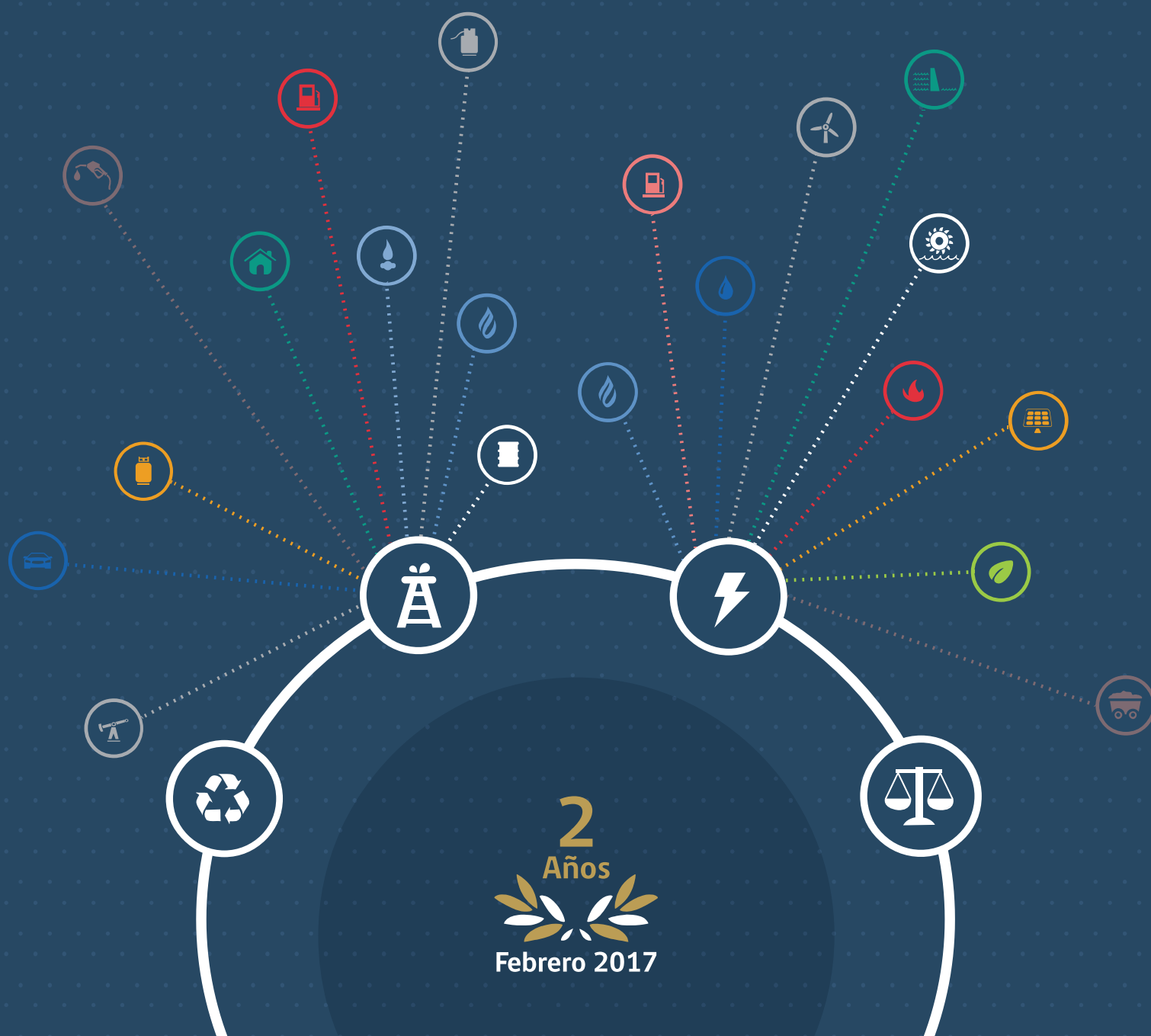


REPORTE MENSUAL SECTOR ENERGÉTICO

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA



NOTICIAS DESTACADAS

Durante el último mes, el sector energético estuvo marcado por una serie de hitos que materializaron el trabajo realizado desde la Comisión Nacional de Energía y del Ministerio de Energía. Entre las distintas instancias a destacar se encuentran:

Entra en vigencia Nueva Ley de Servicios de Gas

Una Nueva Ley de Servicios de Gas (N°20.999) entró en vigencia el 9 de febrero, tras su publicación en el Diario Oficial.

La regulación que regía los servicios de gas era del año 1931 y la última modificación relevante se había producido en el año 1989, ante la inminente llegada del gas natural al país, marco regulatorio que presentaba una serie de vacíos.

La ley contiene normas que evitan que el régimen tarifario definido por cada distribuidora de red concesionada, no exceda el límite de rentabilidad establecido por ley de 9%, lo cual será controlado por la Comisión Nacional de Energía, a través del proceso de un chequeo anual de rentabilidad.

En caso que una empresa exceda la tasa de rentabilidad máxima, se activará un proceso de fijación tarifaria para dicha compañía, la cual, además, deberá devolver a sus clientes, el monto equivalente al exceso de rentabilidad obtenido, estableciendo con ello un sistema de protección de los consumidores. En este mismo sentido, en caso de existir interrupciones del servicio de gas no autorizadas, las empresas distribuidoras deberán compensar a sus clientes el equivalente a 15 veces el volumen del gas no suministrado.

Junto con ello, la ley establece un fortalecimiento institucional del chequeo de rentabilidad, detallando en la ley su metodología de cálculo, instancias de participación y aumentando el período de análisis a uno a tres años.

Gobierno termina con cobro individual por “corte y reposición” de la luz.

El Ministro de Energía, Andrés Rebolledo, junto al Secretario Ejecutivo de la Comisión Nacional de Energía, Andrés Romero, anunciaron el término del cobro individual del servicio de “corte y reposición” de energía eléctrica (desconexión y conexión del servicio de luz).

De esta manera, con la nueva Ley de Equidad Tarifaria (Ley N° 20.928), el pago por Corte y Reposición de la luz será incluido como parte de los servicios generales que las empresas distribuidoras deben prestar a las familias chilenas, es decir, será incluido dentro de la tarifa general.

El Corte y Reposición implica ingresos anuales de US\$19,3 millones (MM\$12.815) para las distribuidoras que se expresan en más de un millón cuatrocientas mil casos durante el año 2015.

Gobierno da inicio a nueva Licitación de Suministro eléctrico por 4.200 GW anuales

El martes 24 enero, la Comisión Nacional de Energía publicó las bases definitivas de la Licitación Pública Nacional e Internacional para el Suministro de Potencia y Energía Eléctrica con el objeto de abastecer los consumos de clientes sometidos a regulación de precios (Licitación Suministro 2017/01).

Al respecto, el Ministro de Energía, Andrés Rebolledo, informó que las Bases Definitivas de la Licitación 2017/01 incorporan innovaciones importantes, y afirmó que “su objetivo es seguir invitando a la mayor cantidad de actores nacionales e internacionales a participar de esta licitación y seguimos sosteniendo que una prioridad para este sector es sostener precios competitivos y bajos y en ese sentido la participación de más actores en un escenario y en un contexto mayor de competencia es uno de los elementos centrales que ha venido explicando esto”.

Por su parte, el Secretario Ejecutivo de la Comisión Nacional de Energía, Andrés Romero, señaló que en esta oportunidad los principales cambios en la licitación están en el diseño de los bloques, donde se cuenta con 3.540 GWh/año en bloques horarios o 24 horas y 660 GWh/año en bloques trimestrales o anuales; el mecanismo de adjudicación en dos etapas y el aumento de las boletas de garantías, de 400 UF/GWh a 800 UF/GWh en total para proyectos, a partir del 1 de enero de 2023, por 20 años.

Asimismo, el proceso exige a las empresas oferentes un Informe de Calificación de Riesgo con seguimiento y un respaldo físico de la oferta.

[Aquí podrás revisar más información sobre las Bases Definitivas de la licitación 2017/01](#)

CNE envía Informe de rentabilidad de las empresas concesionarias de distribución de gas de red año 2015.

De acuerdo a su ley orgánica, D.L. N° 2.224, la Comisión Nacional de Energía dio a conocer los resultados de los análisis de rentabilidad de las empresas concesionarias de distribución de gas de red correspondiente al año 2015.

Los informes fueron enviados por la CNE al Ministerio de Energía, y se informa que ninguna de las empresas concesionarias excedió el máximo legal de rentabilidad que establecía la normativa vigente hasta antes de la publicación de la Ley N° 20.999 el día 9 de febrero de 2017, esto es, 11%.

Dicho análisis dio como resultados las siguientes rentabilidades: Metrogas 9,4%; GasValpo 6,2%; GasSur 3,4%; Intergas 5,5% y Lipigas 4%.

RESUMEN

El presente reporte se ha desarrollado durante el mes de Febrero 2017, con el objetivo de entregar los antecedentes y estadísticas energéticas correspondientes a Enero 2017.

El contenido del reporte se ha ordenado en cuatro capítulos facilitando su análisis, estos cuatro capítulos entregan información sobre el sector eléctrico, el mercado internacional y nacional de los hidrocarburos, el estado y avance de la aprobación ambiental de proyectos energéticos y, por último, los principales aspectos normativos y regulatorios surgidos en el sector durante el mes.

La publicación contiene información oficial, tanto de fuentes externas como propias de la Comisión Nacional de Energía (CNE).

Para la realización del reporte, se consideró una cotización promedio de 667,2 pesos por USD observado durante el mes de Enero 2017.

Los proyectos de generación eléctrica que se registraron en etapa de construcción en base a la Resolución Exenta N°36, para el SIC y SING fueron 49, los cuales equivalen a una capacidad de 3.358 MW.

La capacidad instalada registrada al mes de Enero para el SIC fue de 16.837 MW y la del SING de 5.082 MW. A estos se suman los sistemas eléctricos de Aysén (SEA), Magallanes (SEM), Isla de Pascua y Los Lagos. En su conjunto, conforman una capacidad instalada total de 22.093 MW.

Por otra parte, la energía eléctrica generada en el SIC durante el mes de Enero alcanzó los 4.748 GWh, mientras que en el SING alcanzó los 1.594 GWh. Con esto, el total generado durante el mes fue de 6.341 GWh, un 0,5% mayor que lo generado en Diciembre 2016.

Las demandas máximas horarias registradas tanto en el SIC como en el SING durante Enero fueron de 8.023 MW y 2.404 MW, respectivamente. La primera registrada el día 25 de Enero, mientras que la segunda corresponde a la medición del día 2 de Enero de 2017.

En referencia a las tarifas eléctricas, es importante mencionar que el costo marginal promedio durante el mes de Enero para el SIC fue de 53,2 USD/MWh, registrando un incremento de 14,0% respecto a Diciembre 2016. Por su parte el SING registró un costo marginal promedio de 61,0 USD/MWh, lo que representó un decremento del -24,3% con respecto al mes anterior.

Cabe destacar que el precio medio de mercado registrado el mes de Enero en el SIC y SING fue de 93,3 USD/MWh y 78,2 USD/MWh respectivamente.

Respecto al mercado internacional de los combustibles, se destaca el nivel del precio promedio del crudo Brent, el cual alcanzó los 54,6 USD/bbl, registrando un incremento respecto al mes anterior del 1,9%. Por su parte, el crudo WTI alcanzó un precio promedio de 52,6 USD/bbl y registró un incremento del 1,1% con respecto al mes anterior. Para el caso del Henry Hub (índice internacional del precio del gas natural) se observó una variación del -8,4% con respecto a Diciembre alcanzando un valor promedio de 3,28 USD/MMBtu. Dentro del precio de las gasolinas, destacamos los correspondientes a la gasolina 93 (sin plomo) y del petróleo diesel. La primera presentó en Enero un promedio a nivel nacional de 722 \$/litro, mientras que el segundo de 500 \$/litro. Porcentualmente representan un incremento de 3,4% y del 4,6%; respectivamente, en comparación a Diciembre 2016.

Los proyectos relacionados al sector energético que durante el mes de Enero ingresaron al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA), suman un total de 16 (3 proyectos son de generación eléctrica, 7 proyectos de transmisión eléctrica, 5 proyectos de desarrollo minero y gas y 1 proyecto de terminal marítimo). Mientras, el total de proyectos que se encuentran en proceso de evaluación representan una inversión de 29.082 MMUSD. Además, 10 proyectos obtuvieron la Resolución de Calificación Ambiental (RCA) favorable durante el mes de Enero, de los cuales, 6 proyectos son de generación eléctrica, 2 proyectos de transmisión eléctrica y 2 proyectos de desarrollo minero de petróleo y gas.

