

## **4.2. OFERTA ELECTRICA**

### **4.2.1. Criterios para el análisis de la oferta en el Mercado Eléctrico Mayorista.**

Las reformas regulatorias introducidas en el sector eléctrico a partir de la ley 24065, han descentralizado las decisiones, tanto en materia de nueva oferta de generación como de ampliaciones de transporte, trasladándolas a los agentes del mercado, promoviendo la participación de la inversión privada de riesgo en estos segmentos de la industria eléctrica. Simultáneamente se retiró al estado no solo de la inversión directa<sup>1</sup> sino también de la planificación de largo plazo en el sector.

A partir de fines de la década de los 90, progresivamente se migra hacia un rol más activo del estado en las decisiones de inversión, comenzando con el Plan Federal de Transporte, luego la Resolución SE N° 01/03 y actualmente con definiciones del Plan Energético tales como la terminación de Yacyretá y de Atucha II y el fortalecimiento de la red de transporte. Si bien el Plan Energético anunciado por el Gobierno Nacional constituye una solución al abastecimiento eléctrico con un horizonte de 4 a 5 años, la función de planeamiento aún no se ha recuperado en forma orgánica dentro de la estructura del estado, en el sector energía.

En consecuencia no disponemos de una versión oficial sobre el desarrollo, en el largo plazo, de la infraestructura de generación y transporte de energía eléctrica. No existe tampoco un inventario actualizado de proyectos hidroeléctricos, ni una definición de estrategias sobre la participación de la fuente nuclear en la producción de electricidad, ni iniciativas privadas que hayan sido informadas a la Secretaría de Energía en materia de inversiones en nuevas centrales térmicas.

En este contexto, es necesario adoptar criterios para el abordaje del tema que resuelvan, con suficiente aproximación, la ausencia de definiciones de mayor precisión en materia de planeamiento del abastecimiento mayorista. Los criterios adoptados son los siguientes:

- Nivel de reservas de corto plazo: Se utilizan los niveles actuales, establecidos en la normativa para las reservas rotante y fría.
- Nivel de restricciones en la red de transporte:
  - Se parte de la información disponible en el Organismo Encargado del Despacho (OED) para la situación de congestión actual de la red.

---

<sup>1</sup> Excepción hecha del Proyecto Yacyretá que se encontraba en ejecución y que se completó parcialmente produciendo actualmente el 60% de la energía que corresponde a su módulo de diseño.

- Se establece una restricción global de la red para vincular oferta y demanda en el supuesto que, en el período de análisis, la expansión de la red de transporte reducirá los niveles de congestión a niveles compatibles con el mínimo de energía no suministrada admitida para el sistema.
- Nivel de indisponibilidad en centrales de generación: Se parte de la información disponible en el OED, separando la indisponibilidad originada en restricciones de combustible y de transporte.
- Definición de dos soluciones para el abastecimiento mayorista, uno para cada escenario de demanda, donde se modifica la composición del menú de proyectos utilizado para atender los niveles de producción requeridos en el marco de un conjunto de condiciones impuestas al suministro.

#### **4.2.2. Cartera de Proyectos de Generación.**

##### 4.2.2.1. Oferta de Generación Programada.

Se consideran proyectos firmes aquellos que forman parte del Plan Energético Nacional a saber:

Yacyretá: Se implementará el Plan de Terminación que se compone de obras y acciones que permitirán elevar el nivel del embalse de la actual cota 76 msnm a 83 msnm. El plan prevé un recrecimiento a la cota intermedia de 78 msnm hacia fines de 2005 y su terminación en 2008. El proyecto incrementará su oferta de potencia y energía al MEM en 380 MW y 2500 GWh-año a partir de 2006 y en 1300 MW y 8500 GWh-año a partir de 2008 (considerando el 100% de la producción comprada por Argentina)<sup>2</sup>.

Atucha II: Con 700 MW de potencia neta, propiedad de Nucleoeléctrica Argentina SA., debe completar las fases de perfeccionamiento del contrato con el proveedor, montaje y pruebas. Se prevé su ingreso en régimen comercial en 2010.

- Además de los proyectos del Plan Energético, se consideran firmes los siguientes proyectos hidroeléctricos actualmente en construcción<sup>3</sup>

Nombre	Cuenca	(MW)	Ingresa en
Los Caracoles	San Juan	123	2005
Punta Negra	San Juan	60	2006

##### 4.2.2.2. Proyectos Térmicos

<sup>2</sup> A los fines del estudio se supone que Argentina comprará la producción de la central sobre el brazo principal (actual central) y Paraguay comprará la producción de la futura central sobre el brazo Aña Cua con 255 MW de potencia y 2000 GWh-año de energía.

<sup>3</sup> Actualmente están detenidos y los contratos están siendo renegociados por el gobierno de San Juan.

#### 4.2.2.2.1. Proyectos Térmicos No Modelados.

Los no modelados son proyectos que tienen algún nivel de aprobación del acceso al MEM y como tales se encuentran informados en Cammesa, pero no tienen un cronograma ni de construcción ni de ingreso. La ejecución de este conjunto de proyectos depende de decisiones de los agentes privados del MEM y su materialización está asociada a la recomposición de reglas y precios en el MEM que brinden los incentivos adecuados.

Se indican a continuación los proyectos térmicos no modelados:

##### **Enargen:**

Instalación de un C.C. de aproximadamente 480 MW en el Parque Industrial de Plaza Huincul, conectado a Chocón Oeste en 500 kV.

##### **Ciclo Combinado Las Playas:**

Proyecto de instalación de un ciclo combinado de alrededor de 250 MW, ubicado en Central Las Playas (Villa María, Córdoba). Consta de una unidad TG de aproximadamente 160 MW y de una TV de aproximadamente 90 MW.

##### **Ciclo Combinado Genelba 2:**

Proyecto de instalación de un ciclo combinado de 850 MW, ubicado en Ezeiza, consumo específico medio 1500 Kcal/kWh.

##### **Ciclo Combinado Loma de la Lata:**

Proyecto de instalación de una TV conformando un ciclo combinado de 565 MW con las TG existentes, ubicado en Loma de la Lata, consumo específico medio 1700 Kcal/kWh.

##### **Ciclo Combinado Bahía Blanca:**

El proyecto consiste en la instalación de un ciclo combinado de 780 MW a instalarse en la Central Piedrabuena.

##### **Termoandes:**

El proyecto consiste en la vinculación al MEM de una TG de 203 MW ubicada en las cercanías de General Güemes (Salta)<sup>4</sup> con un consumo específico medio bruto de 2323 Kcal/kWh.

##### **Ciclo Combinado Independencia:**

---

<sup>4</sup> Esta máquina pertenece a una central de ciclo combinado no vinculada al SADI que exporta electricidad al sistema norte de Chile. La unidad se separará tanto eléctrica como termodinámicamente para su vinculación al sistema argentino.

Proyecto de instalación de un ciclo combinado marca ANSALDO de 242 MW con consumo específico de 1620 kcal/kWh, en Central Independencia, (Tucumán), que consta de una TV de 88 MW y una TG de 154 MW.

#### 4.2.2.2.2. Desarrollo de la oferta térmica con restricciones de gas natural

El desarrollo del parque de generación térmica se supondrá compatible con la oferta de gas natural para este fin.

Considerando la situación de reservas y los pronósticos señalados en el capítulo de oferta de gas natural, se adoptará una hipótesis restrictiva para el diseño de la oferta térmica basada en gas natural de las cuencas de Argentina.

- Se supondrá suficiencia de la oferta interna de gas natural para abastecer el consumo actual del parque de centrales de alta eficiencia.
- Se supondrá una incorporación moderada de nuevas máquinas en el área de producción de Comahue (680 MW de Enargen y Loma de La Lata).

Complementariamente se supondrá que la oferta térmica incremental utilizará suministro de gas natural de las cuencas de Bolivia. No obstante, por razones de seguridad de suministro, solo una parte de esta oferta térmica se supondrá basada en equipamiento solo gas natural y el resto del equipamiento térmico se diseñará como dual.

