

Reporte Mensual del Sector Eléctrico

Noviembre 2019

Contenido

Editorial	2
Análisis de operación	4
Generación	4
Hidrología	4
Costos Marginales	5
Proyección de costos marginales System	6
Análisis por empresa	7
Suministro a clientes regulados	9
Energías Renovables No Convencionales	9
Expansión del Sistema	10
Proyectos en SEIA	11
Seguimiento regulatorio	11

¿Qué esperar del mecanismo de estabilización de precios de la energía eléctrica?

En octubre de 2019 ingresó a la Contraloría un nuevo decreto de Precio de Nudo, que iba a provocar un alza promedio de 9,2% en las tarifas eléctricas, la que se explicaba principalmente por un aumento del tipo de cambio. Sin embargo, el Presidente ingresó al Congreso el Proyecto de "Ley que crea un mecanismo transitorio de estabilización de precios de la energía eléctrica para clientes sujetos a regulación de precios", iniciativa incluida dentro de un paquete de medidas para revertir el descontento social (Nueva Agenda Social). Esta ley, aprobada en el Congreso a fines de octubre de 2019, busca revertir el alza en las tarifas registrada en octubre y evitar futuras alzas durante 2020. El objetivo principal de la ley consiste en estabilizar los precios de energía y potencia al adelantar la rebaja en los precios de suministro proyectada para los próximos años, asegurada con la entrada en vigencia de nuevos contratos que resultaron de las últimas licitaciones de suministro. Dentro de sus disposiciones, la ley establece lo siguiente:

- Define un valor máximo en pesos que podrán traspasar las distribuidoras a los clientes sometidos a regulación de precio (clientes regulados), llamado Precio Estabilizado a Cliente Regulado (PEC). El PEC se fija inicialmente en aquellos niveles de precios en pesos establecidos en el decreto 20T (fijación publicada en mayo de 2019), valor que se congela en pesos durante el año 2019 y 2020, para luego ajustarse por inflación (IPC) a partir del año 2021.
- La diferencia entre los precios traspasados a los clientes regulados y el precio establecido en los contratos con los generadores es asumida temporalmente por los generadores. Estos saldos no recaudados por los generadores son devueltos gradualmente a medida que el precio promedio de los contratos (en pesos) sea menor al PEC.
- El pago de los saldos a los generadores será proporcional a los saldos adeudados.
- El límite de los saldos no recaudados no puede superar los 1.350 MMUSD para el conjunto de generadores. Una vez alcanzado este límite, terminará el proceso de estabilización tarifaria y se procederá a abonar estos saldos a los generadores.
- No se podrán seguir acumulando saldos no recaudados a partir del 1 de julio de 2023.

La tarifa eléctrica que se traspasa a los clientes regulados incluye el cargo por energía y potencia, el valor agregado de distribución (VAD), el cargo por uso de sistema de transmisión y el cargo por servicio público. El mecanismo especificado en la ley solo estabilizaría el cargo de energía y potencia dejando expuesto al resto de los cargos a potenciales futuras alzas.

Por su parte, el VAD se ajusta periódicamente al IPC, CPI y dólar, mientras que el cargo único por uso del sistema de transmisión irá aumentando de forma gradual, hasta el punto en que el servicio de transmisión será pagado completamente por los clientes finales. No obstante, en general, estas variables son más estables que el precio de la energía.

El cargo por energía es el que tiene mayor peso en la tarifa eléctrica. Particularmente, la componente de energía representa aproximadamente al 70% del total de la tarifa BT1,

que es aquella tarifa que paga gran parte de los clientes residenciales.

Finalmente, el mecanismo evita que estos usuarios se vean expuestos principalmente a los efectos de la variación del tipo de cambio, inflación, entre otras, en el precio de la energía y potencia, traspasando este riesgo temporalmente a los generadores. De hecho, el éxito del mecanismo dependerá en gran medida del precio del dólar. La ley limita la exposición de los generadores al establecer un tope a los saldos no recaudados (MMUS\$ 1.350) y al establecer una fecha límite para que estos saldos sigan aumentando (fines de junio de 2023). En el evento de que los saldos no recaudados superasen el tope o aumentaran posterior a la fecha límite, aquellos incrementos por sobre lo permitido se traspasarían directamente a los clientes finales. Por ende, si el dólar se mantiene por sobre el límite que tolera el diseño del mecanismo, podrían llegar a producirse alzas en las tarifas de energía y potencia, contrario al espíritu inicial de la ley. En un primer análisis, y a la espera que se publique el detalle del mecanismo, con un dólar en régimen de entre \$740 y \$770, los saldos no recaudados alcanzarían el máximo monto permitido, provocando algún nivel de alza en las tarifas de energía entre el año 2021 y 2023. La Figura 1 muestra una simulación del mecanismo considerando un dólar en régimen de \$780¹. Bajo estos supuestos, la tarifa de energía que pagarían los clientes registraría un alza nominal² de casi 30% en un período de casi 9 años, aunque el alza real, es decir, descontando los efectos de la inflación, sería casi nula. No obstante, debido a que la fijación se realiza de forma semestral, podrían registrarse alzas nominales de más de un 7% entre una fijación y otra. Cabe destacar que lo mencionado es sólo por concepto de energía, ya que el efecto final en la tarifa de los clientes dependerá de cómo evolucionen las otras componentes.

En tanto, a la espera de que se especifique la forma en que se asignarán los saldos no recaudados entre los generadores, existe incertidumbre en cómo este mecanismo afectará a las empresas generadoras. La ley limita la exposición de los generadores al establecer un tope a los saldos no recaudados y una fecha límite en la cual éstos pueden aumentar. Adicionalmente, el mecanismo solo considera los suministros de aquellos contratos que inicien vigencia previa al año 2021. No obstante, no hay claridad respecto a cómo se asignarán los saldos no recaudados entre los suministradores afectados.