Dentro de los aspectos normativos más relevantes, destaca la publicación en el Diario Oficial, con fecha 9 de febrero de 2017, de la Ley N° 20.999, que modifica la Ley de Servicios de Gas y otras disposiciones que indica. Con la misma, se subsanan una serie de vacíos regulatorios de la legislación vigente cuya última modificación data de 1989, se actualizan, uniforman y adecuan terminologías y alcances de las normas de la Ley a los requerimientos actuales, en especial en materia de distribución de gas licuado de petróleo por red. Asimismo, destaca la publicación de la Resolución Exenta CNE N° 23, de 13 de enero de 2017, que aprueba Plan de Trabajo Anual para la elaboración y desarrollo de la normativa técnica correspondiente al año 2017, de conformidad a lo dispuesto en el artículo 72°-19 de la Ley General de Servicios Eléctricos.

Finalmente, destaca la publicación de la Resolución CNE N° 42, de fecha 24 de enero de 2017, que Aprueba Bases de Licitación Pública Nacional e Internacional para el Suministro de Potencia y Energía Eléctrica para Abastecer los Consumos de Clientes Sometidos a Regulación de Precios, Licitación de Suministro 2017/01.



TABLA DE CONTENIDOS

	Sector Eléctrico	5
	1. Proyectos de Generación Eléctrica en Construcción	5
	2. Capacidad de Generación Eléctrica Instalada	7
	3. Generación Eléctrica	8
	4. Demanda Máxima Horaria	9
	5. Costos Marginales	9
	6. Precio Medio de Mercado	10
	7. Precios Nudo de Corto Plazo	10
	8. Precio Nudo de Sistemas Medianos	11
	9. Evolución Indexadores del Costo Variable de Distribución	12
	10. Estadísticas Hidrológicas	12
	Sector Hidrocarburos	14
	1. Precios Internacionales Mercados de Combustibles	14
	2. Precios Nacionales de Combustibles Líquidos	15
	3. Margen Bruto de Comercialización de Combustibles	16
	4. Precios Nacionales de Gas por Redes Concesionadas	17
	5. Precios Nacionales Gas Licuado de Petróleo Envasado	18
	6. Importaciones y Exportaciones de Combustibles	19
	7. Venta de Combustibles	21
	8. Inventario de Combustibles	21
	Proyectos Energéticos en Evaluación Ambiental	22
	1. Proyectos Ingresados a Evaluación Ambiental	22
	2. Proyectos en Evaluación Ambiental	22
	3. Proyectos con RCA aprobada	23
	Normativas Sectoriales	24
	1. Proyectos de Ley en Trámite	24
	2. Normas Sectoriales Publicadas en el Diario Oficial	24
	3. Normas Sectoriales No Publicadas en el Diario Oficial	25
	4. Dictámenes del Panel de Expertos	25



SECTOR ELÉCTRICO

1 Proyectos de Generación Eléctrica en Construcción

De acuerdo a lo indicado en el artículo 31 del Reglamento para la Fijación de Precios de Nudo (DS86/2015), son consideradas “instalaciones en construcción” aquellas unidades generadoras, líneas de transporte y subestaciones eléctricas para las cuales se tengan los respectivos permisos de construcción de obras civiles, o bien, se haya dado orden de proceder para la fabricación y/o instalación del correspondiente equipamiento eléctrico o electromagnético para la generación, transporte o transformación de electricidad. Para más información sobre proyectos ERNC, consultar el [Reporte Mensual ERNC](#).

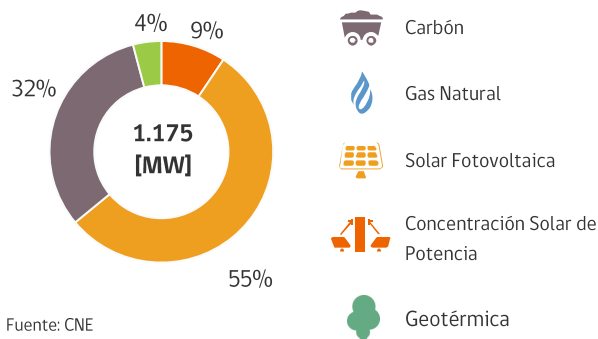
De acuerdo a la Resolución Exenta N° 36 que “Actualiza y Comunica Obras en Construcción”, en el SING se puede contabilizar al 23 de Enero un total de **20** proyectos de generación de energía registrados en etapa de construcción. En conjunto alcanzan una capacidad eléctrica de 1.175 MW los cuales tienen fecha estimada de ingreso a operación durante el periodo comprendido entre enero 2017 y junio 2018.

Detalle Proyectos en etapa de Construcción en el SING

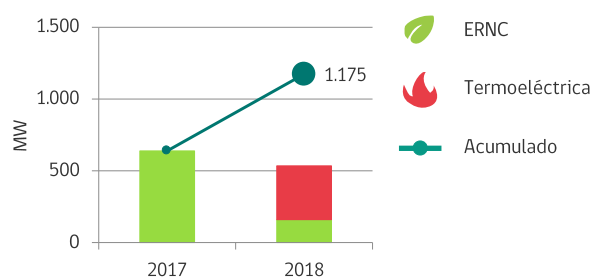
Categoría	Fecha	Nombre del Proyecto	Región	Tecnología	Capac. [MW]
ERNC	ene-17	Cerro Pabellón	II Región	Geotérmica	48
	feb-17	Bolero I	II Región	Solar Fotovoltaica	84
	feb-17	Bolero II	II Región	Solar Fotovoltaica	42
	feb-17	Bolero III	II Región	Solar Fotovoltaica	20
	feb-17	Calama Solar 1	II Región	Solar Fotovoltaica	9
	mar-17	Quillagua I	II Región	Solar Fotovoltaica	23
	abr-17	PV Cerro Dominador	II Región	Solar Fotovoltaica	100
	jun-17	Pular	II Región	Solar Fotovoltaica	29
	jun-17	Paruma	II Región	Solar Fotovoltaica	21
	jun-17	Lascar I	II Región	Solar Fotovoltaica	30
	jun-17	Lascar II	II Región	Solar Fotovoltaica	35
	jun-17	Puerto Seco Solar	II Región	Solar Fotovoltaica	9
	sep-17	Huatacondo	I Región	Solar Fotovoltaica	98
	sep-17	Arica Solar I	XV Región	Solar Fotovoltaica	18
	sep-17	Arica Solar II	XV Región	Solar Fotovoltaica	22
	oct-17	Quillagua II	II Región	Solar Fotovoltaica	27
	oct-17	Usya	II Región	Solar Fotovoltaica	25
	jun-18	Cerro Dominador	II Región	Concentración Solar de Potencia	110
	jun-18	Quillagua III	II Región	Solar Fotovoltaica	50
Termoeléctrica	feb-18	IEM	II Región	Carbón	375

Fuente: CNE

Total en Construcción por Tecnología SING



Proyección según fecha de Inicio de Operación SING





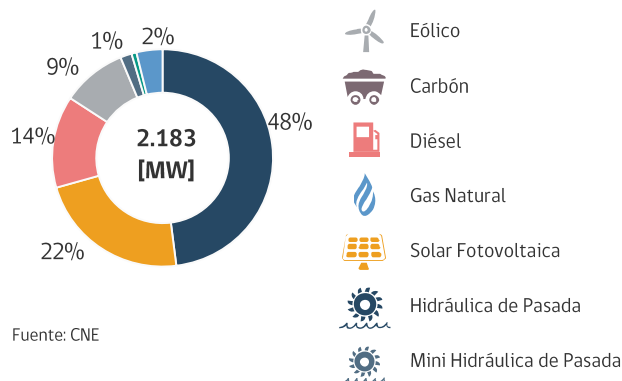
De acuerdo a la Resolución Exenta N° 36 que “Actualiza y Comunica Obras en Construcción”, en el SIC se pueden contabilizar a la fecha 23 de Enero un total de **29** proyectos de generación de energía eléctrica registrados en etapa de construcción. En conjunto alcanzan una capacidad eléctrica de 2.183 MW los cuales tienen fecha estimada de ingreso a operación durante el periodo comprendido entre enero 2017 y octubre 2020.

Detalle Proyectos en etapa de Construcción en el SIC

Categoría	Fecha	Nombre del Proyecto	Región	Tecnología	Capac. [MW]
ERNC	ene-17	Río Colorado	VII Región	Mini-Hidráulica de Pasada	15
	ene-17	Valleland	III Región	Solar Fotovoltaica	67
	ene-17	San Juan IV	III Región	Eólica	33
	ene-17	San Juan V	III Región	Eólica	26
	ene-17	San Juan VI	III Región	Eólica	33
	ene-17	Cintac	RM	Solar Fotovoltaica	3
	ene-17	Marchigue II	VI Región	Solar Fotovoltaica	9
	ene-17	Esperanza II	VI Región	Solar Fotovoltaica	9
	abr-17	Malgarida	III Región	Solar Fotovoltaica	28
	abr-17	El Pelicano	III Región	Solar Fotovoltaica	100
	abr-17	Cabo Leones I	III Región	Eólica	116
	may-17	Doña Carmen	V Región	Solar Fotovoltaica	40
	ago-17	Divisadero	III Región	Solar Fotovoltaica	65
	oct-17	Santiago Solar	RM	Solar Fotovoltaica	98
	feb-18	Las Nieves	IX Región	Mini-Hidráulica de Pasada	7
	jul-18	Cumbres	XIV Región	Mini-Hidráulica de Pasada	15
	ago-18	Valle Solar	III Región	Solar Fotovoltaica	74
Hidroeléctrica Convencional	ene-17	La Mina	VII Región	Hidráulica de Pasada	34
	jul-17	Ancoa	VII Región	Hidráulica de Pasada	27
	oct-17	Convento Viejo	VI Región	Hidráulica de Embalse	16
	dic-18	Los Cóndores	VII Región	Hidráulica de Pasada	150
	dic-18	Las Lajas	RM	Hidráulica de Pasada	267
	abr-19	Ñuble	VIII Región	Hidráulica de Pasada	136
	may-19	Alfalfal II	RM	Hidráulica de Pasada	264
	oct-20	San Pedro	XIV Región	Hidráulica de Pasada	170
Termoeléctrica	may-17	Doña Carmen	V Región	Petróleo Diesel	48
	jun-17	CTM-3*	II Región	Diésel/gas	251
	dic-17	Cogeneradora Aconcagua	V Región	GNL	77
	dic-17	Concón	V Región	GNL	6

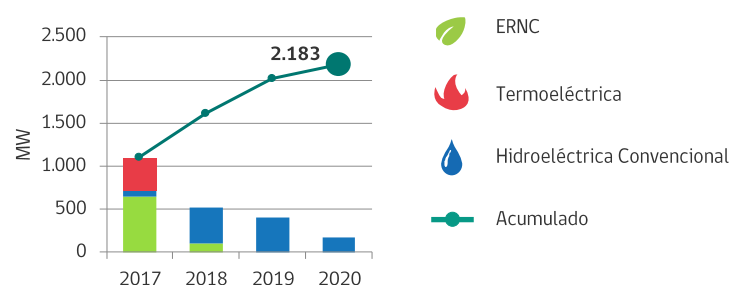
Fuente: CNE

Total en Construcción por Tecnología SIC



Fuente: CNE

Proyección según fecha de Inicio de Operación SIC



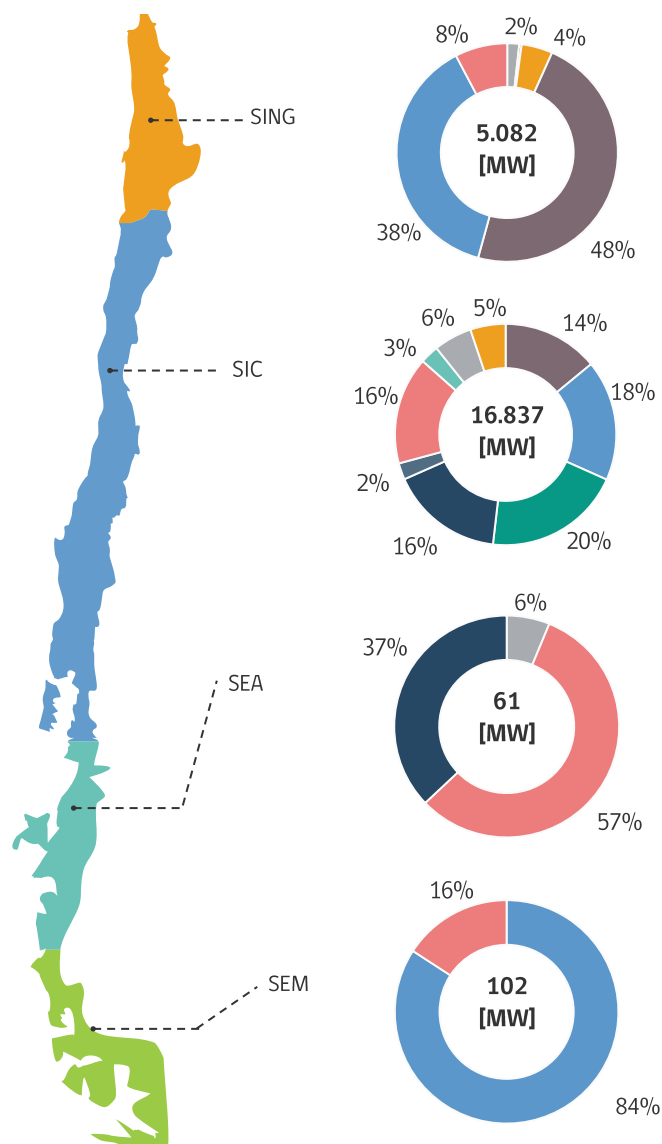
Fuente: CNE



2 Capacidad de Generación Eléctrica Instalada

La capacidad instalada de generación eléctrica al mes asciende a (*)**22.093 MW**. De éstos, **16.837 MW (76,2%)** corresponden al SIC y **5.082 MW (23,0%)** al SING. El restante 0,8% se reparte entre el Sistema Eléctrico de Aysén (SEA) y Magallanes (SEM). El total nacional de capacidad instalada al mes está categorizada en un 58,3% termoelectricidad, 28,0% hidroelectricidad convencional y un 13,8% ERNC. Para más información sobre proyectos ERNC, consultar el [Reporte Mensual ERNC](#).

