

LA CONSTRUCCIÓN COMO HERRAMIENTA DEL CRECIMIENTO CONTINUADO

Sector Eléctrico
Ing. Alberto del Rosso



**Cámara Argentina
de la Construcción**

Miembro de la Federación Interamericana
de la Industria de la Construcción



CAMARA ARGENTINA DE LA CONSTRUCCIÓN

LA CONSTRUCCIÓN COMO HERRAMIENTA DEL CRECIMIENTO CONTINUADO

SECTOR ELÉCTRICO

**EVALUACIÓN DE LAS INVERSIONES
NECESARIAS PARA EL SECTOR ELÉCTRICO
NACIONAL EN EL MEDIANO PLAZO**

Consultor : Dr. Ing. Alberto Del Rosso

Noviembre, 2006

EVALUACIÓN DE LAS INVERSIONES NECESARIAS PARA EL SECTOR ELÉCTRICO NACIONAL EN EL MEDIANO PLAZO

INDICE

1. Introducción y objetivos	5
2. Contexto del estudio - Evolución del sector eléctrico argentino y su condición actual	6
2.1. El Mercado Eléctrico Mayorista (MEM)	6
2.1.1. Objeto y características principales	6
2.1.2. Agentes del MEM	8
2.1.3. Entidades relacionadas con el Sector Eléctrico	9
2.1.4. Funcionamiento del MEM	10
2.1.5. La remuneración de la generación	11
2.1.6. Las señales para la Expansión de la generación	11
2.1.7. La Remuneración de transporte	13
2.1.8. Mecanismos de decisión de las ampliaciones de transmisión	14
2.2. Evolución del Sistema Eléctrico	16
2.2.1. El precio de la Energía y su efecto sobre las señales de expansión	16
2.2.2. El Perfil de Generación en el MEM y su evolución	18
2.2.3. La intervención del Estado en la expansión de la generación	21
2.2.4. Problemática del sistema de transporte	23
2.2.5. Ampliaciones del Transporte Impulsados por el Estado	24
2.3. Resumen - Elementos Claves en el contexto de este trabajo	31
3. La planificación de la expansión - Planteo metodológico	33
3.1. Planeamiento de la Expansión en el Entorno de un Mercado en competencia y de Planificación Centralizada	33
3.1.1. Conceptos generales	33
3.1.2. Planeamiento de la generación	35
3.1.3. Planeamiento de la transmisión	36
3.2. La planificación de la expansión del sistema eléctrico argentino	37
3.2.1. Los desafíos de la planificación del sistema eléctrico en el entorno del planeamiento sectorial	37
3.2.2. Perspectivas de ampliación del sistema en el mediano plazo	40
3.2.3. El planteo metodológico adoptado	41
4. Prospección de evolución futura	42
4.1. Proyección de la demanda de Energía eléctrica	42
4.2. Demanda de Energía de los Agentes del MEM	43
4.3. Demanda de Energía de los Agentes del MEMSP	48
4.4. Proyección de la Demanda Total de los Agentes del SIN (MEM- MEMSP)	50
4.5. Demanda de Exportación	51
4.5.1. Intercambios con Brasil	51
4.5.2. Intercambio con Uruguay	52

4.6. Proyección de la potencia media y de punta	53
5. Evaluación de la oferta de generación y capacidad de transporte existente	55
5.1. Parque Generación - Potencia instalada y disponibilidad	55
5.2. Balance de energía	61
5.3. El sistema de transporte en alta tensión	62
5.3.1. Características Físicas y Operativas	62
5.3.2. Situación actual de la red	67
5.3.3. Situación de las redes regionales	69
5.3.4. Consideraciones sobre la oferta de transporte existente	70
6. Expansión de la generación	71
6.1. Consideraciones generales	71
6.2. Planteo sobre la expansión de la generación	76
6.3. Proyectos hidroeléctricos	76
6.3.1. Consideraciones generales	76
6.3.2. Proyectos hidroeléctricos considerados	80
6.4. Proyectos de generación eólica	91
6.5. Alternativas de Expansión de la Generación	93
6.5.1. Proyectos en ejecución e incorporaciones decididas	93
6.5.2. Balance de Energía con los proyectos propuestos - Alternativa 1	95
6.5.3. Balance de Energía con Incorporación de Generación Térmica - Alternativa 2	97
6.5.4. Balance de Energía con Incorporación de Generación Térmica - Alternativa 3	99
6.5.5. Cubrimiento de la Potencia de Punta	100
6.5.6. Consumo de gas natural	102
6.5.7. Estimaciones sobre la emisión de CO ₂	103
6.6. Restricciones del Sistema de Transmisión	105
7. Evaluación de las inversiones en generación	107
8. Inversiones en los sistemas de transmisión	108
8.1. Obras en el Sistema de interconexión de 500 kV	108
8.2. Obras necesarias en los sistemas de transmisión y subtransmisión regionales ..	113
8.3. Resumen de las inversiones en los sistemas de transmisión	116
9. Resumen y conclusiones	117

EVALUACIÓN DE LAS INVERSIONES NECESARIAS PARA EL SECTOR ELÉCTRICO NACIONAL EN EL MEDIANO PLAZO

I. INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS

Este trabajo tiene como objetivo general realizar una estimación de las inversiones que deberían tener lugar en el sistema eléctrico en un horizonte de 10 años, para hacer frente a la creciente demanda de energía y potencia eléctrica.

El trabajo se focaliza en determinar las inversiones mínimas que resultarán necesarias para la expansión de los sistemas de generación y transmisión del sistema eléctrico argentino.

El planteo metodológico para definir la expansión de la generación se elabora sobre un marco conceptual que toma en cuenta la situación actual del sector eléctrico, y su relación con la evaluación del mismo desde la instauración de la reforma introducida en la década pasada.

En la definición de la expansión de la generación se ha buscado más que un modelo de optimización económica de las inversiones, un plan basado en un planteamiento estratégico sobre desenvolvimiento futuro que debería esperarse del sector eléctrico en el país, y una prospectiva de la evolución de las principales variables que afectan al mismo.

Este planteo busca dar respuesta a las necesidades de expansión del sistema, en un entorno de transición de la estructura misma del sector, caracterizado por un funcionamiento anómalo del mercado eléctrico, con una fuerte intervención del Estado en las inversiones de corto y mediano plazo, y una perspectiva incierta sobre la normalización del mercado.

Además de las condiciones sobre el funcionamiento organizacional e institucional del sistema eléctrico, se tienen las características físicas de estructura y operación, que condicionan o dan un marco de referencia para la definición de la estrategia sobre la expansión del sistema. En efecto, se trata de un sistema de generación con alta dependencia del gas natural, con un prolongado tiempo de falta de inversiones que ha dejado al sistema prácticamente sin reservas y con condiciones adversas para la inversión privada.

Atendiendo a estos condicionamientos, el planteo sobre la expansión de la generación que se sigue en este trabajo busca definir planes que conjuguen entre otros aspectos los siguientes: dar mayor preponderancia a la inserción de fuentes de energía renovables y no convencionales, de modo tal que permita diversificar la matriz energética actual, reduciendo la dependencia de los combustibles fósiles, identificando proyectos que sean factibles en los plazos considerados; hacer una utilización eficiente de las capacidades de transmisión que traen aparejadas las ampliaciones que se están llevando a cabo en el sistema de interconexión; identificar soluciones que sean acordes a las condiciones de análisis consideradas, de modo que el plan sea menos vulnerable a las mismas.

Este último aspecto hace que sea necesario identificar una solución para la ampliación del parque de generación que mantenga un componente de expansión basada en la generación térmica convencional, planteando como solución un *mix* de proyectos hidroeléctricos, de otras energías renovables (eólicas) y de ciclos combinados operando con gas natural.

2. CONTEXTO DEL ESTUDIO - EVOLUCIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO ARGENTINO Y SU CONDICIÓN ACTUAL

El objetivo de esta sección es describir el contexto en el cual debe desenvolverse la expansión del sistema eléctrico argentino, a los efectos de permitir plantear la modalidad y metodología general que se sigue para lograr los objetivos de este trabajo.

En primer lugar se realiza una breve descripción de la estructura del mercado eléctrico, describiendo las causas y objetivos que motivaron su creación, y destacando sus características más relevantes, con especial énfasis en los aspectos relacionados con la expansión del sistema eléctrico.

Posteriormente se presenta un resumen sobre la evolución del sistema eléctrico desde la creación del MEM hasta el estado actual. El resumen está orientado fundamentalmente a destacar cómo se desarrolló la expansión del sistema, tanto en generación como en transporte. Finalmente se resumen los elementos principales de los puntos descriptos, y se describe cómo en base a este contexto debe definirse la estrategia de planificación de la expansión del sistema eléctrico.

2.1. EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM)

2.1.1. OBJETO Y CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES

A fines de la década del 80 el sistema eléctrico experimentó una severa crisis de abas-

tecimiento caracterizada por significativos cortes programados en todo el Sistema Interconectado Nacional por una magnitud superior a 1.000.000 MWh/año. Esta crisis estuvo motivada por la insuficiencia de oferta de generación para abastecer la demanda por la conjunción de dos factores principales: la elevada indisponibilidad del parque térmico (mas del 50%) y el reducido aporte hidráulico (60% de los valores normales).

La delicada situación del sector eléctrico a la que se había llegado, y la amenaza de recurrentes crisis futuras de abastecimiento, obligaron al Estado a buscar alternativas de reestructuración del sector. Dada la imposibilidad del Estado de asumir las inversiones necesarias para resolver los problemas de suministro y mantener una normal prestación del servicio, se optó por una reforma del sector que permitiera y motivara la inversión privada.

La reforma del sector eléctrico se instrumentó por medio de Ley 24065. Esta ley estableció para la política nacional en materia de abastecimiento, transporte y distribución de electricidad, los siguientes objetivos:

- Promover la competitividad donde sea posible, alentando inversiones privadas para asegurar el suministro a largo plazo.
- Separación clara de los segmentos de la actividad según sean monopólicos o sujetos a las leyes del mercado.
- Protección de los derechos de los usuarios.
- Garantizar el libre acceso a las instalaciones de transporte y distribución
- Regular las actividades del transporte y distribución asegurando que las tarifas sean justas y razonables e incentivar el abastecimiento, transporte y distribución y uso eficiente de la electricidad, fijando metodologías

La reforma segmenta al sector eléctrico en las actividades: la generación, el transporte y la distribución.

La **generación** es una actividad de riesgo sometida a las condiciones del mercado. Las unidades son despachadas económicamente a los efectos de abastecer la demanda al menor costo económico posible, y son remuneradas al precio *spot* horario en el nodo correspondiente.

Las características básicas de la actividad de generación son las siguientes:

- Actividad de interés general, abierta a la competencia
- El despacho de las unidades se realiza en forma centralizada por el organismo encargado del despacho, con un criterio de mínimo costo de producción. - Modelo "PoolCo"

- Generación térmica desregulada
- Generación hidroeléctrica con obligaciones
- Libre acceso al MEM (debe cumplir requisitos técnicos mínimos).
- Ingresos asociados a eficiencia

El **Transporte** por razones tecnológicas no permite la competencia, es por lo tanto una actividad monopólica y está sujeta a una intensa regulación cuyos aspectos sobresalientes son:

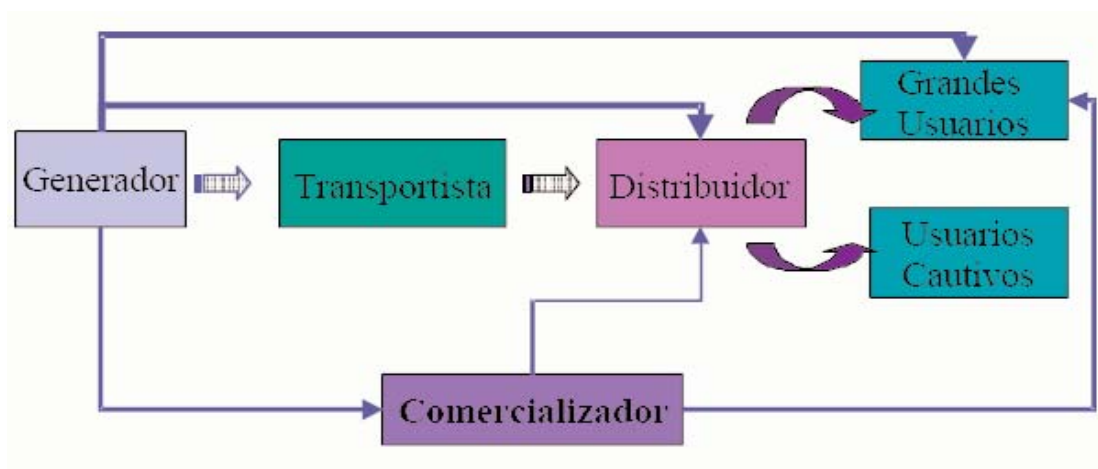
- Tarifas y calidad de servicio reguladas
- Obligación de brindar libre acceso a todo usuario del Transporte.
- Prohibición de compra/venta de electricidad.
- **Relevada de la obligación de expandir la red**
- Prohibición de ser propietario mayoritario en los segmentos de generación y distribución
- Remuneraciones para operar y mantener los vínculos (peaje).
- Régimen de sanciones y premios para promover la calidad

La **Distribución** es también una concesión regulada. El suministro de toda la demanda de energía eléctrica en un área de concesión de distribución es obligatorio y se establece la responsabilidad por los estándares de calidad y los esquemas de precio. La empresa distribuidora tiene derechos monopólicos en su área de concesión, y como contrapartida está obligada a abastecer la totalidad de la demanda que le sea requerida y, naturalmente, tiene el derecho de percibir la tarifa fijada por el servicio efectivamente suministrado

2.1.2. AGENTES DEL MEM

Las actividades de Generación, Transporte y Distribución se desarrollan a través de lo que se denomina "Agentes del mercado" los cuales tienen derechos y obligaciones. Los agentes del mercado son "el Generador", "el Transportista", "el Distribuidor", "el Gran Usuario", "el Comercializador". Los Grandes Usuarios son consumidores finales que pueden contratar su abastecimiento directamente con los generadores o comercializadores, pagando el peaje correspondiente por la utilización de los sistemas de Transporte y Distribución. Estos usuarios pueden abastecerse ya sea a través del distribuidor de su área (forma tradicional), o comprar directamente a un Generador o Comercializador. La Figura 2-1 muestra esquemáticamente la relación funcional entre los distintos agentes del mercado.

Figura 2-1



2.1.3. ENTIDADES RELACIONADAS CON EL SECTOR ELÉCTRICO

Secretaría de Energía de la Nación

Se encarga de impartir y hacer cumplir las normas que regulan la actividad y las políticas del sector. Allí el Consejo Federal de la Energía Eléctrica maneja las relaciones con las provincias y la administración de fondos especiales.

También se dirigen las decisiones políticas que alientan las inversiones de expansión.

ENRE - Ente Regulador de la Electricidad

El ENRE tiene como objetivo fundamental el de regular un servicio público que, por su infraestructura, no puede sino ser un monopolio natural. En esta regulación debe velar por la sustentabilidad del sistema, es decir, debe garantizar que el servicio se preste, asegurando que el usuario final reciba un servicio satisfactorio, tanto en el presente como en el futuro.

Según el art.2º de la ley 24.065, el ENRE tiene, textualmente, las siguientes obligaciones:

- Proteger adecuadamente los derechos de los usuarios.
- Promover la competitividad en producción y alentar inversiones que garanticen el suministro a largo plazo.
- Promover el libre acceso, no discriminación y uso generalizado de servicios de transporte y distribución.
- Regular las actividades del transporte y distribución asegurando tarifas justas y razonables.

- Incentivar y eficientizar la oferta y demanda por medio de tarifas apropiadas.
- Alentar las inversiones privadas, asegurando la competitividad de los mercados

COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

La CAMMESA es una empresa de capitales mixtos que administra y organiza las compras en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) de Argentina. Es una empresa de gestión privada con propósito público.

De acuerdo a lo previsto en el art. 35 de la ley 24065 y el decreto 1192 (firmado en julio de 1992) que dispone la creación de CAMMESA, sus funciones principales comprenden la coordinación de las operaciones de despacho, la responsabilidad por el establecimiento de los precios mayoristas y la administración de las transacciones económicas que se realizan a través del Sistema Integrado Nacional.

El paquete accionario de CAMMESA es propiedad de los Agentes del Mercado Mayorista Eléctrico en un 80% (cada uno con igual participación accionaria). El 20% restante está en poder del ministerio público que asume la representación del interés general y de los usuarios cautivos.

Es una empresa mixta donde el Estado Nacional guarda su acción para imponer definiciones que propenden a la defensa del bien común.

2.1.4. FUNCIONAMIENTO DEL MEM

El Mercado Eléctrico Mayorista es administrado por la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S. A -CAMMESA - cuyas principales responsabilidades son la operación del despacho de la generación y cálculo de precios en el Mercado Spot, la operación centralizada en tiempo real del sistema eléctrico y la administración de las transacciones comerciales en el mercado eléctrico.

La compañía es una sociedad cuyas acciones pertenecen a los diferentes agentes del mercado eléctrico (Generadores, Transportistas, Distribuidores y Grandes Usuarios) y a la Secretaría de Energía. Cada una de las partes tiene el 20% de las acciones. La presidencia es ejercida por el Secretario de Energía.

En la organización del MEM funcionan dos mercados y un sistema de estabilización de precios para Distribuidores:

- Un Mercado a Término, caracterizado por transacciones entre dos partes, con cantidades, precios, términos y condiciones libremente pactadas entre ellas. Un Distribuidor puede contratar cualquier porcentaje de su demanda. La demanda no contratada en el Mercado a Término es comprada en el Mercado Spot a Precio Estacional.

- Un Mercado Spot, con precios variables calculados cada hora. La programación real de la generación, es llevada a cabo por CAMMESA, sin tener en cuenta los contratos. La diferencia, positiva o negativa, entre la energía que debe entregar un Generador por contratos y la energía que realmente produce de acuerdo al despacho de CAMMESA, se comercializa en el Mercado Spot.

2.1.5. LA REMUNERACIÓN DE LA GENERACIÓN

El despacho de las unidades se realiza con un criterio de minimización de los costos de generación, y el precio de la energía surge como costo marginal de generación, que se define por el costo de operación de la máquina térmica más cara que es necesaria activar para cubrir las necesidades en cada momento, con excepción de las que están obligadas a generar por limitaciones de operación (generación forzada).

Para un generador vinculado al MEM su costo unitario de producción está dado por el costo de operación y mantenimiento más el costo de transporte desde su nodo de conexión hasta el mercado. Cuanto más alejado del centro de carga y cuanto menos confiable es el vínculo de transporte, más cara se vuelve la energía exportada desde ese nodo.

El generador también recibe una remuneración por la potencia puesta a disposición del sistema, ya sea operable o reserva fría. Esta remuneración tiene un componente variable que aumenta cuanto mayor es el riesgo que la demanda no sea abastecida dentro del sistema. Para garantizar la operabilidad técnica del sistema se remuneran también servicios adicionales como la regulación de frecuencia y el control de la tensión.

Los Generadores venden su producción al mercado spot recibiendo por la misma los precios que rijan en el mismo hora a hora o pueden poseer contratos de abastecimiento con un Distribuidor o con un Gran Usuario, cobrando en cada hora por su producción de la siguiente forma:

- Hasta el nivel de su contrato su generación será considerada en el Mercado a Término.
- Cuando su nivel de generación está sobre o bajo los valores del contrato, las diferencias se comercializan en el mercado spot como excedentes o faltantes de contrato a los valores vigentes en dicha hora en ese Mercado.

En el caso que un Generador tenga que cumplir con sus obligaciones contractuales y no pueda despachar por costo, restricciones propias o de transporte, el generador tiene que comprar al mercado spot a precios de mercado.

2.1.6. LAS SEÑALES PARA LA EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN

El Precio de la Energía en el mercado spot es el resultante del proceso de optimización del despacho de generación que permite abastecer la demanda más pérdidas,

minimizando el costo total de producción. Las centrales hidráulicas y térmicas compiten todas ellas para abastecer la demanda en función de sus costos incrementales / de oportunidad de producción. Para las centrales térmicas dichos costos son los correspondientes a combustibles más otros costos variables. Las centrales hidráulicas por su parte compiten con el denominado "valor del agua", el cual representa el costo de sustitución térmico futuro.

