

Reporte Mensual del Sector Eléctrico

Octubre 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

Prioridades legislativas del Gobierno

El pasado 19 de octubre fue aprobado en la sala del Senado el Proyecto de Ley ("PdL") que promueve el almacenamiento de energía eléctrica y la electromovilidad ([boletín 14731-08](#)). Como ya se explicó en nuestra [editorial de marzo de 2022](#), el PdL promueve una serie de medidas para habilitar la participación de sistemas de almacenamiento sin estar asociados a centrales eléctricas en el segmento de generación, despejando la incertidumbre regulatoria para estos activos, además de otorgar un beneficio a los propietarios de automóviles eléctricos mediante la rebaja transitoria del costo del permiso de circulación.

Este PdL es parte de las prioridades legislativas que actualmente se encuentra impulsando el Ministerio de Energía, las que fueron señaladas por el Ministro Diego Pardow a las Comisiones de Minería y Energía del Senado (14 de septiembre) y de la Cámara de Diputados (12 de octubre).

Un segundo punto de interés planteado por el Ministro corresponde al PdL para promover la participación de energía renovable ([boletín 14755-08](#)), el que fue presentado en diciembre de 2021 por el gobierno anterior, y aún se encuentra en primer trámite constitucional en la Cámara de Diputados. El PdL tiene como foco principal el aumento de la cuota de generación ERNC exigida por ley, la que se incrementaría a 40% en 2030, pero introduciendo también un requerimiento mínimo en bloques horarios de 30%, ambos guarismos considerando también el aporte de sistemas de almacenamiento. Otros objetivos de este PdL son formalizar el requerimiento de trazabilidad de la energía renovable (lo que el Coordinador Eléctrico Nacional ya realiza, pero por iniciativa propia a través de la plataforma RENOVA), y otorgar algunos incentivos a los usuarios que cuenten con instalaciones de generación distribuida, mediante un descuento en sus cargos de transmisión además de facilitar el proceso de conexión de este tipo de proyectos.

Si bien el proyecto parece exigente, en el actual contexto de mercado, con una creciente penetración de generación ERNC y un número relevante de proyectos renovables en construcción, el incremento de la cuota anual sería más bien testimonial. En efecto, como se observa en la Figura 1 ya al año 2023 alcanzaríamos una penetración ERNC en torno al 42% de la generación anual, mayor al requerimiento efectivo combinando las leyes 10/24, 20/25 y el PdL, teniendo en cuenta que este último tendrá incrementos progresivos de 2,5% por año comenzando en un 20% en 2022 hasta llegar a 40% al 2030, pero será aplicable sólo sobre contratos firmados a partir del 1 de enero de 2022.

La introducción de cuotas horarias a nivel de promedio anual sí podría tener un impacto material, ya que como se aprecia en la Figura 1 en los próximos dos años la participación ERNC tendrá una componente mayoritaria en horas de día. Si bien la cuota horaria inicial mínima de un 10% al año 2022 se cumpliría sin problema, teniendo en cuenta además que al igual que la nueva cuota anual sólo se aplicará sobre contratos firmados a partir del 1 de enero de 2022, en bloques de noche existiría un déficit importante una vez se llegue al valor de régimen (incrementos de 2,5% hasta llegar a 30% en 2030) y se hayan renovado parte importante de los PPAs existentes, al menos considerando la definición transitoria del PdL (6 bloques de 4 horas cada uno). Es importante estudiar el efecto que esto podría tener en las tarifas finales de clientes libres y regulados, toda vez que el déficit en términos temporales sería mayor a la duración de los sistemas de almacenamiento que se están desarrollando incipientemente en el país (4-5 horas). Más aún, el PdL mantiene el cargo actual por no cumplimiento (0,4 UTM/MWh, y 0,6 UTM/MWh en caso de reincidencia), no siendo evidente que esta sea una señal que, al sumar los ingresos que se podrían obtener por otros conceptos, esté alineada con los costos de desarrollo de las tecnologías que podrían ayudar a "aplanar" la curva de participación horaria anual ERNC.