Con base en estos supuestos, la expansión de la oferta térmica para cubrir demanda considera:

- Incorporación de una máquina de Termoandes (200 MW) y de dos nuevas centrales térmicas en NOA<sup>5</sup> (completando 1200 MW adicionales) todas con gas natural de Bolivia (7 MM de m<sup>3</sup>-día). Las nuevas centrales facilitarán una incorporación gradual de potencia al MEM (primero TG y luego completan el equipamiento del ciclo combinado). Se establece como probable ingreso de Termoandes el año 2006, las nuevas TG en 2008 y las TV en 2009. Este equipamiento requiere expansión del transporte eléctrico asociado (Corredores NOA Centro y NOA NEA).
- El nuevo equipamiento térmico dual se supondrá localizado en áreas de demanda, en el litoral marítimo y fluvial desde Bahía Blanca hasta Santa Fe.

---

<sup>5</sup> Nuevas centrales basadas en los acuerdos de integración energética con Bolivia. Adicionalmente puede incluir el suministro de gas natural para el nuevo CC Independencia.

Este equipamiento deberá vincularse a la red de gasoductos<sup>6</sup> y tendrá las restricciones estacionales propias del transporte de gas natural y la que resulte del desarrollo de la oferta agregada (Interna + Bolivia). Se supone el ingreso de módulos de 750 MW a partir de 2007<sup>7</sup>, totalizando 3.000 MW para el escenario E1 y 12.750 MW para el escenario E2.

#### 4.2.2.3. Desarrollo de la Oferta Hidráulica y Eólica.

El inventario de proyectos hidroeléctricos, se encuentra desactualizado, con excepción hecha de los grandes proyectos binacionales de Corpus y de Garabí y de algunos proyectos en Patagonia y en Comahue. El Plan Energético Nacional prevé realizar una revisión y actualización de los proyectos de módulo superior a los 400 MW. El Plan considera seleccionar un conjunto de 3 o 4 proyectos que por sus indicadores técnicos y económicos resulten de interés para su ejecución.

A los fines del presente estudio la oferta eléctrica incremental, de origen hidráulico, considerará los siguientes proyectos:

- Sistema del Paraná en el que se ha seleccionado el proyecto Corpus. Este es un Proyecto Binacional con Paraguay, con probable iniciación en 2008 y terminación en 2015, incorpora 2.900 MW de potencia y 19.000 GWh año al MEM (considerando el 100% de la producción comprada por Argentina).
- Sistema del Uruguay en el que se ha seleccionado el proyecto Garabí. Este es un Proyecto Binacional con Brasil, probable iniciación en 2005 y terminación en 2010, que incorpora 900 MW y 3250 GWh-año al MEM (considerando solo el 50% de la producción comprada por Argentina).

Estos dos Proyectos más la terminación del Proyecto Yacyretá configuran un escenario con alta participación de la oferta hidráulica del NEA<sup>8</sup> exportando hacia la región central de Argentina. Este escenario de oferta requiere una fuerte ampliación futura del corredor NEA-GBA-Litoral. El fortalecimiento gradual de la capacidad de

---

<sup>6</sup> El nuevo Gasoducto Norte Argentino, incorporado en el Plan Energético Nacional, prevé destinar 10 MM de m<sup>3</sup>-día para suministro firme de gas natural a centrales térmicas. De tal forma se garantizará el abastecimiento a las actuales centrales “solo gas natural” y se liberará disponibilidad de gas natural de la oferta interna para las centrales duales.

<sup>7</sup> La Secretaría de Energía convocó al capital privado, mediante Resolución, para la instalación de una central térmica sobre el Río Paraná con ingreso previsto en 2007.

<sup>8</sup> Existen otros proyectos de interés energético sobre los ríos Paraná y Uruguay tales como Paraná Medio con sus cierres Sur y Norte (con una potencia instalada total de 6000 MW y un aporte de energía de 36000 GWh año) y Roncador (con una potencia instalada total de 2700 MW y un aporte de energía de 9500 GWh año) y San Pedro (con una potencia instalada total de 750 MW y un aporte de energía de 3700 GWh año) ambos sobre el río Uruguay. Estos proyectos no se han considerado en la solución de abastecimiento planteada en este estudio, por la limitante de sus fuertes impactos sociales y ambientales.

transporte en este corredor, permitirá una sustantiva mejora de la optimización de los intercambios con Brasil.

- Sistema del Río Paraguay, cuenca del Río Bermejo Proyecto Zanja del Tigre con 240 MW, ingreso en el año 2012
- Sistema del Río Colorado. Existen un gran número de Proyectos identificados con distintos niveles de evaluación, todos en la región de Cuyo (Mendoza y San Juan). Entre ellos se pueden mencionar:
  - En Mendoza, los Aprovechamientos Hidroeléctrico de: (i) Cordón del Plata, con 300 MW; (ii) Los Blancos y Valle de Uco con un total de 350 MW; (iii) Río Grande integrado por La Estrechura, Risco Negro, El Seguro, Portezuela del Viento y Bardas Blancas, que totalizan 750 MW.
  - En San Juan, los Aprovechamientos Hidroeléctricos de: (i) Las Juntas con 1000 MW y (ii) El Tontal con 800 MW.

Los Aprovechamientos en ambos sistema (Paraguay y Colorado), son del tipo multipropósito y deben actualizar su evaluación en los aspectos técnico, económico y ambiental. Por tal razón dentro del período de estudio, se considerará la incorporación Zanja del Tigre en ambos escenarios (E1 y E2) en 2012 y un módulo de 500 MW en la región de Cuyo, en el año 2018 solo en el escenario de mayor demanda (E2).

- Sistema del Río Negro en región del Comahue. Entre los Proyectos Identificados se mencionan: (i) Chihuido<sup>9</sup> I y II con 1000 MW; (ii) Aprovechamiento Integral del Río Negro con los cierres Allen, Mainque, Plottier, Roca, Senillosa y Villa Regina que totalizan 880 MW.
- Sistema Pacífico en Región del Comahue con el aprovechamiento Río Manso de 880 MW

De este conjunto de aprovechamientos de la región del Comahue se considera la incorporación de 1000 MW en el escenario E1 y de 1800 MW en el escenario E2.

- Sistema Atlántico en Región Patagónica con los aprovechamientos en: (i) Río Santa Cruz con los cierres La Leona, Cóndor Cliff y La Barrancosa estudiados con diversas alternativas de empuntamiento, desde 1100 MW hasta 3000 MW y

---

<sup>9</sup> La Provincia del Neuquén tiene el propósito de anticipar la construcción y explotación del proyecto Chihuido II, sobre el río Neuquén, con potencia instalada 228 MW y generación media anual de 1.050 GWh.

(ii) Río Carrenleufú con los cierres Frontera, La Elena y Puerto Bustos con 300 MW.

- Proyectos Eólicos en la Región Patagónica. Esta es la región con recursos eólicos de mayor calidad de la Argentina, tanto en velocidades como en frecuencia y permanencia de los vientos. Su potencial está restringido solo por la viabilidad económica por competencia entre fuentes y por los límites de penetración de esta fuente por restricciones operativas del sistema.

Del conjunto de proyectos asociados al potencial eólico e hidráulico de la región patagónica se considera la incorporación de módulos de 400 y 600 MW con ingreso a partir de 2008, completando 1400 MW para E1 y 2000 MW para E2.

#### 4.2.2.4. Desarrollo de la oferta nuclear.

Se supone una participación creciente de la fuente nuclear en la matriz del abastecimiento eléctrico en el largo plazo. En tal sentido debe mencionarse que ya existen acciones de cooperación entre los organismos nucleares de Argentina y Brasil que han de potenciar las fortalezas de ambos países en el desarrollo y control de las tecnologías y de los procesos para la producción de combustible y de equipamientos y para la operación segura de las centrales nucleares.