Como resultado se obtienen precios de la energía diferentes para cada nodo de la red de transporte los cuales reflejan el costo marginal de abastecer una unidad de demanda adicional en cada nodo. Las diferencias entre los precios de la energía de cada nodo representan el costo de las pérdidas y de la congestión en las redes de transporte (cargos variables de transporte).

En un mercado marginalista puro, aunque en presencia de externalidades se alcance el equilibrio, los precios pueden no reflejar la valoración marginal de los consumidores o el costo marginal de una unidad adicional del producto. En este sentido, el precio de equilibrio no necesariamente garantiza la recuperación de los costos por parte de todas las empresas. Aquellos generadores cuyos costos medios de producción sean superiores al costo marginal, no serán viables en el largo plazo, y únicamente permanecerán los generadores que tengan costos medios menores al costo marginal. En un mercado competitivo basado en el precio marginal, los generadores han de recuperar sus costos fijos en los períodos en que ellos son inframarginales. En un sistema hidrotérmico como el argentino, un grupo de generadores térmicos menos eficiente podría resultar despachado sólo en condiciones de baja hidraulicidad, o sólo en horas de máxima demanda, por lo que sus ingresos serán muy inciertos. Otro factor que genera incertidumbre y por lo tanto incrementa el riesgo de la inversión es la volatilidad de los precios de la energía. Entre los factores que más influyen en la volatilidad de los precios se distinguen los siguientes:

- Hidraulicidad
- Restricciones de transporte
- Restricciones de combustible
- Indisponibilidades Térmicas de Generación

La hidraulicidad es uno de los factores más relevantes en la volatilidad del precio *spot*. Una sequía prolongada limita la generación de las cuencas afectadas obligando al reemplazo de esa generación por máquinas térmicas más caras, aumentando los precios *spot* durante el tiempo que dure la escasez relativa.

Las restricciones de transporte dan lugar a la congestión de los corredores originando que algunos generadores no puedan despachar o al menos deban restringir la

energía despachada mientras las restricciones continúen. Por otro lado, la activación de límites de transporte da origen a la aparición de precios locales por congestión, cambiando en forma la remuneración de los generadores a ambos lados de la congestión, por el periodo de tiempo que dure la misma. Las restricciones de gas puede provocar que algunos generadores que utilizan un combustible barato (gas) deban usar otro alternativo lo cual lleva a un aumento del precio *spot* (como se verá más adelante este efecto no se da en la situación actual del MEM debido a la vigencia de la Res 240/2003 de Secretaría de Energía).

Ante esta características del riesgo del negocio de generación eléctrica, se han ideado mecanismos para mitigar o atenuar los riesgos y motivar la inversión privada para garantizar la sustentabilidad del sector a largo plazo. El mecanismo implementado busca remunerar separadamente la energía y la potencia, y su objetivo es establecer un pago administrado para que incentive nuevas inversiones y estabilice la volatilidad de los ingresos a los agentes.

La remuneración por potencia es una externalidad respecto de un mercado marginalista puro. En prácticamente todos los mercados eléctricos nacidos en la última década se incluye dicha remuneración para lograr esencialmente cuatro objetivos:

- Estabilizar los ingresos de los generadores evitando que la volatilidad típica de los mercados con un fuerte componente hidráulico produzca ingresos que pongan en riesgo sus negocios.
- Permitir a las centrales marginales tener un ingreso que cubra en parte sus costos fijos.
- Adelantar el plan de expansión de generación de forma tal que se logre una adecuada calidad de servicio.
- Garantizar que la demanda cuente con energía firme para abastecer su potencia de punta anual.

En Argentina el precio de la potencia regulado es fijado por la autoridad regulatoria. No está en principio justificado como en los mercados eléctricos de otros países.

2.1.7. LA REMUNERACIÓN DE TRANSPORTE

La remuneración que percibe el transportista es esencialmente fija dentro de cada período tarifario. La incluyen ingresos por diferentes conceptos: Ingresos Fijos por Conexión y por Capacidad de Transporte y los Ingresos Variables por Energía Eléctrica Transportada:

- Ingresos por Conexión: Es una remuneración horaria por uso de las conexio-

nes disponibles (salidas dedicadas y transformación) propiedad de la empresa de transporte y que el agente necesita para acceder a la red. El cargo horario que abonan los usuarios es coincidente con la remuneración horaria que recibe la empresa de transporte por el mismo concepto.

- Ingresos por Capacidad de Transporte: Es una remuneración horaria por uso de la capacidad de transporte puesta a disposición de los usuarios por la empresa de transporte. Para el transportista son los ingresos por operar y mantener el equipamiento de conexión, dedicado a vincular a sus usuarios con el sistema de transporte.
- Ingresos por Energía Eléctrica Transportada: Se calculan estimándolos para todo el período tarifario de cinco años, y están compuestos de una Recaudación Variable Total por Transporte de Energía (RVTE) y de un Sobrecosto por contingencia.

Los Ingresos por Energía Eléctrica Transportada se precavan en forma quinquenal al comienzo de cada período tarifario para todo el tiempo que comprende dicho período, otorgándose luego a la empresa transportista como un monto fijo anual, a pagar en doce cuotas mensuales iguales. Dicho monto fijo anual integrado en los cinco años del período es igual al monto total precavado.

2.1.8. MECANISMOS DE DECISIÓN DE LAS AMPLIACIONES DE TRANSMISIÓN

La regulación del MEM en el contexto de la Ley 24065, asigna a los agentes del MEM la iniciativa para realizar ampliaciones de transporte cuando lo consideren necesario.

Los costos de inversión asociados a una ampliación están a cargo de los beneficiarios de la misma siendo éstos los que definen la conveniencia y necesidad de la expansión de la red con la posterior conformidad del ENRE. El Concesionario del Transporte tiene el derecho a participar en la licitación, pero no la obligación, para ejecutar las ampliaciones que se requieran. Alternativamente podrán construir ampliaciones otras empresas de transporte creadas para ese fin específico, denominadas Transportistas Independientes.

Todo requerimiento de expansión del sistema de transporte requiere una presentación por parte de los usuarios involucrados en el pedido, denominados iniciadores, indicando la obra a realizar. El trámite correspondiente es el siguiente.

- Publicidad de la iniciativa;
- Realización de audiencias públicas organizadas por el Ente Regulador (ENRE);

- Emisión por parte del ENRE del correspondiente certificado de conveniencia y utilidad pública.

Una ampliación aprobada puede ser llevada a cabo de distintas maneras, de acuerdo al tipo de expansión requerida y las necesidades de los usuarios involucrados.

- a) Por acuerdo entre partes: en esta alternativa, el pago por la ampliación es realizado exclusivamente por los que solicitan la obra.
- b) Por concurso público: en esta alternativa todos los "beneficiarios" de la obra pagan por la ampliación, aún cuando no hayan participado de la iniciativa original. Uno o más beneficiarios de una expansión de la red que representen por lo menos un 30% de los beneficios de dicha ampliación, pueden solicitar al ENRE la aprobación de una obra por concurso, incluyendo en la presentación un "CANON TECHO" a pagar por la obra o el CANON ofertado por una particular empresa de transporte interesada en la ampliación. Luego de la audiencia pública, de no existir oposición significativa, el ENRE conduce un concurso público en que podrán participar Concesionarios y Transportistas Independientes ofertando el CANON a cobrar durante un período definido de amortización por realizar la obra. El ganador obtiene un contrato para la construcción, operación y mantenimiento de la ampliación durante el período de amortización definido, y le corresponde cobrar como remuneración el canon ofertado, el cual no puede ser superior al "canon techo" eventualmente establecido. Todos los beneficiarios, identificados aplicando el método de las áreas de influencia, participan del pago del CANON que recibe el inversor (transportista independiente). El monto a abonar a la empresa independiente de transporte, a partir de la puesta en servicio de la ampliación, debería remunerar los conceptos de: repago de la inversión -con su financiamiento implícito -, gastos AOM y las multas por indisponibilidades. Finalizado el período de amortización/percepción del canon, los cargos que deben abonar los usuarios por uso de estas instalaciones y los ingresos del transportista independiente son determinados por el ENRE para el siguiente período tarifario.
- c) Ampliaciones a riesgo: esta ampliación flexibiliza los mecanismos de ampliación y posibilita el ingreso al negocio del transporte a otros interesados .
- d) Ampliaciones con participación del FFTEF (Fondo Fiduciario para el Transporte Eléctrico Federal) y otros fondos públicos (Presupuesto Nacional): son ampliaciones de la red de Transporte en 500 kV bajo la moda-

lidad de ampliaciones a riesgo o por concurso público, con participación de fondos públicos o mixtos. Cabe añadir que ante la crisis económica y consecuente escasez de inversores privados de largo plazo en este tipo de ampliaciones, se estima que los fondos presupuestarios públicos o de fideicomisos, eventualmente con crédito de fomento, serán los mecanismos predominantes a mediano plazo.

- e) Ampliaciones para la mejora de la calidad y la seguridad: las ampliaciones para la Mejora de la Seguridad son aquellas ampliaciones que permiten reducir el riesgo o los efectos de colapso total o parcial del SADI, originado en fallas severas atípicas de baja probabilidad de ocurrencia.

Las ampliaciones relativas a la mejora adicional de la calidad, a iniciativa de la Secretaría de Energía, pueden ser autorizadas sólo por el ENRE en el caso de que se pueda demostrar: a) su conveniencia económica y b) su instalación en áreas de influencia asignadas a la generación.

La Secretaría de Energía habilitó, mediante la Resolución SE N° 1/2003, un procedimiento excepcional para identificar y habilitar la realización de inversiones en el sector, promoviendo de una manera activa las ampliaciones que los Sistemas de Transporte de Alta Tensión y por Distribución Troncal requieren, a los fines de preservar la calidad y la provisión del servicio, sin implicar por ello la liberación ni traslación de las obligaciones de las transportistas y los distribuidores. Las obras habilitadas obedecen a dos necesidades, caracterizándolas como Obras de Adecuación y Obras de Seguridad de Abastecimiento. Más recientemente se dictó la solución SE N° 821/2006 la cual incorpora dentro de la operatoria de la Res SE N° 1/2003, las obras que obedecen a la categorización de Obras de Adecuación de Requerimientos de Demanda.

Mediante este mecanismo se ejecutaron un total de 52 obras por un monto total de \$90.560.000 consistente en su mayoría en ampliaciones de estaciones transformadoras por incorporación de transformadores, y otras obras de adecuación.

2.2. EVOLUCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO

2.2.1. EL PRECIO DE LA ENERGÍA Y SU EFECTO SOBRE LAS SEÑALES DE EXPANSIÓN

Tal como se describió previamente, el mercado eléctrico mayorista argentino se diseñó de tal modo que las decisiones de inversión deberían ser tomadas por inversores privados, los cuales en principio deberían estar dispuestos a realizar inversiones si

los proyectos son económicamente convenientes, es decir si producen ganancias que permitan recuperar los costos (de inversión, operativos, etc.) dejando un margen de ganancia razonable para el tipo de negocio y los riesgos involucrados.

Como resultado de la crisis económica que afectó a la Argentina a finales de 2001, el gobierno implementó modificaciones al marco regulatorio tendientes a atemperar en el corto plazo el impacto de la crisis sobre el precio de la energía y el funcionamiento del mercado eléctrico mayorista.

La Secretaría de Energía promulgó una serie de resoluciones que buscaron evitar en lo inmediato un fuerte incremento del precio de la energía. Entre las medidas cabe resaltar:

- Se estableció un precio para la Potencia Puesta a Disposición que representa en pesos argentinos un aumento del 20 % respecto del valor previo a la crisis, pero una reducción del 60% respecto del valor previo expresado en dólares estadounidenses.
- Se definió un precio máximo para la energía igual a \$ 120 (pesos argentinos) /MWh.
- Se estableció que para la determinación del precio de la energía se considere que todas las centrales disponen de gas natural independientemente de que esto efectivamente sea cierto. Con ello se evita que el precio de la energía refleje en momentos de escasez de gas natural los altos precios correspondientes a los combustibles líquidos.

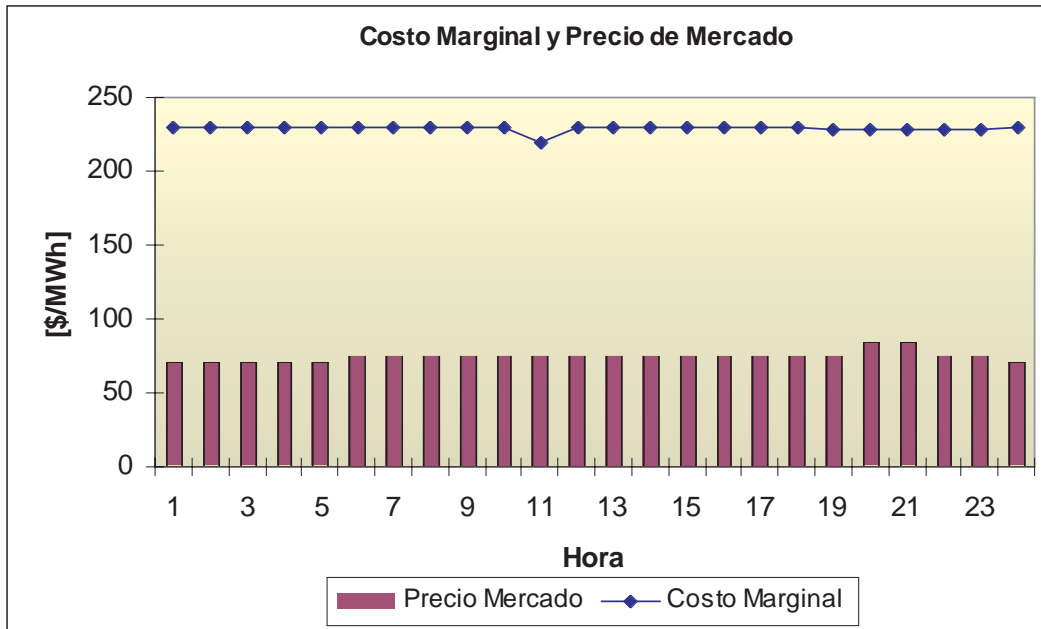
Es decir que se modificó sustancialmente el funcionamiento del mercado basado en un concepto marginalista. El efecto inmediato de tales medidas fue, tal como se deseaba, que los precios de la energía no se incrementasen significativamente por efecto de la devaluación de la moneda argentina.

Para el cálculo del precio el efecto de considerar que todas las unidades disponen de gas natural a un precio fijo y sin restricciones de provisión, es que existe una marcada diferencia entre el Precio de la Energía y el Costo Marginal de Corto Plazo (CMgCP) del sistema, siendo más elevado en general el segundo ya que está determinado, en muchas ocasiones operativas, por el despacho de generación térmica cuyos costos variables de producción surgen del costo de los combustibles líquidos.

Precio de la Energía [\$/MWh] < CMgCP [\$/MWh]

A modo de ejemplo, se presentan en la figura siguiente los precios de la energía en el mercado *spot* para un día hábil cualquiera de operación del MEM. En este caso

corresponde el 3 de Octubre de 2006, y el correspondiente costo marginal. Se observa que el CMgCP es mucho mayor con diferencias superiores al 100% en la mayoría de las horas. Esta situación es típica y por lo tanto se repite a diario.



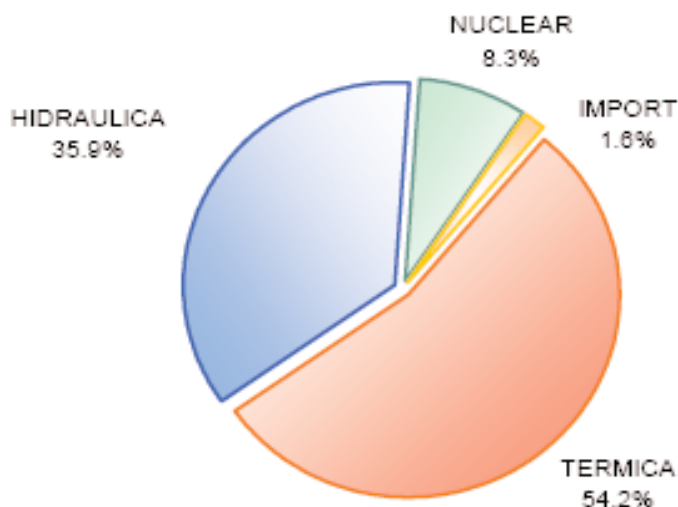
El precio de la potencia a partir de esta nueva regulación también tiene un efecto significativo sobre los ingresos de los generadores. El precio de la potencia definido por la regulación vigente en un valor de \$ 12 (pesos argentinos) /MW-hrp lo que equivale a 4 USD/MW-hrp . Pevio a la crisis económica dicho valor era de \$ 10 (pesos argentinos)/ MW-hrp o su equivalente a 10 USD/ MW-hrp. Esto representa en pesos argentinos un aumento del 20 % respecto del valor previo a la crisis pero una reducción del 60% respecto del valor previo expresado en dólares estadounidenses.

Esta situación tuvo un marcado efecto sobre las decisiones de inversión privadas efecto sobre las decisiones de inversión privada. En efecto, como se verá más adelante la inversión privada en nueva generación tuvo un crecimiento muy fuerte durante los primeros años del funcionamiento del mercado para luego frenarse casi por completo a partir de la crisis económica. El Estado se vio obligado a fomentar el desarrollo de nueva generación y ampliaciones de transporte a mediano plazo para evitar el colapso del sistema.

2.2.2. EL PERFIL DE GENERACIÓN EN EL MEM Y SU EVOLUCIÓN

El abastecimiento de la demanda de energía eléctrica en el MEM se realiza con generación proveniente de usinas hidroeléctricas, térmicas y nucleares. La figura siguiente muestra la participación típica de cada fuente energética en el cubrimiento de la demanda.

Energía generada por tipo



Fuente: CAMMESA

La energía producida con centrales térmicas se realiza con centrales tipo Turbo Gas (TG); Turbo Vapor (TV) y Ciclo Combinado (CC). En esta última categoría se encuentran las últimas centrales instaladas en el MEM. La figura siguiente muestra la evolución en el tiempo de la capacidad instalada de generación desagregada en centrales hidráulicas (HI), nucleares (NU) y térmicas de acuerdo con lo antes indicado.

Las centrales térmicas tipo ciclo combinado son las plantas térmicas más eficientes disponibles en el MEM. Por escala y costos de inversión constituyen, por otra parte, la inversión más eficiente. Si a esto se suma la disponibilidad de gas natural a bajo costo relativo (comparado con combustibles líquidos) la suma de los aspectos antes indicado justificó técnica y económicamente el uso de este tipo de tecnología para la expansión de mínimo costo del parque de generación conforme al crecimiento de la demanda.

La Figura 2-2 muestra la evolución de la potencia instalada en el MEM. Puede observarse el fuerte crecimiento en las inversiones en nueva generación que hubo a partir de la instauración del mercado eléctrico. Se observa también que prácticamente toda la expansión del parque de generación fue en base a centrales térmicas, en su mayoría del tipo Ciclo Combinado a gas natural.

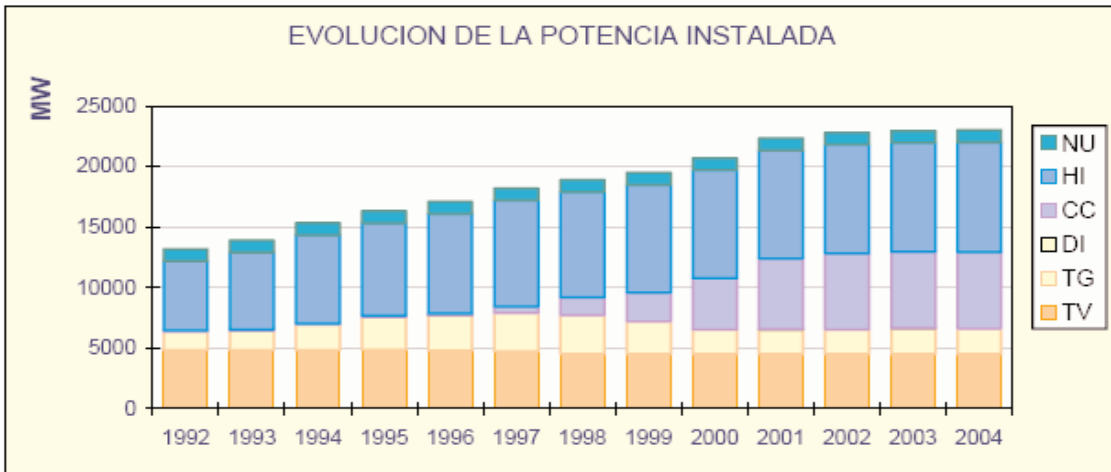


Figura 2-2: Fuente CAMMESA

El combustible utilizado para la generación térmica es casi exclusivamente el gas natural. Otros combustibles (Carbón, Fuel Oil, Gas Oil) se utilizan sólo si se producen restricciones en el abastecimiento de gas natural, cosa que sucede principalmente en los meses de invierno cuando todo el gas disponible (y la capacidad de transporte) es utilizado para el abastecimiento de gas domiciliario. La figura siguiente muestra la proporción de cada tipo de combustible utilizado para la generación térmica. Se observa el uso predominante del gas natural en todos los meses del año a excepción del invierno.

