

Reporte Mensual del Sector Eléctrico

Noviembre 2022

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

Transición efectiva hacia la carbono neutralidad en Chile

Se espera que de aquí a 2030 ingresen al sistema eléctrico unos 9.000 MW de proyectos solares y eólicos¹, lo cual plantea desafíos para el sector dado el ritmo actual del proceso de descarbonización. El progresivo cierre de centrales térmicas debe estar respaldado por una suficiente flexibilidad del resto de las centrales del sistema, la cual deberá ser cada vez más innovadora y exigente con miras a lograr la carbono neutralidad para el año 2050.

Recientemente, Chile fijó como objetivo alcanzar la carbono neutralidad a más tardar el año 2050 (definida en la Ley Marco de Cambio Climático²), mientras que la meta actual establecida para la descarbonización es el año 2040, fecha la cual el Gobierno espera adelantar³. El cumplimiento de estas metas requiere de una transición energética efectiva que involucre una profunda transformación del sector eléctrico, transporte y otras industrias. De este modo, la integración masiva de generación renovable se presenta como un pilar que no solo permitirá la reducción de emisiones en el sector eléctrico, sino también de otros rubros a través de la electrificación de procesos. En relación con esto, un estudio de calidad del aire realizado por la U. de Chile, la U. Federico Santa María y el Centro de Ciencia del Clima y la Resiliencia⁴, estima que las emisiones anuales de CO₂ a nivel nacional serían de 85.402 kilotoneladas, donde los sectores eléctrico, transporte e industrial emitirían el 39,7%, 26,7% y 16,2% respectivamente. De lo anterior se observa que a medida que se avance en la electrificación de procesos (como la electromovilidad), los desafíos del sector eléctrico serán aún más relevantes.

Entendiendo la flexibilidad como la “capacidad de un sistema eléctrico para responder a la variabilidad e incertidumbre de la generación y demanda, de manera segura y económica, en distintas escalas de tiempo”, de acuerdo con la Estrategia de Flexibilidad para el SEN⁵, serían tres los ejes claves para enfrentar la transición energética: diseño de mercado para el desarrollo de un sistema flexible, operación flexible del sistema, y un marco regulatorio para sistemas de almacenamiento y nuevas tecnologías flexibles. En particular, los sistemas de almacenamiento darían gran parte de la flexibilidad necesaria a la red para responder durante los peaks de demanda y en horas de noche, de tal modo que se mantenga una operación segura del sistema. Se destaca que el reglamento que establecerá las reglas del reconocimiento de potencia para efecto de determinar los pagos por potencia de estos sistemas salió de contraloría el 21 de septiembre del 2022 para incorporar las observaciones del órgano contralor.

Son variados los beneficios que otorgan los sistemas de almacenamiento a la red eléctrica, siendo los más destacados el desplazamiento de generación de bajo costo hacia bloques horarios de mayor estrés para el sistema, la disminución de vertimientos (debido a falta de

capacidad de transmisión y/o a la operación de centrales térmicas a mínimos técnicos), y su habilitación para prestar servicios complementarios. El marco regulatorio debería contemplar mecanismos de pago que busquen remunerar los beneficios mencionados.

Por otra parte, el gas natural juega un rol clave en la transición energética dado que brinda mayor seguridad en el proceso de descarbonización. Frente a la constante salida de centrales carboneras se deberá exigir más a las centrales a gas para dar flexibilidad al sistema durante las horas peaks, dado que la alta penetración de ERNC, particularmente de plantas fotovoltaicas, provoca importantes rampas solares durante la puesta de Sol que podrían poner en peligro la continuidad del suministro. En este marco, el gobierno creó un nuevo comité⁶ el cual tendrá como uno de sus objetivos modernizar la regulación del sector gas natural, de modo que se prefiera operar centrales a gas evitando el uso de centrales a diésel.

En relación con la legislación pertinente⁷, recientemente se promulgó la Ley de Almacenamiento y Electromovilidad⁸, además de que existe un Proyecto de Ley⁹ (PdL) que se encarga de promover la participación de energías renovables, aumentando la cuota ERNC a un 40% hacia el año 2030, entre otros cambios.