Luego de la habilitación comercial de Atucha II se supone que, dentro del horizonte de este estudio, ingresarán al sistema eléctrico dos nuevas centrales, a partir de 2017. La incorporación de centrales nucleares hacia el final del período coincide con el agotamiento de los proyectos hidroeléctricos de gran escala y es compatible con los plazos de maduración que requiere la puesta en marcha de una política de desarrollo nuclear sostenible en el tiempo. Para el escenario de baja demanda (E1) se han considerado centrales de 700 MW y para alta demanda (E2) centrales de 1200 MW.

#### 4.2.2.5. Transacciones regionales de Energía Eléctrica.

En esta fase del estudio, la expansión de las transacciones de frontera con los países de la región, se suponen limitadas a captar las ventajas de oportunidad entre los mercados mayoristas que se interconectan y al respaldo recíproco en materia de seguridad del abastecimiento.

Actualmente Argentina realiza operaciones de compra a Brasil de energía no firme (hasta 500 MW) a través de Cammesa y operaciones de venta a Brasil mediante contratos de suministro de potencia (hasta 2100 MW) con energía asociada (firme) a través de comercializadoras privadas con dos vínculos de transporte en 500 kV desde Rincón (Yacyretá) hasta Garabí. El incremento en la capacidad de transporte en el

corredor NEA-Litoral-GBA permitirá ampliar las transferencias de energía no firme desde Brasil que actualmente se encuentran limitadas por congestión en dicho corredor. Las transacciones con Chile se realizan actualmente en forma segregada del SADI, a través de la central Termoandes y de una línea de transporte en 345 kV de Interandes. Existen estudios para realizar nuevas vinculaciones, directamente desde la red del SADI hacia la región central desde Mendoza y hacia el sur desde Neuquén, así como para la interconexión plena de Termoandes y, a través de Interandes, del sistema norte de Chile con el SADI. Para el escenario de abastecimiento, en este estudio, solo se considera la separación de una máquina de Termoandes para incorporar al SADI.

Con Paraguay, Argentina inició hace más de 30 años la importación de energía mediante la compra de energía eventual a la ANDE, con destino a la distribuidora eléctrica de la provincia de Misiones (EMSA). Actualmente, ambos países comparten el Aprovechamiento Binacional de Yacyretá del que Argentina toma prácticamente el 100% de la energía. Existe un vínculo adicional entre ANDE y la distribuidora eléctrica de la provincia de Formosa<sup>10</sup>.

Con Uruguay, Argentina comparte el Aprovechamiento Binacional de Salto Grande. Uruguay, a través de UTE, es actualmente importador neto de electricidad. Los intercambios futuros dependerán: (i) de la ampliación de la capacidad de transporte entre el cuadrilátero de Salto Grande y Garabí, que permitiría optimizar las transacciones conjuntas de frontera entre Brasil, Argentina y Uruguay y (ii) del desarrollo de generación térmica en el área de demanda (Montevideo).

#### **4.2.3. Criterios de reserva.**

##### **4.2.3.1. Reserva para la operación del sistema**

De acuerdo a los procedimientos vigentes esta reserva se compone de:

- Regulación Primaria de Frecuencia: 3%
- Reserva Operativa: destinada a garantizar la operatividad del sistema eléctrico y la capacidad de respuesta rápida ante una contingencia en el sistema de transporte o el parque generador, se estima necesario mantener una Reserva Rotante Operativa, fijado en 2,1% de la potencia despachada.
- Reserva de 10 Minutos: es necesario disponer de una reserva de 10 minutos capaz de recomponer la Reserva Rotante Operativa ante una contingencia en el

---

<sup>10</sup> En la actualidad Argentina utiliza el servicio de redes de Paraguay para transferir energía desde Yacyretá a la provincia de Formosa.

sistema de transporte o el parque generador; en consecuencia resulta necesario contar con una reserva de 10 minutos igual al 2,1% de la potencia despachada.

- Reserva Fría de 20 Minutos: para cubrir apartamientos prolongados de la oferta o la demanda prevista durante dicho período, se estima necesario disponer de una reserva fría equivalente al 3% de la potencia despachada del sistema.

Basados en esta normativa, se considera que la oferta de potencia del parque de generación deberá mantener una reserva global de 10 % por sobre la demanda máxima, para fines operativos.

#### 4.2.3.2. Indisponibilidad del parque térmico.

Conforme los datos disponibles, la indisponibilidad media propia estadística de los generadores térmicos ha oscilado entre 19 y 23 %. A esto debe agregarse la indisponibilidad que CAMMESA llama por otras causas y que incluye restricciones de transporte y de combustible, que se encuentran en el orden del 9%. En consecuencia adoptaremos una hipótesis de 30 % como nivel medio actual de indisponibilidad de la potencia térmica instalada.

#### 4.2.3.3. Variabilidad del requerimiento térmico.

En las condiciones actuales de operación del MEM, la generación hidroeléctrica tiene una variabilidad asociada a las crónicas de aportes históricas del orden de los 1500 MW. A su vez la demanda interna y principalmente la demanda de exportación, presentan una variabilidad del orden de los 2000 MW.

Considerando el comportamiento conjunto de las variabilidades de la generación hidráulica y de la demanda, se estima una variabilidad sobre el requerimiento térmico del orden de los 3000 MW. En consecuencia se estima una reserva de largo plazo requerida para la composición actual de la oferta y de la demanda de exportación del orden del 20 % de la potencia térmica instalada.

#### 4.2.3.4. Restricciones del Transporte para vincular Oferta y Demanda.

Las redes de transporte presentan actualmente diversas restricciones a la transmisión de potencia por diferentes causas. En el anexo 2 se indica la situación de los distintos corredores para la programación estacional de invierno de 2004.

Las principales restricciones de transporte que afectan la disponibilidad del parque térmico, operan actualmente en el corredor Comahue GBA. Estas restricciones serán removidas mediante las ampliaciones en ejecución y las programadas que incluyen

instalación de capacitores en el corredor existente y construcción de la V línea (Comahue-Cuyo).

El corredor NEA-Litoral-GBA presenta actualmente restricciones para el ingreso de energía no firme de Brasil.

#### 4.2.3.5. Margen de reserva.

La peor situación que puede presentarse en las condiciones actuales del MEM, con año hidrológico seco, demanda de exportación activa y con indisponibilidad térmica estadística más restricciones de transporte y de combustible, requiere de un margen de reserva de potencia térmica del orden del 50% de la instalada.

Considerando que:

- Los escenarios de demanda pueden satisfacerse en el futuro con un parque de generación que guarde una proporción entre fuente térmica e hídrica + nuclear similar al actualmente instalado.
- El sistema de transporte reducirá su incidencia en las restricciones para vincular oferta demanda. A su vez permitirá incorporar un mayor volumen de importación de energía no firme de Brasil y viabilizar los respaldos recíprocos en materia de seguridad.
- Las restricciones por combustibles se reducirán por normalización de la oferta de gas natural a las centrales no duales y por la composición proyectada del parque térmico con mayor participación de equipamiento dual.
- La exportación de energía firme reducirá su participación relativa.
- La participación Eólica tendrá un índice moderado sin mayor efecto sobre las reservas operativas del MEM.

La reserva de potencia térmica puede considerarse satisfecha si se mantiene en valores del orden del 35% de la instalada dentro del período de estudio.

La reserva adicional por requerimientos operativos se supondrá constante e igual al 10% de la demanda máxima en todo el período del estudio.

#### **4.2.4. La red de transporte.**

##### 4.2.4.1. Plan Nacional de Transporte.

Integra obras que han sido identificadas como parte del Plan Federal de Transporte con otras ampliaciones de la red requeridas en el mediano plazo. Este conjunto de inversiones previstas, algunas en ejecución y otras a ejecutar durante el período 2004-2008, reducirá significativamente la congestión en el corredor Comahue-GBA,

resolverá situaciones críticas en estaciones transformadoras la red de transporte, vinculará el sistema patagónico con el SADI y ampliará la capacidad de transporte para exportar energía desde el NOA y desde el NEA hacia la región central.

