



Inversiones en los segmentos de generación y transporte de energía de Argentina

Período 2004-2014

**Inversiones en los segmentos de
generación y transporte de energía de Argentina
Período 2004-2014**



Central Hidroeléctrica Los Caracoles, provincia de San Juan. Foto: Gobierno de San Juan, 2009.



Playa de 500 kV en Complejo Nuclear Atucha, Buenos Aires. Foto: Ricardo De Dicco, Agosto de 2011.

El presente informe tiene por objeto caracterizar el sistema eléctrico de Argentina y detallar la expansión del SADI en el contexto del Plan Energético Nacional vigente durante el período 2004-2014.

Características generales del Sistema Eléctrico de Argentina

El Sistema eléctrico de Argentina está conformado por usinas generadoras de electricidad, líneas eléctricas de media, alta y extra alta tensión, redes eléctricas de distribución y por diversos consumidores de electricidad. Dicho sistema no almacena energía eléctrica, lo cual significa que en todo momento la generación debe ser equivalente a la demanda o consumo del mercado, viéndose necesaria la exportación del excedente. Ya sea porque la demanda es superior a la generación o incluso si la generación es superior a la demanda, pero se presentan problemas en el segmento de la distribución, emerge la necesidad de efectuar cortes de servicio para reducir el consumo y adecuarlo a la generación o a la distribución, según el problema que corresponda; en caso contrario se produce el colapso del sistema eléctrico.

Las usinas o centrales eléctricas son plantas que se encargan de producir electricidad. Algunas de ellas se ubican en las proximidades de fuentes de energía primaria (yacimientos de hidrocarburos, ríos, lagos, etc.) y otras en cercanías de los centros de consumo (grandes aglomeraciones urbanas o parques industriales). En las usinas existen máquinas eléctricas llamadas generadores, que transforman la energía mecánica en electricidad. Estas máquinas deben ser movidas por otras, denominadas primarias, que pueden ser de combustión interna (motores diesel o turbinas de gas), centrales de vapor (de combustible fósil, nuclear o biomasa), centrales hidráulicas, aerogeneradores (energía eólica) y dispositivos fotovoltaicos (paneles solares). Existen diferentes tipos de centrales eléctricas, las cuales dependen de disímiles materias primas que son empleadas para la obtención de energía eléctrica, y se diferencian por la fuente de energía primaria que origina la transformación. En Argentina se emplean tres tipos de usinas para generación en gran escala: termoeléctricas, hidroeléctricas y nucleoeeléctricas, y a menor escala equipos eólicos y sistemas fotovoltaicos.

Los generadores eléctricos se conectan entre sí y con los centros de consumo por medio de las redes de transporte y distribución. Las redes de transporte o transmisión consisten en sistemas de líneas de media, alta y extra alta tensión que transportan la electricidad desde los generadores hasta las aglomeraciones urbanas y parques industriales. Las redes de distribución son aquellas que se encargan de distribuir la electricidad desde los sistemas de líneas de media y baja tensión a los medidores de hogares (urbanos y rurales), comercios, fábricas, hospitales, escuelas, organismos públicos, ferrocarriles, alumbrado público, etc.

Todos estos elementos e instalaciones de transmisión, compensación y maniobra integran lo que se conoce como Sistema Argentino de Interconexión (SADI),¹ conformado por el Sistema de Transporte de Alta Tensión y por los Sistemas de Transporte por Distribución Troncal de las diferentes regiones eléctricas del país.

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.

