OETEC
Infraestructura para el desarrollo

Síntesis del Mercado Eléctrico Mayorista

Datos a Junio de 2015

OETEC - CLICET
Área de Energía

Por Ricardo De Dicco
Buenos Aires, Julio de 2015

Síntesis del Mercado Eléctrico Mayorista
Datos a Junio de 2015

Por *Ricardo De Dicco* *

Tabla de Contenidos

Resumen **3**

Potencia instalada unificada al SADI: diagnóstico y perspectivas **4**

Demanda de energía **11**

Máxima generación bruta en horas pico **14**

Generación de energía **15**
Generación Térmica-Fósil y Consumo de Combustibles 17
Generación Nuclear 19
Generación Hidráulica y aporte de los principales ríos 23
Generación Eólica y Solar Fotovoltaica 25
Comercio exterior de energía 27

Balance de energía **31**

Bibliografía **32**

* **Ricardo De Dicco es Director de Investigación Científica y Tecnológica del OETEC.**

Resumen

La Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CAMMESA) informó que la demanda de energía de los agentes correspondiente al mes de Junio de 2015 creció 3,3% respecto de igual mes del año anterior. En el acumulado Enero-Junio de 2015 se observa un incremento de 5% en relación a igual período del año anterior y en el año móvil un crecimiento de 1,9%. La temperatura media de Junio de 2015 fue de 13,5 °C, y la histórica del mes fue de 11,6 °C.

La potencia instalada nominal del parque de generación unificada al Sistema Argentino de Interconexión (SADI),[1] incluyendo la potencia en marcha de prueba, alcanzó los 32.737 MW, registrando un aumento de 4,2% en Junio de 2015 respecto a igual mes del año anterior.

El record de potencia máxima bruta generada en Junio de 2015 se registró el 23 de Junio a las 19:50 hs, correspondiendo a 23.529 MW; observándose una variación porcentual de 8,3% respecto al record registrado en igual mes del año anterior, y de 15,1% en relación al récord de Mayo de 2015.

El presente informe tiene por objeto caracterizar brevemente el Mercado Eléctrico Mayorista en el mes de Junio de 2015 y la evolución del mismo en el primer semestre del citado año, respecto a la potencia instalada del parque de generación, la demanda y la oferta de energía por los diferentes equipos que operan en el SADI.

La principal fuente de información consultada para la elaboración de este informe fue CAMMESA; para algunos casos particulares fueron consultados datos de ADEERA, OETEC, Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, Secretaría de Energía de la Nación, Comisión Nacional de Energía Atómica y de las empresas públicas Energía Argentina S.A. y Nucleoeléctrica Argentina S.A.

***Ricardo De Dicco*. Buenos Aires, 27 de Julio de 2015.**

[1] SADI (Sistema Argentino de Interconexión): es el conjunto de sistemas y componentes que conforman el sistema eléctrico argentino, redes de extra alta, alta y media tensión, protecciones, playas transformadoras de tensión, etc.

Potencia instalada unificada al SADI: diagnóstico y perspectivas

El parque de generación de energía eléctrica del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) que operan en el SADI se encuentra conformado por diferentes equipos de generación, y distribuido a lo largo y ancho del territorio nacional en nueve regiones. Los equipos instalados en el SADI y que comercializan su generación de energía eléctrica en el MEM se clasifican aquí de acuerdo al recurso natural que utilizan: Térmico-Fósil, Nuclear e Hidráulico, así como también las nuevas incorporaciones correspondientes a equipos que emplean formas renovables de energía.[2]

Como mencionado precedentemente, el parque de generación de energía del país se distribuye en nueve regiones que se encuentran interconectadas (Tierra del Fuego es la única provincia que opera por fuera del MEM-SADI):

- GBA: Ciudad Autónoma de Buenos Aires y Conurbano Bonaerense.
- BAS: Buenos Aires (excluyendo el Conurbano Bonaerense).
- LIT: Santa Fe y Entre Ríos.
- NEA: Formosa, Chaco, Corrientes y Misiones.
- NOA: Jujuy, Salta, Tucumán, Santiago del Estero, Catamarca y La Rioja.
- CENTRO: Córdoba y San Luis.
- CUYO: Mendoza y San Juan.
- COMAHUE: Neuquén, Río Negro y La Pampa.
- PATAGONIA: Chubut y Santa Cruz.

Las vinculaciones existentes al 30 de Junio de 2015 entre las regiones eléctricas eran las siguientes (incluyendo potencia en marcha de prueba):

(2.625 MW) **NOA** ↔ **NEA** (3.038 MW)
↕ ↕ **Generación Móvil** (329 MW)
(2.887 MW) **CENTRO** ↔ **GBA+BAS+LIT** (14.935 MW)
↕ ↕ ↔ **PATAGONIA** (1.004 MW)
CUYO ↔ **COMAHUE**
(1.664 MW) (6.255 MW)

Las participaciones de las regiones eléctricas al 30 de Junio de 2015 fueron las siguientes: 45,6% GBA+BAS+LIT, 19,1% Comahue, 9,3% NEA, 8,8% Centro, 8% NOA, 5,1% Cuyo y 3,1% Patagonia, más 1% restante aportados por los equipos de generación móvil distribuidos en varias provincias del país.

[2] En los últimos años fueron incorporados equipos tecnológicos, como los aerogeneradores eólicos, dispositivos solares fotovoltaicos, pequeños aprovechamientos hidroeléctricos y equipos térmicos a biogas y biomasa, los cuales se encuentran operando actualmente en el SADI: http://www.energia.gov.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=3904

En la tabla que se presenta a continuación, se detalla la potencia instalada nominal unificada al SADI con habilitación comercial por equipos de generación y por regiones eléctricas al 30 de Junio de 2015, la potencia en marcha sin habilitación pero con más de 240 hs de disponibilidad desde el inicio de los ensayos y la sumatoria de ambas:

Tabla 1.1. Potencia instalada nominal unificada al SADI con habilitación comercial por equipos de generación y regiones eléctricas al 30/06/2015 (en MW)

Área	TV	TG	CC	DI	BG	TER	NU	HID	EO	FT	TOTAL
CENTRO	*200*	*511*	*534*	*76*	-	1.321	648,0	918	-	-	**2.887**
COMAHUE	-	*209*	*1.282*	*73*	-	1.564	-	4.692	-	-	**6.255**
CUYO	*120*	*90*	*374*	-	-	584	-	1.072	-	8	**1.664**
GBA-BA-LIT	*3.870*	*1.995*	*6.020*	*413*	17	12.316	362	945	0,3	-	**13.623**
NEA	-	*46*	-	*247*	-	293	-	2.745	-	-	**3.038**
NOA	*261*	*1.001*	*829*	*266*	-	2.357	-	217	50	-	**2.625**
PATAGONIA	-	*160*	*188*	-	-	348	-	519	137	-	**1.004**
G. MÓVIL	-	-	-	*329*	-	329	-	-	-	-	**329**
TOTAL MW	*4.451*	*4.011*	*9.227*	*1.405*	17	**19.111**	**1.010**	**11.108**	**187**	**8**	**31.425**

Tabla 1.2. Potencia en marcha de prueba sin habilitación comercial y con más de 240 hs de disponibilidad desde el inicio de los ensayos, por equipos de generación y regiones eléctricas al 30/06/2015 (en MW)

Área	TV	TG	CC	DI	BG	TER	NU	HID	EO	FT	TOTAL
BAS	-	-	-	-	-	-	720	-	-	-	720
LIT	-	*513*	-	-	-	513	-	-	-	-	513
BAS	-	*79*				79	-	-	-	-	79
TOTAL MW	**-**	*592*	**-**	**-**	**-**	**592**	**720**	**-**	**-**	**-**	**1.312**

Tabla 1.3. Potencia instalada nominal unificada al SADI, incluyendo potencia en marcha de prueba, por equipos de generación al 30/06/2015 y variación porcentual respecto a igual mes de los años 2003 y 2014 (en MW instalados y %)

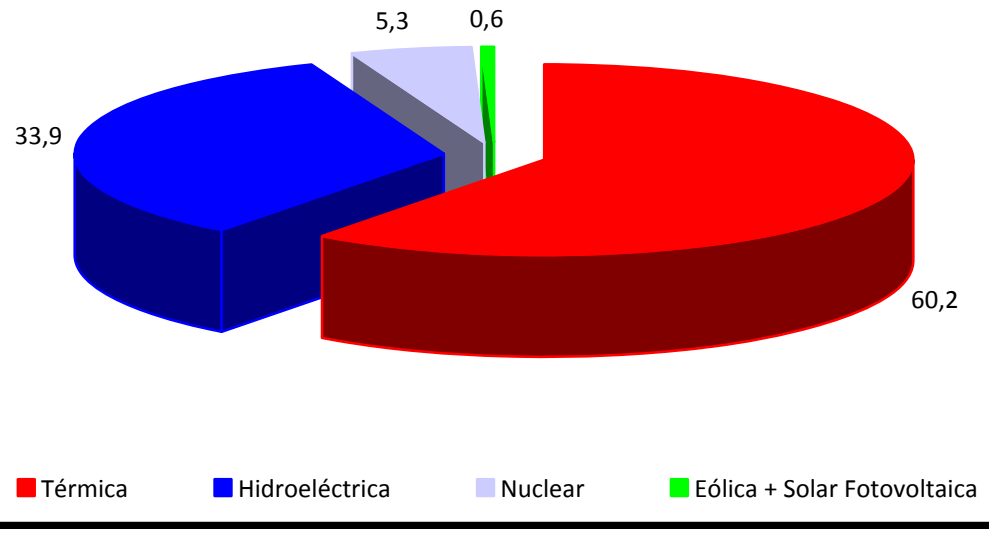
Tipo de Potencia	TV	TG	CC	DI	BG	TER	NU	HID	EO	FT	TOTAL
Habilitada	*4.451*	*4.011*	*9.227*	*1.405*	17	19.111	1.010	11.108	187	8	31.425
En marcha de prueba	-	*592*	-	-	-	592	720	-	-	-	1.312
TOTAL MW	*4.451*	*4.603*	*9.227*	*1.405*	*17*	**19.703**	**1.730**	**11.108**	**187**	**8**	**32.737**
TOTAL %	**22,6**	**23,4**	**46,8**	**7,1**	**0,1**	**60,2**	**5,3**	**33,9**	**0,6**	**<0,1**	**100,0**
Variación Porcentual Junio/2014 - Junio/2015						*4,6*	*71,1*	*0,1*	*-1,6*	*0,0*	*4,2*
Variación Porcentual Junio/2003 - Junio/2015						*54,7*	*72,1*	*16,4*	*100,0*	*n/a*	*40,6*

Nota: las tecnologías instaladas en las centrales térmico-fósil (TER) son: turbinas de gas (TG), turbinas de vapor (TV), ciclos combinados (CC), motores diesel (DI) y biogás (BG). Otras: centrales nucleares (NU), equipos eólicos (EO), solar fotovoltaicos (FT) y represas hidroeléctricas (HID). "G. Móvil" significa "Generación Móvil" de equipos DI.

Fuente: elaboración propia en base a datos de CAMMESA, consultados el 24/07/15.

La potencia nominal total instalada al 30 de Junio de 2015 en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) que opera en el SADI, incluyendo la potencia en marcha de prueba, alcanzó los 32.737 MW, donde el 60,2% correspondió a equipos de generación térmica-fósil (19.703 MW: 46,8% ciclos combinados, 23,4% turbinas de gas, 22,6% turbinas de vapor, 7,1% motores diesel y 0,1% biogás), 5,3% a centrales nucleoeléctricas (1.730 MW), 33,9% a represas hidroeléctricas (11.108 MW) y 0,6% restante a equipos que emplean otras formas renovables de energía (195 MW: 95,9% eólica y 4,1% solar fotovoltaica).

Gráfico 1. Distribución porcentual de la potencia instalada nominal unificada al SADI, incluyendo potencia en marcha de prueba, por equipos de generación al 30/06/2015



Fuente: elaboración propia en base a datos de CAMMESA, consultados el 24/07/2015.

