

Reporte Mensual del Sector Eléctrico

Enero 2023

Contenido

Editorial	2
Análisis de operación	3-4
Generación	3
Hidrología	3
Costos Marginales	4
Proyección de costos marginales System	5
Análisis por empresa	6-7
Suministro a clientes regulados	8
Energías Renovables No Convencionales	8
Expansión del Sistema	9
Proyectos en SEIA	10
Seguimiento regulatorio	10

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 licitadas¹) 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° 20.936²) y el primero que utilizó una nueva tasa de descuento menor (7% después de impuestos). Según lo establecido por dicha Ley³, 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° 815⁴, 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 establecieran en el decreto de valorización 2020-2023. En diciembre del año 2022, mediante la resolución exenta N° 898⁵, la autoridad tomó la medida de fijar los nuevos cargos únicos aplicables para el periodo 2023-1, considerando los valores resultantes del Informe Técnico Definitivo⁶ 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 expansión⁷ 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.

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.

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 2022), el nivel de excedencia acumulada es igual a 84%, es decir, se ubica en el 16% de las hidrologías más secas observadas a igual fecha.

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

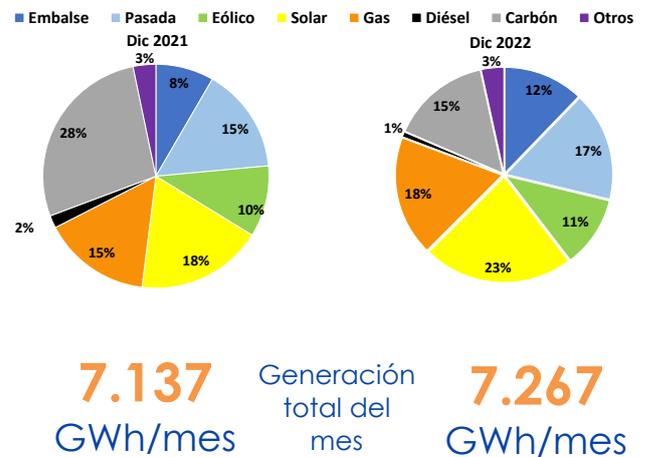


Figura 1: Energía mensual generada en el SEN (Fuente: CEN)

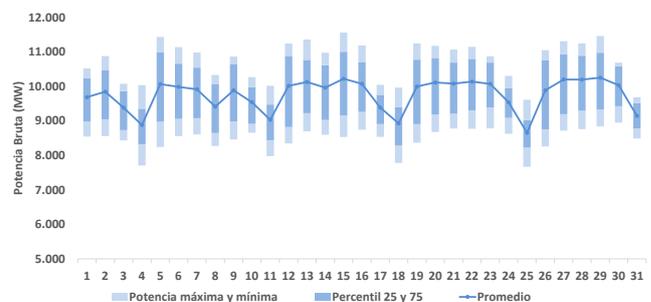


Figura 2: Generación bruta del SEN a diciembre 2022 (Fuente: CEN)

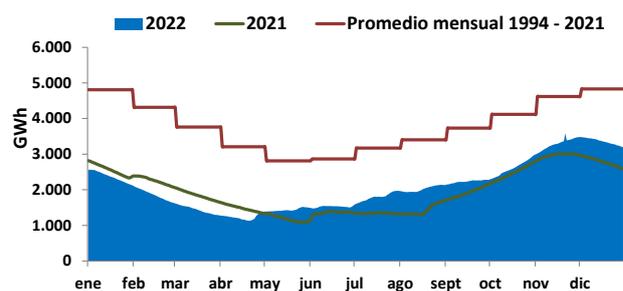


Figura 3: Energía almacenada en principales embalses (Fuente: CNE - CEN)

Análisis de operación

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).

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).