Sin embargo, la regulación actual aún tiene temas pendientes relacionados con los tiempos asociados a las obras de transmisión, que son claves para enfrentar la transición energética (recordando que una obra de transmisión implica una ejecución de 5 a 7 años, mientras que para una central solar es a lo más 2 años). Además, el informe Hoja de Ruta del Coordinador¹⁰ señala que debe haber reformas en aspectos como la tarificación del mercado mayorista, las señales de localización, la confiabilidad y flexibilidad de la red, las licitaciones de energía para clientes regulados, el segmento distribución y DER (Distributed Energy Resources), y las normas técnicas y estándares actuales. Todos estos aspectos darían más certezas a los inversionistas para tomar decisiones adecuadas de mediano y largo plazo que apunten a cumplir los compromisos del sector, e incluso, tal como señala dicho informe, lograr una transición energética acelerada hacia el año 2030 (matriz 100% renovable).

En definitiva, tanto del Estado como del sector eléctrico se observan señales que apuntan en la dirección correcta para lograr la carbono neutralidad hacia el año 2050, sin embargo, se debe poner atención en las decisiones que afecten en mayor medida al desarrollo del sistema en los siguientes años. Si bien es positivo para el país que exista una gran cantidad de proyectos renovables, estos deben ser acompañados de una adecuada regulación, desarrollo de redes de transmisión, y principalmente tecnologías que aporten la flexibilidad necesaria al sistema, pero al mismo tiempo evitando poner en peligro la calidad de suministro o mayores costos para los consumidores.

¹ Anuario Estadístico de Energía 2021, CNE 2021.

² Ley Marco de Cambio Climático, junio 2022.

³ Meta descarbonización, El País, noviembre 2022.

⁴ Inventario nacional de la calidad del aire, enero 2022.

⁵ Estrategia de flexibilidad para el SEN, Ministerio de Energía, septiembre 2020.

⁶ Gobierno presenta Comité para el Mercado del Gas Natural, Ministerio de Energía, noviembre 2022.

⁷ Reporte Mensual del Sector Eléctrico, Systep, octubre 2022.

⁸ Promueve el almacenamiento de energía eléctrica y la electromovilidad, 2022.

⁹ Impulsa la participación de las energías renovables en la matriz energética nacional, 2022.

¹⁰ Hoja de Ruta para una Transición Energética Acelerada, Coordinador Eléctrico, junio 2022.

Análisis de operación

Generación

En el mes de octubre, la generación total del SEN fue de 6.790 GWh/mes, un 3,2% mayor a septiembre de 2022 (6.581 GWh/mes) y un 0,2% inferior a octubre de 2021 (6.804 GWh/mes) (Ver Figura 1).

La participación de la generación eólica, gas, diésel y carbón se redujo un 2%, 9%, 1% y 51% respectivamente en relación con octubre 2021. En contraste, la participación de la generación hidráulica y solar aumentaron en un 59% y 19% respectivamente en relación con el mismo mes del año anterior (Ver figura 1).

Durante octubre estuvieron en mantenimiento mayor las centrales de carbón: Norgener-NT01, Guacolda 5, Angamos 2 y Mejillones-CTH (31, 19, 20 y 23 días respectivamente); las centrales hidráulicas El Toro, Angostura, Canutillar, Alfalfal, Chacayes y La Higuera (31, 5, 16, 14, 9 y 4 días respectivamente), la central de gas San Isidro II, Atacama, Candelaria, Tocopilla U16 y Nueva Ventanas (31, 3, 12, 17 y 8 días respectivamente) y finalmente las central diésel Cardones (9 días respectivamente).

Con respecto a la generación bruta del mes de octubre, la potencia máxima generada fue de 10.592 MW el día 4 y la mínima fue de 7.460 MW el día 23. La Figura 2 muestra el ciclo de la generación durante este mes, la cual es más alta durante los días hábiles y más baja durante los fines de semana.

Hidrología

En octubre la energía embalsada en el SEN superó los niveles del año anterior. Se mantiene aún en niveles históricamente bajos, representando un 65% del promedio mensual entre los años 1994 y 2021 (ver Figura 3). En lo que va del año hidrológico 2022/2023 (octubre 2022), el nivel de excedencia acumulada es igual a 85,5%, es decir, se ubica en el 14,5% 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

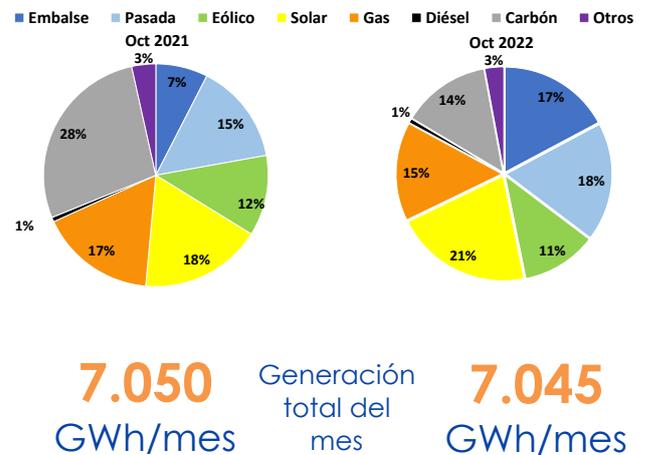


Figura 1: Energía mensual generada en el SEN (Fuente: CEN)