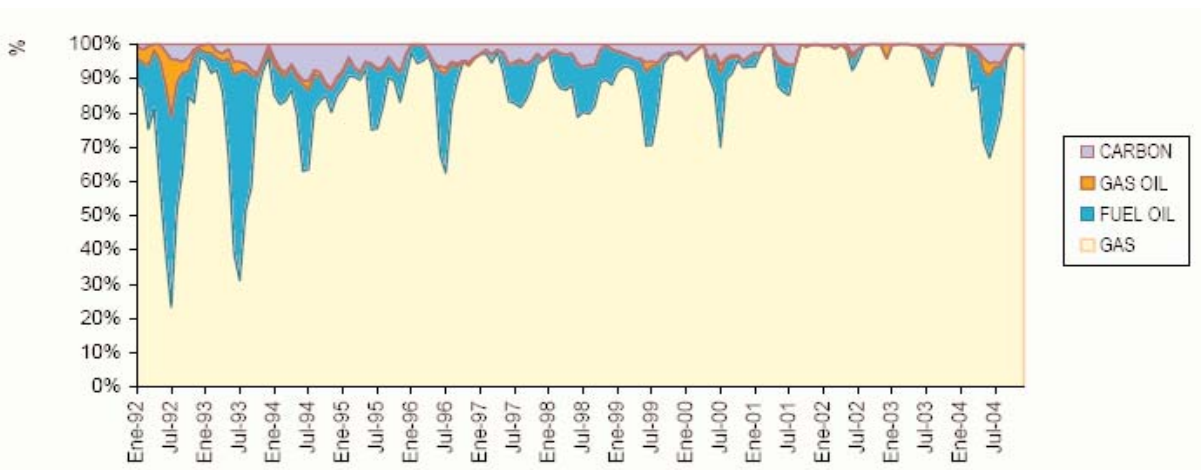


Figura 2-3: Consumo relativo por tipo de combustible- Fuente: CAMMESA

2.2.3. LA INTERVENCIÓN DEL ESTADO EN LA EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN

La situación del sector de la generación eléctrica indicada anteriormente motivó al gobierno nacional a través de la Secretaría de Energía, a la expansión de la capacidad de producción de energía eléctrica, acción que se estimó debía ser financiada parcialmente por los actores del mencionado sector, inversores privados y, por último, complementada con aportes del Estado Nacional en caso de ser esto necesario.

En este contexto, la Secretaría de Energía dispuso la creación del Fondo Para Inversiones Necesarias Que Permitan Incrementar La Oferta De Energía Eléctrica En El Mercado Eléctrico Mayorista (FONINVEMEM), a los efectos de servir de vehículo para el financiamiento de las obras requeridas.

Paralelamente, la Secretaría de Energía definió los compromisos que asumirían los Actores del Mercado, los inversores Privados y el Gobierno Nacional, para alcanzar el mencionado objetivo, y convocó a todos los Generadores Privados del Mercado Eléctrico Mayorista a participar voluntariamente en la conformación del aludido fondo. La Secretaría de Energía se comprometió a generar los instrumentos regulatorios sectoriales necesarios para lograr la normalización del Mercado Eléctrico Mayorista, aportando el financiamiento adicional necesario para la construcción de las centrales de generación que conforman este proyecto, y propiciar las adaptaciones de los marcos legales y regulatorios que faciliten la concreción de los mismos.

Complementariamente, se determinaron, junto con los actores privados, las características técnicas del equipamiento de generación necesario y la ubicación más conveniente en el SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXIÓN, resultando la necesidad de instalar una potencia del orden de los 1.600 MW, definiéndose que la misma debería ser conformada por dos Centrales Térmicas de ciclos combinados de 800 MW de potencia cada uno y cuya ubicación más conveniente sería en los alrededores del corredor Gran Buenos Aires - Rosario, produciendo los mayores beneficios posibles al Sistema Eléctrico, vinculándose a alguna de las estaciones transformadoras del mismo "Rosario Oeste" en provincia de Santa Fe, "Rodríguez" o "Campana", ambas en la provincia de Buenos Aires. Las centrales termoeléctricas se denominarán Belgrano y San Martín.

Por otro lado, el gobierno nacional impulsó obras de ampliación de la generación eléctrica dentro del Plan Energético Nacional 2004-2008. Estas obras incluyen la terminación de Yacyretá que estipula elevar la cota de la represa del actual nivel de los 76 metros a 78 metros a fines del 2005 y a 83 metros sobre el nivel del mar a fines del 2008, con la conclusión de las obras complementarias.

Las características de la ampliación según este plan son las siguientes:

- Cota (msnm) Actual: 76, Futura: 83
- Potencia (MW) Actual: 1800, Futura: 3100
- Energía Generada (GWh): Actual 11450, Futura 18500
- Flujo de Fondos (MM \$) 1638,5
 - 2005: 571,3
 - 2006: 493,0
 - 2007: 327,7
 - 2008: 246,5
 - Total: 1638,5
- Plazo de Ejecución: 4 años
- Fin de Obra (estimada): 2008

Obra incluida en el plan es la finalización de la central nuclear Atucha II.

- Potencia Neta: 692 MW
- Combustible: Uranio Natural o levemente enriquecido
- Cronograma de Inversiones (MM \$)
- Tiempo estimado finalización: 52 meses
- Cronograma de inversiones (MM\$)

Suministros y Servicios	2005	2006	2007	2008	2009	Total
Importados	52	165	165	84	37	504
Nacionales	150	319	304	101	37	913
Total	203	484	469	185	75	1418

Fuente: Secretaría de Energía

- Tiempo estimado finalización: 52 meses

En materia de energía hidroeléctrica el plan incluye la revisión de los proyectos hidroeléctricos existentes de módulos superiores a los 400 MW, entre ellos, los binacionales de Garabí (con Brasil) y Corpus Christi (con Paraguay).

De estos proyectos los que se encuentran en estado más avanzado son las dos centrales térmicas del FONINVEMEN, cuya construcción se adjudicará antes de diciembre de 2006.

2.2.4. PROBLEMÁTICA DEL SISTEMA DE TRANSPORTE

La falta de inversiones y sus efectos

El Modelo Eléctrico vigente desde su implementación a partir de la Ley 24.065 ha permitido mejorar notablemente el volumen y la calidad de la oferta, disminuir los costos de la energía, mejorar la calidad de servicio y exportar energía. Sin embargo, no fue capaz de generar las señales económicas que indujeran a los actores del mercado a invertir en la expansión de los Sistemas de Transporte tanto en alta como extra alta tensión, como en los sistemas de distribución troncal. Esta situación se agravó notablemente con la crisis económica de fines de 2001.

La falta de inversión en ampliaciones de la transmisión trajo aparejado una debilidad estructural del sistema de transporte, debiendo operar al límite de su capacidad, lo que, en general, implica que en la operación diaria se deba tener que trabajar con altos niveles de tensión en un extremo de línea y con bajos niveles en el otro, o, en algunos casos, tener que afrontar un colapso ante una salida de servicio de algún equipamiento. El sistema debe operar en situaciones de máxima exigencia con escasa, o incluso nula, reserva de transporte, por lo que la pérdida de cualquiera de sus vínculos, amenaza la estabilidad del sistema, lo que implica una disminución significativa de los niveles de seguridad operativa.

La debilidad de la red de transporte tiene otras consecuencias económicas directas, como restricciones al despacho económico y la necesidad de generación forzada, o generación fuera de mérito, para cumplir con requerimientos mínimos de calidad y aliviar cargas de redes y transformadores saturados. Esto implica naturalmente un aumento en los costos de operación, con el consecuente incremento en el precio de la energía.

La falta de inversiones y sus causas

La falta de inversión en el sistema de transmisión se debió en gran medida a la concepción del mercado eléctrico mayorista, en el cual se procuró evitar la intervención centralizada y se dejó libre a las fuerzas del mercado la responsabilidad de mantener el equilibrio dinámico necesario entre oferta y demanda. En teoría, con cada restricción de transporte se generaría un fondo para inversiones o una oportunidad de negocios, que le permitiría al mercado resolver cada uno de los problemas. Así, las inversiones en ampliaciones de transporte quedaron a cargo de los usuarios de la red. Naturalmente esta concepción no resolvió dos aspectos básicos de una adecuada planificación: que las ampliaciones estén en servicio cuando son necesarias y no des-

pués; que un sistema optimizado no es el resultado de la suma de los proyectos óptimos de los agentes.

Otro de los aspectos que tiene marcada influencia en la falta de inversión en el sistema de transmisión es la falta de una planificación centralizada. Los actores que deben tomar decisiones desconocen lo que pasa en otros estamentos del área energética, y no cuentan con la información suficiente que les permita una evaluación más certera de los riesgos que enfrenta su potencial negocio.

Un planeamiento indicativo es un adecuado instrumento de apoyo al manejo de política y a la transparencia del mercado, brindando información a eventuales inversionistas, así como la identificación de posibles cuellos de botella y restricciones que puedan afectar el funcionamiento del sistema en el futuro.

En el sector eléctrico argentino no existe como en otros países, una entidad dedicada a la planificación estratégica del sistema, que elabore planes referenciales de la expansión de la generación y la transmisión. Estos planes se definen sobre una base estratégica integral para el desarrollo futuro del sector eléctrico y del sector energético en general, en el mediano y largo plazo. De esta forma se busca orientar la expansión del sistema eléctrico en forma óptima y coherente con las políticas de uso de los recursos energéticos. Una unidad de planificación debe ser una entidad independiente, sin vinculación directa con las empresas o agentes del sector, de modo tal que su visión de la problemática del sistema eléctrico no esté sesgada hacia alguna de las actividades (generación, transporte, distribución, demanda), y que la definición de los planes de expansión no se oriente según intereses económicos particulares.

En el sistema eléctrico argentino, en el nivel del transporte, se cuenta con las Guías de Referencia que elaboran las empresas transportistas. Estas guías incluyen trabajos de planificación que son realmente importantes, pero que chocan con dos objeciones fundamentales: por un lado los transportistas que las elaboran tienen la visión del transportista y no de la política energética del país. Por el otro lado, los transportistas tienen intereses económicos para que la red se desarrolle.

2.2.5. AMPLIACIONES DEL TRANSPORTE IMPULSADAS POR EL ESTADO

Ampliaciones del sistema de interconexión

A los efectos de dar solución a los problemas estructurales de la red de transporte en alta tensión para asegurar el abastecimiento de energía a las diferentes regiones eléctricas, el Estado Nacional, a través de la Secretaría de Energía, decidió promover la construcción de una serie de líneas de transmisión de 500 KV destinadas a mejorar la calidad y/o seguridad y/o reducir costos de despacho, que no estaban contempla-

das, por razones de escala, en los planes de inversión de los actores privados. Con este objeto se decidió encarar la instrumentación de nuevos mecanismos que permitan el financiamiento y viabilidad de estas obras. Es a través del Fondo Fiduciario para el Transporte Eléctrico Federal (FFTEF), que en las condiciones de elegibilidad y en concordancia con los flujos de fondos previstos, el CFEE, como organismo asesor de la Secretaría de Energía, identificó con beneficio positivo un conjunto de obras prioritarias que conformaron el denominado Plan Federal de Transporte en 500 kV.

Las obras de este plan se están llevando a cabo. La situación de cada una de éstas presenta diferentes grados de avance. Se presenta a continuación un breve resumen de las obras de este plan, con información oficial del CFEE. En la Figura 2-4 se muestra en forma esquemática la ubicación geográfica de las obras, se indica el estado en el que se encuentra el proceso, y la participación en el financiamiento. La Tabla 2-1 presenta más detalles sobre las inversiones, e información adicional de las obras.

La ampliación del corredor de transporte Litoral 500 kV - Yacyretá 3 línea - tiene por objeto permitir que la producción de la C. H. Yacyretá operando a cota 83 msnm llegue hasta los centros de carga del país. Dicho incremento de cota hará posible que la central opere a su potencia máxima de diseño, 3100 MW (155 MW por unidad x 20 unidades = 3100 MW), lo cual significará un incremento de 1300 MW sobre la actual capacidad disponible limitada a 1700 MW por trabajar el embalse en cota 76 msnm (90 MW por unidad x 20 unidades = 1800 MW). La entrada en operación de la ampliación de transporte está en concordancia con la fecha en que la C. H. Yacyretá complete las obras de elevación de cota.

La línea Comahue - Cuyo tiene por objeto incrementar la capacidad de transporte disponible para transportar energía del área Comahue hacia el área Bs. As. e incrementar la seguridad de abastecimiento del área Cuyo creando un segundo vínculo en 500 kV que evita que la contingencia en la línea Almafuerte - Embalse - Gran Mendoza produzca cortes del servicio en el área CUYO.

El área COMAHUE es también productora de gas natural y por lo tanto en la medida que existan reservas de gas natural en dicha zona, las nuevas centrales térmicas que se instalen en el Comahue tendrán ventajas competitivas favoreciendo esto la concreción de dichos proyectos tal como sucedió durante la década de 1990 cuando se instalaron más de 1200 MW de generación térmica a gas natural lo que llevó a la necesidad de construir el proyecto denominado 4ta. Línea que vincula actualmente el Comahue con Bs. As.

En el Comahue también existen alternativas para nuevas centrales hidráulicas (Chihuido II, 230 MW, 1070 GWh) que de concretarse algunos de estos proyectos

podrían utilizar la capacidad de transporte aportada por la línea Comahue - Cuyo.

La vinculación del sistema patagónico (en operación comercial desde marzo de 2006) posibilita la explotación de las importantes fuentes de generación que existen en la región patagónica, las cuales comprenden grandes aprovechamientos hidroeléctricos y disponibilidad de gas natural para la generación térmica. La región patagónica presenta además un enorme potencial eólico, que puede ser aprovechado para el suministro de energía al MEM, a partir las ampliaciones de la red de transmisión previstas para esa región, no solo la interconexión Choele Choel - P. Madryn sino también la extensión de este corredor de interconexión hasta la región patagónica más austral.

La interconexión NEA-NOA estará conformada por una línea de transmisión en extra alta tensión de 500 kV en corriente alterna, con capacidad máxima de 1.150 MW, con una extensión de cerca de 1.220 Km distribuida de acuerdo a lo siguiente: 285 km entre las estaciones de El Bracho (Tucumán), y Cobos (Salta), 51 km entre Cobos y San Juancito (Jujuy), 712 km entre Cobos y Resistencia (Chaco), y 161 km entre Resistencia y Formosa; este componente incluye Estaciones Transformadoras (ET) asociadas de 500/132/33 kV; 500/345/33 kV, y otras obras complementarias.

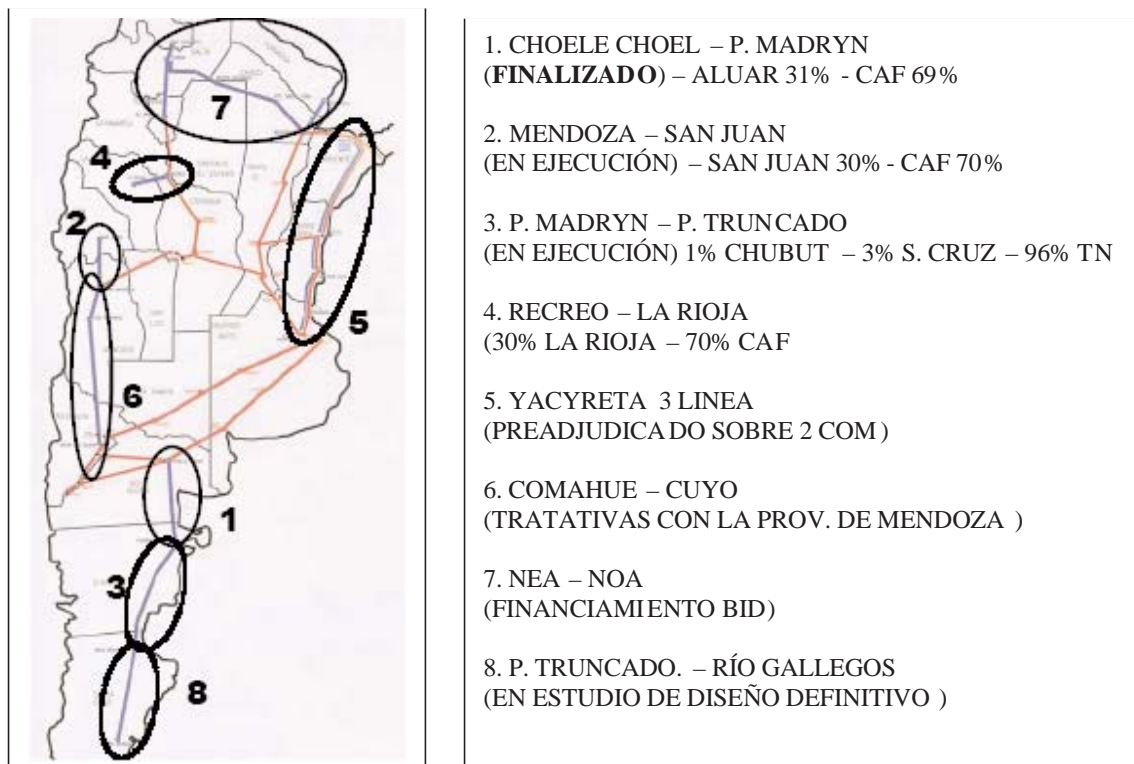


Figura 2-4: Fuente CFEE

Tabla 2-1

En MILL. DE PESOS	Km	Costo \$ (c/iva)	Aporte FFTEF		Aporte TN		Aporte BID		Aporte PARTE		Meses	Inicio	Fin
			%	Monto	%	Monto	%	Monto	%	Monto			
Líneas 500 kV													
C. Choel - P. Madryn	354	282	69%	195					31%	88	20	Abr-04	Dic-05
P. Madryn - P. Truncado	543	580			96%	556			4%	23	22	Ene-06	Nov-07
Mendoza - San Juan	175	182	70%	127					30%	55	14	Feb-06	Abr-07
Recreo - La Rioja	190	180	70%	126					30%	54	18	Abr-06	Oct-07
Comahue - Cuyo	708	750	9%	65	40%	300			51%	385	24	Jul-07	Jul-09
Nea - Noa	1.160	1.922			40%	769	60%	1.153			60	Oct-06	Oct-11
Yacyretá 3ª Línea	920	1.050			100%	1.050					20	Abr-06	Dic-07
P. Truncado - R. Gallegos	700	750			100%	750					24	Jul-06	Jul-08
TOTAL	4.750	5.696		513		3.425		1.153		604			

Fuente: Consejo Federal de la Energía Eléctrica (CFEE)

La interconexión NEA-NOA tiene como objetivos:

- interconectar los sistemas eléctricos del Noroeste (NOA) y Noreste (NEA) por medio de una línea en extra alta tensión de 500 kV y estaciones transformadoras asociadas de manera de permitir y promover los intercambios de energía entre ambas regiones, contribuyendo a la reducción de precios de la energía, y al aumento de la seguridad y calidad en el suministro eléctrico, en particular de la región del Norte Grande;
- consolidar y expandir las redes de transmisión regionales (líneas en alta y media tensión, menores a 500 kV) con sus respectivas estaciones de transformación asociadas, fortaleciendo su seguridad y confiabilidad.

Ampliaciones de los sistemas regionales

Si bien la concreción del Plan Federal de Transporte en 500 kV. permitirá resolver los problemas estructurales de la red de transporte en alta tensión, remover restricciones y garantizar un mejor abastecimiento a las provincias desde la red de extra alta tensión, no resuelve algunas asimetrías existentes en el desarrollo de las redes regionales de transporte que dan lugar a restricciones físicas y/o revelan problemas que impiden dar plena garantía de abastecimiento a los consumidores, por lo que es necesario complementar el plan con otras obras prioritarias focalizadas en las regiones.

