	35,9%
Zonal B (< 25 kV)	13,420	12,142	-9,5%
Zonal C (< 25 kV)	9,176	0,000	-100,0%
Zonal D (< 25 kV)	3,823	5,182	35,5%
Zonal E (< 25 kV)	10,117	14,858	46,9%
Zonal F (< 25 kV)	10,205	20,094	96,9%

* Incluye cargo asociado a exenciones y cargo asociado a pagos por proporción sobre la reducción de pago de los generadores.

Valorización de activos y disminución del V.A.T.T.

El nuevo proceso de valorización vigente, bajo la nueva Ley, en promedio redujo la valorización de los activos, provocando una disminución del valor que perciben los propietarios de las instalaciones de transmisión a través del V.A.T.T. debido a la reducción de la tasa, precios unitarios, recargos, entre otros, calculados en función de criterios de eficiencia definidos por la autoridad. En una comparación para una familiar acotada y para elementos de características similares (p.ej. un transformador de 50 MVA de razón 110/12 kV), se observa que el estudio de valorización de la autoridad reconoce valores inferiores que los referenciales de los procesos de expansión ^{7 8}. Este hecho remarca que los criterios de adquisición eficiente bajo los cuales la autoridad realiza el estudio tarifario, no necesariamente se condicen con la realidad de los proyectos.

Desafíos en la construcción de una holgura eficiente

La demora en la publicación de las tarifas no sólo tiene un impacto a nivel de los clientes finales, cuyas tarifas para este semestre tuvieron alzas promedio entre un 0,5% y un 6% ⁹, sino que también impacta en los ingresos de las empresas y agrega incertidumbre al sector, afectando el desarrollo eficiente del sistema eléctrico. Esto, sumado con la falta de señales adecuadas de inversión, podría eventualmente afectar el volumen de inversiones en el país y/o aumentar los precios de adjudicación de nuevas obras. Por ello, no sólo es importante que las fijaciones futuras se logren a tiempo, sino que es necesario que las instalaciones se paguen adecuadamente, y que se discuta y determine cuál es la holgura eficiente en transmisión que necesitamos y estamos dispuestos a pagar como sociedad para cumplir con nuestros objetivos hacia la carbono neutralidad.

1. No califican como existentes las obras nuevas que se construyeron como resultado de una licitación y que todavía se encuentran dentro del periodo de 20 años desde su puesta en servicio.

2. Ley N° 20936, Ministerio de Energía, Julio 2016.

3. Artículos 99 y 114, Ley N° 20936, Ministerio de Energía, Julio 2016.

4. Resolución Exenta N° 815, CNE, diciembre 2019.

5. Resolución Exenta N° 898, CNE, diciembre 2022.

6. Informe Técnico Definitivo Valorización de los Sistemas de Transmisión Cuatrienio 2020-2023, CNE, enero 2023.

7. Para este análisis preliminar se utilizó el Decreto N° 418, CNE, agosto 2017.

8. Reducción promedio del 50% con respecto a los valores de mercado para el conjunto acotado de elementos.

9. Considera un consumo promedio de 250 kWh.

1.

ANÁLISIS DE OPERACIÓN

GENERACIÓN

En el mes de diciembre, la generación total del SEN fue de 7.267 GWh/mes, un 6,9% mayor a noviembre de 2022 (6.801 GWh/mes) y un 1,8% superior a diciembre de 2021 (7.137 GWh/mes) (Ver Figura 1).

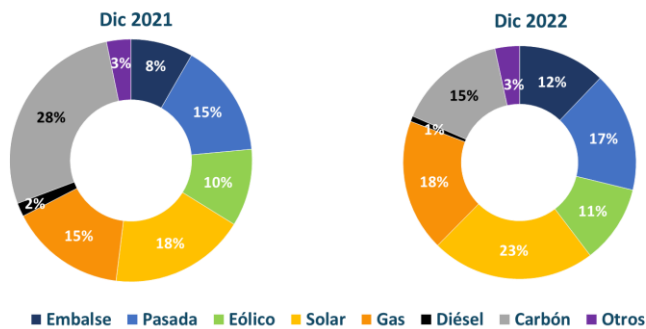
La participación de la generación de carbón y diésel se redujo un 44% y 57% en relación con diciembre 2021. En contraste, la participación de la generación hidráulica, eólica, solar y gas aumentaron en un 25%, 7%, 28% y 21% respectivamente en relación con diciembre 2021 (ver figura 1).

Durante el mes de diciembre estuvieron en mantenimiento mayor las centrales de Carbón: Angamos, Campiche, Guacolda 3, IEM, Mejillones, Norgener y Santa María (4, 14, 18, 6, 13, 31 y 4 días respectivamente); las centrales hidráulicas: Rapel y El Toro (1 y 7 días respectivamente); las centrales de gas: Candelaria 1, Candelaria 2, Nehuenco II y San Isidro II (16, 3, 17, 3, 6 y 4 días respectivamente); las centrales diésel: Antihue, Candelaria 1, Candelaria 2, Los Pinos y Los Vientos (16, 3, 3, 18 y 31 días respectivamente) y la central solar Sol de Lila (9 días).