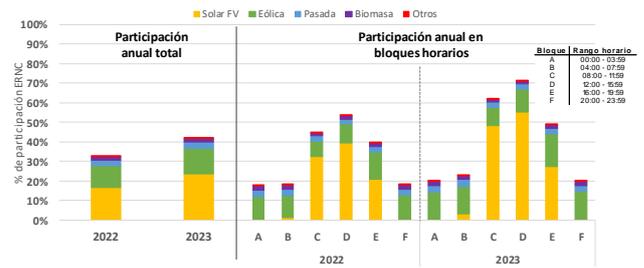


Figura 1: Participación estimada de generación ERNC sobre demanda total anual

Dentro de iniciativas que aún están en etapa prelegislativa se destaca la pronta presentación por parte del gobierno de un PdL misceláneo con dos ejes: permitir que en los Sistemas Medianos exista integración vertical de las actividades de generación, transmisión y distribución (excepción a la Ley Corta de Distribución aprobada en 2019), y volver a otorgar la posibilidad de que la licitación de obras de ampliación de sistemas de transmisión sea realizada por los propietarios en lugar del CEN. Respecto de este último punto, no es evidente la ganancia en tiempos de ejecución que se podría lograr, teniendo en consideración que como se muestra en la Figura 2, parte importante de los plazos una vez que se emiten anualmente los informes definitivos por parte de la CNE tienen relación con temas más bien administrativos, y el retraso en la construcción misma de las obras de ampliación en promedio representa un 30% del plazo constructivo definido por la autoridad. Si bien compartir responsabilidades entre el sector público y privado podría descomprimir algunas de las etapas, además de que la supervisión durante la construcción sea directa, constante y con injerencia efectiva si hay desviaciones en el cronograma (cuestión que hoy ocurre sólo parcialmente), el reducir la burocracia asociada a algunos hitos clave podría ser más atractivo para reducir los plazos. Lo anterior sin contar que en los procesos anuales a la fecha la CNE ha requerido de más tiempo que el indicado en la normativa vigente para emitir la versión final de los planes anuales, lo que también podría ser perfeccionado.

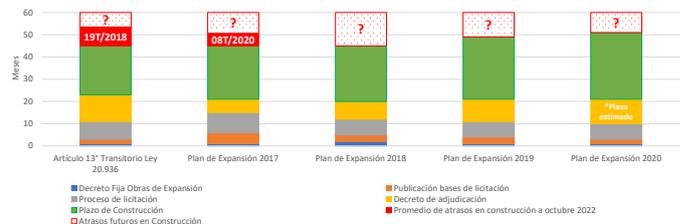


Figura 2: Tiempos promedio asociados al desarrollo de obras de ampliación en los procesos anuales hasta el año 2020

Existen otras prioridades destacadas por el Ministro como la modernización y fortalecimiento de la SEC, impulso del hidrógeno verde, mejoras en la regulación del sector gas, y revisión de medidas asociadas a pobreza energética y clientes vulnerables.

Todos los temas destacados apuntan en la dirección de alcanzar una matriz de generación limpia a largo plazo, pero cuidando que la transición sea justa y eficiente. No obstante, hay una serie de aspectos relativos al sector generación que se han planteado los últimos años, algunos a través de PdL, sobre los que sería relevante tener una definición concreta por parte de la autoridad (descarbonización acelerada, comercialización de energía, posible modificación del mecanismo de reconocimiento de potencia, eventual revisión del impuesto a las emisiones, entre otros). De esta forma, se podrían despejar incertidumbres que por ahora estén frenando a los desarrolladores a tomar decisiones de inversión de largo plazo, como las que se necesitan para cumplir la meta definida en la última actualización de la Política Energética Nacional de alcanzar una matriz de generación 100% renovable al 2050.

Análisis de operación

Generación

En el mes de septiembre, la generación total del SEN fue de 6.581 GWh/mes, un -6,6% menor a agosto de 2022 (7.045 GWh/mes) y un 0,7% superior a septiembre de 2021 (6.533 GWh/mes) (Ver Figura 3).

La participación de la generación de eólica y carbón se redujo un 2% y 48% respectivamente en relación con septiembre 2021. En contraste, la participación de la generación hidráulica, solar, diésel y gas aumentaron en un 45%, 30%, 217% y 9% respectivamente en relación con el mismo mes del año anterior (Ver figura 3).

Durante septiembre estuvieron en mantenimiento mayor las centrales de carbón: TER Norgener-NT01 y TER Mejillones-CTH (30 y 30 días, respectivamente); las centrales hidráulicas El Toro, Antuco, Angostura, Rapel, Chacayes, las Lajas, La Higuera, (30, 2, 9, 3, 5, 21 y 2 días respectivamente), la central de gas Nehuenco I GNL, Nehuenco I Gas Arg, Mejillones CTM3 GNL, Nueva Renca GNL, Nueva Renca Gas Arg, Quintero GNL y Quintero Gas Arg (28, 7, 14, 6, 6, 2 y 2 días respectivamente) y finalmente las centrales diésel Nehuenco I diésel, Nueva Renca diésel, Quintero diésel, Cardones y Santa Lidia (7, 6, 2, 4 y 1 días respectivamente).