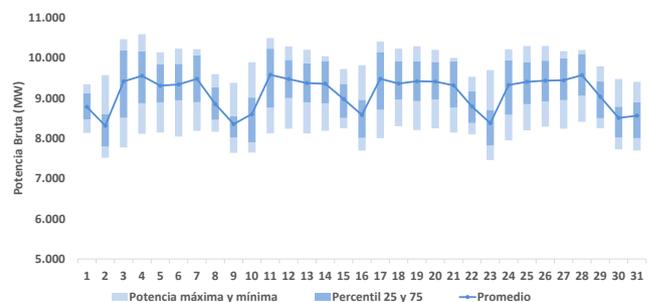


Figura 2: Generación bruta del SEN a octubre 2022 (Fuente: CEN)

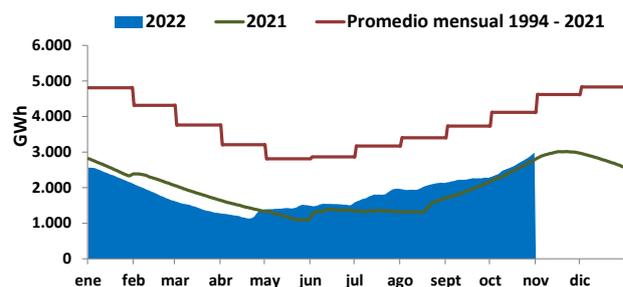


Figura 3: Energía almacenada en principales embalses (Fuente: CNE – CEN)

Análisis de operación

Costos Marginales

En octubre de 2022 el costo marginal de la barra Crucero 220 fue de 83,4 US\$/MWh, lo cual registró una disminución de 1,0% con respecto a septiembre 2022 (84,9 US\$/MWh), y un aumento de 71,3% respecto a octubre de 2021 (48,7 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 octubre de 2022, fue de 64,5 US\$/MWh, lo cual reflejó una disminución de un 25,9% respecto a septiembre 2022 (87,0 US\$/MWh), y un aumento de 28,7% respecto a octubre de 2021 (50,1 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 octubre se observaron variaciones de costos marginales a lo largo del SEN, fundamentalmente debido a la congestión en las líneas de transmisión que unen el norte – centro y el centro – sur del sistema (ver Figura 6). El total de desacoples del SEN fue de 760 horas.

Los tramos con más horas de desacoples fueron: Quillota 110 – San Pedro 110 (91 horas), D.Almagro 220 – D.Almagro 110 (89 horas), Linares 66 – Chacahuin 66 (87 horas), Charrúa 220 – Mulchen 220 (71 horas) con un desacople promedio de 105,9 US\$/MWh, 8,9 US\$/MWh, 0,6 US\$/MWh y 84,3 US\$/MWh, respectivamente (ver Tabla 1).

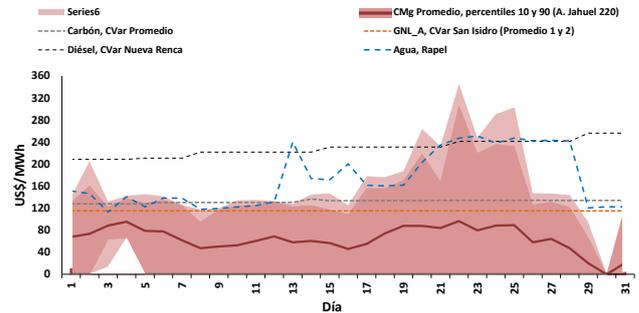


Figura 4: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de octubre para Crucero 220 (Fuente: CEN)

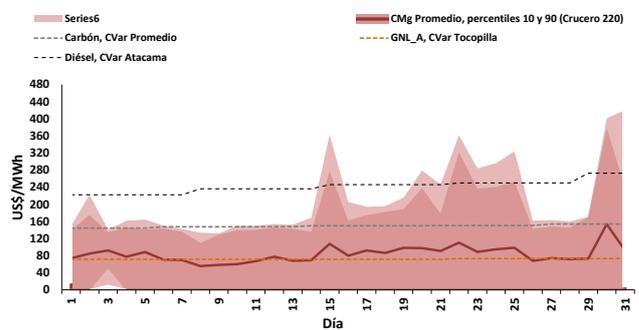


Figura 5: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de octubre para Alto Jahuel 220 (Fuente: CEN)

