

# Reporte Mensual del Sector Eléctrico

Junio 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

## Atrasos en las fijaciones tarifarias ¿cómo podemos mejorar?

Cada cuatro años, la Comisión Nacional de Energía (CNE) efectúa distintos procesos de tarificación, con el fin de dimensionar los cobros por el uso de las instalaciones sujetas a regulación de precios. Actualmente, la CNE dirige los procesos de Tarificación de Sistemas Medianos 2022-2026 (SSMM), de Valorización de Sistemas de Transmisión 2020-2023 (VTx) y del Valor Agregado de Distribución 2020-2024 (VAD). Es relevante considerar que un consumidor del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) paga por concepto de transmisión entre un 9% y 12% del total de su boleta, y entre un 11% y 20% por distribución<sup>1</sup>.

Los estudios tarifarios deben ser realizados dentro de los plazos que define la Ley<sup>2</sup> y bajo los criterios técnicos establecidos por la autoridad. En este contexto, los últimos procesos de VAD y VTx<sup>3</sup> se han dilatado más de lo usual como se muestra a continuación, y aún no hay certeza de cuándo se publicarán las nuevas tarifas.

Tabla 1: Fechas relevantes de procesos de tarificación<sup>4</sup>

Estudio	Periodo	Tarifas válidas desde	Publicación Diario Oficial	Atraso del proceso
VAD	2012-2016	Nov. 2012	Abril 2013	5 meses
	2016-2020	Nov. 2016	Agosto 2017	9 meses
	2020-2024	Nov. 2020	Pendiente	> 19 meses
Sub-Transmisión	2011-2014	Nov. 2011	Abril 2013	17 meses
Transmisión Troncal	2011-2015	Enero 2011	Nov. 2011	10 meses
	2015-2019	Enero 2016	Febrero 2016	1 mes
Sistemas de Tx	2020-2023	Enero 2020	Pendiente	> 29 meses
Sistemas Medianos	2010-2014	Nov. 2010	Marzo 2011	4 meses
	2014-2018	Nov. 2014	Agosto 2015	9 meses
	2018-2022	Nov. 2018	Marzo 2020	16 meses

Un factor clave a tomar en cuenta es que los estudios VTx y VAD actuales presentan modificaciones significativas en relación con los procesos anteriores. En el caso de la transmisión, este es el primer estudio bajo la nueva Ley de Transmisión<sup>5</sup>. Este proceso se ha tardado por las dificultades en la revisión y unificación de criterios de los estudios para los sistemas nacional y zonales que fueron hechos por consultores distintos. Por su parte, el VAD 2020-2024 (actualmente en etapa de elaboración de Informe Técnico Preliminar) es el primero que incorpora los cambios metodológicos introducidos por la Ley Corta de Distribución<sup>6</sup>. Una de las novedades del proceso VAD en curso es la realización de un único estudio por parte de un consultor independiente, el cual es supervisado por un Comité integrado por el Ministerio de Energía, la CNE y las empresas. Además, se aumentó de 6 a 12 áreas típicas para reflejar la diversidad de realidades nacionales y de empresas de distribución, particularmente de cooperativas eléctricas. Esto ha complejizado el estudio de forma importante, pues sumado a que la tarificación es desarrollada por solo una empresa consultora, las áreas definidas tienen características específicas y son operadas

por empresas distintas. Por ende, la metodología y modelos de un área no siempre son extrapolables directamente a otra, lo que repercute en el tiempo de ejecución del estudio. Esto junto con los posibles retrasos generados por la pandemia y las observaciones de las empresas y el Comité al estudio actual explican las demoras del proceso.

Los retrasos en la publicación de las nuevas tarifas tienen consecuencias negativas tanto para los usuarios como para las empresas. Una que destaca es el impacto en la costo-reflectividad de las tarifas actuales, donde producto de las demoras, en este momento se cuenta con señales de precio poco eficientes que son distintas al precio óptimo que debería cobrarse como resultado del estudio de valorización del periodo correspondiente (ej., cuando pagamos el cargo de invierno difícilmente corresponderá al de dicho invierno). Lo anterior implica que aparecerán saldos acumulados a favor o en contra de los consumidores finales que deberán ser restituidos a través de los mecanismos y plazos a establecer por la autoridad.

De esta forma, se hace necesario explorar alternativas para mejorar la eficiencia de los procesos de valorización, en particular el de la distribución. Una metodología que se podría considerar es la separación de procesos tarifarios de gran tamaño en sub-procesos consecutivos. Por ejemplo, el estudio VAD se podría realizar separadamente para dos grupos, ejecutándose el primer grupo durante un año y el segundo grupo al año siguiente, tal como se hace en Perú<sup>7</sup>. Con esta propuesta se logra una mayor rapidez y rigurosidad en la revisión de los estudios debido a su menor dimensión. Además, al llevar a cabo valorizaciones en años consecutivos y no cada 4 años, se facilita el traspaso de experiencia en los equipos de trabajo de la autoridad y de las empresas consultoras que desarrollan los estudios (se minimiza el riesgo de recambio total de equipos).

