



## Contenido

### **Análisis de los Costos Nivelados de Generación Eléctrica en Argentina**

Ing. Fernando Zirulnikow, Lic. Carolina Méndez

- **Potencia Instalada**
  - Evolución de la Potencia Instalada
  - Histórico de Incorporación de Tecnologías
- **Generación de Energía Eléctrica**
  - Generación Nucleoeléctrica
- **Picos de Potencia**
- **Incorporaciones Previstas**
- **Costo Variable de Producción y Orden de Despacho**
- **Evolución de los Precios**
- **Emisiones de Dióxido de Carbono y Consumo de Combustibles**
- **Demanda Eléctrica Regional: Gran Buenos Aires, Buenos Aires, Litoral, Centro, Cuyo Noroeste y Noreste Argentino, Comahue, Patagonia, Tierra del Fuego**
- **Noticias**

## Editorial

En el año 2013 comenzó la construcción de 10 nuevos reactores nucleares, lo que muestra un crecimiento respecto de los años anteriores e indica una recuperación de la industria nuclear mundial. Lo más significativo de este dato, es que hay países que están comenzando la construcción de su primer reactor nuclear.

Este es el caso de los Emiratos Árabes Unidos, que en el año 2012 comenzó la construcción de su primer reactor nuclear. De esta forma, se convirtió en el primer país en 27 años, que construye por primera vez una central nuclear. Este año comenzó la construcción de un segundo reactor de un programa de cuatro en total.

Para mencionar otro dato significativo, de los diez reactores a construir, cuatro se están llevando a cabo en Estados Unidos, que viene de una larga pausa en la construcción de nuevos reactores. Si bien ya estaba anunciado y se esperaba que comenzara la obra de alguno de los reactores programados –ya que se habían solicitado y obtenido los permisos del NRC (National Regulatory Commission), es decir, del organismo regulador nuclear de dicho país–, EE.UU sorprendió con el comienzo de construcción de cuatro centrales al mismo tiempo.

En este país, que tiene más de cien centrales en funcionamiento, los propietarios de la mayoría de las instalaciones que se encuentran cerca del fin de su licencia de operación, han presentado un plan de reformas y mejoras ante el NRC con el objeto de obtener una extensión de la licencia de operación. Éste ha aprobado la mayoría de estos planes y estos reactores han obtenido 20 años más de licencia/permiso para operar.

Sin embargo, no todos los reactores de EE.UU. presentarán esta solicitud de extensión (y tampoco todas serán aprobadas) por lo que se estima que entre un 20 y 25% de ellos cesarán su actividad en un plazo no muy largo. El comienzo de la construcción de cuatro al mismo tiempo indica que comenzó la carrera para que la energía nuclear no pierda su relevancia en este país.

En China, en cambio, es constante el inicio de construcción de reactores y su incorporación a la red eléctrica. Actualmente es el que tiene más reactores en construcción en el mundo, y además tiene más reactores en construcción que los que tiene en operación, por lo que si continúa esta tendencia, dentro de algunas décadas será el país que tenga más centrales en funcionamiento.

En Argentina estamos transitando el proceso de puesta en marcha de la central nuclear Atucha II, y se espera que durante 2014 se conecte a la red eléctrica. Esta central, que comenzó su construcción en 1981 y tuvo desde entonces marchas y contramarchas, parece haber encontrado en los últimos años el camino para su efectiva terminación, para comenzar con la entrega de energía a la red eléctrica. Cuando esto suceda, la mayoría de los argentinos y la totalidad del sector nuclear celebraremos este hito fundamental en el proceso de reactivación de la actividad nuclear que comenzó en el año 2006.

# Análisis de los Costos Nivelados de Generación Eléctrica en Argentina

*Fernando Zirulnikow, Carolina Méndez*

## 1. Introducción

Desde el año 2003 hasta la actualidad, Argentina ha registrado un aumento sostenido de la demanda de energía eléctrica. En este periodo (2003-2013), la demanda neta de energía del Sistema Argentino de Interconexión (SADI) pasó de 82.260 a 125.220 GWh/año, representando un crecimiento total de 52,2 o lo que equivale a un promedio anual de 4,7%. Este incremento también se vio reflejado en la potencia instalada a nivel país donde hubo un incremento de 22.3% para este periodo, pasando de 25.666 MW en el año 2003 a 31.399 MW en 2013.

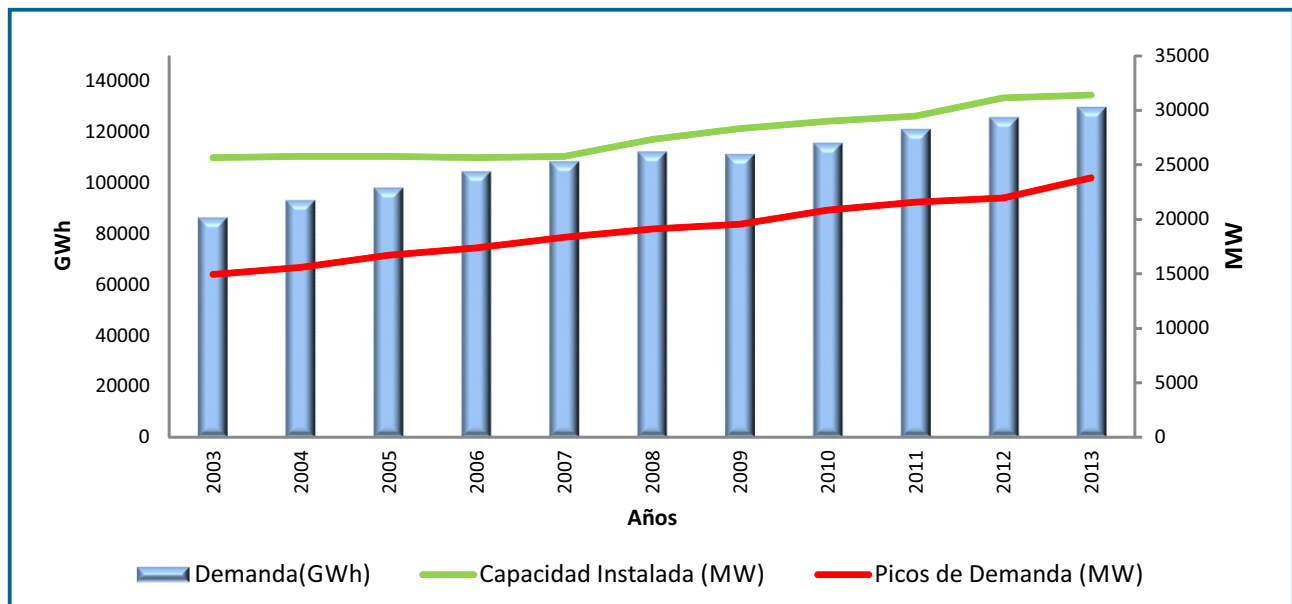


Figura 1.1: Evolución de la demanda de energía eléctrica y potencia instalada para el periodo 2003-2013<sup>1</sup>.

Este crecimiento fue abastecido con la incorporación de diversos tipos de tecnologías de generación dado que Argentina cuenta con una oferta diversificada, tanto en los recursos energéticos como en las tecnologías para la producción de energía eléctrica. Para ello, se incorporó generación térmica de origen fósil, hidráulico, y de otras tecnologías renovables no convencionales. Particularmente la generación nuclear en este periodo no adicionó potencia, pero se estima que lo hará a partir de mediados de 2014 con el inicio de las operaciones la central nuclear Atucha II.

Es probable que esta tendencia continúe en el futuro y aumente en los años venideros, considerando el incremento del uso de equipamientos eléctricos y electrónicos a nivel industrial, comercial y residencial.

El incremento del consumo eléctrico obliga a aquellos involucrados en el sector a implementar y coordinar sistemas cada vez más complejos, con demandas más altas y con mayor cantidad de participantes en toda la cadena energética.

El éxito de este desafío requiere, por parte de los involucrados, una mayor y cada vez más compleja planificación del sector eléctrico, la cual debe prever como abastecer las necesidades energéticas de mediano y largo plazo, y analizar cuál será la más conveniente de las posibles opciones del mix de

<sup>1</sup> Elaboración propia con datos de CAMMESA.

generación, para abastecer la demanda de electricidad teniendo en cuenta factores técnicos, económicos y sociales.

Una herramienta fundamental utilizada para la planificación energética en este sentido, es la metodología del Costo Nivelado de Generación. Este es un indicador aceptado internacionalmente en el sector eléctrico que permite comparar diferentes tecnologías de generación a través del cálculo del costo unitario de la electricidad generada durante toda la vida útil de una instalación, y permite a los tomadores de decisiones analizar la competitividad de las diferentes tecnologías.

El objetivo de este artículo es evaluar la competitividad de la nucleoelectricidad frente a otras tecnologías de generación, ante diversos escenarios como costos de combustibles, restricciones de uso de los mismos y retrasos en los tiempos de construcción, entre otros. También se propone analizar la sensibilidad de las variables críticas que afectan al costo nivelado de generación de cada tecnología y evaluar los rangos de dichas variables entre los cuales la energía nuclear es competitiva.

Para ello este estudio se divide en cuatro partes: en la primera se realiza una descripción del parque de generación eléctrica en Argentina y sus características; en la segunda, se realiza una descripción de la metodología del costo nivelado de generación, en la tercera se exponen los análisis efectuados en este trabajo y en la última se muestran las conclusiones obtenidas de la aplicación de la metodología para evaluar la competitividad nucleoelectrónica.

## 2. Parque de Generación Eléctrica de Argentina

### 2.1. Tecnologías de Generación

Argentina es un país que cuenta con un grado de electrificación cercano al 97% tiene una oferta diversificada desde el punto de vista de los recursos energéticos y la tecnología de generación. La oferta está compuesta por generación térmica de origen fósil (Turbinas de Gas, Turbinas de Vapor, Ciclos Combinados y Motores Diesel), hidráulica, nuclear, y una incipiente participación de generación proveniente de otras energías renovables no convencionales (ERN: mini hidráulicas, fotovoltaica y eólica) que empezó a tener cierto peso en los últimos años. En la Figura 2.1 (a) y (b) se puede observar la distribución porcentual de la generación, y de la potencia instalada por tipo tecnología de generación para el año 2013 a nivel país.

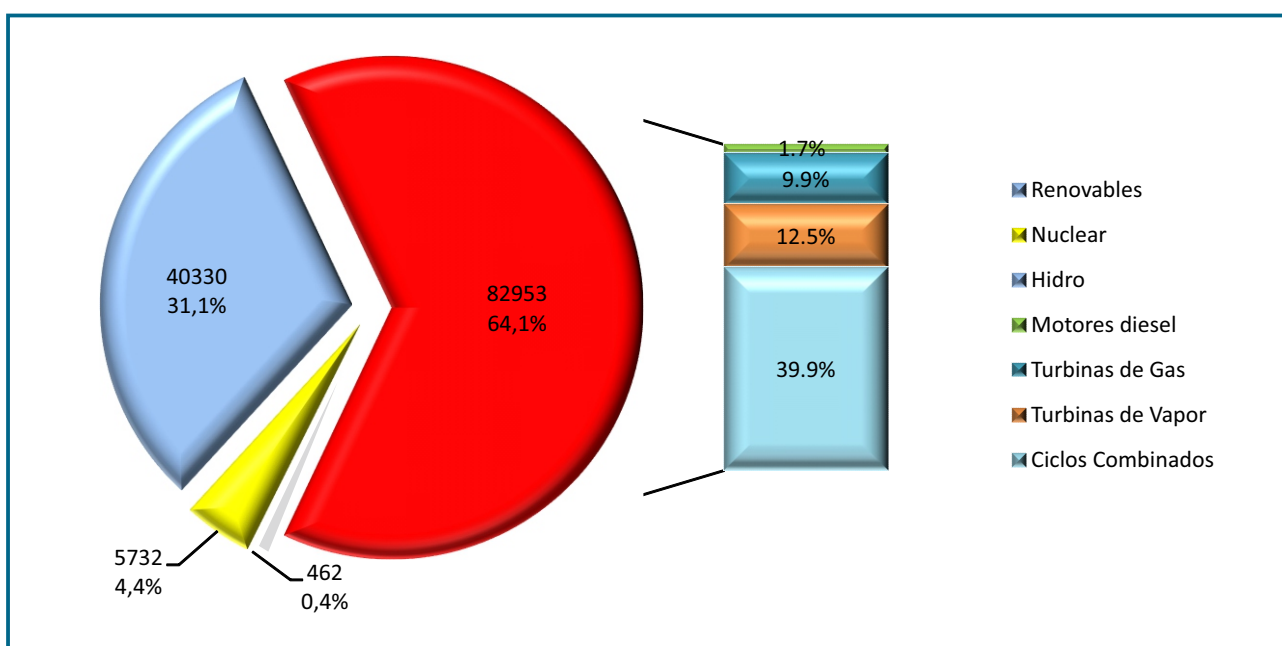
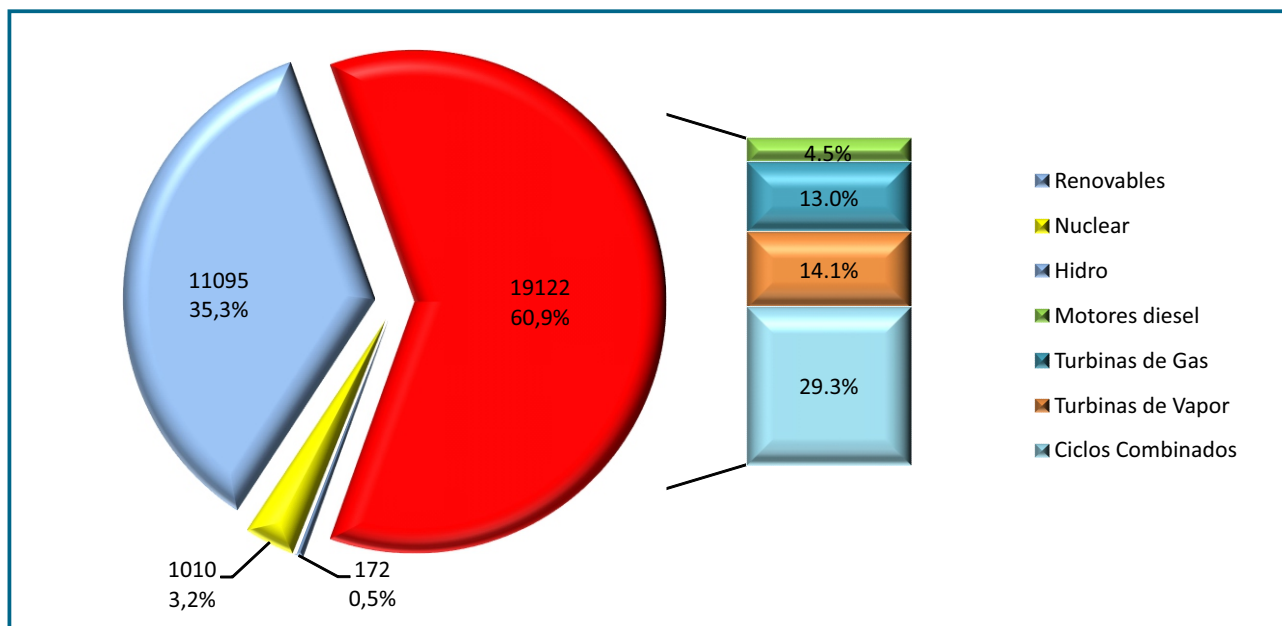


Figura 2.1 (a): Distribución porcentual de la generación para el año 2013 a nivel país.

Fuente Síntesis del Mercado Eléctrico Mayorista, diciembre 2013



**Figura 2.1 (b): Distribución porcentual de la potencia instalada por tipo tecnología de generación para el año 2013 a nivel país.**

Fuente Síntesis del Mercado Eléctrico Mayorista, diciembre 2013

Si bien la generación fósil -debido a los recursos nacionales históricamente disponibles- es la que tiene mayor participación (64,1%), en la actualidad, se busca revertir esa tendencia incrementando la participación del resto de las fuentes.

La tecnología hidráulica es la segunda tecnología en participación con el 31,1% de generación, seguida por la nuclear con el 4,4% de generación y 3,2% de la capacidad instalada. Se estima que el porcentaje de la nucleoelectricidad aumentará partir de 2014 cuando Atucha II inicie su operación.

Por su parte, la generación de otras energías renovables actualmente representa una pequeña proporción de la totalidad del sistema eléctrico (0,5%). Sin embargo, se prevé que la participación aumente en los próximos años considerando el impulso que se le dio a estas tecnologías mediante la Ley nacional N° 26.190 del año 2006 para la instalación de nuevas centrales que utilicen estas fuentes. El objetivo de la misma es lograr que al menos un 8% de la oferta de energía eléctrica provenga de estas fuentes para el año 2016.

## 2.2. Despacho de Generación Eléctrica

Es importante mencionar el rol que cumplen las tecnologías de generación en el despacho eléctrico.

La demanda de energía eléctrica cambia a lo largo del día, semana o mes, y en consecuencia, la generación se debe adaptar para acompañar estas variaciones. Dado que la energía eléctrica no se almacena, ésta debe ser generada en cada momento del día y en la cantidad requerida por los sectores de demanda para mantener en constante equilibrio la generación y el consumo eléctrico.

Esta demanda se cubre mediante el despacho de energía por parte de las centrales generadoras. El orden de despacho, es decir la prioridad con la que las máquinas generadoras suministran a la red eléctrica energía, se realiza según un orden de mérito que depende de criterios técnicos (características tecnológicas) y económicos (costos de combustible, de operación y mantenimiento).

Las centrales hidráulicas de pasada y las nucleares son las primeras en ser despachadas. Luego, si la demanda aún no está satisfecha, le siguen las centrales de generación térmica convencional, principalmente ciclos combinados y turbinas de vapor, y finalmente completan la demanda las tecnologías hidráulicas de embalse y las turbinas de gas (funcionando con gas o combustibles líquidos más caros).

Las tecnologías de generación eléctrica de fuentes renovables (principalmente solares y eólicas) no

son reguladas por este orden de mérito debido a la naturaleza aleatoria de su producción. Cuentan con un régimen especial en el cual entregan energía a la red en el momento en que están produciendo independientemente de la demanda y tienen prioridad sobre las restantes máquinas del sistema.

En la Figura 2.2 se puede observar el despacho de energía por tipo de tecnología para un día hábil.

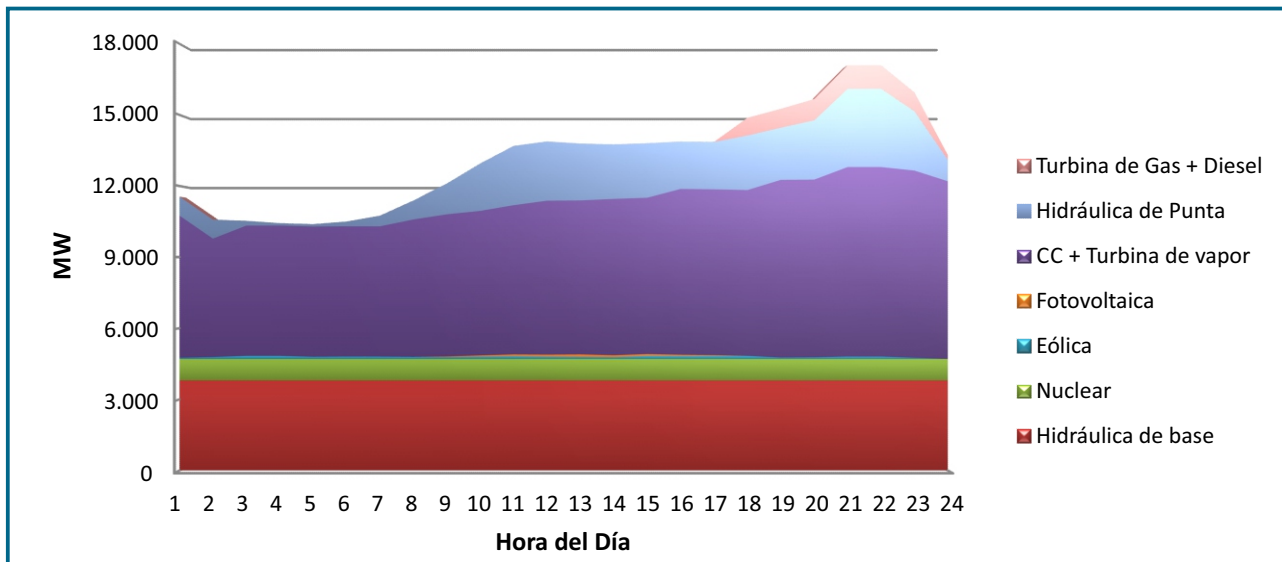


Figura 2.2: Curva de despacho para día hábil.

A las centrales hidráulicas de pasada y nucleares se las denomina “de base” ya que abastecen la base de la curva de demanda. Por su parte, las centrales de generación térmica convencional completan la demanda de los de base de la curva de carga, y el empuntamiento en los horarios de mayor consumo. Las tecnologías hidráulicas de embalse y las turbinas de gas satisfacen la demanda de pico.

Cabe aclarar, que las tecnologías renovables (eólica y solar), debido a su aleatoriedad, no pueden ser clasificadas como “de base” o “de punta”. Sin embargo, como se prevé que este tipo de generación tenga una alta penetración en la matriz eléctrica en el mediano plazo, podría considerarse que un porcentaje de su capacidad total operará permanentemente durante el año. Por ello, a pesar de sus características de funcionamiento, puede suponerse que, en alguna medida, este tipo de tecnologías compitan con las tecnologías de base.

### 1.1. Consumo de Combustibles de las Centrales Térmicas

Un aspecto importante a considerar es la estacionalidad de los consumos de combustibles para generación eléctrica.

En Argentina, la oferta de combustibles fósiles para la generación de energía se encuentra acotada debido a limitaciones en su producción. Como en invierno las demandas de gas natural y electricidad tienen un pico causado por el incremento de consumo para requerimientos de calefacción, el país necesita intensificar la importación de gas natural de Bolivia, transportándolo a través de gasoductos y de GNL desde otros países mediante buques metaneros. Además, el sector residencial tiene prioridad en el uso de gas natural durante los meses de invierno, por lo tanto se restringe este combustible para el uso de generación eléctrica en las centrales térmicas convencionales, y por tal razón, en el caso de las tecnologías que lo permitan, se suele recurrir a combustibles líquidos sustitutos. El combustible sustituto para el gas natural en ciclos combinados y turbinas de gas es gas oil, y para turbinas de vapor es fuel oil.

En la Figura 2.3 se puede apreciar la evolución del consumo de combustibles fósiles para generación termoeléctrica durante el año 2013 expresados en unidades equivalentes de energía (en el caso del gráfico) y en las unidades físicas (masa y volumen) para cada combustible en la tabla inferior. Particularmente en la figura se observa el incremento del consumo de combustibles sustitutos (líquidos) durante los meses de invierno para la generación eléctrica.

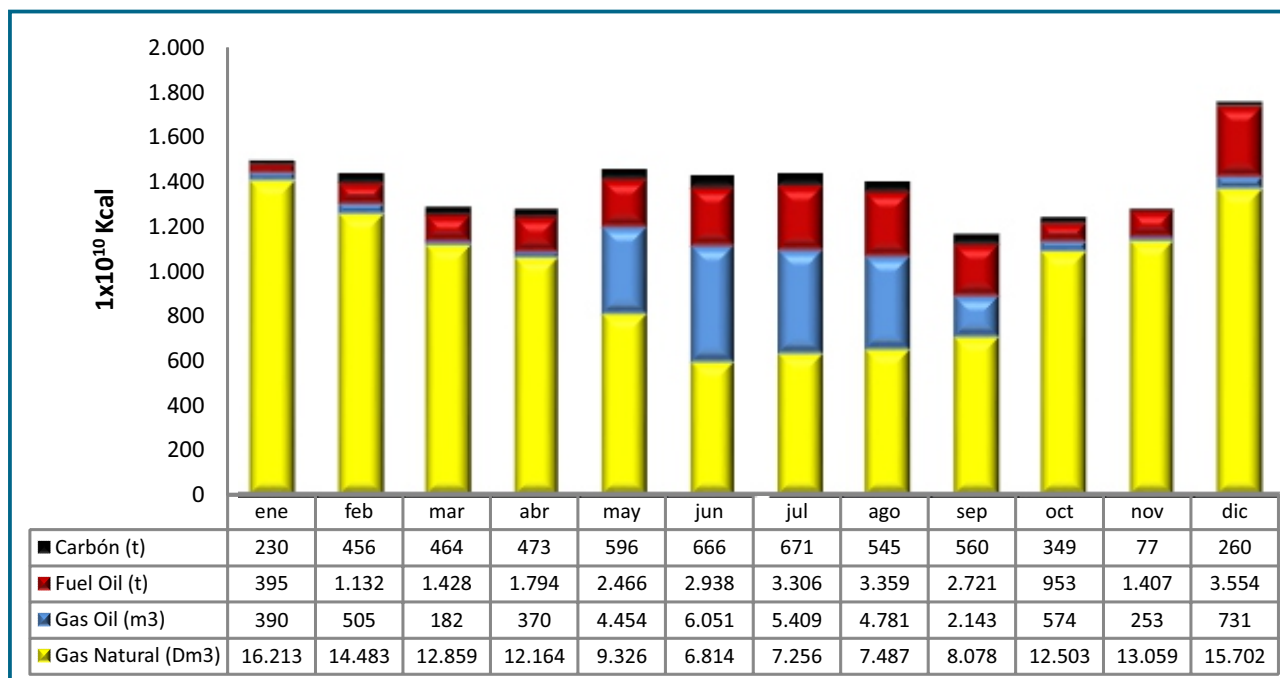


Figura 2.3: Consumo de los combustibles en el MEM durante el año 2013<sup>2</sup>.

### 3. Metodología de Costos Nivelados de Generación

Las tecnologías usadas para la generación de electricidad poseen características particulares que las diferencian entre sí, como ser la eficiencia, costo de inversión inicial, tiempo de construcción, vida útil, tipo de combustible, entre otros, lo cual imposibilita la comparación en forma directa entre ellas.

La metodología del Costo Nivelado de Generación (CNG) es una herramienta aceptada internacionalmente en el sector eléctrico, que permite comparar diferentes tecnologías, a través del cálculo del costo unitario de la electricidad generada durante toda la vida útil de una instalación.

Este indicador se basa en la suposición de la existencia de estabilidad en los costos de producción y en los precios de la energía, es decir, en ausencia de riesgos asociados al mercado y a la tecnología.

Para el cálculo del CNG se consideran los siguientes conceptos:

- Costo de Inversión (Overnight Cost): representa el capital total necesario para construir una planta de energía y ponerla en operación comercial sin incluir costos de financiación.
- Costos de Operación y Mantenimiento: son todos los gastos distintos a los de combustible, tales como los costos de mano de obra, bienes de consumo, equipos auxiliares, servicios externos, entre otros.
- Costo de Combustible: refleja el valor imputado a los recursos energéticos necesarios para obtener, por medio de diversas tecnologías, un kWh neto generado. En su cálculo se utilizan precios externos de referencia, corregidos con el escenario de evolución de los mismos.

También se consideran en el cálculo aspectos técnicos y económicos de las tecnologías, como ser:

- la vida útil (desde el punto de vista económico)
- el calendario de inversión
- el factor de planta
- la eficiencia
- la tasa de descuento

<sup>2</sup> Fuente Síntesis del Mercado Eléctrico Mayorista, diciembre 2013.

El Costo Nivelado expresa la equivalencia del valor presente de la suma de los ingresos a lo largo de toda la vida útil de la central, y el valor presente de la suma de sus costos totales en ese mismo periodo. Expresado en términos matemáticos se obtiene que:

$$\sum_{t=1}^n \text{ingresos a lo largo de toda la vida útil} = \sum_{t=1}^n \text{costos totales}$$

$$\sum_{t=1}^n (\text{Gen}_t * P_{\text{Elect}} * (1+r)^{-t}) = \sum_{t=1}^n [(C_{\text{inv}_t} + C_{\text{O\&M}_t} + C_{\text{Comb}_t}) * (1+r)^{-t}] \quad (1)$$

Siendo:

t = año en el que la venta de producción o costo del desembolso tiene lugar.

Gen<sub>t</sub> = Generación eléctrica del año t

P<sub>Elect</sub> = Precio constante de la electricidad

(1+r)<sup>-t</sup> = Tasa de descuento del año t

C<sub>Inv(t)</sub> = Costo de la inversión inicial del año t

C<sub>O&M(t)</sub> = Costos de operación y mantenimiento del año t

C<sub>comb(t)</sub> = Costo de combustibles del año t

Esta igualdad de precios y costos cumple con dos premisas importantes:

- El tipo de interés (r) que se utiliza para descontar los costos y beneficios es estable y no varía durante la vida del proyecto considerado.
- El precio de electricidad (P<sub>Elect</sub>) es estable y no cambia a lo largo de la vida del proyecto. Toda la energía generada, una vez producida, se vende inmediatamente a este precio.

A partir de la ecuación (1) se puede obtener el valor del precio de la electricidad para la tecnología analizada en el periodo de vida útil de la central, obteniendo de esta forma el Costo Nivelado de Generación (CNG).

$$P_{\text{Elect}} = \frac{\sum_{t=1}^n [(C_{\text{inv}_t} + C_{\text{O\&M}_t} + C_{\text{Comb}_t}) * (1+r)^{-t}]}{\sum_{t=1}^n (\text{Gen}_t * P_{\text{Elect}} * (1+r)^{-t})} = \text{Costo Nivelado de Generación}$$

#### 4. Aplicación de la Metodología de Costos Nivelados de Generación al Sistema Eléctrico Argentino

En el presente trabajo se propone analizar los Costos Nivelados de Generación (CNG) de las tecnologías de base que compiten con las centrales nucleares. Entre ellas se encuentran los ciclos combinados, las turbinas de vapor a gas y las turbinas de vapor a carbón en el caso de las tecnologías fósiles. También, se incluyeron la generación eólica y la solar fotovoltaica que si bien no compiten como las demás debido a su forma alternativa de despacho, son contempladas en la comparación de costos debido a la alta penetración que se espera que tenga en la matriz eléctrica, por lo cual en promedio la tecnología podría considerarse de base.

En el caso de las tecnologías de generación hidráulica el costo nivelado de generación depende fuertemente del proyecto del que se trate y no tanto de la tecnología en sí misma, por este motivo es que para el análisis se decidió excluir a este tipo de centrales.

## 4.1. Consideraciones para el Cálculo de los CNG

### 4.1.1. Tecnologías de Generación

Las tecnologías propuestas para el análisis de competitividad de la generación nucleoelectrónica son: un reactor PHWR (uranio natural) de 750 MW de potencia y un reactor PWR (uranio enriquecido) de 1.000 MW de potencia. En el caso de las tecnologías fósiles, un ciclo combinado de 900 MW, una turbina de vapor a gas de 400 MW y otra turbina de vapor a carbón de la misma capacidad. Por último, se propusieron un parque eólico de 100 MW y un parque solar de 20 MW.

En la Tabla 4.1 se encuentran expresados los valores de los parámetros utilizados para el cálculo de los CNG de cada una de las tecnologías seleccionadas.

Tecnología	Nuclear (PHWR)	Nuclear (PWR)	Ciclo Combinado	Turbina de Vapor a Gas	Turbina de Vapor a Carbón	Eólica	Solar FV
Vida Útil (Años)	40	60	25	30	40	20	25
Tiempo de Construcción (Años)	6	6	3	2	3	2	1
Potencia (MWe)	750	1.000	900	400	400	100	20
Factor de Planta (%)	85	85	80	70	80	35	25
Eficiencia Térmica (%)	30	33	54	35	40	-	-
Overnight Cost (U\$/kWe)	5.000 <sup>3</sup>	5.250 <sup>4</sup>	1.100	950	2.100	2.400	5.000
Costo de O & M (U\$/MWh)	25,3	22,6	5,4	5,4	6,3	19,5	9,2

Tabla 4.1. Parámetros utilizados para el costo nivelado<sup>5</sup>.

### 4.1.2. Combustibles

#### Tecnologías Nucleares

Para las tecnologías nucleares se consideraron los precios de cada uno de los tipos de centrales evaluadas. Es decir para las centrales tipo PHWR se tomó el valor del kg de elemento combustible con uranio natural y con un quemado (poder calorífico) de 7.600 MWd/t. Para el caso de las centrales PWR, se utilizó el valor de un combustible nuclear con enriquecimiento del 4% y con un quemado de 50.000 MWd/t (véase Tabla 4.2).

Combustibles Nucleares	Precio	Poder Calorífico	Precio	
	U\$/KgU	Kcal/KgU	U\$/MBTU	U\$/MWh
Uranio Natural	436	1,49E+08	0,74	2,52
Uranio Enriquecido (4%)	4.000	1,03E+09	0,93	3,17

Tabla 4.2. Costos de combustibles nucleares<sup>6</sup>.

#### Tecnologías Térmicas Convencionales

Las tecnologías térmicas convencionales (Ciclos Combinados, Turbinas de Vapor a Gas y Turbinas de Vapor a Carbón), queman principalmente gas natural o como sustitutos combustibles líquidos, cuando hay escasez del primero.

3 Valor adoptado en base a datos publicados en "Projected Cost of Generating Electricity" Edición 2010

4 Síntesis del MEM-diciembre 2013 CNEA

5 Datos obtenidos de CAMMESA, Secretaría de energía de la Nación (Argentina) e información pública.

6 Fuente: CAMMESA

En Argentina, el gas que se utiliza en las usinas procede de distintas fuentes:

- Explotación de yacimientos nacionales existentes
- Explotación de yacimientos nacionales en nuevas áreas de explotación
- Importación de Bolivia
- Importación de Gas Natural Licuado (GNL)

Tal como lo muestra la Tabla 4.3, la diversidad de procedencias se ve reflejada en la disparidad de precio en este combustible, que va desde 3,3 U\$S/MBTU (Gas Natural Metropolitano o City Gate) hasta los 17,7 U\$S/MBTU en el caso del GNL importado.

Combustibles Gaseosos	Precio	
	U\$S/MBTU	U\$S/MWh
Gas Natural (Metropolitano)	3,31	11,30
Gas Natural (Bolivia)	10,45	35,65
Gas Natural Licuado (GNL)	17,70	60,39
Gas Natural (Nuevas áreas)	7,50	25,59

Tabla 4.3. Costos de gas natural en función de su procedencia<sup>7</sup>.

El gas natural procedente de yacimientos en nuevas áreas de explotación tiene un precio diferencial respecto del gas de los yacimientos existentes. Esta diferencia se debe a que el Estado Nacional lanzó, en abril de 2013, el “Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural”, el cual está orientado a elevar la producción y alentar la inversión en exploración y explotación de nuevas áreas para contar con nuevos yacimientos que permitan recuperar el horizonte de reservas.

Este programa establece que las empresas productoras de gas natural recibirán, de parte del Estado Nacional, una compensación en el precio del hidrocarburo (hasta alcanzar los 7,5 U\$D/MMBTU), para toda la producción inyectada al mercado interno que esté por encima de la Inyección Base<sup>8</sup> de cada empresa, ajustada a una tasa de declinación<sup>9</sup> anual de los pozos a determinar en cada caso.

Por otra parte, en Argentina durante el invierno se utilizan combustibles líquidos, para reemplazar el gas que es derivado al sector residencial. El gas oil es usado en las centrales diesel, turbinas de gas y ciclos combinados y el fuel oil en el caso de las turbinas de vapor. En la Tabla 4.4, se muestran los costos de estos combustibles en unidades físicas y de energía.

Combustibles Líquidos	Precio	Unidad	Precio	
			U\$S/MBTU	U\$S/MWh
Gas Oil (Arg.)	830	U\$S/m <sup>3</sup>	20,11	68,63
Fuel Oil (Arg.)	644	U\$S/t	16,56	56,50

Tabla 4.4. Costos de combustibles líquidos<sup>10</sup>.

7 Fuente: CAMMESA y Secretaria de Energía

8 Son los volúmenes de gas natural teóricos inyectados actualmente en cada pozo, propuestos como punto de partida para el cálculo de declinación

9 Se estima que la tasa de declinación de los pozos es del 5 al 7%

10 Fuente: CAMMESA

Por último, se muestra el valor del carbón mineral utilizado en las turbinas de vapor a carbón.

Combustible	Precio	Unidad	Precio	
			U\$\$/MBTU	U\$\$/MWh
Carbón Mineral	144	U\$\$/t	6,74	22,99

Tabla 4.5. Costo de carbón mineral<sup>11</sup>.

## 4.2. Análisis de Costos Nivelados de Generación

### 4.2.1. Competitividad de la nucleoelectricidad frente a otras alternativas de generación

A continuación se muestran los CNG para las diferentes tecnologías consideradas en este análisis: nucleares, térmicas y renovables, basados en los parámetros antes mencionados.

En el caso de las centrales térmicas convencionales se analizaron los costos de generación para los diferentes precios del gas natural de las diversas procedencias, además de los precios de los combustibles alternativos.

En todos los casos, se tomó para el cálculo del CNG como referencia una tasa de descuento del 8%.

