

BOLETÍN

INFORMATIVO



Mantente actualizado a
través de nuestra cuenta

www.valgesta.com
Alonso de Córdova 5900,
oficina 402, Las Condes.
contacto@valgesta.com
(+56) 2-2224-9704

Ley de Portabilidad Eléctrica: Es el momento de hacerlo bien

Existe consenso respecto de que la actual regulación del segmento distribución, que ya tiene más de 30 años, no es adecuada para hacerse cargo de los desafíos futuros del sector como lo son la transición energética, el desarrollo de las redes inteligentes, la generación distribuida y la electromovilidad, entre otros. Tampoco lo es para resolver desafíos pendientes como mejorar los estándares de calidad y seguridad de servicio, materia en la que nuestro país aún está al debe. Sólo a modo de ejemplo, Chile hoy muestra niveles de interrupción de suministro decenas de veces superiores a los de países OCDE. Si a esto sumamos que tenemos cuentas caras, la sensación de frustración de la gente es creciente.

En este contexto, el Gobierno presentó el proyecto de ley (PdL) de Portabilidad Eléctrica, cuyos ejes principales son la creación de la figura del Comercializador y del Gestor de Información, además de modificar el mecanismo de licitaciones de suministro para clientes regulados, asignándole a la CNE el rol de gestionar un portafolio óptimo de contratos de largo, mediano y corto plazo. Este PdL se concibe como el primero de tres, que conformarían la gran reforma a la distribución o Ley Larga como en algún momento se le denominó.

Lo primero que llama la atención es que el eje central del PdL esté puesto en implementar la comercialización, con resultados que se verán en el mediano plazo (no antes de seis o siete años), y no en resolver los problemas urgentes y prioritarios como incrementar la calidad de servicio, modificar el mecanismo de remuneración de las redes de distribución, impulsar el desarrollo eficiente de la generación distribuida y tampoco en contar con mecanismos que permitan asegurar una disminución en los niveles de precios, toda vez que tanto el diagnóstico transversal plasmado en la Política Energética 2050, así como también en la Ruta Energética 2018, coinciden en la necesidad de resolver estos problemas.

¿Por qué no avanzar en un proyecto de ley integral que dé respuesta a los problemas identificados? Esa es la pregunta que es necesario hacerse. El PdL tal cual está planteado, no solucionará de manera real los problemas actuales de los consumidores, como tampoco permitirá avanzar en una modernización de la normativa que permita lograr los objetivos de política pública asociados principalmente a mejoras en calidad y generar las señales adecuadas para el desarrollo óptimo del sector.

En efecto, los precios que pagamos los clientes regulados en Chile tienen un nivel que representa condiciones pasadas de un mercado con escasa competencia. No obstante, en los años 2014 y 2015 se hicieron los cambios regulatorios, y a las propias bases de licitación, que permitieron abrir la competencia y bajar los precios, llegando a niveles sin precedentes en torno a los 33 USD/MWh.

Por otra parte, el PdL presenta una serie de aspectos que es necesario revisar y complementar. Se establece una sobre regulación que podría entorpecer la comercialización y la entrada de nuevos actores ya que pretende que todas las condiciones contractuales sean establecidas en el reglamento. Es más, paradójicamente, establece mayores restricciones que las existentes al momento de contratar un nuevo suministro para aquellos consumidores que actualmente pueden acceder a la comercialización (potencia mayor a 500 kW).

Junto con ello, en el corto plazo el impacto del PdL a en los precios es acotado o casi nulo para los consumidores, sin embargo, genera un ambiente de incertidumbre que podría afectar los futuros procesos de licitación de suministro, asociando esto a mayores precios. Finalmente, el PdL presenta riesgos de inconsistencia regulatoria; el proyecto no es claro respecto del impacto que la comercialización tendrá sobre los mecanismos de compensación de precios establecidos actualmente en la ley, como tampoco da certidumbre a los contratos de suministro a clientes regulados que ya se encuentran firmados.

Junto con lo anterior, el PdL no solo debe enfocarse en resolver temas técnicos-económicos, sino que también debe hacerse cargo de la contingencia política y social que atraviesa nuestro país. Es por ello, que aspectos tales como, los mayores costos transaccionales asociados al Comercializador y al Gestor de Información, los efectos sobre los mecanismos de compensación de precios actualmente vigentes en la regulación, y el impacto de los contratos *Take or Pay* en la cuenta de electricidad de los clientes regulados (y posiblemente aquellos más vulnerables) son temas que deben ser discutidos en profundidad debido a las repercusiones que pudiesen tener en el consumidor final.

En este contexto, es necesario hacer una revisión detallada de los contenidos del PdL y también del alcance del mismo. Hoy tenemos la oportunidad para legislar en esta materia y hacerlo bien. No podemos quedarnos “cortos” con una solución incompleta o insuficiente. Para ello debemos enfocarnos en cuatro objetivos principales: más y mejor desarrollo de las energías limpias, mejorar la seguridad y calidad del suministro eléctrico, bajar los precios considerando los diversos tipos de clientes regulados, y mejorar la gestión de la información para así aprovechar los beneficios que el desarrollo tecnológico nos pueda ofrecer. Sólo así podemos avanzar en el camino correcto.

ESTADÍSTICAS NOVIEMBRE 2020

Descarbonización Acelerada: especialistas plantean dejarla a 2030 en vez de 2025

Ana Lía Rojas, directora de Enerconex, y Marcelo Mena, ex ministro de Medio Ambiente, coincidieron en que no están las condiciones para un cierre de todo el parque a carbón para cinco años más, por lo que es necesario mirar este proceso en diez años, señalando que una forma de desincentivar su operación es mediante impuestos verdes.

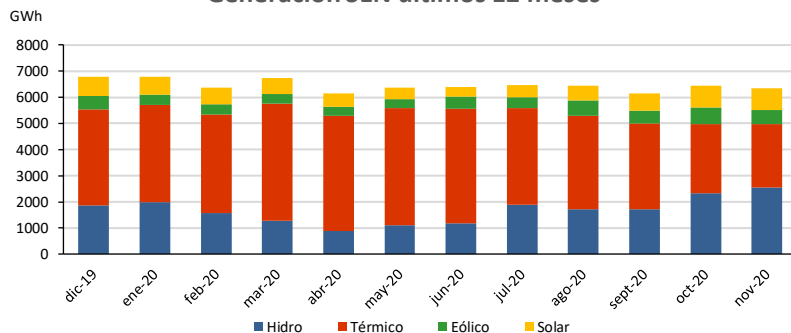
“Yo estoy de acuerdo en que hay que acelerar el proceso de descarbonización, y en vez de hacerlo al 2040, adelantarlos a 2025 es demasiado ambicioso y hay desafíos que no están bien resueltos. Me parece más responsable que se haga a 2030”, aseguró Rojas, añadiendo que se debe velar que los beneficios se materialicen y se puedan percibir por parte de la ciudadanía.

Respecto a la seguridad del sistema, la especialista detalló que se debe tener certeza que habrá energía al toque del interruptor, “sin tener efectos económicos, que significan un encarecimiento en las cuentas del consumidor final. El cierre de un día para otro no funciona, tiene que ser de forma gradual”.