Capacidad Instalada por Tecnología



Capacidad Instalada por Sistema

Sistema	Capacidad [MW]	Capacidad [%]
SING	5.082	23,0%
SIC	16.837	76,2%
SEA	61	0,3%
SEM	102	0,5%

Fuente: CDEC-SIC / CDEC-SING y CNE



Centrales en prueba

Fuente: CDEC-SIC / CDEC-SING y CNE

Además de la capacidad total instalada, existe un total de 33 centrales de generación eléctrica sincronizadas con sus sistemas eléctricos correspondientes pero que aún no han sido entregadas al despacho del CDEC (centrales “en prueba”). De éstas, 30 centrales se encuentran en el SIC, alcanzando una capacidad total de 733,2 MW, y 3 en el SING, con una capacidad de 164,3 MW. Esto da como resultado un total de 897,5 MW de potencia en prueba.

*El total de la capacidad instalada considera también los sistemas de “Los Lagos” (7 MW) e “Isla de Pascua” (4 MW).

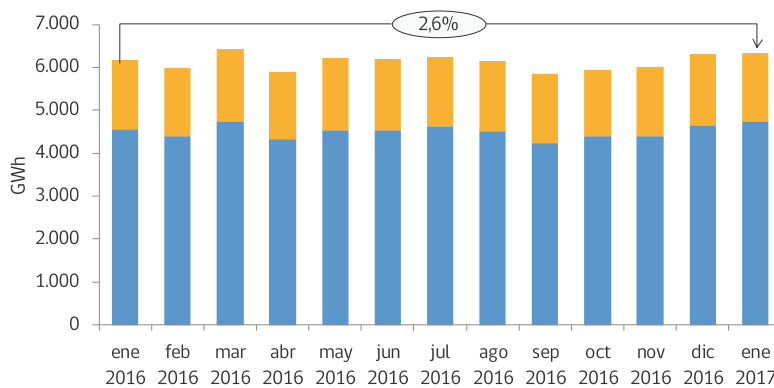
*No se considera en este total la central de Gas Natural ubicada en Salta (Argentina); interconectada al SING (380 MW)



3 Generación Eléctrica

La generación de electricidad durante el mes de Enero 2017 en el SIC alcanzó un total de 4.748 GWh, los cuales se categorizan en un 45% termoeléctricas, 38% hidroeléctricas convencionales y un 17% en ERNC. A su vez, en el SING se generaron 1.594 GWh de energía eléctrica, categorizada en un 91% en base a termoeléctricas y un 9% de ERNC. Los sistemas en conjunto alcanzaron un total de 6.341 GWh, lo que representó una variación de 0,5% respecto al mes anterior y de 2,6% respecto de Enero 2016. En el total, categorizado por tipo de tecnología de generación, distinguimos: 15,3% ERNC, 28,4% hidráulicas convencionales y 56,3% energía termoeléctrica.

Evolución de la Generación Bruta de Energía Eléctrica SIC-SING



Variación Generación por Sistema

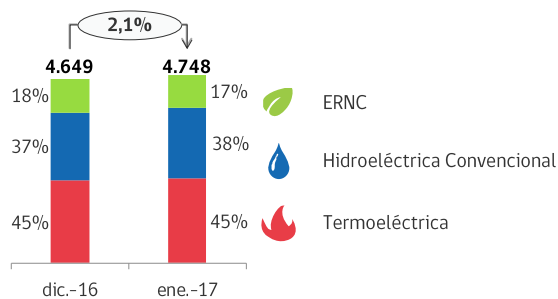
	Generación Bruta [GWh]		Mensual		Anual
●	Total	6.341	▲ 0,5%	▲	2,6%
●	SIC	4.748	▲ 2,1%	▲	4,1%
●	SING	1.594	▼ -4,0%	▼	-1,7%

Fuente: CDEC-SIC / CDEC-SING

Fuente: CDEC-SIC / CDEC-SING

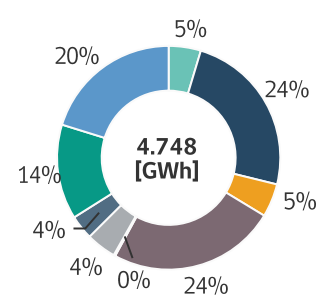
A continuación se presenta el detalle de la generación eléctrica por tecnología en el SIC y SING.

Variación Mensual en Generación SIC



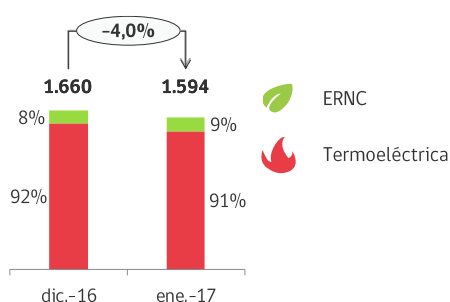
Fuente: CDEC-SIC

Generación SIC por Fuente



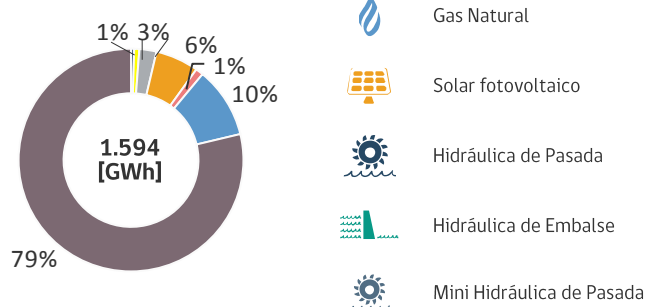
Fuente: CDEC-SIC

Variación Mensual en Generación SING



Fuente: CDEC-SING

Generación SING por Fuente



Fuente: CDEC-SING

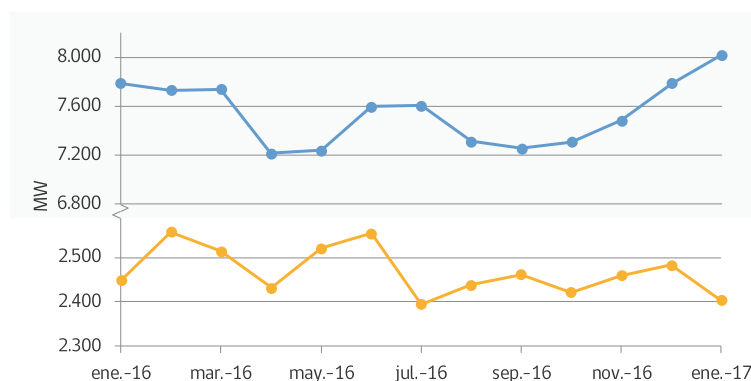
Para más información sobre proyectos ERNC, consultar el [Reporte Mensual ERNC](#).



4 Demanda máxima horaria

En el mes de Enero de 2017, la demanda máxima horaria en el SIC se registró el día 25 de Enero, alcanzando los 8.023 MW, siendo un 3,0% mayor que la registrada en el mes anterior y un 3,0% mayor que a la registrada en el mes de Enero de 2016. Por su parte, la demanda máxima en el SING se registró el día 2 de Enero, alcanzando los 2.404 MW, siendo un -3,2% menor que la demanda máxima registrada en el mes anterior y un -1,8% menor que la registrada en el mismo mes de 2016.

Evolución Demanda Máxima horaria SIC–SING



Fuente: CDEC-SIC / CDEC-SING

Variación por Sistema Demanda Máxima horaria

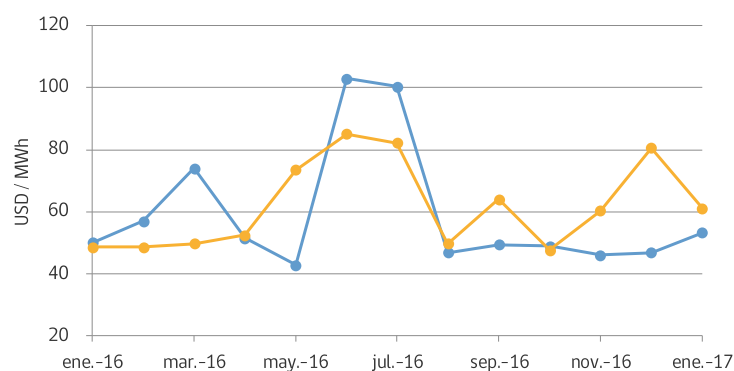
Sistema	[MW]		Mensual		Anual
SIC	8.023	▲	3,0%	▲	3,0%
SING	2.404	▼	-3,2%	▼	-1,8%

Fuente: CDEC-SIC / CDEC-SING

5 Costos Marginales

El costo marginal corresponde al costo variable de la unidad más cara de generación operando en un instante determinado. En este caso, se utilizó como referencia para la obtención del costo marginal del SIC, la barra Quillota 220 kV y para el SING la barra Crucero 220 kV. El valor entregado para cada sistema corresponde al promedio mensual de los costos marginales horarios. En el mes de Enero el costo marginal promedio del SIC fue de 53,2 USD/MWh siendo un 14,0% mayor que el registrado en el mes anterior y un 6,6% mayor que el correspondiente a Enero del 2016. En el caso del SING, el costo marginal promedio fue de 61,0 USD/MWh registrando una variación del -24,3% respecto al mes anterior y 25,9% respecto del mes de Enero del 2016.

Evolución Costos Marginales SIC–SING



Fuente: CDEC-SIC / CDEC-SING

Variación Costos Marginales SIC-SING

Sistema	USD/MWh		Mensual		Anual
Quillota 220	53,2	▲	14,0%	▲	6,6%
Crucero 220 k	61,0	▼	-24,3%	▲	25,9%

Fuente: CDEC-SIC / CDEC-SING

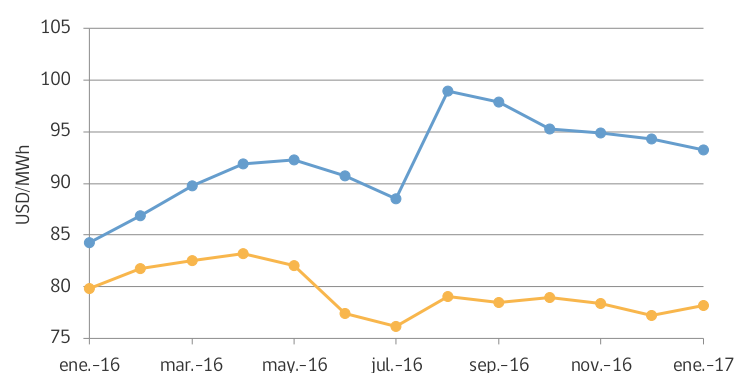


6 Precio Medio de Mercado

El Precio Medio de Mercado (PMM) de cada sistema se determina considerando los precios medios de los contratos de clientes libres y suministro de largo plazo de las empresas distribuidoras según corresponda, informados a la Comisión Nacional de Energía, por las empresas generadoras del Sistema Interconectado del Norte Grande y del Sistema Interconectado Central, respectivamente. Se calcula considerando una ventana de cuatro meses, que finaliza el tercer mes anterior a la fecha de publicación del PMM.