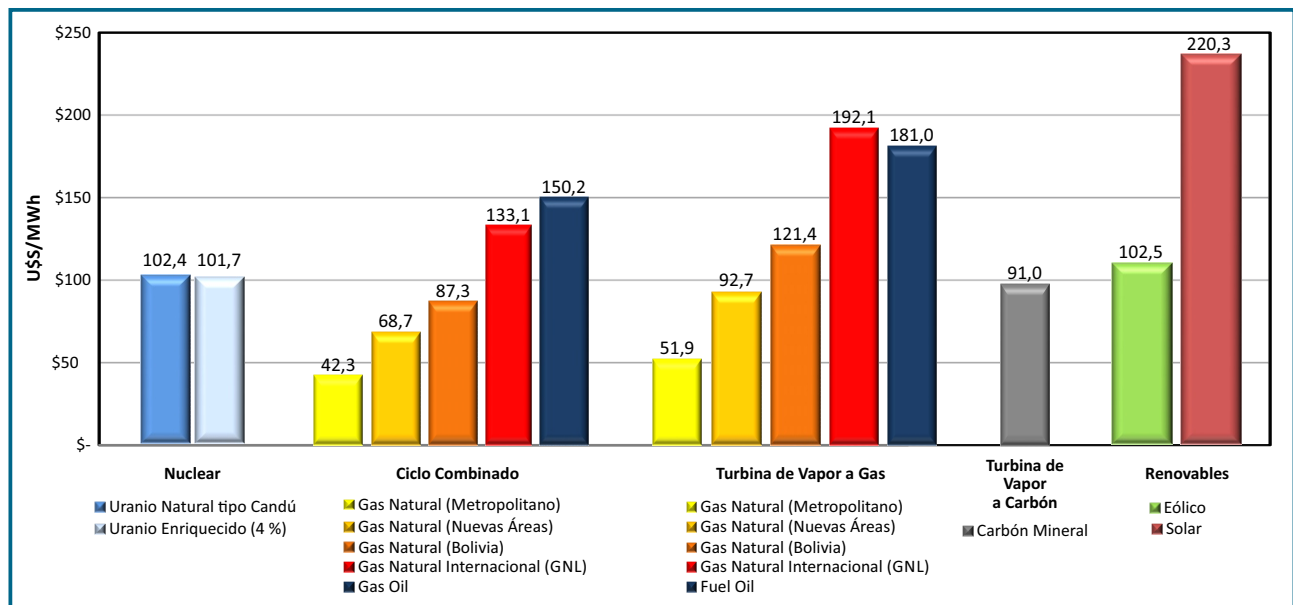


Figura 4.1: CNG por tipo de tecnología y precio de combustible

Como puede observarse en la Figura 4.1 para las centrales nucleares PWR y PHWR los CNG se encuentran alrededor de los 102 U\$/MWh dependiendo del tipo de tecnología.

En el caso de las centrales térmicas convencionales, la tecnología de ciclo combinado es la que arroja menores costos de generación frente a todas las alternativas comparadas, siempre y cuando utilice gas natural de origen nacional (ya sea de nuevas áreas de explotación o actuales) o gas importado de Bolivia. Sin embargo, cuando el combustible utilizado es GNL o sustituto de líquidos, se pierde competitividad ante las otras tecnologías como las nucleares o centrales térmicas a carbón.

Los costos de generación para los ciclos combinados varían entre 42 y 68 U\$/MWh cuando se quema gas natural de origen local y entre 87 y 150 U\$/MWh cuando utilizan combustibles importados o alternativos al gas natural en este caso Gas Oil. Una de las razones por las cuales los costos de esta tecnología se ven beneficiados respecto de las otras tecnologías térmicas, se debe a que se trata de equipos con alta eficiencia térmica (54%).

<sup>11</sup> Fuente: CAMMESA

Por su parte, la energía generada con las turbinas de vapor a gas tiene los mayores costos de producción respecto de los ciclos combinados y sólo es competitiva con la nuclear si utiliza como combustible gas natural de yacimientos nacionales arrojando valores de generación que oscilan entre 52 y 92 U\$S/MWh. Cuando el gas es de otra procedencia (importado) o utiliza fuel oil, pierde competitividad frente a las nucleares. En estos casos los costos de generación varían entre 122 U\$S/MWh cuando el combustible es gas natural procedente de Bolivia y 192 U\$S/MWh cuando utiliza GNL (importado).

El análisis para las turbinas de vapor a carbón arroja valores de generación que rondan los 91 U\$S/MWh, que son valores menores a los proporcionados por las centrales nucleares.

Por último la generación con tecnologías renovables presentan valores de 102 U\$S/MWh y 220 U\$S/MWh respectivamente siendo la solar por el momento la tecnología menos competitiva.

#### 4.2.2. Composición del CNG por Tipo de Tecnología

Según se ha visto en la parte introductoria de la metodología, el CNG contempla todos los costos: inversión del capital, operación y mantenimiento (O&M), y combustible. En el siguiente análisis se estudia el peso relativo de cada uno de estos costos individuales para cada una de las tecnologías. Para ello, se supuso igualdad de la tasa de descuento para el cálculo del CNG para todas las tecnologías, siendo ésta de un 8%.

En la Figura 4.2 se muestran los valores relativos de estos conceptos para las tecnologías nucleares de reactores PWR y PHWR.

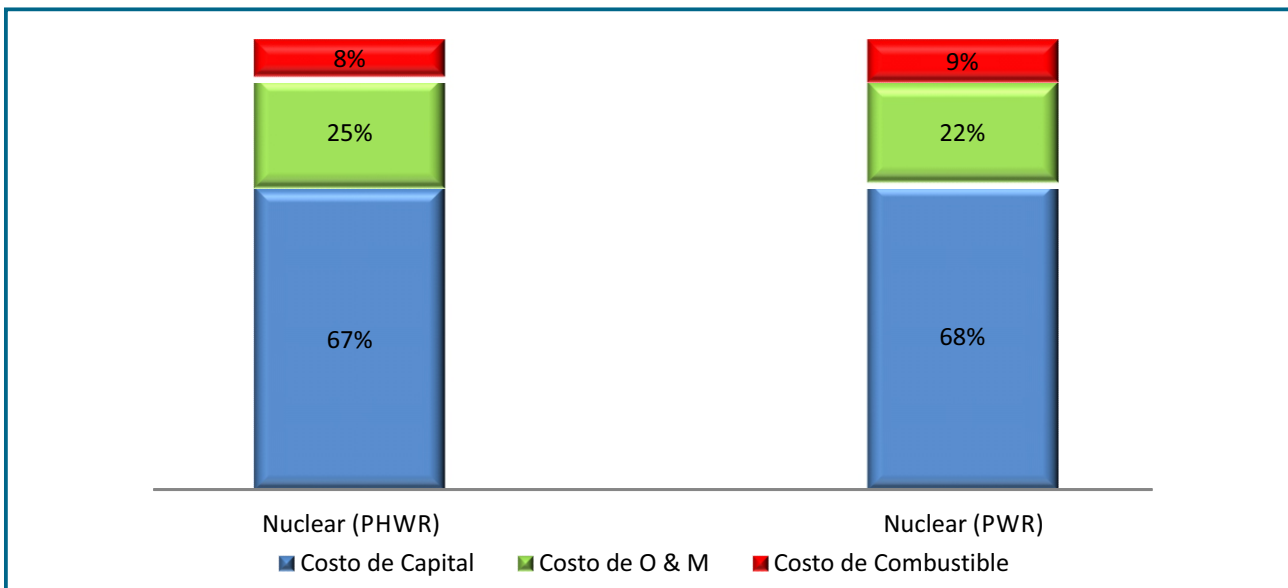


Figura 4.2. Composición del CNG para la generación nucleoelectrónica.

Se puede observar que en el caso de la generación nuclear, el factor con mayor peso en el CNG corresponde al costo de capital (67%-68%); el costo de O&M es menor pero no menos importante (22%-25%) y finalmente el costo de combustible representa tan solo un 10% del total.

En el caso de las centrales térmicas, particularmente en los ciclos combinados, se observa que el costo de combustible tiene un peso muy relevante respecto del resto de los factores, siendo éste entre el 50% y el 85% del costo total de generación dependiendo del combustible que se esté quemando. Por último, el costo de inversión representa entre un 38% y un 11% y los de operación y mantenimiento entre un 13% y un 15%.

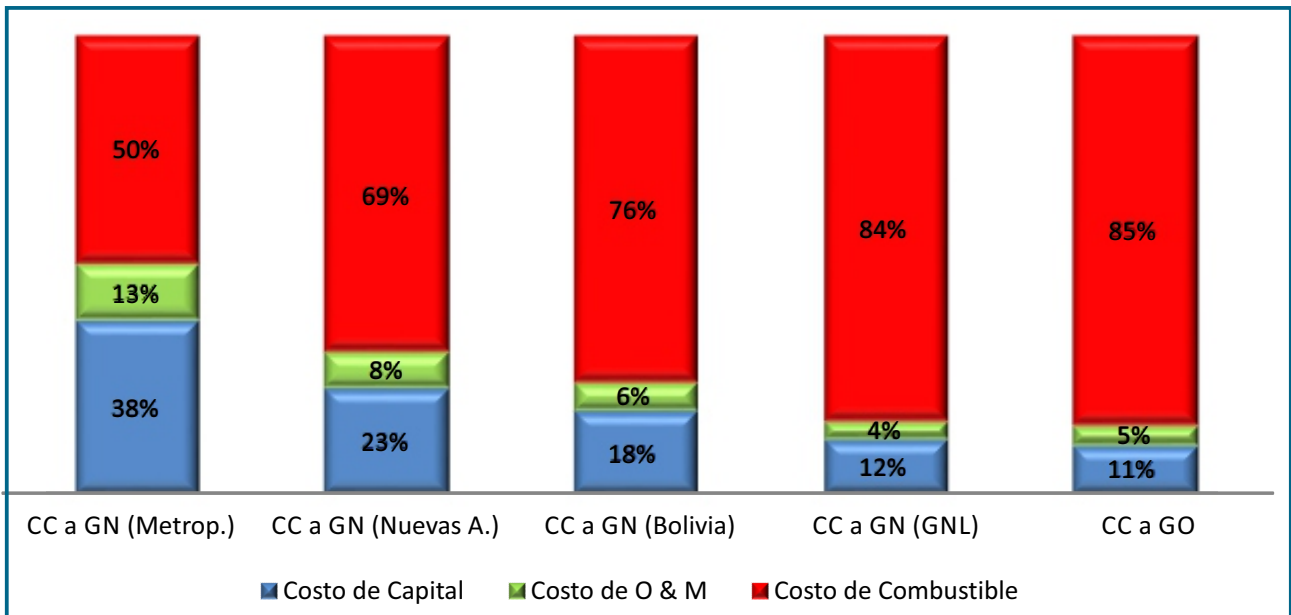


Figura 4.3. Composición del CNG para ciclos combinados.

Las turbinas de vapor (ya sean a gas o a carbón) tienen una composición del costo similar a los ciclos combinados. La mayor parte corresponde al costo de combustible (entre el 62% y el 89%), seguido por el de capital (8%-30%) y, en menor medida por los de operación, y de mantenimiento (3%-10%). Particularmente, las centrales a carbón tienen un costo de inversión superior al de las otras tecnologías térmicas convencionales, y por este motivo, comparativamente, el costo de capital de inversión es el mayor.

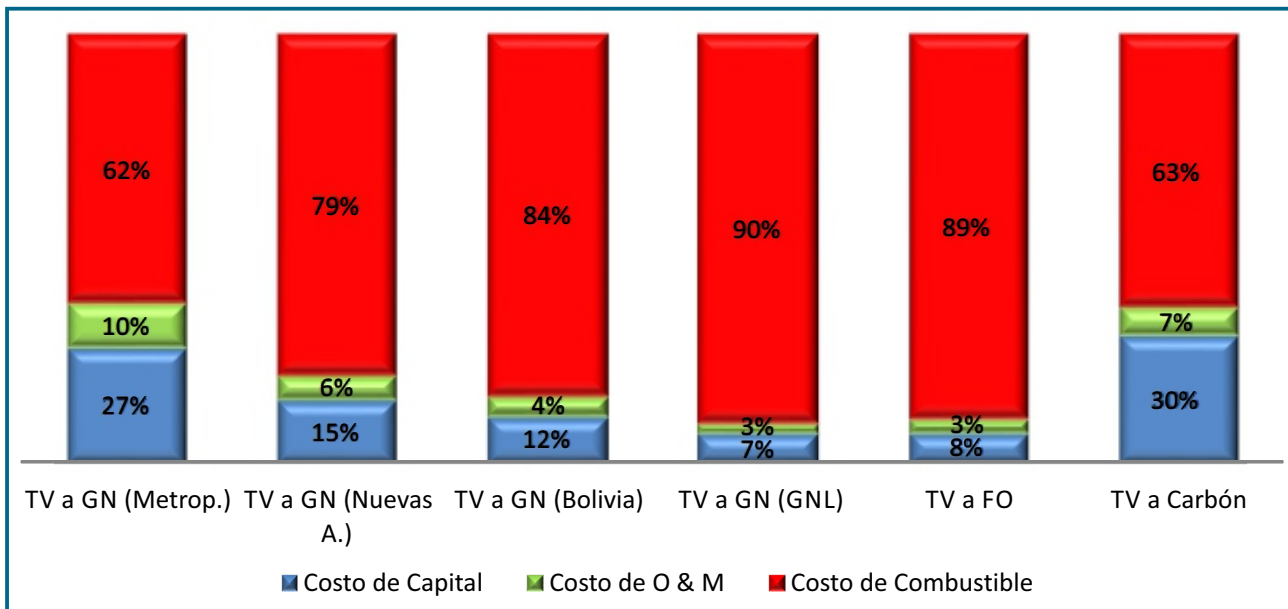


Figura 4.4: Composición del CNG para turbinas de vapor.

Respecto de las renovables el mayor costo corresponde al costo de capital superando el 80% en el caso de las eólicas y el 95% en las solares fotovoltaicas. Por su parte la operación y mantenimiento son el 19% y el 4% para las tecnologías respectivas.

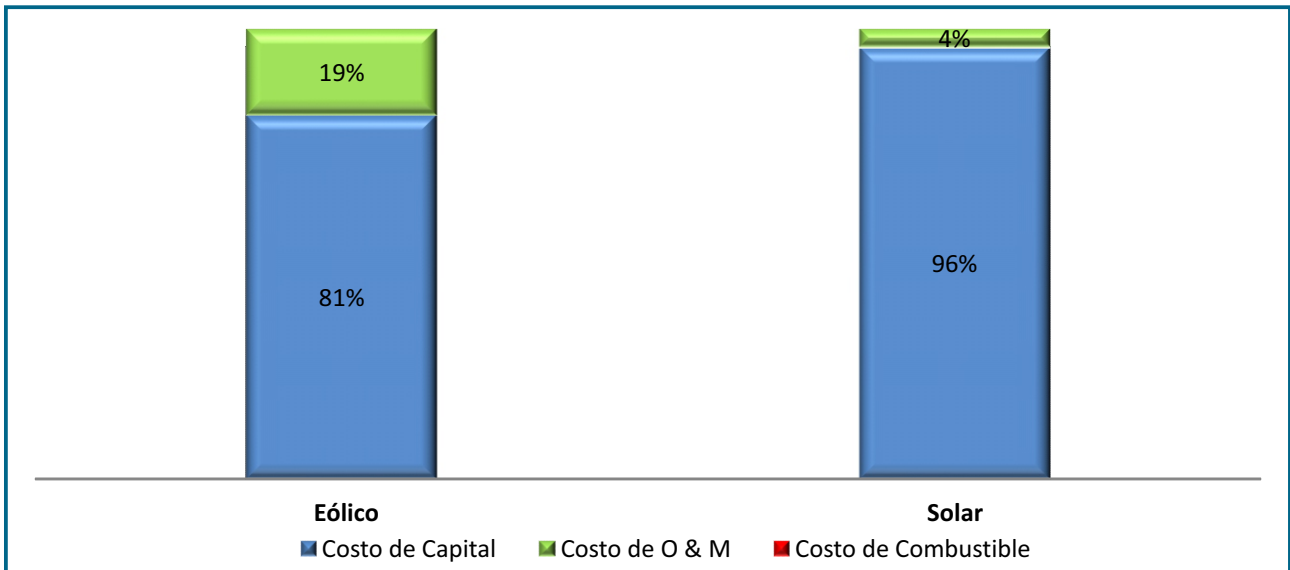


Figura 4.5: Composición del CNG por tecnología renovable.

#### 4.2.3. Competitividad de las centrales nucleares ante cambios en los precios de combustible

En este punto se analizó la competitividad de las centrales nucleares en comparación con las tecnologías convencionales cuando los costos de los combustibles, tanto nuclear (elemento combustible) como combustible fósil (Gas Natural de Nuevas áreas de Explotación y carbón mineral según corresponda), aumentan en forma proporcional hasta duplicar su valor.

En este análisis, se consideró para todas las tecnologías una tasa de descuento del 8%, y en el caso de las tecnologías térmicas que utilizan gas natural (ciclo combinado y turbina a vapor) se consideró como precio de referencia de este combustible el estipulado para nuevas áreas de exploración (7,5 U\$S/MBTU). La razón por la cual se eligió trabajar con este precio de combustible se debe a que se asume que el consumo de combustible de las nuevas centrales térmicas a gas, será suministrado por el gas de los nuevos yacimientos en el futuro y no los actuales en declinación.

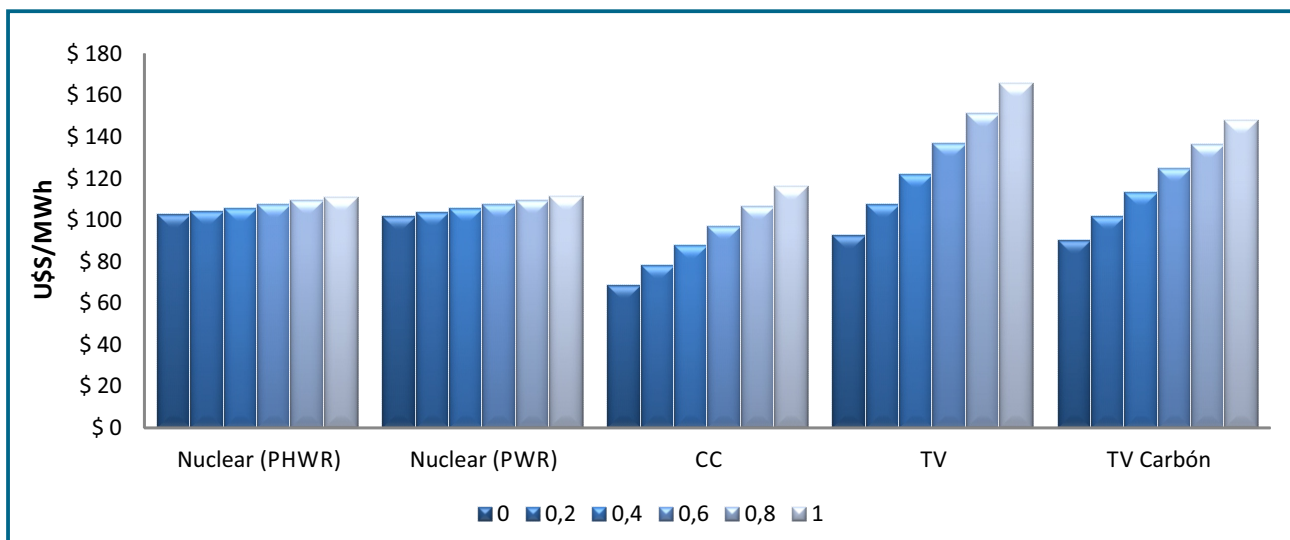


Figura 4.6: CNG por tecnología en función de un aumento proporcional del costo de combustible.

En la Figura 4.6 se puede observar que las centrales nucleares tipo PWR y PHWR, no presentan grandes variaciones en sus costos de generación ante cambios en el costo de sus combustibles. Estas pasan de 102,4 a 110,9 U\$S/MWh para las tecnologías PHWR y de 101,7 a 111,3 U\$S/MWh cuando se duplica el costo del combustible. En términos porcentuales, ante un cambio del precio del

combustible del 100% las centrales nucleares no sobrepasan el 10% de aumento de su CNG. Esto se debe a que, como se mostró anteriormente, el costo de combustible (elemento combustible) no representa más del 10% del CNG total.

En el caso de las centrales de generación térmica convencionales, el costo de los combustibles afecta fuertemente a su competitividad. En la Figura 4.7 se observa que ante la duplicación del precio de Gas Natural, se produce un incremento de costo para los ciclos combinados del CNG del 69%, en el caso de la turbina a gas aumenta un 79% y la generación con turbina a carbón mineral en un 64%.

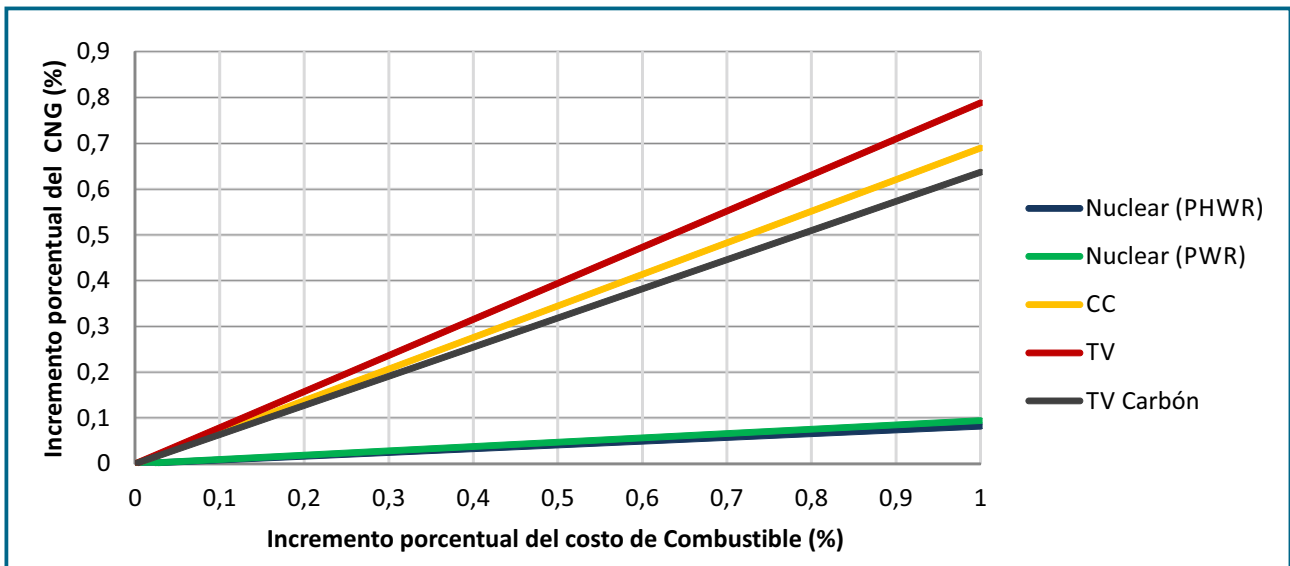


Figura 4.7: Incremento del CNG en función del aumento porcentual del costo de combustible.

#### 4.2.4. Competitividad de los ciclos combinados y turbinas a gas frente a las nucleares en función del valor del gas natural

En este análisis se determinan los valores del gas natural para los cuales la generación nuclear comienza a ser competitiva respecto de la generación térmica. Para este análisis, al igual que en el caso anterior se consideró para todas las tecnologías una tasa de descuento del 8%.

En la Figura 4.8 se observan los costos de las tecnologías térmicas convencionales y nucleares ante cambios en los costos del gas natural.

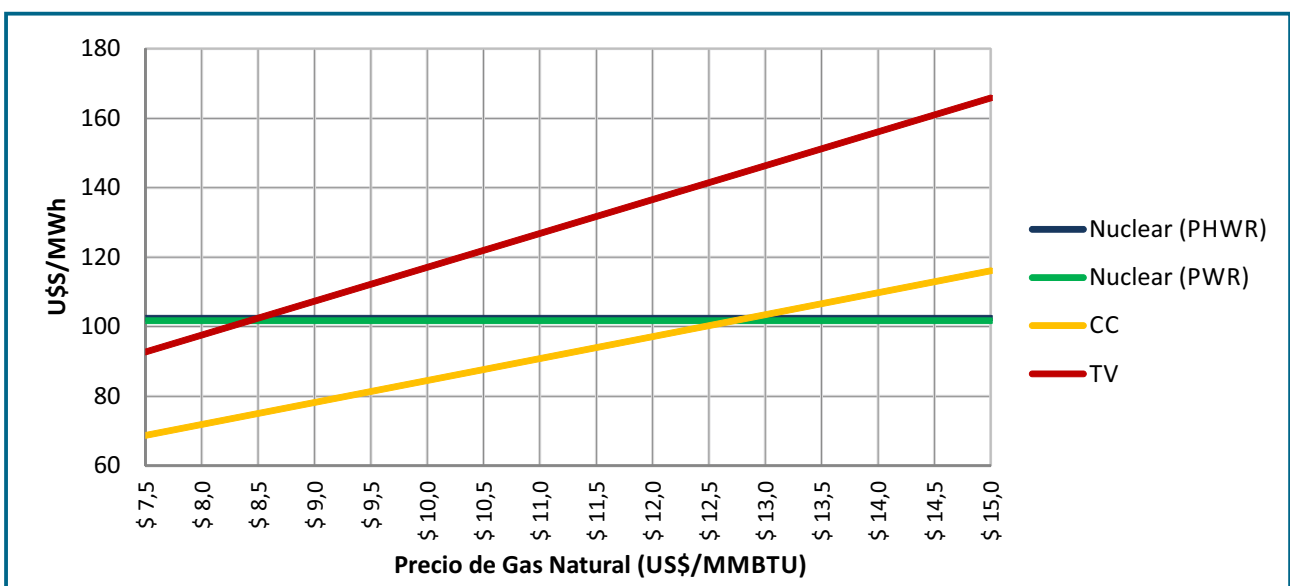


Figura 4.8: CNG por tecnología en función del precio del gas natural.

La turbina a vapor a gas presenta el punto de quiebre de la competitividad frente a la nuclear cuando el precio del gas natural alcanza los 8,5 U\$/MBTU. En cambio, la tecnología del ciclo combinado deja de ser competitiva con la nuclear a partir de valores del gas natural superiores a los 12,7 U\$/MBTU.

Cabe aclarar que este escenario de duplicación del precio del gas natural es factible considerando la gran oscilación que ha sufrido en los últimos 10 años (Figura 4.9), alcanzado valores que cuadriplican a las cifras actuales.

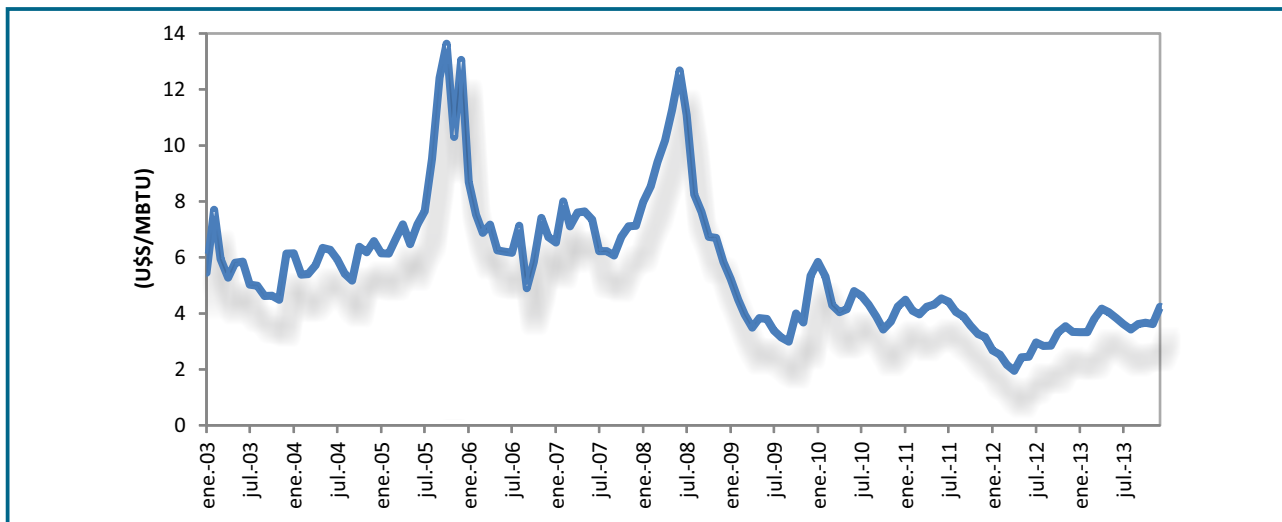


Figura 4.9: Precio internacional del gas de los últimos 10 años<sup>12</sup>.

#### 4.2.5. Competitividad de las tecnologías nucleares frente a las fósiles en función de la proporción de combustibles líquidos

En Argentina, las centrales de generación térmica convencionales suelen utilizar combustibles líquidos además de gas natural, para compensar el aumento de demanda dada durante los meses de invierno. Por este motivo, se analizó la competitividad de las centrales nucleares en función de la proporción de combustibles alternativos utilizados por los ciclos combinados y por las turbinas a gas.

En la Figura 4.10 se observa que la turbina de vapor a gas pierde competitividad contra la nucleoelectricidad cuando se utilizan combustibles líquidos en una proporción superior al 10%. En el caso de los ciclos combinados, la competitividad frente a la nuclear alcanza el punto de quiebre cuando la proporción de combustible líquido supera el 40%.

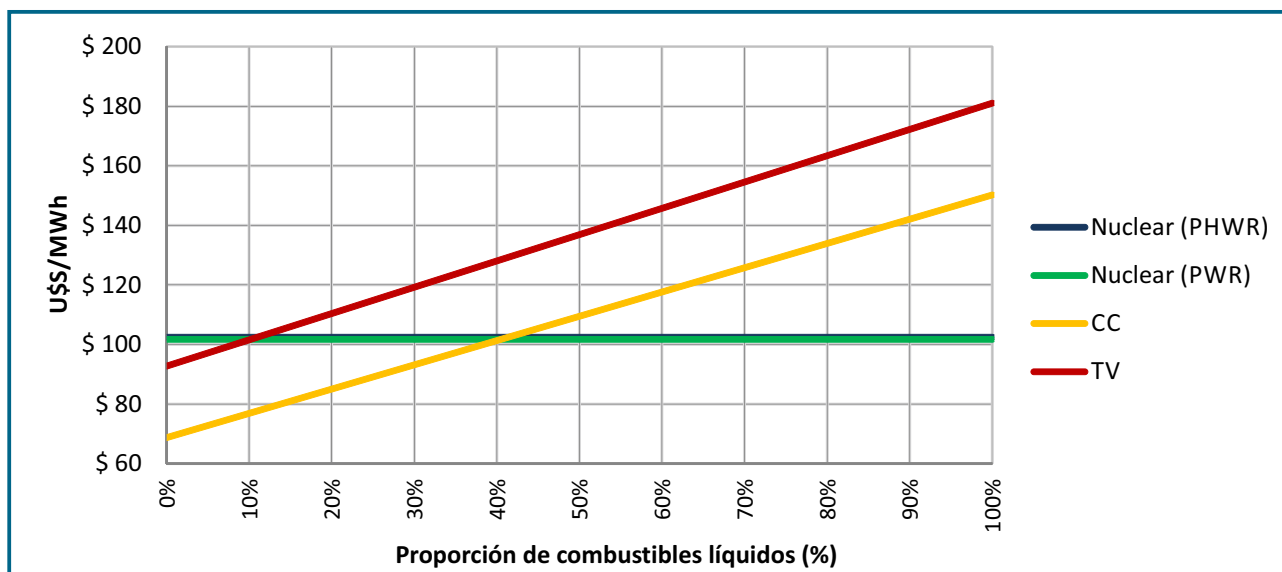


Figura 4.10: Competitividad de la generación nucleoelectrica frente a las tecnologías fósiles considerando el uso de combustibles líquidos.

<sup>12</sup> Datos de Indexamundi (www.indexamundi.com)

#### 4.2.6. Competitividad nucleoelectrónica vs cambios en la tasa de descuento

Uno de los aspectos económicos a ser considerados en este tipo de análisis es el de la tasa de descuento, ya que esta variable tiene un importante impacto para las tecnologías capital intensivas en los CNG.

En la Figura 4.11 se muestra el incremento del CNG para cada una de las tecnologías evaluadas cuando se aplican diferentes tasas de descuento en un intervalo que va del 6% al 12%.

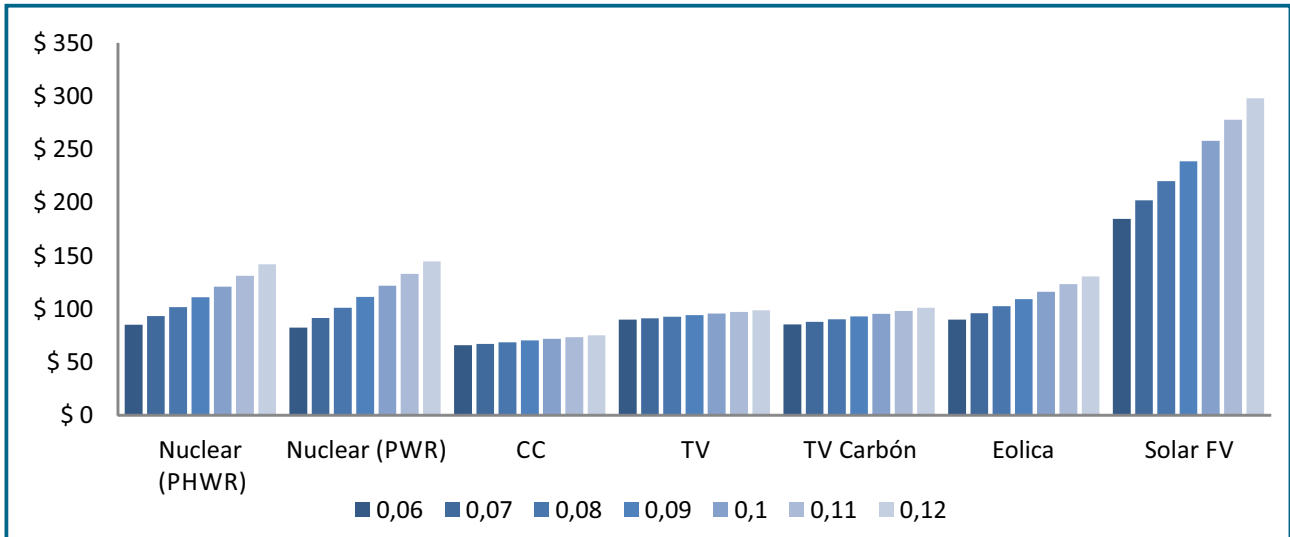


Figura 4.11: CNG para diferentes tecnologías y tasas de descuento.

Como primera apreciación, se puede observar que las tecnologías capital intensivas, es decir nucleares y renovables, son en proporción las más afectadas por este factor.

En el caso de las tecnologías nucleares, los costos pasan de 85 U\$/MWh (a una tasa de 6%) a 142 U\$/MWh (a una tasa del 12%) en el caso de los reactores PHWR y para los PWR, los valores oscilan entre 82 U\$/MWh (cuando la tasa es del 6%) y 145 U\$/MWh (cuando la tasa es del 12%), lo que representa una variación del 66% y 75% respectivamente.

Por su parte, las renovables también tienen un fuerte impacto ante la variación de este parámetro. Los aumentos en los costos de generación para este tipo de tecnologías, en proporción, son menores a las nucleares pero sin embargo siguen siendo muy altos (45 % para eólicas y 62% para solares fotovoltaicas) como se muestra en Figura 4.12.

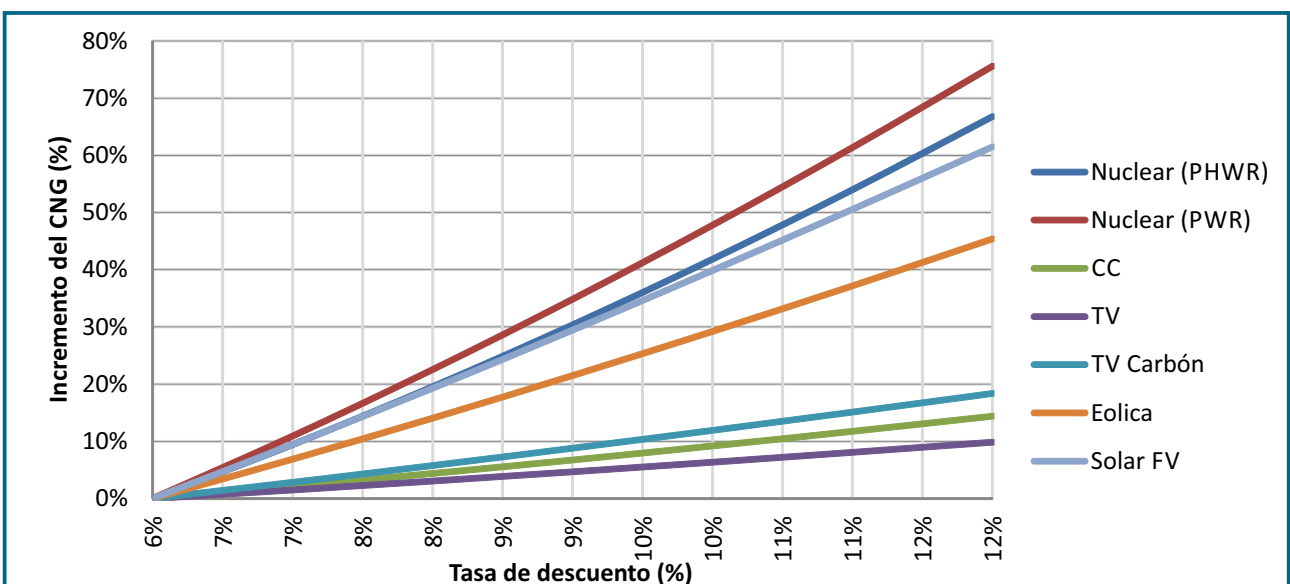


Figura 4.12: CNG para diferentes tecnologías y tasas de descuento.

Si bien la generación con tecnologías renovables tiene una proporción de inversión inicial en el CNG mayor que las nucleares, estas últimas son más sensibles a las fluctuaciones de la tasa de descuento, debido a que los tiempos de construcción de las centrales nucleares son mayores que las de las eólicas y las solares.

En el caso de las tecnologías térmicas fósiles, no se muestran cambios tan abruptos en sus costos como en los casos anteriormente presentados. El aumento de la tasa de descuento del 6% al 12%, para los ciclos combinados y las turbinas de vapor a gas, representa un incremento del costo entre el 10% y 20%.

Puntualmente, las centrales de carbón ante variaciones en la tasa de descuento tienen incrementos en los costos más elevados que en el resto de las centrales térmicas convencionales. Esto se debe a que su inversión inicial casi duplica a las tecnologías a gas. Como consecuencia, el aumento de la tasa de descuento del 6% al 12% conlleva un incremento cercano al 19% del CNG.

Luego, se evaluó la competitividad de las tecnologías en función de la tasa de descuento como se muestra la Figura 4.13. En la misma se observa que la generación térmica con ciclos combinados más competitiva, frente al resto de las tecnologías, para todo el rango de tasas analizado y en contraposición la generación fotovoltaica no compite para estas tasas.

