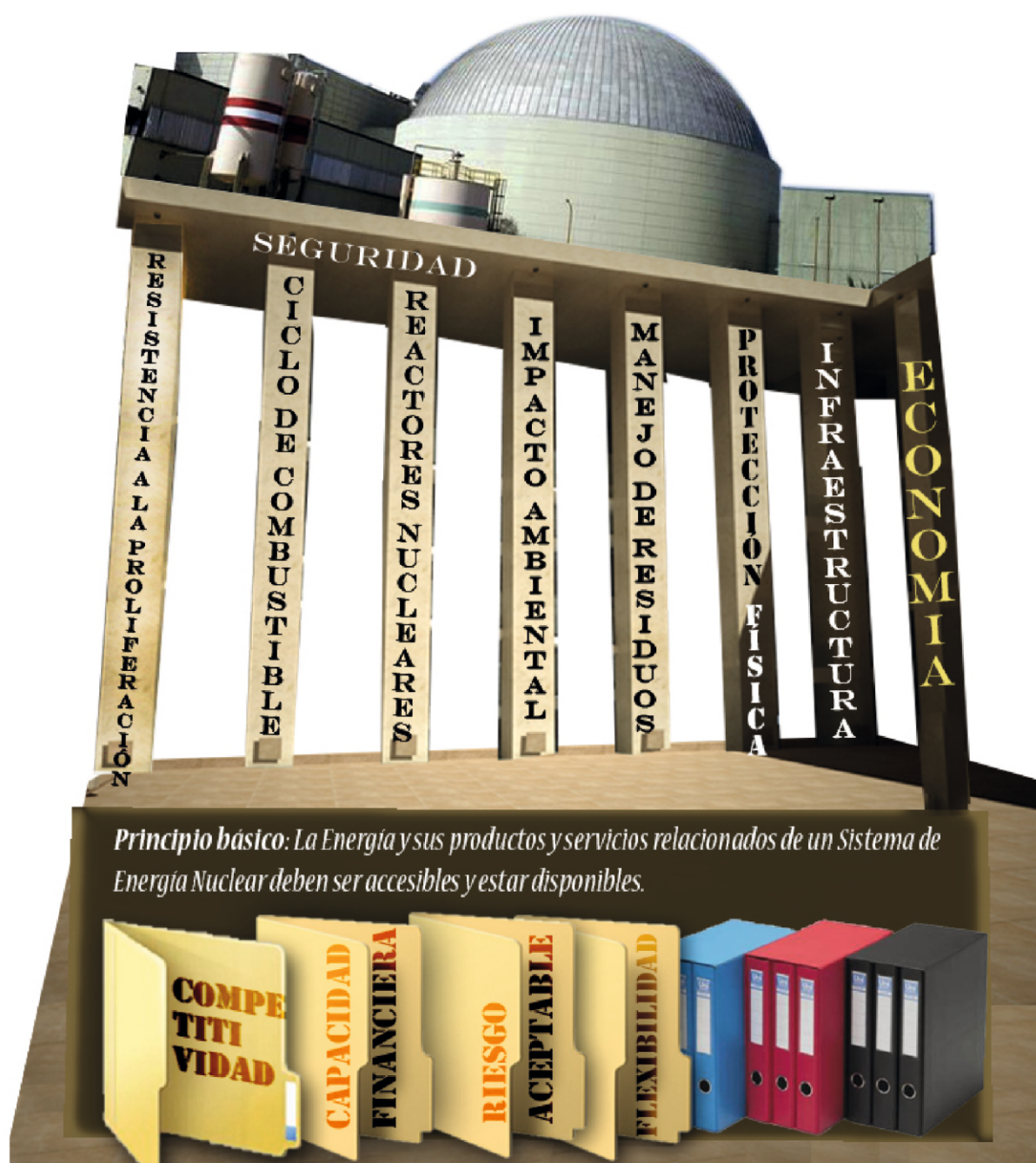


BOLETÍN ENERGÉTICO

34

2do. Semestre 2014
AÑO XVII N° 34



ISSN 1668-1525



Comisión Nacional
de Energía Atómica



Ministerio de
Planificación Federal,
Inversión Pública y Servicios

Dirección de la Publicación: Ing. Norberto Coppari

Coordinación Editorial: Ing. Santiago Jensen

Comité Técnico: Ing. Norberto Coppari

Lic. Cristina Delfino

Ing. Susana Gómez de Soler

Boletín elaborado y emitido por la Subgerencia de Planificación Estratégica, perteneciente a la Gerencia de Planificación, Coordinación y Control, Comisión Nacional de Energía Atómica. Av.Libertador 8250 (C1429BNP) CABA; Centro Atómico Constituyentes, Av. General Paz 1499 (B1650KNA), San Martín, Buenos Aires.

Tel: 6772-7526/7869

Producción Editorial: Ing. Norberto Coppari

Srta. Mariela Iglesia

Comité Revisor: Ing. Amparo Biscarra

Ing. Valeria Cañadas

Téc. Sofía Colace

Ing. Santiago Jensen

Ing. Fernando Zirulnikow

Apoyo Técnico: Sr. Diego Coppari

Sr. Facundo Leuzzi

Sra. Mónica Nicolini

Diseño y Compaginación: Lic. Cristina Delfino

Lic. Andrés Boselli

Impresión: Subgerencia Planificación Estratégica

CAC - CNEA

Internet: <http://www.cnea.gov.ar/boletin-energetico>

E-mail: sintesis_mem@cnea.gov.ar

Otras publicaciones de CNEA: <http://www.cnea.gov.ar/publicaciones>

ISSN 1668-1525

Las opiniones expresadas en los artículos firmados de este boletín no representan necesariamente las de la Subgerencia de Planificación Estratégica, que declina toda responsabilidad sobre las mismas.



Contenido

Competitividad de futuras centrales nucleares en argentina aplicando la metodología INPRO de OIEA en el área de economía.

Ing. Norberto Coppari, Ing. Valeria Cañadas

Perspectivas de los recursos de uranio y torio para la generación nucleoelectrónica.

Lic. Luis López

- **Potencia Instalada**
 - Evolución de la Potencia Instalada
 - Histórico de Incorporación de Tecnologías
- **Generación de Energía Eléctrica**
 - Generación Nucleoelectrónica
- **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: Centro, Cuyo, Comahue, Patagonia y Provincia de Tierra del Fuego**
- **Noticias**

Editorial

El 2014 ha sido un año sumamente positivo en lo que respecta a la actividad nuclear en Argentina, debido a que se han dado pasos significativos mediante la concreción de varios hitos, y con señales de que se seguirá creciendo en el futuro. En este sentido, podemos afirmar que varios proyectos importantes han tomado forma durante este último año, otros se han acelerado, quedando así más próximos de ser una realidad.

En primer lugar, la central nuclear CAREM comenzó a hacerse posible, ya que se realizó el primer hormigón del edificio que contendrá el reactor prototipo, de 25 MWe. Este hecho, que a simple vista parece uno más dentro de una obra civil, es para los organismos internacionales el inicio formal de la construcción de un reactor nuclear. A partir de este hecho, el CAREM adquiere el estado de “reactor nuclear en construcción” en las estadísticas internacionales. Además, se adjudicó la construcción del recipiente de presión a una empresa nacional. Dicha pieza unitaria es considerada la más importante del reactor, y lo que se conoce como “su corazón”.

Por otra parte, cabe destacar que en 2014, nuevamente, Argentina se ubicó dentro del selecto grupo de países que cuentan con la tecnología de enriquecimiento de uranio, ya que comenzaron las operaciones del Módulo de Prueba de la planta que se encuentra en el Complejo Tecnológico Pilcaniyeu, en la Provincia de Río Negro.

En la misma línea, es importante marcar que comenzó la construcción de la nueva planta de purificación y conversión a óxido de uranio (NPU), en la provincia de Formosa. Esta planta, una vez concluida, permitirá aumentar el suministro del combustible necesario para operar las centrales nucleares argentinas.

Además, continúa la etapa de preparación de las tareas que se realizarán en la Central Nuclear de Embalse con el objetivo de que, luego de una revisión y adaptación integral, esta pueda operar por, al menos, 25 años más. En este sentido, la totalidad de las herramientas necesarias para esta tarea, y la mayoría de los equipos que se van a reemplazar, ya se encuentran en el lugar de la obra. Se espera que en los primeros meses del año 2015 comiencen los trabajos correspondientes.

De todas maneras, el suceso más importante del año está relacionado con la Central Nuclear Atucha II (Dr. Néstor Carlos Kirchner) pues, durante los primeros meses del 2014, se terminaron de modo exitoso las pruebas con presión y temperatura, se extrajo el agua liviana, se cargó el agua pesada, y el 3 de junio se puso a crítico por primera vez el reactor.

La puesta a crítico por primera vez es uno de los hitos más importantes de la puesta en marcha de un reactor nuclear, pues es cuando se produce la primer reacción nuclear en cadena controlada. De todas formas, cabe aclarar que, la cantidad de calor generada en esta puesta a crítico no es suficiente como para producir el vapor que pueda mover la turbina del generador.

A partir de dicho suceso, la central fue cumpliendo en la segunda mitad del año con los procedimientos establecidos para su puesta en marcha, aumentando su potencia en forma escalonada, entregando cada vez más energía eléctrica a la red, hasta llegar a fin de diciembre a un 75% de su potencia nominal. En este sentido, se espera que en los primeros meses del año 2015 llegue al 100%.

Pero aquí no terminan las noticias positivas del año, ya que se han sentado las bases para un futuro de crecimiento sostenido en materia energética. En este sentido, se han firmado acuerdos con la República Popular de China para la construcción de una cuarta y quinta central nuclear. En el caso de la cuarta, se tratará de un reactor de tubos de presión, similar a la Central Nuclear de Embalse, pero de mayor potencia. Además, por supuesto, la central contará con todos los avances tecnológicos que se han producido hasta el presente en materia de reactores nucleares. La quinta central, por su parte, será un reactor moderno de agua a presión y uranio enriquecido. Los dos proyectos incluyen financiación y transferencia de tecnología. En ambos casos, y siguiendo la tradición nuclear en el tema, se contará con un alto porcentaje de participación de la industria nacional en su construcción.

En el ámbito de la medicina nuclear, en años anteriores, se venía trabajando en la construcción de Centros de Medicina Nuclear en diversos lugares del país. En 2014, por una iniciativa del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, se agregaron nuevos sitios donde emplazar dichos complejos, y al mismo tiempo se aceleró y amplió la construcción de aquellos que ya estaban planificados, con el objetivo de brindar diagnóstico y tratamiento con técnicas nucleares en todo el territorio nacional.

Por otra parte, aunque también en materia de medicina nuclear, la Autoridad Regulatoria Nuclear (ARN) otorgó la licencia de construcción del Reactor RA10 –un reactor multipropósito– que se utilizará para la investigación y producción de radioisótopos para su uso en el país, pero que también permitirá el aumento de las exportaciones en este rubro.

La extensión de vida de la Central Nuclear de Embalse; la construcción del CAREM; y la cuarta y quinta central nuclear, le dan previsibilidad y continuidad a la industria de origen nacional, para crecer de modo sostenido en la fabricación de componentes para alimentar la industria nuclear del país, y prepararse para incursionar en el mercado internacional. Del mismo modo, la instalación futura de nuevos complejos para el desarrollo de la medicina nuclear, asegura un horizonte promisorio en el cuidado de la salud de la población, al tiempo que permite aumentar la inclusión social en la medicina moderna.

Competitividad de futuras centrales nucleares en argentina aplicando la metodología INPRO de OIEA en el área de economía

Norberto Coppari, Valeria Cañadas

Introducción

Uno de los objetivos estatutarios de OIEA (Organismo Internacional de Energía Atómica) es "tratar de acelerar y aumentar la contribución de la energía atómica para la paz, la salud y la prosperidad en todo el mundo". El Proyecto Internacional sobre Reactores Nucleares y Ciclos de Combustible (INPRO) se puso en marcha en el año 2000, con el propósito principal de contribuir a que la energía nuclear se encuentre disponible en el siglo XXI de una manera sustentable.

Se desarrollaron una serie de principios básicos, requerimientos de usuario y criterios junto con un método de evaluación que, en su conjunto, comprende la metodología de INPRO para la evaluación de un Sistema de Energía Nuclear ("NES: Nuclear Energy System") nacional o global, en lo que se refiere a su sustentabilidad a largo plazo.

En esta metodología, el término "sistema de energía nuclear" incluye el espectro completo de las instalaciones nucleares que componen el ciclo del combustible nuclear, incluidas las instalaciones del "front-end" (minería, molienda, refinación, conversión, enriquecimiento, y fabricación de combustible), así como las instalaciones de "back-end" (almacenamiento del combustible gastado, procesamiento, repositorios) y el propio reactor.

La documentación incluye ocho volúmenes que cubren las áreas de Economía, Infraestructura, Gestión de Residuos, Resistencia a la Proliferación, Protección Física, Medio Ambiente, Seguridad de los Reactores y de las Instalaciones del Ciclo del Combustible Nuclear.

El manual que cubre el área de economía de la metodología INPRO (IAEA-TECDOC-1575/Rev.1 (2008)) proporciona una orientación sobre la evaluación de un NES en el área de economía, para contribuir a que la energía nuclear esté disponible y sea accesible y sustentable en el largo plazo. Es decir, que la energía nuclear debe ser competitiva frente a otras opciones de suministro de energía. Para ello se contemplan los siguientes puntos:

- El costo de la electricidad generada por una central nuclear debe ser comparable al de otras tecnologías alternativas disponibles, que también operen en la base de la curva de demanda.
- El desempeño de las figuras financieras de mérito, como la Tasa Interna de Retorno (TIR), el Valor Actual Neto (VAN) y el Retorno de la Inversión (ROI), deben ser adecuados y encontrarse dentro de rangos aceptables.
- Es necesario realizar un análisis de sensibilidad de los parámetros económicos críticos más importantes (que afectarían el resultado de la evaluación económica), para valorar su robustez en diferentes escenarios.

Cabe aclarar que, el hecho de que la energía nuclear resulte competitiva económica y financieramente, no significa que deba ser la opción más barata para la generación de electricidad en un país.

Existen además muchos otros factores que pueden influir en la toma de decisiones respecto a la elección del suministro energético. Estos incluyen, entre otros:

- Consideraciones de seguridad de abastecimiento energético.
- Búsqueda de estabilidad a largo plazo de los costos energéticos.

- Diversificación de la matriz eléctrica con variedad de tecnologías de suministro de energía disponibles, aceptando sus diferentes participaciones según el grado de conveniencia que presente para el país la inserción de cada una de ellas.
- Desarrollo industrial y rol que la tecnología nuclear puede desempeñar en el mismo.
- Impactos ambientales, positivos y negativos, imputables a cada tecnología.
- Emisiones de gases de efecto invernadero producidas y evitadas.
- Seguridad para el público y los operadores de cada tecnología.
- Sustentabilidad del sistema energético a mediano y largo plazo.
- Gestión de residuos producidos y evitados.
- Desarrollo de recursos humanos en diferentes especialidades.
- Aceptación pública y apoyo político.

Tales consideraciones se contemplan en los estudios de planificación energética en forma de externalidades positivas y negativas, ayudando a los gobiernos a tomar decisiones y justificando la aceptación de un costo más elevado para la opción nuclear, en comparación con otras fuentes alternativas de energía, por razones estratégicas.

Por otra parte, la construcción de una central nuclear es un proyecto de inversión a gran escala que conlleva un promedio de 10 años o más, desde la planificación del proyecto hasta su concreción, requiriendo altos montos de inversión que deben ser compatibles con la capacidad de reunir el capital en el mercado considerado.

De esta manera, se considera aceptable para los inversores el riesgo del negocio en un NES, cuando se cumple con la capacidad de reunir el capital necesario.

Este riesgo comprende varios factores, incluyendo entre otros: las incertidumbres en el costo del proyecto básico; otros costos asociados a retrasos en los proyectos; incertidumbres regulatorias que pueden afectar tanto al programa del proyecto, así como al impacto del público por presiones adversas; una disminución en el rendimiento esperado de la planta; y cuestiones técnicas que puedan conducir a deficiencias en el funcionamiento de la central.

Por su parte, el exceso de costos generado por atrasos en la construcción, está principalmente relacionado con la gestión de proyectos y el apoyo de ingeniería y con el monto de intereses durante la construcción que se incrementarán con cada período de atraso. Por lo tanto, el cronograma de obras debe ser lo más corto y ajustado posible, para poner en funcionamiento las nuevas instalaciones cuanto antes y empezar así a generar ingresos.

De igual forma, se debe considerar el "clima político" del país para determinar si existe apoyo suficiente para el desarrollo de la energía nuclear, y si es probable que ese apoyo se mantenga en el tiempo durante toda la vida útil de las instalaciones, lo suficiente como para atender a las necesidades de desmantelamiento y gestión de los residuos.

Por último, para el caso de NES innovadores debe evaluarse si éstos son lo suficientemente flexibles como para evolucionar y adaptarse a la más amplia gama de mercados futuros y suministrarles energía en forma competitiva. Esta flexibilidad comprende tanto el tamaño de las instalaciones como la capacidad de consumir diferentes tipos de combustibles (con mayores quemados, combustibles MOX, reciclados de Uranio (UR) o reprocesados, entre otros parámetros).

En el presente trabajo se ha considerado como caso de estudio un reactor tipo PWR genérico de 1.000 MW de potencia para realizar un análisis y evaluación de las figuras financieras de mérito y su correspondiente análisis de sensibilidad de las principales variables críticas, aplicando la Metodología INPRO correspondiente al Área Economía.

Descripción de la Metodología INPRO

La evaluación consiste en determinar el valor de cada uno de los indicadores establecidos por los criterios de INPRO y compararlos con el límite de aceptación correspondiente a cada uno. Sobre la base de la comparación, se debe hacer un juicio sobre el potencial, es decir, la capacidad de un NES para cumplir con cada criterio.

De esta forma, el objetivo final de la aplicación de la metodología del INPRO es confirmar que el NES evaluado cumple con todos los criterios y, por lo tanto, los requerimientos de usuario y los principios básicos, representando un sistema sustentable a largo plazo.

En el área de economía, la metodología INPRO ha desarrollado una estructura simple con un solo principio básico (“**BP**: Basic Principle”) y cuatro requerimientos de usuario (“**UR**: User Requirement”). Para cada UR se define al menos un criterio (“**CR**: Criterion”) que consta de un indicador (“**IN**: Indicator”) y un límite de aceptación (“**AL**: Acceptance Limit”), tal como se mostrará en la Tabla 1.

Requerimientos de usuario

UR 1: Costo de la Energía

En la comparación de los costos de electricidad (o de otros productos energéticos) de un NES, se emplean los costos nivelados unitarios de generación de energía (“**LUEC**: Levelized Unit Energy Cost”).

El concepto básico de LUEC es sencillo y se basa en expresar todos los costos del proyecto que se producen en los diferentes momentos de la vida útil de la central, en su valor equivalente a cierto punto del tiempo, por ejemplo, al inicio de la operación de la planta comercial, utilizando una tasa de descuento (r), que representa el valor temporal del dinero. Luego se dividen estos costos totales actualizados a dicho punto en el tiempo, por la sumatoria de la generación eléctrica total de la central durante toda su vida útil, también actualizada al mismo punto del tiempo.

De esta forma se obtiene un costo por unidad de generación eléctrica, independiente del precio de la electricidad del país analizado, evitando así las distorsiones que cada sistema eléctrico pueda tener en forma de subsidios e ineficiencias varias, y obteniendo un valor de comparación a nivel internacional.

Otra forma de interpretar el LUEC es el precio al que la electricidad debería venderse tal que el Valor Actual Neto (**VAN**) de todos los flujos de efectivo (egresos e ingresos del proyecto), desde el inicio hasta el final de la vida de la planta, fuera igual a 0.

El cálculo del LUEC es una herramienta útil para comparar diferentes opciones de generación con diferentes componentes en los costos, por lo que es ampliamente utilizado para este propósito.

En la selección de la tecnología de generación de electricidad no-nuclear (alternativa (A)) para el cálculo del costo nivelado de energía (CA) a ser usado en la comparación, se elige el competidor más fuerte que también opere en la base de la curva de demanda.

Por lo tanto, el área de interés del presente trabajo es comparar una tecnología fósil alternativa a determinar, a los efectos de evaluar reactores tipo PWR.

UR 2: Capacidad de Financiamiento

Hay dos aspectos de la inversión relacionados entre sí que son el CR 2.1 que contempla el atractivo de la inversión (en términos de rentabilidad financiera) y el CR 2.2 que evalúa el tamaño de la inversión requerida.

El atractivo de una inversión se cuantifica normalmente mediante la determinación de parámetros económicos llamados Figuras Financieras de Mérito, como la tasa interna de retorno (**TIR**), el retorno de la inversión (**ROI**) y el valor actual neto (**VAN**) de los flujos de efectivo.

La TIR depende de factores tales como el precio que se paga por unidad de electricidad vendida (“**PUES**: Price Unit Energy Sold”), el factor de capacidad de la planta (**Fp**), y los costos de generación,

Principio básico (BP): El sistema de energía nuclear, la energía y sus productos y servicios relacionados deben estar accesibles y disponibles.		
Requerimiento de Usuario	Criterio	Indicador y Límite de aceptación
UR1 (Costo de la Energía): El costo de la energía suministrada por el sistema de energía nuclear (C_N), teniendo en cuenta todos los gastos y créditos pertinentes, debe ser competitivo frente al costo de las fuentes de energía alternativas (C_A) que están disponibles para una aplicación determinada en el mismo período de tiempo y región geográfica.	CR1.1: Competitividad de los costos	IN1.1: Costo de la energía.
		AL1.1: $C_N < k * C_A$. k es usualmente mayor o igual a 1, basado en consideraciones estratégicas.
UR2 (Capacidad de Financiamiento): La inversión total necesaria para diseñar, construir y poner en servicio el NES, incluidos los intereses durante la construcción (IDC), debe ser tal, que los fondos necesarios se puedan obtener.	CR2.1: Atractivo de la Inversión	IN2.1: Figuras Financieras de Mérito (TIR, ROI, VAN).
		AL2.1: Las Figuras Financieras de Mérito del NES deben ser comparables o mejores que las de la tecnología alternativa, o bien menores a un valor dado como límite por el decisor en base a consideraciones estratégicas y de evaluación social.
	CR2.2: Límite de la Inversión	IN2.2: Inversión total.
		AL2.2: La inversión total requerida debería ser compatible con la capacidad de disponer del capital en un dado mercado.
	CR3.1: Madurez del diseño	IN3.1: Estado de desarrollo técnico y normativo.
		AL3.1: El desarrollo técnico y el estado del licenciamiento de un diseño a instalar o desarrollar deben estar suficientemente maduros.
	CR3.2: Cronograma de construcción	IN3.2: Tiempos de construcción y puesta en marcha usados en la evaluación económica.
UR3: (Riesgo de inversión): El riesgo de la inversión en sistemas de energía nuclear debería ser aceptable para los inversores	CR3.3: Incertidumbre de los parámetros económicos de entrada	AL3.2: El tiempo de construcción y puesta en marcha debe ser realista y no optimista.
		IN3.3: Se ha realizado un análisis de sensibilidad de los parámetros importantes de entrada empleados en la evaluación económica para el cálculo de los costos y las figuras financieras de mérito.
	CR3.4: Entorno político	AL3.3: La sensibilidad a los cambios en los parámetros seleccionados es aceptable para el inversor
		IN3.4: Compromiso político a largo plazo para la opción nuclear.
UR4 (Flexibilidad) Los NES innovadores deben ser compatibles con los requerimientos de los diferentes mercados.	CR4.1: Flexibilidad	AL3.4: Compromiso suficiente que permita un retorno de la inversión.
		IN4.1: Son adaptables a distintos mercados los componentes del NES?
		AL4.1: Si

Tabla 1: Resumen del área Economía de INPRO

incluyendo los de amortización de la inversión, fijos y variables de operación y mantenimiento (**O&M**), de combustible y de gestión de residuos, entre otros. Así, la TIR se obtiene mediante el cálculo del VAN, iterando con distintas tasas de descuento, hasta igualarlo a cero.

El retorno de la inversión (ROI) de un NES también depende del PUES, del Fp y de los costos de generación. Se calcula a partir del promedio de ingresos netos anuales, es decir, el total de ingresos de la venta de la producción de la planta durante toda su vida útil, (electricidad) descontándole todos los costos de inversión, O&M, combustible y otros, tales como los de gestión de residuos y desmantelamiento, para toda la vida de la planta. El resultado queda expresado como una fracción del capital invertido en el NES, al ser dividido por la inversión del proyecto.

Por su parte el tamaño de la Inversión se evalúa a través del CR 3.2, Límite de Inversión, donde se establece la capacidad del mercado para sostener la inversión suficiente en el NES.

UR3: Riesgo de Inversión

Como para cualquier proyecto a gran escala, hay muchos riesgos que pueden incidir en un proyecto de una planta de energía nuclear. Estos incluyen, entre otros:

- CR 3.1 Riesgos tecnológicos: Se evalúa si el diseño está suficientemente maduro, y si el rendimiento de la planta puede verse afectado negativamente por problemas técnicos imprevistos.
- CR 3.2 Riesgo de atraso en los Cronogramas: Se evalúan los costos asociados a posibles atrasos en la construcción y puesta en marcha de la planta respecto a la fecha planificada.
- CR 3.3 Riesgo Regulatorio y de Licenciamiento: Se evalúa la madurez del diseño para contemplar posibles problemas de reglamentaciones con incidencia en el programa de construcción y en la capacidad operativa de la planta.
- CR 3.4 Riesgo Político: Se evalúa si existe suficiente apoyo político al proyecto como para garantizar su desarrollo a largo plazo.

UR4: Flexibilidad

Este UR se dirige principalmente a un inversor o desarrollador de tecnología y se relaciona con la capacidad de recuperar la inversión de un diseño innovador en desarrollo.

Dada la incertidumbre sobre el futuro, de ser posible, un NES innovador (que incluye diseños evolutivos e innovadores en las instalaciones nucleares) debería ser lo suficientemente flexible como para adaptarse a la más amplia gama posible de mercados futuros, de manera de proporcionar energía en forma competitiva. Por ejemplo, varios desarrolladores diseñando unidades modulares más pequeñas que ofrecerán un alto grado de flexibilidad en cuanto al tamaño de la central.

Planificación Energética

La generación de electricidad en la Argentina y su distribución a los distintos usuarios es un asunto complejo. La red eléctrica está alimentada por una serie de fuentes de generación, que incluyen una combinación de energía hidroeléctrica, plantas térmicas que queman combustibles fósiles y centrales nucleares, así como otras fuentes renovables tales como sistemas de energía eólica y solar, formando parte del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) nacional.

En el país, existe una fuerte participación de generación térmica de origen fósil, siendo el consumo de gas natural (**GN**) el predominante, seguido por el gas oil (**GO**), el fuel oil (**FO**) y minoritariamente por el carbón (**C**).

A su vez, debido a las restricciones de transporte de GN local, surge la necesidad de importación de este combustible desde Bolivia, o bien como gas licuado de petróleo (**GNL**), con un consumo actual estimado de los mismos en la proporción del 70% de GN local más un 15% de cada uno de ambos tipos importados, anualmente. Ello conduce a un precio mezcla del GN (**GNMIX**) calculado en base a las proporciones antes mencionadas trasladadas a sus respectivos precios.

Siendo la tecnología Ciclo Combinado (**CC**) la tecnología fósil predominante y de mejor eficiencia en el parque fósil, se la consideró como la alternativa a comparar en la aplicación de la Metodología INPRO para el Área Economía, dado que además, nuestro país consume aproximadamente un 70% de GN y un 30% de combustible líquido (**GO**) al año, como sustituto del GN ante su prioridad para abastecer las demandas residencial y comercial, frente a los usuarios de otros sectores de consumo tales como el transporte, la industria y las usinas de generación de electricidad.

Por todo ello, en función de la Planificación Energética realizada en la Subgerencia de Planificación Estratégica de CNEA, se determinó la tecnología térmica fósil más fuerte que opere en la base de la curva de demanda, contra la cual evaluar la competitividad de reactores nucleares tipo PWR. Esta resultó ser el CC consumiendo GN importado de Bolivia, de menor costo nivelado de generación (LUEC) como se aprecia en la Tabla 2.

Tecnología	Vida útil (años)	LUEC (U\$/kWe)
Ciclo Combinado (mix: 70% GN MIX + 30 % GO)	25	109,4
Ciclo Combinado (GN Bolivia)	25	93,1
Ciclo Combinado (GO)	25	175,8
Turbina de Vapor (FO)	25	191,1
Turbina de Vapor (C)	25	107,0

Tabla 2: Costos nivelados de generación térmica de origen fósil.