Por un lado, existe una diferencia (ajustes y recargos) entre la facturación proyectada por la CNE y la real percibida por los generadores, que se suma a los efectos provocados por la armonización tarifaria, la equidad tarifaria, entre otros. Esta diferencia que afecta la recaudación de cada generador podría aumentar con la aplicación del mecanismo de estabilización.

Por otro lado, una parte relevante de las ofertas adjudicadas en los últimos procesos de licitación están ligadas a nuevos proyectos de generación. Si el precio del dólar aumenta de forma considerable también aumentará la diferencia entre los ingresos que los generadores esperaban percibir al momento de adjudicarse las ofertas y los ingresos que efectivamente percibirán. A lo anterior, se suma que los saldos no recaudados

¹ Dentro de los supuestos se consideran proyecciones de retiros regulados, proyecciones del precio del gas, carbón, y petróleo Brent, inflación en Chile y Estados Unidos, tasa libor, y precios de los contratos en licitaciones 2019/01 y posteriores. Adicionalmente se consideraron supuestos en cómo se ajustará el PEC, y la inclusión de saldos no recaudados a la fecha del último decreto tarifario vigente.

² Para el análisis se consideró una inflación de un 3% anual constante.

solo comenzarán a devengar interés a partir del año 2026, generando un costo financiero para los generadores en el período 2019-2025. Considerando que gran parte de estos proyectos están financiados con deuda, los saldos no recaudados por estos proyectos reducirán su flujo de caja disponible para la cobertura de deuda, aumentando el riesgo de default hasta el año 2023. Es importante que la autoridad tenga en consideración este riesgo, y se puedan implementar mecanismos que salvaguarden las obligaciones de corto-mediano plazo ligadas al desarrollo de las nuevas centrales, de manera de no poner en riesgo el suministro de los contratos regulados. Eventuales créditos blandos serán bienvenidos.



Figura 1: Mecanismo de Estabilización considerando un tipo de cambio constante de \$780. (Fuente: Elaboración propia)

La Comisión Nacional de Energía (CNE) está pronta a publicar las reglas necesarias para la implementación del mecanismo, mediante resolución exenta, con el que hará regir las disposiciones de la ley. El conjunto de estas reglas debiese tomar en consideración los siguientes aspectos:

- Al igual que el precio de la energía, el precio de la potencia que las distribuidoras pueden traspasar a sus clientes regulados se establece en cada fijación semestral. El mecanismo contemplado en la ley también busca estabilizar el precio de la potencia, pero quedan dudas en cómo se hará esto y su efecto en el Precio de Nudo de Energía Promedio.
- Un cambio en la facturación real de las empresas generadoras podría afectar el cálculo del Precio Medio de Mercado, índice que incide en el cálculo del Precio de Nudo de Corto Plazo (PNCP). Aún existen contratos antiguos que se pagan a PNCP, mientras el precio que se le paga a los pequeños medios de generación distribuidos tiene directa relación con el PNCP. La metodología propuesta por la CNE debiese tomar en cuenta las consecuencias de la aplicación del mecanismo en los demás agentes del mercado, en particular con los PMGD, considerando que la ley específica que estos últimos no se verán afectados.
- La ley específica que los abonos se realicen en proporción a los saldos no recaudados. Es de suma importancia el mecanismo en que asignarán los saldos no recaudados y abonos entre generadores. Una prorrata en función de los retiros valorizados de energía, tendría mayor sentido

financiero que una prorrata en función de los retiros físicos de energía.

El mecanismo, según el análisis realizado, resultaría ser robusto para un rango amplio del tipo de cambio. No obstante, un tipo de cambio por sobre el tolerado en el diseño del mecanismo podría llevar a alzas en las tarifas de energía y potencia, no cumpliendo con el objetivo inicial de la ley que es la estabilización de las tarifas.

Resulta importante que los detalles, aún por definir, de la metodología no aumenten el riesgo financiero a los generadores afectos a este mecanismo. Este riesgo no solo afectaría a las sociedades dueñas de estos proyectos, sino que podría afectar a los usuarios debido al eventual incumplimiento de los contratos para suministro de clientes regulados.

El riesgo cambiario es transversal al mercado eléctrico por ser importadores de combustibles y tecnología, pero las empresas en general tienen mecanismos de cobertura que les permiten acotar o limitar esa exposición, no obstante, el cliente final no tiene esas herramientas. En ese sentido la estabilización de tarifas busca proteger a los clientes regulados, traspasando parte del riesgo cambiario e inflacionario a los generadores. Este es un primer intento transitorio y forzado dada la coyuntura social y considerando la tendencia alcista del dólar. Sin embargo, se debiese explorar un mecanismo que funcione de manera permanente, pero a la vez sin distorsionar las señales de precio de largo plazo.

Por lo pronto, será importante estudiar, detallar y monitorear constantemente este mecanismo transitorio, para así dar respuesta a la ciudadanía en el corto plazo. El que este mecanismo haya sido una de las primeras medidas adoptadas por el ejecutivo ante la actual crisis, deja de manifiesto lo sensible que es el precio de la electricidad para la sociedad.

Las alzas tarifarias, el episodio de los medidores inteligentes, la falta de mayor participación de clientes en el proceso de expansión de transmisión, las políticas de traspaso de costos de transmisión y servicios complementarios de forma directa a usuarios, entre otros, evidencian la precariedad de los clientes residenciales y pequeños industriales tanto para hacer frente a las variaciones en las tarifas, como también para incidir en el marco regulatorio de un sector altamente técnico. La invitación ahora es a ver cómo el sector eléctrico puede contribuir, en el largo plazo, a los desafíos que la sociedad nos ha planteado, pero esta vez poniendo al consumidor al centro del debate.