Con respecto a la generación bruta del mes de diciembre, la potencia máxima generada fue de 11.565 MW el día 15, y la mínima fue de 7.672 MW el día 25. La Figura 2 muestra el ciclo de la generación durante el mes de diciembre, 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



7.137
GWh/mes

Generación total del mes

7.267
GWh/mes

Figura 2:
Generación bruta del SEN

Fuente: CEN



11.565 MW
potencia máxima

Potencia Mes

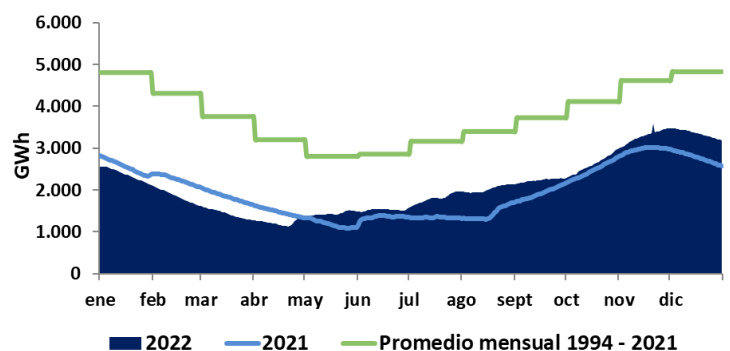
7.672 MW
mínima

HIDROLOGÍA

En diciembre la energía embalsada en el SEN superó los niveles del año anterior. Se mantiene aún en niveles históricamente bajos, representando un 72% del promedio mensual entre los años 1994 y 2021 (ver Figura 3). En lo que va del año hidrológico 2022/2023 (diciembre 2023), el nivel de excedencia observado es igual a 84%, es decir, se ubica en el 16% 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 System](#), sección Datos de Operación del SEN.

COSTOS MARGINALES

En diciembre de 2022 el costo marginal de la barra Crucero 220 fue de 96,1 US\$/MWh, lo cual registró una disminución de 14,2% con respecto a noviembre 2022 (112 US\$/MWh), y un aumento de 14,7% respecto a diciembre de 2021 (83,8 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 diciembre de 2022, fue de 93 US\$/MWh, lo cual reflejó un aumento de un 2,4% respecto a noviembre 2022 (90,9 US\$/MWh), y un aumento de 4% respecto a diciembre de 2021 (89,4 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 diciembre para Crucero 220

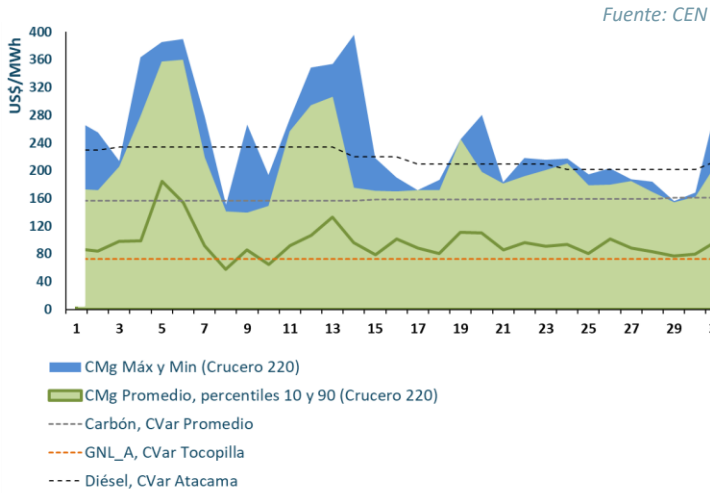
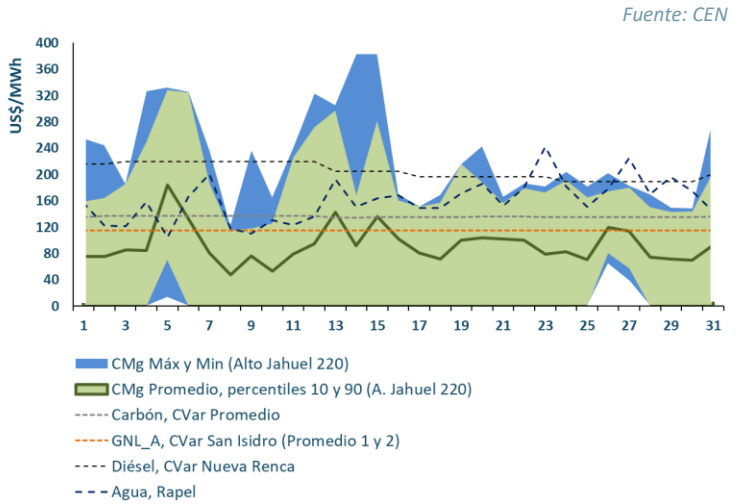


Figura 5:
Principales costos variables y costo marginal promedio diario de diciembre para Alto Jahuel



Durante el mes de noviembre 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 844 horas.