Con respecto a la generación bruta del mes de septiembre, la potencia máxima generada fue de 10.904 MW el día 20 y la mínima fue de 7.424 MW el día 18. La Figura 5 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 septiembre la energía embalsada en el SEN superó los niveles del año anterior. Se mantiene aún en niveles históricamente bajos, representando un 60% del promedio mensual entre los años 1994 y 2021 (ver Figura 5). En lo que va del año hidrológico 2022/2023 (septiembre 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

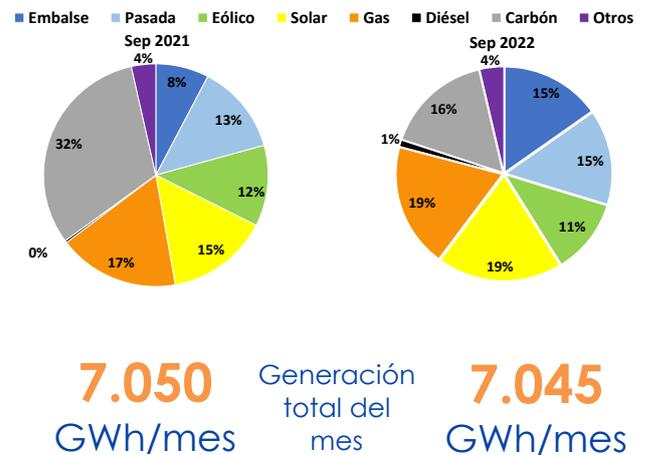


Figura 3: Energía mensual generada en el SEN (Fuente: CEN)

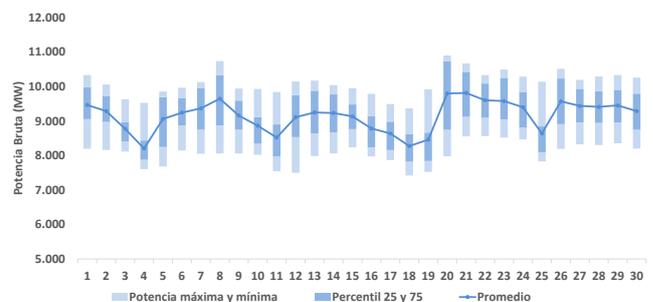


Figura 4: Generación bruta del SEN a septiembre 2022 (Fuente: CEN)

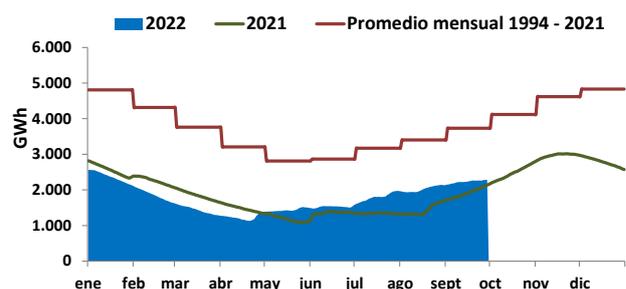


Figura 5: Energía almacenada en principales embalses (Fuente: CNE – CEN)

Análisis de operación

Costos Marginales

En septiembre de 2022 el costo marginal de la barra Crucero 220 fue de 84,2 US\$/MWh, lo cual registró una disminución de 17,2% con respecto a agosto 2022 (101,8 US\$/MWh), y un aumento de 78,7% respecto a septiembre de 2021 (47,1 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 6).

Por su parte, el costo marginal de la barra Alto Jahuel 220, en septiembre de 2022, fue de 87,0 US\$/MWh, lo cual reflejó una disminución de un 21,7% con respecto a agosto 2022 (111,4 US\$/MWh), y un aumento de 50,3% respecto a septiembre de 2021 (58 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 7).

Durante el mes de septiembre 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 8). El total de desacoples del SEN fue de 1.168 horas.

Los tramos con más horas de desacoples fueron: Nva. P.Montt 220 – P.Montt 220 (488 horas), D.Almagro 220 – D.Almagro 110 (168 horas), Quillota 110 – San Pedro 110 (127 horas), y Crucero 220 – M. Elena 220 (123 horas), con un desacople promedio de 189,2 US\$/MWh, 17,7 US\$/MWh, 107,7 US\$/MWh y 18,4 US\$/MWh, respectivamente (ver Tabla 1).