Expansión del SADI en el contexto del Plan Energético Nacional vigente desde 2004. Obras realizadas, en ejecución y próximas a realizar

El 11 de Mayo de 2004 el Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios implementó el Plan Energético Nacional, que en su fase actual corresponde al período 2004-2019. Dicho plan fue formulado con el propósito de ejecutar integral y articuladamente un conjunto de obras de infraestructura energética requeridas para satisfacer las necesidades de consumo del incipiente crecimiento económico que comenzó a vivir el país en aquel momento, resultado de un modelo que cambiaría la realidad argentina en los siguientes diez años. Para ello, fue necesario contemplar, mediante la ejecución de compulsivas inversiones públicas, la ampliación del sistema nacional de transporte de gas natural por redes, la construcción de centrales eléctricas (térmico-fósil, nuclear, hidroeléctrica, y en base a otras formas renovables de energía), el aumento de la potencia instalada de algunos equipos de generación existentes y el tendido de líneas de transporte eléctrico por alta y extra alta tensión. Cada una de estas iniciativas forma parte de una planificación mucho más amplia que se denomina Plan Estratégico Territorial, donde se establecen las obras necesarias para un modelo territorial equilibrado que equipare las posibilidades de desarrollo de todas las regiones.

Las obras de infraestructura del sector eléctrico realizadas desde 2004, gestionadas por el Ministerio de Planificación Federal, posibilitaron interconectar al SADI a diez provincias que hasta ese momento se encontraban operando aisladas del mismo: Chubut, Santa Cruz, San Juan, La Rioja, Formosa, el interior de Chaco, el Norte de Santiago del Estero, Jujuy, Salta y el sur de Mendoza. En efecto, hasta Febrero de 2006 las regiones eléctricas que conforman el SADI se encontraban parcialmente interconectadas entre sí, mientras que en el caso de la región Patagonia se observa que operaba en forma totalmente aislada en el Sistema Interconectado Patagónico (SIP). Por lo tanto, en el SADI operaba el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y en el SIP el Mercado Eléctrico Mayorista del Sistema Patagónico (MEMSP). Las primeras obras concluidas en este segmento del mercado ampliado de la energía son materializadas a partir del 1º de Marzo de 2006, cuando se establece la interconexión del MEMSP al MEM (por lo que ambos mercados conforman, a partir de entonces, un solo MEM, operando sobre el SADI), por medio de la Línea de Extra Alta Tensión (LEAT) de 500 kV que une la Estación Transformadora (ET) Choele Choel (al norte de la provincia de Río Negro) con la nueva ET Puerto Madryn (al norte de la provincia de Chubut).

A continuación se presenta el listado de las **obras finalizadas** correspondientes al segmento de transporte de energía por líneas de alta tensión (LAT) y de extra alta tensión (LEAT), que en conjunto suman **5.810 km**, de los cuales 4.823 km corresponden a LEAT 500 kV, 277 km a LAT 220 kV y 710 km a LAT 132 kV:

INTERCONEXIÓN PATAGONIA: 2.058 km (1.461 km LEAT 500 kV + 277 km LAT 220 kV + 320 km LAT 132 kV). Vínculos:

- Choele Choel (Río Negro) – Puerto Madryn (Chubut). 354 km LEAT 500 kV. 1 nueva ET 500 kV. Obras finalizadas en Febrero de 2006.
- Pto. Madryn – Pico Truncado (Santa Cruz). 547 km, resultante de la sumatoria de 543 km LEAT 500 kV y de 4 km LAT 132 kV. 1 nueva ET 500 kV (“Santa Cruz Norte”) + vinculación con ET Las Heras. Obras finalizadas en Junio de 2008.
- Pico Truncado – Piedra Buena – Esperanza – Río Gallegos – Río Turbio – El Calafate (todas ellas, localidades de la provincia de Santa Cruz). 1.000 km, resultantes de la sumatoria de:
 - 397 km LEAT 500 kV Pico Truncado – Piedra Buena.
 - 167 km LEAT 500 kV Piedra Buena – Esperanza.
 - 129 km LAT 220 kV Esperanza – Río Gallegos.
 - 159 km LAT 132 kV Esperanza – El Calafate.
 - 148 km LAT 220 kV Esperanza – Río Turbio.
 - Nuevas EETT 500 kV/220/132 Esperanza.
 - Nueva ET 220/33 kV Río Gallegos.
 - Nueva ET 132 kV El Calafate.
 - Obras finalizadas entre 2012 y 2014.
 - Estas obras beneficiaron a 270.000 ciudadanos de la provincia de Santa Cruz.
- Choele Choel – Regina (ambas, localidades de la provincia de Río Negro). 157 km LAT 132 kV. 1 nueva ET 132/33/13,2 kV en Luis Beltrán; adecuación de ET Choele Choel 500 kV existente, consistente en el suministro del equipamiento y montaje electromecánico a 1 campo completo de 132 kV de salida de línea; y ampliación de ET Villa Regina 132 kV existente. Obras finalizadas entre 2013 y 2014.

