



Contenido

Análisis de la Infraestructura Necesaria para la Introducción o Ampliación de un Sistema de Energía Nuclear.

Ing. Valeria Cañadas

Panorama Internacional de la Energía Nuclear .

Ing. Santiago Jensen

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

Editorial

El 18 de febrero de 2015 será recordado a lo largo de los años como uno de los días más importantes en la historia nuclear argentina de las últimas tres décadas. La entrada en operación al 100% de potencia de la Central Nuclear Néstor Kirchner (Atucha II) culminó un proceso de arduo trabajo iniciado en 1980 –con la firma del contrato original– y reactivado en 2006, tras varios años de avance intermitente y doce años de interrupción total. El 18 de febrero de 2015 marcó el final de un sinuoso camino, en el que se tomaron decisiones que resultaron fundamentales para lograr el objetivo de terminar la central, pero también sentaron las bases de lo que será un futuro nuclear sostenido en el tiempo. Por ese motivo, vale la pena hacer una descripción detallada de los hitos que marcaron dicho trabajo.

La decisión más importante acerca del futuro de Atucha II se tomó diez años antes de su relanzamiento, cuando la obra recién había sido frenada. En dicho momento, Nucleoeléctrica Argentina S.A. (NA-SA) decidió conservar en condiciones adecuadas la totalidad de los equipos y materiales que se encontraban en la obra y que aún no habían sido instalados, y preservar la documentación original de ingeniería del proyecto. Esto resultó clave al retomar la construcción de la planta, ya que al momento de reiniciar las obras había 130.000 m² de hormigón hechos, y 40.000 toneladas de equipos dentro del sitio en perfecto estado de conservación.

Los Decretos 981 (2005) y 1085 (2006), lanzados por el Poder Ejecutivo Nacional y luego aprobados por el Congreso, le dieron forma a la finalización de la planta. El primero instruía a NA-SA a que conforme la Unidad de Gestión de la Central Nuclear Atucha II. El decreto 1085, por su parte, creaba el régimen jurídico-administrativo para la realización del proyecto, al tiempo que disponía la recuperación de las capacidades nacionales propias de NA-SA, así como de los proveedores y contratistas nacionales.

Es decir, la decisión de finalizar la obra sin la dirección de una empresa internacional no tuvo que ver con falta de ofertas, sino que fue deliberada. No se buscó simplemente terminar Atucha II, sino hacerlo por y para los argentinos y que su concreción dejara un rédito muy superior al de una simple generadora de electricidad.

Previo al inicio de la construcción, además, se diseñó el plan de acción necesario para poder realizar el trabajo. En ese sentido, se logró transferir la propiedad intelectual sobre el diseño del reactor (la asociación Siemens+AEG, diseñador original, había desaparecido en el 2000), y se firmaron acuerdos de cooperación con universidades e instituciones nacionales e internacionales. Por otra parte, se rubricó un acuerdo de Cooperación Técnica con el Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA), adaptado al caso Atucha II.

En materia de formación de Recursos Humanos, NA-SA se centró en la recuperación de personal que tuviera experiencia previa –tanto en diseño como en construcción de centrales– pero además reclutó profesionales jóvenes, que fueron entrenados durante la construcción al lado de profesionales con experiencia recuperados. Así, el proyecto Atucha II pasó de tener 90 a 700 empleados propios en poco tiempo, con un pico de 7.200 en junio de 2010, generando una base firme de técnicos y profesionales con conocimiento en materia de reactores para futuras construcciones.

Por otra parte, se abrió en el predio de Atucha la escuela de soldadores más grande del país, y luego los contratistas abrieron tres más. Entre 2006 y 2012, se formaron 1.400 soldadores, que fueron entrenados en el trabajo. Gracias a esta medida, las próximas centrales nucleares tendrán amplia disponibilidad de operarios capacitados para dicho trabajo.

Considerando que los contratistas elegidos para trabajar en el proyecto no tenían contacto con el sector nuclear desde hacía muchos años, NA-SA tomó la decisión de que todos los contratos se iniciaran con personal propio junto a dichas empresas, trabajando a la par.

Tras cinco años de construcción, en septiembre de 2011 finalizó la obra civil (inaugurada el 28 del mes). En el período comprendido entre 2006 y 2011 se hicieron más de 13.000 cambios en la ingeniería original, se procesaron 130.000 documentos de ingeniería y se montaron 36.000 toneladas de equipos.

Luego comenzó el Plan de Puesta en Marcha. Este constó de tres Fases (A, B y C), las cuales abarcaron desde la prueba individual de los componentes hasta la primera criticidad y la sincronización con la red. Las pruebas de la primera Fase llevaron un total de 15 meses y culminaron el 5 de enero de 2013 con la primera prueba en caliente a 178 bar (50% por encima de la presión nominal de trabajo). Dos días más tarde comenzó la Fase B, donde se cargaron manualmente 451 elementos combustibles, se cerró la abertura de montaje del edificio del reactor y, en septiembre del mismo año, se consiguió la primera sincronización con la red con energía producida con vapor no nuclear. El proceso completo duró 16 meses.

Otro aspecto clave dentro del proyecto Atucha II fue el de las inspecciones pre-servicio, anteriores al comienzo de la Fase C. Atucha II es la primera de las tres centrales nucleares argentinas en tener este tipo de inspección, la cual se da antes de comenzar a tener reacciones nucleares. Este es un aspecto fundamental en las centrales nucleares ya que, en lo que respecta a la afectación por radiación y fatiga, las impresiones digitales de todos los equipos se registran

desde antes de ser irradiados, lo cual ayuda a chequear de mejor manera la vida útil de los equipos.

La Licencia de Puesta en Marcha Nuclear llegó el 28 de mayo de 2014, y cuatro días después la Autoridad Regulatoria Nuclear (ARN) autorizó la Puesta a Crítico. El 3 de junio a las 9:02 AM, finalmente, ocurrió la primera criticidad, la cual es considerada el certificado de nacimiento de Atucha II. Tres semanas después –el 27 de junio– la central ya operaba a un 5% de potencia, y los siguientes nueve meses incluirían aumentos paulatinos de potencia. Finalmente, el 18 de febrero de 2015, la central llegó al 100% de potencia.

Las decisiones estratégicas tomadas a lo largo de los ocho años y cuatro meses que duró el proyecto de relanzamiento de la Central Nuclear han sido vitales para poder hablar, hoy, de un trabajo 100% satisfactorio. Con Atucha II, se considera que Argentina tiene una central nuclear para 60 años pero, lo más importante, es que se recuperaron las capacidades de la Ingeniería Argentina para diseño y construcción de centrales nucleares de potencia, junto a las capacidades de contratistas y proveedores locales.

Además, por primera vez en la historia del OIEA, una empresa generadora termina y pone en marcha una central nuclear sin el diseñador original. De las 460 centrales existentes en el mundo, Atucha II es la única con esa característica.

El trabajo realizado en esta Instalación a lo largo de estos años sienta las bases para lo que será un futuro nuclear promisorio. En ese sentido, se mantienen las obras destinadas a la construcción de la central CAREM 25 en el predio de Lima, y al mismo tiempo continúan avanzando los proyectos para la construcción de la Cuarta y Quinta Central Nuclear.

La industria nacional, fabricará los insumos para la extensión de vida de Embalse, y los que sea capaz de producir aprovechando la capacidad instalada local para las centrales restantes. Por otra parte el Acuerdo de Asociación Estratégica Integral firmado en julio de 2014 entre Argentina y China, que incluye específicamente la cooperación nuclear, le permitirá al país adquirir los equipos, materiales y servicios que no se produzcan en el país. En febrero de este año se firmó un acuerdo marco entre ambos países, y se espera terminar los acuerdos financieros y comerciales que permitan, próximamente, comenzar la construcción.

Así, la construcción del CAREM, la Cuarta Central Nuclear, la extensión de vida de Embalse y la futura extensión de Atucha I establecen desafíos muy grandes en el horizonte del sector nuclear argentino, quien gracias a la labor realizada durante estos años en el proyecto Atucha II, cuenta con personal altamente capacitado para desarrollar los proyectos.

Por todo lo expuesto en los párrafos anteriores, es que los argentinos y, especialmente, todos aquellos que formamos parte del sector nuclear, **nos sentimos 100% orgullosos.**

Análisis de la Infraestructura Necesaria para la Introducción o Ampliación de un Sistema de Energía Nuclear

Valeria Cañadas

Introducción

El término **Infraestructura** se define como el conjunto de capacidades necesarias de las instituciones nacionales, para lograr la sustentabilidad a largo plazo de un Programa de Energía Nuclear.

Para operar las instalaciones nucleares de manera segura, especialmente una central nuclear, se requiere una infraestructura muy particular y compleja. En el caso de Argentina, que cuenta con reactores nucleares desde hace 40 años y un total de 64 años de experiencia en desarrollo e investigación en las aplicaciones pacíficas de esta energía, existe una infraestructura adecuada para soportar la ampliación planificada de esta actividad.

El Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA) brinda asesoramiento, entrenamiento, análisis y estudios de sus expertos en las diferentes áreas de interés a los Estados Miembros. En relación a este tema, existen documentos que lo abarcan desde diferentes ópticas. En particular resultan de interés los siguientes: “Hitos en el Desarrollo de una Infraestructura Nacional para la Energía Nuclear” y “Metodología INPRO - Área Infraestructura”.

El presente trabajo trata sobre el análisis de estos temas aplicados a nuestro país, con un enfoque combinado entre ambos documentos del OIEA, basado en la recopilación histórica del desarrollo nuclear argentino. Por lo tanto se mencionan los 19 temas del primer documento citado en el párrafo anterior, con el estado de desarrollo y evolución alcanzado en el país; permitiendo demostrar al mismo tiempo que se cumplen el principio básico y todos los criterios, indicadores, límites de aceptación y parámetros establecidos por la metodología INPRO para esta evaluación (por sus siglas en inglés (Innovative Nuclear Reactors and Fuel Cycles)).

1. Enfoque de infraestructura “hitos en el desarrollo de una infraestructura nacional para la energía nuclear”

El documento Hitos en el Desarrollo de una Infraestructura Nacional de Energía Nuclear, del inglés “Milestones in the Development of a National Infrastructure for Nuclear Power” fue publicado en el año 2007 por expertos del OIEA (IAEA NES N° NG-G-3.1), como una guía sobre cómo evaluar el progreso hacia el establecimiento de un programa de energía nuclear (por sus siglas en inglés **NEP**), y para ayudar en la planificación de las medidas necesarias para desarrollar la infraestructura nacional necesaria. Si bien no constituye una orientación integral sobre la forma de crearla, presenta los elementos que deben existir en momentos significativos de su proceso de desarrollo.

De esta forma, los Estados Miembro que planean incorporar una primera planta de energía nuclear (**EN**) o ampliar su actual sistema de energía nuclear (por sus siglas en inglés **NES**), aplican la terminología y conceptos de este análisis al desarrollo de su NEP, para realizar una revisión gradual e integral de la infraestructura requerida por cada NES, con una descripción detallada de todos los temas involucrados.

Además, desde el año 2009 el OIEA comenzó a ofrecer a los países solicitantes, Misiones de Revisión Integrada de la Infraestructura Nuclear (por sus siglas en inglés **INIR**), basadas en el marco del documento “Milestones”, confirmando que el análisis ofrece una guía útil para los países interesados en incorporar a sus matrices la EN. Así, las lecciones aprendidas durante las misiones fueron incorporadas en la revisión, al igual que las provenientes del accidente de Fukushima Daiichi y la implementación del Plan de Acción del OIEA sobre seguridad nuclear, y todas las demás actualizaciones vigentes de los 19 temas considerados en el manual.

Sobre la base de las consultas preliminares a los Estados Miembros así como a los expertos en las diferentes áreas de estudio, se determinó que continúan vigentes los conceptos y estructura del análisis del documento original, dividido en tres fases de avance y 19 temas específicos que serán presentados en los párrafos siguientes.

1.1. Descripción del enfoque milestones

Bajo el enfoque de los Hitos o Milestones, la infraestructura necesaria para lograr la culminación de una planta de EN, cubre: desde las instalaciones físicas y equipos asociados con la entrega de electricidad, el transporte de los materiales y suministros, el sitio de emplazamiento, hasta las instalaciones para el manejo de residuos radiactivos, el marco legal y normativo bajo el que la totalidad de las actividades necesarias se llevarán a cabo, y los recursos humanos (**RRHH**) y financieros necesarios para realizar esas actividades. En resumen, aquí la infraestructura incluye todas las actividades y arreglos necesarios para establecer y operar un NEP.

De esta forma, si un país desea embarcarse en un NEP para construir su primera central, o bien para ampliar su NES existente, es pertinente la aplicación de este enfoque. En caso de contarse con algún tipo de NES (al menos desarrollado para actividades de investigación, médicas e industriales), es posible realizarlo en paralelo al de la metodología INPRO, para el análisis y evaluación de la Infraestructura Nuclear requerida por el sistema, con objeto de lograr su adecuación y sustentabilidad a largo plazo.

Estos requerimientos obedecen a que un NEP constituye un emprendimiento de gran envergadura, que requiere una cuidadosa planificación, preparación e inversión en tiempo y recursos de diferentes tipos. Además, resulta diferente a otras alternativas energéticas debido a las exigencias de seguridad física y radiológica derivadas del uso de materiales nucleares.

En base a estas consideraciones, la decisión de iniciar un NEP debe basarse en un compromiso de utilizar la EN de manera segura, garantizando sus usos pacíficos. Este compromiso requiere del establecimiento de una infraestructura nacional sustentable, que provea apoyo gubernamental, legal, reglamentario, administrativo, tecnológico, humano e industrial para el NEP, a lo largo de todo su ciclo de vida. También requiere del cumplimiento de los instrumentos jurídicos internacionales, normas y guías de seguridad física, radiológica y de salvaguardias, internacionalmente aceptadas.

Cabe aclarar que la infraestructura a desarrollarse es relevante, independientemente de su uso previsto para la producción de electricidad, la desalinización de agua de mar o cualquier otro fin pacífico, requiriendo en todos los casos una estructura similar. La insuficiente atención a cualquiera de estos temas puede dar lugar a retrasos costosos y comprometer la seguridad de los trabajadores, el público y medio ambiente, a los efectos nocivos de la radiación ionizante; tanto a nivel local, como regional e incluso internacional.

Por otra parte, debe contemplarse que los plazos para el logro de los objetivos de la alternativa nuclear son largos, implicando un compromiso de por lo menos 100 años para mantener una infraestructura nacional sustentable durante toda la operación, desmantelamiento y gestión de los residuos. De igual forma, la experiencia sugiere que desde el momento de la decisión política de un país, hasta poner en operación su primera central nuclear (**CN**) pueden requerirse entre 10 y 15 años.

Además, para introducir un NEP exitosamente tres organizaciones clave deben estar involucradas en su desarrollo: el gobierno, el propietario u operador de la central y el órgano regulador. Cada uno tiene un papel específico que desempeñar, con responsabilidades específicas que cambian a medida que avanza el programa.

Bajo este enfoque, el gobierno debe organizar una entidad (con altos niveles de responsabilidad), llamada Organización Promotora del Programa de Energía Nuclear (en inglés "**NEPIO**"), para coordinar el trabajo de todas las organizaciones involucradas en el desarrollo de esa infraestructura.

Este constituye uno de los conceptos fundamentales del enfoque Milestones, ya que el NEPIO ("Nuclear Energy Programme Implementing Organization"), es un conjunto de organizaciones clave en el desarrollo del NEP, compuesto por integrantes ministeriales del gobierno, energéticos,

educativos, y de participación pública entre otros. En la figura se presenta el NEPIO argentino.

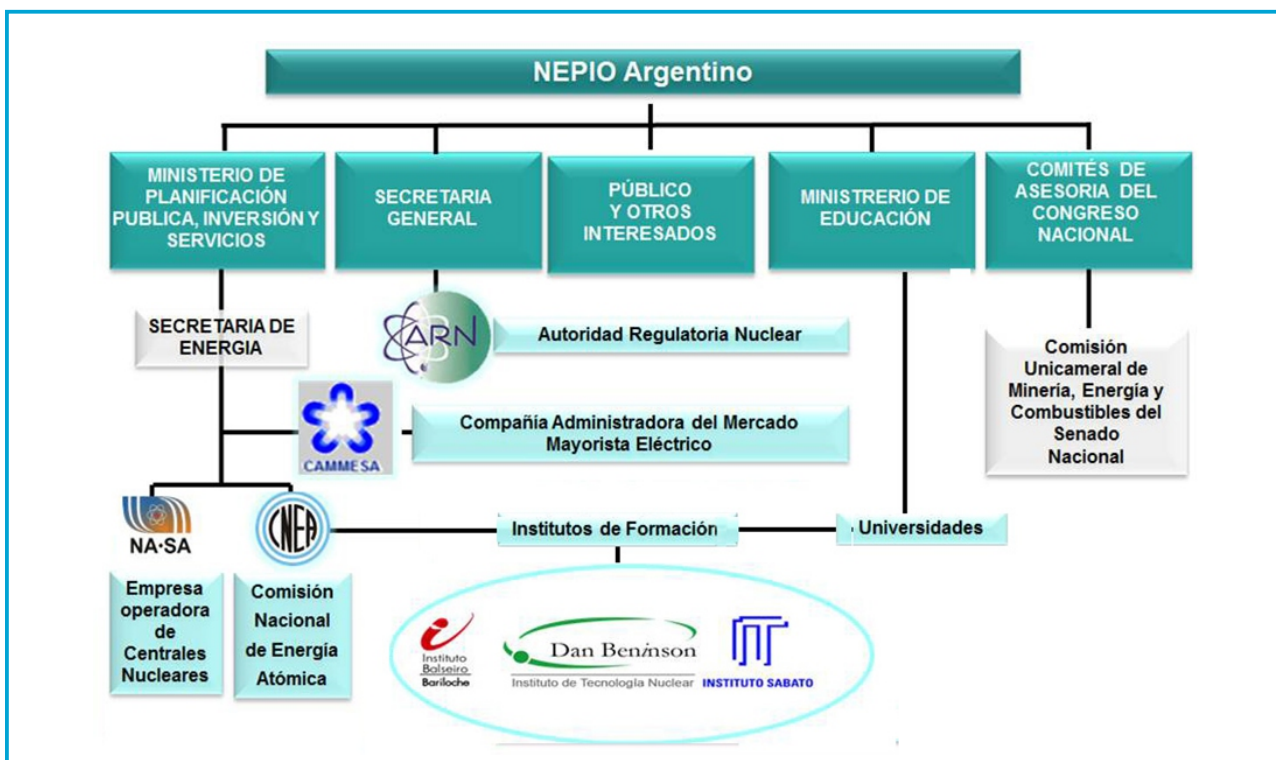


Figura 1. Componentes del NEPIO en Argentina.

1.2. Programa para el desarrollo de la infraestructura

1.2.1. Fases e hitos de infraestructura

Bajo el enfoque Milestones, las actividades necesarias para preparar la infraestructura de un NEP pueden dividirse en tres **fases**, con una duración determinada para cada una, en función del grado de compromiso y recursos aplicados en el país. El término **hito** se utiliza para identificar el punto en el que las actividades requeridas se han completado con éxito, para cada fase de desarrollo. Cada hito, por tanto, corresponde a la realización de un conjunto de actividades que no dependen de la velocidad con que se alcancen.

Las tres fases en el desarrollo de la infraestructura necesaria para apoyar un NEP, se muestran en la siguiente figura y se listan a continuación:

Fase 1: Consideraciones previas a la decisión de poner en marcha el NEP;

Fase 2: Trabajos preparatorios para negociar la contratación y construcción de una planta de EN, luego de haberse tomado la decisión política;

Fase 3: Actividades para iniciar la construcción de la planta de EN.

La finalización de cada fase está marcada por un hito específico en el que el progreso del esfuerzo de desarrollo puede ser evaluado y es posible pasar a la siguiente fase. Estos hitos son:

Hito 1: Listo para hacer un compromiso informado con un NEP;

Hito 2: Listo para negociar ofertas para la CN;

Hito 3: Listo para operar la CN.

En cada una de estas fases, los temas que se presentarán a continuación deben ir siendo desarrollados por las diferentes organizaciones responsables, para avanzar en su cumplimiento durante las etapas sucesivas de cada fase, conducentes al logro del hito correspondiente.

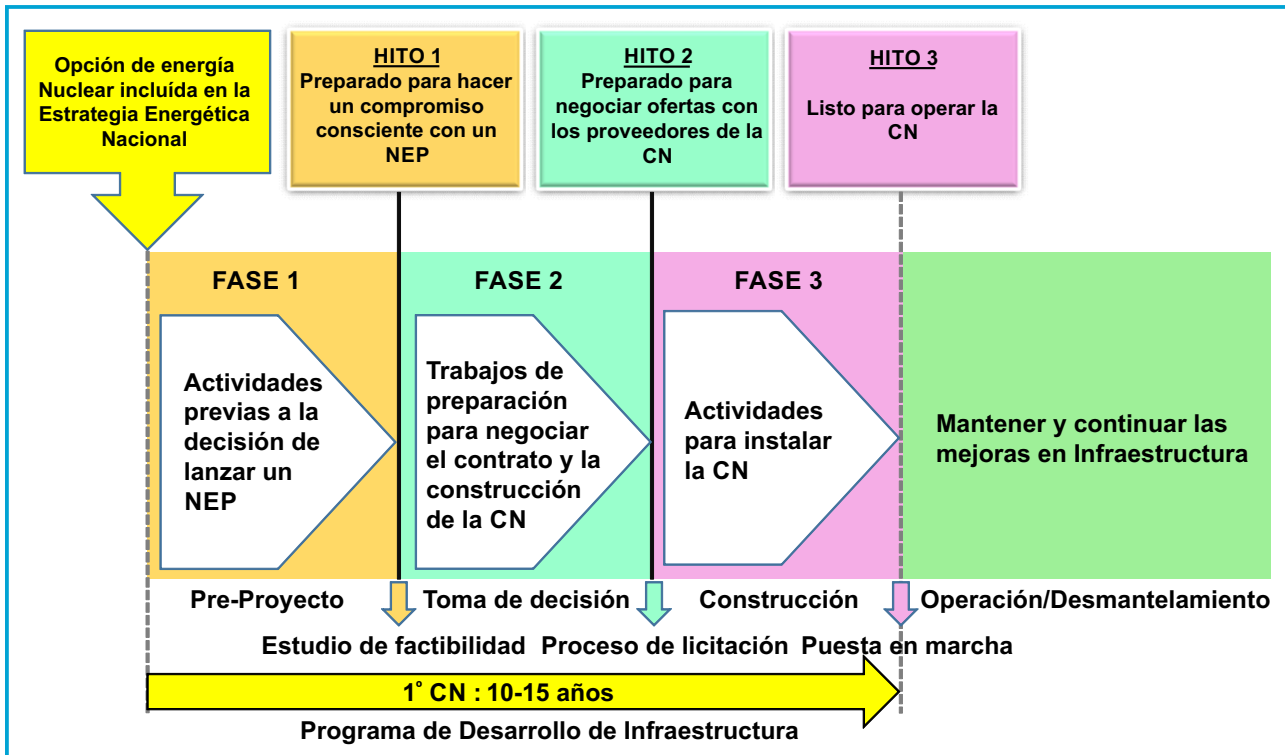


Figura 2. Componentes del NEPIO en Argentina.

1.2.2. Temas de infraestructura del enfoque Milestones

A continuación se presentan los 19 temas que la metodología contempla para el logro de cada hito. El orden no indica importancia relativa ya que cada tema es relevante y requiere una cuidadosa consideración. Diferentes organizaciones tendrán que considerar en cuáles de estos temas tienen incumbencias y planificar en consecuencia su trabajo y recursos asociados.

Temas principales del documento milestones

1. Postura Nacional
2. Seguridad Radiológica
3. Gestión
4. Financiamiento
5. Marco Legal
6. Salvaguardias
7. Marco Regulatorio
8. Protección Radiológica
9. Red Eléctrica
10. Desarrollo de Recursos Humanos
11. Participación de los interesados
12. Emplazamiento e instalaciones de apoyo
13. Protección Ambiental
14. Plan de Emergencias
15. Seguridad Física
16. Ciclo de Combustible Nuclear
17. Otros residuos radioactivos
18. Participación Industrial
19. Aprovisionamiento

Considerando que el análisis de estos temas puede incluirse en la sección siguiente, dentro de los criterios de evaluación de la Metodología INPRO para el Área Infraestructura, para no incurrir en redundancias se desarrollará la evolución del NES argentino para cada aspecto, así como el detalle de estas definiciones, al enumerar los diferentes criterios de la metodología INPRO.

Así, por ejemplo en relación a la Postura Nacional, el enfoque Milestones establece la importancia de realizar estudios de planificación energética en el país previo a la Fase 1, para evaluar meticulosamente la posibilidad de adoptar la opción energética nuclear en la canasta energética, y que ello eventualmente conduzca a la decisión consciente de iniciar un NEP.

Seguidamente, es necesario que el estado adopte un papel preponderante y activo en la gestión de las políticas, conformación del NEPIO y la organización regulatoria nuclear, entre otras actividades necesarias, que sean a su vez iniciadoras del camino de desarrollo o actualización del marco normativo y regulatorio y la capacitación de RRHH que demandará el sector, entre otras actividades indispensables para llevar a cabo el programa en la Fase 1. Finalmente, en las fases siguientes el estado debe continuar manteniendo su postura de apoyo y liderazgo en relación al NEP.

Estos aspectos están contemplados en la Metodología INPRO, dentro de los criterios de evaluación relacionados con la Infraestructura Legal e Institucional Económica e Industrial, de Apoyo Político y Aceptación Pública, y de desarrollo de Recursos Humanos, y en relación a las atribuciones gubernamentales para cumplirlos.

Esquemáticamente, ambos enfoques pueden apreciarse en la siguiente figura.

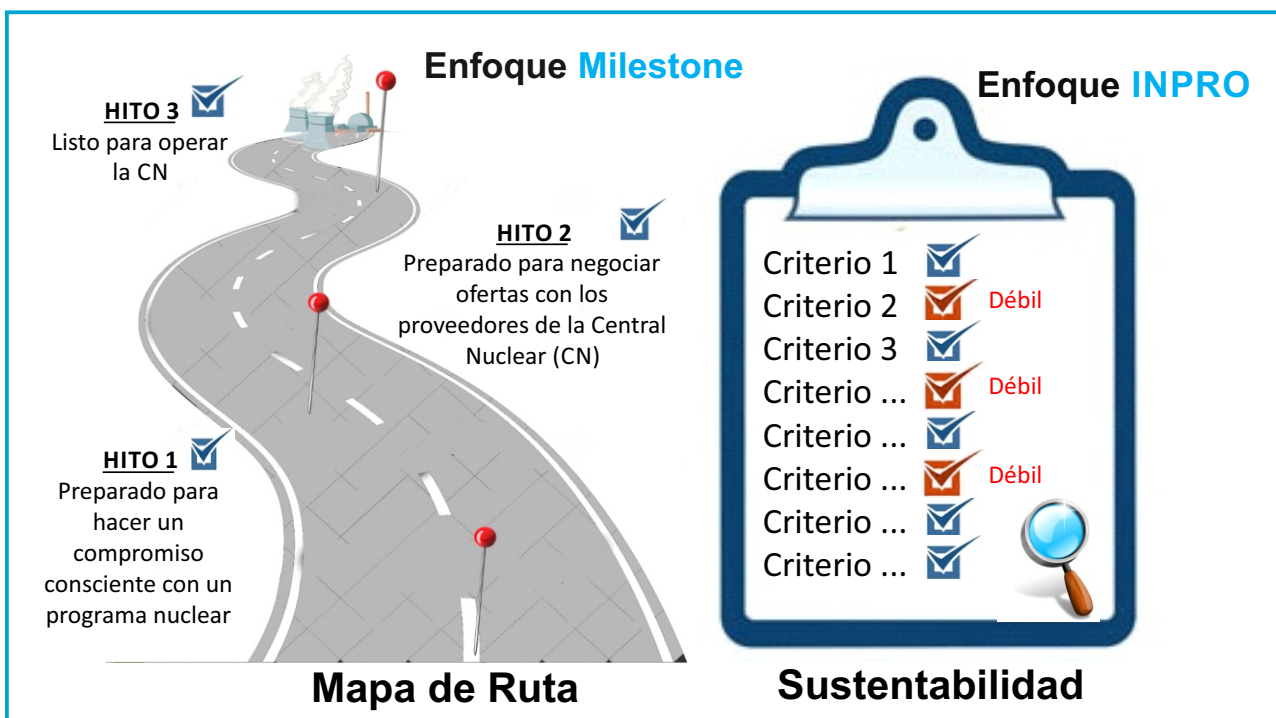


Figura 3. Metodologías del OIEA para el análisis de Infraestructura Nuclear.

2. Enfoque de infraestructura del proyecto INPRO del OIEA

El Proyecto Internacional sobre Reactores Nucleares y Ciclos de Combustible (INPRO) se puso en marcha en el año 2000, en base a las resoluciones de la Conferencia General del OIEA (en inglés “IAEA”: GC (44)/ RES/21).

Uno de sus objetivos es contribuir a que la EN se encuentre disponible en el siglo 21 de una manera sustentable, para lo cual es necesaria la evaluación del NES con la metodología, en cada una de las ocho áreas que cubren los temas de Economía, Infraestructura, Gestión de Residuos, Resistencia a

la Proliferación, Protección Física, Medio Ambiente, Seguridad de los Reactores y Seguridad de las Instalaciones del Ciclo del Combustible.

El método desarrollado fue documentado en un manual de evaluación compuesto por un volumen de información general y otros ocho que cubren las áreas mencionadas. La primera edición del manual fue documentada como IAEA-TECDOC-1575 Rev. 1, y publicada en el año 2008.

El presente documento se enfoca en el Manual de Infraestructura, aplicando todos los indicadores propuestos al análisis del NES argentino.

2.1. Descripción de la Metodología INPRO

A continuación se definen sus conceptos componentes.

Para INPRO, un NES se define como el espectro completo de las instalaciones nucleares y sus medidas legales e institucionales asociadas. Estas instalaciones incluyen: los reactores nucleares, las de extracción y tratamiento, refinación, conversión y enriquecimiento de uranio, de fabricación de combustibles nucleares, de reprocesamiento del combustible nuclear (para ciclos cerrados), e instalaciones de gestión de materiales, transporte y gestión de residuos. Contempla las medidas legales del derecho nuclear nacional y los acuerdos internacionales, tratados y convenciones, medidas institucionales de los organismos nacionales y regulatorios de la actividad nuclear.

Por su parte, el evaluador INPRO es un experto o equipo de expertos que aplican la metodología, miembro de la sociedad académica del país o de un centro de investigación nuclear, o también de una instalación del ciclo de combustible u organización reguladora o proveedora.

De esta forma, la Evaluación de un NES, constituye el proceso de análisis y estimación de la sustentabilidad del mismo a largo plazo, realizado en el nivel de cada criterio establecido para cada Área de la metodología.

La estructura de análisis parte de un principio básico (“Basic Principle **BP**”) establecido para cada área de la metodología, como meta general a ser lograda por el NES para ser sustentable a largo plazo, proporcionando una guía general para el desarrollo necesario o mejoras requeridas en ciertas áreas. Cada BP se compone de una serie de requerimientos de usuario (“User Requirements **UR**”), que a su vez contemplan criterios (**CR**) e indicadores (**IN**) para su evaluación. Los UR definen lo que se debe hacer para cumplir con la meta del PB y están dirigidos a instituciones usuarias específicas que intervienen en el desarrollo del NES.

Por otra parte la definición de cada CR permite al evaluador INPRO determinar si un NES dado está cumpliendo cierto UR y en qué medida. Para ello, cada CR se compone como mínimo de un IN que lo evalúa o valoriza y de un límite de aceptación (en inglés “Acceptation Limit **AL**”), que permite determinar en qué medida se está cumpliendo. El IN puede estar basado en un único parámetro, en una variable agregada, o en una declaración de estado. Por su parte el AL podría ser el límite normativo nacional, internacional o definido específicamente por la metodología.

Para el caso de los CR numéricos la evaluación consiste en la comparación del valor de un indicador que lo describa o valore, contra el valor del AL establecido para el mismo. En caso de un CR lógico, mayormente expresado en forma de pregunta, la evaluación se lleva a cabo respondiendo la consulta planteada.

Finalmente, además de los IN y AL, algunos CR poseen también parámetros de evaluación (por sus siglas en inglés **EP**) introducidos para ayudar al evaluador INPRO a determinar si un CR se ha cumplido en todos sus aspectos. En algunos casos, estos EP tienen sus propios AL, en cuyo caso podrían ser llamados sub-indicadores.

Para comparar los distintos diseños evaluados con los actuales, la metodología desarrolla el concepto de instalación (o NES) existente, definiéndolos como aquellos de último diseño y operación realizados durante el año 2013, para tomarlos como instalación (o NES) de referencia.

3. Aplicación de la Metodología INPRO al Área Infraestructura

Dentro de la metodología INPRO la **infraestructura nuclear es definida como el conjunto de capacidades de las instituciones nacionales necesarias para lograr la sustentabilidad a largo plazo de un programa de energía nuclear.**

En general se reconoce que para operar las instalaciones nucleares de manera segura, especialmente una CN, se requiere una infraestructura compleja. Los países que ya cuentan con estas instalaciones, en general, disponen de una infraestructura adecuada en vigor, pero esto es poco probable en el caso de un país que aún no ha adquirido su primera CN.

Sin embargo, este proyecto no fue diseñado para proporcionar orientación específica sobre la creación de esta infraestructura, sino que se centra en la evaluación de su estado existente o en proyecto, sobre su sustentabilidad a largo plazo. Por esa razón, existe orientación específica sobre la creación de la infraestructura adecuada para operar una primera planta de energía, provista por la publicación del OIEA presentada en la sección anterior “Hitos en el Desarrollo de una Infraestructura Nacional de Energía Nuclear”.

3.1. Principio básico del área infraestructura

En base a que la experiencia mundial ha mostrado que establecer y mantener una infraestructura nuclear adecuada requiere una importante inversión de tiempo y esfuerzo (especialmente para la primera CN que se instalará en un país), es recomendable evitar que este requerimiento se convierta en un posible obstáculo para el inicio, mantenimiento o ampliación del programa.

Para contemplarlo, el **BP de la metodología en esta área, establece como meta constituir una infraestructura adecuada, que no requiera de una inversión excesiva por parte del país con intención de iniciar, mantener o ampliar un NEP.**

El término inversión aquí está destinado a abarcar no sólo las inversiones financieras directas en los bienes de capital, sino también otros costos indirectos, tales como los requeridos para el desarrollo de los RRHH, la transferencia de tecnología y su dominio y conocimiento fundamental, (en inglés “know-how”), entre otros. Por su parte el término excesivo significa económicamente poco atractivo o que pueda representar una carga desmedida para la sociedad.

De esta forma el BP de Infraestructura consta de 6 UR cubriendo los temas: Consideraciones legales e institucionales (**UR1**), Consideraciones Económicas e Industriales (**UR2**), Apoyo Político y Aceptación Pública (**UR3**), Recursos Humanos suficientes y adecuados para cubrirlo (**UR4**), Minimización de la Infraestructura necesaria desde el diseño (**UR5**), y utilización de Acuerdos Regionales e Internacionales (**UR6**) para reducir el esfuerzo en establecer y mantener esta infraestructura.

Para cumplir con estos requerimientos es necesario contar con una cantidad de entidades del país, que asuman responsabilidades e incumbencias en la adquisición de la primera CN o una adicional, así como en la evaluación, planificación, puesta en marcha y mantenimiento o mejora de la infraestructura nacional. Estas entidades incluyen el propio Estado, el propietario u operador de la CN, y entidades industriales y educativas, entre otras.

En la Tabla 1 se presenta la estructura entre el BP, y los URs, CRs, INs y ALs utilizados para esta Área de la Metodología INPRO.