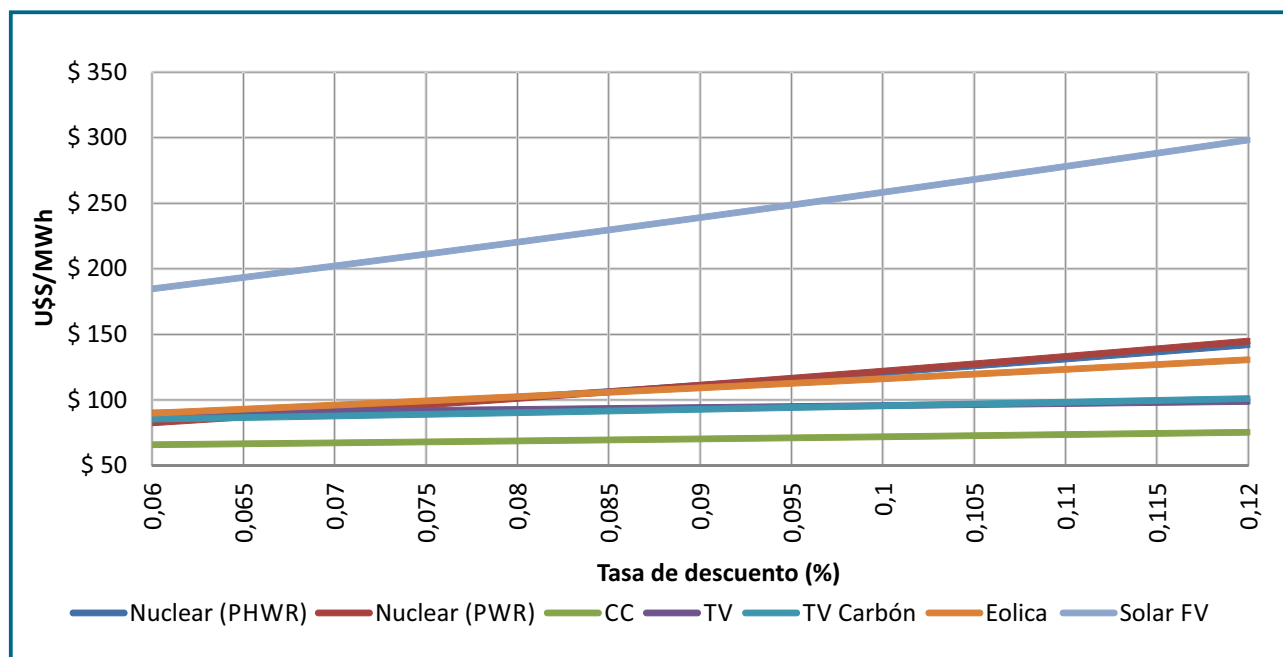


Figura 4.13: CNG de tecnologías capital intensivas en función de la tasa de descuento.

En el caso del resto de las tecnologías, se puede observar, en la Figura 4.14, que la generación nuclear a tasas bajas (menores a 6.5%), tiene costos de generación menores a los de las térmicas (turbinas de vapor a gas o carbón) y que las eólicas. Sin embargo cuando las tasas aumentan por encima del 7% la nuclear pierde competitividad frente a las térmicas, y frente a las eólicas cuando alcanza el 8.4%.

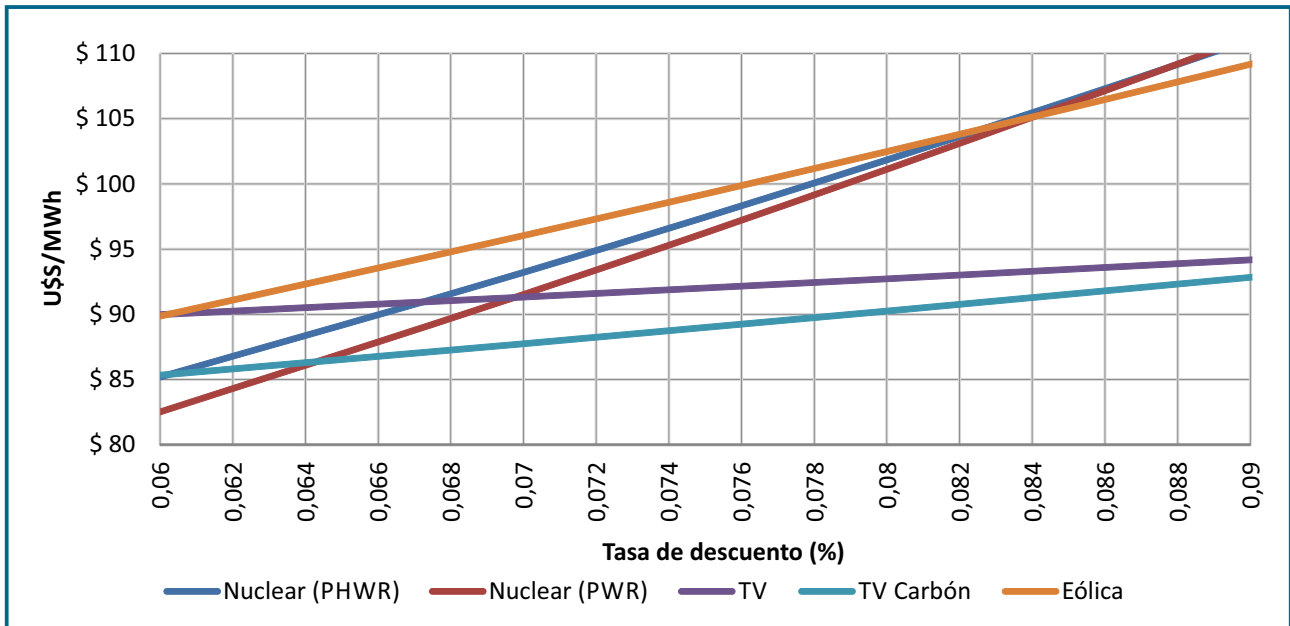


Figura 4.14: CNG de tecnologías capital intensivas en función de la tasa de descuento.

#### 4.2.7. Competitividad nucleoelectrica en función de los años de construcción de la central

Los años de construcción de las centrales nucleares afectan fuertemente el CNG de este tipo de tecnología. Por ello, se consideró relevante analizar la variación de costo en función de esta variable.

Para este análisis, en primera instancia se estimó el flujo de capital durante la construcción de las centrales nucleares mediante una curva del tipo de Boltzmann<sup>13</sup> normalizada, ya que ésta es representativa de esta variable económica y varía ligeramente para cada constructor en particular. En la Figura 4.15 se muestran las curvas de flujo de fondos relativas para diferentes años de construcción de la central.

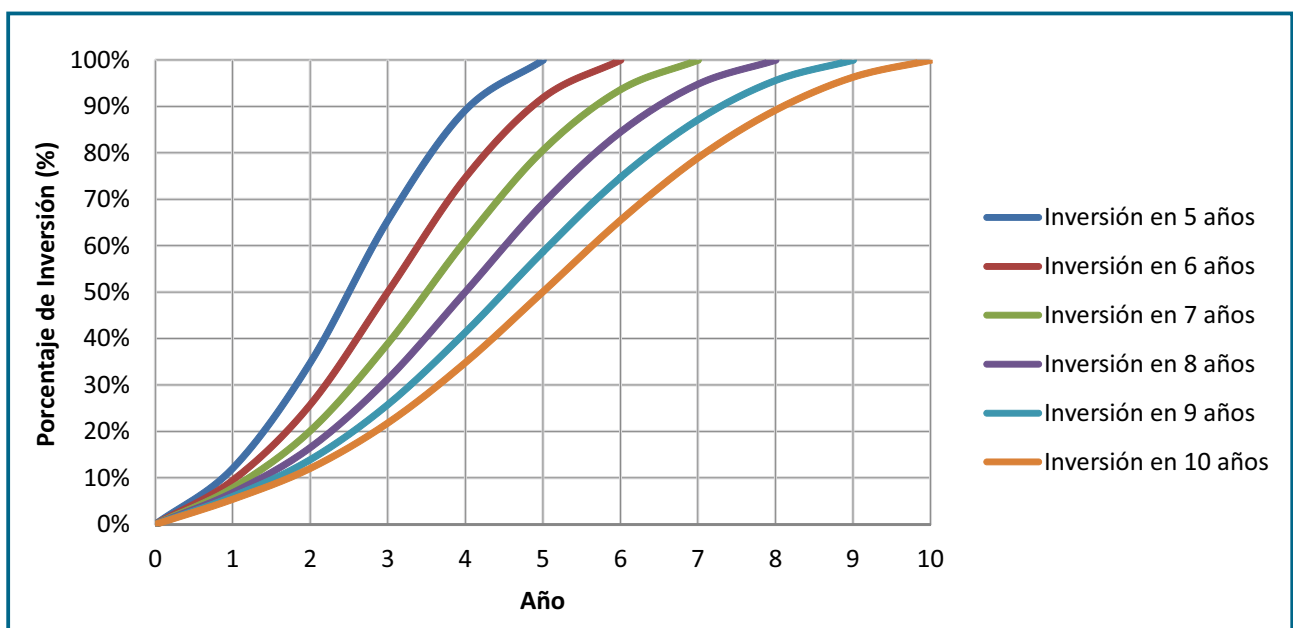


Figura 4.15: Curva de Flujo de Capital Normalizada.

13 Análisis de Costos nivelados en México. Boletín Nuclear N° 18. CNEA.

A partir de estas curvas se calcularon los CNG de generación para las tecnologías PHWR y PWR, considerando tasas de descuento entre el 6 y 12% y periodos de construcción de las centrales entre 5 y 10 años.

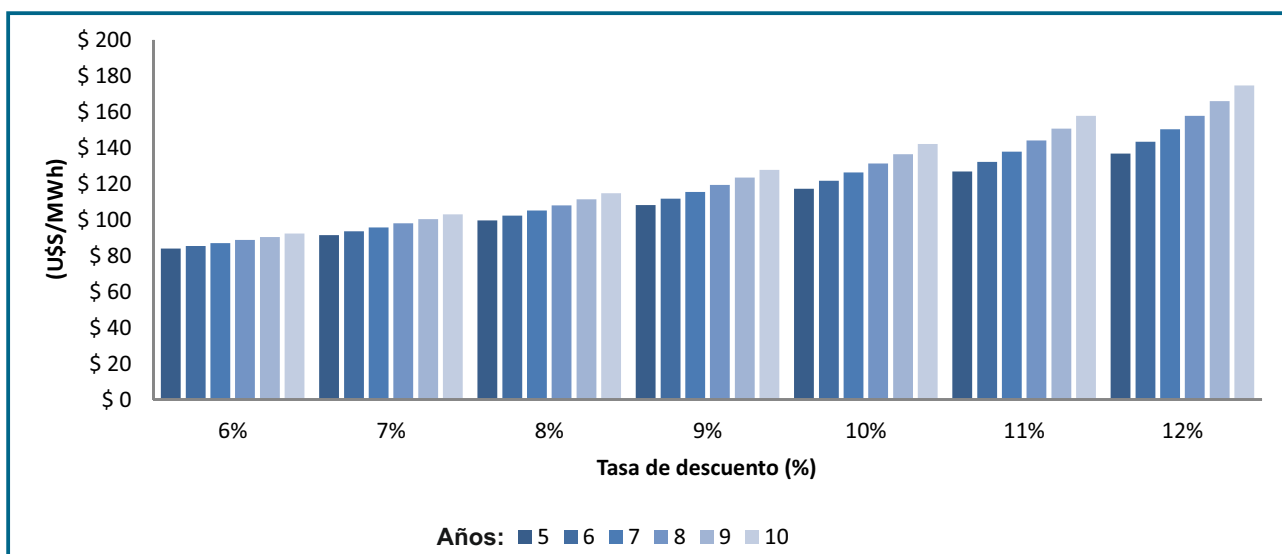


Figura 4.16 CNG de la central Nuclear tipo PHWR en función de la tasa de descuento para diferentes periodos de construcción.

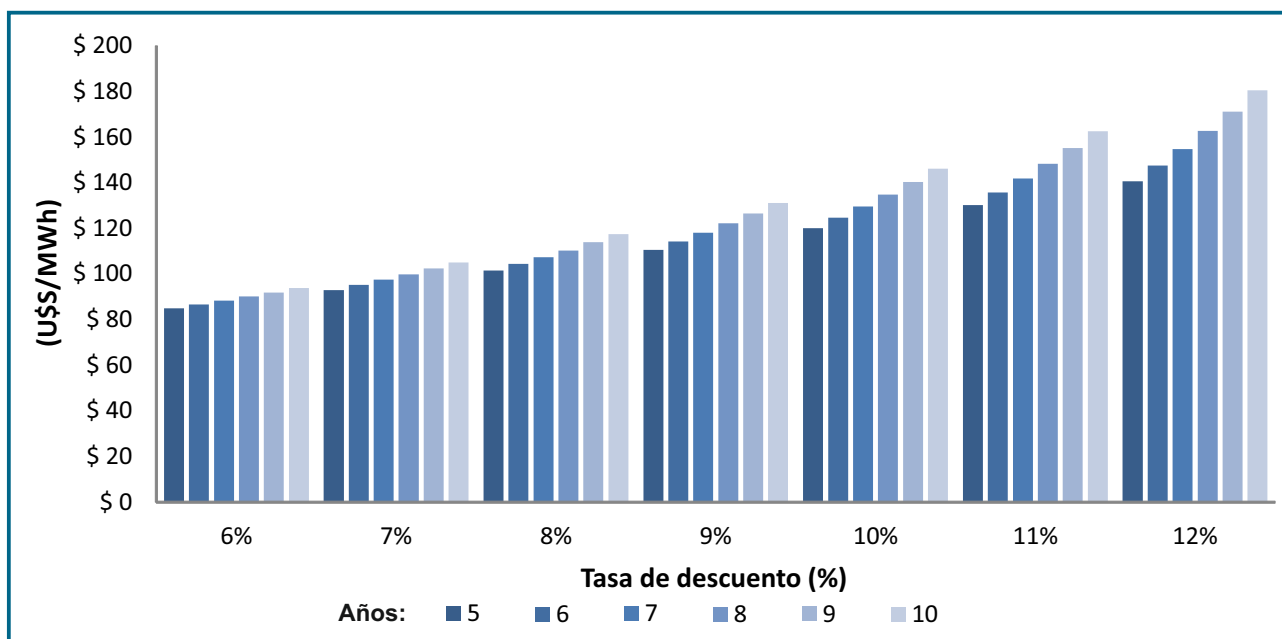


Figura 4.17 CNG de la central Nuclear tipo PWR en función de la tasa de descuento para diferentes periodos de construcción.

Como puede observarse en las figuras 4.16 y 4.17 a tasas pequeñas (6 y 7%), tanto para las centrales PHWR como PWR, el CNG no presenta variaciones muy grandes en relación con los años de construcción. En el caso de las centrales PWR a tasas de descuento del 6%, el CNG oscila entre 84 U\$S/MWh cuando el periodo de construcciones es 5 años y 94 U\$S/MWh cuando el periodo es de 10. En el caso de la centrales PWR estos valores varían entre 85 U\$S/MWh y 94 U\$S/MWh para los mismos periodos, representando incrementos de en los costos menores al 10%.

Cuando la tasa de interés es mayor del 12% este parámetro comienza a influir fuertemente sobre el valor de los CNG. En el caso de las centrales PHWR los CNG pasan de un valor inicial de 137 U\$S/MWh (cuando el periodo de construcción es 5 años) a 175 U\$S/MWh (cuando el mismo es de 10 años) y en el caso de los PWR de 140 U\$S/MWh a 180 U\$S/MWh para las mismas condiciones, lo que representa un crecimiento de los costos de hasta el 28%.

En la Figura 4.18 y la Figura 4.19 se puede observar el incremento de costos porcentual para diferentes tasas de descuento y en función de años de construcción para ambos tipos de centrales, PHWR y PWR respectivamente.

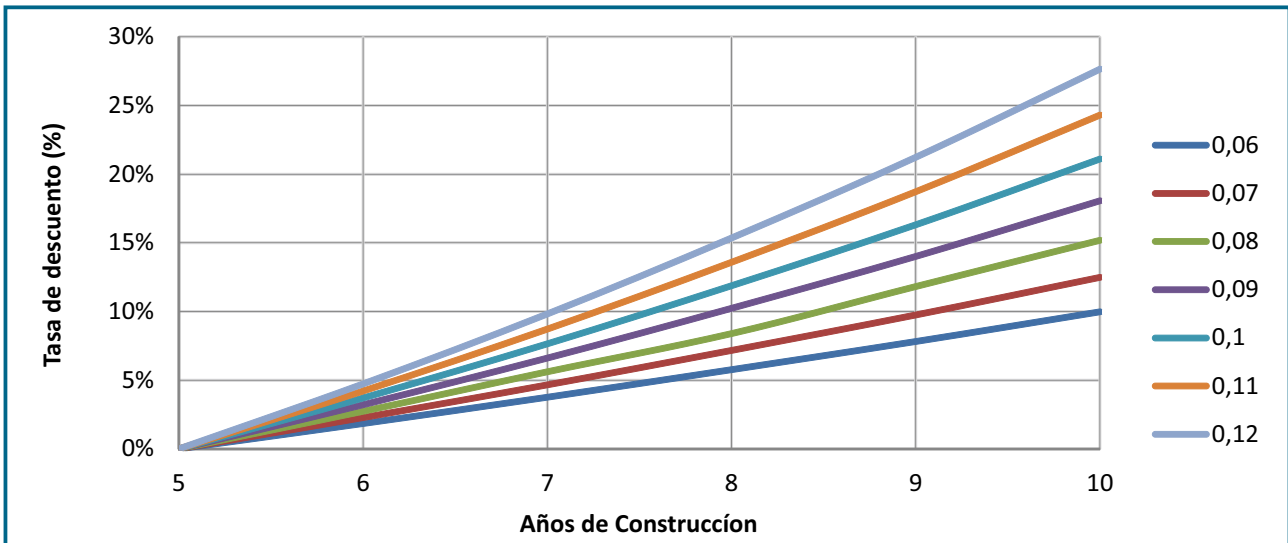


Figura 4.18 Incremento del CNG de la central Nuclear tipo PHWR en función de los años de construcción para diferentes tasas de descuento.

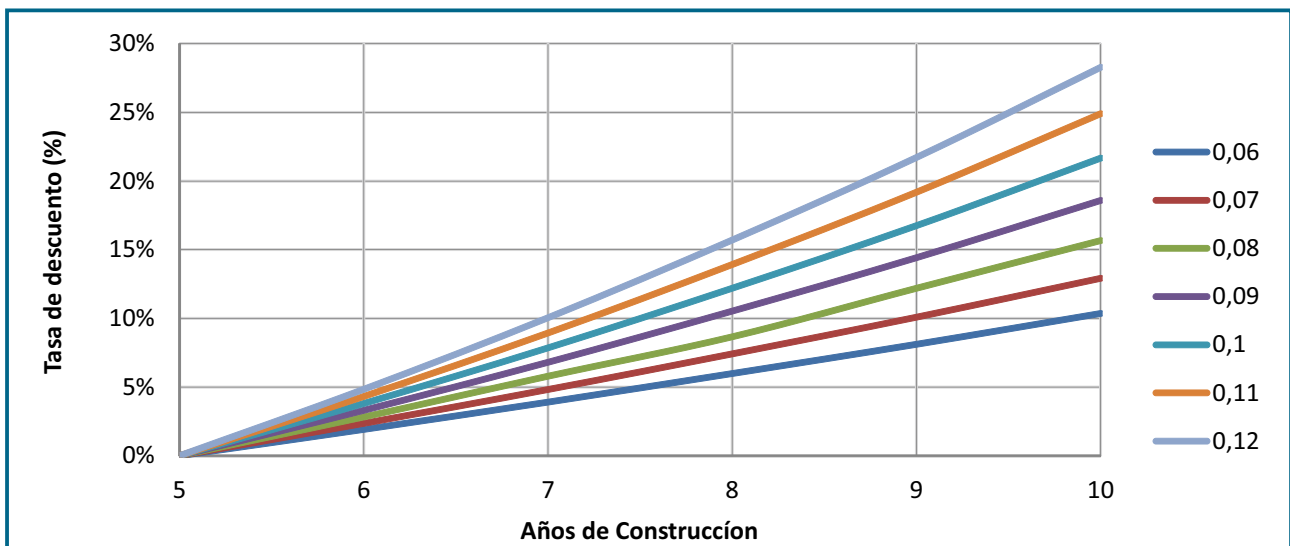


Figura 4.19 Incremento del CNG de la central Nuclear tipo PWR en función de los años de construcción para diferentes tasas de descuento.

Finalmente se puede advertir que a tasas bajas del 6% aproximadamente, el paso de un periodo de construcción de 5 a 10 años en las centrales nucleares representa un cambio del valor menor al 10% en el costo total del CNG; en cambio cuando la tasa es cercana al 12% esta diferencia se incrementa hasta casi un 30%.

## 5. Conclusiones

- De la comparación de los CNG se pudo observar que la tecnología nuclear es competitiva frente a las otras analizadas (ciclos combinados, turbinas de vapor a gas, turbinas de carbón, eólicas y solares). En el caso de las tecnologías térmicas, esta apreciación está determinada principalmente por el precio del gas natural.
- Los ciclos combinados son competitivos frente a la tecnología nuclear siempre y cuando el combustible utilizado sea gas natural y el costo de este combustible sea inferior a los 12,7

U\$\$/MBTU. Para las turbinas a vapor, este valor no debe superar los 8,5 U\$\$/MBTU.

- La posibilidad que tienen los ciclos combinados y las turbinas a vapor de utilizar combustibles alternativos, es una ventaja muy importante desde el punto de vista técnico. Sin embargo, desde el punto de vista económico, la utilización de combustibles líquidos produce fuertes aumentos de los costos de generación para estas tecnologías.
- Por el contrario, se determinó que los CNG de las tecnologías térmicas convencionales son fuertemente dependientes de los costos de combustible. Las variaciones de este valor influyen fuertemente sobre el costo de la tecnología.
- Particularmente, para las tecnologías nucleares se comprobó que este tipo de generación es muy sensible al cambio de la tasa de descuento, y que inclusive es mayor que otro tipo de tecnologías como las renovables (eólicas y solares) a pesar de que éstas tengan una proporción mayor de costo de capital en el CNG. Esto se debe a que las centrales nucleares necesitan de una cierta cantidad de años para llevar a cabo la obra de construcción de la central (aproximadamente 6 años), que a su vez influye en los flujos de capital, y éstos en los costos totales de la construcción.
- También se observó que en el caso de las tecnologías nucleares, los costos de combustible representan una pequeña porción del CNG (aproximadamente 10%). Esta condición es una fortaleza de esta tecnología, dado que le da cierta estabilidad con respecto a las fluctuaciones de los precios de los combustibles que puedan suceder en el mercado.
- Por último, es importante destacar que el CNG es solamente un indicador importante que permite comparar los costos unitarios de todas las tecnologías de generación eléctrica, pero no tiene en cuenta otros factores como los riesgos asociados al mercado y a la tecnología, ni el aporte de esta última al desarrollo social e industrial de un país. Tampoco se considera la incidencia de los costos asociados que generan el ingreso de algunas tecnologías adicionales en los costos totales del sistema de suministro eléctrico como por ejemplo la instalación de nuevas redes eléctricas.

## 6. Bibliografía y Fuentes de Información

---

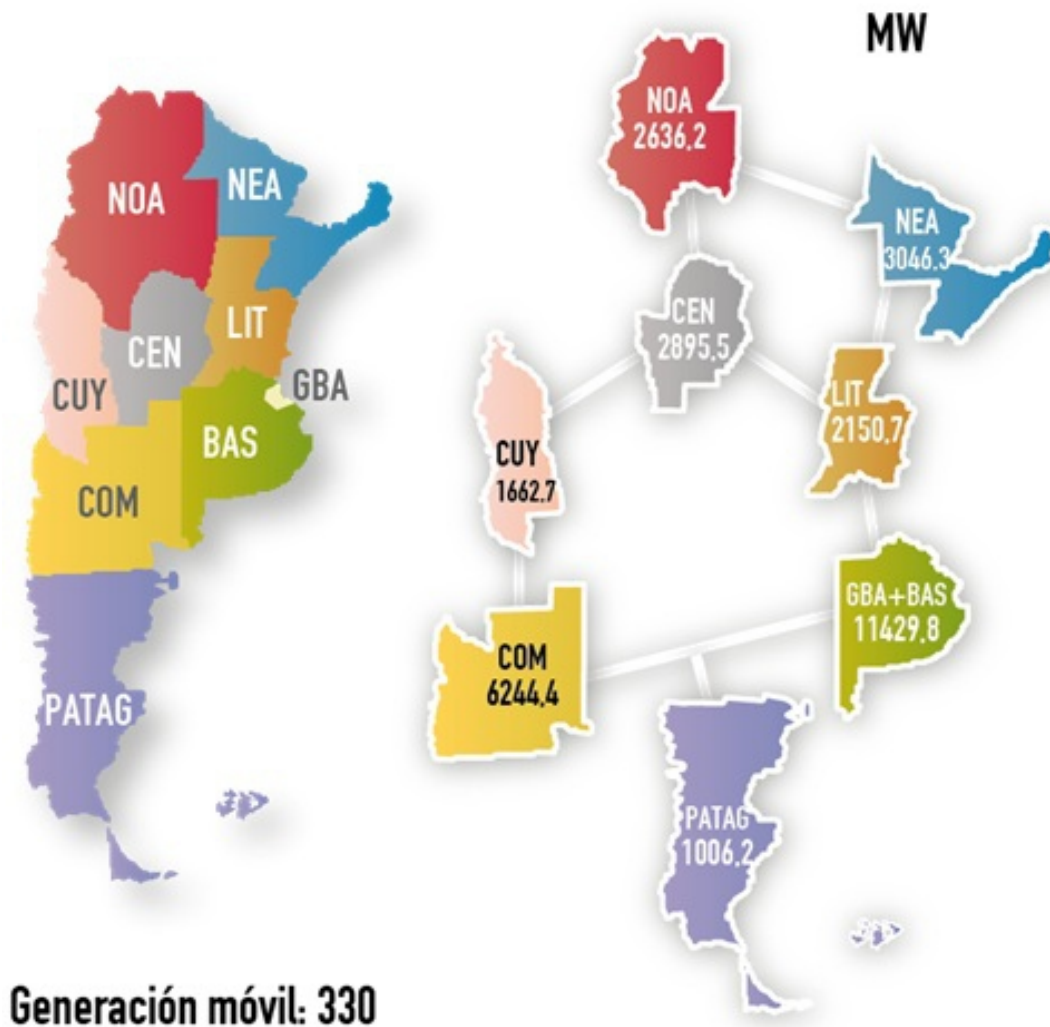
- CAMMESA (<http://www.cammesa.com>)
- Comisión Nacional de Energía Atómica, “Análisis de Costos nivelados en México”, Boletín Energético N° 18.
- Hector Guerrero Delgado, “Tesis: Metodología de Evaluaciones de Proyecto de Inversión para el Sector Eléctrico, Universidad Autónoma de Nuevo Leon Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica División de Estudios de Post-Grado, 1994.
- Indexmundi ([www.indexmundi.com](http://www.indexmundi.com))
- International Atomic Energy Agency, “Expansion Planning for Electrical Generating Systems. A Guidebook” Technical Reports Series No. 241, 1984.
- International Energy Agency - Nuclear Energy Agency, “Projected Cost of Generating Electricity”, Edición 2010.
- Secretaría de Energía (<http://www.energia.gov.ar>)

## Potencia Instalada

El parque generador de energía eléctrica de nuestro país, está compuesto por numerosos equipos, asociados a distintos recursos naturales y tecnologías, distribuidos en toda su extensión.

Según su ubicación geográfica los equipos de generación pertenecen a ocho regiones principales: Cuyo (CUY), Comahue (COM), Noroeste (NOA), Centro (CEN), Gran Buenos Aires/Buenos Aires (GBA-BAS), Litoral (LIT), Noreste (NEA) y Patagonia (PAT). La suma de ellas constituye el Sistema Argentino de Interconexión (SADI).

A la derecha del mapa pueden observarse las diferentes regiones del país y las vinculaciones existentes entre ellas, junto a la potencia instalada en MW a diciembre de 2013.



La potencia bruta total instalada, al 31 de diciembre de 2013, es de 31.401,8 MW. La generación móvil es aquella que no tiene una región predeterminada, sino que se desplaza según los requerimientos de la demanda.

Los equipos instalados en el SADI se pueden clasificar en cinco tipos, de acuerdo al recurso natural y a la tecnología que utilizan: Térmico fósil (TER), Nuclear (NUC), Hidráulico (HID), Solar (FT) y Eólica (EO). Los térmicos a combustible fósil, a su vez se pueden subdividir en cuatro tipos tecnológicos, de acuerdo con el tipo de ciclo térmico que utilizan para aprovechar la energía: Turbina de Vapor (TV) en ciclo Rankine (utiliza la energía del vapor de agua), Turbina de Gas (TG) en ciclo Joule-Brayton, (utiliza la energía contenida en los gases provenientes en la combustión), turbina de gas en Ciclo Combinado (CC), en ciclos Rankine + Joule-Brayton, (combinación de los tipos anteriores, donde se aprovecha la alta temperatura de los gases de escape de la turbina de gas para producir vapor y utilizarlo en una turbina de vapor) y los Motores Diesel (MD), ciclo Otto. El ciclo térmico que utiliza la tecnología nuclear es el ciclo Rankine.

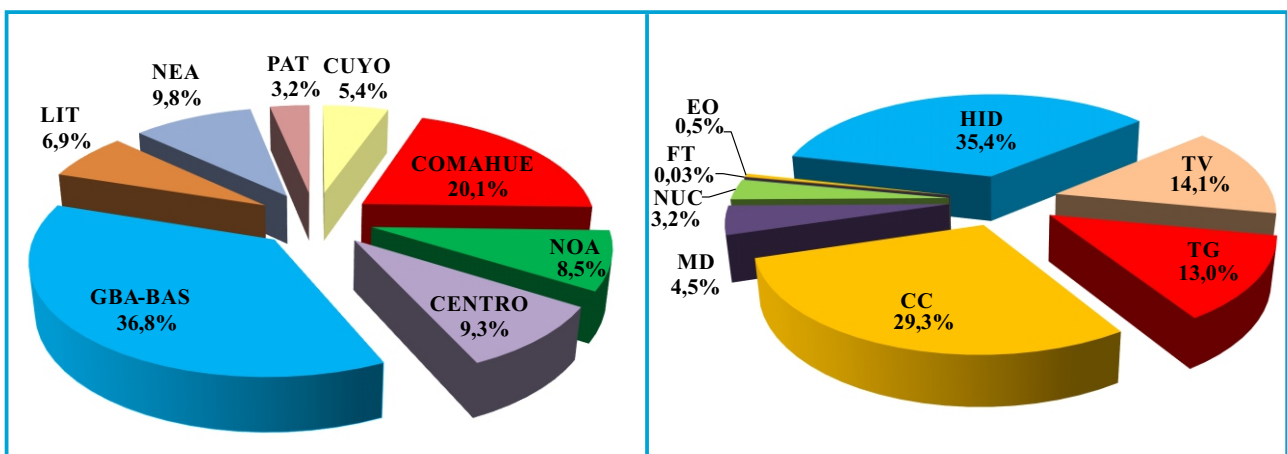
La tabla siguiente expone la potencia instalada, en MW, al 31 de diciembre de 2013 clasificada por región y tipo de equipo.

Región/Tipo	TV	TG	CC	MD	Total TER	NUC	FT	EO	HID	Total
CUYO	120,0	89,6	374,2		583,8		8,2		1.070,7	1.662,7
COMAHUE		79	1.282,5	73,3	1.563,7				4.680,7	6.244,4
NOA	301,0	1.001,0	829,2	262,6	2.393,8			25,2	217,2	2.636,2
CENTRO	200,0	510,8	547,3	71,8	1.329,9	648,0			917,6	2.895,5
GBA - BA	3.620,2	1.963,5	5.134,0	365,6	11.067,3	362,0		0,3		11.429,8
LIT	217,0	81,8	849,4	57,5	1.205,7				945,0	2.150,7
NEA		59,0		242,3	301,3				2.745,0	3.046,3
PAT		160,0	188,1		348,1			139,3	518,8	1006,2
Generación móvil				330,0	330,0					330,0
SIN Total	4.441,2	4.073,8	9.205,3	1.403,6	19.123,9	1.010,0	8,2	164,8	11.095,0	31.401,9
Porcentaje					60,90	3,22	0,03	0,52	35,33	

En el segundo semestre de 2013 se incorporaron al SADI 174,1 MW. Las principales diferencias respecto de junio de 2012 son:

- En la región del NOA, en la provincia de Catamarca, se habilitó la operación precaria del nuevo parque Santa María con una potencia total de 2,8 MW.
- En la región de la Patagonia, en la provincia de Chubut, se produjo la habilitación de operación precaria en el MEM del Parque Eólico Loma Blanca IV de 50 MW, actualmente vinculado en 33 kV a la E. T. Loma Blanca de TRANSPA; junto con la del Parque Eólico El Tordillo de Vientos con una potencia total de 3 MW.
- Se registró una incorporación de 110 MW en concepto de generación móvil.
- Se produjo la habilitación precaria de 6 motogeneradores que totalizan 5 MW, en Marco Juárez, provincia de Córdoba, en la región Centro. Además en dicha región se produjo la actualización de la potencia de la central San Francisco 2 (3,3 MW en motogeneradores pertenecientes a EPEC) totalizando 15 MW.

A continuación se muestra la relación porcentual de la potencia instalada por región y por tecnologías.

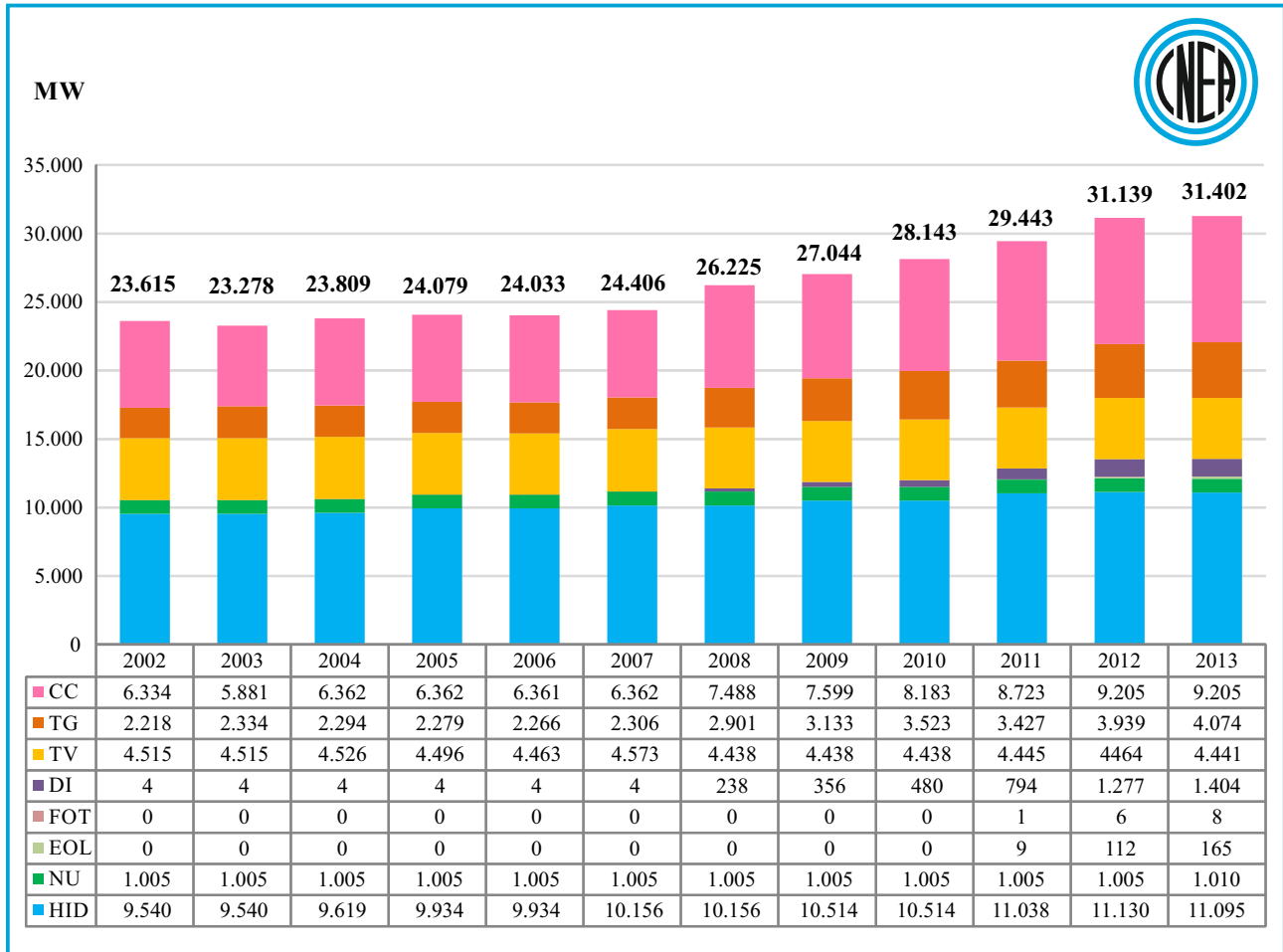


Potencia Instalada por Región

Potencia Instalada por Tecnología

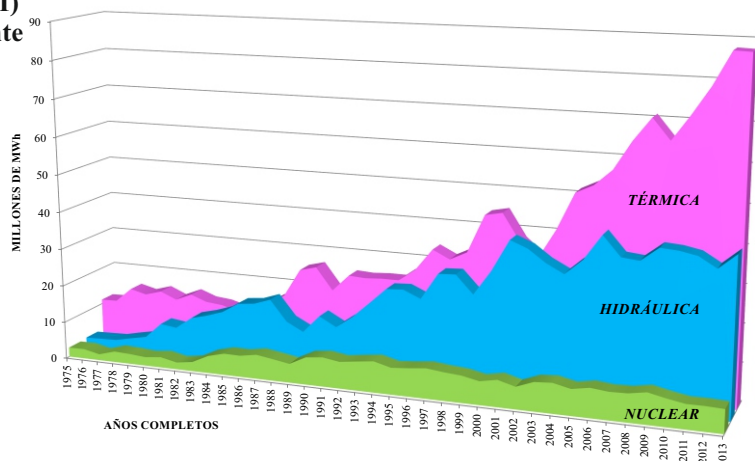
Existen también en nuestro país algunas instalaciones del tipo de tecnología eólica, geotérmica y solar que se encuentran en localidades aisladas para abastecer la demanda energía eléctrica o bien descuentan demanda al momento de efectuar las compras al Mercado Eléctrico, pero que no están conectadas al Sistema Argentino de Interconexión (SADI). La más importante de ellas es la eólica con aproximadamente 28 MWe que, de estar conectada al SADI, representaría un 0,1% adicional al valor indicado en la tabla anterior.