La potencia en marcha de prueba al 30 de Junio de 2015 equivalía a 1.312 MW, de los cuales 54,9% correspondieron a generación nucleoeléctrica y 45,1% a térmico-fósil. Las unidades de generación y los respectivos niveles de potencia autorizados por CAMMESA y región eléctrica en donde se ubican, son las siguientes:

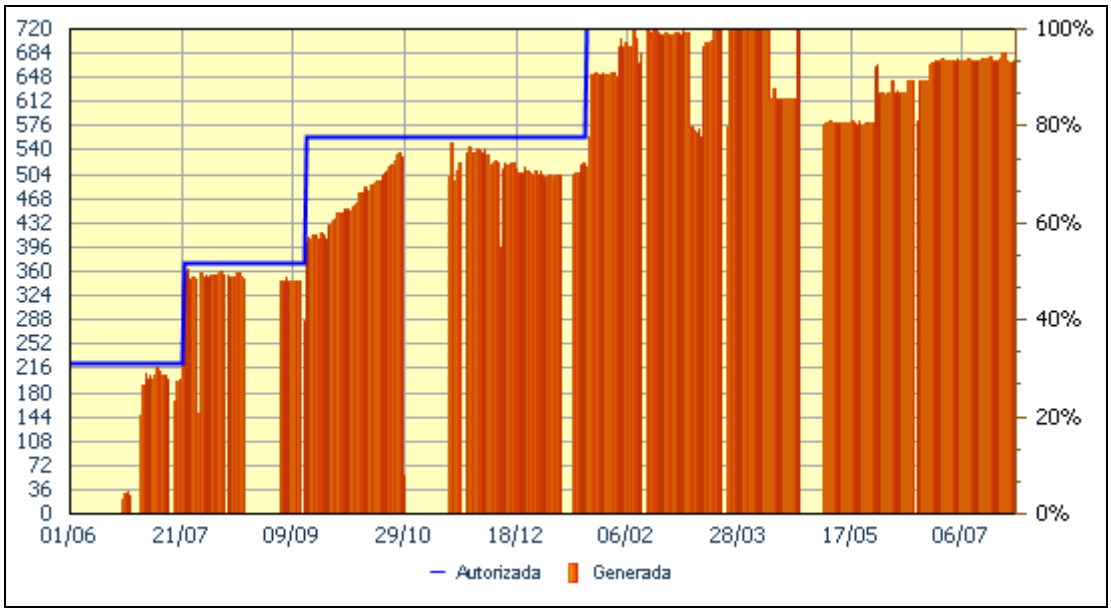
- Central Nuclear Néstor Kirchner (ex Atucha II): 719,8 MW. BAS.
- Central Térmica Vuelta de Obligado: 513,5 MW. LIT (Santa Fe).
- Central Térmica Guillermo Brown: 78,6 MW. BAS.

Estas tres unidades de generación se encuentran en proceso de recibir la habilitación comercial por parte de CAMMESA. Al 30 de Junio de 2015 las tres unidades habían superado, con los niveles de potencia señalados precedentemente, las 240 hs de disponibilidad desde el inicio de los ensayos hasta el último día del período del presente informe. La potencia bruta máxima instalada en los citados equipos de generación suman 1.825 MW:

- Central Nuclear Néstor Kirchner (ex Atucha II): 745 MW.

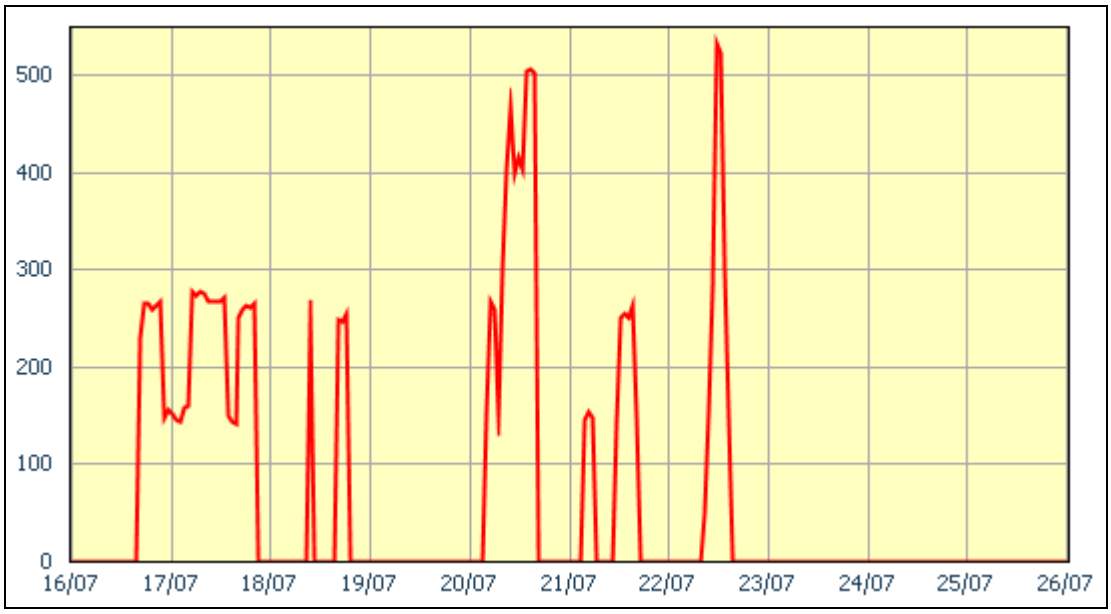
- Central Térmica Vuelta de Obligado: 540 MW (ciclo abierto, 2 TG).
- Central Térmica Guillermo Brown: 540 MW (ciclo abierto, 2 TG).

Gráfico 2. Central Nuclear Néstor Kirchner (ex Atucha II):



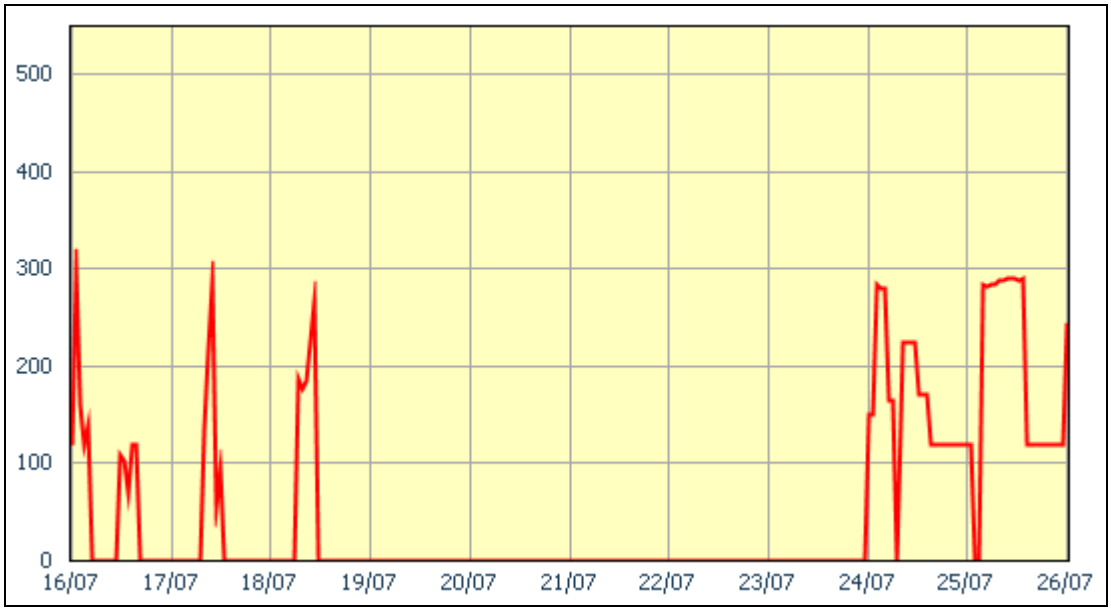
El gráfico muestra la evolución de la potencia máxima generada por la Central Nuclear Atucha II desde el inicio de los ensayos de carga para su puesta en marcha y su referencia frente a la máxima autorizada por la Autoridad Regulatoria Nuclear. La operación discontinua es propia de la etapa de ensayos hasta su habilitación para el despacho. Fuente: CAMMESA, consultado el 26/07/2015.

Gráfico 3. Central Térmica Vuelta de Obligado:



El gráfico muestra la evolución horaria de la potencia entregada a la red por la CVO (TG11+TG12) en los últimos 10 días. La operación discontinua es propia de la etapa de ensayos hasta su habilitación para el despacho. Fuente: CAMMESA, consultado el 26/07/2015.

Gráfico 4. Central Térmica Guillermo Brown:



El gráfico muestra la evolución horaria de la potencia entregada a la red por la Central Termoeléctrica Guillermo Brown (TG01+TG02) en los últimos 10 días. La operación discontinua es propia de la etapa de ensayos hasta su habilitación para el despacho. Fuente: CAMMESA, consultado el 26/07/2015.

En lo concerniente a la evolución de la potencia instalada nominal unificada al SADI, se observa que en la variación porcentual de Junio de 2015 respecto a igual mes de los años 2014 y 2003 se registraron incrementos de 4,2% y de 40,6%, respectivamente. Discriminando por equipos de generación en la variación porcentual del mes de Junio de los años 2003 y 2015, la potencia instalada de la generación nuclear aumentó 72,1%, la térmico-fósil creció 54,7%, la hidroeléctrica se incrementó en 16,4% y las otras renovables, como la eólica y solar fotovoltaica, pasaron de carecer de equipos unificados al SADI en 2003 a contar con 187 MW y 8 MW, respectivamente, para 2015.

Sin embargo, cuando se indaga sobre la potencia instalada disponible unificada al SADI, es decir, excluyendo a la potencia de reserva, se observa un incremento de 67,8% en Junio de 2015 respecto a la disponible en igual mes de 2003. Ello significa que en los últimos doce años la potencia instalada del parque de generación sumó 12.130 MW, como resultado de las inversiones estratégicas gestionadas por el Ministerio de Planificación Federal en el contexto del Plan Energético Nacional vigente, pasando de 17.900 MW en 2003 a 30.030 MW de potencia bruta instalada disponible unificada al SADI en Junio de 2015.

De los 12.130 MW de potencia instalada incorporada desde 2003 hasta Junio de 2015 en el SADI, 46,8% (5.673 MW) correspondieron a obras de inversiones públicas, 22,9% (2.778 MW) a obras de inversiones mixtas (pública + privada) y 30,3% (3.679 MW) a obras de inversiones privadas. Con respecto al tipo de equipos de generación, 70,5% correspondió a térmica-fósil, 23,3% a equipos que emplean formas renovables de energía (78% hidroeléctrica) y el 6,2% restante a centrales nucleares. Indagando ello mismo por tipo de inversión, se observa que el 54% de la

potencia instalada adicional de inversiones públicas correspondió a equipos de generación térmica-fósil, 32,8% a equipos que emplean formas renovables de energía (96% hidroeléctrica) y 13,2% a centrales nucleares. El 100% de la potencia instalada adicional de inversiones mixtas correspondió a equipos de generación térmico-fósil. El 74% de la potencia instalada adicional de inversiones privadas correspondió a equipos de generación térmica-fósil y el 26% restante a equipos que emplean fuentes renovables de energía (43% hidroeléctrica). A continuación se presenta una tabla con el listado de las obras de infraestructura concluidas en el parque de generación que permitieron tales incrementos:

Tabla 2. Obras finalizadas del parque generación por tipo de inversión, desde 2003 hasta el 30/06/2015

Total MW incorporados	Tipo de inversión	MW incorporados	Obras
5.673	**Pública**	**1.334**	Programa ENARSA Distribuida.
		1.325	Finalización de obras en represa Yacyretá.
		745	Finalización de obras y puesta en marcha de Atucha II.
		567	Nueva central térmica Ensenada de Barragán.
		479	Nueva central térmica Pilar.
		350	Ampliación en represa hidroeléctrica Río Grande.
		281	Nueva central térmica Brigadier López.
		150	Recuperación central térmica Sorrento.
		130	Ampliación en central térmica Villa Gesell.
		121	Nueva represa hidroeléctrica Los Caracoles.
		120	Recuperación central térmica General Roca.
		66	Programa GENREN de ENARSA y otras iniciativas.
		5	Aumento de potencia en central nuclear Atucha I
2.778	**Mixta**	**850**	Nueva central térmica San Martín.
		848	Nueva central térmica Manuel Belgrano.
		540	Nueva central térmica Vuelta de Obligado.
		540	Nueva central térmica Guillermo Brown.
3.679	**Privada**	**2.116**	Ampliaciones, cierres de ciclo, recuperaciones y nuevas centrales térmicas.
		417	Ampliaciones y nuevas centrales hidroeléctricas.
		592	Programa Energía Plus.
		554	Programa GENREN y otras iniciativas.
12.130	**Potencia Total incorporada desde 2003 hasta el 30/06/2015**		

Fuente: elaboración propia en base a datos del CLICET, OETEC y Ministerio de Planificación Federal.

El Ministerio de Planificación Federal estima que en el transcurso del segundo semestre de 2015 deberían incorporarse 1.193 MW al parque de generación que opera en el SADI, cuyo detalle es el siguiente:

- 280 MW cierre del CC en Central Térmica Ensenada de Barragán.
- 270 MW cierre del CC en Central Térmica Vuelta de Obligado.
- 250 MW Programa ENARSA Distribuida.