Principio Básico Área Infraestructura: Un país debe ser capaz de adoptar, mantener o ampliar un NES para el suministro de energía y productos relacionados, sin incurrir en una inversión excesiva en la infraestructura nacional necesaria.		
Requerimientos de Usuario	Criterios	Indicadores (IN) y Límites de Aceptación (AL)
UR1: Infraestructura legal e institucional. Debe establecerse un marco jurídico adecuado para cubrir los temas de responsabilidad nuclear, seguridad y protección radiológica y del medio ambiente, no proliferación, control de operaciones, gestión de residuos y desmantelamiento.	CR1.1: Aspectos Legales.	IN1.1: Situación del marco legal. AL1.1: El marco legal se ha establecido de conformidad con las normas internacionales.
	CR1.2: Instituciones.	IN1.2: Situación de los organismos del Estado competentes en materia de seguridad y protección radiológica y física, protección del medio ambiente, control de operaciones, gestión de residuos y desmantelamiento, preparación y respuesta ante emergencias, y no proliferación nuclear. AL1.2: Los organismos del Estado se han establecido de conformidad con los estándares internacionales.
UR2 Infraestructura Económica e Industrial. La infraestructura industrial y económica de un país con un NES debe ser adecuada para apoyar el proyecto durante la vida completa del NEP, incluyendo la planificación, construcción, operación, desmantelamiento, y las actividades de gestión de residuos relacionados.	CR2.1: Financiamiento de Infraestructura.	IN2.1: Financiamiento necesario para desarrollar y mantener la infraestructura de un NEP. AL2.1: Financiamiento disponible suficiente para cubrir el NEP.
	CR2.2: Tamaño de la instalación nuclear.	IN2.2: Tamaño de la instalación nuclear AL2.2: Se ajusta a las necesidades locales.
	CR2.3: Emplazamiento.	IN2.3: Proceso de emplazamiento de una instalación nuclear. AL2.3: El proceso de emplazamiento ha tenido en cuenta los requerimientos de seguridad radiológica, de las instalaciones y del ambiente, de conformidad con los estándares internacionales.
	CR2.4: Infraestructura de Apoyo.	IN2.4: Disponibilidad de infraestructura para apoyar al propietario u operador. AL2.4: Infraestructura de apoyo interna o externamente disponible.
	CR2.5: Valor Agregado	IN2.5: Valor agregado a la sociedad de un NEP. AL2.5: El valor agregado debe ser mayor a la inversión en infraestructura del gobierno, necesaria para apoyar el NEP.

Principio Básico Infraestructura: Un país debe ser capaz de adoptar, mantener o ampliar un NES para el suministro de energía y productos relacionados, sin incurrir en una inversión excesiva en la infraestructura nacional necesaria.		
Requerimientos de Usuario	Criterios	Indicadores (IN) y Límites de Aceptación (AL)
UR3 Apoyo Político y Aceptación Pública. Se deben tomar las medidas adecuadas para lograr la aceptación pública de un NES, en proyecto o en funcionamiento, que permita el compromiso político del gobierno para apoyar la implementación y funcionamiento del sistema.	CR3.1 Información Pública.	IN3.1: Información sobre el NEP proporcionada al público. AL3.1: Suficiente de acuerdo con las exigencias nacionales, teniendo en cuenta las prácticas internacionales.
	CR3.2 Participación pública.	IN3.2: Participación del público en el proceso de toma de decisiones en un NEP. AL3.2: Suficiente de acuerdo con las exigencias nacionales, teniendo en cuenta las prácticas internacionales.
	CR3.3 Encuesta de aceptación pública.	IN3.3: Aceptación pública de la EN. AL3.3: Suficiente para suponer que es aceptable el riesgo político de apoyo a las políticas para la EN.
	CR3.4 Apoyo a las políticas.	IN3.4: Políticas del gobierno en relación a la EN. AL3.4: Las políticas apoyan la EN.
	CR3.5 Ambiente Político y Riesgos para el Inversor	IN3.5: Compromiso político a largo plazo con el NEP. AL3.5: Suficiente compromiso que permita un retorno de la inversión.
UR4 Recursos Humanos. Los RRHH necesarios deben estar disponibles para permitir a todas las partes responsables que participan en un NEP lograr un funcionamiento seguro, confiable y económico de las instalaciones de NES durante toda la vida útil de sus instalaciones.	CR4.1 RRHH	IN4.1: Disponibilidad de RRHH adecuados para establecer y operar un NES. AL4.1: Suficiente de acuerdo con la experiencia internacional.

Principio Básico Área Infraestructura: Un país debe ser capaz de adoptar, mantener o ampliar un NES para el suministro de energía y productos relacionados, sin incurrir en una inversión excesiva en la infraestructura nacional necesaria.		
Requerimientos de Usuario	Criterios	Indicadores (IN) y Límites de Aceptación (AL)
UR5 Minimización de la Infraestructura. El NES debe ser diseñado para reducir al mínimo la infraestructura necesaria para un NEP.	CR5.1 Personal	IN5.1: Mano de obra necesaria para la operación, mantenimiento reparación y desmantelamiento.
		AL5.1: Menor cantidad de mano de obra requerida en comparación con una instalación existente.
	CR5.2 Prefabricación de Componentes.	IN5.2: Grado de prefabricación de componentes.
		AL5.2: Mayor grado de prefabricación que el de una instalación existente.
UR6 Acuerdos Regionales e Internacionales. Los Acuerdos Regionales e Internacionales deben ofrecer opciones que permitan a un país con una NES reducir al mínimo la infraestructura para un NEP.	CR6.1 Opciones para reducir la Infraestructura Institucional	IN6.1: ¿Se han considerado acuerdos regionales y/o internacionales para reducir la infraestructura institucional?
		AL6.1: Sí.
	CR6.2 Opciones para reducir la Infraestructura Industrial.	IN6.2: ¿Se han considerado acuerdos regionales y/o internacionales para reducir la infraestructura industrial?
		AL6.2: Sí.
	CR6.3 Opciones para reducir la Infraestructura Sociopolítica.	IN6.3: ¿Se han considerado acuerdos regionales y/o internacionales para reducir la infraestructura sociopolítica?
		AL6.3: Sí.
	CR6.4 Opciones para reducir los requerimientos de RRHH.	IN6.4: ¿Se han considerado acuerdos regionales y/o internacionales para reducir los requerimientos de Recursos Humanos?
		AL6.4: Sí.

Tabla 1. Resumen del área Infraestructura de INPRO.

3.1.1. UR1 Infraestructura Legal e Institucional

En relación a este UR, el desarrollo de un NEP conlleva compromisos legales a nivel nacional e internacional, que dan lugar a la necesidad de instituir un marco jurídico de base para establecer la responsabilidad nuclear en las diferentes áreas y etapas posibles de la actividad. De esta forma, el marco legal comprende dos aspectos: los requerimientos legales establecidos en la legislación en materia nuclear, (denominado el derecho nuclear, incluyendo sus reglamentos y guías relacionadas) y la infraestructura institucional necesaria para ejecutarlo, incluidas las autoridades reguladoras que deben poner en práctica la ley nuclear y garantizar que se cumplan los compromisos mencionados.

A continuación, en la siguiente tabla se presentan los CRs, INs y EPs del UR1.

UR1: Infraestructura Legal e Institucional. Debe establecerse un marco jurídico adecuado para cubrir los temas de responsabilidad nuclear, seguridad y protección radiológica y del medio ambiente, no proliferación, control de operaciones, gestión de residuos y desmantelamiento.	
Indicadores y Parámetros de Evaluación	Límites de Aceptación
CRITERIO 1.1: ASPECTOS LEGALES	
IN1.1: Situación del Marco Legal. EP1.1.1: Alcance de la Ley Nuclear (NL). EP1.1.2: Adecuación de la NL. EP1.1.3: Acuerdos Legales Internacionales. EP1.1.4: Exhaustividad y adecuación de regulaciones y guía.	AL1.1: El marco legal se ha establecido de conformidad con las normas internacionales.
CRITERIO 1.2: INSTITUCIONES	
IN1.2: Situación de los Organismos competentes del Estado en materia de seguridad y protección radiológica y física, protección del medio ambiente, control de operaciones, gestión de residuos y desmantelamiento, preparación y respuesta ante emergencias, y no proliferación nuclear. EP1.2.1: Independencia del Cuerpo Regulatorio. EP1.2.2: Funciones Generales del Cuerpo Regulatorio. EP1.2.3: Revisión del Régimen de Seguridad Radiológica. EP1.2.4: Revisión del Régimen de Respuesta a Emergencias. EP1.2.5: Revisión del Régimen de Seguridad Física. EP1.2.6: Revisión del Régimen de Salvaguardias. EP1.2.7: Sistema de Gestión.	AL1.2: Los organismos del Estado se han establecido de conformidad con los estándares internacionales.

Tabla 2. Parámetros de Evaluación para el UR1.

Para cubrir el primero de los aspectos del marco jurídico, el evaluador INPRO debe comprobar si la ley nuclear (existente o en elaboración) cubre todas las áreas importantes para el desarrollo del programa, si fue formulada de acuerdo con las mejores prácticas y normas internacionales, (contemplando los acuerdos jurídicos internacionales importantes en materia nuclear), y si el reglamento y las directrices son completas y adecuadas (el concepto de gestión y cultura de la seguridad deben incluirse ya sea en la ley o en los reglamentos). Para cubrir el segundo aspecto, se debe comprobar si se han establecido (o está previsto hacerlo) los organismos competentes del estado para la regulación de dicho programa.

Las responsabilidades del estado en un NEP, con respecto a la infraestructura y en relación a este UR, incluyen: la promulgación de leyes, acuerdos y convenios bilaterales y multilaterales así como la

creación de licencias y de una autoridad reguladora independiente.

Por su parte, las responsabilidades del regulador abarcan: el establecimiento de normas reglamentarias, códigos, criterios y directrices para todas las etapas de la actividad; revisar y evaluar los documentos de licencia, como el plan de seguridad, análisis de seguridad e informes ambientales de las instalaciones nucleares; autorizar la construcción, operación y clausura de una instalación nuclear o la realización de actividades por un licenciataria; ejecutar las funciones de inspección, revisión y auditorías para garantizar el cumplimiento de las normas y reglamentos establecidos; fijar principios y reglas consistentes con las convenciones internacionales en materia de responsabilidad civil; garantizar la seguridad y la protección física de los materiales e instalaciones nucleares; y crear un sistema de contabilidad y control de materiales nucleares.

Finalmente, las responsabilidades del propietario u operador de la central en un NEP y en relación a este UR, son: cumplir con la reglamentación y controles vigentes en materia nuclear, garantizando la seguridad para los trabajadores, el público y el medio ambiente, mediante una operación y mantenimiento seguros de las instalaciones.

De acuerdo con la información consignada en la Tabla 2, la aceptabilidad de este criterio depende de la de cada uno de sus EP, y por tanto demanda la evidencia a disposición del evaluador INPRO sobre: la adecuación de los RRHH del organismo regulador, así como su competencia y capacidad para lograr y mantener posiciones independientes del propietario u operador de las instalaciones nucleares, siendo libre de presiones indebidas por parte de los interesados, ya sea con fines comerciales o políticos; que se han llevado a cabo revisiones de los regímenes de seguridad radiológica y física, de respuesta a emergencias y de no proliferación, por una institución competente y con resultados positivos; para finalmente comprobar la existencia de una política de aseguramiento de la calidad definida y puesta en práctica en todas las instituciones relacionadas con un NEP.

En el caso de Argentina todo ello ha sido revisado y es actualizado permanentemente por las Gerencias de CNEA de Asuntos Jurídicos, Relaciones Institucionales y de Seguridad Nuclear y Ambiente; por la Autoridad Regulatoria Nuclear (ARN) como órgano de control y regulación independiente, y por la empresa NA-SA, operadora de centrales nucleares en el país, quien asume las responsabilidades de la operación.

3.1.2. UR2 Infraestructura Económica e Industrial

En relación al UR2, se considera que un país con un NEP, debe contar con una infraestructura de soporte adecuada, tanto industrial como gubernamental y de control, para apoyar al propietario u operador de las instalaciones nucleares durante la construcción, mantenimiento y reparación, tanto durante el funcionamiento como en el desmantelamiento.

Para verificar el cumplimiento de este UR el evaluador INPRO debe comprobar si está disponible la financiación necesaria para mejorar la industria nacional de acuerdo con la participación prevista en el NEP, y si también están disponibles los fondos públicos necesarios para el establecimiento de la infraestructura de apoyo dentro de la responsabilidad del Estado y el Ente Regulador. Además, debe confirmar que el tamaño, la ubicación y la función prevista de la CN (por ejemplo, abastecimiento de la demanda eléctrica de base), se ajusten al tamaño y características de la red eléctrica nacional. Así, el estado tiene un rol en la planificación de sistemas de energía.

De igual forma, la industria nacional tiene interés en la disponibilidad de energía a precios competitivos a través de su posible participación en la planificación del sistema energético. Así, se espera que empresas locales de construcción, participen en las actividades de construcción, y que empresas de ingeniería deseen proporcionar servicios de apoyo, tanto durante el proyecto como en la operación o ambas, incluyendo el desmantelamiento; mientras que otras compañías pueden desear suministrar componentes o servicios de mantenimiento y reparación.

Una parte importante del proceso de planificación está constituida por los estudios de emplazamiento de la central, que deben realizarse teniendo en cuenta los estándares internacionales en materia de seguridad, protección radiológica, medioambiental y de las instalaciones, en base a la información

provista por las organizaciones gubernamentales pertinentes, como el regulador, los Ministerios de Energía y Medio Ambiente, reparticiones municipales, etc.

A continuación, en la siguiente tabla se presentan los CRs, INs y EPs del UR2.

UR2: Infraestructura Económica e Industrial. La infraestructura industrial y económica de un país con un NES debe ser adecuada para apoyar el proyecto durante la vida completa del NEP, incluyendo la planificación, construcción, operación, desmantelamiento, y las actividades de gestión de residuos relacionados.	
Indicadores y Parámetros de Evaluación	Límites de Aceptación
CRITERIO 2.1: Financiamiento de Infraestructura.	
IN2.1: Financiamiento necesario para desarrollar y mantener la infraestructura de un NEP. EP2.1.1: Financiamiento de la infraestructura de apoyo de la industria nacional. EP2.1.2: Financiamiento de la infraestructura del gobierno.	AL2.1: Financiamiento disponible suficiente para cubrir el NEP.
CRITERIO 2.2: Tamaño de la instalación nuclear.	
IN2.2: Tamaño de la instalación nuclear. EP2.2.1: Tamaño de la CN. EP2.2.2: Tamaño de las instalaciones del ciclo de combustible.	AL2.2: Se ajusta a las necesidades locales.
CRITERIO 2.3: Emplazamiento.	
IN2.3: Proceso de emplazamiento de una instalación nuclear.	AL2.3: El proceso ha tenido en cuenta los requerimientos de seguridad radiológica, de las instalaciones y del ambiente de conformidad con los estándares internacionales.
CRITERIO 2.4: Infraestructura de Apoyo.	
IN2.4: Disponibilidad de infraestructura para apoyar al propietario u operador. EP2.4.1: Encuesta de capacidades existentes de la industria nacional. EP2.4.2: Plan de participación de la industria nacional en el NEP. EP2.4.3: Infraestructura gubernamental.	AL2.4: Infraestructura de apoyo interna o externamente disponible.
CRITERIO 2.5: Valor Agregado	
IN2.5: Valor agregado a la sociedad de un NEP.	AL2.5: Debe ser mayor a la inversión en infraestructura del gobierno necesaria para apoyar el NEP.

Tabla 3. Parámetros de Evaluación para el UR2.

Sin embargo, este proceso de planificación no forma una parte de una evaluación INPRO en sí misma. En general, la metodología asume que el NES ya ha sido especificado, para contribuir a alcanzar en el futuro la demanda de energía estipulada.

De esta forma, el evaluador INPRO debe disponer de los resultados del estudio conjunto del gobierno, el propietario u operador del NES y la industria nacional, fijando las capacidades existentes y la modernización necesaria para apoyar el programa en proyecto, así como las políticas para la participación de la industria nacional y los resultados de un análisis de rentabilidad, comparando la

inversión necesaria en infraestructura industrial con los beneficios esperados por la industria nacional, las limitaciones financieras y técnicas identificadas (tamaño y calidad de la red eléctrica, compatible con el tamaño y requerimientos de la CN).

De todo lo mencionado surge que las responsabilidades del estado en un NEP, con respecto a la infraestructura y en relación a este UR, incluyen: el establecimiento de políticas que rigen el NEP, incluidas las relacionadas con la gestión de residuos, la participación de la industria nacional, y la educación y capacitación de RRHH; la planificación del NEP nacional, de manera conjunta con el propietario u operador de las instalaciones nucleares y con la industria local; la provisión de caminos e infraestructuras específicas como puentes y puertos adecuados, para el transporte de partes específicas nucleares con pesos y dimensiones inusuales; así como la prestación de apoyo financiero y/o garantías, de conformidad con las políticas energéticas, industriales y de capacitación de RRHH.

Por su parte, las responsabilidades del propietario u operador de una instalación nuclear en un NEP abarcan: la planificación y el desarrollo del NEP, junto con los organismos gubernamentales pertinentes; asegurar la financiación del proyecto; gestionar la adquisición de las instalaciones, incluyendo la preparación de la solicitud y evaluación de ofertas y el gerenciamiento del proyecto, asegurando las licencias y los permisos necesarios, etc.; la explotación de la instalación, incluida la garantía de la disponibilidad de una gestión competente y capacitada además de suficiente mano de obra para hacerlo.

El rol del evaluador INPRO es comprobar si la infraestructura industrial y económica establecida o prevista es adecuada y si el financiamiento para construir y mantener la infraestructura de apoyo a la industria nacional necesaria puede ser planteado por la industria nacional.

Es de mencionar que los costos de financiación de la infraestructura nuclear por MWe de capacidad nuclear instalada se reducen significativamente si después de la primera CN se construyen una serie de plantas de diseño comparable en el país; y que la modalidad de contrato llave en mano (Turnkey) y sobre todo los enfoques BOO ("build-own-operate") y BOT ("build-own-transfer"), se pueden utilizar también para reducir la inversión en las actividades previas a la construcción del reactor, necesarias para constituir la infraestructura nacional, al comienzo de un NEP (UR6).

De acuerdo a la información consignada en la Tabla 3, la **aceptabilidad de UR2 depende de la de cada uno de sus EP**, y por tanto demanda la evidencia a disposición del evaluador INPRO confirmando que el presupuesto necesario para la financiación de la infraestructura nuclear, tanto del estado como de la industria local, es accesible para el país y el mercado en cuestión; un estudio de la expansión del sistema energético, incluida la evaluación de la estabilidad de la red para confirmar la aceptabilidad del tamaño elegido y el tipo de la CN planeada; que el tamaño de las instalaciones nucleares se ha determinado mediante estudios adecuados; que el proceso de emplazamiento cubre las necesidades locales; que se han tenido en cuenta todos los requerimientos pertinentes, de acuerdo con las normas internacionales; que existe infraestructura industrial y del estado en apoyo de las instalaciones planificadas para toda su vida útil, garantizando el transporte de componentes nucleares pesados y voluminosos e incluyendo las inversiones o garantías necesarias para apoyar a la industria; y que los beneficios de un NEP para la sociedad han sido comparados con la inversión del gobierno en infraestructura nacional, resultando mayores los primeros.

En el caso de Argentina, la mayor parte de esta infraestructura ya existe en el país y los estudios de planificación y localización siempre se han realizado en base a las recomendaciones vigentes en cada momento, considerando cada uno de los aspectos pertinentes y tomando como criterios de decisión la seguridad, competitividad, participación y desarrollo de la industria local y de servicios, opciones de financiación, aumento en la cantidad de mano de obra y producción de combustible nuclear local, capacidad para participar en proyectos en el extranjero y posibilidad de transferencia de tecnología para la fabricación de componentes y cálculos de ingeniería, consolidando el sector nuclear argentino.

En relación a la financiación, actualmente se presenta la opción de diferentes proveedores de centrales nucleares ofreciendo suficiente financiamiento, bajo la modalidad de contrato BOT ya

mencionada; sumada al compromiso del estado nacional con el Plan Estratégico Nuclear del país. De esta forma los proyectos son establecidos por ley, mientras que luego las partidas son asignadas anualmente por las leyes presupuestarias respectivas.

En relación al Ciclo de Combustible Nuclear las principales actividades desarrolladas en Argentina son: Exploración de Uranio, Minería, Conversión y Purificación, Gestión de Residuos, Fabricación de Elementos Combustibles, Almacenamiento provisional de combustible gastado y de desechos radiactivos. Además, existe una planta piloto para enriquecimiento de uranio que utiliza la tecnología de difusión gaseosa, y se llevan a cabo tareas de I+D para desarrollar las tecnologías de ultracentrifugación y láser así como la gestión de residuos radiactivos. También se realizan actividades de investigación en el área de reprocesamiento.

De esta forma el país lleva adelante desde el principio de sus actividades nucleares, una estrategia de independencia, seguridad de suministro y desarrollo de proveedores y capacidades locales.

Así, desde la primera CN construida, se habilitó la posibilidad de utilizar uranio natural local, sin requisitos de enriquecimiento, y desarrollar las capacidades nacionales de la industria local para obtener el agua pesada necesaria para el reactor. Luego, desde 1996 la CN Atucha I fue adaptada para utilizar combustibles de uranio levemente enriquecido (LEU), conduciendo a una disminución del 40% del consumo de combustible y a una reducción del 30% de sus costos asociados. Actualmente se plantea la inserción de futuros reactores tipo PWR para lograr además, el dominio de esta nueva tecnología para el país, manteniendo de esta forma los objetivos de desarrollo originalmente diseñados para el sector y el país.

3.1.3. UR3 Apoyo Político y Aceptación Pública

El UR3 destaca la necesidad de lograr y mantener la aceptación pública al proyecto en el país interesado en poseer un NEP.

En este sentido, la metodología INPRO determina que este requisito se ha de lograr informando al público de manera continua sobre todas las cuestiones nucleares, permitiendo su participación en el proceso de toma de decisiones y construyendo, de esta forma, la confianza del público en los organismos y operadores de instalaciones nucleares y reguladoras.

Para ello se debe comprobar si se ofrece al público suficiente y adecuada información sobre el programa en proyecto o funcionamiento, partiendo la misma tanto de los organismos reguladores, como del estado y los operadores de las instalaciones nucleares. De igual forma, hay que garantizar la existencia de una adecuada participación pública en el proceso de toma de decisiones relacionado con el NEP (por ejemplo mediante mecanismos de audiencias públicas), así como la realización de encuestas de opinión en forma regular, para constatar el mantenimiento o incremento del apoyo público a los proyectos.

De lo previo surge que es responsabilidad del estado establecer las políticas que rigen el NEP, que demuestren un compromiso a largo plazo con esta opción energética, brindando suficiente información al público e interesados y ofreciendo los medios para su participación. Ello permite determinar el riesgo político de la inversión en el programa, logrando que el mismo sea aceptable para los inversores y garantizando el esperado retorno de la inversión.

Por su parte, las responsabilidades del regulador en un NEP y en relación a este UR, son: proporcionar información sobre aspectos de seguridad de las instalaciones y actividades para el público, los medios de comunicación, y las partes interesadas.

Finalmente, las responsabilidades del propietario u operador de la central en un NEP y en relación a este UR, son: permitir las inspecciones establecidas por el ente regulador, y responder a todos los interrogantes del público, los medios de comunicación, y las partes interesadas, brindando información y participación.

De esta forma queda establecido que el estado, el regulador y el operador tienen la responsabilidad conjunta de lograr la aceptación pública del NEP. Por ello el evaluador INPRO requerirá información acerca de la situación política, incluido el sistema legal relativo a los proyectos nucleares en el país, la

cual debe ser proporcionada por el propio Ministerio de Justicia.

En la Tabla 4 se presentan los CRs, INs y EPs del UR3.

UR3 Apoyo Político y Aceptación Pública. Se deben tomar las medidas adecuadas para lograr la aceptación pública de un NES, en proyecto o en funcionamiento, que permita el compromiso político del gobierno para apoyar la implementación y funcionamiento del sistema.	
Indicadores y Parámetros de Evaluación	Límites de Aceptación
CRITERIO 3.1 Información Pública.	
IN3.1: Información sobre el NEP proporcionada al público. EP3.1.1: Comunicación de los beneficios al público de la EN.	AL3.1: Suficiente de acuerdo con las exigencias nacionales, teniendo en cuenta las prácticas internacionales.
CRITERIO 3.2 Participación pública.	
IN3.2: Participación del público en el proceso de toma de decisiones en un NEP. EP3.2.1: Proceso de participación adecuado. EP3.2.2: Proceso de participación aceptable.	AL3.2: Suficiente de acuerdo con las exigencias nacionales, teniendo en cuenta las prácticas internacionales.
CRITERIO 3.3 Encuesta de aceptación pública.	
IN3.3: Aceptación pública de la EN. EP3.3.1: Se realizan encuestas para ganar la aceptación del público en forma regular. EP3.3.2: Realización adecuada de las encuestas. EP3.3.3: Resultados aceptables de las encuestas.	AL3.3: Suficiente para suponer que es aceptable el riesgo político de apoyo a las políticas para la EN.
CRITERIO 3.4 Apoyo a las políticas.	
IN3.4: Políticas del gobierno en relación a la EN.	AL3.4: Las políticas apoyan la EN.
CRITERIO 3.5 Ambiente Político y Riesgos para el Inversor	
IN3.5: Compromiso político a largo plazo con el NEP.	AL3.5: Suficiente compromiso que permita un retorno de la inversión.

Tabla 4. Parámetros de Evaluación para el UR3.

Así, **para aceptar el UR3 debe haber evidencia a disposición del evaluador INPRO** de que una política de comunicación pública está en su lugar demostrando la eficacia de las comunicaciones, por ejemplo, a través de encuestas; cuyos resultados deben mostrar que los beneficios de la EN han sido entendidos por el público. Además debe confirmar que los expertos de comunicación participan en la formulación y ejecución de planes de comunicación para las audiencias públicas, y que el programa de comunicación aborda apropiadamente todas las preocupaciones importantes planteadas por el público acerca de la seguridad física y radiológica de las instalaciones, verificando que los riesgos inherentes han sido adecuadamente abordados. También debe comprobarse si el sondeo público es llevado a cabo regularmente, acorde a las circunstancias y realizado por profesionales certificados, mostrando que la mayoría de la población apoya el NEP con una tendencia estable o positiva, que las actitudes públicas son monitoreados de manera continua y el apoyo del público es favorable o neutral, sin oposición firme a la introducción y uso continuado de la EN. Finalmente debe presentarse evidencia sobre el apoyo político al NEP, tanto de los partidos políticos mayoritarios como de la oposición, identificando posibles oponentes activistas al mismo y estableciendo sistemas para resolver las

preocupaciones del público, y eventuales demoras y sobrecostos asociados, debidos a posibles ineficiencias en el sistema legal.

En el caso de Argentina, el estado históricamente ha definido una clara estrategia de desarrollo nuclear asociada al progreso socioeconómico y cultural del país. Incluso en la década de los `90, cuando el gobierno cambió el paradigma energético, conduciendo a las actividades nucleares a su mínimo estado de supervivencia, el sector atravesó actualizaciones y modernizaciones importantes, como independizar el cuerpo regulatorio y el operador de las actividades de investigación y desarrollo nucleares, hasta ese momento se habían desarrollado en forma centralizada en una sola institución.

A partir de allí, desde el año 2006 el gobierno ha marcado una posición estratégica clara en relación a las actividades nucleares, a través de numerosas acciones que constituyen nuevos hitos en el desarrollo del Plan Estratégico Nacional para la actividad nuclear. Acompañando estas políticas CNEA ha desarrollado su Plan Estratégico 2010-2019, de acuerdo con los lineamientos gubernamentales establecidos; y ha creado la Gerencia de Comunicación Social para cubrir los temas relacionados con la opinión pública.

En este sentido, previo a la construcción de cada instalación nuclear se llevan a cabo audiencias públicas y se presentan varios talleres y conferencias dirigidas a los diferentes grupos sociales y culturales de habitantes ubicados en zonas cercanas a la obra. De esta forma, se describe de manera transparente el proyecto, aclarando todas las dudas y temores de los interesados, con el fin de generar relaciones de confianza entre las partes. También se llevan a cabo periódicamente varios tipos de encuestas, principalmente en cada zona cercana a las instalaciones nucleares, así como también a nivel nacional.

Por su parte el gobierno ha instalado puestos de divulgación nuclear en diferentes Foros de Ciencias, como la recientemente instalada mega muestra TECNOPOLIS de ciencia, tecnología, industria y arte; mostrando un compromiso estatal, tanto histórica como actualmente, con el NEP.

3.1.4. UR4 Recursos Humanos

En cuanto al UR4, el mismo hace referencia a los RRHH necesarios para llevar a cabo exitosamente un NEP. Principalmente el operador de las instalaciones, seguido por las otras instituciones participantes (como organismos reguladores e industriales), necesitan contar con personal capacitado y competente para implementar con éxito, el mantenimiento o ampliación de un programa de este tipo.

Para verificar el cumplimiento de este UR debe comprobarse si existe, está en desarrollo o debe desplegarse, un sistema educativo eficaz para entrenar y perfeccionar estos recursos. Dicho sistema debe ofrecer calificación en los tres niveles de formación: técnicos calificados en oficios diversos, profesionales (ingenieros, físicos) y científicos de la ciencia y la tecnología nuclear.

Por lo tanto, las instituciones educativas tienen un lugar en la planificación de un NEP, proporcionando programas de capacitación y cursos en ciencias, ingeniería nuclear, formación técnica, oficios y escuelas técnicas con el acceso a instalaciones nucleares para formación especializada (capacitación de operadores de reactores, soldadores y expertos en pruebas no destructivas), entre otros.

De todo ello se desprende que es responsabilidad del Estado establecer, financiar y sostener programas educativos y de entrenamiento, tanto locales como internacionales, para garantizar el máximo nivel posible de formación del personal relacionado con el NEP, en todos los niveles de capacitación. Esta información debe ser proporcionada por la organización gubernamental responsable como el Ministerio de Educación y el propio propietario-operador y regulador.

Finalmente, se debe comprobar si el sector de energía nuclear nacional es suficientemente atractivo como para asegurar que el personal capacitado y con experiencia se mantenga dentro del programa, y no se sienta tentado a cambiar a puestos de trabajo en otras áreas.

De esta forma, la **aprobación del UR4** demanda la aceptación de los 3 EPs establecidos, presentando al evaluador INPRO suficiente evidencia sobre la existencia de un sistema educativo

adecuado, la disponibilidad (actual o en proyecto) de RRHH necesarios para abastecer el NEP, y las condiciones atractivas del lugar de trabajo (actuales o previstas), comparables a los de otras industrias de alta tecnología en el país. En la Tabla 5 se presentan los CRs, INs y EPs del UR4.

UR4 Recursos Humanos (RRHH). Los RRHH necesarios deben estar disponibles para permitir a todas las partes responsables que participan en un NEP lograr un funcionamiento seguro, confiable y económico de las instalaciones de NES durante toda la vida útil de sus instalaciones.	
Indicadores y Parámetros de Evaluación	Límites de Aceptación
CRITERIO 4.1 RRHH	
<p>IN4.1: Disponibilidad de RRHH adecuados para establecer y operar un NES.</p> <p>EP4.1.1: Sistema de educación y entrenamiento para la mano de obra necesaria en proyectos de NP.</p> <p>EP4.1.2: Personal adecuado en las instituciones nucleares.</p> <p>EP4.1.3: Atractivo del sector de EN para futuros empleados.</p>	<p>AL4.1: Suficiente de acuerdo con la experiencia internacional.</p>

Tabla 5: Parámetros de Evaluación para el UR4.

En Argentina la educación y formación de jóvenes técnicos y profesionales es una actividad continua en CNEA, con más de 60 años de experiencia en el campo, proporcionando un importante sistema de becas que consiste en dos tipos: por un lado un modo de entrenamiento en el marco del Programa “Aprender Haciendo” donde jóvenes profesionales y técnicos se capacitan bajo la dirección de expertos de la institución; y por el otro la formación académica de RRHH locales e internacionales para el sector nuclear, en el ámbito de los Institutos Académicos de CNEA. En este caso, la formación se brinda tanto a nivel universitario de grado como de posgrado, contándose además, en otras instituciones del país, con escuelas de oficios específicos como las de soldadura. Los institutos académicos dentro del ámbito de CNEA son el Instituto Balseiro (formando profesionales en física e ingeniería), el Instituto Dan Beninson (con tecnicaturas y carreras de grado y posgrado en aplicaciones nucleares y de medicina nuclear) y el Instituto Sabato (con carreras de grado y posgrado sobre estudios de materiales).

Por todo ello, la educación y formación se consideran adecuadas, tanto como el personal del sector nuclear, con varios programas de capacitación para incorporar mano de obra calificada. Finalmente el atractivo del sector se ha logrado a través del compromiso del estado con estos objetivos.

3.1.5. UR5: Minimización de la Infraestructura

El **UR5** aplica exclusivamente al diseñador de instalaciones nucleares, y **plantea el requisito de reducir la infraestructura necesaria desde el diseño**. Esto se corresponde con el objetivo del principio básico, de evitar una inversión excesiva en infraestructura nuclear.

Cabe aclarar que los aspectos de infraestructura que podrían estar influenciados por el diseño son: la **cantidad de personal** necesaria para operar y realizar el mantenimiento y reparación de una instalación nuclear (relacionada con el grado de automatización de una instalación y sus procesos y una simplificación en la sustitución y mantenimiento de los equipos); y con el grado de prefabricación de los componentes que es posible utilizar, para reducir las obras de construcción y montaje.

De esta forma, la aprobación del UR5 demanda la aceptación de los dos INs establecidos,

presentando al evaluador INPRO suficiente evidencia sobre si un nuevo diseño nuclear demuestra superioridad en los aspectos anteriores, en comparación con una instalación existente, reduciendo la infraestructura necesaria para la nueva unidad.

A continuación, en la siguiente Tabla se presentan los CRs, INs y EPs específicos para el UR5.

UR5 Minimización de la Infraestructura. El NES debe ser diseñado para reducir al mínimo la infraestructura necesaria para un NEP.	
Indicadores y Parámetros de Evaluación	Límites de Aceptación
CRITERIO 5.1 Personal	
IN5.1: Mano de obra necesaria para la operación, mantenimiento, reparación y desmantelamiento.	AL5.1: Menor cantidad de mano de obra requerida en comparación con una instalación existente.
CRITERIO 5.2 Prefabricación de Componentes	
IN5.2: Grado de prefabricación de componentes.	AL5.2: Mayor grado de prefabricación que el de una instalación existente.

Tabla 6. Parámetros de Evaluación para el UR5.

En Argentina las nuevas instalaciones se construyen cada vez más eficientes, con modernos sistemas de control y automatización. Además, está previsto que las futuras CNs evaluadas tendrán en cuenta las nuevas técnicas de modularización y prefabricación de componentes.

3.1.6. UR6 Acuerdos Regionales e Internacionales

En la Tabla 7 se presentan los CRs, INs y EPs del Ur6.

UR6: Acuerdos Regionales e Internacionales. Los Acuerdos Regionales e Internacionales deben ofrecer opciones que permitan a un país con una NES reducir al mínimo la infraestructura para un NEP.	
Indicadores y Parámetros de Evaluación	Límites de Aceptación
CRITERIO 6.1 Opciones para reducir la Infraestructura Institucional	
IN6.1: ¿Se han considerado acuerdos regionales y / o internacionales para reducir la infraestructura institucional?	AL6.1: Sí.
CRITERIO 6.2 Opciones para reducir la Infraestructura Industrial	
IN6.2: ¿Se han considerado acuerdos regionales y / o internacionales para reducir la infraestructura industrial?	AL6.2: Sí.
CRITERIO 6.3 Opciones para reducir la Infraestructura Sociopolítica	
IN6.3: ¿Se han considerado acuerdos regionales y / o internacionales para reducir la infraestructura sociopolítica?	AL6.3: Sí.
CRITERIO 6.4 Opciones para reducir los requerimientos de RRHH	
IN6.4: ¿Se han considerado acuerdos regionales y / o internacionales para reducir los requerimientos de RRHH?	AL6.4: Sí.

Tabla 7. Parámetros de Evaluación para el UR6.

Este **UR6** insta a las instituciones gubernamentales y al propietario u operador de las instalaciones nucleares en un país, a generar **acuerdos regionales e internacionales** que permitan reducir esfuerzos en la construcción y mantenimiento de la infraestructura nuclear nacional.

Ejemplo de tales acuerdos disponibles son la creación de universidades globales para la educación nuclear, como la Universidad Nuclear Mundial (en inglés "WNU: World Nuclear University"), establecida con el apoyo del OIEA con objeto de generar una red de educación nuclear e institutos de investigación. También pueden serlo los contratos tipo BOO/BOT ofrecidos por algunos proveedores de tecnología nuclear; o la armonización de las licencias y aplicación de normas de seguridad, entre el proveedor de la tecnología y el país usuario, así como el intercambio de servicios de soporte.

En este caso la **aprobación del UR6** demanda la aceptación de los cuatro INs establecidos, presentando al evaluador INPRO suficiente evidencia de que el órgano regulador nacional ha considerado todas las opciones disponibles.

En el caso de Argentina, existen acuerdos de cooperación con Brasil para participar en las diferentes áreas y buscar complementariedades, incluyendo varias reuniones llevadas a cabo para considerar ciclos complementarios de los combustibles nucleares. Este nuevo concepto de INPRO es uno en el que ambos países han estado trabajando en desarrollar, mediante comunicación continua entre los presidentes de ambos países en esta materia. Por ejemplo, en el caso del reactor de investigación de concepto argentino RA-10, compartir la ingeniería facilitó una reducción en infraestructura en RRHH de ambos países y aún se espera conseguir un intercambio de suministros en el futuro. Por otra parte, históricamente Argentina ha firmado acuerdos industriales con sus proveedores para la transferencia de tecnología, como está previsto en las últimas licitaciones de CNs. Finalmente, la Gerencia de Relaciones Institucionales de CNEA cubre todos estos temas, actualizándolos continuamente.