### Evolución de la Incorporación de la Potencia Instalada por Tecnologías



## Generación de Energía Eléctrica

Sistema Argentino de Interconexión (SADI)  
Generación Bruta Anual por Tipo de Fuente



\*Nota: La generación de Otras renovables, como ser la eólica y la fotovoltaica, que comenzó a partir del año 2011 con un valor de 13.100 MWh y creció a 456.800 MWh para el año 2013, por la magnitud no es visible en el gráfico.

## Boletín Energético N° 32

Los datos de la siguiente tabla tienen como punto de partida el año 1990. Los años anteriores pueden consultarse en números previos a este boletín.

Año	Térmica MWh	%	Hidráulica MWh	%	Nuclear MWh	%	Otras Renov. MWh	%	Total MWh
1990	20.256.772	46,89	15.659.886	36,25	7.280.198	16,85			43.196.856
1991	24.668.702	54,02	13.228.842	28,97	7.771.236	17,02			45.668.780
1992	24.397.817	50,92	16.432.090	34,30	7.080.633	14,78			47.910.540
1993	24.688.600	46,69	20.497.800	38,76	7.694.151	14,55			52.880.551
1994	24.674.300	42,86	24.659.700	42,84	8.234.953	14,30			57.568.953
1995	27.969.200	46,66	24.902.500	41,55	7.066.739	11,79			59.938.439
1996	33.618.300	52,52	22.933.300	35,83	7.459.308	11,65			64.010.908
1997	31.418.700	45,37	29.863.500	43,13	7.960.599	1,50			69.242.799
1998	33.651.400	47,26	30.100.700	42,27	7.452.828	10,47			71.204.928
1999	43.685.900	57,35	25.382.500	33,32	7.105.976	9,33			76.174.376
2000	44.611.900	53,98	31.863.200	38,55	6.177.090	7,47			82.652.190
2001	37.601.700	44,38	40.057.500	47,28	7.058.638	8,33			84.717.838
2002	33.629.400	43,28	38.259.800	49,23	5.820.814	7,49			77.710.014
2003	41.334.200	49,26	35.014.100	41,73	7.566.289	9,02			83.914.589
2004	51.060.700	55,74	32.674.000	35,67	7.868.603	8,59			91.603.303
2005	53.280.500	55,02	36.699.700	37,90	6.857.026	7,08			96.837.226
2006	57.400.800	53,00	43.212.600	39,90	7.690.909	7,10			108.304.309
2007	64.785.200	58,85	38.080.700	34,59	7.217.228	6,56			110.083.128
2008	70.734.000	61,13	37.622.300	32,51	7.360.388	6,36			115.716.688
2009	65.360.400	56,97	41.211.700	35,9	8.161.669	7,11			114.733.769
2010	71.819.800	59,92	40.874.400	34,10	7.170.885	5,98			119.865.085
2011	78.876.400	62,98	39.977.700	31,92	6.370.904	5,09	13.100		125.238.104
2012	87.538.100	66,54	37.307.200	28,36	6.361.168	4,84	350.100	0,27	131.556.568
2013	87.362.400	64,58	41.234.800	30,48	6.206.899	4,58	456.800	0,33	135.260.899
<b>Total</b>	<b>1.370.379.543</b>	<b>54,62</b>	<b>908.594.634</b>	<b>36,21</b>	<b>229.341.608</b>	<b>9,14</b>	<b>820.000</b>	<b>0,03</b>	<b>2.509.135.785</b>

### Generación Nucleoelectrica

Se muestran a continuación los factores de disponibilidad del parque nucleoelectrico argentino. Los datos de la siguiente tabla tienen como punto de partida el año 1990. Los años anteriores pueden consultarse en números previos a este boletín.

AÑO	CENTRAL NUCLEAR ATUCHA I  %	CENTRAL NUCLEAR EMBALSE  %	ENERGÍA BRUTA GENERADA POR CNA I MWh	ENERGÍA BRUTA GENERADA POR CNE MWh	ENERGÍA BRUTA GENERADA POR CNA I- CNE MWh	CNA I- CNE FACTOR DE DISPONIBILIDAD TOTAL  EN EL SADI %
1990	59,75	95,69	1.868.571	5.411.627	7.280.198	82,92
1991	92,58	89,37	2.895.226	4.876.010	7.771.236	90,51
1992	75,96	84,24	2.382.000	4.698.633	7.080.633	81,30
1993	81,86	90,43	2.560.205	5.133.946	7.694.151	87,39
1994	86,03	97,68	2.690.435	5.544.518	8.234.953	93,54
1995	91,08	74,32	2.848.210	4.218.529	7.066.739	80,27
1996	69,78	92,60	2.188.238	5.271.070	7.459.308	84,50
1997	92,74	89,14	2.900.396	5.060.203	7.960.599	90,42
1998	80,95	86,72	2.531.503	4.921.325	7.452.828	84,67
1999	47,65	99,07	1.490.158	5.615.818	7.105.976	80,81
2000	57,00	77,21	1.787.473	4.389.617	6.177.090	70,03
2001	48,66	97,56	1.521.612	5.537.026	7.058.638	80,19
2002	34,44	83,92	1.077.094	4.743.720	5.820.814	66,34
2003	68,82	95,42	2.152.220	5.414.069	7.566.289	85,97
2004	92,58	87,33	2.903.329	4.965.274	7.868.603	89,19
2005	68,19	83,39	2.132.622	4.724.404	6.857.026	77,99
2006	71,34	96,37	2.231.018	5.459.891	7.690.909	87,48
2007	92,47	76,21	2.891.410	4.325.818	7.217.228	81,99
2008	84,13	82,96	2.638.118	4.722.270	7.360.388	83,38
2009	81,68	98,82	2.554.541	5.607.128	8.161.669	92,73
2010	94,64	68,55	2.959.589	4.211.296	7.170.885	81,45
2011	79,30	68,55	2.479.958	3.890.946	6.370.904	72,37
2012	83,76	65,84	2.647.423	3.747.738	6.395.161	72,25
<b>2013</b>	<b>82,43</b>	<b>69,14</b>	<b>2.613.969</b>	<b>3.592.930</b>	<b>6.206.899</b>	<b>73,90</b>

Nota: desde el año 2011 la Central Nuclear Embalse ha reducido su capacidad a fines de realizar tareas de preparación para la extensión de su vida útil.

## Picos de Potencia



Durante el segundo semestre de 2013, se registraron 4 nuevos picos de potencia superiores cada uno al anterior, siendo el último pico de potencia el registrado el día 23 de diciembre, con un valor de 23.794 MW.

En la oportunidad en que tuvo lugar el pico de demanda, ésta fue abastecida de la siguiente manera, según información de CAMMESA.

### Lunes 23-12-2013 hora: 14:20

Generación Nuclear	882
Generación Térmica	13.471
Generación Hidráulica	9.092
Generación Total	23.445
Importación de Paraguay	15
Importación de Brasil	0
Exportación a Brasil	0
Importación de Uruguay	334
Exportación a Uruguay	0
Demanda total SADI	23.704
Reserva rotante (RPF + RRSF + PRO)	800

Temperatura promedio GBA + Litoral

35,5 °C

### Reserva Térmica Disponible [MW]

Tipo	Disponible F/S	En arranque	Total
TV	0	0	0
TG	12	0	12
CC	0	0	0
DI	50	0	50
<b>Total</b>	<b>62</b>	<b>0</b>	<b>62</b>

### Generación Térmica Limitada o Indisponible [MW]

Tipo	Por combustible	Maquinas F/S por mantenimiento programado	Por Problemas en Maq. F/S	Por Problemas en Maq. E/S	Total
TV	16	0	965	527	1.508
TG	27	0	735	665	1.427
CC	0	608	467	527	1.602
<b>Total</b>	<b>43</b>	<b>608</b>	<b>2.167</b>	<b>1.719</b>	<b>4.537</b>

### Generación Hidráulica

F/S Disponible [MW]

Indisponible [MW]

C. YACYRETÁ	135
C. SALTO GRANDE	135
<b>Total</b>	<b>0</b>
<b>Total</b>	<b>270</b>

### Generación Nuclear Limitada o Indisponible [MW]

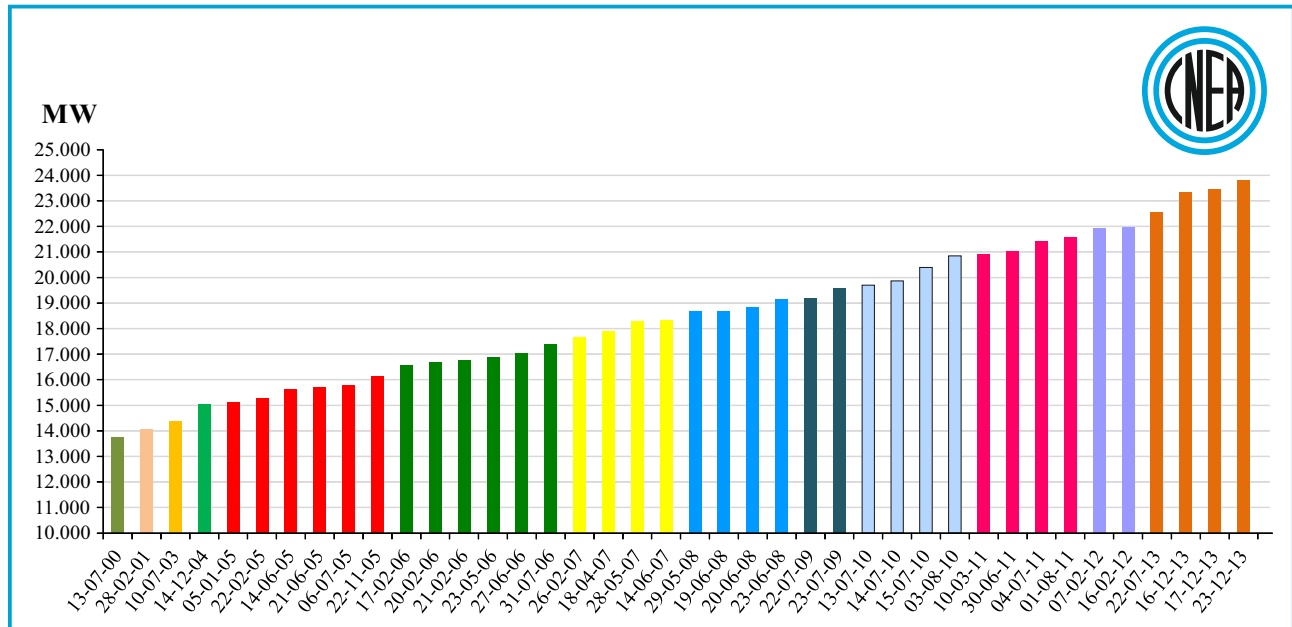
C.N. EMBALSE	112
<b>Total</b>	<b>112</b>

F/S Fuera de Servicio por problemas técnicos

E/S Mantenimiento programado en máquinas en Servicio

### Registro Histórico de Picos de Potencia

A continuación se muestra la evolución de los picos de potencia desde el año 2000. Desde dicha fecha hasta el 1 de marzo del año 2006, los valores corresponden al SADI, sin incluir al Sistema Patagónico aislado. A partir de mayo del año 2006, los valores corresponden al nuevo SADI, que incluye el Sistema Patagónico, luego de su vinculación eléctrica.



### Incorporaciones Previstas

CAMMESA tiene previstas nuevas incorporaciones al MEM en el corto plazo, y las incluye en las modelaciones de oferta-demanda que realiza, según el siguiente detalle:

EQUIPAMIENTO MODELADO (Fecha estimada de entrada en servicio):

- Central Nuclear ATUCHA II Julio 2014

## Costo Variable de Producción

Debido a que la demanda presenta importantes variaciones a lo largo del día, CAMMESA debe realizar el despacho óptimo de la oferta disponible en el mercado, teniendo en cuenta: las restricciones de la red de transporte eléctrico modelada, la disponibilidad de combustibles y de agua en los embalses, y demás limitaciones operativas. El objeto de ello es abastecer la demanda minimizando el costo de producción sumado al de falla o, de resultar el parque térmico generando sin potencia disponible en reserva, el Costo de la Energía NO Suministrada.

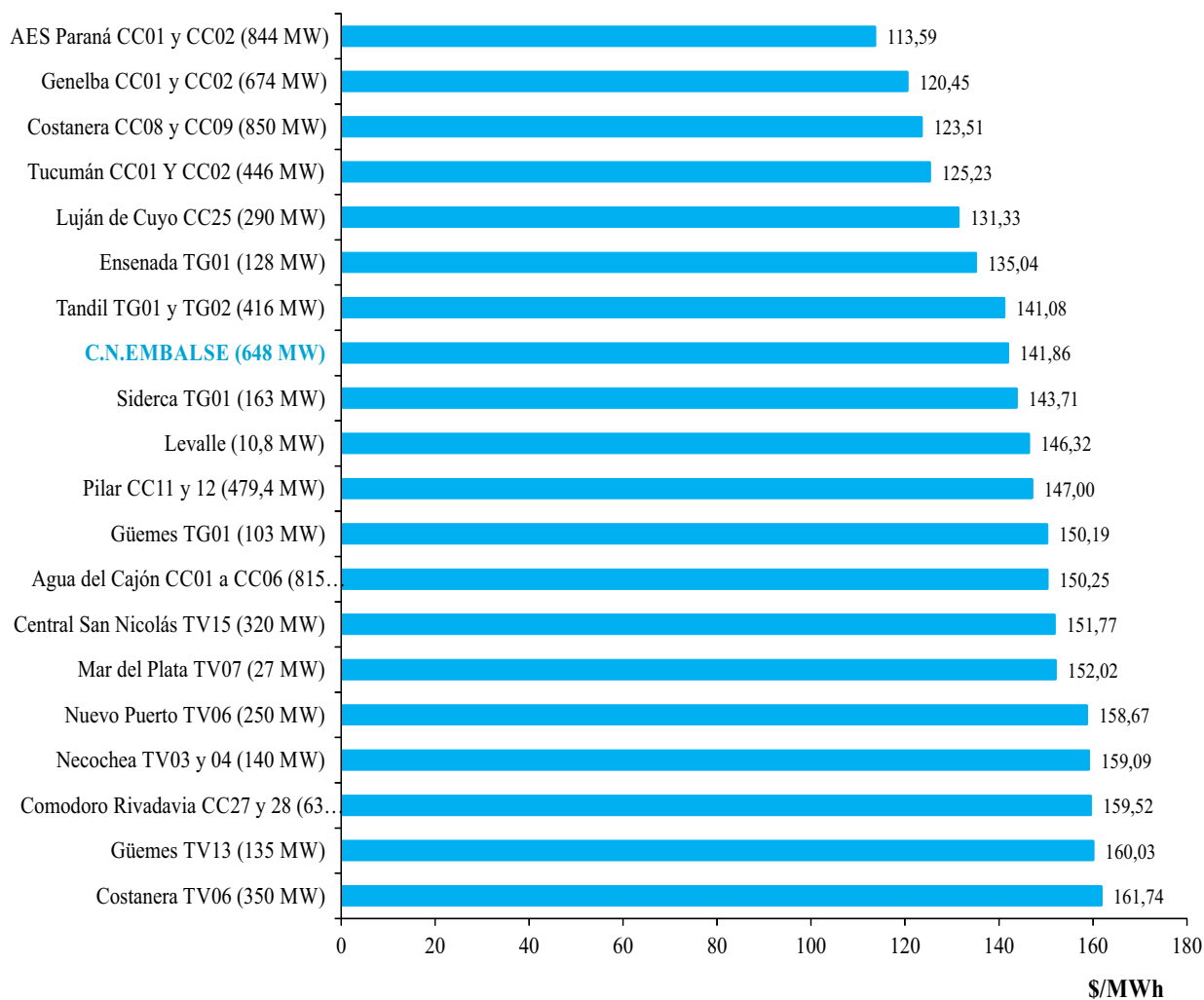
La disponibilidad de gas natural constituye la variable más relevante que afecta la operatoria del sistema, tanto en lo que respecta a costos, como a riesgos de abastecimiento. Frente a la escasez de suministro de gas, se debe emplear gas oil como combustible sustituto en las turbinas de gas y en los ciclos combinados, y fuel oil como combustible sustituto en las turbinas de vapor.

Esta modificación puede alterar el orden de despacho horario pero no el precio de mercado, ya que para la fijación de este valor se considera que las máquinas queman gas natural.

La diferencia entre los costos de los combustibles alternativos realmente utilizados y el precio de mercado sancionado, se reconocen como un sobrecosto que se adiciona al precio de la energía, sólo para aquellos generadores que utilizan combustibles sustitutos. El ítem "sobrecostos transitorios de despacho" es un prorrateo de este sobrecosto entre toda la energía comercializada y se puede observar más adelante en el gráfico de composición del precio monómico.

En principio, y para dar una idea del orden de prioridad con el cual las máquinas térmicas cubren la demanda del SADI, se presenta la tabla con la lista de mérito de las primeras unidades luego de considerar las centrales hidráulicas de base.

**Orden de Despacho Térmico  
Diciembre 2013**



En este boletín se tomaron estrictamente las máquinas como son declaradas ante CAMMESA. Es decir que existen generadores que declaran por separado las Turbinas de Gas (TG) que integran Ciclos Combinados (CC) y luego también los CC por lo que la potencia total de esos generadores aparenta ser mayor de lo que es en realidad.

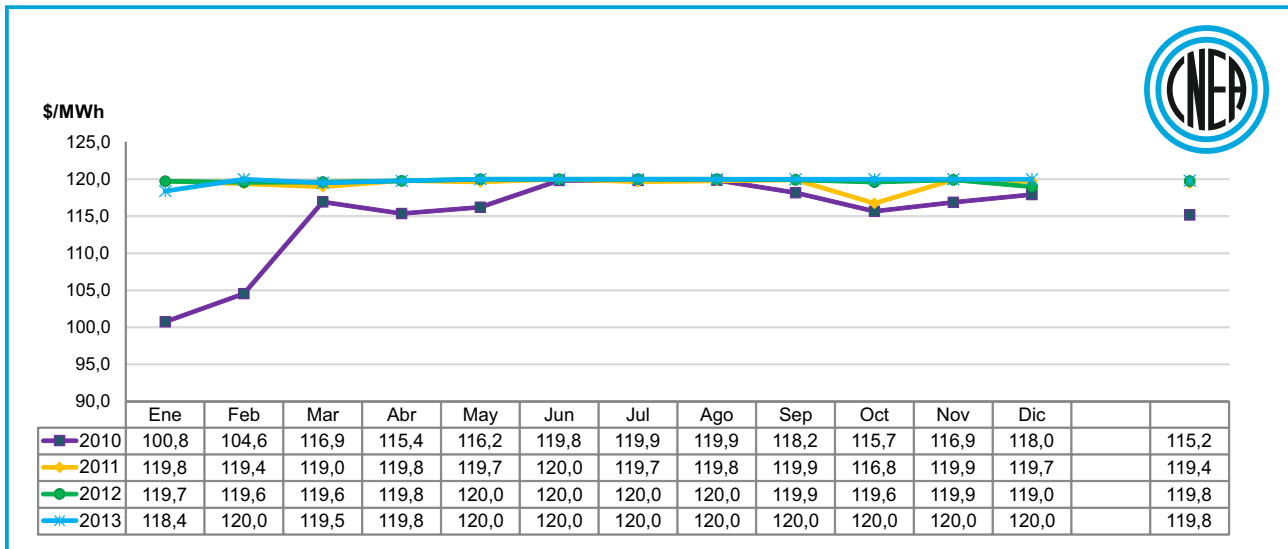
Los valores indicados en el gráfico se obtienen dividiendo los costos variables de producción declarados por los generadores por sus respectivos factores de nodo.

Las distribuidoras compran la energía que necesitan al denominado precio estacional (fijado por CAMMESA). Este último no ha tenido variaciones en estos últimos años por lo que es inferior al precio de mercado. La diferencia entre ambos (el precio estacional y el precio de mercado) la asume el Fondo de Estabilización del MEM, el cual a partir de junio de 2003 registra un saldo negativo, lo que corresponde a una deuda reconocida por CAMMESA para con los agentes generadores.

## Evolución de los Precios



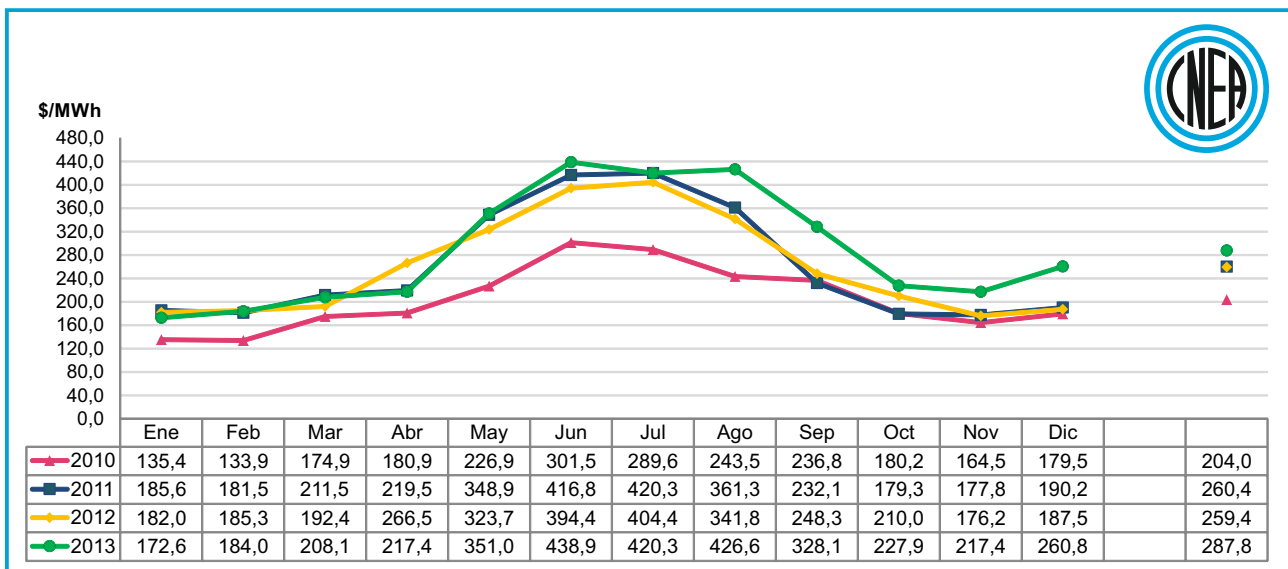
Se indica a continuación la evolución del precio en pesos de la energía en el mercado spot durante los últimos cuatro años.



Precio de la energía en el MEM para el período 2010 – 2013

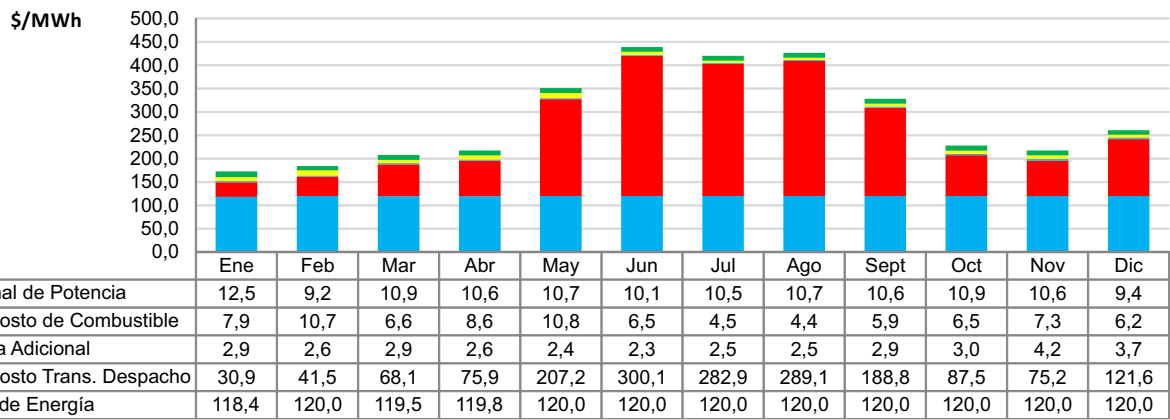
Los precios anteriores son promedios mensuales extraídos de los informes mensuales de CAMMESA.

A continuación se presenta la evolución del Precio Monómico desde 2010 hasta 2013.



Precio Monómico en el MEM para el período 2010 – 2013

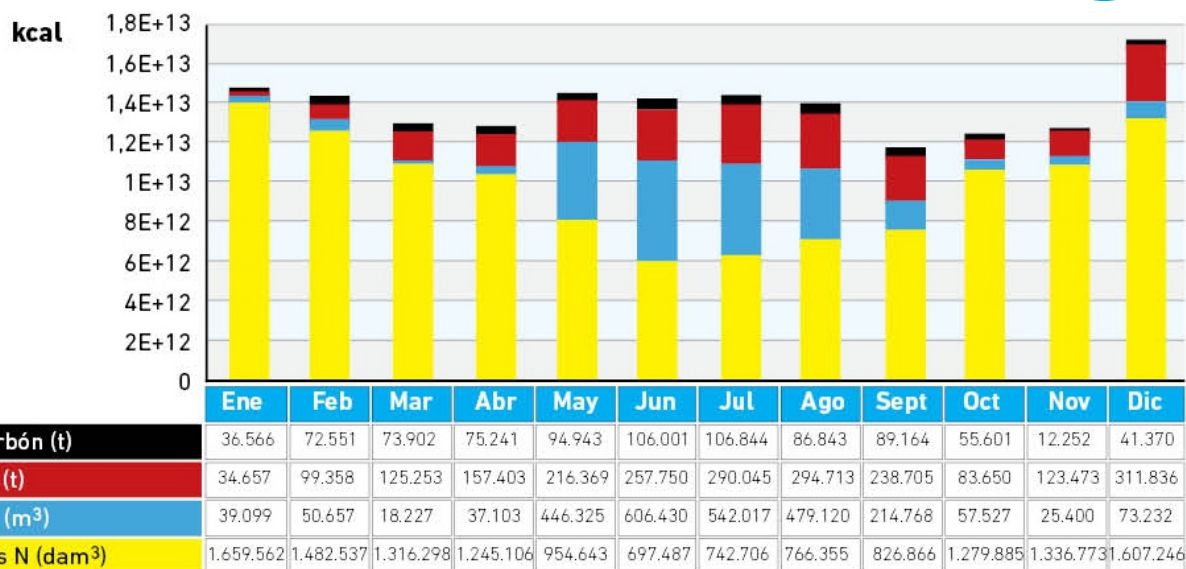
Al precio de la energía de mercado se le suman una serie de ítems para obtener el precio monómico calculado por CAMMESA. A continuación se muestran los ítems y el valor alcanzado en cada caso.



Composición del Precio Monómico. Año 2013

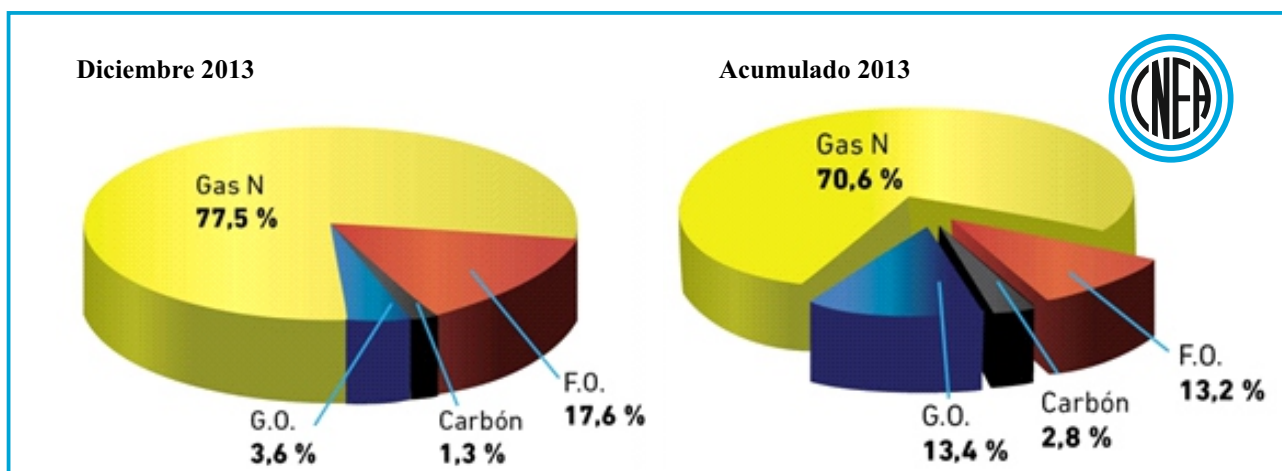
## Consumo de Combustibles y Emisiones de CO<sub>2</sub>

A continuación se muestra el consumo de combustibles fósiles durante el segundo semestre de 2013. En el gráfico se utilizan unidades equivalentes (energía), mientras que en la tabla se muestra el consumo en unidades físicas.



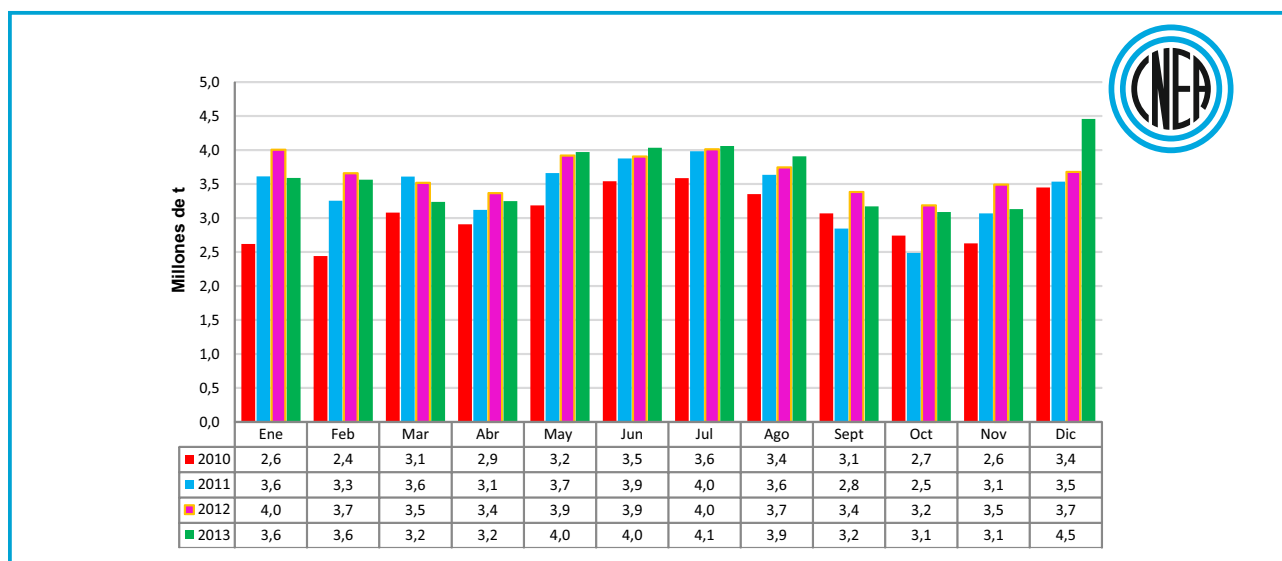
Consumo de combustibles en el MEM 2013

En los siguientes dos gráficos se indica el porcentaje de los consumos de los distintos combustibles fósiles empleados para la generación de electricidad en diciembre del año 2013 y el acumulado durante el año 2013, en unidades equivalentes (energía) respectivamente.



**Consumo de Combustibles Fósiles**

Se puede observar en el gráfico que figura a continuación las emisiones de CO<sub>2</sub> en millones de toneladas derivadas de la quema de combustibles fósiles en los equipos generadores vinculados al MEM durante los años 2011 a diciembre de 2013.



**Emisiones de CO<sub>2</sub> en la Generación Eléctrica del Sistema Interconectado Nacional**

## Demanda Eléctrica Regional

Esta sección presenta datos relevantes de la demanda regional con datos del Informe Eléctrico 2011 de la Secretaría de Energía, población del Censo 2010, y de líneas de transmisión de ADEERA y CAMESA.

### Región Gran Buenos Aires-Buenos Aires

La región de Gran Buenos Aires-Buenos Aires está integrada por la provincia de La Pampa, Neuquén y Río Negro. Según el Censo 2010 la región posee del orden 1.500.700 habitantes (3,8% de la población total de Argentina), distribuidos en 440.531 km<sup>2</sup> (15,8% del país). En cuanto al servicio eléctrico en el transcurso del año 2011 se consumieron 52.903.018 MWh, lo que representa un 51,8% del total del país.

#### Potencia Instalada Gran Buenos Aires-Buenos Aires

Las tecnologías instaladas en la región son: turbinas de gas (TG), turbinas de vapor (TV), ciclos combinados

(CC), motores diesel (DI), centrales nucleares (NU) y centrales hidráulicas (HID). La potencia instalada unificada al SADI en la región Gran Buenos Aires-Buenos Aires es de 2.684 MW. A continuación se detalla la potencia instalada por máquina.

TECNOLOGÍA	COMBUSTIBLE		POTENCIA (MW)
	PRINCIPAL	ALTERNATIVO	
TV	GN	FO	3.603,2
TG	GN	GO	1.963,5
CC	GN	GO	5.134,0
DI	GO	-	365,6
NU	Uranio levemente enriquecido		362,0
EO		-	0,3
	<b>TOTAL</b>		<b>11.428,6</b>

Fuente: Informe Mensual diciembre de 2013. CAMMESA

### Transporte del Polo Energético de la Región

La red de transporte eléctrico del país está configurada en distintos niveles de tensión: alta (AT), media (MT) y baja tensión (BT). Las líneas de alta tensión son operadas por TRANSENER y TRANSBA.

#### Distribución

Las distribuidoras que atienden en la región son:

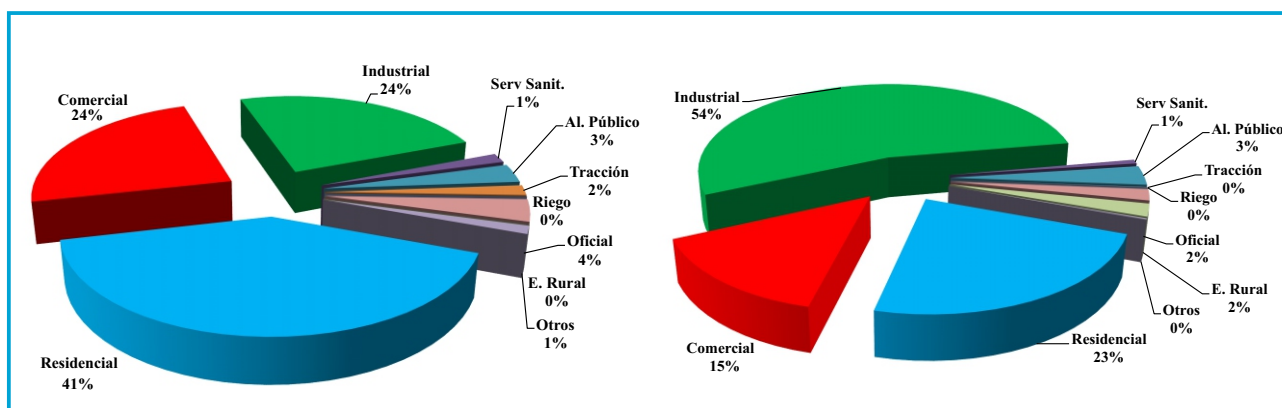
Empresa	ÁREA [km <sup>2</sup> ]	BT [km]	MT [km]	AT [km]
<b>EDESUR</b>	3.309	15.985	7.346	1.139
<b>EDENOR</b>	4.367	25.123	10.468	1.279
<b>EDELAP</b>	5.780	5.433	2.970	267
<b>EDEN</b>	109.141	7.268	10.238	327
<b>EDES</b>	76.259	2.953	2.733	0
<b>EDEA</b>	105.438	5.094	6.492	52

Fuente: ADEERA

### Consumo eléctrico

El consumo eléctrico del Gran Buenos Aires, en el año 2011, fue de 40.191.855 MWh, que corresponde a un 75,9% del consumo de la región, mientras que Buenos Aires (conformada por los partidos que no pertenecen al GBA) consumió 12.711.163 MWh, representando el 24,1%. En el siguiente gráfico se presenta la distribución de la demanda eléctrica de la provincia de Gran Buenos Aires y Buenos Aires según los sectores de consumo, extraída del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2011, elaborado por la Secretaría de Energía.