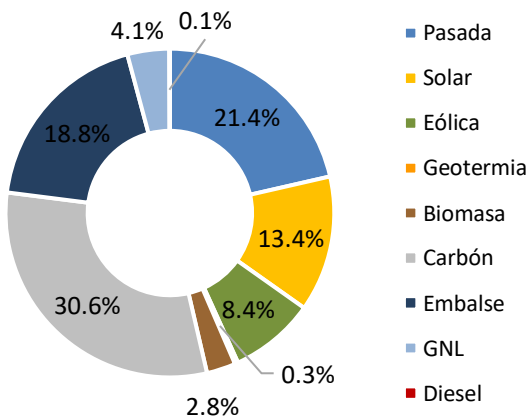
Es así como Marcelo Mena sostuvo la necesidad de invertir en adaptación, mejorando la resiliencia energética, pues argumentó que de esta forma “la electrificación del sistema va a ser la tendencia que va a permitir tener eliminar la calefacción a leña, y potenciar el transporte eléctrico”.

La ejecutiva dijo que no estaba de acuerdo con que el proceso de descarbonización se ejerza de forma obligatoria, pues “es complicado defender algo así: no da certidumbre, ni provee el respaldo que se necesita en la transición energética. Para mí, los mejores mecanismos son de mercado, a través de un impuesto verde, que castigue al carbón y mantenga la instalación de las termoeléctricas por si se requiere en caso de emergencia su generación eléctrica”.

Fuente: Revista Electricidad (20/11/2020)

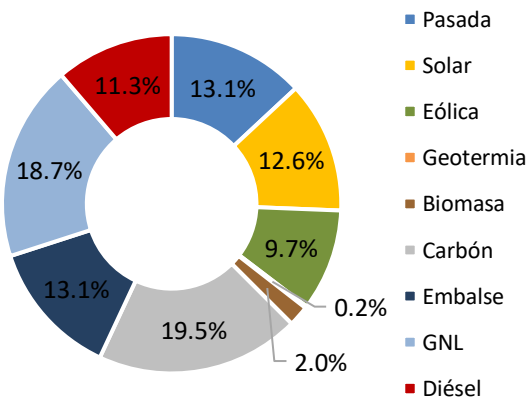
Generación SEN últimos 12 meses


Fuente: Coordinador Eléctrico

Composición del despacho en noviembre 2020

Despacho de generación (GWh)

Térmica	2.413
Hidráulica	2.557
Eólica	534
Solar	850
Generación Total	6.354

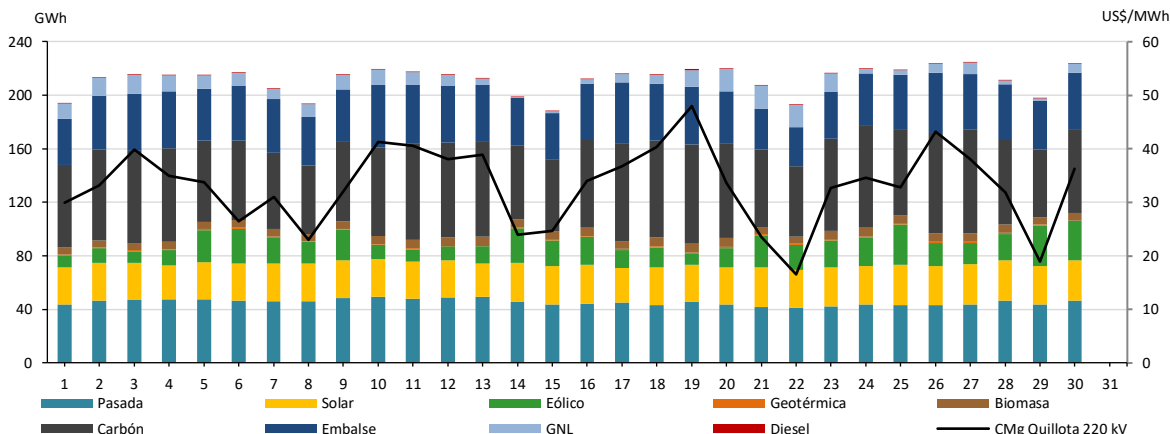
Fuente: Coordinador Eléctrico

Capacidad instalada SEN octubre 2020

Capacidad instalada SEN (MW)

Hidro	8.621
Térmico	11.432
Eólica	2.527
Solar	3.265
Geotermia	512
Total	25.997

Fuente: Coordinador Eléctrico

Generación y costos marginales en Quillota 220 kV, noviembre 2020

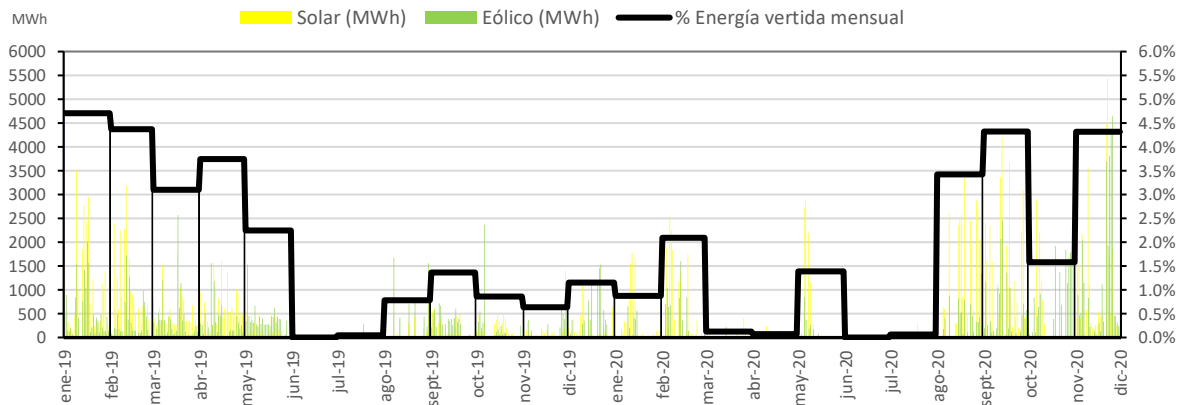


En el mes de noviembre de 2020, el total de energía generada en el SEN alcanzó los 6.354 GWh. El 35% de la energía fue generada por centrales térmicas, el 40% fue aportada por centrales hidráulicas, un 13% fue generada por centrales solares, un 8% fue generada por centrales eólicas, un 2,8% fue generada por centrales de biomasa, y un 0,3% fue aportada por geotermia.

El promedio de los costos marginales en la barra Quillota 220 kV correspondió a 33,1 US\$/MWh.

Fuente: Coordinador Eléctrico

Vertimientos de generación ERNC enero 2019 – noviembre 2020



El gráfico anterior presenta la cantidad de energía diaria reducida de centrales eólicas y solares que se ha presentado desde enero de 2019 a noviembre de 2020, y el porcentaje mensual al que corresponden dichas reducciones con respecto a la generación solar y eólica.

Dichas reducciones son dispuestas por el Coordinador Eléctrico Nacional en respuesta a la presencia de congestiones en el sistema de transmisión.