Es por ello que, teniendo como marco de referencia el mencionado Plan Federal de Transporte, el CFEE se abocó al análisis y definición de un Plan de Obras prioritarias para el resto del sistema de transporte para el período 2004-2008, que permita resol-

ver los problemas de abastecimiento que ya se están poniendo en evidencia y podrían agravarse en el corto plazo, y contribuyera a eliminar las restricciones de transporte en el corto y mediano plazo.

El importante retraso de la inversión para el desarrollo de los sistemas de transporte regional, particularmente en los niveles de tensión de 132 kV, está dando origen a la aparición de restricciones de transporte que, en el corto o mediano plazo, determinarán la necesidad de llegar a producir cortes de carga como único recurso para superar los horarios de carga máxima sin el riesgo de un colapso total.

Si bien esta situación fue de alguna manera enmascarada por la crisis económica que sobrevino a la salida de la Convertibilidad (fines del año 2001 y año 2002), que generó una importante retracción en los niveles de consumo de energía eléctrica, particularmente en el sector industrial, la recuperación que se comenzó a vislumbrar durante el año 2003, sostenida hasta el presente, puso en evidencia el retraso de inversiones antes mencionado.

A mediados del año 2003 la Secretaría de Energía encomendó al Consejo Federal de la Energía Eléctrica el estudio y elaboración de un Plan de Obras IMPRESCINDIBLES para el quinquenio 2004 - 2008, que brindasen soluciones a los Sistemas Regionales de Transporte eléctrico, donde es claro que el retraso de inversiones es tan importante como en la Red Nacional de 500 KV.

En función de lo anterior el Consejo Federal de la Energía Eléctrica inició el trabajo, definiendo como objetivos generales para el plan:

- Garantizar el abastecimiento a usuarios finales
- Eliminar restricciones de transporte en el corto y mediano plazo en el MEM-MEMSP

A éste se lo denominó "PLAN FEDERAL DE TRANSPORTE ELÉCTRICO II". Para el desarrollo de este plan se solicitó a las Jurisdicciones Provinciales y actores privados del sector, como así también a las Cámaras que los nuclean, el envío de todas las necesidades detectadas y que respondieran a los objetivos centrales del Plan. Por otra parte el CFEE licitó la contratación de una consultoría de respaldo a fin evaluar y priorizar las 400 solicitudes presentadas.

En base a criterios de evaluación establecidos, los cuales se basaron fundamentalmente en los Criterios de Desempeño Mínimo (Criterios de Operación Estática) previstos en el Reglamento de Diseño y Calidad del Sistema de Transporte de Alta Tensión, contenido en el Anexo 16 de los PROCEDIMIENTOS, se elaboró un orden

de prioridad para las distintas obras, clasificando a las mismas de acuerdo al grado de criticidad que presentaba cada una de ellas. Esto es, las obras prioritarias resultaron aquellas cuya no concreción implicaría que no iba a poder satisfacerse la demanda en el corto plazo.

El criterio que se utilizó para priorizar las obras fue el siguiente:

- **Obras de Prioridad A:** Son aquellas que en condiciones de red completa, su no ejecución dentro del período de análisis posibilitará la aparición de energía no suministrada en algún momento del mismo, como consecuencia de cortes de demanda requeridos para evitar sobrecargas o niveles de tensión inadmisibles
- **Obras de Prioridad B:** Son aquellas cuya no realización dentro del período de análisis, implique el riesgo de afrontar estados N-1 en los que la energía no suministrada resulte superior al equivalente de 30% de la demanda del área abastecida durante 10 días corridos.
- **Obras de Prioridad C:** Son aquellas relacionadas con mejoras en la seguridad y confiabilidad, adecuación de los sistemas a los criterios de diseño, mejoras de la calidad del servicio o del producto técnico, de flexibilización de la operación
- **Obras de Prioridad D:** Obras destinadas a integración de áreas aisladas, donde no se detecte la aparición de energía no suministrada dentro del período de análisis.

En los cuadros siguientes se resume la cantidad de obras de cada categoría, desagregadas por región eléctrica. Se indica también el monto total de la inversión requerida en cada caso.

Obras de prioridad "A"

REGION	CANT. OBRAS	MONTO TOTAL (Miles de US\$)
BUENOS AIRES	26	84.233
NEA	11	52.422
CENTRO	5	38.600
LITORAL	19	47.767
COMAHUE	10	47.312
PATAGÓNICA	2	4.060
CUYO	12	20.309
NOA	24	81.487
TOTAL DE OBRAS "A"	109	376.190

Obras de prioridad "B"

REGIÓN	CANTIDAD DE OBRAS	MONTO TOTAL (miles de U\$S)
BUENOS AIRES	4	13.881
NEA	0	-
CENTRO	0	-
LITORAL	5	1.960
COMAHUE	6	10.130
PATAGÓNICA	2	24.756
CUYO	0	-
NOA	1	1.330
OBRAS ENRE O CON RES. S.E.	3	2.218
TOTAL DE OBRAS "B"	21	54.275

Obras de prioridad "C" y "D"

REGIÓN	CANTIDAD DE OBRAS	MONTO TOTAL (miles de U\$S)
BUENOS AIRES	31	299.876
NEA	9	19.735
CENTRO	6	278.500
LITORAL	14	40.941
COMAHUE	10	30.749
PATAGÓNICA	7	91.870
CUYO	17	15.604
NOA	16	51.440
TOTAL DE OBRAS "C" y "D"	110	828.715

Revisión del plan

Algunas de las obras de prioridad "A" ya fueron realizadas, y otras se encuentran en diferentes etapas del proceso de ejecución.

La evolución del sistema eléctrico así como las necesidades de expansión en cada región han variado respecto a las condiciones previstas cuando se elaboró este plan. Por ese motivo, el CFEE, en un proceso similar al anterior, está llevando a cabo una revisión y actualización del Plan Federal II, para adecuarlo a las nuevas exigencias y condiciones previstas para los sistemas eléctricos regionales en los próximos cuatro años.

Un aspecto importante que se está considerando, además de la priorización y adecuación o modificación de algunas obras, es la actualización de los presupuestos de las mismas. El precio creciente del acero, el aluminio y de otros materiales utilizados en las obras eléctricas, así como el incremento de los costos laborales, ha provocado un significativo aumento de los costos de esas obras, respecto a los considerados en el estudio anterior, publicados por el CFEE en el Plan Federal II (costos indicados en los cuadros anteriores).

2.3. RESUMEN - ELEMENTOS CLAVES EN EL CONTEXTO DE ESTE TRABAJO

Se resumen a continuación los principales aspectos de lo tratado en este capítulo, los que sirven de base para la definición metodológica que se sigue en el desarrollo de este trabajo:

- El Modelo Eléctrico implementado a partir de la reforma de la Ley 24.065 ha permitido mejorar notablemente el volumen y la calidad de la oferta, disminuir los costos de la energía, mejorar la calidad de servicio y exportar energía.
- Se produjo un significativo incremento de la oferta de generación, en base fundamentalmente a inversión privada. La vigencia de la convertibilidad de la moneda y la operación y remuneración basada en la teoría marginalista brindó señales económicas fuertes que propiciaron la incorporación de generación de alta eficiencia.
- La abundante disponibilidad de gas natural y su precio considerablemente inferior al de otros combustibles, motivó la expansión de la generación térmica basada casi exclusivamente en el uso de este combustible.
- El proceso de gran expansión de la generación perdura hasta principios de la presente década. A partir del año 2001 prácticamente no se incorpora nueva generación al sistema (excepto algunos casos como la central Cacheuta Nueva y la repotenciación de la central Alvarez Condarco en Mendoza). Esta situación, sumada al fuerte incremento de la demanda, ha provocado una disminución paulatina de la reserva de generación, alcanzando en la actualidad una situación límite de suministro.
- Las consecuencias de la crisis económica de fines de 2001 obligaron al gobierno a adoptar medidas regulatorias para evitar incrementos en las tarifas eléctricas de los usuarios finales. Como consecuencia de la aplicación de la Res. 240-2003 de la Secretaría de Energía se distorsiona el funcionamiento del mercado

eléctrico, y no existen señales económicas que incentiven la inversión privada en generación.

- Debido a la falta de inversión, el gobierno decidió la incorporación de nuevas plantas de generación, con aportes del estado nacional (mediante la ampliación de Yacyretá y Central Nuclear Atucha II), y mediante instrumentos regulatorios específicos que incluyan la participación privada, como es el caso del FONINVEMEN, para la construcción de dos centrales térmicas con ciclos combinados de 800 MW a gas natural.
- En materia de transporte eléctrico, el modelo de mercado eléctrico implementado a partir de la reforma de la Ley 24.065 no fue capaz de generar las señales económicas que indujeran a los actores del mercado a invertir en la expansión de los Sistemas de Transporte tanto en alta como en extra alta tensión, así como en los sistemas de distribución troncal. Esta situación se agravó notablemente con la crisis económica de fines de 2001.
- Para resolver los problemas estructurales de la red de transporte y asegurar el abastecimiento de energía a las diferentes regiones eléctricas, el estado nacional implementó un plan de ampliaciones de la transmisión en extra alta tensión (Plan Federal I). El plan incluye la ampliación de la red de 500 kV. Como consecuencia de las ampliaciones de este plan se logró reforzar la vinculación de las regiones eléctricas del país, mejorando la seguridad de la operación y la confiabilidad del suministro, y permitiendo la incorporación de importantes volúmenes de generación con fuentes de energía renovable.
- Para dar solución a las debilidades de los Sistemas Regionales de Transporte y garantizar el abastecimiento, el Consejo Federal de la Energía Eléctrica encaró el desarrollo de un plan de obras prioritarias, que brinde soluciones a estos sistemas, donde existe un marcado retraso de inversiones.
- El plan se denominó Plan Federal de Transporte Eléctrico II, y definió las obras prioritarias para el período 2004-2008. Algunas de las obras identificadas en el plan ya han sido ejecutadas. El plan está en proceso de revisión y actualización; donde el período de análisis también se ha actualizado, incluyendo los años 2006 al 2010.

3. LA PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN - PLANTEO METODOLÓGICO

Se presenta en esta sección una descripción sucinta de los planteos metodológicos que se pueden seguir para la planificación de la expansión de los sistemas eléctricos en el entorno de un mercado eléctrico. Se analiza esta problemática en el contexto de la situación del sector eléctrico argentino, y se extraen conclusiones respecto a la aplicabilidad de estas metodologías para el planeamiento estratégico del mismo.

3.1. PLANEAMIENTO DE LA EXPANSIÓN EN EL ENTORNO DE UN MERCADO EN COMPETENCIA Y DE PLANIFICACIÓN CENTRALIZADA

3.1.1. CONCEPTOS GENERALES

Un análisis detallado de las ampliaciones que requiere un sistema eléctrico para cubrir los requerimientos de expansión futura cumpliendo con todas las exigencias del sector, implica el desarrollo de planes de expansión óptimos que permitan asegurar el abastecimiento con mínimo costo para los requerimientos definidos.

El objetivo tradicional de la planificación de un sistema de energía eléctrica reside en la definición del plan de expansión de la generación y la transmisión de manera de asegurar el abastecimiento en el tiempo de la demanda proyectada al mínimo costo posible.

La expansión de largo plazo de un sistema interconectado en un entorno de mercado liberalizado, debe ser realizada en la búsqueda de planes de expansión flexibles que sean adaptables a los continuos cambios en las condiciones técnicas, económicas y financieras que suceden en la vida de un mercado, cumpliendo además con los criterios de confiabilidad (suficiencia y seguridad) y calidad de servicio determinados por la Autoridad Regulatoria.

Los resultados de un estudio de expansión en el mercado de las estrategias definidas deben asegurar que el esquema de abastecimiento resultante cumpla con los siguientes requerimientos:

- Coherencia con los objetivos estratégicos generales
- Satisfacción de objetivos estratégicos de desarrollo
- Aseguramiento de un nivel de suministro determinado para el sistema eléctrico
- Aseguramiento de un precio sustentable de suministro
- Abastecimiento de la demanda con un nivel de calidad adecuado
- Respeto de la normativa ambiental

La solución debe asegurar el abastecimiento con mínimo costo para los requerimientos definidos.

La metodología a aplicar debe por lo tanto estar en condiciones de seleccionar, entre todas las alternativas de abastecimiento posibles, aquella que cumpla con todos estos requerimientos, en condiciones de incertidumbre sobre la evolución a futuro de la demanda, el costo de combustibles, el costo de construcción de las instalaciones y los precios resultantes de la energía en el mercado.

El objetivo tradicional de la planificación de un sistema de energía eléctrica reside en la definición del plan de expansión de la generación y la transmisión de manera de asegurar el abastecimiento en el tiempo de la demanda proyectada al mínimo costo posible.

En el marco de un sistema de planificación y decisión centralizada, el riesgo de la inversión, y consecuentemente la eficiencia de las decisiones que se toman, es transferido a los usuarios finales. En un entorno de mercado en competencia, en cambio, el proceso de planificación debe tomar en consideración los siguientes aspectos:

- Los costos de la generación, así como el momento y lugar de inserción en la red de transporte, son decisiones que dependen de los inversores. Los beneficios del negocio están ligados a la comercialización de la energía, en operaciones de riesgo que no involucran al mercado en su conjunto.
- Los nuevos consumidores deciden libremente su localización y el momento en que prevén conectarse a la red de transporte.
- En principio, pueden establecerse nuevas interconexiones internacionales sin restricciones a la exportación/importación de energía eléctrica. Las decisiones se adoptan en función de la disponibilidad de combustibles y las previsiones de evolución futura del perfil de precios en los mercados que se vinculan.
- El Estado toma intervención sólo en aquellos casos en que las decisiones de los actores del mercado comprometen el interés común. Para ello, las autoridades que rigen el sector energía eléctrica deben realizar su propia prospectiva de la evolución futura del mercado, a modo de una planificación indicativa de inversiones en materia de generación y transmisión.

La planificación de la expansión requiere el desarrollo de una secuencia ordenada de actividades conducentes a definir las siguientes cuestiones:

- El criterio de planificación, es decir la función objetivo a optimizar, usualmente la maximización del beneficio social o, bajo ciertas simplificaciones, la minimización del costo de abastecimiento, sujeto a las restricciones impuestas por las condiciones a ser respetadas.
- Las alternativas de expansión de la generación y el transporte.

- El desempeño del sistema de transmisión respecto al despacho de generación y al sistema de potencia.

3.1.2. PLANEAMIENTO DE LA GENERACIÓN

La base conceptual para definir la expansión del parque de generación en los sistemas eléctricos donde existe planificación centralizada se basa en los siguientes principios:

- Se abastece la demanda con un adecuado nivel de calidad. Este nivel es medido comparando la Energía No Suministra (ENS), por insuficiente generación, con la energía efectivamente abastecida. Un índice de calidad razonable es tener una ENS del orden de 1/1000 a 1/10000 de la energía abastecida.
- Se tiene un razonable margen de reserva de generación de forma tal de cubrir las variaciones de oferta a que dan lugar las salidas de servicio programadas o forzadas de generación y la aleatoriedad de los aportes hidrológicos.

Considerando estos principios, los proyectos de generación candidatos son seleccionados en base a un criterio de minimización de una función objetivo dada, relacionada con el costo de abastecimiento resultante.

En un mecanismo de libre mercado, por el contrario, la expansión de la generación eléctrica será el resultado de la iniciativa privada de acuerdo a la evaluación que los inversores realicen sobre la rentabilidad esperada de cada proyecto, en el contexto del marco regulatorio vigente y del sistema de señales económicas con que se lo haya dotado.

Es claro entonces, que el sistema de regulación que se establezca definirá finalmente el resultado del Plan de Expansión.

En la evaluación de los proyectos de generación a realizar para determinar la expansión, además de los costos de inversión, deben ser considerados aquellos relacionados con los combustibles y otros que caractericen al proyecto, las condiciones financieras que lo acompañan, así como la mínima rentabilidad asociada que resulte satisfactoria para el inversor.

La consideración de la energía no suministrada recibe un tratamiento económico que se conjuga con los demás aspectos económicos de la operación de un sistema eléctrico. En efecto, se asigna un costo a la energía no suministrada que compite con los costos de inversión y operación en la definición de las reservas y nuevas inversiones. El generador privado se conectará al sistema en la medida en que los precios espera-

dos sean suficientemente atractivos para hacer rentable la inversión. En ese caso, el precio de la energía no servida, que será determinante en las situaciones de escasez, fijará la porción del tiempo en que esa escasez deba manifestarse para que el precio medio del mercado pueda alcanzar el nivel requerido por el inversor para tomar las decisiones de inversión.

Los costos de la energía no servida (CENS) deben evolucionar conforme a una función que varía con la duración y magnitud de la escasez. Este valor necesita ser cuidadosamente revisado en el tiempo de manera de poder reflejar el valor que los consumidores están dispuestos a reconocer por un determinado nivel de calidad del suministro eléctrico, valor que también está asociado a la evolución de la actividad económica del país.

3.1.3. PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

En general los sistemas de transmisión se han planificado siguiendo criterios determinísticos, como es el caso del denominado criterio (N-1). La aplicación de este criterio implica que la salida de un solo componente no debe causar ninguna reducción en la capacidad del sistema de transporte para poder abastecer la carga máxima.

Este criterio ha evolucionado, especialmente en Latinoamérica, hacia un criterio (N-1) restringido, el cual implica que después de la salida de un componente simple, el sistema debe ser capaz de seguir funcionando en forma estable, sin sobrecargas inaceptables en sus componentes, pero admitiendo reducciones temporarias en el abastecimiento de la demanda, producto de la acción de un sistema de reducción automática de generación y/o carga.

Internacionalmente, la mejor práctica es adoptar un criterio que elija el nivel de confiabilidad requerido en función de una evaluación probabilística de costo-beneficio de la transmisión. Esto puede ofrecer una economía importante en algunos sistemas respecto del tradicional criterio (N-1) aplicado en forma estricta. La aplicación de estos criterios tiende en general a resultados bastante diferentes, ya que en algunas partes del sistema de transmisión pueden aparecer como necesarios refuerzos equivalentes a criterios más estrictos (por ej. N-2). Mientras que en otras, es aceptable la pérdida de elementos del mismo.

Si bien la aplicación de planificación y operación N-1 restringido es aceptable, es necesario en todos los casos aplicar criterios que garanticen un mínimo nivel de seguridad para la operación del sistema. Estas restricciones o imposiciones a la operación y planificación del sistema se las suelen denominar como criterios de desempeño mínimo, y se materializan como normas operativas que debe cumplir el

Administrador del Mercado en la gestión de la operación en tiempo real, y en las reglas con la que se expande el sistema de potencia, que actúan como un marco de referencia para el funcionamiento del sistema interconectado y el acceso y uso del sistema de transporte.

En el sistema argentino, estas normas de desempeño mínimo están establecidas en diferentes procedimientos técnicos elaborados por el Organismo Encargado del Despacho - CAMMESA - y se encuentran contenidos en Los Procedimientos .

3.2. LA PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO ARGENTINO

3.2.1. LOS DESAFÍOS DE LA PLANIFICACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO EN EL ENTORNO DEL PLANEAMIENTO SECTORIAL

El gran desafío para el sector energético de Argentina es tener un sector energético sustentable desde el punto de vista económico, financiero, ambiental, social y político. Para ello debe lograr:

- Consolidar las reformas estructurales y regulatoras emprendidas durante la década anterior y afectadas durante este proceso de transición restableciendo la sostenibilidad económica, financiera, ambiental, social y política, con una visión que asegure la sustentabilidad en el largo plazo;
- Desarrollar una estructura de producción que sea robusta ante los cambios políticos y de mercado de disponibilidad de recursos,
- La extensión de las opciones modernas de energía a todos los habitantes (sostenibilidad social);
- El desarrollo de patrones de producción y uso de energía eficientes y compatibles con el medio ambiente (sustentabilidad ambiental);
- La atracción de los capitales extranjeros y nacionales necesarios para el financiamiento del sector (sustentabilidad financiera); y
- La integración de los mercados energéticos de la región siguiendo el proceso de integración económica.