Aplicación de la Metodología INPRO a la Competitividad Nuclear en Argentina

En la Tabla 3 se muestran los datos de entrada requeridos por la herramienta NEST de OIEA, para obtener el valor de los costos nivelados (LUEC) y las figuras financieras de mérito (TIR, ROI, VAN).

Parámetros	Unidades	Nuclear	FPPA
Potencia neta	MWe	1.000	800
PUES	U\$/MWh	110	110
Vida útil de la planta	años	60	25
Factor de planta	%	90	85
Costo de Desmantelamiento	U\$/kWh	10	0
Overnight Cost (ONC)	U\$/kWe	5.000	1.100
Costo de contingencias 5 % ONC	U\$/kWe	250	55
Tiempo de construcción	años	5	3
Costos Fijos de O&M	U\$/kWe	170	8,61
Costos Variables de O&M	U\$/MWh	10	46,2
Precio del Combustible	U\$/kg U	2.700	
	U\$/MMBTU		10,92
Eficiencia térmica de la central	%	33	54
Calendario de inversiones:			
Año 1	%	15	30
Año 2	%	20	40
Año 3	%	30	30
Año 4	%	25	
Año 5	%	10	

Tabla 3: Parámetros de las tecnologías a comparar.

Evaluación del Área Economía

Requerimiento de Usuario UR1: Costo de la Energía

A continuación se muestran los resultados de la evaluación realizada con la herramienta NEST suministrada por OIEA. En la Tabla 4 se observa la competitividad nuclear frente a las opciones térmicas consideradas inicialmente (FPPA) para las tasas de descuento del 8% y 10%.

Límite de Aceptación AL1.1

Para una tasa de descuento del 8% y un valor de $k=1$ se cumple con el Límite de Aceptación, mientras que para una tasa de descuento del 10%, la opción nuclear resulta competitiva con un valor de $k = 1,12$. Esto puede ser aceptado dado que las actividades nucleares se consideran estratégicas para el desarrollo socioeconómico nacional, justificando inclusive pagar un precio levemente mayor en base a estas consideraciones.

r (%)	Tecnologías	LUEC	$CN < k * C_A$ k = 1	$CN < k * C_A$ k = 1,12
		U\$/MWh	Si/No	Si/No
8	PWR	91,7	Si	Si
	FPP A1 CC 100% GN Bolivia	93,1	Si	Si
	FPP A2 CC GN 75% GO 25%	104,8	Si	Si
	FPP A3 CC GN 70% GO 30%	109,4	Si	Si
	FPP A4 TV Carbón	107,0	Si	Si
10	PWR	107,7	No	Si
	FPP A1 CC 100% GN Bolivia	95,7	No	Si
	FPP A2 CC GN 75% GO 25%	107,4	No	Si
	FPP A4 TV Carbón	112,0	Si	Si

Tabla 4: Resultados evaluación de LUEC.

Requerimiento de Usuario UR2: Capacidad de Financiamiento

INPRO ha definido dos indicadores para UR2, uno relacionado con el atractivo de la inversión y el otro con su magnitud.

En la Tabla 5 se aprecian los resultados para una tasa de descuento del 8%, cumpliéndose para todas las figuras financieras de mérito el Límite de Aceptación del criterio CR2.1.

Donde:

- $TIR_{LIM1} = 10\%$,
- $TIR_{LIM2} = 8\%$,
- IR = “Financial Market Interest Rate” o Tasa de interés del mercado financiero (Libor) para un país.
- RP = Prima de Riesgo o tasa de riesgo país adicional.

UR 2: Capacidad de Financiamiento											
r %	Tecnología	CR2.1 Atractivo de Inversión								CR2.2 Inversión límite	
		IN2.1: Figuras Financieras de Mérito			AL2.1: Evaluación de las Figuras Financieras de Mérito					IN2.2 INV=ONC+IDC LA2.2 INV < INV _{LIM}	
		IN2.1			AL2.1						
					• $TIR_{LIM1} \geq r + \alpha$ ($\alpha = 2\%$) • $TIR_{LIM2} \geq r$ • $RO_{LIM} = IR + RP$, • (IR = 0.55 %, RP = 6%) • $VAN_N > VAN_A$						
		TIR	ROI	VAN	TIR _L		ROI _L		VAN _N	INV	INV _L
%	%	MMU\$S	%	Si/No	%	Si/No	Si/No	MM U\$S	Si/No		
8	PWR	10.1	11.9	1317,2	10	Si	7	Si	Si	6300.0	Si
	FPPA	19.8	20.3	854,6							

Tabla 5: Resultados evaluación Capacidad de Financiamiento.

Límite de Aceptación AL2.1

Se consideró, para evaluar la TIR_N , la tasa descuento del 8% más un 2%, de acuerdo con las recomendaciones de INPRO, obteniéndose un valor del 10%. De igual forma, para realizar los análisis de sensibilidad se estableció una $TIR_{LIM2} = 8\%$ menos exigente, que contemple que el proyecto será solventado por el Estado y no por un inversor privado, sin requerimientos de lucro sino del cumplimiento de otros objetivos, como la seguridad energética. Por otra parte, para obtener la ROI_{LIM} se empleó la tasa de interés de proyectos hidráulicos en curso, de magnitud de inversión similar a la nuclear IR_{LIM} (**Tasa de interés límite**), y se le sumó la tasa de riesgo país, para determinar la RP (**prima de riesgo**). Esta suma arrojó un valor mínimo del 7%. Finalmente el VAN_N supera al de la alternativa, satisfaciendo por tanto el AL2.1, para las tres figuras de mérito.

Límite de Aceptación AL2.2

Para confirmar que la inversión total requerida sea efectivamente compatible con la capacidad de reunir el capital en el mercado eléctrico argentino, se tomaron como referencia los montos de inversión en licitaciones de obras hidráulicas de potencia similar recientes, verificándose que se trata de montos comparables y por tanto aceptables.

En relación a este criterio, el capital considerado para comparar contra la Inversión Límite está compuesto por: el costo de construcción “durante la noche” (**overnight cost: ONC**”, que no contempla ningún costo financiero), sumado a los intereses durante la construcción (IDC, que dependen del tiempo de construcción y de puesta en marcha, más del riesgo de la inversión) y finalmente a los gastos de contingencia y costos de desmantelamiento, al final de la vida útil de la central.

De esta forma, la Inversión límite constituye el nivel máximo de capital que podría ser aceptado por un

inversionista potencial en el mercado. Para cumplir con este límite, la inversión en el proyecto debe ser igual o menor que el máximo capital que podría colocar dicho inversor potencial.

Sin embargo, cuando es el gobierno el que tiene la intención de instalar un NES, el límite de inversión puede estar dado por el presupuesto disponible para el programa de energía nuclear.

Como resultado se obtuvo que, para ambos criterios, se cumplen los Límites de Aceptación de la Metodología de INPRO, en relación al NES evaluado.

Requerimiento de Usuario UR3: Riesgo de inversión

INPRO ha definido cuatro criterios para evaluar el Riesgo de la Inversión.

Criterio CR3.1 - Madurez de diseño

Indicador IN 3.1: Estado de Desarrollo Técnico y Normativo.

Límite de Aceptación AL 3.1: El desarrollo técnico de la tecnología y el estado del licenciamiento del diseño a instalar deben ser lo suficientemente maduros.

En relación al primer parámetro de evaluación, se considera que la tecnología PWR analizada en este trabajo está suficientemente probada, siendo la de mayor participación a nivel mundial, por lo que el reactor de tercera generación genérico evaluado en este caso tendrá precursores en otros países de los que tomar experiencia.

En cuanto al riesgo regulatorio, este se minimiza si plantas del mismo diseño han sido autorizadas y operadas en el país de origen, determinando de esta forma que la tecnología está probada y ha demostrado ser segura.

En el caso evaluado, se considera que la Autoridad Regulatoria Nuclear argentina posee experiencia suficiente para otorgar las licencias y realizar el control, así como para resolver a tiempo los nuevos retos relacionados con esta tecnología. Por otra parte, el actual proceso de licenciamiento del reactor CAREM 25, de tipo PWR (actualmente en construcción), dará al cuerpo regulatorio experiencia adicional sobre estos temas como antecedente del NES evaluado.

Criterio CR3.2 Cronogramas de Construcción

Indicador IN3.2: Tiempos de construcción y puesta en marcha usados en la evaluación económica.

Límite de aceptación LA3.2: El tiempo de construcción y puesta en marcha debe ser suficientemente preciso, es decir realista y no optimista.

Para centrales tipo PWR, los proveedores internacionales han presentado en las ofertas cronogramas realistas. Los riesgos debido a atrasos en el calendario deben ser identificados y sus consecuencias financieras estimadas en el análisis de sensibilidad. De esta forma, en base a la experiencia argentina en la construcción de sus centrales nucleares, se tuvieron en cuenta los plazos especificados en el proceso de selección de proveedores, adoptándose un cronograma de 5 años.

Este valor está justificado, debido al objetivo de los proveedores internacionales de reducir los tiempos de construcción a sus valores mínimos mediante el uso de técnicas avanzadas de construcción. Por ejemplo, se han presentado tiempos de construcción recientes para proyectos de reactores de 52 meses (desde el primer concreto hasta criticidad) y con periodos de puesta en marcha de 2 a 3 meses.

Teniendo en cuenta la experiencia nacional en la construcción de las 3 centrales nucleares existentes, (Atucha II completada recientemente), sumada a la de los reactores de investigación y desarrollo nacionales y exportados, además de los trabajos de ingeniería para la construcción del CAREM 25, (actualmente en construcción), se considera que el país cuenta con recursos humanos capacitados y conocimientos suficientes para llevar a cabo la construcción de una central PWR en el plazo estipulado de cinco años, con una importante participación de mano de obra local.

Criterio CR3.3: Incertidumbre de los parámetros económicos de entrada

Indicador IN3.3: Debe realizarse un análisis de sensibilidad de parámetros económicos empleados para el cálculo de los costos y las figuras financieras de mérito.

Se ha realizado el análisis de sensibilidad para el caso de estudio. Dada su importancia, se presenta separadamente en el apartado 6.

Aceptación límite AL3.3: Los resultados del análisis de sensibilidad debido a los cambios en los parámetros seleccionados deben ser aceptables para el inversor.

El límite de aceptación se cumple si los resultados de dicho análisis de sensibilidad están disponibles para el evaluador y si la sensibilidad a los cambios en los parámetros seleccionados resulta aceptable para el inversor.

Para cumplir este requerimiento, en el capítulo siguiente se presentan los resultados obtenidos empleando la plataforma NEST de OIEA que permite realizar análisis de sensibilidad de las variables más significativas (tasa de descuento, overnight cost, factor de planta y tiempo de construcción, entre otros), para determinar y analizar los riesgos asociados con la variabilidad de los parámetros económicos de entrada.

Criterio CR3.4 Entorno político

Se debe determinar si existe suficiente apoyo político para la energía nuclear y si es probable que éste se mantenga en el tiempo.

Indicador IN3.4: Compromiso político a largo plazo para la opción nuclear

En Argentina, desde el año 2006, el Gobierno Nacional ha decidido modificar la matriz energética, dando mayor participación a las plantas hidroeléctricas, otras renovables y a las tecnologías nucleares. En este sentido, en el año 2009, el Congreso Nacional aprobó la Ley Nacional Nuclear, dando un marco específico para el sector y declarando de interés los proyectos nucleares actuales y futuros.

Aceptación Límite AL3.4: Compromiso suficiente que permita un retorno de la inversión

La participación de varios proveedores de diferentes países en el proceso de licitación internacional para las próximas centrales nucleares en Argentina, ofreciendo altos porcentajes de financiación y tasas de interés moderadas, demuestra que los oferentes consideran que existe suficiente apoyo político y que representa un riesgo aceptable la inversión en estos proyectos en Argentina.

Requerimiento de Usuario RU4

Flexibilidad: Los NES innovadores deberían ser compatibles y cumplir los requerimientos de los distintos mercados.

Criterio CR4.1

Flexibilidad de diseños innovadores.

El diseñador de una instalación innovadora (reactor o instalación del ciclo del combustible que incluye diseños evolucionados o innovadores) debe asegurarse de que sea lo más flexible posible, para satisfacer las diferentes condiciones y exigencias de cada mercado.

Indicador IN4.1 ¿Son los componentes innovadores del NES adaptables a diferentes mercados?

Límite de Aceptación AL3.1: Sí.

Para el presente caso de análisis, se considera que el reactor PWR de tercera generación evaluado puede adaptarse mediante cambios en los tipos de combustible, tamaños, etc.

Análisis de Sensibilidad

A continuación se presenta el análisis de sensibilidad realizado sobre los parámetros de entrada importantes para el cálculo de los costos y las cifras financieras de mérito.

Para ello, inicialmente se ha considerado la sensibilidad de la relación, CN / CA, estudiando los cambios en:

- la tasa de descuento r ,
- los costos de capital ONC,
- el tiempo de construcción T_c ,
- el factor de planta F_p ,
- la vida útil de la central asumida en el cálculo,
- el precio de venta de la electricidad PUES
- el costo del combustible nuclear.

Así, el análisis de sensibilidad debe demostrar que dentro de los límites de aceptación de los criterios, aún bajo diferentes condiciones de mercado (económicas) la energía nuclear estará disponible y accesible durante toda la vida útil de las instalaciones, estableciendo los rangos de aceptación.

Sensibilidad respecto a la tasa de descuento

Se analizaron los valores del costo nivelado de generación (LUEC), y el valor actual neto (VAN) para distintos valores de tasa de descuento (r) dentro de un rango del 6 al 12% para el reactor tipo PWR y para la alternativa. Dado que la tasa interna de retorno (TIR) y el retorno de la inversión (ROI) no dependen de la tasa de descuento, no fueron graficados.

En la Figura 1 se observan los resultados. Como puede apreciarse, por encima de una tasa TIR_{LIM1} del 8% el $LUEC_N$ supera al de la alternativa, por lo que debe asumirse un $k > 1$.

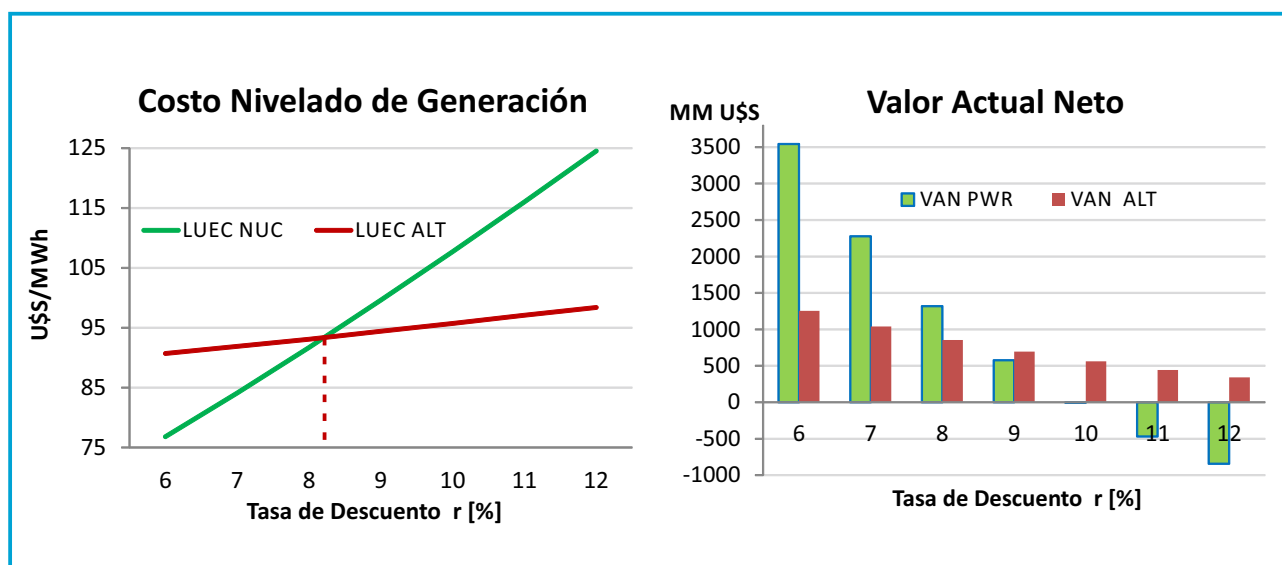


Figura 1: Análisis de Sensibilidad en función de r .

El impacto por el crecimiento de las tasas de descuento es más importante en aquellas tecnologías de capital intensivo. Esto se aprecia a partir de una r próxima al 10 % donde el VAN_N se vuelve negativo, no lográndose a recuperar la inversión. De igual manera, para tasas menores al 8%, el proyecto nuclear se ve claramente beneficiado en este aspecto.

Sensibilidad respecto al Overnight Cost

Se analizaron los valores del costo nivelado de generación (LUEC), la tasa interna de retorno (TIR),

el retorno de la inversión (ROI) y el valor actual neto (VAN) para distintos valores de overnight cost (ONC), dentro de un rango de 4.000 a 6.500 U\$/kWe instalado para el reactor tipo PWR.

En la Figura 2 se observan los resultados. Como puede apreciarse, el costo nivelado de generación nuclear supera al de la alternativa por encima de un ONC de 5.120 U\$/kWe, generándose en ese caso un $k > 1$.

La TIR está fuertemente influenciada por el ONC. Así, por encima de 5.000 U\$/kWe se cae bajo el límite de la TIR_{LIM1} del 10%, quedando aún margen de aumento del ONC hasta 6.500, para la TIR_{LIM2} del 8%.

En lo que respecta al valor actual neto (VAN) al comparar las tecnologías, resulta más favorable aquella con el valor más elevado. De la comparación con el de la alternativa surge que el VAN_N supera al VAN_{ALT} hasta 5.500 U\$/kWe, manteniéndose luego positivo hasta los 6.450 U\$/kWe.

Finalmente, al comparar el ROI frente al valor límite establecido, se observa que no es significativa la sensibilidad a este parámetro, dado que para cualquier valor de ONC, dentro del rango considerado, el ROI_N se mantiene por encima de la ROI_{LIM} establecido como límite inferior.

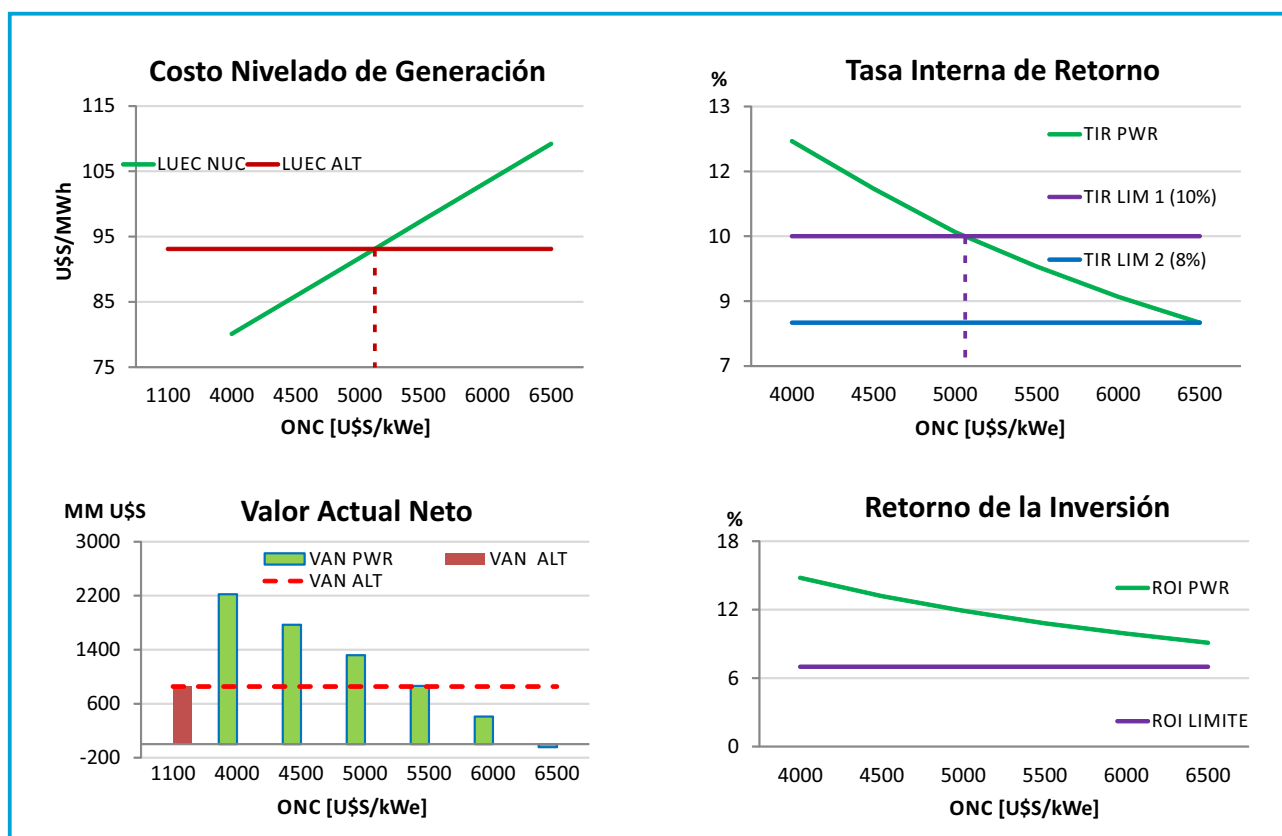


Figura 2: Análisis de Sensibilidad en función del ONC.

Sensibilidad respecto al tiempo de construcción

Se analizaron los distintos valores de T_c de la central nuclear tipo PWR dentro de un rango de cuatro a siete años. Además, para cada periodo de construcción se modificó la distribución porcentual de las inversiones a realizar en cada año.

Considerando que todo atraso en el T_c implica un aumento en el valor del costo nivelado de generación, el análisis indica que con un atraso de un año, los costos nivelados de ambas tecnologías para, una r de 8%, son iguales, logrando en ese caso un valor de $k=1$.

En la Figura 3 se observan los resultados de la comparación con los de la tecnología alternativa, en función de diferentes escenarios de T_c asumidos.

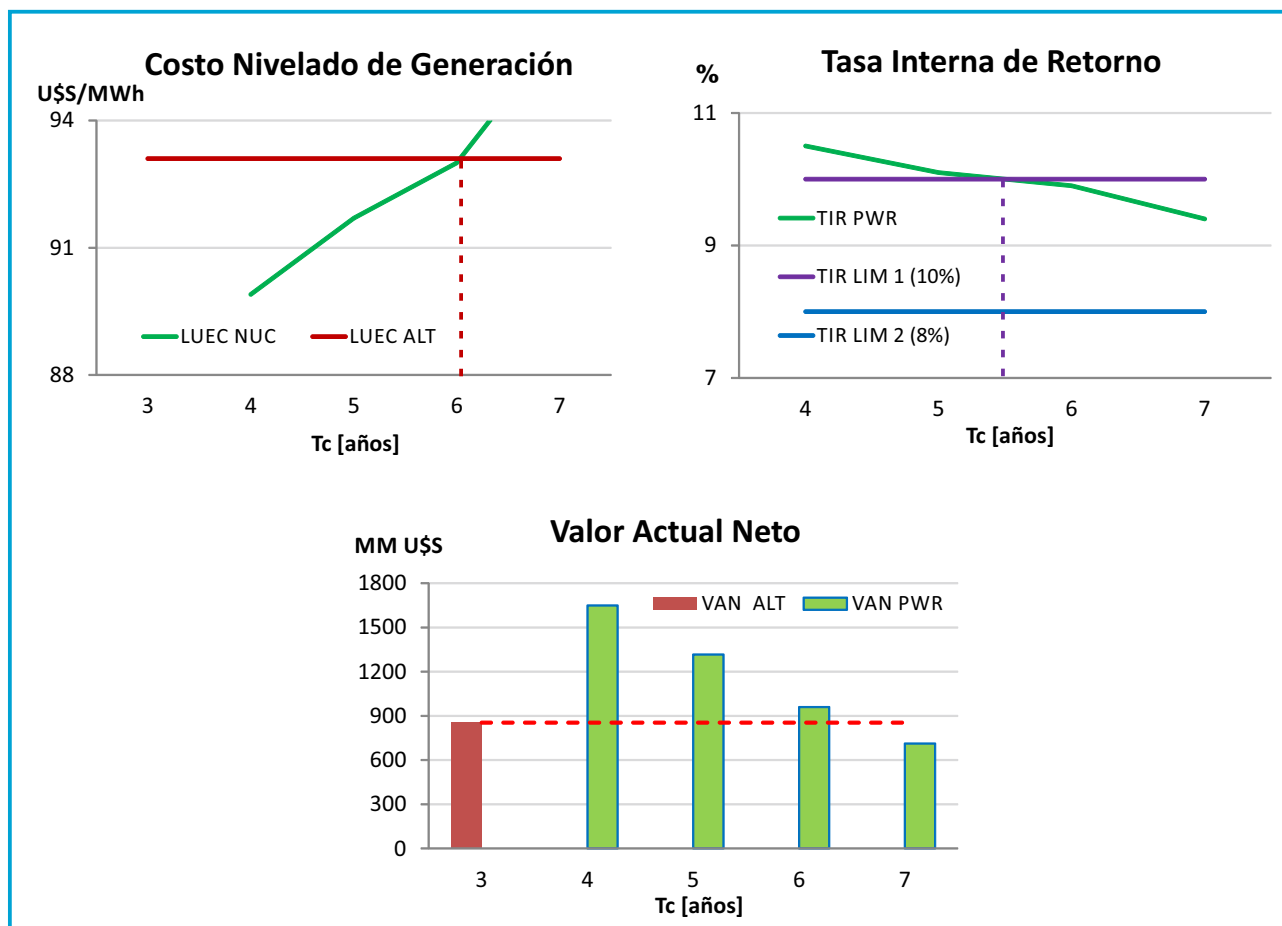


Figura 3: Análisis de Sensibilidad en función del Tc.

En relación a la TIR, ésta disminuye con los atrasos durante la construcción. Para una r del 8% durante todo el rango analizado permanece por encima de la TIR_{LIM2} , mientras que para una r del 10%, los atrasos no están permitidos pues la TIR_N iguala a la TIR_{LIM1} a partir de los cinco años y medio.

Por su parte el VAN_N admite un atraso de un año cuando se lo compara con el correspondiente a la tecnología en competencia, incluso al continuar arrojando valores positivos luego de siete años de Tc.

Finalmente el retorno de la inversión ROI_N resulta independiente de los cambios en el Tc, por lo cual no se grafica.

Sensibilidad respecto al factor de planta

Un incremento en el Fp implica mayor generación de electricidad y consecuentemente una disminución del costo nivelado (LUEC). Se ha realizado el análisis para un rango que va del 70% al 95%, resultando que para un valor de $Fp = 88\%$ se obtiene un $k=1$, mientras que para cualquier valor superior a este, el costo nivelado de la opción nuclear es inferior al de la alternativa evaluada y por tanto más favorable (menores costos).

Por su parte, la TIR resulta favorable para la opción nuclear desde cualquier valor de Fp superior al 70% para $r = 8\%$, y del 89% para $r = 10\%$.

En la Figura 4 se observan los resultados de la comparación con los de la tecnología alternativa, en función de diferentes escenarios de Fp asumidos.

Al considerar el VAN, para cualquier valor de Fp superior al 85% con una r del 8% la opción nuclear resulta más favorable que la alternativa sometida a competitividad.

Finalmente el ROI_N se mantiene por encima del ROI_{LIM} durante todo el rango evaluado, viéndose favorecido con el incremento del Fp.