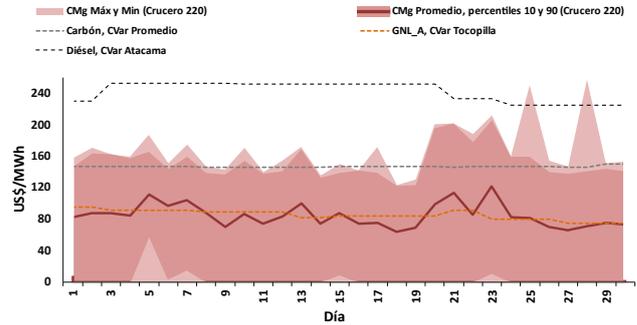


Figura 6: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de septiembre para Crucero 220 (Fuente: CEN)

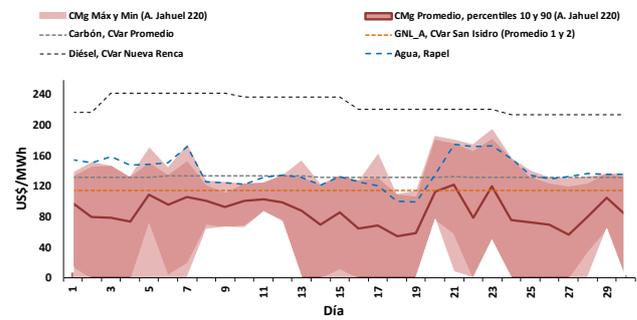


Figura 7: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de septiembre para Alto Jahuel 220 (Fuente: CEN)

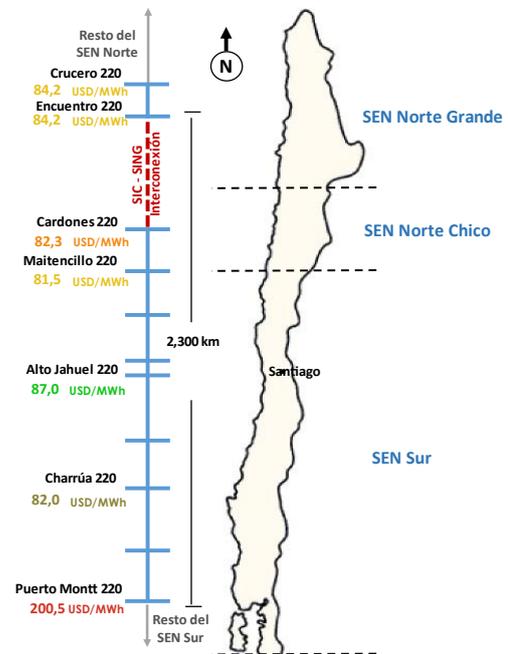


Figura 8: Costo marginal promedio de agosto en barras representativas del Sistema (Fuente: CEN)

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

Líneas con desacoples	Horas	Desacople promedio USD/MWh	Líneas con desacoples	Horas	Desacople promedio USD/MWh
NVA P.MONTT 220 - P.MONTT 220	488	189,2	POLPAICO 500 - N.PAZUCAR 500	115	46,6
D.ALMAGRO 220 - D.ALMAGRO 110	168	17,7	CHARRUA 220 - MUECHEN 220	94	90,4
QUILLOTA 110 - S.PEDRO 110	127	107,7	CHARRUA 154 - LANGELES 154	66	104,3
CRUCERO 220 - M.ELENA 220	123	18,4	CALAMA 220 - CALAMA 110	64	7,2
D.ALMAGRO 220 - CACHIYUTAL 220	122	19,9	CUMBRES 500 - L.CHANGOS 500	34	48,3