Análisis de operación

Generación

En el mes de octubre la generación total del SEN fue de 6.259 GWh/mes, un 2,6% mayor a septiembre de 2019 (6.101 GWh/mes) y un 0,5% mayor que octubre de 2018 (6.228 GWh/mes).

La participación de la generación mediante embalse, pasada, eólica, solar y diésel aumentó en un 16,5%, 8,0%, 40,2%, 16,4% y 106,4% respectivamente, en relación con el mes de septiembre. En contraste, la participación de la generación mediante gas y carbón disminuyó en un 6,6% y 10,1% respectivamente, en relación con el mes de septiembre (ver Figura 2).

Durante octubre estuvieron en mantenimiento las unidades Mejillones-CTM2 (31 días), San Isidro 2 GNL (22 días), La Higuera (18 días), Guacolda 3 (17 días), Guacolda 5 (9 días), Alfalfa (16 días), Tocopilla-U16 GNL (16 días), Norgener-NTO1 (11 días), Cardones (8 días), Bocamina (2 días), El Toro (2 días) y Candelaria 1 GNL (2 días).

Con respecto a la generación bruta del mes de octubre, la potencia máxima generada fue de 10.275 MW el día 1, la mínima fue de 6.535 MW el día 21 y el promedio fue de 8.412 MW. La figura 3 muestra el ciclo de la generación durante el mes de octubre, la cual es más alta durante los días hábiles y más baja durante los fines de semana.

Hidrología

Al igual que en el mes de septiembre de 2019, durante octubre 2019 la energía embalsada en el SEN superó los niveles del año anterior. No obstante, se mantiene aún en niveles históricamente bajos, representando un 75% del promedio mensual entre los años 1994 y 2018 (ver Figura 4). En lo que va del año hidrológico 2019/2020 (octubre de 2019), el nivel de excedencia observado es igual a 84%, es decir, se ubica entre el 16% de las hidrologías más secas observadas a igual fecha.

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

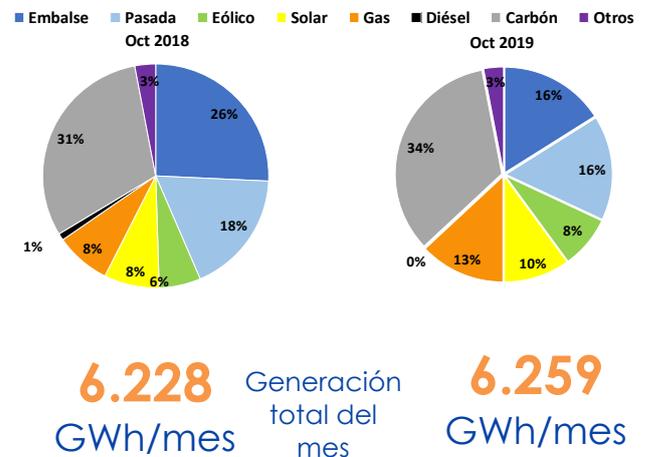
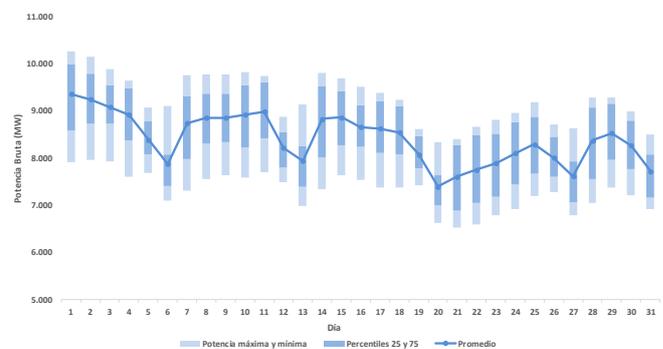


Figura 2: Energía mensual generada en el SEN (Fuente: CEN)



Potencia máxima mes **10.275 MW**
Potencia mínima mes **6.535 MW**

Figura 3: Generación bruta del SEN octubre 2019 (Fuente: CEN)

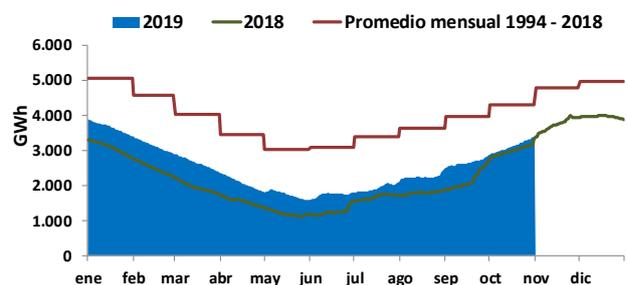


Figura 4: Energía almacenada en principales embalses (Fuente: CNE - CEN)

Análisis de operación

Costos Marginales

En octubre el costo marginal de la barra Crucero 220 fue de 38,1 US\$/MWh, lo cual es un 6,6% menor al costo de septiembre de 2019 (40,8 US\$/MWh), y un 31,8% menor respecto a octubre de 2018 (55,8 US\$/MWh). Los costos en demanda alta fueron determinados por el diésel y en demanda baja principalmente por el valor del gas, observándose máximos por sobre los 80 US\$/MWh (ver Figura 5).