4. Comparación entre ambas metodologías.

De todo lo presentado en las secciones anteriores surge que ambas metodologías contemplan la temática de la Infraestructura necesaria en los países con NES's desde diferentes ángulos, si bien pueden interpretarse en forma complementaria.

Así, el enfoque Milestones fue diseñado para asesorar a países que evalúan embarcarse en un NEP y no poseen actualmente un NES para evaluar con INPRO, o bien lo poseen es un estado muy básico. Por ello, para un país que desea embarcarse en una orientación específica de un programa de energía nuclear, el documento de Milestones resulta más apropiado como guía en la creación y desarrollo de esa infraestructura.

Por su parte la Metodología INPRO, se centra en la evaluación del estado de la infraestructura existente o en proyecto avanzado de ejecución. Así, la evaluación emergente debe conducir a la confirmación de que la infraestructura (establecida o en proyecto) es adecuada para el NEP (planeado o en funcionamiento), o bien para la definición de las acciones que deben tomarse para lograr la infraestructura adecuada.

En la Tabla 8 se presentan los temas del enfoque Milestones, como parámetros de entrada para la evaluación de los requisitos de la metodología de INPRO en el área de Infraestructura.

Cabe aclarar que los UR5 y UR6 del área Infraestructura de la metodología INPRO, no presentan una relación directa con los 19 temas del documento Milestones, ya que si bien este último también analiza la importancia de los acuerdos regionales e internacionales, no lo hace con el objeto de minimizar los requerimientos necesarios de infraestructura.

COMPARACIÓN ENTRE AMBAS METODOLOGÍAS	
UR INPRO	TEMAS MILESTONES
UR1 Infraestructura Legal e Institucional	I-1. Postura Nacional
	I-2. Seguridad Radiológica
	I-3. Gestión
	I-5. Marco Legal
	I-6. Salvaguardias
	I-7. Marco Regulatorio
	I-8. Protección Radiológica
	I-13. Protección Ambiental
	I-14. Plan de Emergencias
	I-15. Seguridad Física
	I-17. Otros residuos radioactivos
UR2 Infraestructura Económica e Industrial	I-1. Postura Nacional
	I-3. Gestión
	I-4. Financiamiento
	I-9. Red Eléctrica
	I-12. Emplazamiento e instalaciones de apoyo
	I-16. Ciclo de Combustible Nuclear
	I-18. Participación Industrial
I-19. Adquisición	
UR3 Apoyo Político y Aceptación Pública	I-1. Postura Nacional
	I-3. Gestión
	I-11. Participación de los interesados
UR4 Recursos Humanos	I-1. Postura Nacional
	I-3. Gestión
	I-10. Desarrollo de Recursos Humanos
UR5 Minimización de infraestructura	Sin relación directa con los 19 temas del enfoque Milestones.
UR6 Acuerdos Regionales e Internacionales	

Tabla 8: Comparación entre los temas de Milestones y los UR de INPRO.

Una aproximación a las convergencias entre ambas metodologías pueden apreciarse en la figura.

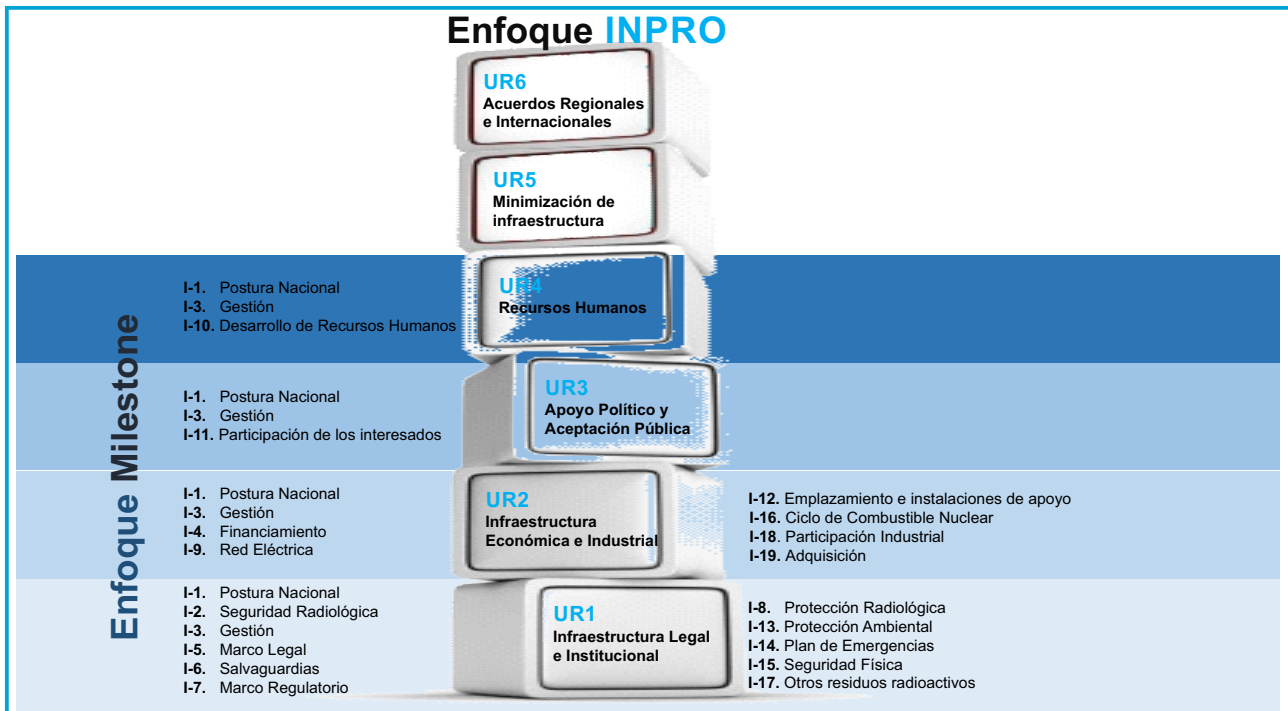


Figura 4: Componentes del NEPIO en Argentina.

5. Comentarios finales y conclusiones

Aplicando ambos enfoques de evaluación a la Infraestructura nuclear argentina, se determina que a lo largo de su historia, con el avance en la construcción de sus 3 centrales nucleares y los reactores de investigación propios y exportados, el país fue construyendo la infraestructura necesaria superando en cada caso, las fases e hitos propuestos en el documento Milestones, con la consideración de los 19 temas mencionados, cubriendo toda la actividad nuclear.

En relación a la Metodología INPRO, actualmente se viene realizando la evaluación del NES argentino, verificando el cumplimiento del BP, los CRs, INs, ALs y EPs ya presentados, determinándose su sustentabilidad para el Área de Infraestructura. Ello fue conseguido a través del esfuerzo mancomunado y continuo realizado por CNEA, el resto del sector nuclear e industrial relacionado, así como por el Estado Nacional. Para lograrlo, el énfasis fue puesto en reforzar aquellas áreas que habían resultado más vulnerables en la evaluación anterior del año 2009, cuando el OIEA solicitó la aplicación de la metodología por los Estados Miembros, con objeto de testearla.

En virtud de todo ello, se concluye que el NES argentino cumple con las verificaciones y exigencias propuestas por ambas metodologías en relación a la Infraestructura Nuclear Nacional para llevar adelante un NEP; resultando por tanto vigente y capaz de absorber las nuevas incorporaciones de tecnología que el país decida estratégicamente considerar.

Panorama Internacional de la Energía Nuclear

Santiago Jensen

Luego del accidente nuclear registrado en Fukushima el 11 de marzo de 2011, desde el sector nuclear se esperaba un enfriamiento en la actividad a nivel mundial. Sin embargo, los números registrados hasta la fecha indican sólo una breve pausa.

Actualmente, existen 438 reactores operativos distribuidos en 30 países. En la Figura 1 se listan los 10 países que concentran el 81 % del total de reactores a nivel global.

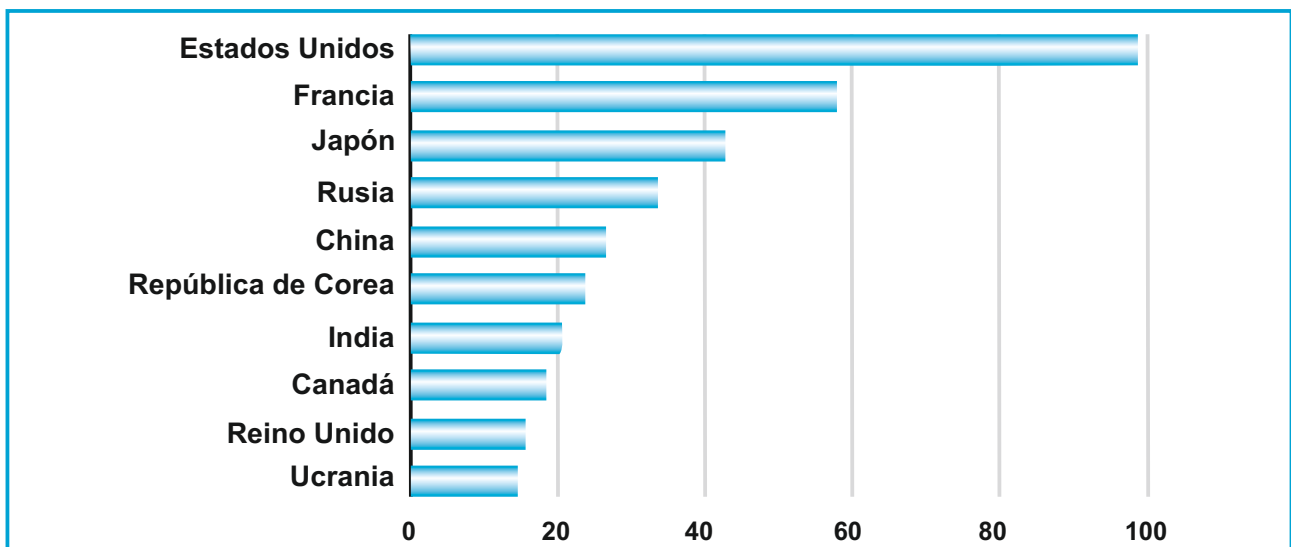


Figura 1. Principales países con reactores nucleares en operación.

Se enumeran tanto reactores operativos como aquéllos que no están en operación ya que, en el caso de Japón, están parados esperando la autorización del Organismo Regulador Nuclear para reiniciar actividades. Estados Unidos lidera el ranking con 99 reactores en operación, Francia se ubica segundo con 58 y China actualmente está en el quinto puesto, aunque el país oriental sigue escalando en el ranking con 27 reactores en operación y 24 en construcción, a junio de 2015.

Con respecto a la participación de la energía nuclear en la matriz eléctrica mundial, se puede apreciar en la Figura 2 que, al año 2012, ésta alcanzaba el 11%, mientras que la generación mediante centrales térmicas convencionales (ciclos combinados, turbinas de gas y vapor) alcanzaba el 67%. Esta gran participación de los combustibles fósiles es algo que se evidencia en casi todos los países, salvo casos particulares como el de Brasil, cuya generación hidráulica abastece más del 75%, o el de Francia con un 78% de energía nuclear. Argentina, sin embargo, por el momento no escapa a esta tendencia, con una participación de las térmicas fósiles del 65%.

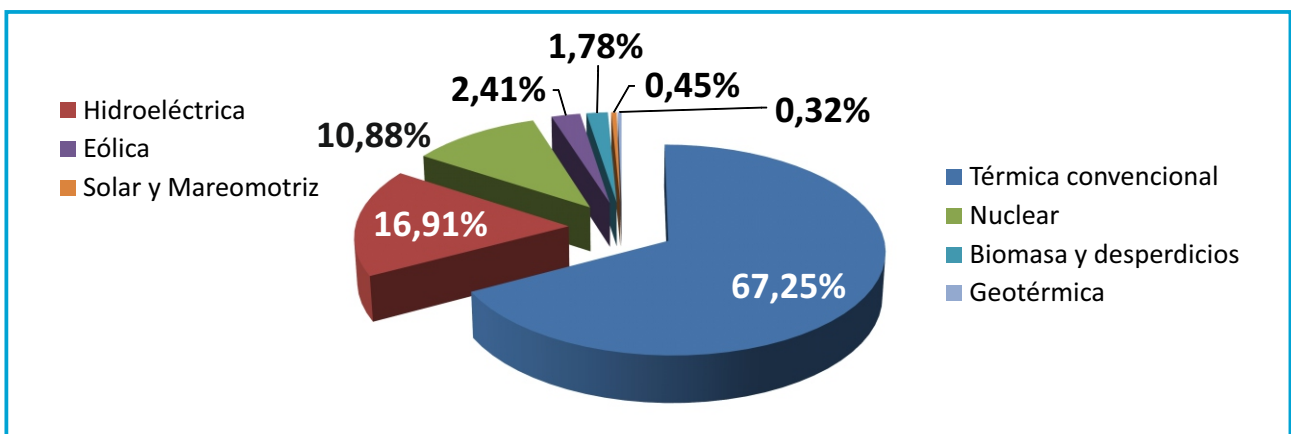


Figura 2. Participación de las tecnologías en la generación eléctrica en el mundo al año 2012.

La participación nuclear en el pasado ha sido mayor pero, como se puede ver en la Figura 3, la disminución de generación al final del período se debe principalmente a la salida de operación de las centrales nucleares japonesas luego del accidente de Fukushima.

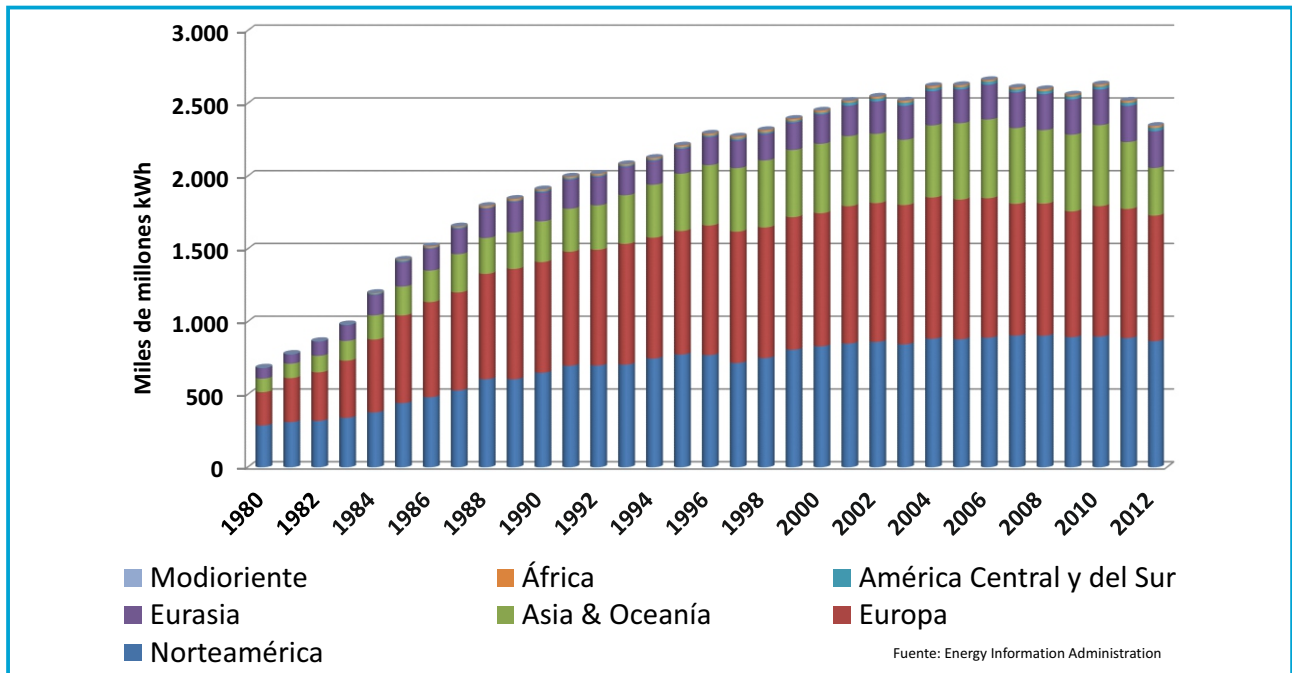


Figura 3. Evolución de la generación nuclear por región.

Además, se destaca la generación de Norteamérica –principalmente debido al aporte de Estados Unidos– mientras que también Europa aporta un número significativo. Asia, gracias a la generación de China, evidencia un incremento marcado.

Desde la construcción de la primer central nuclear de la historia en Rusia –la cual entró en operación en el año 1954, con tan solo 5 MW– la energía nuclear ha mantenido un constante crecimiento a nivel mundial y así como algunas situaciones históricas (como la crisis del petróleo de 1973) aceleraron su crecimiento, en otras ocasiones, como el caso del accidente de Chernóbil en 1986, dicho crecimiento se volvió menos marcado. La Figura 4 describe la variación histórica de la actividad nuclear en términos de cantidad de inicios de construcción de centrales nucleares.

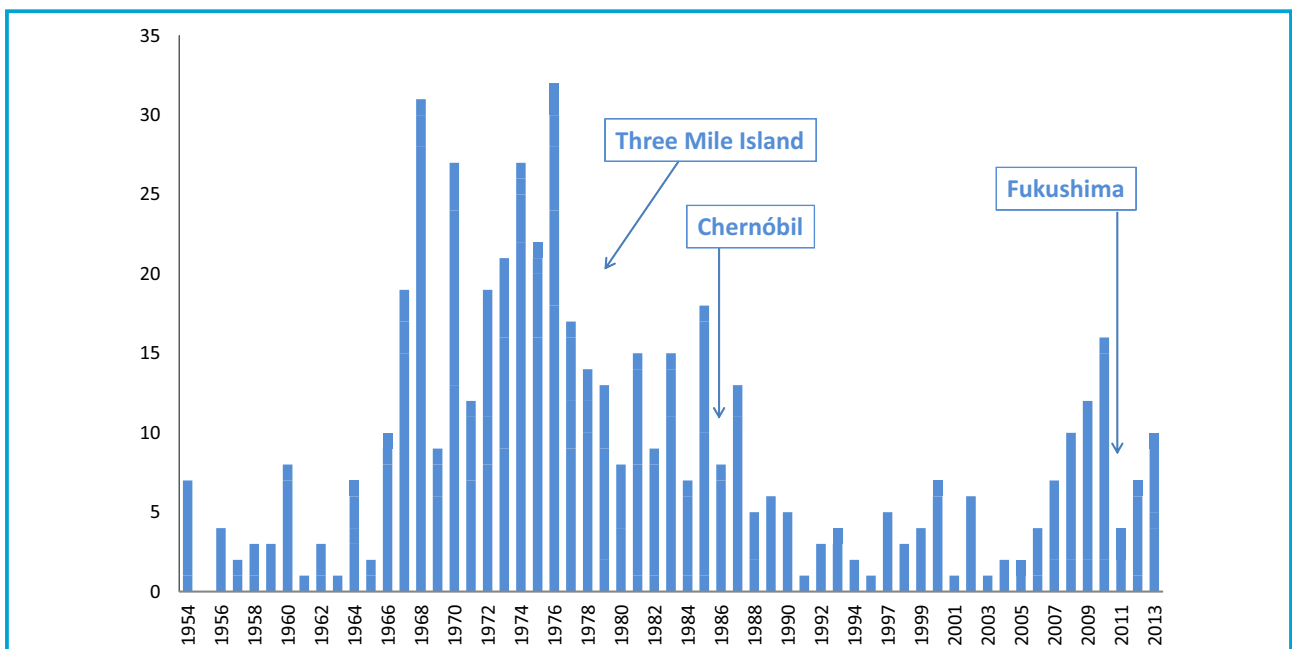


Figura 4. Inicio de construcción de centrales nucleares por año.

El último accidente nuclear, ocurrido en 2011, presagió un futuro complicado para la actividad. Sin embargo, los efectos no fueron tan negativos como se decía en un principio, ver la Figura 5.

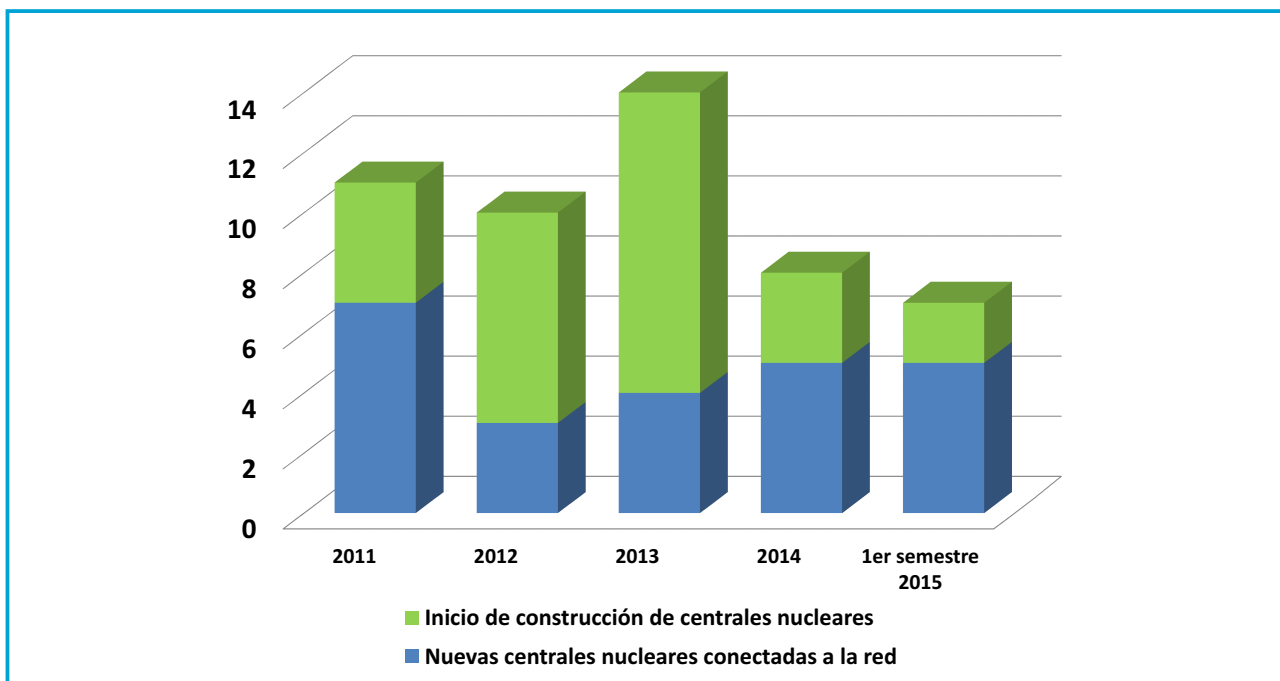


Figura 5. Evolución de la construcción en inicio de operación de reactores nucleares post Fukushima.

En la actualidad, se encuentran en construcción 67 reactores nucleares, de los cuales 26 se iniciaron luego del accidente de Fukushima y cuatro a pocos meses del accidente (dos en India y dos en Pakistán). Estados Unidos, de igual manera, comenzó la construcción de cuatro de los cinco reactores que actualmente está desarrollando luego del accidente, lo cual constituye un hito importante, porque la última central nuclear en entrar en operación en dicho país lo hizo en 1993.

A nivel nacional, cabe destacar que el 8 de febrero de 2014 comenzó la construcción de la central nuclear CAREM 25. Otro indicador de que la actividad siguió como estaba pautada es la cantidad de nuevas conexiones a la red de los reactores que estaban en construcción al momento del accidente, las cuales están representadas en la Figura 5. En Argentina, la Central Nuclear Néstor Kirchner (Atucha II) se conectó a la red el 27 de junio de 2014, y a partir de ahí empezó a entregar energía a la red de forma gradual durante el avance de su puesta en marcha, hasta alcanzar el 100% de su potencia el 18 de febrero de 2015.

Siguiendo con el desarrollo histórico de la energía nuclear, se puede observar en la Figura 6 cómo aumentó la generación nuclear por unidad de potencia instalada. Este incremento en el factor de operación viene dado por una mejora en las tecnologías y la gestión de los reactores durante las últimas 2 décadas. La abrupta caída en la generación a partir del año 2011 es producto de la salida de operación de los reactores de Japón.

Con respecto a las tecnologías, la mayor cantidad de reactores es del tipo PWR, (reactores de agua liviana y uranio enriquecido). Este tipo de tecnologías está incrementando su participación a nivel mundial y, en ese sentido, una de las dos centrales nucleares que Argentina está negociando con China podría ser un reactor PWR modelo ACP1000. Al mismo tiempo, el reactor VVER-1000 que se está discutiendo con Rusia podría tener el mismo tipo de tecnología.

El siguiente grupo, en cantidad, corresponde a los BWR. Este tipo de reactores es similar al PWR, con la diferencia de que el vapor generado en el reactor va directamente a la turbina, sin pasar por un circuito secundario mediante un intercambiador de calor.

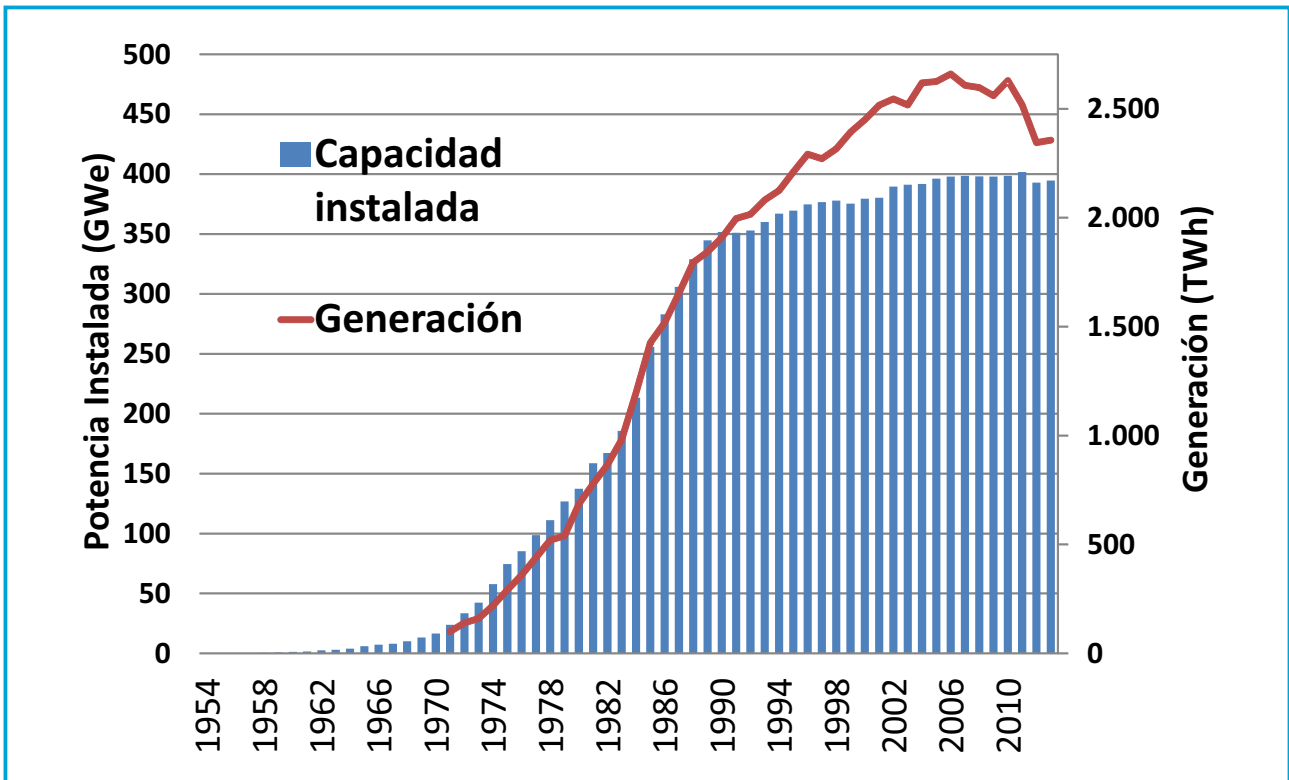


Figura 6. Capacidad instalada y generación nucleoelectrica.

En tercer lugar se encuentran los PHWR, que son reactores de agua pesada y uranio natural equivalentes a los que se encuentran en las tres centrales nucleares Argentinas, con la particularidad de Atucha I, que comenzó su vida útil utilizando uranio natural y luego pasó a uranio levemente enriquecido, aumentando la eficiencia del quemado del combustible.

Compartiendo el cuarto lugar están los reactores LWGR (refrigerados por agua liviana, y moderados por grafito); y los GCR (refrigerados por anhídrido de carbono, y moderados por grafito).

Por último se encuentran los reactores FBR, que si bien conceptualmente tienen muchos años de existencia, en la actualidad se encuentran en desarrollo, porque serían los futuros reactores nucleares en función de su capacidad de generar más material fisil del que consumen. En la Figura 7 se describe la participación de los reactores por tecnología en el mundo.

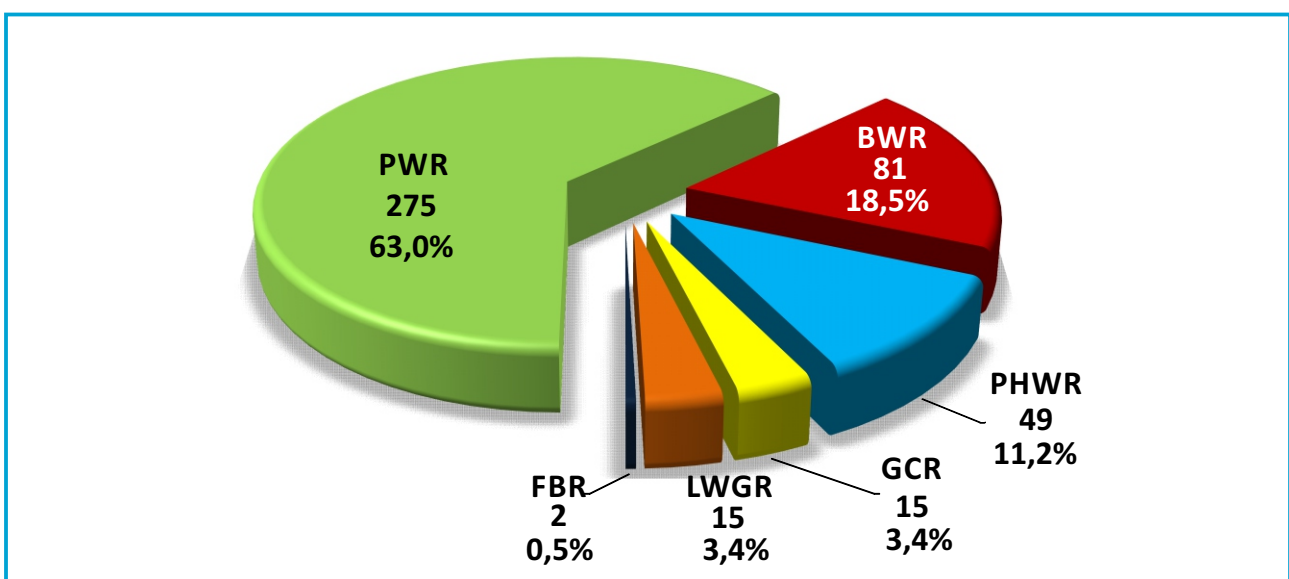


Figura 7. Participación de las tecnologías de reactores nucleares a nivel mundial.

A nivel regional se destaca lo siguiente.

Asia

Es la región con mayor crecimiento de la generación nucleoelectrica. A los países se los puede clasificar en tres tipos:

- **Países desarrollados con alta participación nuclear en la matriz eléctrica** ($\approx 30\%$). En este grupo se puede mencionar el caso de Japón, antes de llevar a parada todas sus centrales nucleares luego del accidente de 2011. Desde aquel momento, el país ha tenido la necesidad de reemplazar la energía proveniente de la generación nuclear con tecnologías térmicas fósiles, aumentando la dependencia de las mismas. En 2013, casi la totalidad de la flota nuclear de Japón estuvo parada, por lo que el 86% de la generación eléctrica provino de los combustibles fósiles. En 2014, su generación nuclear fue cero. En la actualidad, se está evaluando la reactivación de las centrales previa revisión del organismo regulador, dado que el país oriental no alcanza a cubrir los requerimientos energéticos, sumado al hecho de que se genera un desbalance importante en la balanza comercial al importar combustibles fósiles para cubrir la demanda. El objetivo de Japón es alcanzar el 20% de participación nuclear para 2030.
- **Potencias emergentes con fuerte crecimiento de la demanda de energía y gran desarrollo nuclear, pero baja participación en la matriz eléctrica.** Este es el caso de China, que ha tenido un crecimiento económico sostenido y posee una población de 1.350 millones de habitantes. Durante la última década, se caracterizó por desarrollar un intenso plan de construcción de centrales nucleares de diversos orígenes y tecnologías. Durante el primer semestre de 2015, por primera vez en su historia, pasó a tener más centrales en operación (27) que en construcción (24).
- **Países en desarrollo con fuerte crecimiento e intenciones de incorporar generación nuclear antes de 2025.** En este grupo se puede mencionar a Vietnam, país que viene trabajando desde hace años en la formación de los recursos humanos necesarios para sus futuras centrales nucleares, con la cooperación de Rusia.

Europa

Es una región con alto desarrollo y calidad de vida, y se caracteriza por tener una población con buen acceso a la energía eléctrica. Representa el 24% del consumo de energía primaria mundial, y el 23% la generación eléctrica (4.800 TWh/año). En todo el continente europeo se encuentran 186 reactores en operación. El parque de generación nuclear europeo, actualmente, tiene una antigüedad de 35 años en promedio, con lo que se requiere invertir en nuevas centrales y/o en la extensión de vida de las existentes, para mantener el nivel de generación nuclear.

Dentro del continente europeo vale la pena remarcar el caso de la república de Bielorrusia. Este país apostó a la energía nuclear con el inicio de construcción de dos centrales nucleares de 1.200 MWe de potencia bruta cada una, durante los años 2013 y 2014. Estas centrales son las primeras en ese país.

Medio Oriente

La mayoría de los países que comprenden esta región son grandes productores de petróleo y gas. En este sentido, tienen matrices energéticas dependientes, casi en su totalidad, de fuentes de energía fósiles (>97%).

Desde el año 2006, los países de la península arábiga que conforman el Consejo de cooperación del Golfo (Emiratos Árabes Unidos, Kuwait, Arabia Saudita, Bahrein, Qatar y Omán) realizan estudios para implementar planes de generación nuclear y sistemas de desalinización de agua de mar.

Emiratos Árabes Unidos, por su parte, comenzó la construcción de tres centrales nucleares de 1.400 MWe de potencia bruta cada una (años 2012, 2013 y 2014), siendo las primeras de ese país.

Norte de África

Algunos de estos países son exportadores de hidrocarburos (Egipto, Túnez), mientras que otros son grandes importadores (Marruecos). Tienen sistemas eléctricos medianos o pequeños pero con tasas de crecimiento de entre un 3% y un 6% anual. Ninguno de estos países tienen actualmente centrales en operación ni en construcción, pero tienen planes de implementar esta tecnología para el año 2030.

América del Norte

- **Estados Unidos.** En este país se está viviendo un boom en materia energética a partir del desarrollo de yacimientos no convencionales de gas y petróleo, logrando precios muy baratos en comparación con los que se manejan en el mercado internacional. Es el mayor generador nucleoelectrico del mundo, con 99 reactores en operación y cinco en construcción. Estas centrales proporcionan el 19,5% de la generación eléctrica total del país y generan más del 30% de la generación nucleoelectrica mundial. Un buen porcentaje de las centrales en operación están llegando al final de su vida útil y la política que está siguiendo Estados Unidos es la de (mediante la realización de las obras necesarias) extender el tiempo de utilización de sus reactores por al menos 20 años. Se espera que entre el 70% y el 80% de sus centrales queden cubiertas por la extensión de vida, previa aprobación del organismo regulador.
- **Canadá.** Desde 2009 el sector nuclear canadiense sufrió una gran transformación debido a la venta de AECL, la empresa estatal encargada de diseñar y construir las centrales nucleares. Sin embargo, el desarrollo de esta tecnología se sigue manteniendo con el objetivo de exportar. En este sentido, Canadá es un importante exportador de tecnología nuclear, tal como lo demuestran las 30 centrales de esta tecnología construidas alrededor del mundo, en países como Argentina, China, Corea del sur, India, Pakistán y Rumania. Este país ha desarrollado su propia línea de reactores nucleares que utilizan agua pesada y uranio natural. Tiene 19 centrales nucleares en operación, con antigüedades que oscilan entre los 20 y los 40 años. Por el momento, Canadá no tiene planes concretos de expansión de la generación nucleoelectrica. A las centrales más antiguas se les realizó la extensión de vida, mientras que se planea extender la operación de las actuales por, al menos, 30 años más. Hasta el momento, seis de las 19 centrales fueron sometidas a esta renovación.