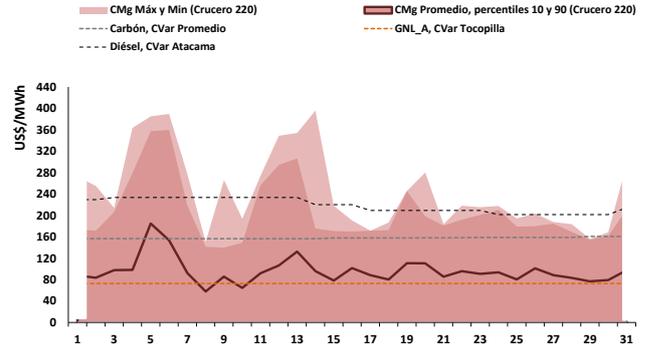


Figura 4: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de diciembre para Crucero 220 (Fuente: CEN)

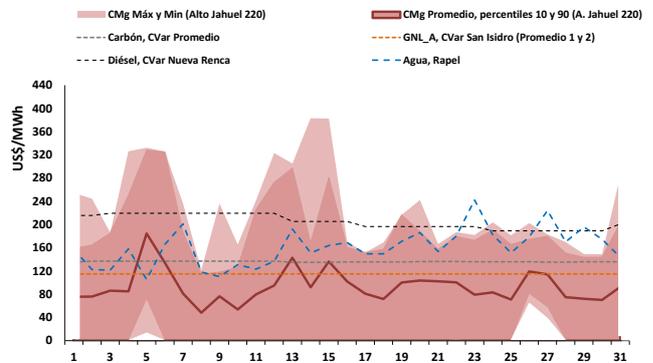


Figura 5: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de diciembre para Alto Jahuel 220 (Fuente: CEN)

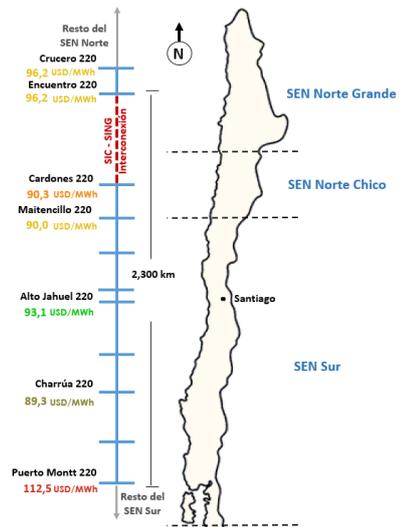


Figura 6: Costo marginal promedio de diciembre en barras representativas del Sistema (Fuente: CEN)

Tabla 2: Desacople promedio por tramo congestionado en sistema de transmisión (Fuente: CEN)

Líneas con desacoples	Horas	Desacople promedio USD/MWh	Líneas con desacoples	Horas	Desacople promedio USD/MWh
LINARES 066 – CHACAHUIN 066	317	28,4	CRUCERO 220 – MELENA 220	54	28,4
LASTARRIA 220 – CIRUELOS 220	91	138,1	QUILLOTA 110 – S.PEDRO 110	34	63,8
D.ALMAGRO 220 – D.ALMAGRO 110	81	19,6	CALAMA 220 – CALAMA 110	32	17,6
CHARRUA 154 – L.ANGELES 154	69	111,3	POLPANICO 500 – N.P.AZUCAR 500	23	112,0
D.ALMAGRO 220 – CACHUYUYAL 220	55	23,8	CHARRUA 154 – MONTERRICO 154	13	12,9

Proyección Systep de costos marginales a 12 meses

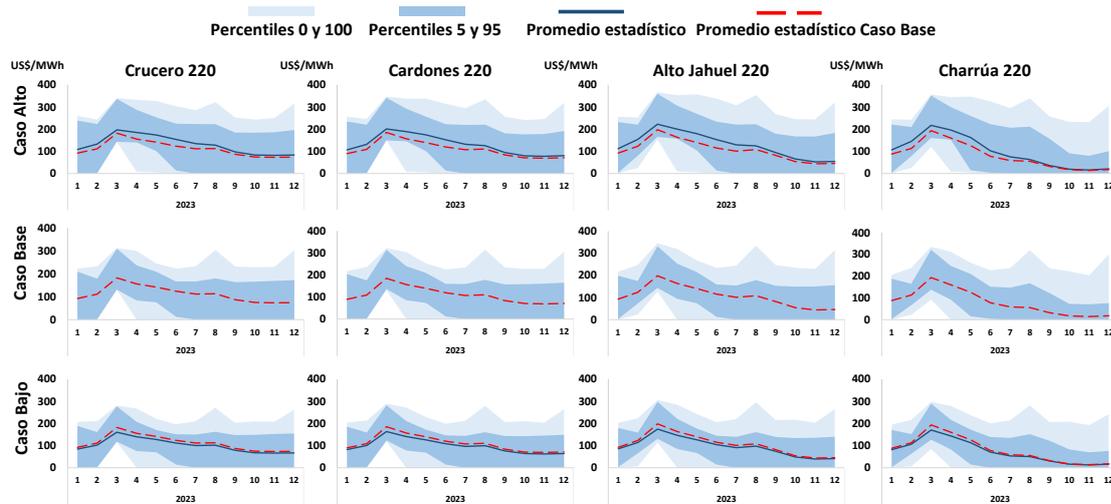


Figura 7: Costos marginales proyectados por barra (Fuente: Systep)

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 3; 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.