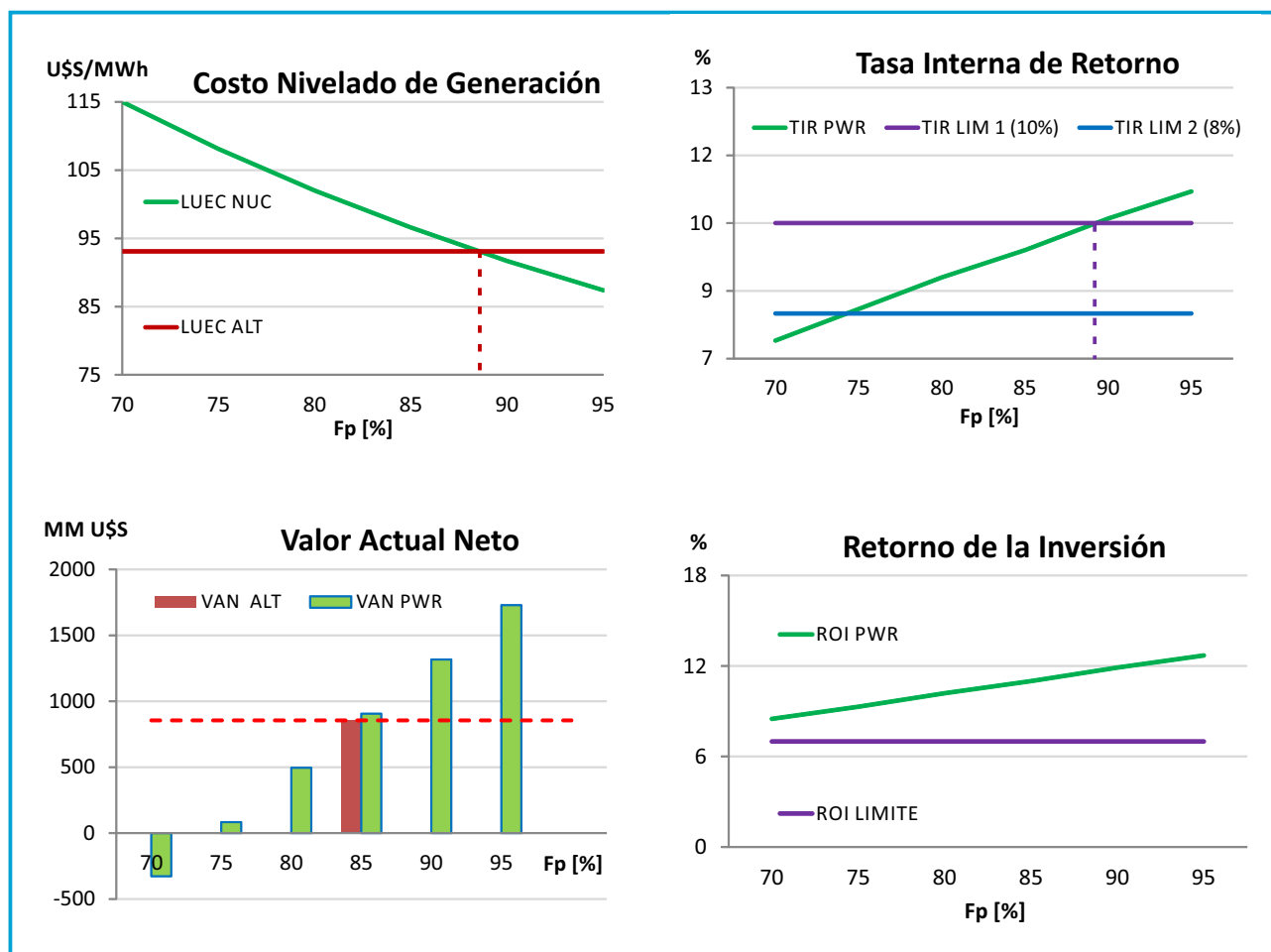


Figura 4: Análisis de Sensibilidad en función del Fp.

Sensibilidad respecto a la vida útil de la central

Se analizaron períodos de vidas útiles de 40 y 60 años para la opción nuclear. Se determinó que el incremento de la vida útil de una central nuclear es una variable con un impacto favorable, observándose que para valores mayores a 48 años el $LUEC_N$ es menor que el de la alternativa evaluada.

Por su parte, la TIR_N , no presenta una variación importante para una r del 8% y se mantiene siempre por encima de la TIR_{LIM2} en todo el rango de variación, superando recién el límite mínimo de la TIR_{LIM1} al sobrepasar los 50 años de vida útil de la central.

Además se obtiene que el VAN_N supera al de la alternativa en todo el rango de variación analizado.

Finalmente el ROI_N , permanece independiente de esta variable y por encima de la ROI_{LIM1} , por lo que no se grafica.

En la Figura 5 se observan los resultados de la comparación con los de la tecnología alternativa, en función de diferentes escenarios asumidos de vida útil de la planta.

Sensibilidad respecto al precio de venta de la electricidad

El $LUEC$ es independiente del costo de la electricidad, por lo que no se grafica.

El rango de estudio para el precio de la electricidad (PUES) es de 80 a 130 U\$/MWh. Dentro de este rango se evaluaron las tres figuras de mérito. El aumento del precio de la electricidad incrementa los ingresos y por lo tanto favorece el aumento de la TIR. La TIR_N supera a la TIR_{LIM2} (para una r del 8%) a partir de un precio de 93 U\$/MWh; y a la TIR_{LIM1} (para una r del 10%) a partir de un precio de 110 U\$/MWh.

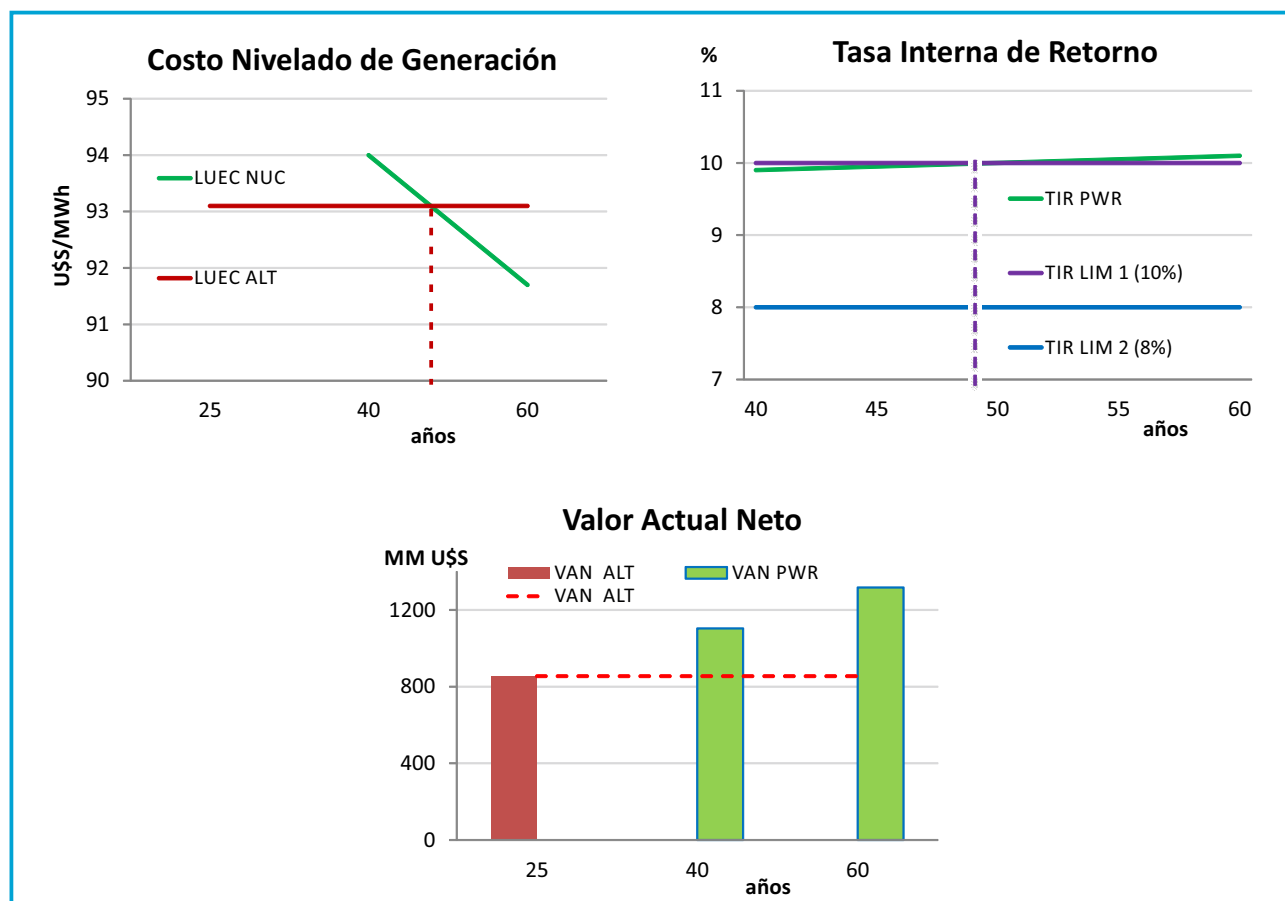


Figura 5: Análisis de Sensibilidad en función de la Vida útil de la central.

Por su parte, se obtuvo que el mínimo PUES para que ambas tecnologías sean viables es de 100 U\$/MWh, manifestándose siempre el VAN_N por encima del de la alternativa. Ello implica que el precio de mercado menor a ese valor no sería favorable para ninguna de las dos, pero a partir de allí, la tecnología nuclear es más competitiva.

En la Figura 6 se observan los resultados de la comparación con los de la tecnología alternativa, en función de diferentes escenarios del precio de venta de la electricidad.

En cuanto al ROI_N , aumenta la brecha respecto al ROI_{LIM} a medida que crece el PUES, siendo mínima en el orden de los 80 U\$/MWh.

Sensibilidad respecto al costo del combustible nuclear

Para hacer este análisis se consideró un aumento en el precio del combustible nuclear y del gas natural procedente de Bolivia, con un rango de variación del 0 al 100%.

De esta forma se determinó que un fuerte aumento en el precio del combustible nuclear de los reactores de tercera generación tipo PWR, ocasiona un leve aumento en el LUEC (debido al alto quemado en este tipo de reactores que es del orden de 60.000 MW/t día). Todo lo contrario sucede con el aumento de los combustibles fósiles, donde un pequeño aumento implica una fuerte variación en su $LUEC_A$.

En la Figura 7 se observan los resultados de la comparación con los de la tecnología alternativa, en función de los diferentes escenarios asumidos de precios de combustibles.

Cabe aclarar que la baja incidencia en el $LUEC_N$ también se ve reflejada en la TIR, para una r del 8%; manteniéndose la baja incidencia de esos aumentos para una r del 10 %.

De igual forma el VAN_N resulta favorable para todo el rango de aumento de precio del combustible nuclear, mostrando una baja incidencia, menor al 31% para un 100% de aumento en el precio del combustible nuclear.

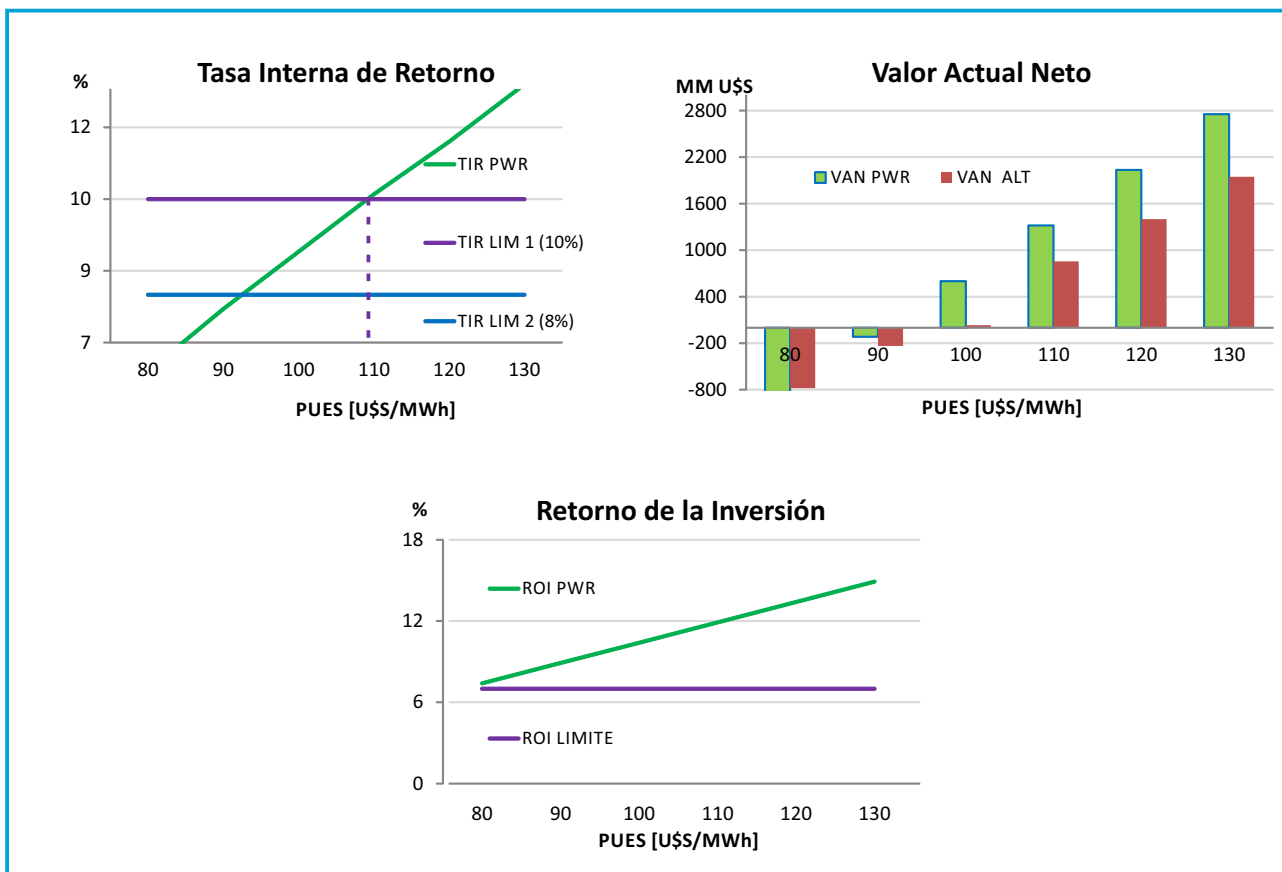


Figura 6: Análisis de Sensibilidad en función del PUES.

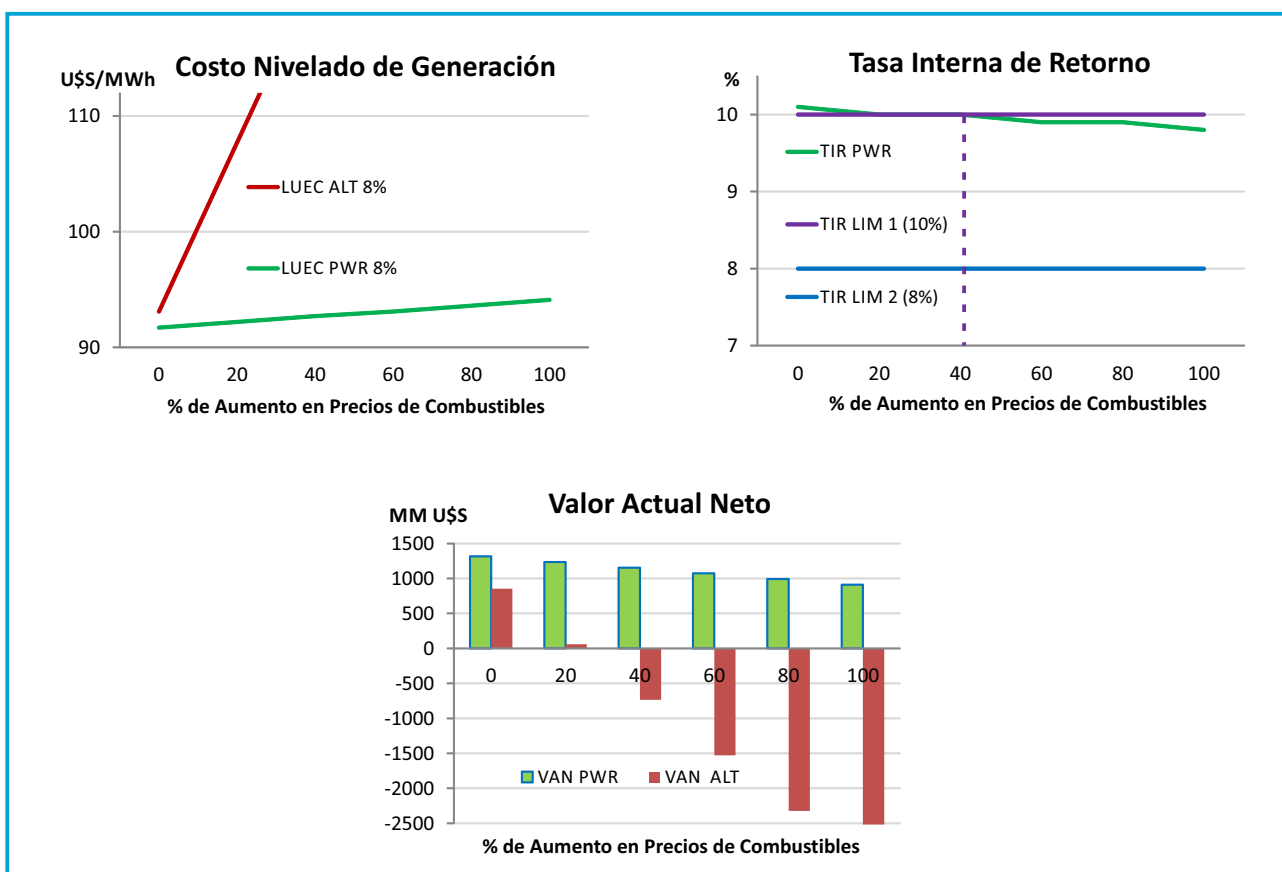


Figura 7: Sensibilidad al Aumento de precio de ambos combustibles.

Evaluación de los Resultados

De las soluciones obtenidas, se obtuvieron los siguientes impactos:

- Tasa de descuento: variable crítica, por lo que superando el 8%, comienza a arrojar valores de $k > 1$, correspondiendo justificar el desarrollo nuclear por razones estratégicas para el país.
- Overnight Cost: variable sensible a la condición de capital intensiva de la tecnología nuclear, por lo que al superar un overnight cost de 5.120 U\$/kWe, se obtienen valores de $k > 1$. Sin embargo pueden ser admisibles valores de hasta 6.450 U\$/kWe (más un 5% de costos de contingencia).
- Tiempo de construcción: sólo son aceptables retrasos de hasta un año, para mantener la competitividad con la tecnología alternativa, pero pueden extenderse a dos con una $k > 1$ y valores positivos de VAN_N .
- Factor de planta: debe ser superior al 87% para ser favorable, con la TIR más exigente y un $k < 1$. Puede tomar valores menores hasta un 75% con valores de $k > 1$ y menor competitividad que la alternativa.
- Vida útil de la central: los valores actuales superiores a 40 años son altamente favorables para la alternativa nuclear, presentando baja incidencia en los parámetros de evaluación considerados.
- Precio de venta de la electricidad: favorecen más a la opción nuclear que a la alternativa térmica.
- Precio del combustible nuclear: no es una variable crítica, baja incidencia en los costos totales.

Conclusiones

De todo lo presentado se concluye que:

- El gobierno nacional apoya la generación nucleoelectrica en forma suficiente y sostenida, con una visión de desarrollo estratégico para el país desde la reactivación de las actividades en el año 2006, demostrando un compromiso político suficiente con el NES planificado.
- El Honorable Congreso de la Nación aprobó la Ley N° 26.566 de la Actividad Nuclear en Diciembre del año 2009, dando un marco normativo para el sector y declarando de interés los proyectos nucleares actuales y futuros; como parte del compromiso político mencionado.
- De la aplicación de la Metodología INPRO en el área Economía, se pudo constatar que la generación nucleoelectrica resulta competitiva en el MEM argentino, frente a tecnologías que queman combustibles fósiles y trabajan en la base de la curva de demanda de electricidad, confirmando que el NES evaluado cumple todos los UR y el BP para tener un sistema sustentable a largo plazo.
- Los resultados del análisis de sensibilidad demuestran que los parámetros críticos son el "overnight cost", la tasa de descuento, el tiempo de construcción y el factor de planta; presentando márgenes de variación admisibles para los parámetros establecidos en el análisis.
- Todas estas variables críticas afectan el costo nivelado de generación y a las figuras financieras de mérito de ambas alternativas, resultando la nuclear claramente favorecida frente al incremento esperado en los precios de los combustibles fósiles.

En forma adicional a lo anterior se pudo verificar en el presente caso de estudio, que la Metodología INPRO utiliza indicadores económicos y financieros adecuados.

De todo ello puede concluirse que la decisión estratégica del Gobierno Nacional adoptada en el año 2006 de Reactivación de la Actividad Nuclear, fue acertada y está basada en el desarrollo socioeconómico del país, incluso contemplando los rangos de variabilidad que ofrece el Análisis de Sensibilidad realizado, resultando la nucleoelectricidad competitiva y atractiva, comparada con las fuentes alternativas de generación que trabajan en la base de la curva de demanda de electricidad.

Perspectivas de los Recursos de Uranio y Torio para la Generación Nucleoeléctrica

Luis López

Introducción

El uranio es un metal de la serie de los actínidos de número atómico 92 y masa atómica 238,05079. Este elemento está presente en todos los materiales naturales y sus concentraciones son normalmente bajas, con un promedio de 2,7 ppm en la corteza continental superior (1,7 para la corteza total) y 0,0032 ppm en el agua de mar¹. Posee tres isótopos naturales de los cuales el ²³⁸U es el más abundante con el 99,284% de ocurrencia, seguido por el ²³⁵U con el 0,711% y cantidades muy subordinadas de ²³⁴U. De estos isótopos sólo el ²³⁵U es fisiónable y es la base del combustible nuclear utilizado en la gran mayoría de los reactores de potencia actuales.

Por su parte el torio, metal de número atómico 90 y masa atómica 232,03810, en la corteza superior tiene un contenido medio de 10,5 ppm (5,6 ppm en la corteza total), es decir, 3,9 veces más abundante que el uranio. Por el contrario, y debido a su baja solubilidad en ambientes superficiales, la abundancia del Th en el agua de mar es unas 10.000 veces inferior a la del uranio. El Th posee sólo un isótopo natural, el ²³²Th, que no es fisiónable, pero es considerado material fértil, ya que irradiado y por un proceso de captura neutrónica transmuta en ²³³U, isótopo artificial que sí es fisiónable y puede utilizarse como combustible nuclear.

Depósitos Minerales de Uranio y Torio

En el mundo existen unos 1.489 depósitos de uranio informados e incluidos en la base de datos UDEPO², que de acuerdo a sus tonelajes y tenores la clase de mayor frecuencia corresponde al rango de 1.000 - 10.000 t U y de 0,10 al 1 % de U, respectivamente, donde a modo de ejemplo, se encuentran los depósitos argentinos de mayor importancia (Cerro Solo y Sierra Pintada). Existen muy pocos yacimientos con altísimos tonelajes y concentraciones, como es el caso del depósito canadiense McArthur River con 260.000 t U de reservas con una ley mineral del 13% U³. Por otra parte, puede puntualizarse que se cuenta con depósitos, que si bien poseen leyes muy bajas pueden contener grandes tonelajes de uranio. A esta última categoría corresponde Olympic Dam en Australia que posee recursos de más de 2.100.000 t U con tenores del orden de 0,024 % U⁴.

Por su parte, la base de datos de la distribución mundial de depósitos de torio⁵ cuenta con 947 registros, pero que no poseen un detalle descriptivo, principalmente debido a la falta de disponibilidad de datos. El torio se encuentra asociado a elementos de las tierras raras y otros elementos, como niobio y tantalio, y las arenas monacíticas pueden considerarse como su mayor fuente de aporte⁶.

1 Cuney M., Kyser, K., 2008. Recent and not-so-recent developments in uranium deposits and implications for exploration. Mineralogical Association of Canada. Short Course Series. Volume 39.

2 International Atomic Energy Agency (IAEA), 2009 - 2013. World distribution of uranium deposits (UDEPO) with uranium deposit classification. IAEA-TECDOC-1629.

3 Cameco Resources Inc., 2011. <http://www.cameco.com>

4 BHP Billiton, 2011. <http://www.bhpbilliton.com>

5 International Atomic Energy Agency (IAEA), 2013. www.infocis.iaea.org/THDEPO

6 Barthel F. y Tulsidas H., 2011. World thorium resources and deposits. IAEA Technical Meeting on "World Thorium Resources". Thiruvananthapuram (India), 17 – 21 October 2011.

Recursos de Uranio y Torio

Recursos Uraníferos Convencionales

Los recursos uraníferos convencionales son aquellos a partir de los cuales el uranio es recuperado como producto principal o bien como co-producto o sub-producto de importancia. Los recursos identificados ascienden a 5.300.000 t U en la categoría de costos de producción inferior a USD 130/kg U, los que se incrementan a 7.100.000 t U si se considera como límite superior al costo de producción de USD 260/kg U (NEA-OECD e IAEA, 2012).

En lo que hace a su localización geográfica, los recursos identificados se encuentran bien distribuidos en todo el mundo, pero concentrados en pocos países. El 97% de estos recursos identificados (< USD 130/kg U) están agrupados en 14 países (el 3% restante se distribuye en otros 19 países), entre los que se encuentran los principales productores o bien aquéllos que tienen planes para un crecimiento significativo en la utilización de energía nuclear. Se destacan^{7,8}, Australia (31%), Kazajstán (12%), Rusia (9%), Canadá (9%) y Sudáfrica (6%).

Considerando los tipos geológicos definidos por Dahlkamp⁹ (1993) e IAEA (2009-2013) y la categoría de costos de producción menor a USD 130/kg U, los mayores recursos se encuentran ligados a areniscas (25%), complejos de brechas hematíticas (18%), discordancias (13%) y granitos (12%).

Recursos Uraníferos No Convencionales

Los recursos no convencionales son aquellos a partir de los cuales el uranio puede ser recuperado como sub-producto minoritario, ocurre en muy bajas leyes o bien requiere de tecnologías innovativas para su extracción minera y procesamiento¹⁰ (NEA – OECD e IAEA, 2010). Estos incluyen al uranio asociado a rocas fosfáticas, menas no ferrosas, carbonatitas, arenas costeras monacíticas, lutitas negras, lignitos, cenizas de carbón, colas de minería y el agua de mar.

La información existente sobre la estimación de recursos uraníferos asociados a fuentes no convencionales dista de ser completa. De todas formas, a partir de los datos conocidos, los recursos uraníferos no convencionales mundiales están evaluados en más de 14.600.000 t U, con aportes derivados de fosforitas en primer lugar, seguidos por los de lutitas negras, lignitos y otras fuentes¹¹.

De los tipos mencionados, los fosfatos también son la principal fuente de recursos no convencionales a partir de la cual el uranio ha sido recuperado en el pasado. Si bien hasta ahora la producción de uranio a partir de rocas fosfáticas ha sido considerada marginal desde el punto de vista económico, podría convertirse en una opción competitiva debido a la demanda creciente y a las condiciones de mercado que rigen para el uranio. Las fosforitas contienen entre 90 y 130 ppm de U, pudiendo extraerse este metal como sub-producto durante el proceso de producción del ácido fosfórico en la fabricación de fertilizantes. Los principales depósitos de fosforitas se encuentran en Marruecos, USA (Idaho y Florida), Jordania y otros países de Medio Oriente.

Otras fuentes tales como las cenizas de carbón y el agua de mar pueden ganar importancia en el futuro en la medida en que los recursos de alta ley se vayan agotando progresivamente.

El contenido de uranio de un carbón es de 1 – 10 ppm que luego del proceso de combustión se concentra en las cenizas entre uno y dos órdenes de magnitud. Por ejemplo, en China recientemente Sparton Energy ha diseñado un proyecto que contempla el tratamiento de 20.000.000 toneladas de

7 Organisation for Economic Co-operation and Development – Nuclear Energy Agency (OECD-NEA) e International Atomic Energy Agency (IAEA), 2012. Uranium 2009: Resources, Production and Demand. OECD Publications. France.

8 World Nuclear Association (WNA), 2010 - 2011. World Nuclear Fuel Cycle. www.world-nuclear.org

9 Dahlkamp F., 1993. Uranium ore deposits, Springer-Verlag, Berlin.

10 Schnell H., 2009. An Overview of Uranium Production from Unconventional Resources. IAEA Technical Meeting on "Uranium from Unconventional Resources". Vienna (Austria), 4 - 6 November 2009, CD-ROM.

11 Bruneton P., 2013. Uranium from unconventional resources – Challenges and opportunities. IAEA-CYTED- NECE International Workshop on "UNFC 2009 Applications in Uranium and Thorium Resources". Santiago (Chile), 9–12 July 2013.

residuos generados en la usina térmica de carbón de Datang / Heshan. Estas cenizas poseen entre 130 y 150 ppm de U de donde se estiman recuperar más de 2.000 t U¹².

Quizás el caso extremo de recursos uraníferos no convencionales está dado por el agua de mar que contiene en promedio 0,003 ppm de U. En los últimos años Japón se ha mantenido bastante activo a nivel de investigación y desarrollo en la materia y ha diseñado sistemas de bloques adsorbentes y sistemas de adsorbentes entrelazados que luego de una residencia en el mar atrapan una considerable cantidad de uranio que sirve como base para la producción de concentrados¹³.

Recursos de Torio

Los recursos de torio están evaluados en 6.500.000 t Th, sin discriminar categorías de costos de producción, y se encuentran concentrados en países de la ex Unión Soviética, India, Estados Unidos, Brasil, Egipto, Turquía, Noruega y Venezuela (NEA-OECD e IAEA, 2012). En cuanto a los tipos geológicos, el 31% de los recursos se encuentran hospedados en carbonatitas, siguiendo en orden de importancia los placeres (25%), vetiformes (21%), rocas alcalinas (18%) y otras tipologías (4 %)³.