Las reducciones mensuales de generación de centrales eólicas y solares desde enero 2019 a noviembre 2020 que se observaron son:

Enero: 42,4 GWh (4,7%)	Mayo: 15,9 GWh (2,2%)	Septiembre: 12,7 GWh (1,4%)	Enero: 10,8 GWh (0,9%)	Mayo: 11,2 GWh (1,4%)	Septiembre: 49,2 GWh (4,3%)
Febrero: 32,7 GWh (4,4%)	Junio: 0 GWh (0%)	Octubre: 10,0 GWh (0,9%)	Febrero: 21,4 GWh (2,1%)	Junio: 0 GWh (0%)	Octubre: 23,1 GWh (1,6%)
Marzo: 26,9 GWh (3,1%)	Julio: 0,4 GWh (0%)	Noviembre: 7,3 GWh (0,6%)	Marzo: 1,2 GWh (0,1%)	Julio: 0,6 GWh (0,1%)	Noviembre: 59,7 *(4,2%)
Abril: 26,5 GWh (3,7%)	Agosto: 8,6 GWh (0,8%)	Diciembre: 14,3 GWh (1,2%)	Abril: 0,6 GWh (0,1%)	Agosto: 40 GWh (3,4%)	Diciembre:

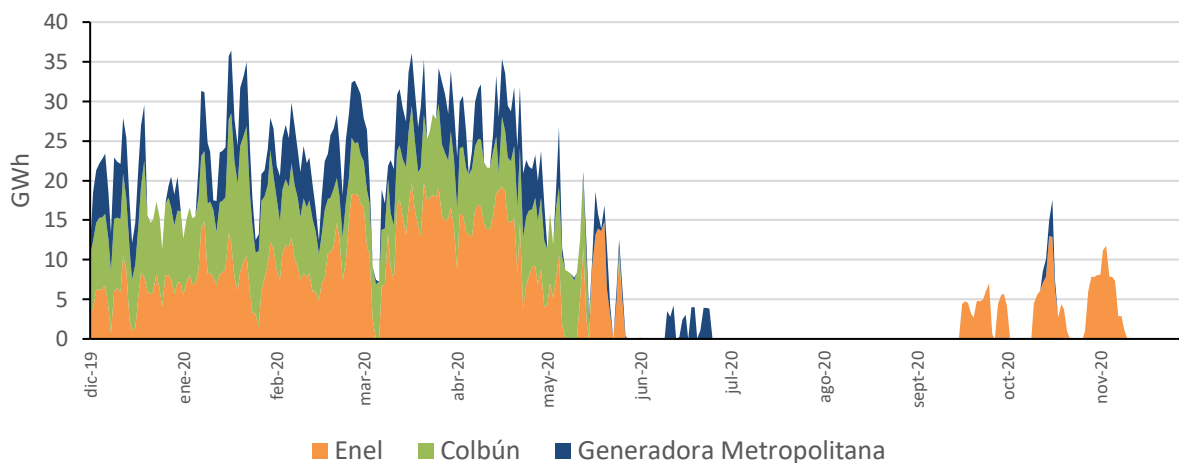
2019

2020

* Los vertimientos de noviembre corresponden a los exhibidos en los Informes Diarios de Novedades al Centro de Despacho de Carga (CDC) del Coordinador Eléctrico.

Fuente: Coordinador Eléctrico

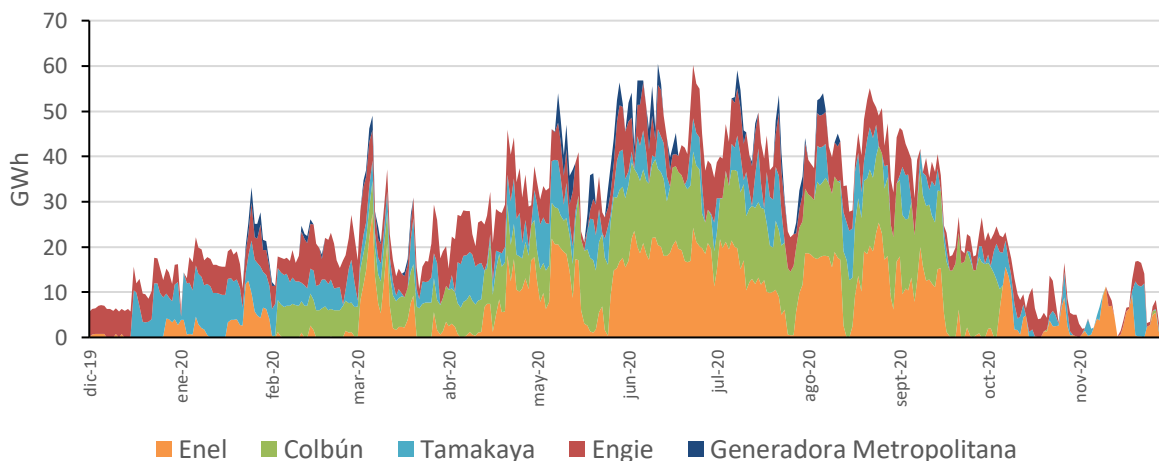
Generación con gas natural argentino últimos 12 meses



En noviembre de 2020, se generaron 61 GWh de energía eléctrica en base a gas natural argentino, de la cual un 100% es atribuible a la empresa Enel. Esta generación representó el 1% de la generación del SEN durante el mes.

Fuente: Coordinador Eléctrico

Generación con GNL desde terminales Quintero y Mejillones últimos 12 meses

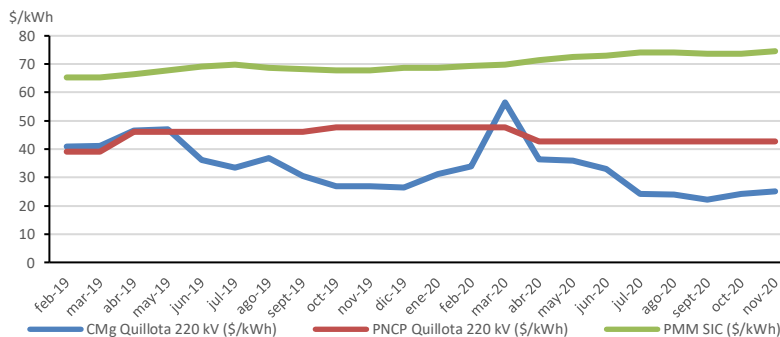


En noviembre de 2020, la generación de centrales en base a GNL asociadas a los terminales Quintero y Mejillones fue de 200 GWh, lo que representó el 3,1% de la generación total del SEN. De estas inyecciones, un 51% se atribuye a Enel, un 1% se atribuye a Colbún, un 29% se atribuye a Tamakaya, un 18% a Engie, y el 1% restante a otras empresas.