Tipo de usuario	MWh Consumidos	
	Buenos Aires	Gran Buenos Aires
Residencial	2.954.510	16.430.100
Comercial	1.828.178	9.480.202
Industrial	6.866.319	9.686.128
Servicios Sanitarios	89.708	635.848
Alumbrado Público	422.500	1.255.695
Tracción	0	688.740
Riego	7.702	0
Oficial	244.788	1.484.841
Rural	274.656	74
Otros	22.802	530.227
<b>Total</b>	<b>12.711.163</b>	<b>40.191.855</b>



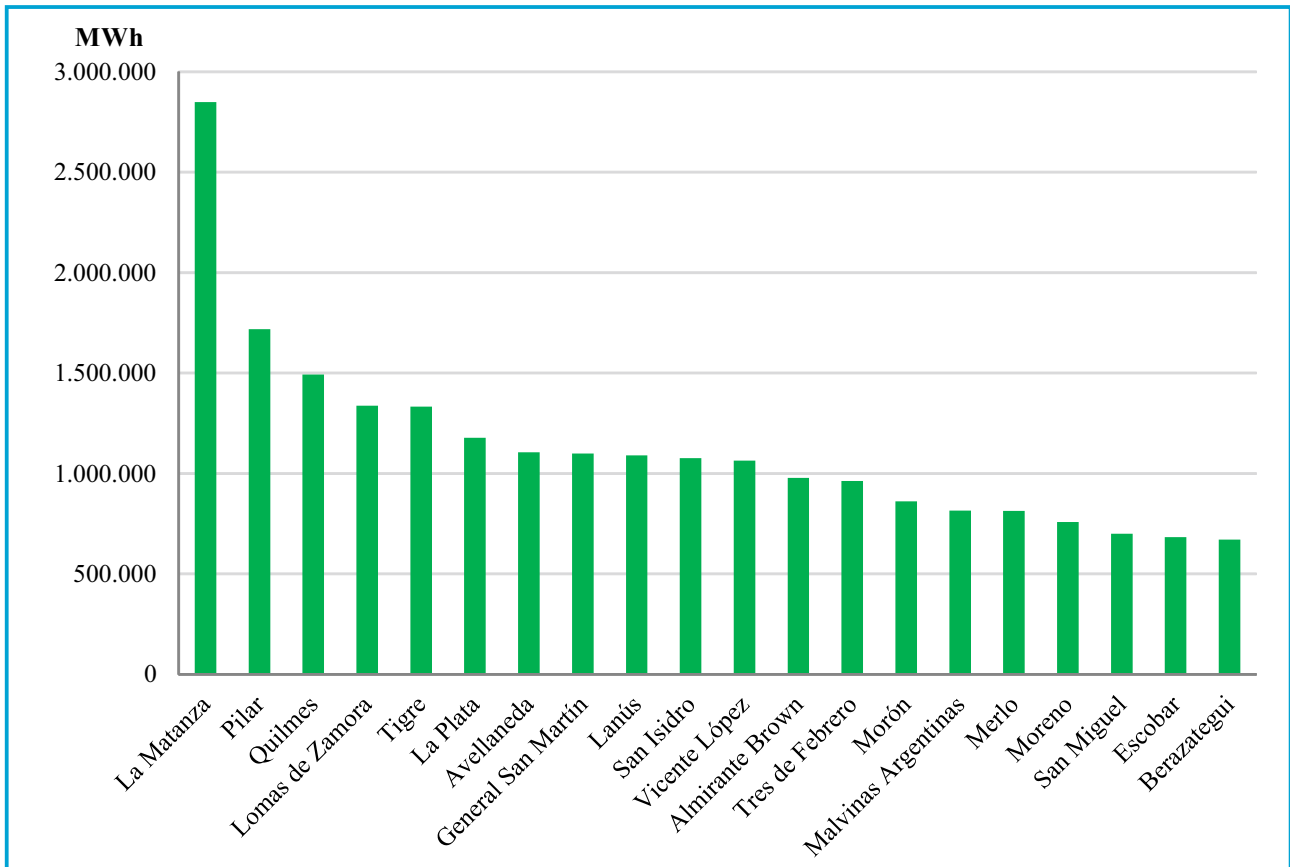
**Distribución de la demanda eléctrica [MWh] regional de Gran Buenos Aires. Año 2011.**  
Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2011, elaborado por la Secretaría de Energía

**Distribución de la demanda eléctrica [MWh] regional de Buenos Aires. Año 2011.**  
Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2011, elaborado por la Secretaría de Energía

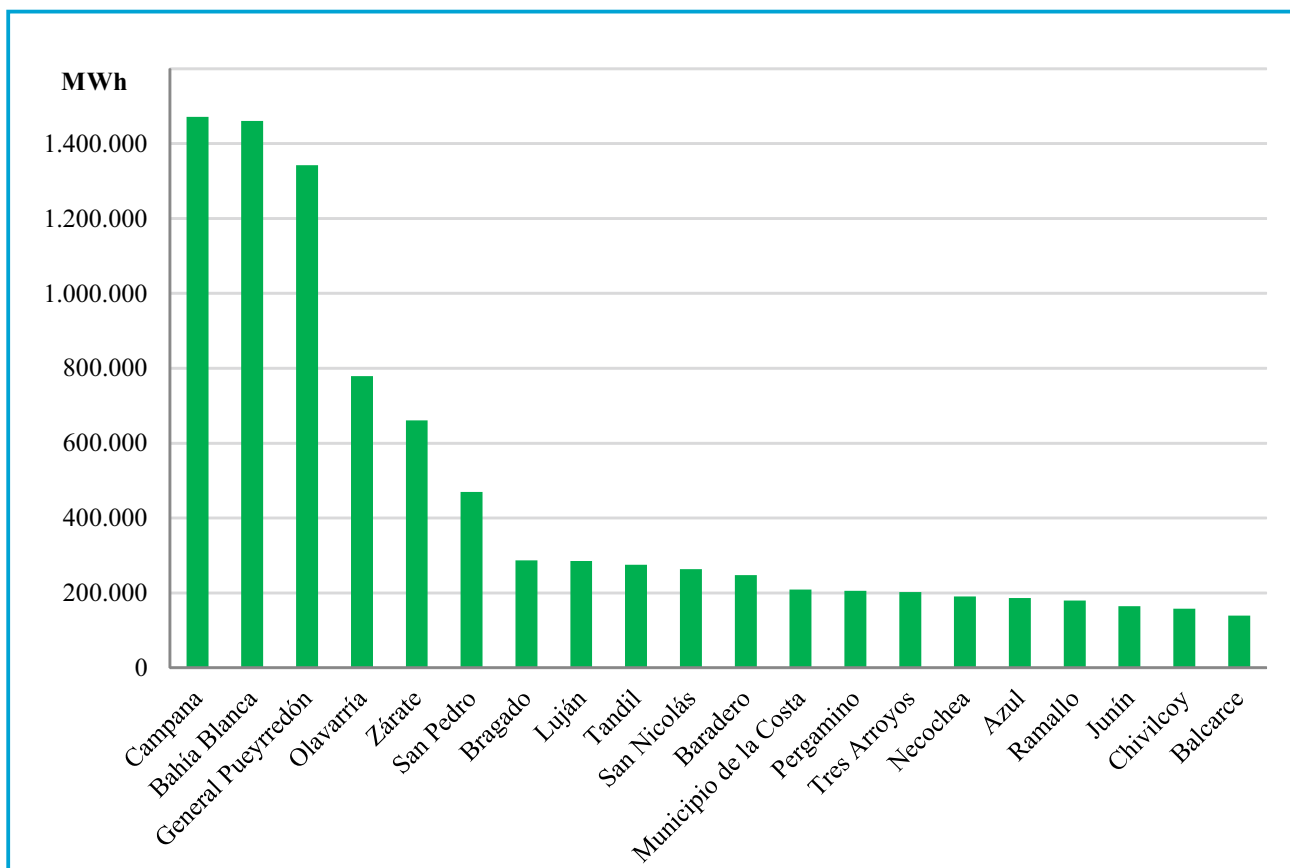
A continuación se presenta el consumo de electricidad de la provincia de Buenos Aires desagregado por departamentos.

La mayor demanda corresponde a la Ciudad Autónoma de Buenos Aires que consumió un 30,6% de lo demandado por Gran Buenos Aires, mientras que los 20 partidos con mayor demanda se presentan en la gráfica siguiente.

Como puede observarse el partido con mayor demanda es La Matanza con un 7,3%, le sigue Pilar con un 4,4%, Quilmes con un 3,8%, Lomas de Zamora y Tigre con un 3,4% y luego el resto de los partidos que consumen entre un 0,08 y 3% de la electricidad generada.



**Demanda eléctrica por partidos del Gran Buenos Aires. Año 2011.**  
 Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2011, elaborado por la Secretaría de Energía [MWh]



**Demanda eléctrica por partidos de Buenos Aires. Año 2011.**  
 Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2011, elaborado por la Secretaría de Energía [MWh]

Como puede observarse los partidos con mayor demanda son Campana y Bahía Blanca con un 11,5%, le sigue General Pueyrredón con un 10,5%, Olavarría con un 6,1% y el resto de los partidos que consumen entre un 0,001% y 5,2% de la electricidad generada.

## Región Litoral

La región del Litoral está integrada por las provincias de Entre Ríos y Santa Fe, entre las cuales, según el Censo 2010, poseen 779.192 habitantes (1,98% de la población total de Argentina), distribuidos en 468.629 km<sup>2</sup> (16,8% de la superficie del país). En cuanto al servicio eléctrico en el transcurso del año 2011 se consumieron 12.367.410 MWh, un 12,1% del total del país.

### Potencia Instalada Litoral

Las tecnologías instaladas en la región son: turbinas de gas (TG), turbinas de vapor (TV), ciclos combinados (CC), motores diesel (DI), centrales hidráulicas e instalaciones fotovoltaicas. La potencia instalada unificada al SADI en la región del Litoral es de 1.648 MW. A continuación se detalla la potencia instalada por máquina.

TECNOLOGÍA	COMBUSTIBLE		POTENCIA (MW)
	PRINCIPAL	ALTERNATIVO	
TV	GN	FO	217,0
TG	GN	GO	81,8
CC	GN	GO	849,4
DI	GO	-	57,5
HI		-	945,0
	<b>TOTAL</b>		<b>2.150,7</b>

Fuente: Informe Mensual diciembre de 2013. CAMMESA

Empresa	Central	Ref.	Tecnología	Potencia
CTMSG	SALTO GRANDE	1	Embalse Semanal	945

Fuente: Informe Mensual diciembre de 2013. CAMMESA

### Transporte del Polo Energético de la Región

La red de transporte eléctrico del país está configurada en distintos niveles de tensión: alta (AT), media (MT) y baja tensión (BT). Las líneas de alta tensión son operadas por TRANSENER.

### Distribución

Las distribuidoras que atienden en la región son:

Empresa	Área [km <sup>2</sup> ]	BT [km]	MT [km]	AT [km]
ENERSA	56.287	8.185	12.370	1.110
EPESF	133.696	17.745	29.910	2.190

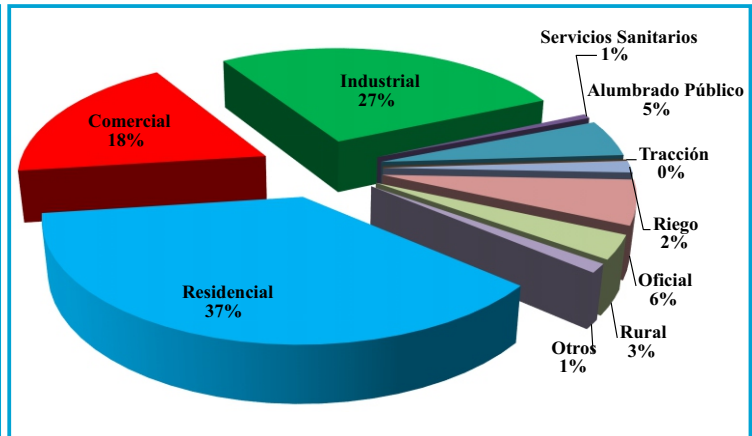
Fuente: ADEERA

**Consumo eléctrico por provincias**

**Entre Ríos**

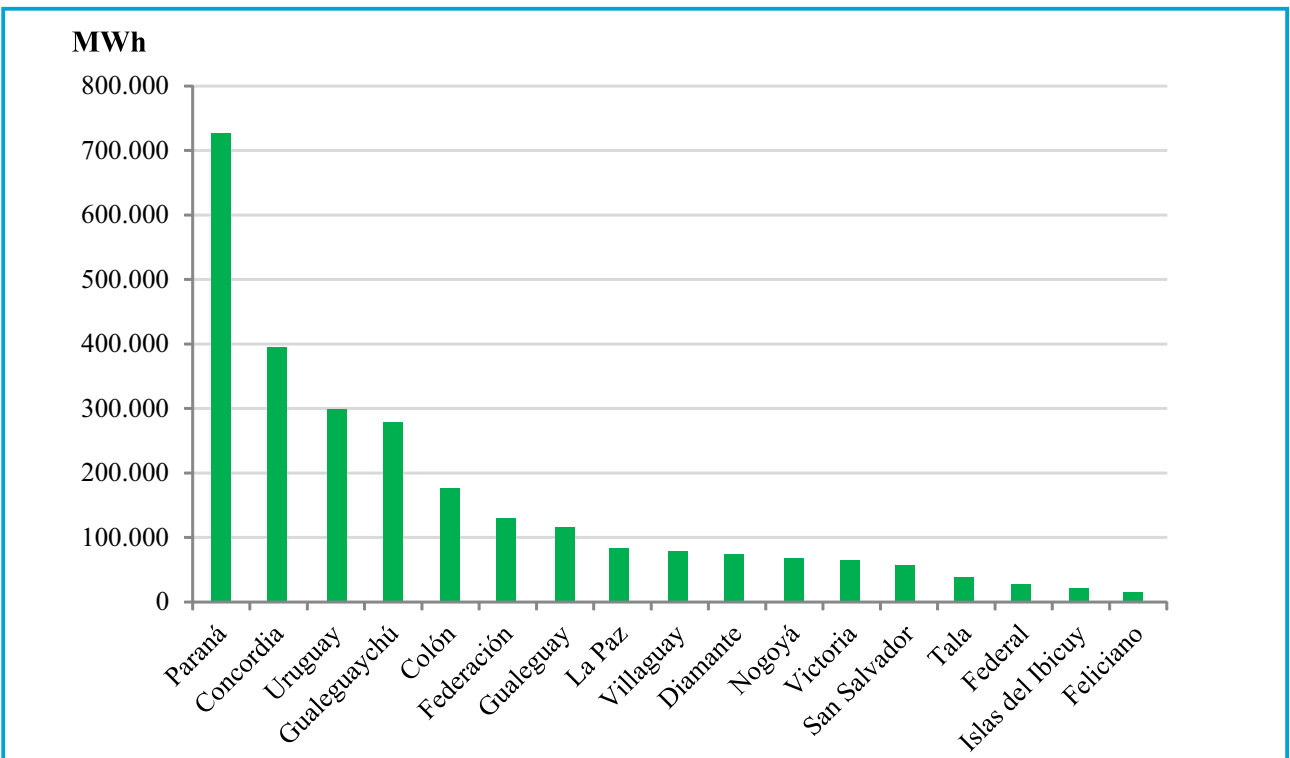
El consumo de la provincia, en el año 2011, fue de 2.642.505 MWh, que corresponde a un 21,4% del consumo de la región. En el siguiente gráfico se presenta la distribución de la demanda eléctrica de la provincia de Entre Ríos según los sectores de consumo, extraída del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2011, elaborado por la Secretaría de Energía.

Tipo de usuario	MWh Consumidos
Residencial	973.672
Comercial	478.364
Industrial	720.934
Servicios Sanitarios	16.577
Alumbrado Público	133.488
Tracción	0
Riego	42.825
Oficial	159.536
Rural	85.385
Otros	31.724
<b>Total</b>	<b>2.642.505</b>



**Distribución de la demanda eléctrica [MWh] de Entre Ríos. Año 2011**  
 Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2011, elaborado por la Secretaría de Energía

A continuación se presenta el consumo de electricidad de Entre Ríos desagregado por departamentos.



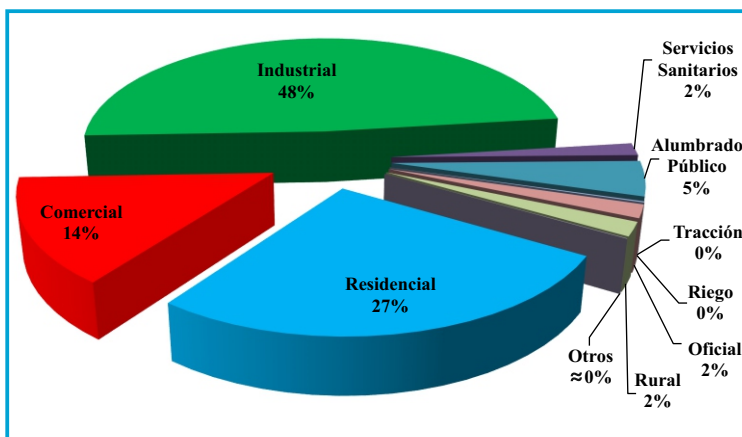
**Demanda eléctrica por partidos de Entre Ríos. Año 2011.**  
 Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2011, elaborado por la Secretaría de Energía [MWh]

El mayor consumo eléctrico de Entre Ríos corresponde a lo demandado por el departamento de Paraná con un 27,5%, le sigue el departamento de Concordia con el 14,9%, el departamento Uruguay con el 11,3%, Gualeguaychú con el 10,5% y luego el resto de los departamentos que consumen entre el 0,6% y 6,6% de la electricidad generada.

## Santa Fe

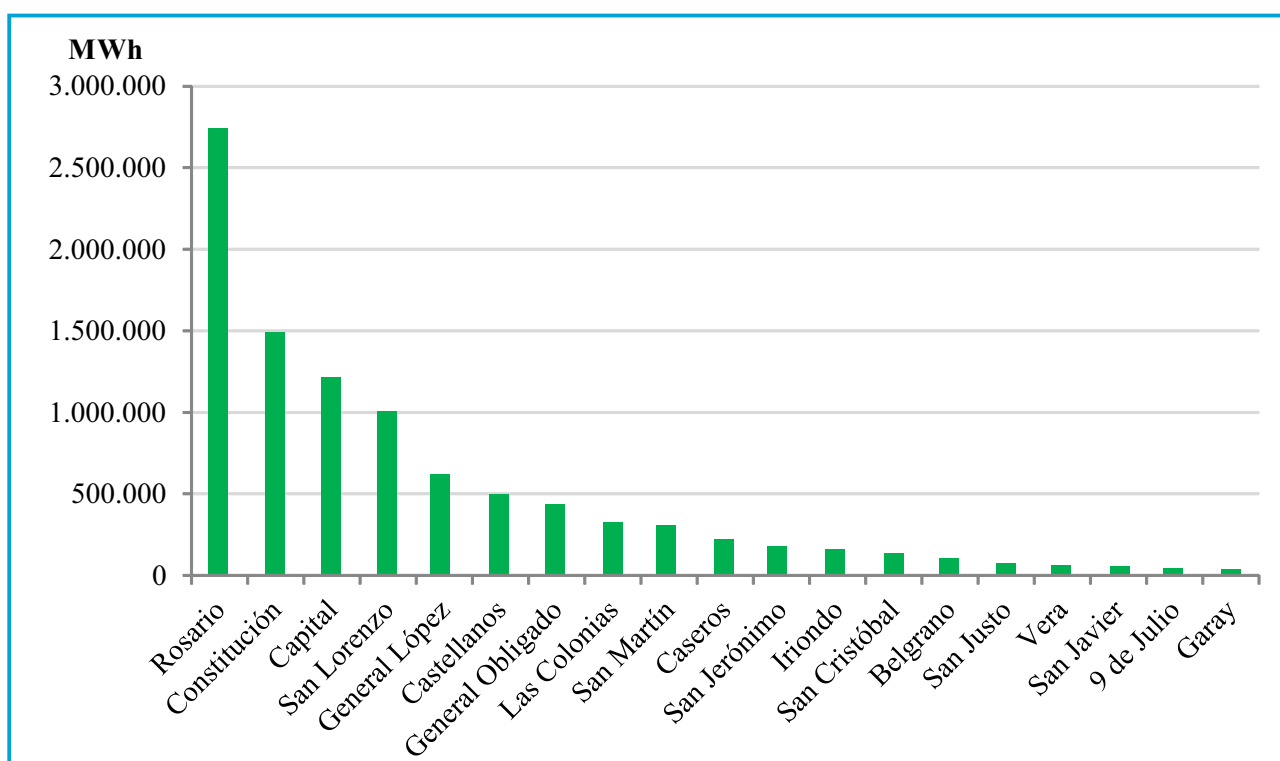
El consumo de la provincia, en el año 2011, fue de 9.724.905 MWh, que corresponde a un 78,6% del consumo de la región. En el siguiente gráfico se presenta la distribución de la demanda eléctrica de la provincia de San Juan según los sectores de consumo, extraída del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2011, elaborado por la Secretaría de Energía.

Tipo de usuario	MWh Consumidos
Residencial	2.610.548
Comercial	1.385.577
Industrial	4.726.456
Servicios Sanitarios	164.243
Alumbrado Público	461.645
Tracción	0
Riego	14.698
Oficial	173.045
Rural	183.668
Otros	5.025
<b>Total</b>	<b>9.724.905</b>



**Distribución de la demanda eléctrica [MWh] de Santa Fe. Año 2011**  
Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2011, elaborado por la Secretaría de Energía

A continuación se presenta la distribución del consumo de electricidad de la provincia de Santa Fe desagregado por departamentos.



**Demanda eléctrica por partidos de Santa Fe. Año 2011.**  
Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2011, elaborado por la Secretaría de Energía [MWh]

El mayor consumo eléctrico de Santa Fe corresponde a lo demandado por el departamento de Rosario con un 28,2%, le sigue el departamento de Constitución con el 15,4%, el departamento Capital con el 12,5%, San Lorenzo con el 10,4% y luego el resto de los departamentos que consumen entre el 0,3% y el 6,4% de la electricidad generada.

## Región Centro

La región de Centro está integrada por las provincias de Córdoba y San Luis, según el Censo 2010 posee del orden de 3.736.000 habitantes (9,5% de la población total de Argentina), distribuidos en 242.069 km<sup>2</sup> (8,7% del país). En cuanto al servicio eléctrico, en el transcurso del año 2011, se consumieron 7.698.961 MWh, lo que representa un 8,7% del total del país.

### Potencia Instalada del Centro

Las tecnologías instaladas en la región son: turbinas de gas (TG), turbinas de vapor (TV), ciclos combinados (CC), motores diesel (DI), centrales nucleares (NU) y centrales hidráulicas (HID). La potencia instalada unificada al SADI en la región Centro es de 2.684 MW. A continuación se detalla la potencia instalada por máquina.

TECNOLOGÍA	COMBUSTIBLE		POTENCIA (MW)
	PRINCIPAL	ALTERNATIVO	
TV	GN	FO	200,0
TG	GN	GO	510,8
CC	GN		547,3
DI	GO	-	71,8
NU		Uranio natural	648,0
HI		-	917,6
	<b>TOTAL</b>		<b>2.895,5</b>

Fuente: Informe Mensual de diciembre del 2013. CAMMESA

### Transporte del Polo Energético de la Región

La red de transporte eléctrico del país está configurada en distintos niveles de tensión: alta (AT), media (MT) y baja (BT). Las líneas de alta tensión son operadas por TRANSENER.

### Distribución

Las distribuidoras que atienden en la región son:

EMPRESA	AREA [km <sup>2</sup> ]	BT [km]	MT [km]	AT [km]
EPEC	165.321	16.000	5.176	4.928
EDESaI	76.748	3.910	7.425	680

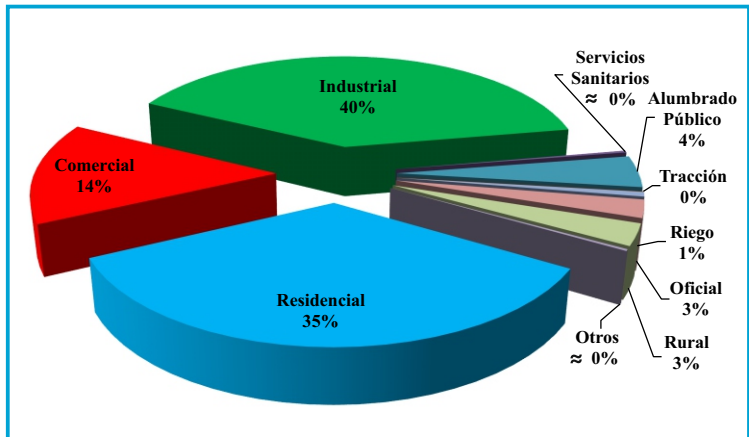
Fuente: ADEERA

### Consumo eléctrico por provincias

#### Córdoba

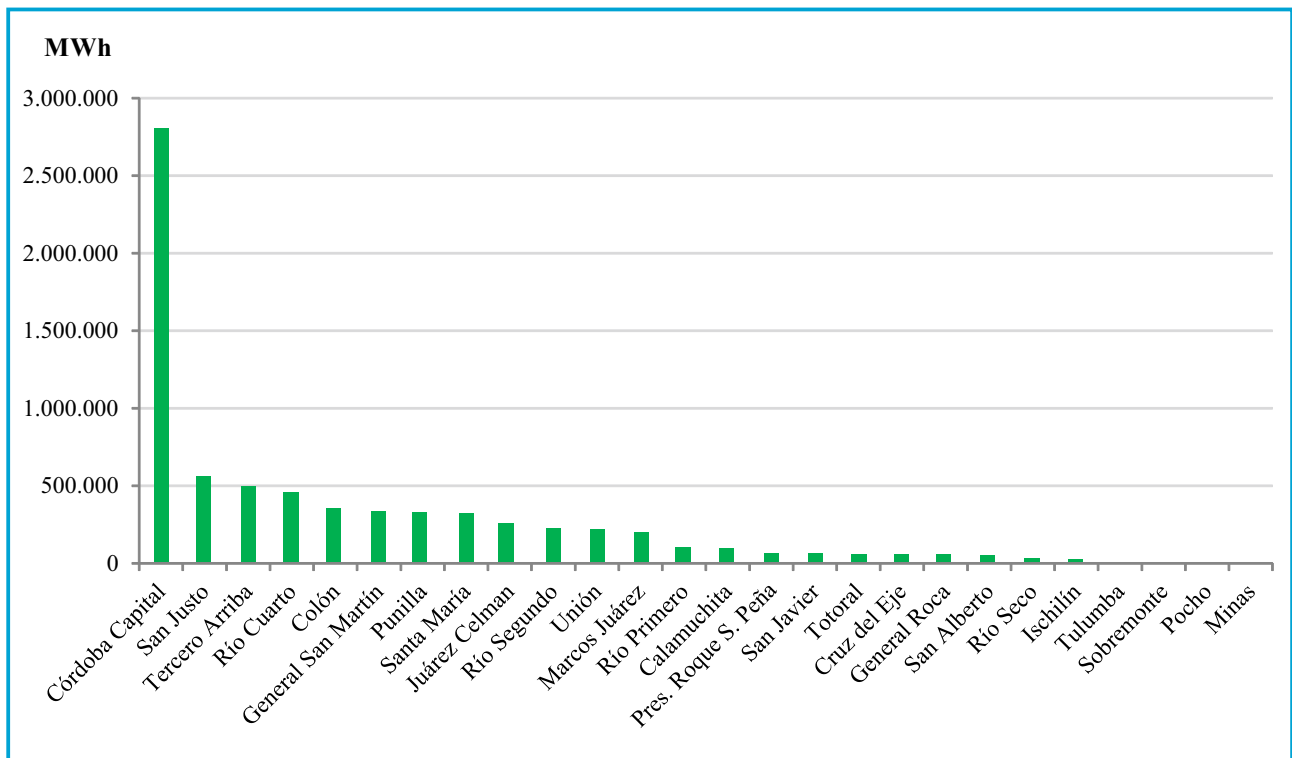
El consumo de la provincia, en el año 2011, fue de 7.252.433 MWh, que corresponde a un 85% del consumo de la región. En el siguiente gráfico se presenta la distribución de la demanda eléctrica de la provincia de Córdoba según los sectores de consumo, extraída del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2011, elaborado por la Secretaría de Energía.

Tipo de usuario	MWh Consumidos
Residencial	2.515.806
Comercial	1.039.902
Industrial	2.892.009
Servicios Sanitarios	20.627
Alumbrado Público	320.869
Tracción	0
Riego	47.176
Oficial	180.243
Rural	218.215
Otros	17.586
<b>Total</b>	<b>7.252.433</b>



**Distribución de la demanda eléctrica [MWh] de Córdoba. Año 2011**  
 Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2011, elaborado por la Secretaría de Energía

Luego, a continuación se presenta el consumo de electricidad de la provincia de Córdoba desagregado por departamentos.



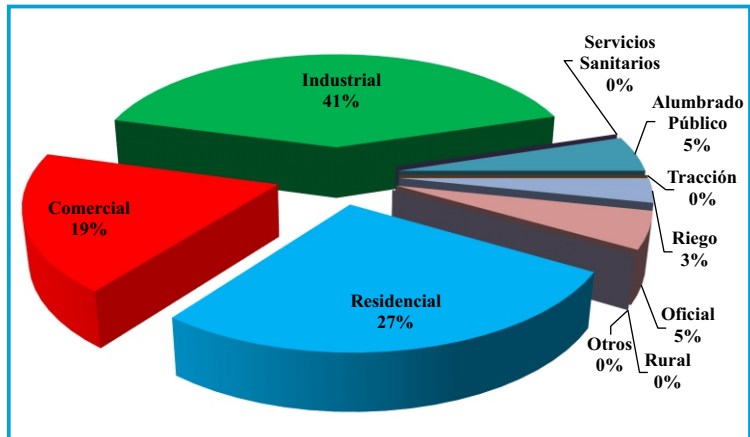
**Demanda eléctrica por partidos de Córdoba. Año 2011.**  
 Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2011, elaborado por la Secretaría de Energía [MWh]

El mayor consumo eléctrico de Córdoba corresponde a lo demandado por el departamento Capital con un 38,3%, le sigue el departamento de Tercero Arriba con el 7,7%, el departamento de San Justo con el 7,5%, y luego el resto de los departamentos que consumen entre el 0,02% y 6,4% de la electricidad generada.

## San Luis

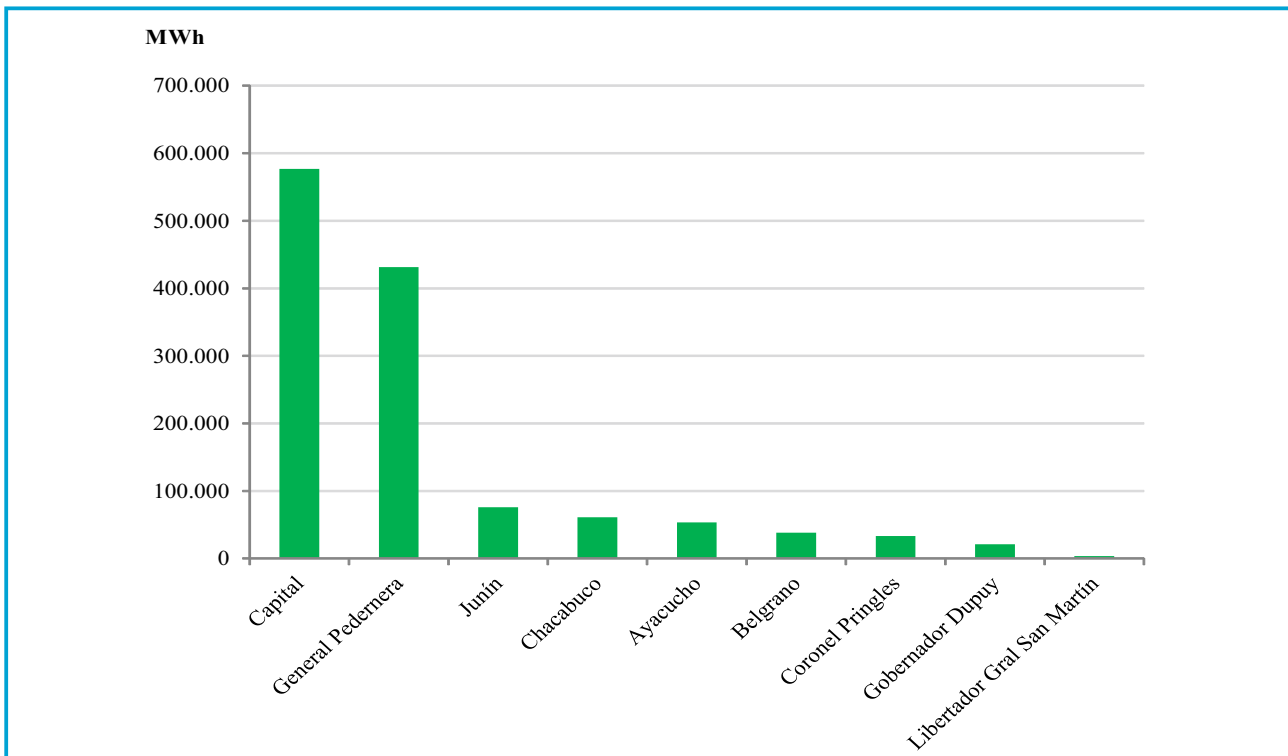
El consumo de la provincia en el año 2011 fue de 1.293.784 MWh, que corresponde a un 15% del consumo de la región. En el siguiente gráfico se presenta la distribución de la demanda eléctrica de la provincia de San Luis según los sectores de consumo, extraída del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2011, elaborado por la Secretaría de Energía.

Tipo de usuario	MWh Consumidos
Residencial	350.370
Comercial	244.053
Industrial	528.321
Servicios Sanitarios	0
Alumbrado Público	63.190
Tracción	0
Riego	42.795
Oficial	65.055
Rural	0
Otros	0
<b>Total</b>	<b>1.293.784</b>



**Distribución de la demanda eléctrica [MWh] de San Luis. Año 2011**  
 Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2011, elaborado por la Secretaría de Energía

Luego, a continuación se presenta el consumo de electricidad de San Luis desagregado por departamentos.



**Demanda eléctrica por partidos de San Luis. Año 2011.**  
 Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2011, elaborado por la Secretaría de Energía [MWh]

El mayor consumo eléctrico de San Luis corresponde a lo demandado por el departamento Capital con un 44,6%, le sigue el departamento de General Pedernera con el 33,3%, el departamento de Junín con el 5,9%, y luego el resto de los departamentos que consumen entre el 0,3% y 4,7% de la electricidad generada.

## Región Cuyo

La región de Cuyo está integrada por las provincias de Mendoza y San Juan, entre las cuales, según el Censo 2010, poseen 2.422.037 habitantes (6,2% de la población total de Argentina), distribuidos en 238.478 km<sup>2</sup> (8,61% de la superficie del país). En cuanto al servicio eléctrico, en el transcurso de 2011, se consumieron 6.012.000 MWh, un 6,8% del total del país.

### Potencia Instalada de Cuyo

Las tecnologías instaladas en la región son: turbinas de gas (TG), turbinas de vapor (TV), ciclos combinados (CC), motores diesel (DI), centrales hidráulicas e instalaciones fotovoltaicas. La potencia instalada unificada al SADI en la región Cuyo es de 1.648 MW. A continuación se detalla la potencia instalada por máquina.

TECNOLOGÍA	COMBUSTIBLE		POTENCIA (MW)
	PRINCIPAL	ALTERNATIVO	
TV	GN	GO	120,0
TG	GN	GO	89,6
DI	GO	-	374,2
FT		-	8,2
HI		-	1.070,7
	<b>TOTAL</b>		<b>1.662,7</b>

Fuente: Informe Mensual de diciembre del 2013. CAMMESA

### Transporte del Polo Energético de la Región

La red de transporte eléctrico del país está configurada en distintos niveles de tensión: alta (AT), media (MT) y baja (BT). Las líneas de alta tensión son operadas por TRANSENER y las de media por DISTROCUYO.

### Distribución

Las distribuidoras que atienden en la región son:

EMPRESA	AREA[km <sup>2</sup> ]	BT [km]	MT[km]	AT [km]
EDEMSA	109.908	7.074	7.402	893
EDESTESA	36.668	1.110	1.827	338
ESJ S.A.	85.226	4.465	4.169	53

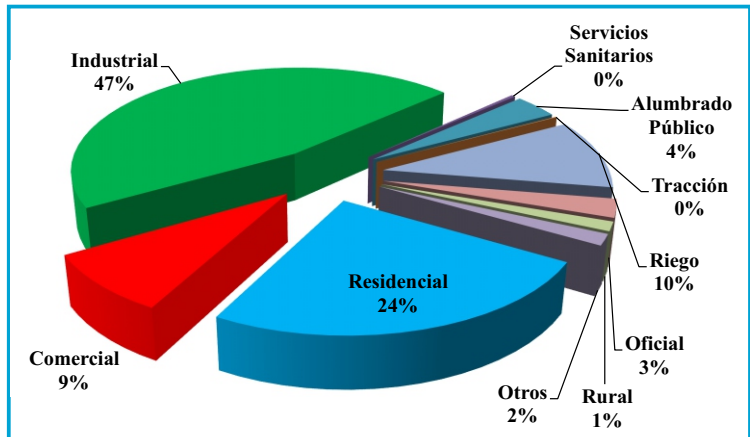
Fuente: ADEERA

### Consumo eléctrico por provincias

#### Mendoza

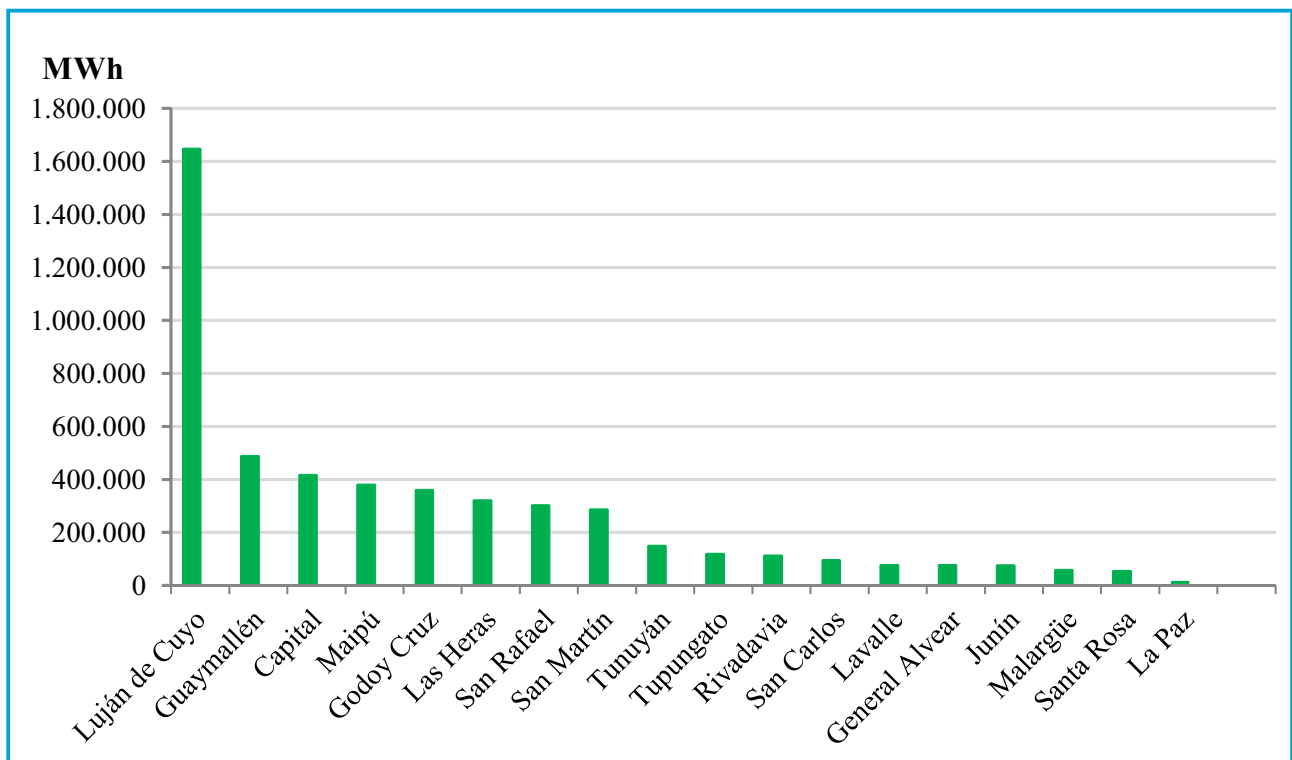
El consumo de la provincia, en el año 2011, fue de 5.004.587 MWh, que corresponde a un 76% del consumo de la región. En el siguiente gráfico se presenta la distribución de la demanda eléctrica de la provincia de Mendoza según los sectores de consumo, extraída del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2011, elaborado por la Secretaría de Energía.