Los tramos con más horas de desacoples fueron: Linares 66 – Chacahuin 66 (317 horas), Lastarria 220 – Ciruelos 220 (91 horas), Diego de Almagro 220 – Diego de Almagro 110 (81 horas), Charrúa 154 – L. Angeles 154 (69 horas), con un desacople promedio de 28,4 US\$/MWh, 138,1 US\$/MWh, 19,6 US\$/MWh y 111,3 US\$/MWh, respectivamente (ver Tabla 2).

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

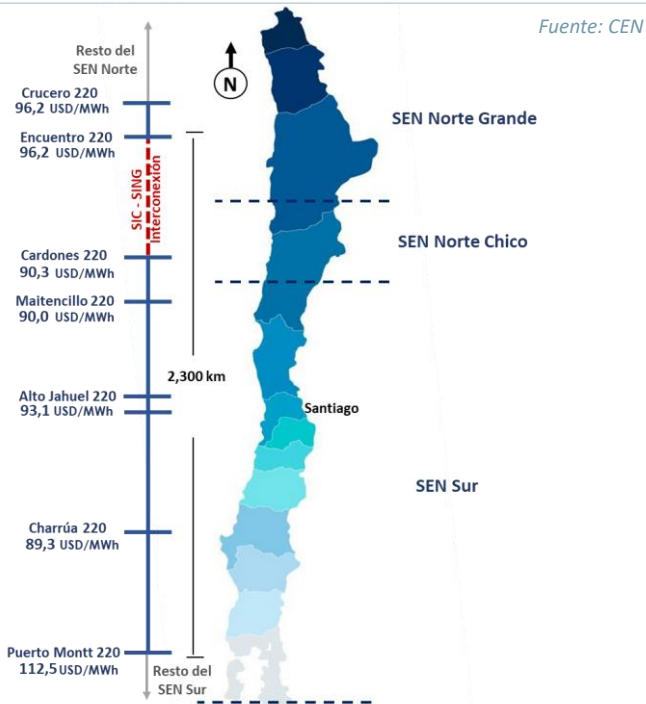


Tabla 2:
Desacople promedio por tramo congestionado en sistema de transmisión

LÍNEAS CON DESACOPLES	HORAS	DESACOPLE
		PROMEDIO USD/MWh
LINARES 066 - CHACAHUIN 066	317,0	28,4
LASTARRIA 220 - CIRUELOS 220	91,4	138,1
D.ALMAGRO 220 - D.ALMAGRO 110	81,1	19,6
CHARRUA 154 - L.ANGELES 154	68,7	111,3
D.ALMAGRO 220 - CACHIYUYAL 220	55,2	23,8
CRUCERO 220 - MELENA 220	53,9	28,4
QUILLOTA 110 - S.PEDRO 110	33,7	63,8
CALAMA 220 - CALAMA 110	31,6	17,6
POLPAICO 500 - N.P.AZUCAR 500	23,5	112,0
CHARRUA 154 - MONTERRICO 154	12,8	12,9

Fuente: CEN

Los costos marginales presentados provienen del portal de estadística del CEN, que no se encuentra ajustados mediante el informe de Balance de Transferencias.

Para mayor detalle sobre precios del Sistema, ver *Estadísticas System*, sección Precios del SEN.

2.

PROYECCIÓN SYSTEP DE COSTOS MARGINALES A 12 MESES

Conforme a 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 diciembre 2022, la proyección de la demanda considera un crecimiento total de 2.2% 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 3.

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 3.521,0 MW de nueva capacidad, de los cuales 2.109,3 MW son solares (con 180 MW asociados a sistemas de almacenamiento), 1.055,7 MW eólicos, 142,0 MW de biomasa, 11,5 MW hidroeléctricos de pasada y 202,5 MW térmicos. Además, se considera el retiro de Ventanas 2 de 208,6 MW para marzo de 2023.