Fuente: Coordinador Eléctrico

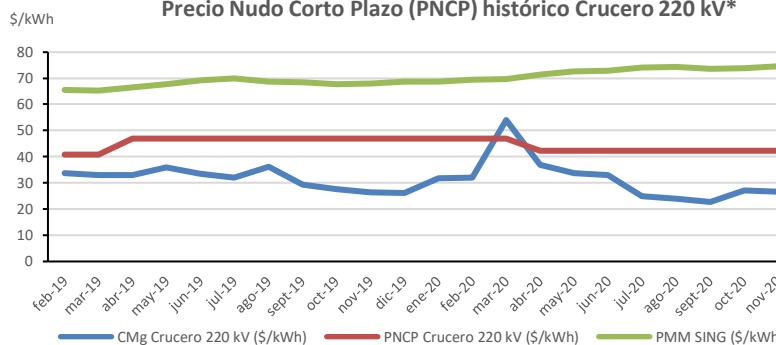
ESTADÍSTICAS DE PRECIOS DE ENERGÍA

Costo Marginal, Precio Medio de Mercado y Precio Nudo de Corto Plazo (PNCP) histórico Quillota 220 kV*



Fuente: CNE / Coordinador Eléctrico

Costo Marginal, Precio Medio de Mercado y Precio Nudo Corto Plazo (PNCP) histórico Crucero 220 kV*



Fuente: CNE / Coordinador Eléctrico

Precios de Nudo de Corto Plazo y PMM noviembre (\$/kWh)

Precio Nudo Quillota 220 kV	42,8
Precio Nudo Crucero 220 kV	42,2
PMM SEN	74,7

Fuente: CNE

Costos marginales promedio noviembre (\$/kWh)

Crucero 220 kV	26,7
Cardones 220 kV	25,2
Pan de Azúcar 220 kV	23,8
Quillota 220 kV	25,2
Charrúa 220 kV	24,1
Puerto Montt 220 kV	24,6

Fuente: Coordinador Eléctrico

* En los gráficos a la derecha, los Precios Medio de Mercado SEN-SIC y SEN-SING corresponden al PMM del SEN.

Noticias Sistema Eléctrico Nacional

Pandemia no detiene avance de energías renovables: AIE prevé expansión récord en 2021

Informe del organismo internacional proyecta una expansión de 10% para el próximo año, señalando que la capacidad instalada de estas tecnologías en el mundo superará a las plantas de gas natural, en 2023, y al carbón, en 2024.

El crecimiento más rápido desde 2015 tendrá la capacidad de las energías renovables en el mundo durante el próximo año, alcanzando una tasa de casi 10%, según indica el informe "Renewables 2020 Analysis and Forecast to 2025", publicado por la Agencia Internacional de la Energía.

El documento señala que esta expansión responde a la puesta en marcha de proyectos retrasados en mercados donde la construcción y las cadenas de suministro que se interrumpieron a causa de la menor actividad producida por los confinamientos de la pandemia, además de las medidas gubernamentales en mercados clave, como Estados Unidos, India y algunos países europeos, donde se autorizó a los desarrolladores a completar proyectos varios meses después de los plazos de la política o subasta que originalmente cayeron a fines de 2020.

Fuente: Revista Electricidad (11/11/20)

Agencia Internacional de Energías Renovables (Irena) destaca avance de Chile en hidrógeno verde

La Irena publicó una guía para la elaboración de políticas en torno al hidrógeno verde, donde destaca el avance realizado por Chile para el desarrollo de una estrategia nacional en esta materia. "Se espera que muchos países publiquen sus estrategias de hidrógeno en los próximos años. Se esperan avances en América Latina, tras el lanzamiento de la Estrategia Nacional de Chile", señala el documento del organismo internacional.

La Guía de Irena indica que Chile es uno de los países, junto a Canadá, Alemania y Corea del Sur, que en su estrategia han establecido metas nacionales para convertirse en pionero en el desarrollo de una industria nacional, "lo que permite exportar las tecnologías a otras regiones".

"Países como Australia, Chile, Portugal y algunos miembros del Consejo de Cooperación del Golfo región, también pueden centrarse en el uso de su vasta recursos renovables nacionales para establecer un sector exportador de hidrógeno y promover crecimiento económico interno", indica la publicación.

Fuente: Revista Electricidad (25/11/20)

BALANCE ERNC A OCTUBRE 2020

Balance ERNC octubre 2020

Total retiros afectos a obligación (GWh)	4482,8
Obligación ERNC (GWh)	440,7
% Obligación ERNC respecto a retiros afectos a obligación	9,8%
Inyección ERNC (GWh)	1774,6
% Inyecciones ERNC respecto a retiros afectos a obligación	39,6%

Fuente: Coordinador Eléctrico

Lo anterior implica que en septiembre de 2020 las inyecciones ERNC superaron en **29,8 puntos porcentuales** a la obligación.

NOTICIA ERNC

Precio de sistemas fotovoltaicos en Chile disminuyó casi un tercio en cuatro años

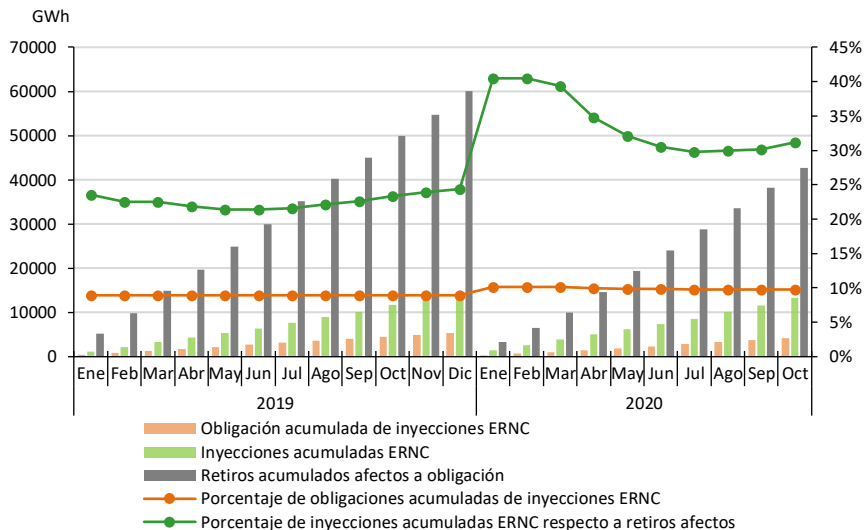
(La Tercera-Pulso) Si en 2017 una instalación de paneles fotovoltaicos (FV) de entre 1 Kwp y 5 Kwp costaba en promedio de US\$2.326 por Kwp en Chile, hoy esa misma infraestructura está en el orden de US\$1.639 Kwp. O sea, ha disminuido su precio en 29,5%. Cifra que varía para proyectos de diferente envergadura, donde los costos de uno de entre 500 Kwp y 1.500 Kwp han descendido 26,8%.

Esto es parte de los resultados de una nueva versión del Índice de Precios Fotovoltaicos 2020 que realiza GIZ (Sociedad Alemana de Cooperación Internacional) y el Ministerio de Energía, el cual abarca diferentes componentes para la instalación de paneles solares

“La generación distribuida nos permite a todos ser protagonistas de la transición energética hacia las energías renovables y una mejor calidad de vida. El estudio muestra claramente el impacto positivo en proyectos residenciales. Ya hay casi 7.500 hogares que están usando este sistema”, comenta Juan Carlos Jobet, ministro de Energía.

