

SÍNTESIS DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA DE LA REPÚBLICA ARGENTINA

AÑO XVIII N° 205



Comisión Nacional
de Energía Atómica

Enero 2018

Comité técnico
Norberto Coppari
Santiago Jensen

Coordinación General
Mariela Iglesia

Producción editorial
Valeria Cañadas
Sofía Colace
Diego Coppari
Pablo Rimancus
Agustín Zamora

Comité revisor
Mariela Iglesia

Diseño Gráfico
Andrés Boselli

Colaborador externo
Carlos Rey

Elaborado por la Subgerencia de Planificación Estratégica
Gerencia de Planificación, Coordinación y Control

Comisión Nacional de Energía Atómica

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN.....	1
OBSERVACIONES.....	1
DEMANDA DE ENERGÍA Y POTENCIA.....	2
DEMANDA MÁXIMA DE POTENCIA.....	4
POTENCIA INSTALADA.....	5
GENERACIÓN NETA NACIONAL.....	6
APORTE DE LOS PRINCIPALES RÍOS Y GENERACIÓN NETA HIDRÁULICA.....	8
GENERACIÓN NETA DE OTRAS RENOVABLES.....	10
GENERACIÓN NETA TÉRMICA Y CONSUMO DE COMBUSTIBLES.....	11
GENERACIÓN NETA NUCLEAR.....	14
EVOLUCIÓN DE PRECIOS DE LA ENERGÍA EN EL MEM.....	15
EVOLUCIÓN DE LAS EXPORTACIONES E IMPORTACIONES.....	17

SÍNTESIS

MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) Enero 2018.

⚡ Introducción

En enero, la demanda neta de energía del MEM registró una disminución del 1,7% con respecto al valor alcanzado en el mismo mes del año pasado.

Por otra parte se evidenció un enero ligeramente más caluroso que en años anteriores. En esta ocasión, la temperatura media del mes fue de 26,1 °C, mientras que la del año pasado había sido de 25,7 °C. La media histórica, por su parte, se ubica alrededor de los 24,5 °C.

En materia de generación hidráulica, el río Paraná presentó un caudal muy superior al histórico del mes, mientras que el Uruguay recibió aportes similares a sus medios históricos. Por otra parte, el Futaleufú registró un aporte superior con respecto a los históricos para este mes, al igual que el Limay, perteneciente a la Cuenca del Comahue, mientras que los ríos Neuquén y Collón Curá de la misma cuenca, registraron aportes inferiores a los tomados como referencia para enero. En consecuencia, la generación hidráulica aumentó un 7,3% en comparación al valor registrado en enero de 2017.

En cuanto a la generación de Otras Renovables, este mes aportaron 245,2 GWh contra 247,9 GWh registrados en enero del año anterior.

Por su parte, la generación nuclear del mes fue de 638,6 GWh, mientras que en enero de 2017 había sido de 637,2 GWh.

Además, la generación térmica resultó un 3,4% inferior a la generada durante el mismo mes del año anterior.

En relación a las interconexiones con países vecinos, se registraron en el mes importaciones por 5,8 GWh contra 125,4 GWh del mismo mes del año pasado, y exportaciones por un valor cercano a 0,1 GWh, al igual que en enero del año anterior.

Finalmente, el precio monómico de la energía para este mes fue de 1.440,7 \$/MWh, equivalente a 75,7 U\$/MWh. Este y otros conceptos serán presentados en detalle en la sección relativa a Precios de la Energía.

⚡ Observaciones

Enero de 2018 registró un aumento de la demanda industrial de un 3,7%, mientras que las demandas residencial y comercial se vieron reducidas en un 3,4% y 3,5% respectivamente comparado al año anterior.

En materia de generación nucleoelectrica las centrales nucleares Atucha I y Atucha II operaron con normalidad, mientras que la central nuclear Embalse continúa detenida por las tareas conducentes a su extensión de vida.

En cuanto a los combustibles fósiles, debido a la acción conjunta de la mayor generación hidroeléctrica, la leve disminución de la demanda y a que la Central Térmica (C.T.) San Nicolás se encontró fuera de servicio por mantenimiento en enero del año anterior, se registró un aumento del carbón y el gas natural mientras que el gasoil y fuel oil disminuyeron respecto al mismo mes del 2017.

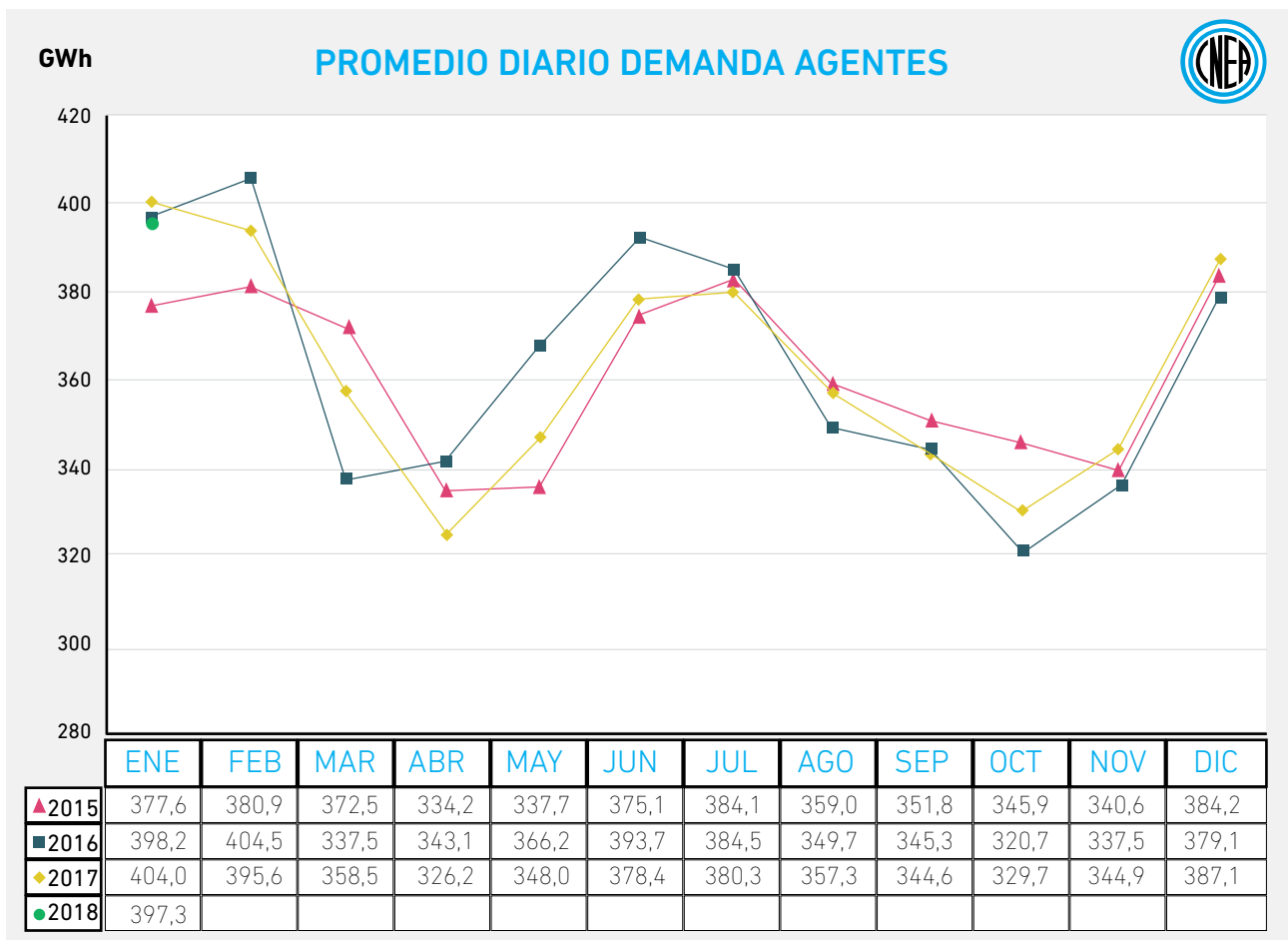
⚡ Demanda de Energía y Potencia

A continuación se muestra la evolución de la "demanda neta".