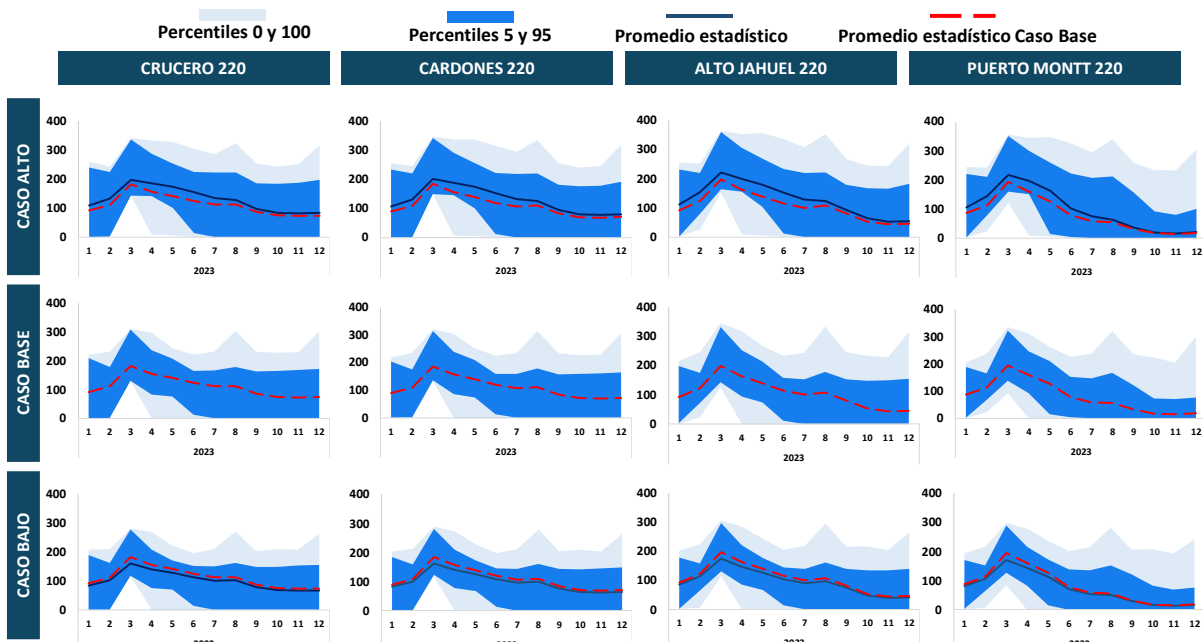
En los gráficos de la Figura 10, se muestra un análisis estadístico de los costos marginales proyectados por Systep, en el cual se destacan distintos percentiles que revelan el efecto de considerar simultáneamente, tanto la variabilidad hidrológica como los distintos niveles de demanda que pueden ocurrir 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 3:
Supuestos considerados en las simulaciones

SUPUESTOS		BAJO	BASE	ALTO
Crecimiento demanda		2,17%	2,17%	2,17%
Precios Combustibles				
CARBON US\$/Ton	Mejillones 1 y 2	376	418	460
	Angamos	320	355	391
	Guacolda (promedio)	335	372	409
	Andina	401	446	490
	Hornitos	392	436	480
	Norgener	334	371	409
	N. Ventanas	342	380	418
DIESEL US\$ / Bbl (Quintero)	Quintero	135	150	165
	Mejillones	136	151	166
GNL US\$ / MM Btu	San Isidro 1	12	13	14
	Nehuenco 1	11	13	-
	Mejillones CTM3	13	14	-
	U16	13	14	16
	Kelar	13	15	-
GN US\$ / MM Btu	San Isidro 2	9	10	-
	U16 (1)	9	10	-
	Nehuenco 2	9	10	-
	Nueva Renca	9	10	-

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 diciembre, Enel disminuyó su generación diésel e hidráulica mientras que aumentó su generación en base a GNL, gas natural, solar y eólica con respecto al mes anterior. Por su parte, Colbún aumentó su producción en base a carbon mientras que disminuyó su generación en base gas natural e

hidráulica. Por otro lado, AES Andes aumentó su generación de carbón, hidráulica y eólica. Engie disminuyó su producción de gas natural mientras que aumentó su generación de carbón y en menor medida solar y eólico. Por último, Tamakaya disminuyó su producción de GNL y diésel.

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

Empresa: ENEL CHILE

GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

TECNOLOGÍA	Dic 2021	Nov 2022	Dic 2022
Diésel	22	38	7
Carbón	185	52	53
Gas Natural	289	269	608
GNL	178	1	10
Hidro	786	1.248	946
Solar	124	168	204
Eólico	140	116	150
Getérmica	22	34	36
TOTAL	1.746	1.927	2.014

VALOR DEL AGUA PROMEDIO (US\$/MWh)

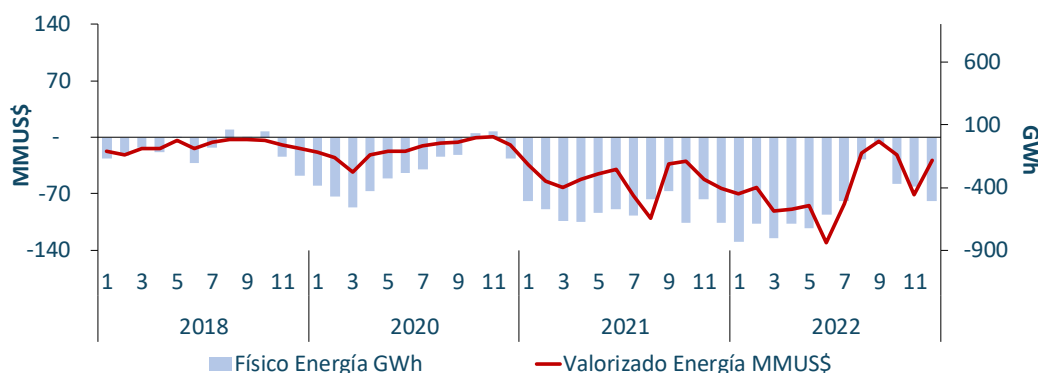
CENTRAL	dic-21	ene-22
Embalse Ralco	94	122