Por su parte, el costo marginal de la barra Alto Jahuel 220 en octubre de 2019 fue de 37,8 US\$/MWh, lo cual es un 11,8% menor con respecto a septiembre del mismo año (42,9 US\$/MWh) y un 32,5% menor con respecto a octubre de 2018 (56 US\$/MWh). Estos costos estuvieron fuertemente determinados por el valor del gas en demanda baja y por el valor del agua y del diésel en demanda alta (ver Figura 6).

Durante 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 del sistema (ver Figura 7). El total de desacoples del SEN fue de 377 horas.

Los tramos con mayores desacoples troncales fueron D. Almagro 220 – Cachiyuyal 220 (24 eventos), Quillota 110 – S. Pedro 110 (15 eventos), Cautín 220 – TAP_Rio Tolten 220 (7 eventos), N. Maitencillo 500 – N. Maitencillo 220 (11 eventos) con un desacople promedio de 31,3 US\$/MWh, 7,2 US\$/MWh, 27,4 US\$/MWh, y 7,2 US\$/MWh, respectivamente.

Para mayor detalle sobre precios del Sistema, ver [Estadísticas Systep](#), sección Precios del SIC-SING.

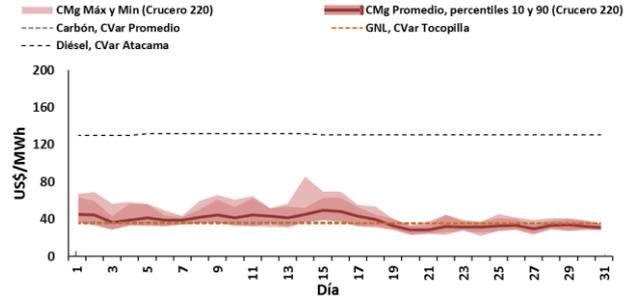


Figura 5: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de octubre para Crucero 220 (Fuente: CEN)

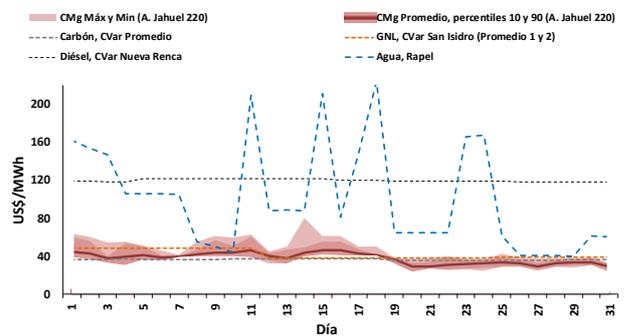


Figura 6: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de octubre para Alto Jahuel 220 (Fuente: CEN)

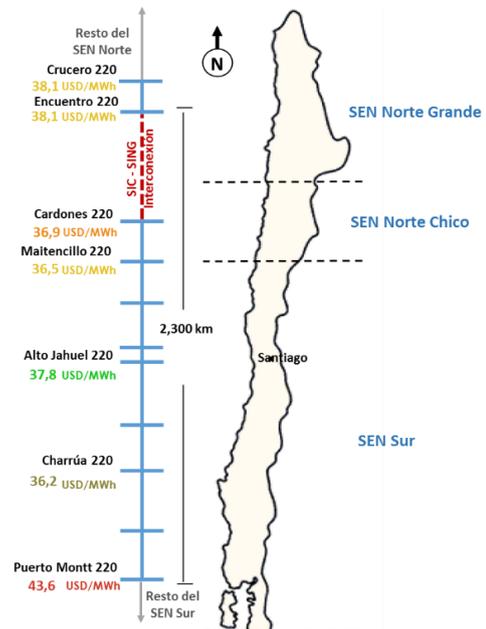


Figura 7: Costo marginal promedio de octubre en barras representativas del Sistema (Fuente: CEN)

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
D. ALMAGRO 220 - CACHIYUYAL 220	93	31,3	N.P. AZUCAR 500 - N.P. AZUCAR 220	19	27,1
QUILLOTA 110 - S. PEDRO 110	69	7,2	CUMBRES 500 - L.CHANGOS 500	10	3,5
CAUTIN 220 - TAP_RIOTOLTEN 220	67	27,4	P. AZUCAR 220 - DON_GOYO 220	9	33,5
N.MAITENCILLO 500 - N.MAITENCILLO 220	46	7,2	LAGUNAS 220 - P.ALMONTE 220	7	115,8
L.CHANGOS 500 - L.CHANGOS 220	23	4,0	POLPAICO 500 - N.P.AZUCAR 500	7	6,0