El conjunto de proyectos involucrados en el Plan Nacional se indican en el anexo 4.2.2

#### 4.2.4.2. Otras obras del Plan Federal de Transporte.

El plan federal de transporte incluye, además de las obras incorporadas en el Plan nacional 2004-2008, la denominada Línea Minera en 500 kV, destinada a alimentar posible demanda extra tendencial futura (Emprendimientos mineros futuros).

#### 4.2.4.3. Criterios relativos a la expansión del transporte.

A los efectos del presente estudio, se considera que el sistema de transporte removerá sus actuales restricciones y se expandirá de manera óptima para vincular oferta demanda, minimizando la congestión en los corredores. Es decir que se supone que se aplicarán mecanismos regulatorios que aseguren una razonable coordinación y anticipación de las decisiones de inversión basada en criterios de confiabilidad.

Las principales ampliaciones se concentrarán en los corredores que vinculan NEA y NOA con la región central para permitir la exportación de la producción incremental en esas regiones. En particular el NEA se convertirá en el principal nuevo exportador de energía, con transferencias del orden de 6.000 MW o superiores, alcanzando niveles similares a los del Comahue, dentro del período de estudio.

### **4.2.5. Ajuste Oferta Demanda.**

#### 4.2.5.1. Hipótesis y supuestos adoptados para el análisis de la oferta proyecta:

- Los valores de las series históricas y proyectadas del capítulo de Demanda de Electricidad, corresponden a consumos a nivel de usuarios finales y, en consecuencia, para determinar los requerimientos de oferta se agregan las pérdidas en redes. Se estiman pérdidas técnicas del 12% sobre la demanda proyectada.
- Para el cubrimiento de la demanda de energía se siguió el siguiente procedimiento:
  - Se determinaron los requerimientos de oferta conforme lo indicado mas arriba y, por diferencia, se determinó el requerimiento incremental entre cada año y el año base (2003) hasta el año horizonte (2023).
  - Se seleccionó un menú de proyectos hidráulicos y nucleares para cubrir el requerimiento de cada año en los dos escenarios de demanda basados en la cartera de proyectos de generación analizada en el apartado 4.2.2.2.

del presente informe. Estos proyectos tienen rigidez en su año de entrada por los tiempos institucionales involucrados en su ejecución<sup>11</sup>.

- Se formuló un supuesto de despacho de la oferta del año base con una participación hipotética<sup>12</sup> de Hidráulica, Nuclear y Térmica de acuerdo a la media de los últimos años. Las cantidades básicas, correspondientes al despacho supuesto del equipamiento existente en el año base, se mantuvieron constantes para toda la serie. Esto presupone la extensión de vida de las nucleares y el mantenimiento con los mismos niveles de disponibilidad del parque térmico e hidroeléctrico.
- En cada año se cubrió el requerimiento incremental con la nueva oferta hidro + nuclear disponible en el menú adoptado y se determinó el déficit no cubierto. En ambos escenarios, el déficit así determinado se cubrió con equipamiento térmico, manteniendo una proporción razonable entre equipamiento de base con el parque térmico de punta y semipunta<sup>13</sup>. El menú de proyectos utilizado en cada escenario se indica en el anexo 3.
- La demanda de potencia se determinó en base a las horas-año de utilización de la potencia máxima. La situación del año base (5900 horas) se mantuvo durante el primer quinquenio y en los tres quinquenios posteriores se supone una mejora del factor de carga del sistema basada en la mejora de eficiencia de la iluminación y en la mayor participación relativa de los consumos industriales cuya demanda máxima está desplazada del pico del sistema<sup>14</sup>. Los valores utilizados fueron:

Horas equivalentes a potencia máxima 2004-2008	5900 hrs
Horas equivalentes a potencia máxima 2009-2013	6050 hrs
Horas equivalentes a potencia máxima 2014-2018	6200 hrs
Horas equivalentes a potencia máxima 2019-2023	6350 hrs

---

<sup>11</sup> Para un escenario pesimista de los acuerdos con Paraguay, las ofertas de Yacyretá y Corpus se postergarían en el tiempo, requiriendo un mayor despacho de térmica entre 2008 y 2010 y permutando nuclear por Corpus para desplazar esta última.

<sup>12</sup> La suposición es al solo efecto de proyectar, en los años subsiguientes, la contribución del parque existente en el año base. Esta contribución debe considerarse en términos de la participación relativa de las fuentes como media de los últimos años y no con la participación relativa ocurrida en el año 2003.

<sup>13</sup> Los proyectos hidráulicos principales que se incorporan, corresponden a centrales de pasada y no tienen una contribución significativa fuera de la base.

<sup>14</sup> En el área metropolitana las demandas industriales tienen factor de coincidencia del orden de 0,7 mientras que para las demandas residenciales varían entre 0,8 y 0,99.

- Se ha verificado el mantenimiento de la reserva de corto plazo y el margen de reserva térmica dentro de los criterios indicados en el apartado 4.2.2.3.5.

#### 4.2.5.2. Resultados del análisis de la oferta.

Los resultados se muestran en un conjunto de figuras que permiten visualizar, en cada escenario, la participación de las fuentes y las regiones en la solución de abastecimiento, la potencia que debe respaldar el crecimiento de los consumos y la energía asociada.

El ejercicio realizado, en ausencia de información secundaria disponible sobre el planeamiento de largo plazo para el sistema eléctrico argentino, responde a los criterios y supuestos adoptados en este estudio y a un método expeditivo y conceptual de análisis de soluciones globales de abastecimiento.