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Dic 2021	Dic 2022
San Isidro GNL_A (TG1+TV1, prom. I y II)	114,8	115,0
San Isidro GN_A (TG1+TV1, prom. I y II)	44,3	74,9
Taltal Diésel (Prom. I y II)	210,4	290,0
Atacama Diésel (TG1A+TG1B+TV1C)	151,5	218,8

TRANSFERENCIA DE ENERGIA

ÍTEM	Dic 2022
Total Generación (GWh)	2.014
Total Retiros (GWh)	2.520
Transf. Físicas (GWh)	-506
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-29



Empresa: COLBÚN

GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

TECNOLOGÍA	ene-21	dic-21	ene-22
Diésel	22	1	2
Carbón	217	43	126
Gas Natural	317	403	382
GNL	8	0	0
Hidro	348	594	482
Solar	3	53	59
Eólico	0	0	0
Total	915	1.094	1.051

VALOR DEL AGUA PROMEDIO (US\$/MWh)

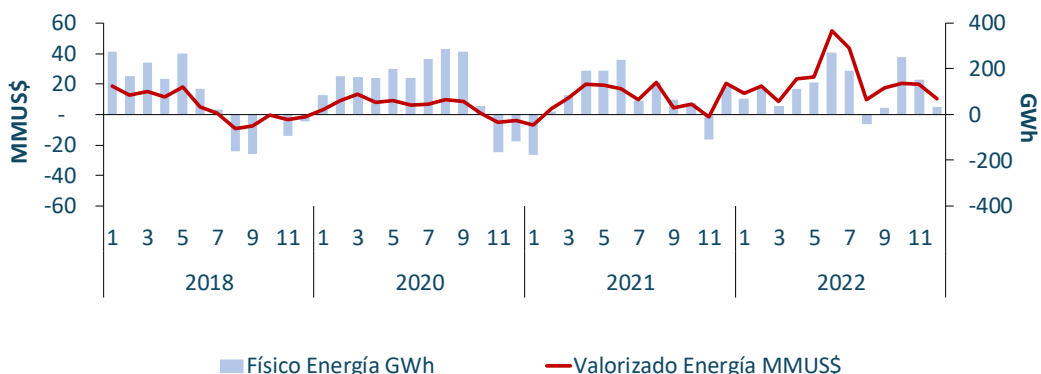
CENTRAL	dic-21	ene-22
Embalse Colbún	87	136

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Dic 2021	Dic 2022
Santa María	36,0	61,4
Nehuenco GNL_A (TG1+TV1, Prom. I y II)	105,4	101,7
Nehuenco GN_A (TG1+TV1, Prom. I y II)	34,8	78,7
Nehuenco Diesel (TG1+TV1, Prom. I y II)	123,9	185,0

TRANSFERENCIA DE ENERGIA

ÍTEM	Dic 2022
Total Generación (GWh)	1.051
Total Retiros (GWh)	1.016
Transf. Físicas (GWh)	35
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	10



GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

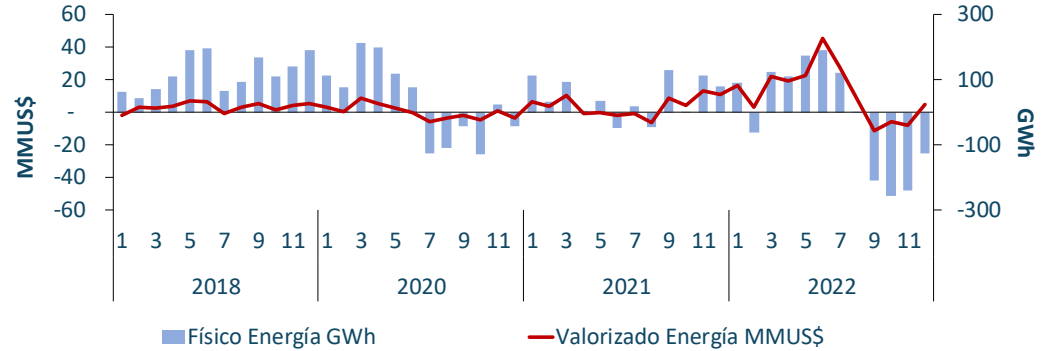
TECNOLOGÍA	Dic 2021	Nov 2022	Dic 2022
Diésel	0	0	0
Carbón	930	463	587
Gas Natural	0	0	0
GNL	5	0	0
Hidro	114	97	117
Solar	27	25	21
Eólico	45	46	64
Total	1.122	631	788

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Dic 2021	Dic 2022
N. Ventanas y Campiche	74,4	140,8
Angamos (prom. 1 y 2)	61,9	135,5
Norgener (prom. 1 y 2)	67,4	162,3