Producción y Demanda

Situación del Uranio

La actual producción mundial de uranio proviene principalmente de recursos convencionales y en 2012 fue de 58.400 t U, siendo los principales productores Kazajstán (36%), Canadá (15%), Australia (12%), Níger (8%) y Namibia (7,7%). Es de destacar el caso de Kazajstán, primer productor mundial, que en 2012 alcanzó las 21.300 t U, lo que significó cuadruplicar su producción respecto al año 2006.

En relación a los métodos mineros, el 45% de la producción corresponde a lixiviación in situ (ISL), seguido por explotación subterránea (28%) y minería a cielo abierto (20%). El 7% restante proviene de depósitos donde el uranio es obtenido como sub-producto (WNA, 2013).

Entre las perspectivas de producción de uranio a partir de recursos no convencionales sobresale el proyecto Talivaara (Finlandia), donde a partir de 2014 el U será obtenido a una tasa de 350 t U/ año, como subproducto de Zn-Ni-Co-Cu en depósitos relacionados a esquistos negros metamorfoseados que tan solo contienen 17 ppm U (Bruneton, 2013). Asimismo, en el mediano plazo volvería a recuperarse uranio en la explotación de fosfatos de la Florida (EEUU), considerando los alentadores resultados de factibilidad realizados por Uranium Equities Limited¹⁴ en una planta piloto, estimándose los costos de producción de USD 65 – 85/ kg U para módulos de 2.000 – 3.000 t U/ año.

En lo que hace a la demanda de uranio, en el mundo se encuentran en operación 432 centrales nucleares distribuidas en 30 países, las que en 2012 tuvieron un requerimiento de 67.900 t U para la fabricación de su combustible. Es decir que para ese año el 86% de la demanda fue cubierto por la producción de uranio en ese mismo periodo. El desfase negativo entre la producción y la demanda, que existe desde 1988 - 1990, se está minimizando y viene siendo cubierto por los stocks e inventarios de uranio natural y enriquecido (civil y militar), el combustible producido a partir de reprocesamiento de combustible gastado y del plutonio de programas militares y el uranio producido del re-enriquecimiento de las colas de uranio empobrecido (WNA, 2013; NEA-OECD e IAEA, 2012).

La particularidad que muestra el mercado del uranio es que los grandes productores como Kazajstán, Australia, Níger, Namibia y Uzbekistán no son usuarios de energía nuclear. Por otra parte, Estados Unidos, principal consumidor de uranio con el 28 % aporta el 3 % de la producción, Japón consume el

12 Baker L., 2009. Making Clean Energy Fuel from Unconventional Sources – Sparton Energy. – IAEA Technical Cooperation Project on ISL in Argentina. Perspectives for the evaluation of uranium resources recoverable by the block leaching technology. Proceedings IAEA Technical Meeting on “Uranium from Unconventional Resources”. Viena (Austria), 4 al 6 de noviembre de 2009, CD-ROM.

13 Tamada M. 2009. Collection of uranium from seawater. IAEA Technical Meeting on “Uranium from Unconventional Resources”. Vienna (Austria), 4 - 6 November 2009, CD-ROM.

14 Uranium Equities Ltd, 2012. Breakthrough Uranium Technology. <http://www.uel.com.au>.

12 % sin ser país productor y Francia consume el 15 % del uranio y si bien hoy en día no lo extrae de su territorio, lo hace en países de África y Asia y en Canadá a través de su empresa estatal. Finalmente, naciones como Rusia y Ucrania guardan un equilibrio entre la producción y demanda, que es la misma situación en que se encuentra Brasil pero en un rango de menores tonelajes. A este último grupo, perteneció históricamente la Argentina, hasta el cierre de su producción nacional de concentrados hacia fines de los años noventa.

En lo referente al precio del uranio en el mercado spot internacional, a partir de 2004 (USD 50/ kg U), se registró un alza sostenida con un punto culminante en 2007 (USD 350/ kg U), una caída hasta 2009 (USD 120/ kg U) y una tendencia a la suba hasta principios de 2011 (USD 200/ kg U). A partir de entonces, y luego de algunas fluctuaciones, el precio se sitúa, en 2013, por debajo de los USD 100/ kg U, siempre en referencia al mercado spot, mientras que para contratos a largo plazo se operan valores sensiblemente superiores y del orden de USD 150/ kg U¹⁵. El alza promedio de los precios ha impactado positivamente en las inversiones en exploración, que en 2010 rondaron los USD 1.300 M anuales, valor comparativamente muy superior al de USD 200 M registrado en 2004. Estas mayores inversiones llevaron a aumentar los recursos uraníferos (< USD 260 / kg U) en un 30% en el periodo 2007 – 2011.

Es oportuno también puntualizar que si bien el precio del uranio es un factor económico importante, su influencia en el costo final de la energía nuclear no es un elemento definitorio. Es menester considerar la importancia que adquiere el aspecto estratégico de disponer del recurso uranio que es la base de la fabricación del combustible nuclear.

Como ejemplo en ese sentido, por intermedio de un convenio entre la IAEA y la Federación Rusa, se constituyó en 2011 la primera reserva mundial de uranio levemente enriquecido (LEU), situada en el Centro Internacional de Enriquecimiento de Angarsk (Rusia). Este hecho es parte de los mecanismos existentes para asegurar el suministro de uranio a los países miembros de la IAEA que utilizan energía nuclear y que ante alguna vicisitud en la provisión, pueden recurrir al uranio de este banco al precio del mercado internacional.

Situación del Torio

Respecto al torio, y debido a su restringido mercado, su extracción como subproducto de la explotación de Elementos de Tierras Raras a partir de la monacita, aparece como la alternativa más factible en la actualidad. Este proceso extractivo involucra la separación física mediante métodos gravimétricos y electrostáticos, la disolución en hidróxido de sodio o ácido sulfúrico, y el uso de fases orgánicas para separar el ThO₂. No existen cifras concretas sobre la producción mundial de torio, sino estimaciones indirectas a partir de la explotación de monacitas, las que indicarían valores entre 300 y 500 t Th por año.

La India y Brasil son casi exclusivamente los únicos países que producen torio a partir de monacitas¹⁶. La India utiliza al Th como combustible nuclear en reactores de potencia y para proyectos de investigación y desarrollo, mientras que en el caso de Brasil, este metal es utilizado en la fabricación de camisas para faroles a gas.

La India posee un complejo programa nuclear que consta de tres etapas, utilizando uranio natural en la primera y luego reactores de neutrones rápidos con combustibles combinados de uranio, plutonio y torio, en la segunda, para llegar a una tercera fase de generación de energía donde el torio (233U) significa las dos terceras partes del combustible.

Noruega¹⁷ se encuentra realizando pruebas de irradiación de combustible de Th-Pu en reactores de investigación para considerar su uso comercial en reactores de potencia. Finalmente, China posee un

15 Ux Consulting Company (UxC), 2011. http://www.uxc.com/review/uxc_Prices.aspx.

16 Tulsidas H., 2013. UNFC-2009 bridging for Nuclear Fuel Resources and applications for “energy basins” – Unified reporting and management for all resources. IAEA- CYTED - UNECE International Workshop on “UNFC 2009 Applications in Uranium and Thorium Resources”. Santiago (Chile), 9 – 12 July 2013.

17 Kelly J., 2011. Why & When for Thorium-Fuelled Reactors. Joint IAEA-CYTED-CNEA International Workshop “Thorium and Uranium Resources Perspectives for the Nuclear Power Generation”. BA (Argentina), 1-2 Junio 2011.

programa de investigación para utilizar combustible de Th y U reciclado en reactores de agua pesada tipo Candu¹⁸.

Consideraciones Finales.

Del análisis realizado y tomando en consideración lo que se viene tratando en distintos foros internacionales y publicaciones de organizaciones especializadas, puede apuntarse lo siguiente:

- Los recursos mundiales identificados de uranio provenientes de fuentes convencionales ascienden a 7.100.000 t U, considerando la categoría de costos de producción por debajo de los USD 260 / kg U. La información existente sobre la estimación de recursos uraníferos asociados a fuentes no convencionales dista de ser completa, pero de todas maneras éstos están evaluados en 14.600.000 t U.
- La actual producción de uranio en el mundo proviene principalmente de recursos convencionales y en 2012 ascendió a 58.400 t U, utilizándose como técnicas extractivas la lixiviación *in situ* (45%), seguida por la explotación subterránea (28%) y la minería a cielo abierto (20%), mientras que el resto (7%) proviene de depósitos donde el uranio es obtenido como subproducto.
- En lo que hace a las perspectivas de consumo, en el escenario más optimista de crecimiento de la energía nuclear, con la mitad de los recursos convencionales existentes se cubriría la demanda de uranio hasta 2035, hecho que hace a este tipo de energía altamente sostenible desde el punto de vista de la fuente de combustible, aún sin considerar los recursos no convencionales.
- Debe tenerse en cuenta que los tonelajes de recursos presentados oficialmente por el OECD – NEA y la IAEA no corresponden a un inventario completo del uranio recuperable existente en el mundo. Por el contrario, existen recursos ya conocidos (USA, Rusia, Australia), pero no informados al no contarse con la completa evaluación económica que permita incluirlos en la categoría de recursos identificados.
- También debe contemplarse que las fuentes no convencionales de uranio pueden ganar importancia en el futuro en la medida en que los recursos de alta ley se vayan agotando.
- Habida cuenta de la disponibilidad de recursos, el principal problema quizás reside en poner en operación proyectos productivos de manera sustentable para atender en el tiempo adecuado la demanda futura de uranio.
- Los recursos mundiales de torio totalizan unas 6.500.000 t Th. Aunque en su mayor medida estas estadísticas provienen principalmente de la exploración de uranio y otros metales realizada entre 1950 y 1980, actualmente, debido al renovado interés en los Elementos de Tierras Raras, los recursos de torio están siendo evaluados e informados en varios proyectos.
- El uso del torio en diferentes tipos de reactores ha sido exitosamente demostrado, y en consideración de la creciente demanda de energía libre de carbono y el crecimiento acelerado de la energía nuclear global, es probable que este metal sea utilizado como combustible nuclear en un futuro previsible.
- Más allá del encuadre que pueda darse al uranio y al torio desde el punto de vista estrictamente minero, la gran importancia de sus ciclos productivos reside en el hecho de constituir la primera etapa del ciclo del combustible nuclear y, consecuentemente, de la generación nucleoelectrónica.
- En términos de prospectiva energética, finalmente puede apuntarse que el desarrollo de reactores con tecnologías de avanzada (cuarta generación) afectaría positivamente la disponibilidad de uranio a largo plazo, pudiendo extenderla a cientos o miles de años.

Mag. Luis López

Jefe de División Gestión de Proyectos

Gerencia de Exploración de Materias Primas - Comisión Nacional de Energía Atómica

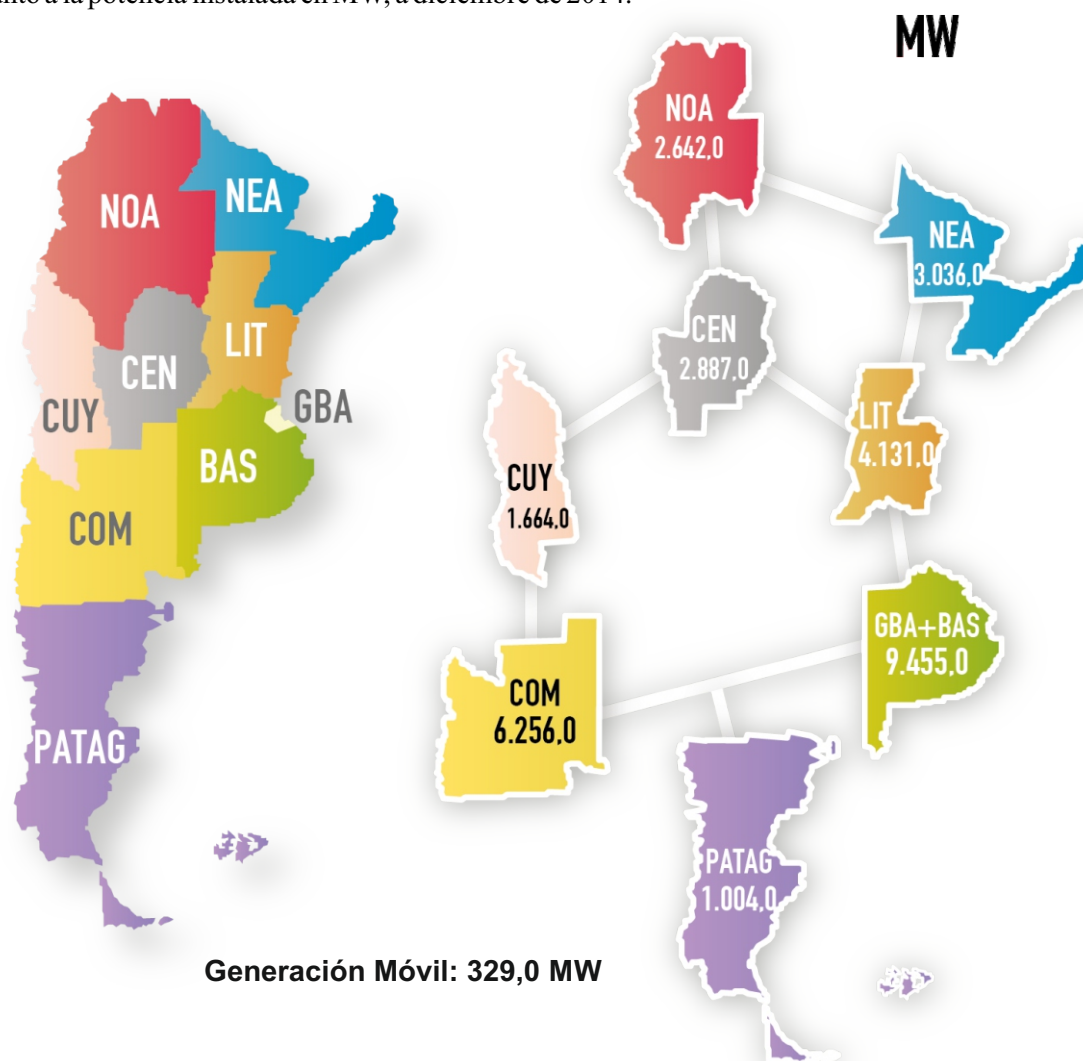
18 Candu Energy, 2013. Update on Candu fuel Cycles. Latin American Section / American Nuclear Society (LAS-ANS) Meeting on Siting of New Nuclear Power Plants and Irradiated Fuel Facilities. Buenos Aires (Argentina), 24-28 June, 2013.

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: 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 2014.



La potencia bruta total instalada, al 31 de diciembre de 2014, es de 31.404 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 elevada 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 2014 clasificada por región y tipo de equipo.

Región/Tipo	TV	TG	CC	MD	Total TER	NUC	FT	EO	HID	Total
CUYO	120,0	90,0	374,0		584,0		8,0		1.072,7	1.664,0
COMAHUE		209,0	1.282,0	73,0	1.564,0				4.692,0	6.256,0
NOA	261,0	1.008,0	829,0	277,0	2.375,0			50,0	217,0	2.642,0
CENTRO	200,0	511,0	534,0	76,0	1.321,0	648,0			918,0	2.887,0
GBA -LIT-BA	3.870,0	1.995,0	5.984,0	413,0	12.279,0	362,0			945,0	13.586,0
NEA		46,0		245,0	291,0				2.745,0	3.036,0
PAT		160,0	188,0		348,0			137,0	519,0	1.004,0
Generación móvil				329,0	329,0					329,0
SIN Total	4.451,0	4.019,0	9.191,0	1.413,0	19.091,0	1.010,0	8,0	187,0	11.108,0	31.404,0
Porcentaje					60,79	3,22	0,03	0,60	36,37	

En el segundo semestre de 2014 se incorporaron al SADI 50,1 MW. Las principales diferencias con respecto a junio de 2014 son:

En la región del **CENTRO**:

- Se produjo un aumento en la potencia instalada de la C.T. Isla Verde de 5,1 MW.
- La C.T. Pilar disminuyó su potencia instalada en 13,3 MW, totalizando en 466 MW.

En la región de **COM**:

- Se incorporó una potencia de 8 MW a la central hidráulica Arroyito.
- Se adicionó 3,1 MW a la central hidráulica Julián Romero.

En la región de **GBA-LIT-BA**:

- Se incorporó a la C.T. Pehuajó una potencia instalada de 3,1 MW.
- Se produjo la adición de 2,4 MW en la C.T. Junín.
- La C.T. San Miguel de 11,5 MW y la C.T. San Martín de 5,1 MW se clasificaron como de biogás

En la región de **NEA**:

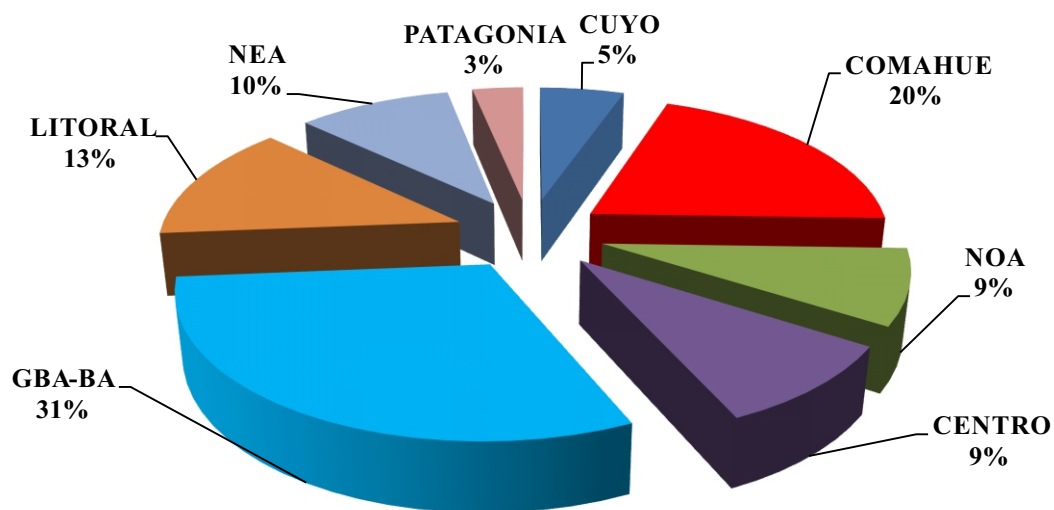
- Se trasladaron las máquinas térmicas correspondientes a la central Las Lomitas a la C.T. Itatí, equivalentes a una potencia instalada de 4,7 MW.
- La C.T. Formosa de 13 MW, compuesta por la TG21 se desvinculó del SADI.

En la región de **NOA**:

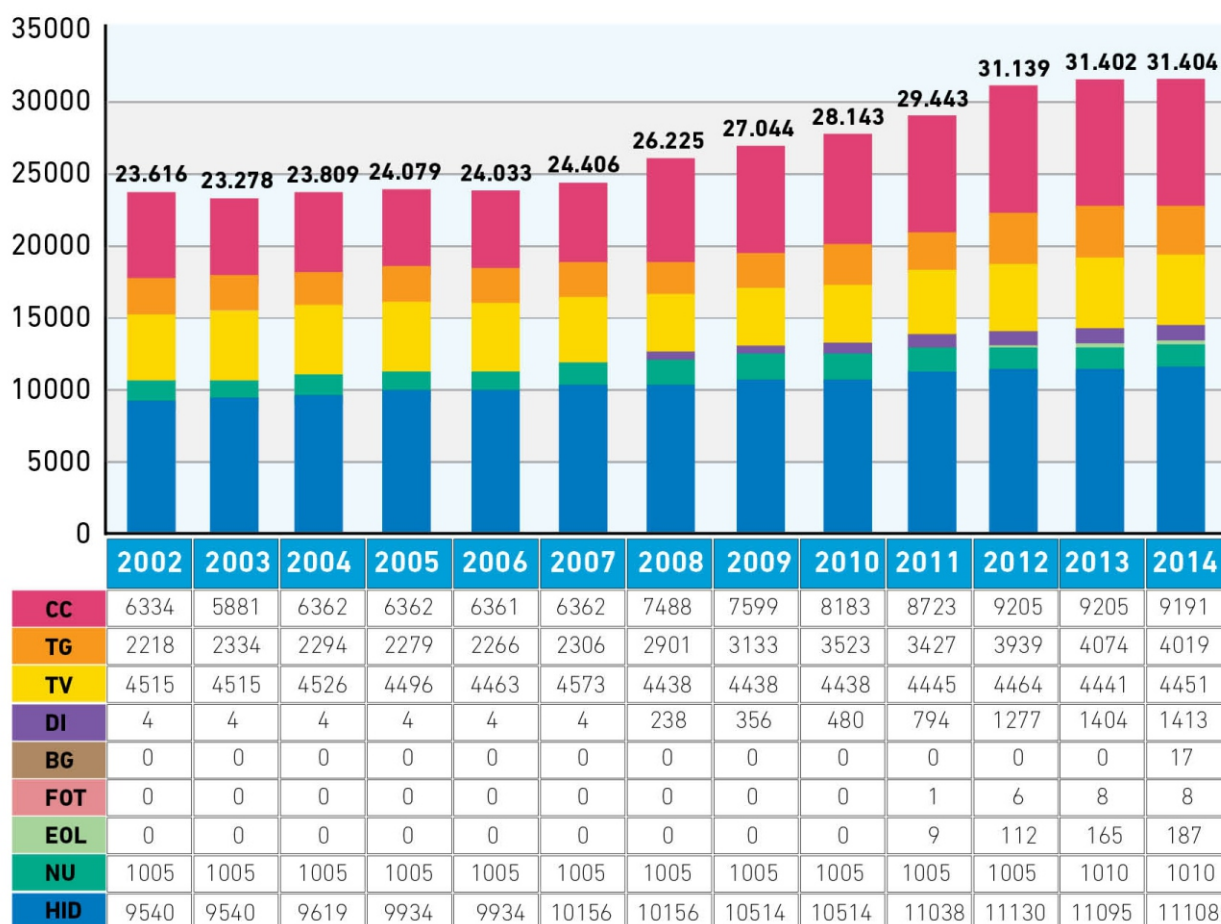
- En la provincia de Santiago del Estero se adicionaron 28,4 MW de potencia.
- La C.T. Palpalá de 30 MW, compuesta por las TG21 Y TG22 se desvinculó del SADI.

En los gráficos de la página siguiente se muestra la relación porcentual de la potencia instalada por región y la evolución por tipo de tecnología.

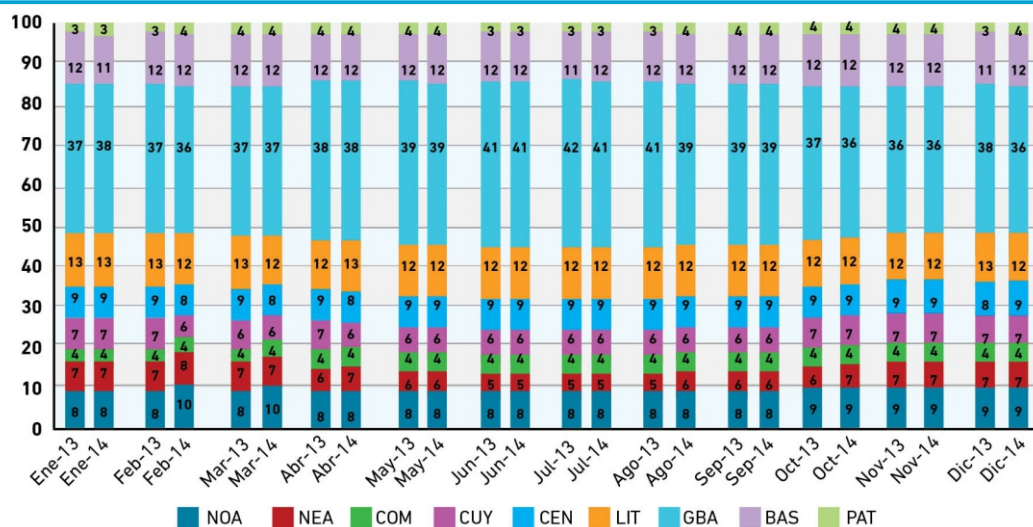
También existen en nuestro país algunas instalaciones del tipo de tecnología eólica, geotérmica y solar que se encuentran en localidades aisladas para abastecer su demanda de energía eléctrica o bien descuentan demanda al momento de efectuar las compras al Mercado Eléctrico, pero que no están conectadas 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 indicado en la tabla anterior.



Potencia instalada por región año 2014

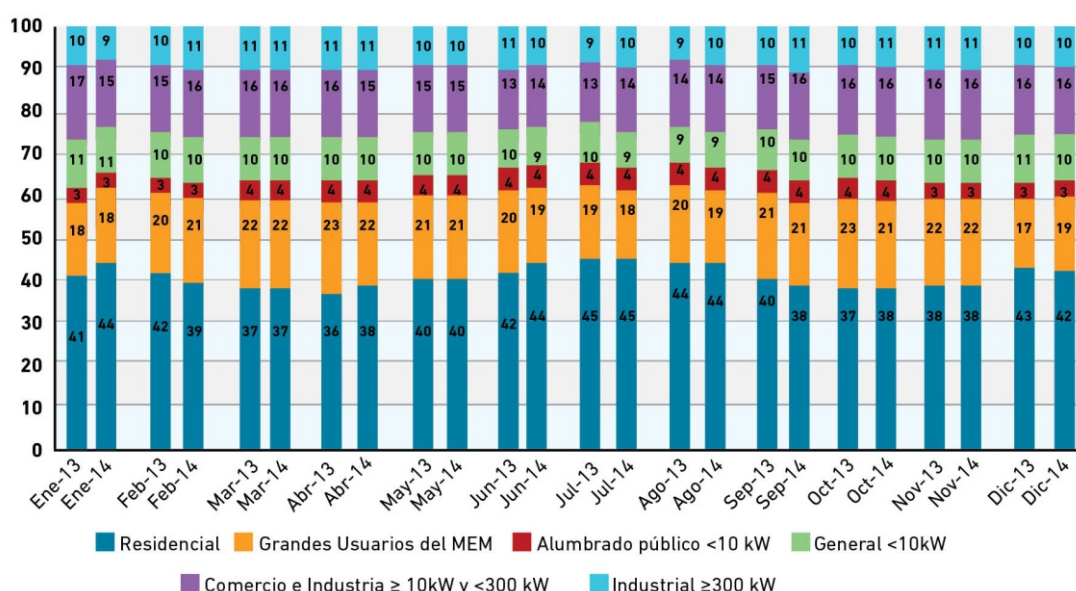


Potencia instalada, evolución por tipo de tecnología año 2014



Nota: BAS: Buenos Aires; CEN: Centro; CUY: Cuyo; COM: Comahue; GBA: Gran Buenos Aires, LIT: Litoral; NOA: Noroeste Argentino; NEA: Noroeste Argentino; PAT: Patagonia.

Demanda por regiones 2013-2014

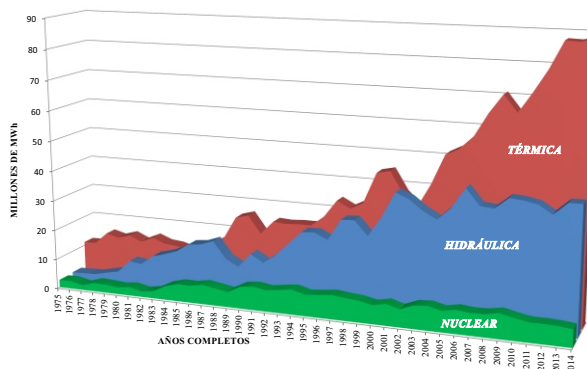


Demanda por sectores 2013-2014

Generación de Energía Eléctrica

***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 614.010 MWh para el año 2014, por la magnitud no es visible en el gráfico.



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	%	REN 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
2014	88.246.800	64,93	41.298.000	30,39	5.756.043	4,24	614.010	0,45	135.914.853
Total	1.458.626.343	55,15	949.892.634	35,91	235.097.651	8,89	1.434.010	0,05	2.645.050.638

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 %	CENTRAL NUCLEAR ATUCHA II %	ENERGÍA BRUTA GENERADA POR CNA I MWh	ENERGÍA BRUTA GENERADA POR CNA II MWh	ENERGÍA BRUTA GENERADA POR CNE MWh	ENERGÍA BRUTA GENERADA POR CNA I CNA II CNE MWh	CNA I CNA II 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
2013	82,43	69,14		2.613.969		3.592.930	6.206.899	73,90
2014	88,66	79,97	36,87*	2.811.631	1.245.935*	1.698.935	5.756.043	70,31

Nota 1: desde el año 2010 la Central Nuclear Embalse ha reducido su capacidad a fines de realizar tareas de preparación para la extensión de su vida útil.