América Latina

Sólo Argentina, Brasil y México poseen generación nucleoelectrica.

Las matrices eléctricas de estos países están fuertemente concentradas en un sólo tipo de recurso. En el caso de Brasil es la hidroelectricidad, mientras que en Argentina y México predominan los combustibles fósiles, especialmente gas natural y petróleo. Actualmente, la generación nucleoelectrica en estos países representa entre el 3% y el 5% de la generación eléctrica total.

Además, en Argentina y Brasil se están llevando a cabo importantes planes de expansión de la tecnología nuclear, así como también se está trabajando en la investigación y el desarrollo de todas

las etapas de ciclo de combustible. Brasil, por otra parte, posee actualmente una central en construcción, del tipo PWR, de 1.350 MWe.

En México, por el momento, no hay planes de expansión claros, pero continúa utilizando este tipo de tecnología, y la incorpora en los escenarios de expansión a futuro.

Argentina, en base a sus 65 años de experiencia en investigación y desarrollo, formación de recursos humanos, y gracias a las obras de infraestructura reciente en materia nuclear, se posiciona en la actualidad como un fuerte referente en la región.

En Argentina, la tecnología nuclear es considerada como un motor económico y desarrollador de la industria nacional, debido a la amplia cantidad de sectores que están involucrados en la construcción de centrales. Por este motivo se hace tanto hincapié en la adquisición de centrales con transferencia de tecnología y fuerte participación de la industria local.

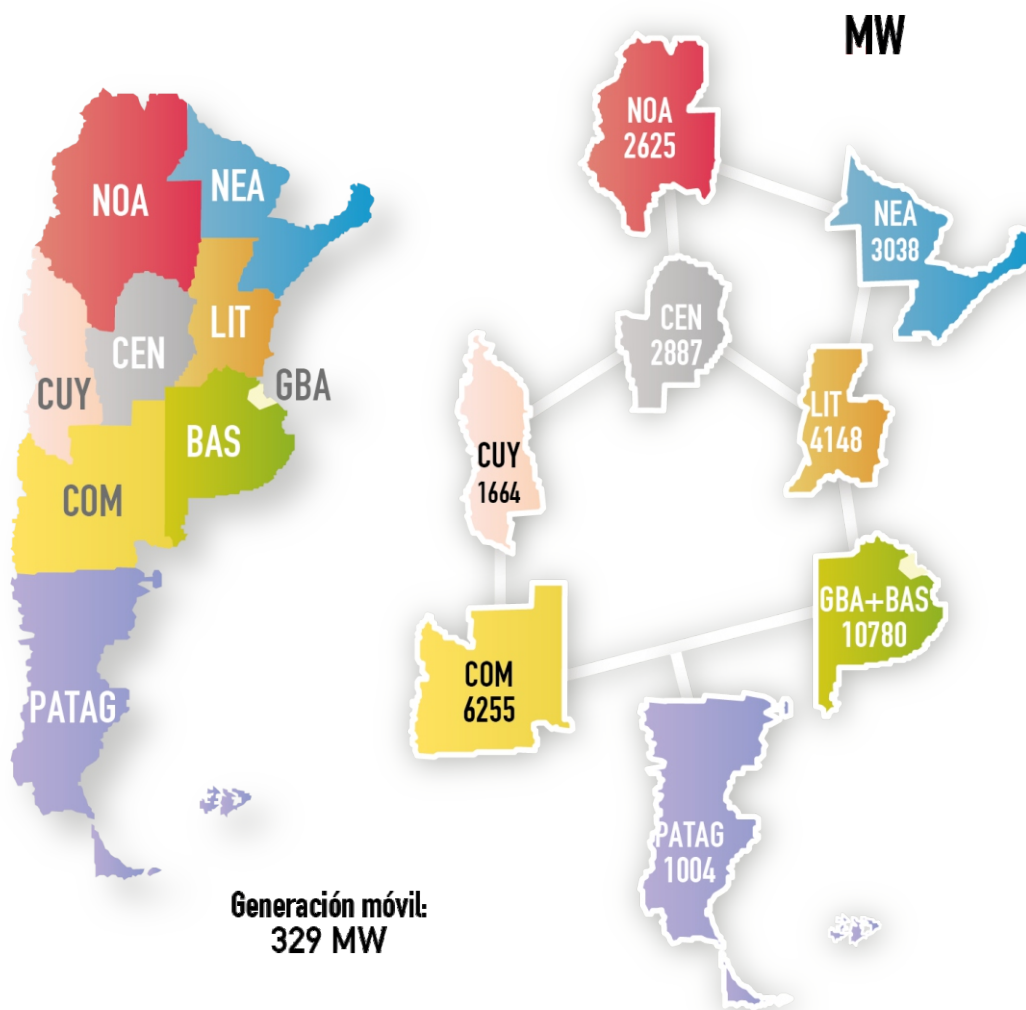
A modo de resumen, se puede decir que, observando tanto la tendencia internacional en donde se encuentran 70.697 MW en construcción –incluida la central nuclear nacional CAREM 25– como los planes nacionales que contemplan comenzar la construcción, en el mediano plazo, de cuatro centrales nucleares de origen local (como es el caso del CAREM de 100/150 MWe) y de centrales de origen extranjero (actualmente en negociación con China y Rusia) la energía nuclear tiene, a nivel mundial, un futuro promisorio.

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 junio de 2015.



La potencia bruta total instalada, al 30 de junio de 2015, es de 32.730 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 30 de junio de 2015 clasificada por región y tipo de equipo.

Región/Tipo	TV	TG	CC	MD	BC	Total TER	NUC	FV	EO	HID	Total
CUYO	120	90	374			584		8		1.072	1.664
COMAHUE		209	1.282	73		1.564				4.692	6.256
NOA	261	1.001	829	266		2.357			50	217	2.625
CENTRO	200	511	534	76		1.321	648			918	2.887
GBA -LIT-BA	3.870	2.555	6.020	413	17	12.875	1.107			945	14.928
NEA		46		247		293				2.745	3.038
PAT		160	188			348			137	5.190	1.004
Generación móvil				329		329					329
SIN Total	4.451	4.561	9.227	1.415	17	19.671	1.755	8	187	11.108	32.7300
Porcentaje						60,10	5,36	0,02	0,57	33,94	

En el primer semestre del 2015 se incorporaron al SADI 1.342,3 MW y se desvincularon 18,2 MW. Las principales diferencias respecto a diciembre del 2014 son.

En la región de **GBA-BA**:

- La central nuclear Atucha II “Dr. Néstor Carlos Kirchner” se encuentra entregando energía al sistema (a un porcentaje al 100% de su potencia nominal) incorporando una potencia instalada de 745 MW al SADI.
- Se produjo un incremento en la Potencia del Ciclo Combinado Manuel Belgrano de 848 MW a 868 MW.

En la región de **LIT**:

- Se produjo un incremento en la Potencia del Ciclo Combinado Tambúes pasando de 849 MW a 865 MW.
- La incorporación de la Central Termoeléctrica Vuelta de Obligado con 560 MW.

En la región de **NEA**:

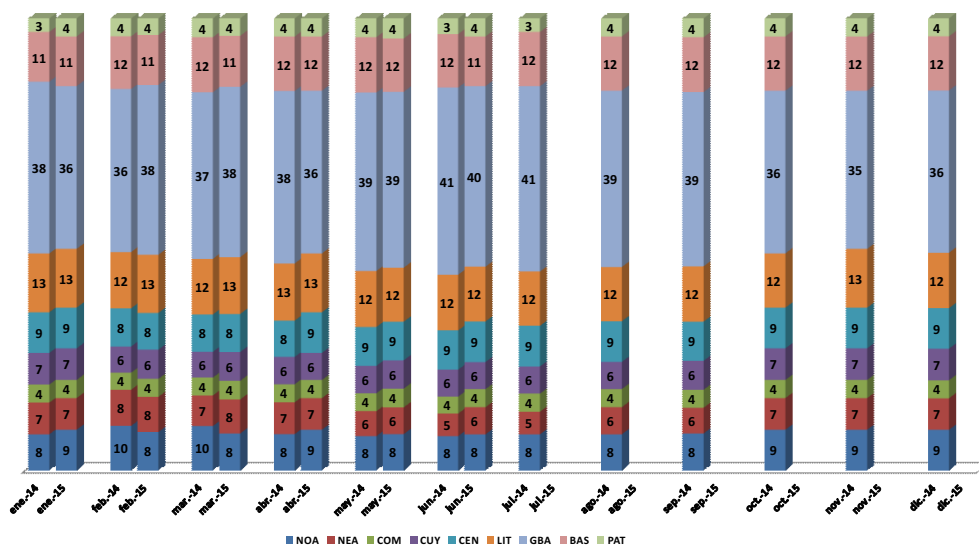
- Se produjo la habilitación precaria de 1,3 MW adicionales a la C.T. Itatí, totalizando su potencia en 6 MW.

En la región de **NOA**:

- Se produce la desvinculación del Mercado Eléctrico Mayorista de la Central Parque Industrial La Banda de la Provincia de Santiago del Estero de 11,2 MW.
- Se produce la desvinculación total y definitiva del Mercado Eléctrico Mayorista de la Central Térmica San Pedro Provincia de Jujuy, de la turbina de gas 22 de 7MW.

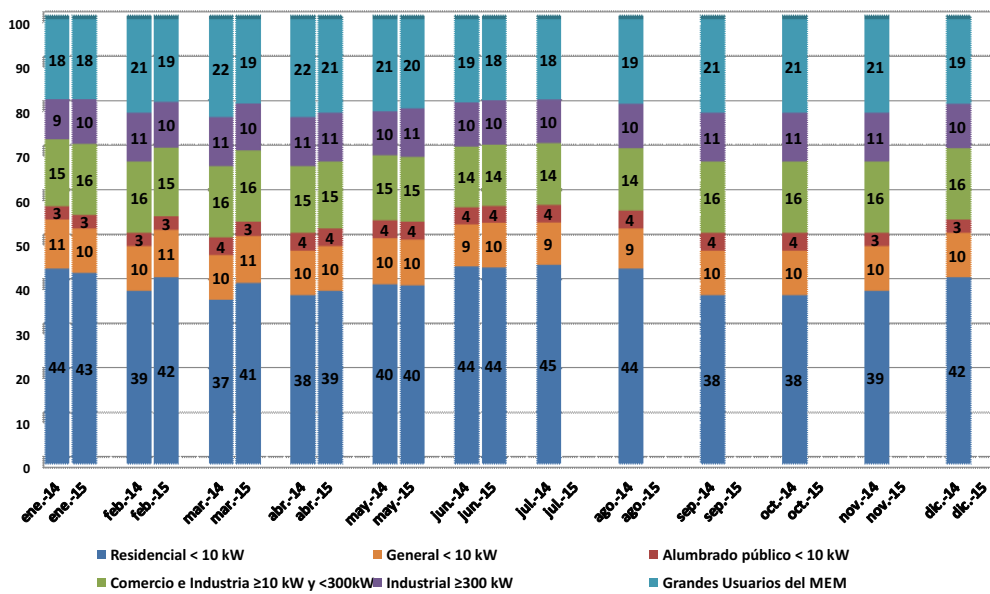
También existen en nuestro país algunas instalaciones del tipo de tecnología eólica, geotérmica y solar que se encuentran en localidades aisladas para abastecer su demanda de energía eléctrica o bien descuentan demanda al momento de efectuar las compras al Mercado Eléctrico, pero que no están conectadas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

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



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 2014-2015



Demanda por sectores 2014-2015

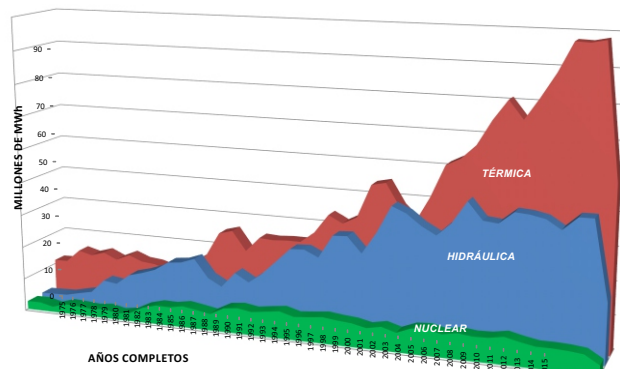
Generación de Energía Eléctrica

***Nota 1:**

La generación es hasta junio de 2015. La generación del año 2015 completa se informará en el Boletín 36.

***Nota 2:**

La generación de otras renovables como ser la eólica y la fotovoltaica que comenzó a partir del año 2011, y hasta junio del 2015, por la magnitud no es visible en el gráfico.



Boletín Energético N° 35

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
2015*	49.468.600	69,63	18.120.400	25,51	3.139.794	4,42	315.700	0,44	71.044.494
Total	1.508.094.943	55,52	968.013.034	35,64	238.237.445	8,77	1.749.710	0,06	2.716.095.132

*Nota: La generación es hasta junio de 2015. La generación del año 2015 completa se informará en el Boletín 36.

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 %
	Disp.	Disp.	Disp.					
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
2015*	45,57	68,40	73,93	716.592	2.392.675	30.527	3.139.794	66,04

*Nota : La generación es hasta julio de 2015. La generación del año 2015 completa se informará en el Boletín 36.

Picos de Potencia

Durante el primer semestre de 2015 no se registraron nuevos picos de potencia superior, siendo el último pico de potencia el registrado el día 20 de enero de 2014, 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]

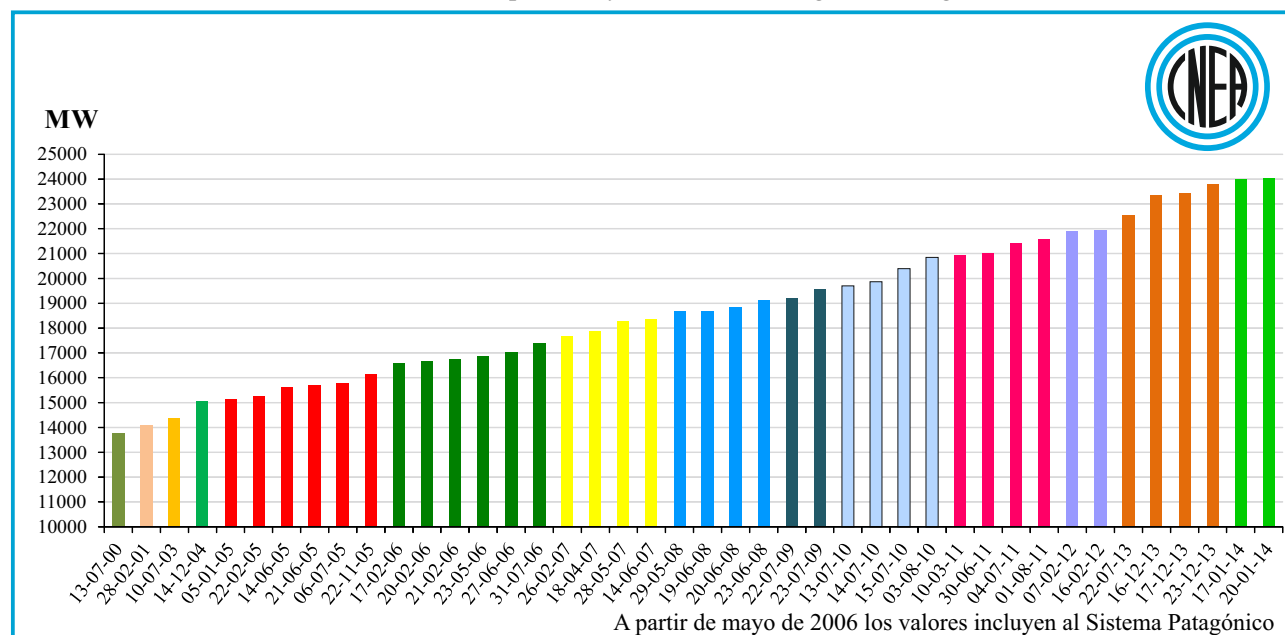
C.N. EMBALSE	119
Total	119

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 son del 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:

- En la central térmica Guillermo Brown dos turbinas de gas de 300MW cada una, siendo consideradas en ensayos desde Julio y Agosto respectivamente, ganando disponibilidad progresivamente.
- Ingreso en invierno de la máquina COSTDI11, de 36 MW de potencia, en la central térmica Costanera.
- Motores diesel equivalentes a 115 MW en Rufino, La paz, San Salvador (Entre Ríos), Pcia Roca (Chaco), Bandera (Santiago del Estero) y San Vicente (Buenos Aires).

Costo Variable de Producción

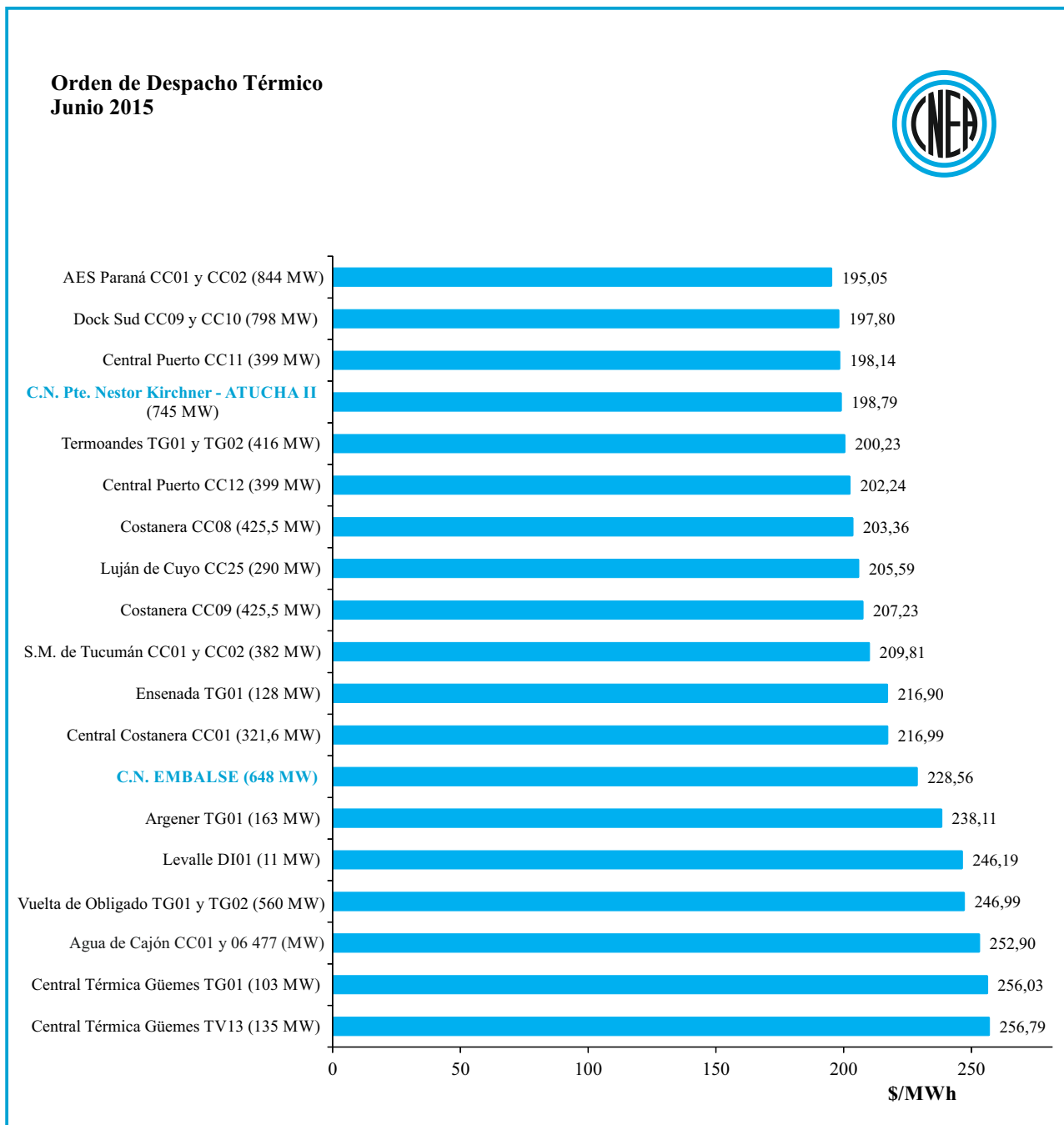
Debido a que la demanda presenta importantes variaciones a lo largo del día, CAMMESA debe realizar el despacho óptimo de la oferta disponible en el mercado, teniendo en cuenta: las restricciones de la red de transporte eléctrico modelada, la disponibilidad de combustibles y de agua en los embalses, y 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.



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.

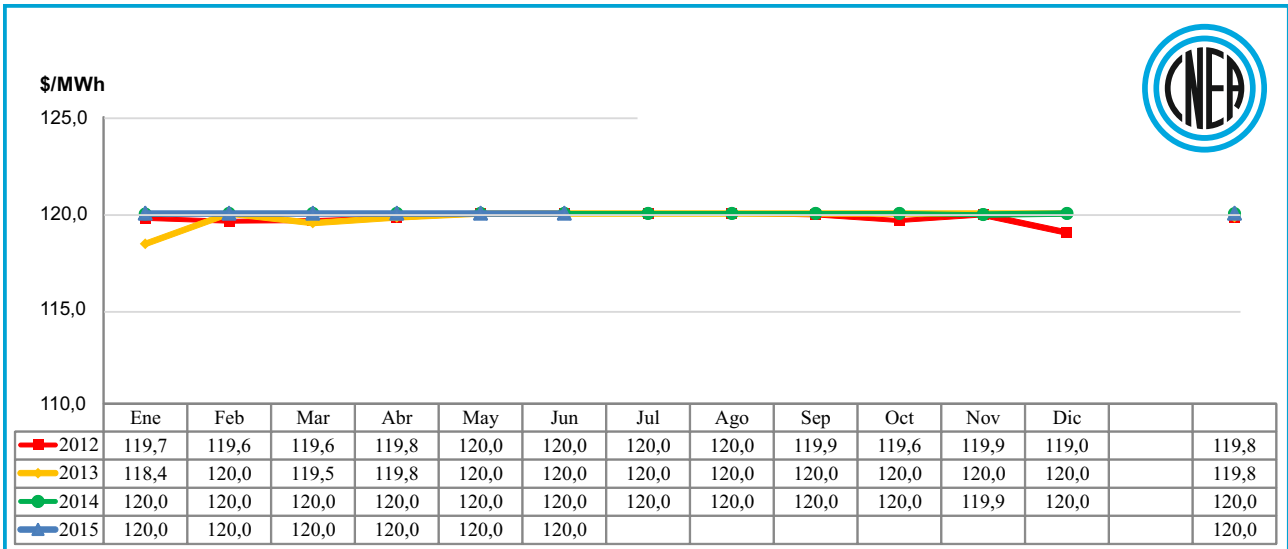
Los valores indicados en el gráfico se obtienen dividiendo los costos variables de producción declarados por los generadores por sus respectivos factores de nodo.

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.

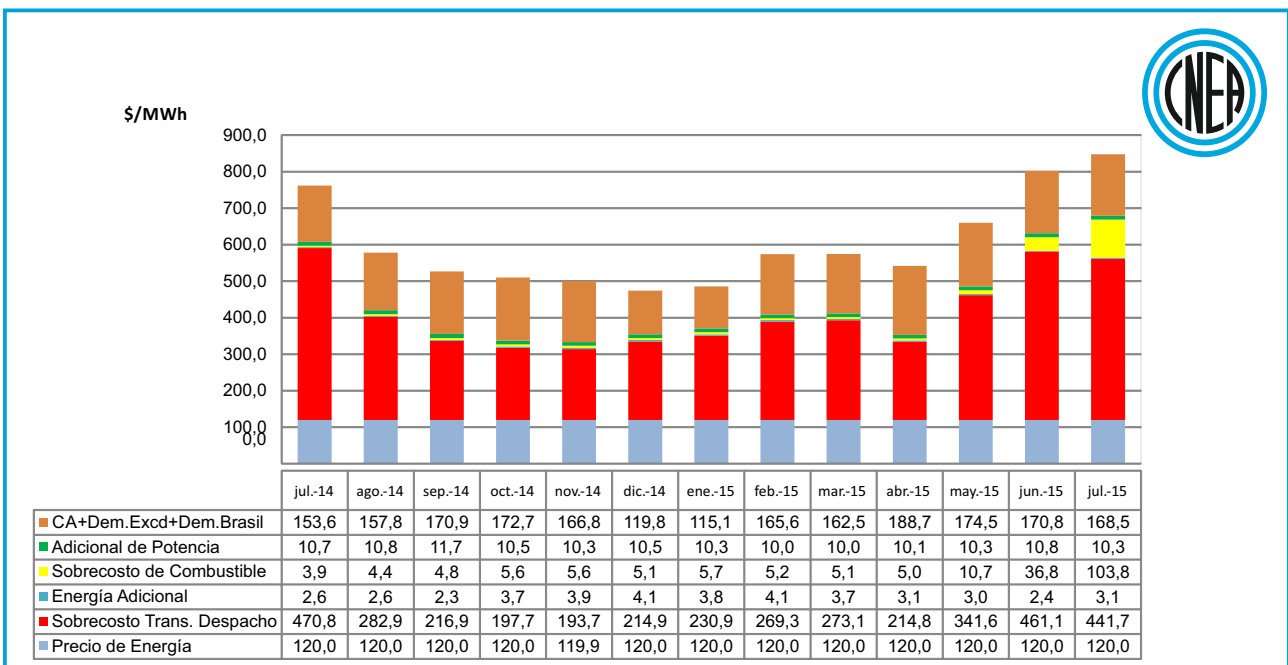
Evolución de los Precios

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 2012 – 2015

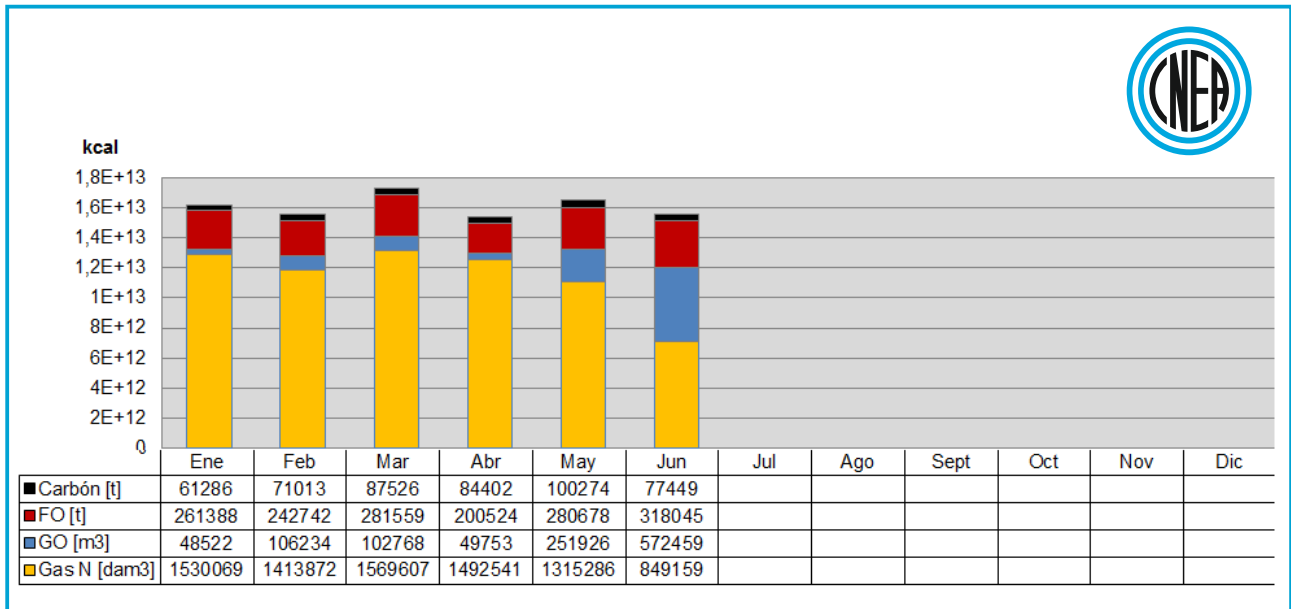
Al precio de la energía de mercado se le suman una serie de ítems para obtener el precio monómico calculado por CAMMESA. A continuación se muestran los ítems y el valor alcanzado en cada caso en los últimos 13 meses.



Composición del Precio Monómico. 2015

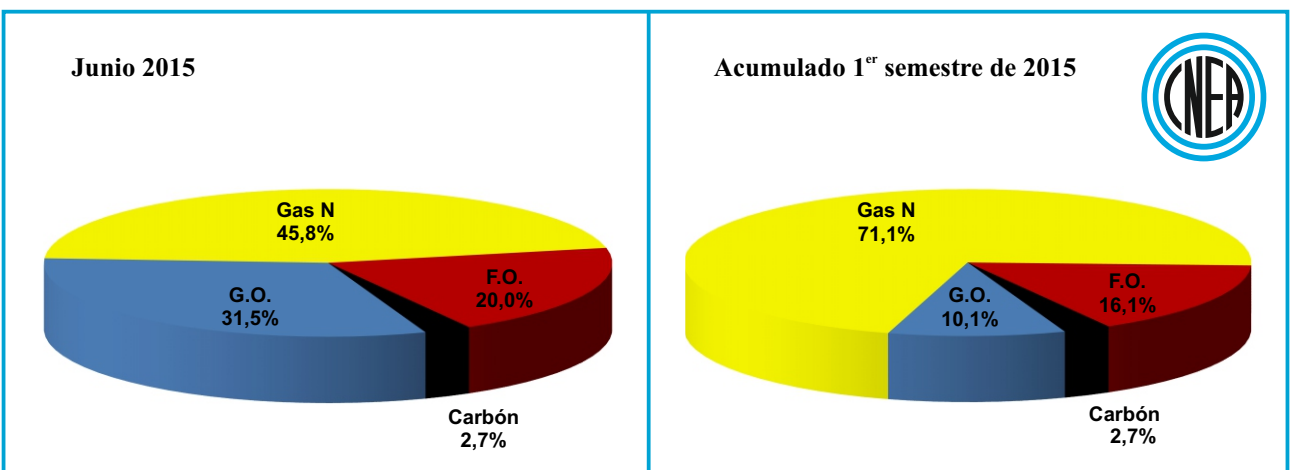
Consumo de Combustibles y Emisiones de CO₂

A continuación se muestra el consumo de combustibles fósiles durante el primer semestre de 2015. En el gráfico se utilizan unidades equivalentes (energía), mientras que en la tabla se muestra el consumo en unidades físicas.



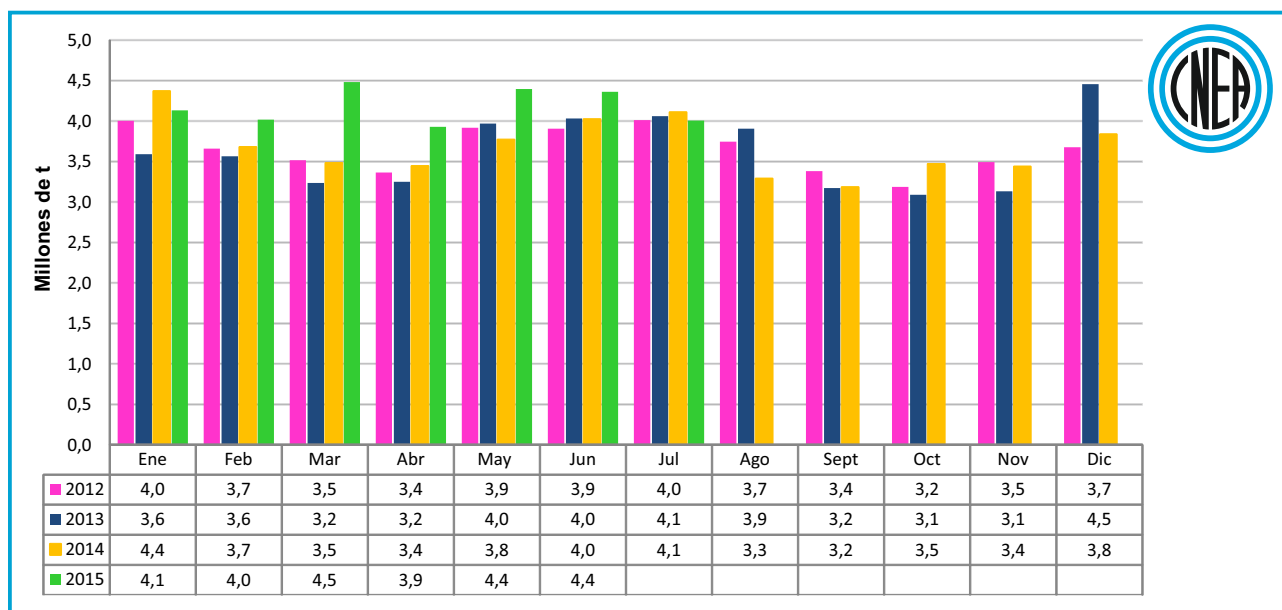
Consumo de combustibles en el MEM. Primer semestre 2015

En los siguientes dos gráficos se indica el porcentaje de los consumos de los distintos combustibles fósiles empleados para la generación de electricidad en junio del año 2015 y el acumulado durante el primer semestre de 2015, en unidades equivalentes (energía) respectivamente.



Consumo de Combustibles Fósiles

Se puede observar en el gráfico que figura a continuación las emisiones de CO₂ en millones de toneladas derivadas de la quema de combustibles fósiles en los equipos generadores vinculados al MEM desde el año 2012 al segundo semestre de 2015.

Emisiones de CO₂ en la Generación Eléctrica del Sistema Interconectado Nacional

Demanda Eléctrica Regional

En esta sección se presentan, en función de la información presentada en boletines anteriores, datos relevantes de la demanda regional de los Informes Eléctricos de la Secretaría de Energía, población del Censo 2010 y líneas de transmisión de ADEERA y CMMESA.

A continuación se analizan las diferentes regiones eléctricas provincia por provincia.

Región del Noroeste Argentino (NOA)

La región del NOA, está integrada por las provincias de Catamarca, Jujuy, La Rioja, Salta, Santiago del Estero y Tucumán, según el Censo 2010 posee del orden 4.931.795 habitantes (12,5% de la población total de Argentina), distribuidos en 559.864 km² (20,1% del país).

A continuación se presenta, primero en tablas y luego graficado, el consumo eléctrico por sector y por provincia para el periodo 2003-2013 en GWh.