Tipo de usuario	MWh Consumidos
Residencial	1.227.185
Comercial	435.118
Industrial	2.328.278
Servicios Sanitarios	17.051
Alumbrado Público	182.646
Tracción	4.329
Riego	523.289
Oficial	135.995
Rural	68.559
Otros	82.137
<b>Total</b>	<b>5.004.587</b>



**Distribución de la demanda eléctrica [MWh] de Mendoza. Año 2011**  
 Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2011, elaborado por la Secretaría de Energía

Luego, a continuación, se presenta el consumo de electricidad de la provincia de Mendoza desagregado por departamentos.



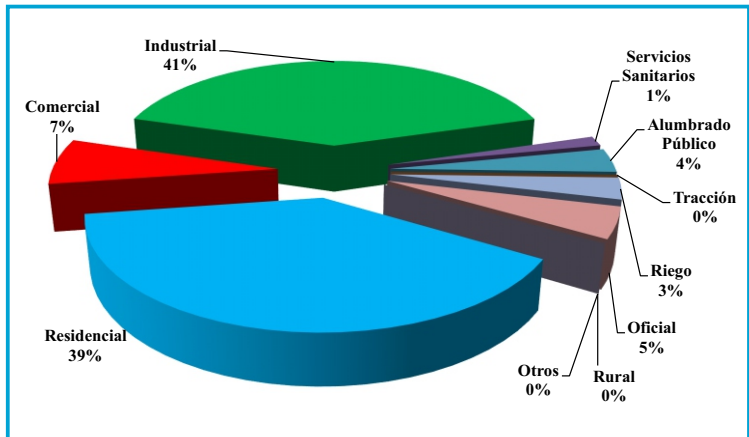
**Demanda eléctrica por partidos de Mendoza. Año 2011.**  
 Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2011, elaborado por la Secretaría de Energía [MWh]

El mayor consumo eléctrico de Mendoza corresponde a lo demandado por el departamento de Luján de Cuyo con un 32,9%, le sigue el departamento de Guaymallén con el 9,7%, el departamento Capital con el 8,3% y luego el resto de los departamentos que consumen entre el 0,3% y 7,6% de la electricidad generada.

### San Juan

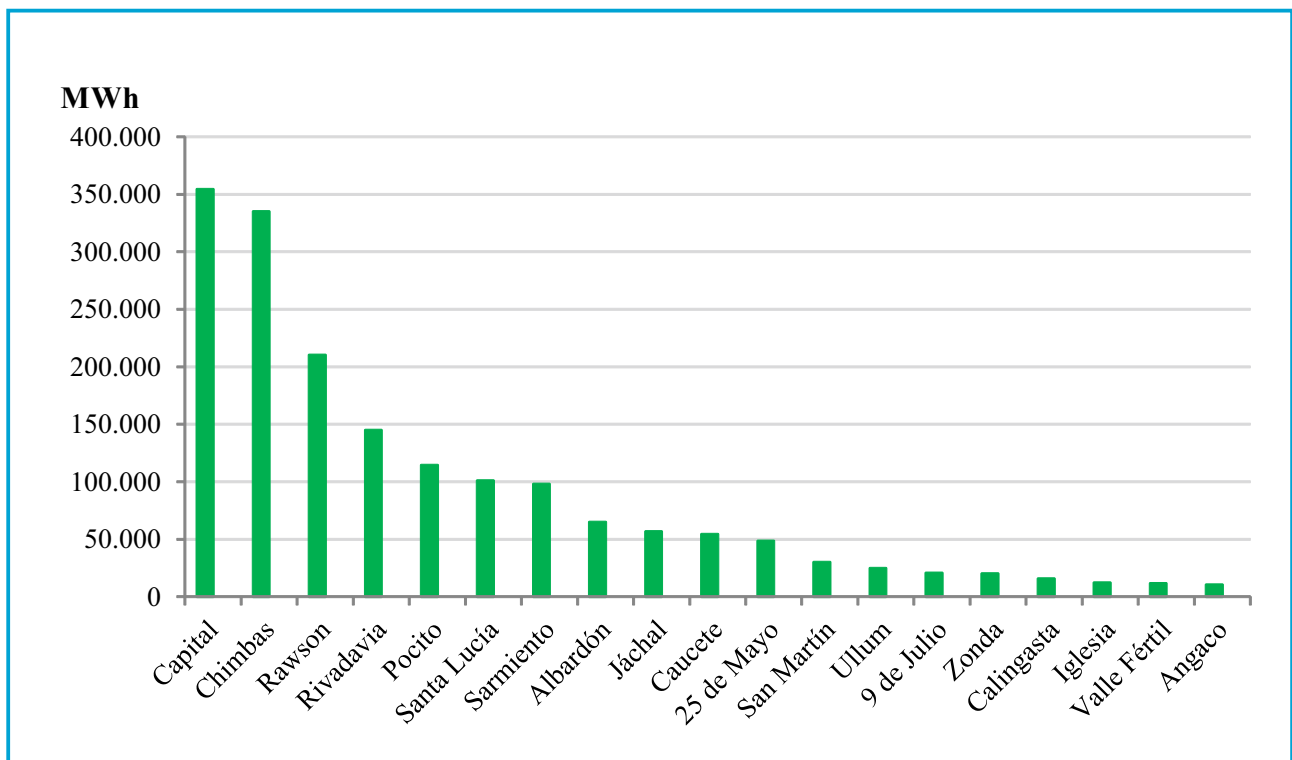
El consumo de la provincia, en el año 2011, fue de 1.727.219 MWh, que corresponde a un 24% del consumo de la región. En el siguiente gráfico se presenta la distribución de la demanda eléctrica de la provincia de San Juan según los sectores de consumo, extraída del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2011, elaborado por la Secretaría de Energía.

Tipo de usuario	MWh Consumidos
Residencial	681.064
Comercial	118.992
Industrial	703.955
Servicios Sanitarios	25.530
Alumbrado Público	61.831
Tracción	0
Riego	55.660
Oficial	80.187
Rural	0
Otros	0
<b>Total</b>	<b>1.727.219</b>



**Distribución de la demanda eléctrica [MWh] de San Juan. Año 2011**  
 Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2011, elaborado por la Secretaría de Energía

Luego, a continuación, se presenta el consumo de electricidad de San Juan desagregado por departamentos.



**Demanda eléctrica por partidos de San Juan. Año 2011.**  
 Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2011, elaborado por la Secretaría de Energía [MWh]

El mayor consumo eléctrico de San Juan corresponde a lo demandado por el departamento Capital con un 20,5%, le sigue el departamento de Chimbas con el 19,4%, el departamento de Rawson con el 12,2%, y luego el resto de los departamentos que consumen entre el 0,6% y 8,4% de la electricidad generada.

## Región Noreste Argentino (NEA)

La región del NEA está integrada por las provincias de Chaco, Corrientes, Formosa y Misiones entre las cuales, según el Censo 2010, poseen 3.672.528 habitantes (9,3% de la población total de Argentina), distribuidos en 289.699km<sup>2</sup> (10,4% de la superficie del país). En cuanto al servicio eléctrico, en el transcurso del año 2011, se consumieron 5.158.667 MWh, un 5,1% del total del país.

### Potencia Instalada NEA

Las tecnologías instaladas en la región son: turbinas de gas (TG), motores diesel (DI) y centrales hidráulicas (HID). La potencia instalada unificada al SADI en la región del NEA es de 3.046,3 MW. A continuación se detalla la potencia instalada por máquina.

TECNOLOGÍA	COMBUSTIBLE		POTENCIA (MW)
	PRINCIPAL	ALTERNATIVO	
TG	GN	GO	59,0
DI	GO	-	242,3
HI		-	2.745,0
	<b>TOTAL</b>		<b>3.046,3</b>

Fuente: Informe Mensual de diciembre del 2013. CAMMESA

### Transporte del Polo Energético de la Región

La red de transporte eléctrico del país está configurada en distintos niveles de tensión: alta (AT), media (MT) y baja (BT). Las líneas de alta tensión son operadas por TRANSENER.

La red de transporte eléctrico de la región NEA, está configurada en distintos niveles de tensión: alta, media y baja.

Las redes de transmisión en esta región están operadas por transportistas que operan regionalmente y manejan un nivel de tensión que va desde 66 kV hasta 220 kV.

La empresa transportista en el NEA es TRANSENER que opera y mantiene las líneas de 132 Kv.

### Distribución

Las distribuidoras que atienden en la región son:

EMPRESA	AREA [km <sup>2</sup> ]	BT [km]	MT [km]	AT [km]
SECHEEP	99.633	5.511	6.876	739
DPEC	88.199	4.300	12.668	555
Refsa	72.000	1.850	2.623	0
EMSA	16.206	4.290	7.515	512

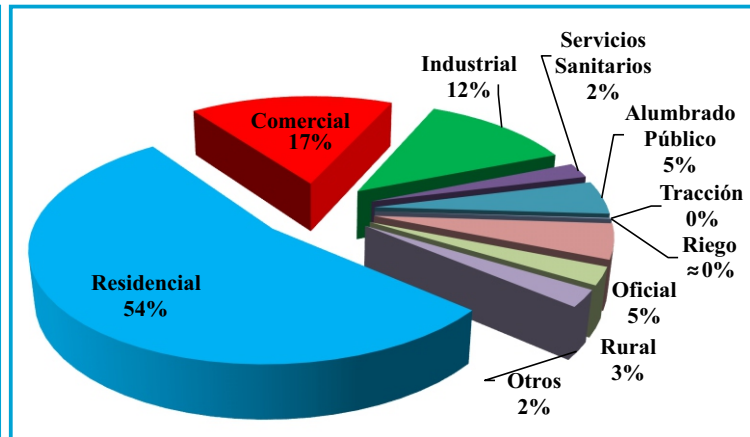
Fuente: ADEERA

### Consumo eléctrico por provincia

#### Chaco

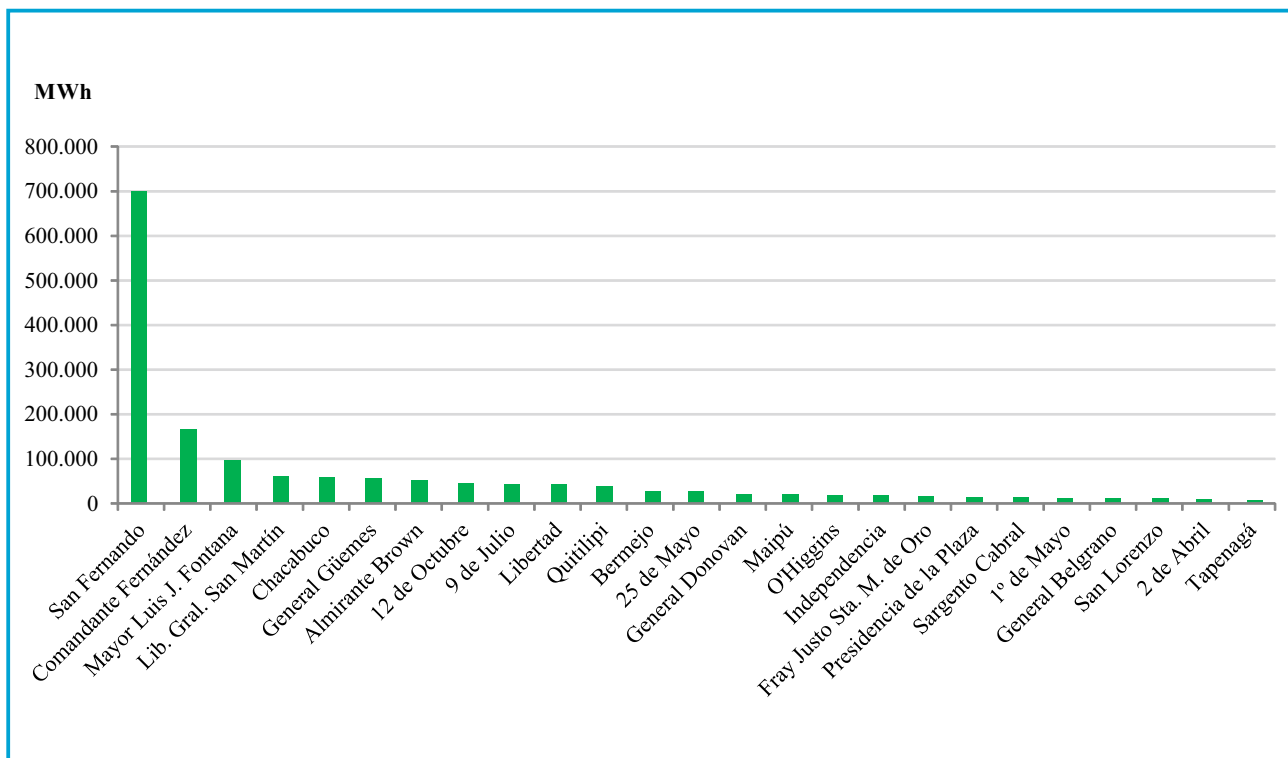
El consumo de la provincia de Chaco, en el año 2011, fue de 1.606.527 MWh, que corresponde a un 31,1% del consumo de la región. En el siguiente gráfico se presenta la distribución de la demanda eléctrica de la provincia de Chaco según los sectores de consumo, extraída del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2011, elaborado por la Secretaría de Energía.

Tipo de usuario	MWh Consumidos
Residencial	866.336
Comercial	266.855
Industrial	197.158
Servicios Sanitarios	35.387
Alumbrado Público	77.635
Tracción	0
Riego	1.909
Oficial	81.238
Rural	41.024
Otros	38.985
<b>Total</b>	<b>1.606.527</b>



**Distribución de la demanda eléctrica [MWh] de Chaco.  
Año 2011**  
Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2011,  
elaborado por la Secretaría de Energía

A continuación se presenta el consumo de electricidad de la provincia de Chaco desagregado por departamentos.



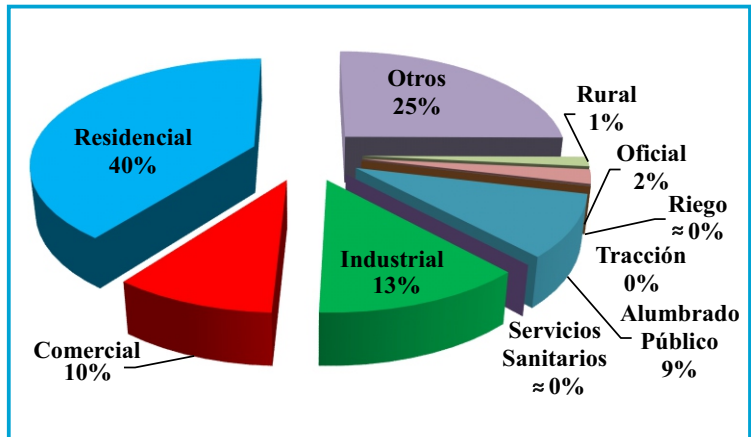
**Demanda eléctrica por partidos de Chaco. Año 2011.**  
Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2011, elaborado por la Secretaría de Energía [MWh]

El mayor consumo eléctrico corresponde a lo demandado por el departamento de San Fernando con un 43,6%, el departamento de Comandante Fernández con un 10,4%, el departamento de Mayor Luis J. Fontana con un 6,1% y luego el resto de los departamentos que consumen entre el 0,2% y 3,8% de la electricidad generada.

## Corrientes

El consumo de la provincia de Corrientes, en el año 2011, fue de 1.445.312 MWh, que corresponde a un 28,0% del consumo de la región. En el siguiente gráfico se presenta la distribución de la demanda eléctrica de la provincia de Corrientes según los sectores de consumo, extraída del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2011, elaborado por la Secretaría de Energía.

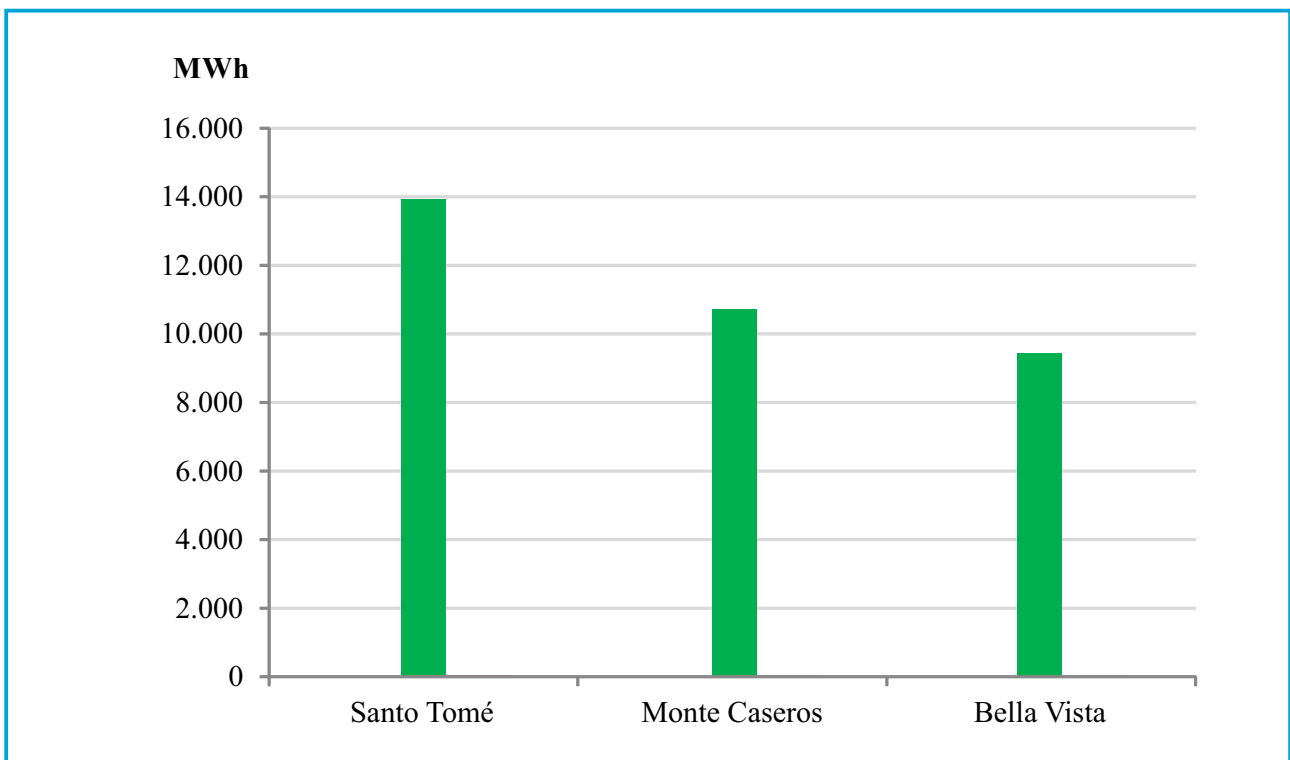
Tipo de usuario	MWh Consumidos
Residencial	573.231
Comercial	139.839
Industrial	182.183
Servicios Sanitarios	65
Alumbrado Público	134.691
Tracción	0
Riego	364
Oficial	31.047
Rural	20.883
Otros	363.009
<b>Total</b>	<b>1.445.312</b>



**Distribución de la demanda eléctrica [MWh] de Corrientes. Año 2011**  
 Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2011, elaborado por la Secretaría de Energía

Nota: Al momento de realizar el informe eléctrico del año 2011 no se encontraba la información distribuida por departamentos de DPEC.

A continuación se presenta el consumo de electricidad de Corrientes desagregado por departamentos.



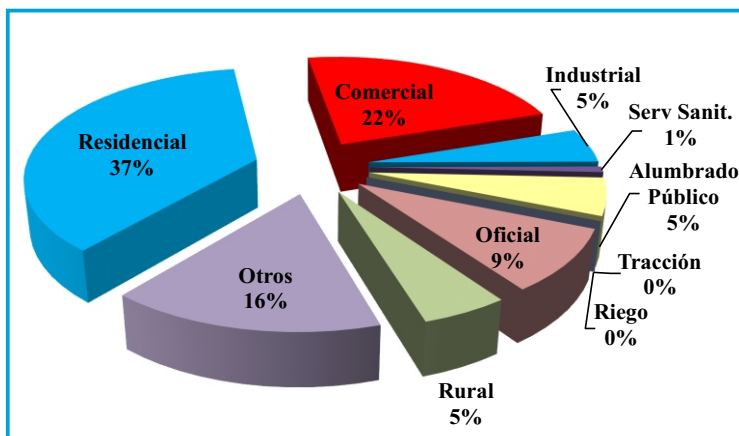
**Demanda eléctrica por partidos de Corrientes. Año 2011.**  
 Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2011, elaborado por la Secretaría de Energía [MWh]

El mayor consumo eléctrico corresponde a lo demandado por el departamento Santo Tomé con un 40,9%, el departamento de Monte Caseros con un 31,4%, y por último el departamento de Bella Vista que consume el 27,7% de la electricidad generada.

### Formosa

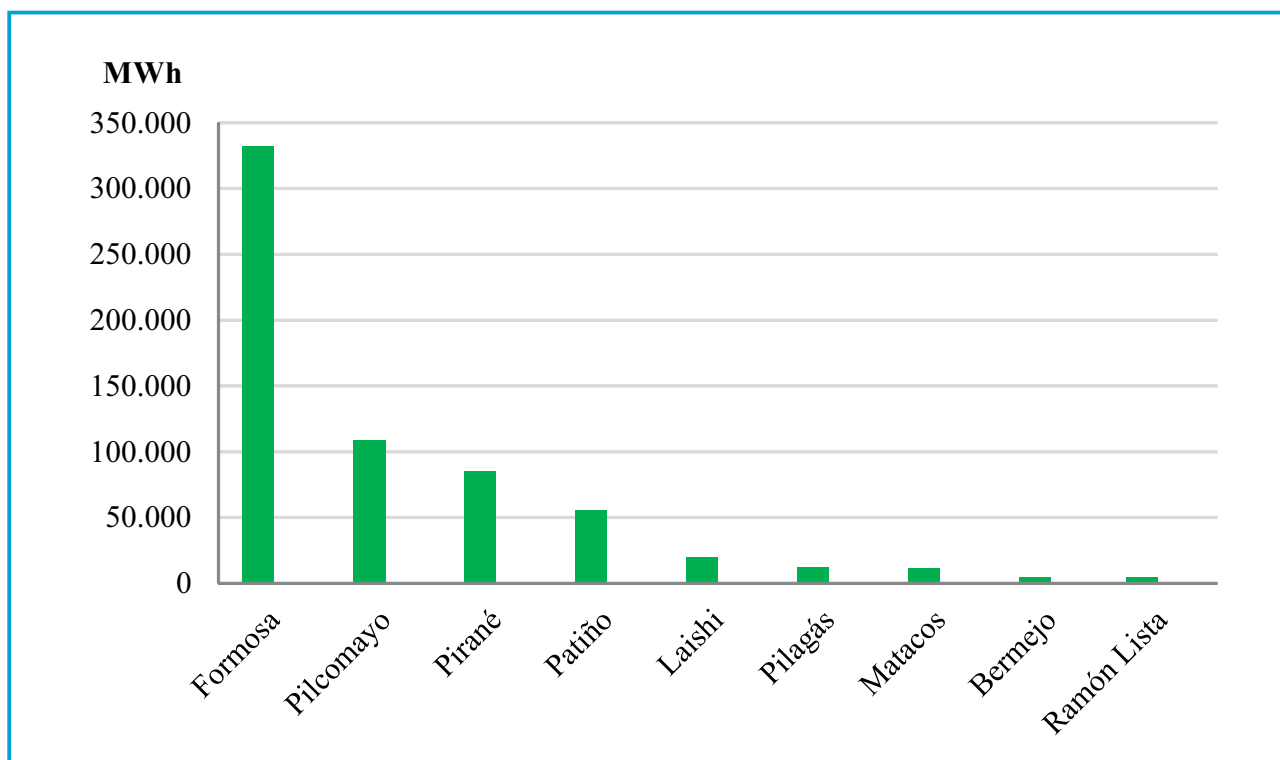
El consumo de la provincia de Formosa, en el año 2011, fue de 630.097 MWh, que corresponde a un 12,2% del consumo de la región. En el siguiente gráfico se presenta la distribución de la demanda eléctrica de la provincia de Formosa según los sectores de consumo, extraída del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2011, elaborado por la Secretaría de Energía.

Tipo de usuario	MWh Consumidos
Residencial	229.805
Comercial	140.370
Industrial	31.736
Servicios Sanitarios	5.256
Alumbrado Público	34.154
Tracción	0
Riego	0
Oficial	57.016
Rural	32.048
Otros	99.712
<b>Total</b>	<b>630.097</b>



**Distribución de la demanda eléctrica [MWh] de Formosa. Año 2011**  
 Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2011, elaborado por la Secretaría de Energía

A continuación se presenta el consumo de electricidad de Formosa desagregado por departamentos.



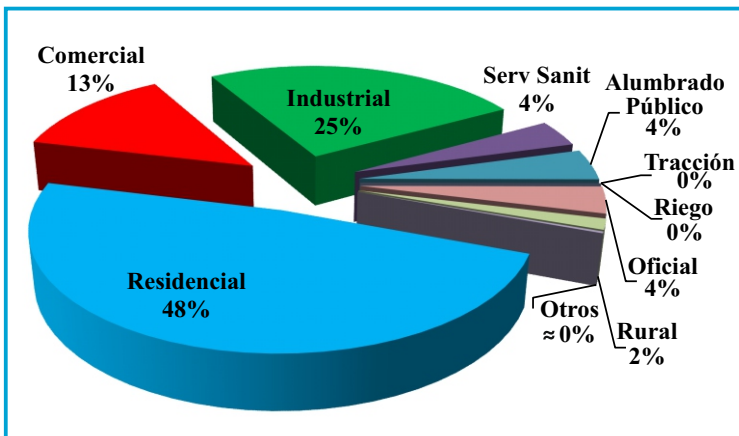
**Demanda eléctrica por partidos de Formosa. Año 2011.**  
 Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2011, elaborado por la Secretaría de Energía [MWh]

El mayor consumo eléctrico corresponde a lo demandado por el departamento de Formosa con un 52,8%, el departamento de Pilcomayo con un 17,3%, Pirané con un 13,5% y luego el resto de los departamentos que consumen entre el 0,04% y el 8,8% de la electricidad generada.

## Misiones

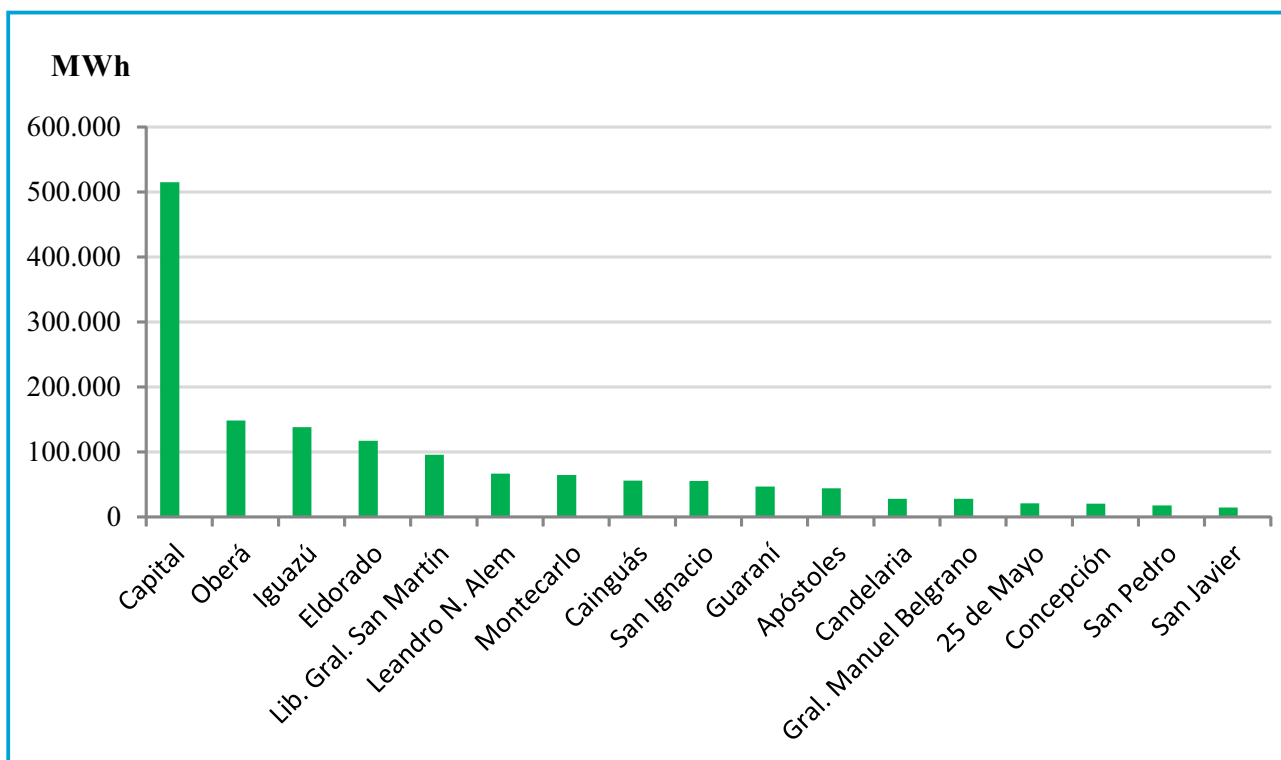
El consumo de la provincia de Misiones, en el año 2011, fue de 1.476.733 MWh, que corresponde a un 28,6% del consumo de la región. En el siguiente gráfico se presenta la distribución de la demanda eléctrica de la provincia de Misiones según los sectores de consumo, extraída del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2011, elaborada por la Secretaría de Energía.

Tipo de usuario	MWh Consumidos
Residencial	711.844
Comercial	191.450
Industrial	372.171
Servicios Sanitarios	56.151
Alumbrado Público	64.267
Tracción	0
Riego	0
Oficial	55.238
Rural	22.009
Otros	3.603
<b>Total</b>	<b>1.476.733</b>



**Distribución de la demanda eléctrica [MWh] de Misiones. Año 2011**  
 Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2011, elaborado por la Secretaría de Energía

A continuación se presenta el consumo de electricidad de Misiones desagregado por departamentos.



**Demanda eléctrica por partidos de Misiones. Año 2011.**  
 Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2011, elaborado por la Secretaría de Energía [MWh]

El mayor consumo eléctrico corresponde a lo demandado por el departamento capital con un 34,9%, el departamento de Oberá con un 10,1%, Iguazú con un 9,3% y luego el resto de los departamentos que consumen entre el 1,0% y 7,9% de la electricidad generada.

## Región del Noroeste Argentino (NOA)

La región del NOA está integrada por la provincia de Catamarca, Jujuy, La Rioja, Santiago del Estero, Salta y Tucumán, entre las cuales, según el Censo 2010, poseen 4.931.795 habitantes (12,5% de la población total de Argentina), distribuidos en 559.864 km<sup>2</sup> (20,1% de la superficie del país). En cuanto al servicio eléctrico en el transcurso del año 2011 se consumieron 8.084.704 MWh, un 7,9% del total del país.

### Potencia Instalada NOA

Las tecnologías instaladas en la región son: turbinas de gas (TG), turbinas de vapor (TV), ciclos combinados (CC), motores diesel (DI), centrales hidráulicas e instalaciones fotovoltaicas. La potencia instalada unificada al SADI en la región del Litoral es de 2.636,2 MW. A continuación se detalla la potencia instalada por máquina.

TECNOLOGÍA	COMBUSTIBLE		POTENCIA (MW)
	PRINCIPAL	ALTERNATIVO	
TV	GN	FO	301,0
TG	GN	GO	1001,0
CC	GN	GO	829,2
DI	GO	-	262,6
EO		-	25,2
HI		-	217,2
	<b>TOTAL</b>		<b>2636,2</b>

Fuente: Informe Mensual de diciembre del 2013. CAMMESA

### Transporte del Polo Energético de la región

La red de transporte eléctrico del país está configurada en distintos niveles de tensión: alta (AT), media (MT) y baja (BT). Las líneas de alta tensión son operadas por TRANSENER.

#### Distribución

Las distribuidoras que atienden en la región son:

EMPRESA	AREA [km <sup>2</sup> ]	BT [km]	MT [km]	AT [km]
Energía de Catamarca S.A.P.E.M	102.602	2.505	2.631	-
EDELAR S.A.	89.680	3.083	4.100	496
EDESA S.A.	155.488	6.568	4.389	299
EDESE S.A.	150.536	7.387	7.949	-
EDET S.A.	22.524	8.514	6.063	-
EJE S.A.	22.060	3.093	3.720	-

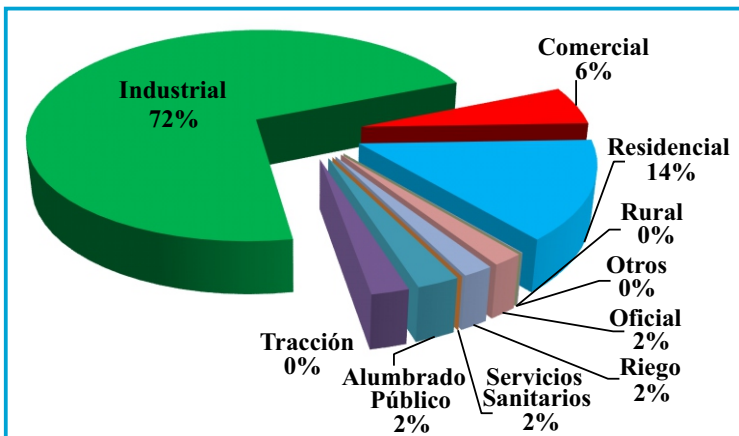
Fuente: ADEERA

### Consumo eléctrico por provincias

#### Catamarca

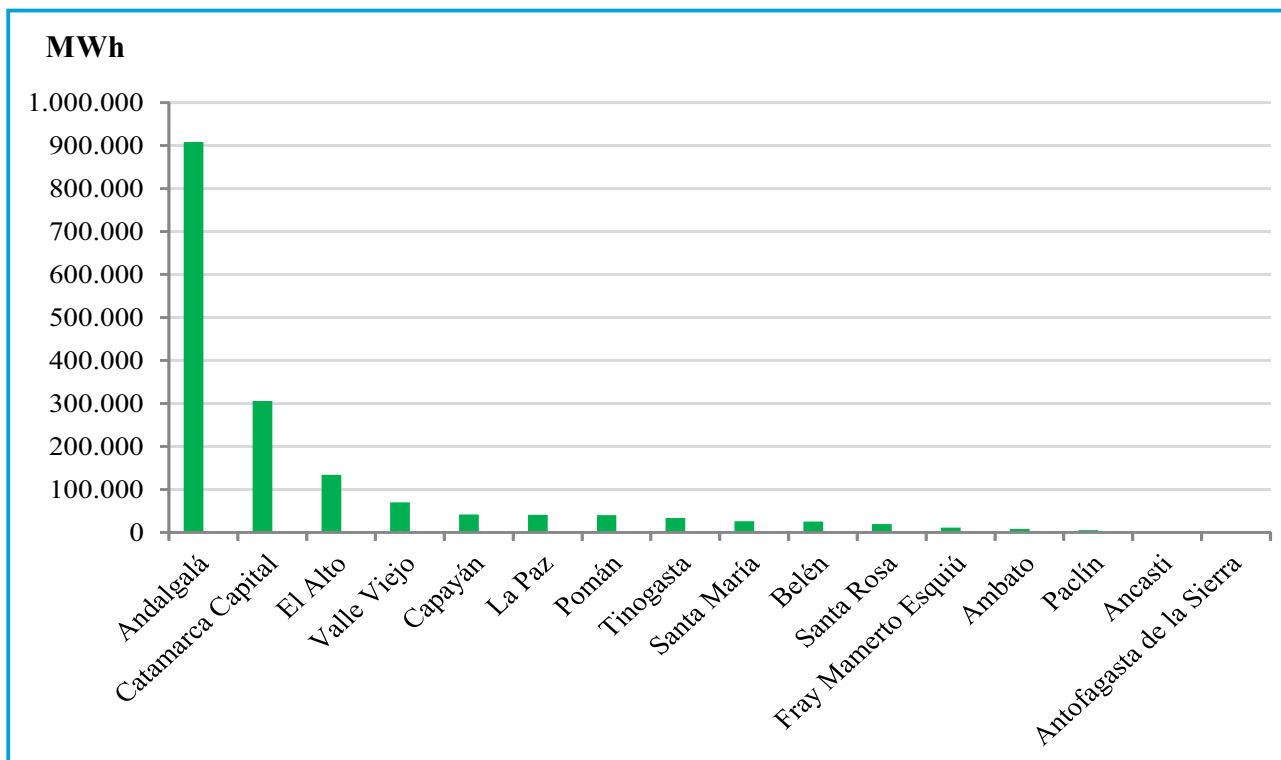
El consumo de la provincia de Catamarca, en el año 2011, fue de 1.671.260 MWh, que corresponde a un 20,7% del consumo de la región. En el siguiente gráfico se presenta la distribución de la demanda eléctrica de la provincia de Catamarca según los sectores de consumo, extraída del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2011, elaborado por la Secretaría de Energía.

Tipo de usuario	MWh Consumidos
Residencial	241.020
Comercial	94.720
Industrial	1.195.842
Servicios Sanitarios	36.879
Alumbrado Público	41.402
Tracción	0
Riego	29.793
Oficial	30.430
Rural	0
Otros	1.174
<b>Total</b>	<b>1.671.260</b>



**Distribución de la demanda eléctrica [MWh] de Catamarca. Año 2011**  
 Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2011, elaborado por la Secretaría de Energía

A continuación se presenta el consumo de electricidad de Catamarca desagregado por departamentos.