*Nota 2: Valores de Atucha II en operación durante las subidas de potencia graduales permitidas por la ARN desde mediados de 2014.

Picos de Potencia

Durante el segundo semestre de 2014 no se registraron nuevos picos de potencia superior, siendo el último pico de potencia el registrado el día 20 de enero, con un valor de 24.034 MW.

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

Lunes 20-01-2014 hora: 15:05

Generación Nuclear	876
Generación Térmica	13.714
Generación Hidráulica	8.992
Generación Total	23.582
Importación de Paraguay	15
Importación de Brasil	0
Exportación a Brasil	0
Importación de Uruguay	437
Exportación a Uruguay	0
Demanda total SADI	24.034
Reserva rotante (RPF + RRSF + PRO)	1.000

Temperatura promedio GBA + Litoral

35,7 °C

Reserva Térmica Disponible [MW]

Tipo	Disponible F/S	En arranque	Total
TV	0	0	0
TG	0	0	0
CC	0	0	0
DI	64	2	66
Total	64	2	66

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	79	0	757	684	1.520
TG	32	190	879	542	1.643
CC	0	808	436	642	1.158
Total	111	270	2.072	1.868	4.321

Generación Hidráulica

F/S Disponible [MW]		Indisponible [MW]	
C.H. NIHUIL	40	C. NIHUIL	170
		C. AGUA DE TORO	75
		C. YACYRETÁ	135
		C. SALTO GRANDE	135
Total	40	Total	515

Generación Nuclear Limitada o Indisponible [MW]

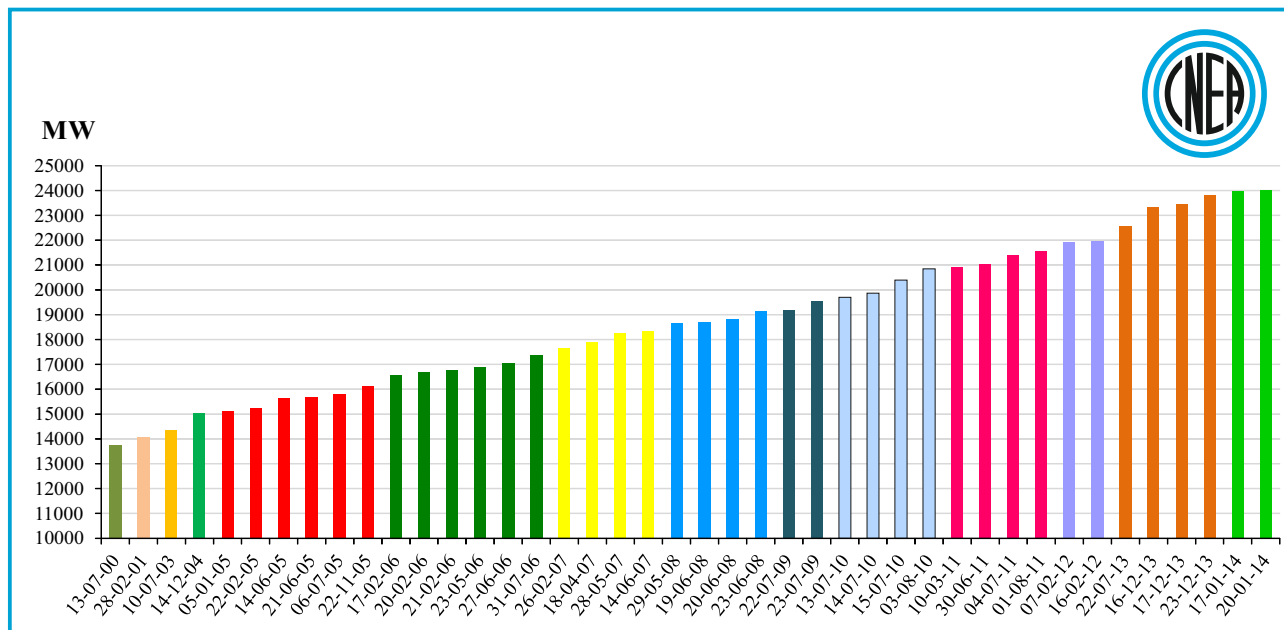
C.N. EMBALSE	119
Total	119

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. A partir de mayo del año 2006, los valores corresponden al nuevo SADI, que incluye al 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:

- Vuelta de Obligado: ingresos previstos de dos turbinas de gas de 270 MW cada una, ingresando una a fines de marzo de 2015.
- Central Nuclear Atucha II se estima su entrada comercial a plena potencia, a principios de febrero de 2015

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 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.

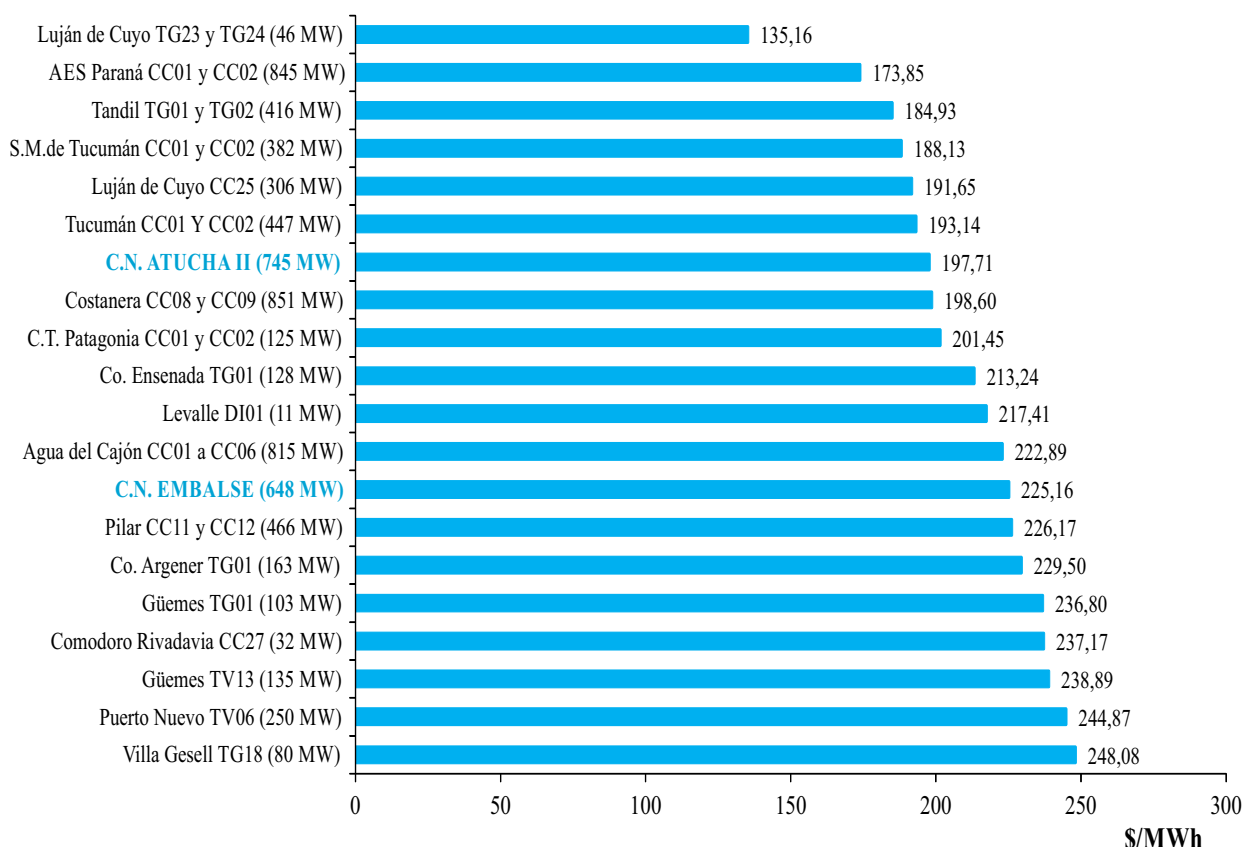
La disponibilidad de gas natural constituye la variable más relevante que afecta la operatoria del sistema, tanto en lo que respecta a costos, como a riesgos de abastecimiento. Frente a la escasez de suministro de gas, se debe emplear gas oil como combustible sustituto en las turbinas de gas y en los 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 reconoce como un sobre costo que se adiciona al precio de la energía, sólo para aquellos generadores que utilizan combustibles sustitutos. El ítem “sobre costos transitorios de despacho” es un prorrateo de este sobre costo 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 2014



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.

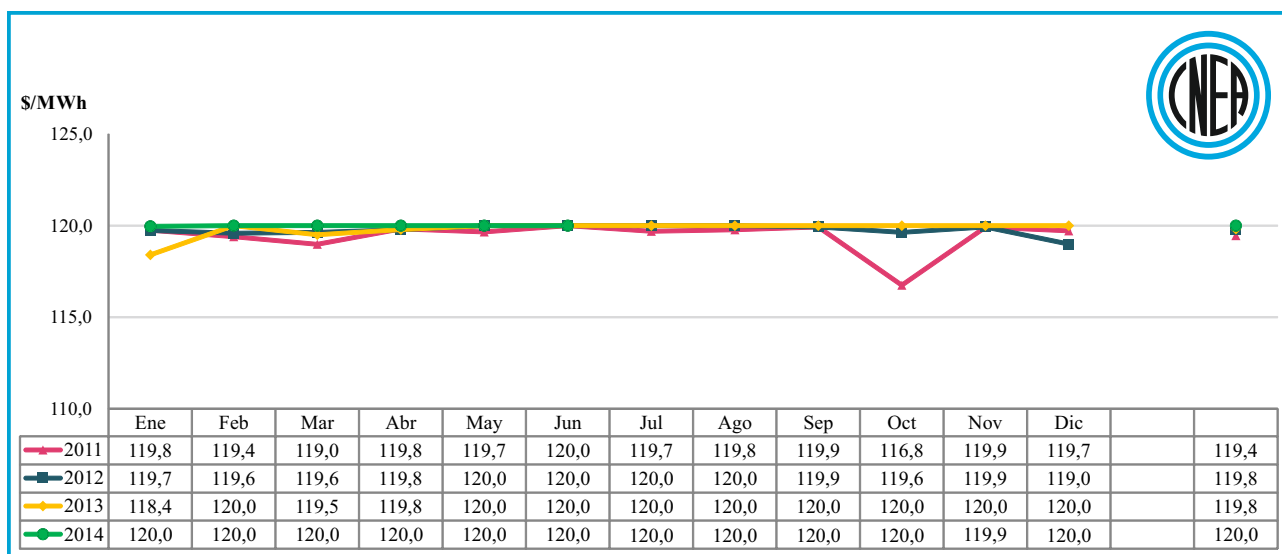
Los valores indicados en el gráfico se obtienen dividiendo los costos variables de producción declarados por los generadores por sus respectivos factores de nodo.

El valor utilizado para el despacho incluye el costo del combustible más los de operación y mantenimiento.

Las distribuidoras compran la energía que necesitan al denominado precio estacional (fijado por CAMMESA). Este último ha tenido pequeñas 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, que se ha saldado parcialmente a través de mecanismos como el FONINVEMEM, por el que se han construido las centrales de General Belgrano y San Martín.

Evolución de los Precios

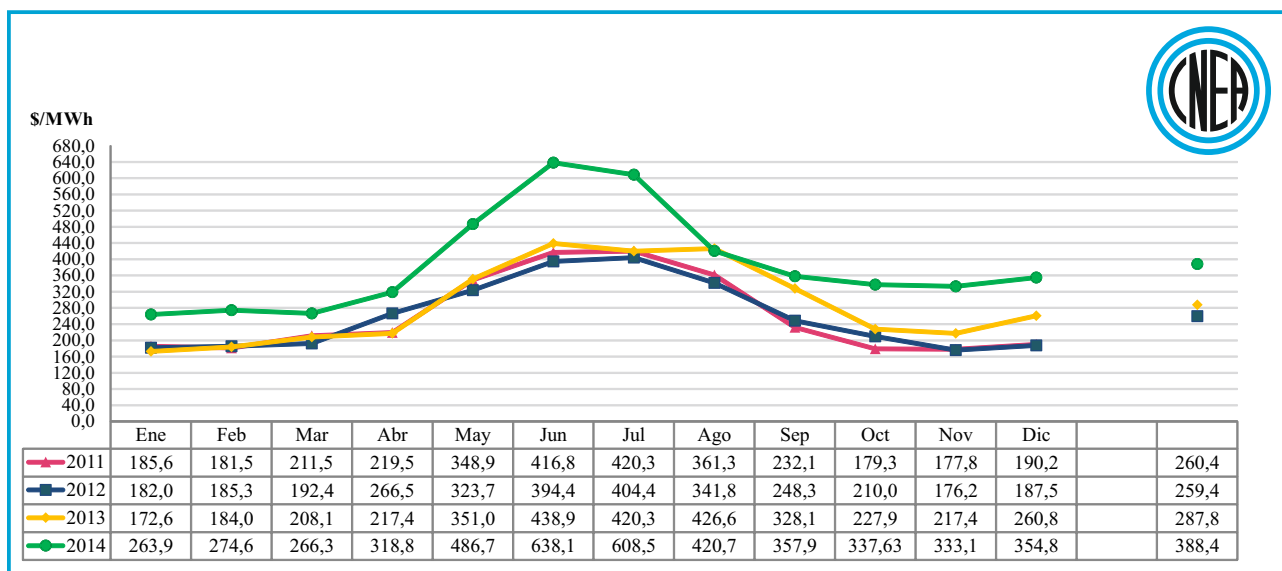
Se indica a continuación la evolución del precio en pesos de la energía en el mercado spot durante los últimos cuatro años.



Precio de la energía en el MEM para el período 2011 – 2014

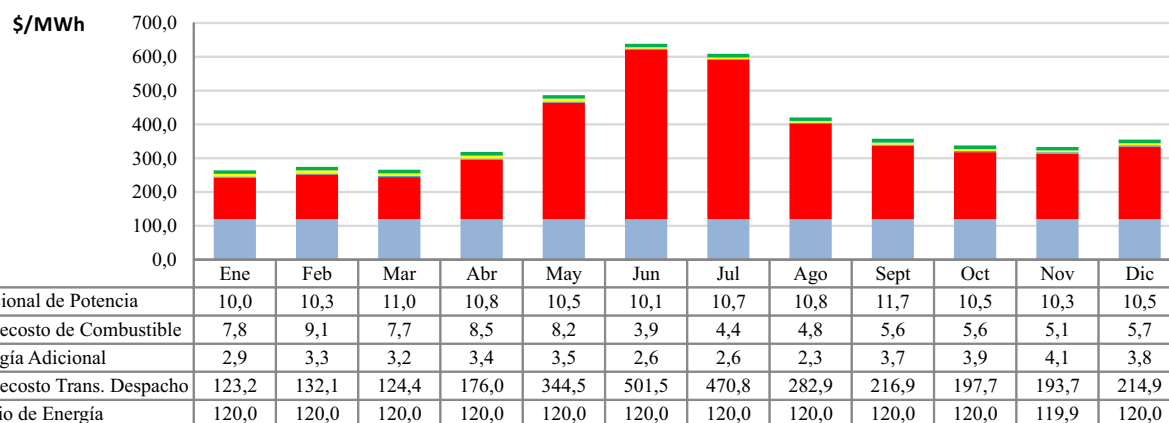
Los precios anteriores son promedios mensuales extraídos de los informes mensuales de CAMMESA.

A continuación se presenta la evolución del Precio Monómico desde 2011 hasta 2014.



Precio Monómico en el MEM para el período 2011 – 2014

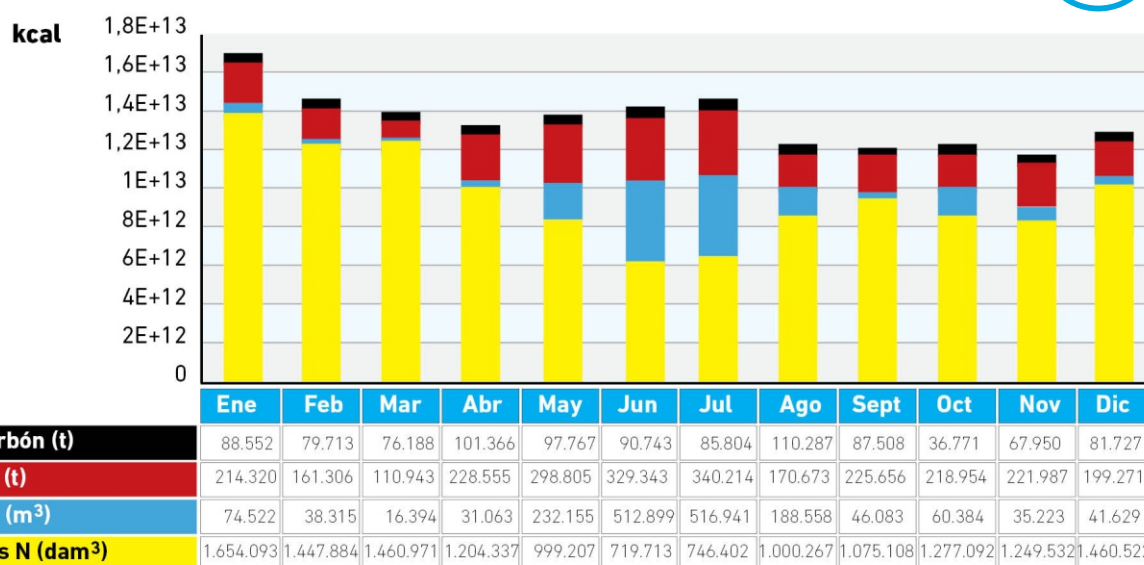
Al precio de la energía de mercado se le suman una serie de ítems para obtener el precio monómico calculado por CAMMESA. A continuación se muestran los ítems y el valor alcanzado en cada caso.



Composición del Precio Monómico. 2014

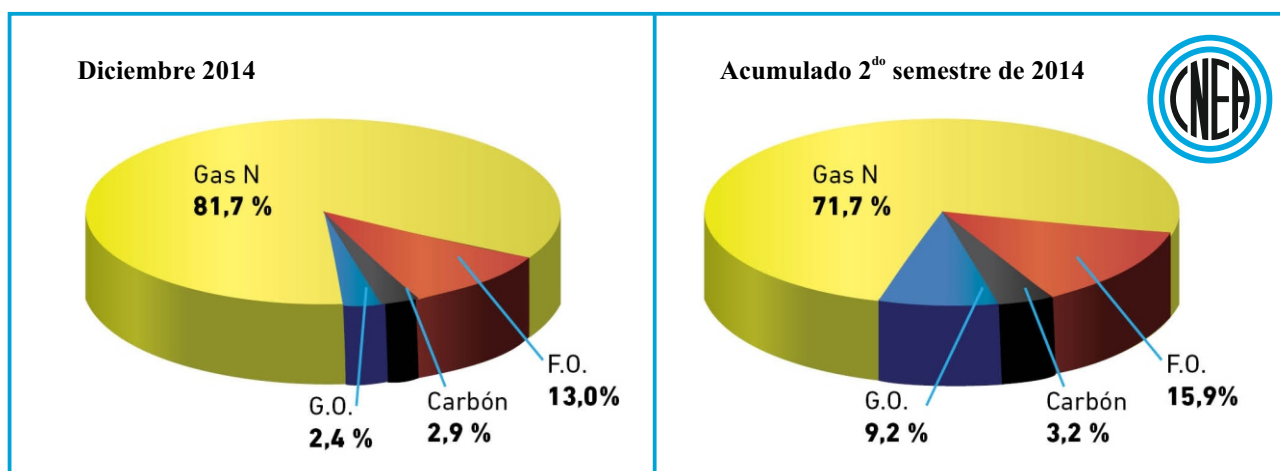
Consumo de Combustibles y Emisiones de CO₂

A continuación se muestra el consumo de combustibles fósiles durante 2014. En el gráfico se utilizan unidades equivalentes (energía), mientras que en la tabla se muestra el consumo en unidades físicas.



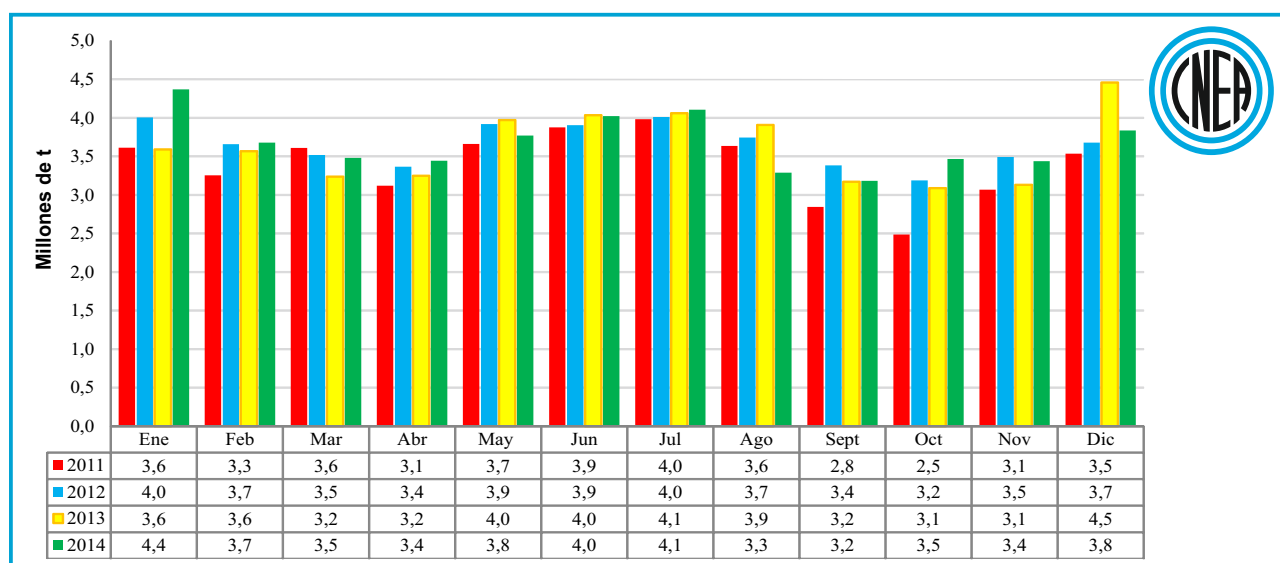
Consumo de combustibles en el MEM. 2014

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 2014 y el acumulado durante el segundo semestre de 2014, en unidades equivalentes (energía) respectivamente.



Consumo de Combustibles Fósiles

En el gráfico que sigue se pueden observar las emisiones de CO₂ en millones de toneladas derivadas de la quema de combustibles fósiles en los equipos generadores vinculados al MEM durante los años 2011 a 2014.

Emisiones de CO₂ 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 2012 de la Secretaría de Energía, población del Censo 2010, y de líneas de transmisión de ADEERA y CAMMESA.

Región Centro

La región Centro está integrada por las provincias de Córdoba y San Luis; las cuales, según el Censo 2010, poseen aproximadamente 3.736.000 habitantes (9,5% de la población total de Argentina), distribuidos en 242.069 km² (8,7% de la superficie del país). En cuanto al servicio eléctrico, en el transcurso del año 2012, en dicha región, se consumieron 8.786.693 MWh, representando un 8,3% del total del país.

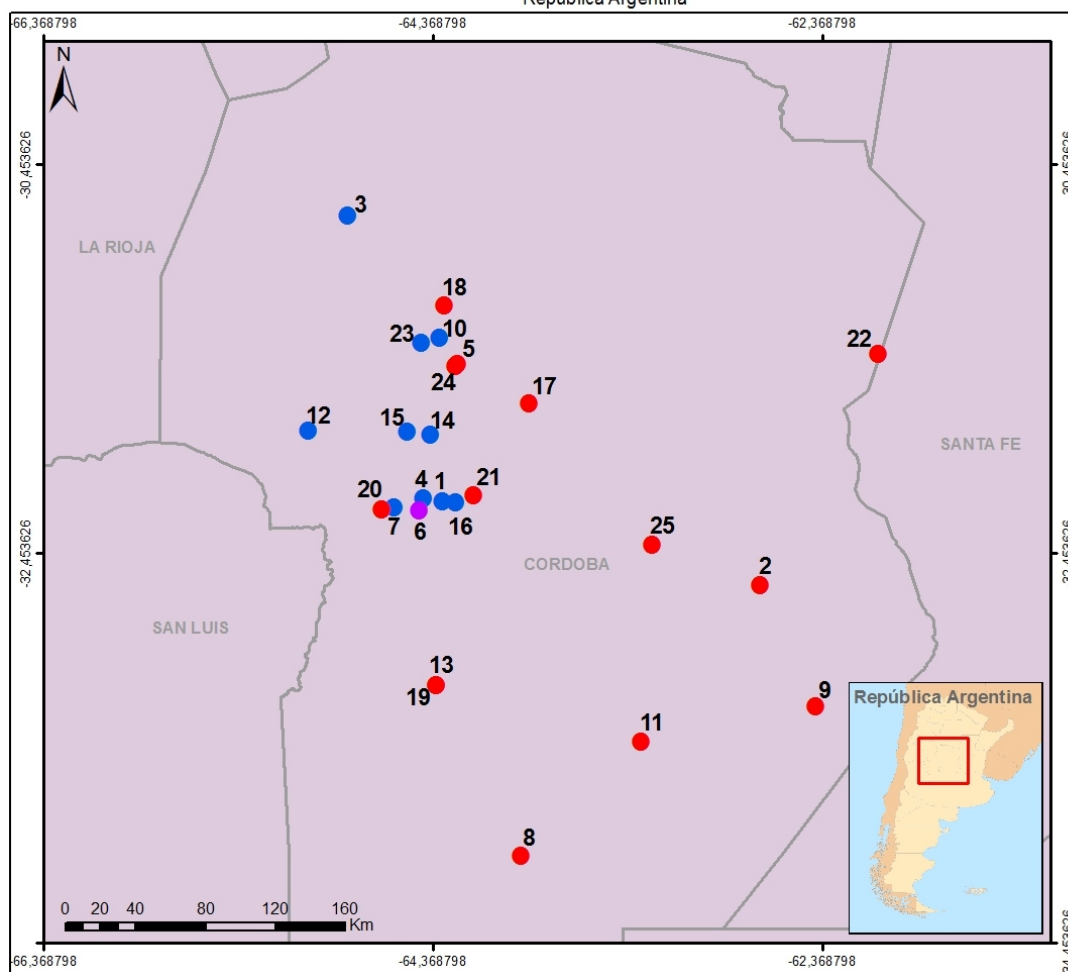
Potencia Instalada

Las tecnologías instaladas en la región son: turbinas de vapor (TV), turbinas de gas (TG), ciclos combinados (CC), motores diesel (DI), centrales nucleares (NU) y centrales hidráulicas (HI). Estas se encuentran indicadas con detalle en el siguiente mapa.



Centrales de generación eléctrica - Región Centro

República Argentina



Referencias

Tipo de centrales

- HI
- NU
- DI
- HB
- TG
- TV

Centrales:

- 1- Benjamín Reolín
- 2- Bell Ville
- 3- Cruz del Eje
- 4- Cassaffoust
- 5- Dean funes
- 6- Embalse
- 7- Fitz Simon
- 8- Gral. Levalle
- 9- Isla Verde
- 10- La Calera
- 11- La Carlota
- 12- La Vinia
- 13- M. Maranzana
- 14- Los Molinos 1
- 15- Los Molinos 2
- 16- Piedras Moras
- 17- Pilar
- 18- Río Ceballos
- 19- Río Cuarto
- 20- Río Grande
- 21- Río Tercero
- 22- San Francisco
- 23- San Roque
- 24- Sudoeste
- 25- Villa María

Elaboración propia en base a información de IGN, CNEA, CAMMESA y Secretaría de Energía de la Nación.

La potencia instalada total del SADI en la región Centro es de 2.887 MW, la cual se muestra detallada por tipo de tecnología a continuación.

TECNOLOGÍA	COMBUSTIBLE		POTENCIA (MW)
	PRINCIPAL	ALTERNATIVO	
TV	GN	FO	200,0
TG	GN	GO	511,0
CC	GN	GO	534,0
DI	GO	-	76,0
NU		UR NAT	648,0
HI		-	918,0
TOTAL			2.887,0

Fuente: Informe Mensual de CAMMESA, diciembre del 2014.

Transporte Del Polo Energético

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 la región son las presentadas en la siguiente tabla.