Proyección System de costos marginales a 12 meses

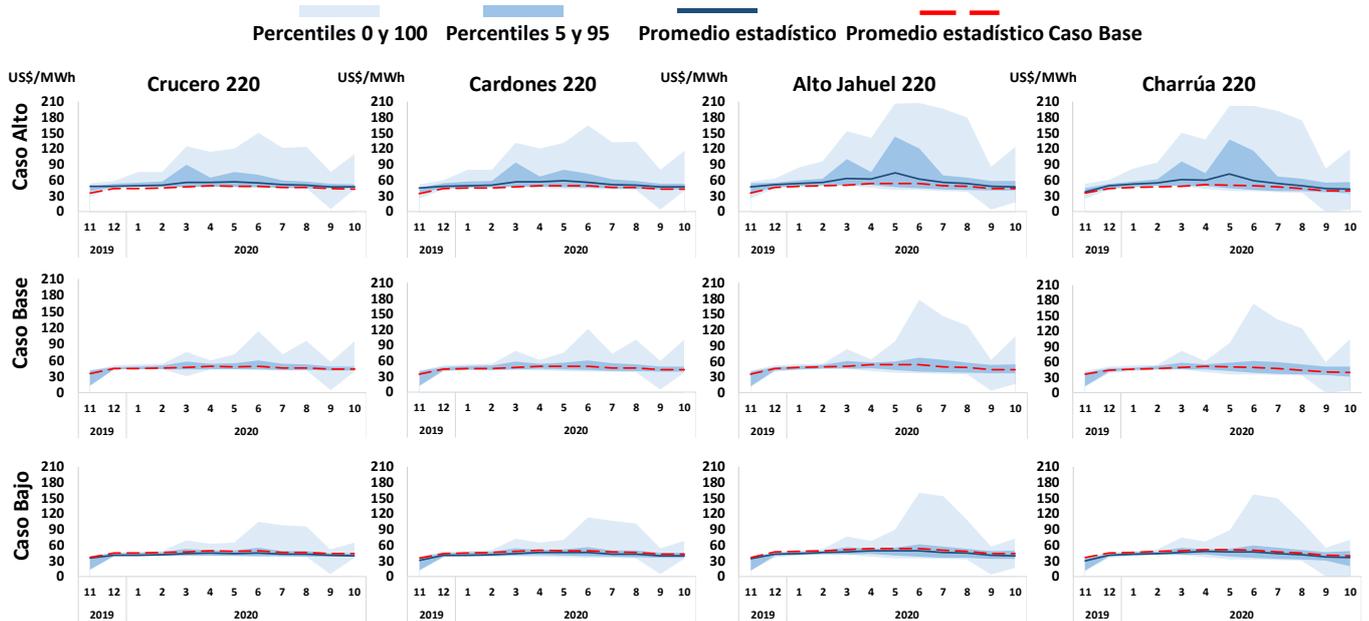


Figura 8: Costos marginales proyectados por barra (Fuente: System)

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. Se definieron tres escenarios de operación distintos: **Caso Base** que considera los supuestos descritos en la Tabla 2 y un nivel de generación de las centrales que utilizan GNL igual o mayor al proyectado por el CEN; **Caso Bajo** que considera una alta generación GNL y bajos costos de combustibles; y un **Caso Alto** en el cual se considera que solamente San Isidro y U16 tienen disponibilidad de GNL, y los supuestos presentados en la Tabla 2.

Tabla 2: Supuestos considerados en las simulaciones

Supuestos		Caso Bajo	Caso Base	Caso Alto	
Crecimiento demanda	2018 (Real)	2.9%	2.9%	2.9%	
	2019 (Proyectada)	3.0%	3.0%	3.0%	
Precios combustibles	Carbón US\$/Ton	Mejillones	92.5	102.7	113.0
		Angamos	87.8	97.5	107.3
		Tocopilla	99.0	110.0	120.9
		Andina	87.2	96.9	106.6
		Hornitos	86.1	95.7	105.3
		Norgener	88.1	97.8	107.6
		Tarapacá	87.9	97.6	107.4
	N. Ventanas	91.9	102.1	112.3	
	Diesel US\$/Bbl	Quintero	78.0	86.7	95.3
		Mejillones	63.6	70.7	77.7
GNL US\$/MMBtu	San Isidro	5.0	5.5	6.1	
	Nehuenco	2.9	3.2	3.5	
	Nueva Renca	5.3	5.9	6.4	
	Mejillones, Tocopilla	5.0	5.6	6.1	
	Kelar	4.6	5.1	5.6	

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 637 MW de nueva capacidad, de los cuales 52 MW son solares, 110 MW de termosolar y 475 MW térmicos.

En los gráficos de la **Figura 8**, 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 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%).

Para las próximas ediciones, se realizará un seguimiento de los eventuales efectos de la baja de demanda.

Análisis por empresa

A continuación, se presenta un análisis físico y financiero por empresa, de acuerdo con su operación en el SEN.

En octubre, Enel Chile aumentó su generación hidro, solar y eólica, pero disminuyó en cuanto a carbón y gas natural. Por otro lado, AES Gener disminuyó su generación en base a carbón con respecto al mes anterior. Colbún aumentó su generación hidráulica y en base a gas natural. Engie disminuyó su generación a carbón, Gas Natural e hidráulica. Finalmente, Tamakaya no generó energía durante octubre de 2019.

En octubre, las empresas Tamakaya, Colbún y Engie fueron deficitarias, mientras que AES Gener y Enel Generación fueron excedentarias.

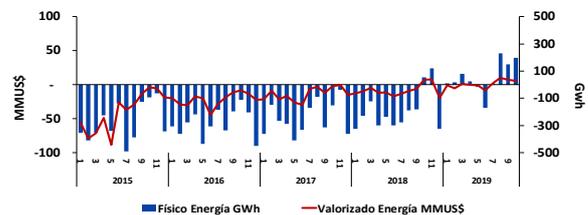
Enel Chile

Generación por Fuente (GWh)			
	Oct 2018	Sep 2019	Oct 2019
Diesel	6	0	1
Carbón	9	276	247
Gas Natural	179	163	49
Hidro	1.547	1.021	1.179
Solar	119	94	111
Eólico	153	168	177
Total	2.013	1.722	1.762

*Incluye EGP, Gasatamarca y Pehuenche.