Tabla 3: Supuestos considerados en las simulaciones

Supuestos		Caso Bajo	Caso Base	Caso Alto	
Crecimiento demanda	2023 (Proyectada)	2,2%	2,2%	2,2%	
Precios combustibles	Carbón US\$/Ton	Mejillones 1 y 2	376,0	417,8	459,6
		Angamos	319,6	355,1	390,6
		Guacolida (promedio)	334,7	371,9	409,1
		Andina	401,2	445,8	490,3
		Hornitos	392,4	436,0	479,6
		Norgener	334,3	371,4	408,6
	Diesel US\$/Bbl	N. Ventanas	341,6	379,6	417,6
		Quintero	134,7	149,7	164,7
	GNL US\$/MMBtu	Mejillones	135,7	150,7	165,8
		San Isidro 1	11,8	13,1	14,4
		Nehuenco 1	11,5	12,7	-
		Mejillones CTM3	12,9	14,3	-
		U16	12,9	14,3	15,8
GN US\$/MMBtu	Kelar	13,1	14,5	-	
	San Isidro 2	9,0	10,0	-	
	U16 ⁽¹⁾	9,0	10,0	-	
	Nehuenco 2	9,0	10,0	-	
	Nueva Renca	9,0	10,0	-	

(1) 9,8 US\$/MMBtu Nov-Mar, GNL Oct-Abr

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 7**, 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%).

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 carbón 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.

Enel Chile

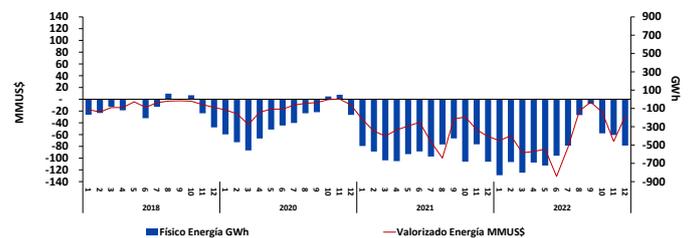
	Generación por Fuente (GWh)		
	Dic 2021	Nov 2022	Dic 2022
Diésel	22	38	7
Carbón	185	52	53
Gas Natural	289	269	608
GNL	178	1	10
Hidro	786	1.248	946
Solar	124	168	204
Eólico	140	116	150
Getérmica	22	34	36
Total	1.746	1.927	2.014

*Incluye Pehuenche, EGP y GasAtacama, entre otros.

	Costos variables promedio (US\$/MWh)	
	Dic 2021	Dic 2022
Central		
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 Diesel (Prom I y II)	210,4	290,0
Atacama Diesel (TG1A+TG1B+TV1C)	151,5	218,8

	Valor del Agua promedio (US\$/MWh)	
	Dic 2021	Dic 2022
Central	93,6	121,9
Embalse Ralco		

Transferencias de Energía diciembre 2022	
Total Generación (GWh)	2.014
Total Retiros (GWh)	2.520
Transf. Físicas (GWh)	-506
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-29



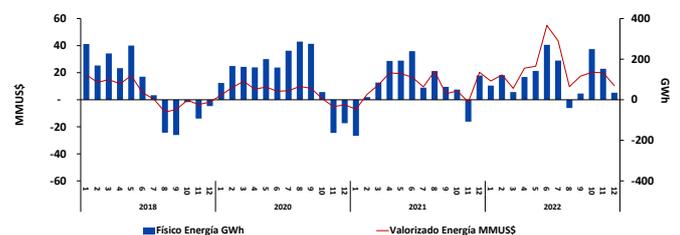
Colbún

	Generación por Fuente (GWh)		
	Dic 2021	Nov 2022	Dic 2022
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

	Costos Variables promedio (US\$/MWh)	
	Dic 2021	Dic 2022
Central		
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

	Valor del Agua promedio (US\$/MWh)	
	Dic 2021	Dic 2022
Central	87,3	136,0
Embalse Colbún		