EMPRESA	ÁREA [km ²]	BT [km]	MT [km]	AT [km]
EPEC (1)	165.321	16.000	5.176	4.928
EDESAL S.A.	76.148	3.910	7.425	680

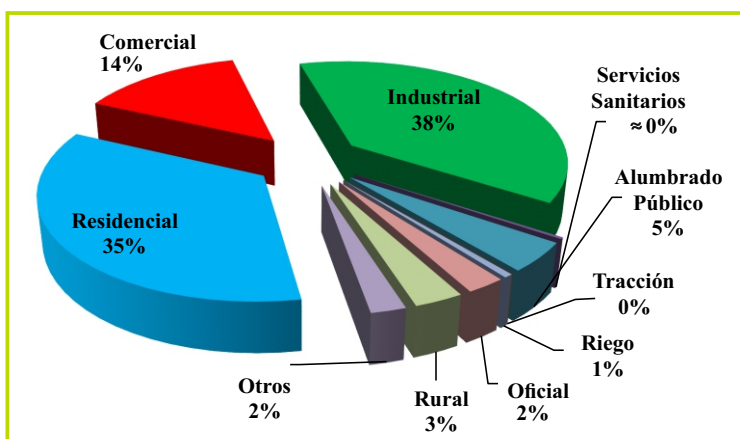
(1) Los datos obtenidos para esta distribuidora son los correspondientes al año 2010.

Consumo Eléctrico Provincial

Córdoba

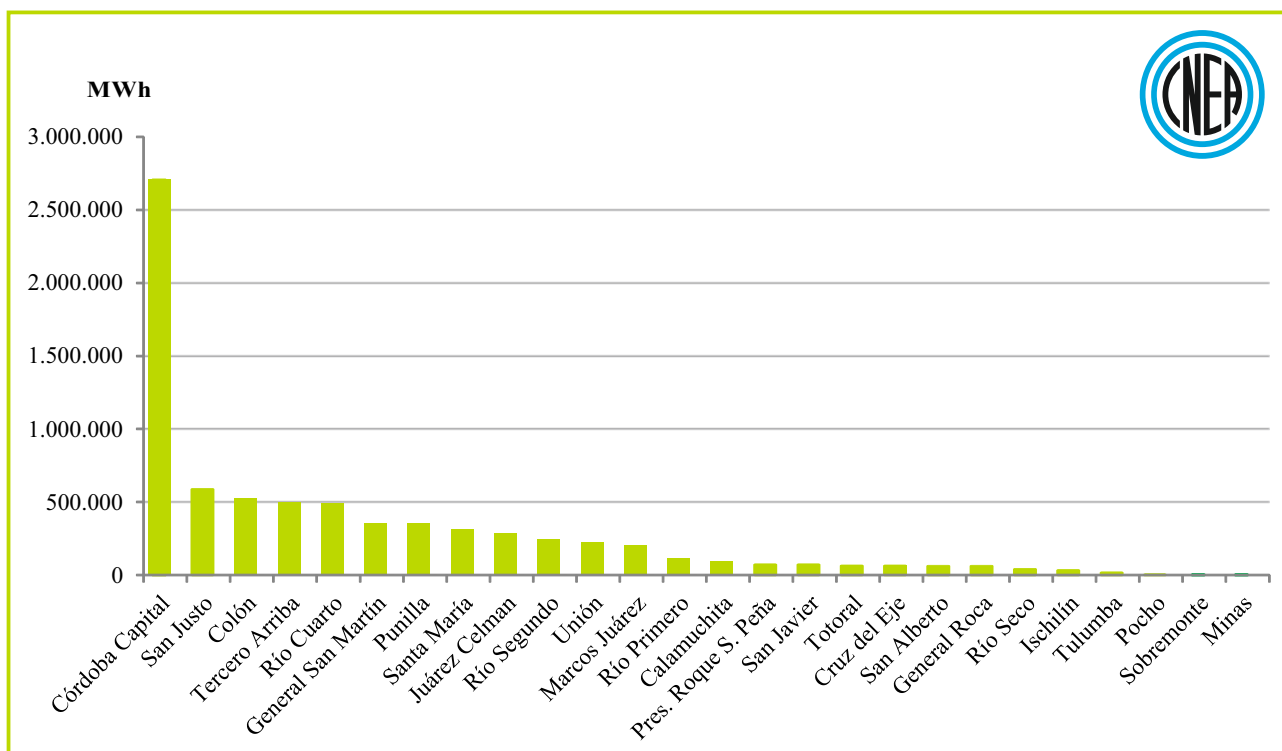
El consumo de la provincia en el año 2012 fue de 7.474.085 MWh, que equivale a un 85,1% del correspondiente a la región. En la siguiente tabla se presenta el consumo eléctrico por sectores de la provincia de Córdoba.

Tipo de Usuario	MWh Consumidos
Residencial	2.589.655
Comercial	1.057.303
Industrial	2.853.416
Servicios Sanitarios	20.462
Alumbrado Público	335.278
Tracción	0
Riego	41.913
Oficial	183.839
Rural	228.532
Otros	163.687
Total	7.474.085



Distribución de la demanda eléctrica [MWh] de Córdoba.
Año 2012
Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2012,
elaborado por la Secretaría de Energía

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

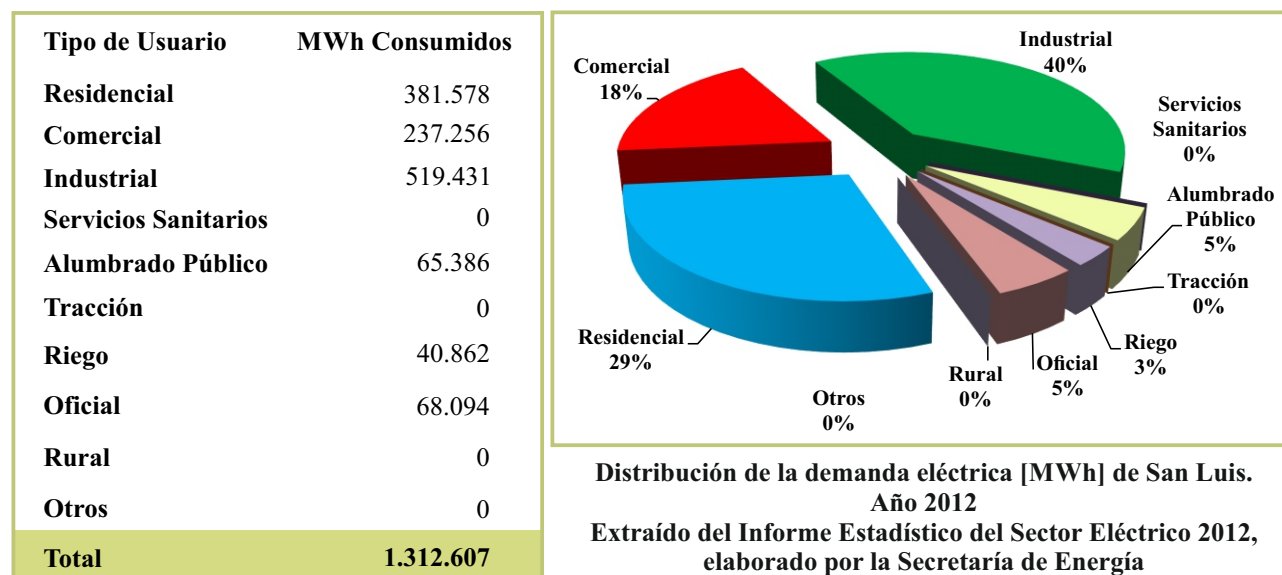


Demanda eléctrica [MWh] regional de Córdoba. Año 2012.
Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2012, elaborado por la Secretaría de Energía

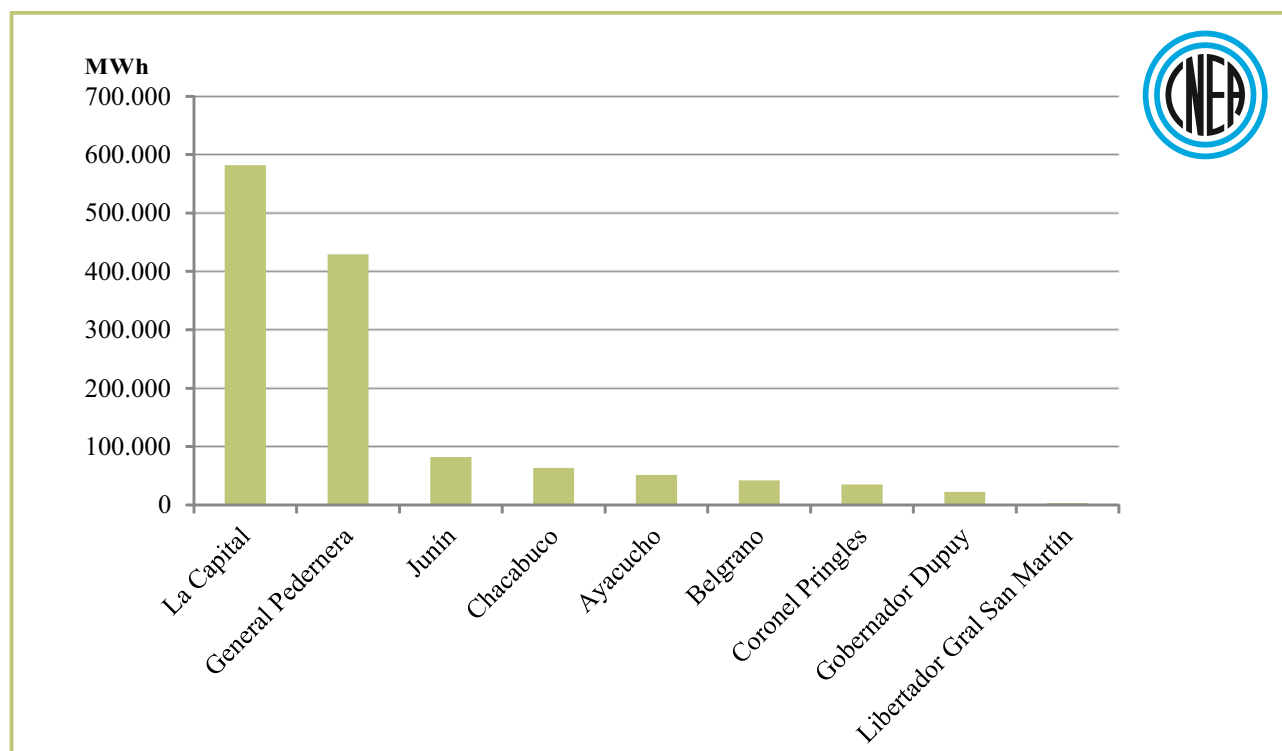
La mayor parte del consumo eléctrico de Córdoba corresponde al departamento Capital con un 36,2%, le siguen San Justo con el 7,9%, Colón con el 7,0%, y luego los otros departamentos presentados los cuales consumen menos de un 6,7%.

San Luis

El consumo de la provincia en el año 2012 fue de 1.312.608 MWh, que equivale a un 14,9% del correspondiente a la región. En la siguiente tabla se presenta la demanda eléctrica de la provincia de San Luis según los sectores de consumo.



A continuación se presenta el consumo de electricidad de la provincia de San Luis por departamentos.



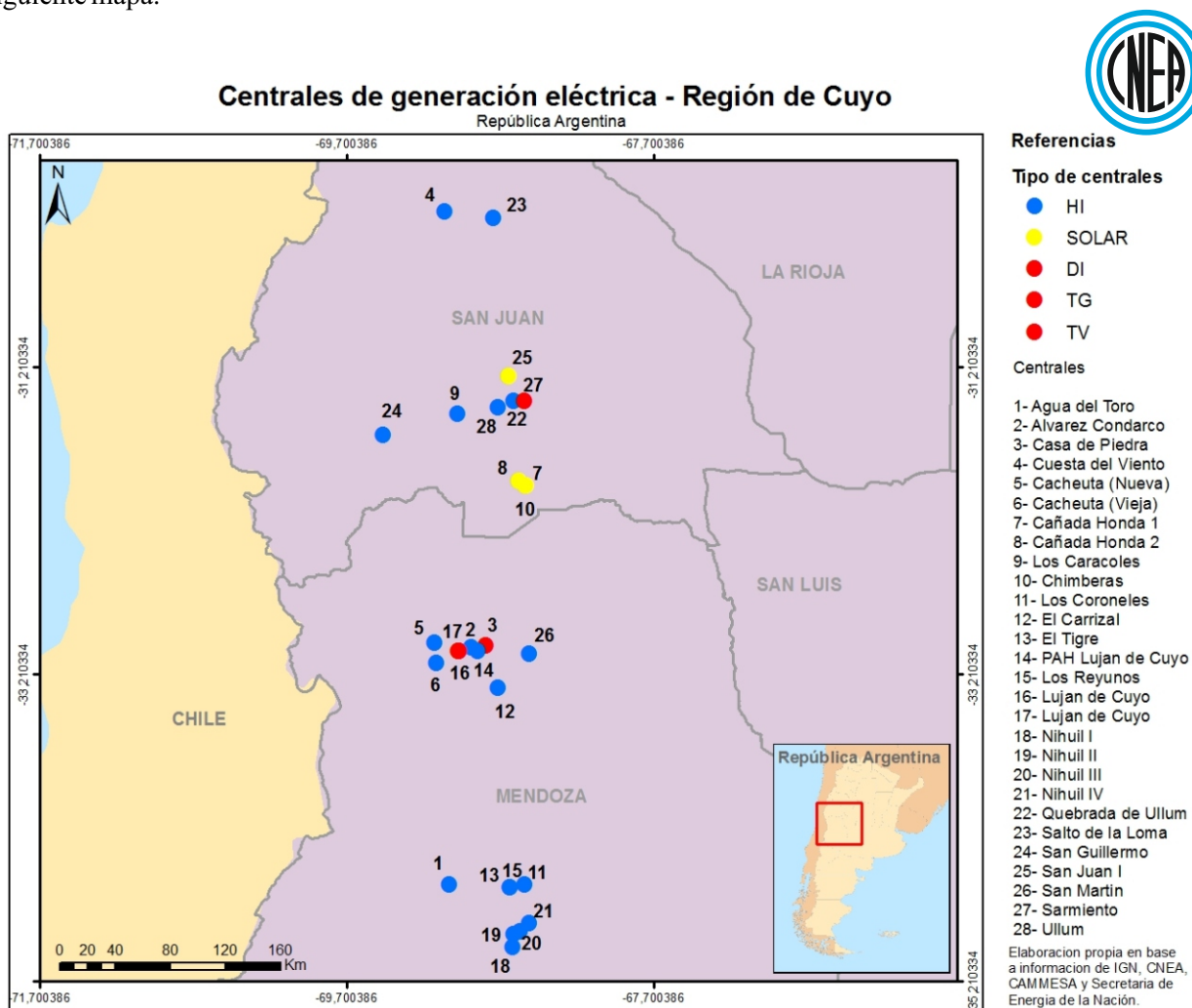
La mayor parte del consumo eléctrico de San Luis corresponde a La Capital con un 44,4%, seguido por General Pedernera con el 32,7%, Junín con el 6,3%, y luego los otros departamentos presentados los cuales consumen entre un 0,3% y 4,8%.

Región Cuyo

La región de Cuyo está integrada por las provincias de Mendoza y San Juan; en las cuales, según el Censo 2010, residen aproximadamente 2.422.037 habitantes (6,2% de la población total de Argentina), distribuidos en 238.478 km² (8,6% de la superficie del país). En cuanto al servicio eléctrico en el transcurso del año 2012 en dicha región se consumieron 7.091.109 MWh, representando un 6,7% del total del país.

Potencia Instalada

Las tecnologías instaladas en la región son: turbinas de vapor (TV), turbinas de gas (TG), ciclos combinados (CC), instalaciones fotovoltaicas (FT) y centrales hidráulicas (HI). Estas se encuentran indicadas con detalle en el siguiente mapa.



La potencia instalada unificada al SADI en la región de Cuyo es de 1.664 MW, la cual se muestra detallada por tecnología a continuación.

TECNOLOGÍA	COMBUSTIBLE		POTENCIA (MW)
	PRINCIPAL	ALTERNATIVO	
TV	GN	FO	120,0
TG	GN	GO	90,0
CC	GN	GO	374,0
FT		-	8,0
HI		-	1.072,0
TOTAL			1.664,0

Fuente: Informe Mensual de CAMMESA, diciembre del 2014.

Transporte del Polo Energético

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 las de media por DISTROCUYO.

Distribución

Las distribuidoras que atienden la región son las presentadas en la siguiente tabla.

EMPRESA	AREA[km ²]	BT [km]	MT[km]	AT [km]
EDEMSA	109.908	7.337	7.600	932
EDESTESA ⁽¹⁾	36.668	947	3.151	338
ESJSA ⁽²⁾	85.226	4.465	4.169	53

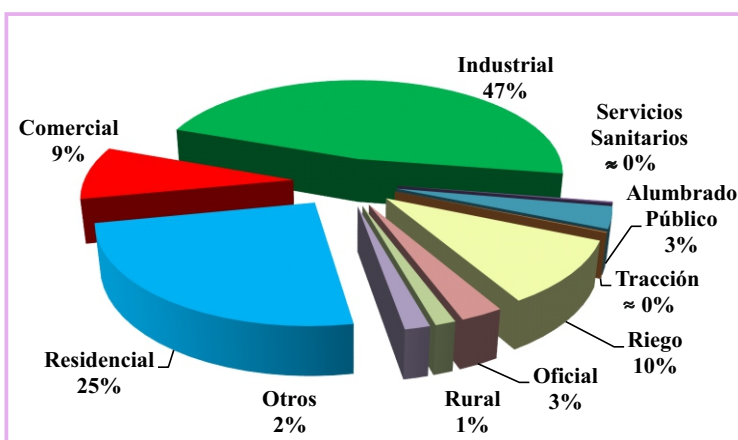
(1) Los datos obtenidos para esta distribuidora son los correspondientes al año 2012.
 (2) Los datos obtenidos para esta distribuidora son los correspondientes al año 2011.

Consumo Eléctrico Provincial

Mendoza

El consumo de la provincia en el año 2012 fue de 5.321.691 MWh, que equivale a un 75,0% del correspondiente a la región. En la siguiente tabla se presenta el consumo eléctrico por sectores de la provincia de Mendoza.

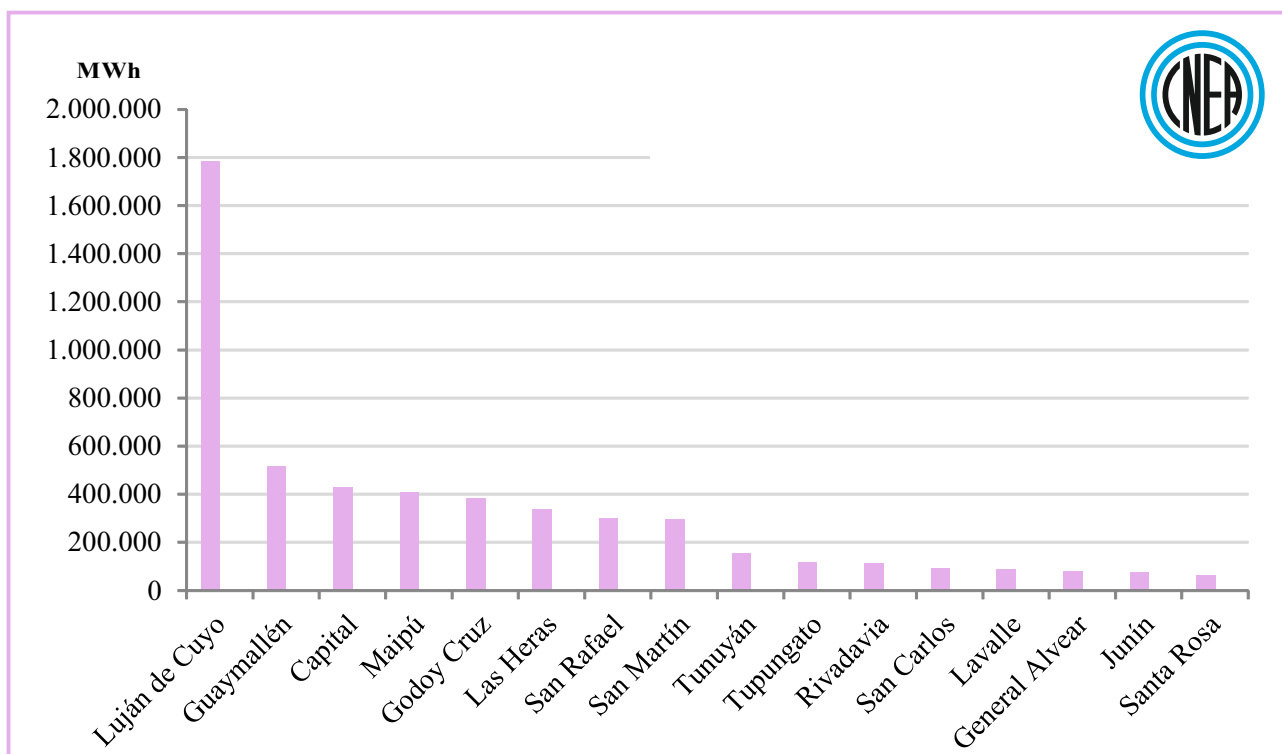
Tipo de Usuario	MWh Consumidos
Residencial	1.314.941
Comercial	457.916
Industrial	2.498.403
Servicios Sanitarios	13.821
Alumbrado Público	185.680
Tracción	5.694
Riego	543.060
Oficial	146.085
Rural	70.078
Otros	86.015
Total	5.321.693



Distribución de la demanda eléctrica [MWh] de Mendoza.
Año 2012
 Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2012,
 elaborado por la Secretaría de Energía

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

La mayor parte del consumo eléctrico de Mendoza corresponde al departamento de Luján de Cuyo con un 33,6%, le siguen Guaymallén con el 9,7%, Capital con el 8,1% y luego los otros departamentos mostrados los cuales consumen entre un 1,1% y 7,7%.

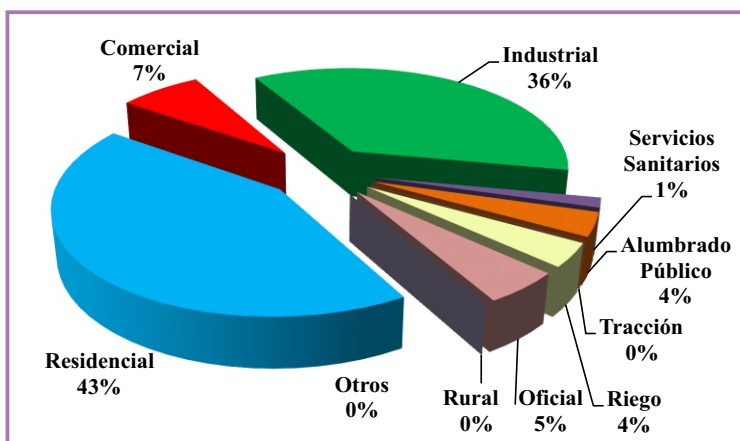


Demanda eléctrica [MWh] regional de Mendoza. Año 2012.
 Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2012, elaborado por la Secretaría de Energía

San Juan

El consumo de la provincia en el año 2012 fue de 1.769.417 MWh, que equivale a un 25,0% del correspondiente a la región. En la siguiente tabla se presenta la demanda eléctrica de la provincia de San Juan según los sectores de consumo.

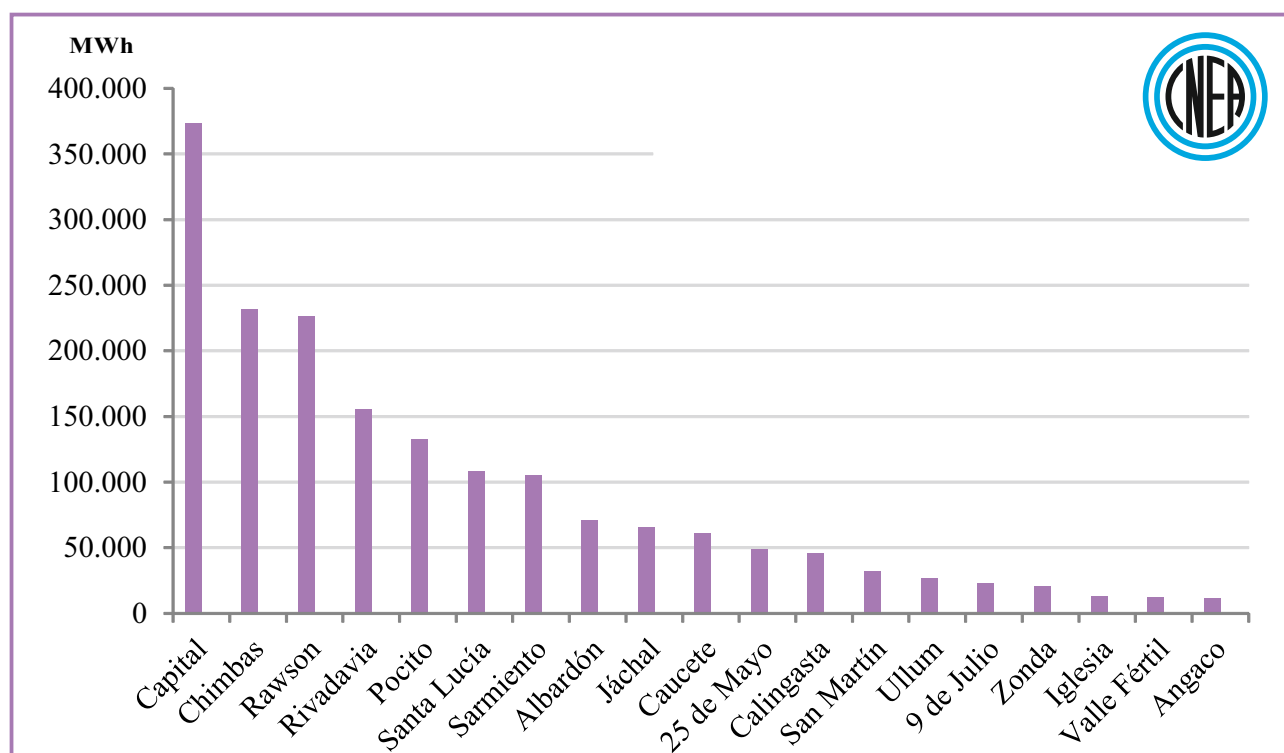
Tipo de Usuario	MWh Consumidos
Residencial	760.122
Comercial	125.847
Industrial	641.631
Servicios Sanitarios	26.391
Alumbrado Público	64.142
Tracción	0
Riego	64.213
Oficial	87.070
Rural	0
Otros	0
Total	1.769.416



Distribución de la demanda eléctrica [MWh] de San Juan.
Año 2012
 Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2012, elaborado por la Secretaría de Energía

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

La mayor parte del consumo eléctrico de San Juan corresponde a Capital con un 21,1%, le siguen Chimbas con el 13,1%, Rawson con el 12,8%, y los otros departamentos presentados que consumen entre un 0,7% y 8,8%.



Demanda eléctrica [MWh] regional de San Juan. Año 2012.

Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2012, elaborado por la Secretaría de Energía

Región Comahue

La región del Comahue está integrada por las provincias de La Pampa, Neuquén y Río Negro; en las cuales, según el Censo 2010, residen aproximadamente 1.500.700 habitantes (3,8% de la población total de Argentina) distribuidos en 440.531 km² (15,8% del país). En cuanto al servicio eléctrico, en el transcurso del año 2012, en dicha región se consumieron 4.422.648 MWh, lo que representa un 4,2% del total del país.

Potencia Instalada

Las tecnologías instaladas en la región son: turbinas de gas (TG), ciclos combinados (CC), motores diesel (DI) y centrales hidráulicas (HI). Estas se encuentran indicadas con detalle en el mapa de la página siguiente.

La potencia instalada unificada al SADI en la región Comahue es de 6.255 MW. A continuación se detalla la potencia instalada por tecnología.