Costos variables promedio (US\$/MWh)			
	Central	Sep 2019	Oct 2019
Bocamina (prom. I y II)		38,0	36,7
San Isidro GNL (prom. I y II)		48,7	41,8
Taltal Diesel		177,7	184,7
Atacama Diesel (TG1A+TG1B+TV1C)		125,9	131,0
Celta Carbón (CTTAR)		32,2	32,2

Transferencias de Energía octubre 2019	
Total Generación (GWh)	1.762
Total Retiros (GWh)	1.565
Transf. Físicas (GWh)	197
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	6

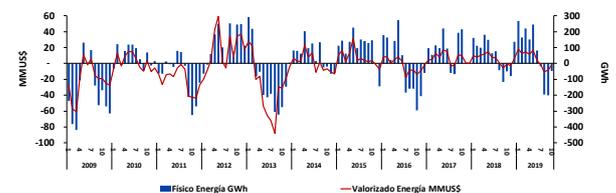


Colbún

Generación por Fuente (GWh)			
	Oct 2018	Sep 2019	Oct 2019
Diesel	9	0	2
Carbón	248	0	0
Gas Natural	33	293	443
Hidro	671	401	434
Solar	0	0	0
Eólico	0	0	0
Total	961	693	878

Costos Variables promedio (US\$/MWh)			
	Central	Sep 2019	Oct 2019
Santa María		38,1	38,3
Nehuenco GNL (prom. I y II)		45,1	38,8
Nehuenco Diesel (prom. I y II)		105,0	109,5

Transferencias de Energía octubre 2019	
Total Generación (GWh)	878
Total Retiros (GWh)	925
Transf. Físicas (GWh)	-47
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-2



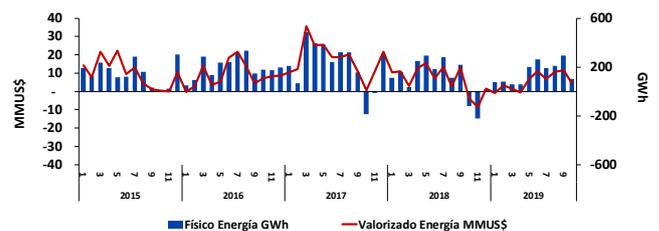
AES Gener

Generación por Fuente (GWh)			
	Oct 2018	Sep 2019	Oct 2019
Diesel	0	0	0
Carbón	1.411	1.710	1.507
Gas Natural	0	1	1
Hidro	69	55	55
Solar	6	7	8
Eólico	0	0	0
Otro	4	0	0
Total	1.490	1.773	1.571

*Incluye Guacolda, Cochrane y Angamos, entre otras.

Costos variables promedio (US\$/MWh)			
	Central	Sep 2019	Oct 2019
Ventanas prom. (prom. I y II)		55,1	53,5
N. Ventanas y Campiche		35,6	35,6
Angamos (prom. 1 y 2)		30,4	28,3
Guacolda III		32,0	28,0
Norgener (prom. 1 y 2)		31,0	30,1

Transferencias de Energía octubre 2019	
Total Generación (GWh)	1.571
Total Retiros (GWh)	1.421
Transf. Físicas (GWh)	150
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	4



Análisis por empresa

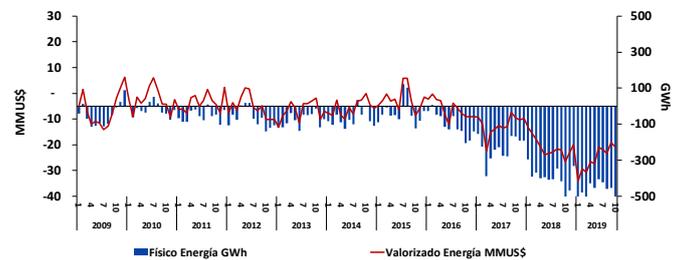
Engie

	Generación por Fuente (GWh)		
	Oct 2018	Sep 2019	Oct 2019
Diésel	0	0	0
Carbón	235	327	326
Gas Natural	97	128	44
Hidro	3	15	13
Solar	2	11	12
Eólico	0	0	0
Total	337	482	396

	Costos Variables promedio (US\$/MWh)	
	Sep 2019	Oct 2019
Central		
Andina Carbón	31,3	30,1
Mejillones Carbón	41,9	44,8
Tocopilla GNL	35,0	35,0

Transferencias de Energía octubre 2019	
Total Generación (GWh)	396
Total Retiros (GWh)	929
Transf. Físicas (GWh)	-533
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-21

*Considera Andina y Hornitos

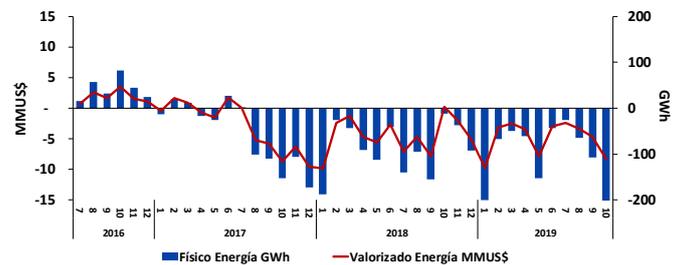


Tamakaya Energía (Central Kelar)

	Generación por Fuente (GWh)		
	Oct 2018	Sep 2019	Oct 2019
Diésel	0	0	0
Carbón	0	0	0
Gas Natural	210	0	0
Hidro	0	0	0
Solar	0	0	0
Eólico	0	0	0
Total	210	0	0

	Costos Variables prom. (US\$/MWh)	
	Sep 2019	Oct 2019
Central		
Kelar GNL (TG1 + TG2 + TV)	64,8	64,2

Transferencias de Energía octubre 2019	
Total Generación (GWh)	0
Total Retiros (GWh)	213
Transf. Físicas (GWh)	-213
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-8



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

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 2019, es de 91,5 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 Polpaico 220. 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 2015/02.

Para mayor detalle sobre Precios de Licitación, ver [Estadísticas Systep](#), sección Precios de licitación del SIC-SING.