Transferencias de Energía diciembre 2022	
Total Generación (GWh)	1.051
Total Retiros (GWh)	1.016
Transf. Físicas (GWh)	35
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	10



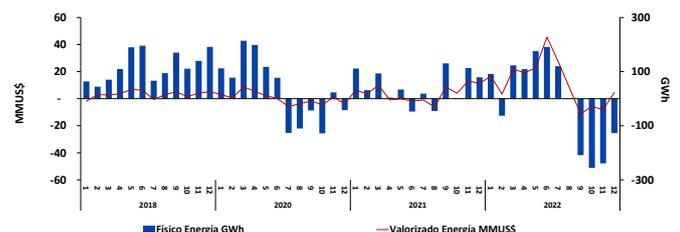
AES Andes

	Generación por Fuente (GWh)		
	Dic 2021	Nov 2022	Dic 2022
Diésel	0	0	0
Carbón	926	461	583
Gas Natural	0	0	0
GNL	5	0	0
Hidro	114	97	117
Solar	27	25	21
Eólico	45	46	64
Total	1.117	629	785

*Incluye Cochrane, Campiche, Los Cururos y Angamos, entre otros.

	Costos variables promedio (US\$/MWh)	
	Dic 2021	Dic 2022
Central		
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

Transferencias de Energía diciembre 2022	
Total Generación (GWh)	788
Total Retiros (GWh)	916
Transf. Físicas (GWh)	-127
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	5



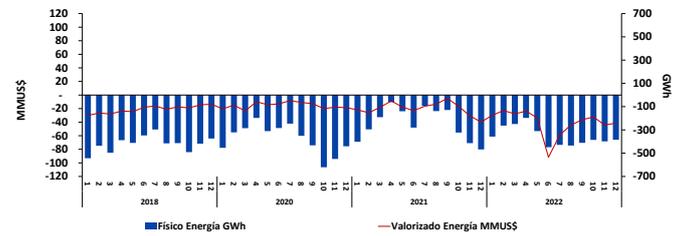
Análisis por empresa

Engie

	Generación por Fuente (GWh)		
	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)	
	Dic 2021	Dic 2022
Central		
Andina Carbón	77,0	161,6
Mejillones Carbón	83,0	177,8
Tocopilla GNL_A (U16-TG1+TV1)	43,9	72,9
Transferencias de Energía diciembre 2022		
Total Generación (GWh)	431	
Total Retiros (GWh)	815	
Transf. Físicas (GWh)	-384	
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-41	

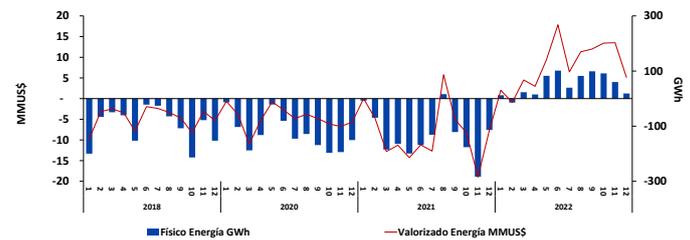
*Considera Andina, Horritos, Los Loros y Monte Redondo



Tamakaya Energía (Central Kelar)

	Generación por Fuente (GWh)		
	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 prom. (US\$/MWh)	
	Dic 2021	Dic 2022
Central		
Kelar GNL_A (TG1 + TG2 + TV)	80,9	129,7
Kelar Diesel (TG1 + TG2 + TV)	116,7	166,7
Transferencias de Energía diciembre 2022		
Total Generación (GWh)	26	
Total Retiros (GWh)	8	
Transf. Físicas (GWh)	18	
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	5	



Para mayor detalle sobre empresas del Sistema, ver [Estadísticas System](#), sección Información de empresas del SEN.

Suministro a clientes regulados

El precio promedio de los contratos firmados entre generadores y empresas distribuidoras para el suministro de clientes regulados, indexado a noviembre 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.

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

Tabla 4: Precio medio de licitación indexado a diciembre de 2022 por generador, en barra de oferta (Fuente: CNE, Elaboración: System)

Empresa Generadora	Precio Medio Contratos US\$/MWh	Energía Contratada 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
PUELCHÉ SUR EÓLICA	55	287
MARIA ELENA SOLAR	36	281
SONNEDIX COX	65	265
Ibereólica Cabo Leones 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: System)

Empresa Distribuidora	Precio Medio Contratos US\$/MWh	Energía Contratada año 2022 GWh
Enel Distribución	111,5	17.900
CGE Distribución	143,8	14.446
Chilquinta	124,0	3.847
SAESA	123,0	5.083
Precio Medio Muestra	125,4	41.277

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

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).