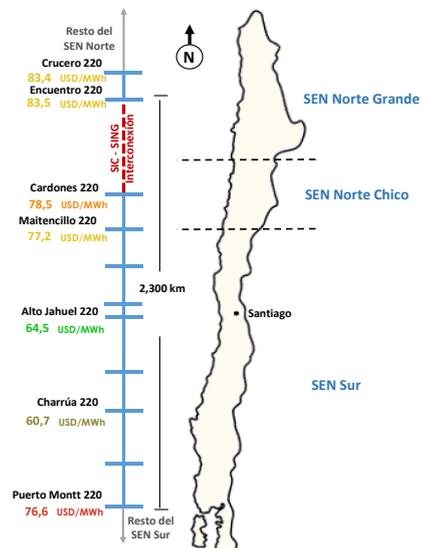


Figura 6: Costo marginal promedio de septiembre en barras representativas del Sistema (Fuente: CEN)

Tabla 1: Desacople promedio por tramo congestionado en sistema de transmisión (Fuente: CEN)

Líneas con desacoples	Horas	Desacople promedio USD/MWh
QUILLOTA 110 - S.PEDRO 110	91	105,9
D.ALMAGRO 220 - D.ALMAGRO 110	89	8,9
LINARES 66 - CHACAHUIN 66	87	0,6
CHARRUA 220 - MULCHEN 220	71	84,3
LASTARRIA 220 - CIRUELOS 220	60	163,5

Líneas con desacoples	Horas	Desacople promedio USD/MWh
POLPAICO 500 - N.PAJUCAR 500	59	123,1
CRUCERO 220 - M.ELENA 220	59	13,9
D.ALMAGRO 220 - CHACHUYAL 220	52	15,5
CALAMA 220 - CALAMA 110	47	5,4
CHARRUA 154 - LANGELES 154	44	87,5

Proyección System de costos marginales a 12 meses

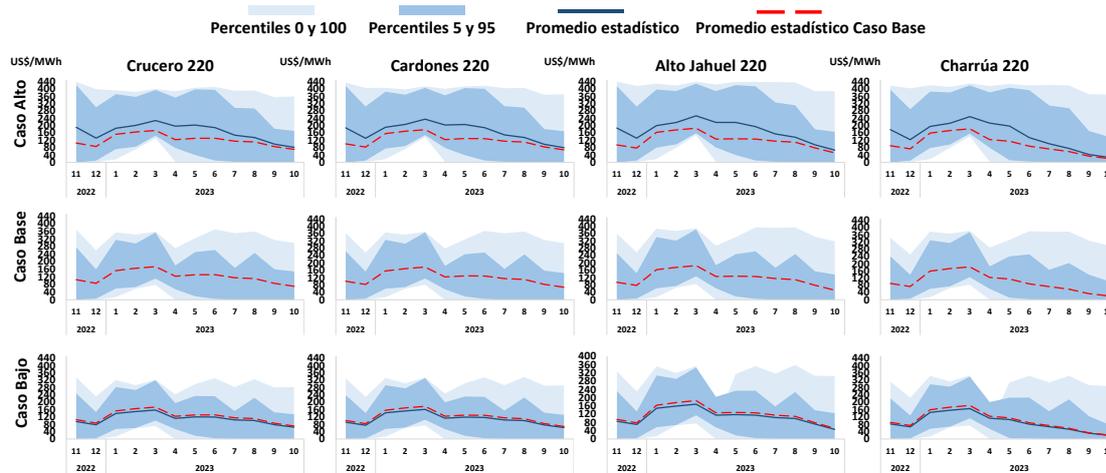


Figura 7: Costos marginales proyectados por barra (Fuente: System)

Conforme a la información publicada en los últimos informes de programación y operación del Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), se realizó una proyección de costos marginales a 12 meses. Considerando el comportamiento real de la demanda hasta octubre 2022, la proyección de la demanda considera un crecimiento total de 2.4% para el año 2022 respecto del año 2021. 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.