- 140 MW primera turbina de la nueva Central Térmica Río Turbio.
- 140 MW cierre CC en Central Térmica Brigadier López.
- 60 MW nueva Central Hidroeléctrica Punta Negra.
- 53 MW Programa GENREN y otras iniciativas.

De esos 1.193 MW en actual ejecución, 77,4% corresponden a inversión pública y 22,6% a inversión mixta. A su vez, 90,5% corresponde a equipos de generación térmico-fósil y 9,5% restante a equipos que emplean formas renovables de energía.

Durante el período 2016-2026, el Ministerio de Planificación Federal formuló, en el contexto del Plan Energético Nacional vigente, la construcción de obras de infraestructura en el parque de generación con el objeto de incorporar alrededor de 15.531 MW al SADI: 91,3% (14.186 MW) corresponderán a inversiones públicas, 2,1% (330 MW) a inversiones mixtas y 6,5% (1.015 MW) a inversiones privadas. En relación al tipo de equipos de generación, 69,4% (10.785 MW) corresponderán a equipos que emplean formas renovables de energía (91,9% hidroeléctrica), 21,4% (3.324 MW) a centrales nucleares y 9,2% (1.422 MW) a unidades térmico-fósil. Indagando esto último sobre el tipo de inversión, se observa que el 70% corresponderán a represas hidroeléctricas, 23,4% a centrales nucleares y 6,6% a equipos térmico-fósil. El 100% de la potencia que será incorporada por inversiones mixtas será térmico-fósil. El 86% de las inversiones privadas corresponderá a la instalación de equipos que utilizan formas renovables de energía y 14% a generación térmico-fósil.

De esos 15.531 MW que deberían incorporarse en el transcurso de los próximos 10 años, 2.959 MW[3] se encuentran actualmente en diferentes etapas de ejecución (75,1% hidroeléctrica, 22,7% térmico-fósil y 2,2% nuclear), 2.717 MW[4] a ejecutarse en el corto plazo (44,4% hidroeléctrica, 28% nuclear y 27,6% térmico-fósil) y 9.855 MW[5] a iniciarse en el mediano plazo y dependiendo la misma de las decisiones que tome el próximo gobierno (65,8% hidroeléctrica, 8,8% otras energías renovables y 25,4% nuclear).

[3] **2.959 MW en ejecución =** 532 MW CA CT Belgrano II + 140 MW primera turbina CT Río Turbio + 29 MW prototipo CN CAREM-25 + 35 MW PEV CN Embalse + 1.140 MW CH P. Néstor Kirchner + 600 MW CH G. Jorge Cepernic + 483 MW CH Los Blancos.

[4] **2.717 MW próximos a ejecutar =** 637 MW CH Chihuido I + 300 MW repotenciación CH Yacyretá + 270 MW conversión de vertedero en CH Aña Cuá + 760 MW CN IVª + 330 MW cierre CC CT G. Brown + 278 MW cierre CC CT Belgrano II + 80 MW cierre CC CT Genelbita + 62 MW cierre CC CT Roca.

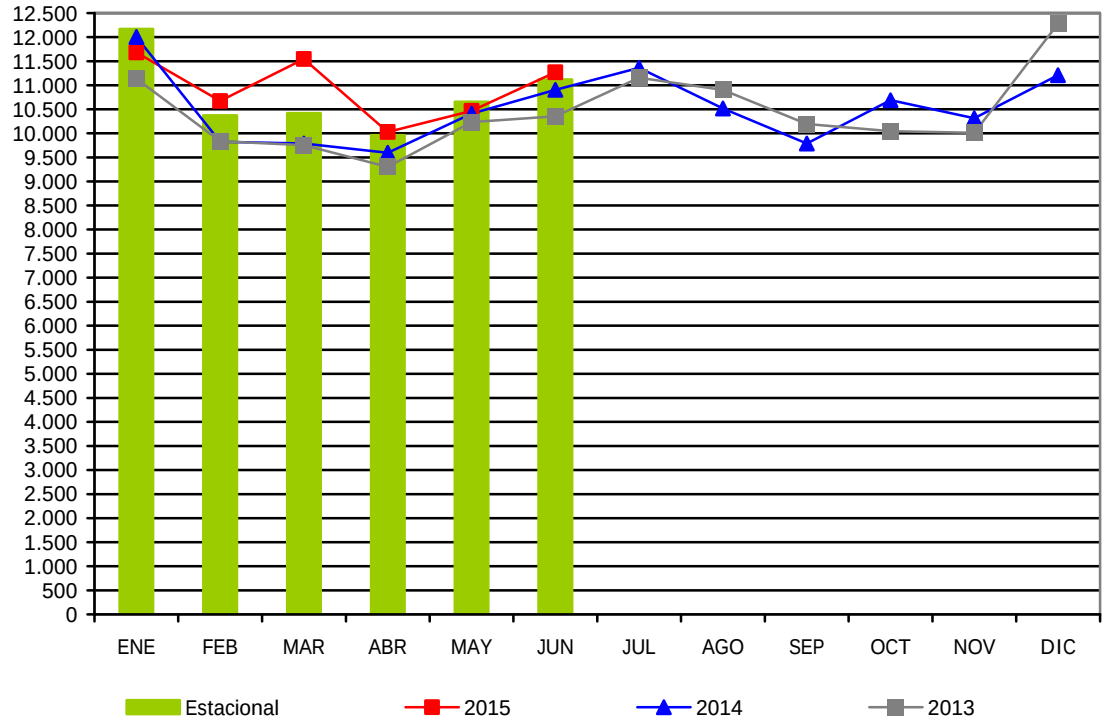
[5] **9.855 MW a ejecutar en mediano plazo =** 1.152 MW CH Garabí + 1.100 MW CH Cordón del Plata + 1.048 MW CH Panambí + 600 MW CH Río de la LLanura + 472 MW CH Cerro Rayoso + 457 MW CH Pini Mahuida + 450 MW CH Zanja del Tigre + 322 MW CH La Invernada + 300 MW Potrero del Clavillo + 296 MW Chihuido II + 210 MW CH Portezuelo del Viento + 75 MW CH El Tambolar + 873 MW GENREN + 1.150 MW CN Vª + 1.200 MW CN VIª + 150 MW CN CAREM-Formosa.

Demanda de energía

La demanda neta de energía de los agentes económicos en Junio de 2015 se incrementó 3,3% respecto a igual mes del año anterior, mientras que en el acumulado Enero-Junio de 2015 se registra un aumento de 5% en relación a igual período del año anterior. En el año móvil, es decir, la energía demandada en los últimos doce meses en comparación con los doce meses precedentes, se registró un crecimiento de 1,9%. Estos valores fueron calculados sin considerar las pérdidas de red.

Tabla 3. Evolución mensual de la demanda neta de energía, período 2013-2015 (en GWh y %)

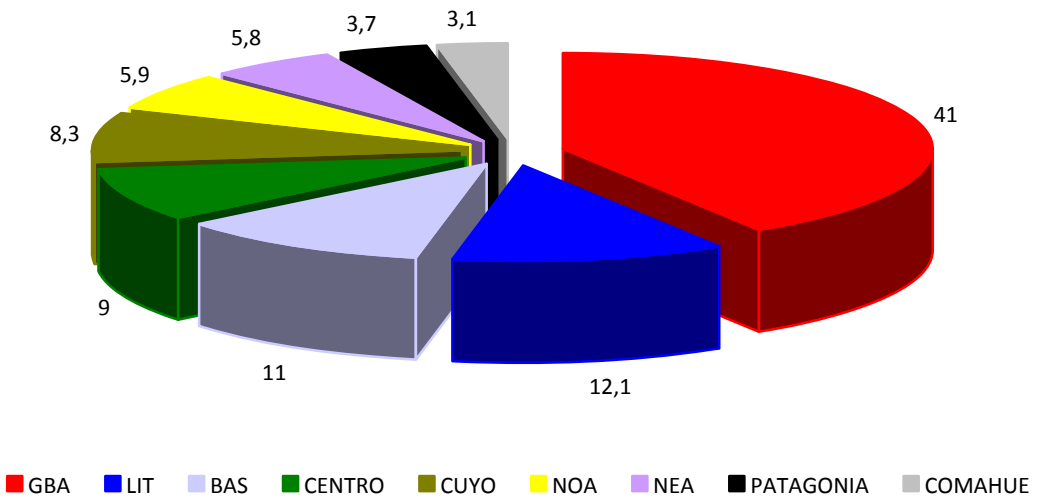
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Estacional	12.170	10.372	10.420	9.961	10.657	11.121						
2015	11.681	10.672	11.547	10.028	10.468	11.270						
2014	12.004	9.824	9.790	9.597	10.409	10.906	11.365	10.516	9.790	10.689	10.313	11.211
2013	11.137	9.835	9.757	9.302	10.233	10.354	11.156	10.904	10.195	10.045	10.011	12.278
V% 2015-2014	*-2,7*	*8,6*	*17,9*	*4,5*	*0,6*	*3,3*						
Año Móvil %	*0,0*	*0,7*	*2,0*	*2,1*	*2,0*	*1,9*						



Fuente: elaboración propia en base a datos de CAMMESA, consultados el 24/07/2015.

A continuación se presenta un gráfico correspondiente a la demanda de energía por regiones eléctrica en Junio de 2015, según datos producidos por la Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica de la República Argentina (ADEERA):

Gráfico 5. Distribución porcentual de la demanda de energía por regiones eléctricas, Junio de 2015



Fuente: ADEERA, datos consultados el 27/07/2015.

Entre las principales provincias, distritos y/o zonas con mayor demanda de energía en Junio de 2015, podemos destacar:

- 41% CABA + Conurbano Bonaerense.
- 11% Buenos Aires (excluyendo Conurbano Bonaerense).
- 9,5% Santa Fe.
- 7,4% Córdoba.
- 4,5% Mendoza.

La Ciudad Autónoma de Buenos Aires (CABA) y el Conurbano Bonaerense, junto a las provincias de Buenos Aires (excluyendo Conurbano Bonaerense), Santa Fe, Córdoba y Mendoza concentraban en Junio de 2015 el 73,4% de la demanda de energía del país.

A continuación se presenta una tabla con la demanda total de energía (incluye pérdidas de red) para el mes de Junio de 2015 por categoría tarifaria abastecida por las prestatarias del servicio público de distribución de electricidad del país,[6] los Grandes Usuarios del MEM y variación porcentual respecto al año anterior:

[6] Resolución 1169/2008 de Secretaría de Energía de la Nación: http://www.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/145000-149999/146829/norma.htm

Tabla 4. Demanda de energía en Junio de 2015 por categoría tarifaria de las distribuidoras y los Grandes Usuarios del MEM

	Participación de la demanda		*Variación porcentual 2015-2014*
Demanda por Categoría Tarifaria	**MWh**	***%***	
Residencial < 10 KW	4.970.800	*44,2*	*2,4*
General < 10 KW	1.135.745	*10,0*	*10,1*
Alumbrado Público < 10 KW	421.902	*3,8*	*-0,3*
Comercios e Industrias ≥ 10 KW y < 300 KW	1.549.864	*13,8*	*4,0*
Comercios e Industrias ≥ 300 KW	1.122.252	*10,0*	*4,0*
Grandes Usuarios del MEM	2.047.015	*18,2*	*1,0*
TOTAL MERCADO	**11.247.578**	***100,0***	***3,2***

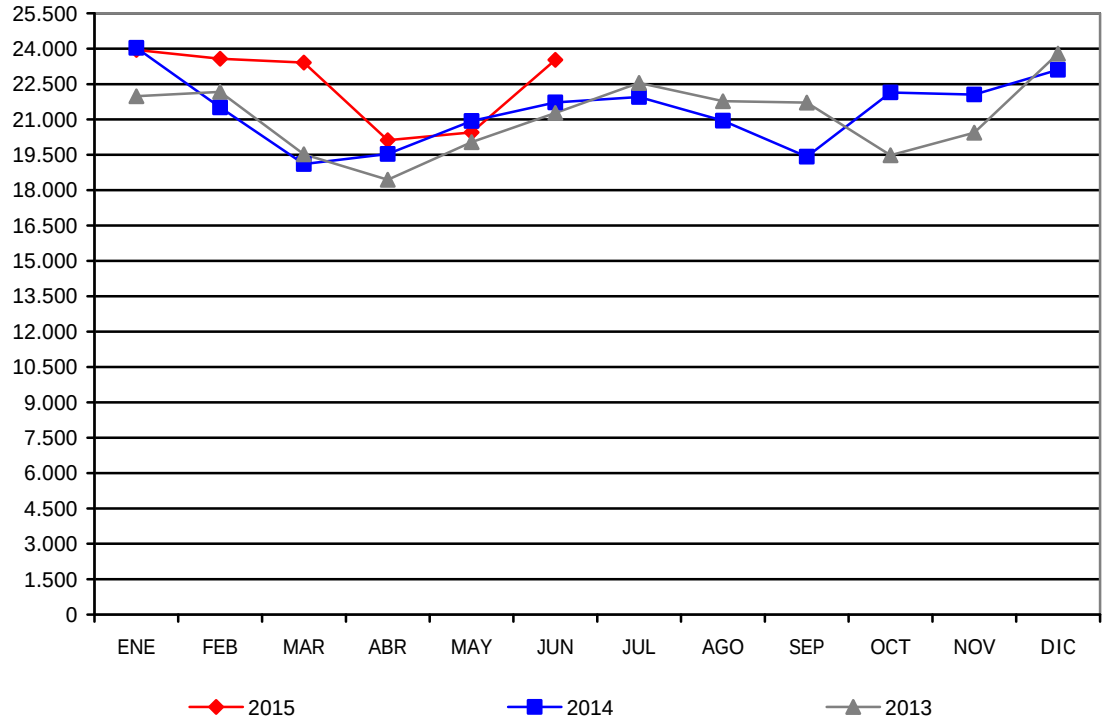
Fuente: ADEERA, datos consultados el 27/07/2015.