Proyección Systep de costos marginales a 12 meses

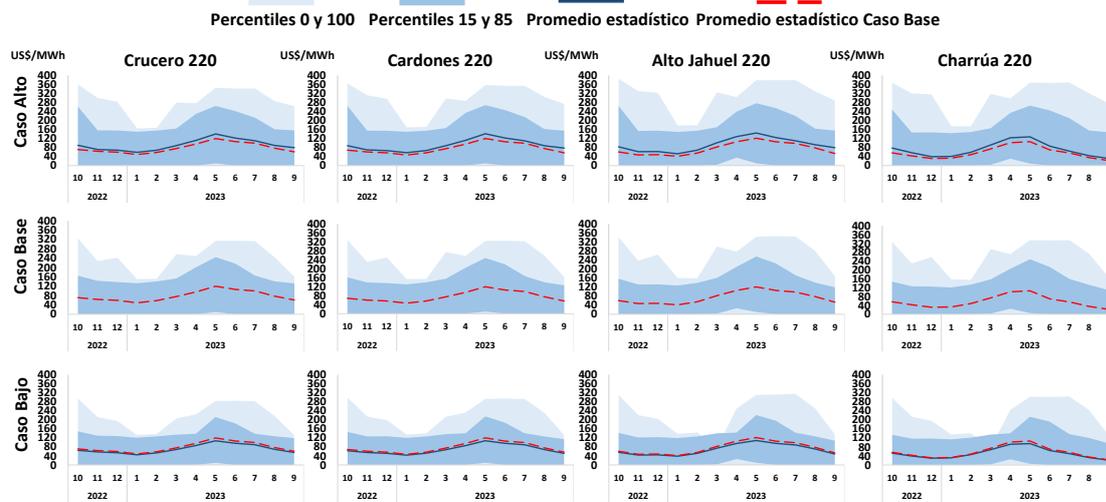


Figura 9: Costos marginales proyectados por barra (Fuente: Systep)

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 agosto 2022 y la contingencia producto de la pandemia originada por el COVID-19, la proyección de la demanda considera un crecimiento total de 2.7% 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 3.

Tabla 2: Supuestos considerados en las simulaciones

Supuestos		Caso Bajo	Caso Base	Caso Alto		
Crecimiento demanda	2022 (Proyectada)	2,7%	2,7%	2,7%		
Precios combustibles	Carbón US\$/Ton	Mejillones 1 y 2	319,5	369,3	390,5	
		Angamos	262,8	303,7	321,2	
		Guacolida (promedio)	316,0	345,6	386,2	
		Andina	334,4	386,5	408,7	
		Hornitos	338,1	390,7	413,2	
		Norgener	290,2	335,4	354,7	
	Diesel US\$/Bbl	N. Ventanas	312,2	360,8	381,6	
		Quintero	148,7	164,3	181,7	
		Mejillones	150,7	167,4	184,1	
		GNL US\$/MMBtu	San Isidro 1	11,8	13,7	14,4
			Nehuenco 1	11,3	13,1	-
			Mejillones CTM3	11,0	12,7	-
U16	11,0		12,7	13,4		
GN US\$/MMBtu	Kelar	11,2	13,0	-		
	San Isidro 2 (1)	5,5	8,2	-		
	U16 (2)	4,5	9,8	-		
	Nehuenco 2 (1) Nueva Renca (1)	5,5 5,5	8,2 8,2	- -		

(1) 9,8 US\$/MMBtu Oct-Abr, 6,1 US\$/MMBtu May-Sep

(2) 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 2.238 MW de nueva capacidad, de los cuales 1.017,1 MW son solares (con 180 MW asociados a sistemas de almacenamiento), 855 MW eólicos y 166,0 MW de biomasa. Además, se considera el retiro de Ventanas 2 para febrero de 2023, equivalente a un total de 208,6 MW.

En los gráficos de la **Figura 9**, 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%).

La causa de los altos costos marginales se debe a los altos precios de los combustibles (aumento promedio 3,6% con respecto al mes anterior), junto con la indisponibilidad de centrales de alta capacidad instalada durante gran parte de octubre. Entre ellas se destacan, por ejemplo: Ventanas II por desconexión forzada; Mejillones CTH y Norgener-NTO2 junto con San Isidro 2 por mantenimiento mayor; y PFV Santa Isabel por falla en transformador de 220/23kV.

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

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

Enel Chile

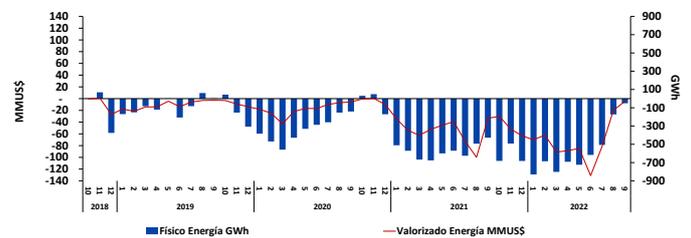
Fuente	Generación por Fuente (GWh)		
	Sep 2021	Ago 2022	Sep 2022
Diésel	1	3	20
Carbón	224	165	147
Gas Natural	18	655	555
GNL	330	28	6
Hidro	667	1.030	1.045
Solar	90	157	179
Eólico	152	146	141
Getérmica	29	44	39
Total	1.511	2.228	2.133

*Incluye Pehuenche, EGP y GasAtacama, entre otros.