Tabla 2: Supuestos considerados en las simulaciones

Supuestos		Caso Bajo	Caso Base	Caso Alto	
Crecimiento demanda	2022 (Proyectada)	2,4%	2,4%	2,4%	
Precios combustibles	Carbón US\$/Ton	Mejillones 1 y 2	353,3	392,5	431,8
		Angamos	322,1	357,9	393,7
		Guacolda (promedio)	321,7	357,4	393,1
		Andina	357,4	397,1	436,8
		Hornitos	343,4	381,6	419,8
		Norgener	315,0	350,0	385,0
	N. Ventanas	324,7	360,8	396,9	
	Diesel US\$/Bbl (Quintero)	Quintero	162,6	180,7	198,8
		Mejillones	163,8	182,0	200,2
	GNL US\$/MMBtu	San Isidro 1	12,3	13,7	15,1
		Nehuenco 1	11,8	13,1	-
		Mejillones CTM3	11,4	12,7	-
U16		11,4	12,7	14,0	
Keljar		11,9	13,2	-	
San Isidro 2		9,0	10,0	-	
GN US\$/MMBtu	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 2.776,9 MW de nueva capacidad, de los cuales 1.656,91 MW son solares (con 180 MW asociados a sistemas de almacenamiento), 862,4 MW eólicos, 142,0 MW de biomasa, 48,7 MW hidroeléctricos de pasada y 66,9 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 System, en el cual se destacan distintos percentiles que revelan el efecto de considerar simultáneamente, tanto la variabilidad hidrológica¹ 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 hidrológicas consideradas, mientras que el área celeste incluye el 100% de los costos marginales calculados (registros entre el percentil 0% y 100%).

La causa de los altos costos marginales se debe a los altos precios de los combustibles (aumento promedio 3,7% con respecto al mes anterior), junto con la indisponibilidad de centrales de alta capacidad instalada durante gran parte de noviembre. Entre ellas se destacan, por ejemplo: Angamos, Tocopilla U16, Campiche, Mejillones CTH junto con San Isidro 2 por mantenimiento mayor.

¹ Se consideró el último pronóstico de deshielos temporada 2022-2023 publicado por el Coordinador que estima una probabilidad de excedencia menor al de la temporada 2021-2022 (73,1% y 91,4% respectivamente).

Análisis por empresa

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

En octubre, Enel aumentó su generación solar, eólico e hidráulica mientras que disminuyó su generación en base a GNL, carbón, diésel y gas con respecto al mes anterior. Por su parte, Colbún aumentó su generación de gas natural e hidráulica mientras que disminuyó su generación en base a carbón, solar y GNL. Por otro lado, AES Andes aumentó su generación de carbón e hidráulica mientras que disminuyó su producción en base a solar. Engie aumentó su producción carbón y solar mientras que disminuyó su producción en base a diésel y gas natural. Por último, Tamakaya disminuyó su producción de gas natural.

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

Enel Chile

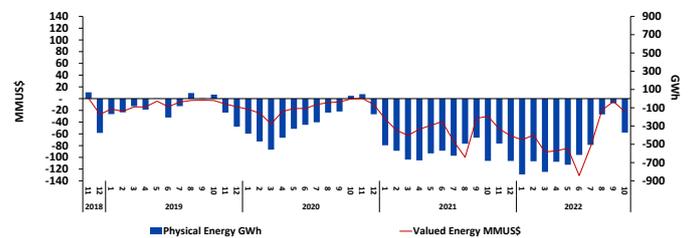
Fuente	Generación por Fuente (GWh)		
	Oct 2021	Sep 2022	Oct 2022
Diésel	13	20	9
Carbón	217	147	52
Gas Natural	10	555	239
GNL	328	6	2
Hidro	741	1.045	1.261
Solar	106	179	185
Eólico	167	141	147
Getérmica	27	39	37
Total	1.608	2.133	1.932

*Incluye Pehuenche, EGP y GasAtacama, entre otros.

Fuente	Costos variables promedio (US\$/MWh)	
	Oct 2021	Oct 2022
Central	114,9	115,0
San Isidro GNL_A (TG1+TV1, prom. I y II)	38,8	75,0
Taltal Diesel (Prom I y II)	211,2	0,0
Atacama Diesel (TG1A+TG1B+TV1C)	152,2	241,9

Fuente	Valor del Agua promedio (US\$/MWh)	
	Oct 2021	Oct 2022
Embalse Ralco	66,8	43,8

Transferencias de Energía octubre 2022	
Total Generación (GWh)	1.932
Total Retiros (GWh)	2.304
Transf. Físicas (GWh)	-372
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-22