En este marco, también cabe reflexionar sobre la complejidad solicitada por la autoridad para la fijación de tarifas y eventualmente, evaluar si es posible simplificar los requerimientos de estos estudios. Así, se puede procurar que los procesos sean más expeditos, evitando el incumplimiento de plazos y que se hagan simplificaciones forzadas durante el desarrollo de los estudios. En este sentido, aparecen una serie de interrogantes para avanzar en esta materia. Entre ellas se encuentra, por ejemplo, determinar si en realidad es necesario rehacer cada 4 años la empresa modelo para la tarificación, o si se puede partir de lo hecho en el estudio tarifario anterior. Es más, es válido preguntarse si la metodología VAD de empresa modelo eficiente actualmente aplicada en Chile es el mejor enfoque para valorizar la distribución, o si es factible aplicar otros enfoques regulatorios. En la medida que se vayan abordando y respondiendo este tipo de preguntas, se espera que las fijaciones tarifarias futuras se logren en tiempo y calidad tal como se merece la ciudadanía.

<sup>1</sup> Porcentajes promedio calculados (c/IVA) a partir de pliegos tarifarios de mayo 2022 para clientes con tarifa BT1 con consumo de 300 kWh, con medidor aéreo en: Santiago (Enel), Puerto Montt (SAESA), Temuco (FRONTEL) y Arica, Ovalle, Rancagua y Viña del Mar (CGE).

<sup>2</sup> DFL 4.

<sup>3</sup> En la antigua Ley N° 19940 de transmisión, los sistemas de transmisión eran calificados como sistemas troncales, de subtransmisión o adicionales.

<sup>4</sup> Información extraída del sitio web de [Tarificación CNE](#).

<sup>5</sup> Ley N° 20936, Ministerio de Energía, Julio 2016.

<sup>6</sup> Ley N° 21194, Ministerio de Energía, Diciembre 2019.

<sup>7</sup> Informe Técnico para Elaboración de Estudios de Costos del VAD en Perú. Osinergmin, Julio 2021.

## Análisis de operación

### Generación

En el mes de mayo, la generación total del SEN fue de 7.136 GWh/mes, un 6,9% mayor a abril de 2022 (6.674 GWh/mes) y un 3,7% mayor a mayo de 2021 (6.879 GWh/mes) (Ver Figura 1).

La participación de la generación de carbón se redujo un 20% en relación con mayo 2022. En contraste, la participación de la generación hidráulica, diésel, eólica, gas y solar aumentaron en un 1%, 204%, 52%, 3% y 65% respectivamente en relación con mayo 2022 (Ver figura 1).

Durante mayo estuvieron en mantenimiento mayor la centrales diésel Mejillones – CTM3 diesel, Los Vientos y Tocopilla U16 diésel (23, 6 y 9 días respectivamente); las centrales de carbón: Guacolda 1, Ventanas II y IEM (13, 16 y 8 días, respectivamente); las centrales de pasada: Alfalfal, La Higuera, Chacayes y Rucue (28, 5, 9 y 2 días, respectivamente); las centrales de embalse: Colbún, Pangué, Rapel y Cipreses (31, 8, 2 y 8 días, respectivamente) y la central de gas Quinteros 1B GNL (23 días).

Con respecto a la generación bruta del mes de mayo, la potencia máxima generada fue de 11.477 MW el día 31, y la mínima fue de 7.713 MW el día 1. La Figura 2 muestra el ciclo de la generación durante el mes de mayo, la cual es más alta durante los días hábiles y más baja durante los fines de semana.

### Hidrología

En mayo la energía embalsada en el SEN superó los niveles del año anterior. Se mantiene aún en niveles históricamente bajos, representando un 49% del promedio mensual entre los años 1994 y 2021 (ver Figura 3). En lo que va del año hidrológico 2022/2023 (mayo 2022), el nivel de excedencia acumulada es igual a 83%, es decir, se ubica en el 17% 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