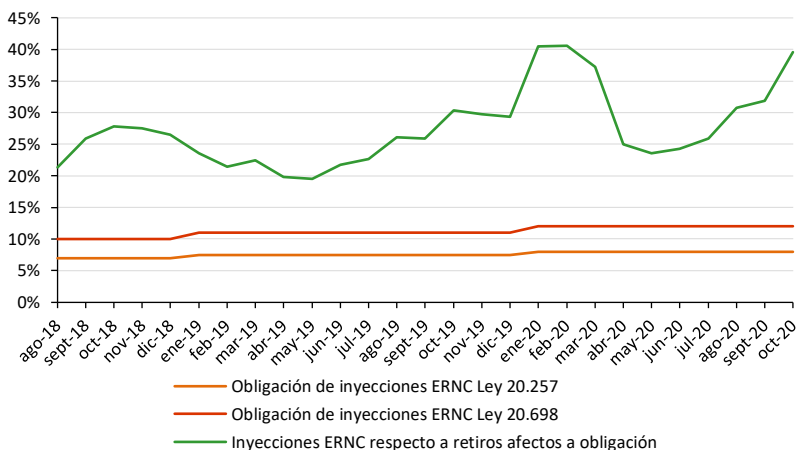
Fuente: Revista Electricidad (25/11/20)

Obligación acumulada de inyecciones ERNC, inyecciones acumuladas de ERNC y retiros acumulados afectos a obligación desde enero 2019 a octubre 2020



Fuente: Coordinador Eléctrico

Porcentaje de inyecciones ERNC respecto de retiros afectos a obligación



Fuente: Coordinador Eléctrico

Acreditaciones ERNC

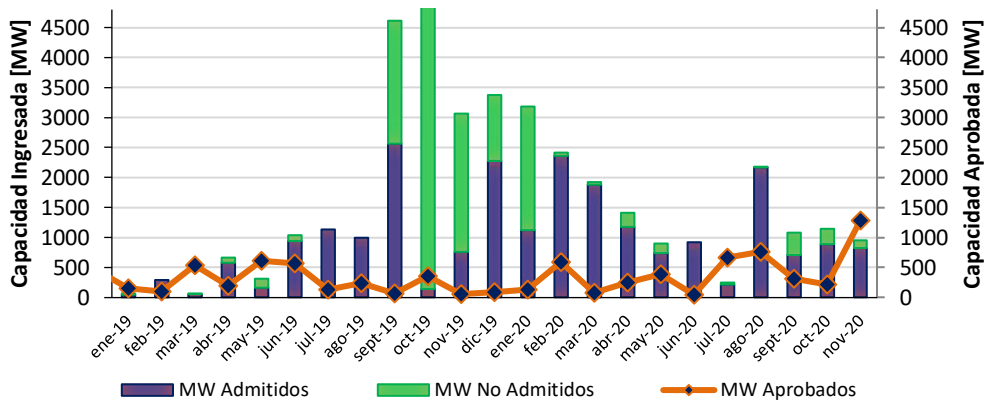
En los balances mensuales efectuados por el Coordinador Eléctrico Nacional, los retiros acumulados afectos de acreditación ERNC (ley 20.257 y ley 20.698) de enero 2020 a octubre 2020, corresponden a **42.717 (GWh)**.

La obligación acumulada de inyecciones ERNC de enero 2020 a octubre 2020, correspondió a **4.178 (GWh)**, lo que corresponde a un **9,8%** respecto de los retiros afectos en el mismo periodo.

Por otra parte, las inyecciones acumuladas de ERNC de enero 2020 a octubre 2020, fueron de **13.306 (GWh)**, lo que corresponde a un **31,1%** respecto de los retiros afectos en el mismo periodo.

PROYECTOS EN EVALUACIÓN AMBIENTAL

Proyectos de generación en evaluación, rechazados y aprobados en el SEIA hasta noviembre 2020



Estado de Proyectos

A partir de los datos estadísticos registrados en la plataforma electrónica del SEIA (e-SEIA), en noviembre de 2020 ingresaron un total de 2235,6 MW de potencia. Se registraron 1288,1 MW aprobados.

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos del SEIA (e-SEIA)

Proyectos Aprobados en el SEIA en noviembre 2020

Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Ingreso
Cato Solar	Cato Solar SpA	9.0	Solar	22-05-2020
Parque Fotovoltaico Quilmo PMG	PV Power Chile SpA	9.0	Solar	23-04-2020
Parque Fotovoltaico Villa Longavi PMG	PV Power Chile SpA	9.0	Solar	22-04-2020
Parque Solar Las Mercedes	Blue Solar Dos SpA	9.0	Solar	24-03-2020
Planta Fotovoltaica Rimini Solar	Rimini Solar SpA	9.0	Solar	24-03-2020
El cruce solar	Enlase Energía S.A.	9.0	Solar	23-03-2020
Parque solar fotovoltaico Santa Isabel	ORION POWER S.A.	9.0	Solar	20-03-2020
Parque Fotovoltaico Chacaico	Sol del Sur 15 SpA	9.0	Solar	20-03-2020
Parque Solar Collanco	Blue Solar Uno SpA	9.0	Solar	18-03-2020
Planta Fotovoltaica Inti Pacha	Colbún S.A.	719.0	Solar	19-02-2020
CENTRAL ELÉCTRICA CANELILLO	Generadora Canelillo SpA	120.0	Diesel	20-12-2019
Parque Eólico Caman	AR Caman SpA	306.6	Eólico	08-05-2018

Proyectos en Calificación en el SEIA en noviembre 2020

Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Ingreso
Proyecto Eólico Kosten Aike	EÓLICA KOSTEN AIKE SPA	36.0	Eólico	23-11-2020
Parque Fotovoltaico Viñedo del Verano	Juriques SpA	9.0	Solar	23-11-2020
Parque Fotovoltaico Antilco	Astro Solar Spa.	9.0	Solar	23-11-2020
PLANTA FOTOVOLTAICA AR CHANGOS SOLAR	AR Changos Solar SpA	408.6	Solar	23-11-2020
Parque Solar Fotovoltaico Espejos	Espinos S.A.	9.0	Solar	23-11-2020
Parque Solar San Vicente TT	Blue Solar Doce SPA	9.0	Solar	20-11-2020
Parque Solar Gran Rinconada Norte	FV Rinconada SpA	7.0	Solar	20-11-2020
Planta Solar Lirios	Grupo energy Lancuyen spa	9.0	Solar	20-11-2020
Parque Fotovoltaico Patricia del Verano	Pomerape SpA	9.0	Solar	20-11-2020
Planta Solar Santo Tomás	Grupo energy Lancuyen spa	9.0	Solar	19-11-2020
PARQUE SOLAR OXUM DEL TAMARUGAL	GENERADORA Y DISTRIBUIDORA DE ENERGÍA OXUM SPA	275.9	Solar	19-11-2020
Planta Solar Los Boldos	Grupo energy Lancuyen spa	9.0	Solar	19-11-2020