El PMM registrado en Enero para el SIC, promedió los 93,3 USD/MWh siendo un -1,1% menor que el registrado en el mes anterior y un 10,6% mayor que el registrado en el mes de Enero 2016. Por su parte, el PMM del SING promedió los 78,2 USD/MWh siendo un 1,3% mayor que en el mes anterior y un -2,0% menor que el registrado en el mismo mes del 2016.

Evolución Precios Medios de Mercado SIC-SING



Fuente: CNE

Variación por Sistema Precios Medios de Mercado

Sistema	[USD/MWh]*	Mensual	Anual
SIC	93,3	-1,1%	10,6%
SING	78,2	1,3%	-2,0%

Fuente: CNE

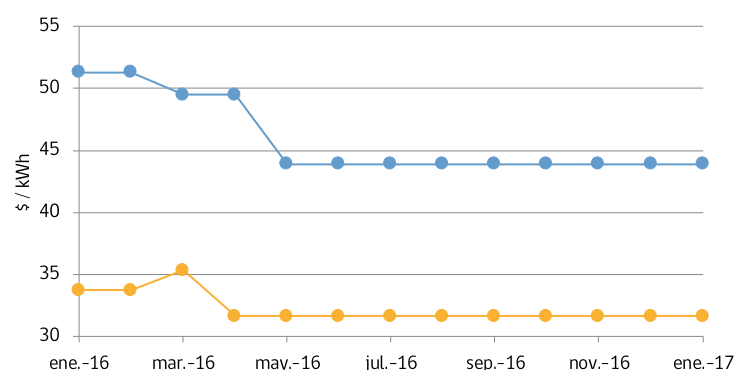
7 Precios Nudo de Corto Plazo

Los precios de nudo de corto plazo se fijan semestralmente, en los meses de abril y octubre de cada año. Estos precios pueden ser indexados mensualmente, de acuerdo a las condiciones establecidas en el decreto semestral que fija precios de nudo para suministros de electricidad. Su determinación es efectuada por la Comisión Nacional de Energía (CNE), quien a través de un Informe Técnico comunica sus resultados al Ministerio de Energía, el cual procede a su fijación, mediante un Decreto publicado en el Diario Oficial.

Precio Nudo de Energía

El precio nudo de la energía es el promedio en el tiempo de los costos marginales de energía del sistema eléctrico operando a mínimo costo actualizado de operación y de racionamiento. El Precio nudo de energía vigente para Enero en el SIC, fue 43,9 \$/kWh, siendo un -14,5% menor al mismo mes del 2016. En el mes de Enero, el precio nudo de energía del SING fue de 31,6 \$/kWh, disminuyendo un -6,2% respecto al mismo mes del 2016.

Evolución Precios Nudos de Energía SIC-SING



Fuente: CNE

Variación por Sistema Precios Nudos de Energía

Sistema	\$/kWh	Mensual	Anual
PNE SIC	43,9	0,0%	-14,5%
PNE SING	31,6	0,0%	-6,2%

Fuente: CNE

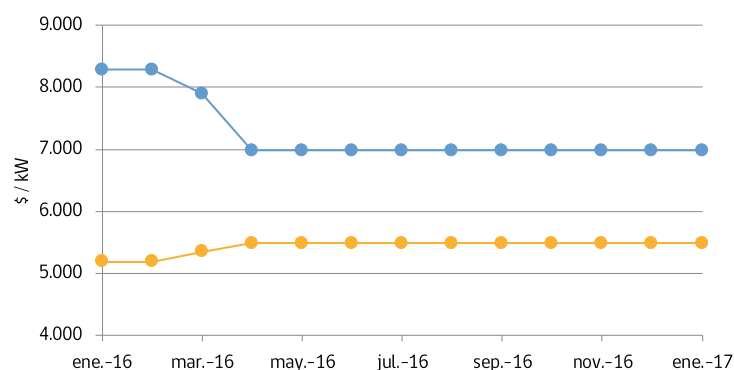
* Valor real a la fecha de publicación considerando el IPC del segundo mes anterior a la fecha señalada y el valor del dólar observado del mes anterior a la fecha de emisión del reporte.



Precio Nudo de Potencia

El precio nudo de potencia es el costo marginal anual de incrementar la capacidad instalada del sistema eléctrico considerando las unidades generadoras más económicas, determinadas para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual del sistema eléctrico, incrementado en un porcentaje igual al margen de reserva de potencia teórico del sistema eléctrico. El Precio nudo de potencia vigente para Enero en el SIC, fue 6.978 \$/kW, disminuyendo un -15,8% respecto al mismo mes del 2016. En el caso del SING fue de 5.485 \$/kW, lo que corresponde a una variación de 5,8% respecto al mismo mes del 2016.

Evolución Precio Nudo de Potencia SIC-SING



Variación Precio Nudo de Potencia

Sistema	\$/kW	Mensual	Anual
● PNP SIC	6.978	0,0%	▼ -15,8%
● PNP SING	5.485	0,0%	▲ 5,8%

Fuente: CNE

Fuente: CNE

8 Precios Nudo Sistemas Medianos

A continuación se presentan los Precios de Nudo de Energía y Potencia de los Sistemas Medianos para el mes de Enero de 2017, que se aplican a los suministros de energía abastecidos en las barras de retiro que se indican en las tablas siguientes.

Variación Precios Nudos de Energía Sistemas Medianos

Barra	[USD/MWh]	Indexación	Anual
Pta Arenas	66	0,0%	▲ 1,8%
Tres Puentes	66	0,0%	▲ 1,8%
Pto Natales	96	0,0%	▲ 0,9%
Porvenir	89	0,0%	▲ 1,3%
Pto Williams	276	0,0%	▼ -5,3%
Aysén 23	84	0,0%	▼ -5,5%
Chacab23	84	0,0%	▼ -5,5%
Mañi23	84	0,0%	▼ -5,5%
Ñire33	84	0,0%	▼ -5,5%
Tehuel23	84	0,0%	▼ -5,5%
Palena	89	0,0%	▼ -0,5%
G.Carrera	106	0,0%	▼ -8,0%
Cochamó	164	0,0%	▼ -10,1%
Hornopirén	154	0,0%	▼ -4,7%

Fuente: CNE

Variación Precios Nudos de Potencia Sistemas Medianos

Barra	[USD/MW-mes]	Indexación	Anual
Pta Arenas	15.662	0,0%	▼ -1,8%
Tres Puentes	15.662	0,0%	▼ -1,8%
Pto Natales	8.790	0,0%	▼ -0,9%
Porvenir	11.105	0,0%	▲ 0,2%
Pto Williams	21.116	0,0%	▲ 0,8%
Aysén 23	11.543	0,0%	▼ -1,4%
Chacab23	11.543	0,0%	▼ -1,4%
Mañi23	11.543	0,0%	▼ -1,4%
Ñire33	11.543	0,0%	▼ -1,4%
Tehuel23	11.543	0,0%	▼ -1,4%
Palena	16.358	0,0%	▼ -0,7%
G.Carrera	22.433	0,0%	▲ 0,7%
Cochamó	22.123	0,0%	▲ 0,8%
Hornopirén	13.976	0,0%	▼ -1,1%

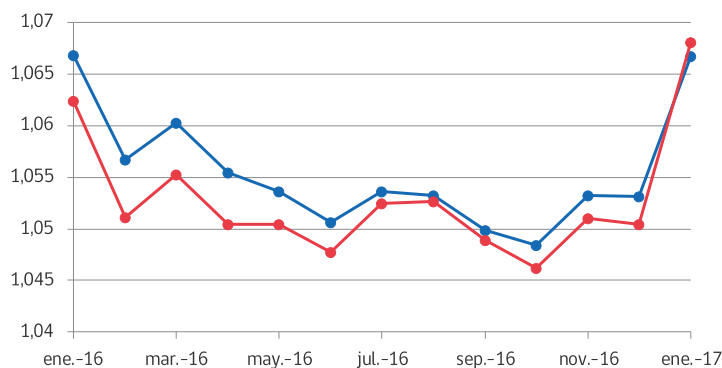
Fuente: CNE



9 Evolución Indexadores del Costo Variable de Distribución

El Valor Agregado de Distribución (VAD) es fijado cada cuatro años por el Ministerio de Energía, previo informe técnico de la CNE, y corresponde al costo medio de inversión, administración, mantención y funcionamiento de las redes de distribución eléctrica calculados sobre la base de una empresa modelo eficiente operando en el país. El VAD tiene una componente fija y una componente variable, ambas establecidas en el artículo 182 de la “Ley General de Servicios Eléctricos” (LGSE). En las Tarifas Eléctricas Reguladas a nivel de Distribución, la indexación de los Costos de Distribución en Alta Tensión (CDBT) y los Costos de Distribución en Baja Tensión (CDBT) se realiza mensualmente y considera la variación de los siguientes indicadores: Índice de Precios al Consumidor (IPC), Dólar, Índice de Precio del Aluminio (IPAL), Índice de Precio del Cobre (IPCu), Índice de Precios al Productor de Industrias (IPP) y Producer Price Index (PPI). Más información en [Decreto N°1T/2012 Proceso de Fijación de Tarifas de Distribución 2012-2016](#).

Evolución Indexadores



Fuente: CNE

Variación Indexadores

Sistema	Indexador	Mensual	Anual
CDAT	1,067	1,3%	0,0%
CDBT	1,068	1,7%	0,5%

Fuente: CNE

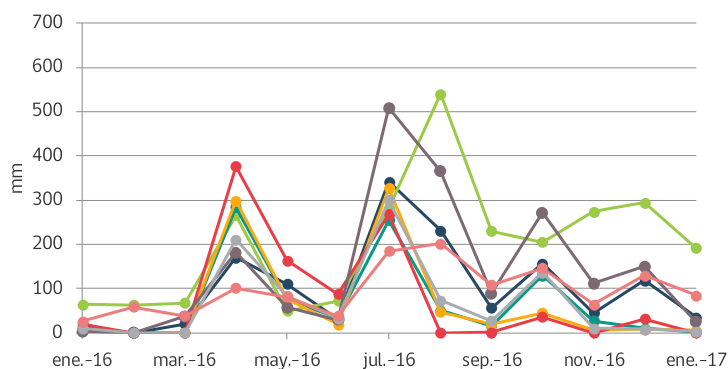
10 Estadísticas Hidrológicas

La característica hidrotérmica del Sistema Interconectado Central, en el cual coexisten grandes centrales de embalse con capacidad de regulación entre períodos de tiempo y centrales térmicas (entre otras tecnologías), genera la necesidad de optimizar la utilización del agua embalsada con el objetivo de minimizar el costo total de abastecimiento del sistema. Por esta razón, se entrega a continuación un seguimiento y registro de las variables relevantes asociadas a la hidrología, como es el caso de las precipitaciones, y el estado operacional de la infraestructura relacionada a las centrales hidráulicas en relación a las cotas de los embalses y los volúmenes respectivos.

Estadísticas Pluviométrica

De acuerdo a la estadística de precipitaciones que publica el CDEC-SIC actualizada a Enero de 2017, a continuación se muestran las precipitaciones mensuales en los principales puntos de medición.

Evolución Precipitaciones Anuales



Fuente: CDEC-SIC

Variación Precipitaciones Anuales

Embalse	[mm]	Mensual	Anual
Abanico	35	-70%	>100%
Canutillar	192	-35%	>100%
Cipreses	2	-80%	-78%
Colbún	6	-20%	-29%
Otros (**)	0	-100%	-100%
Pangue	25	-83%	>100%
Pehuenche	3	-61%	-68%
Pilmaiquén	85	-34%	>100%
Total	347	-54%	>100%

(*) Su peso relativo, en una cuenta tipo BT1a con un consumo mensual de 150kWh es de 26,97% en el SIC y de 22,95% en el SING.

(**) Otros: Sauzal, Cipreses, Molles, Rapel.

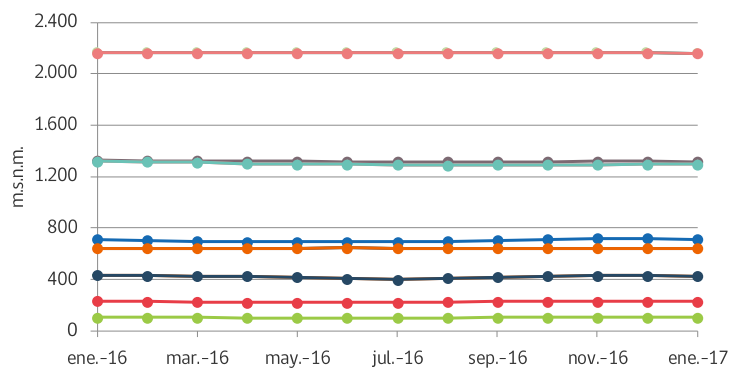
n/d: No disponible.