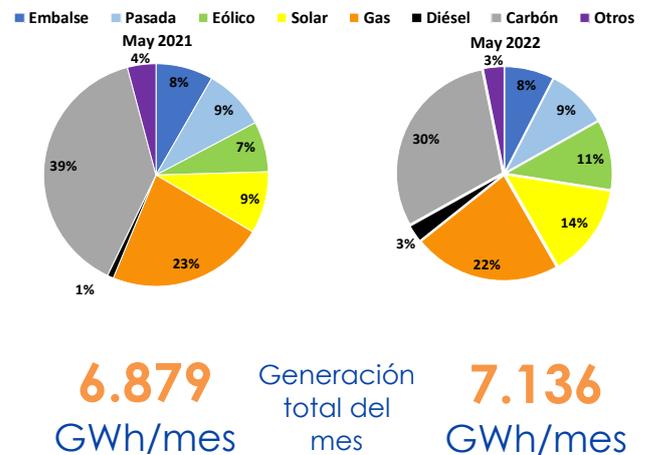


Figura 1: Energía mensual generada en el SEN (Fuente: CEN)

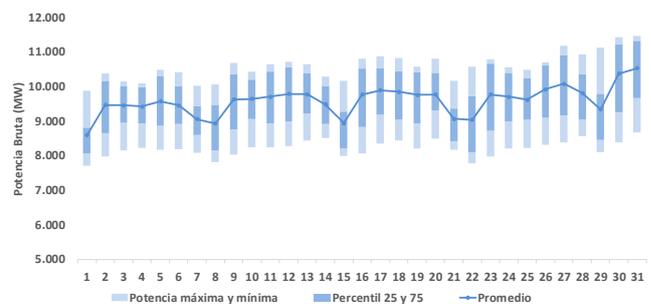


Figura 2: Generación bruta del SEN a mayo 2022 (Fuente: CEN)

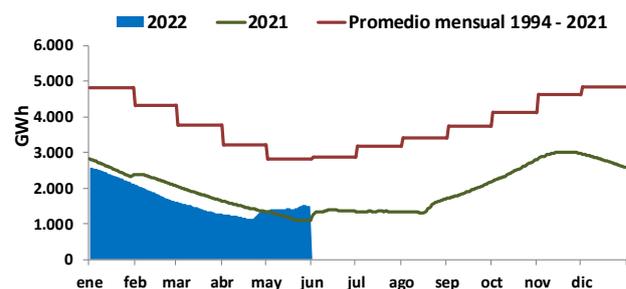


Figura 3: Energía almacenada en principales embalses (Fuente: CNE – CEN)

# Análisis de operación

## Costos Marginales

En mayo de 2022 el costo marginal de la barra Crucero 220 fue de 95,6 US\$/MWh, lo cual registró una disminución de 4,5% con respecto a abril 2022 (100,2 US\$/MWh), y un aumento de 24,4% respecto a mayo de 2021 (76,9 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 mayo de 2022, fue de 102,6 US\$/MWh, lo cual reflejó una disminución de un 21,0% con respecto a abril 2022 (130 US\$/MWh), y un aumento de 23,5% respecto a mayo de 2021 (83,1 US\$/MWh). Estos costos estuvieron determinados por el valor del carbón y el gas en demanda baja y por el valor del agua y del diésel en demanda alta (ver Figura 5).

Durante abril 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 652 horas.

Los tramos con más horas de desacoples fueron: Aurora 220 – P.Montt 220 (423 horas), Polpaico 500 – N.P. Azucar 500 (16 horas), Quillota 110 – S.Pedro 110 (16 horas), D.Almagro 220 – Cachiyuyal 220 (14 horas), con un desacople promedio de 159,7 US\$/MWh, 38,8 US\$/MWh, 183,2 US\$/MWh y 70 US\$/MWh, respectivamente (ver Tabla 2).

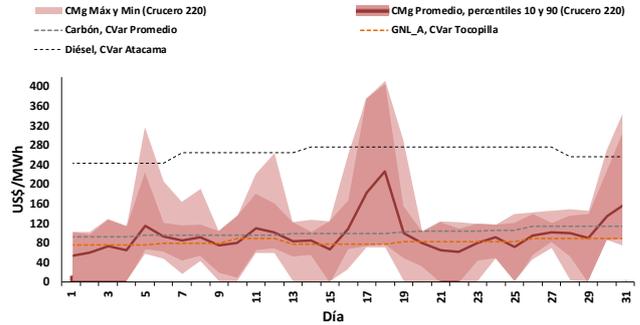


Figura 4: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de mayo para Crucero 220 (Fuente: CEN)

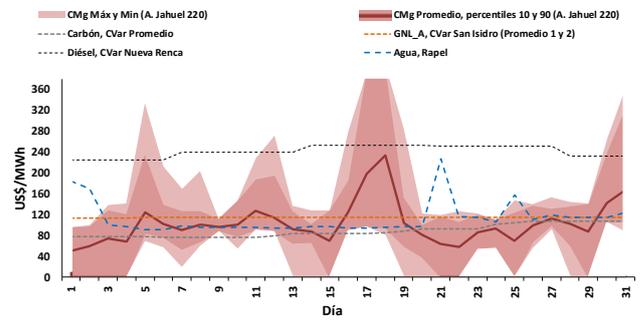


Figura 5: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de mayo para Alto Jahuel 220 (Fuente: CEN)