Proyectos no Aprobados en el SEIA en noviembre 2020

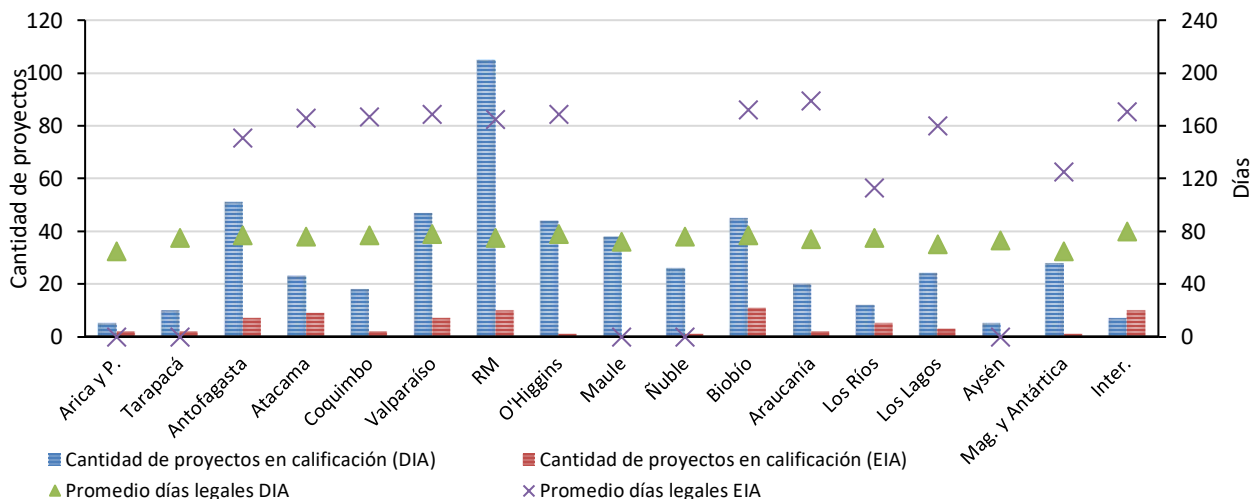
Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Ingreso
Parque Fotovoltaico Don Chacho	PV Power Chile SpA	9.0	Solar	20-11-2020
Parque Fotovoltaico Azapa SPA	Fotovoltaico Azapa Spa	100.0	Solar	19-11-2020
Parque Fotovoltaico Las Garzas	PFV LAS GARZAS SPA	9.0	Solar	20-02-2020

Fuente: SEIA (e-SEIA)

PROYECTOS EN EVALUACIÓN AMBIENTAL

Indicadores de plazo de evaluación (Días Legales)

A continuación, se presentan los plazos promedios para la evaluación ambiental de proyectos ingresados como Evaluación de Impacto Ambiental (EIA) y Declaración de Impacto Ambiental (DIA) al Sistema de Evaluación Ambiental (SEA) de cada región. Lo anterior considerando, como situación basal, el tiempo empleado en las evaluaciones de proyectos calificados (aprobados y rechazados) durante el periodo comprendido entre enero de 2019 hasta octubre de 2020.



Fuente: Reporte Estadístico mensual de Proyectos en el SEIA

Noticias

Enel Chile proyecta añadir 2,3 GW de capacidad instalada renovable a 2023

En el marco del Investor Day, la compañía también planteó su meta que en tres años más lleguen a 0% de carbón en la generación eléctrica.

Agregar 2,4 GW de capacidad instalada en energías renovables a 2023 en el sistema eléctrico local, de los cuales 1,3 GW ya se encuentran en construcción, es una de las principales metas del Plan Estratégico 2021-2023 de Enel Chile, el cual fue presentado en el Investor Day, donde también se hicieron otros anuncios relevantes para el sector eléctrico nacional, que se relacionan con la baja en el nivel de emisiones y la incorporación de nuevas tecnologías.

Uno de ellos es el objetivo de la empresa para que el 77% de su generación eléctrica sea inyectada con fuentes renovables, donde también se llegue al 0% en la inyección de electricidad con carbón, como parte de la transición energética.

Otro elemento del plan es el 93% de las inversiones que ejecuten durante este periodo estén alineadas con los Objetivos de Desarrollo Sustentable de la ONU, por lo que también se comprometieron a reducir sus emisiones "a través de instrumentos medibles para alcanzar nuestra meta de carbono neutralidad a 2050.

Fuente: Revista Electricidad (1/12/20)

Noviembre presentó la matriz energética más limpia de los últimos dos años

Con un factor de emisiones cercano a los 270 kilos de CO2 por MWh, noviembre fue el mes más bajo de los últimos dos años en esta materia dentro del país, de acuerdo con los datos registrados por la plataforma por la empresa Enorchile, donde se pueden ver la generación de emisiones, según el tipo de matriz energética.

El portal de datos es de acceso público y se sustenta con los datos del Coordinador Eléctrico Nacional y con los factores de emisiones referenciales de la Environmental Protection Agency (EPA).

Pablo Caerols, gerente general de EnorChile, explicó que la disminución del factor registrada en noviembre se debe principalmente "a la mayor participación de la generación hidroeléctrica, con respecto al mismo mes del año pasado, la importante presencia de generación solar y eólica, y la disminución de la generación con carbón y gas natural".

"Esta tendencia se repite al compararlo con la matriz promedio de los últimos años y nos da a entender por qué noviembre fue un mes particularmente más limpio", afirmó el ejecutivo.

Fuente: Revista Electricidad (3/12/20)

Plan de obras de generación SEN, ITD de PNCP, Segundo Semestre 2020

De acuerdo al Informe Técnico Definitivo del Segundo Semestre del 2020, se proyecta una capacidad instalada adicional al año 2030 de 9.876 MW. Esta proyección incluye centrales en construcción y recomendadas por la CNE, sin considerar la capacidad actual.

En relación con centrales hidroeléctricas se proyecta una potencia adicional instalada en torno a 1.124 MW para el año 2030.

Con respecto a centrales térmicas, se proyecta la instalación de 722 MW entre instalaciones Diésel y de Biomasa antes de 2021, y no más termoeléctricas desde ese año en adelante.

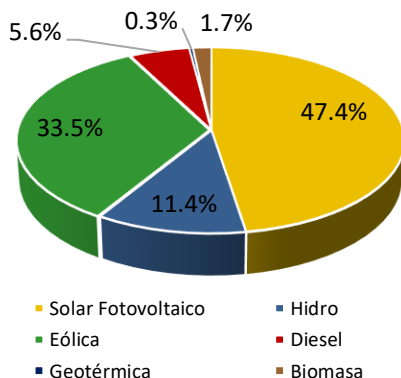
Para el año 2030, se estiman 4.684 MW de capacidad adicional en instalaciones solares.

Por otro lado, para las centrales eólicas se proyecta una capacidad adicional de 3.313 MW al año 2030.