4.2.5.2.1. Nueva Potencia instalada por región y por fuente (figuras 4.2.1. y 4.2.2).

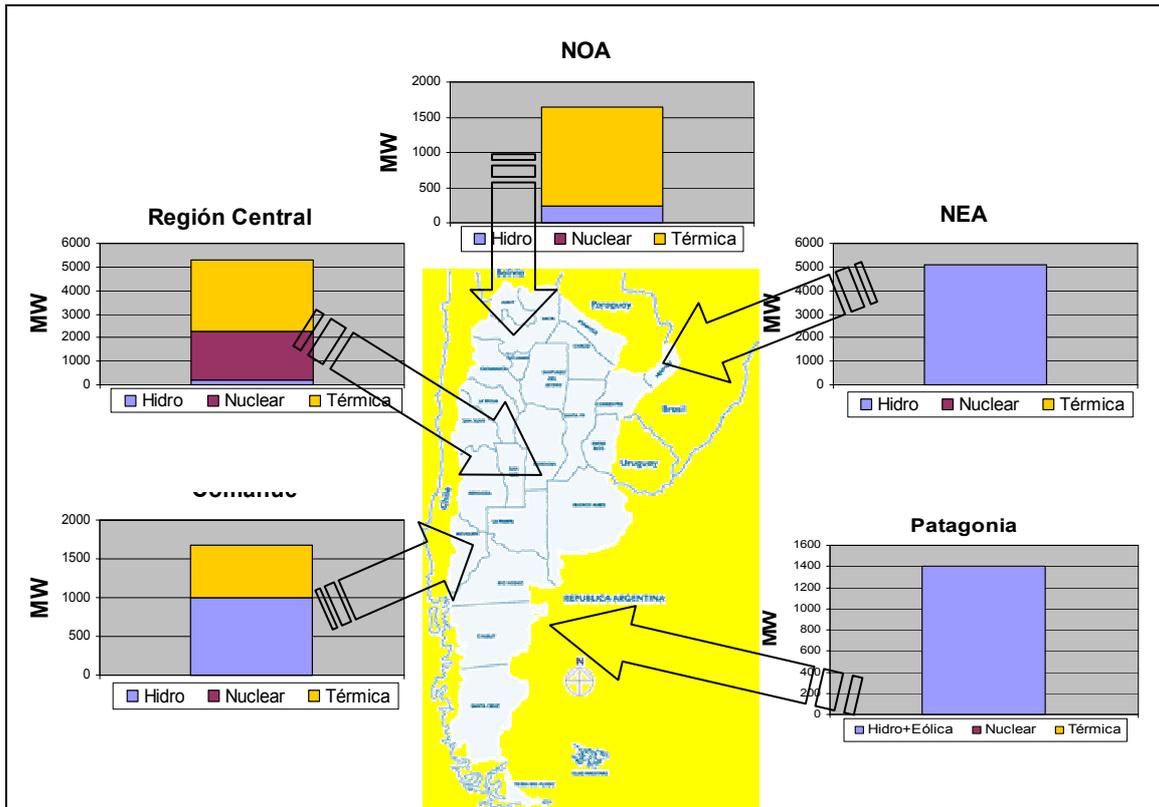
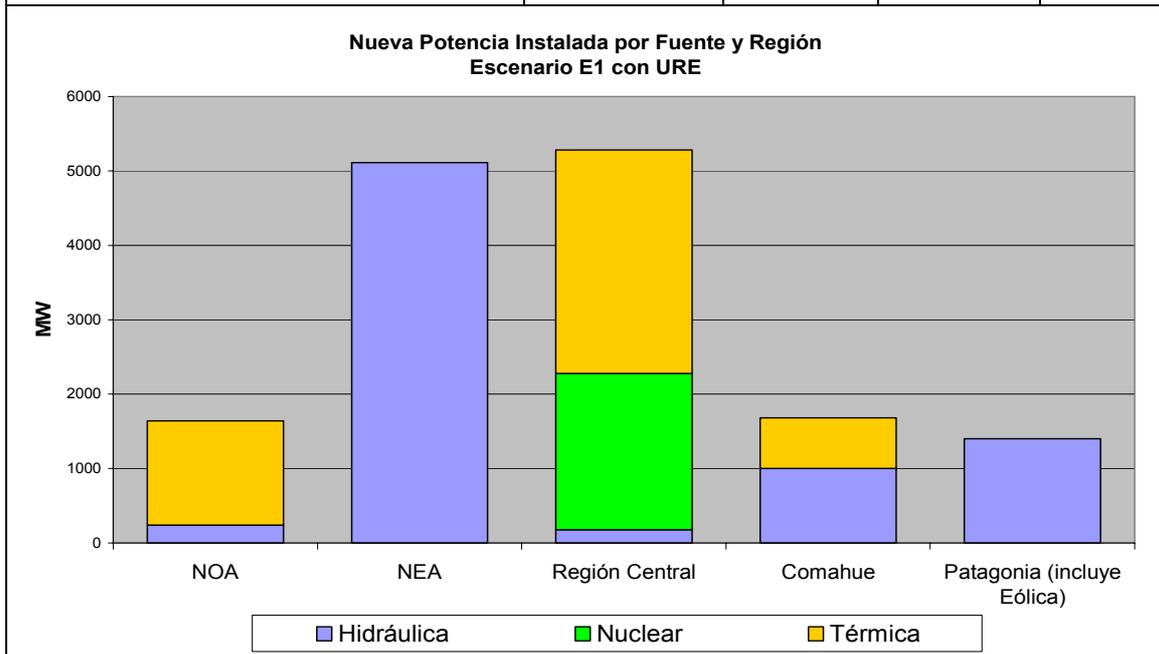


Figura 4.2.1. Nueva Potencia Instalada por Fuente y Región (MW) - E1 con URE

	Hidráulica	Nuclear	Térmica	Total
NOA	240		1400	1640
NEA	5110			5110
Región Central	180	2100	3000	5280
Comahue	1000		680	1680
Patagonia (incluye Eólica)	1400			1400
<b>Total</b>	<b>7930</b>	<b>2100</b>	<b>5080</b>	<b>15110</b>



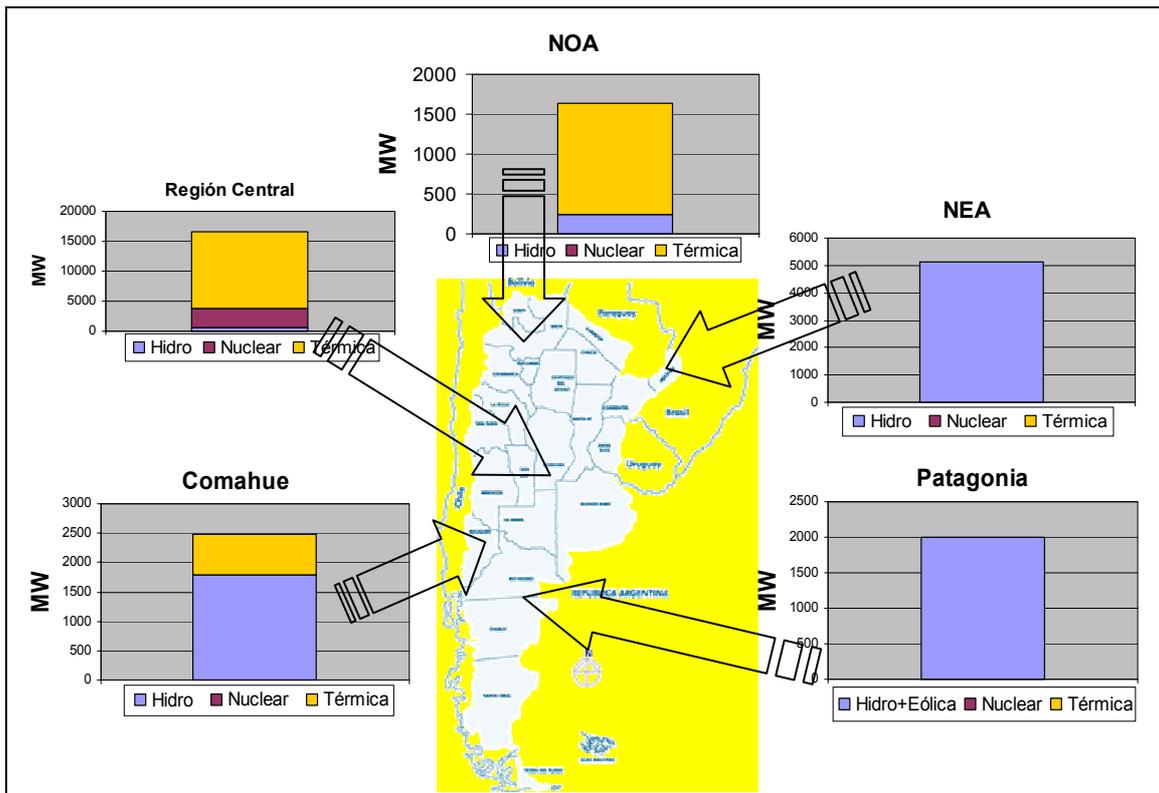
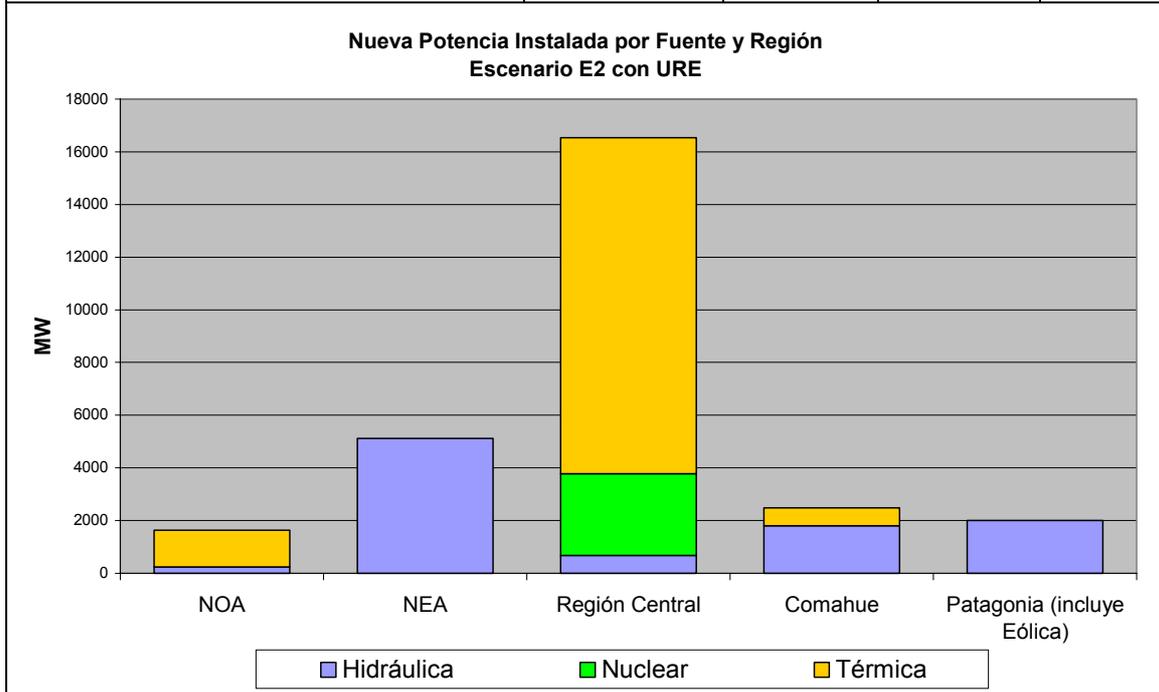