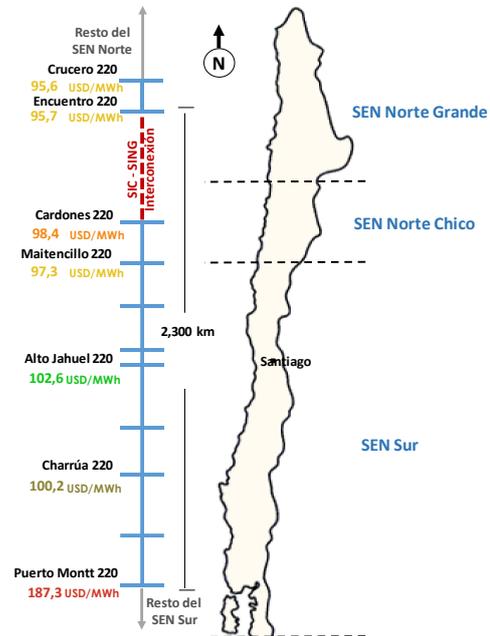


Figura 6: Costo marginal promedio de marzo en barras representativas del Sistema (Fuente: CEN)

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
AURORA 220 - P.MONTT 220	423	159,7	CAJUN 220 - IAP RÍO TOLTÉN 220	9	168,8
POLPAICO 500 - N.P. AZUCAR 500	16	38,8	IAP RÍO TOLTÉN 220 - CIRIBUELOS 220	6	106,1
QUILLOTA 110 - S.PEDRO 110	16	183,2	ITAHUE 220 - ITAHUE 154	12	93,5
D.ALMAGRO 220 - CACHIYUYAL 220	14	70,0	CALAMA 220 - CALAMA 110	6	0,0
SALAR 220 - CALAMA 220	17	52,7	CARDONES 220 - S.ANDRES 220	2	80,4

# Proyección Systep de costos marginales a 12 meses

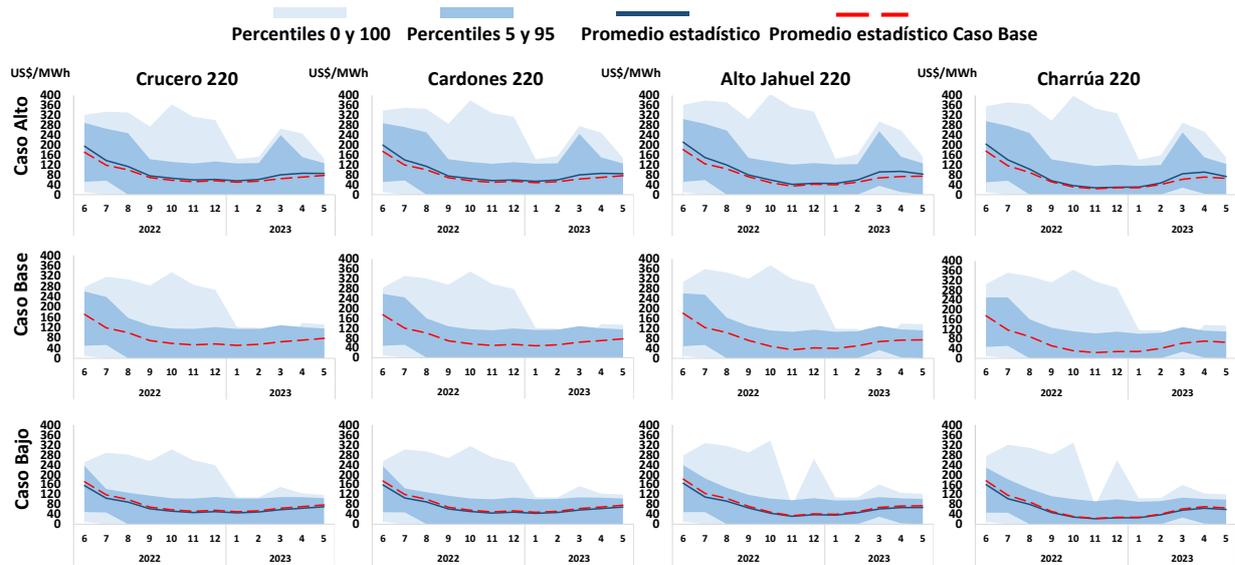


Figura 7: Costos marginales proyectados por barra (Fuente: Systep)

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 junio 2022 y la contingencia producto de la pandemia originada por el COVID-19, la proyección de la demanda considera un crecimiento total de 2,8% 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 3: Supuestos considerados en las simulaciones