VARIACIÓN DEMANDA NETA		
MENSUAL (%)	AÑO MÓVIL (%)	ACUMULADO 2017 (%)
-1,7	-0,8	-1,7

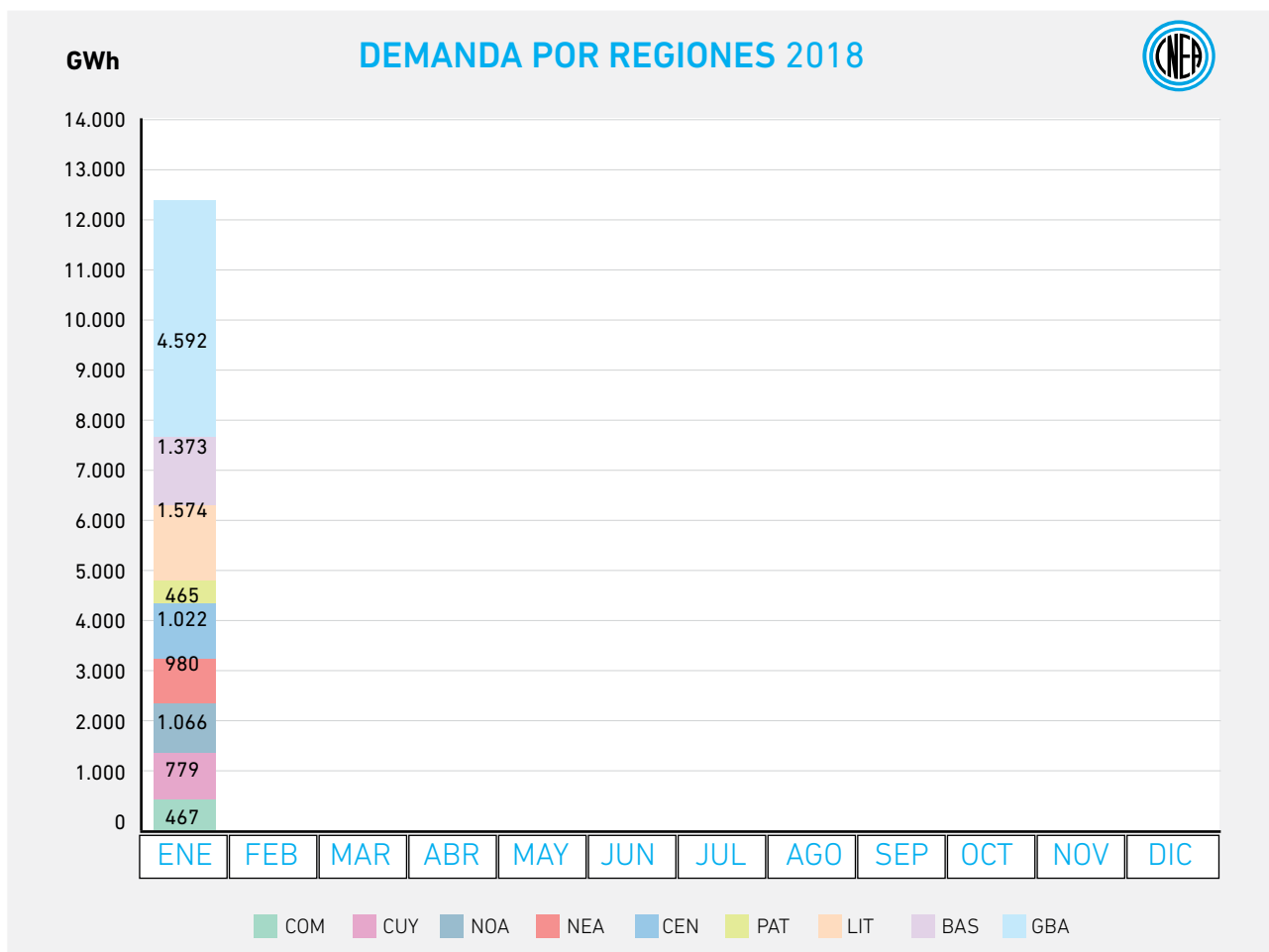
La "variación mensual" se calcula computando la demanda neta de los agentes, sin considerar las pérdidas en la red, respecto del mismo valor mensual del año anterior. El "año móvil" compara la demanda de los últimos 12 meses respecto de los 12 anteriores. El "acumulado anual", en cambio, computa los meses corridos del año en curso, respecto de los mismos del año pasado.

En la siguiente figura se observa el promedio diario de la demanda agentes para los últimos cuatro años.

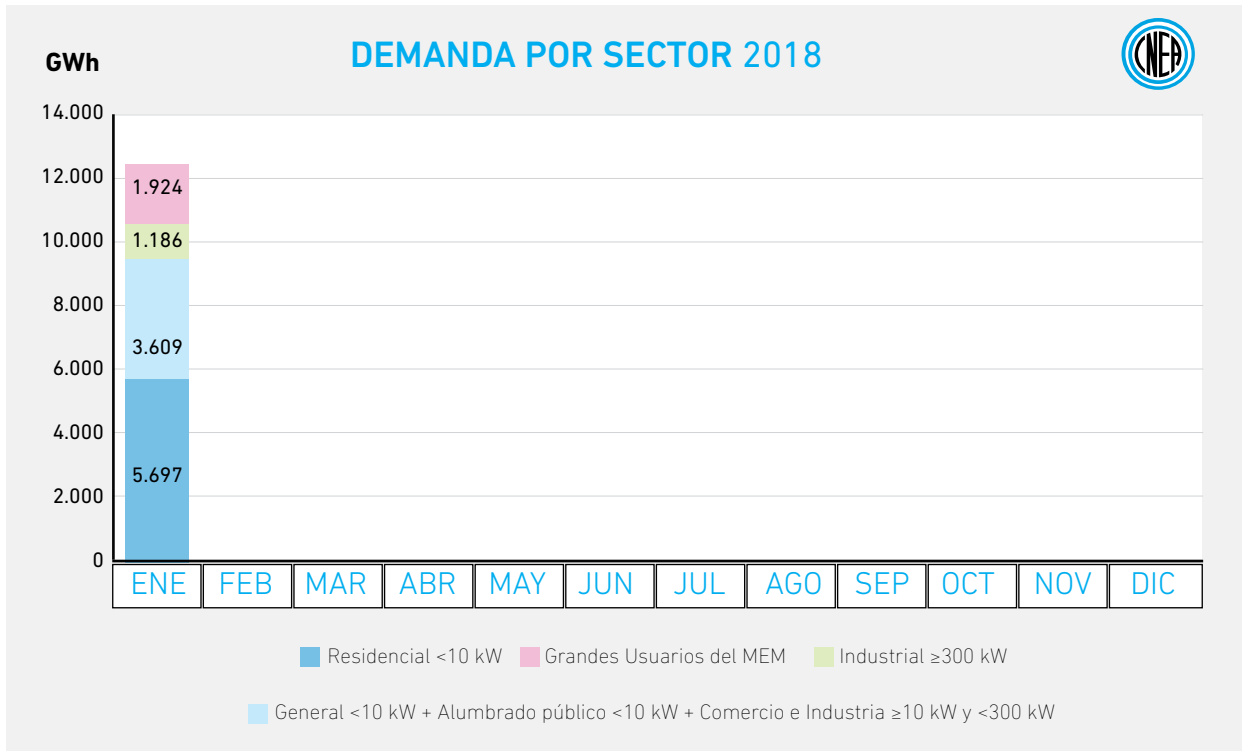


A continuación se presenta la demanda de energía eléctrica, analizada tanto por región como por tipo de usuarios (sectores).

REGIÓN	PROVINCIAS
Gran Buenos Aires (GBA)	C.A.B.A y Gran Buenos Aires
Buenos Aires (BA)	Buenos Aires sin GBA
Centro (CEN)	Córdoba, San Luis
Comahue (COM)	La Pampa, Neuquén, Río Negro
Cuyo (CUY)	Mendoza, San Juan
Litoral (LIT)	Entre Ríos, Santa Fe
Noreste Argentino (NEA)	Chaco, Corrientes, Formosa, Misiones
Noroeste Argentino (NOA)	Catamarca, Jujuy, La Rioja, Salta, Santiago del Estero, Tucumán
Patagonia (PAT)	Chubut, Santa Cruz