TRANSFERENCIA DE ENERGIA

ÍTEM	Dic 2022
Total Generación (GWh)	788
Total Retiros (GWh)	916
Transf. Físicas (GWh)	-127
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	5



GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

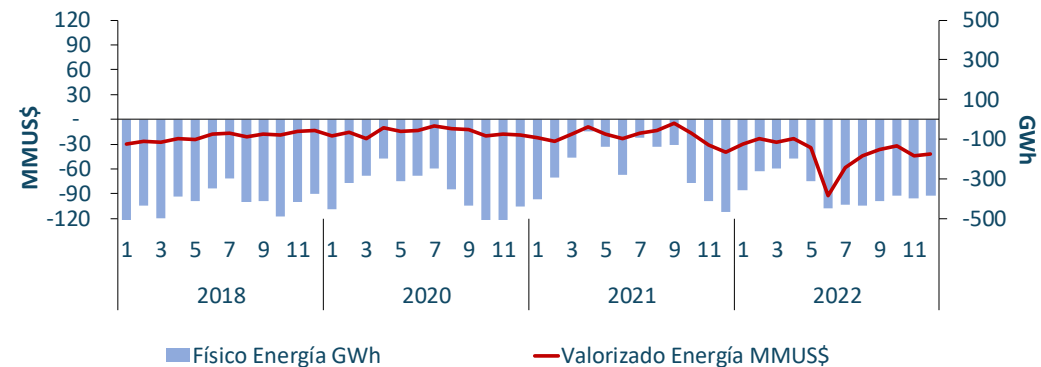
TECNOLOGÍA	Dic 2021	Nov 2022	Dic 2022
Diésel	0	3	4
Carbón	305	154	214
Gas Natural	9	87	78
GNL	94	0	0
Hidro	5	9	5
Solar	39	86	89
Eólico	29	35	40
Total	481	375	431

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Dic 2021	Dic 2022
Andina Carbón	77,0	161,6
Mejillones Carbón	83,0	177,8
Tocopilla GNL_A (U16-TG1+TV1)	43,9	72,9

TRANSFERENCIA DE ENERGIA

ÍTEM	Dic 2022
Total Generación (GWh)	431
Total Retiros (GWh)	815
Transf. Físicas (GWh)	-384
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-41



GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

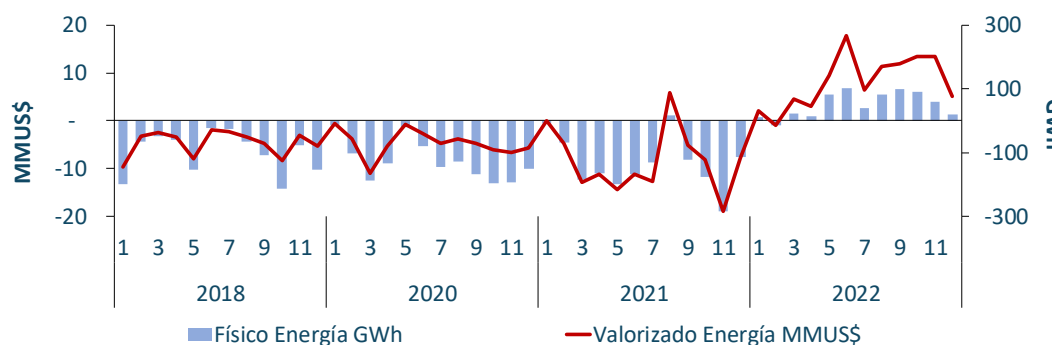
TECNOLOGÍA	Dic 2021	Nov 2022	Dic 2022
Diésel	0	28	17
Carbón	0	0	0
Gas Natural	0	0	0
GNL	183	45	9
Hidro	0	0	0
Solar	0	0	0
Eólico	0	0	0
Total	183	73	26

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Dic 2021	Dic 2022
Kelar GNL_A (TG1 + TG2 + TV)	80,9	129,7
Kelar Diesel (TG1 + TG2 + TV)	116,7	166,7

TRANSFERENCIA DE ENERGIA

ÍTEM	Dic 2022
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 diciembre de 2022, es de 129 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 4 y 5 consideran los contratos adjudicados hasta el proceso 2015/01.