Catamarca											
	Total	Residencial	Comercial	Industrial	Servicios Sanitarios	Alumbrado Público	Tracción	Riego	Oficial	Rural	Otros
2003	1.174,03	104,32	65,89	939,61	1,86	28,00	0,00	14,50	17,88	0,00	1,97
2004	1.259,34	116,71	82,05	979,25	2,09	30,13	0,00	28,14	18,80	0,00	2,16
2005	1.348,27	131,77	90,27	1.036,71	1,75	32,81	0,00	32,41	20,41	0,00	2,15
2006	1.481,26	152,70	102,87	1.070,55	1,59	30,90	33,37	22,30	64,43	2,54	0,00
2007	1.418,15	91,98	115,88	1.120,82	1,92	37,97	0,00	36,89	11,56	0,00	1,12
2008	1.522,14	159,58	117,05	1.151,57	2,02	39,87	0,00	38,74	12,14	0,00	1,18
2009	1.569,98	169,37	123,41	1.177,50	2,14	42,32	0,00	41,12	12,88	0,00	1,25
2010	1.745,41	221,16	154,25	1.239,80	2,79	55,26	0,00	53,69	16,82	0,00	1,63
2011	1.671,26	241,02	94,72	1.195,84	36,88	41,40	0,00	29,79	30,43	0,00	1,17
2012	1.675,50	268,91	106,28	1.139,38	36,14	44,11	0,00	46,63	30,70	0,00	3,35
2013	1.797,26	303,23	146,35	1.143,82	40,50	48,41	0,00	60,39	50,40	0,00	4,17

Jujuy

	Total	Residencial	Comercial	Industrial	Servicios Sanitarios	Alumbrado Público	Tracción	Riego	Oficial	Rural	Otros
2003	531,69	176,79	99,11	147,47	0,00	28,79	0,00	20,28	17,90	40,26	1,09
2004	611,15	190,73	117,44	182,15	0,00	31,22	0,00	27,48	17,02	43,93	1,18
2005	635,58	199,66	114,33	188,88	0,00	31,89	0,00	30,59	23,46	45,55	1,23
2006	663,97	215,46	120,88	193,22	0,00	33,27	27,16	25,32	47,56	1,10	0,00
2007	649,01	240,89	127,12	140,77	0,00	34,25	0,00	25,49	27,93	51,39	1,16
2008	727,17	251,77	112,55	202,10	0,00	34,25	0,00	42,05	29,86	53,54	1,06
2009	711,63	266,32	110,07	177,16	0,00	35,95	0,00	35,91	29,57	55,52	1,11
2010	750,00	296,86	121,58	172,61	0,00	35,47	0,00	43,64	31,99	46,71	1,15
2011	789,40	307,97	129,77	194,81	0,00	36,16	0,00	38,00	34,29	47,26	1,13
2012	843,48	329,42	148,56	211,84	0,00	37,40	0,00	38,23	30,05	46,84	1,16
2013	877,51	351,77	148,17	208,82	0,00	38,72	0,00	44,40	38,54	45,34	1,76

La Rioja

	Total	Residencial	Comercial	Industrial	Servicios Sanitarios	Alumbrado Público	Tracción	Riego	Oficial	Rural	Otros
2003	612,58	168,88	94,49	202,97	22,07	21,04	0,00	82,57	20,57	0,00	0,00
2004	683,46	181,81	108,77	198,36	30,78	22,45	0,00	119,17	22,12	0,00	0,00
2005	723,73	195,34	109,15	212,15	34,25	27,42	0,00	120,96	24,47	0,00	0,00
2006	794,07	219,29	117,80	233,82	34,67	32,48	127,89	28,12	0,00	0,00	0,00
2007	862,33	258,25	124,81	257,55	34,66	31,97	0,00	124,13	30,95	0,00	0,00
2008	898,93	289,73	126,52	252,77	32,10	35,79	0,00	128,81	33,21	0,00	0,00
2009	943,83	308,99	170,20	259,70	0,00	38,02	0,00	129,99	36,93	0,00	0,00
2010	1.041,83	348,38	187,51	291,80	0,00	36,87	0,00	129,77	47,49	0,00	0,00
2011	1.040,45	353,48	186,25	251,16	0,00	37,90	0,00	160,42	51,25	0,00	0,00
2012	1.117,98	405,80	194,45	260,37	0,00	38,50	0,00	159,88	58,99	0,00	0,00
2013	1.211,67	445,75	207,31	282,16	0,00	38,15	0,00	175,27	63,03	0,00	0,00

Salta

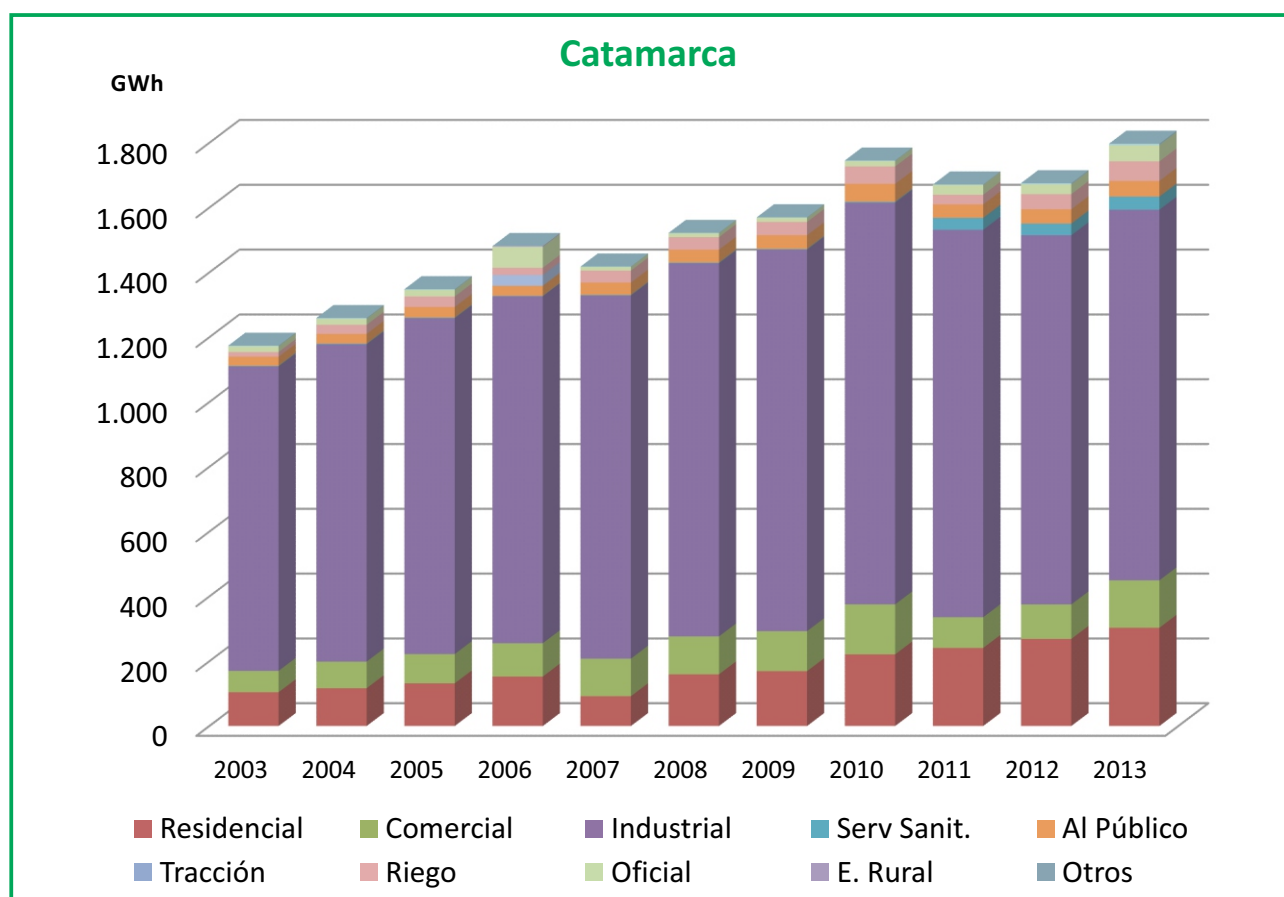
	Total	Residencial	Comercial	Industrial	Servicios Sanitarios	Alumbrado Público	Tracción	Riego	Oficial	Rural	Otros
2003	873,98	371,98	195,75	135,14	59,63	63,26	0,00	17,66	30,56	0,00	0,00
2004	953,45	400,08	211,50	159,09	60,84	67,35	0,00	20,04	34,56	0,00	0,00
2005	1.021,05	430,25	228,22	167,63	63,04	72,74	0,00	20,41	38,76	0,00	0,00
2006	1.085,49	426,62	257,22	194,17	64,51	78,08	17,92	46,97	0,00	0,00	0,00
2007	1.186,05	518,12	260,14	194,06	65,75	80,44	0,00	16,81	50,73	0,00	0,00
2008	1.227,82	545,75	273,40	190,15	65,52	85,80	0,00	14,73	52,47	0,00	0,00
2009	1.321,31	593,34	335,15	226,43	4,80	89,42	0,00	14,54	57,62	0,00	0,00
2010	1.415,75	641,40	394,86	212,38	0,00	88,60	0,00	16,49	62,00	0,00	0,00
2011	1.474,61	675,44	402,62	225,10	0,00	88,35	0,00	14,91	68,19	0,00	0,00
2012	1.537,78	716,82	434,82	208,53	0,00	90,40	0,00	13,94	73,26	0,00	0,00
2013	1.623,94	772,10	449,92	211,89	0,00	92,30	0,00	15,36	82,37	0,00	0,00

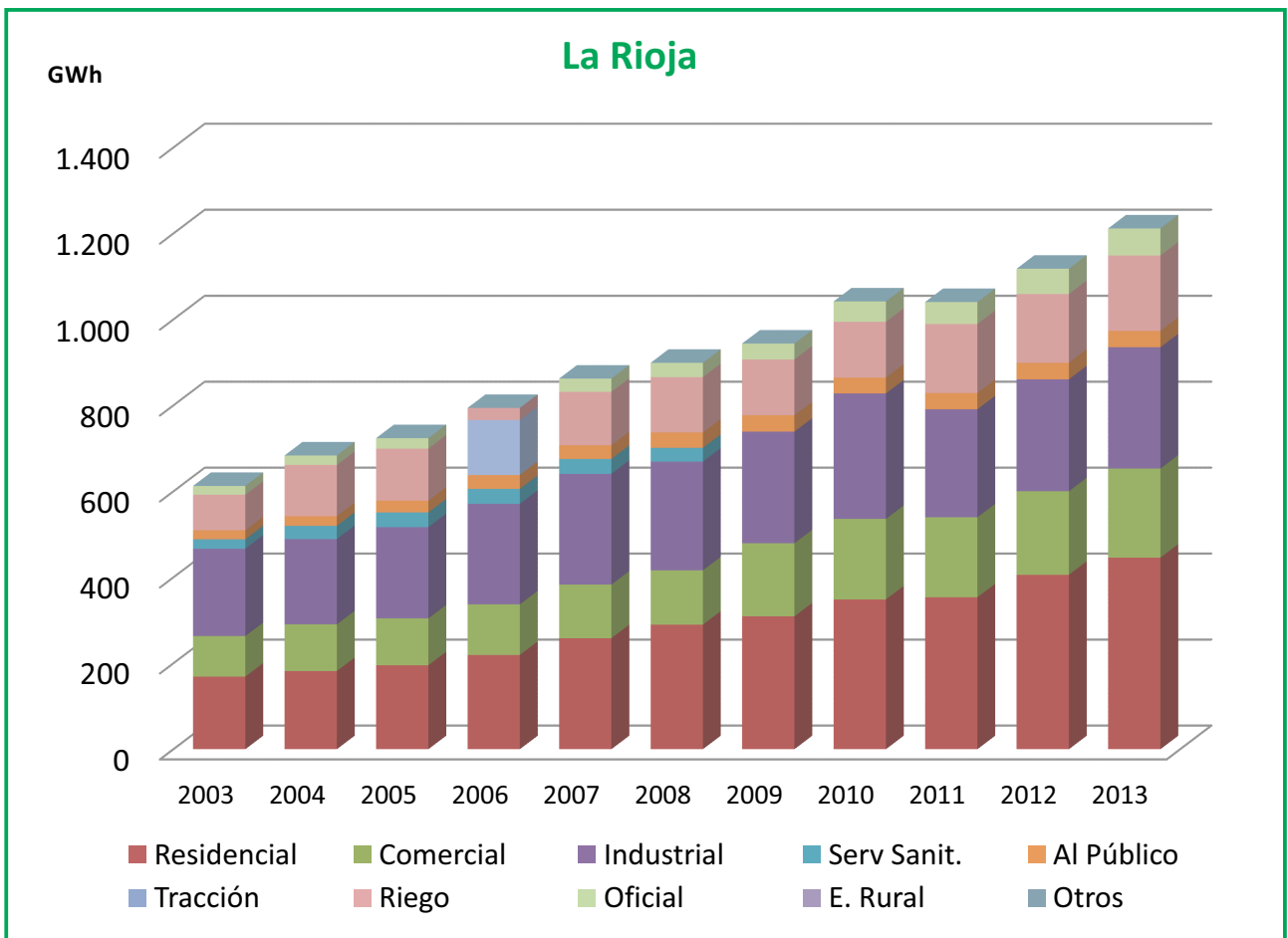
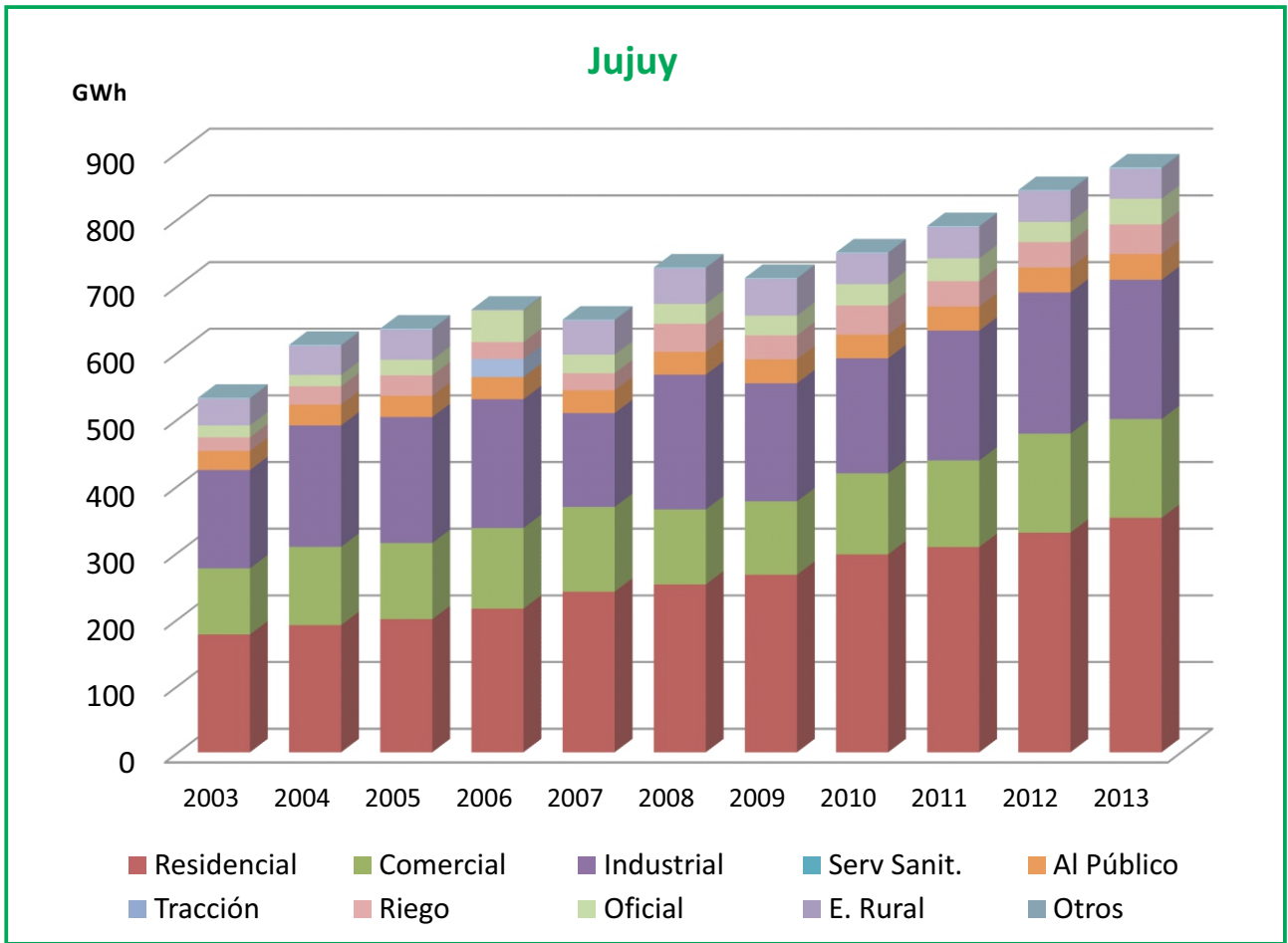
Santiago del Estero

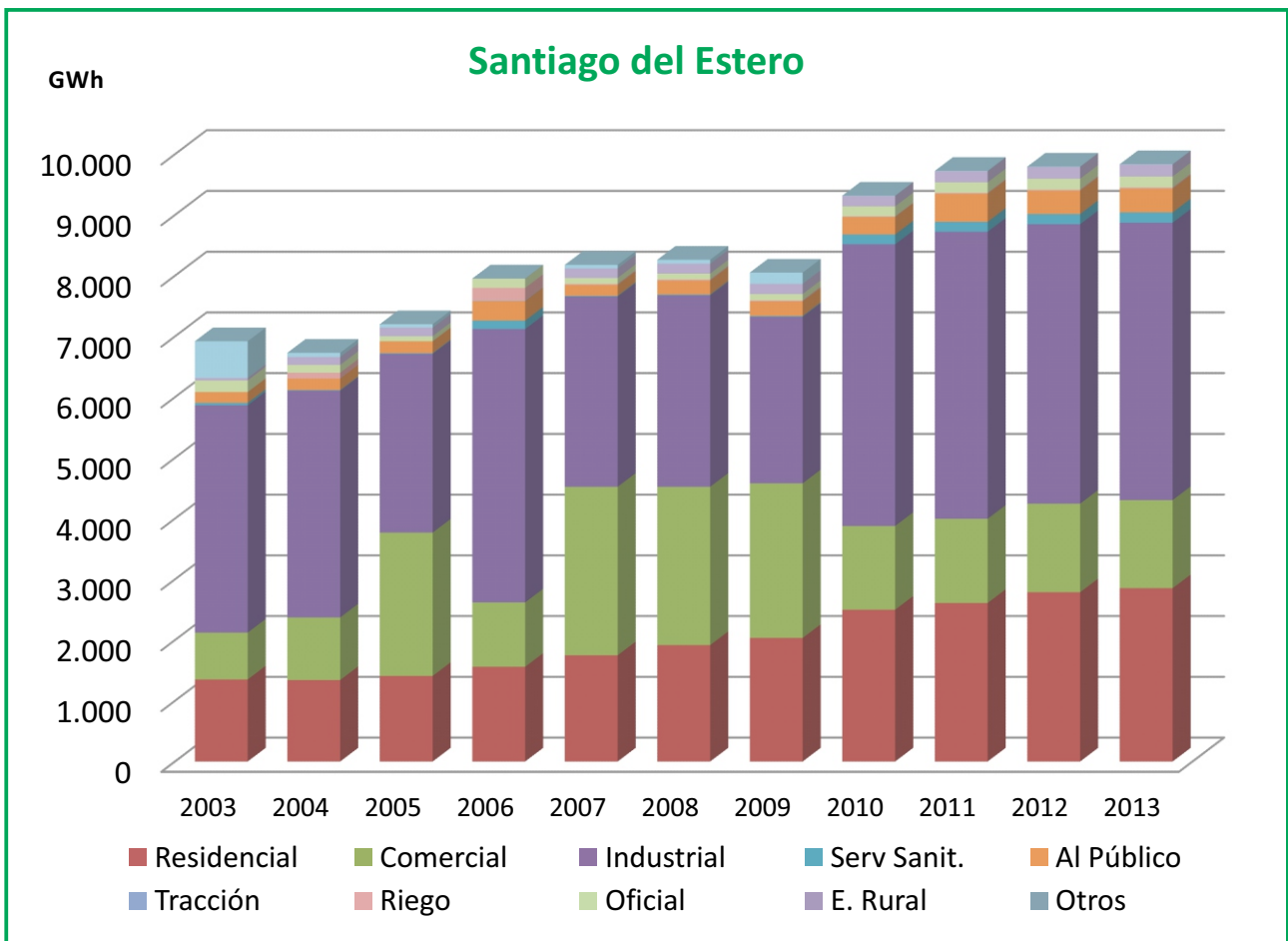
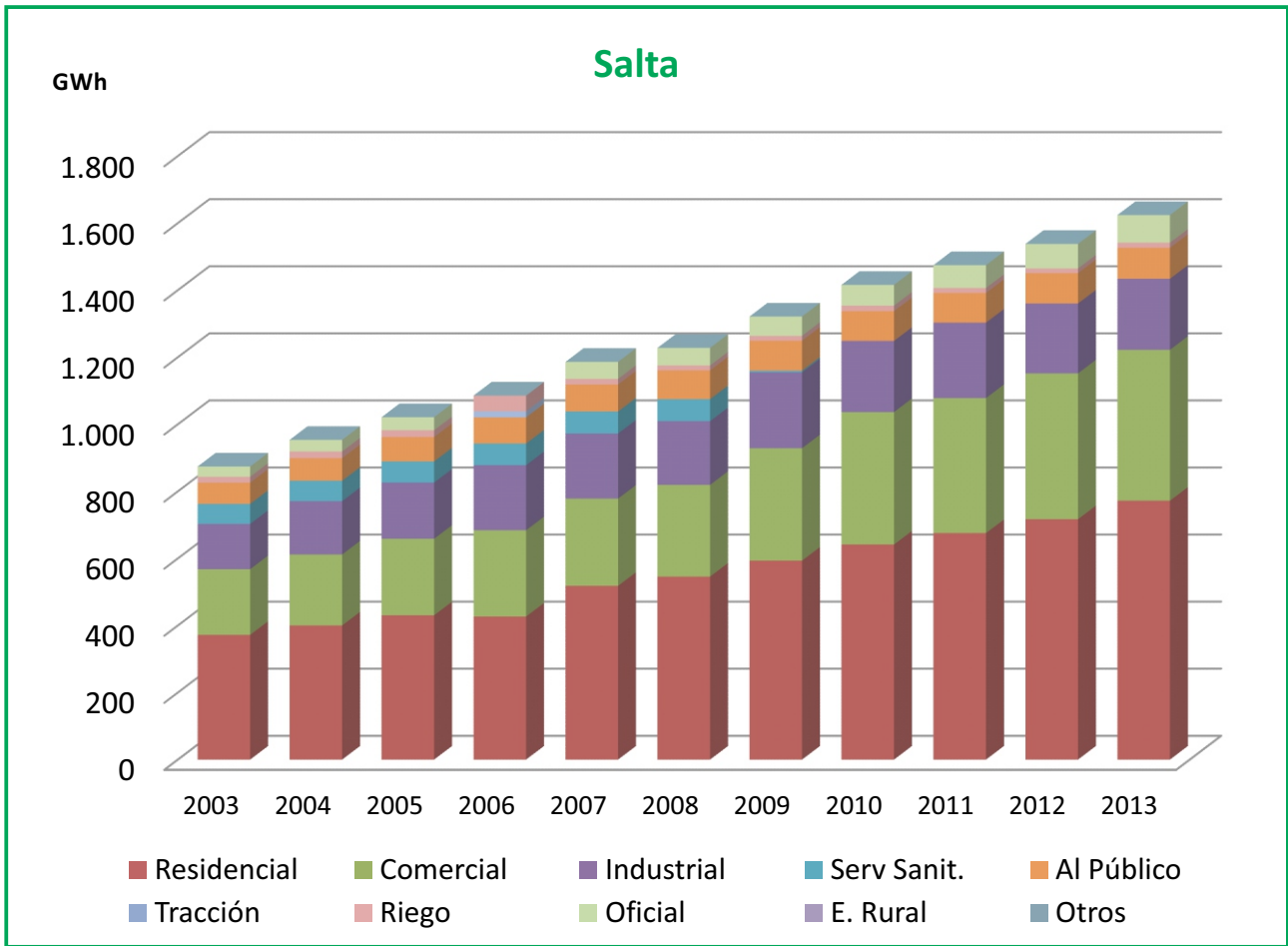
	Total	Residencial	Comercial	Industrial	Servicios Sanitarios	Alumbrado Público	Tracción	Riego	Oficial	Rural	Otros
2003	489,69	268,88	118,59	43,54	9,96	23,64	0,00	0,00	21,04	4,06	0,00
2004	534,20	284,89	142,27	40,12	12,74	27,27	0,00	0,00	22,35	4,56	0,00
2005	583,71	308,20	133,39	67,82	12,71	31,45	0,00	0,00	25,58	4,56	0,00
2006	637,07	336,83	144,06	72,84	13,10	34,51	0,00	30,40	5,32	0,00	0,00
2007	714,59	394,61	158,20	71,77	13,36	35,56	0,00	0,00	35,49	5,60	0,00
2008	771,91	436,52	167,05	73,48	13,17	36,12	0,00	0,00	39,92	5,65	0,00
2009	821,11	473,76	178,96	69,70	11,34	36,67	0,00	0,00	44,79	5,88	0,00
2010	860,32	493,16	183,37	77,06	17,46	38,41	0,00	0,00	45,21	5,65	0,00
2011	901,73	516,73	190,03	79,17	18,39	42,57	0,00	0,00	48,95	5,90	0,00
2012	1.039,54	613,83	213,34	85,32	19,76	45,26	0,00	0,00	56,12	5,90	0,00
2013	1.162,17	677,32	225,74	122,68	22,03	48,08	0,00	0,00	59,77	6,54	0,00

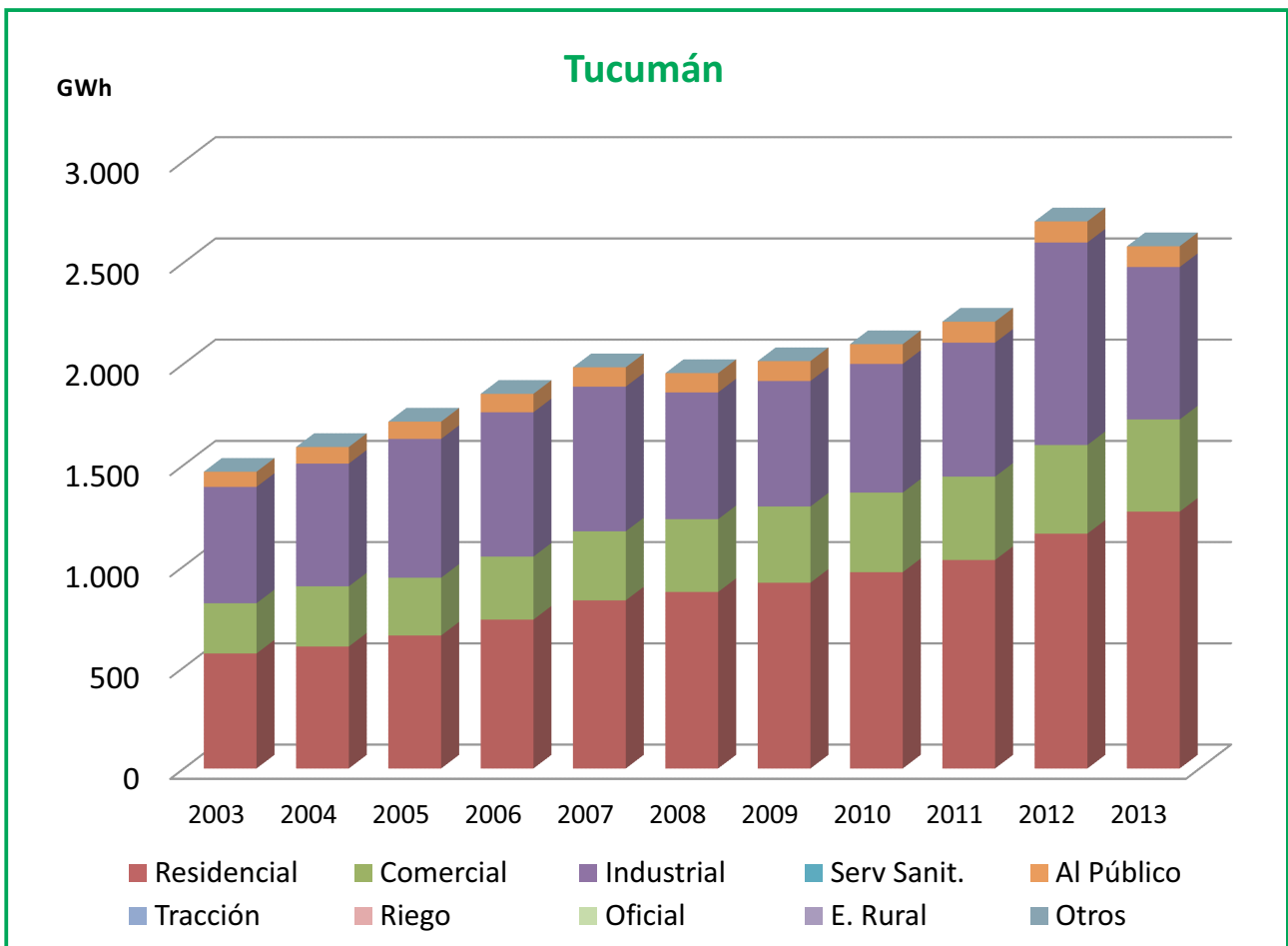
Tucumán											
	Total	Residencial	Comercial	Industrial	Servicios Sanitarios	Alumbrado Público	Tracción	Riego	Oficial	Rural	Otros
2003	1.465,68	567,86	248,50	574,68	0,00	74,63	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2004	1.588,09	602,32	297,51	606,36	0,00	81,90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2005	1.713,43	656,83	285,58	685,41	0,00	85,61	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2006	1.850,72	735,37	311,41	712,90	0,00	91,05	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2007	1.981,87	830,42	341,20	714,54	0,00	95,72	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2008	1.953,17	871,79	359,86	626,19	0,00	95,33	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2009	2.012,59	917,64	376,58	619,95	0,00	98,42	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2010	2.096,14	969,78	393,12	635,66	0,00	97,57	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2011	2.207,26	1.029,79	411,77	662,12	0,00	103,60	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2012	2.702,68	1.159,95	438,01	1.000,38	0,00	104,34	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2013	2.579,75	1.268,62	455,68	752,72	0,00	102,72	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

De las tablas anteriores y como puede observarse en los gráficos que siguen se desprende que el consumo de electricidad aumentó en la provincia de Catamarca un 53,1%, en la provincia de Jujuy un 65,0%, en la provincia de La Rioja un 97,8%, en la provincia de Salta un 85,8%, en la provincia de Santiago del Estero un 137,3% y en la provincia de Tucumán un 76,0% en el periodo 2003-2013.









Región del Noreste Argentino (NEA)

La región del NEA está integrada por las provincias de Chaco, Corrientes, Formosa y Misiones, entre las cuales, según el Censo 2010, poseen 3.672.528 habitantes (9,3% de la población total de Argentina), distribuidos en 289.699 km² (10,4% de la superficie del país).

A continuación se presenta, primero en tablas y luego graficado, el consumo eléctrico por sector de las provincias para el periodo 2003-2013 en GWh.

Chaco											
	Total	Residencial	Comercial	Industrial	Servicios Sanitarios	Alumbrado Público	Tracción	Riego	Oficial	Rural	Otros
2003	862,18	433,44	139,75	103,37	37,19	58,91	0,00	1,38	36,59	42,85	8,71
2004	909,16	470,13	153,85	124,53	37,36	58,70	0,00	1,89	38,77	14,58	9,34
2005	1.007,17	514,23	165,92	132,72	41,29	60,67	0,00	1,33	45,21	35,48	10,32
2006	1.085,68	579,94	194,98	130,88	35,37	64,30	1,22	50,73	17,38	10,90	0,00
2007	1.264,15	663,04	211,49	146,29	35,91	70,06	0,00	34,15	29,12	67,63	6,46
2008	1.297,77	695,45	221,77	147,30	37,02	68,82	0,00	1,95	63,86	26,87	34,71
2009	1.417,29	778,68	243,15	152,03	34,80	70,93	0,00	2,31	72,91	25,27	37,20
2010	1.486,12	800,77	243,37	188,30	35,57	66,50	0,00	1,64	75,72	36,26	38,00
2011	1.606,53	866,34	266,85	197,16	35,39	77,64	0,00	1,91	81,24	41,02	38,99
2012	1.812,76	1.049,69	297,12	173,77	37,44	81,14	0,00	2,68	87,20	51,41	32,31
2013	1.919,20	1.104,13	303,67	171,32	37,97	82,02	0,00	1,58	88,01	99,47	31,04

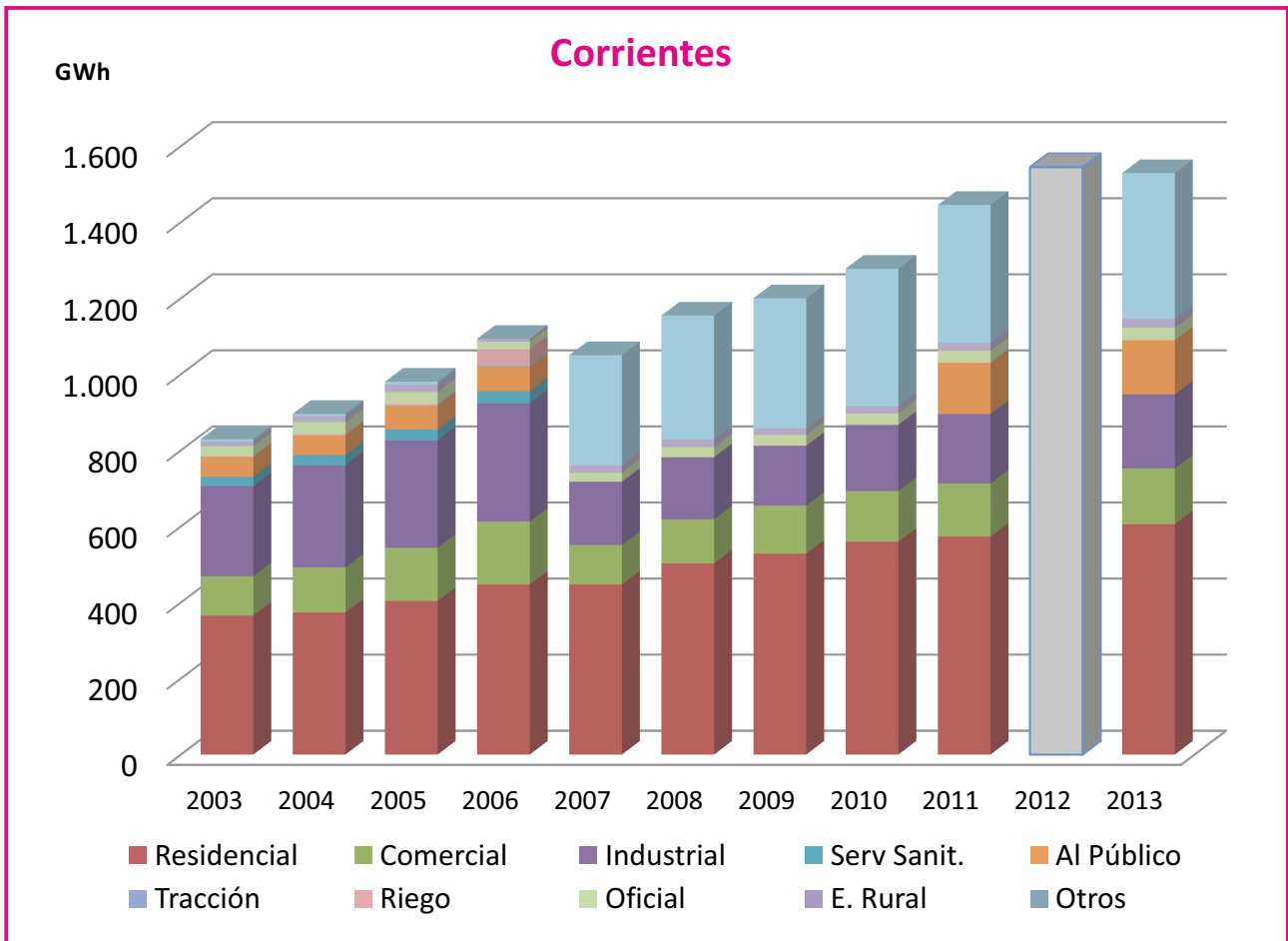
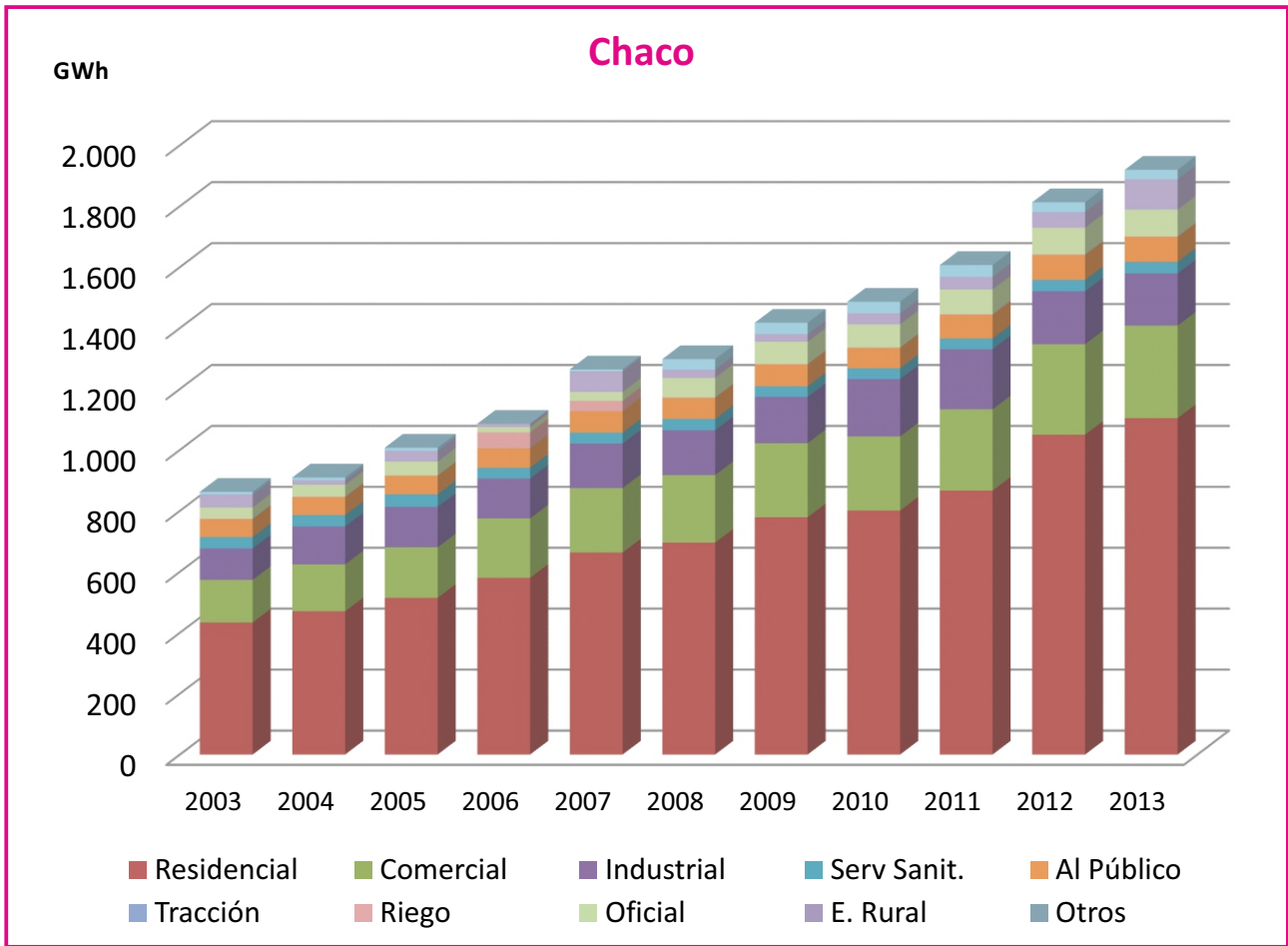
Corrientes											
	Total	Residencial	Comercial	Industrial	Servicios Sanitarios	Alumbrado Público	Tracción	Riego	Oficial	Rural	Otros
2003	829,25	365,36	103,93	236,18	24,70	51,97	0,00	2,36	26,53	11,67	6,55
2004	895,80	373,55	118,67	268,33	27,20	50,42	0,00	3,80	32,45	15,77	5,60
2005	980,52	403,98	139,79	282,36	28,78	61,01	0,00	5,17	32,15	19,97	7,31
2006	1.093,30	447,00	165,44	311,20	31,56	66,04	6,09	38,38	20,10	7,51	0,00
2007	1.050,13	447,04	103,87	166,27	0,06	0,12	0,00	0,12	23,50	19,94	289,21
2008	1.154,42	502,48	116,00	163,04	0,06	0,14	0,00	0,28	26,38	20,56	325,46
2009	1.199,91	528,26	126,24	157,23	0,07	0,14	0,00	0,35	28,10	17,51	342,01
2010	1.277,69	559,46	133,47	173,67	0,06	0,17	0,00	0,28	29,80	18,49	362,28
2011	1.445,31	573,23	139,84	182,18	0,06	134,69	0,00	0,36	31,05	20,88	363,01
2012	1.544,75	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2013	1.529,25	605,80	146,66	194,33	0,07	142,56	0,00	0,12	33,03	22,85	383,83