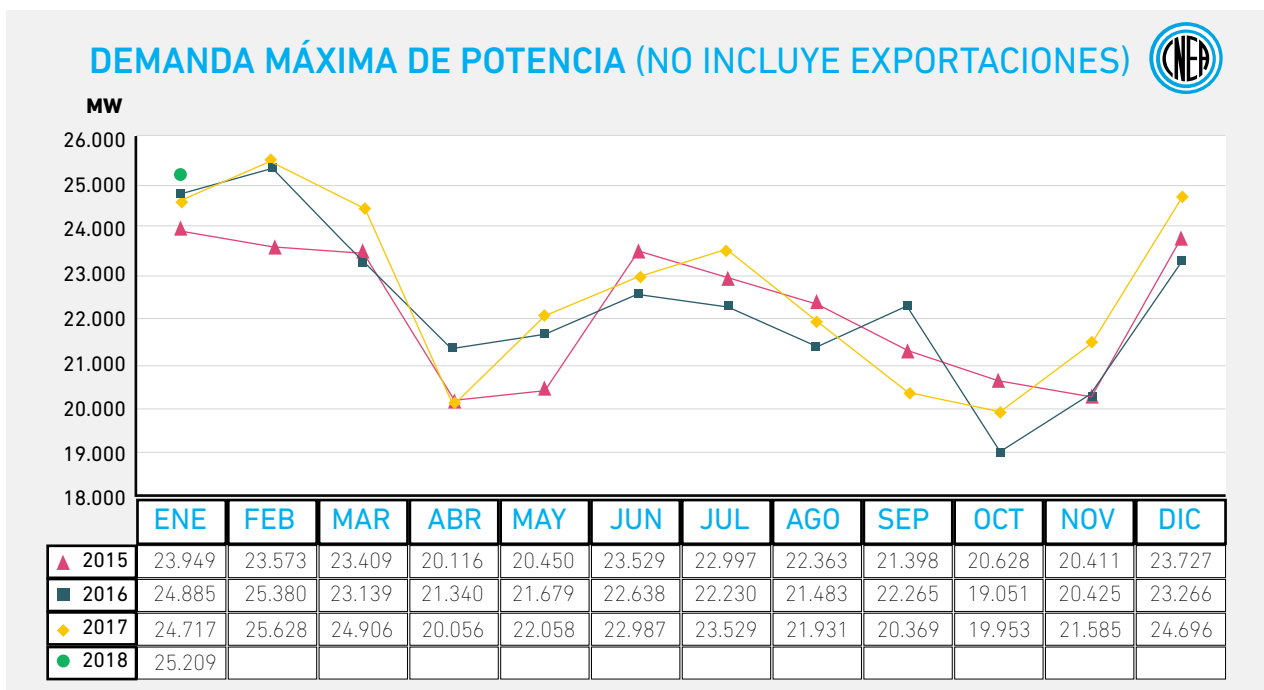
A continuación se presenta la Demanda Eléctrica por tipos de Usuario, de acuerdo a la última información disponible. Cabe aclarar que desde julio de 2016 se han agrupado las categorías de consumo General, de Alumbrado Público y Comercio e Industria entre 10 y 300 kW.



Fuente: ADEERA.

⚡ Demanda Máxima de Potencia

Como se muestra a continuación, la demanda máxima de potencia aumentó un 2,0% tomando como referencia el mismo mes del 2017. A su vez, mostró un incremento del 2,1% en comparación con el valor registrado el mes pasado. El valor de este mes es el mayor de los últimos cuatro años.



⚡ Potencia Instalada

Los equipos instalados en el Sistema Argentino de Interconexión (SADI) pueden clasificarse en tres grupos, de acuerdo al recurso natural y a la tecnología que utilizan: Térmico fósil (TER), Nuclear (NUC) o Hidráulico (HID). Los térmicos a combustible fósil, a su vez, pueden subdividirse en cinco tipos tecnológicos, en función del ciclo térmico y combustible que utilizan para generar la energía: Turbinas de Vapor (TV), Turbinas de Gas (TG), Ciclos Combinados (CC), Motores Diesel (DI) y Biogás (BG).

Existen en el país otras tecnologías de generación agrupadas en el concepto Otras Renovables, las cuales se están conectando al SADI progresivamente, como la Eólica (EOL) y la Fotovoltaica (FV). Sin embargo, ésta última aún tiene baja incidencia en cuanto a capacidad instalada.

Por su parte la generación móvil no se encuentra localizada en un lugar fijo, sino que puede desplazarse de acuerdo a las necesidades regionales.

Si bien CAMMESA, a partir de marzo de 2016, en línea con la Ley de Energías Renovables N° 27191, clasifica las hidráulicas menores a 50 MW como renovables, en la tabla siguiente se seguirán contabilizando bajo la categoría de hidráulicas. A continuación se muestra la capacidad instalada por regiones y tecnologías en el MEM, en MW.

ÁREA	TV	TG	CC	DI	BG	TER	NUC	HID	FV	EOL	TOTAL
CUYO	120,0	89,6	374,2	40,0		623,8		1.129,1	8,2		1.761,1
COM		630,9	1.296,5	92,3		2.019,7		4.768,7			6.788,4
NOA	261,0	991,2	1.471,7	374,0		3.097,9		218,2		58,4	3.374,5
CENTRO	200,0	806,6	534,0	100,8	3,5	1.644,9	648,0	918,0			3.210,9
GBA	2.110,0	1.516,7	3.441,7	279,0	16,6	7.364,0					7.364,0
BA	1.543,2	1.760,1	1.713,5	302,4		5.319,2	1.107,0			0,3	6.426,5
LIT	217,0	928,4	865,1	318,6	1,4	2.330,5		945,0			3.275,5
NEA		33,0		302,9		335,9		2.745,0			3.080,9
PAT		347,0	188,1			535,1		540,8		168,0	1.243,9
GENERACIÓN MÓVIL				199,5		199,5					199,5
SIN	4.451,2	7.103,5	9.884,8	2.009,5	21,5	23.470,5	1.755,0	11.264,8	8,2	226,7	36.725,2
Porcentaje						63,91	4,78	30,67	0,02	0,62	
DIF. RESPECTO MES ANTERIOR		531,2	15,0	6,8	0,0	553,1		22,0			575,2

Este mes, se registraron modificaciones de capacidad instalada en el SADI, totalizando una adición de 575,1 MW, la cual incluye 14,6 MW de pequeñas variaciones de potencia (menores a 5 MW) para centrales TG y DI. A continuación se detallan las variaciones mayores a 5 MW.

COM

Se realizó una repotenciación de 15 MW en la TG perteneciente a la C.T. Loma de la Lata, pasando de 165 a 180 MW.

CEN

Se disminuyó la potencia de la TG Generación Mediterránea 220 en 5,5 MW, la cual pasó de 100 a 94,5 MW. Ingresó La TG perteneciente a la C.T. Villa María, aportando 141,7 MW.

GBA

La TG perteneciente a la C.T. Zappalorto incorporó 15,5 MW, pasando de 93,5 MW a 109,0 MW.

La TG perteneciente a la C.T. Matheu II evidenció una situación similar, con una repotenciación de 13,5 MW, alcanzando los 229,0 MW.

Se incorporó la TG perteneciente a la C.T. Ezeiza Etapa II, adicionando 50,0 MW al sistema.

BAS

Se realizó una disminución de potencia de 7,3 MW en la TG perteneciente a la C.T. 9 de Julio, la cual pasó de 102,0 a 94,7 MW.

NOA

Se incorporó la TG perteneciente a la C.T. Bracho adicionando 266,6 MW al sistema.

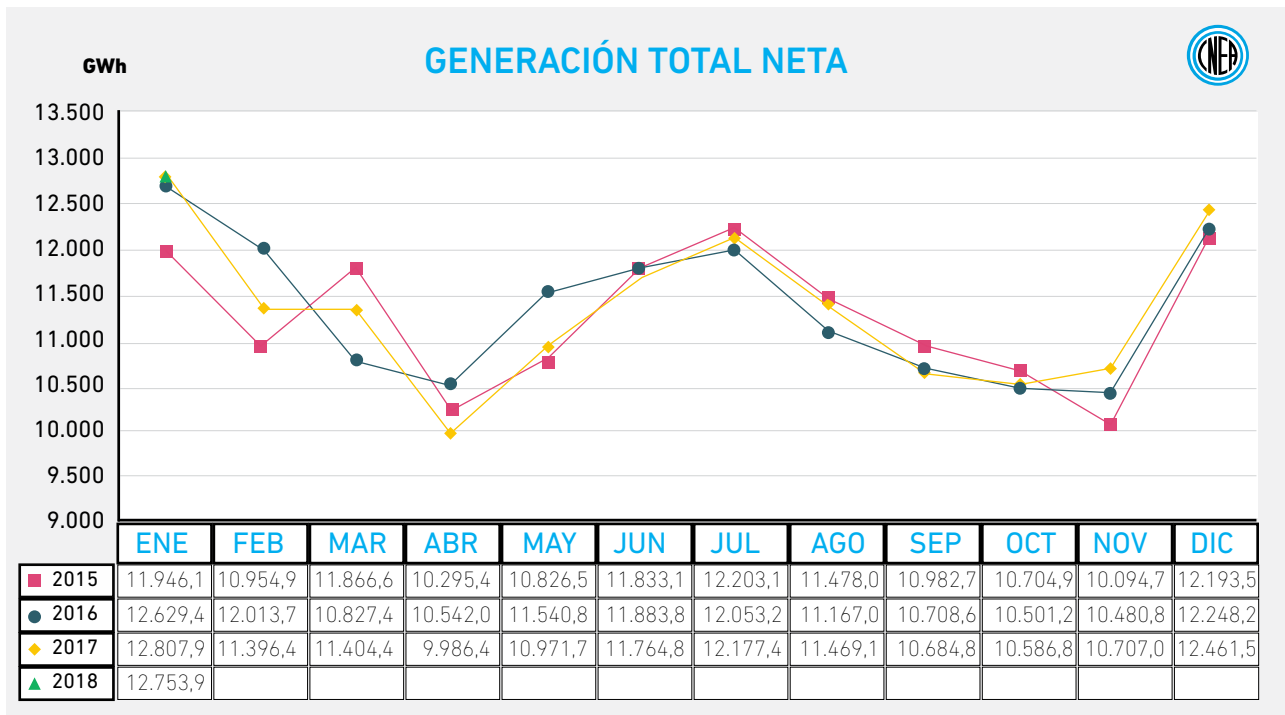
Se incorporó la TG perteneciente a la C.T. Independencia adicionando 49,0 MW al sistema.