Máxima generación bruta en horas pico

El record de potencia máxima bruta generada en Junio de 2015 se registró el 23 de Junio a las 19:50 hs, correspondiendo a 23.529 MW; observándose una variación porcentual de 8,3% respecto al record registrado en igual mes del año anterior, y de 15,1% en relación al récord de Mayo de 2015:

Tabla 5. Evolución mensual de la máxima generación bruta en horas pico, período 2013-2015 (en MW y %)

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
2015	23.949	23.573	23.409	20.116	20.450	23.529						
2014	24.034	21.507	19.105	19.537	20.933	21.716	21.950	20.947	19.419	22.147	22.055	23.104
2013	21.982	22.169	19.523	18.443	20.035	21.270	22.552	21.773	21.711	19.484	20.436	23.794
V% 2015-2014	*-0,4%*	*9,6%*	*22,5%*	*3,0%*	*-2,3%*	*8,3%*						



Nota: no incluye exportaciones de energía.

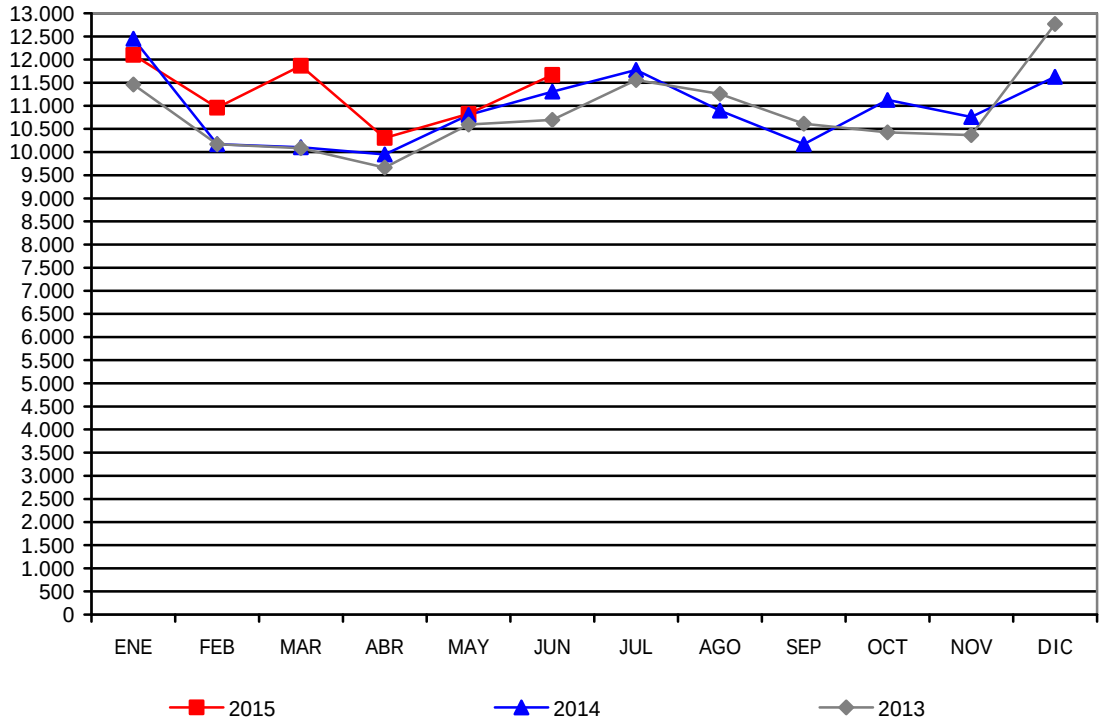
Fuente: elaboración propia en base a datos de CAMMESA, consultados el 24/07/2015.

Generación de energía

La generación bruta nacional vinculada al SADI registró en Junio de 2015 un incremento de 3,6% respecto a igual mes del año anterior, mientras que en el acumulado Enero-Junio de 2015 en relación a igual período del año anterior se observa un crecimiento de 5,3%. La generación bruta incluye el consumo de energía de una central eléctrica, mientras que la generación neta corresponde a la diferencia entre la generación bruta y el consumo propio de energía de una central eléctrica. Por consiguiente, al indagar sobre la generación neta, incluyendo la importación, comercializada en el MEM que opera sobre el SADI, se observa que en Junio de 2015 aumentó 3,2% respecto a igual mes del año anterior, mientras que en el acumulado Enero-Junio de 2015 se registró un crecimiento de 4,7% en comparación con igual período del año anterior.

Tabla 6. Evolución mensual de la generación neta de energía, período 2013-2015 (en GWh y %)

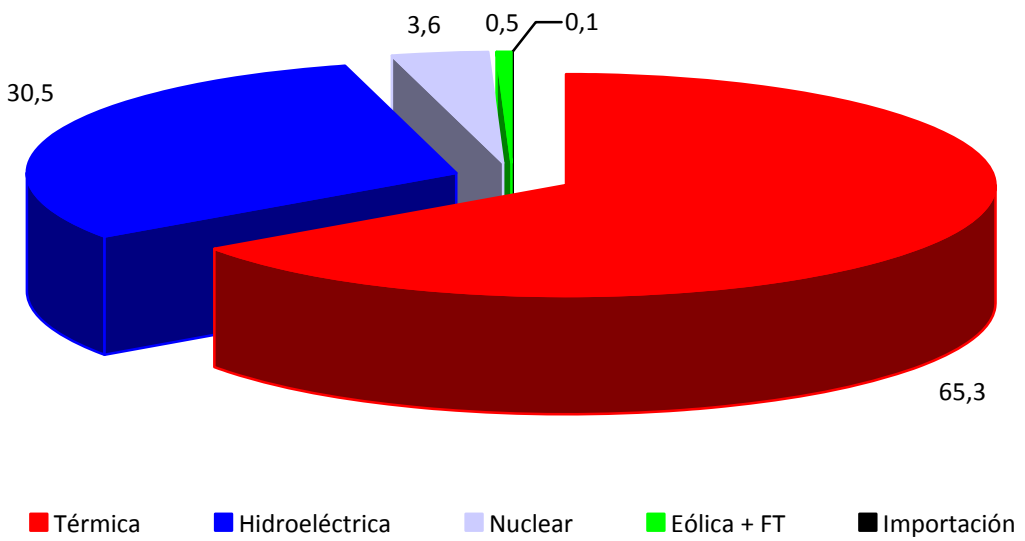
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
2015	12.100	10.959	11.865	10.303	10.825	11.669						
2014	12.449	10.171	10.103	9.949	10.802	11.307	11.778	10.896	10.170	11.126	10.758	11.627
2013	11.461	10.170	10.085	9.664	10.594	10.695	11.558	11.258	10.613	10.425	10.368	12.768
V% 2015-2014	*-2,8*	*7,7*	*17,4*	*3,6*	*0,2*	*3,2*						



Fuente: elaboración propia en base a datos de CAMMESA, consultados el 24/07/2015.

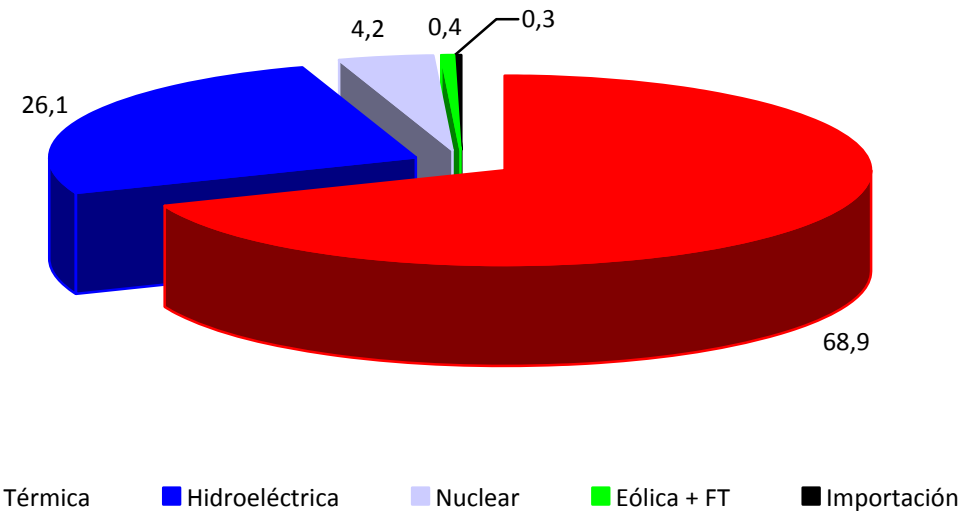
En los gráficos que se exponen a continuación se presenta la participación porcentual de los diferentes equipos de generación (térmica-fósil, nuclear, hidráulica y eólica + solar fotovoltaica) en la generación neta para el mes de Junio de 2015 y el acumulado Enero-Junio de 2015:

Gráfico 6. Distribución porcentual de la generación neta del MEM por equipos de generación en Junio de 2015



Fuente: elaboración propia en base a datos de CAMMESA, consultados el 24/07/2015.

Gráfico 7. Distribución porcentual de la generación neta del MEM por equipos de generación en el Acumulado Enero-Junio de 2015



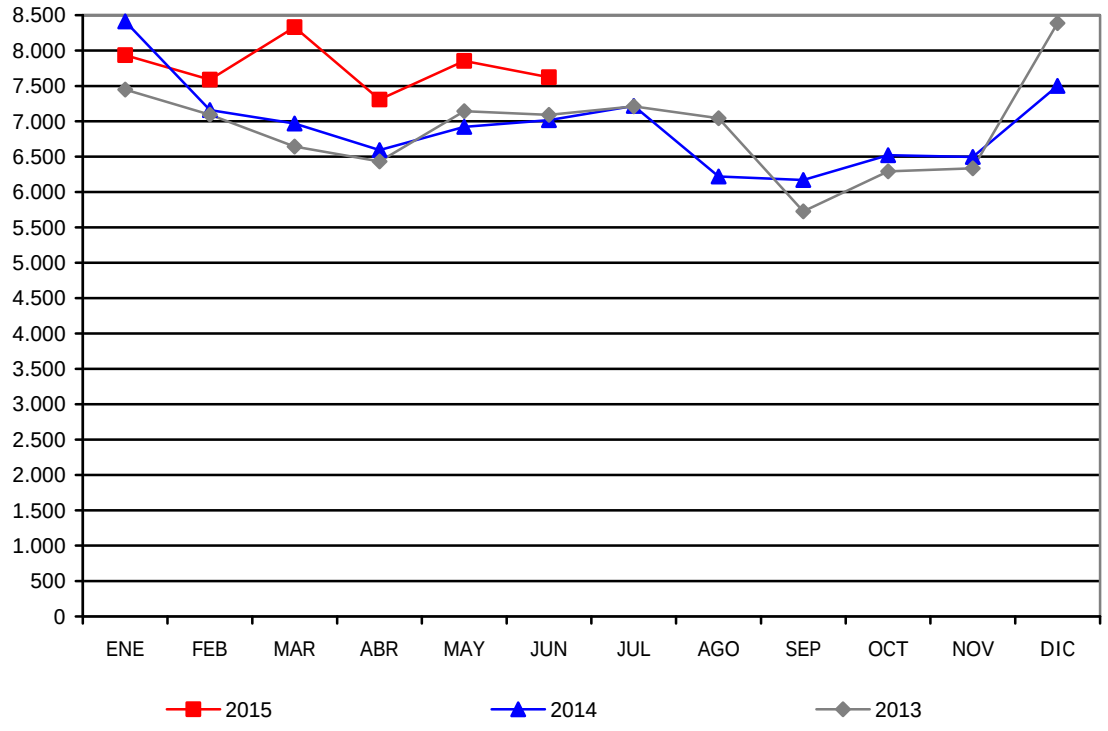
Fuente: elaboración propia en base a datos de CAMMESA, consultados el 24/07/2015.