Supuestos		Caso Bajo	Caso Base	Caso Alto	
Crecimiento demanda	2022 (Proyectada)	2,8%	2,8%	2,8%	
Precios combustibles	Carbón US\$/Ton	Mejillones 1 y 2	289,2	321,3	353,5
		Angamos	155,4	172,6	189,9
		Guacolda (promedio)	252,1	280,1	308,2
		Andina	297,4	330,4	363,4
		Hornitos	297,4	330,4	363,4
		Norgener	233,6	259,6	285,6
	Diesel US\$/Bbl (Quintero)	N. Ventanas	247,5	275,0	302,5
		Mejillones	160,7	178,5	196,4
	GNL US\$/MMBtu	Quintero	157,3	174,8	192,3
		San Isidro 1	11,4	12,7	14,0
		Nehuenco 1	11,4	12,7	-
		Mejillones CTM3	11,2	12,5	-
		U16	11,2	12,5	13,7
Kelar		10,1	11,3	-	
GN US\$/MMBtu	San Isidro 2 (1)	4,0	4,4	-	
	U16 (2)	4,0	4,4	-	
	Nehuenco 2 (1)	4,0	4,4	-	
	Nueva Renca (1)	4,0	4,4	-	

(1) 4,4 US\$/MMBtu Oct-Abr, 6,1 US\$/MMBtu May-Sep  
(2) 4,95 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 3.631,6 MW de nueva capacidad, de los cuales 2.485,8 MW son solares (con 112,5 MW asociados a sistemas de almacenamiento), 763,5 MW eólicos, 166 MW de biomasa, 11,5 MW hidroeléctricos de pasada y 342,9 MW térmicos. Además, se considera el retiro de U14 y U15 para junio de 2022, el retiro de Bocamina 2 en septiembre de 2022 y el retiro de Ventanas 2 en septiembre 2022, equivalente a un total de 790,8 MW.

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%).

La causa de los altos costos marginales se debe a, los altos costos de combustibles (Aumento del 27% en promedio respecto a mayo 2022), a la indisponibilidad de gas argentino, a la extensión del mantenimiento programado de grandes centrales (IEM, U16, Colbún), a la condición de agotamiento de embalses (Pehuenche, Rapel) y a las fallas intempestivas de centrales térmicas (Angamos, Candelaria, Santa María).

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

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

### Enel Chile

Fuente	Generación por Fuente (GWh)		
	May 2021	Abr 2022	May 2022
Diésel	3	7	36
Carbón	253	176	300
Gas Natural	91	588	285
GNL	511	160	313
Hidro	575	397	552
Solar	66	129	136
Eólico	134	141	155
Getérmica	28	39	46
<b>Total</b>	<b>1.661</b>	<b>1.638</b>	<b>1.821</b>

\*Incluye Pehuenche, EGP y GasAtacama, entre otros.

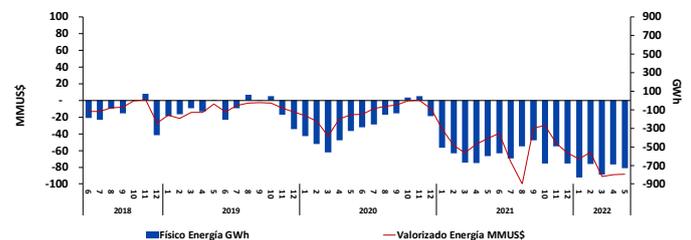
Fuente	Costos variables promedio (US\$/MWh)		
	Central	May 2021	May 2022
San Isidro GNL_A (TG1+TV1, prom. I y II)		59,4	114,8
San Isidro GNL_A (TG1+TV1, prom. I y II)		34,8	53,3
Taltal Diesel (Prom I y II)		177,6	50,9
Atacama Diesel (TG1A+TG1B+TV1C)		118,0	244,0

Fuente	Valor del Agua promedio (US\$/MWh)		
	Central	May 2021	May 2022
Embalse Ralco		92,1	122,2

Transferencias de Energía mayo 2022			
Total Generación (GWh)			1.821
Total Retiros (GWh)			2.551
Transf. Físicas (GWh)			-730
Transf. Valorizadas (MMUS\$)			-89



### Colbún

Fuente	Generación por Fuente (GWh)		
	May 2021	Abr 2022	May 2022
Diésel	21	70	30
Carbón	265	212	248
Gas Natural	0	308	83
GNL	443	211	442
Hidro	339	208	316
Solar	1	47	34
Eólico	0	0	0
<b>Total</b>	<b>1.069</b>	<b>1.056</b>	<b>1.152</b>