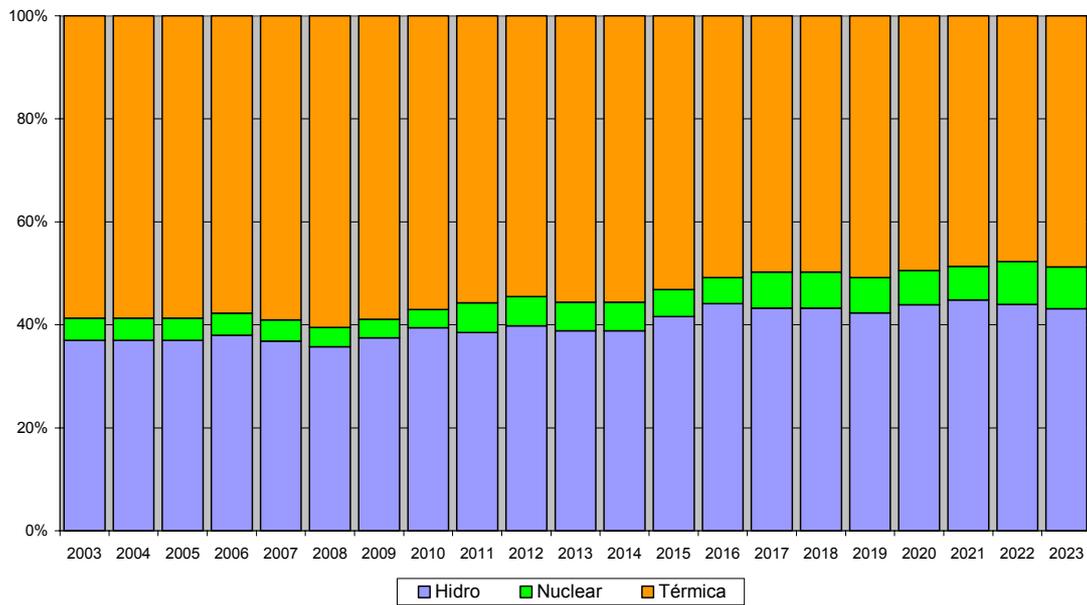
Figura 4.2.2. Nueva Potencia Instalada por Fuente y Región (MW) - E2 con URE

	Hidráulica	Nuclear	Térmica	Total
NOA	240		1400	1640
NEA	5110			5110
Región Central	680	3100	12750	16530
Comahue	1800		680	2480
Patagonia (incluye Eólica)	2000			2000
Total	9830	3100	14830	27760

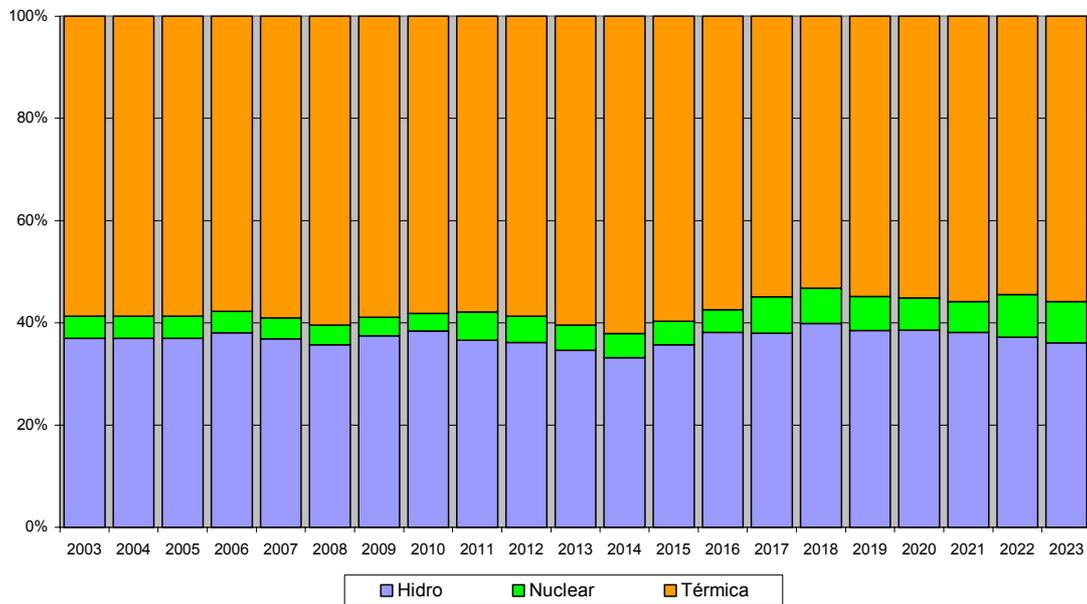


4.2.5.2.2. Participación de las fuentes en el abastecimiento (figuras 4.2.3. y 4.2.6).

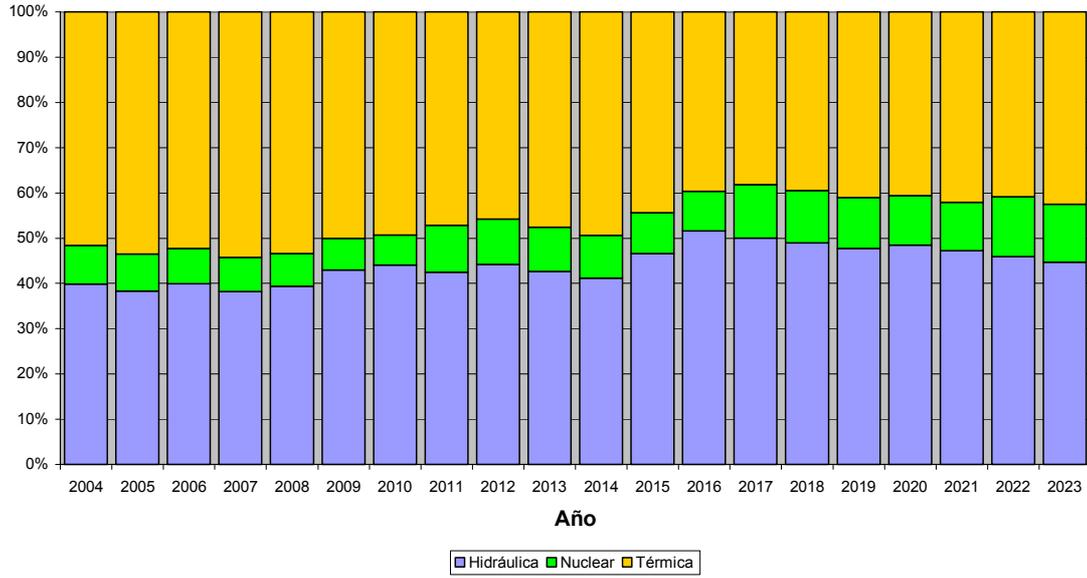
**Figura 4.2.3.**  
**Composición de la Potencia Instalada por Fuente - Escenario E1 con URE**