Cotas Embalses, Lagos y Lagunas

De acuerdo a la información enviada por el CDEC-SIC, se presenta para el mes de Enero las cotas finales para los siguientes embalses, lagos y lagunas son:

Evolución Cota de Embalses



Fuente: CDEC-SIC

Variación Cota de Embalses

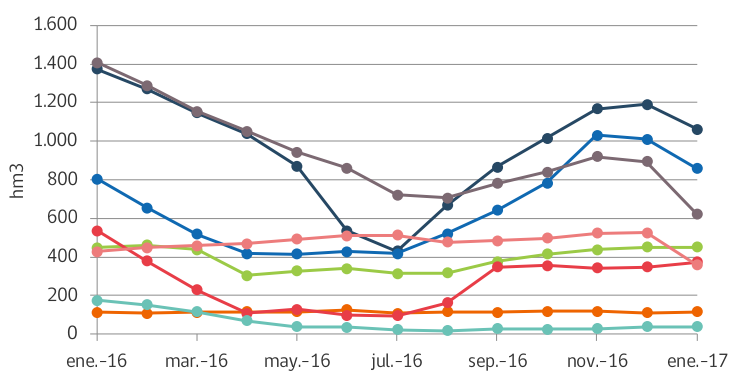
Embalse	[m.s.n.m.]	Mensual	Anual
Embalse Colbún	425	-0,8%	-1,8%
Embalse El Melado	643	0,2%	0,1%
Embalse Ralco	714	-0,8%	0,3%
Embalse Rapel	104	0,0%	0,0%
Lago Chapo	228	0,3%	-1,5%
Lago Laja	1.314	-0,3%	-0,9%
Laguna El Maule	2.160	-0,2%	-0,1%
Laguna La Invernada	1.294	0,0%	-1,8%

Fuente: CDEC-SIC

Volumen Embalses, Lagos y Lagunas

En virtud de las cotas informadas por el CDEC-SIC se han determinado los volúmenes de agua almacenados por los embalses, lagos y lagunas relevantes, considerando las características propias de cada uno de ellos al mes de Enero 2017.

Evolución Volumen de Embalses



Fuente: CDEC-SIC

Variación Volumen de Embalses

Embalse	[hm3]	Mensual	Anual
Embalse Colbún	1.192	-10,8%	-22,6%
Embalse El Melado	111	4,2%	1,6%
Embalse Ralco	1.011	-15,2%	6,8%
Embalse Rapel	450	0,5%	0,8%
Lago Chapo	347	7,9%	-30,0%
Lago Laja	894	-30,4%	-55,8%
Laguna El Maule	525	-31,9%	-16,3%
Laguna La Invernada	37	0,4%	-78,7%

Fuente: CDEC-SIC

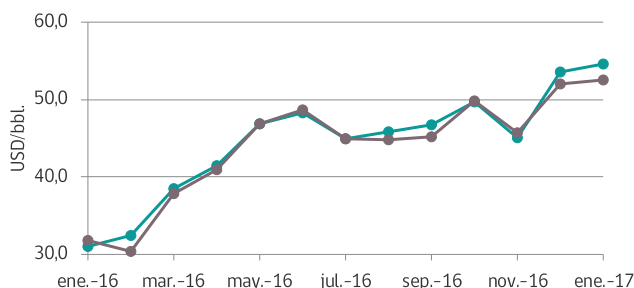


SECTOR HIDROCARBUROS

1 Precios Internacionales Mercados de Combustibles

A continuación se detalla la evolución de indicadores de los precios durante el año móvil del petróleo *West Texas Intermediate* (WTI), petróleo de referencia para el mercado de Estados Unidos, junto al petróleo *Brent*, el cual marca el precio de referencia en los mercados europeos. Durante el mes de Enero 2017 el precio del petróleo WTI promedió los 52,6 USD/bbl., lo que representó un incremento del 1,1% respecto al mes anterior y un aumento del 65,7% respecto Enero 2016. Por su parte, el precio promedio para el petróleo *Brent* fue de 54,6 USD/bbl, lo que representa una variación del 1,9% respecto al mes anterior y 76,2% respecto a Enero 2016.

Evolución Petróleo BRENT y WTI



Fuente: CNE, a partir de datos Argus Media Inc.

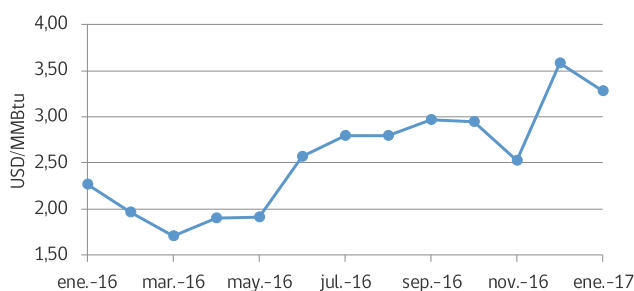
Variación Petróleo Crudo (USD / bbl.)

Índice	USD/bbl.	Mensual	Anual
BRENT DTD	54,6	1,9%	76,2%
WTI	52,6	1,1%	65,7%

Fuente: Elaboración propia, a partir de datos Argus Media Inc.

A continuación se detalla la evolución del precio en el marcador Henry Hub (en Louisiana), el cual sirve de referencia para la importación de Gas Natural Licuado (GNL) a Chile. Durante el mes de Enero de 2017, el valor del Henry Hub promedió los 3,28 USD/MMBtu, lo que representa una variación del -8,4% respecto al mes anterior y 44,7% respecto de Enero 2016.

Evolución Gas Natural (Henry Hub)



Fuente: CNE, a partir de datos "DAILY GAS PRICE INDEX" Por NGI INTELLIGENCE

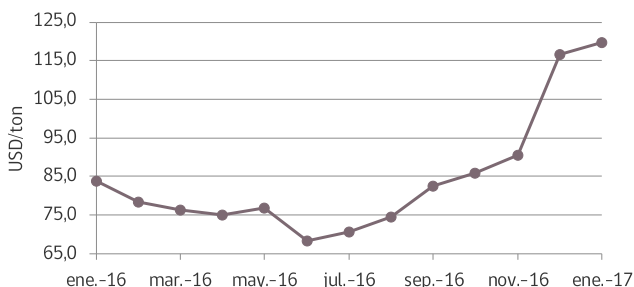
Variación Gas Natural (Henry Hub)

Índice	USD/MMBtu	Mensual	Anual
HENRY HUB SPOT	3,28	-8,4%	44,7%

Fuente: Elaboración propia a partir "DAILY GAS PRICE INDEX" Por NGI INTELLIGENCE

A continuación se detalla la evolución de precio del carbón mineral térmico EQ 7000 kCal/kg, el cual durante el mes de Enero promedió un precio de 119,8 USD/ton, lo que representa un aumento del 2,8% respecto al mes anterior y un aumento del 42,9% respecto al mes de Enero 2016.

Evolución Carbón Térmico EQ 7000 kCal/kg



Fuente: CNE, a partir de datos Platts Coal Trader International

Variación Carbón Térmico EQ 7000 kCal/kg

Índice	USD/ton	Mensual	Anual
CARBON TERMICO EQ. 7.000 kCal/kg	119,8	2,8%	42,9%

Fuente: Elaboración propia, a partir de datos Argus Media Inc.



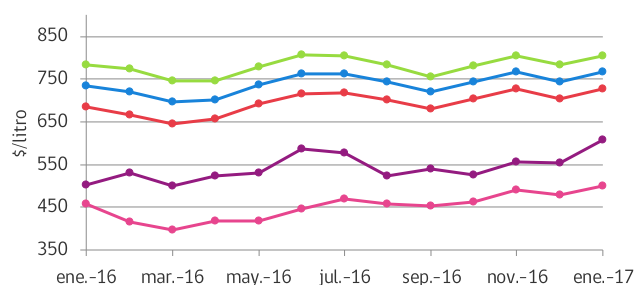
2 Precios Nacionales de Combustibles Líquidos

A continuación se presenta la evolución de los diferentes tipos de combustibles líquidos derivados del petróleo que se expenden o comercializan en las estaciones de servicio (gasolina sin plomo 93, 95, 97 octanos, diésel, kerosene doméstico y petróleo diésel), durante el último año móvil, junto con el precio promedio del mes anterior para las ciudades de Antofagasta, Concepción, Puerto Montt y la Región Metropolitana.

La información presentada es desarrollada por la Comisión Nacional de Energía, que en el marco de sus funciones y atribuciones legales, desarrolló el Sistema de Información en Línea de Precios de Combustibles en Estaciones de Servicio.

www.bencinaenlinea.cl

Antofagasta Evolución Precios de Combustibles Líquidos



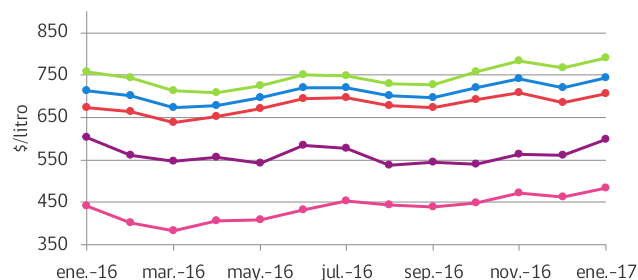
Fuente: CNE—Sistema de Información en línea de precios de combustibles en estaciones de servicio.

Variación Precios de Combustibles Líquidos

Tipo de Combustible	\$/litro	Mensual	Anual
Gasolina 93 SP	727	▲ 3,4%	▲ 5,9%
Gasolina 95 SP	766	▲ 3,1%	▲ 4,2%
Gasolina 97 SP	804	▲ 2,8%	▲ 2,7%
Kerosene	608	▲ 9,5%	▲ 20,9%
Petróleo Diesel	501	▲ 4,6%	▲ 9,3%

Fuente: CNE—Sistema de Información en línea de precios de combustibles en estaciones de servicio.

Metropolitana

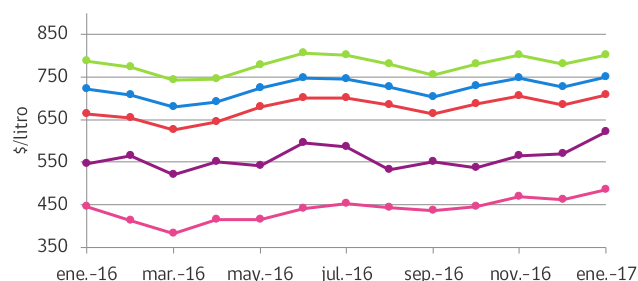


Fuente: CNE—Sistema de Información en línea de precios de combustibles en estaciones de servicio.

Tipo de Combustible	\$/litro	Mensual	Anual
Gasolina 93 SP	707	▲ 3,2%	▲ 4,9%
Gasolina 95 SP	743	▲ 3,1%	▲ 4,1%
Gasolina 97 SP	790	▲ 2,9%	▲ 4,2%
Kerosene	598	▲ 6,6%	▼ -0,8%
Petróleo Diesel	484	▲ 4,8%	▲ 10,0%

Fuente: CNE—Sistema de Información en línea de precios de combustibles en estaciones de servicio.

Valparaíso



Fuente: CNE—Sistema de Información en línea de precios de combustibles en estaciones de servicio.

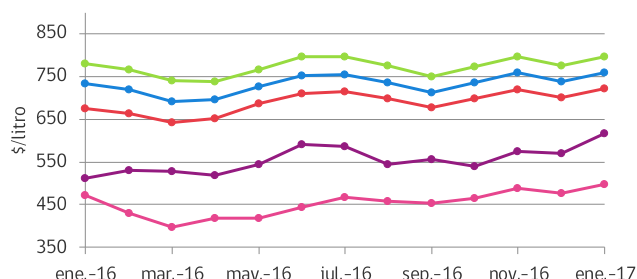
Tipo de Combustible	\$/litro	Mensual	Anual
Gasolina 93 SP	708	▲ 3,5%	▲ 6,7%
Gasolina 95 SP	750	▲ 3,1%	▲ 4,1%
Gasolina 97 SP	801	▲ 2,8%	▲ 1,7%
Kerosene	621	▲ 9,2%	▲ 13,9%
Petróleo Diesel	484	▲ 4,8%	▲ 9,1%

Fuente: CNE—Sistema de Información en línea de precios de combustibles en estaciones de servicio.