Generación Térmica-Fósil y Consumo de Combustibles

La generación térmica-fósil en Junio de 2015 aumentó 8,7% en relación a igual mes del año anterior, mientras que en el acumulado Enero-Junio de 2015 se observa un incremento de 8,3% respecto a igual período del año anterior.

Tabla 7. Evolución mensual de la generación neta térmica-fósil, período 2013-2015 (en GWh y %)

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
2015	7.936	7.589	8.331	7.308	7.853	7.624						
2014	8.413	7.158	6.968	6.593	6.920	7.016	7.216	6.220	6.171	6.521	6.497	7.502
2013	7.449	7.093	6.642	6.432	7.142	7.090	7.209	7.042	5.725	6.293	6.336	8.387
V% 2015-2014	*-5,7*	*6,0*	*19,6*	*10,8*	*13,5*	*8,7*						



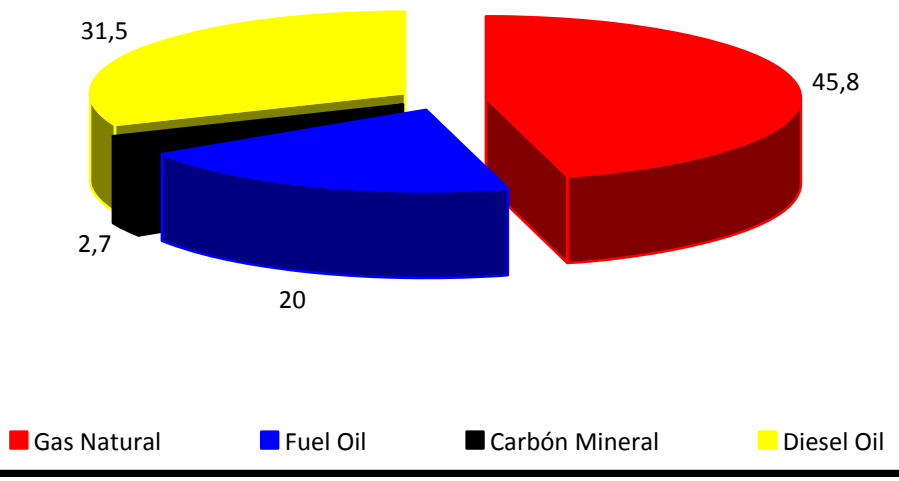
Fuente: elaboración propia en base a datos de CAMMESA, consultados el 24/07/2015.

La generación térmica fósil está conformada por las centrales térmicas, los autogeneradores y los co-generadores. En el mes de Junio de 2015 las centrales térmicas participaron con el 93,7% del total de la generación térmica-fósil, los autogeneradores con 3,7% y los co-generadores con 2,6%.

En lo concerniente al consumo de combustibles fósiles en Junio de 2015 respecto a igual mes del año anterior en el parque de generación térmica-fósil, se observan las siguientes variaciones porcentuales: 18% de aumento en la oferta de gas natural y

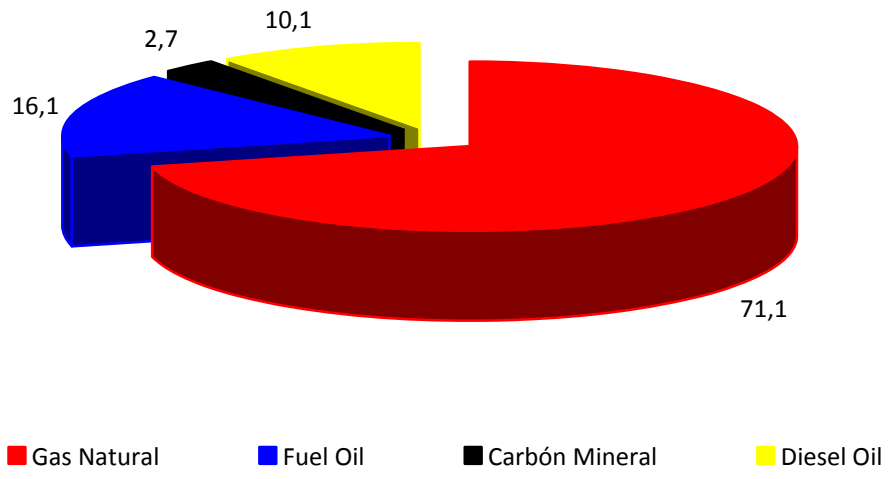
11,6% superior el consumo de gasoil, mientras que los consumos de fuel oil y de carbón mineral disminuyeron 3,4% y 14,6%, respectivamente. En los gráficos que se exponen a continuación, se presenta la relación entre los combustibles fósiles consumidos en el mes de Junio de 2015 y en el acumulado Enero-Junio de 2015.

Gráfico 8. Distribución porcentual del consumo de combustibles del parque de generación térmico-fósil en Junio de 2015



Fuente: elaboración propia en base a datos de CAMMESA, consultados el 24/07/2015.

Gráfico 9. Distribución porcentual del consumo de combustibles del parque de generación térmico-fósil en el Acumulado 2015



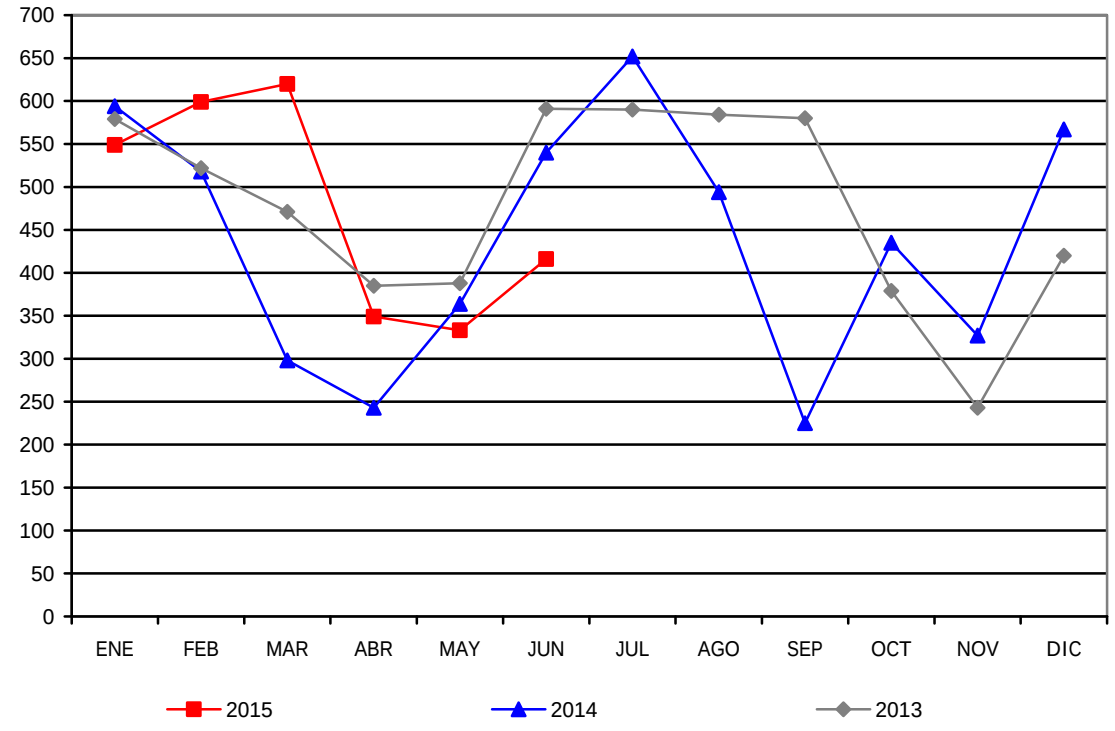
Fuente: elaboración propia en base a datos de CAMMESA, consultados el 24/07/2015.

Generación Nuclear

La generación neta nuclear en Junio de 2015 disminuyó 23% respecto a igual mes del año anterior, mientras que en el acumulado Enero-Junio de 2015 se observa un aumento de 12,1% en relación a igual período del año anterior.

Tabla 8. Evolución mensual de la generación neta nuclear, período 2013-2015 (en GWh y %)

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
2015	549	599	620	349	333	416						
2014	594	518	298	243	364	540	652	494	225	435	327	567
2013	579	522	471	385	388	591	590	584	580	379	243	420
V% 2015-2014	*-7,6*	*15,6*	*108,1*	*43,6*	*-8,5*	*-23,0*						



Fuente: elaboración propia en base a datos de CAMMESA, consultados el 24/07/2015.

El parque de generación nuclear de Argentina cuenta actualmente con tres centrales nucleoeléctricas con una potencia instalada nominal que asciende en conjunto a los 1.755 MW:

- Central Nuclear Atucha I *"Presidente Juan Domingo Perón"*: 362 MW de potencia bruta instalada; en operación comercial desde 1974. Ubicación: provincia de Buenos Aires (Región BAS).

- Central Nuclear Embalse: 648 MW de potencia bruta instalada; en operación comercial desde 1984. Ubicación: provincia de Córdoba (Región Centro).
- Central Nuclear Atucha II *"Presidente Néstor Kirchner"*: 745 MW de potencia bruta instalada; primera criticidad: 03/06/2014; primera sincronización a la red eléctrica nacional: 27/06/2014; alcanzó por primera vez 100% de su potencia bruta instalada: 18/02/2015; actualmente, potencia en prueba de marcha con espera de habilitación comercial por parte de CAMMESA. Ubicación: provincia de Buenos Aires (Región BAS).

Tabla 9. Evolución mensual de la generación neta nuclear por central nucleoeléctrica, período 2013-2015 (en GWh)

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Atucha I	*245*	*224*	*201*	*0*	*0*	*0*						
Embalse	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*27*						
Atucha II	*304*	*375*	*419*	*349*	*333*	*389*						
TOTAL 2015	**549**	**599**	**620**	**349**	**333**	**416**						
Atucha I	245	224	250	243	252	246	254	253	31	146	241	246
Embalse	349	294	48	0	112	294	307	129	0	0	0	0
Atucha II	-	-	-	-	-	0	91	112	193	289	87	321
TOTAL 2014	**594**	**518**	**298**	**243**	**364**	**540**	**652**	**494**	**225**	**435**	**327**	**567**
Atucha I	*247*	*224*	*251*	*40*	*30*	*243*	*230*	*225*	*217*	*253*	*243*	*245*
Embalse	*332*	*298*	*220*	*345*	*358*	*348*	*360*	*359*	*363*	*127*	*0*	*175*
Atucha II	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*0*	*-*	*0*	*-*
TOTAL 2013	**579**	**522**	**471**	**385**	**388**	**591**	**590**	**584**	**580**	**379**	**243**	**420**

Fuente: elaboración propia en base a datos de CAMMESA, consultados el 24/07/2015.