Fuente	Costos variables promedio (US\$/MWh)	
	Sep 2021	Sep 2022
Central	114,8	115,0
San Isidro GNL_A (TG1+TV1, prom. I y II)	53,5	79,4
Taltal Diesel (Prom I y II)	195,6	0,0
Atacama Diesel (TG1A+TG1B+TV1C)	141,3	242,0

Fuente	Valor del Agua promedio (US\$/MWh)	
	Sep 2021	Sep 2022
Central	70,8	89,7

Transferencias de Energía septiembre 2022	
Total Generación (GWh)	2.133
Total Retiros (GWh)	2.184
Transf. Físicas (GWh)	-51
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-5



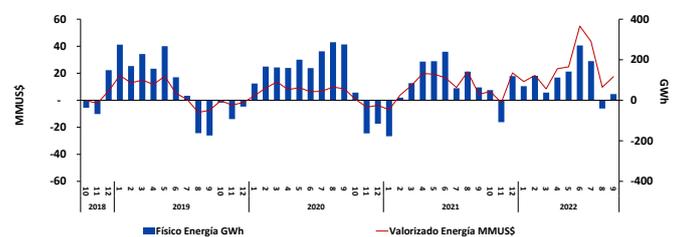
Colbún

Fuente	Generación por Fuente (GWh)		
	Sep 2021	Ago 2022	Sep 2022
Diésel	3	0	8
Carbón	186	243	218
Gas Natural	2	71	194
GNL	318	23	46
Hidro	292	596	485
Solar	2	28	53
Eólico	0	0	0
Total	802	961	1.005

Fuente	Costos Variables promedio (US\$/MWh)	
	Sep 2021	Sep 2022
Central	34,4	62,4
Santa María	105,4	101,7
Nehuenco GNL_A (TG1+TV1, Prom. I y II)	51,1	71,6
Nehuenco Diesel (TG1+TV1, Prom. I y II)	114,5	210,8

Fuente	Valor del Agua promedio (US\$/MWh)	
	Sep 2021	Sep 2022
Central	73,8	137,4

Transferencias de Energía septiembre 2022	
Total Generación (GWh)	1.005
Total Retiros (GWh)	974
Transf. Físicas (GWh)	30
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	17



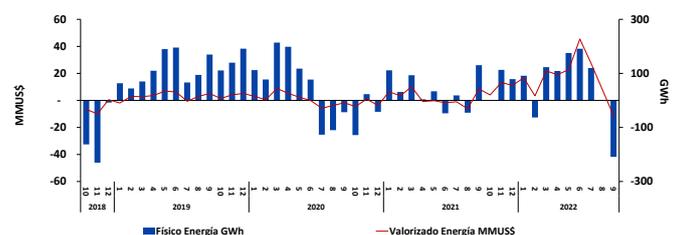
AES Andes

Fuente	Generación por Fuente (GWh)		
	Sep 2021	Ago 2022	Sep 2022
Diésel	0	0	0
Carbón	970	732	435
Gas Natural	0	0	0
GNL	0	0	0
Hidro	51	49	87
Solar	22	20	19
Eólico	28	53	51
Total	1.071	855	592

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

Fuente	Costos variables promedio (US\$/MWh)	
	Sep 2021	Sep 2022
Central	56,0	140,0
N. Ventanas y Campiche	41,7	92,6
Angamos (prom. 1 y 2)	55,0	128,8
Norgener (prom. 1 y 2)		

Transferencias de Energía septiembre 2022	
Total Generación (GWh)	595
Total Retiros (GWh)	804
Transf. Físicas (GWh)	-209
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-11



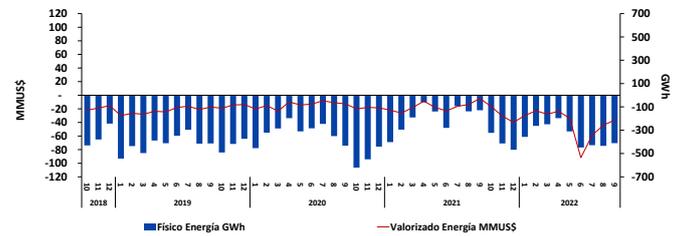
Análisis por empresa

Engie

	Generación por Fuente (GWh)		
	Sep 2021	Ago 2022	Sep 2022
Diésel	0	5	0
Carbón	468	205	147
Gas Natural	127	144	156
GNL	120	0	0
Hidro	15	21	14
Solar	9	43	60
Eólico	35	36	34
Total	775	454	412