INTERCONEXIÓN NORTE GRANDE: 1.565 km (1.220 km LEAT 500 kV + 345 km LAT 132 kV). Vínculos:

- NOA-NEA: 1.220 km LEAT 500 kV, resultantes de la sumatoria de:
 - 290 km El Bracho (Tucumán) – Cobos (Salta).
 - 52 km Cobos – San Juancito (Jujuy).
 - 713 km Cobos – Resistencia (Chaco).
 - 165 km Resistencia – Formosa.

- 5 nuevas ET 500/132 kV + 2 ampliaciones.
- Obras finalizadas entre 2010 y Agosto de 2011.
- Mercedes – Goya (Corrientes): 126 km LAT 132 kV.
- Candelaria – Posadas (Misiones): 33 km LAT 132 kV.
- Ibarreta – Estanislao del Campo (Formosa): 35 km LAT 132 kV.
- Estanislao del Campo – Las Lomitas (Formosa): 61 km LAT 132 kV.
- Clorinda – Laguna Blanca – Espinillo (Formosa): 90 km LAT 132 kV.

La interconexión NOA-NEA, por medio de 1.220 km LEAT 500 kV (incluyendo 5 nuevas ET de 500/132 kV y 2 ampliaciones), sumado a ello los vínculos de 345 km LAT 132 kV en el interior de las provincias del Norte Grande, permitió la integración eléctrica de las provincias del Noroeste Argentino (NOA) con las del Noreste Argentino (NEA), así como también la vinculación física con la totalidad del SADI. Estas obras beneficiaron a 6 millones de ciudadanos de 8 provincias, brindando una oferta energética atractiva para la radicación de industrias en la históricamente postergada región del NEA.

INTERCONEXIÓN TERCERA LÍNEA YACYRETÁ: 912 km LEAT 500 kV.

Se extendió a lo largo de 912 km en LEAT 500 kV (incluyendo 2 nuevas ET 500 kV y 3 ampliaciones), finalizando las mismas en Mayo de 2008 y beneficiando a 13 millones de ciudadanos del Área Metropolitana de Buenos Aires (AMBA). Esta obra permitió además transportar mayor energía producida en la represa hidroeléctrica binacional Yacyretá (que en Febrero de 2011 alcanzó su cota máxima de 83 msnm y una potencia de 3.105 MW), aumentar el intercambio de energía con Brasil y vincular la nueva central termoeléctrica Manuel Belgrano, incrementando la seguridad del SADI.

INTERCONEXIÓN RECREO-LA RIOJA: 190 km (150 km LEAT 500 kV + 40 km LAT 132 kV).

150 km LEAT 500 kV + 40 km LAT 132 kV. 1 nueva ET 500/132 kV + 1 ampliación. Estas obras permitieron asegurar el suministro eléctrico de la provincia de La Rioja, así como también proveer una alternativa económica de abastecimiento a los desarrollos mineros de la zona cordillerana. Fueron finalizadas en Agosto de 2009 y beneficiaron a 330.000 ciudadanos de la provincia de La Rioja.

INTERCONEXIÓN COMAHUE-CUYO: 705 km LEAT 500 kV.