A partir del año 2012 la generación nuclear comenzó a declinar como resultado del Programa de Extensión de Vida (PEV) de la Central Nuclear Embalse. Como se puede apreciar en la tabla que presentada arriba, la CN Embalse durante el año 2013 operó en términos generales al 80% de su potencia bruta instalada en los meses de verano e invierno, disminuyendo en el mes de Octubre para ingresar a una parada de mantenimiento programada relativas al PEV. A partir de 2014 se observa que esta unidad generó energía por encima del 60% de su potencia en los meses de verano e invierno, ingresando a parada programada de mantenimiento en el mes de Marzo vinculadas al PEV, saliendo de servicio entre Septiembre de 2014 y fines de Junio de 2015 (el día 28 volvió a generar), con el propósito de reservar sus horas remanentes para períodos de mínimas temperaturas del invierno, estimándose que en el transcurso de la primavera de 2015 salga de servicio para la parada de reacondicionamiento del PEV, que demandará entre 18 y 24 meses, consistente en

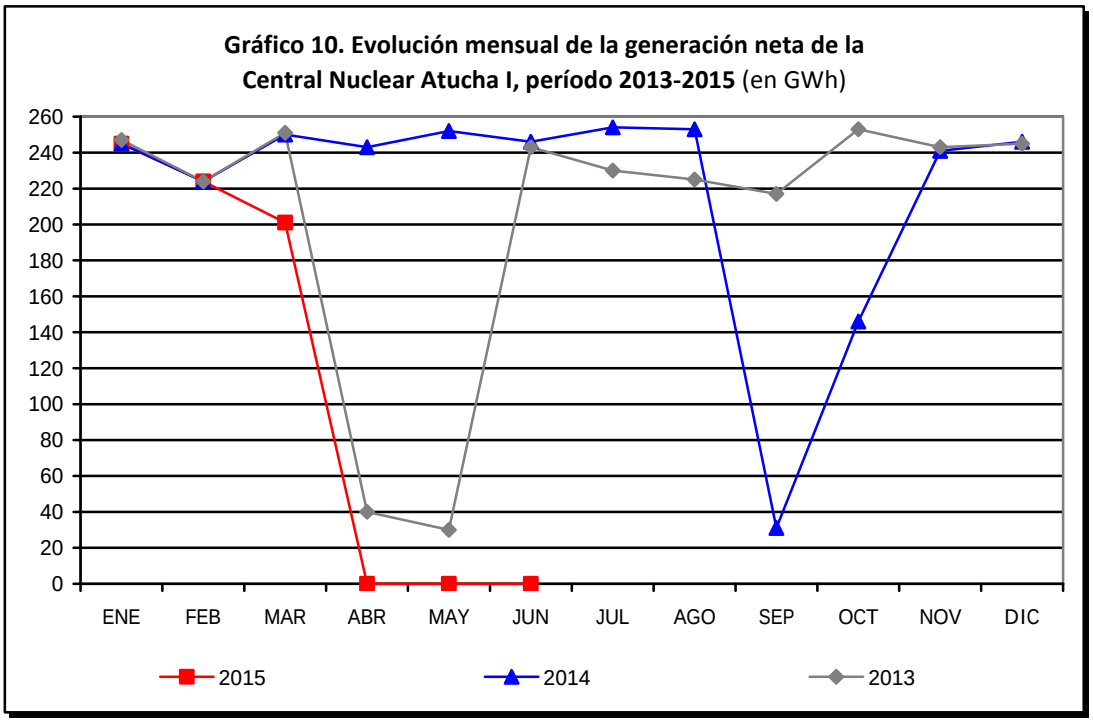
el recambio de componentes electromecánicos (100% de ellos fabricados en el país) que le permitirán incrementar en 6% (35 MW) su potencia instalada (pasará de 648 MW a 683 MW) y expandir su horizonte de vida por 30 años adicionales.

La Central Nuclear Atucha I operó normalmente hasta Marzo de 2015. Durante los meses de Abril, Mayo y Junio esta unidad estuvo fuera de servicio debido al mantenimiento programado, el cual finalizó el día 2 de Julio.

El reactor de la Central Nuclear Atucha II alcanzó su primera criticidad el 3 de Junio de 2014 y fue sincronizada a la red eléctrica nacional el día 27 del mismo mes. A partir de entonces se efectuaron las pruebas requeridas a diferentes niveles de potencia, alcanzando su máxima potencia el 18 de Febrero de 2015. Desde entonces inició la etapa de potencia en marcha de prueba y se espera la habilitación comercial por parte de CAMMESA. Entre Septiembre y Noviembre del corriente año se le efectuará el recambio programado de elementos combustibles.

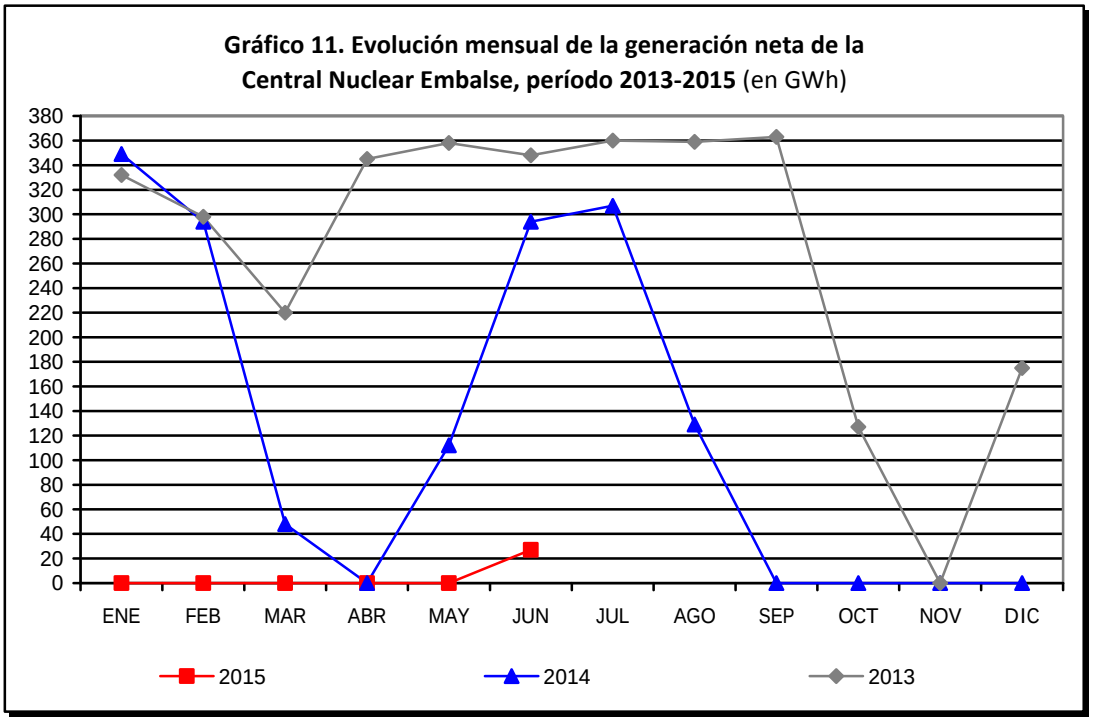
Cabe destacar que el 6 de Julio de 2015 el parque de generación operó por primera vez en el año con sus tres unidades (el precedente de ello ocurrió en los meses de Julio y Agosto de 2014).[7]

A continuación se presentan los gráficos correspondientes a la evolución mensual de la generación neta de las tres unidades que conforman el parque de generación nuclear:

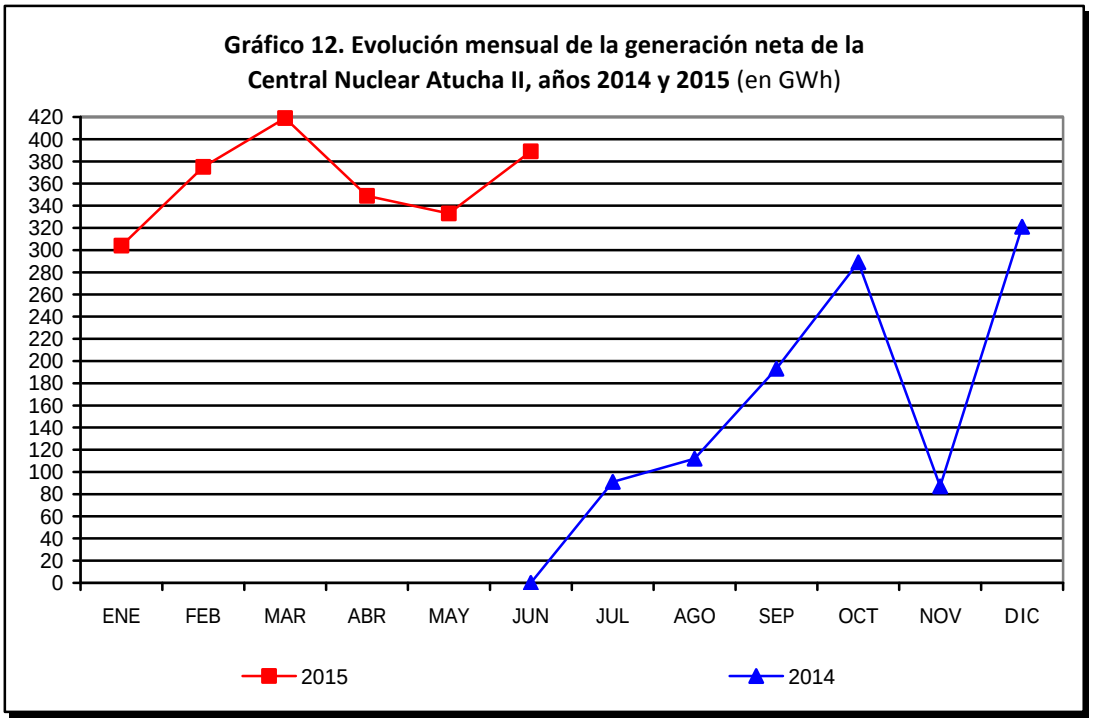


Fuente: elaboración propia en base a datos de CAMMESA, consultados el 24/07/2015.

[7] http://www.oetec.org/nota.php?id=1281&area=1



Fuente: elaboración propia en base a datos de CAMMESA, consultados el 24/07/2015.



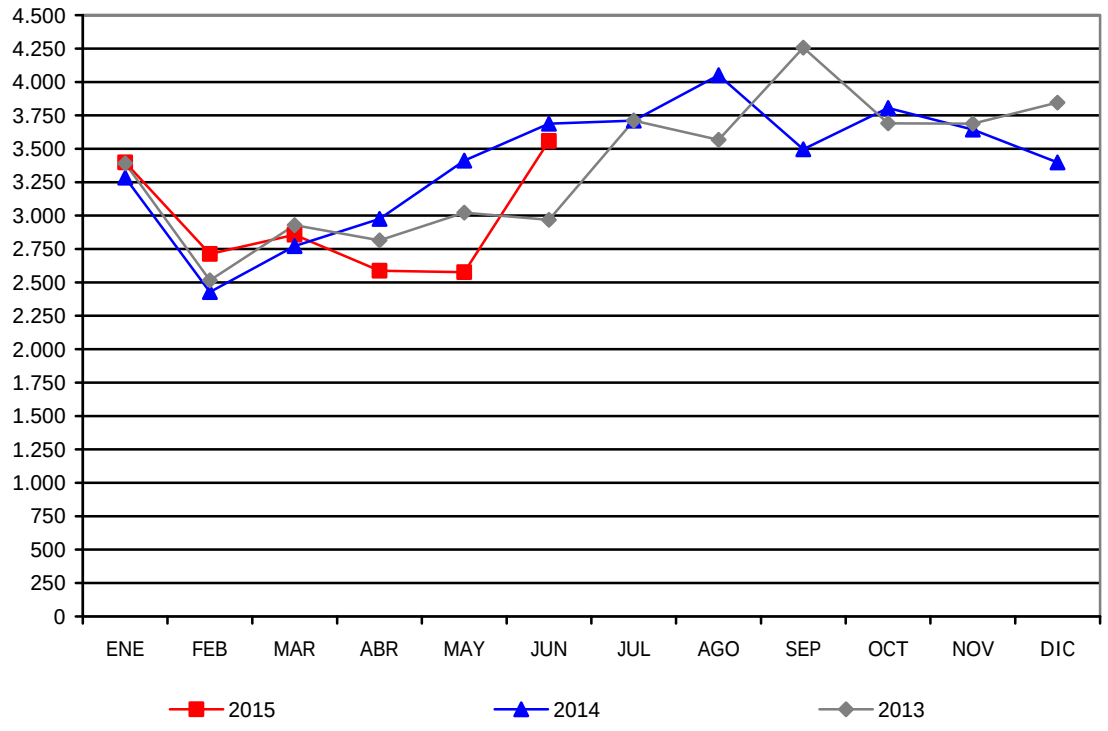
Fuente: elaboración propia en base a datos de CAMMESA, consultados el 24/07/2015.

Generación Hidráulica y aporte de los principales ríos

La generación neta hidráulica en Junio de 2015 disminuyó 3,5% respecto a igual mes del año anterior, mientras que en el acumulado Enero-Junio de 2015 se observa una declinación de 4,7% en relación a igual período del año anterior.

Tabla 10. Evolución mensual de la generación neta hidráulica, período 2013-2015 (en GWh y %)

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
2015	3.398	2.713	2.856	2.587	2.577	3.559						
2014	3.285	2.428	2.771	2.975	3.412	3.688	3.710	4.052	3.497	3.805	3.643	3.398
2013	3.391	2.515	2.928	2.814	3.021	2.968	3.710	3.567	4.257	3.690	3.688	3.846
V% 2015-2014	*3,4*	*11,7*	*3,1*	*-13,0*	*-24,5*	*-3,5*						



Fuente: elaboración propia en base a datos de CAMMESA, consultados el 24/07/2015.

A continuación se presentan dos tablas, la primera correspondiente a la generación aportada por las hidroeléctricas Yacyretá, Salto Grande y Futaleufú, el conjunto de las represas de la Región Comahue y el resto de la generación hidráulica en el mes de Junio de 2015, mientras que la segunda tabla corresponde al comportamiento de los caudales de los principales ríos del país en igual fecha.