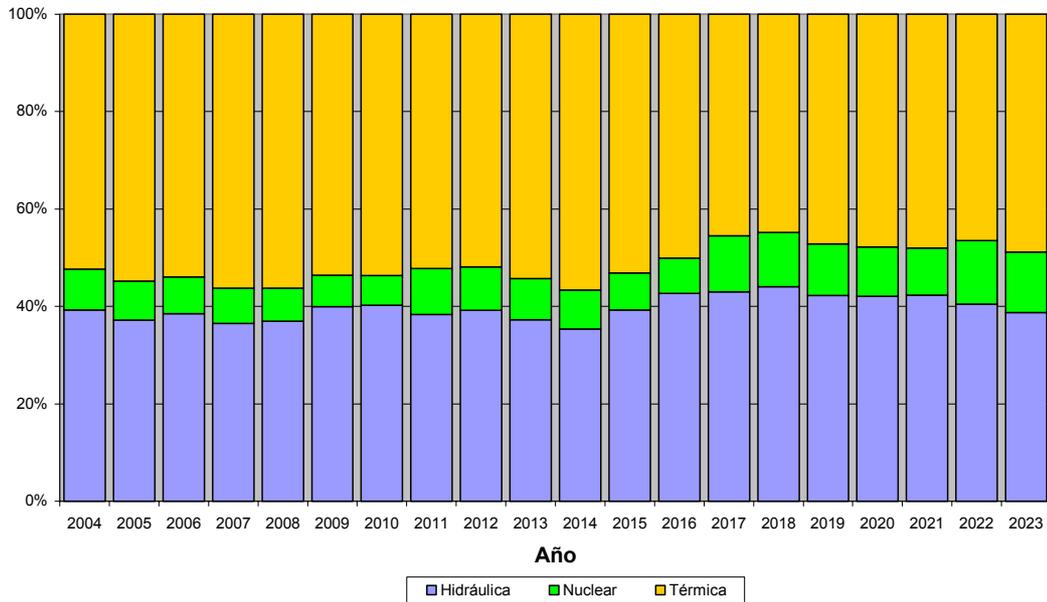
**Figura 4.2.4.**  
**Composición de la Potencia Instalada por Fuente - Escenario E2 con URE**