Evolución Precios de Combustibles Líquidos

Concepción



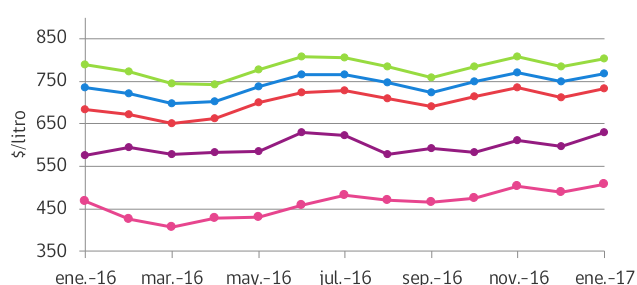
Fuente: CNE—Sistema de Información en línea de precios de combustibles en estaciones de servicio.

Variación Precios de Combustibles Líquidos

Tipo de Combustible	\$/litro	Mensual	Anual
Gasolina 93 SP	721	▲ 3,0%	▲ 6,9%
Gasolina 95 SP	759	▲ 2,7%	▲ 3,3%
Gasolina 97 SP	796	▲ 2,6%	▲ 2,0%
Kerosene	616	▲ 7,9%	▲ 20,3%
Petróleo Diesel	498	▲ 4,5%	▲ 5,3%

Fuente: CNE—Sistema de Información en línea de precios de combustibles en estaciones de servicio.

Puerto Montt



Fuente: CNE—Sistema de Información en línea de precios de combustibles en estaciones de servicio.

Tipo de Combustible	\$/litro	Mensual	Anual
Gasolina 93 SP	733	▲ 2,9%	▲ 7,3%
Gasolina 95 SP	768	▲ 2,6%	▲ 4,4%
Gasolina 97 SP	804	▲ 2,4%	▲ 1,9%
Kerosene	630	▲ 5,3%	▲ 9,4%
Petróleo Diesel	508	▲ 3,9%	▲ 8,7%

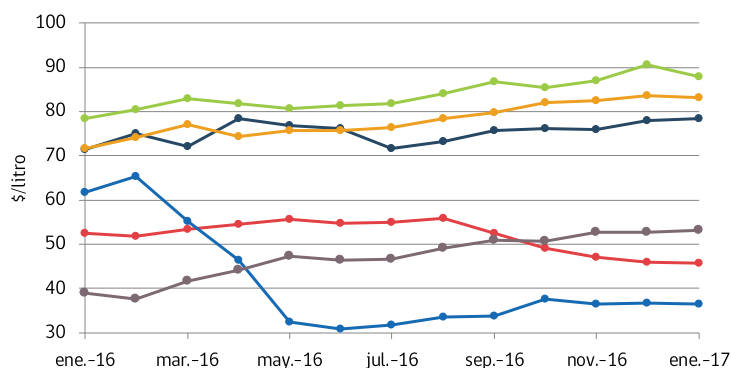
Fuente: CNE—Sistema de Información en línea de precios de combustibles en estaciones de servicio.

3 Margen Bruto de Comercialización de Combustibles

La estructura del precio de venta al público de los combustibles se compone de: el precio de venta en refinería, el margen de comercialización y los impuestos (IVA y específico). A continuación se presenta la evolución del margen de comercialización para la gasolina 93 y diésel en las regiones V, VI, VII, VIII, XII y Metropolitana.

Gasolina 93

Evolución Margen Bruto de Comercialización



Fuente: CNE

Variación Margen Bruto de Comercialización

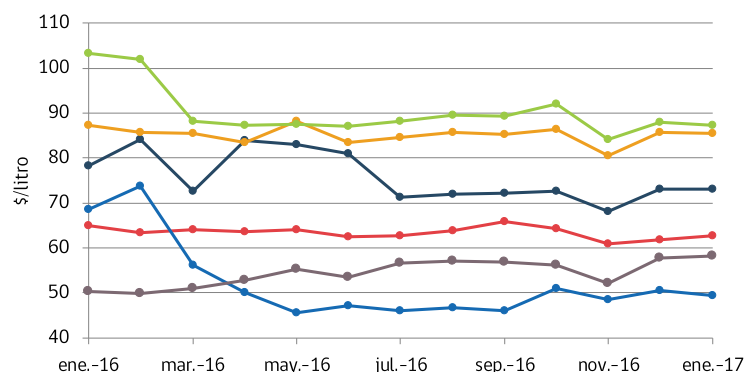
Gasolina 93	\$/litro	Mensual	Anual
V Región	78	▲ 0,7%	▲ 9,9%
VI Región	83	▼ -0,4%	▲ 16,2%
VII Región	36	▼ -0,8%	▼ -41,0%
VIII Región	88	▼ -2,9%	▲ 12,0%
Metropolitana	46	▼ -0,6%	▼ -12,9%
XII Región	53	▲ 1,0%	▲ 36,3%

Fuente: CNE



Diésel

Evolución Margen Bruto de Comercialización



Fuente: CNE

Variación Margen Bruto de Comercialización

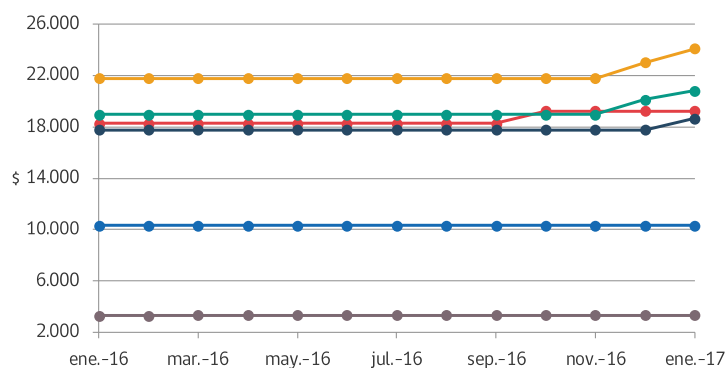
Petróleo Diesel	\$/litro	Mensual	Anual
V Región	73	0,0%	-6,6%
VI Región	85	-0,3%	-2,2%
VII Región	49	-2,0%	-27,9%
VIII Región	87	-0,8%	-15,5%
Metropolitana	63	1,6%	-3,5%
XII Región	58	0,7%	15,5%

Fuente: CNE

4 Precios Nacionales de Gas por redes concesionadas

A continuación se presenta el precio en referencia a la equivalencia energética entre el gas natural, el gas de ciudad o el propano aire, según corresponda, distribuido al consumidor final por gas de red concesionado con su equivalencia en cilindros de Gas licuado de petróleo de 15kg, lo equivale aproximadamente a un volumen de 19,3 m³. Este precio también incorpora los costos fijos y el arriendo de medidor cobrados por las empresas distribuidoras de gas de red cuando corresponda.

Evolución Precios de Gas en Red



Fuente: CNE—Sistema de precio de Gas en Línea

Variación Precios de Gas en Red

Empresa (Región)	\$	Mensual	Anual
Lipigas (II Región)	10.312	0,0%	0,0%
Gasvalpo (V Región)	19.234	0,0%	5,2%
Metrogas (Metropolitana)	18.667	4,9%	4,9%
Gassur (VIII Región)	20.832	3,5%	9,8%
Intergas (VIII Región)	24.133	4,9%	10,7%
Gasco Magallanes (XII Región)	3.329	0,3%	1,7%

Fuente: CNE—Sistema de precio de Gas en Línea

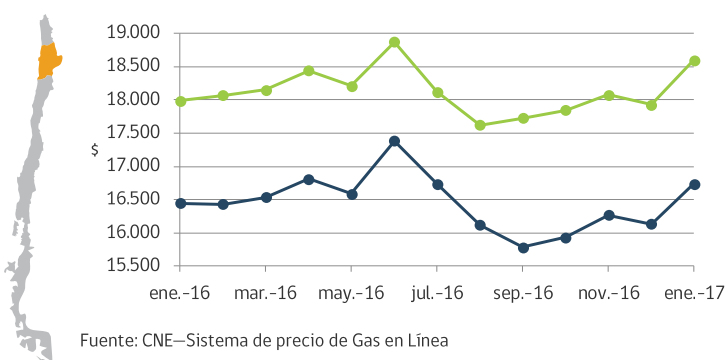


5 Precios Nacionales Gas Licuado de Petróleo envasado

El GLP envasado, corresponde al combustible gas licuado, esto es propano y butano y sus mezclas (con un máximo de 30% en butano). El combustible se comprime para envasarlo en cilindros de diversos tamaños que luego se comercializan a usuarios finales para su uso en estufas, cocinas o calefones. Los cilindros presentes en el mercado local son de capacidades 2 kg, 5 kg, 11 kg, 15 kg y 45 kg. Además presentan dos modalidades de comercialización en cuanto a calidad, una denominada normal o corriente y otra denominada catalítica, categoría que corresponde a la requerida por algunos artefactos de calefacción que emplean un combustible de bajo contenido de olefinas, di-olefinas y azufre. A continuación se presenta la evolución del precio promedio del GLP envasado, para las ciudades de Antofagasta, Concepción, Puerto Montt y Región Metropolitana, correspondiente a un cilindro de 15 kg.

Evolución Precios de GLP envasado

Antofagasta

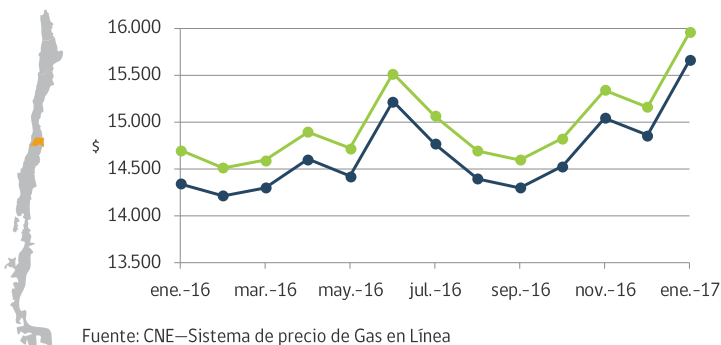


Variación Precios de GLP envasado

Tipo	\$	Mensual	Anual
Catalítico	18.600	▲ 3,8%	▲ 3,4%
Corriente	16.733	▲ 3,7%	▲ 1,8%

Fuente: CNE—Sistema de precio de Gas en Línea

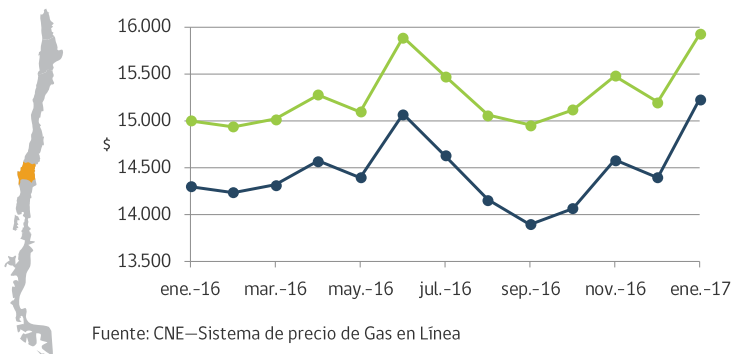
Metropolitana



Tipo	\$	Mensual	Anual
Catalítico	15.965	▲ 5,3%	▲ 8,6%
Corriente	15.665	▲ 5,4%	▲ 9,2%

Fuente: CNE—Sistema de precio de Gas en Línea

Concepción



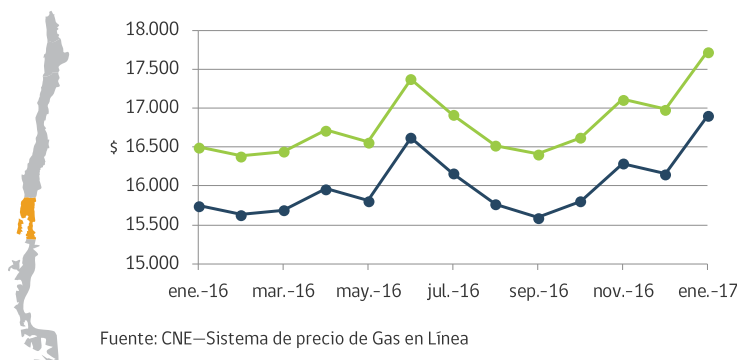
Tipo	\$	Mensual	Anual
Catalítico	15.933	▲ 4,8%	▲ 6,2%
Corriente	15.233	▲ 5,8%	▲ 6,5%

Fuente: CNE—Sistema de precio de Gas en Línea



Evolución Precios de GLP Envasado

Puerto Montt



Variación Precios de GLP Envasado

Tipo	\$	Mensual	Anual
Catalítico	17.727	▲ 4,4%	▲ 7,4%
Corriente	16.900	▲ 4,6%	▲ 7,3%

Fuente: CNE—Sistema de precio de Gas en Línea

6 Importaciones y Exportaciones de Combustibles

La información relacionada con las importaciones y exportaciones de combustibles primarios y secundarios corresponden al mes de Diciembre de 2016 debido a que la fuente oficial es manejada con un desfase de dos meses. Los datos de las importaciones corresponde principalmente a carbón, petróleo crudo y petróleo diésel, los cuales equivalen al 85,5% del total de las importaciones nacionales (en toneladas) para el mes de Diciembre de 2016.