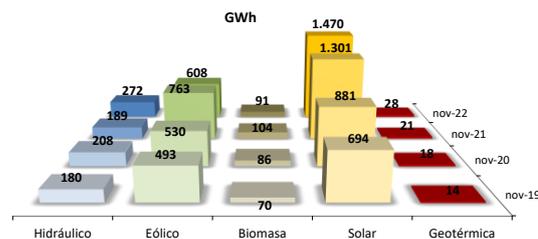


Figura 8: Generación ERNC histórica reconocida (Fuente: CEN)

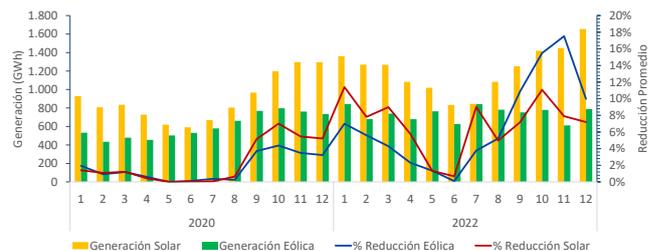


Figura 9: Vertimiento renovable desde Nogales al norte durante el mes de diciembre (Fuente: CEN)

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 interconexión	Tipo de tecnología	Potencia neta [MW]
Los Salinas	dic-22	Solar	364
Central de Respaldo Maitencillo	dic-22	Térmica	67
Parque Eólico Cardonal	dic-22	Eólica	33
Finis Terrae, Extensión Etapa 2	dic-22	Solar	18
Parque Eólico Atacama	dic-22	Eólica	165
Campo Lindo - Etapa 1	ene-23	Eólica	63
Parque Eólico Caman - Etapa 1	feb-23	Eólica	146
CH Los Lagos	feb-23	Hidráulica	49
Virtual Reservoir Etapa 2 (VR2)	mar-23	BESS	49
Parque Fotovoltaico El Manzano	abr-23	Solar	87
Proyecto Solar Fotovoltaico Elena - Andes IV	jun-23	Solar	68
Ampliación Andes Solar IIB	jun-23	Solar + BESS	130
Parque FV Willka	jul-23	Solar + BESS	17
Parque Eólico La Cabaña Etapa 1	ago-23	Solar	98
Ampliación Parque Tchamma	ago-23	Eólica	47
Planta Solar Fotovoltaica Doña Ant	sep-23	Eólica	18
Planta Solar CEME 1	sep-23	Solar	75
Punta de Talca	oct-23	Solar	380
Parque Eólico San Matías	oct-23	Eólica	80
Planta Fotovoltaica Gran Teno	oct-23	Eólica	82
Los Cóndores	nov-23	Solar	200
Parque Fotovoltaico Sol de Vallenar	dic-23	Hidráulica	150
		Solar	100

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 período 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	-	-	3.926	6.654
Solar	5.392	5.790	36.136	61.186
Gas Natural	518	495	6.408	6.314
Geotérmica	-	-	170	710
Diesel	9	9	2.957	6.565
Biomasa/Biogás	-	-	463	932
Carbón	-	-	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

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

Seguimiento regulatorio

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 Siguintes, 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 System y del sector eléctrico desde nuestro sitio web.

- Datos de la operación
- Precios
- Resumen por empresa
- Suministro a clientes regulados
- Datos de infraestructura

www.system.cl

Enero 2023



Contáctenos para mayor información:

Teléfono +56 2 2232 0510

Redes Sociales:  

reporte@system.cl

www.system.cl

Don Carlos 2939, Of. 1007

Las Condes, Santiago, Chile. 7550171

Rodrigo Jiménez B. | Gerente General

rjimenez@system.cl

Pablo Lecaros V. | Gerente de Mercados
Eléctricos y Regulación

plecaros@system.cl

Jorge Hurtado R. | Líder de Proyectos

jhurtado@system.cl

©System 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 System 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 System, 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 System, los cuales podrán o no estar sujetos a discusión. System 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 System. Se autoriza la reproducción parcial o total de este informe sujeta a que se cite como fuente a System.