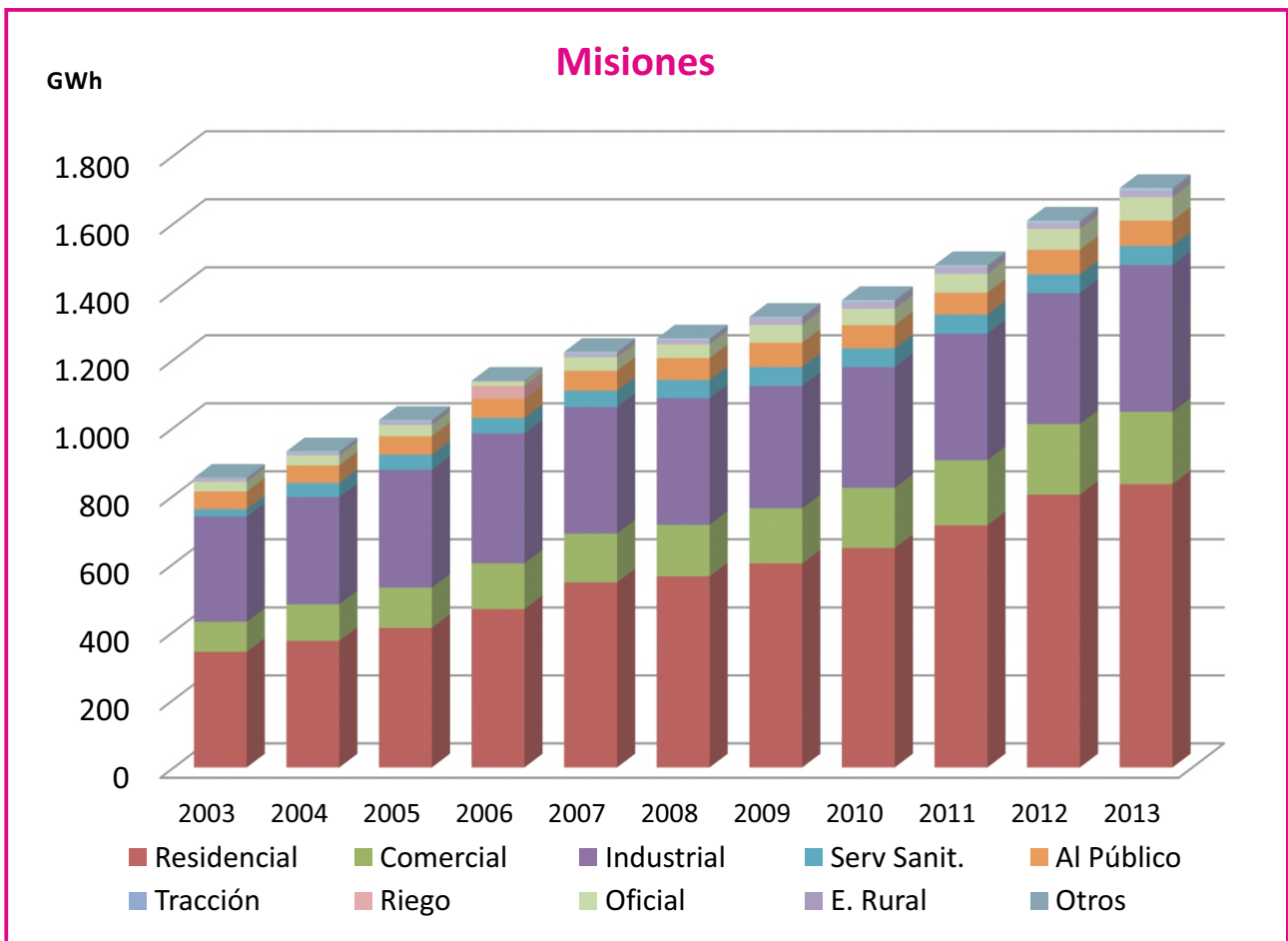
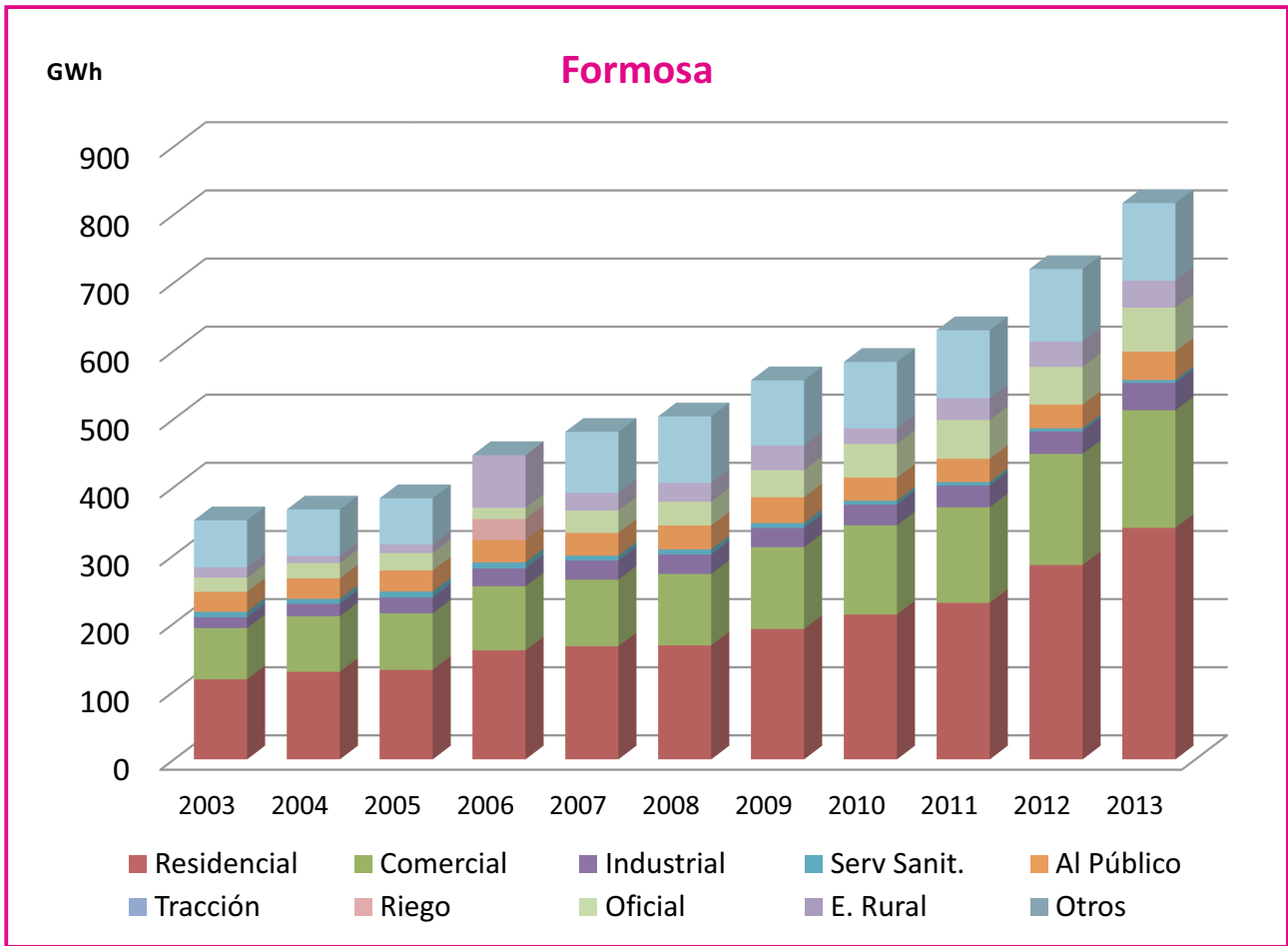
Nota: Ante la falta de datos para el año 2012 se apropian pérdidas sobre la demanda y se estima un valor total de facturado a usuario final para la DPEC. Fuente: Secretaría de Energía. No se realiza la desagregación por sectores de consumos en el caso de la DPEC, por lo tanto en el gráfico no se visualizan los sectores para ese año.

Formosa											
	Total	Residencial	Comercial	Industrial	Servicios Sanitarios	Alumbrado Público	Tracción	Riego	Oficial	Rural	Otros
2003	351,04	117,63	75,12	15,91	8,01	29,23	0,00	0,00	21,04	14,86	69,25
2004	366,93	128,55	81,58	18,21	7,36	30,08	0,00	0,00	22,55	10,31	68,28
2005	383,35	131,44	82,99	23,12	8,96	30,91	0,00	0,00	25,56	12,62	67,76
2006	446,68	160,12	94,20	25,98	8,98	32,69	0,00	30,92	16,60	77,19	0,00
2007	480,87	165,99	97,89	27,87	7,49	33,32	0,00	0,00	32,83	26,12	89,36
2008	503,61	167,36	104,93	28,52	7,54	35,09	0,00	0,00	34,86	27,56	97,74
2009	556,55	191,46	120,10	28,17	7,35	37,72	0,00	0,00	39,86	35,97	95,92
2010	583,58	212,68	131,06	30,30	5,85	33,76	0,00	0,00	49,72	22,58	97,63
2011	630,10	229,80	140,37	31,74	5,26	34,15	0,00	0,00	57,02	32,05	99,71
2012	719,92	285,24	163,30	32,96	4,56	34,79	0,00	0,00	55,51	37,20	106,36
2013	816,79	339,90	172,84	39,88	4,39	41,63	0,00	0,00	64,60	39,38	114,16

Misiones											
	Total	Residencial	Comercial	Industrial	Servicios Sanitarios	Alumbrado Público	Tracción	Riego	Oficial	Rural	Otros
2003	851,61	339,92	88,27	309,56	21,50	51,96	0,00	0,00	29,06	10,35	1,01
2004	929,46	372,25	107,51	315,21	41,10	52,24	0,00	0,00	29,45	9,29	2,41
2005	1.021,60	410,14	118,80	346,24	44,39	54,46	0,00	0,00	32,86	12,38	2,34
2006	1.137,10	465,66	134,53	381,88	45,21	56,59	0,00	37,70	12,96	2,57	0,00
2007	1.222,14	543,86	143,82	372,03	47,81	58,80	0,00	0,00	39,68	12,67	3,48
2008	1.261,43	561,88	151,57	372,24	53,40	64,42	0,00	0,00	40,62	14,04	3,27
2009	1.324,97	599,72	162,12	360,06	55,43	71,45	0,00	0,00	52,77	20,39	3,04
2010	1.374,30	645,03	177,18	354,88	55,04	68,26	0,00	0,00	48,69	20,58	4,64
2011	1.476,73	711,84	191,45	372,17	56,15	64,27	0,00	0,00	55,24	22,01	3,60
2012	1.607,74	801,95	207,86	384,72	54,78	72,90	0,00	0,00	61,38	19,07	5,06
2013	1.703,64	832,89	212,86	431,46	56,55	74,11	0,00	0,00	68,79	21,39	5,59

De las tablas anteriores y como puede observarse en los gráficos se desprende que el consumo de electricidad aumentó en la provincia de Chaco un 122,6%, en la provincia de Corrientes un 84,4%, en la provincia de Formosa un 132,7% y en la provincia de Misiones un 100,0% en el periodo 2003-2013.





Región del Litoral (LIT)

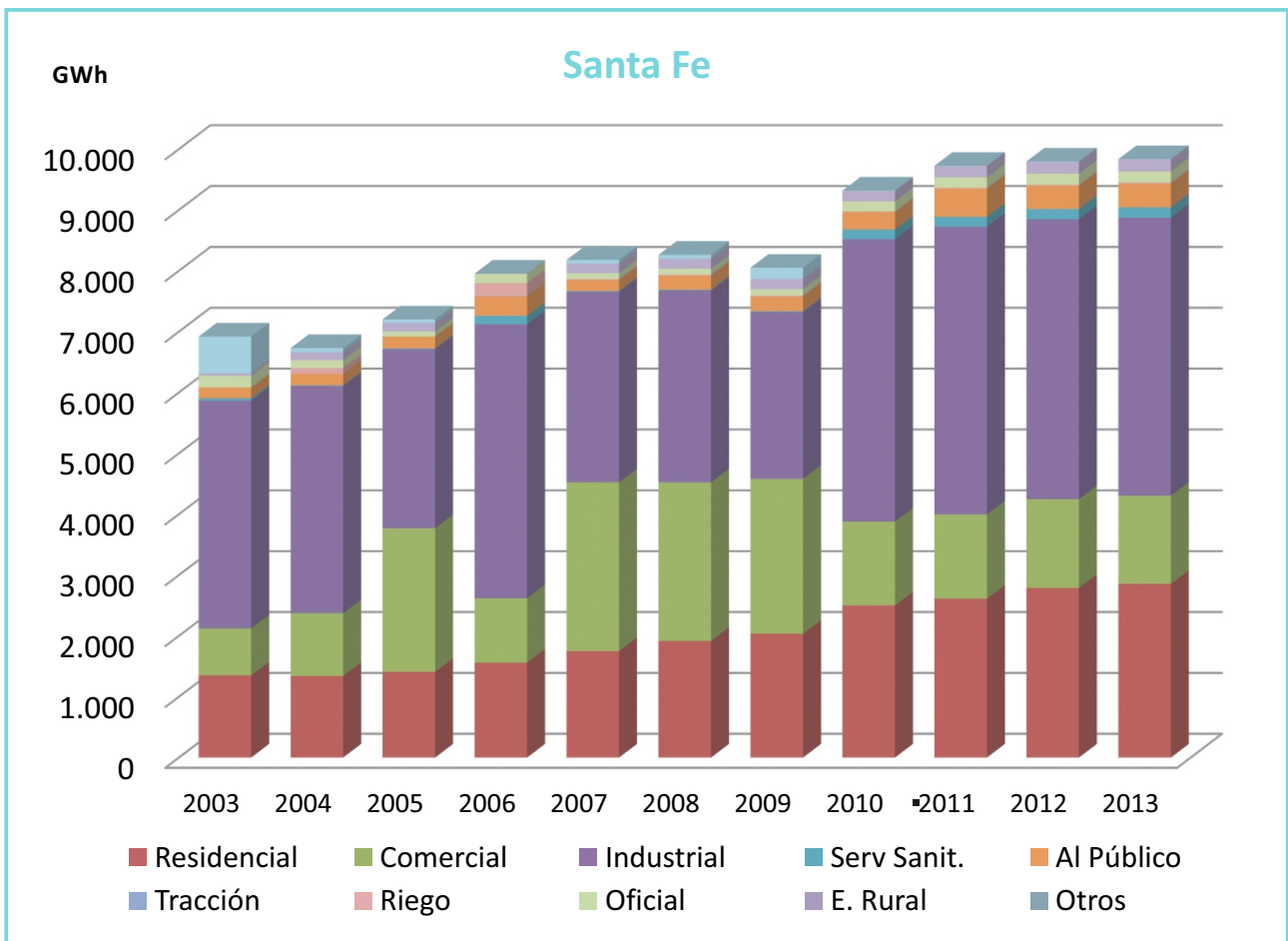
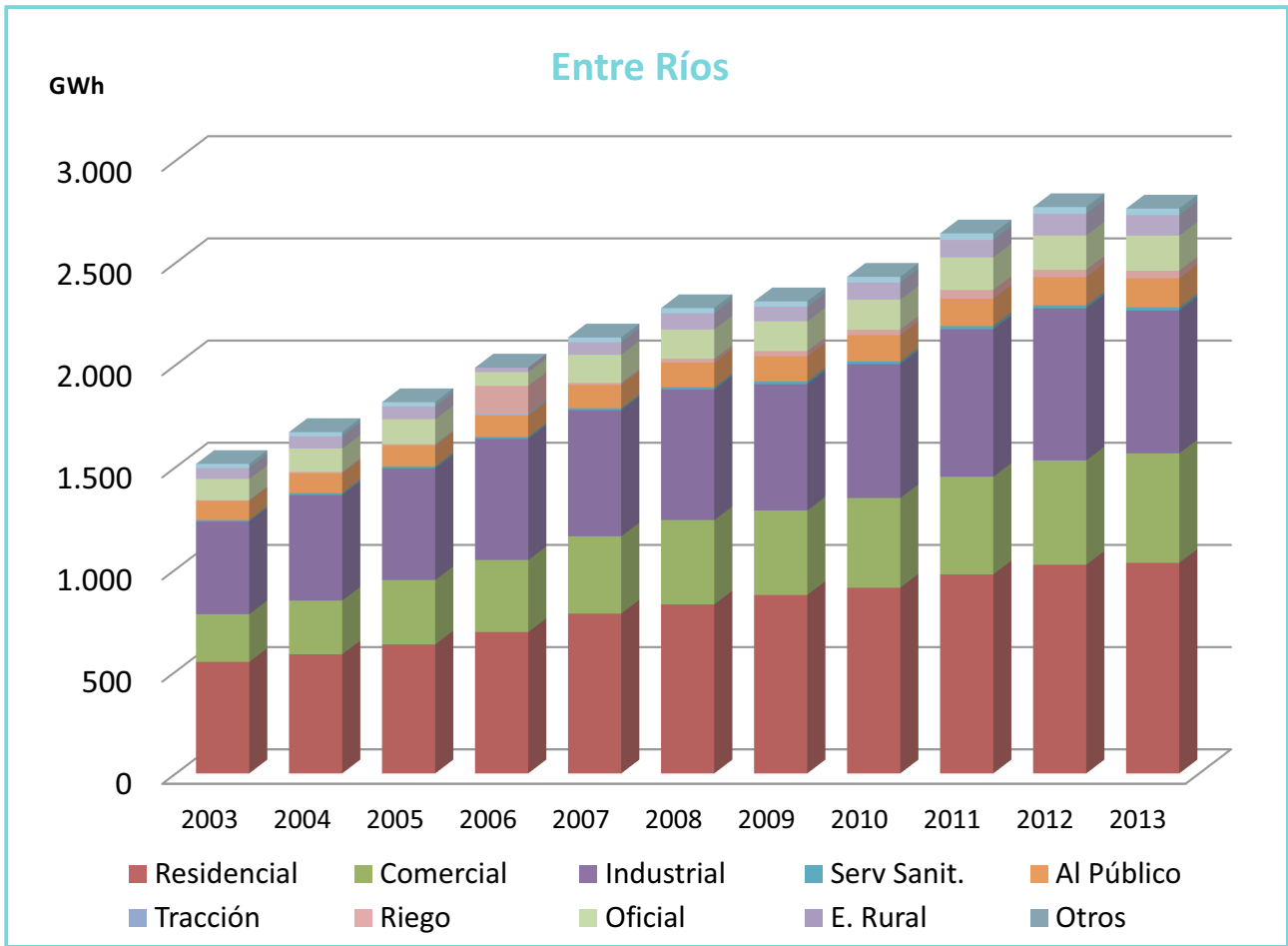
La región del Litoral está integrada por las provincias de Entre Ríos y Santa Fe, entre las cuales, según el Censo 2010, poseen 4.437.036 habitantes (11,3% de la población total de Argentina), distribuidos en 211.788 km² (7,6% de la superficie del país).

A continuación se presenta, primero en tablas y luego graficado, el consumo eléctrico por sector de las provincias para el periodo 2003-2013 en GWh.

Entre Ríos											
	Total	Residencial	Comercial	Industrial	Servicios Sanitarios	Alumbrado Público	Tracción	Riego	Oficial	Rural	Otros
2003	1.514,43	545,58	233,62	453,08	7,86	92,52	0,00	4,48	103,85	53,45	19,99
2004	1.670,31	582,73	263,16	516,31	9,42	96,72	0,00	7,15	114,28	59,86	20,68
2005	1.816,95	631,15	315,04	546,93	9,66	101,04	0,00	7,39	122,04	62,56	21,15
2006	1.985,80	691,63	352,67	592,80	9,70	106,22	10,00	133,36	67,64	21,79	0,00
2007	2.133,21	781,94	378,42	616,81	9,89	113,82	0,00	9,93	137,87	61,40	23,13
2008	2.277,11	827,16	412,91	638,21	10,77	120,93	0,00	18,86	143,61	79,40	25,27
2009	2.310,16	872,97	413,84	617,34	13,94	122,92	0,00	25,51	145,85	71,24	26,56
2010	2.429,89	908,71	438,88	655,12	13,50	127,78	0,00	27,00	147,73	83,61	27,56
2011	2.642,51	973,67	478,36	720,93	16,58	133,49	0,00	42,82	159,54	85,39	31,72
2012	2.771,48	1.020,91	511,14	743,67	14,61	138,27	0,00	36,06	167,50	106,58	32,74
2013	2.764,15	1.030,25	536,22	698,53	14,96	142,86	0,00	37,02	172,03	100,34	31,94

Santa Fe											
	Total	Residencial	Comercial	Industrial	Servicios Sanitarios	Alumbrado Público	Tracción	Riego	Oficial	Rural	Otros
2003	6.919,21	1.350,93	770,75	3.743,87	39,55	177,76	0,00	0,47	191,09	40,32	604,47
2004	6.729,12	1.341,48	1.030,05	3.734,45	10,51	188,49	0,00	95,96	128,85	130,70	68,64
2005	7.201,06	1.408,48	2.360,04	2.942,60	11,89	196,39	0,00	0,46	82,82	140,43	57,93
2006	7.952,23	1.560,06	1.058,75	4.502,03	139,05	323,93	9,76	204,44	151,77	2,45	0,00
2007	8.177,55	1.748,95	2.774,29	3.132,49	12,50	177,91	0,00	18,20	97,43	156,75	59,04
2008	8.261,98	1.916,36	2.606,78	3.153,03	12,14	229,36	0,00	18,91	96,60	163,97	64,83
2009	8.050,48	2.034,36	2.545,62	2.741,91	14,09	238,13	0,00	18,69	104,50	167,87	185,31
2010	9.317,23	2.499,69	1.378,15	4.638,64	162,22	287,44	0,00	10,87	164,11	171,73	4,39
2011	9.724,90	2.610,55	1.385,58	4.726,46	164,24	461,64	0,00	14,70	173,04	183,67	5,02
2012	9.795,78	2.787,38	1.458,34	4.601,43	167,99	383,52	0,00	16,68	180,21	195,59	4,65
2013	9.835,28	2.853,54	1.450,41	4.567,57	170,24	390,40	0,00	18,86	181,34	197,76	5,16

De las tablas anteriores y como puede observarse en los gráficos se desprende que el consumo de electricidad aumentó en la provincia de Entre Ríos un 82,5% y en la provincia de Santa Fe un 42,1% en el periodo 2003-2013.



Región Gran Buenos Aire-Buenos Aires (GBA-BA)

La región de Gran Buenos Aires-Buenos Aires está integrada por la Ciudad Autónoma de Buenos Aires (C.A.B.A) y la provincia de Buenos Aires. Según el Censo 2010 la región posee del orden 18.485.510 habitantes (47,0% de la población total de Argentina), distribuidos en 307.773 km² (11,1% del país).

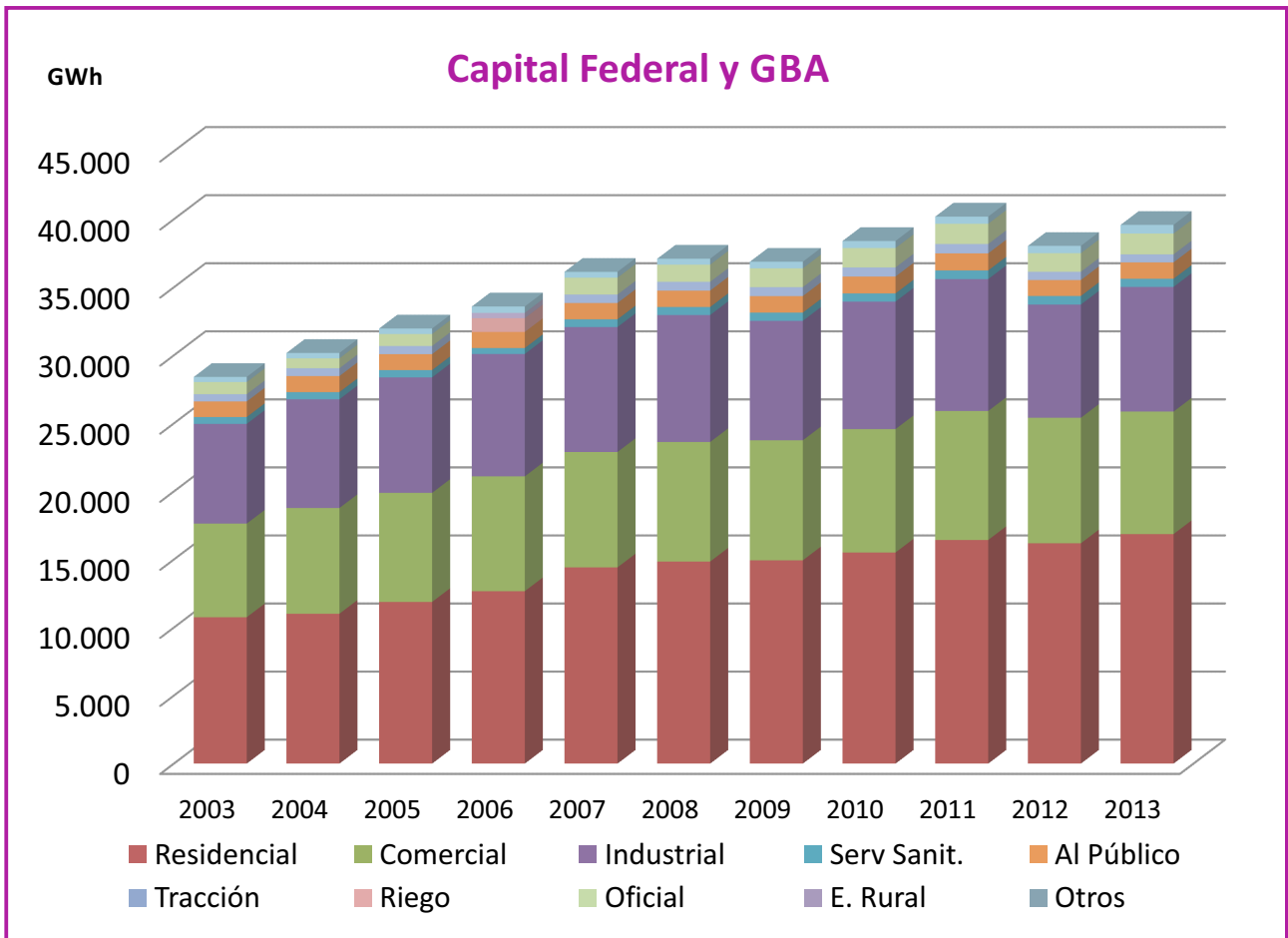
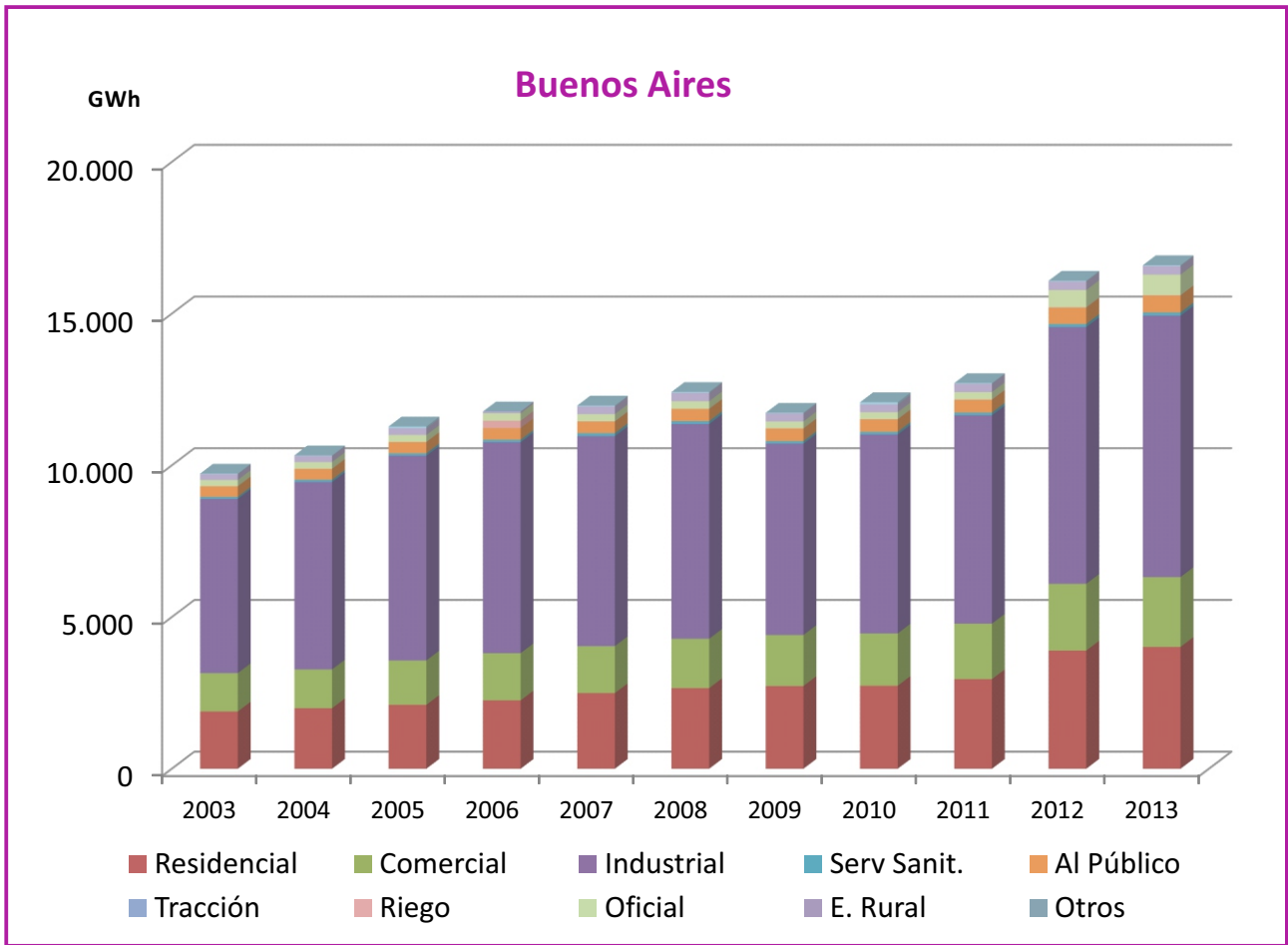
A continuación se presenta, primero en tablas y luego graficado, el consumo eléctrico por sector de las provincias para el periodo 2003-2013 en GWh.

Buenos Aires											
	Total	Residencial	Comercial	Industrial	Servicios Sanitarios	Alumbrado Público	Tracción	Riego	Oficial	Rural	Otros
2003	9.727,08	1.886,55	1.264,87	5.743,85	66,14	348,00	0,00	2,63	205,35	191,65	18,04
2004	10.326,82	1.994,58	1.278,13	6.177,69	75,33	357,33	0,00	3,56	219,71	204,79	15,69
2005	11.280,82	2.105,96	1.462,42	6.750,39	76,78	371,94	0,00	2,53	230,25	224,02	56,52
2006	11.773,40	2.253,79	1.555,43	6.952,52	81,00	386,35	2,97	237,70	243,76	59,89	0,00
2007	11.970,46	2.492,72	1.548,77	6.921,16	98,04	383,12	0,00	7,79	236,43	255,45	27,00
2008	12.418,87	2.658,13	1.626,17	7.080,50	92,31	402,27	0,00	3,44	249,51	277,67	28,27
2009	11.732,15	2.727,14	1.680,49	6.308,31	80,84	416,40	0,00	5,92	226,66	262,64	23,75
2010	12.079,30	2.735,61	1.724,44	6.557,38	86,13	411,25	0,00	7,89	229,46	258,23	68,90
2011	12.711,16	2.954,51	1.828,18	6.866,32	89,71	422,50	0,00	7,70	244,79	274,66	22,80
2012	16.082,64	3.894,37	2.200,23	8.462,92	101,50	538,38	0,00	11,49	567,24	283,17	23,34
2013	16.595,18	4.015,21	2.301,08	8.616,67	105,49	560,38	0,00	8,69	677,57	286,31	23,77

Nota: Se ha notado una importante variación en algunos departamentos, tanto incrementos como disminuciones. Se estima que tiene que ver con la gestión comercial, por lo que se han respetado los datos enviados por las distribuidoras a fin de no realizar estimaciones erróneas. Fuente: Secretaría de Energía.

Capital Federal y GBA											
	Total	Residencial	Comercial	Industrial	Servicios Sanitarios	Alumbrado Público	Tracción	Riego	Oficial	Rural	Otros
2003	28.412,00	10.754,82	6.880,09	7.324,58	505,83	1.142,62	536,55	0,00	892,31	0,00	375,21
2004	30.171,13	11.011,54	7.771,18	7.985,77	527,32	1.176,64	576,70	0,00	725,62	0,05	396,31
2005	31.968,88	11.879,19	8.014,91	8.482,80	538,07	1.168,56	600,09	0,00	879,88	0,00	405,38
2006	33.586,74	12.668,92	8.437,21	8.989,20	437,21	1.182,72	0,00	1.011,35	0,00	389,75	470,39
2007	36.131,74	14.416,29	8.479,10	9.178,47	569,77	1.198,44	620,63	0,00	1.237,56	0,05	431,42
2008	37.095,65	14.845,93	8.782,68	9.327,59	591,30	1.204,42	645,14	0,00	1.261,65	0,00	436,95
2009	36.875,14	14.934,56	8.820,60	8.775,85	602,51	1.215,92	656,80	0,00	1.384,16	0,07	484,67
2010	38.399,96	15.510,54	9.067,97	9.362,80	605,48	1.240,82	668,11	0,00	1.424,42	1,96	517,85
2011	40.191,86	16.430,10	9.480,20	9.686,13	635,85	1.255,69	688,74	0,00	1.484,84	0,07	530,23
2012	38.040,20	16.187,41	9.223,02	8.315,20	631,92	1.169,51	608,81	0,00	1.367,03	0,08	537,22
2013	39.583,21	16.863,29	9.001,73	9.156,10	600,84	1.204,24	588,50	0,00	1.529,56	0,00	638,96

De las tablas anteriores y como puede observarse en los gráficos se desprende que el consumo de electricidad aumentó en la provincia de Buenos Aires un 70,6% y en Capital federal y Gran Buenos Aires un 39,3% en el periodo 2003-2013.