TECNOLOGÍA	COMBUSTIBLE		POTENCIA (MW)
	PRINCIPAL	ALTERNATIVO	
TG	GN	GO	209,0
CC	GN	GO	1.282,0
DI	GO	-	73,0
HI		-	4.692,0
TOTAL			6.256,0

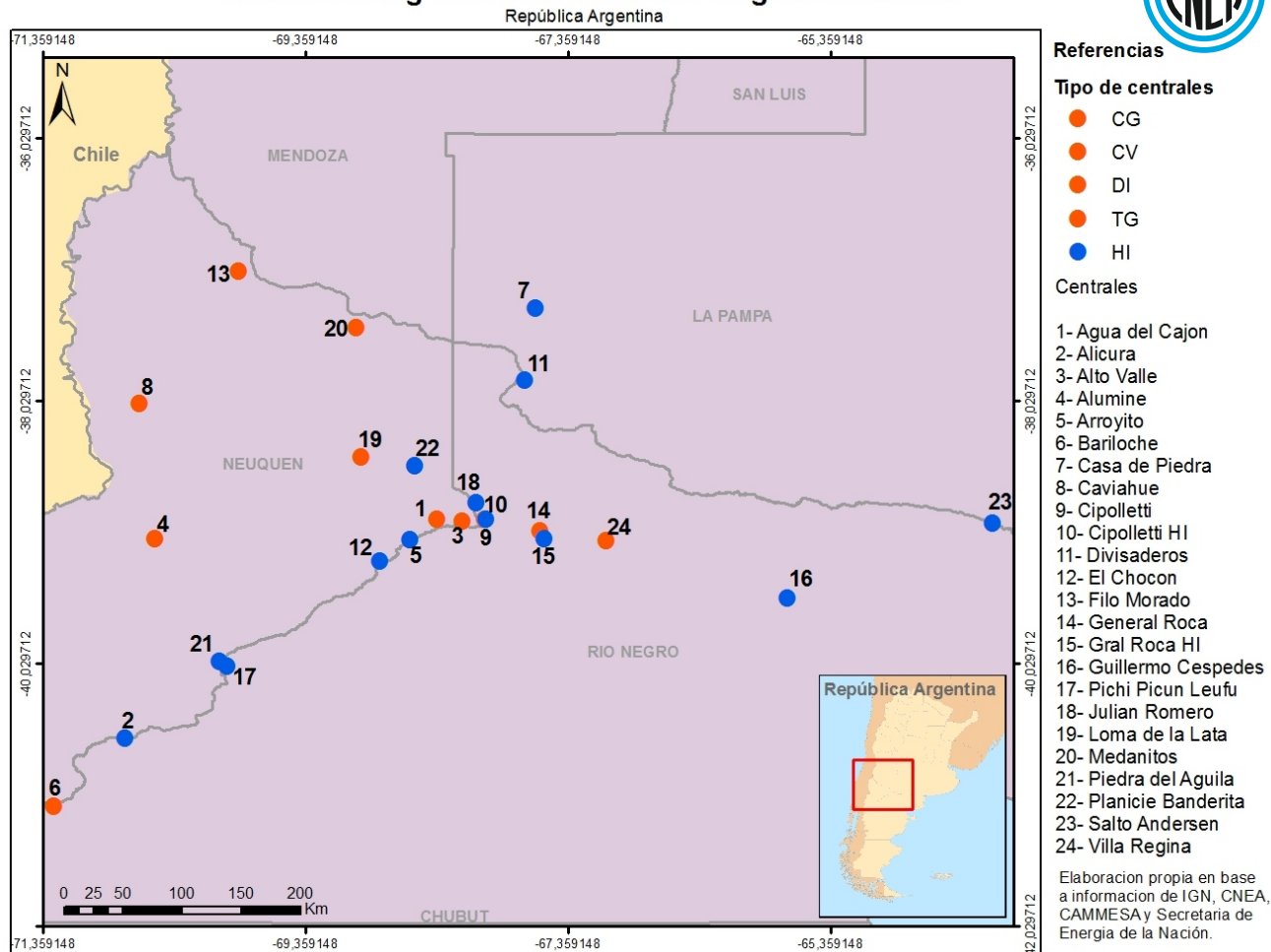
Fuente: Informe Mensual de CAMMESA, diciembre del 2014.

Transporte del Polo Energético

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.



Centrales de generación eléctrica - Región Comahue



Distribución

Las distribuidoras que atienden la región son las presentadas en la siguiente tabla.

EMPRESA	AREA[km ²]	BT [km]	MT[km]	AT [km]
EPEN ⁽¹⁾	93.683	1.310	3.727	555
APELP ⁽²⁾	85.231	87	2.083	1.110
EDERSA	203.000	4.320	4.595	942
CALF ⁽³⁾	128	1.241	278	-

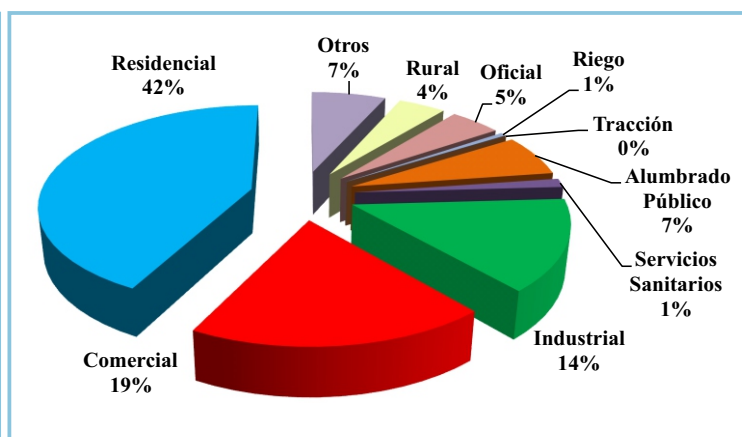
(1) Los datos obtenidos para esta distribuidora son los correspondientes al año 2009.
 (2) Los datos obtenidos para esta distribuidora son los correspondientes al año 2012.
 (3) Los datos obtenidos para esta distribuidora son los correspondientes al año 2011.

Consumo Eléctrico Provincial

La Pampa

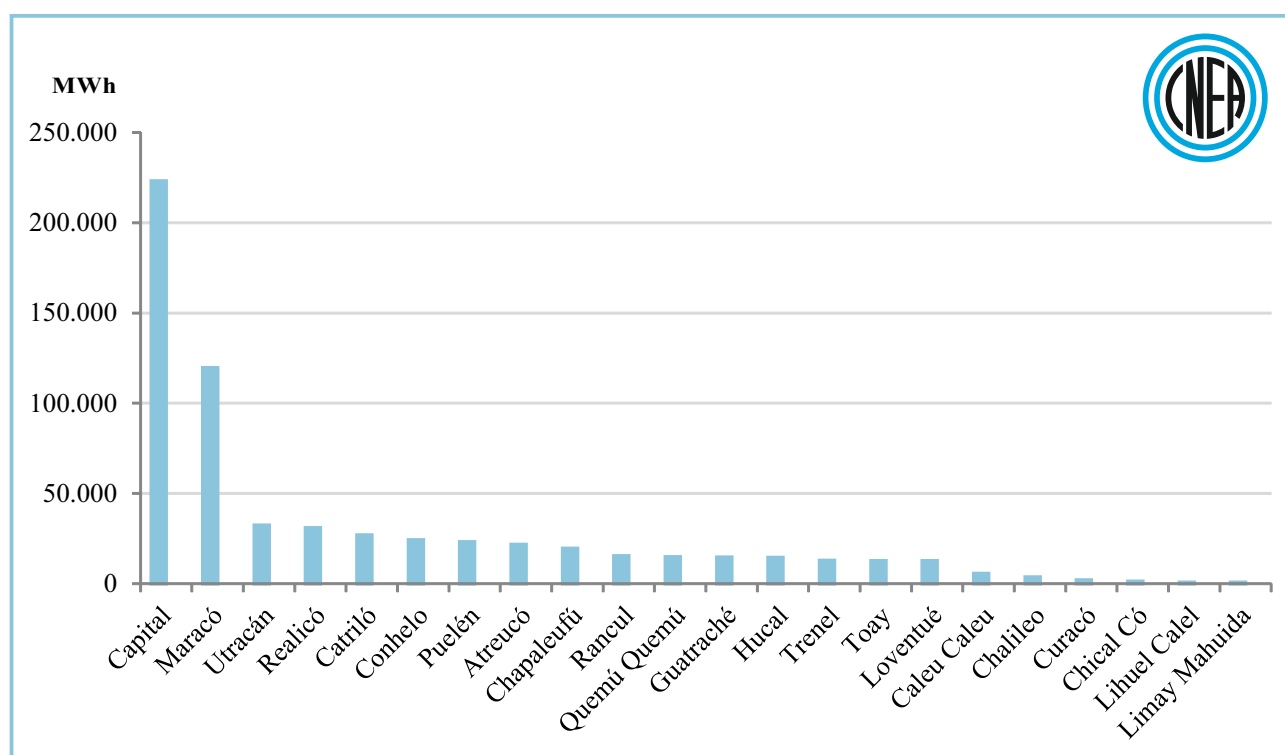
El consumo de la provincia en el año 2012 fue de 632.337 MWh, que equivale a un 14,3% del correspondiente a la región. En la siguiente tabla se presenta la demanda eléctrica de la provincia de La Pampa según los sectores de consumo.

Tipo de Usuario	MWh Consumidos
Residencial	268.350
Comercial	119.991
Industrial	91.612
Servicios Sanitarios	8.750
Alumbrado Público	41.809
Tracción	0
Riego	3.429
Oficial	29.142
Rural	26.897
Otros	42.357
Total	632.337



Distribución de la demanda eléctrica [MWh] de La Pampa. Año 2012
 Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2012, elaborado por la Secretaría de Energía

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



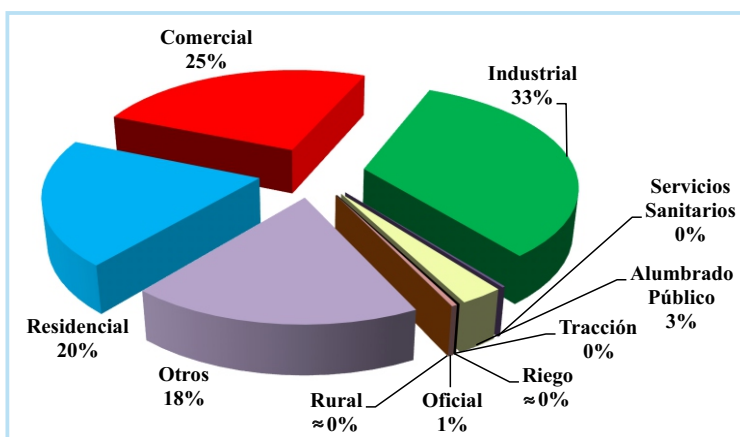
Demanda eléctrica [MWh] regional de La Pampa. Año 2012.
 Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2012, elaborado por la Secretaría de Energía

La mayor parte del consumo eléctrico de La Pampa corresponde a Capital con un 35,3%, le siguen Maracó con el 18,9%, Utracán con el 5,1% y luego los otros departamentos presentados que consumen entre un 0,1% y 4,9%.

Neuquén

El consumo de la provincia en el año 2012 fue de 2.152.135 MWh, que equivale a un 48,7% del correspondiente a la región. En la siguiente tabla se presenta la demanda eléctrica de la provincia de Neuquén según los sectores de consumo.

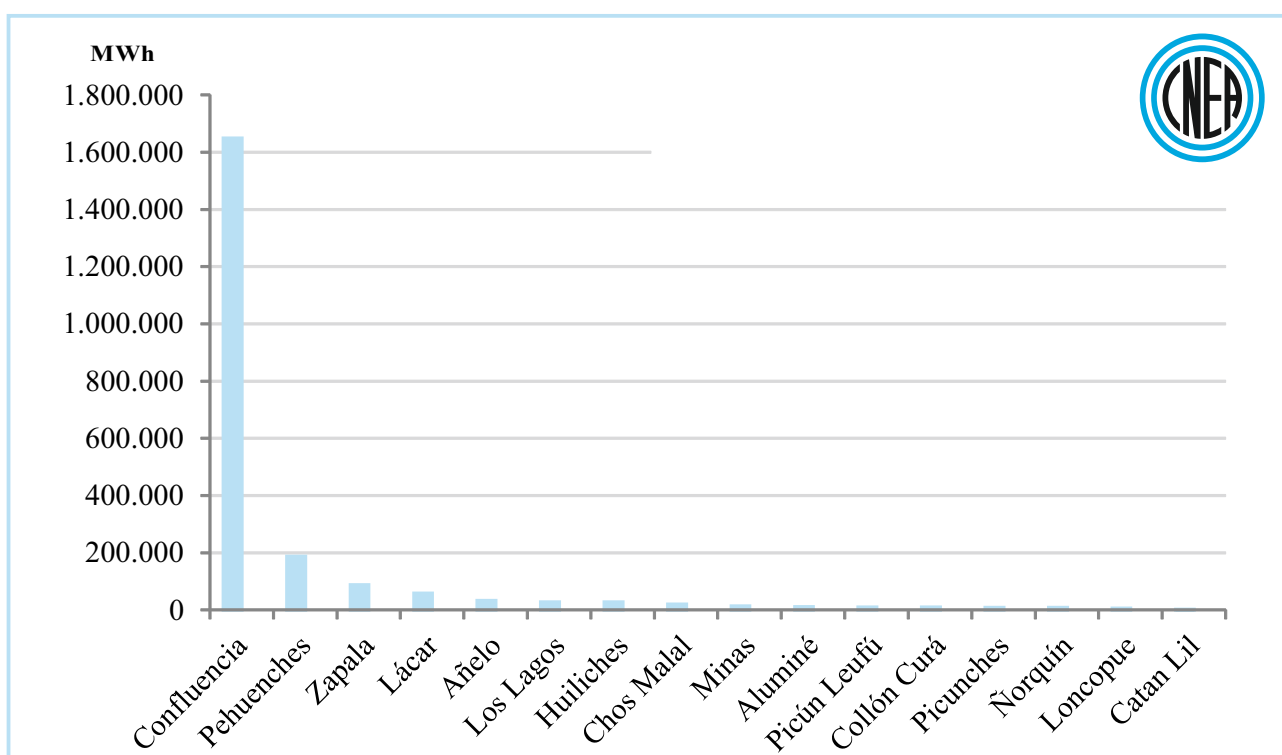
Tipo de Usuario	MWh Consumidos
Residencial	432.749
Comercial	541.491
Industrial	709.802
Servicios Sanitarios	4.288
Alumbrado Público	59.545
Tracción	0
Riego	2.775
Oficial	7.638
Rural	14
Otros	393.833
Total	2.152.135



**Distribución de la demanda eléctrica [MWh] de Neuquén.
Año 2012**

Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2012,
elaborado por la Secretaría de Energía

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



Demanda eléctrica [MWh] regional de Neuquén. Año 2012.

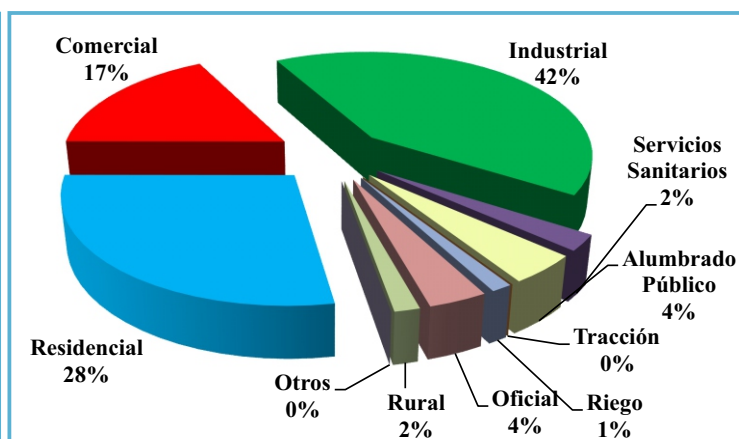
Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2012, elaborado por la Secretaría de Energía

La mayor parte del consumo eléctrico de Neuquén corresponde a Confluencia con un 76,6%, le siguen Pehuenches con un 8,7%, Zapala con un 4,1% y luego los otros departamentos presentados que consumen entre un 0,1% y 2,7%.

Río Negro

El consumo de la provincia en el año 2012 fue de 1.636.308 MWh, que equivale a un 37,0% del correspondiente a la región. En la siguiente tabla se presenta la demanda eléctrica de la provincia de Río Negro según los sectores de consumo.

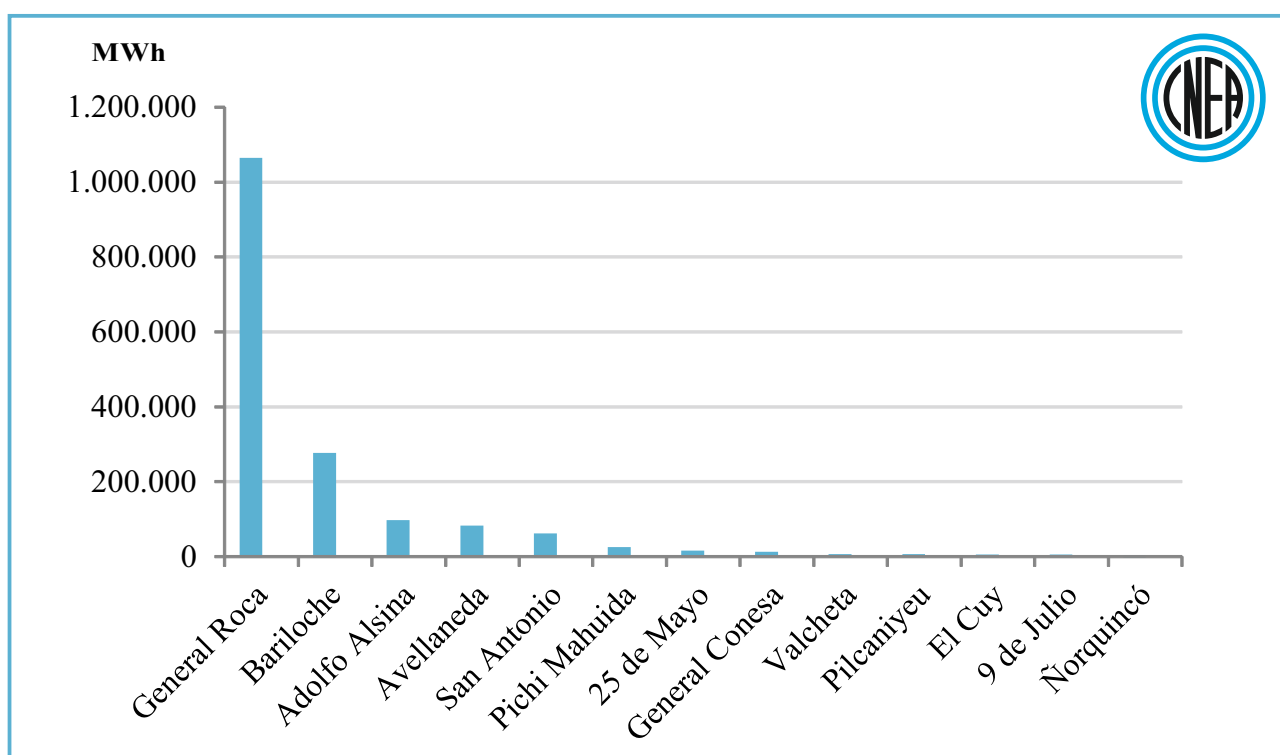
Tipo de Usuario	MWh Consumidos
Residencial	455.087
Comercial	281.414
Industrial	684.712
Servicios Sanitarios	39.662
Alumbrado Público	71.159
Tracción	0
Riego	20.811
Oficial	58.284
Rural	25.179
Otros	0
Total	1.636.308



Distribución de la demanda eléctrica [MWh] de Río Negro. Año 2012

Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2012, elaborado por la Secretaría de Energía

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



Demanda eléctrica [MWh] regional de Río Negro. Año 2012.

Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2012, elaborado por la Secretaría de Energía

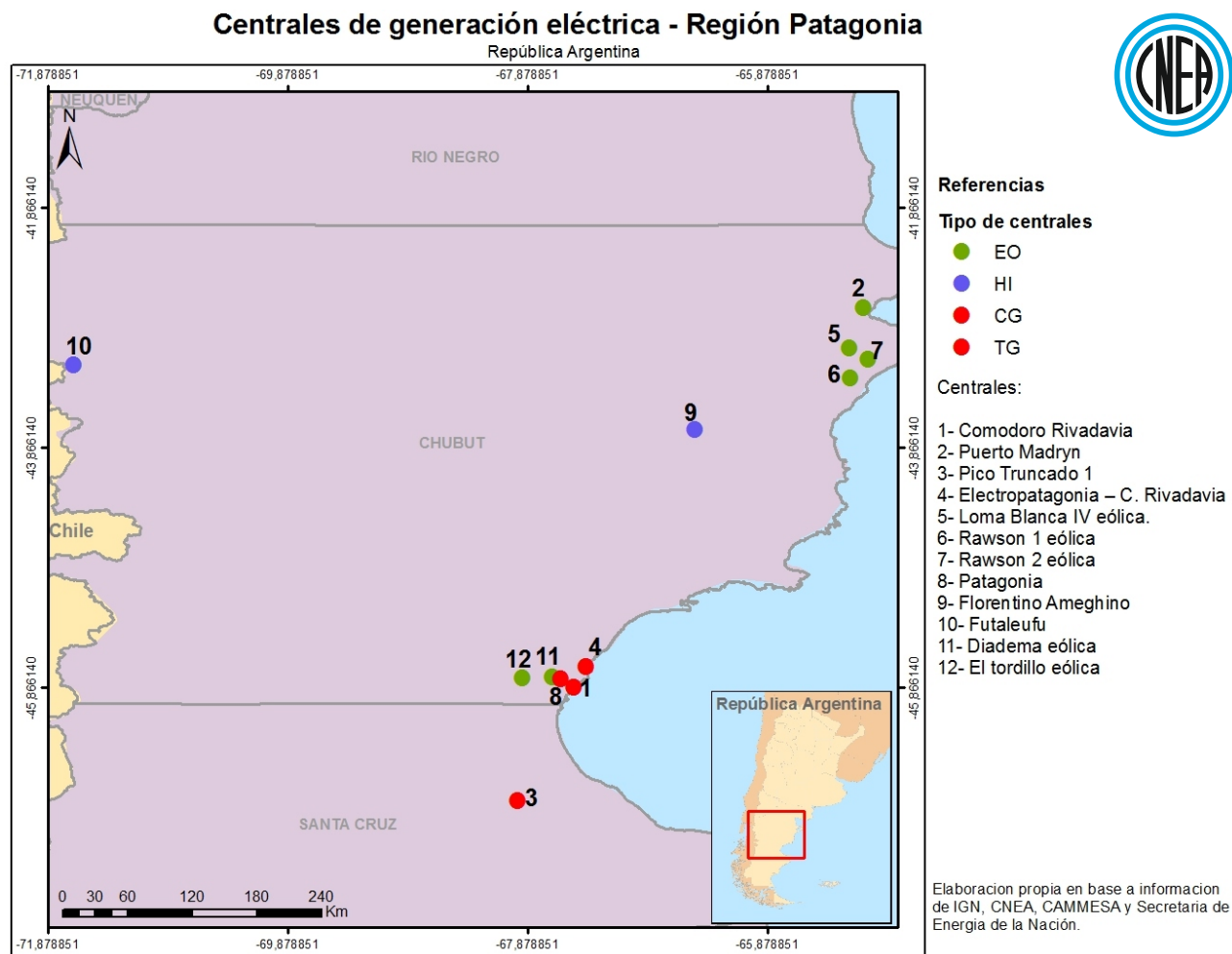
La mayor parte del consumo eléctrico de Río Negro corresponde a General Roca con un 64,9%; seguido por Bariloche con un 16,8%, y luego los otros departamentos presentados que consumen entre un 0,05% y 5,8%.

Región Patagonia

La región Patagonia está integrada por las provincias de Chubut y Santa Cruz, en las cuales, según el Censo 2010, residen 779.192 habitantes (2,0% de la población total de Argentina), distribuidos en 468.629 km² (16,8% del país). En cuanto al servicio eléctrico en el transcurso del año 2012 se consumieron 3.948.286 MWh, un 3,7% del total del país.

Potencia Instalada

Las tecnologías instaladas en la región son: turbinas de gas (TG), ciclos combinados (CC), instalaciones eólicas (EO) y centrales hidráulicas (HI). Estas se encuentran indicadas con detalle en el siguiente mapa.



La potencia instalada unificada al SADI en la región Patagonia es de 953,2 MW. A continuación se detalla la potencia instalada por tecnología.

TECNOLOGÍA	COMBUSTIBLE		POTENCIA (MW)
	PRINCIPAL	ALTERNATIVO	
TG	GN	GO	160,0
CC	GN	GO	188,0
EO		-	137,0
HI		-	519,0
TOTAL			1.004,0

Fuente: Informe Mensual de CAMMESA, diciembre del 2014.

Transporte del Polo Energético

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 las presentadas en la siguiente tabla.

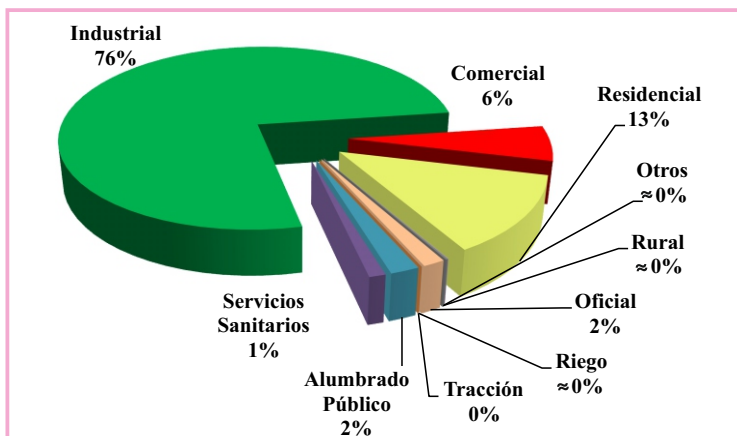
EMPRESA	AREA[km ²]	BT [km]	MT[km]	AT [km]
DGSPCH	109.908	7.074	7.402	893
SPSE	244.000	1.110	1.827	338

Consumo Eléctrico por Provincias

Chubut

El consumo de la provincia en el año 2012 fue de 3.091.854 MWh, que equivale a un 78,3% del correspondiente a la región. En la siguiente tabla se presenta la demanda eléctrica de Chubut según los sectores de consumo.

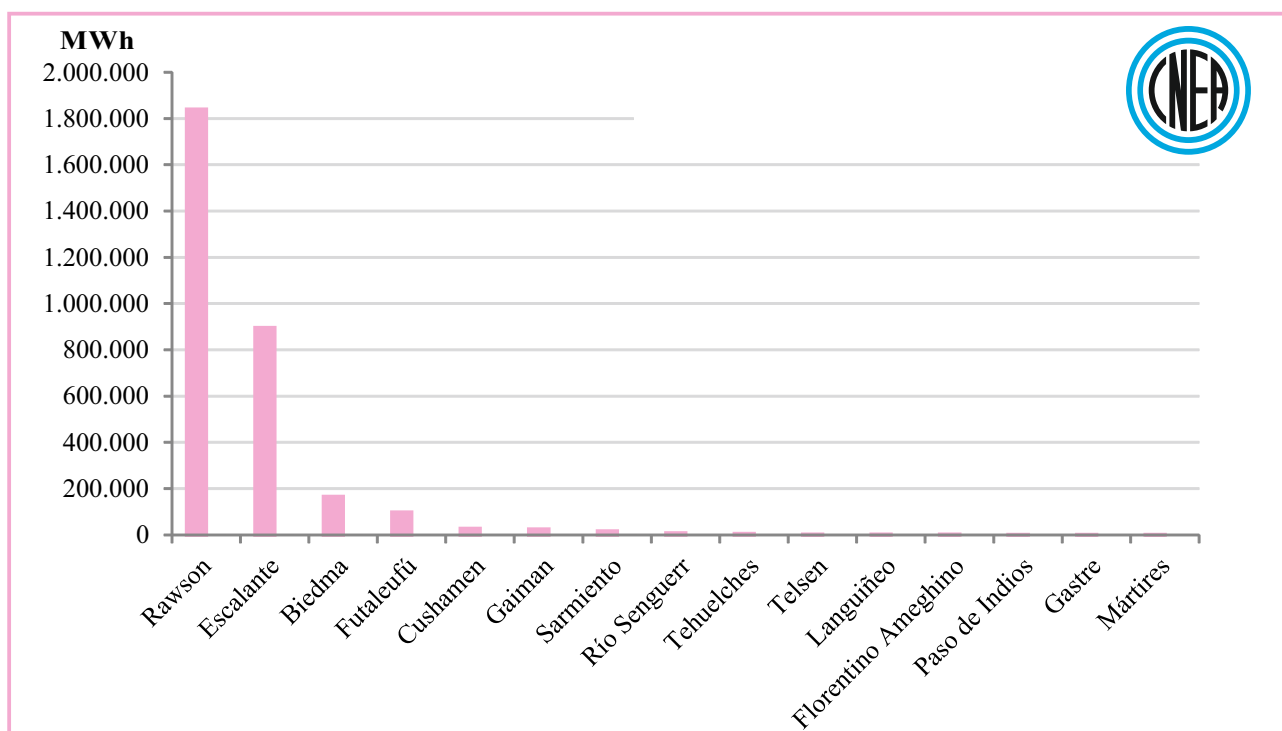
Tipo de Usuario	MWh Consumidos
Residencial	400.363
Comercial	181.860
Industrial	2.363.337
Servicios Sanitarios	34.456
Alumbrado Público	60.323
Tracción	0
Riego	349
Oficial	45.983
Rural	3.834
Otros	1.349
Total	3.091.854



Distribución de la demanda eléctrica [MWh] de Chubut.
Año 2012
 Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2012, 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.