Tabla 3: Precio medio de licitación indexado a octubre de 2019 por generador, en barra Polpaico 220 (Fuente: CNE. Elaboración: Systep)

Empresa Generadora	Precio Medio Contratos** US\$/MWh	Energía Contratada** GWh	Energía Contratada Promedio GWh/año
ENDESA	85,2	230.634	18.657
COLBÚN	89,2	85.213	6.895
PANGUIPULLI	127,7	6.304	548
Empresa Eléctrica Carén S.A.	117,9	1.239	83
Empresa Eléctrica ERNC-1 SpA.	121,6	900	60
Chungungo S.A.	95,5	2.850	191
Energía Cerro El Morado S.A.	125,1	600	40
SPV P4 S.A.	105,4	300	20
CAMPANARIO	122,2	7.553	944
M. REDONDO	117,0	3.809	300
D. ALMAGRO	119,3	2.640	220
PUNTILLA	123,1	990	83
AES GENER	82,0	75.172	5.528
GUACOLDA	71,2	9.900	900
PUYEHUE	102,0	2.190	160
E-CL	99,2	109.041	7.279
San Juan SpA.	109,8	6.570	410
Pelumpén S.A.	91,2	7.600	384
Santiago Solar S.A.	85,7	2.400	121
ACCIONA	103,5	8.640	577
Aela Generación S.A.	85,4	16.128	891
Consorcio Abengoa Chile S.A., Abengoa Solar Chile SpA y Abengoa Solar S.A.	104,4	819	45
Ibereólica Cabo Leones I S.A.	96,1	4.095	226
SCB II SpA	72,8	1.848	102
Amunche Solar SpA	69,8	2.310	128
El Campesino	99,3	58.000	3.871
Abengoa	123,2	13.775	919
Norvind	121,5	725	48
Precio Medio de Licitación Sistema	91,5	662.246	49.631

Tabla 4: Precio medio de licitación indexado a octubre de 2019 por distribuidora, en barra de suministro (Fuente: CNE. Elaboración: Systep)

Empresa Distribuidora	Precio Medio Contratos** US\$/MWh	Energía Contratada** GWh	Energía Contratada Promedio GWh/año
Enel Distribución	81,4	238.044	17.835
Chilquinta	97,5	53.447	3.813
CGE Distribución	106,2	194.457	14.528
Conafe	103,1	26.697	1.932
SAESA	85,2	65.555	5.440
Precio Medio Muestra	92,7	578.200	43.548

Energías Renovables No Convencionales

De acuerdo con el balance ERNC de septiembre de 2019, los retiros de energía afectos a obligaciones establecidos en la Ley 20.257 y la Ley 20.698 fueron iguales a 4.552 GWh, por lo tanto, las obligaciones sumaron 409 GWh en total. A su vez, la generación ERNC durante septiembre fue igual a 1.230 GWh, superando en un 201% la obligación ERNC.

La generación ERNC reconocida de septiembre 2019 fue un 0,53% menor a la reconocida en septiembre 2018 (1.237 GWh) y un 27,39% mayor a la reconocida en septiembre de 2017 (965 GWh) (ver Figura 9). La mayor fuente ERNC corresponde al aporte eólico que representa un 32% (388 GWh) seguido por el aporte solar con un 45% (558 GWh), luego los aportes de tipo hidráulico con un 14% (174 GWh) y finalmente la biomasa y geotérmica que representan un 8% (96 GWh) y 3% (14 GWh), respectivamente.

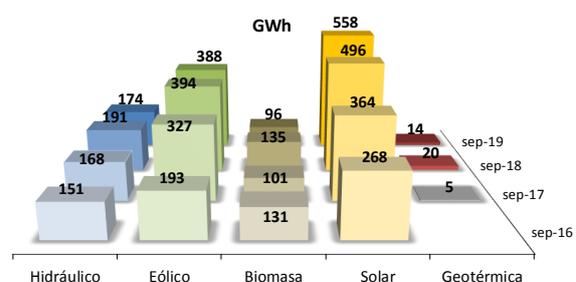


Figura 9: Generación ERNC histórica reconocida (Fuente: CEN)

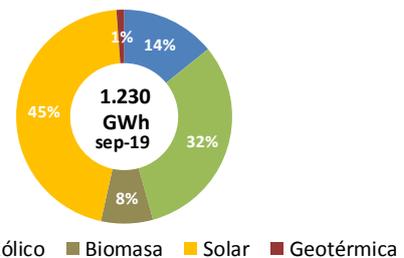


Figura 10: Generación ERNC reconocida en septiembre 2019 (Fuente: CEN)

Expansión del Sistema

Plan de obras

De acuerdo con la RE 717 CNE (20-11-2019) "Declara y actualiza instalaciones de Generación y Transmisión en construcción", se espera la entrada de 4.618 MW de capacidad instalada en el Sistema Eléctrico Nacional a marzo de 2024. De estos, 37,6% corresponde a tecnología solar (1.735 MW), un 23,7% a tecnología hidráulica (1.094 MW), un 22,4% a tecnología eólica (1.035 MW), un 12% a tecnología térmica (555 MW), un 3,6% a biomasa (166 MW), y un 0,7% a tecnología geotérmica (33 MW).

De acuerdo con la información anterior y a consideraciones adicionales, la Tabla 5 resume los supuestos de los planes de obras utilizados para la proyección de costos marginales a 12 meses (página 5).