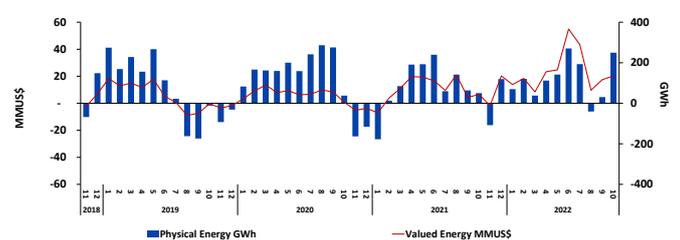
Colbún

Fuente	Generación por Fuente (GWh)		
	Oct 2021	Sep 2022	Oct 2022
Diésel	3	8	6
Carbón	167	218	176
Gas Natural	228	194	410
GNL	86	46	0
Hidro	290	485	590
Solar	2	53	42
Eólico	0	0	0
Total	776	1.005	1.224

Fuente	Costos Variables promedio (US\$/MWh)	
	Oct 2021	Oct 2022
Central	34,5	61,4
Santa María	105,4	101,7
Nehuenco GNL_A (TG1+TV1, Prom. I y II)	34,5	77,9
Nehuenco Diesel (TG1+TV1, Prom. I y II)	126,7	209,5

Fuente	Valor del Agua promedio (US\$/MWh)	
	Oct 2021	Oct 2022
Embalse Colbún	62,3	101,5

Transferencias de Energía octubre 2022	
Total Generación (GWh)	1.224
Total Retiros (GWh)	975
Transf. Físicas (GWh)	250
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	20



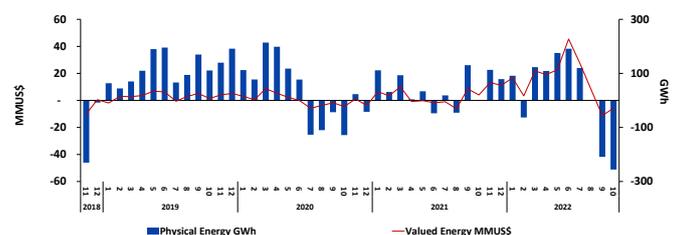
AES Andes

Fuente	Generación por Fuente (GWh)		
	Oct 2021	Sep 2022	Oct 2022
Diésel	0	0	0
Carbón	810	435	438
Gas Natural	0	0	0
GNL	0	0	0
Hidro	62	87	94
Solar	26	19	17
Eólico	31	51	52
Total	929	592	601

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

Fuente	Costos variables promedio (US\$/MWh)	
	Oct 2021	Oct 2022
Central	59,5	140,7
N.Ventanas y Campiche	48,8	117,8
Angamos (prom. 1 y 2)	64,3	146,9
Norgener (prom. 1 y 2)		

Transferencias de Energía octubre 2022	
Total Generación (GWh)	604
Total Retiros (GWh)	860
Transf. Físicas (GWh)	-256
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-6



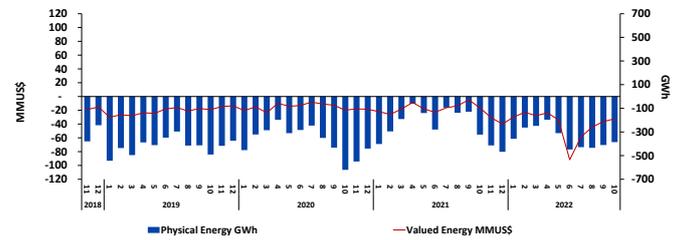
Análisis por empresa

Engie

	Generación por Fuente (GWh)		
	Oct 2021	Sep 2022	Oct 2022
Diésel	0	0	0
Carbón	443	147	162
Gas Natural	42	156	118
GNL	79	0	0
Hidro	10	14	14
Solar	18	60	85
Eólico	35	34	36
Total	627	412	415

	Costos Variables promedio (US\$/MWh)	
	Oct 2021	Oct 2022
Central	56,2	155,2
Andina Carbón	66,8	166,8
Mejillones Carbón	41,2	71,7
Tocopilla GNL_A (UJ6-TG1+TV1)		
Transferencias de Energía octubre 2022		
Total Generación (GWh)	415	
Total Retiros (GWh)	801	
Transf. Físicas (GWh)	-386	
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-32	

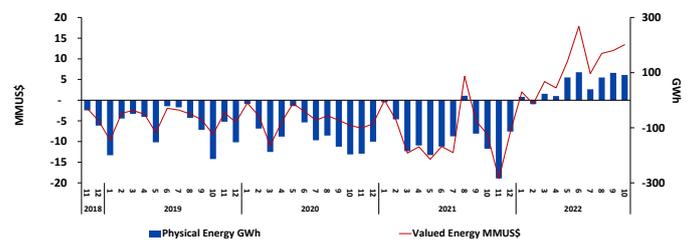
*Considera Andina, Hornitos, Los Loros y Monte Redondo