La variación total de las importaciones registraron un aumento del 7,9% con respecto al mes anterior y un aumento del 9,2% respecto al mes de Diciembre del 2015. Por su parte, la variación total de las exportaciones registraron un aumento del -44% respecto al mes anterior. Por su parte, la principal exportación de combustible durante el mes de Diciembre fue el Gas Natural que representa el 96,0% de lo exportado medido en toneladas.

Las importaciones de los principales combustibles primarios realizadas durante el mes de Diciembre corresponden a carbón desde Colombia, Estados Unidos, Australia, Canadá y Rusia; petróleo crudo desde Brasil y Ecuador; petróleo diésel desde Estados Unidos y Japón; y gas natural licuado traído desde Trinidad y Tobago y Estados Unidos. Por su parte, las exportaciones del diésel y las gasolinas registraron como principal país de destino, Bolivia. El Gas Natural, como mayor producto exportado, se envió a Argentina.

A continuación se entrega el detalle para cada uno de los combustibles con variaciones porcentuales y países de origen / destino.

Variación Importaciones en el período

Combustible	[miles de Ton]	Mensual	Anual
Carbón	885	▼ -24,1%	▼ -4,0%
Crudo	881	▲ 64,8%	▲ 18,9%
Diesel	441	▲ 47,4%	▲ 1,2%
Gas Natural	263	▲ 54,1%	▲ >100%
Gasolina	6	▼ -92,9%	▼ -87,9%
GLP	79	▼ -9,6%	▲ 5,7%
Kerosene	28	▼ -47,6%	▼ -59,7%
Total general	2.583	▲ 7,9%	▲ 9,2%

Fuente: Aduana suministrado por COMEX (www.comexplusccs.cl)

Variación Exportaciones en el período

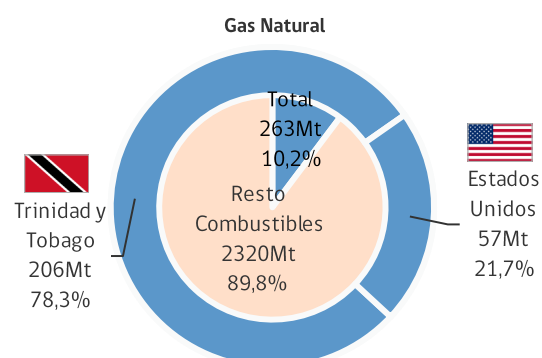
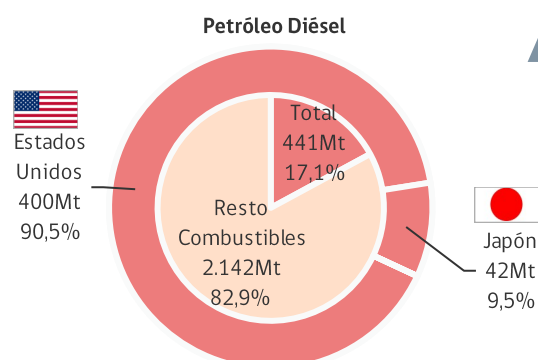
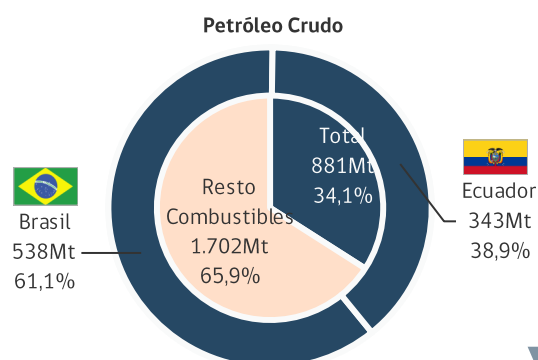
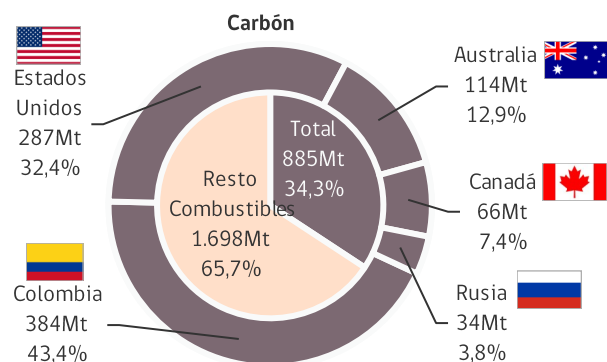
Combustible	[miles de Ton]	Mensual	Anual
Carbón	0	(**)	(*)
Diesel	2	▼ -81%	▼ -38%
Fuel Oil 6	0	(**)	(**)
Gas Natural	70	(*)	(*)
Gasolina	1	(*)	▼ -89%
GLP	0	(*)	▼ -89%
Total	73	(*)	(**)

Fuente: Aduana suministrado por COMEX (www.comexplusccs.cl)

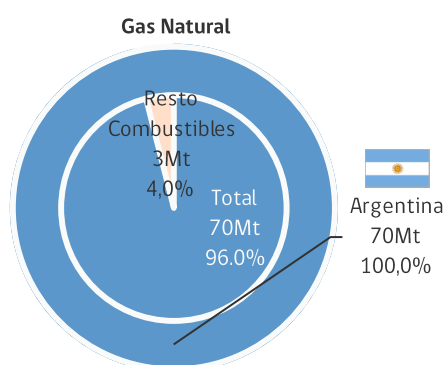
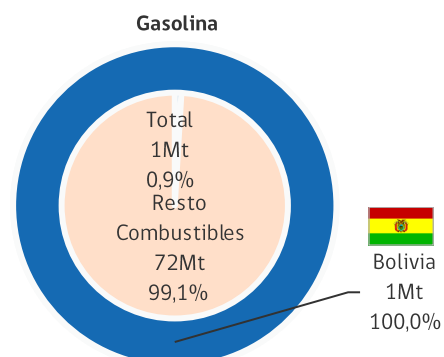
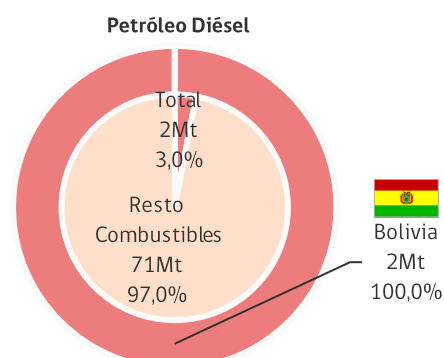
(*) Sin transacciones registradas durante el periodo analizado
 (**) Sin transacciones registradas durante el mes de referencia



Importaciones según país de origen



Exportaciones según país de origen



Mt: Miles de toneladas.

Fuente: Aduana suministrado por Servicio COMEX de la Cámara de Comercio de Santiago

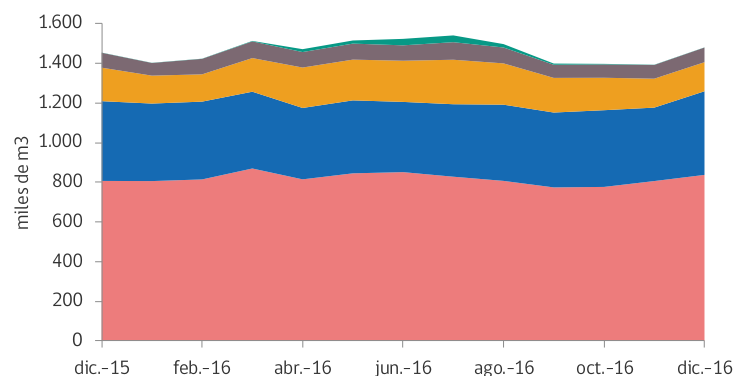
Resto combustibles: Es la diferencia entre el total de importaciones/exportaciones y el combustible analizado en cada gráfico.



7 Venta de Combustibles

A continuación se detalla la evolución y variación de las ventas de los principales combustibles derivados del petróleo. La información disponible se encuentra con un mes de desfase. Los combustibles analizados son: kerosene doméstico, petróleos combustibles, gas licuado, petróleo diésel y gasolina sin plomo de 93, 95 y 97 octanos.

Evolución Venta de Combustibles por Tipo



Fuente: CNE, a partir de información de ENAP

Variación Venta de Combustibles por Tipo

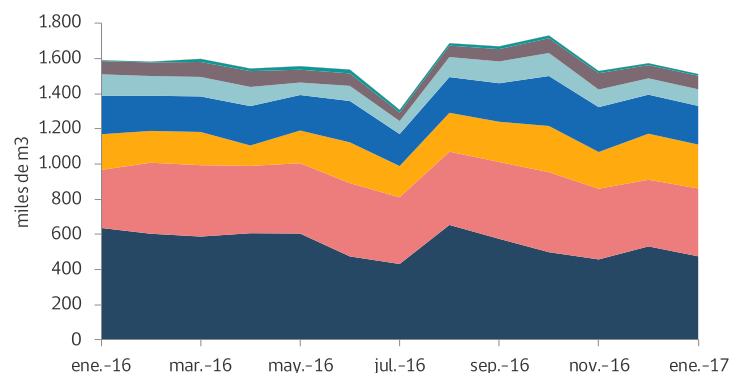
Venta Combustibles	[miles m3]		Mensual	Anual
Kerosene	1		-30,1%	-12,8%
P. Combustibles	74		6,7%	-1,8%
Gas_Licuado	147		0,5%	-13,2%
Gasolinas	422		13,9%	4,9%
Diesel	837		3,9%	3,8%
Total General	1.481		6,3%	1,8%

Fuente: ENAP

8 Inventario de Combustibles

A continuación se presentan los niveles de inventario mensuales de combustibles (gasolina aviación, kerosene doméstico, petróleos combustibles, kerosene aviación, gasolina automotriz, gas licuado, petróleo diésel y petróleo crudo) en miles de m³ para todo el país. Este valor corresponde al nivel registrado el último día hábil del mes de Enero 2017.

Evolución Inventario de Combustibles por Tipo



Fuente: CNE

Variación Inventario de Combustibles por Tipo

Combustible	[miles de m3]		Mensual	Anual
Gasolina Av.	1		-19,9%	-19,9%
Kerosene D.	9		-7,0%	>100%
Petróleo Combustibles	77		2,7%	2,7%
Kerosene Av.	95		1,8%	-22,4%
Gasolina Autom.	220		-1,1%	0,3%
Gas Licuado	249		-4,8%	22,9%
Petróleo Diesel	386		1,9%	17,0%
Petróleo Crudo	476		-10,6%	-25,3%
TOTAL GENERAL	1.513		-3,9%	-4,9%

Fuente: CNE



PROYECTOS ENERGÉTICOS EN EVALUACIÓN AMBIENTAL

1 Proyectos Ingresados a Evaluación Ambiental

Durante el mes de Enero 2017 ingresaron **16** proyectos energéticos al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA), representando una inversión de **481 MMUSD**, **3** proyectos de generación eléctrica, **7** proyectos de transmisión eléctrica¹ y **5** proyectos de desarrollo minero de petróleo y gas y **1** proyecto de terminal marítimo.