Tabla 11. Generación hidráulica de las represas más importantes en Junio de 2015			
Represas	**Generación hidráulica** (GWh)	**Diferencia respecto de la media esperada** (%)	**Variación Porcentual 2015-2014**
Yacyretá	**1.439,0**	**0,5**	**-2,3**
Salto Grande	**458,1**	**21,2**	**-24,7**
Futaleufú	**317,7**	**-3,1**	**22,1**
Represas del Comahue	**1.138,3**	**-19,3**	**-2,0**
Resto Hidráulica	**205,7**	**20,3**	**11,7**
Fuente: CAMMESA, datos consultados el 24/07/2015.			

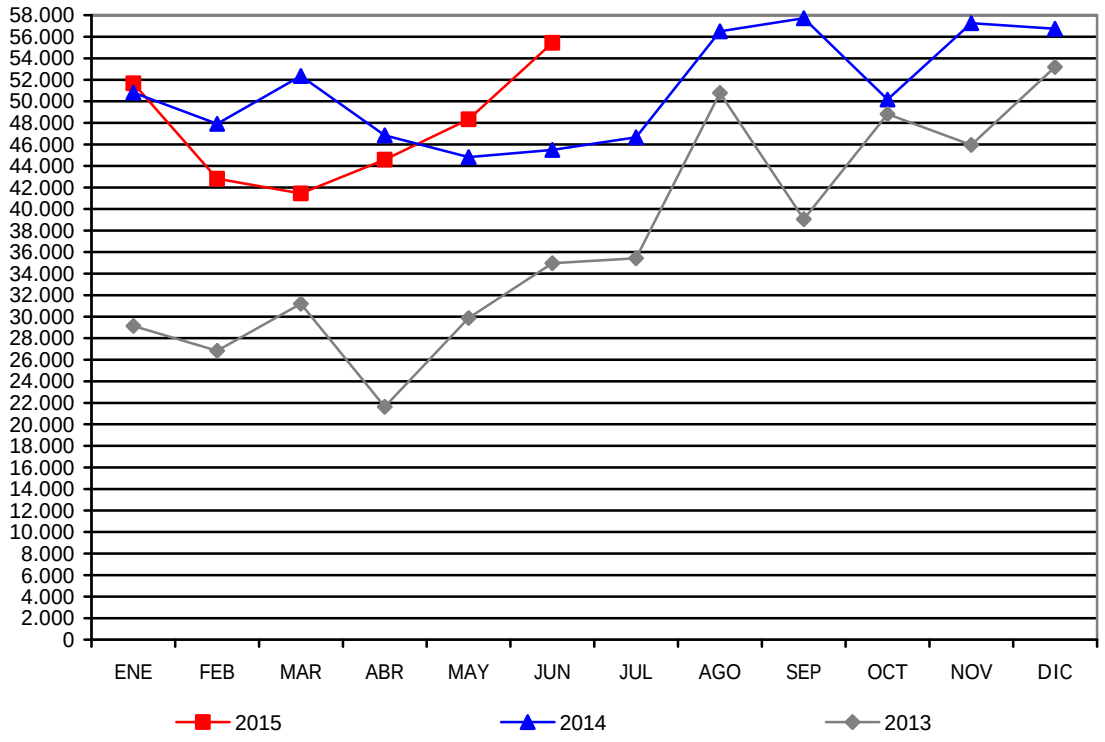
Tabla 12. Aportes de los principales ríos en Junio de 2015			
Ríos	**Medios del mes** (m^3/seg)	**Histórico medio** (m^3/seg)	**Diferencia** (%)
Paraná	12.026	12.818	-6,2
Uruguay	5.945	5.579	6,6
Limay	321	287	11,8
Collón Cura	720	561	28,4
Neuquén	231	378	-39,0
Futaleufú	547	347	57,6
Fuente: CAMMESA, datos consultados el 24/07/2015.			

Generación Eólica y Solar Fotovoltaica

La generación neta eólica en Junio de 2015 creció 21,9% respecto a igual mes del año anterior, mientras que en el acumulado Enero-Junio de 2015 se observa una declinación de 1,4% en relación a igual período del año anterior.

Tabla 13. Evolución mensual de la generación neta eólica, período 2013-2015 (en MWh y %)

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
2015	51.672	42.817	41.446	44.579	48.325	55.438						
2014	50.816	47.902	52.362	46.846	44.827	45.484	46.668	56.507	57.718	50.160	57.252	56.739
2013	29.140	26.840	31.205	21.637	29.883	34.973	35.429	50.783	39.043	48.819	45.954	53.185
V% 2015-2014	*1,7*	*-10,6*	*-20,8*	*-4,8*	*7,8*	*21,9*						



Fuente: elaboración propia en base a datos de CAMMESA, consultados el 24/07/2015.

El parque de generación eólica vinculado al SADI está conformado en la actualidad por los siguientes parques eólicos, con una potencia instalada nominal de 188 MW:

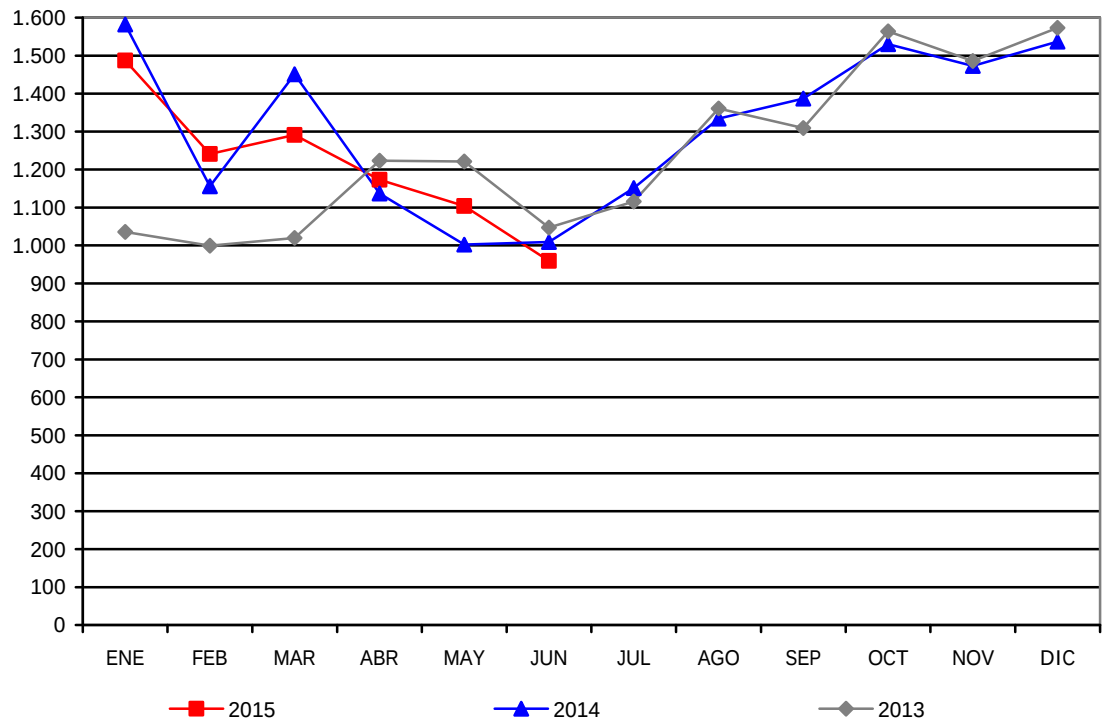
- Arauco I y II: 50,4 MW de potencia bruta instalada; inaugurados en Mayo de 2011 y Febrero de 2014, respectivamente. Ubicación: provincia de La Rioja (Región NOA).
- Rawson I y II: 77,4 MW de potencia bruta instalada; inaugurados en Enero de 2012. Ubicación: provincia de Chubut (Región Patagonia).

- Loma Blanca IV: 51 MW de potencia bruta instalada; inaugurado en Agosto de 2013. Ubicación: provincia de Chubut (Región Patagonia).
- Diadema: 6,3 MW de potencia bruta instalada. Inaugurado en Septiembre de 2011. Ubicación: provincia de Chubut (Región Patagonia).
- El Tordillo: 3 MW de potencia bruta instalada. Inaugurado en Septiembre de 2013. Ubicación: provincia de Chubut (Región Patagonia).
- EOS Necochea: 0,25 MW de potencia bruta instalada. Inaugurado en Noviembre de 2010. Ubicación: provincia de Buenos Aires (Región BAS).

La generación neta solar fotovoltaica en Junio de 2015 disminuyó 5% respecto a igual mes del año anterior, mientras que en el acumulado Enero-Junio de 2015 se observa una declinación de 1,1% en relación a igual período del año anterior.

Tabla 14. Evolución mensual de la generación neta solar fotovoltaica, período 2013-2015 (en MWh y %)

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
2015	1.487	1.241	1.291	1.173	1.104	959						
2014	1.582	1.156	1.451	1.137	1.002	1.009	1.151	1.334	1.387	1.530	1.473	1.537
2013	1.036	999	1.020	1.223	1.221	1.047	1.116	1.361	1.309	1.564	1.486	1.573
V% 2015-2014	*-6,0*	*7,4*	*-11,0*	*3,2*	*10,2*	*-5,0*						



Fuente: elaboración propia en base a datos de CAMMESA, consultados el 24/07/2015.

El parque de generación solar fotovoltaica vinculado al SADI está conformado por los siguientes parques, con una potencia instalada nominal de 8 MW:

- Cañada Honda I y II / La Chimbera I: 7 MW de potencia bruta instalada; inaugurados en Junio de 2012 y Marzo de 2013, respectivamente. Ubicación: provincia de San Juan (Región Cuyo).
- San Juan I: 1,2 MW de potencia bruta instalada; inaugurado en Abril de 2011. Ubicación: provincia de San Juan (Región Cuyo).

Comercio exterior de energía

La importación y exportación corresponden a intercambios de energía eléctrica con Brasil, Chile, Uruguay y Paraguay.

Con Brasil se establecen dos modalidades: cuando el intercambio es de origen hidráulico, se realiza en calidad de préstamo, el cual debe devolverse antes de iniciarse el verano; cuando el intercambio es de origen térmico, se efectúa una operación comercial.

Con Chile el intercambio está basado en la evacuación de electricidad cuando se producen excedentes en ambos países.

Con Paraguay el intercambio corresponde al consumo por parte de Argentina del fuerte excedente que el país vecino tiene en la Central Hidroeléctrica Binacional Yacyretá.

Con Uruguay el intercambio corresponde, generalmente, al consumo por parte de Argentina del excedente que el país vecino tiene en la Central Hidroeléctrica Binacional Salto Grande, particularmente en el mes de Enero.

En Junio de 2015 el 97,7% de la importación de energía procedió de Paraguay y el 0,3% restante de Uruguay. En el acumulado Enero-Junio de 2015 el 66% de la energía importada procedió de Uruguay (98,2% en el mes de Enero), 31,6% de Paraguay (durante los seis meses del período estudiado, en volúmenes similares) y 2,4% restante provino de Brasil.

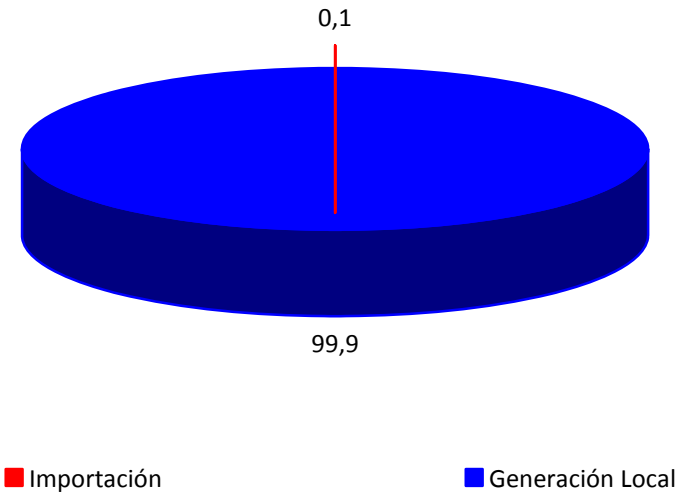
Vale destacar que la incidencia de la importación no tiene relevancia porque apenas participó con **0,1%** de la oferta total de energía en el mes de Junio de 2015 y con **0,3%** en el acumulado Enero-Junio de 2015.

La importación neta de energía en Junio de 2015 descendió 18,8% respecto a igual mes del año anterior, mientras que en el acumulado Enero-Junio de 2015 se observa una caída de 21,5% en relación a igual período del año anterior.

Las exportaciones de electricidad en el acumulado Enero-Junio de 2015 representaron menos de 0,1% de la demanda total de energía.