Finalmente, se proyecta la instalación de 33 MW de tecnología geotérmica para el mismo período

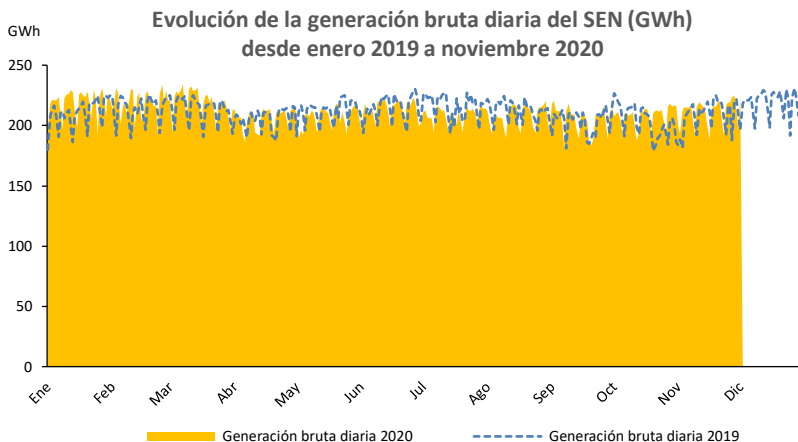
Fuente: ITD Primer Semestre 2020, CNE

Capacidad adicional en construcción y recomendada por la CNE hasta el año 2030



Fuente: ITD Segundo Semestre 2020, CNE

GENERACIÓN Y PROYECCIÓN



Fuente: Coordinador Eléctrico

Demanda máxima horaria del SEN (MWh)

2017	10.360
2018	10.776
2019	10.746
2020	10.900

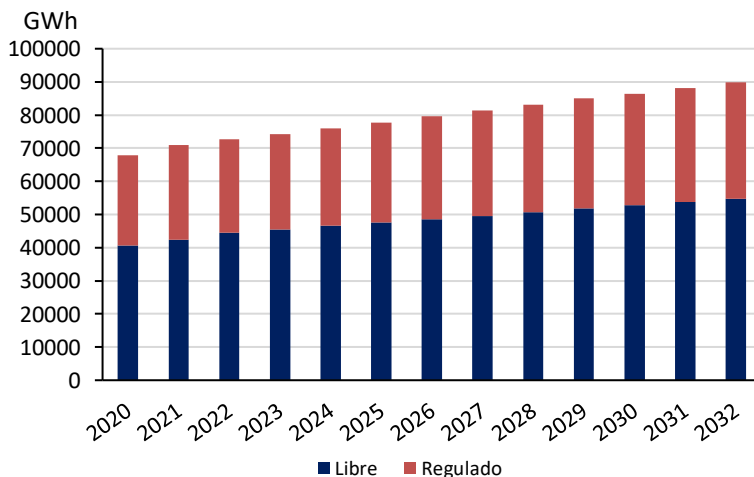
Fuente: Coordinador Eléctrico

Capacidad septiembre 2020 y recomendada a instalar al año 2030 (MW)

	Oct. 2020	Rec.
Eólica	2.527	3.313
Geotermia	512	33
Hidro	8.261	1.124
Solar	3.265	4.684
Termosolar	0	0
Térmico	11.432	722
Total	25.997	9.876

Fuente: ITD Segundo Semestre 2020, CNE

Demanda proyectada del SEN (GWh)



Fuente: ITD Segundo Semestre 2020, CNE

CENTRALES EN ETAPA DE PUESTA EN SERVICIO

Central	Capacidad (MW)	Entrada en operación estimada
Usya (Solar)	64	Dic-20
Cabo Leones II etapa I (Eólico)	34	Ene-21
Pajonales (Diésel)	100	Ene-21
PFV San Pedro (Solar)	106	Ene-21

Central	Capacidad (MW)	Entrada en operación estimada
PFV Nueva Quillagua (Solar)	100	Ene-21
Combarbalá (Diésel)	75	Ene-21
Prime Los Cóndores (Diésel)	100	Ene-21


Los desafíos que presenta el proyecto de portabilidad eléctrica en materia de competencia

Danae Fenner, académica e investigadora-coordinadora del Centro de Regulación y Competencia de la Facultad de Derecho de la Universidad de Chile, a fines de este mes expuso su visión respecto al proyecto de portabilidad eléctrica en la Comisión de Minería y Energía de la Cámara de Diputados, destacando la apertura de un nuevo segmento del mercado a nuevos actores, por lo que advierte la necesidad de mantener este principio en el análisis legislativo de esta iniciativa. En conversación con ELECTRICIDAD, la especialista afirma que el principal desafío en materia de competencia es la integración vertical.

¿Cuál es su análisis sobre el proyecto de ley de portabilidad eléctrica desde el punto de vista de la competencia? Lo que se propone hacer en la reforma es separar la actividad de la comercialización que hacen actualmente las empresas distribuidoras, abriéndolo a la competencia. En general, siempre es positivo que en los mercados regulados, que son monopolios naturales, se intenten abrir espacios de competencia. Ahora, el problema que eso puede conllevar es que no se logren mitigar los riesgos de abrir este espacio en un mercado que está definido como monopolio natural, por lo que el desafío particular dice relación con la integración vertical, y la pregunta regulatoria y de competencia es si en este segmento podrán participar o no otros agentes que operen en otros segmentos del mercado.

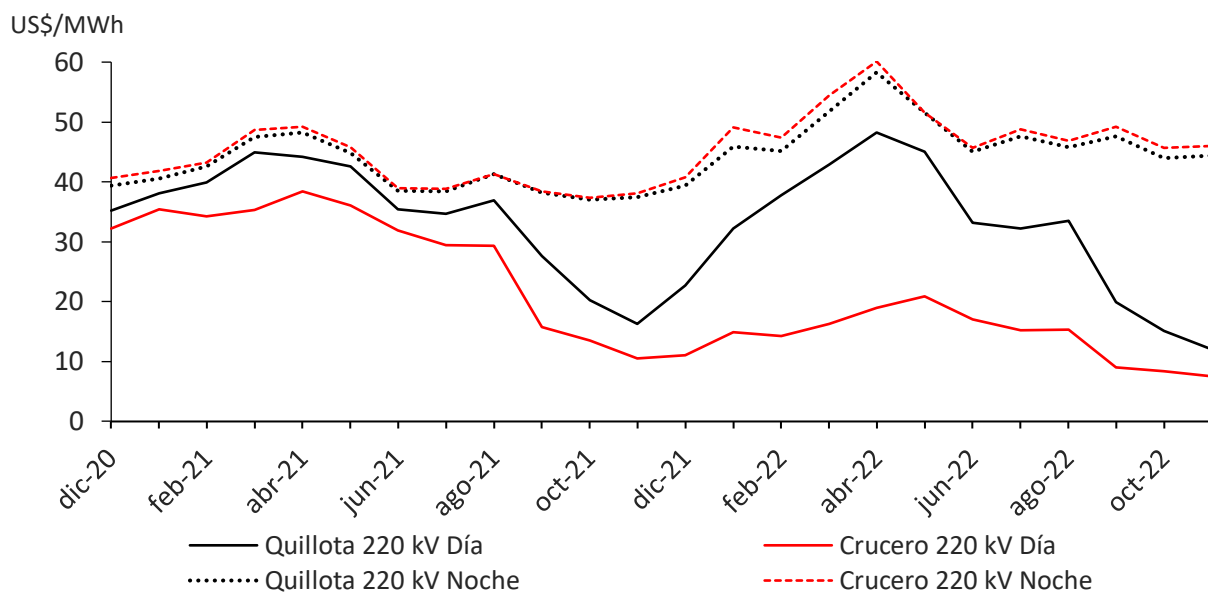
¿Esto lo considera el proyecto? En este caso la reforma legal sí contempla la participación de otros actores del segmento, sometiéndolos a ciertas obligaciones de información, por lo que es un tema que tiene que ser estudiado muy en profundidad, porque se pueden derivar efectos muy nocivos, si es que se transfieren ciertos poderes del mercado de otros segmentos a este nuevo segmento abierto a la competencia.