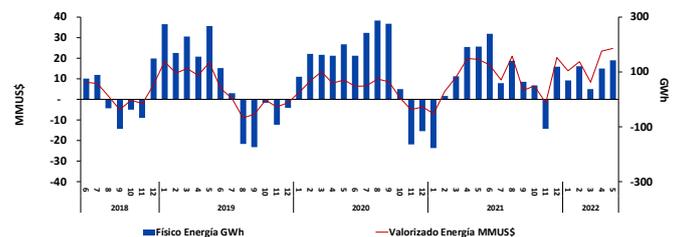
Fuente	Costos Variables promedio (US\$/MWh)		
	Central	May 2021	May 2022
Santa María		33,3	53,0
Nehuenco GNL_A (TG1+TV1, Prom. I y II)		50,4	101,9
Nehuenco GNL_A (TG1+TV1, Prom. I y II)		42,9	38,9
Nehuenco Diesel (TG1+TV1, Prom. I y II)		104,5	201,6

Fuente	Valor del Agua promedio (US\$/MWh)		
	Central	May 2021	May 2022
Embalse Colbún		36,6	113,1

Transferencias de Energía mayo 2022			
Total Generación (GWh)			1.152
Total Retiros (GWh)			1.010
Transf. Físicas (GWh)			142
Transf. Valorizadas (MMUS\$)			25



### AES Andes

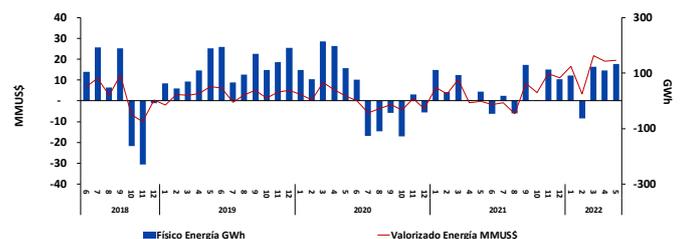
Fuente	Generación por Fuente (GWh)		
	May 2021	Abr 2022	May 2022
Diésel	0	0	0
Carbón	1.178	856	956
Gas Natural	0	0	0
GNL	0	33	0
Hidro	56	93	75
Solar	13	17	18
Eólico	16	49	48
<b>Total</b>	<b>1.263</b>	<b>1.047</b>	<b>1.097</b>

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

Fuente	Costos variables promedio (US\$/MWh)		
	Central	May 2021	May 2022
Ventanas II		39,5	89,9
N. Ventanas y Campiche		40,6	76,8
Angamos (prom. 1 y 2)		33,4	59,6
Norgener (prom. 1 y 2)		36,5	86,8

Transferencias de Energía mayo 2022			
Total Generación (GWh)			1.100
Total Retiros (GWh)			966
Transf. Físicas (GWh)			134
Transf. Valorizadas (MMUS\$)			19



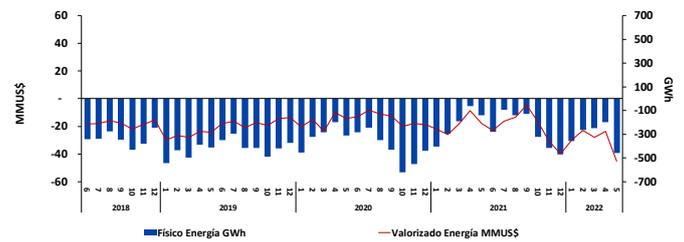
## Análisis por empresa

### Engie

	Generación por Fuente (GWh)		
	May 2021	Abr 2022	May 2022
Diésel	0	1	1
Carbón	552	296	306
Gas Natural	151	195	142
GNL	101	0	0
Hidro	8	8	10
Solar	10	30	32
Eólico	7	32	35
<b>Total</b>	<b>828</b>	<b>561</b>	<b>526</b>

	Costos Variables promedio (US\$/MWh)	
	May 2021	May 2022
Central		
Andina Carbón	36,8	95,3
Mejillones Carbón	45,2	98,9
Tocopilla GNL_A (U16-TG1+TV1)	39,5	61,4
<b>Transferencias de Energía mayo 2022</b>		
Total Generación (GWh)	526	
Total Retiros (GWh)	986	
Transf. Físicas (GWh)	-460	
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-45	

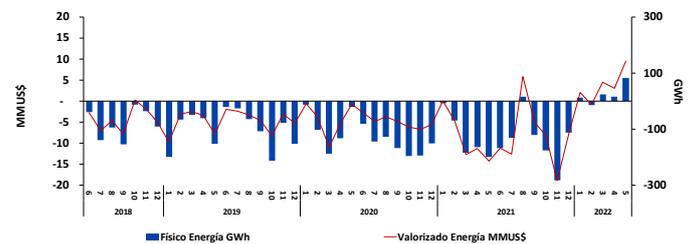
\*Considera Andina, Hornitos, Los Loros y Monte Redondo