Tabla 4:
Precio medio de licitación indexado a diciembre de 2022 por generador, en barra de oferta

Fuente: CNE
Elaboración: Systep

EMPRESA GENERADORA	PRECIO MEDIO CONTRATOS US\$/MWh	ENERGÍA AÑO 2022 GWh
ENDESA	151	12.541
E-CL	176	7.608
ENEL GENERACIÓN	63	5.938
AES GENER	168	4.929
El Campesino	161	4.030
COLBÚN	116	3.650
ACCIONA	95	1.112
Abengoa	142	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	143	567
CONDOR ENERGÍA (Esperanza)	53	530
CONDOR ENERGÍA (C° Tigre)	52	464
CONDOR ENERGÍA (Tchamma)	49	441
San Juan SpA.	127	423
WPD MALLECO (Malleco)	62	398
HUEMUL ENERGÍA (Ckani)	53	375
Pelumpén S.A.	101	338
PUELICHE SUR EÓLICA	55	287
MARIA ELENA SOLAR	36	281
SONNEDIX COX	65	265
Ibereolica Cabo Leonos I S.A.	111	196
WPD MALLECO (Malleco II)	62	192
Otros	98	1.686
Precio Medio de Licitación	129	50.207

* Todos los procesos hasta la fecha indexados al 12/2022, ponderado por energía contratada del año 2022

Tabla 5:
Precio medio de licitación indexado a diciembre de 2022 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	123	5.083
Precio Medio Muestra	125	41.277

* Todos los procesos hasta la fecha indexados al 12/2022, ponderado por energía contratada del año 2022

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

ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES

De acuerdo con el último balance de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) publicado con datos de noviembre, los retiros de energía afectos a obligaciones establecidos en la Ley 20.257 y la Ley 20.698 fueron iguales a 6.012 GWh, por lo tanto, las obligaciones sumaron 791 GWh en total. A su vez, la generación ERNC durante noviembre fue igual a 2.470 GWh.

La mayor fuente ERNC corresponde al aporte solar que representa un 60% (1.470 GWh) seguido por el aporte eólico con un 25% (608 GWh), luego los aportes de tipo hidráulico, biomasa y geotérmica con un 11%, 4% y 1% respectivamente (272, 91 y 28 GWh respectivamente, ver Figura 8).

Durante diciembre de 2022 se registró 197 GWh de energía solar y eólica vertida, lo que refleja una reducción del 11 % con respecto a noviembre 2022 (222 GWh) y un aumento del 117% con respecto a diciembre del 2021 (91,3 GWh, ver Figura 9).

Figura 8: Generación ERNC histórica reconocida

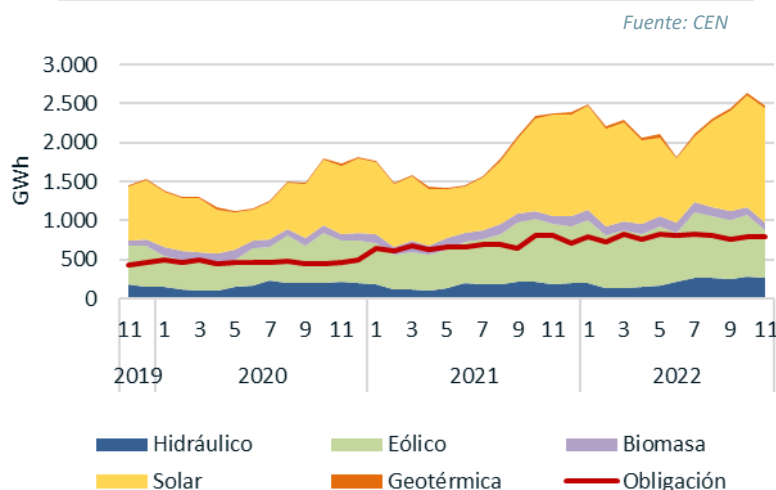
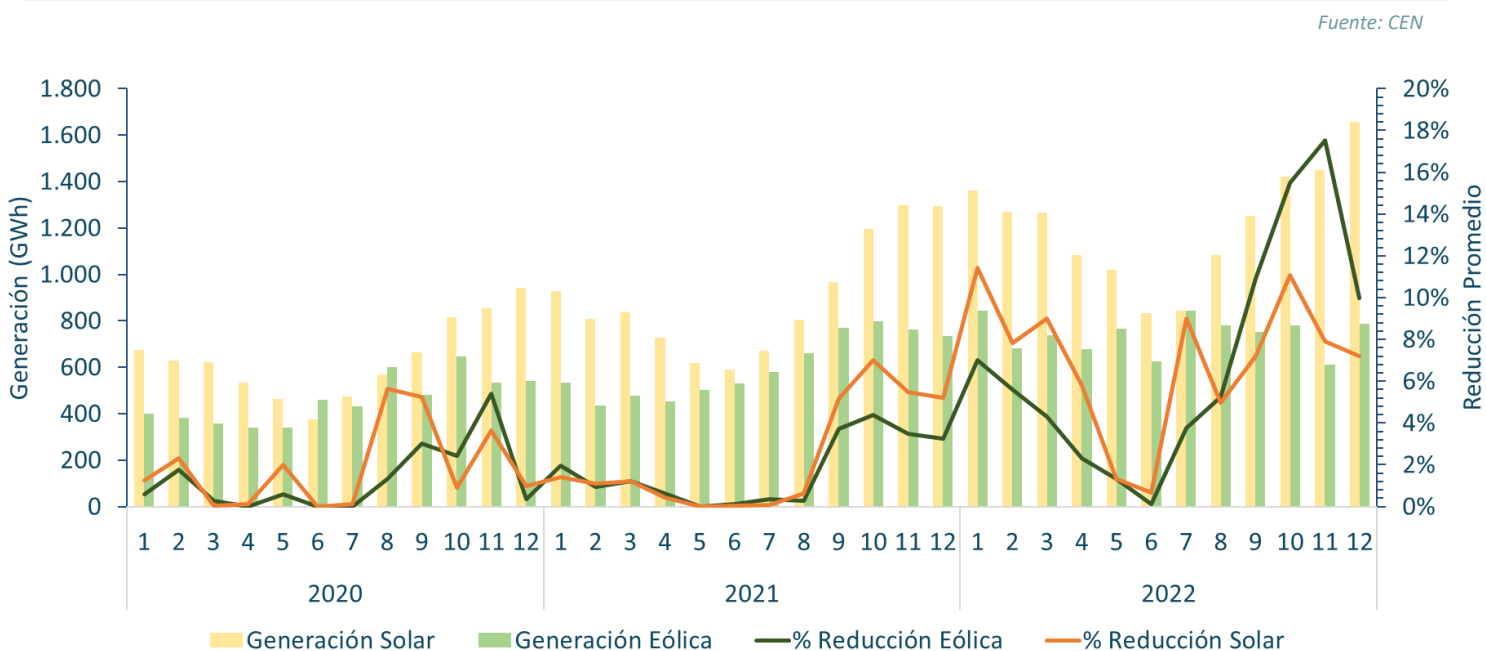