La diversidad de recursos que dispone nuestro país hace que varias soluciones puedan ser válidas, aunque las mismas deberían cumplir con los siguientes principios:

- Satisfacer las necesidades del consumidor de una manera sostenible en el corto y largo plazo, que es el principal objetivo de la política energética.
- El esquema de desarrollo debe favorecer las soluciones de mercado minimizando el papel del Estado en las actividades productivas. Sin embargo, se requiere de una presencia muy fuerte del mismo en las actividades regulatorias y de política, para asegurar el correcto funcionamiento de los mecanismos de mercado, de modo tal que se garantice el cumplimiento de los objetivos sectoriales.
- El tipo específico de solución, así como el nivel apropiado de las diversas tecnologías y recursos dependerá de la naturaleza y funcionamiento del parque (requerimiento de despacho) pero deberá asegurar que en el ambiente de incertidumbre existente se garantice el suministro a un precio sustentable para los requerimientos del país.

La implementación y vigencia de un marco regulatorio que sea apropiado y que asegure el suministro de los consumidores de electricidad es de fundamental importancia para que el sector sea sustentable.

En cuanto a las condiciones para que se fomente la inversión privada se distinguen varios aspectos:

- En primer lugar la organización sectorial y el nivel de riesgo que consideran que tienen los inversores en un determinado país y mercado y para ello la existencia de reglas de largo plazo es una condición indispensable para que esas inversiones existan. Mientras mayor es la incertidumbre en este ámbito, mayor será el riesgo de desabastecimiento por falta de inversiones o mayores serán los costos que deban abonar los consumidores por falta de oferentes. La incertidumbre mencionada es diferente al riesgo que cualquier inversor natural enfrenta introduciendo una dificultad para que los inversionistas puedan predecir adecuadamente escenarios futuros para asumir sus decisiones de inversión. Ante esta realidad, son necesarias reglas de largo plazo que creen escenarios más predecibles.
- En segundo lugar, influye la existencia de un esquema regulatorio eficiente que permita que el mercado se desarrolle haciendo sustentable los negocios de la distribución, transporte y generación
- En tercer lugar, influye el riesgo del suministro de combustible, que dadas las dificultades por las que atraviesa el suministro de gas introduce riesgos que no pueden ser fácilmente evaluados o debe requerir que el Estado garantice cier-

tos servicios más allá de su función. Este riesgo también incrementa la ineficiencia sectorial o el riesgo de desabastecimiento

La Secretaría de Energía, durante este proceso de cambio significativo que ha sufrido el sector eléctrico en la Argentina, ha dictado una serie de normas y resoluciones tendientes a motivar el desarrollo del sector. En la Resolución SE 1427/2004 la Secretaría de Energía estableció las pautas básicas sobre las cuales se readaptará el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), definiéndose tal readaptación como la acción de recomponer el funcionamiento regular del MEM como un mercado competitivo, con oferta suficiente, en el cual los Generadores, Distribuidores, Comercializadores, Participantes y Grandes Usuarios de energía puedan comprar y vender electricidad a precios determinados por la oferta y la demanda, sin distorsiones reglamentarias y en el marco establecido por la Ley N° 24.065. El desarrollo regulatorio establecido en la misma se dirige a readaptar el MEM, sin embargo no se establecen claramente las condiciones de desarrollo sustentable del sector integrado, especialmente aquellas referidas a la sustentabilidad de los negocios regulados y del suministro en general.

Más recientemente, la Secretaría de Energía mediante la Resolución 1281/2006 introdujo un nuevo mecanismo destinado a incrementar la oferta de generación, denominado Servicio de Energía Plus, cuyo objetivo es poder contar con la disponibilidad de generación adicional (interconexión de generación existente, cierre de ciclos combinados, repotenciaciones, etc.), de manera de poder alcanzar el adecuado cubrimiento de la demanda de energía eléctrica. En consecuencia, se establece un servicio que puede ser brindado por Agentes Generadores, Cogeneradores o Autogeneradores, por el cual se oferta potencia adicional, que en la fecha de publicación de la resolución no sean agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) o no dispongan de las unidades de generación o no estén interconectados al mismo. Como contraprestación, se celebrarán contratos entre generadores y demanda por la potencia adicional acordada a un precio monómico compuesto por los costos asociados y un margen de utilidad. La irrupción de este mecanismo regulatorio ha despertado el interés de generadores privados para incorporar nueva oferta de generación al sistema.

En relación con el riesgo de suministro de combustible y el consecuente costo de operación, es un factor que está indisolublemente asociado a lo que suceda en otros sectores, por lo que las perspectivas de evaluación de estos sectores deben ser consideradas en la planificación del sector eléctrico.

3.2.2. PERSPECTIVAS DE AMPLIACIÓN DEL SISTEMA EN EL MEDIANO PLAZO

En base a los aspectos desarrollados en el Punto 2.2 y 2.3 sobre la evolución del sector eléctrico argentino, y los conceptos expuestos anteriormente sobre los desafíos de la planificación sectorial, se pueden observar los siguientes aspectos relativos a las perspectivas de ampliación del sistema eléctrico en el mediano plazo:

- Hasta tanto no se produzca la readaptación del mercado eléctrico mayorista y se alcance el equilibrio entre la oferta y la demanda; esto es, el precio de la energía en promedio se ubique en el entorno del denominado Costo Marginal de Largo Plazo (CMLP), no habrá señales claras que incentiven la inversión privada en materia de generación. El CMLP es igual a la retribución por unidad de energía producida que requiere una nueva central de generación para ser un proyecto económicamente rentable.
- Las ampliaciones de generación deberán ser realizadas preponderantemente con aportes del Estado.
- El mecanismo de Energía Plus permitiría la incorporación de generación económicamente rentable, y por lo tanto atractiva para la inversión privada. El éxito del programa dependerá de que en los contratos de provisión pueda lograrse un precio de la energía que sea conveniente para la demanda, y de las garantías de firmeza que el generador pueda asumir. Es decir, la demanda que puede contratar mediante este mecanismo (Grandes Usuarios), mostrará interés siempre que se le pueda asegurar un suministro de potencia y energía firme y a un precio estable, por un período de tiempo dado (horizonte de mediano plazo), aunque dicho precio puede resultar superior al del mercado.
- Las ampliaciones del sistema de 500 kV que se están llevando a cabo (Plan Federal de Transporte Eléctrico I), permitirá disponer de una elevada reserva de transmisión para el mediano y largo plazo. Favorecerá la incorporación de importantes bloques de generación de energía renovables, localizados lejos de la demanda.
- La ejecución de las obras prioritarias - obras de prioridad "A" - para los sistemas regionales de transporte (Plan Federal de Transporte Eléctrico II), solo permitirá asegurar el suministro a plazo considerado (año 2010), con niveles mínimos o nulos de confiabilidad. Por lo tanto, para permitir el abastecimiento eléctrico hasta el año 2016 se requerirá la ejecución de varias de las incluidas en el plan con prioridad "B" y "C".

3.2.3. EL PLANTEO METODOLÓGICO ADOPTADO

Lo expresado en el punto anterior indica que la planificación de la expansión debe desarrollarse en un entorno de planeamiento estratégico del sector, que debe incluir el diseño de las adaptaciones regulatorias y funcionales necesarias para el ordenamiento definitivo y sustentable del mismo.

El desarrollo de un planeamiento estratégico integral del sector eléctrico trasciende ampliamente los alcances de este trabajo. No obstante eso, se definen los siguientes criterios estratégicos y metodológicos para identificar las inversiones necesarias para el funcionamiento del sistema en el mediano plazo:

- Se analiza en primer medida la oferta de generación existente en el SIN, identificando la reserva del sistema de generación, en materia de potencia y energía.
- Se identifican las incorporaciones de nueva generación mínima necesaria para cubrir el abastecimiento con niveles de calidad razonables.
- Se prioriza la incorporación de generación de fuentes renovables, fundamentalmente hidroeléctrica, de modo de permitir la diversificación de la matriz energética, reduciendo la dependencia de los combustibles fósiles, principalmente el gas natural.
- En la definición de las nuevas centrales de generación se trata de aprovechar la capacidad adicional de transmisión que traen aparejadas las ampliaciones del sistema de interconexión de 500 kV del Plan Federal I.
- Se plantean alternativas de expansión con una combinación de fuentes renovables y generación térmica convencional, buscando reducir los riesgos de fracaso del plan, que podría producirse como consecuencia de las dificultades y retrasos normalmente asociados a grandes emprendimientos de energías renovables (en particular hidroeléctricos).

4. PROSPECCIÓN DE EVOLUCIÓN FUTURA

4.1. PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

La planificación de la expansión de un sistema eléctrico debe basarse en una prospectiva de la evolución futura del mercado que permita inferir un plan indicativo de inversiones. El "driver" de la expansión resulta la evolución a futuro de la demanda, toda vez que si ésta no se incrementa no resulta necesario realizar ampliaciones en el sistema, pues se supone que en la situación de partida del proceso de planificación se abastece toda la demanda.

El análisis sobre la evaluación futura esperada de la demanda eléctrica puede realizarse con diferentes grados de desagregación, dependiendo de los objetivos del estudio, de la metodología de proyección que se utilice y de la información disponible. Así por ejemplo, la evolución de la demanda puede desagregarse por sector de uso, distinguiendo entre los sectores residencial, comercial, industrial, servicios sanitarios, oficial, riego agrícola, electrificación rural, tracción eléctrica, etc. Otra forma de desagregación es por región eléctrica; en el país se distinguen Buenos Aires y Gran Buenos Aires, Litoral, Comahue, Centro, Cuyo, NEA, NOA y Patagónico.

En cuanto a la metodología para la proyección de la demanda futura existen una cantidad de métodos, la mayoría de los cuales están basados en teoría de estadísticas. Además de estos métodos convencionales, en los últimos años se han desarrollado procedimientos alternativos basados en técnicas de inteligencia artificial, como por ejemplo, las redes neuronales artificiales. Estos últimos presentan ciertas ventajas frente a los métodos convencionales, cuando se trata de proyecciones de series de quiebres de tendencias, o cuando la relación entre las variables explicativas y las variables dependientes no es claramente identificable.

Entre los métodos tradicionales se distinguen aquellos basados en modelos econométricos y métodos estadísticos que permitan modelar el comportamiento tanto de la demanda de energía como de la cantidad de clientes a través de:

- El modelado de la tendencia, el cual se basa en la identificación de un patrón en la serie histórica para extrapolarlo al futuro.
- Análisis econométricos: adecuado para explicar el comportamiento de la variable dependiente (consumos, demandas y clientes de energía eléctrica), por inferencia, a partir del comportamiento de otras variables (variables independientes o explicativas, en general de naturaleza socioeconómica).

El análisis econométrico tiene la ventaja de que la evolución de la variables dependiente, la demanda de energía eléctrica en este caso, se infiere a partir de la evolución esperada de una variable independiente o variable explicativa. En este marco, la evolución temporal que se prevea para las variables explicativas resulta determinante en el resultado final de los valores proyectados. La principal variable explicativa utilizada en los modelos de proyección especificados es el crecimiento esperado del Producto Interno Bruto (PBI).

Esta forma de proyectar la demanda resulta particularmente atractiva para este trabajo, puesto que conforme a los objetivos del mismo, se necesita determinar cual sería la demanda de energía eléctrica si se mantuviera un ritmo de crecimiento sostenido del PBI del orden del 5% anual, desde el año 2007 hasta el 2016.

En esta metodología se realiza un análisis de regresión, que puede ser lineal o no-lineal, para estimar la evolución de la demanda eléctrica a partir de los valores de PBI. El uso del análisis de regresión en función del PBI para el sector eléctrico argentino en los últimos años presenta problemas en su aplicación, debido al comportamiento de las variables involucradas. En efecto, la evolución de la economía en su conjunto en los últimos años ha presentado dos períodos recesivos muy marcados. En particular durante la última crisis económica del año 2002 se produce una brecha en el PBI que no se refleja en el consumo de energía eléctrica, lo que produce una ruptura en el comportamiento de la serie histórica, que dificulta el análisis de regresión. Ante la crisis macroeconómica se pierde la identificación de la correlación del consumo de energía eléctrica con índices agregados de la actividad económica, se observan bruscas caídas de la actividad.

4.2. DEMANDA DE ENERGÍA DE LOS AGENTES DEL MEM

En la Tabla 4-1 se muestra la evolución registrada durante los últimos 13 años (1992-2005) de la demanda del MEM al nivel de nodos de compra de sus agentes, es decir sin incluir las pérdidas de transmisión en Alta Tensión.

En esta misma tabla se incluye la evolución del PBI en el mismo período de tiempo. En ambos caso se indica la tasa de crecimiento respecto del año anterior.

Tabla 4 -I

DEMANDAS DE AGENTES DEL MEM Y PBI				
Año	Demanda de Energía [GWh]	Tasa de variación [%/año]	PBI [M\$]	Tasa de variación [%/año]
1992	45 942		223 450	
1993	48 821	6.3%	236 505	5.8%
1994	51 908	6.3%	250 308	5.8%
1995	53 790	3.6%	243 186	-2.8%
1996	57 783	7.4%	256 626	5.5%
1997	62 184	7.6%	277 441	8.1%
1998	65 669	5.6%	288 123	3.9%
1999	68 785	4.7%	278 369	-3.4%
2000	71 748	4.3%	276 173	-0.8%
2001	73 607	2.6%	263 997	-4.4%
2002	72 123	-2.0%	235 236	-10.9%
2003	77 738	7.8%	256 023	8.8%
2004	82 969	6.7%	279 141	9.0%
2005	87 780	5.8%	304 764	9.2%
2006	92 870	5.8%	326 097	7.0%

Nota: la demanda no incluye pérdidas de transmisión - Fuente CAMMESA (elaboración propia)

Se puede observar que desde el 2008 la tasa de crecimiento presenta un progresivo descenso, llegando a tener un valor negativo (-2.0%) en el año 2002, como reflejo de la crisis económica que afectó al país sobre finales de 2001.

Superados los primeros efectos de la crisis, y basado en la recuperación a partir de la retracción de demanda sufrida en el 2002, el crecimiento de la demanda en 2003 resultó del 7.8%. Esta alta tasa se fue atenuando durante 2004 y 2005, pasando a 6.7% y luego a 5.8% respectivamente.

El valor de demanda para el año 2006 se estimó en base a los valores registrados para el primer semestre del año, y su tasa de crecimiento respecto al mismo período del año anterior.

La evolución del PBI refleja claramente la profunda caída de la actividad económica del país durante el período de crisis, y la marcada recuperación con elevadas tasas de crecimiento a partir del 2003.

En la Figura 4 1 se representan en forma conjunta la tasa de crecimiento de la demanda de energía eléctrica y del PBI para el período indicado. Se observa que la caída del PBI durante la marcada recesión económica no se ve reflejada en la misma proporción en la demanda eléctrica. Tal como se mencionó anteriormente, esto evidencia una ruptura en la correlación histórica entre estas dos variables, que dificulta la apli-

cación de técnicas econométricas para identificar la evolución futura de la demanda eléctrica en función de índices agregados de la actividad económica (PBI).

En efecto, en la Figura 4-2 se representa la correlación entre la demanda eléctrica como variable dependiente y el PBI como variable explicativa. Se puede observar que debido a la discontinuidad de la tendencia, la aplicación de cualquier función de regresión daría como resultado un ajuste con un error muy elevado y por lo tanto de escaso valor estadístico.

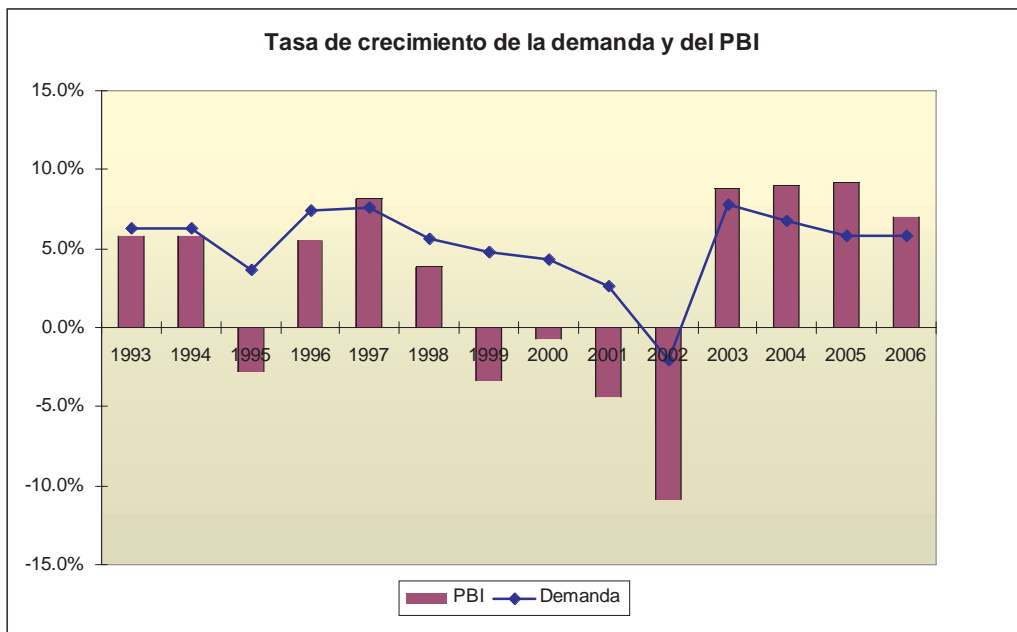


Figura 4-1

No obstante esto, en la correlación entre demanda eléctrica y PBI de la Figura 4-2 se pueden observar dos tramos que evidencian una tendencia definida. El primer tramo corresponde al período comprendido entre los años 1992 y 1998, mientras que el segundo corresponde al Período 2002-2006.

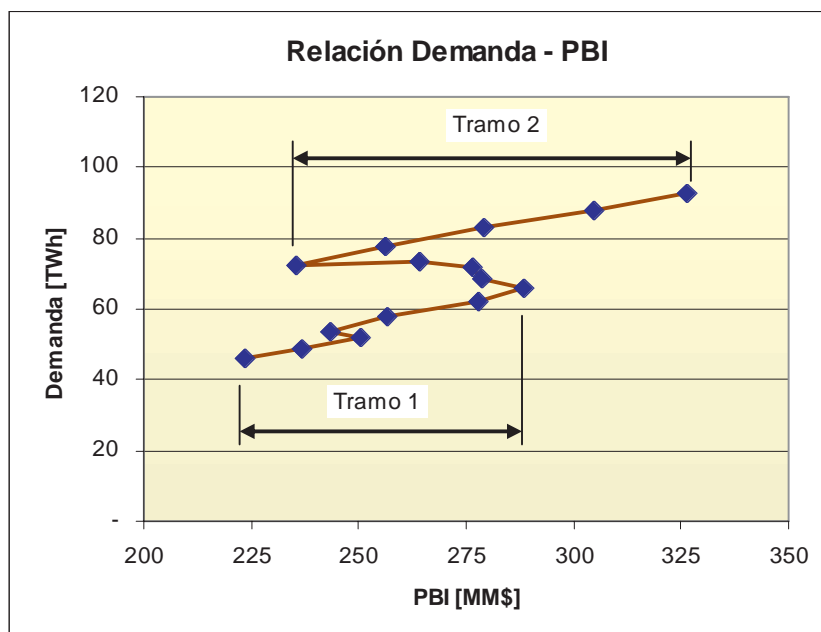


Figura 4-2

La información sobre la correlación de las variables de interés en estos dos tramos puede utilizarse para inferir una tasa de crecimiento esperada de la demanda eléctrica. Si bien la cantidad de puntos de observación en cada tramo es muy baja, la tendencia es claramente marcada, por lo que pueden obtenerse resultados razonables por medio de estos valores.

El procedimiento seguido para proyectar la demanda del SADI en función del PBI es el siguiente:

- Se proyectó el PBI a partir del 2006 con la tasa objetivo del 5%.
- Se obtuvo una recta de regresión correspondiente al Tramo 1, con los siguientes parámetros estadísticos: (con la demanda expresada en MWh).

Coeficientes de la proyección	
a	-22787.83
b	0.31
<i>Estadísticas de la regresión</i>	
Coeficiente de correlación múltiple	0.979
Coeficiente de determinación R ²	0.959
R ² ajustado	0.951
Error típico	1582.019
Observaciones	7

Nota: No obstante ser la cantidad de observaciones muy reducida, la característica fuertemente lineal que presenta esta tendencia permite la utilización de la recta de regresión.

- Con los parámetros de esta regresión lineal se proyectó la demanda para todo el período de análisis, determinándose para cada año la tasa de crecimiento correspondiente.
- Se obtuvo una recta de regresión correspondiente al Tramo 2, con los siguientes parámetros estadísticos: (con la demanda expresada en MWh).