Tamakaya Energía (Central Kelar)

	Generación por Fuente (GWh)		
	Oct 2021	Sep 2022	Oct 2022
Diésel	0	7	12
Carbón	0	0	0
Gas Natural	0	0	0
GNL	134	106	94
Hidro	0	0	0
Solar	0	0	0
Eólico	0	0	0
Total	134	113	105

	Costos Variables prom. (US\$/MWh)	
	Oct 2021	Oct 2022
Central	79,9	129,7
Kelar GNL_A (TG1 + TG2 + TV)	104,8	187,4
Kelar Diesel (TG1 + TG2 + TV)		
Transferencias de Energía octubre 2022		
Total Generación (GWh)	105	
Total Retiros (GWh)	14	
Transf. Físicas (GWh)	91	
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	13	



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 octubre de 2022, es de 111,4 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.

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

Tabla 3: Precio medio de licitación indexado a octubre de 2022 por generador, en barra de oferta (Fuente: CNE, Elaboración: Systep)

Empresa Generadora	Precio Medio Contratos US\$/MWh	Energía Contratada año 2022 GWh
ENDESA	134,5	12.515
E-CL	163,7	7.570
ENEL GENERACIÓN	62,1	5.918
AES GENER	66,1	4.929
El Campesino	148,6	4.000
COLBÚN	114,3	3.650
ACCIONA	93,7	1.106
Abengoa	140,4	950
IBEREÓLICA CABO LEONES II S.A.	57,9	858
Aela Generación S.A.	89,9	856
HUEMUL ENERGÍA (Caman)	47,5	638
HUEMUL ENERGÍA (Coihue)	48,3	638
PANGUIPULLI	141,6	565
CONDOR ENERGÍA (Esperanza)	52,8	528
CONDOR ENERGÍA (C° Tigre)	51,3	462
CONDOR ENERGÍA (Tchamma)	48,6	440
San Juan SpA.	125,3	420
WPD MALLECO (Malleco)	61,2	397
HUEMUL ENERGÍA (Ckani)	52,1	374
Pelumpén S.A.	99,9	335
PUELICHE SUR EÓLICA	53,9	286
MARIA ELENA SOLAR	35,6	280
SONNEDIX COX	64,6	264
Ibereólica Cabo Leones I S.A.	109,6	195
WPD MALLECO (Malleco II)	60,8	192
Otros	96,4	1.679
Precio Medio de Licitación	111,4	50.043

* Todos los procesos hasta la fecha indexados al 10/2022, ponderado por energía contratada del año 2022

Tabla 4: Precio medio de licitación indexado a octubre de 2022 por distribuidora, en barra de oferta (Fuente: CNE, Elaboración: Systep)

Empresa Distribuidora	Precio Medio Contratos US\$/MWh	Energía Contratada año 2022 GWh
Enel Distribución	97,0	17.900
CGE Distribución	122,0	14.446
Chilquinta	108,3	3.847
SAESA	115,6	5.083
Precio Medio Muestra	109,1	41.277

* Todos los procesos hasta la fecha indexados al 10/2022, 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 septiembre, los retiros de energía afectos a obligaciones establecidos en la Ley 20.257 y la Ley 20.698 fueron iguales a 5.840 GWh, por lo tanto, las obligaciones sumaron 766 GWh en total. A su vez, la generación ERNC durante septiembre fue igual a 2.441 GWh.

La mayor fuente ERNC corresponde al aporte solar que representa un 53% (1.284 GWh) seguido por el aporte eólico con un 31% (756 GWh), luego los aportes de tipo hidráulico, biomasa y geotérmica con un 10%, 5% y 1% respectivamente (242, 124 y 33 GWh respectivamente, ver Figura 8).

Durante octubre de 2022 se registró 278 GWh de energía solar y eólica vertida, lo que refleja un aumento del 62% con respecto a septiembre 2022 (172 GWh) y un aumento del 134% con respecto a octubre del 2021 (118 GWh, ver Figura 9).