### Tamakaya Energía (Central Kelar)

	Generación por Fuente (GWh)		
	May 2021	Abr 2022	May 2022
Diésel	0	23	5
Carbón	0	0	0
Gas Natural	0	0	0
GNL	91	4	88
Hidro	0	0	0
Solar	0	0	0
Eólico	0	0	0
<b>Total</b>	<b>91</b>	<b>27</b>	<b>93</b>

	Costos Variables prom. (US\$/MWh)	
	May 2021	May 2022
Central		
Kelar GNL_A (TG1 + TG2 + TV)	68,1	129,7
Kelar Diesel (TG1 + TG2 + TV)	97,8	192,0
<b>Transferencias de Energía mayo 2022</b>		
Total Generación (GWh)	93	
Total Retiros (GWh)	10	
Transf. Físicas (GWh)	83	
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	9	



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 mayo de 2022, es de 104,8 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 mayo 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	119,8	12.515
E-CL	131,8	7.570
ENEL GENERACIÓN	59,5	5.918
AES GENER	117,4	4.929
El Campesino	127,3	4.000
COLBÚN	110,0	3.650
ACCIONA	89,8	1.106
Abengoa	134,5	950
IBEREÓLICA CABO LEONES II S.A.	55,4	858
Aela Generación S.A.	86,2	856
HUEMUL ENERGÍA (Caman)	45,5	638
HUEMUL ENERGÍA (Coihue)	46,2	638
PANGUIPULLI	135,7	565
CONDOR ENERGÍA (Esperanza)	50,6	528
CONDOR ENERGÍA (C° Tigre)	49,2	462
CONDOR ENERGÍA (Tchamma)	46,5	440
San Juan SpA.	120,1	420
WPD MALLECO (Malleco)	58,7	397
HUEMUL ENERGÍA (Ckani)	49,9	374
Pelumpén S.A.	95,7	335
PUELICHE SUR EÓLICA	51,7	286
MARIA ELENA SOLAR	34,1	280
SONNEDIX COX	61,9	264
Ibereólica Cabo Leones I S.A.	105,0	195
WPD MALLECO (Malleco II)	58,2	192
Otros	92,5	1.679
<b>Precio Medio de Licitación</b>	<b>104,8</b>	<b>50.043</b>

\* Todos los procesos hasta la fecha indexados al 5/2022, ponderado por energía contratada del año 2022

Tabla 5: Precio medio de licitación indexado a mayo 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	92,7	17.900
CGE Distribución	118,0	14.446
Chilquinta	107,5	3.847
SAESA	101,4	5.083
<b>Precio Medio Muestra</b>	<b>104,0</b>	<b>41.277</b>

## Energías Renovables No Convencionales

De acuerdo con el balance de Energías Renovables No Convencionales (ERNC), cuya última publicación considera datos actualizados a abril de 2022, los retiros de energía afectos a obligaciones establecidos en la Ley 20.257 y la Ley 20.698 fueron iguales a 5.761 GWh, por lo tanto, las obligaciones sumaron 758 GWh en total. A su vez, la generación ERNC durante abril fue igual a 2.067 GWh.

La mayor fuente ERNC corresponde al aporte solar que representa un 52% (1.080 GWh) seguido por el aporte eólico con un 33% (672 GWh), luego los aportes de tipo hidráulico, biomasa y geotérmica con un 7%, 6% y 2% respectivamente (149, 132 y 33 GWh respectivamente, ver Figura 8).

Durante mayo de 2022 se registró 24 GWh de energía solar y eólica vertida, lo que refleja una reducción del 70% con respecto a abril 2022 (78 GWh) y un aumento del 19.462% con respecto a mayo del 2021 (0,1 GWh, ver Figura 9).

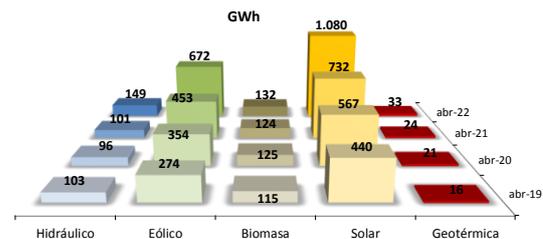


Figura 8: Generación ERNC histórica reconocida (Fuente: CEN)

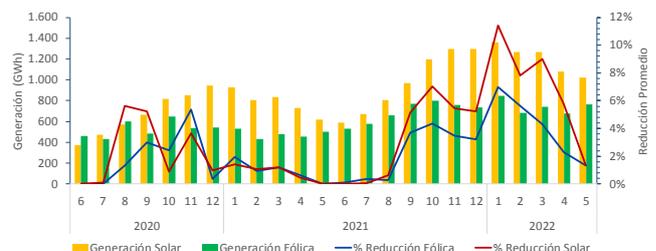


Figura 9: Verimiento renovable desde Nogales al norte durante el mes de mayo (Fuente: CEN)