Región del Centro (CEN)

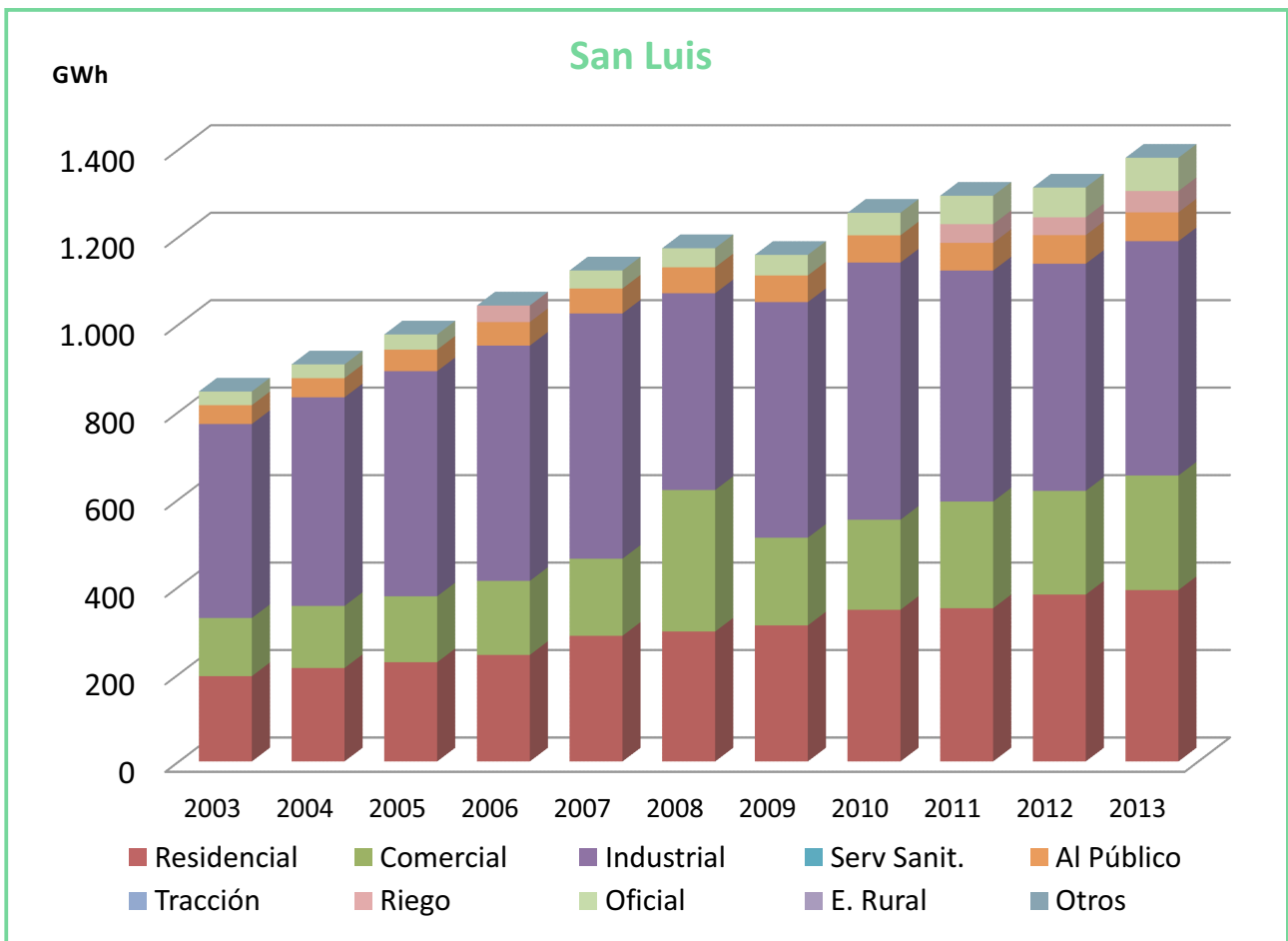
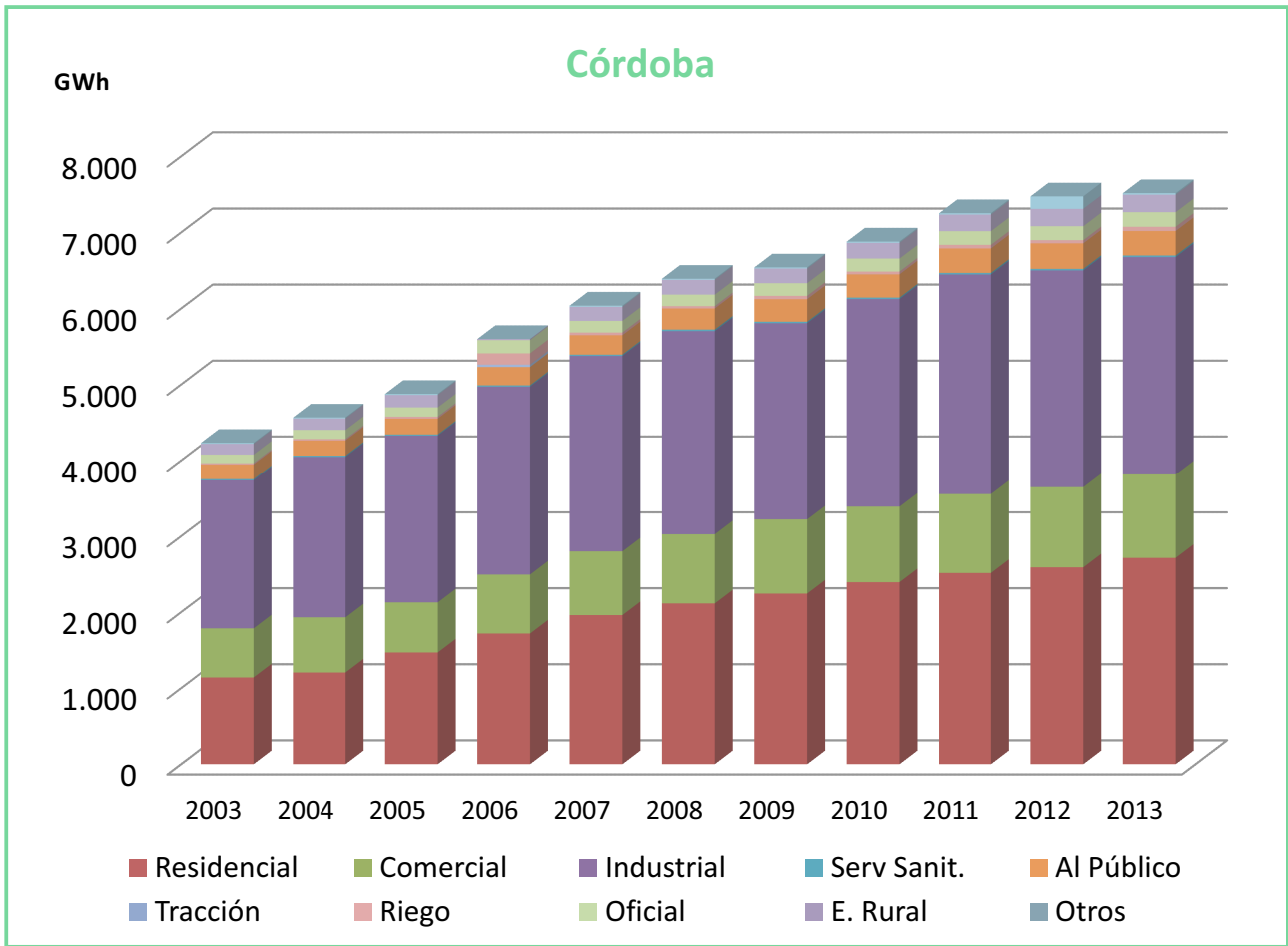
La región Centro está integrada por las provincias de Córdoba y San Luis; las cuales, según el Censo 2010, poseen aproximadamente 3.736.000 habitantes (9,5% de la población total de Argentina), distribuidos en 242.069 km² (8,7% de la superficie del país).

A continuación se presenta, primero en tablas y luego graficado, el consumo eléctrico por sector de las provincias para el periodo 2003-2013 en GWh.

Córdoba											
	Total	Residencial	Comercial	Industrial	Servicios Sanitarios	Alumbrado Público	Tracción	Riego	Oficial	Rural	Otros
2003	4.231,02	1.140,54	646,10	1.950,45	15,47	192,84	0,00	17,21	113,71	142,48	12,21
2004	4.566,31	1.205,99	725,89	2.114,51	16,22	199,51	0,00	19,21	120,10	152,28	12,60
2005	4.875,66	1.469,63	659,63	2.198,09	14,74	208,28	0,00	25,22	123,19	163,30	13,60
2006	5.598,37	1.718,72	776,50	2.477,13	16,66	240,87	31,62	148,56	174,19	14,13	0,00
2007	6.036,99	1.960,99	839,41	2.575,42	17,59	254,58	0,00	35,59	153,74	185,20	14,86
2008	6.391,83	2.114,52	911,54	2.675,77	20,55	278,03	0,00	30,53	151,84	195,19	13,87
2009	6.540,44	2.244,78	977,08	2.585,14	18,65	296,98	0,00	43,64	166,92	192,74	14,51
2010	6.879,54	2.394,66	995,59	2.734,18	19,39	305,68	0,58	36,03	170,95	205,81	16,67
2011	7.252,43	2.515,81	1.039,90	2.892,01	20,63	320,87	0,00	47,18	180,24	218,21	17,59
2012	7.474,09	2.589,66	1.057,30	2.853,42	20,46	335,28	0,00	41,91	183,84	228,53	163,69
2013	7.515,66	2.714,55	1.099,91	2.861,30	21,52	320,93	0,00	56,25	191,61	230,32	19,27

San Luis											
	Total	Residencial	Comercial	Industrial	Servicios Sanitarios	Alumbrado Público	Tracción	Riego	Oficial	Rural	Otros
2003	846,08	195,04	132,89	443,69	0,00	43,15	0,00	0,00	31,32	0,00	0,00
2004	908,02	213,63	142,06	477,07	0,00	43,84	0,00	0,00	31,41	0,00	0,00
2005	976,47	226,84	150,89	514,85	0,00	49,17	0,00	0,00	34,72	0,00	0,00
2006	1.042,68	243,54	169,36	538,08	0,00	53,87	0,00	37,84	0,00	0,00	0,00
2007	1.122,83	287,33	176,33	560,83	0,00	57,02	0,00	0,00	41,32	0,00	0,00
2008	1.173,78	297,05	323,70	450,06	0,00	59,34	0,00	0,00	43,63	0,00	0,00
2009	1.158,53	311,05	200,64	538,87	0,00	60,90	0,00	0,00	47,06	0,00	0,00
2010	1.254,79	346,80	205,95	588,22	0,00	62,27	0,00	0,00	51,55	0,00	0,00
2011	1.293,78	350,37	244,05	528,32	0,00	63,19	0,00	42,79	65,06	0,00	0,00
2012	1.312,61	381,58	237,26	519,43	0,00	65,39	0,00	40,86	68,09	0,00	0,00
2013	1.380,65	391,95	261,94	536,00	0,00	65,88	0,00	48,74	76,15	0,00	0,00

De las tablas anteriores y como puede observarse en los gráficos se desprende que el consumo de electricidad aumentó en la provincia de Córdoba un 77,6% y en la provincia de San Luis un 63,2% en el periodo 2003-2013.



Región de Cuyo (CUYO)

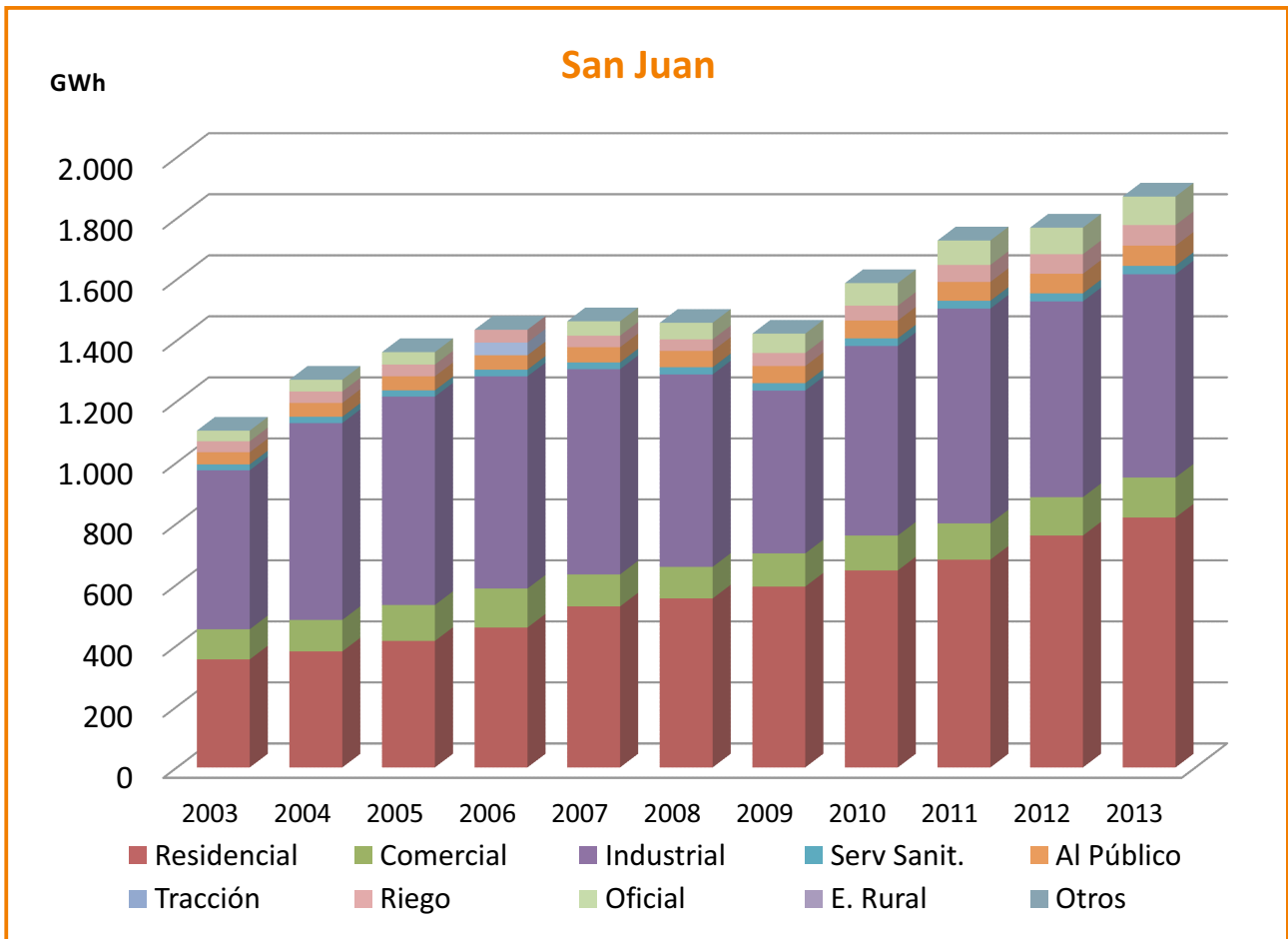
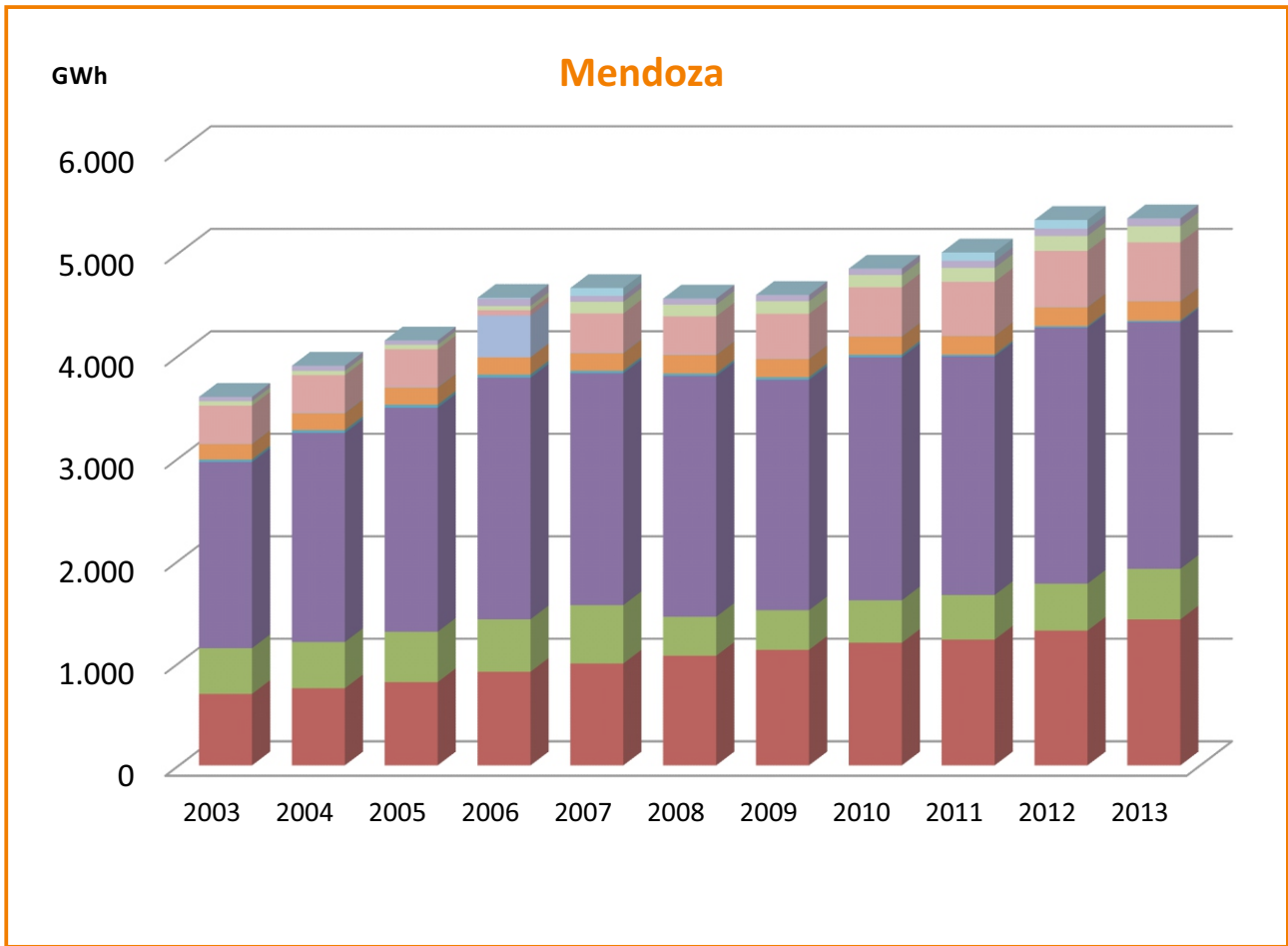
La región de Cuyo está integrada por las provincias de Mendoza y San Juan; en las cuales, según el Censo 2010, residen aproximadamente 2.422.037 habitantes (6,2% de la población total de Argentina), distribuidos en 238.478 km² (8,6% de la superficie del país).

A continuación se presenta, primero en tablas y luego graficado, el consumo eléctrico por sector de las provincias para el periodo 2003-2013 en GWh.

Mendoza											
	Total	Residencial	Comercial	Industrial	Servicios Sanitarios	Alumbrado Público	Tracción	Riego	Oficial	Rural	Otros
2003	3.595,24	697,50	445,55	1.817,26	23,79	152,40	4,37	368,58	43,67	41,88	0,25
2004	3.898,73	752,30	451,12	2.040,14	27,20	166,14	6,72	363,29	42,47	48,98	0,37
2005	4.145,87	812,41	491,17	2.185,75	29,03	168,01	7,55	365,58	44,10	41,96	0,32
2006	4.561,74	913,21	511,72	2.357,58	30,38	168,06	408,51	50,95	40,90	72,67	7,76
2007	4.657,61	993,94	569,44	2.262,70	24,67	171,75	7,37	379,01	113,90	57,07	77,77
2008	4.554,65	1.069,41	380,15	2.349,96	23,57	181,89	7,34	368,70	113,73	58,40	1,50
2009	4.590,04	1.127,43	386,04	2.248,39	25,14	178,73	5,34	434,54	122,67	60,22	1,53
2010	4.847,07	1.196,24	414,28	2.371,60	24,59	178,05	5,34	474,53	119,71	60,84	1,90
2011	5.004,59	1.227,19	435,12	2.328,28	17,05	182,65	4,33	523,29	136,00	68,56	82,14
2012	5.321,69	1.314,94	457,92	2.498,40	13,82	185,68	5,69	543,06	146,08	70,08	86,02
2013	5.337,35	1.423,91	493,41	2.407,63	13,39	190,26	5,96	567,69	158,23	75,94	0,93

San Juan											
	Total	Residencial	Comercial	Industrial	Servicios Sanitarios	Alumbrado Público	Tracción	Riego	Oficial	Rural	Otros
2003	1.103,94	354,15	98,84	520,88	19,48	39,74	0,00	35,96	34,88	0,00	0,00
2004	1.270,85	380,39	103,19	645,17	20,63	45,41	0,00	37,48	38,58	0,00	0,00
2005	1.361,31	414,56	117,89	683,09	20,45	46,11	0,00	38,39	40,81	0,00	0,00
2006	1.434,68	458,49	127,88	695,61	21,83	47,34	41,50	42,04	0,00	0,00	0,00
2007	1.462,37	527,78	104,98	672,66	22,19	49,78	0,00	37,76	47,23	0,00	0,00
2008	1.457,48	553,92	103,57	630,62	23,67	53,56	0,00	37,92	54,22	0,00	0,00
2009	1.421,99	592,79	108,86	533,52	24,42	55,98	0,00	42,75	63,66	0,00	0,00
2010	1.587,46	645,72	114,34	621,31	25,05	58,40	0,00	48,62	74,02	0,00	0,00
2011	1.727,22	681,06	118,99	703,95	25,53	61,83	0,00	55,66	80,19	0,00	0,00
2012	1.769,42	760,12	125,85	641,63	26,39	64,14	0,00	64,21	87,07	0,00	0,00
2013	1.871,22	819,22	131,08	666,29	27,48	66,15	0,00	67,49	93,50	0,00	0,00

De las tablas anteriores y como puede observarse en los gráficos se desprende que el consumo de electricidad aumentó en la provincia de Mendoza un 48,5% y en la provincia de San Juan un 69,5% en el periodo 2003-2013.



Región Patagonia (PAT)

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 (que representa el 16,8% del país).

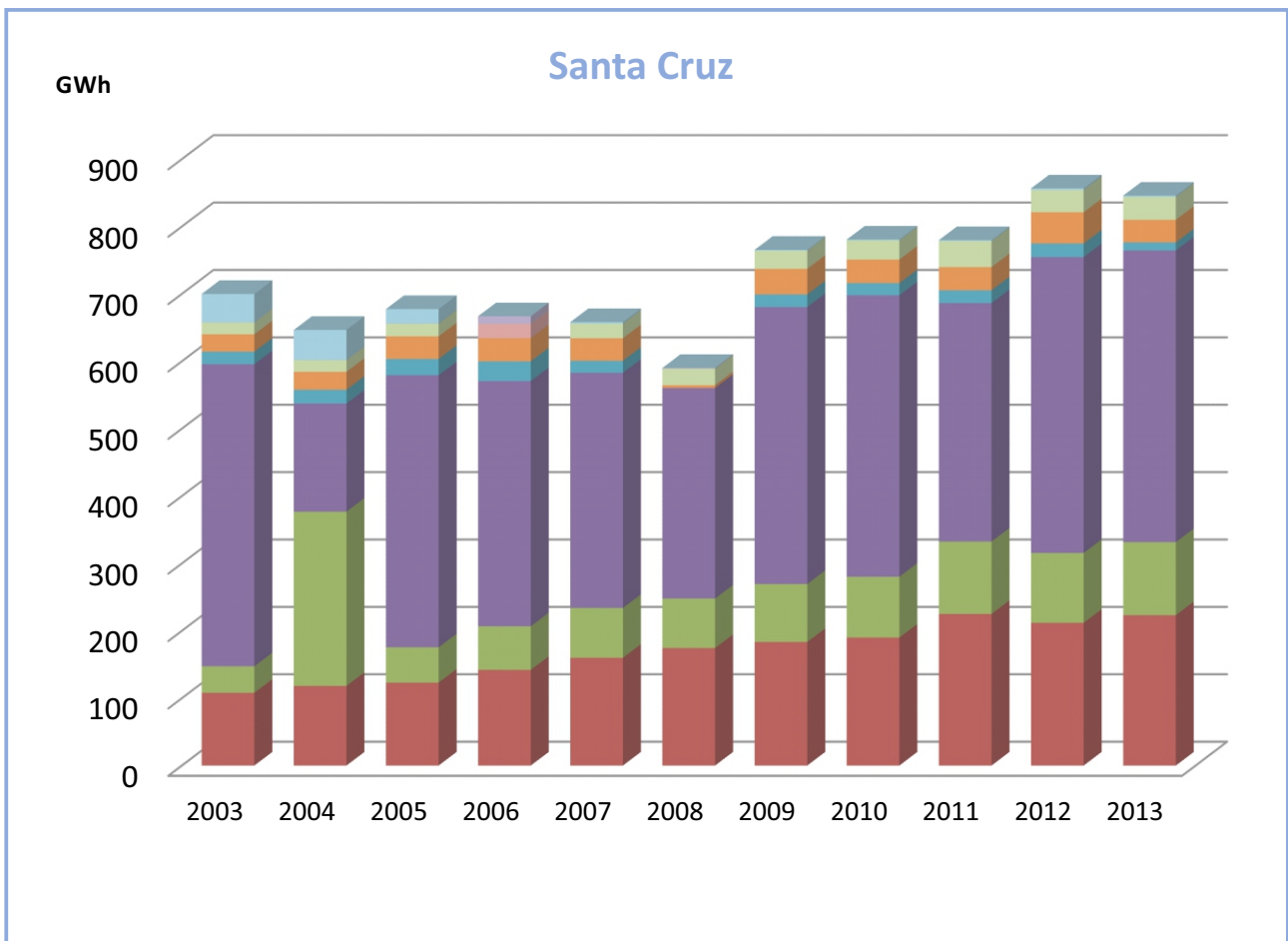
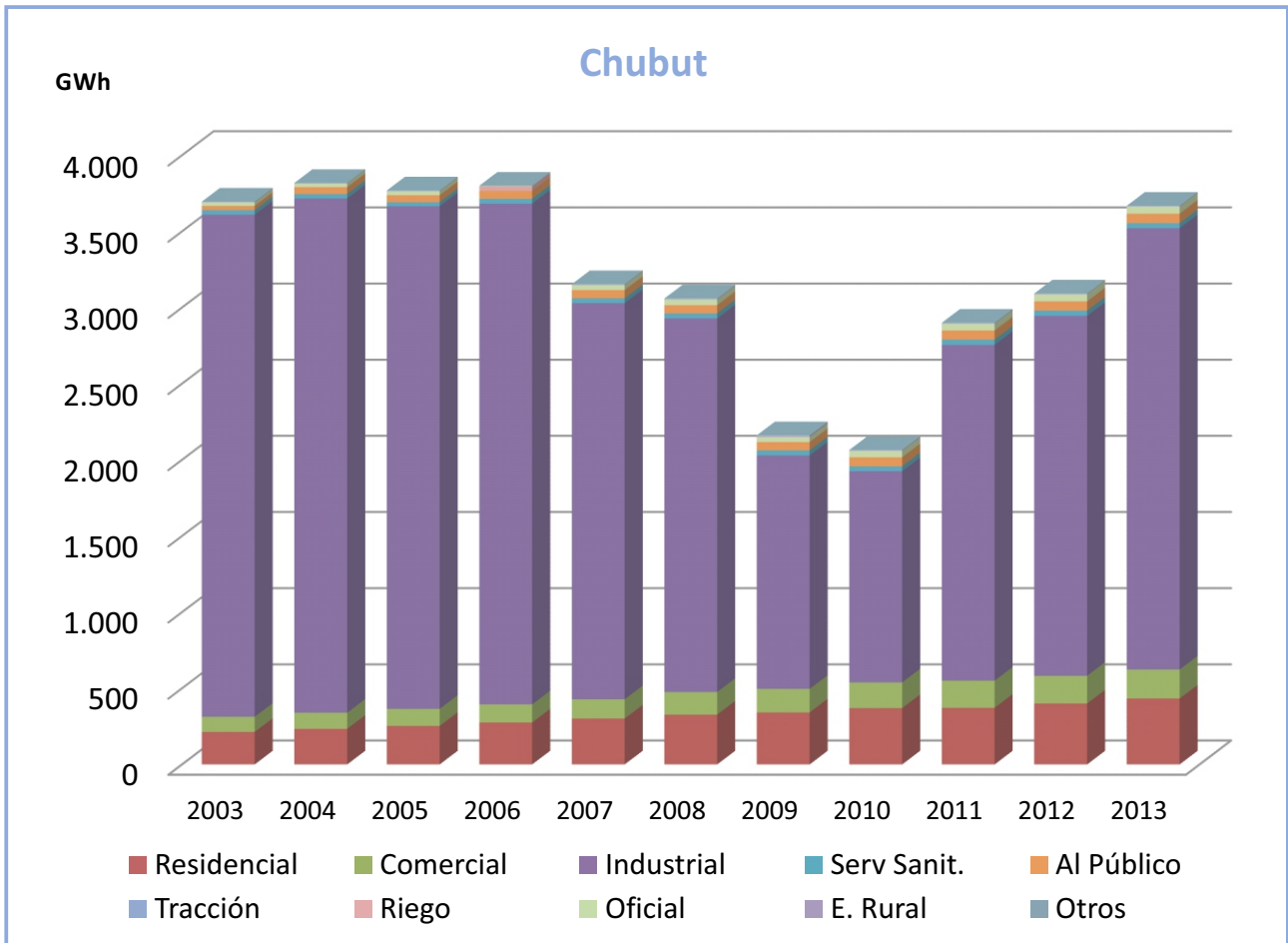
A continuación se presenta, primero en tablas y luego graficado, el consumo eléctrico por sector de las provincias para el periodo 2003-2013 en GWh.

Chubut											
	Total	Residencial	Comercial	Industrial	Servicios Sanitarios	Alumbrado Público	Tracción	Riego	Oficial	Rural	Otros
2003	3.695,27	213,68	99,02	3.297,58	29,61	27,59	0,00	0,02	22,80	4,01	0,96
2004	3.817,57	234,07	105,58	3.376,12	29,50	45,16	0,00	0,41	22,75	2,98	1,00
2005	3.768,31	252,83	112,23	3.300,49	26,12	45,34	0,00	0,40	25,67	3,45	1,79
2006	3.799,75	275,46	118,91	3.287,64	31,84	52,04	0,36	28,74	3,77	1,00	0,00
2007	3.152,89	301,40	126,29	2.600,79	32,68	53,59	0,00	0,35	31,58	3,95	2,27
2008	3.058,90	327,42	148,32	2.452,87	32,87	53,78	0,00	0,37	36,61	4,54	2,12
2009	2.160,76	341,90	154,18	1.532,44	33,62	54,50	0,00	0,37	31,51	11,00	1,24
2010	2.064,78	370,16	168,56	1.386,78	31,89	58,99	0,00	0,38	41,09	5,47	1,44
2011	2.899,68	372,16	177,72	2.204,84	34,84	59,54	0,00	0,41	43,20	5,35	1,60
2012	3.091,85	400,36	181,86	2.363,34	34,46	60,32	0,00	0,35	45,98	3,83	1,35
2013	3.667,92	432,93	190,02	2.897,93	33,30	61,98	0,00	0,48	45,58	4,41	1,29

La baja en el consumo de los años 2009 y 2010 se debe a la baja demanda de energía eléctrica de los GUMEM del departamento de Rawson. Los valores de la DGSP de CHUBUT son los del año presentados en el 2012 son del 2011 ante la falta de información actualizada.

Santa Cruz											
	Total	Residencial	Comercial	Industrial	Servicios Sanitarios	Alumbrado Público	Tracción	Riego	Oficial	Rural	Otros
2003	6.998,43	1.079,37	393,45	4.482,78	186,10	258,08	0,00	0,00	174,99	1,65	422,02
2004	6.464,65	1.181,99	2.585,04	1.604,75	204,82	265,76	0,00	0,00	174,86	1,50	445,93
2005	6.774,43	1.230,39	523,96	4.037,27	242,05	335,81	0,00	0,00	187,55	1,35	216,06
2006	6.667,85	1.419,47	646,90	3.638,63	293,20	343,96	0,00	212,14	1,22	112,34	0,00
2007	6.579,41	1.598,57	739,59	3.489,45	179,12	334,20	0,00	0,00	216,20	0,00	22,28
2008	5.900,30	1.743,72	734,38	3.125,08	0,00	41,00	0,00	0,00	245,25	10,87	0,00
2009	7.652,28	1.833,21	859,89	4.110,97	187,24	379,43	0,00	0,00	269,03	0,00	12,52
2010	7.805,44	1.899,02	903,13	4.176,01	181,19	349,49	0,00	0,00	284,22	0,00	12,37
2011	7.796,77	2.249,58	1.074,06	3.539,06	190,00	344,12	0,00	0,00	385,82	0,00	14,13
2012	8.564,32	2.118,05	1.036,20	4.390,90	202,22	463,37	0,00	0,00	331,64	0,00	21,95
2013	8.457,15	2.231,12	1.083,85	4.328,12	120,50	334,86	0,00	0,00	340,39	0,00	18,31

De las tablas anteriores y como puede observarse en los gráficos se desprende que el consumo de electricidad en la provincia de Chubut disminuyó en un 0,7% y en la provincia de Santa Cruz aumentó un 20,8% en el periodo 2003-2013.



Región del Comahue (COM)

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).