La mayor parte del consumo eléctrico de Chubut corresponde a Rawson con un 59,5%; sigue Escalante con un 29,0%; Biedma con un 5,4% y luego los otros departamentos mostrados que consumen entre un 0,03% y 3,1%.

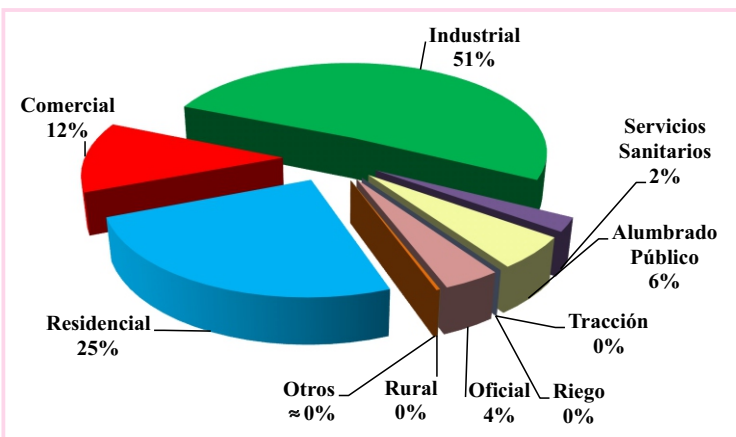


Demanda eléctrica [MWh] regional de Chubut. Año 2012.
 Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2012, elaborado por la Secretaría de Energía

Santa Cruz

El consumo de la provincia en el año 2012 fue de 856.433 MWh, que equivale a un 21,7% del correspondiente a la región. En la siguiente tabla se presenta la demanda eléctrica de la provincia de Santa Cruz según los sectores de consumo.

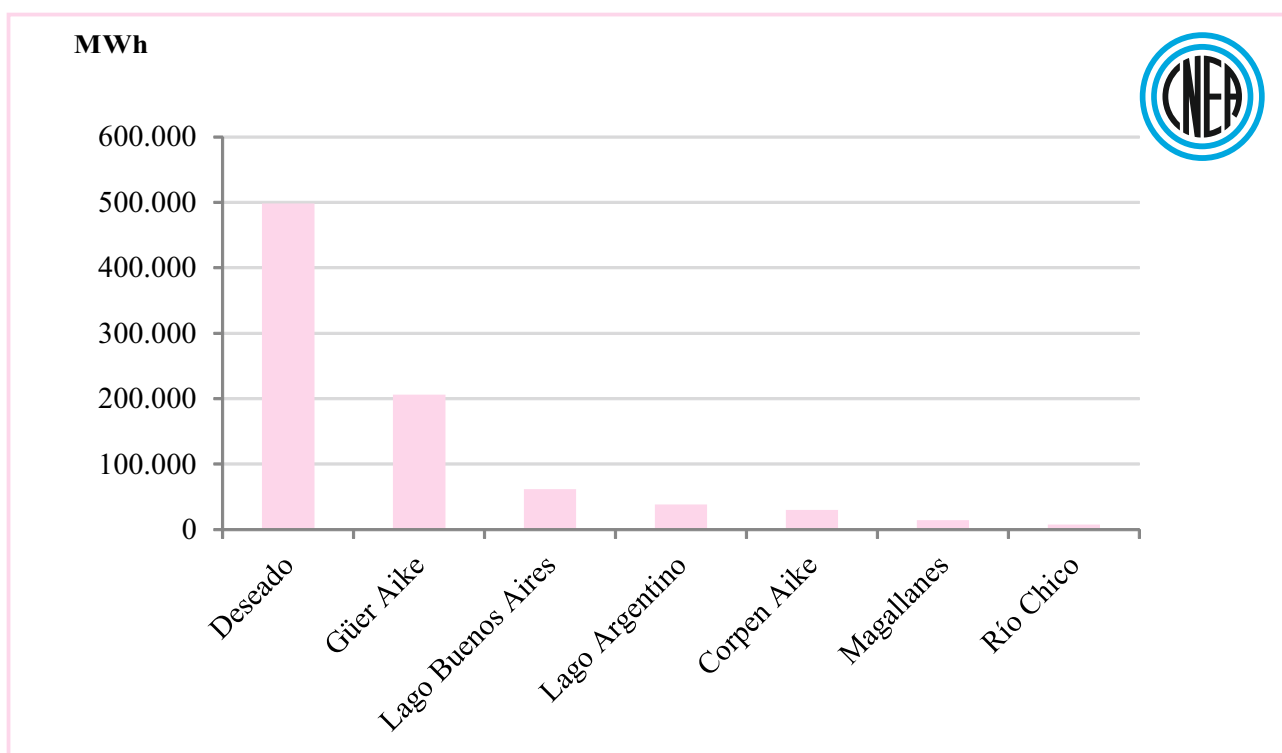
Tipo de Usuario	MWh Consumidos
Residencial	211.805
Comercial	103.620
Industrial	439.090
Servicios Sanitarios	20.222
Alumbrado Público	46.337
Tracción	0
Riego	0
Oficial	33.164
Rural	0
Otros	2.195
Total	856.433



Distribución de la demanda eléctrica [MWh] de Santa Cruz. Año 2012
 Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2012, elaborado por la Secretaría de Energía

En el gráfico de la página siguiente se presenta la distribución del consumo de electricidad de la provincia de Santa Cruz desagregado por departamentos.

La mayor parte del consumo eléctrico de Santa Cruz corresponde a Deseado con un 58,2%; seguido por Güer Aike con un 24,1%, y luego los otros departamentos presentados que consumen entre un 0,9% y 7,2% de la electricidad generada.



Demanda eléctrica [MWh] regional de Santa Cruz. Año 2012.
 Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2012, elaborado por la Secretaría de Energía

Provincia de Tierra del Fuego

La provincia de Tierra del Fuego tiene una superficie de 21.571 km² (0,6% del país), donde residen 101.079 habitantes, (0,3% de la población total de Argentina).

En cuanto al servicio eléctrico en Tierra del Fuego, durante el año 2012, el consumo fue un 0,4% del total del país y, a pesar de que se efectuó la licitación, esta provincia todavía no se encuentra interconectada al SADI.

Potencia Instalada

Las tecnologías instaladas en la provincia son: turbinas de gas (TG) y motores diesel (DI). La potencia instalada es de 153,8 MW. A continuación se detalla la potencia instalada por tecnología.

TECNOLOGÍA	COMBUSTIBLE		POTENCIA (MW)
	PRINCIPAL	ALTERNATIVO	
TG	GN	GO	131,0
DI	GO	-	22,8
TOTAL			153,8

Fuente: Informe Mensual de CAMMESA, diciembre del 2014.

Transporte del Polo Energético

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

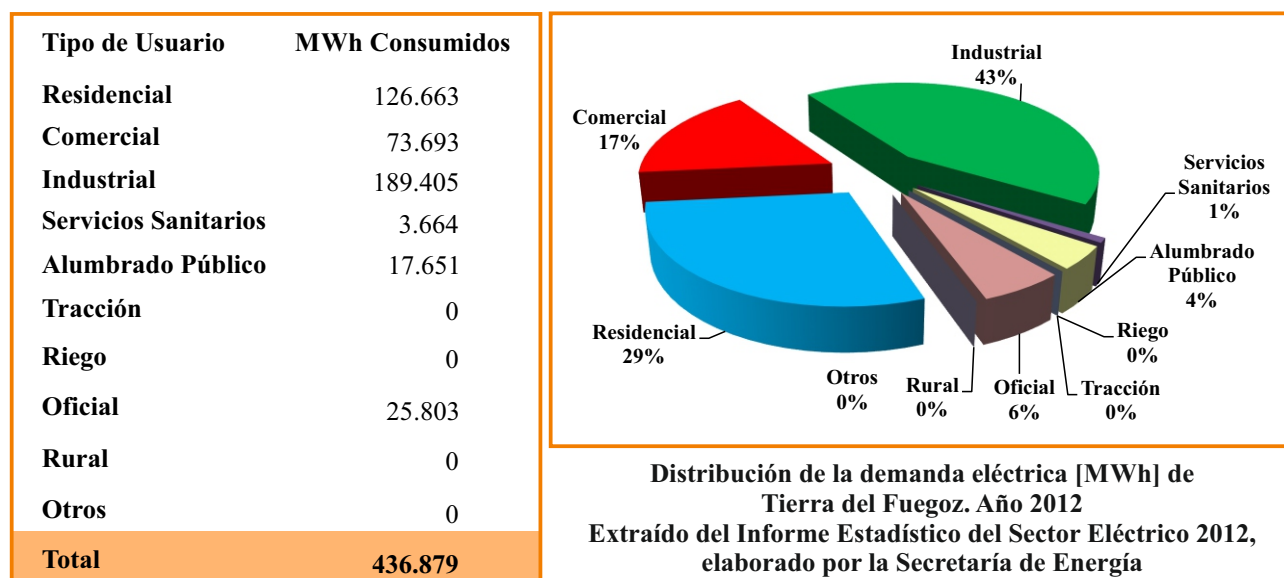
Distribución

La distribuidora que atiende en la región es la presentada en la siguiente tabla.

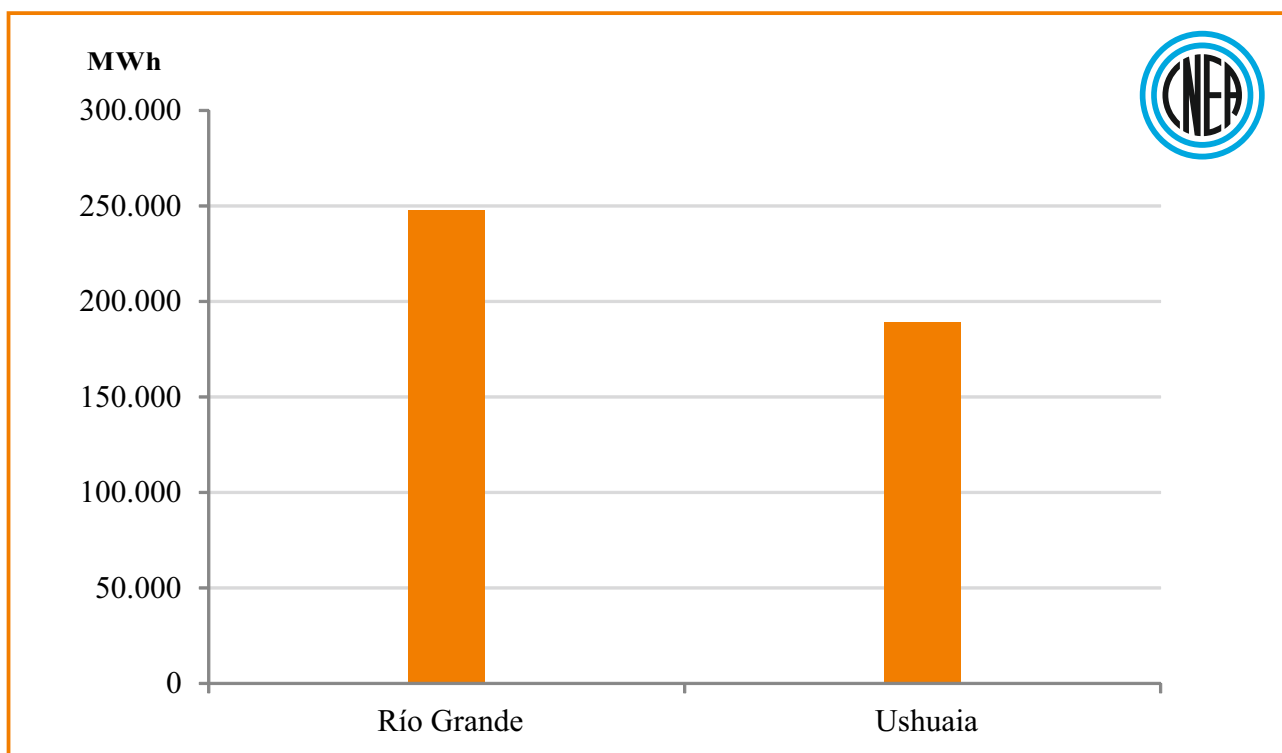
EMPRESA	AREA[km ²]	BT [km]	MT[km]	AT [km]
DPE Ushuaia	43	274	124	0

Consumo Eléctrico

El consumo de la provincia en el año 2012 fue de 436.879 MWh, que corresponde a un 0,4% del consumo del país. En el siguiente gráfico se presenta su demanda eléctrica según los sectores de consumo.



A continuación se presenta el consumo de electricidad de la provincia de Tierra del Fuego por departamentos. El consumo eléctrico de Tierra del Fuego corresponde al departamento de Río Grande en un 56,7% y al departamento de Ushuaia en un 43,3 %.



Demanda eléctrica [MWh] regional de Santa Cruz. Año 2012.
Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2012, elaborado por la Secretaría de Energía

Noticias



Nucleoeléctrica Argentina firmó el contrato para la construcción de la cuarta central nuclear argentina

Los Ministros de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, Julio De Vido, y de Economía y Finanzas, Axel Kicillof encabezaron en Beijing la firma del contrato para la construcción de Atucha III, la cuarta central nuclear argentina, "Proyecto Nacional". El contrato fue suscrito en la sede de la Comisión Nacional de Desarrollo y Reforma, por José Luis Antúnez, presidente de Nucleoeléctrica Argentina S.A. dependiente del Ministerio de Planificación Federal y su par de la Corporación Nacional de Asuntos Nucleares –CNNC-, QianZhimin.

En el acuerdo, las partes acordaron que Nucleoeléctrica Argentina, como dueño y arquitecto ingeniero llevará adelante el pre-proyecto, el diseño, construcción, puesta en marcha y operación de la nueva central. Por su parte, CNNC, proporcionará soporte técnico, servicios, equipos e instrumental, además de materiales que requiera la industria argentina para fabricar localmente componentes destinados al proyecto. En cuanto a la ingeniería de diseño, CNNC dispondrá el soporte técnico de la planta de referencia –Central Nuclear China Qinshan, de tipo CANDU 6- para las actualizaciones requeridas por Nucleoeléctrica Argentina.

La central utilizará un reactor de tipo CANDU, de uranio natural y agua pesada, similar al de la Central Nuclear Embalse. Tendrá una potencia de aproximadamente 800 megavatios y se construirá en el Complejo Nuclear Atucha, en Lima, Provincia de Buenos Aires. El monto total del denominado "proyecto nacional" se estima en 2.000 millones de dólares correspondientes a suministros del exterior, más 32.000 millones de pesos para obras y suministros locales. El plazo de construcción será de ocho años. Vale recordar que en julio del 2014, en Buenos Aires, se firmó el acuerdo entre ambos países sobre la cooperación en el proyecto de construcción de un reactor de agua pesada presurizada en Argentina y un convenio de implementación del proyecto entre NASA, CNNC y el Banco Industrial y Comercial de China (ICBC).

Fuente: 3-09-2014. El Inversor Energético y Minero.

Alemania y la Ley de Hierro de la generación de energía: cuando la energía nuclear cae, el carbono sube

En los países desarrollados, cuando se abandona un tipo de generación eléctrica de gran escala, constante y fiable, se debe reemplazar por otro tipo con los mismos atributos. Si el primer tipo proporciona de modo constante, digamos, 1.000 megavatios a la red, hora tras hora, día tras día, entonces la forma que lo sustituya debe hacerlo también. De lo contrario, se interrumpe el flujo de la energía eléctrica, y se produce un caos –sí, un caos- en la sociedad y la economía dependen de esa red. Las sociedades modernas dependen totalmente de la electricidad. En Ottawa, Ontario, una de las provincias de Canadá, al aire libre hace una temperatura de -18° C. Si Ottawa perdiera repentinamente la electricidad, miles de personas estarían en peligro de morir en cuestión de horas a causa de las bajas temperaturas.

La generación de energía de Alemania en los primeros nueve meses de 2011, 2012 y 2013

El uso de combustibles fósiles para generar electricidad ha aumentado en los primeros nueve meses de cada uno de los últimos tres años en Alemania. Y la generación eléctrica nuclear ha disminuido. Todo el mundo sabe que Alemania dejó de operar sus reactores nucleares cuando se enteró de que en marzo de 2011 un tsunami sucedido a nueve mil kilómetros de distancia, causó un accidente nuclear en Japón. Como resultado de eso, en los primeros nueve meses de 2013, Alemania generó más de 288.000 millones de kilovatios-hora (kWh), casi el 67% de su electricidad total, a partir de combustibles fósiles. De esos kWh, es probable que el carbón haya representado alrededor del 70% (de acuerdo con la publicación de la OCDE Electricity Information 2013, p. IV.323), esto es, unos

200.000 millones.

Si se asigna a la electricidad generada por carbón una intensidad de carbono por kilovatio-hora (CIPK) muy conservadora, digamos de 900 gramos, esos 200.000 millones de kWh de electricidad se obtuvieron a un costo en términos de carbono de algo más de 179.500 millones de toneladas métricas de CO₂ durante los nueve primeros meses de 2013.

El uso de combustible fósiles de Alemania se incrementó como consecuencia del abandono repentino de la energía nuclear. Alemania planea cerrar todas sus centrales nucleares para el 2020. De acuerdo con la Agencia Internacional de la Energía, la energía nuclear representó apenas 66.700 millones de kWh en los primeros nueve meses de 2013. Al reemplazar la misma cifra por el combustible fósil más limpio, el gas natural, se estará liberando 36.600 millones de toneladas métricas de CO₂ a la atmósfera terrestre.

Así que añadir al menos 36.600 millones de toneladas de CO₂ al ya abultado inventario de CO₂ de Alemania debido a la generación eléctrica. Y aquí está el truco. Alemania probablemente no reemplazará la energía nuclear por la generación a gas, incluso cuando la huella de carbono del gas es un poco más pequeña. No, Alemania probablemente reemplazará la energía nuclear por el viejo y buen carbón. ¿Por qué? Porque el carbón es barato en Europa, mucho más barato que el gas. La caída del precio del gas estadounidense ha liberado su exportación.

Fuente: 16-09-2014. Observatorio de la Energía, Tecnología e Infraestructura para el Desarrollo (OETEC).

Avances en la Extensión de Vida de la Central Nuclear Embalse

La Central Nuclear Embalse está próxima a iniciar la tercera etapa del Programa de Extensión de Vida, para que pueda operar por otros 30 años brindando energía limpia y segura.

Nucleoeléctrica Argentina S.A. (NA-SA), empresa pública dependiente del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, propietaria y operadora de las centrales nucleares de potencia del país, se encuentra en plena ejecución de las tareas de reacondicionamiento de la Central Nuclear Embalse. Cuando estas concluyan, dicha central nuclear estará en condiciones de seguir operando por un nuevo ciclo de 30 años, con una potencia de 683 MWe, es decir, incrementando 35 MWe.

La Central Nuclear Embalse es cronológicamente la segunda planta nuclear construida en Argentina, se ubica en la costa sur del Embalse del Río Tercero, en la provincia de Córdoba, y tiene una potencia bruta de 648 MWe y una neta de 600 MWe.

Algunos de sus componentes llegarán al fin de su vida útil de diseño, como es el caso de los canales de combustible del reactor. Por este motivo, en 2005 comenzaron las tareas para extender su vida útil, iniciando los estudios de factibilidad y envejecimiento de los sistemas.

Las tareas para extender la vida útil de la Central Nuclear Embalse se estructuraron en tres etapas. La primera comprendió la realización de las actividades que permitieron definir el alcance del proyecto.

Los principales trabajos contemplados corresponden al cambio de los internos del reactor, cambio de los generadores de vapor, actualización de la instalación y aumento de potencia.

En este momento, está finalizando el desarrollo de la segunda fase que abarca la realización de la ingeniería básica y de detalle relacionada con los cambios y modificaciones a efectuar, la compra y provisión de los nuevos equipos y repuestos, y la planificación y programación de todas las tareas a realizar en la parada de reacondicionamiento.

Por último, la tercera etapa implica la salida de servicio de la central para realizar los trabajos de recambio de los componentes esenciales. La duración de la parada se estima en 21 meses, esperándose se inicie en Febrero de 2015.

Entre los hitos más relevantes de la extensión de vida de la Central Nuclear Embalse se encuentra la firma de los principales contratos con los diseñadores de la central, Candu Energy en el área nuclear y Ansaldo en el área convencional.

Otros eventos destacados fueron la puesta en servicio del Simulador de la Sala de Control Principal,

la recepción de las Computadoras de Control y de Procesos, el montaje de las instalaciones para el entrenamiento del personal, la recepción de las herramientas para el retubado, el inicio de la obra civil y la recepción de equipos y componentes del Sistema Eléctrico de Emergencia.

Como parte del proyecto, se calificó a la empresa nacional CONUAR para la fabricación de todos los internos del reactor, y a los laboratorios de la Comisión Nacional de Energía Atómica para la realización de los estudios metalográficos.

Para septiembre se espera la recepción en la central del primer rotor de baja presión de la turbina de vapor, y en el mes de octubre el primer equipo diesel del sistema de energía eléctrica asegurada.

La Central Nuclear Embalse inició su operación comercial el 20 de Enero de 1984. Desde entonces presenta una excelente performance con valores de generación que la ubican en destacados puestos dentro del conjunto mundial de plantas con esta tecnología. Durante sus 30 años de trayectoria, la central brindó al sistema interconectado nacional más de 143.745.517 MWe.

Actualmente, Embalse continúa operando de acuerdo a las normas internacionales, y se prepara para iniciar esta última etapa en Febrero de 2015.

Fuente: 02-09-2014 Nucleoeléctrica Argentina S.A. (NA-SA).

Reservas suficientes de uranio más allá de 120 años

El último informe "Uranio 2014: Recursos, Producción y Demanda", ha sido publicado recientemente por la Agencia de Energía Nuclear de la OCDE y el OIEA de las Naciones Unidas. En él se recogen numerosos datos que permiten concluir que las reservas identificadas de uranio totales se han incrementado en un 7,6% desde el año 2011.

El Informe señala que, considerando las necesidades del año 2012, estas reservas son suficientes para el suministro de uranio a todas las centrales nucleares del mundo más allá de 120 años, lo que supone 8 años adicionales a las previsiones anteriores.

Esto se debe, según los responsables del Informe, a que se ha producido un incremento del 23%, entre 2010 y 2012 en las inversiones de exploración y en el desarrollo de nuevas minas.

La producción global de concentrados de uranio, que se realiza en 21 países diferentes (aunque el 63% se lleva a cabo entre Kazajistán, Australia y Canadá), se ha incrementado en un 7,6% entre 2010 y 2012, debido por el aumento en Kazajistán, primer país productor de uranio del mundo.

El "Libro rojo" indica que la demanda va a seguir creciendo en un futuro inmediato si se considera un incremento de entre el 7% y el 82% en la potencia nuclear instalada.

Fuente: 15-09-2014. Flash, publicación del Foro de la Industria Nuclear Española.

Santa Fe: Abrieron los sobres de la licitación del parque solar San Lorenzo

Se recibieron las ofertas económicas para la construcción del Parque Solar Fotovoltaico de la ciudad de San Lorenzo, obra que cuenta con un presupuesto de 34 millones de pesos.

El acto se llevó a cabo en el Centro Cívico de la ciudad de Santa Fe y contó con la presencia del secretario de Estado de Energía, Jorge Ivarez; el subsecretario de Energías Renovables, Damián Bleger; el intendente de San Lorenzo, Leonardo Raimundo; el director general de Licitaciones Nacionales e Internacionales de la Unidad Ejecutora Provincial, Manuel Fernández, y representantes de las empresas oferentes.

Siete empresas se presentaron a la licitación, de las cuales 5 aprobaron los requerimientos técnicos especificados por el pliego y las otras dos quedaron desestimadas por no cumplir los requerimientos. Los oferentes son Coemyc S.A. (36.329.255,12 pesos y 2.751.810,07 dólares); Valtellina Sudamericana S.A. (20.367.842,83 pesos y 1.421.880,72 dólares); Ennera Energy and Mobility S.L. (22.275.309,45 pesos y 1.198.656,13 dólares); Vial Agro S.A. (30.428.880,57 pesos y 1.728.339,99 dólares); Proyección Electroluz S.A. (30.047.259,06 pesos y 1.933.315,30 dólares).

El Parque Solar Fotovoltaico se construirá a la vera de la autopista Rosario-Santa Fe, en

inmediaciones de la ciudad de San Lorenzo. Tendrá 1 MW de potencia que será inyectado a la Red Interconectada Nacional y producirá energía renovable por un lapso superior a los 25 años. Esta obra tiende a diversificar la matriz energética iniciadas por el gobierno provincial.

“La energía y sus fuentes constituyen uno de los temas centrales en lo que hace a la cuestión ambiental y, en consecuencia, ha sido una de nuestras principales materias de intervención desde la creación misma de la Secretaría de Energía, hace tres años”, señaló el gobernador Antonio Bonfatti. “Con este proyecto damos el puntapié inicial en lo que es generación de energía renovable”, añadió.

En base al mapa solar de la Argentina, la Provincia de Santa Fe posee un buen recurso solar en toda su superficie. Según los valores arrojados por un software de simulación, la producción energética del futuro parque será de 1.256,554 MWh/año, con una superficie de captación-paneles- de 7.445 m².

En la actualidad, sólo San Juan vende la energía generada en su parque solar al sistema nacional, de la misma manera que La Rioja vende la que genera el parque eólico Arauco. En cuanto a parques solares, específicamente, sería el tercero en su tipo. Los otros dos están en la Provincia de San Juan, uno es público y el otro es privado.

El gobierno santafesino destinará los recursos provenientes de la venta de energía al desarrollo de nuevos proyectos de generación en otros puntos de la provincia.

La instalación de esta planta fotovoltaica generará un ahorro aproximado de 270 toneladas equivalentes de petróleo al año.

Esto equivale a la no emisión de 720 toneladas de CO₂ (dióxido de carbono) al año, a la atmósfera.

Ventajas adicionales del parque

El hecho de contar con un parque solar fotovoltaico permite, además, promover el desarrollo de capacidades locales, tanto en formación científica como de profesionales, para la ejecución de obras, operación y mantenimiento de este tipo de instalaciones, así como el desarrollo industrial asociado a su montaje.

También representa un antecedente para empresas e industrias de las provincias que busquen diversificar su matriz energética invirtiendo en proyectos de energía renovable.

A la vez brindan la posibilidad de hacer visible la energía solar fotovoltaica para el público en general, sobre todo al ser instalado en un terreno abierto y con circulación de vehículos.

Fuente: Revista Mercado Eléctrico N° 131.

Polonia apuesta por la construcción de una central nuclear

El consumo de electricidad per cápita de Polonia es uno de los más bajos en Europa, alrededor de 3.200 kWh por habitante y año. Según los cálculos actuales, se espera que para 2030 la demanda de electricidad se incrementará un 36% respecto a la actual.

En Polonia, el carbón aporta la mayoría de la electricidad, un 85% en su sistema de producción de electricidad con una emisión de 150 millones de toneladas de CO₂ anuales. El resto de las tecnologías son el gas natural (4,8%), fuel (2%), hidráulica(1,5%) y otras renovables (6,7%). Los compromisos adquiridos con la Unión Europea para reducir sus emisiones de CO₂ han llevado al Gobierno polaco a buscar soluciones de reducción de dependencia del carbón y uso de tecnologías no contaminantes.

El Gobierno polaco ha tomado la decisión de iniciar los trámites para que en 2025 sea posible producir electricidad con energía nuclear. No es la primera vez que Polonia planifica un desarrollo nuclear, pero parece que esta ocasión puede ser la definitiva.

Tras una selección previa de emplazamientos, la localidad de Zarnowiec ha sido preseleccionada para la construcción de la central nuclear. La construcción de los reactores comenzará en 2017.

Según un informe llevado a cabo por el Gobierno, la tecnología será LWR, pero está sin especificar el tipo de reactor que será seleccionado, que podría estar entre un reactor coreano APR1400 o un reactor EPR. Se construirán dos unidades, que serán conectadas a la red en 2026 y 2030, respectivamente. Ambos reactores tendrán una potencia conjunta de 3000 MWe.

Fuente: 05-06-2014. Flash, publicación del Foro de la Industria Nuclear Española.

Los temas de este boletín fueron elaborados con datos propios y datos extraídos de informes de CAMMESA, OIEA, Nucleoeléctrica Argentina S.A., Foro de la Industria Nuclear Española, Nuc Net, Banco Mundial, INDEC y la Secretaría de Energía de la Nación emitidos hasta Diciembre de 2014.

Elaborado por la Subgerencia de Planificación Estratégica
Gerencia de Planificación, Coordinación y Control
Comisión Nacional de Energía Atómica

Av. Libertador 8250 (C1429BNP), CABA
Centro Atómico Constituyentes
Av. General Paz 1499 (B1650KNA), San Martín, Buenos Aires
Tel: 54-011-6772-7526/7869
Fax: 54-011-6772-7526
email:
sintesis_mem@cnea.gov.ar