Detalle Proyectos energéticos ingresados a evaluación ambiental

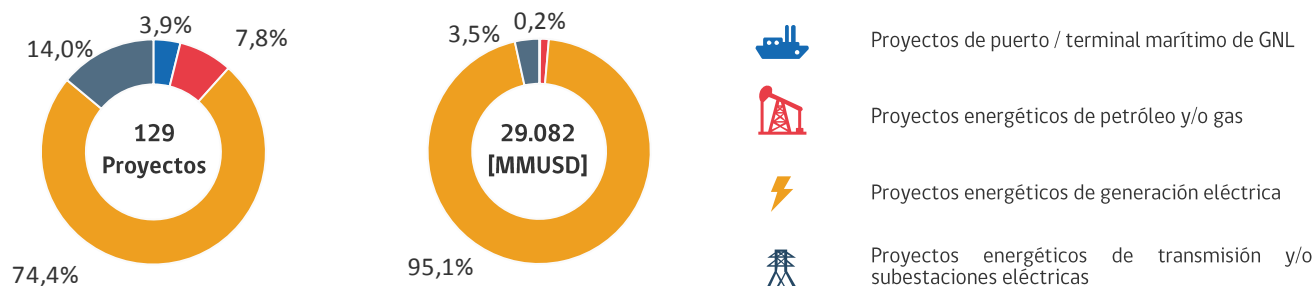
Tipo de proyecto	Titular del proyecto	Nombre del proyecto	Fecha presentación	Inversión [MMUSD]	WEB
Generación	Victoria Solar SpA	Parque Fotovoltaico Verano de San Juan	24/ene/2017	22,5	Ver
Generación	GUADALUPE SOLAR SPA	Planta Fotovoltaica Guadalupe	23/ene/2017	8,0	Ver
Generación	ARICA SOLAR 2 S.A.	Proyecto Parque Solar Tricahue	20/ene/2017	9,00	Ver
Terminal Marítimo	Compañía de Petróleos de Chile COPEC S.A.	Terminal para Carga y Descarga de Combustibles Mejillones	19/ene/2017	5,80	Ver
Desarrollo Minero de Petróleo y Gas	Empresa Nacional del Petróleo – Magallanes	Genérica Sub-Bloque Coirón	20/ene/2017	155,00	Ver
Desarrollo Minero de Petróleo y Gas	Empresa Nacional del Petróleo – Magallanes	Genérica Sub-Bloques Arenal	03/ene/2017	42,00	Ver
Desarrollo Minero de Petróleo y Gas	Empresa Nacional del Petróleo – Magallanes	Genérica Sub-Bloques Dorado-Riquelme	20/ene/2017	155,00	Ver
Desarrollo Minero de Petróleo y Gas	GeoPark Fell SpA	Construcción de líneas de flujo pozo Uaken x-1	18/ene/2017	1,00	Ver
Desarrollo Minero de Petróleo y Gas	GeoPark TDF S.A.	Fractura hidráulica y construcción de línea de flujo pozo Chercán Oeste x-1	18/ene/2017	1,62	Ver
Subestación Eléctrica	Parque Eólico El Arrayán SPA	Ampliación Subestación Eléctrica Don Goyo	24/ene/2017	8,10	Ver
Línea de Transmisión Eléctrica	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Cruce Chiloé	18/ene/2017	19,60	Ver
Línea de Transmisión Eléctrica	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Línea de Transmisión 2x66 kV Lloillhue – La Unión	23/ene/2017	10,31	Ver
Línea de Transmisión Eléctrica	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Proyecto La Misión	19/ene/2017	19,30	Ver
Línea de Transmisión Eléctrica	TRANSELEC S.A.	Extensión Líneas 2x220 kV Crucero – Lagunas	24/ene/2017	2,00	Ver
Línea de Transmisión Eléctrica	Astaldi Concessioni S.R.L. Agencia en Chile	Línea de Transmisión 1x220 kV Punilla – San Fabián	24/ene/2017	9,20	Ver
Línea de Transmisión Eléctrica	EMPRESA ELECTRICA DE LA FRONTERA S.A.	Proyecto Larqui	24/ene/2017	12,1	Ver

Fuente: División de Desarrollo Sustentable del Ministerio de Energía a partir de datos del SEIA

2 Proyectos en Evaluación Ambiental

Se contabilizan al mes de Enero 2017, **129** proyectos energéticos en tramitación para la aprobación de la Resoluciones de Calificación Ambiental (RCA). De ellos, **74%** son proyectos de generación eléctrica, y el restante son proyectos mixtos. En su conjunto, representan una inversión total de **29.082 MMUSD**.

Distribución de cantidad de proyectos y su inversión [MMUSD]



Fuente: División de Desarrollo Sustentable del Ministerio de Energía a partir de datos del SEIA

¹ Los proyectos de transmisión eléctrica incluyen los de línea de transmisión eléctrica de alto voltaje y subestación.



PROYECTOS ENERGÉTICOS EN EVALUACIÓN AMBIENTAL

3 Proyectos con RCA aprobada

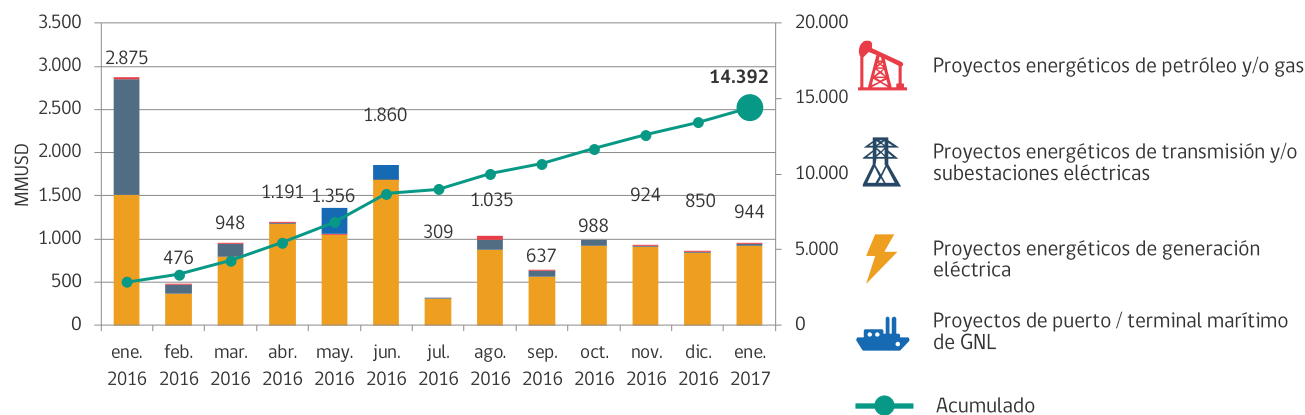
Además, durante el mes, **10** proyectos energéticos obtuvieron la Resolución de Calificación Ambiental (RCA) favorable, de los cuales, **6** proyectos son de generación eléctrica totalizando una potencia de 462 MW, **2** proyectos de transmisión eléctrica¹, **2** proyectos de desarrollo minero de petróleo y gas. En conjunto suman una inversión de 940 MMUSD.

Fecha de RCA	Tipo de proyecto	Región	Titular del proyecto	Inversión [MMUSD]	Web
05/ene/2017	Generación	II	Ibereólica Solar Elena SpA.	535,0	Ver
19/ene/2017	Generación	II	Empresa Nacional de Electricidad S.A.	242,0	Ver
06/ene/2017	Generación	VI	Torsa Chile S.A.	47,1	Ver
09/ene/2017	Generación	IV	PRIME ENERGIA SPA	50,0	Ver
16/ene/2017	Generación	VII	PRIME ENERGIA SPA	30,0	Ver
20/ene/2017	Generación	VI	LA ACACIA SPA	12,3	Ver
31/ene/2017	Desarrollo Minero de Petróleo y gas	XII	Empresa Nacional del Petróleo – Magallanes	0,1	Ver
31/ene/2017	Desarrollo Minero de Petróleo y gas	XII	Empresa Nacional del Petróleo – Magallanes	1,0	Ver
23/ene/2017	Subestación Eléctrica	VI	Colbún Transmisión SA	12,1	Ver
11/ene/2017	Subestación Eléctrica	VI	Hidroeléctrica La Higuera S.A.	14,00	Ver

Fuente: División de Desarrollo Sustentable del Ministerio de Energía a partir de datos del SEIA

En línea con la tabla anterior, se presenta la evolución para el último año móvil de la inversión asociada a los proyectos energéticos que han obtenido una RCA favorable. El total de inversión a la fecha alcanza los 14.392 MMUSD. En particular, los proyectos energéticos de generación eléctrica suman una inversión total de 11.887 MMUSD (82,6%), equivalentes a 6.278 MW aprobados.

Evolución de inversión – Proyectos con RCA aprobada en los últimos 12 meses



Fuente: División de Desarrollo Sustentable del Ministerio de Energía a partir de datos del SEIA



NORMATIVAS SECTORIALES

1 Proyectos de Ley en Trámite

Número Boletín	Materia Proyecto	Iniciativa/ Urgencia	Estado Actual	Fecha Ingreso del Proyecto	WEB
9890-08	Modifica el Decreto con Fuerza de Ley N° 323, de 1931, del Ministerio del Interior y otras disposiciones legales.	No aplica	Publicada en el Diario Oficial el 09 de febrero de 2017 (Ley N° 20.999)	29/01/15	Ver

2 Normas Sectoriales Publicadas en el Diario Oficial

Decreto Supremo N° 134, de fecha 14 de octubre de 2016 del Ministerio de Energía, que aprueba Reglamento de Planificación Energética de Largo Plazo, publicado en el Diario Oficial el 5 de enero de 2017. [Ver](#)

Resolución Exenta N° 110, de fecha 30 de diciembre de 2016 de la Subsecretaría de Energía, que fija y aprueba presupuesto para financiamiento Panel de Expertos, establece prorrata de las empresas obligadas al pago, determina la contribución a pagar por dichas empresas y establece la forma en que se efectuará su pago, publicada en el Diario Oficial el 5 de enero de 2017. [Ver](#)

Resolución Exenta N° 18, de fecha 10 de enero de 2017, que Establece normas procedimentales estrictamente necesarias para el primer proceso de planificación anual de la transmisión a realizarse conforme a lo dispuesto en la Ley N° 20.936, correspondiente al año 2017, publicada en el Diario Oficial el 13 de enero de 2017. [Ver](#)

Decreto Supremo N° 103, de fecha 12 de julio de 2016 del Ministerio de Energía, que modifica Decreto Supremo N° 71 de 2014, que aprueba Reglamento de la Ley N° 20.571, que regula el pago de las tarifas eléctricas de las generadoras residenciales, publicado en el Diario Oficial el 20 de enero de 2017. [Ver](#)

Decreto Supremo N° 119, de fecha 1 de septiembre de 2016 del Ministerio de Energía, que aprueba Reglamento de seguridad de las plantas de biogás e introduce modificaciones al Reglamento de Instaladores de Gas, publicado en el Diario Oficial el 2 de febrero de 2017. [Ver](#)

3 Normas Sectoriales No Publicadas en el Diario Oficial

Resolución Exenta N° 23, de fecha 13 de enero de 2017, que Aprueba Plan de Trabajo Anual para la elaboración y desarrollo de la normativa técnica correspondiente al año 2017, de conformidad a lo dispuesto en el artículo 72°-19 de la Ley General de Servicios Eléctricos. [Ver](#)

Resolución Exenta N° 30, de fecha 19 de enero de 2017, que Establece procedimiento para el cálculo y determinación del aporte compensatorio que indica, en conformidad a lo dispuesto en la Ley N° 20.981, Ley de Presupuestos del Sector Público correspondiente al año 2017. [Ver](#)



3 Normas Sectoriales No Publicadas en el Diario Oficial

Resolución Exenta N° 32, de fecha 20 de enero de 2017, que Designa integrantes del Comité Consultivo Especial que colaborará en la elaboración de los Anexos de la Normativa Técnica de Calidad y Seguridad de Servicio, en conformidad a la Resolución CNE N° 941 de 2016, y fija plazo para la celebración de la primera sesión de constitución del mismo. [Ver](#)

Resolución Exenta N° 42, de fecha 24 de enero de 2017, que Aprueba Bases de Licitación Pública Nacional e Internacional para el Suministro de Potencia y Energía Eléctrica para Abastecer los Consumos de Clientes Sometidos a Regulación de Precios, Licitación de Suministro 2017/01. [Ver](#)

Resolución Exenta N° 53, que aprueba "Informe definitivo de Previsión de Demanda 2016-2036 SIC-SING" de enero de 2017.

Resolución Exenta N° 36, de fecha 23 de enero de 2017, que Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción. [Ver](#)

Resolución Exenta N° 52, que aprueba "Informe de Proyecciones de Precios de Combustibles 2016-2031", de noviembre de 2016.

Resolución Exenta N° 54, de fecha 31 de enero de 2017, que aprueba Informes Técnicos Definitivos para la Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo del Sistema Interconectado del Norte Grande y del Sistema Interconectado Central, de enero de 2017. [Ver](#)

4 Dictámenes del Panel de Expertos

No fueron evacuados dictámenes del Panel de Expertos durante el mes de Enero.

Comisión Nacional de Energía

Avenida Libertador Bernardo O'Higgins , 1449
Edificio Santiago DownTown, Torre 4, Piso 13

Tel. (2) 2797 2600

Fax. (2) 2797 2627

www.cne.cl

Santiago - Chile