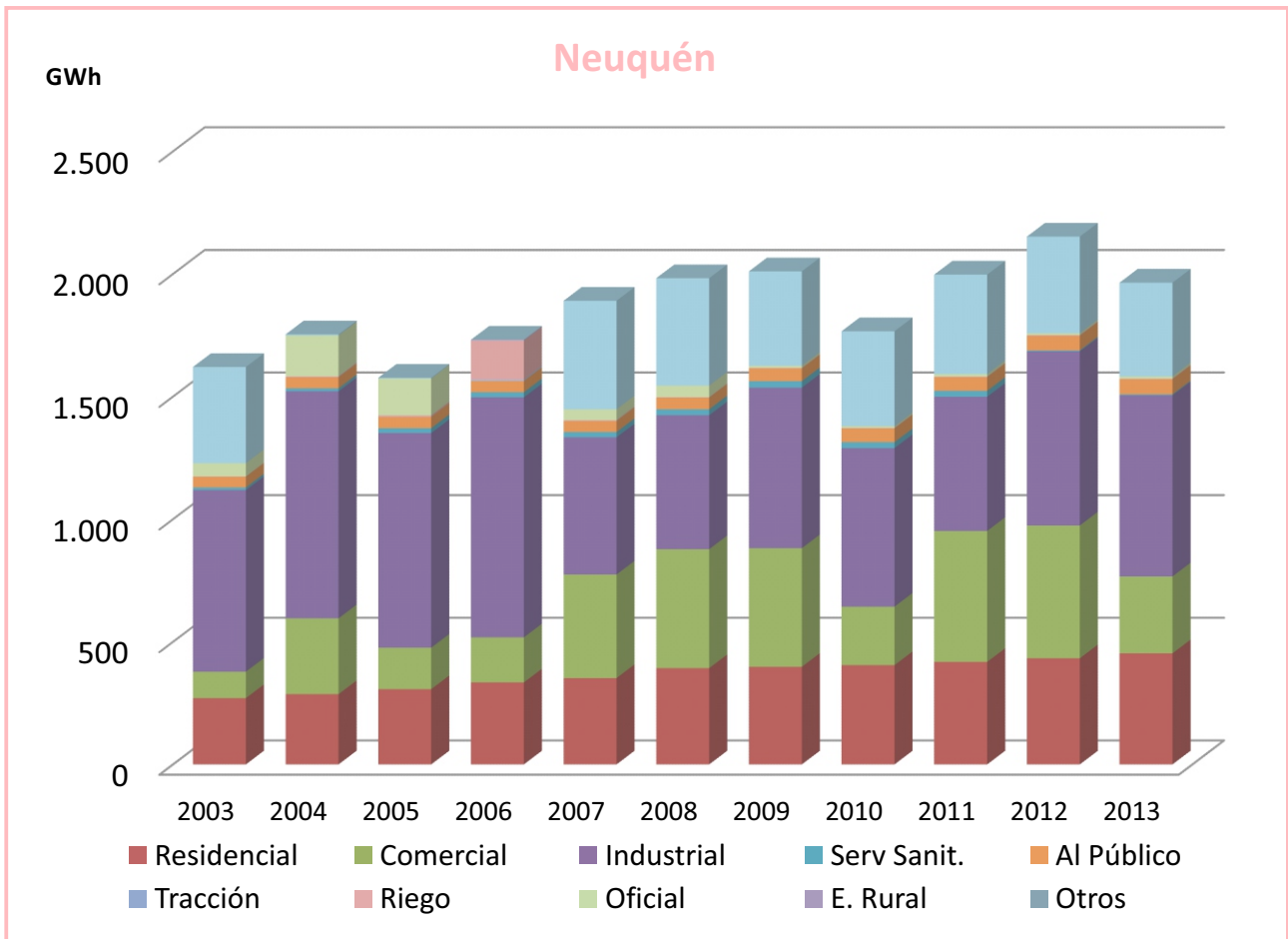
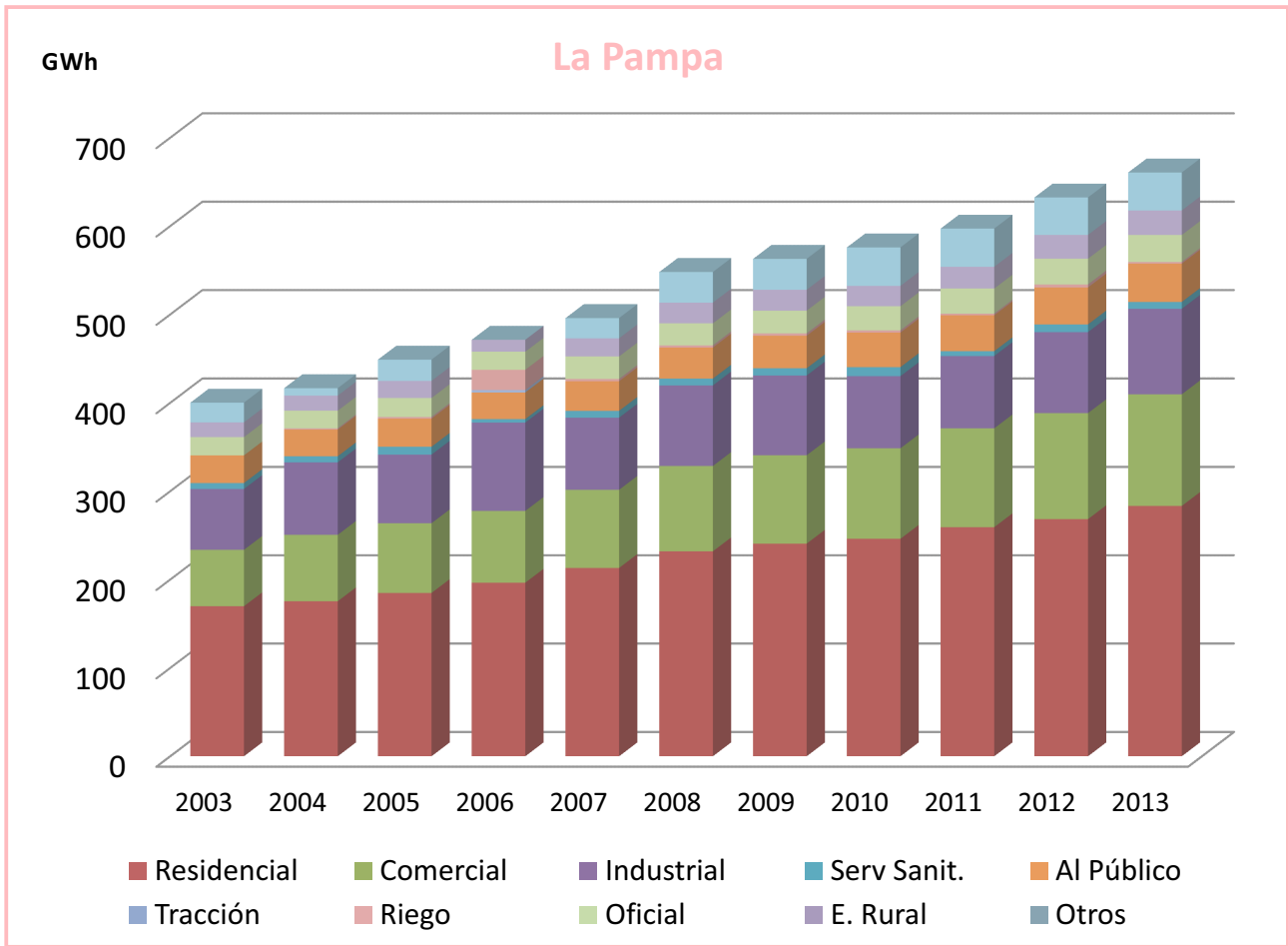
A continuación se presenta, primero en tablas y luego graficado, el consumo eléctrico por sector de las provincias para el periodo 2003-2013 en GWh.

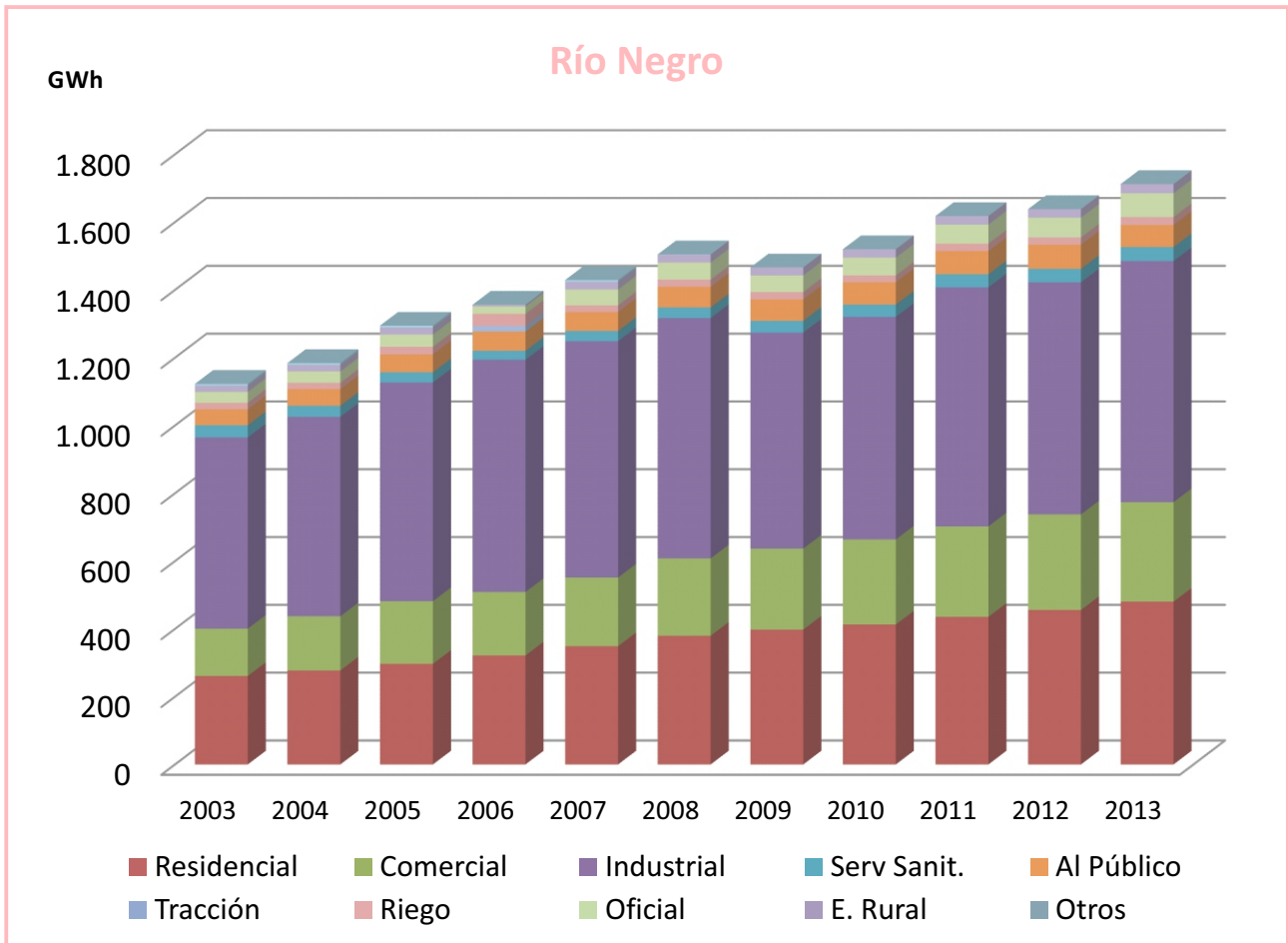
La Pampa											
	Total	Residencial	Comercial	Industrial	Serv Sanit.	Al Público	Tracción	Riego	Oficial	E. Rural	Otros
2003	400,16	169,77	63,82	68,85	6,76	31,27	0,00	0,00	20,73	16,61	22,35
2004	416,54	175,41	75,20	81,96	6,94	30,17	0,00	1,38	20,02	17,04	8,42
2005	448,83	184,80	78,93	77,58	8,94	31,79	0,00	1,90	21,52	19,32	24,06
2006	471,29	196,40	81,27	99,92	4,00	30,10	2,76	22,86	20,55	13,44	0,00
2007	495,86	213,10	88,46	81,59	7,76	33,44	0,00	2,62	25,49	20,47	22,93
2008	547,99	231,93	96,59	91,10	7,76	35,10	0,00	2,49	24,98	23,37	34,65
2009	562,86	240,60	100,02	90,26	8,20	36,78	0,00	2,73	25,69	23,57	35,02
2010	575,83	246,08	102,44	81,61	10,24	39,07	0,00	2,55	27,29	22,96	43,57
2011	596,14	259,22	111,89	81,82	5,48	40,59	0,00	1,89	28,44	24,58	43,23
2012	632,34	268,35	119,99	91,61	8,75	41,81	0,00	3,43	29,14	26,90	42,36
2013	660,58	283,25	126,38	96,70	7,78	43,32	0,00	1,94	30,56	27,66	42,98

Neuquén											
	Total	Residencial	Comercial	Industrial	Servicios Sanitarios	Alumbrado Público	Tracción	Riego	Oficial	Rural	Otros
2003	1.620,53	270,37	107,55	740,60	10,91	43,54	0,00	1,37	53,83	0,00	392,36
2004	1.753,43	286,48	309,16	925,60	12,31	44,61	0,00	4,10	166,69	0,00	4,49
2005	1.576,43	306,86	169,03	875,29	19,97	45,50	0,00	6,56	150,07	0,00	3,16
2006	1.731,39	334,33	183,59	978,75	21,01	45,95	5,58	158,79	0,00	3,39	0,00
2007	1.890,42	352,05	422,10	559,63	21,65	44,59	0,00	3,58	44,05	0,00	442,76
2008	1.982,60	392,63	484,87	546,33	24,33	47,54	0,00	1,78	47,04	0,00	438,08
2009	2.010,52	398,14	483,50	654,68	26,57	51,50	0,00	2,37	8,68	0,00	385,09
2010	1.766,26	404,81	238,49	646,43	24,38	55,68	0,00	2,16	7,12	0,00	387,19
2011	1.997,16	418,00	533,88	547,33	24,21	55,45	0,00	2,53	10,22	0,01	405,53
2012	2.152,14	432,75	541,49	709,80	4,29	59,54	0,00	2,77	7,64	0,01	393,83
2013	1.964,36	452,88	313,53	738,59	4,01	61,18	0,00	2,86	9,34	0,01	381,95

Río Negro											
	Total	Residencial	Comercial	Industrial	Servicios Sanitarios	Alumbrado Público	Tracción	Riego	Oficial	Rural	Otros
2003	1.122,53	260,93	139,60	564,14	36,07	46,99	0,00	19,15	31,90	18,68	5,08
2004	1.184,13	277,25	159,89	588,24	32,69	49,21	0,00	18,56	33,35	19,37	5,57
2005	1.294,46	296,70	184,96	645,00	30,22	52,90	0,00	22,30	35,94	20,66	5,77
2006	1.356,13	321,44	187,20	685,22	26,46	56,71	16,36	35,84	21,87	5,04	0,00
2007	1.429,13	348,90	202,50	697,17	30,20	56,01	0,00	19,52	46,76	22,72	5,36
2008	1.504,65	379,70	228,16	708,94	31,37	60,97	0,00	21,01	50,22	23,58	0,69
2009	1.466,19	397,82	238,83	637,11	34,97	63,18	0,00	21,49	49,09	23,71	0,00
2010	1.519,93	412,79	250,88	656,52	36,42	65,91	0,00	19,94	52,73	24,74	0,00
2011	1.617,78	435,43	266,75	705,22	38,59	68,42	0,00	22,01	55,96	25,40	0,00
2012	1.638,17	455,64	281,99	684,71	39,66	71,16	0,00	21,55	58,28	25,18	0,00
2013	1.712,10	480,23	293,39	711,42	41,22	65,17	0,00	23,36	70,22	27,09	0,00

De las tablas anteriores y como puede observarse en los gráficos se desprende que el consumo de electricidad aumentó en la provincia de La Pampa un 65,1%, en la provincia de Neuquén un 21,2% y en la provincia de Río Negro un 52,5% en el periodo 2003-2013.





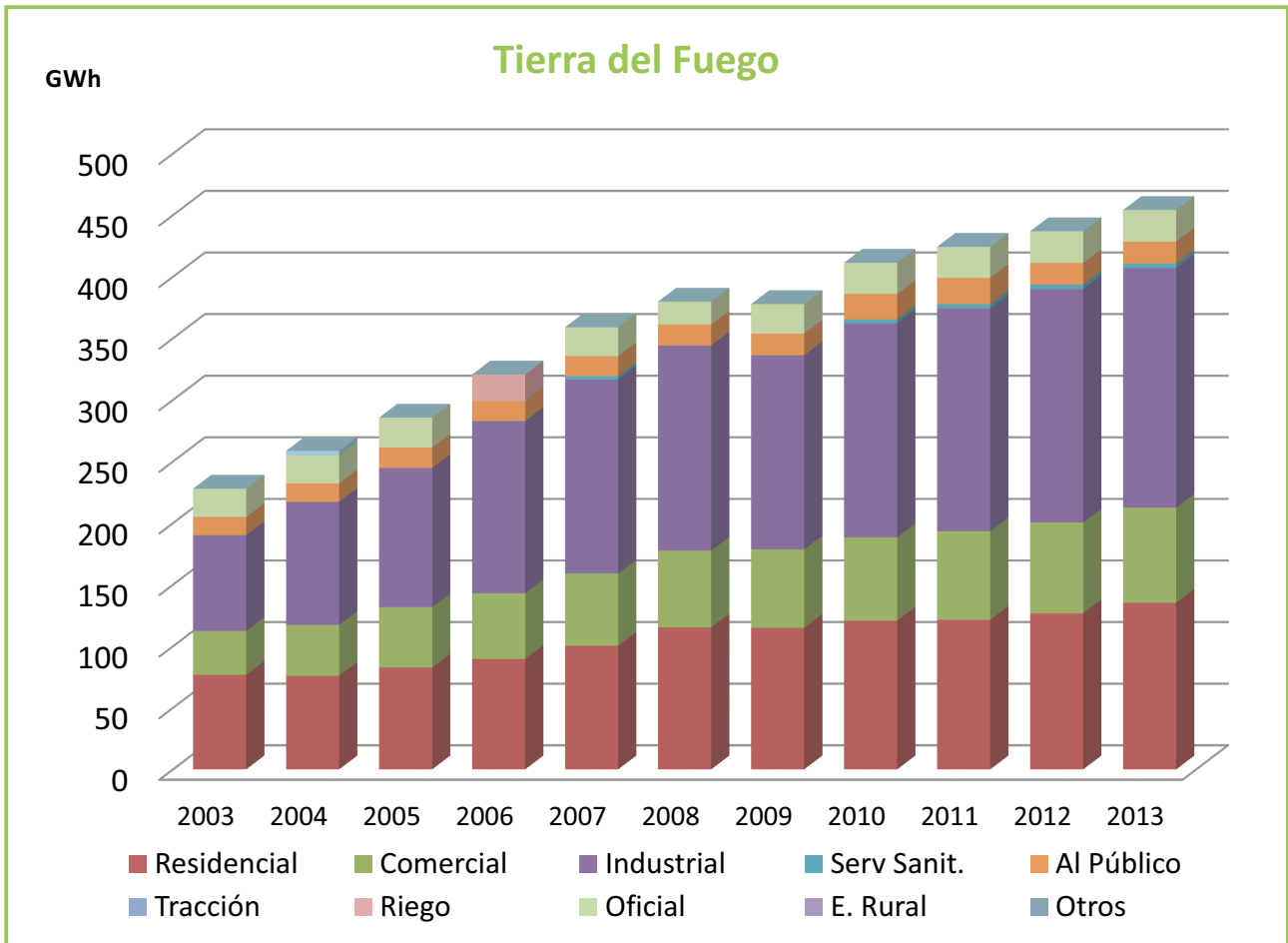
Provincia de Tierra del Fuego

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).

A continuación se presenta el consumo eléctrico por sector de la provincia para el periodo 2003-2013 en GWh. A pesar de que se efectuó la licitación recientemente, esta provincia aún no se encuentra interconectada al SADI.

Tierra del Fuego											
	Total	Residencial	Comercial	Industrial	Servicios Sanitarios	Alumbrado Público	Tracción	Riego	Oficial	Rural	Otros
2003	227,84	76,72	35,64	77,70	0,00	14,81	0,00	0,00	22,97	0,00	0,00
2004	258,52	75,92	41,39	99,72	0,00	15,18	0,00	0,00	22,67	0,00	3,64
2005	285,53	82,67	49,02	113,00	0,00	16,53	0,00	0,00	24,31	0,00	0,00
2006	320,55	89,55	53,47	139,65	0,16	16,06	0,00	21,67	0,00	0,00	0,00
2007	358,93	100,32	58,64	157,44	2,85	16,30	0,00	0,00	23,38	0,00	0,00
2008	379,74	115,22	62,30	166,59	0,00	17,06	0,00	0,00	18,58	0,00	0,00
2009	377,73	114,95	63,59	157,60	0,00	17,51	0,00	0,00	24,08	0,00	0,00
2010	411,27	120,70	67,60	173,76	3,19	20,71	0,00	0,00	25,30	0,00	0,00
2011	424,20	121,34	72,00	180,82	3,48	21,33	0,00	0,00	25,24	0,00	0,00
2012	436,88	126,66	73,69	189,41	3,66	17,65	0,00	0,00	25,80	0,00	0,00
2013	454,13	135,24	77,25	194,48	3,68	17,84	0,00	0,00	25,65	0,00	0,00

De la tabla anterior y como puede observarse en el gráfico siguiente se desprende que el consumo de electricidad en la provincia de Tierra del Fuego aumentó un 99,3% en el periodo 2003-2013.



Noticias



El INVAP construirá un parque eólico en Río Negro

Lo hará junto con la empresa provincial transportista de energía en alta tensión Transcomahue S.A. al asociarse y constituir ambas la firma Eólica Rionegrina Sociedad Anónima, que tendrá como objeto la construcción y puesta en marcha de un parque eólico para generación de electricidad en la zona de cerro Policía.

Allí, INVAP tiene instaladas, desde hace varios años, dos torres de gran altura con equipamiento electrónico de registro de velocidad y dirección del viento a diferentes niveles, lo que constituye una información básica para el desarrollo del emprendimiento.

La central eólica tendrá una potencia aproximada de 17 MW en su primera etapa, constituyendo una inversión neta del orden de los U\$S 50.000.000. El proyecto prevé la ampliación futura con el agregado de turbinas eólicas de similares características, hasta alcanzar una potencia instalada cercana a los 300 MW en un predio fiscal de 50 km cuadrados.

Asimismo, el proyecto contempla la construcción de una línea de alta tensión (en 132 kV) de 31 km, que interconectará el parque eólico con la estación transformadora de El Chocón, para inyectar la energía generada al Sistema Argentino de Interconexión (SADI).

Este proyecto de generación de energía renovable constituye un avance esencial en el desarrollo de la política energética rionegrina, constituyendo el primer emprendimiento de este tipo en la provincia.

El gobernador Alberto Weretilneck, el Secretario de Estado de Energía Marcelo Echegoyen y el Gerente General de INVAP, Héctor Otheguy presidieron el acto en el cual se firmó el acta constitutiva de las empresas.

En ese marco, Weretilneck mencionó que “es un orgullo para nosotros las buenas noticias que siempre INVAP da a Río Negro y al país. Hoy nos encontramos empezando otro sueño con la conjunción de dos historias. Por un lado la historia de INVAP que venía investigando y trabajando en la utilización de energía renovable y por otro lado nuestro Secretario de Energía, que tiene en claro la importancia de todo tipo de energía para el crecimiento de Río Negro y fundamentalmente para la integración provincial, pensando por lo menos con una década de anticipación para el abastecimiento eléctrico”.

En este sentido agregó “el principal limitante para el crecimiento, es la falta de energía a un costo que permita recuperar las inversiones, por lo que estoy convencido que se trata de un proyecto exitoso”.

Fuente: <http://www.electrosector.com>.

Argentina y China ratificaron el trabajo conjunto para la cuarta central nuclear

El Ministro de Planificación Federal, Julio De Vido, firmó junto al presidente de la Administración Nacional de Energía y vicepresidente de la China National Nuclear Company (CNNC), Nur Bekri, un acuerdo por el cual ratificaron el trabajo conjunto en el proyecto de la cuarta central nuclear en Argentina.

El convenio fue suscripto el martes 3 de febrero por la madrugada, en el marco de la Segunda Reunión de Diálogo Estratégico para la Cooperación y la Coordinación Económica Argentina-China que se realizó en la Comisión Nacional de Desarrollo y Reforma (CNDR), con la presencia de su chairman, Xu Shaoshi, y de los ministros de Relaciones Exteriores, Héctor Timmerman, de Economía, y de Agricultura, Carlos Casamiquela.

También estuvieron presentes el presidente de Nucleoeléctrica Argentina (NASA) y la presidenta de la Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA), Norma Boero.

En este sentido, se destacó oficialmente tras el acto, "los gobiernos de ambos países encomiendan a Nucleoeléctrica Argentina, empresa del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, y a la Corporación Nacional Nuclear China, continuar los trabajos para firmar los contratos comerciales y disponer los préstamos a ser provistos por instituciones financieras chinas".

Nucleoeléctrica Argentina, como propietario y arquitecto ingeniero, llevará adelante el preproyecto, diseño, construcción, puesta en marcha y operación de la nueva central, mientras que la CNNC proporcionará equipos, bienes y servicios, además de materiales que requiera la industria argentina para fabricar localmente componentes destinados al proyecto, que en más de un 70% serán de fabricación nacional.

La central utilizará un reactor de tipo CANDU, de uranio natural y agua pesada, similar al de la Central Nuclear Embalse, indicó el Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios.

Tendrá una potencia de aproximadamente 800 MW 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.

Fuente: Telam, Martes 3 de febrero de 2015.

El ministro Julio De Vido firmó siete nuevos acuerdos en la última jornada de Cristina en China

En el marco de la última jornada de la visita oficial de la presidenta Cristina Fernández de Kirchner a China, el ministro de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios Julio De Vido, encabezó la firma de siete acuerdos que se sumaron a los suscriptos ayer en el encuentro bilateral de la mandataria con su par, Xi Jinping, relacionados con cooperación en materia aeroespacial y minería, y un convenio para el emprendimiento de energía eólica El Angelito, en la provincia de Chubut.

Antes de emprender el regreso al país, el ministro Julio De Vido expresó su satisfacción por los entendimientos alcanzados con China en los últimos días, y catalogó la experiencia de la misión argentina como "fructífera" y "fundamental para el desarrollo de esta alianza".

Las reuniones y firmas de entendimientos se desarrollaron en horas de la mañana en el hotel Saint Regis de Beijing, donde se alojó la comitiva argentina.

En materia de minería, por su parte, se firmó un convenio de cooperación e intercambio de conocimientos científico y técnico en ciencias de la tierra, entre el Servicio Geológico Minero (Segemar) y el Servicio Geológico Chino, a través del desarrollo de programas de investigación conjunta.

Luego se concretó un acuerdo para instrumentar actividades de cooperación para el aprovechamiento de los recursos mineros nacionales, con la Cámara de Comercio Argentina-China, representada por su presidente, Sergio Espadone, la vicepresidenta Tang Qinghui, así como una declaración de interés de la empresa Guangzhou Chu Yao Biotecnología Co en la exportación de turba desde Tierra del Fuego.

Respecto a estos acuerdos, el secretario de Minería, Jorge Mayoral, expresó que "la minería es un tema de importancia y entendimiento para ambos países desde 2004", cuando el ex presidente Néstor Kirchner visitó China por primera vez.

"Alcanzamos acuerdos que vienen a profundizar el intercambio en materia científica y tecnológica de

los organismos, pero además de darse en materia geológica, ahora también se concretaron en la economía real", resaltó.

En otros acuerdos, la Comisión Nacional de Actividades Espaciales (CONAE) firmó también esta mañana con la Administración Nacional China del Espacio la adhesión al Centro Espacial Asia-Pacífico, que permitirá la formación de profesionales argentinos en el campo aeroespacial.

Posteriormente el ministro De Vido, encabezó la firma del acuerdo con Sinowind para el desarrollo del proyecto eólico El Angelito, de 200 MW y una inversión de 435 millones de dólares, con financiamiento que la empresa gestionará ante bancos chinos.

La presidenta de Sinowind, Tian Linzhi, destacó que se dará una fuerte participación a las empresas argentinas, en el marco de un encuentro en el que también participaron de la firma el Subsecretario de Coordinación y Control de Gestión de Ministerio, Roberto Baratta, y el Subsecretario de Energía Eléctrica, Paulo Farina.

De las reuniones participaron Gustavo Martino, embajador argentino en Beijing, y Yang Wanming, embajador chino en Buenos Aires, además de otros funcionarios del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios.

Fuente: Telam, Jueves 5 de febrero de 2015.

Concluyeron las primeras pruebas hidráulicas en la Central Termoeléctrica Guillermo Brown

La construcción y puesta en marcha de la Central registra importantes avances y ya se concluyeron las primeras pruebas hidráulicas de los sistemas de suministro de combustible a una de sus turbinas, informó el Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios.

Esto permitirá a esta unidad Termoeléctrica de 270 MW comenzar a generar energía eléctrica en el segundo trimestre del 2015, a la que se sumará otra turbina de la misma potencia totalizando 540 MW.

"Los ensayos que se han efectuado permiten verificar la integridad de los equipos e instalaciones necesarias para el suministro del combustible gaseoso y del sistema de refrigeración de la primera turbina de la central, posibilitando que comience a generar energía eléctrica en las próximas semanas, avanzando así, en el abastecimiento energético", señala el comunicado del Ministerio.

La Central Guillermo Brown se construye en la localidad de Cerri, próxima a Bahía Blanca, en un punto estratégico en el sistema de transporte de gas nacional, asegurándose así una excelente logística de suministro de combustible para la generación de energía eléctrica.

La realización de esta Central Termoeléctrica, sumada a la ampliación del puerto de Bahía Blanca, a la extensión de la capacidad del gasoducto y a la instalación del nuevo poliducto, en las que se están invirtiendo más de \$ 6.000 millones, generan un fuerte empuje a todas las actividades industriales de la región, empleando más de 1.000 obreros y más de 50 contratistas nacionales y locales, según se informó.

La puesta en marcha de esta primera turbina incorporará 270 MW de potencia al Sistema Eléctrico Nacional, posibilitando generar más de 2.000.0000 MWh, que comparativamente se puede entender como más del 150% de la demanda de energía que tienen los usuarios de la ciudad de Bahía Blanca.

"La puesta en marcha de la segunda turbina de esta central implicará sumar otros 270 MW e incorporar así un total de 540 MW de potencia eléctrica, lo que significa más de tres veces la potencia demandada en la ciudad de Bahía Blanca", precisa el comunicado.

El texto concluye señalando que "esta central se realiza gracias al esfuerzo del Estado Nacional, que año tras año viene llevando adelante políticas que permitan incorporar mayor capacidad de generación de energía eléctrica".

Fuente: Telam, Viernes 3 de abril de 2015.

Argentina y Rusia firmaron convenios en materia de energía, minería y telecomunicaciones

Los acuerdos celebrados incluyen la construcción de la represa Chihuido (637 MW), la realización de actividades espaciales conjuntas, la provisión de uranio metálico por parte de Rusia para el INVAP, la cooperación técnica y promoción para lograr inversiones rusas en la minería argentina, y el convenio preliminar para una sexta central nuclear.

En materia de energía nuclear, el ministro de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios Julio De Vido y el CEO de Rosatom, Sergei Kirienko, firmaron el jueves 23 de abril en Moscú un Memorando Político y el Acuerdo Técnico para ejecutar la propuesta integral para la construcción de una sexta central con transferencia de tecnología, que será evaluada por Argentina para la posterior suscripción de los Contratos definitivos.

"Ha sido un viaje muy fructífero en continuidad con la visita del presidente (Vladimir) Putin a Buenos Aires en junio del año anterior; hemos avanzado mucho en materia de intercambio de combustibles entre la CNEA y Rosatom, que TVEL es para ser más preciso, la subsidiaria de Rosatom en materia de combustible" indicó De Vido en diálogo con la televisión estatal rusa en Moscú.

Por su parte, los representantes de la Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA) y la empresa estatal rusa TVEL firmaron un memorando para investigar combustibles nucleares, materiales y aleaciones de circonio.

Otro acuerdo fue firmado hoy por el INVAP con TVEL para la provisión de uranio metálico que la empresa rionegrina argentina utilizará en sus proyectos de reactores experimentales de Argelia, Egipto y Argentina entre otros.

Consultado sobre el acuerdo de compra de combustible nuclear y la transferencia de tecnología, De Vido precisó que "en el caso de transferencia de tecnología no hay valores establecidos. Hay intercambio más que nada de conocimientos y experiencias entre las dos empresas".

"En el caso del uranio metálico, el costo que tiene el producto a nivel internacional y las cantidades que se acuerden dentro de lógica del consumo propio de estos reactores; como son experimentales, no son cantidades significativas. Es más que nada un acuerdo significativo porque de alguna manera este acuerdo con Rusia viene a romper una suerte de bloqueo de condicionamientos en la autodeterminación argentina en cuanto a la compra de uranio en otros mercados", continuó.

También hubo avances en materia espacial para lo que el Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios y la Agencia Espacial Rusa Roscosmos, en una Declaración Conjunta anunciaron hoy la decisión de realizar actividades espaciales conjuntas y el texto del Protocolo para la Cooperación.

El acuerdo para la construcción en Neuquén de la Represa Chihuido de 673 MW, también firmado dicho jueves, consta por un lado con el Contrato de Obra y por otro, con el Acta Acuerdo.

En el primero figura una inversión de \$ 18.039 millones (US\$ 2.230 millones) que financiará la Corporación Estatal Vnesheconombank, en el Acta Acuerdo se establece el compromiso de concluir la tramitación y obtención del financiamiento e iniciar las obras en septiembre próximo.

En el primer caso firmaron los representantes de la Secretaría de Obras Públicas, José López, y por la UTE adjudicataria, lo hizo Eduardo Eurnekian, en tanto que el Acta Acuerdo fue rubricada por los ministros de Economía y Planificación Federal de Inversión Pública y Servicios, Axel Kicillof y Julio De Vido, con los titulares del Consorcio, Inter Rao, Boris Kovalchuk y el Banco Ruso Vladimir Dmitriev.

Para el sector de Telecomunicaciones se suscribieron hoy en Moscú dos memorandos para el intercambio de conocimientos y progresos logrados en el campo de la investigación y para impulsar acuerdos entre operadores para reducir la tarifa Roaming entre ambos países, que firmaron los ministros de Planificación y del Ministerio de Telecomunicaciones rusas.

El compromiso en Minería incluye un memorando para el intercambio de conocimientos y asistencia técnica entre Segemar con la empresa estatal rusa Rosgeologia, y con el Instituto Estatal de Investigación A.P. Karpinski.

Por último se firmó un Acuerdo para la Promoción de la Minería Argentina para la llegada de Inversiones de Rusia a la Argentina, que firmó el Secretario de Minería de la Nación, Jorge Mayoral, por el país, con el titular del Consejo Empresario Rusia Argentina.

Fuente: Telam, jueves 23 de abril de 2015.

Construirán el primer electroducto submarino para transportar energía desde Tierra del Fuego

El Gobierno Nacional construirá el primer electroducto submarino de América Latina para transportar energía eléctrica desde Tierra del Fuego a la zona continental del país a través del Estrecho de Magallanes, e incrementar de esta forma en 700 MW la oferta existente en el Sistema Interconectado Nacional, anticiparon fuentes del gobierno fueguino.

La obra -que se encuentra en su etapa final de consultoría- se combinará con el proyecto de generar electricidad a boca de pozo utilizando el remanente de gas que se extraiga de los yacimientos Vega Pléyade y Carina, situados frente a la costa de la provincia insular.

El gas que ya no pueda inyectarse en los gasoductos por cuestiones de capacidad de transporte, se usará para "darle un valor agregado y generar energía eléctrica para el mercado nacional", dijo tiempo atrás la Gobernadora Fabiana Ríos.

En esa oportunidad, la mandataria provincial subrayó la "voluntad política del Gobierno Nacional" para encarar un proyecto "de magnitud en términos de ingeniería y de desarrollo tecnológico, que no tiene igual en la Argentina y de los que existen pocos antecedentes en el mundo", observó.

Ríos también destacó que la obra producirá un cambio "en la matriz económica" de la provincia, ya que la comercialización de megavatios en el mercado eléctrico nacional derivará en "recursos genuinos" para el distrito.

El electroducto ya figura "entre las grandes obras del país que se financiará a través del Comité de Asistencia Financiera. La decisión política del Gobierno Nacional es hacer la obra, porque sería la forma de culminar el Plan Federal 1 y 2 con un interconectado eléctrico global que abarque todo el país", explicó Juan Carlos Saldivia, Presidente de la Dirección Provincial de Energía (DPE).

Saldivia detalló que las tareas de consultoría se encuentran en la etapa final y que ya se hicieron trabajos exploratorios desde Río Gallegos, en Santa Cruz, hasta Ushuaia, en Tierra del Fuego.

"De la consultoría surgirá el proyecto definitivo, con la traza y la determinación de valores y materiales, pero también el pliego para convocar a una licitación que incluirá un plazo de obra de unos 90 días", anticipó el funcionario fueguino.

La dimensión del proyecto también puede medirse por la potencia de energía que se transmitirá por el electroducto: serán entre "600 y 700 MW", equivalentes a diez veces el consumo de energía eléctrica de todas las ciudades fueguinas en horario pico, describieron las autoridades.

La electricidad se generará en plantas a boca de pozo en la isla y llegará hasta una línea de alta tensión situada 20 kilómetros al sur de Río Gallegos, que ya forma parte del interconectado nacional, explicaron los funcionarios fueguinos.

"No hay muchos antecedentes de proyectos así. En Finlandia se está construyendo una obra similar. Imagínese que para instalar el electroducto hace falta la asistencia constante de un barco que sólo pueden proveer dos o tres empresas en el mundo", detalló Saldivia.

Una vez que Tierra del Fuego ingrese al mercado eléctrico nacional, podrá desarrollar otros

proyectos, como el de un parque de energía eólica en Río Grande, que ya está siendo analizado y de esta forma sumar más megavatios al interconectado, según indicaron desde el gobierno fueguino.

Una segunda etapa de la iniciativa incluirá interconectar el norte con el sur de la isla, Ushuaia genera hasta el momento su propia electricidad y con ello consume entre el 25 y el 30% del gas que le llega desde la zona norte, lo que impide el tendido de nuevas redes domiciliarias y un mayor desarrollo industrial.

El superávit gasífero en Tierra del Fuego se producirá en los próximos meses, a partir de la decisión del consorcio integrado por las empresas Total, Whintershall y Panamerican Energy de explotar el yacimiento Vega Pléyade y ampliar la producción en Carina, a través de una inversión cercana a los 1.000 millones de dólares.

Vega Pléyade se encuentra a 25 unos kilómetros de la costa fueguina y su jurisdicción es compartida entre Tierra del Fuego y la Nación.

Para su explotación se instará una plataforma y una línea de producción de 77 kilómetros (72 submarinos y 5 en tierra) entre el pozo y las instalaciones que la empresa tiene en la zona de Cullen y de Cañadón Alfa, en el norte provincial.

El vicegobernador fueguino, Roberto Crocianelli, ratificó que el gas remanente de ese proyecto es el que sirvió de base para la idea del electroducto submarino que "se convertirá en una insignia de todo el sistema eléctrico nacional", pronosticó el funcionario.

Fuente: Telam, Domingo 24 de mayo de 2015.