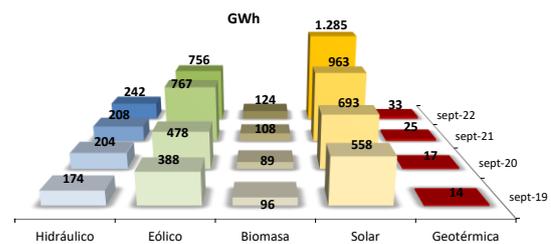


Figura 8: Generación ERNC histórica reconocida (Fuente: CEN)

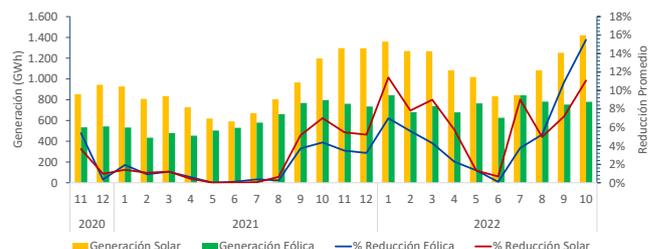


Figura 9: Vertimiento renovable desde Nogales al norte durante el mes de octubre (Fuente: CEN)

Expansión del Sistema

Plan de obras

De acuerdo con la RE-860 CNE (30-11-2022) "Declara y actualiza instalaciones de Generación y Transmisión en construcción", se espera la entrada de 6.261 MW de capacidad instalada en el Sistema Eléctrico Nacional. De estos, 71,4% corresponde a tecnología solar (4.468 MW), un 15,9% a tecnología eólica (996 MW), un 6,2% de tecnología hidráulica (380 MW), un 4,2% de tecnología solar con BESS (262 MW), un 1,5% de tecnología térmica (91 MW), un 1,0% de tecnología BESS (60 MW) y un 0,1% de tecnología biomasa (3 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 Interconexión	Tipo de tecnología	Potencia neta [MW]
PE Llanos del Viento	nov-22	Eólica	156
Parque Eólico Manantiales	nov-22	Eólica	27
Las 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 Elenc	jun-23	Solar	68
Andes IV	jun-23	Solar + BESS	130
Ampliación Andes Solar IIB	jun-23	Solar + BESS	17
Parque FV Willka	jul-23	Solar	98
Parque Eólico La Cabaña Etapa	ago-23	Eólica	47
Ampliación Parque Tchamma	ago-23	Eólica	18
Planta Solar Fotovoltaica Doña A	sept-23	Solar	75
Planta Solar CEME 1	oct-23	Solar	380
Punta de Talca	oct-23	Eólica	80
Parque Eólico San Matías	oct-23	Eólica	82

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 octubre de 2022, totalizan 12.746 MW con una inversión de MMUS\$ 13.349 mientras que los proyectos aprobados históricos totalizan 71.619 MW con una inversión de MMUS\$ 128.590 (ver Tabla 6).

Durante el mes octubre, cinco proyectos obtuvieron su RCA favorable, 5 corresponden a proyectos solares y 1 proyecto eólico. Por otro lado, entraron en calificación 9 nuevos proyectos aportando con una capacidad de 775 MW, de los cuales destacan el Proyecto Alba de 560 MW en la región de Antofagasta y dos proyectos solares de 80 MW cada uno, Parque Solar Colina y Santa Graciela Solar, en las regiones Metropolitana y Ñuble, respectivamente. Finalmente, tres proyectos fueron desistidos o no calificados en el periodo con una potencia de 656 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	3.802	4.531	13.830	24.694
Hidráulica	0	0	3.926	6.654
Solar	5.747	5.957	35.472	60.677
Gas Natural	518	495	6.408	6.314
Gas Licuado	14	14	0	0
Geotérmica	0	0	170	710
Diésel	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
Híbrido (Solar - BESS)	13	93	0	0
Almacenamiento	59	185	0	0
TOTAL	12.746	13.349	71.619	128.590

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

Seguimiento regulatorio

Ministerio de Energía

- Se publica en el Diario Oficial Decreto N°11T, que Fija Precios de Nudo de Corto Plazo ([ver más](#)).
- Se publica en el Diario Oficial Ley 21.505, Promueve el Almacenamiento de Energía Eléctrica y la Electromovilidad ([ver más](#)).
-

Comisión Nacional de Energía

- Se publica Resolución Exenta N°845, que aprueba fijación preliminar de Cargos Únicos de Transmisión ([ver más](#)).
- Se publica Resolución Exenta N°841, que fija y comunica Cargos por Servicio Público ([ver más](#)).
- Se publica en el Diario Oficial, Fija Obras de Ampliación de los Sistemas de y 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](#)).
- Se publica Resolución N°836, Aprueba Informe Técnico Definitivo para la Fijación de Precios de Nudo Promedio del Sistema Eléctrico Nacional ([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

Noviembre 2022



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.