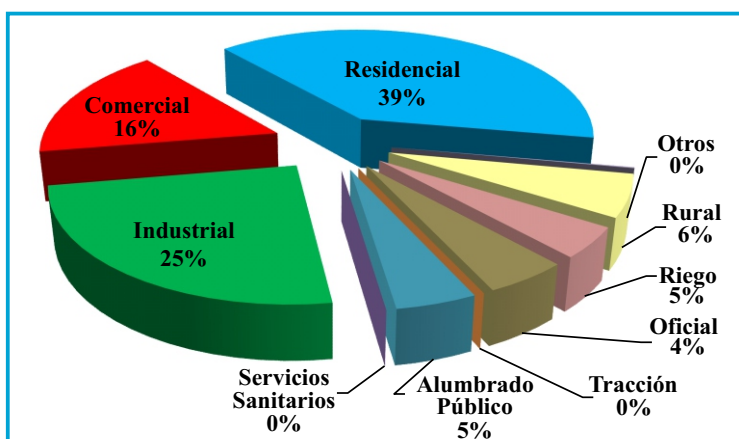
**Demanda eléctrica por partidos de Catamarca. Año 2011.**  
 Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2011, elaborado por la Secretaría de Energía [MWh]

El mayor consumo eléctrico corresponde a lo demandado por el departamento de Andalgalá con un 54,4%, el departamento capital con un 18,3%, y luego el resto de los departamentos que consumen entre el 0,04% y 8,0% de la electricidad generada.

### Jujuy

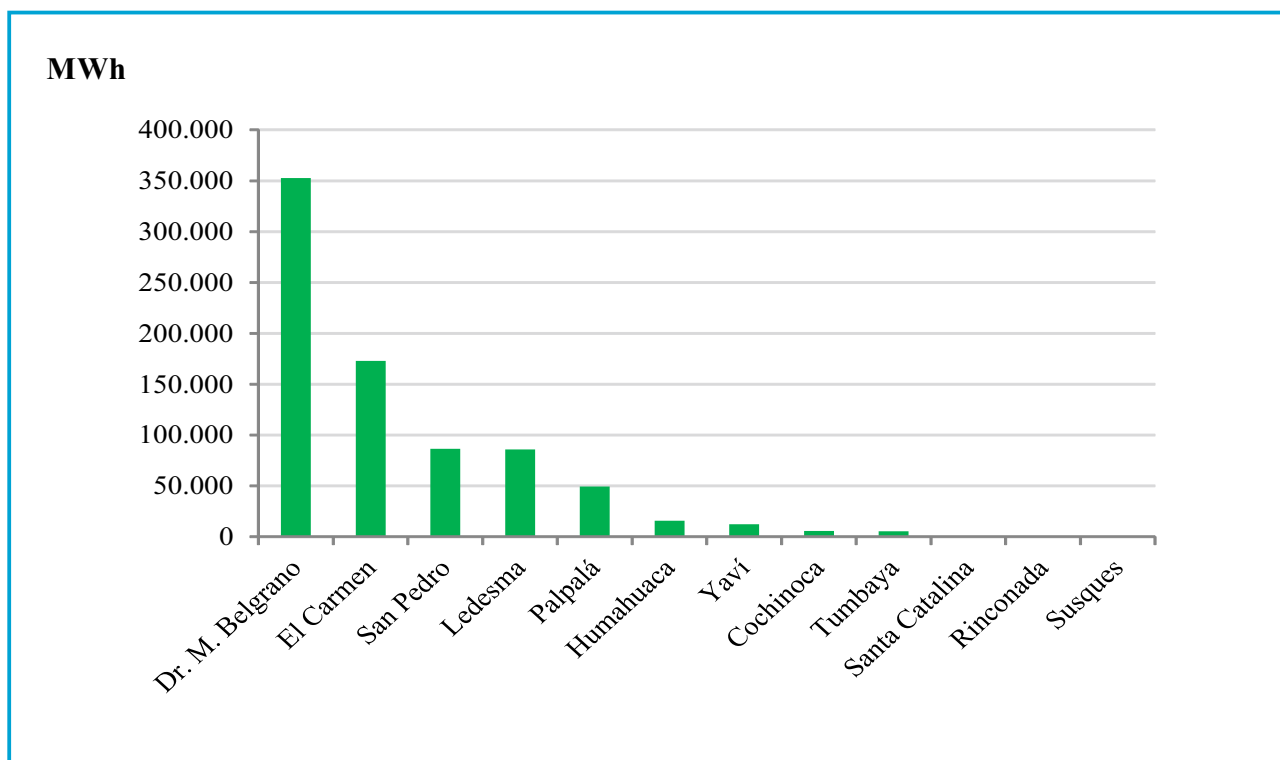
El consumo de la provincia de Jujuy, en el año 2011, fue de 789.395 MWh, que corresponde a un 9,8% del consumo de la región. En el siguiente gráfico se presenta la distribución de la demanda eléctrica de la provincia de Jujuy según los sectores de consumo, extraída del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2011, elaborado por la Secretaría de Energía.

Tipo de usuario	MWh Consumidos
Residencial	307.966
Comercial	129.765
Industrial	194.809
Servicios Sanitarios	0
Alumbrado Público	36.164
Tracción	0
Riego	38.002
Oficial	34.293
Rural	47.262
Otros	1.134
<b>Total</b>	<b>789.395</b>



**Distribución de la demanda eléctrica [MWh] de Jujuy.  
Año 2011**  
Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2011,  
elaborado por la Secretaría de Energía

A continuación se presenta el consumo de electricidad de la provincia de Jujuy desagregado por departamentos.



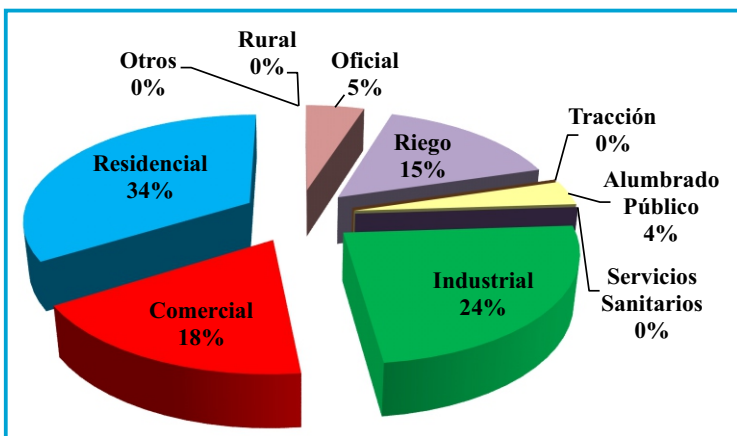
**Demanda eléctrica por partidos de Jujuy. Año 2011.**  
Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2011, elaborado por la Secretaría de Energía [MWh]

El mayor consumo eléctrico corresponde a lo demandado por el departamento Dr. Manuel Belgrano con un 44,8%, el departamento de El Carmen con un 22,0%, y luego el resto de los departamentos que consumen un porcentaje menor al 11,0% de la electricidad generada.

## La Rioja

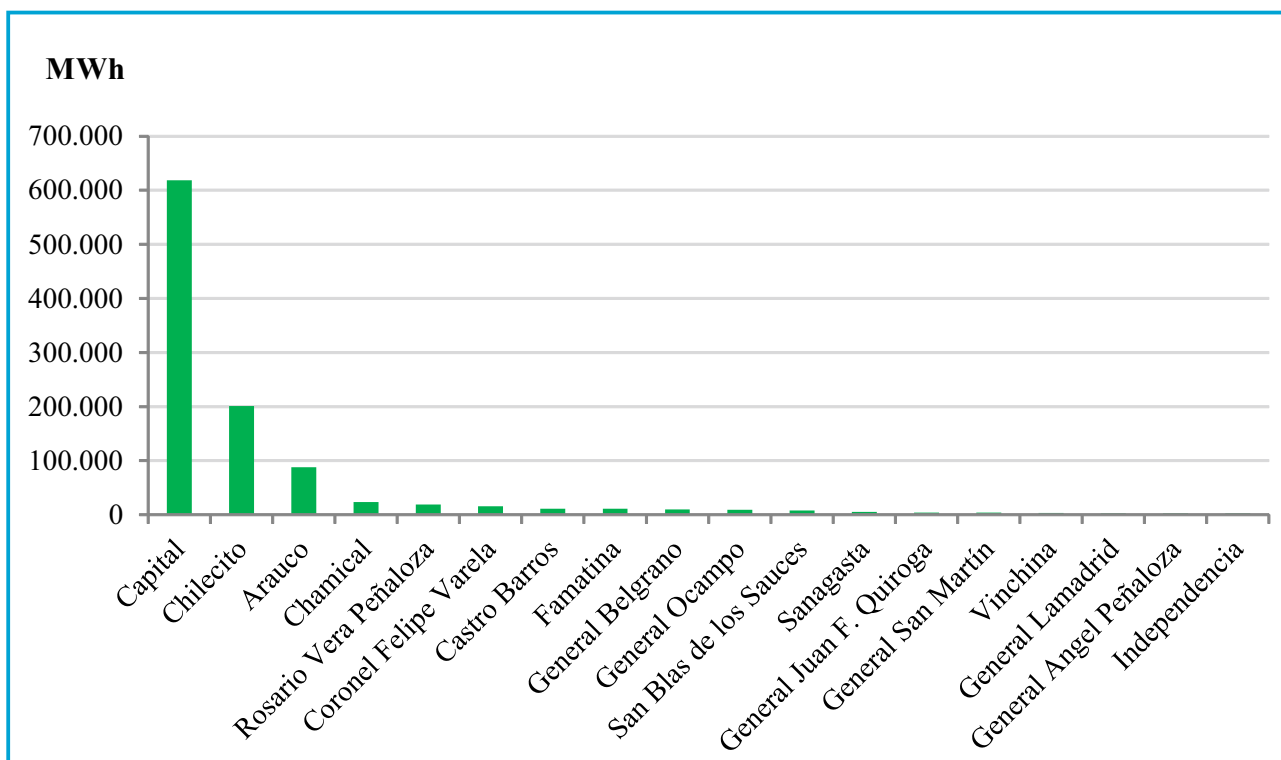
El consumo de la provincia de La Rioja, en el año 2011, fue de 1.040.446 MWh, que corresponde a un 12,9% del consumo de la región. En el siguiente gráfico se presenta la distribución de la demanda eléctrica de la provincia de La Rioja según los sectores de consumo, extraída del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2011, elaborada por la Secretaría de Energía.

Tipo de usuario	MWh Consumidos
Residencial	353.476
Comercial	186.251
Industrial	251.158
Servicios Sanitarios	0
Alumbrado Público	37.895
Tracción	0
Riego	160.416
Oficial	51.250
Rural	0
Otros	0
<b>Total</b>	<b>1.040.446</b>



**Distribución de la demanda eléctrica [MWh] de La Rioja. Año 2011**  
 Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2011, elaborado por la Secretaría de Energía

A continuación se presenta el consumo de electricidad de La Rioja desagregado por departamentos.



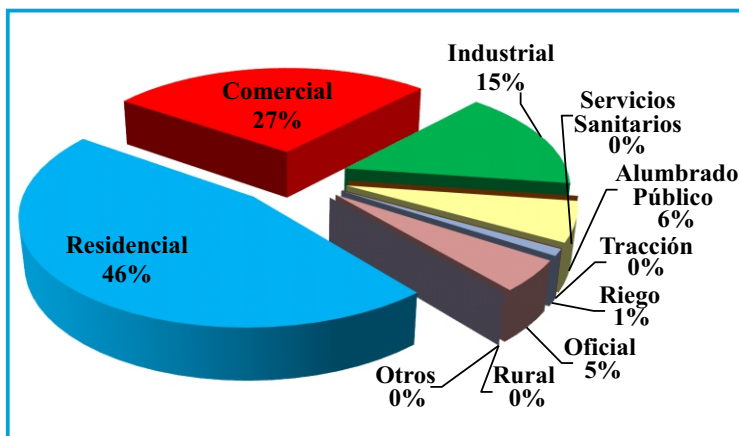
**Demanda eléctrica por partidos de La Rioja. Año 2011.**  
 Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2011, elaborado por la Secretaría de Energía [MWh]

El mayor consumo eléctrico corresponde a lo demandado por el departamento Capital con un 59,4%, el departamento de Chilecito con un 19,3%, Arauco con un 8,4%, y luego el resto de los departamentos que consumen entre el 0,3% y 2,3% de la electricidad generada.

### Salta

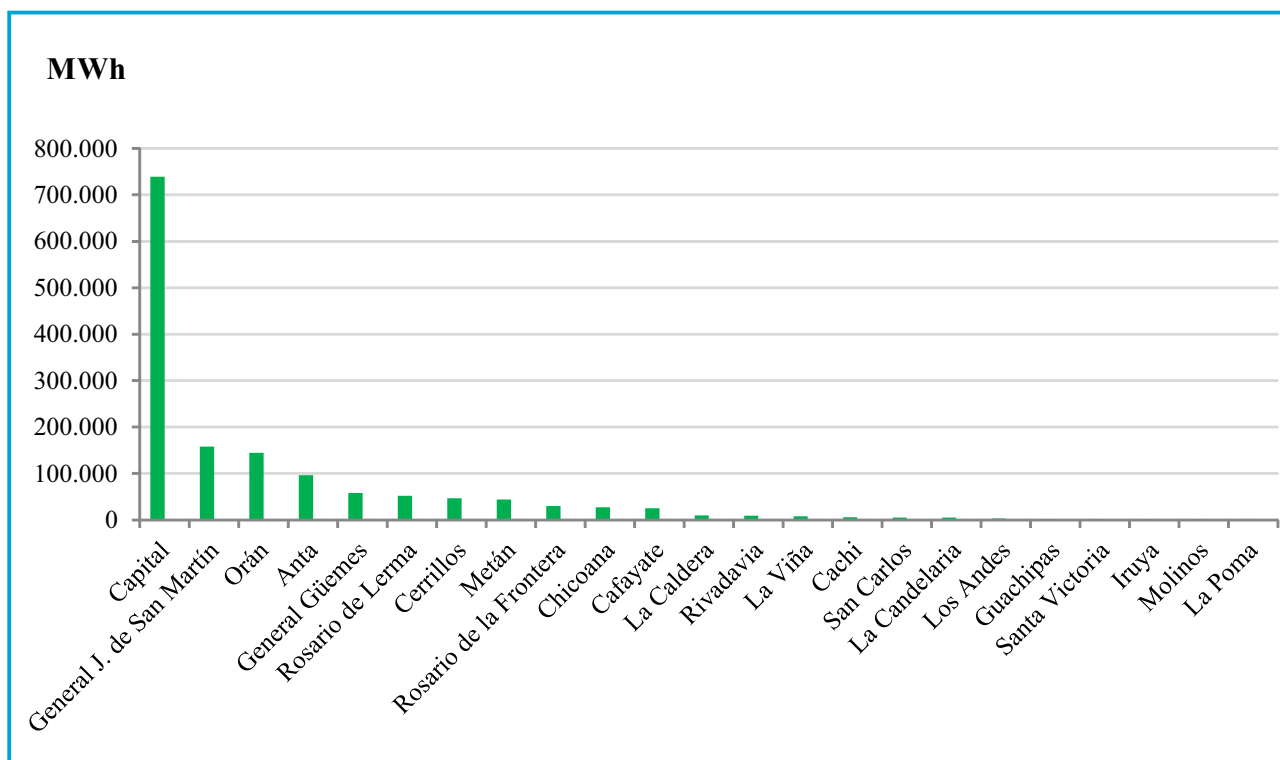
El consumo de la provincia de Salta, en el año 2011, fue de 1.474.610 MWh, que corresponde a un 18,2% del consumo de la región. En el siguiente gráfico se presenta la distribución de la demanda eléctrica de la provincia de Salta según los sectores de consumo, extraída del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2011, elaborado por la Secretaría de Energía.

Tipo de usuario	MWh Consumidos
Residencial	675.439
Comercial	402.615
Industrial	225.098
Servicios Sanitarios	0
Alumbrado Público	88.353
Tracción	0
Riego	14.915
Oficial	68.190
Rural	0
Otros	0
<b>Total</b>	<b>1.474.610</b>



**Distribución de la demanda eléctrica [MWh] de Salta.  
Año 2011**  
Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2011,  
elaborado por la Secretaría de Energía

A continuación se presenta el consumo de electricidad de la provincia de Salta desagregado por departamentos.



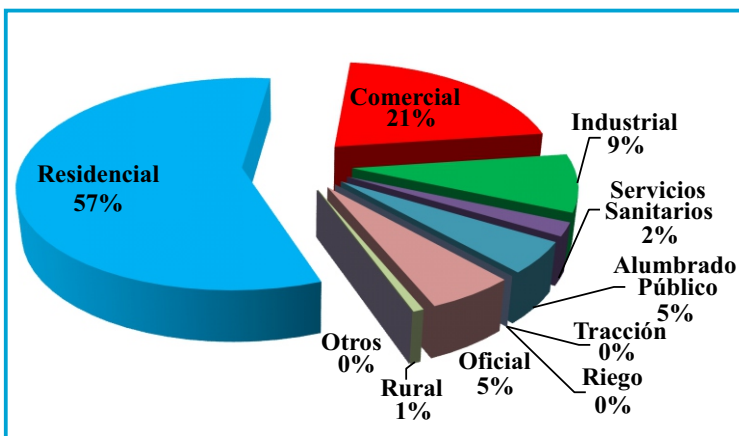
**Demanda eléctrica por partidos de Salta. Año 2011.**  
Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2011, elaborado por la Secretaría de Energía [MWh]

El mayor consumo eléctrico corresponde a lo demandado por el departamento Capital con un 50,1%, el departamento de Gral. San Martín con un 10,7%, Orán con un 9,8%, y luego el resto de los departamentos que consumen entre el 0,03 % y 6,5% de la electricidad generada.

### Santiago del Estero

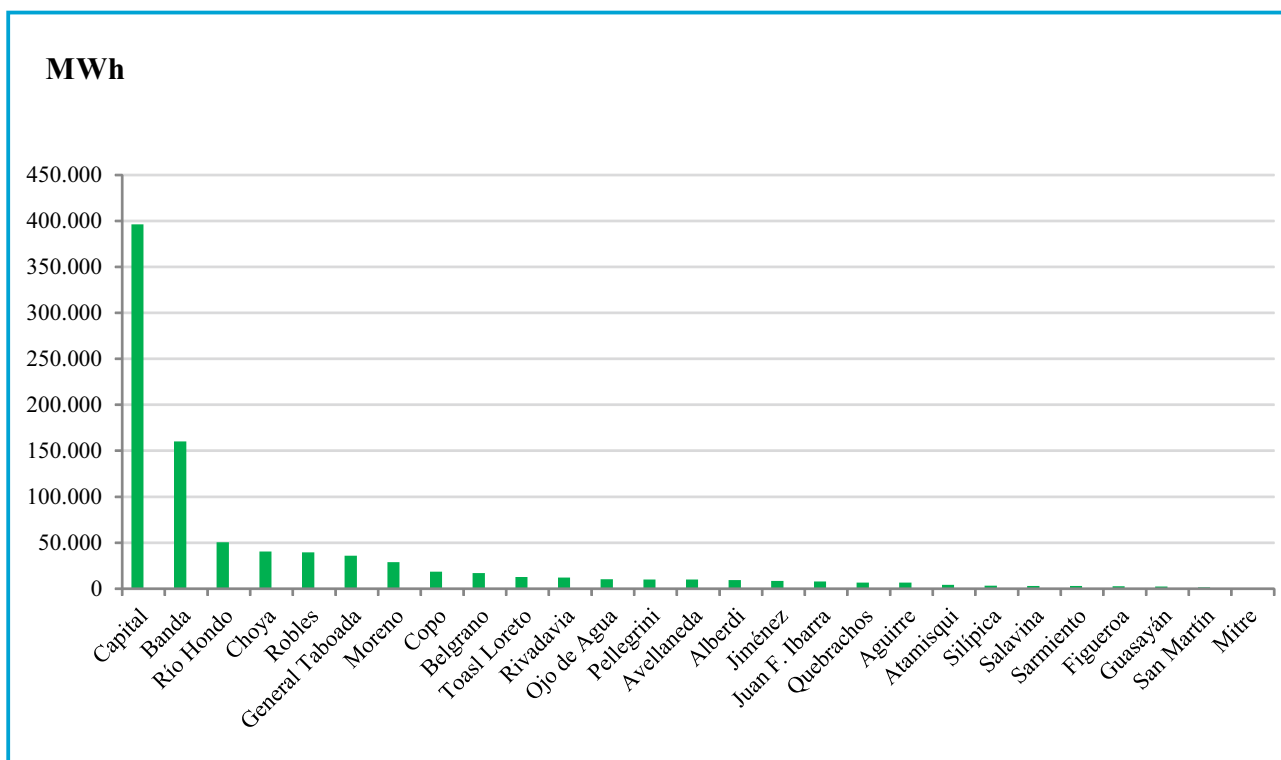
El consumo de la provincia de Santiago del Estero, en el año 2011, fue de 901.729 MWh, que corresponde a un 11,2% del consumo de la región. En el siguiente gráfico se presenta la distribución de la demanda eléctrica de la provincia de Santiago del Estero según los sectores de consumo, extraída del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2011, elaborado por la Secretaría de Energía.

Tipo de usuario	MWh Consumidos
Residencial	516.731
Comercial	190.034
Industrial	79.166
Servicios Sanitarios	18.385
Alumbrado Público	42.567
Tracción	0
Riego	0
Oficial	48.948
Rural	5.898
Otros	0
<b>Total</b>	<b>901.729</b>



Distribución de la demanda eléctrica [MWh] de Stgo. del Estero. Año 2011. Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2011, elaborado por la Secretaría de Energía

A continuación se presenta el consumo de electricidad de Santiago del Estero desagregado por departamentos.



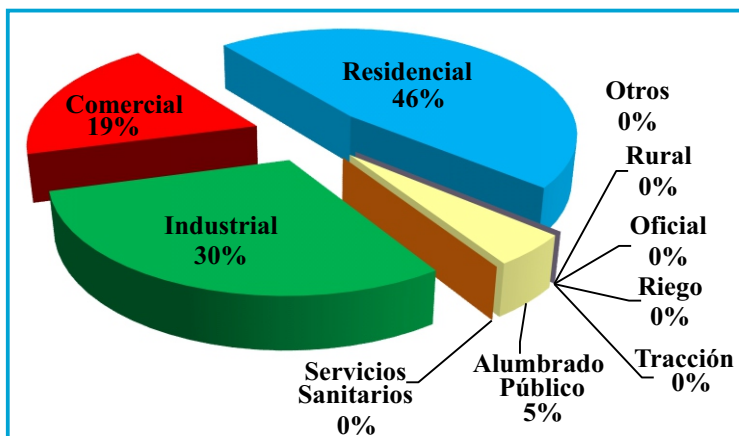
Demanda eléctrica por partidos de Santiago del Estero. Año 2011. Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2011, elaborado por la Secretaría de Energía [MWh]

El mayor consumo eléctrico corresponde a lo demandado por el departamento capital con un 43,9%, el departamento de la Banda con un 17,8%, Río Hondo con un 5,6%, y luego el resto de los departamentos que consumen entre el 0,1 % y 4,5% de la electricidad generada.

### Tucumán

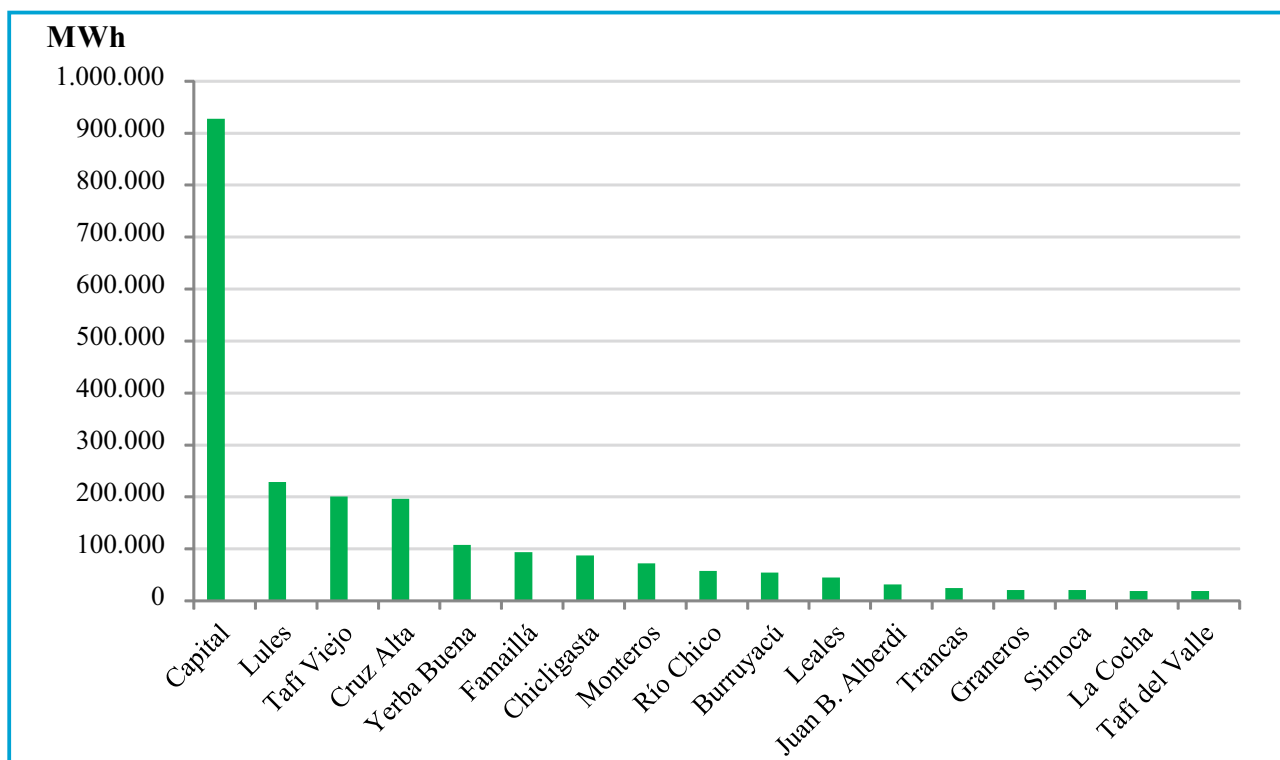
El consumo de la provincia de Tucumán, en el año 2011, fue de 2.207.264 MWh, que corresponde a un 27,3% del consumo de la región. En el siguiente gráfico se presenta la distribución de la demanda eléctrica de la provincia de Tucumán según los sectores de consumo, extraída del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2011, elaborada por la Secretaría de Energía.

Tipo de usuario	MWh Consumidos
Residencial	1.029.785
Comercial	411.766
Industrial	662.117
Servicios Sanitarios	0
Alumbrado Público	103.596
Tracción	0
Riego	0
Oficial	0
Rural	0
Otros	0
<b>Total</b>	<b>2.207.264</b>



**Distribución de la demanda eléctrica [MWh] de Tucumán.  
Año 2011**  
Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2011,  
elaborado por la Secretaría de Energía

A continuación se presenta el consumo de electricidad de Tucumán desagregado por departamentos.



**Demanda eléctrica por partidos de Tucumán. Año 2011.**  
Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2011, elaborado por la Secretaría de Energía [MWh]

El mayor consumo eléctrico corresponde a lo demandado por el departamento capital con un 42,0%, el departamento de Lules con un 10,4%, Tafi Viejo con un 9,1%, y luego el resto de los departamentos que consumen entre el 0,9 % y 8,9% de la electricidad generada.

## Región Comahue

La región del Comahue está integrada por la provincia de La Pampa, Neuquén y Río Negro. Según el Censo 2010 la región posee del orden 1.500.700 habitantes (3,8% de la población total de Argentina), distribuidos en 440.531 km<sup>2</sup> (15,8% del país). En cuanto al servicio eléctrico, en el transcurso del año 2011, se consumieron 4.212.077 MWh, lo que representa un 4,1% del total del país.

### Potencia Instalada del Comahue

Las tecnologías instaladas en la región son: turbinas de gas (TG), turbinas de vapor (TV), ciclos combinados (CC), motores diesel (DI) y centrales hidráulicas (HID). La potencia instalada unificada al SADI en la región Comahue es de 6.244,4 MW. A continuación se detalla la potencia instalada por máquina.

TECNOLOGÍA	COMBUSTIBLE		POTENCIA (MW)
	PRINCIPAL	ALTERNATIVO	
TG	GN	GO	207,9
CC	GN	GO	1.282,5
DI	GO	-	73,3
HI	-	-	4.680,7
	<b>TOTAL</b>		<b>6.244,4</b>

Fuente: Informe Mensual de diciembre del 2013. CAMMESA

### Transporte Del Polo Energético De La Región

La red de transporte eléctrico del país está configurada en distintos niveles de tensión: alta (AT), media (MT) y baja (BT). Las líneas de alta tensión son operadas por TRANSENER.

#### Distribución

Las distribuidoras que atienden en la región son:

EMPRESA	AREA [km <sup>2</sup> ]	BT [km]	MT [km]	AT [km]
EPEN - Distro Comahue	93.683	1.310	3.727	555
APELP	75.050	86	2.083	1.110
Edersa	203.000	4.320	4.595	942
CALF	128	1.241	278	-

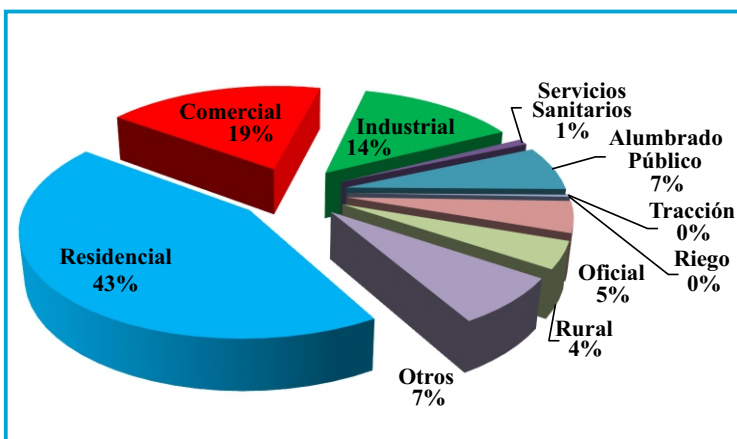
Fuente: ADEERA

### Consumo eléctrico por provincias

#### La Pampa

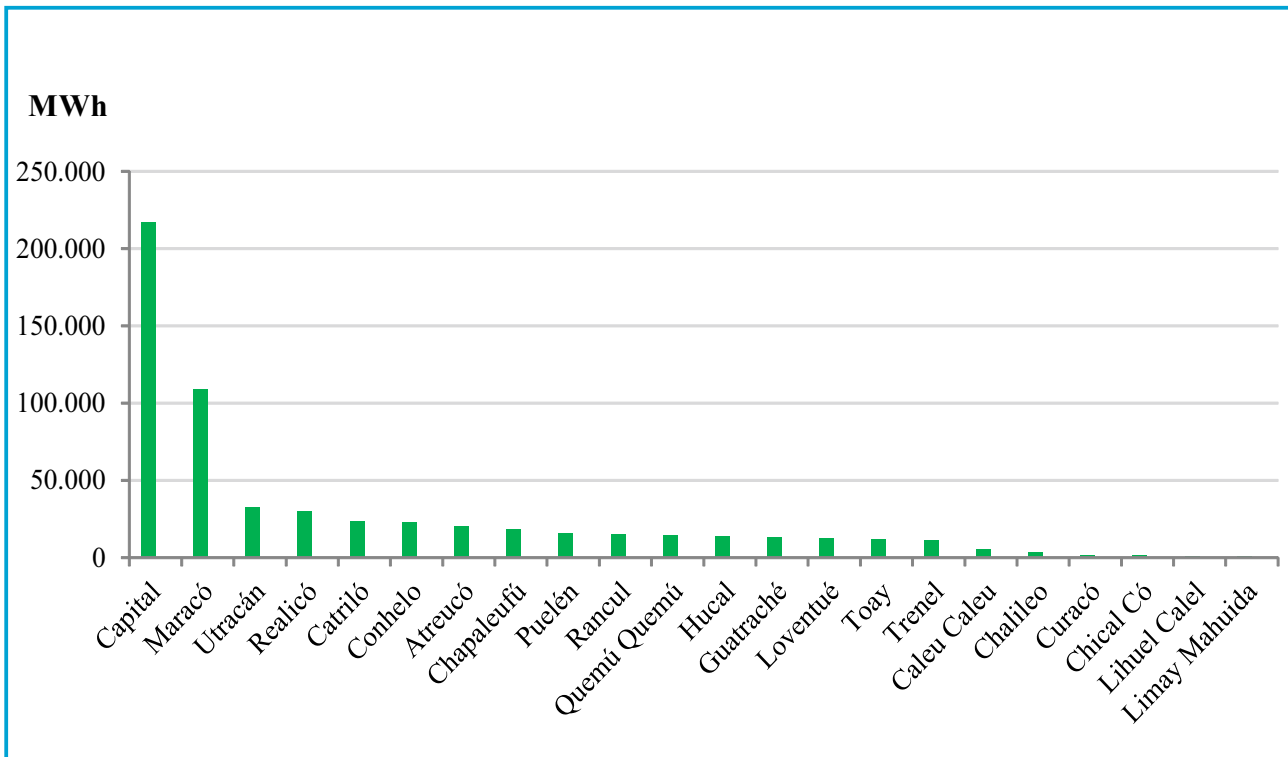
El consumo de la provincia, en el año 2011, fue de 597.135 MWh, que corresponde a un 14,2% del consumo de la región. En el siguiente gráfico se presenta la distribución de la demanda eléctrica de la provincia de La Pampa según los sectores de consumo, extraída del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2011, elaborado por la Secretaría de Energía.

Tipo de usuario	MWh Consumidos
Residencial	259.222
Comercial	111.890
Industrial	81.818
Servicios Sanitarios	5.476
Alumbrado Público	40.594
Tracción	0
Riego	1.890
Oficial	28.436
Rural	24.580
Otros	43.229
<b>Total</b>	<b>597.135</b>



Distribución de la demanda eléctrica [MWh] de La Pampa. Año 2011. Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2011, elaborado por la Secretaría de Energía

A continuación se presenta el consumo de electricidad de La Pampa desagregado por departamentos.



**Demanda eléctrica por partidos de La Pampa. Año 2011.**

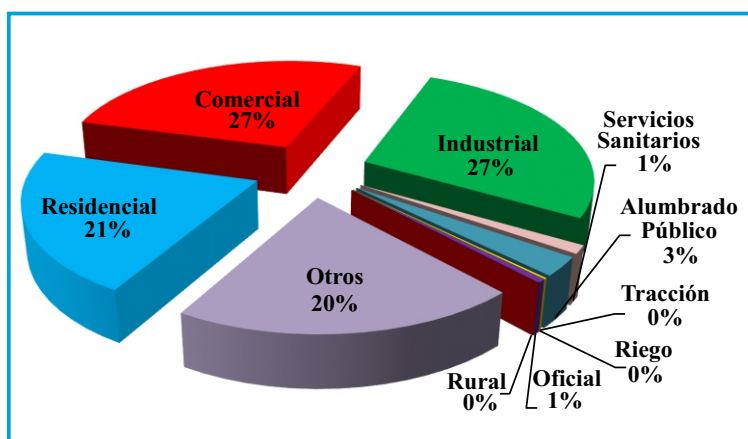
Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2011, elaborado por la Secretaría de Energía [MWh]

El mayor consumo eléctrico de La Pampa corresponde a lo demandado por el departamento Capital con un 36,4%, le sigue el departamento de Maracó con el 18,3%, el departamento de Utracán con el 5,5% y luego el resto de los departamentos que consumen entre el 0,1% y 5,0% de la electricidad generada.

## Neuquén

El consumo de la provincia, en el año 2011, fue de 1.997.159 MWh, que corresponde a un 47,4% del consumo de la región. En el siguiente gráfico se presenta la distribución de la demanda eléctrica de la provincia de Neuquén según los sectores de consumo, extraída del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2011, elaborado por la Secretaría de Energía.

Tipo de usuario	MWh Consumidos
Residencial	417.995
Comercial	533.879
Industrial	547.331
Servicios Sanitarios	24.213
Alumbrado Público	55.447
Tracción	0
Riego	2.535
Oficial	10.222
Rural	9
Otros	405.528
<b>Total</b>	<b>1.997.159</b>

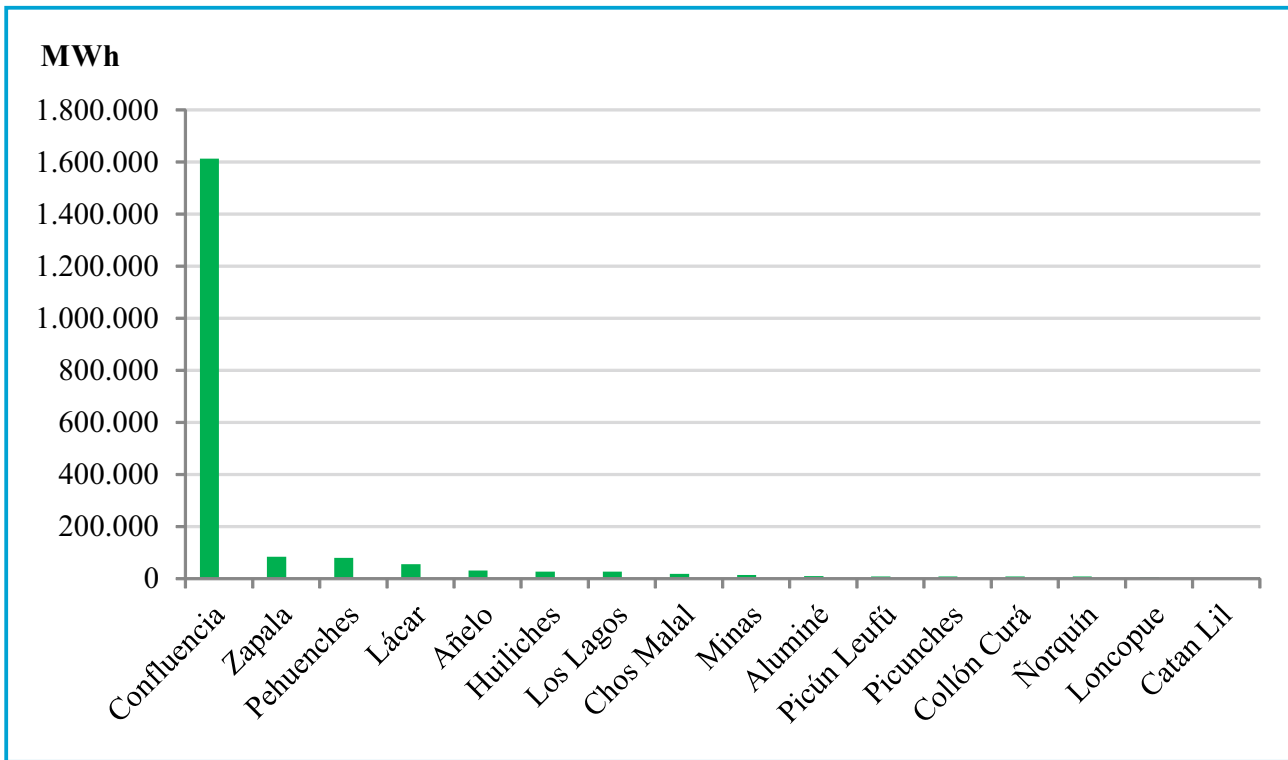


**Distribución de la demanda eléctrica [MWh] de Neuquén.**

**Año 2011**

Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2011, elaborado por la Secretaría de Energía

A continuación se presenta el consumo de electricidad de Neuquén desagregado por departamentos.