705 km LEAT 500 kV. 1 nueva ET 500/220 kV + 2 ampliaciones. Estas obras permitieron suministrar energía de la provincia del Neuquén (en particular de las represas del Comahue) a las provincias de Mendoza, San Juan, Córdoba y Santa Fe.

Fueron finalizadas en Septiembre de 2011, beneficiando a 7 millones de ciudadanos de 4 provincias y al desarrollo industrial de las mismas.

INTERCONEXIÓN SAN JUAN-MENDOZA: 175 km (170 km LEAT 500 kV + 5 km LAT 132 kV).

170 km LEAT 500 kV y 5 km LAT 220 kV. 1 nueva ET de maniobra + 1 ampliación. Estas obras permitieron asegurar el abastecimiento de la provincia de San Juan y proveer una alternativa económica de abastecimiento a los desarrollos mineros en la zona cordillerana. Fueron finalizadas en Junio de 2007 y beneficiaron a 700.000 ciudadanos de la provincia de San Juan.

INTERCONEXIÓN RODEO/IGLESIA-CALINGASTA: 140 km LEAT 500 kV.

140 km LEAT 500 kV. 2 nuevas ET + 1 ampliación. Obra finalizada en Noviembre de 2011, que permite satisfacer la demanda de energía de las localidades de la zona, incluyendo a los sectores minero, agrícola y agroindustrial de la provincia de San Juan.

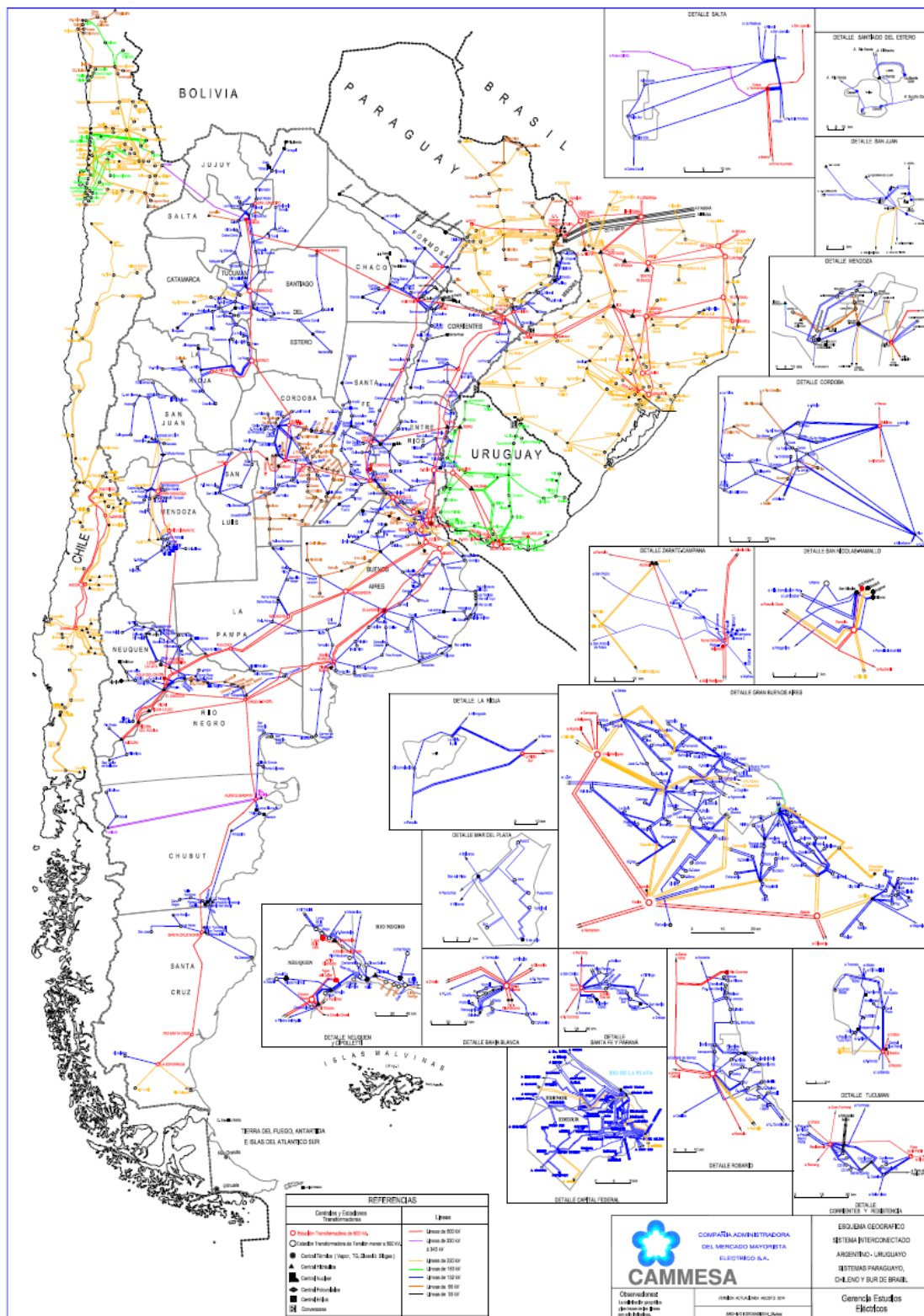
INTERCONEXIÓN ROSARIO OESTE-CORONDA: 65 km LEAT 500 kV.