Tabla 5: Centrales mayores a 10 MW en Plan de Obras a 12 meses (Fuente: CNE, Systep)

Proyecto	Tecnología	Potencia Neta [MW]	Fecha conexión Systep
Almeyda	Solar	52	nov-19
Combarbalá	Diesel	75	nov-19
Pajonales	Diesel	100	nov-19
Prime Los Cóndores	Diesel	100	nov-19
CSP Cerro Dominador	Termosolar	110	ene-20
San Javier Etapa I	Diesel	25	feb-20
Llanos Blancos	Diesel	150	abr-20
San Javier Etapa II	Diesel	25	abr-20

Para mayor detalle sobre expansión del Sistema, ver [Estadísticas Systep](#), sección *Infraestructura del SIC- SING*.

Proyectos en Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA)

En el Sistema Eléctrico Nacional, los proyectos de generación en calificación a principios de noviembre de 2019 totalizan 4.433 MW con una inversión de MMUS\$ 5.308, mientras que los proyectos aprobados totalizan 51.874 MW con una inversión de MMUS\$ 110.536.

Durante el último mes no se aprobaron nuevos proyectos. Aproximadamente 12.050 MMUS\$ en inversión de nuevos proyectos fueron desistidos, entre ellos destaca el proyecto Termosolar de Andes Green Energy S.A. de 12.000 MMUS\$ de inversión.

Tabla 7: Proyectos de generación 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	998	1.555	10.382	20.895
Hidráulica	173	447	3.933	6.680
Solar	3.235	3.291	20.769	55.039
Gas Natural	27	16	6.370	6.243
Geotérmica	0	0	170	710
Diesel	0	0	2.758	6.473
Biomasa/Biogás	0	0	463	920
Carbón	0	0	7.030	13.603
Termosolar	0	0	0	0
TOTAL	4.433	5.308	51.874	110.563

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

Seguimiento regulatorio

Ministerio de Energía

- Reglamento de Coordinación y Operación del SEN – Contraloría ([ver más](#)).
- Reglamento de Medios de Generación de Pequeña Escala – Contraloría ([ver más](#)).
- Reglamento de Generación Distribuida para Autoconsumo – Contraloría ([ver más](#)).

Comisión Nacional de Energía

- Fijación Precio de Nudo Promedio, informe técnico definitivo ([ver más](#)).
- Fijación de Cargos por Transmisión, informe técnico definitivo ([ver más](#)).
- Tarifación art. 12 y 13 Ley de Transmisión, informe técnico Preliminar ([ver más](#)).

Panel de Expertos

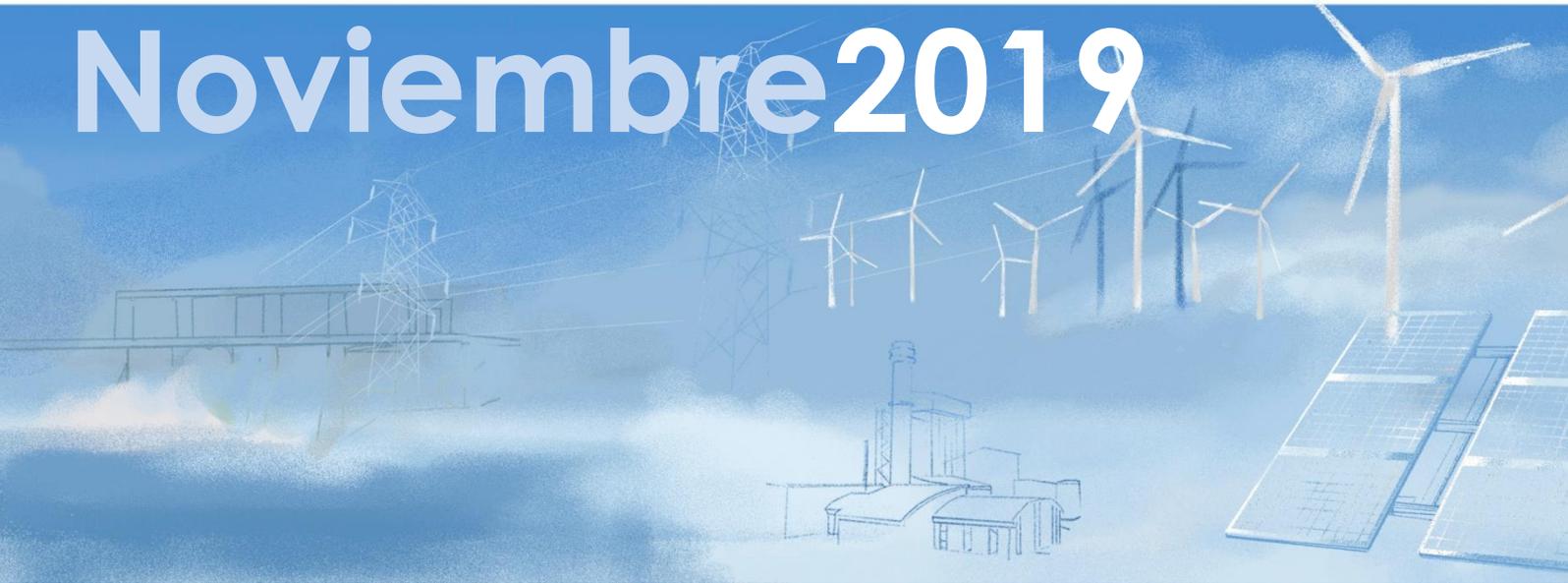
- Discrepancia contra el Coordinador Eléctrico por fecha de entrada en operación del PMGD Almendrado de 3 MW ([ver más](#)).
- Discrepancia contra el Coordinador Eléctrico respecto del informe de revisión de peajes del sistema de Transmisión Nacional año 2018 ([ver más](#)).

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 2019



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

rijimenez@system.cl

Pablo Lecaros V. | Gerente de Mercados

plecaros@system.cl

Eléctricos y Regulación

Camilo Avilés A. | Líder de Proyectos

caviles@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.