Coeficientes de la proyección	
a	20143.70
b	0.22
<i>Estadísticas de la regresión</i>	
Coeficiente de correlación múltiple	0.998
Coeficiente de determinación R ²	0.997
R ² ajustado	0.995
Error típico	548.586
Observaciones	5.000

Nota: No obstante ser la cantidad de observaciones muy reducida la característica fuertemente lineal que presenta esta tendencia permite la utilización de la recta de regresión.

- Con los parámetros de esta regresión lineal se proyectó la demanda para todo el período de análisis, determinándose para cada año la tasa de crecimiento correspondiente.
- Se promediaron las tasas de crecimiento proyectadas con el análisis de regresión de los tramos 1 y 2, con los mismos se proyectó la demanda para el período 2007-2016.

En la tabla se presentan los valores proyectados para el PBI y la demanda de energía eléctrica, obtenida con el procedimiento descrito.

Se observa en esta proyección una correlación más estable entre PBI y demanda eléctrica, aproximándose la tasa de crecimiento al promedio histórico de 5%. El resultado de la proyección de la demanda del MEM (sin el sistema Patagónico), y su relación con el crecimiento del PBI se ilustra en la Figura 4-3.

Tabla 4-2

PROYECCION DE LA DEMANDA DE AGENTES DEL MEM Y PBI

Año	Demanda de Energía [GWh]	Tasa de variación [%/año]	PBI [M\$]	Tasa de variación [%/año]
2007	97 694	5.19%	342 402	5.0%
2008	102 744	5.17%	359 522	5.0%
2008	108 033	5.15%	377 498	5.0%
2010	113 574	5.13%	396 373	5.0%
2011	119 380	5.11%	416 192	5.0%
2012	125 464	5.10%	437 001	5.0%
2013	131 842	5.08%	458 851	5.0%
2014	138 527	5.07%	481 794	5.0%
2015	145 537	5.06%	505 883	5.0%
2016	152 888	5.05%	531 178	5.0%

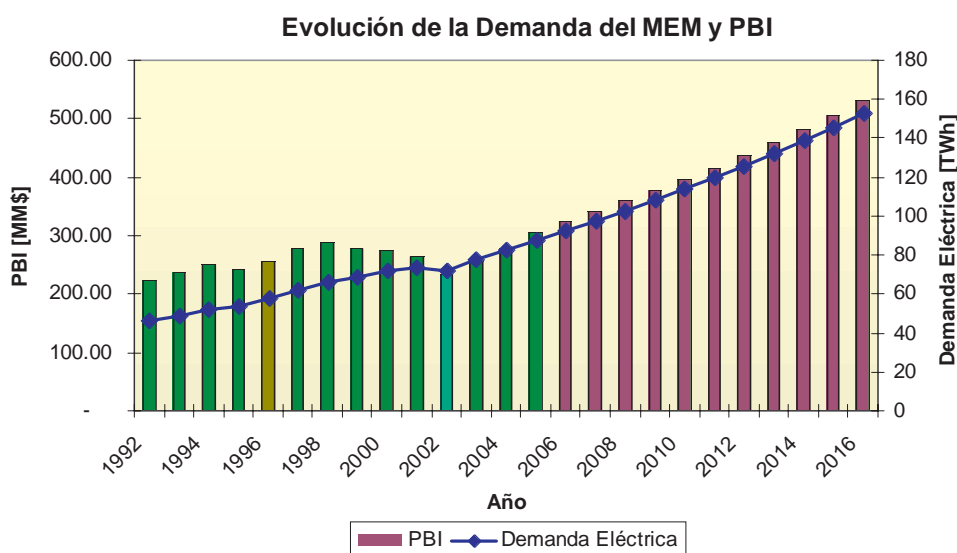


Figura 4-3

4.3. DEMANDA DE ENERGÍA DE LOS AGENTES DEL MEMSP

La demanda del Sistema Patagónico tiene la singular característica de que un único usuario (ALUAR) representa más del 60% del total de energía de la región. Este usuario tiene un consumo prácticamente constante que en la actualidad es del orden de los 470 MW, que en parte es autoabastecido con generación propia (tipo TG y CC).

Por otro lado además de este gran usuario, el resto de la demanda del SIP está compuesta en gran parte por demanda del tipo industrial, fundamentalmente demanda

de yacimientos petroleros, concentrada en relativamente pocos agentes. La demanda que corresponde a las distribuidoras - compuesta por demanda residencial, comercial e industrial menor - no supera el 25% del total de la demanda de la región.

Debido a estas características de composición de la demanda eléctrica de la región, no es posible correlacionar el crecimiento de la misma en base a indicadores del nivel de actividad económica agregados como el PBI, y en menor medida aún si este indicador es a nivel país.

En efecto, el crecimiento de grandes demandas puntuales de usuarios industriales responde a planes de expansión de cada usuario en particular, y no es correcto inferirlo a partir de indicadores globales.

En la Tabla 4-3 se presenta la evolución de la demanda eléctrica del sistema patagónico. Las altas tasas de crecimiento registradas en 1999 y 2000 se relacionan con la ampliación de la planta de ALUAR, que pasó de los 330MW antes de 1999 hasta los 470 MW actuales.

Esta característica de la demanda de ALUAR, determina que la tasa de crecimiento global de la demanda del sistema regional esté fuertemente influida por la evolución de la demanda de este autogenerador, así como la demanda comercializada por este agente en el SP, valor sensible a la política de autogeneración que adopte la misma ALUAR.

Tabla 4-3

DEMANDA REGISTRADA EN EL SIP		
Año	Demanda de Energía [GWh]	Tasa de variación [%/año]
1992	3742	
1993	3911	4.52%
1994	4127	5.52%
1995	4195	1.65%
1996	4311	2.80%
1997	4486	4.10%
1998	4616	2.90%
1999	5043	9.20%
2000	5898	17.00%
2001	5808	-1.50%
2002	6140	5.70%
2003	6344	3.30%
2004	6463	1.90%
2005	6382	-1.30%
2006	6452	1.10%

Nota: No incluye las pérdidas de transmisión (aprox. 3.1%) - Fuente CAMMESA (elaboración propia)

Teniendo en cuenta estas características particulares del sistema patagónico, la proyección de la demanda para el período 2006-2016 se realizó en base a las siguientes hipótesis:

- La gran demanda industrial, demanda de GUMAS y autogeneradores ALUAR y Los Perales, se mantienen constantes dentro del período de análisis.
- La demanda de distribuidoras se proyecta con la tasa de crecimiento estimada para el MEM, en base a las hipótesis de crecimiento del PBI (valores de la Tabla 4-2)

Los resultados de la proyección de la demanda para el MEMSP se presentan en la Tabla 4-4.

Tabla 4-4

DEMANDA PROYECTADA PARA EL SIP		
Año	Demanda de Energía [GWh]	Tasa de variación [%/año]
2007	6475	1.46%
2008	6556	1.25%
2008	6640	1.29%
2010	6729	1.33%
2011	6822	1.38%
2012	6919	1.43%
2013	7021	1.47%
2014	7128	1.52%
2015	7240	1.57%
2016	7357	1.62%

4.4. PROYECCIÓN DE LA DEMANDA TOTAL DE LOS AGENTES DEL SIN (MEM- MEMSP)

Con las proyecciones de demanda realizadas en forma separada para el MEM y el MEMSP, se determina la proyección de la demanda total del Sistema Integrado Nacional (SIN) como la suma de los valores anuales de estas dos proyecciones. Los resultados se presentan en la Tabla 4-5.

Tabla 4-5

DEMANDA PROYECTADA PARA EL SIN		
Año	Demanda de Energía [GWh]	Tasa de crecimiento [%]
2007	104 169	
2008	109 300	4.93%
2009	114 674	4.92%
2010	120 303	4.91%
2011	126 202	4.90%
2012	132 383	4.90%
2013	138 862	4.89%
2014	145 655	4.89%
2015	152 777	4.89%
2016	160 246	4.89%

4.5. DEMANDA DE EXPORTACIÓN

4.5.I. INTERCAMBIOS CON BRASIL

Primer contrato por 1000 MW: El intercambio de energía eléctrica con Brasil se realiza por medio del contrato entre las empresas CEMSA (Comercializadora de Energía del Mercosur S.A.) y Central Costanera S.A. y el celebrado entre la primera de las empresas mencionadas y la empresa comercializadora brasileña CIEN (Cía. de Interconexión Energética), quien a su vez entrega a las empresas distribuidoras Gerasul y Furnas de Brasil. El primer contrato (CEMSA-CIEN Y COSTANERA-CIEN) consiste en la venta de 1.000 MW (500 MW cada empresa) por un período de 20 años a partir de mayo del 2000.

La exportación se hace bajo la modalidad de Potencia Firme con Energía Asociada, de acuerdo con las normas del Mercado Eléctrico Mayorista (Anexo 30 de Los Procedimientos vigentes en el MEM), para el cual la exportación se comporta como una demanda adicional en el Nodo Frontera, Garabí en la provincia de Corrientes.

Este contrato Central Costanera S.A. compromete para la exportación de unidades propias, mientras CEMSA compromete unidades de Central Costanera S.A. y de Central Piedra Buena S.A., comercializadas por CEMSA bajo la modalidad Comercialización de Generación (Anexo 32 de Los Procedimientos) y por la misma duración de 20 años.

Exportación adicional de 50 MW: Por Resolución SEyM 365/01 se autorizó a CEMSA a exportar por contrato hasta 50 MW de Potencia Firme y Energía Asociada con des-

tino a la República Federativa del Brasil por el Primer Circuito de Interconexión Internacional Rincón de Santa María - Garabí.

Segundo contrato de 1000 MW: El segundo contrato para exportar 1000 MW a Brasil fue autorizado por la Res SEyM Nffl 263/00, del 19 de Diciembre de 2000. Se trata de la autorización a CEMSA (Comercializadora de Energía del Mercosur SA) para exportar hasta 1.000 MW de Potencia Firme y Energía Eléctrica asociada en el nodo frontera Garabí con destino a Brasil, siendo la parte compradora CIEN (Companhia de Interconexao Energética), por un lapso de 20 años contados a partir agosto de 2002.

El respaldo de la exportación se materializa mediante la comercialización por parte de CEMSA de unidades de propiedad de C.T. San Nicolás S.A., C. Costanera S.A., C. Piedra Buena S.A., C. Dock Sud S.A. y Centrales de la Costa Atlántica S.A.

Exportación adicional de 50 MW: Por Resolución SE 409/02 se autorizó a CEMSA a exportar por contrato hasta 50 MW de Potencia Firme y Energía Asociada con destino a la República Federativa del Brasil por el Segundo Circuito de Interconexión Internacional Rincón de Santa María - Garabí.

No obstante haber una capacidad de exportación de 2100 MW, mediante los circuitos Garabí 1 y Garabí 2, el promedio histórico de exportación a Brasil ha estado en el orden del 20-25% de esta capacidad.

La última programación estacional de CAMMESA (Nov. 06 - Abril 07) considera una exportación a Brasil limitada a 500 MW en verano y 0 MW en invierno, y no considera importación.

El análisis de prospectiva de la Secretaría de Energía del 2002 considera para las simulaciones toda la capacidad de exportación, más un adicional de 1200 MW, a través de un nodo frontera definido en el área cercana a Puerto Iguazú, asociada a la incorporación de la interconexión NOA-NEA.

4.5.2. INTERCAMBIO CON URUGUAY

El informe de Prospectiva 2002 de la Secretaría de Energía considera dentro de los escenarios futuros la exportación a Uruguay según el contrato de la Administración de Usinas y Transmisiones Eléctricas (UTE) con CEMSA, de 388 MW de potencia firme. El respaldo de la potencia firme se materializa mediante tres contratos y para respaldar la operación CEMSA ha suscripto el Acuerdo de Comercialización de Generación con CT Güemes SA, CT Sorrento SA, CT NEA SA, CT NOA SA y CT del

Litoral SA. Con las unidades comercializadas propiedad de CT Güemes S.A., CEMSA realiza la Exportación por cuenta y orden de esta empresa. Las otras dos exportaciones son realizadas por CEMSA por cuenta propia.

4.6. PROYECCIÓN DE LA POTENCIA MEDIA Y DE PUNTA

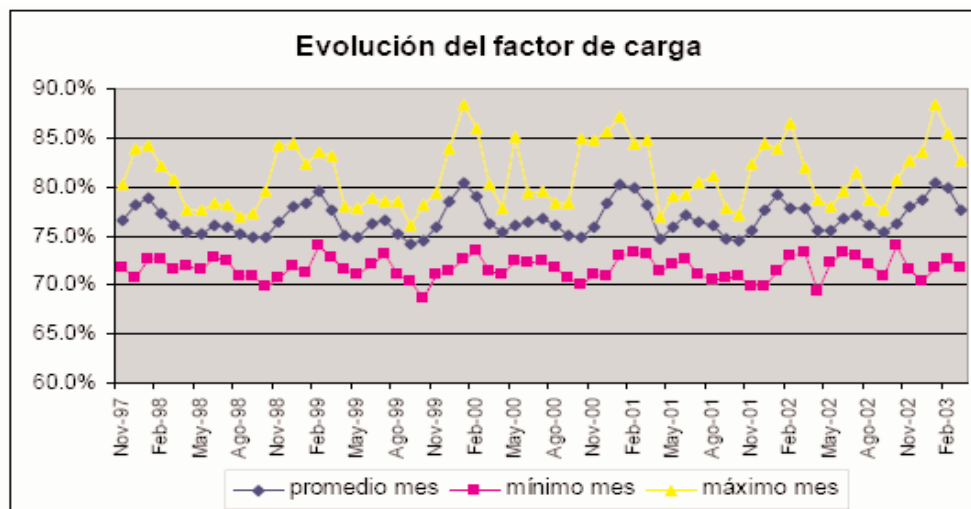
La expansión de un sistema eléctrico debe diseñarse de tal modo de poder satisfacer los requerimientos futuros de demanda de energía y potencia, con las metas de calidad de servicio propuestas.

Mientras la evolución de la demanda de energía futura determina los requerimientos de ampliación de la oferta de generación para mantener el balance energético medio del sistema, la evolución esperada para la potencia máxima define la capacidad del sistema tanto de generación como de transporte, para suplir la máxima potencia de demanda que pueda esperarse.

La diferencia entre las potencias máximas, medias y mínimas, tanto en magnitud como en duración, determina el grado de utilización del sistema eléctrico. Esta relación se mide mediante el indicador "factor de carga", que define la relación entre la potencia máxima y la potencia media, para un período de tiempo determinado.

Se presenta con la Figura 4-4, en la Fuente: Secretaría de Energía, la evolución histórica del factor de carga del sistema argentino. Se observa que el valor mínimo para el período mostrado es de aproximadamente 70%. Este valor puede utilizarse para obtener las proyecciones de potencia máxima a partir de los valores de energía.

Figura 4-4



Fuente: Secretaría de Energía

La proyección de la demanda de potencia se ha tomado de un valor ligeramente inferior al mínimo mostrado en la figura anterior, teniendo en cuenta que los valores máximos de demanda de potencia registrados hasta el mes de Agosto de 2006 registraron valores superiores a 17000 MW (17395 MW en 31 de julio de 2006). Se adopta un valor de factor de carga de 0.67. Con ese valor y la proyección de la demanda total presentada en la Tabla 4-5, se obtienen los valores de potencia máxima para cada año hasta el horizonte de estudio, presentados en Tabla 4-6.

Tabla 4-6

PROYECCION POTENCIA MAXIMA DEL SIN		
Año	Demanda de Potencia [MW]	Tasa de crecimiento [%]
2007	16 645	
2008	17 506	5.17%
2009	18 407	5.15%
2010	19 351	5.13%
2011	20 340	5.11%
2012	21 377	5.10%
2013	22 463	5.08%
2014	23 602	5.07%
2015	24 797	5.06%
2016	26 049	5.05%

5. EVALUACIÓN DE LA OFERTA DE GENERACIÓN Y CAPACIDAD DE TRANSPORTE EXISTENTE

5.1. PARQUE GENERACIÓN - POTENCIA INSTALADA Y DISPONIBILIDAD

Actualmente el sistema eléctrico argentino cuenta con una capacidad instalada de 24046MW (datos de Julio de 2006), de los cuales la potencia puesta a disposición es de aproximadamente 18000 MW.

La diferencia entre la capacidad de potencia total instalada y la efectivamente puesta a disposición se debe al grado de disponibilidad del parque. La indisponibilidad de máquinas está asociada fundamentalmente a la salida de servicio de algunas unidades por mantenimiento y por restricciones de combustible.

Desde el punto de vista de las previsiones respecto a la disponibilidad efectiva del parque al momento de programar la operación del sistema, el Organismo Encargado del Despacho considera los porcentajes esperados de indisponibilidad del parque en los modelos de simulación de la operación del sistema de mediano y largo plazo. A tal efecto distingue entre dos conceptos relacionados con la disponibilidad de generación:

- **Indisponibilidad forzada:** Se dice del estado de una unidad de generación, de un equipo de transporte, de instalaciones de distribución, etc., que se encuentran fuera de servicio y que no fueron previamente incluidas en el programa de salidas de servicio para mantenimiento.
- **Indisponibilidad programada:** Estado de una unidad de generación, de un equipo de transporte, de instalaciones de distribución, etc., que se encuentran fuera de servicio por cualquier causa en un momento previamente definido.

En los modelos de simulación de mediano y largo plazo (MARGO), el desempeño de los generadores se lo considera a partir de dos estadios temporales, un período en el cual el mismo se encuentra en mantenimiento programado y otro en el cual está disponible para entregar energía.

En este último estadio, el generador es susceptible de encontrarse en el tiempo con múltiples sucesos, muchos de éstos de características aleatorias, que restringen total o parcialmente su capacidad de entregar energía. Dada la imprevisibilidad de estos eventos es que al comportamiento de los generadores se lo representa a partir de su potencia efectiva y un factor de disponibilidad asociado. Este último contempla la reducción media esperada de su potencia efectiva. El factor de disponibilidad previs-

to es informado por los Agentes, siendo éste evaluado con el desempeño histórico del grupo en los períodos en que es requerido su despacho.

Por lo general en la operación real la indisponibilidad del parque por razones no programadas (forzada) difiere en alguna medida de las previsiones con que se efectuó la simulación de la operación, por lo que es necesario contar con reserva (de los distintos tipos de reserva) de generación para garantizar el abastecimiento con los niveles de calidad de suministro exigidos.

Otro aspecto que tiene relación con la posibilidad de utilización de la totalidad de la potencia instalada es la naturaleza hidrológica del sistema de generación argentino. Las hidroeléctricas dependen del caudal de los ríos para poder generar, y en base a ello, pueden inyectar al sistema mayor o menor potencia y energía para luego responder a la demanda de los consumidores. La hidraulicidad de los ríos argentinos depende principalmente de las lluvias en el caso de los ríos Paraná y Uruguay, y del régimen pluvionival para el caso del Río Negro y sus afluentes. De esa manera los caudales aumentarán o disminuirán y, en consecuencia, también la producción eléctrica de las Generadoras Hidráulicas.

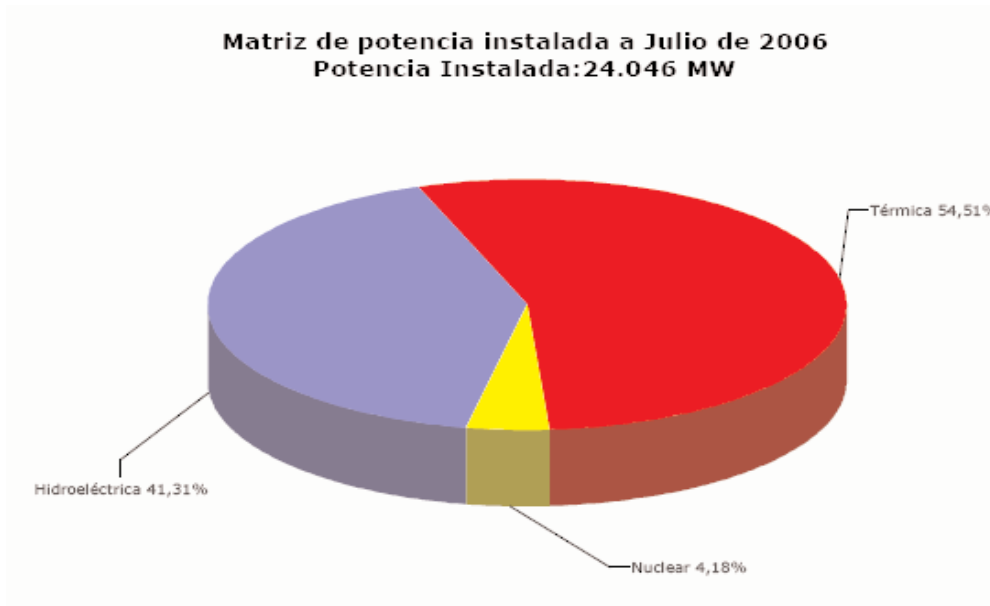
Esto significa que un año de sequías traería como consecuencia una importante baja en la producción de energía eléctrica en forma hidroeléctrica. Hay que tener en cuenta que en Argentina, en promedio, casi la mitad de la energía utilizada se genera a través de empresas hidroeléctricas, cuyo aporte principal lo dan la zona del Comahue con el 60% (ríos Limay y Collón Curá) y Yacyretá y Salto Grande con el 35% (ríos Paraná y Uruguay). Por lo que una baja en la producción de energía hidroeléctrica en estas dos zonas (ya sea por una falla técnica o por cuestiones climáticas) podría provocar un desabastecimiento de graves consecuencias finales.