PAT

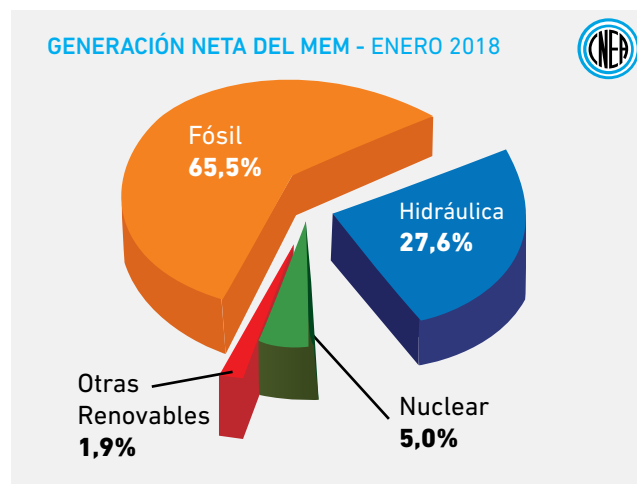
Se realizó una repotenciación en la central hidroeléctrica Futaleufú de 22,0 MW, pasando de 472,0 a 494,0 MW.

⚡ Generación Neta Nacional

La generación total neta nacional vinculada al SADI (nuclear, hidráulica, térmica, eólica y fotovoltaica) resultó un 0,4% inferior a la de enero de 2017 y un 2,3% superior a la del mes anterior.



A continuación, se presenta la relación entre las distintas fuentes de generación:



La generación de Otras Renovables, que surge de la gráfica precedente, comprende la generación eólica, fotovoltaica, de hidroeléctricas menores a 50 MW, y de centrales a biogás y biomasa incorporada hasta el momento. Cabe destacar que el mayor porcentaje de dicho valor corresponde a la generación hidráulica menor a 50 MW, a la que le sigue la hidráulica menor a 30 MW, y luego la eólica.

⚡ Aporte de los Principales Ríos y Generación Neta Hidráulica

En la siguiente tabla se presentan los aportes que tuvieron en enero los principales ríos, respecto a sus medios históricos del mes.

RÍOS	MEDIOS DEL MES (m ³ /seg)	MEDIOS HISTÓRICOS (m ³ /seg)
URUGUAY	3.086	3.095
PARANÁ	21.033	14.817
LIMAY	258	242
COLLÓN CURÁ	179	208
NEUQUÉN	116	196
FUTALEUFÚ	353	266

Tal como se indicó en versiones anteriores de esta síntesis, a partir de un caudal de aproximadamente 13.000 m³/s para el río Paraná y de 8.300 m³/s para el río Uruguay, los posibles aumentos ya no se traducen en una mayor generación de las centrales respectivas, ya que al superar la capacidad de turbinado de las mismas deben volcarse los excesos de agua por los vertederos.

A continuación se muestra la situación de Yacyretá y Salto Grande al 31 de enero de este año.

RÍO PARANÁ

Caudal real:

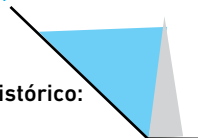
18.400 m³/s

Caudal medio histórico:

14.817 m³/s

Caudal máximo turbinado:

13.000 m³/s



YACYRETÁ

C.Max:	83,50 m
C.Hoy:	82,85 m
C.Min:	75,00 m

Turbinado: 13.100 m³/s
Vertido: 5.500

RÍO URUGUAY

Caudal real:

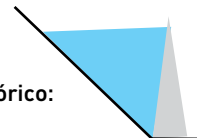
8.766 m³/s

Caudal medio histórico:

3.095 m³/s

Caudal máximo turbinado:

8.300 m³/s



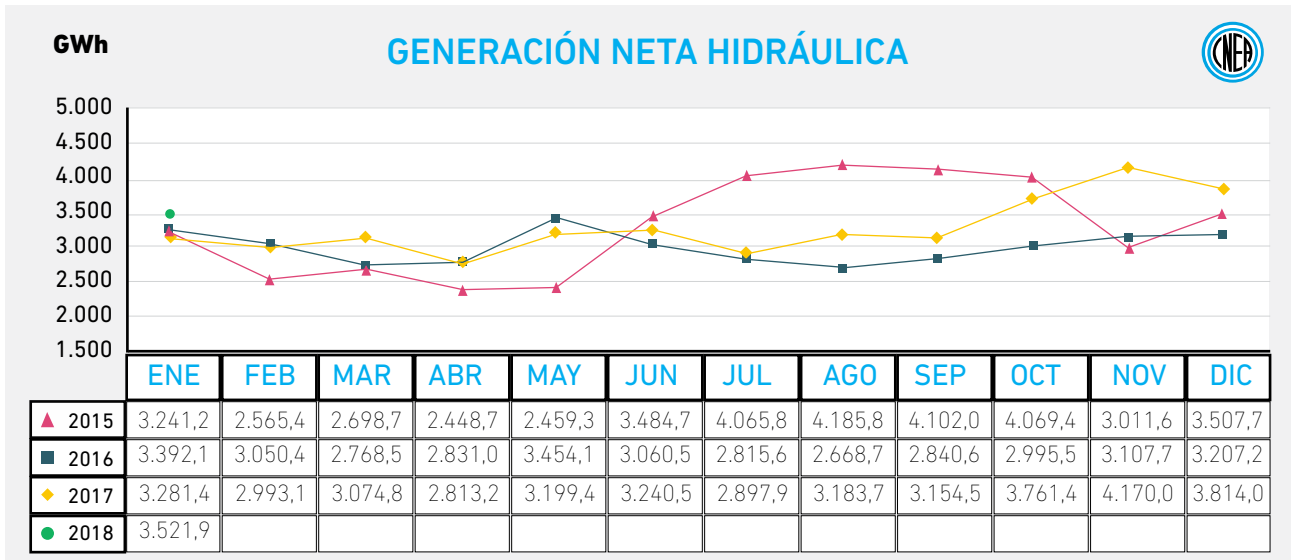
SALTO GRANDE

C.Max:	35,50 m
C.Hoy:	34,13 m
C.Min:	31,00 m

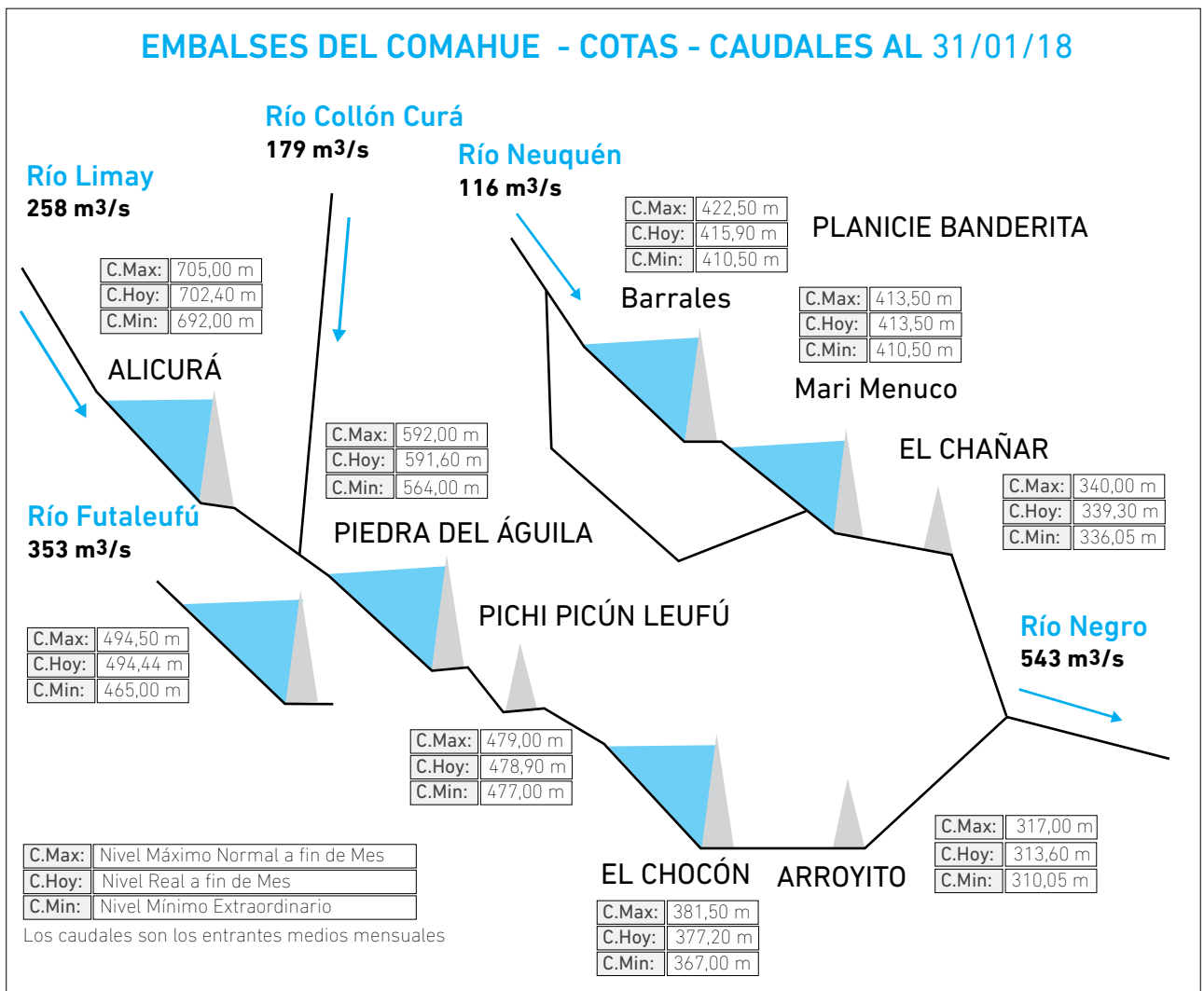
Turbinado: 5.824 m³/s
Vertido: 0 m³/s

La generación hidráulica aumentó un 7,3% con respecto del valor registrado en enero de 2017, y resultó un 7,7% inferior en comparación con el mes anterior, constituyendo el mayor valor de los últimos cuatro años para el mes de enero.

A continuación se presenta la evolución histórica de la generación hidroeléctrica en el último cuatrienio.



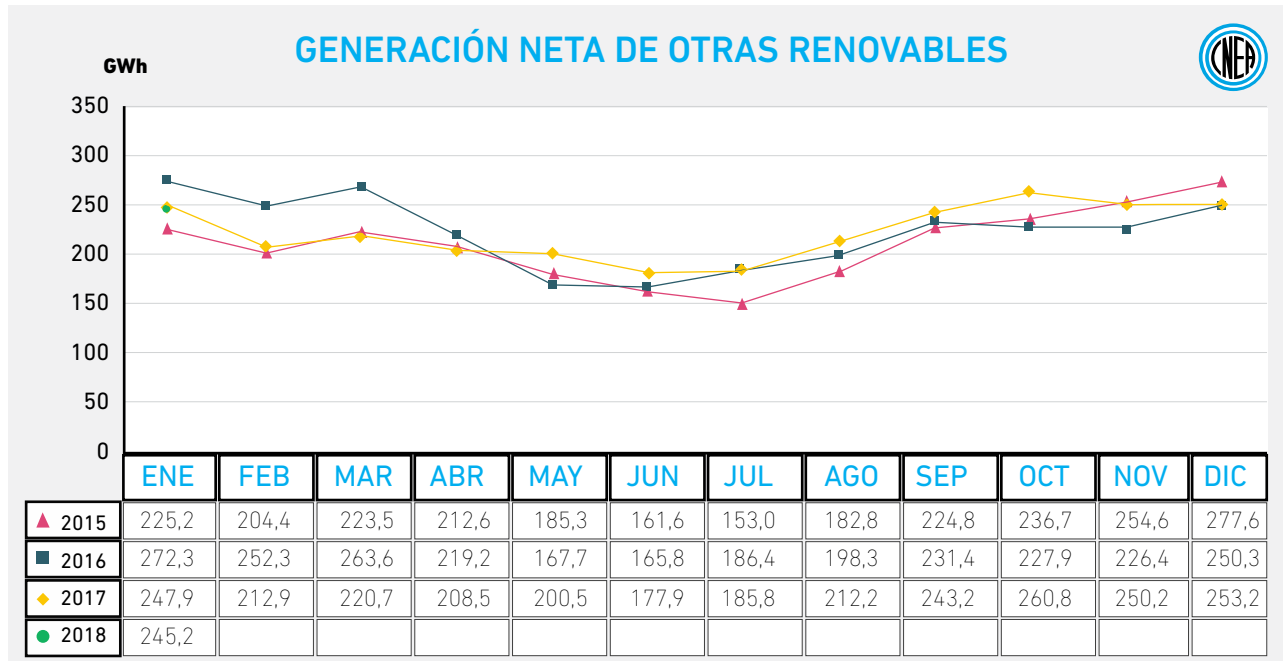
En el siguiente cuadro se puede apreciar la situación a fin de mes en todos los embalses de la región del Comahue y los caudales promedios del mes.



Fuente: CAMMESA

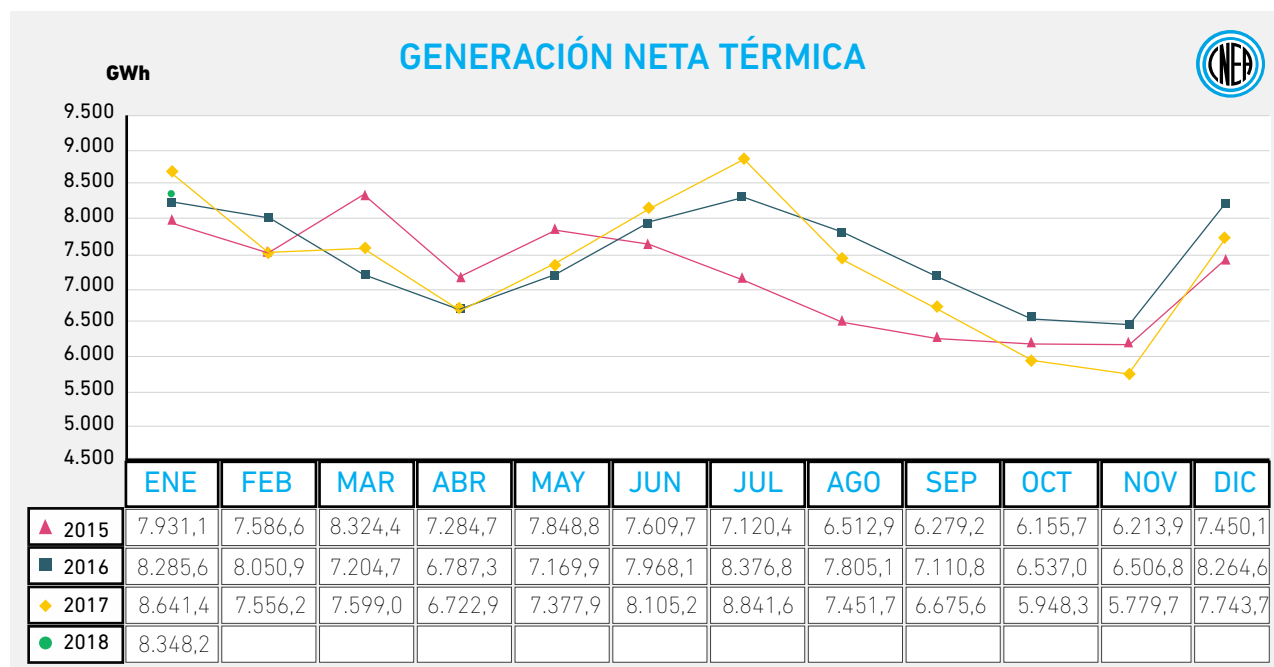
⚡ Generación Neta de Otras Renovables

La generación de Otras Renovables (eólica, fotovoltaica, hidroeléctricas menores a 50 MW, biomasa y biogás) resultó un 1,1% inferior a la del mismo mes del año 2017 a pesar de que hubo un incremento de potencia eólica respecto al año anterior. Además, experimentó una disminución del 2,0% contra el mes anterior.