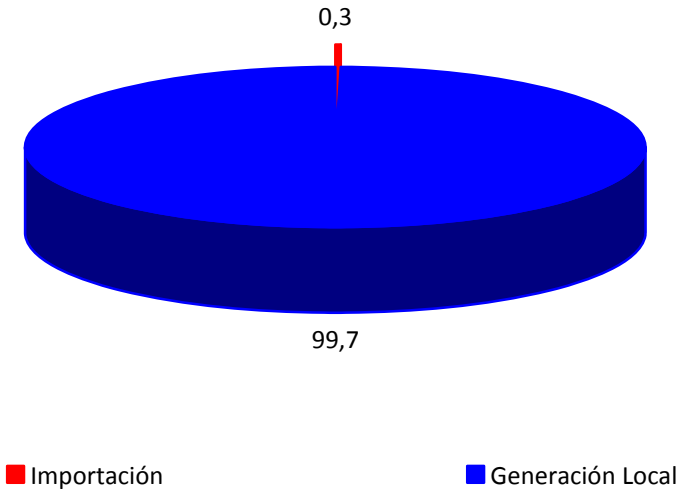
En los gráficos que se presentan a continuación se comparan la importación de energía con la generación local, para el mes de Junio de 2015 y para el acumulado Enero-Junio de 2015:

Gráfico 13. Distribución porcentual de la gemeración local e importación de energía eléctrica en Junio de 2015



Fuente: elaboración propia en base a datos de CAMMESA, consultados el 24/07/2015.

Gráfico 14. Distribución porcentual de la gemeración local e importación de energía eléctrica en el acumulado Enero-Junio de 2015

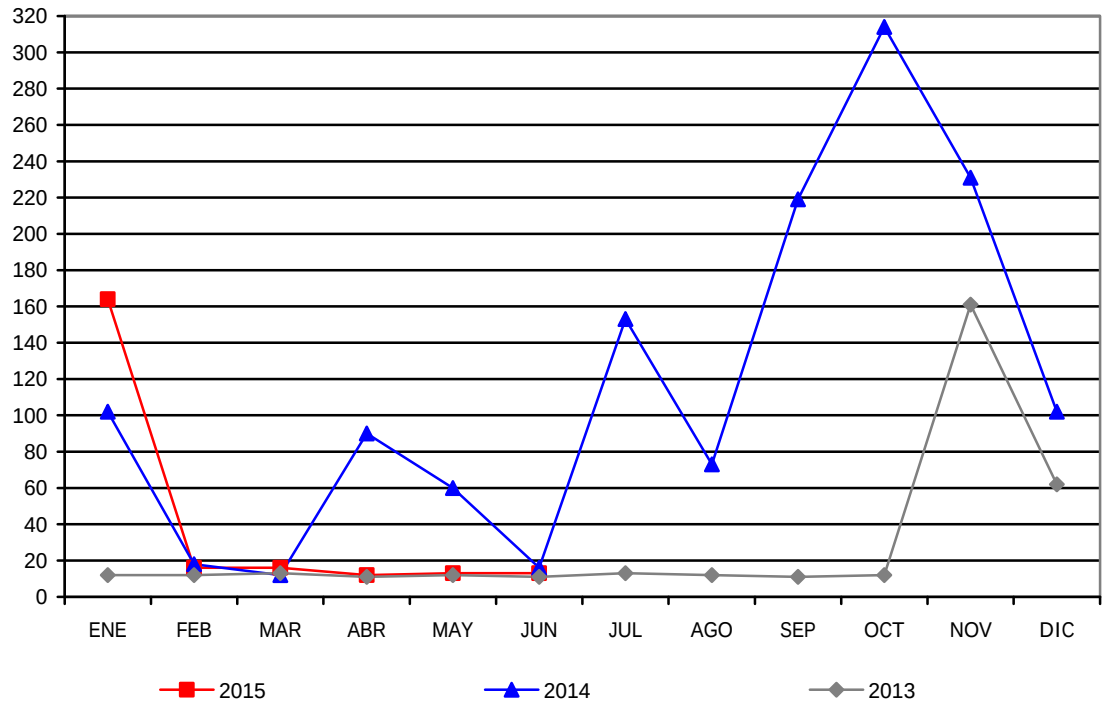


Fuente: elaboración propia en base a datos de CAMMESA, consultados el 24/07/2015.

La siguiente tabla corresponde a la evolución mensual de la importación de energía durante el período 2013-2015.

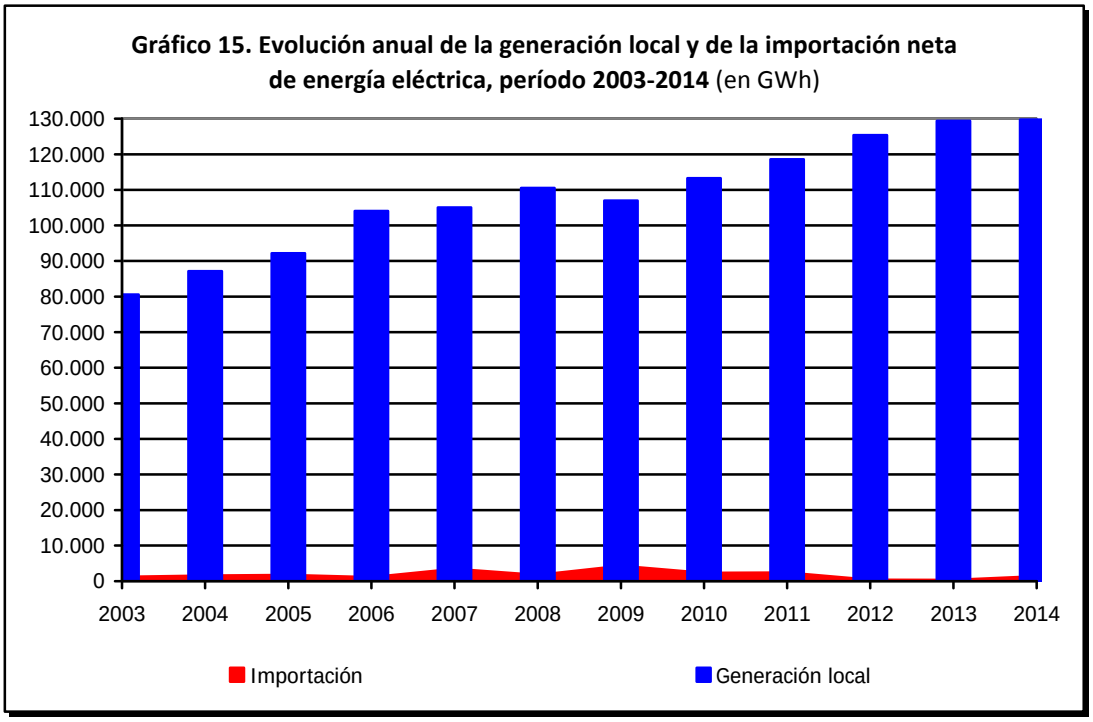
Tabla 15. Evolución mensual de la importación de energía, período 2013-2015 (en GWh y %)

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
2015	164	16	16	12	13	13						
2014	102	18	12	90	60	16	153	73	219	314	231	102
2013	12	12	13	11	12	11	13	12	11	12	161	62
V% 2015-2014	*60,8*	*-11,1*	*33,3*	*-86,7*	*-78,3*	*-18,8*						



Fuente: elaboración propia en base a datos de CAMMESA, consultados el 24/07/2015.

El siguiente gráfico representa la comparación de la evolución anual de la importación y de la generación local de energía durante el período 2003-2014. Como se puede apreciar en el mismo, la importación de electricidad ha mostrado una participación muy baja en la oferta total de energía.



Fuente: elaboración propia en base a datos de CAMMESA, consultados el 24/07/2015.

Balance de energía

En el balance de energía de Junio de 2015 se puede observar que la generación aumentó 3,2% y la demanda de los agentes 3,3%. Mientras que en el acumulado Enero-Junio de 2015, la generación mostró un incremento de 4,5% y la demanda de los agentes de 5%. Cabe señalar que en el primer semestre de 2015 no se produjeron racionamientos por tensión ni por cortes.

Tabla 16. Balance de energía neta de Junio de 2015 y acumulado Enero-Junio de 2015 (en GWh y %)

	Junio de 2015		Acumulado Enero-Junio/2015	
	GWh	*V% 2014-2013*	GWh	*V% 2015-2014*
GENERACIÓN				
Térmica-Fósil	7.624,2	*8,7*	46.640,5	*8,3*
Hidráulica	3.558,8	*-3,5*	17.688,7	*-4,7*
Nuclear	416,1	*-23,0*	2.865,7	*12,1*
Eólica	55,4	*21,9*	284,3	*-1,4*
Solar Fotovoltaica	1,0	*-4,9*	7,3	*-1,1*
Importación	13,0	*-21,4*	233,6	*-21,9*
TOTAL GENERACIÓN	**11.668,6**	***3,2***	**67.720,1**	***4,5***
DEMANDA				
Demanda Agentes	11.269,8	*3,3*	65.665,0	*5,0*
Exportación	0,5	---	3,9	---
Bombeo	39,6	*-4,4*	296,6	*24,9*
Pérdidas Red	358,7	*-0,2*	1.754,5	*-13,3*
TOTAL DEMANDA	**11.668,6**	***3,2***	**67.720,1**	***4,5***
Racionamiento Tensión	0,0	---	0,0	---
Racionamiento Cortes	0,0	---	0,0	---
TOTAL REQUERIDO	**11.668,6**	***3,2***	**67.720,1**	***4,5***

Fuente: CAMMESA, datos consultados el 24/07/2015.

***Ricardo De Dicco*. Buenos Aires, 27 de Julio de 2015.**

Bibliografía

Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica de la República Argentina (ADEERA): http://www.adeera.com.ar

Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA): http://www.cnea.gov.ar

Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CAMMESA): http://portalweb.cammesa.com

Energía Argentina S.A. (ENARSA): http://www.enarsa.com.ar

Ministerio de Planificación Federal: http://www.minplan.gob.ar

Nucleoeléctrica Argentina S.A. (NA-SA): http://www.na-sa.com.ar

OETEC: http://www.oetec.org

Secretaría de Energía de la Nación: http://www.energia.gov.ar

NOTAS SOBRE EL AUTOR

Ricardo De Dicco

- Es especialista en Economía de la Energía y en Infraestructura y Planificación Energética del Instituto de Investigación en Ciencias Sociales (IDICSO) de la Universidad del Salvador.

- Especialista en Tecnología Nuclear y en Teledetección Satelital del Centro Latinoamericano de Investigaciones Científicas y Técnicas (CLICeT).

- Se desempeñó entre 1991 y 2001 como consultor internacional en Tecnologías de la Información y de las Telecomunicaciones Satelitales.

- A partir de 2002 inició sus actividades de docencia e investigación científica sobre la problemática energética de Argentina y de América Latina en el Área de Recursos Energéticos y Planificación para el Desarrollo del IDICSO (Universidad del Salvador), desde 2005 en la Universidad de Buenos Aires, a partir de 2006 como Director de Investigación Científico-Técnica del CLICeT, desde 2008 es miembro del Observatorio de Prospectiva Tecnológica Energética Nacional (OPTE) de Argentina, desde 2011 consultor externo de INVAP Sociedad del Estado y desde 2013 es Director del Observatorio de la Energía, Tecnología e Infraestructura para el Desarrollo (OETEC) y Coordinador de la Comisión de Energía Nuclear Metalúrgica de la Asociación de Industriales Metalúrgicos de la República Argentina (ADIMRA).

- También brindó servicios de consultoría a PDVSA Argentina S.A. y de asesoramiento a organismos públicos e internacionales, como ser la Comisión de Energía y Combustibles de la H. Cámara de Diputados de la Nación, el H. Senado de la provincia de Buenos Aires, el Ministerio de Educación de la Nación, el Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios y la Organización de Naciones Unidas.

- Ha participado como expositor en numerosos seminarios y congresos nacionales e internacionales sobre la problemática energética de Argentina y de América Latina.

- Es autor de más de un centenar de informes de investigación y artículos de opinión publicados en instituciones académicas y medios de prensa del país y extranjeros.

- Entre sus últimas publicaciones, se destacan: *"2010, ¿Odisea Energética? Petróleo y Crisis"* (Ed. Capital Intelectual, Buenos Aires, 2006), co-autor de *"La Cuestión Energética en la Argentina"* (FCE-UBA y ACARA, Buenos Aires, 2006), de *"L'Argentine après la débâcle. Itinéraire d'une recomposition inédite"* (Michel Houdiard Editeur, Paris, 2007), de *"Cien años de petróleo argentino. Descubrimiento, saqueo y perspectivas"* (Ed. Capital Intelectual, Buenos Aires, 2008), de *"Ex secretarios de Energía bajo la lupa"* (Ed. Planeta, Buenos Aires, 2014) y de *"Operación Nisman"* (Ed. Planeta, Buenos Aires, 2015).

Correo electrónico: oetecid@gmail.com

http://www.oetec.org
oetecid@gmail.com