Otro aspecto que limita la posibilidad de disponer de toda la potencia de generación es la capacidad de transporte de los principales corredores de transmisión. Así por ejemplo, la capacidad de generación instalada en la región del Comahue es superior a los 5900 MW, sin embargo el corredor Comahue - Buenos Aires tiene asociado un límite operativo por problemas de seguridad operativa, considerablemente inferior a ese valor (próximos a los 4700 MW).

En la Figura 5-1: Fuente CAMESA - AAEE se muestra la composición del parque de generación por tipo, mientras que la Tabla 5-1 presenta la potencia instalada por región. La Tabla 5-2: Fuente CAMESA completa esta información, presentando la estructura del parque por tipo y por región. Puede observarse claramente que la mayor capacidad de generación se encuentra en la zona de demanda por excelencia, es decir la región de Buenos Aires y Gran Buenos Aires. Se observa que en esta región la generación es más de un 90% de origen térmico.

Se puede apreciar también la región del Comahue como el centro de generación más importante alejado de la demanda, donde predomina el recurso hidráulico. La región NOA se convirtió en los últimos años en un centro de generación importante, donde se instalaron grandes centrales térmicas, debido a la disponibilidad de gas natural.

Figura 5-1



Fuente CAMMESA - AAEE

Tabla 5-1

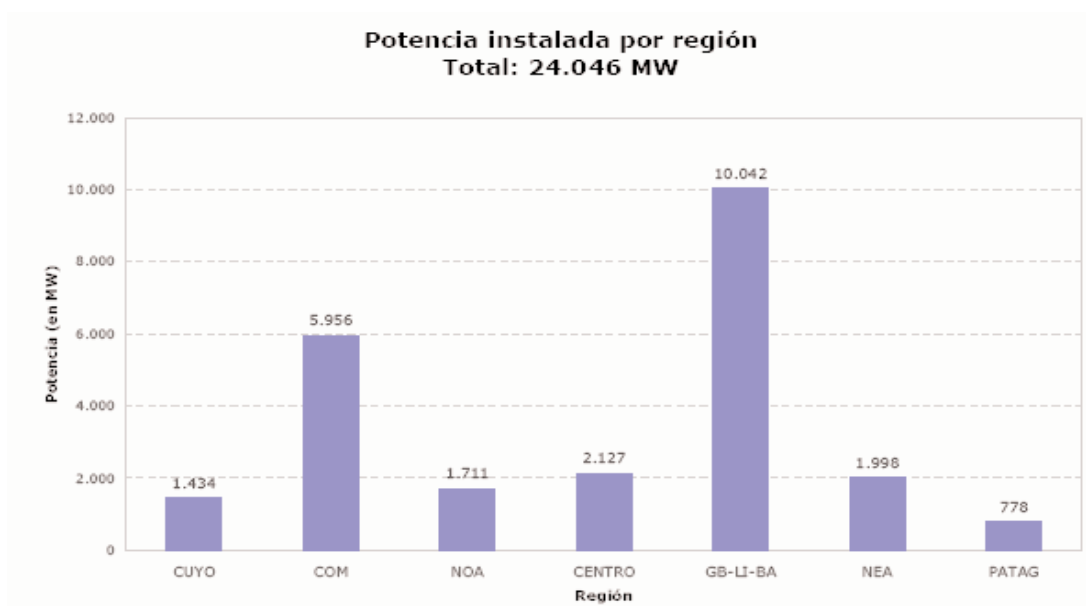


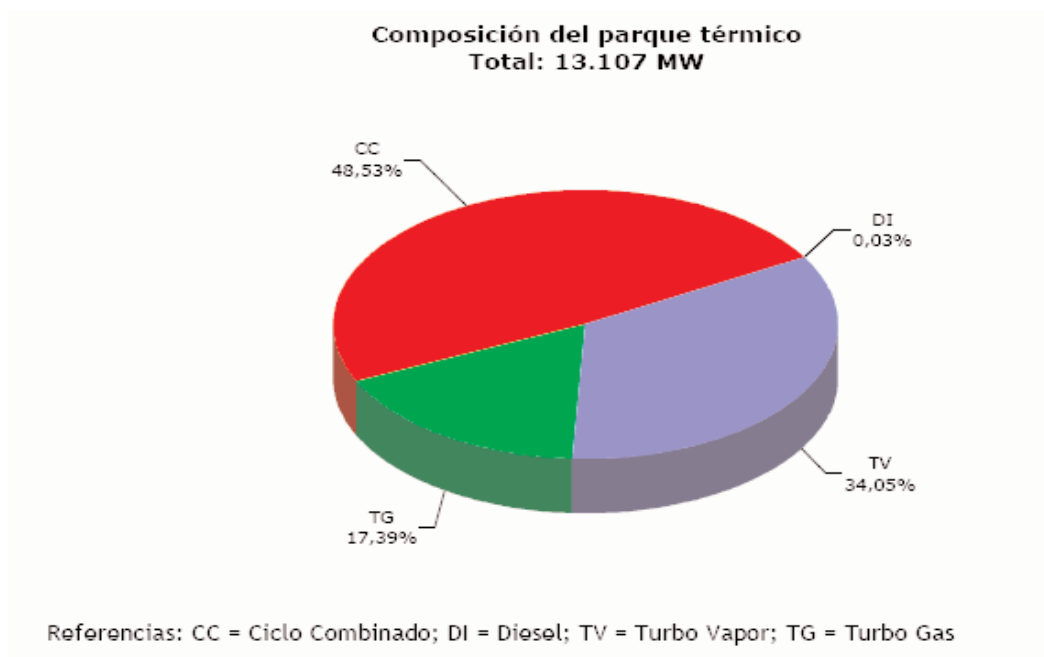
Tabla 5-2

Area	TV	TG	CC	DI	TER	NU	HID	TOTAL
CUYO	120	90	374		584		850	1434
COM		578	741		1319		4637	5957
NOA	261	399	828	4	1492		219	1711
CENTRO	233	297	68		598	648	914	2160
GB-LI-BA	3857	596	4287		8740	357	945	10042
NEA	25	123			148		1850	1998
SIN	4496	2083	6299	4	12882	1005	9415	23302
MEMSP		196	63		259		519	777

Fuente CAMMESA

La Figura 5-2 muestra la conformación del parque térmico por tipo de tecnología, donde se observa un importante porcentaje de Ciclos Combinados.

Figura 5-2



Fuente AAE

Tal como se mostró en el Punto 2.2, la incorporación de este tipo de centrales se dio a partir de la instauración del MEM, es decir durante la última década, por lo que se trata de plantas de última generación y de gran eficiencia. Durante ese período se incorporaron también al sistema, centrales del tipo TG de ciclo abierto, pero de tecnología de punta.

La incorporación en los últimos años de una gran componente de tecnología de última generación al parque térmico ha permitido reducir significativamente la tasa de indisponibilidad térmica. En la Figura 5-3 puede observarse la evolución del porcentaje de indisponibilidad térmica, donde puede apreciarse la reducción en la tasa de indisponibilidad a partir de la incorporación de nueva generación. El crecimiento de la indisponibilidad a partir del año 2003 se debe en gran medida a que se incrementó el uso de unidades más antiguas y menos confiables, debido a la necesidad de cubrir el significativo incremento que sufrió la demanda, con prácticamente el mismo parque con el que se contaba a principios de la presente década.

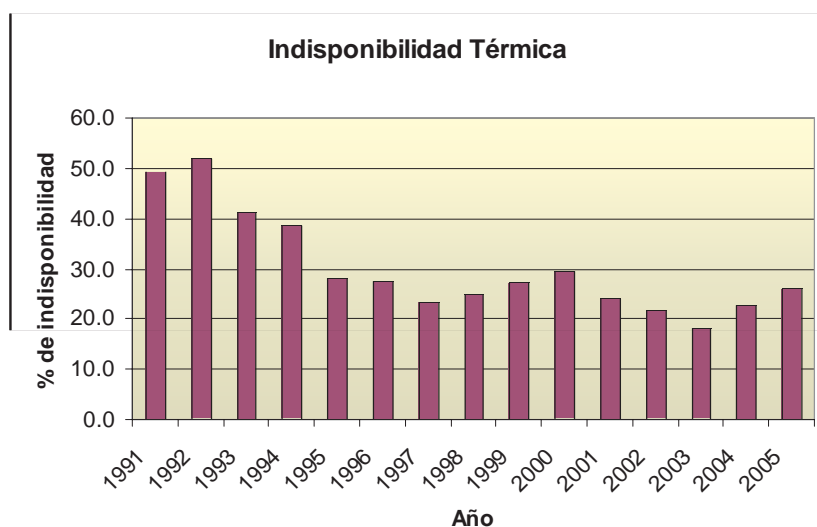
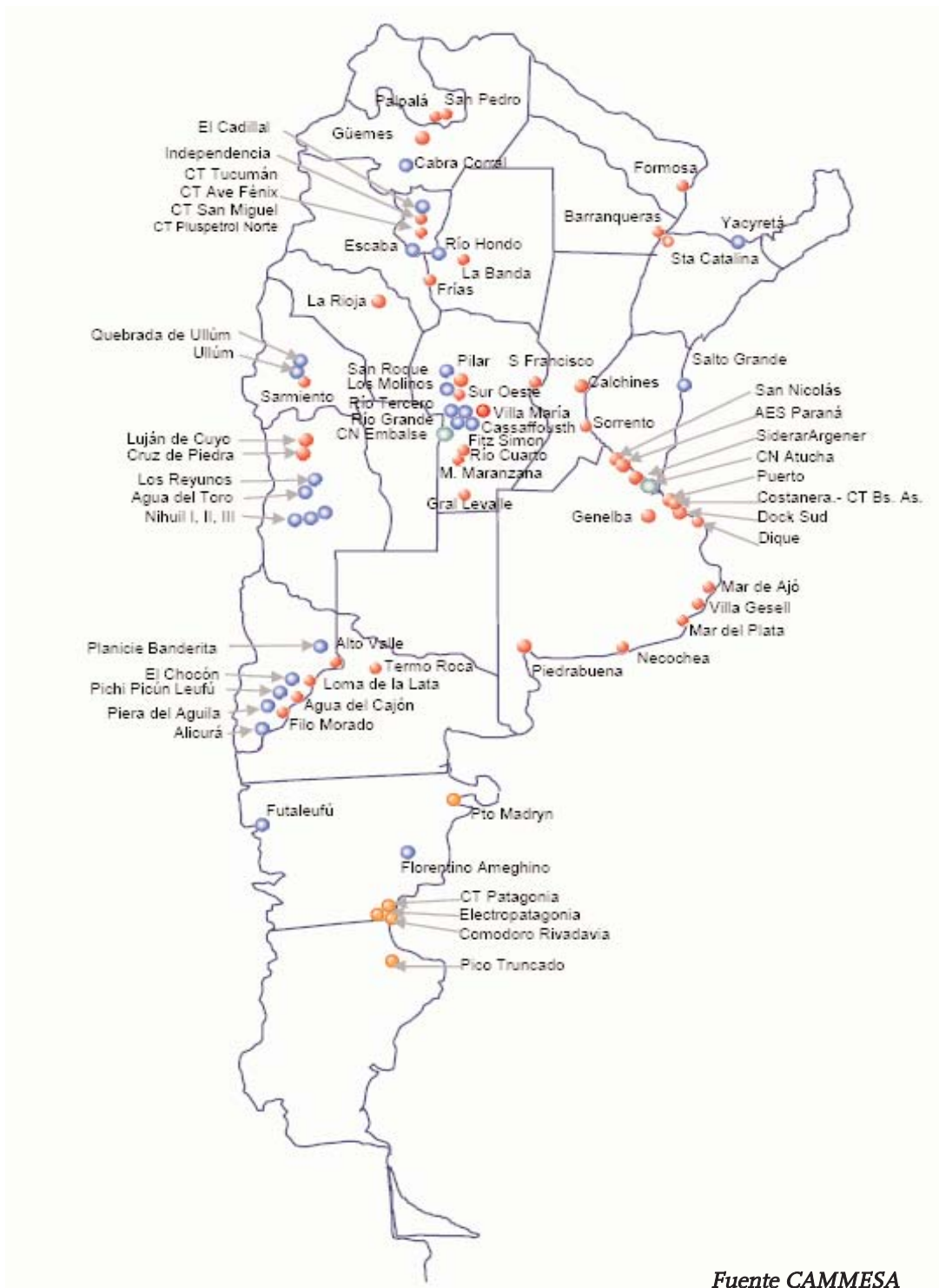


Figura 5-3

Centrales de generación - Ubicación geográfica: La Figura 5 4 muestra la ubicación de las principales centrales de generación, identificando el tipo de fuente de generación.

Figura 5-4



Fuente CAMMESA

5.2. BALANCE DE ENERGÍA

Se presenta en este punto una descripción del balance de energía en el sistema eléctrico argentino. La composición del balance energético de los últimos dos años será tomada como base para definir la necesidad de incorporación de generación futura, para cubrir los requerimientos de demanda.

La Tabla 5-3 muestra en evolución del balance energético en el MEM, desde 1992 hasta el 2004. La Figura 5-5 muestra cómo ha sido la composición de la generación de energía en ese mismo periodo.

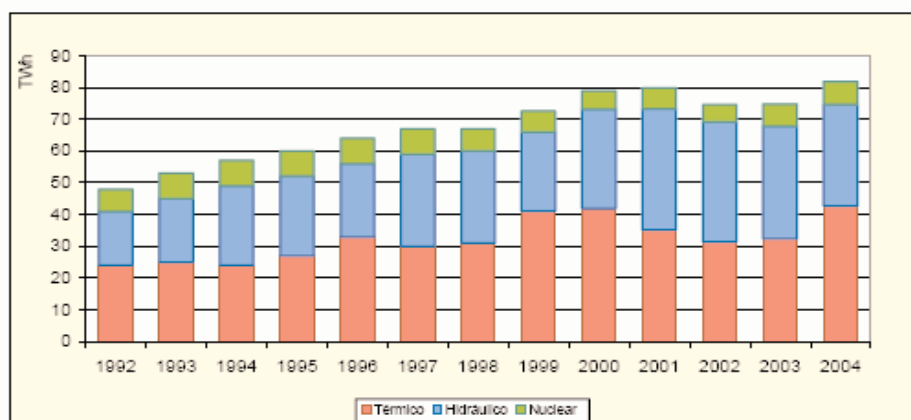
Tabla 5-3: Balance de Energía en el MEM

	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
GENERACION													
TERMICA	24141	25115	24920	27999	33618	31419	33572	41120	41958	35250	31429	38093	48024
HIDRAULICA	16505	20320	24660	24853	22933	29864	30004	24853	31269	38056	37714	35448	31821
NUCLEAR	7091	7750	8290	7118	7516	8029	7437	6586	5731	6541	5393	7025	7313
IMPORTACION	2287	1212	334	310	278	448	1914	310	1011	1450	2210	1234	1561
TOTAL	50004	54396	58205	60279	64345	69759	72926	72870	79969	81297	76745	81800	88719
DEMANDA													
DEMANDA AGENTES MEM	45817	48764	51884	53771	57778	62176	65666	68780	71941	73599	72109	77756	82967
EXPORTACION	12	14	15	191	311	273	79	712	4715	4201	1009	437	2070
BOMBEO	354	491	609	254	130	303	340	474	132	408	64	47	143
PERDIDAS Y CONSUMOS *	3821	5127	5696	6063	6125	7007	6842	2903	3182	3458	3563	3560	3536
TOTAL	50004	54396	58204	60279	64345	69758	72926	72870	79969	81298	76745	81800	88716
RACIONAMIENTO TENSION	122	43	9	5	0.6	0.3	0	0	0.0	0	0	0	3
RACIONAMIENTO CORTES	3	14	14.6	14	4	8	2	14	8	8	14	0	4
TOTAL REQUERIDO	50128	54453	58227	60298	64350	69767	72927	72885	79977	81306	76759	81800	88723

* Comprende pérdidas en la red y consumos propios de centrales y autogeneradores

Fuente: CAMMESA

Figura 5-5: Evolución de la generación anual por tipo



La tabla anterior presenta cómo ha sido el balance de energía en MEM hasta el año 2004, es decir, cuando el mismo operaba desvinculado del sistema patagónico. A

partir de comienzos del año 2006, con la entrada en servicio comercial de la línea en 500 kV Choele Choel - P. Madryn, los dos sistemas operan vinculados, intercambiando energía entre ellos. Por lo tanto, desde el punto de vista de las necesidades de generación futura es necesario considerar el balance de energía del sistema integrado.

Se presenta a continuación una comparación de los balances energéticos de los dos sistemas operando en forma aislada, con el balance de energía que han exhibido los sistemas operando como un único sistema. Para obtener los valores totales que corresponden al año 2006 (año corriente) se han extrapolado los valores registrados hasta agosto de ese año.

Tabla 5-4: Balance de energía MEM - MEMSP

	2004			2005			2006
	MEM	MEMSP	Total	MEM	MEMSP	Total	
DEMANDA							
Demanda agentes	82967	6424	89391	87782	6392	94174	96176
Exportación	2070		2070	1800		1800	2901
Bombeo	145		145	434		434	461
Pérdidas y consumos propios	3536	194	3730	3900	199	4099	4592
Total	88718	6618	95336	93916	6592	100508	104130
GENERACION							
Térmica existente	48024	3291	51315	49801	3387	53188	53205
Hidráulica existente	31821	3306	35127	36100	3204	39304	41736
Nuclear existente	7313		7313	6374		6374	7781
Importación	1561		1561	1736		1736	1408
Total	88719	6597	95316	94011	6591.5	100602	104130

5.3. EL SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSIÓN

5.3.1. CARACTERÍSTICAS FÍSICAS Y OPERATIVAS

En la estructura del sistema de transmisión en alta tensión en Argentina se distinguen el sistema de interconexión en 500 kV que vincula las distintas regiones eléctricas, y los sistemas de transmisión regionales. Estos últimos, denominados sistemas de distribución troncal, conforman las redes de transmisión en 132 kV y 220 kV destinadas a vincular los centros de generación y consumo dentro de la región.

A partir de la entrada en servicio comercial de la línea en 500 kV Chele Choel - Puerto Madryn, el sistema integrado patagónico queda vinculado al SADI, conformando un solo sistema interconectado. En la Figura 5-6 se muestra la red de interconexión en 500 kV que vincula las ocho regiones eléctricas del país.