⚡ Generación Neta Térmica y Consumo de Combustibles

Debido al aumento en la generación hidroeléctrica, y a la leve disminución de la demanda, la generación térmica de origen fósil este mes resultó un 3,4% inferior a la del mismo mes del año 2017, y un 7,8% superior con respecto al mes anterior.



En la tabla a continuación se presentan los consumos de los combustibles fósiles, para Enero de los años 2017 y 2018.

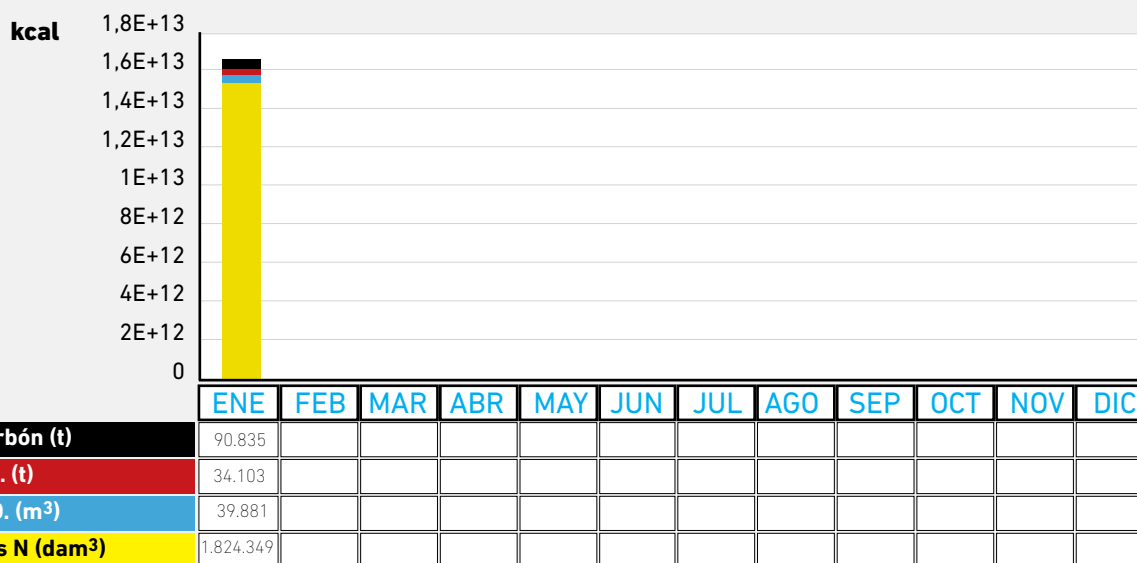
COMBUSTIBLE	ENERO 2017	ENERO 2018
Carbón [t]	63.141	90.835
Fuel Oil [t]	160.263	34.103
Gas Oil [m ³]	54.631	39.881
Gas Natural [dam ³]	1.795.953	1.824.349

Este mes se observa un aumento del consumo de carbón del 43,9%. La oferta de gas natural, por su parte, se incrementó un 1,6%. En contraposición, el consumo de fuel oil disminuyó un 78,7%, al igual que el gas oil, con un 27,0%.

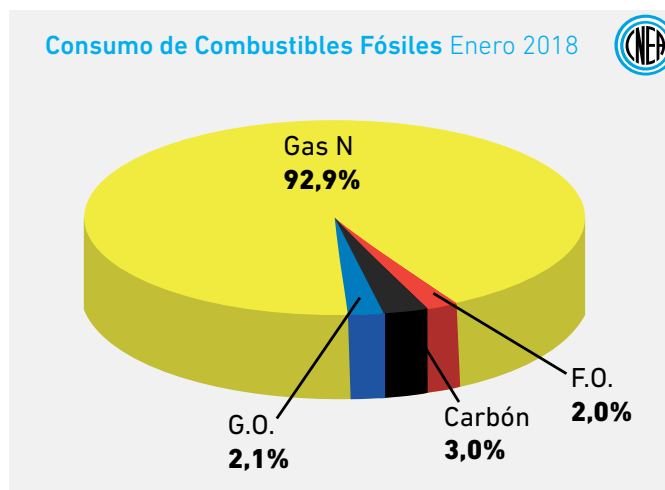
En consecuencia, el consumo energético proveniente de combustibles fósiles en el MEM durante el mes de enero de 2018 resultó un 5,6% inferior al del mismo mes del año anterior.

En el siguiente gráfico se puede observar la evolución mensual de cada combustible en unidades equivalentes de energía. Por otra parte, la tabla inferior de la figura presenta la misma evolución, pero en unidades físicas en las que se comercializan (masa y volumen).

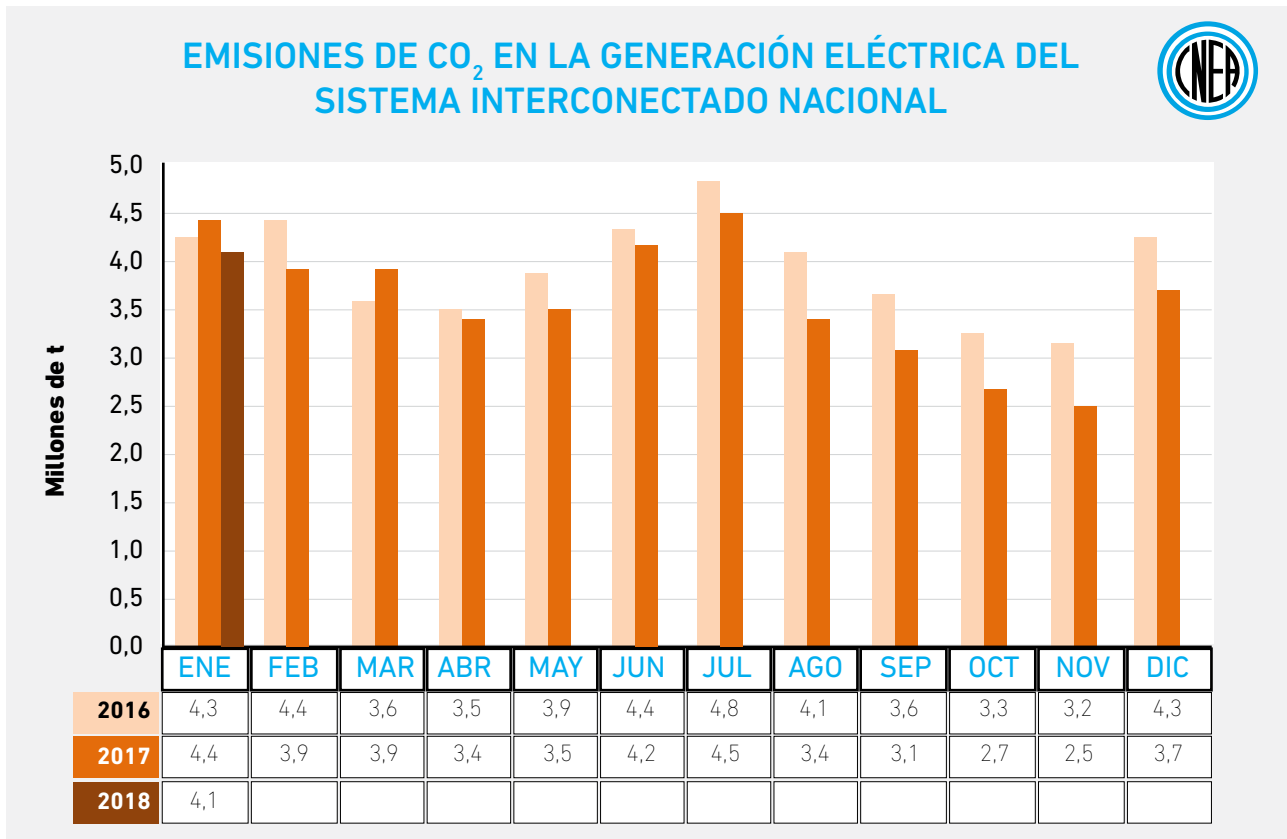
CONSUMO DE COMBUSTIBLES EN EL MEM 2018



La relación entre los distintos tipos de combustibles fósiles consumidos en enero, en unidades calóricas, ha sido:



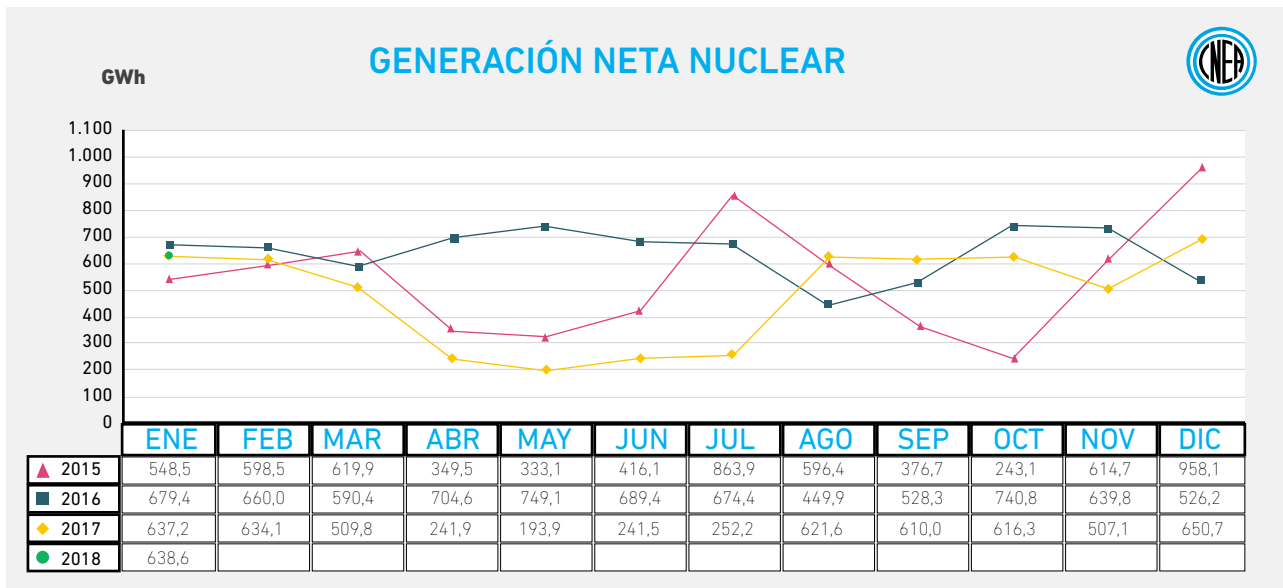
El siguiente gráfico muestra las emisiones de CO₂ derivadas de la quema de combustibles fósiles en los equipos generadores vinculados al MEM durante los últimos tres años, en millones de toneladas.



Enero evidenció una disminución del 7,0% en las emisiones de gases de efecto invernadero con respecto al valor registrado en el mismo mes de 2017, debido a la menor generación térmica y el menor consumo de combustibles líquidos. A su vez, registró un aumento del 10,4% respecto al mes pasado, producto de la mayor generación térmica con respecto a diciembre 2017. Cabe destacar que las emisiones producidas este mes resultan ser las más bajas para el mes de enero de los últimos tres años.

⚡ Generación Neta Nuclear

En la gráfica siguiente se pueden observar, mes a mes, los valores de generación nuclear obtenidos desde el año 2015 hasta la fecha, en GWh.



Como puede apreciarse, en los meses de mayor requerimiento eléctrico (invierno y verano), su generación es siempre cercana al máximo que su potencia instalada le permite, realizando sus mantenimientos programados en los meses de menor demanda. Esto puede evidenciarse en el gráfico para los años anteriores.

Con respecto a la Central Nuclear Embalse, esta continúa detenida completando las modificaciones que permitirán su extensión de vida.

Particularmente este mes la generación nucleoelectrica registró un leve aumento del 0,2% con respecto al valor registrado el año pasado y un descenso del 1,9% en comparación con el mes anterior. Esto se debió a que la Central Nuclear Atucha II presentó menor disponibilidad este mes respecto a diciembre.

Evolución de Precios de la Energía en el MEM

Desde el año 2015, junto con el precio monómico¹ mensual de grandes usuarios, se ha comenzado a presentar el ítem que contempla los “Contratos de Abastecimiento”, la demanda de Brasil y la cobertura de la demanda excedente.

Los contratos de abastecimiento (CA) contemplan el prorrateo en la energía total generada en el MEM, de la diferencia entre el precio de la energía informado por CAMMESA y lo abonado por medio de contratos especiales con nuevos generadores, como por ejemplo los contratos de energías renovables establecidos por el GENREN y resoluciones posteriores.

Por su parte los valores de los “Sobrecostos Transitorios de Despacho” y el “Sobrecosto de Combustible” constituyen la incidencia en ese promedio ponderado de lo que perciben exclusivamente los generadores que consumen combustibles líquidos, dado que en la tarifa se considera que todo el sistema térmico consume únicamente gas natural.

Estos conceptos junto con el de “Energía Adicional” están asociados al valor de la energía y con el valor de la potencia puesta a disposición (“Adicional de Potencia”) componen el “Precio Monómico”.

A partir del año 2016 se ha incorporado a la Síntesis Mensual del MEM la evolución del precio estacional medio.

Este representa el valor medio que pagan las distribuidoras por la energía que reciben, siendo a su vez trasladado a los usuarios finales de acuerdo a su consumo. A partir del primero de diciembre en función de lo determinado por la Resolución 1091/2017 del Ministerio de Energía y Minería, el precio de referencia estacional medio es de 812,6 \$/MWh.

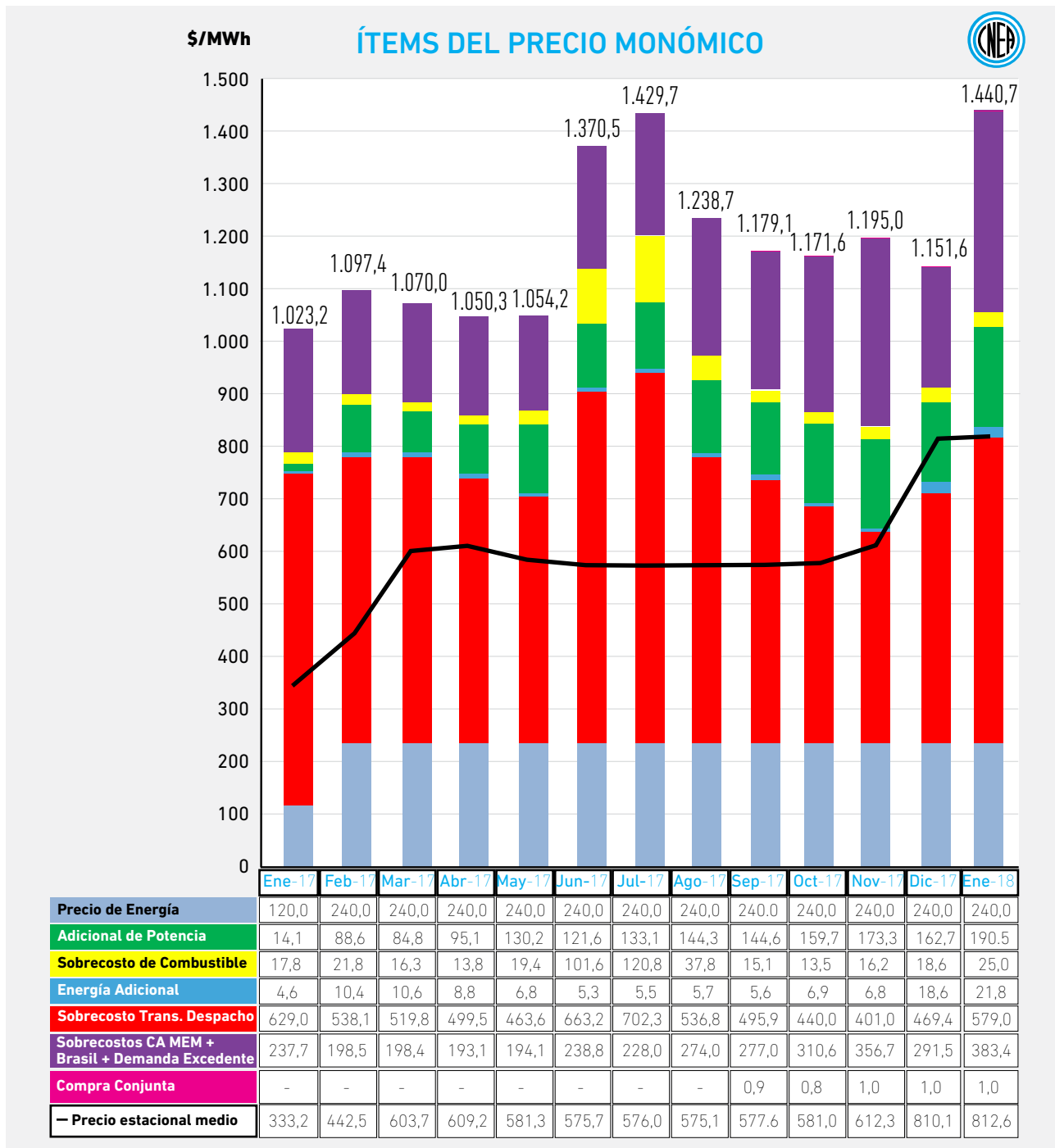
Con respecto al nuevo ítem, incorporado desde septiembre del 2017 en el precio monómico “Compra Conjunta”, según la Resolución 281 que establece las condiciones para la firma de contratos entre grandes usuarios de energía eléctrica, comercializadores y generadores. Esta normativa habilita la firma de contratos de compra-venta de energía renovable entre empresas privadas. Esto involucra a aquellos usuarios cuya demanda media en el último año calendario anterior al mes de la transacción, sea igual o mayor a trescientos kilovatios (300 kW). La demanda media se determina, a estos efectos, como la suma de la energía consumida en el año dividido el número de horas del año.