## Expansión del Sistema

### Plan de obras

De acuerdo con la RE-410 CNE (31-05-2022) "Declara y actualiza instalaciones de Generación y Transmisión en construcción", se espera la entrada de 5.513 MW de capacidad instalada en el Sistema Eléctrico Nacional. De estos, 72% corresponde a tecnología solar (3.982 MW), un 13% a tecnología eólica (724 MW), un 10% de tecnología hidráulica (547 MW), un 2% de tecnología térmica (94 MW), un 2% de tecnología solar con BESS (115 MW) y un 2% de tecnología BESS (57 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]
Parque Solar Capricornio	jun-22	Solar	88
Campos del Sol II	jul-22	Solar	370
PE Llanos del Viento	jul-22	Eólica	156
Proyecto FV Coya	jul-22	Solar	180
Parque FV Willka	jul-22	Solar	98
Ampliación Parque Eólico Calam	jul-22	Eólica	12
Central de Respaldo Maitencillo	ago-22	Térmica	67
Sol de Varas	ago-22	Solar	101
Meseta de Los Andes	sep-22	Solar	153
Las Salinas	sep-22	Solar	364
Parque Eólico Cardonal	sep-22	Eólica	33
Parque Fotovoltaico El Manzano	oct-22	Solar	87
Parque Eólico Manantiales	nov-22	Eólica	27
Finis Terrae, Extensión Etapa 2	dic-22	Solar	18
Proyecto Solar Fotovoltaico Elenc	dic-22	Solar	270
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
Cardones	feb-23	Solar	35
Virtual Reservoir Etapa 2 (VR2)	mar-23	BESS	49

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 mayo de 2022, totalizan 11.455 MW con una inversión de MMUS\$ 11.535 mientras que los proyectos aprobados históricos totalizan 70.722 MW con una inversión de MMUS\$ 127.889 (ver Tabla 7).

Durante el mes de mayo 7 proyectos obtuvieron RCA favorable, siendo la totalidad de tipo solar, sumando una potencia nominal de 251,2 MW. Se destaca el proyecto Parque Fotovoltaico Pampa Norte 2 de 200 MW. Por otro lado, entraron en calificación 8 nuevos proyectos aportando con una capacidad de 1.057 MW, de los cuales destaca el Parque Solar Fotovoltaico Cerro Blanco y el Parque Fotovoltaico Socompa Solar de 350 y 250 MW respectivamente. Finalmente, se rechazaron y desistieron 3 proyectos con una capacidad total de 906 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	3.112	3.262	13.618	24.703
Hidráulica	177	465	3.926	6.654
Solar	5.257	5.057	35.087	60.414
Gas Natural	528	501	6.397	6.308
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)	2.322	2.064	0	0
Almacenamiento	59	185	0	0
<b>TOTAL</b>	<b>11.455</b>	<b>11.535</b>	<b>70.722</b>	<b>127.889</b>

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 9T que Fija Precios de Nudo Promedio en el Sistema Eléctrico Nacional ([ver más](#)).
- Se publica en el Diario Oficial Decreto Exento N°130, que Aprueba Procedimientos para el Pago de los Subsidios Establecidos en la Ley 21.423, que Regula el Prorrato y Pago de Deudas por Servicios de Agua Potable y Electricidad Generados Durante la Pandemia del COVID-19 y Establece Subsidio a Clientes Vulnerables ([ver más](#)).

### Comisión Nacional de Energía

- Se publica Resolución Exenta N°442 que Aprueba Fijación definitiva de los cargos de transmisión ([ver más](#)).
- Se publica Informe Final Definitivo sobre Cálculo del Valor Agregado de Distribución, Cuadrienio Noviembre 2020 – Noviembre 2024 ([ver más](#)).
- Se publica Informe Técnico Definitivo sobre Fijación de Precios de Nudo Promedio del Sistema Eléctrico Nacional ([ver más](#)).

### Coordinador Eléctrico Nacional

- Se publica Estudio de Capacidad Técnica Disponible 2022 en Sistemas de Transmisión Dedicados ([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](http://www.system.cl)

# Junio 2022



Contáctenos para mayor información:

Teléfono +56 2 2232 0510

Redes Sociales:  

[reporte@system.cl](mailto:reporte@system.cl)

[www.system.cl](http://www.system.cl)

Don Carlos 2939, Of. 1007

Las Condes, Santiago, Chile. 7550171

Rodrigo Jiménez B. | Gerente General

[rjimenez@system.cl](mailto:rjimenez@system.cl)

Pablo Lecaros V. | Gerente de Mercados  
Eléctricos y Regulación

[plecaros@system.cl](mailto:plecaros@system.cl)

Jorge Hurtado R. | Ingeniero de Estudios

[jhurtado@system.cl](mailto: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.