65 km LEAT 500 kV. 2 ampliaciones de ET. Obras finalizadas en 2014. Permitirá evacuar la generación de energía de la nueva central térmica Vuelta de Obligado, junto a la existente central térmica San Martín, ambas ubicadas en la provincia de Santa Fe.

En total se adicionaron entre Mayo de 2004 y Julio de 2014 unos 5.810 km de líneas eléctricas (LEAT 500 kV y LAT 220/132 kV), y 9.634 MW de potencia instalada en el parque de generación, que representan incrementos de 60,1% y 53,8%, respectivamente, en relación al año 2003. En dicho período la demanda de electricidad aumentó 43% en las industrias, 128% en los comercios y 47% en los usuarios residenciales. Como resultado de estas inversiones públicas, más de 3,7 millones de hogares se sumaron al servicio público de electricidad, además de 320.000 nuevos medidores comerciales e industriales conectados a la red eléctrica y 70.000 nuevos medidores rurales y de riego, durante el período analizado.

En la página siguiente se presenta un esquema geográfico del SADI, y a continuación de éste se caracterizarán las obras realizadas, en ejecución y planificadas del parque de generación de energía.

Inversiones en los segmentos de generación y transporte de energía de Argentina. Período 2004-2014



Fuente: CAMMESA, Agosto de 2014.

El parque de generación de energía eléctrica del MEM-SADI se encuentra conformado por diferentes equipos de generación, y distribuido a lo largo y ancho del territorio nacional. 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. En los últimos años fueron incorporados equipos tecnológicos, como los aerogeneradores eólicos, solares y geotérmicos, los cuales se encuentran operando actualmente en el SADI. Cabe señalar que antes de 2011, la cantidad y diversidad de estos equipos era considerablemente inferior, y ninguno de ellos se encontraba unificado al SADI, ya que operaban de forma aislada satisfaciendo necesidades de pequeñas aglomeraciones urbanas o semi-urbanas que no estaban conectadas al sistema interconectado. A continuación se presenta una tabla con la incorporación de MW al parque de generación de energía durante el período 2004-2014:

Tabla 1. Obras finalizadas del parque de generación por tipo de inversión, período 2004-2014		
Tipo de inversión	MW incorporados	Obras
Pública: 5.611 MW	1.800	Terminación de Hidroeléctrica Binacional Yacyretá
	1.054	Programa ENARSA Distribuida
	745**	Terminación de Central Nuclear Atucha II
	560	Nueva Central Térmica Ensenada de Barragán
	500	Nueva Central Térmica Pilar
	350	Ampliación Hidroeléctrica Río Grande
	280	Nueva Central Térmica Brigadier López
	130*	Ampliación y modernización Central Térmica Villa Gesell
	120	Nueva Hidroeléctrica Los Caracoles
	72	GENREN y otras iniciativas
Mixta: 1.660 MW	830	Nueva Central Térmica San Martín
	830	Nueva Central Térmica Belgrano
Privada: 2.363 MW	465	Ciclo Combinado Aluar
	399	Otras Energía Plus
	300	GENREN y otras iniciativas
	180	Ampliación Central Térmica Maranzana
	178	Ciclo Combinado Loma La Lata
	165	Nueva Turbo Gas CT Genelbita
	160	Central Térmica Termoandes
	150	Central Térmica ex Sorrento
	126	Recuperación Central Térmica Roca
	120	Central Térmica Solalban
120	Central Térmica Independencia	
TOTAL	9.634	
Nota: *En la Central Térmica Villa Gesell fueron incorporados 79 MW, pero además se reemplazó el equipo original (de 51 MW). **El 22/07/2014 la Central Nuclear Atucha II alcanzó por vez primera el 50% de su potencia; se estima que el 100% será alcanzado en Noviembre de este año.		
Fuente: elaboración propia en base a datos del OETEC y del Plan Energético Nacional 2004-2019 del Ministerio de Planificación Federal.		

De los 9.634 MW de potencia instalada incorporada en el parque de generación durante los últimos 10 años, 58,2% (5.611 MW) correspondieron a obras de inversiones públicas, 17,2% (1.660 MW) a obras de inversiones mixtas (pública + privada) y 27,6% (2.663 MW) a obras de inversiones privadas.

El 45% de la potencia instalada incorporada procedente de inversiones públicas correspondió a equipos de generación térmica-fósil, 13,3% a un equipo de generación nucleoelectrónica, 40,5% a turbinas de centrales hidroeléctricas y el 1,2% restante a equipos que emplean otras formas renovables de energía.

El 100% de la potencia instalada incorporada que procede de inversiones mixtas correspondió a equipos de generación térmico-fósil.

El 88,7% de la potencia instalada incorporada procedente de inversiones privadas correspondió a equipos de generación térmica-fósil y el 11,3% restante a equipos que emplean fuentes renovables de energía.

Por otra parte, cabe señalar que del total de la potencia instalada incorporada en los últimos 10 años (9.634 MW), el 64,8% correspondió a equipos de generación térmico-fósil, 7,7% a un equipo de generación nucleoelectrónica y el 27,5% restante a equipos que emplean formas renovables de energía (85,9% de estos corresponden a grandes centrales hidroeléctricas).

Veamos a continuación el listado de obras actualmente en ejecución del parque de generación:

Tabla 2. Obras actualmente en ejecución del parque de generación por tipo de inversión		
Tipo de inversión	MW a incorporar	Obras
Pública: 1.050 MW	280	Cierre de Ciclo Combinado CT Ensenada (Abril/2015)
	250	Programa ENARSA Distribuida (2015)
	240	Nueva CT Río Turbio (1° turbina Mar/2015; 2° turbina Dic/2015)
	140	Cierre de Ciclo Combinado CT Brig. López (Abril/2015)
	60	Nueva Hidroeléctrica Punta Negra (segundo semestre de 2015)
	53	GENREN y otras iniciativas (primer semestre de 2015)
	27	Nueva Central Nuclear CAREM-25 (2017)
Mixta: 1.400 MW	840	Nueva CT Vuelta de Obligado (CA Sep/2014 y CCC Jul/2015)
	560	Nueva CT Alte. Guillermo Brown (CA Marzo/2015)
Privada: 1.013 MW	873	GENREN y otras iniciativas
	80	Cierre Ciclo Combinado CT Genelbita
	60	Cierre Ciclo Combinado CT Roca
TOTAL	3.463	
Nota: "CT" significa "central térmica". "CA": Ciclo Abierto. "CCC": "Cierre Ciclo Combinado".		
Fuente: elaboración propia en base a datos del OETEC y del Plan Energético Nacional 2004-2019 del Ministerio de Planificación Federal.		