	Costos Variables promedio (US\$/MWh)		
	Central	Sep 2021	Sep 2022
Andina Carbón		53,4	149,9
Mejillones Carbón		55,2	168,3
Tocopilla GNL_A (UJ6-TG1+TV1)		40,3	85,0
Transferencias de Energía septiembre 2022			
Total Generación (GWh)			412
Total Retiros (GWh)			823
Transf. Físicas (GWh)			-411
Transf. Valorizadas (MMUS\$)			-36

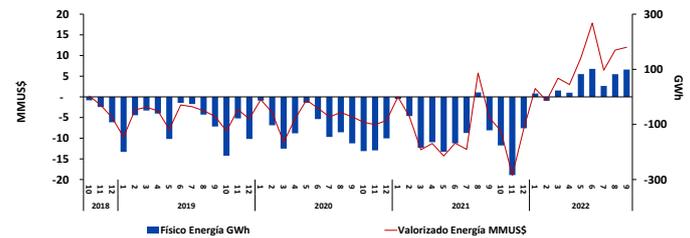
*Considera Andina, Hornitos, Los Loros y Monte Redondo



Tamakaya Energía (Central Kelar)

	Generación por Fuente (GWh)		
	Sep 2021	Ago 2022	Sep 2022
Diésel	3	2	7
Carbón	0	0	0
Gas Natural	0	0	0
GNL	158	99	106
Hidro	0	0	0
Solar	0	0	0
Eólico	0	0	0
Total	161	102	113

	Costos Variables prom. (US\$/MWh)		
	Central	Sep 2021	Sep 2022
Kelar GNL_A (TG1 + TG2 + TV)		78,4	129,7
Kelar Diésel (TG1 + TG2 + TV)		105,4	190,2
Transferencias de Energía septiembre 2022			
Total Generación (GWh)			113
Total Retiros (GWh)			14
Transf. Físicas (GWh)			99
Transf. Valorizadas (MMUS\$)			12



Para mayor detalle sobre empresas del Sistema, ver [Estadísticas Systep](#), 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 septiembre de 2022, es de 119,2 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 System](#), sección Precios de licitación SEN

Tabla 3: Precio medio de licitación indexado a septiembre 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	137,0	12.515
E-CL	156,2	7.570
ENEL GENERACIÓN	61,6	5.918
AES GENER	157,9	4.929
El Campesino	143,1	4.000
COLBÚN	113,4	3.650
ACCIONA	92,9	1.106
Abengoa	139,2	950
IBEREÓLICA CABO LEONES II S.A.	57,4	858
Aela Generación S.A.	89,1	856
HUEMUL ENERGÍA (Caman)	47,1	638
HUEMUL ENERGÍA (Coihue)	47,8	638
PANGUIPULLI	140,4	565
CONDOR ENERGÍA (Esperanza)	52,3	528
CONDOR ENERGÍA (C° Tigre)	50,9	462
CONDOR ENERGÍA (Tchamma)	48,1	440
San Juan SpA.	124,2	420
WPD MALLECO (Malleco)	60,7	397
HUEMUL ENERGÍA (Ckani)	51,6	374
Pelumpén S.A.	99,0	335
PUELICHE SUR EÓLICA	53,5	286
MARIA ELENA SOLAR	35,3	280
SONNEDIX COX	64,0	264
Ibereólica Cabo Leonos I S.A.	108,6	195
WPD MALLECO (Malleco II)	60,2	192
Otros	95,6	1.679
Precio Medio de Licitación	119,2	50.043

* Todos los procesos hasta la fecha indexados al 9/2022, ponderado por energía contratada del año 2022

Tabla 4: Precio medio de licitación indexado a septiembre 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	103,9	17.900
CGE Distribución	133,1	14.446
Chilquinta	118,3	3.847
SAESA	112,0	5.083
Precio Medio Muestra	116,5	41.277

* Todos los procesos hasta la fecha indexados al 9/2022, ponderado por energía contratada del año 2022

Energías Renovables No Convencionales

De acuerdo con el último balance de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) publicado en agosto, los retiros de energía afectos a obligaciones establecidos en la Ley 20.257 y la Ley 20.698 fueron iguales a 6.202 GWh, por lo tanto, las obligaciones sumaron 814 GWh en total. A su vez, la generación ERNC durante agosto fue igual a 2.305 GWh.