**Figura 4.2.5.**  
**Participación de las Fuentes en el Abastecimiento de Energía - Escenario E1 con URE**

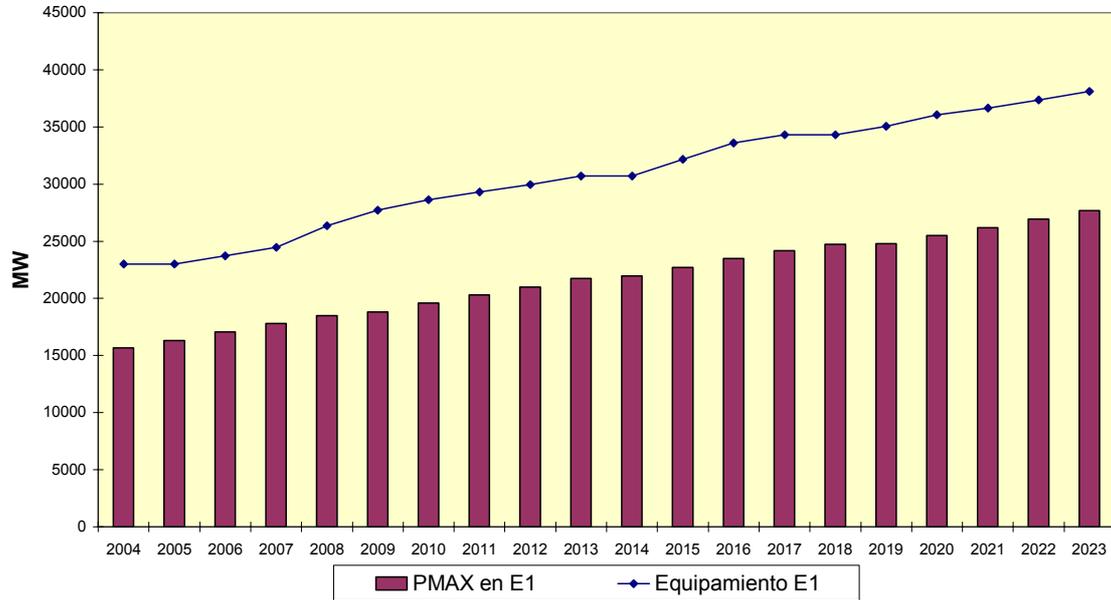


**Figura 4.2.6.**  
**Participación de las Fuentes en el Abastecimiento de Energía - Escenario E2 con URE**

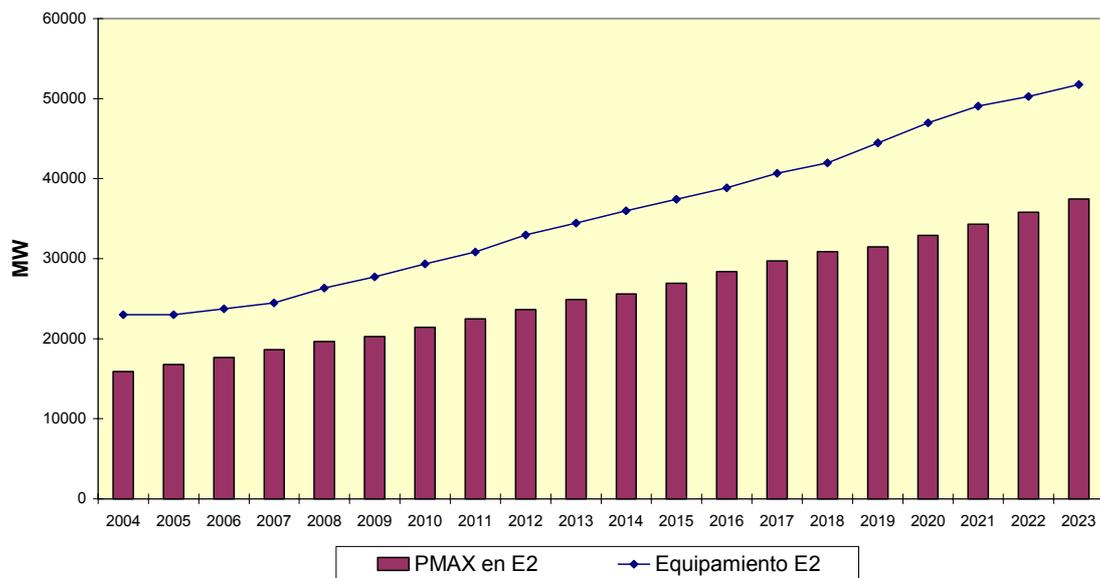


4.2.5.2.3. Potencia Máxima y Nivel de Reserva (figuras 4.2.7. y 4.2.8).

**Figura 4.2.7.**  
**Potencia Demandada y Potencia Instalada - Escenario E1 con URE**



**Figura 4.2.8.**  
**Potencia Demandada y Potencia Instalada - Escenario E2 con URE**



4.2.5.2.4. Proyección del abastecimiento de energía. (Figuras 4.2.9. y 4.2.10.)

Figura 4.2.9. Proyección del Abastecimiento de Energía en E1

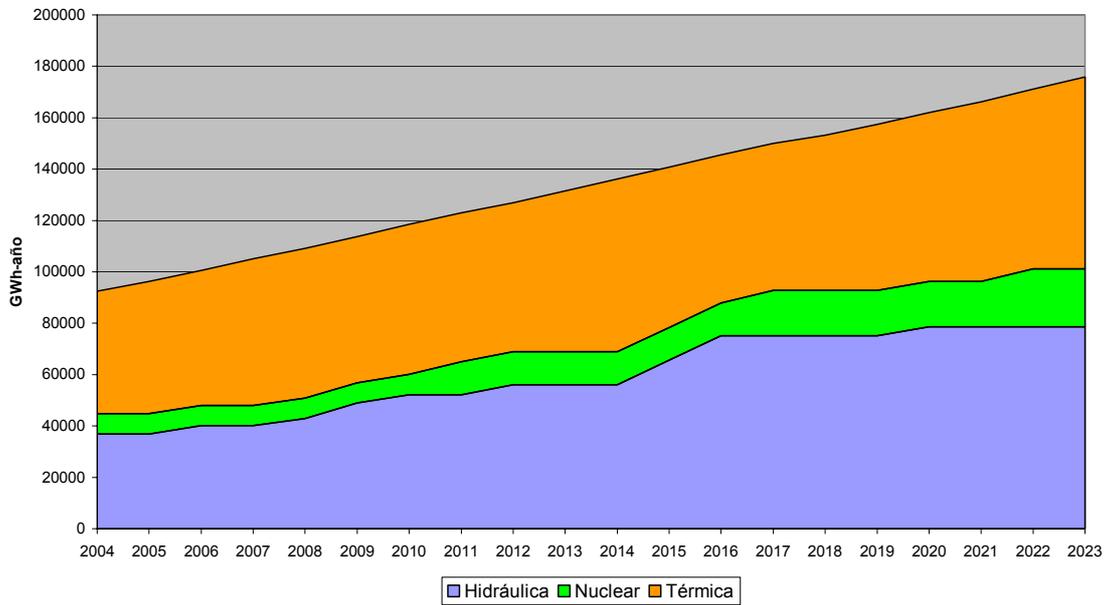
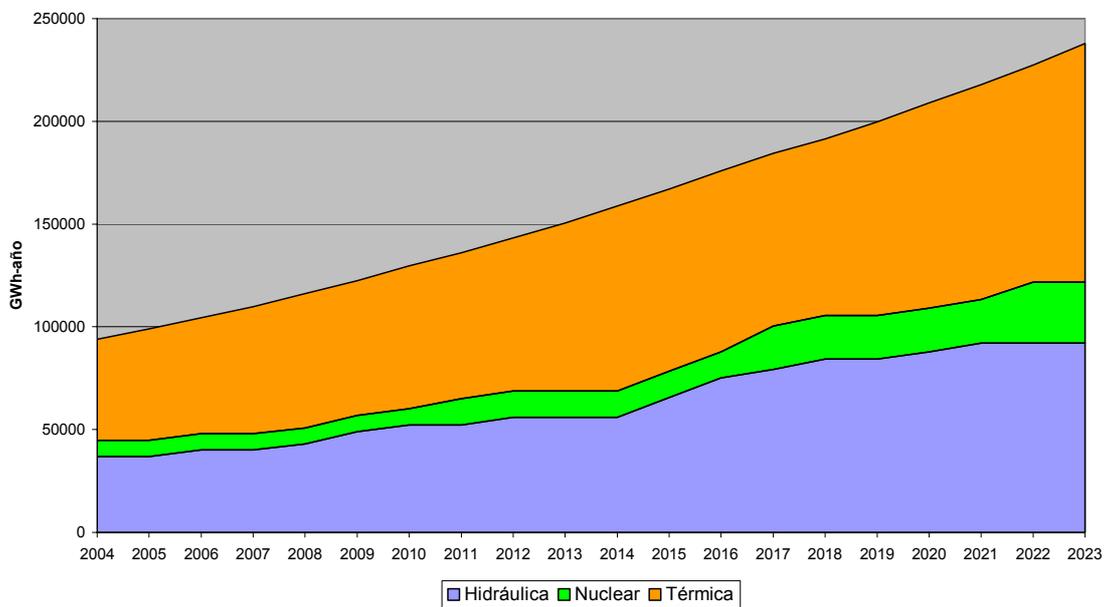


Figura 4.2.10. Proyección del Abastecimiento de Energía en E2



#### 4.2.5.2.5. Consideraciones sobre los resultados.

Como puede observarse, las soluciones de abastecimiento seleccionadas permiten sostener las características básicas del sistema hidrotérmico actual con una composición equilibrada de fuentes. Sin embargo el aporte térmico tendrá una mayor proporción de combustibles líquidos con sus consecuentes efectos sobre los precios de la energía.

Dentro del período de estudio, se incorporan todos los grandes proyectos hidroeléctricos que reúnen viabilidad desde el punto de vista social y ambiental y costos competitivos frente a otras fuentes. El potencial hídrico remanente podrá tener alguna contribución adicional dentro del período o más allá del mismo, en proyectos de escala PCH.

Frente al agotamiento del recurso hídrico y la baja disponibilidad de gas natural para fines de generación eléctrica, el desarrollo nuclear adquiere relevancia para solucionar el abastecimiento hacia el final del período. A partir de la década del 2020 el equipamiento estará principalmente basado en fuentes nuclear, térmica convencional y eólica.

En relación a la distribución regional resultante de la oferta seleccionada en el estudio, las áreas exportadoras principales serán Comahue y NEA en primer lugar y NOA y Patagonia en segundo lugar. Todas las regiones tendrán crecimiento de la oferta, a favor de la seguridad de abastecimiento en esas áreas. El equipamiento térmico y nuclear que se incorpora en la región central, moderará los requerimientos en expansiones del sistema de transporte asociados a la potencia que se incorpora.

Las reservas del sistema se encuentran comprometidas hacia el 2006-2008, ya que los tiempos de preparación y ejecución de nuevos proyectos impiden formular soluciones que eviten esta situación. El peor escenario combinando alto crecimiento de la demanda, indisponibilidad térmica por encima de la media estadística y baja hidraulicidad, pueden generar niveles altos de ENS en horas y períodos de máxima demanda.

Una eventual demora en la fecha de terminación del proyecto Yacyretá conlleva dos consecuencias negativas: i) agravaría la situación descrita para el período más crítico (2006-2008) y ii) retrasaría la ejecución de Corpus obligando a adelantar centrales térmicas o nucleares, con efectos negativos sobre los costos del abastecimiento.

La expansión del sistema de transporte deberá asegurar un incremento del orden del 30% de la actual capacidad del corredor Comahue-GBA y de más del 300% de la actual capacidad del corredor NEA-Litoral-GBA. Las líneas que, se prevé, unirán en el mediano plazo Choele Choel con Río Gallegos, deberán ampliar su capacidad, dentro

del horizonte del estudio, para evacuar la potencia hidro y eólica que aportará la región patagónica.

Una estimación preliminar de costos<sup>15</sup> asociados a los equipamientos seleccionados y sus ampliaciones de transporte conexas, indica que la inversión en el escenario E1 es del orden de los 18.000 MM de U\$\$ y en el escenario E2 del orden de los 27.000 MM de U\$\$ . La tasa media de inversión es de 900 MM U\$\$/año en E1 y de 1350 MM U\$\$/año en E2 en el período 2004-2023.

---

<sup>15</sup> Se consideran costos unitarios de 1000 U\$\$/kW para los proyectos hidroeléctricos, 1500 U\$\$/kW para los nucleares y 500 U\$\$/kW para los térmicos. Los costos de transporte se estiman en forma global en 4000 MM de U\$\$ en E1 y en 5000 MM de U\$\$ en E2, considerando que ambos escenarios difieren principalmente, en la potencia instalada en la región central con bajo efecto relativo sobre las ampliaciones del sistema de transporte.