Según los datos presentados en la Tabla 2, de los 3.463 MW que serán incorporados en el corto y mediano plazo, el 30,3% corresponde a inversiones públicas, 40,4% a inversiones de capitales mixtos y 29,3% a inversiones aportadas por el sector privado. Se estima que cerca del 80% de la citada potencia prevista se interconecte al SADI durante los próximos 16 meses.

El 86,7% de la potencia prevista a ser incorporada procedente de inversiones públicas corresponde a equipos de generación térmico-fósil, 2,6% a un equipo de generación nucleoelectrónica, 5,7% a una central hidroeléctrica y 5% restante a equipos que consumen otras formas renovables de energía.

El 100% de la potencia prevista a ser incorporada procedente de inversiones mixtas corresponde a equipos de generación térmico-fósil.

El 86,2% de la potencia prevista a ser incorporada procedente de inversiones privadas corresponde a equipos que emplean formas renovables de energía, mientras que el 13,8% restante a equipos de generación térmico-fósil.

Cabe señalar que del total de la potencia prevista a ser incorporada en el corto y mediano plazo (3.463 MW), el 70,7% corresponde a equipos que utilizan formas renovables de energía, 0,8% a un equipo de generación nucleoelectrónica y el 28,5% restante a equipos de generación térmico-fósil.

En lo que resta del segundo semestre de 2014, más precisamente para Septiembre de este año, se estima la puesta en marcha del ciclo abierto de la nueva Central Térmica Vuelta de Obligado, con 560 MW.

Para el año 2015 se espera la interconexión de los siguientes equipos de generación: ciclo abierto de la Central Térmica Alte. Guillermo Brown en Marzo con 560 MW (el cierre del ciclo combinado, con 280 MW, se estima concluirlo en Febrero de 2016); primera turbina de la nueva Central Térmica Río Turbio en Abril y segunda turbina en Diciembre, con 240 MW entre ambas turbinas; cierre de ciclo combinado de Central Térmica Vuelta de Obligado en Julio con 280 MW; cierre del ciclo combinado de la Central Térmica Ensenada de Barragán en Abril con 280 MW; cierre del ciclo combinado de la Central Térmica Brigadier López en Abril con 140 MW.

Otros proyectos corresponden a la nueva Central Hidroeléctrica Punta Negra, de 60 MW, que será inaugurada en el transcurso del segundo semestre de 2015, proyectos del GENREN por 53 MW en el primer semestre de 2015, proyectos del GENREN por 873 MW y dos cierres de ciclo combinado del sector privado para 2015-2016, más la puesta en marcha del prototipo del reactor nuclear de potencia CAREM-25 para fines de 2017.

En relación a las obras planificadas para ejecutar próximamente y durante los próximos 10 años en el parque de generación (véase Tabla 3), se estima incorporar 12.969 MW, de los cuales 96,7% corresponderán a inversiones públicas, 2,2% a inversiones mixtas y 1,1% a inversiones privadas.

El 79% de la potencia planificada para ejecutar que procederá de inversiones públicas corresponderá a turbinas de represas hidroeléctricas, 14,6% a equipos de generación nucleoelectrica y 6,4% restante a equipos de generación térmico-fósil.

El 100% de la potencia planificada para ejecutar que procederá de inversiones mixtas y de inversiones privadas corresponderá a equipos de generación térmico-fósil.