¿Esto pasaría en el caso que se puedan ingresar generadoras? Exacto. Las transmisoras, por el artículo 7, no pueden operar en otros segmentos, pero sí las generadoras. Entonces, habría que preguntarse qué pasa si una generadora muy grande entra en la comercialización y empieza con una estrategia de precios predatorios, para excluir a los otros comercializadores y luego subir los precios. Ahora, claramente hay mecanismos institucionales para frenar eso, como la Fiscalía Nacional Económica, pero lo ideal sería que esto no se produjese.

PROYECCIÓN DEL SISTEMA SEN

Proyecciones de costos marginales Valgesta Energía

En la siguiente gráfica, se muestra una proyección de costos marginales promedio mensual para las barras Quillota 220 kV y Crucero 220 kV, en los periodos con presencia solar (bloque solar) y en ausencia de esta (bloque noche).



ÁREAS DE TRABAJO

- Estudio Mercado Eléctrico
- Diseño e Ingeniería Proyectos de Energía
- Análisis Económicos y Financieros
- Análisis Ambiental Estratégico

www.valgesta.com

En la figura anterior, puede observarse al inicio del próximo año, y hacia el final del periodo de deshielo, una leve tendencia al alza en los costos marginales proyectados, lo que resulta frecuente para dicho periodo. Luego, desde abril en adelante se aprecia una tendencia a la baja en los costos marginales proyectados en 2021, lo que se debe principalmente a la disponibilidad de energía proveniente de fuentes renovables solares FV y eólicas, junto con el ingreso de una capacidad relevante correspondiente a nuevas plantas ERNC, que se prevé para 2021. El costo marginal promedio proyectado para los próximos dos años durante el día en la barra Quillota es 32,9 US\$/MWh y en la barra Crucero 220 kV, 21,3 US\$/MWh. El costo marginal promedio proyectado para los próximos dos años durante la noche en la barra Quillota es 44,2 US\$/MWh y en la barra Crucero 220 kV, 45,3 US\$/MWh.

Cabe mencionar que dada la incertidumbre de las variables significativas del sistema, tales como condiciones hidrológicas, materialización de proyectos, entre otras, estas proyecciones podrían cambiar.

La proyección entregada en este boletín fue desarrollada por Valgesta Energía solamente para fines informativos e ilustrativos, por lo que no constituye asesoría en estas materias.

¿Qué efecto tiene la Ley 21.185? (Mecanismo de estabilización de precios PEC)

La Ley 21.185 tiene como principal finalidad la estabilización de las tarifas que perciben los clientes sujetos a regulación de precios.

Dicha estabilización produce una disminución en la recaudación de las empresas suministradoras de energía. La diferencia entre la recaudación, tomando en cuenta los precios de los contratos correctamente indexados, y la recaudación con los precios utilizados producto de la aplicación de la Ley, es definida como saldos para las empresas suministradoras, los que son contabilizados semestralmente.

La Ley define que estos saldos dejarán de ser acumulados una vez se alcancen 1.350 MM USD, o cuando se llegue a finales de junio de 2023. Una vez que se cumpla alguno de estos dos hitos, y en caso de ser necesario, el precio percibido por el consumidor final deberá ser ajustado de tal forma que deje de haber una acumulación de saldos.

Finalmente, se presenta como fecha final del mecanismo el último día de diciembre de 2027, fecha en que los saldos adeudados deben haber sido pagados en su totalidad.

Fuente: Ley 21.185 y Resolución Exenta 72 de 2020

Estado actual del mecanismo y proyección de saldos acumulados

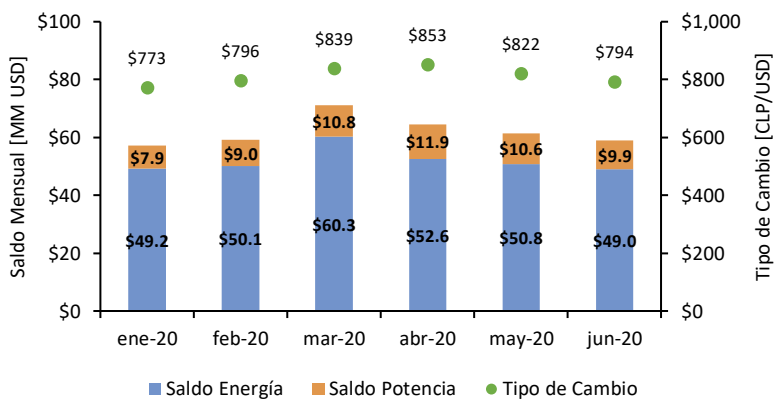
El dólar tarifario de la fijación del primer semestre de 2020 fue de 694,38 CLP/USD, mientras que el dólar promedio del mismo semestre, según el Banco Central, fue de 812,76 CLP/USD. Además, se definió un factor de ajuste de energía de 87,5% y un factor de ajuste de potencia de 91,3%. Producto de lo anterior, dentro de este período se acumularon para el SEN 372,25 MM USD por diferencias de facturación, 14,92 MM USD por diferencias por compra y 2,8 MM USD para los sistemas medianos.

Sumados los montos anteriores a los 350,06 MM USD del período anterior, el mecanismo ha acumulado 740 MM USD hasta junio de 2020, correspondiente a un 54,8% de la totalidad del fondo.

Valgesta Energía, en su proyección, prevé que a finales del segundo semestre de este año, el fondo podría alcanzar un valor acumulado para el SEN entre 916,9 MM USD y 995,8 MM USD. Esto correspondería a una utilización del fondo entre 67,9% y 73,8%, respectivamente.

ESTADÍSTICAS PRECIO ESTABILIZADO A CLIENTES REGULADOS (PEC)

Saldos SEN Mensuales Primer Semestre 2020



Fuente: CNE

Saldos SEN Acumulados a la fecha

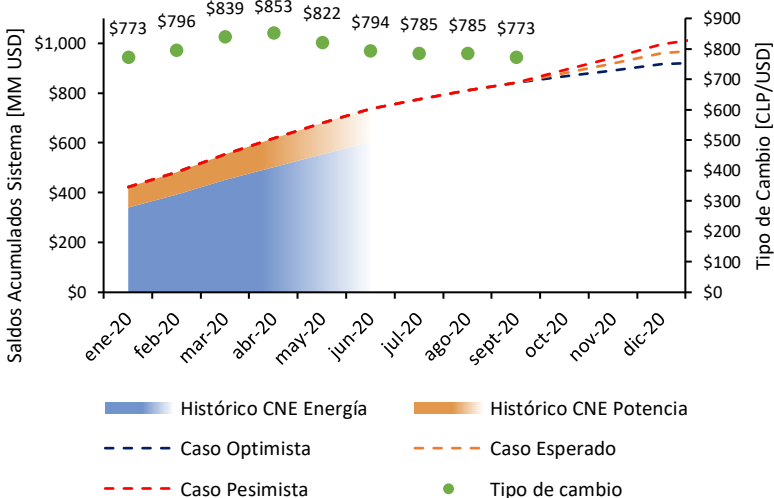


Saldos Acumulados a junio de 2020 [MM USD]

SEN	737,2
Sistemas Medianos	2,8
Total	740

Fuente: CNE

Proyección de saldos de los suministradores SEN



Fuente: Elaboración propia



www.valgesta.com