Figura 9: Vertimiento renovable desde Nogales al norte durante el mes de diciembre



6.

EXPANSIÓN DEL SISTEMA

PLAN DE OBRAS

De acuerdo con la RE-915 CNE (28-12-2022) "Declara y actualiza instalaciones de Generación y Transmisión en construcción", se espera la entrada de 6.244 MW de capacidad instalada en el Sistema Eléctrico Nacional. De estos, 73,8% corresponde a tecnología solar (4.610 MW), un 13,4% a tecnología eólica (839MW), un 6,1% de tecnología hidráulica (380 MW), un 4,2% de tecnología solar con BESS (260 MW), un 1,5% de tecnología térmica (91 MW), un 1,0% de tecnología BESS (60 MW)

De acuerdo con la información anterior, la Tabla 6 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:
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)
Las Salinas	dic-22	Solar	364,0
Central de Respaldo Maitencillo	dic-22	Térmica	66,9
Parque Eólico Cardonal	dic-22	Eólica	32,9
Finis Terrae, Extensión Etapa 2	dic-22	Solar	18,0
Parque Eólico Atacama	dic-22	Eólica	165,3
Campo Lindo - Etapa 1	ene-23	Eólica	63,2
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 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
Ampliación Andes Solar IIB	jun-23	Solar + BESS	17,0
Parque FV Willka	jul-23	Solar	98,0
Parque Eólico La Cabaña Etapa 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
Punta de Talca	oct-23	Eólica	80,0
Parque Eólico San Matías	oct-23	Eólica	81,7
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
Capacidad próximos 12 meses			2.484,7

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

PROYECTOS EN SISTEMA DE EVALUACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL (SEIA)

En el Sistema Eléctrico Nacional, los proyectos de generación en calificación, a diciembre de 2022, totalizan 12,988 MW con una inversión de MMUS\$ 14.049 mientras que los proyectos aprobados históricos totalizan 72.328 MW con una inversión de MMUS\$ 129.186 (ver Tabla 7).

Durante el mes diciembre, dos proyectos obtuvieron su RCA favorable, los dos corresponden a proyectos solares. Por otro lado, entraron en calificación ocho nuevos proyectos aportando con una capacidad de 708 MW, de los cuales destacan el proyecto eólico Junquillos de 472,5 MW ubicado en la comuna de Mulchén y el proyecto fotovoltaico Terrazas de 167 MW en la comuna de Calama. Finalmente, un proyecto fue desistidos o no calificados en el periodo con una potencia de 6 MW.

Tabla 7:
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	5.392	5.790	36.136	61.186
Gas Natural	518	495	6.408	6.314
Geotérmica	0	0	170	710
Diesel	9	9	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	12.988	14.049	72.328	129.186

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

- Se publica Plan Normativo Anual 2023 ([ver más](#)).
- Se Publica Informe con Medidas Público-Privadas del Mercado Eléctrico de Corto Plazo ([ver más](#)).
- Se publica en el Diario Oficial Resolución Exenta N° 257, que Fija Obras Nuevas de los Sistemas de Transmisión Nacional y Zonal que Deben Iniciar su Proceso de Licitación, en los Doce Meses Siguietes, Correspondientes al Plan de Expansión del Año 2021 ([ver más](#)).

PANEL DE EXPERTOS

- Finaliza discrepancias 38-2022 contra el Coordinador por la Reliquidación del Balance de Potencia de Suficiencia 2021([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