Tabla 3. Obras planificadas para ejecutar en el parque de generación por tipo de inversión		
Tipo de inversión	MW a incorporar	Obras
Pública: 12.547 MW	1.152	Hidroeléctrica Binacional Garabí
	1.140	Hidroeléctrica Presidente Néstor Kirchner
	1.100	Hidroeléctrica Cordón del Plata
	1.048	Hidroeléctrica Binacional Panambí
	1.000	Quinta Central Nuclear (PWR)
	800	Cuarta Central Nuclear (CANDU)
	800	Central Térmica Manuel Belgrano II
	637	Hidroeléctrica Chihuido I
	600	Hidroeléctrica Gobernador Jorge Cepernic
	600	Hidroeléctrica Río de Llanura
	483	Hidroeléctrica Los Blancos
	472	Hidroeléctrica Cerro Rayoso
	457	Hidroeléctrica Pini Mahuida
	450	Hidroeléctrica Zanja del Tigre
	322	Hidroeléctrica La Invernada
	300	Hidroeléctrica Potrero del Clavillo
	300	Repotenciación de turbinas Hidroeléctrica Yacretá
	296	Hidroeléctrica Chihuido II
	270	Hidroeléctrica Aña Cuá
	210	Hidroeléctrica Portezuelo del Viento
75	Hidroeléctrica El Tambolar	
35	Extensión de vida Central Nuclear Embalse	
Mixta: 280 MW	280	Cierre Ciclo Combinado Central Térmica Alte. Brown
Privada: 142 MW	80	Cierre de Turbo Gas Genelbita
	62	Cierre de Ciclo Combinado Central Térmica Roca
TOTAL	12.969	

Fuente: elaboración propia en base a datos del OETEC y del Plan Energético Nacional 2004-2019 del Ministerio de Planificación Federal.

Ahora bien, el Estado Nacional posee participaciones en los segmentos generación y transporte troncal, mientras que en el segmento distribución se encuentra a cargo de empresas provinciales, privadas y cooperativas. Cabe señalar que las únicas concesiones para el servicio público de distribución de electricidad otorgadas por el Estado Nacional tras la privatización de SEGBA corresponden al AMBA (Edenor y Edesur) y La Plata (Edelap). En el segmento generación la participación del Estado Nacional se encuentra actualmente en el orden del 10% y para antes de fin de año superará el 12% de la potencia instalada nominal unificada al SADI. En el segmento

transmisión de energía el Estado Nacional posee participaciones accionarias en Transener y por medio de ésta en Transba.

Ricardo De Dicco. Buenos Aires, 4 de Agosto de 2014.

Enlaces relacionados:

Bernal, Federico (2014). *Inversiones en transporte y distribución de gas natural por redes*. Dirección de Investigación Científica y Tecnológica del Observatorio de la Energía, Tecnología e Infraestructura para el Desarrollo (OETEC). Buenos Aires.

<http://www.oetec.org/informes/inversionesgas260314.pdf>

De Dicco, Ricardo (2014). *Indicadores Energéticos de Argentina, Enero de 2014*. Dirección de Investigación Científica y Tecnológica del Observatorio de la Energía, Tecnología e Infraestructura para el Desarrollo (OETEC). Buenos Aires.

<http://www.oetec.org/informes/indicadoresenergeticos250114.pdf>

De Dicco, Ricardo / Bernal, Federico (2014). *Resultados del Plan Energético Nacional*. Dirección de Investigación Científica y Tecnológica del Observatorio de la Energía, Tecnología e Infraestructura para el Desarrollo (OETEC). Buenos Aires.

<http://www.oetec.org/informes/planenergetico070814.pdf>

NOTAS SOBRE EL AUTOR

Ricardo De Dícco

- 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 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"* (Editorial Capital Intelectual, Colección Claves para Todos, 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) y de *"Cien años de petróleo argentino. Descubrimiento, saqueo y perspectivas"* (Editorial Capital Intelectual, Colección Claves para Todos, Buenos Aires, 2008).

Correo electrónico: oetecid@gmail.com



OETEC

Infraestructura para el desarrollo

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