Se considerarán incluidos en el mecanismo de Compras Conjuntas, en los términos previstos en el artículo 9º, inciso 5), del Anexo II del Decreto N° 531/2016 y su modificatorio, a los contratos con generadores de energía eléctrica a partir de fuentes renovables celebrados por la CAMMESA o quien designe la Autoridad de Aplicación, en representación de los Grandes Usuarios del MEM.

A los efectos de su inclusión en las transacciones del MEM, se considera como fecha de inicio del mecanismo de Compras Conjuntas el primer día del mes septiembre de 2017. El Organismo Encargado del Despacho (OED) informará el costo medio ponderado proyectado total de los contratos incluidos en las Compras Conjuntas.

¹ Incluye la potencia más todos los conceptos relacionados con la energía en el Centro de Cargas del Sistema, sin contemplar cargos de Transporte ni Distribución, servicios que los usuarios deben pagar desde el Nodo Ezeiza hasta su punto de consumo.

En el siguiente gráfico se muestra cómo fue la evolución del valor medio del precio estacional y de los ítems que componen el precio monómico durante los últimos 13 meses.



Como puede apreciarse a partir del mes de diciembre, el precio medio estacional se acerca al valor del precio monómico, es decir que el conjunto de los usuarios paga un valor más cercano a lo que cuesta generar la energía eléctrica.

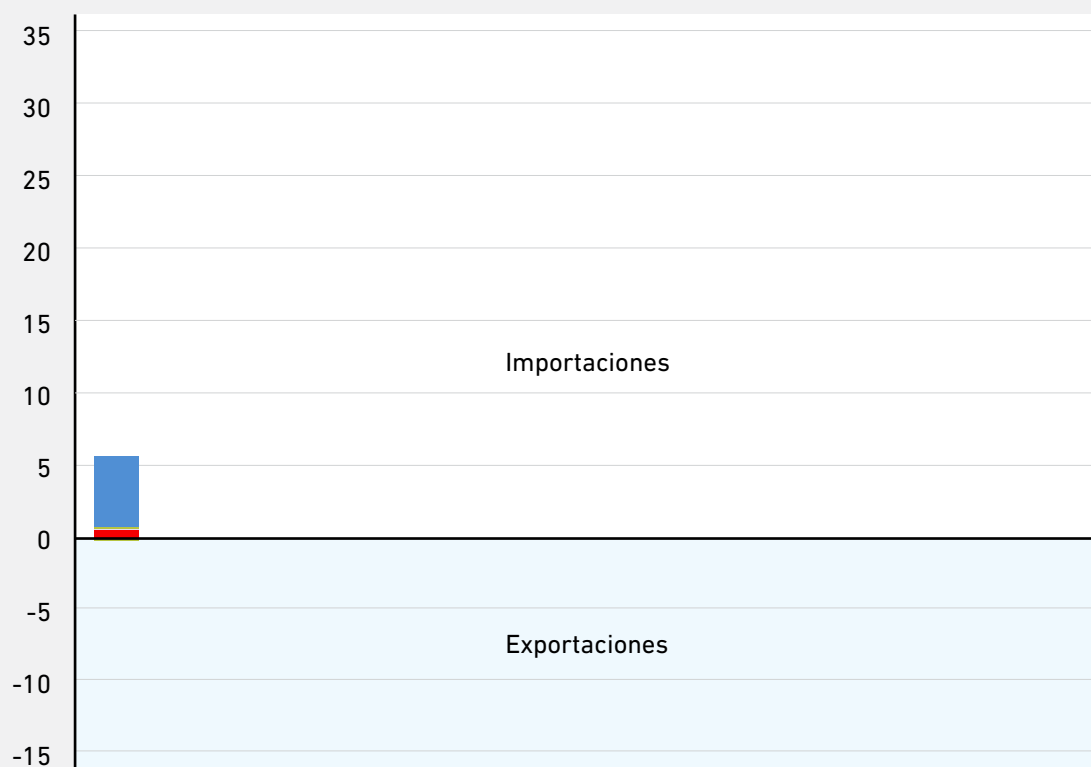
Evolución de las Exportaciones e Importaciones

Si bien puede resultar una paradoja importar y exportar al mismo tiempo, a veces se trata solo de una situación temporal, donde en un momento se importa y en otro se exporta (según las necesidades internas o las de los países vecinos), mientras que en otros casos se trata de energía en tránsito. Se habla de energía en tránsito cuando Argentina, a través de los convenios de integración energética del MERCOSUR, facilita sus redes eléctricas para que Brasil le exporte electricidad a Uruguay. De ese modo el ingreso de energía a la red está incluido en las importaciones y, a su vez, los egresos hacia Uruguay están incluidos en las exportaciones.

Por otra parte, cuando Argentina requiere energía de Brasil, esta ingresa al país mediante dos modalidades: como préstamo (si es de origen hídrico), o como venta (si es de origen térmico). Si se realiza como préstamo, debe devolverse antes de que comience el verano, coincidiendo con los mayores requerimientos eléctricos de Brasil.

En el caso de Uruguay, cuando la central hidráulica binacional Salto Grande presenta riesgo de vertimiento (por exceso de aportes del río Uruguay), en lugar de descartarlo, se aprovecha ese recurso hídrico para generar electricidad, aunque dicho país no pueda absorber la totalidad de lo que le corresponde. Este excedente es importado por Argentina a un valor equivalente al 50% del costo marginal del MEM argentino, como solución de compromiso entre ambos países, justificado por razones de productividad. Este tipo de importación representa un caso habitual en el comercio de electricidad entre ambos países.

A continuación se presenta la evolución de las importaciones y exportaciones con Brasil, Chile, Paraguay y Uruguay, en GWh durante el mes de enero del año 2018.

GWh**EVOLUCIÓN IMPORTACIONES/EXPORTACIONES 2018**

		ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Exp	Chile	-											
	Uruguay	-											
	Brasil	-0,1											
	Paraguay	-											
Imp	Chile	0,1											
	Uruguay	5,2											
	Brasil	0,1											
	Paraguay	0,5											

Origen de la información: Datos propios y extraídos de Informes de CAMMESA de enero de 2018.

Comentarios: División Prospectiva Nuclear y Planificación Energética. CNEA.

Norberto Ruben Coppari
coppari@cnea.gov.ar

Santiago Nicolás Jensen Mariani
sjensen@cnea.gov.ar

Comisión Nacional de Energía Atómica.
Febrero de 2018.

Av. Libertador 8250 (C1429BNP), CABA
Centro Atómico Constituyentes
Av. General Paz 1499 (B1650KNA), San Martín, Buenos Aires
Tel: 54-011-6772-7422/7526/7641
Fax: 54-011-6772-7526
e-mail:
sintesis_mem@cnea.gov.ar



<http://www.cnea.gov.ar/Sintesis-mercado-electrico-mayorista>