La mayor fuente ERNC corresponde al aporte solar que representa un 47% (1.094 GWh) seguido por el aporte eólico con un 34% (783 GWh), luego los aportes de tipo hidráulico, biomasa y geotérmica con un 12%, 5% y 2% respectivamente (266, 123 y 37 GWh respectivamente, ver Figura 10).

Durante septiembre de 2022 se registró 172 GWh de energía solar y eólica vertida, lo que refleja un aumento del 82% con respecto a agosto 2022 (95 GWh) y un aumento del 120% con respecto a septiembre del 2021 (78 GWh, ver Figura 11).

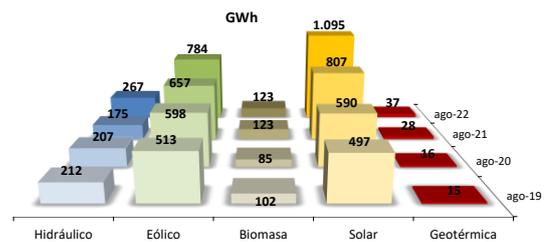


Figura 10: Generación ERNC histórica reconocida (Fuente: CEN)



Figura 11: Vertimiento renovable desde Nogales al norte durante el mes de septiembre (Fuente: CEN)

Expansión del Sistema

Plan de obras

De acuerdo con la RE-766 CNE (31-09-2022) "Declara y actualiza instalaciones de Generación y Transmisión en construcción", se espera la entrada de 5.350 MW de capacidad instalada en el Sistema Eléctrico Nacional. De estos, 74,3% corresponde a tecnología solar (3.973 MW), un 13,5% a tecnología eólica (721 MW), un 7,2% de tecnología hidráulica (383 MW), un 2,2% de tecnología solar con BESS (115 MW), un 1,8% de tecnología térmica (94 MW), un 1,1% 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]
Parque Fotovoltaico El Manzano	oct-22	Solar	87
Parque Eólico Manantiales	nov-22	Eólica	27
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	67
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
Proyecto Solar Fotovoltaico Elenc	jun-23	Solar	68
Andes IV	jun-23	Solar	130
Parque FV Willka	jul-23	Solar	98

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 septiembre de 2022, totalizan 13,010 MW con una inversión de MMUS\$ 13,295 mientras que los proyectos aprobados históricos totalizan 71.092 MW con una inversión de MMUS\$ 128.307 (ver Tabla 6).

Durante el mes septiembre, un proyecto obtuvo su RCA favorable, correspondiente a un proyecto Mixto Solar y Eólico de cerca de 200 MW. Por otro lado, entraron en calificación 7 nuevos proyectos aportando con una capacidad de 144 MW, de los cuales destaca el Parque Eólico Dañicalqui de 95 MW que será emplazado en las Regiones del Bio-Bio y Ñuble. Finalmente, dos proyectos fueron desistidos o no calificados en el periodo con una potencia de 9,5 MW.

Tabla 6: Proyectos de generación aprobados y en calificación de estudio de impacto ambiental en el Sistema Eléctrico Nacional (Fuente: SEIA)

Tipo de Combustible	En calificación		Aprobados	
	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)
Eólico	4.218	4.711	13.638	24.665
Hidráulica	0	0	3.926	6.654
Solar	6.175	6.273	35.137	60.423
Gas Natural	518	495	6.408	6.314
Gas Licuado	7	7	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	0	0	1.075	8.000
Mixto (solar + eólica)	2.033	1.624	289	440
Almacenamiento	59	185	0	0
TOTAL	13.010	13.295	71.092	128.307

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

Seguimiento regulatorio

Ministerio de Energía

- Se publica Decreto N°8T, que Fija Precios Estabilizados para Medios de Generación de Pequeña Escala ([ver más](#)).

Comisión Nacional de Energía

- Se publica Resolución Exenta N°784, que aprueba Informe Final de Licitaciones 2022 ([ver más](#)).
- Se publica Resolución Exenta N°708, que rectifica Informe Técnico Definitivo del Plan de Expansión Anual de la Transmisión correspondiente al año 2021 ([ver más](#)).

Coordinador Eléctrico Nacional

- Se publica Informe semestral sobre Monitoreo de la Competencia en el Mercado Eléctrico ([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

Octubre 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. | Ingeniero de Estudios

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.