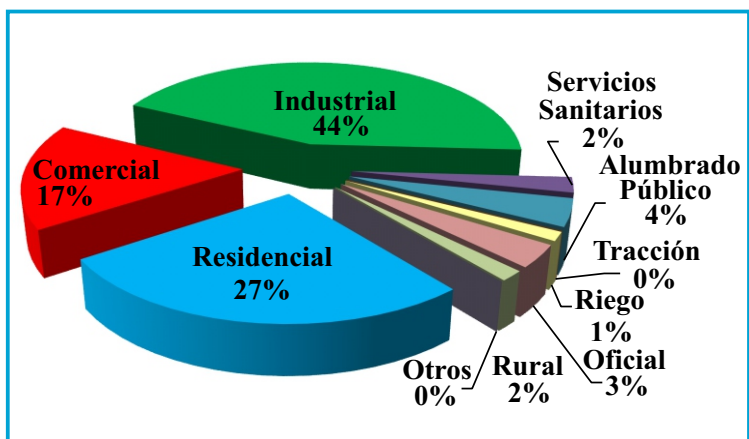
**Demanda eléctrica por partidos de Neuquén. Año 2011.**  
 Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2011, elaborado por la Secretaría de Energía [MWh]

El mayor consumo eléctrico de Neuquén corresponde a lo demandado por el departamento de Confluencia con un 80,8%, le sigue el departamento de Zapala con el 4,19%, Pehuenches con un 4,01% y luego el resto de los departamentos que consumen entre el 0,07% y 2,8% de la electricidad generada.

### Río Negro

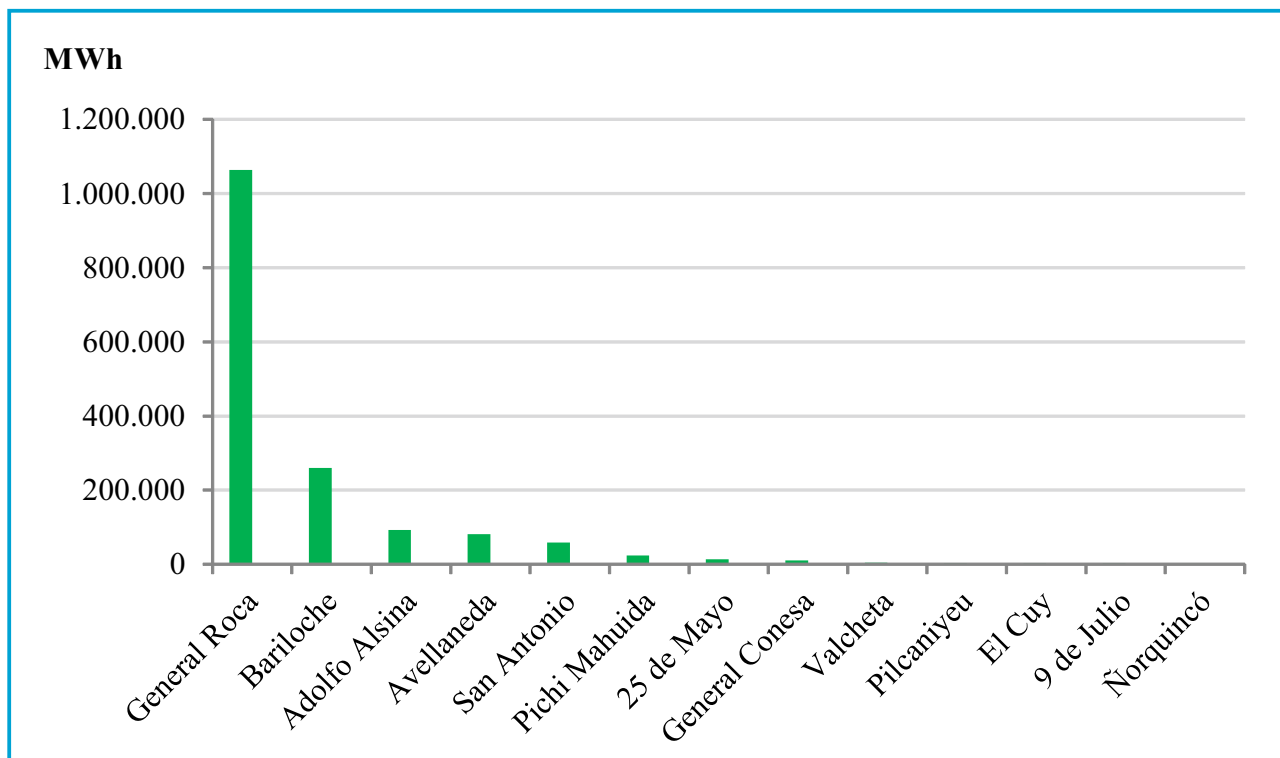
El consumo de la provincia, en el año 2011, fue de 1.617.783 MWh, que corresponde a un 38,4% del consumo de la región. En el siguiente gráfico se presenta la distribución de la demanda eléctrica de la provincia de Río Negro según los sectores de consumo, extraída del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2011, elaborado por la Secretaría de Energía.

Tipo de usuario	MWh Consumidos
Residencial	435.434
Comercial	266.753
Industrial	705.215
Servicios Sanitarios	38.587
Alumbrado Público	68.425
Tracción	0
Riego	22.009
Oficial	55.959
Rural	25.401
Otros	0
<b>Total</b>	<b>1.617.783</b>



**Distribución de la demanda eléctrica [MWh] de Río Negro.**  
 Año 2011  
 Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2011, elaborado por la Secretaría de Energía

A continuación se presenta el consumo de electricidad de Río Negro desagregado por departamentos.



**Demanda eléctrica por partidos de Río Negro. Año 2011.**

Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2011, elaborado por la Secretaría de Energía [MWh]

El mayor consumo eléctrico de Río Negro corresponde a lo demandado por el departamento de General Roca con un 65,8%, le sigue el departamento de Bariloche con el 16,1%, y luego el resto de los departamentos que consumen entre el 0,05% y 5,8% de la electricidad generada.

## Región Patagonia

La región Patagonia está integrada por la provincia de Chubut y Santa Cruz, entre las cuales según, el Censo 2010, poseen 779.192 habitantes (1,98% de la población total de Argentina), distribuidos en 468.629km<sup>2</sup> (16,8% de la superficie del país). En cuanto al servicio eléctrico en el transcurso del año 2011 se consumieron 3.679.353MWh, un 3,6% del total del país.

### Potencia Instalada de la Patagonia

Las tecnologías instaladas en la región son: turbinas de gas (TG), turbinas de vapor (TV), ciclos combinados (CC), motores diesel (DI), centrales hidráulicas e instalaciones eólicas. La potencia instalada unificada al SADI en la región la Patagonia es de 953,2 MW. A continuación se detalla la potencia instalada por máquina.

TECNOLOGÍA	COMBUSTIBLE		POTENCIA (MW)
	PRINCIPAL	ALTERNATIVO	
TG	GN	GO	160
CC	GN	GO	188
EO		-	193
HI		-	519
	<b>TOTAL</b>		<b>1.060</b>

Fuente: Informe Mensual de diciembre del 2013. CAMMESA

### Transporte del Polo Energético de la Región

La red de transporte eléctrico del país está configurada en distintos niveles de tensión: alta (AT), media (MT) y baja (BT). Las líneas de alta tensión son operadas por TRANSENER.

### Distribución

Las distribuidoras que atienden en la región, según los últimos datos disponibles, son:

EMPRESA	AREA[km <sup>2</sup> ]	BT [km]	MT [km]	AT [km]
DGSPCH	109.908	7.074	7.402	893
SPSE	244.000	1.110	1.827	338

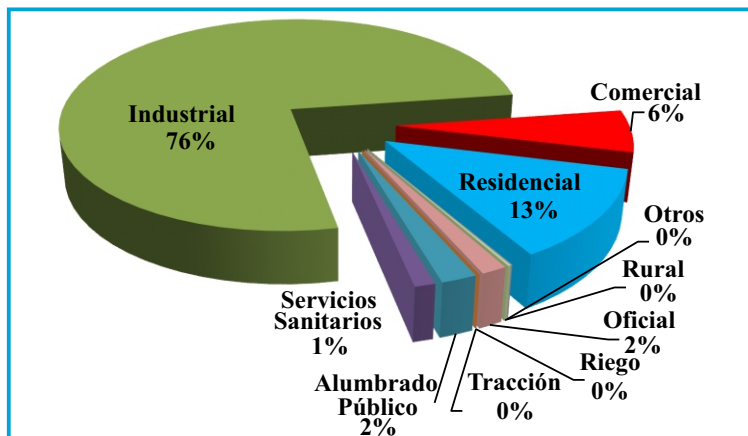
Fuente: ADEERA

### Consumo eléctrico por provincias

#### Chubut

El consumo de la provincia, en el año 2011, fue de 2.899.676 MWh, que corresponde a un 78,8% del consumo de la región. En el siguiente gráfico se presenta la distribución de la demanda eléctrica de la provincia de Chubut según los sectores de consumo, extraída del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2011, elaborado por la Secretaría de Energía.

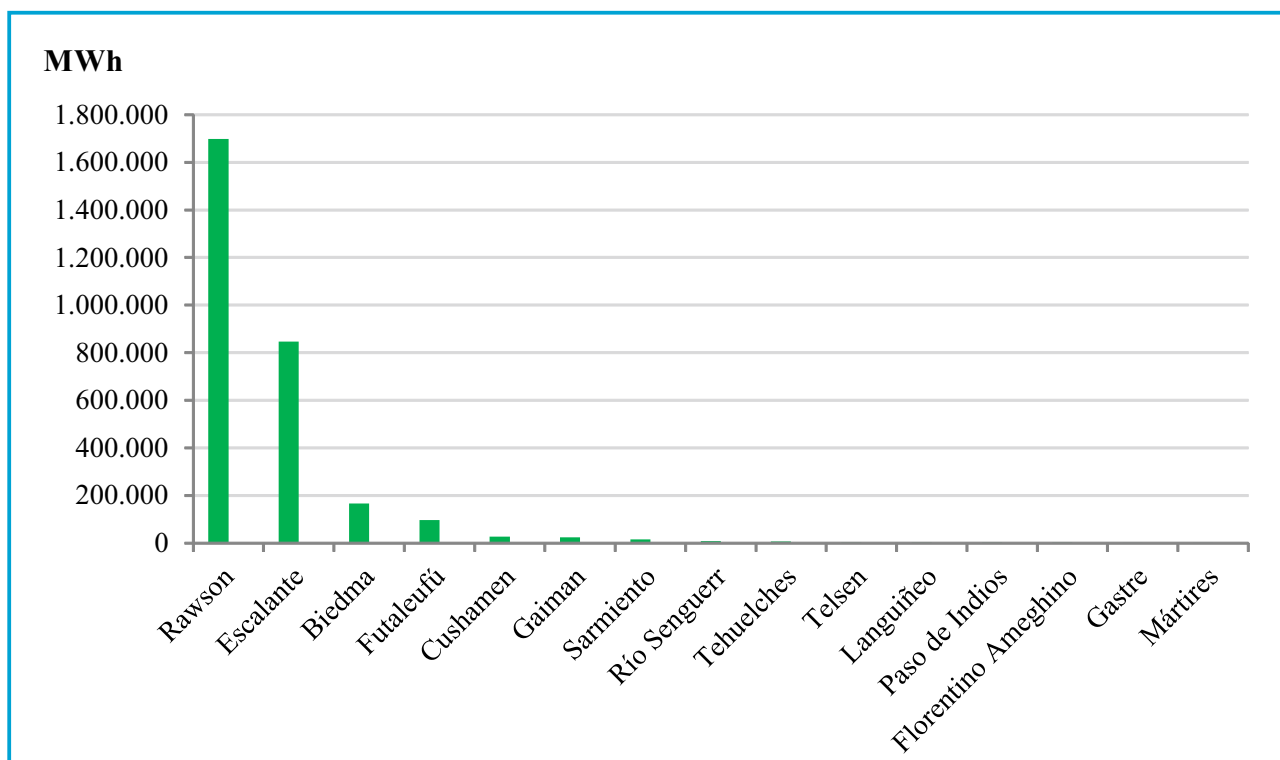
Tipo de usuario	MWh Consumidos
Residencial	372.159
Comercial	177.721
Industrial	2.204.844
Servicios Sanitarios	34.844
Alumbrado Público	59.537
Tracción	0
Riego	408
Oficial	43.204
Rural	5.355
Otros	1.604
<b>Total</b>	<b>2.899.676</b>



**Distribución de la demanda eléctrica [MWh] de Chubut. Año 2011**  
 Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2011, elaborado por la Secretaría de Energía

En el gráfico de la página siguiente se presenta el consumo de electricidad de la provincia de Chubut desagregado por departamentos.

El mayor consumo eléctrico de Chubut corresponde a lo demandado por el departamento de Rawson con un 58,6%, le sigue el departamento de Escalante con un 29,2%, el departamento Biedma con el 5,7% y luego el resto de los departamentos que consumen entre el 0,03% y 3,3% de la electricidad generada.



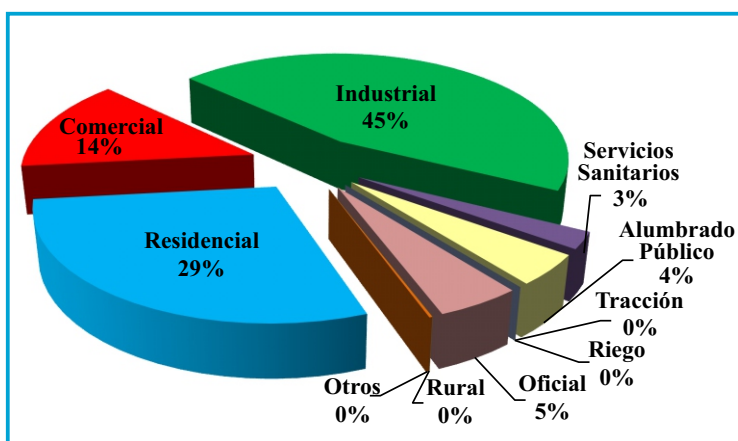
**Demanda eléctrica por partidos de Chubut. Año 2011.**

Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2011, elaborado por la Secretaría de Energía [MWh]

## Santa Cruz

El consumo de la provincia, en el año 2011, fue de 779.677 MWh, que corresponde a un 21,2% del consumo de la región. En el siguiente gráfico se presenta la distribución de la demanda eléctrica de la provincia de Santa Cruz según los sectores de consumo, extraída del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2011, elaborado por la Secretaría de Energía.

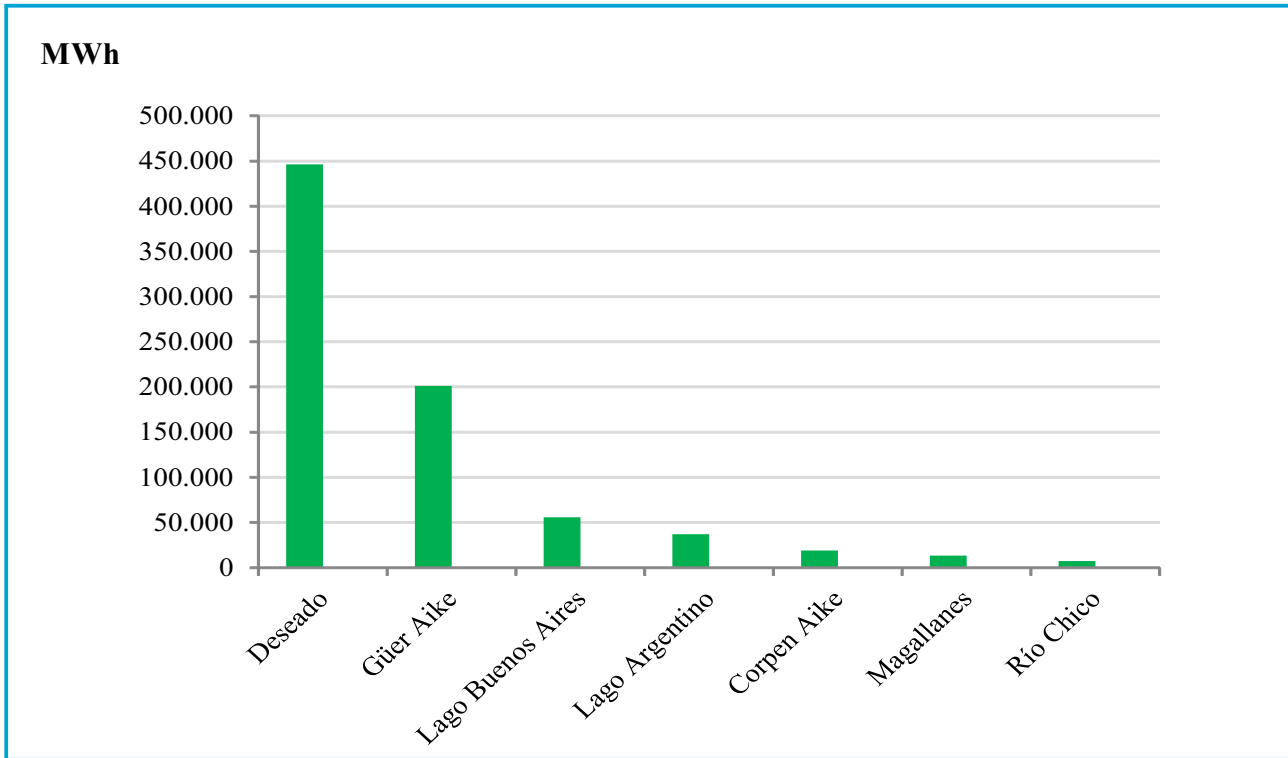
Tipo de usuario	MWh Consumidos
Residencial	224.958
Comercial	107.406
Industrial	353.906
Servicios Sanitarios	19.000
Alumbrado Público	34.412
Tracción	0
Riego	0
Oficial	38.582
Rural	0
Otros	1.413
<b>Total</b>	<b>779.677</b>



**Distribución de la demanda eléctrica [MWh] de Santa Cruz. Año 2011**

Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2011, elaborado por la Secretaría de Energía

A continuación se presenta la distribución del consumo de electricidad de la provincia de Santa Cruz desagregado por departamentos.



**Demanda eléctrica por partidos de Santa Cruz. Año 2011.**  
 Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2011, elaborado por la Secretaría de Energía [MWh]

El mayor consumo eléctrico de Santa Cruz corresponde a lo demandado por el departamento Deseado con un 57,2%, le sigue el departamento de Güer Aike con el 25,8%, y luego el resto de los departamentos que consumen entre el 0,9% y 7,1% de la electricidad generada.

## Región Tierra del Fuego

La región de Tierra del Fuego tiene una superficie de 21.571km<sup>2</sup> (0,57% de la superficie total del país). La población es de 101.079 habitantes, lo que representa un 0,3% de la población total del país.

El consumo eléctrico de Tierra del Fuego, durante el año 2011, fue un 0,4% del total del país, y como se ha mencionado anteriormente, esta provincia no se encuentra interconectada al SADI a la fecha.

### Potencia Instalada

Las tecnologías instaladas en la región son: turbinas de gas (TG) y motores diesel (DI). La potencia instalada es de 151,1MW. A continuación se detalla la potencia instalada por máquina.

TECNOLOGÍA	COMBUSTIBLE		POTENCIA (MW)
	PRINCIPAL	ALTERNATIVO	
TG	GN	GO	130,6
DI	GO	-	20,5
	<b>TOTAL</b>		<b>151,1</b>

Fuente: Informe Mensual de diciembre del 2013. CAMMESA

### Transporte del Polo Energético de la Región

Se alimenta desde la central termoeléctrica, con redes de media y baja tensión en 33kV, a dos centros de distribución, desde los cuales previo rebaje 33/13,2 kV, se alimentará la red de 13,2 kV existente.

### Distribución

La distribuidora que atiende en la región, según los últimos disponibles, es:

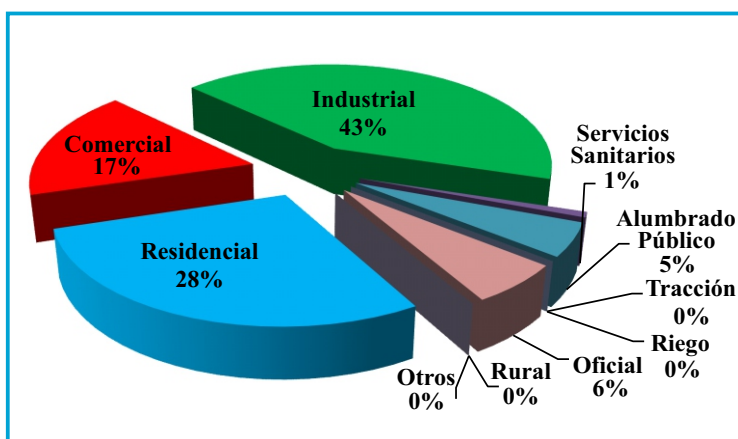
EMPRESA	AREA [km <sup>2</sup> ]	BT [k m]	MT [k m]	AT [k m]
DPE (T. del Fuego)	42	245	120	0

Fuente: ADEERA

### Consumo eléctrico de la provincia

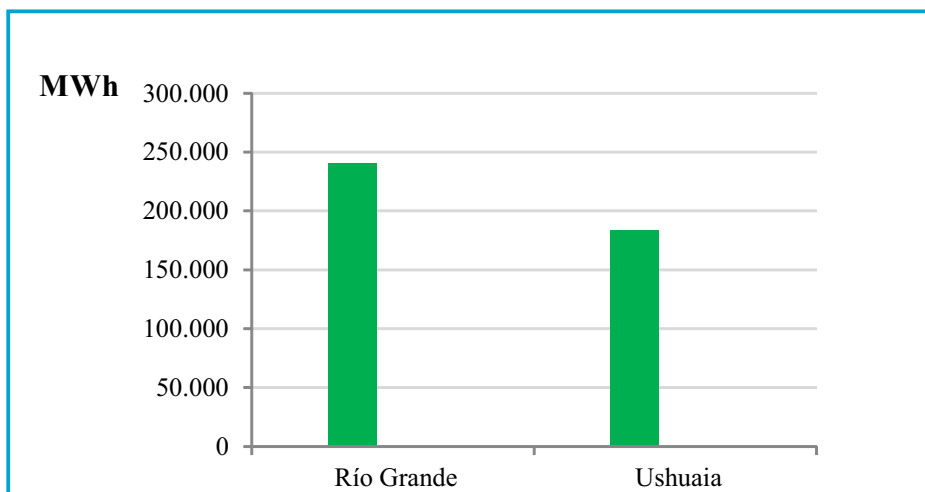
El consumo de la provincia, en el año 2011, fue de 424.199 MWh, que corresponde a un 0,4% del consumo del país. En el siguiente gráfico se presenta la distribución de la demanda eléctrica de la provincia de Tierra del Fuego según los sectores de consumo, extraída del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2011, elaborado por la Secretaría de Energía.

Tipo de usuario	MWh Consumidos
Residencial	121.336
Comercial	72.004
Industrial	180.819
Servicios Sanitarios	3.478
Alumbrado Público	21.326
Tracción	0
Riego	0
Oficial	25.236
Rural	0
Otros	0
<b>Total</b>	<b>424.199</b>



Distribución de la demanda eléctrica [MWh] de Tierra del Fuego. Año 2011

Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2011, elaborado por la Secretaría de Energía



Demanda eléctrica por partidos de Tierra del Fuego. Año 2011. Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2011, elaborado por la Secretaría de Energía [MWh]

A la izquierda se presenta el consumo de electricidad de la provincia de Tierra del Fuego desagregado por departamentos.

El mayor consumo eléctrico de Tierra del Fuego corresponde a lo demandado por el departamento de Río Grande con un 56,6%, y el departamento de Ushuaia con el 43,4% de la electricidad generada.

## Noticias



### Parque Eólico Reta y Copetonas - 75 aerogeneradores en Buenos Aires

*Proyecto eólico con aerogeneradores chinos. Invertirán US\$ 200 millones en la construcción de 2 centrales eólicas con 75 aerogeneradores: 50 en Reta y 25 en Copetonas.*

Una empresa China invertirá 200 millones de dólares para la puesta en marcha, en Tres Arroyos, del parque eólico más importante de Buenos Aires, que permitirá contar con 100 megavatios de potencia, anunció en el mes de diciembre la ministra de Economía de la provincia, Silvina Batakis.

Se trata de la empresa china XENC NE Corporation, cuyos directivos estuvieron reunidos con la titular de la cartera de economía para dar detalles de la inversión que se realizará en dos etapas.

Según se informó, la inversión conlleva la instalación de dos centrales eólicas, Pampa I y La Cascada, equipadas con 50 molinos de viento en la localidad bonaerense de Reta y 25 molinos en Copetonas, ambas en el partido de Tres Arroyos.

En la reunión también se resaltaron las condiciones favorables que presenta la provincia de Buenos Aires para la instalación de estos parques eólicos, sobre todo en la zona sur y costera, también se destacó que este proyecto le dará a esa región un importante posicionamiento en el interior provincial.

Batakis destacó la importancia de la inversión privada y aseguró que Buenos Aires "se ha transformado en un territorio atractivo para la radicación de empresas y la llegada de financiamiento que promuevan inversiones orientadas a energía que incentivan el desarrollo".

De la reunión participaron también el Subsecretario de Coordinación con Estados y Organismos Internacionales, Gerardo Hita; directivos de la empresa china XENC NE; representantes de Autotrol Renovables S.A.; de la Compañía General de Proyectos S.A. y de la Cooperativa Eléctrica de Tres Arroyos (CELTA).

Fuente: <http://www.evwind.com/> - 23 de diciembre de 2013.

### Electroingeniería construirá las represas Kirchner y Cepernic

La constructora Electroingeniería es el resultado final de la licitación para la construcción de las centrales hidroeléctricas "Néstor Kirchner" y "Jorge Cepernic", en la provincia de Santa Cruz dicha empresa ofrece 18.847 millones de pesos y una financiación total de la obra. Es que la firma cordobesa (junto a la china Gezhouba Group Company Limited y Hidrocuyo S.A.) presentó la propuesta económica más baja, a lo que le agregó una mayor cobertura financiera.

La unión transitoria de empresas (UTE) conformada por Electroingeniería, la firma China Gezhouba Group e Hidrocuyo presentó una oferta de 22.948.356.204,92 pesos, aunque con un descuento de 17,44%, que la lleva a un valor global final de \$ 18.000.947.000; con un precio de 6,01 dólares por megavatio hora (MWh) de energía producida; 5.803.252.600,41 pesos en concepto de gravámenes, y financiamiento del total de la obra.

En tanto, la UTE integrada por Odebrecht, Pescarmona y Alstom Brasil Energía y Transporte ofertó 23.992.945.200 pesos, a 6 dólares el MWh, con 6.338.936.122 pesos de impuestos y 100% de financiamiento.

Otra oferta correspondió al grupo conformado por Sinohydro, Iecsa, Austral Construcciones, Chediak y Esuco, por un monto de 20.479.989.247 pesos, a 17,64 dólares el MWh, e impuestos por 8.303.859.116 pesos.

El último grupo que presentó su oferta fue el integrado por las firmas Panedile, Isolux, Eleprint, Helpert, Powert Machine, Inter Rao e Hidroeléctrica Ameghino, por un valor global de 21.817.913.609,57 pesos, a 9,65 dólares el MVH, con 5.384.661.078,84 pesos en gravámenes.

El proyecto es de tal envergadura que la propia presidenta de la Nación, Cristina Fernández de Kirchner, siguió de cerca las alternativas. Inclusive visitó en su momento la localidad de Piedra Buena, en la provincia de Santa Cruz, para encabezar el acto de firma de convenio para su construcción.

Se espera que una vez finalizadas las obras, se puedan producir y enviar 1.740 megavatios al sistema energético nacional. Las represas de aprovechamiento hidroeléctrico se ubicarán sobre el Río Santa Cruz, el más caudaloso del país y que hasta el momento no tiene aprovechamiento hidroeléctrico.

Estas represas no sólo permitirán aumentar la producción de energía eléctrica, sino que también disminuirán la dependencia de los hidrocarburos y la necesidad de importar energía. Además, su construcción tendrá un impacto positivo a nivel local, ya que la obra no sólo generará 5.000 puestos de trabajo, sino que impulsará la generación de una matriz productiva con mayor diversificación que, a su vez, permitirá crear nuevos emprendimientos y trabajo genuino en áreas de servicios, logística, comercio, salud, educación, y recreación, entre otros.

Al acto de apertura de los sobres también asistieron autoridades nacionales, entre quienes estuvieron el ministro de Planificación Federal, Julio De Vido, y los secretarios de Obras Públicas, José López, y de Energía, Daniel Cameron.

Desde su licitación en 2008, las represas sufrieron constantes incrementos en sus costos. Empezaron con una oferta de 11.000 millones de pesos y tuvieron su última variación en diciembre de 2012, llevando el valor global máximo de las ofertas presentadas en la licitación a un importe que no podía superar los 24.358.320.000. En tanto, el porcentaje de financiamiento no debía ser menor al 50%, incluir un mínimo de 30% de industria nacional, establecer el plazo total de devolución y si era con algún periodo de gracia, debía garantizar nuevos puestos de trabajo y tener listos los trabajos en 66 meses; o sea, en cinco años y medio.

El complejo hidroeléctrico a construir abarcará las represas renombradas Néstor Kirchner y Jorge Cepernic, que tendrán 75,5 y 43,5 metros de altura respectivamente, generando 2 embalses con una superficie total de 47 mil hectáreas. Se estima que se utilizarán más de 1,6 millones de metros cúbicos de hormigón convencional. En la Néstor Kirchner se instalarán 6 turbinas tipo Francis, que en total aportarán 1.140 Megavatios de potencia, mientras que la Jorge Cepernic incorporará 5 Turbinas Kaplan, de 600 megavatios totales.

En mayo de 2011 la Legislatura de la provincia de Santa Cruz sancionó, mediante Ley Provincial N° 3.206 y Ley Provincial N° 3.207, el renombramiento de las represas Cóndor Cliff y La Barrancosa como Represa Dr. Néstor Kirchner y Gobernador Jorge Cepernic respectivamente, en homenaje al ex presidente Kirchner y al ex gobernador de la provincia de Santa Cruz Jorge Cepernic.

Estas obras se realizan luego de que el Gobierno Nacional pusiera en marcha una inversión de 6.000 millones de pesos para desarrollar 2.000 kilómetros de línea de interconexión, incorporando Río Negro, Chubut y Santa Cruz al Sistema Interconectado Nacional. Se finalizaron 1.000 kilómetros de Línea de Extra Alta tensión desde Choele Choel a Pico Truncado, y se está completando la conexión hasta Río Gallegos, Río Turbio y El Calafate con otros 1.000 kilómetros.

Esta línea de interconexión forma parte del plan de obras del anillado energético, como la interconexión NEA-NOA, Comahue-Cuyo y la tercera línea de Yacyretá, obras que brindan seguridad e interconexión al sistema eléctrico nacional, generando la infraestructura básica que permita el desarrollo de las regiones periféricas.

Los diques terminados permitirán atenuar las crecidas del río, los embalses se podrán aprovechar turísticamente, y se promoverá la expansión agrícola-ganadera y las cadenas de valor agro-industrial, a partir del desarrollo de nuevas áreas de riego.

Fuente: <http://www.evwind.com/> - 26 de junio de 2013.

## “El desarrollo del 10% de recursos de Vaca Muerta permitirá para alcanzar el autoabastecimiento de Argentina”

---

El presidente del Instituto de Petróleo y Gas (IAPG), Ernesto López Anadón, ponderó hoy el potencial energético que tiene la Argentina a partir del desarrollo de la formación geológica Vaca Muerta de hidrocarburos no convencional, donde la explotación efectiva del 10 por ciento de sus recursos ya significará para el país el logro del autoabastecimiento y la posibilidad de exportar.

"A Vaca Muerta le asignan recursos por 300 trillones de pies cúbicos. Loma La Lata, que fue un descubrimiento gigante a nivel internacional, a partir del cual se gasificó Argentina, que hoy sigue produciendo, tenía 10 trillones de pies cúbicos" cotejó el especialista.

López Anadón, junto a Carlos Colo, gerente ejecutivo de Exploración de YPF, presentó en una rueda de prensa el encuentro "Argentina Oil & Gas- Expo 2013", que se desarrollará entre el 7 y el 10 de octubre próximo en el predio ferial de La Rural, en Palermo.

"Ahora los pozos los podemos contar con los manos, pero de aquí a cuatro años se podrían comenzar a explorar en el orden de 500 pozos por año".

Durante la exposición, ambos especialistas hablaron sobre la conveniencia del desarrollo de hidrocarburos no convencionales, y respondieron acerca de una serie de "mitos" que rodean a este tipo de explotación de parte de organizaciones ambientalistas.

Respecto al uso de agua en estos emprendimientos, explicaron que los volúmenes que se utilizan para este tipo fractura "están muy lejos de alcanzar los volúmenes que utilizan actividades como la agricultura, la industria, y el mismo consumo diario de la comunidad".

Desestimaron cualquier tipo de impacto medioambiental, por "la tecnología que se utiliza y la responsabilidad de quienes ejecutan esa actividad".

También rechazaron que la fractura hidráulica para desarrollar "shale" pueda causar movimientos del suelo.

"No tiene correlato científico que esta actividad genere algún tipo de movimiento telúrico", dijo López Anadón.

El titular del IAPG también recordó que YPF anunció la perforación de más 100 pozos no convencionales para el próximo año.

"De los resultados que se obtengan habrá igual, menos o más pozos al año siguiente porque se está en una etapa exploratoria", agregó.

En la primera etapa "hay que alinear todos los factores que concurren a la rentabilidad del pozo para ver cómo se encara el desarrollo fuerte, y eso -estimó- puede llevar entre 2 y 4 años".

Prosiguió "ahora los pozos los podemos contar con los manos, pero de aquí a cuatro años se podrían comenzar a explorar en el orden de 500 pozos por año".

Afirmó que "Argentina tiene un excelente potencial de tener un negocio que beneficie al conjunto del país. Hay que convencer para conseguir inversiones, y eso requiere de todos: Gobierno, sindicatos, empresas de servicios, la gente. Hay que buscar eficiencia y bajar costos".

El desarrollo de los no convencionales está atado al precio de los hidrocarburos, pero particularmente a la productividad propia del pozo, indicaron en el encuentro.

Estados Unidos comenzó a desarrollar shale en 1970, pero recién entró en plena producción en 1995. En la actualidad, el 30 por ciento de sus reservas de gas provienen del "shale".

En el AOG2013 que se inaugura el 7 de octubre, se realizara también el "Foro de la Industria de Hidrocarburos", organizado por IAPG.

Bajo el lema "Recursos no Convencionales: un nuevo horizonte", el foro reunirá a expertos nacionales e internacionales que brindarán el más completo y actualizado cuadro de situación de la actividad energética con foco en el desarrollo y producción de recursos no convencionales, tanto en Argentina como en el mundo.

Los especialistas debatirán sobre la visión de las empresas operadoras para el liderazgo de la explotación de los reservorios no convencionales; el desarrollo de clúster no convencionales; el desarrollo y la evolución de yacimientos tipo factoría, el medio ambiente y la responsabilidad social, entre otros.

La conferencia inaugural estará a cargo del CEO de YPF, Miguel Gallucio, y en los días siguientes expondrán el presidente de Bidas, Carlos Bulgheroni; y el Consultor Senior de Estimulación en Exxon Mobil, Kris Nygaard, entre otros.

Fuente: 25-09-13. TELAM

## **YPF crea una nueva empresa para la generación de energía eléctrica**

La nueva empresa se dedicará a "la producción y comercialización de la energía eléctrica que la compañía y el país necesitan", informó la petrolera respecto a la iniciativa que también "contribuirá al abastecimiento energético de sus operaciones".

Por primera vez en la historia de YPF, la compañía ingresará en el segmento de la energía eléctrica y avanzará en la generación de valor de la cadena de producción energética.

La generación eléctrica dependerá, en esta primera instancia, de las centrales eléctricas propias de última generación, ubicadas en la localidad de El Bracho, a 20 kilómetros de la ciudad de San Miguel de Tucumán.

Mediante dos ciclos combinados las centrales totalizan 800 MW de potencia, lo que permitirá aportar el 5 por ciento de la energía consumida en Argentina (casi el 40 por ciento del noroeste argentino) y contribuirá al abastecimiento energético de las operaciones de YPF.

Los ciclos combinados de YPF-Energía están compuestos por seis máquinas, 4 turbinas de gas y 2 turbinas de vapor trabajando en forma de dos ciclos combinados, precisó el portal especializado [elsurtidor.com](http://elsurtidor.com).

La compañía informó que Martín Mandarano será el gerente general de YPF Energía Eléctrica con un equipo de 75 empleados, y expresó que el objetivo será convertirse en "una de las mejores centrales eléctricas del parque de generación argentino" y aspirar a "ser una de las tres centrales de mejor disponibilidad del mercado".

Fuente: TELAM, - 14 de agosto del 2013.