Esta red es operada por la empresa Tansener, y está compuesta por aproximadamente 9500 km de líneas de 500 kV, 568 km de líneas de 220 kV y 38 estaciones transformadoras con una capacidad de aproximada de 12000 MVA. Las longitudes de líneas de transmisión en otros niveles de tensión son aproximadamente los siguientes:

- 330 kV 1111 km
- 220 kV 1403 km (operada por Transener + resto del sistema)
- 132 kV 11221 km

Las características físicas y topológicas de esta red de interconexión hacen que la misma presente cierta debilidad estructural, lo que tiene una marcada influencia en la confiabilidad y seguridad operativa del sistema. En efecto, esta red de configuración prácticamente radial, con los principales centros de generación de energía de bajo costo, ubicados a gran distancia del principal centro de consumo, que es el área de Gran Buenos Aires:

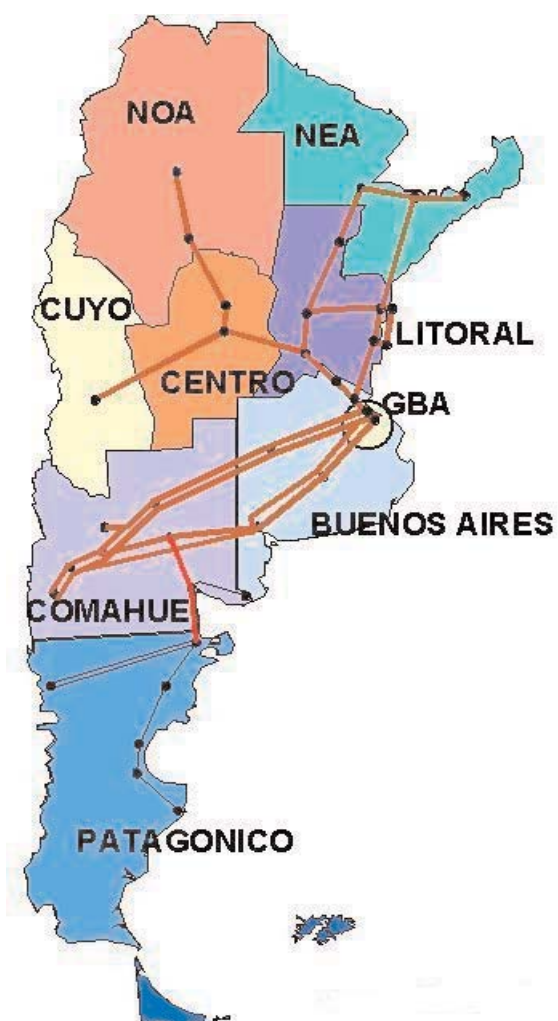
- 1000 - 1200 km desde el Comahue
- 900 km desde Yacyretá
- 1200 km desde El Bracho (NOA).

La falta de inversión de los últimos años ha llevado a una situación de uso extremo de esta red, lo que ha obligado a implementar medidas especiales de protección y control, para permitir operar la red con márgenes de seguridad mínimos en máximas condiciones de exigencia.

Así para poder controlar la tensión en diferentes estados de carga:

- En la red norte sólo se operan en forma dinámica sus equipos de compensación (reactores de barra, reactores vinculados a los devanados terciarios de los transformadores y eventualmente reactores de las líneas).
- En la red sur, además, la topología (líneas en servicio) debe adaptarse a la potencia transmitida desde el Comahue, considerando límites de estabilidad transitoria y el control de la tensión.
- Se requiere una muy buena coordinación entre las maniobras de líneas y equipos de compensación, con la entrada o salida de servicio de los generadores del área Comahue

Figura 5-6



Por otro lado, para maximizar la capacidad de Transporte se han implementado una serie de esquemas de protección especiales, basados en automatismos que ejecutan acciones de control postfalla, para evitar el colapso total o parcial del sistema ante contingencias severas. Los esquemas de protección más importantes instalados actualmente en el sistema son los siguientes:

- Sistemas de desconexión automática de generación (DAG), para asegurar la estabilidad del Sistema ante la pérdida de algún elemento de la Red de Transporte:
 - DAG Comahue
 - DAG NOA

- DAG NEA
- En sistemas regionales: DAG Luján de Cuyo
- Sistema de DAG / DAD para proteger de sobrecargas las líneas del corredor Ezeiza-Rodríguez.
- Recursos post-falla para control de tensión.
- Desconexión de cargas por relés de frecuencia para mantener el equilibrio Generación-Demanda
- Mayor cantidad y complejidad de límites para la operación.

En la bibliografía especializada se utiliza frecuentemente la denominación de "Special Protection Scheme" (SPS) para este tipo de esquemas. Un SPS se define como un esquema de protección que es diseñado para detectar una condición particular del sistema, que se sabe puede causar un esfuerzo inusual para el sistema de potencia, y para tomar alguna acción predefinida para contrarrestar la condición observada de manera controlada. En algunos casos, los SPS son diseñados para detectar alguna condición del sistema que puede causar inestabilidad, sobrecargas o colapso de tensión. Las acciones predefinidas puede requerir la apertura de una o más líneas, disparo de generadores, variaciones de transferencias en sistemas de alta tensión en corriente continua (HVDC), corte intencional de carga, u otras medidas que alivien el problema de interés.

En cuanto a la aplicación de estos esquemas, se observa que la sostenida tendencia internacional de conformación y desarrollo de mercados de electricidad y las distintas dificultades para ampliar los sistemas de transmisión (económicas, regulatorias, ambientales, etc.), han conducido a un uso creciente de estos esquemas, ya que permiten operar los sistemas existentes al límite de sus posibilidades técnicas sin mayores inversiones en equipamiento de potencia, por lo que constituyen una alternativa muy económica para incrementar la capacidad de transporte, aunque a expensas de una reducción de confiabilidad.

En general, la experiencia internacional indica que, a diferencia del caso argentino, este tipo de esquemas para control de emergencias no se diseñan para que actúen ante contingencias simples.

Las experiencias relevadas conjuntamente por IEEE y CIGRE sobre el uso de esquemas de protección de sistema muestran en general escasas actuaciones de los mis-

mos, lo que se explicaría por el hecho de que las condiciones del sistema que requieren su actuación no ocurren frecuentemente, lo que es congruente con el hecho de que en general los esquemas de protección de sistema se usan para dar seguridad ante contingencias más severas que las de diseño.

El caso argentino es muy diferente, ya que los límites de capacidad de transporte establecidos para los corredores que contienen los esquemas antes indicados requieren su actuación ante fallas simples.

Se describió en la Sección 3 que el grado de confiabilidad con que se diseña la expansión de un sistema de transporte está dado por la predisposición de los usuarios a pagar por la misma, lo cual se evalúa a través del costo de la energía no suministrada. Asimismo, se indicó que existe un nivel mínimo de seguridad operativa que debe mantenerse independientemente del costo que represente, y que está definido por los criterios de desempeño mínimo.

Sin embargo, si a través de estos criterios se define que podrán aplicarse medidas de control postfalla que impliquen considerables volúmenes de corte de carga ante fallas simples de componentes, se estará ante condiciones de seguridad relativas, puesto que se evitará la propagación de las fallas y desmembramiento descontrolado del sistema, pero se perderán importantes cantidades de demanda.

Este criterio se ha ido relajando en los últimos años debido a la falta de ampliaciones de las redes de transmisión, y la necesidad de suministrar una demanda creciente.

Por otro lado, la complejidad de estos esquemas especiales incrementa el riesgo de actuación no apropiada de los mismos, disminuyendo la confiabilidad del sistema. En efecto, no obstante la simplicidad actual de los corredores en que están instalados estos esquemas (corredores radiales), la cantidad de combinaciones de estados de red, estados de generación y eventos posibles son muy importantes en cada una de las DAG.

A pesar que hay muchas combinaciones repetitivas, desde el punto de vista de efectos y acciones a realizar, la DAG Comahue contiene previsiones para unos 16000 estados de operación, que surgen de un elevado número de casos de estudio de flujo de carga y estabilidad transitoria.

En el mismo sentido, la DAG NEA contiene 800 algoritmos, mientras que los algoritmos y tablas de la DAG NOA son el resultado de muchísimos casos de estudio, que consideran tanto fallas propias en el corredor NOA-Centro como dobles en el corredor Comahue-Buenos Aires, en que se contemplan diferentes despachos posibles,

estado de servicio de los capacitores serie de Recreo, del transformador de 600 MVA de C.T. Tucumán, del CC de S.M. de Tucumán, diferentes niveles de impacto de la falla doble Comahue-Buenos Aires respecto de la demanda del SADI, transferencias entre Salta y Tucumán en 132 kV, etc.

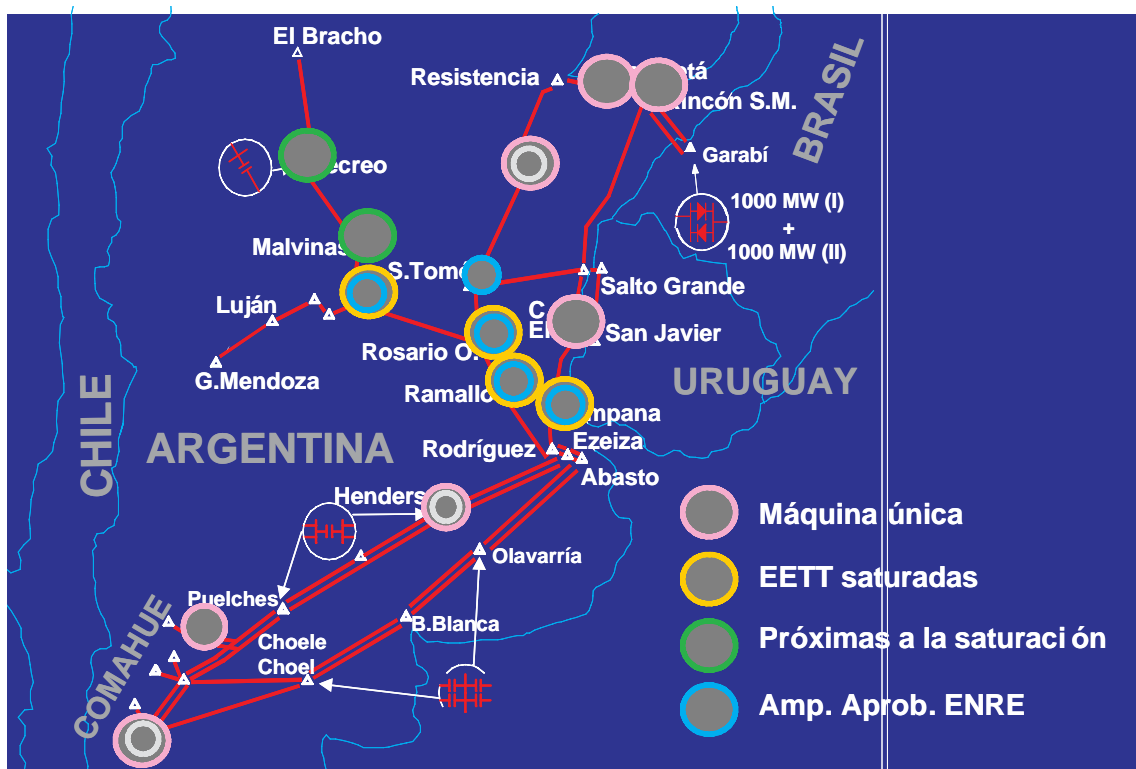
5.3.2. SITUACIÓN ACTUAL DE LA RED

La red de interconexión en 500 kV presenta en la actualidad limitaciones de capacidad que obligan en el corto plazo a la ampliación de la misma.

Los problemas en el corto plazo están ligados fundamentalmente a la capacidad de transformación de algunas estaciones, y al equipamiento para el control de la tensión.

En la figura siguiente se presenta la situación de las principales estaciones transformadoras del sistema de interconexión, de acuerdo a la evaluación de Transener.

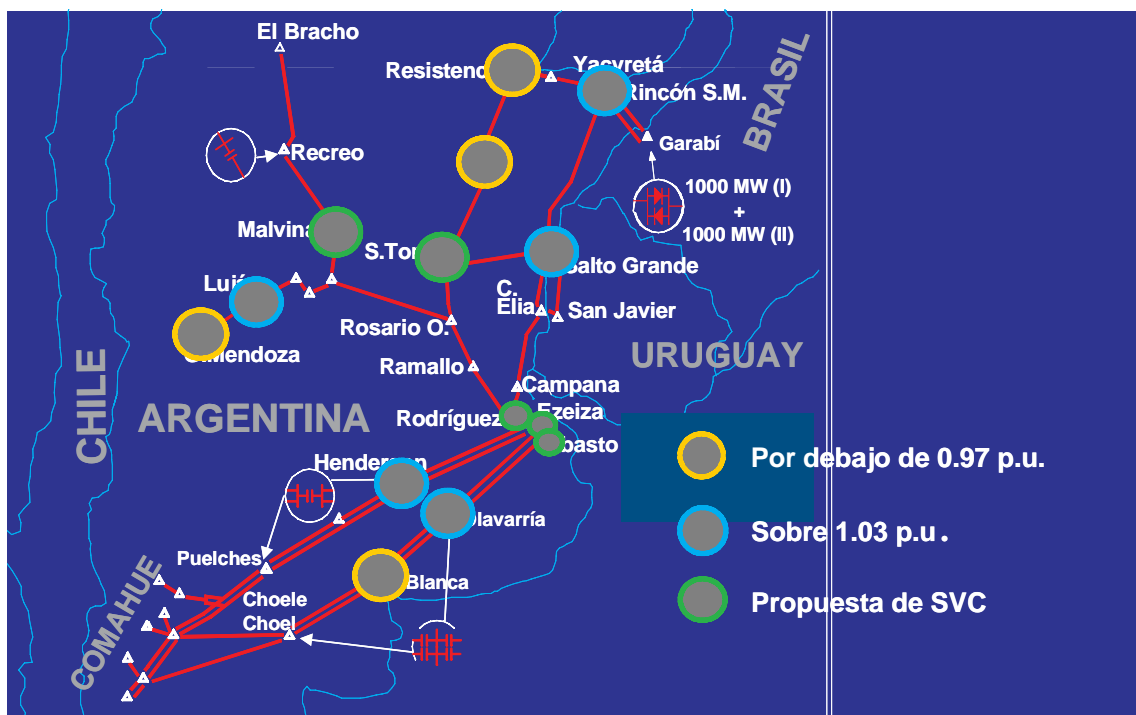
Figura 5-7: Estaciones de Transformadoras con problemas -
Fuente: Transener (2005)



Asimismo, esta empresa transportista identifica puntos de la red que presentan problemas para el control de la tensión, y que por lo tanto requieren de incorporación de equipamiento de compensación. En la Figura 5-8: Estaciones con problemas de control de tensión - (Fuente: Transener) se presentan los puntos de la red de transmisión donde se requieren ampliaciones de compensación.

Cabe destacar que algunas de estas ampliaciones han sido aprobadas por el ENRE y se encuentran en proceso de ejecución.

Figura 5-8: Estaciones con problemas de control de tensión - Fuente: Transener (2005)



CAMMESA en su informe de riesgo para el período 2005-2007 identifica obras de ampliación necesarias para el abastecimiento regional desde la red de alta tensión (500 kV), en los puntos críticos donde se presentaría saturación de la capacidad de transformación de rebaje desde 500 kV. Estas obras son identificadas por CAMMESA como las obras mínimas necesarias (hacia el verano 2007/2008) para satisfacer la demanda con la red completa y habiendo considerado en servicio toda la generación disponible. Las mismas se presentan en la tabla siguiente:

De acuerdo a lo expresado en el informe de evaluación de Riesgos 2005-2007 de CAMMESA, los costos de algunas de las obras listadas en la tabla, acerca de las cuales no se disponía de mejor información, fueron estimados considerando los siguientes precios unitarios:

- Transformador de 500/132 300 MVA y su equipamiento asociado = U\$S 5.000.000
- Transformador de 500/132 150 MVA y su equipamiento asociado = U\$S 4.000.000

Tabla 5-5 - Fuente CAMMESA

Transformador	Año Ingreso	Observaciones	Beneficiarios	Costo Estimado U\$S
E.T. Henderson trafo 500/220 300 MVA	2005	Cambiar el actual trafo de 200 MVA por el transformador de 300 MVA aprobado por la Res.01 Compensación shunt de Reactivo Zona de Bragado	EDEN, Coop Tren-que Lauquen, Coop. Moreno, Coop. Chacabuco, Coop Ro-jas, Coop. Salto, Coop Luján,	500.000
E.T. Santo Tomé trafo 500/132 300 MVA	2005/6	Se realizó audiencia Pública en el ENRE.	EPESF, EDEERSA	5.000.000
E.T. Almafuerite trafo 500/132 300 MVA (*)	2006/7	Solicitud de ampliación aprobada por el ENRE. En proceso de documentación licitatoria.	EPEC, EDESAL, Petroquímica Río III	6.500.000
E.T. Malvinas trafo 500/132 300 MVA	2007/8	Si faltara la C.N. Embalse podría requerirse compensación shunt o Río Grande como Compensador Sincronico para mantener el perfil de 500 Kv	EPEC	6.000.000
E.T. Henderson trafo 500/132 150 MVA	2007/8	La saturación podría ser despejada con la apertura de anillos de la red de 132 kV, o mediante alguna obra de 132 kV en la zona	EDEN, Coop Tren-que Lauquen, APELP	4.000.000

(*) obra en ejecución, próxima a su habilitación comercial.

5.3.3. SITUACIÓN DE LAS REDES REGIONALES

Las guías de referencia del sistema de transporte de las distintas empresas de transmisión regionales indican las obras necesarias que deberían implementarse en corto plazo, para poder hacer frente a las crecientes condiciones de demanda y exigencias de la red de transporte. En general en todas las regiones eléctricas del país se destaca una severa falta de inversión en los sistemas de transporte, lo que ha llevado a los sistemas regionales a operar en situaciones de máxima exigencia y prácticamente sin reservas de transmisión.

Se describió en la Sección 2 que el CFEE llevó a cabo el denominado Plan Federal de Transporte II, en el que se identificaron las obras mínimas necesarias para el abastecimiento en el mediano plazo, obras que permitirían el suministro de la potencia de punta, pero en condiciones de limitada seguridad y reserva, es decir se trata de obras de emergencia.

El informe de riesgos 2005-2007 de CAMMESA también identifica las obras necesarias en los sistemas regionales para el corto plazo, también con criterios de emergencia, y con los criterios de confiabilidad y desempeño que deberían regir la planificación de la expansión del sistema de transporte. Así las obras que identifica este informe para el corto plazo se definen para las zonas críticas en cuanto al normal abastecimiento de la demanda en condición de red completa y habiendo considerado en servicio toda la generación disponible en cada área.

Es decir, una obra sólo se considera imprescindible cuando hay riesgo de no poder alimentar demandas con la red completa, sin mejorar la confiabilidad del sistema, por lo que se puede dar que la salida de una línea provoque el colapso de un área y los cortes no puedan ser repuestos hasta que el equipo entre nuevamente en servicio.

Propone algunas soluciones posibles de mínimo costo incluyendo, obras de transporte, de compensación de potencia reactiva, nueva generación y/o manejo de la demanda en áreas críticas.

Las obras propuestas son las mínimas necesarias para lograr el adecuado abastecimiento de la demanda, y que las condiciones críticas acontecían en los estados de picos máximos. En dichas situaciones podría requerirse operar fuera de la banda de tensión. El análisis se realiza sobre la red de transporte exclusivamente, es decir Red de Alta Tensión y Distros, no evaluándose los problemas de abastecimiento interno de los Distribuidores.

5.3.4. CONSIDERACIONES SOBRE LA OFERTA DE TRANSPORTE EXISTENTE

De lo expresado anteriormente se evidencia que la red de transporte, tanto del sistema de interconexión en 500 kV como el de las redes regionales, presentan severas limitaciones para el normal abastecimiento de la demanda, lo que exige la incorporación inmediata de ampliaciones.

La situación de la mayoría de las redes regionales es crítica, y las empresas de transmisión prevén dificultades operativas severas si no se ejecutan las ampliaciones previstas, las que incluyen tanto líneas de transmisión, como aumento de la capacidad

de estaciones transformadoras, y equipamiento de compensación de la potencia reactiva.

En la planificación de la expansión de la generación debe preverse la situación de la red de transporte, y analizarse en cada caso si existen limitaciones del sistema de transmisión par evacuar la potencia de generación, y las ampliaciones o adecuaciones necesarias.

La congestión de la red de transmisión es un elemento importante a la hora de evaluar la factibilidad técnica y económica de un proyecto de generación. En efecto, la forma en que la nueva generación deba competir por los recursos limitados de transmisión, tiene significativa influencia en las posibilidades de uso de esta generación, y por lo tanto en los ingresos esperados por venta de energía y potencia.

6. EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN

6.1. CONSIDERACIONES GENERALES

Se señaló en el Punto 3.2.2 que la evolución futura de la generación en el sistema eléctrico argentino, tendrá en el mediano plazo un fuerte componente de inversión estatal, y que la inversión privada dependerá de la forma en que se manifieste la recomposición del mercado eléctrico.

Si se alcanza un equilibrio tal que el precio de la energía promedio se ubique en el entorno del costo marginal de largo plazo (CMLP), se presentarán condiciones adecuadas para fomentar la inversión. Se describió anteriormente que el CMLP es igual a la retribución por unidad de energía producida que requiere una nueva central de generación para ser un proyecto económicamente rentable.

Claramente, el CMLP dependerá del costo de inversión de la central, de la eficiencia, del costo de combustible y del grado o factor de utilización de la misma. Todos estos elementos son dependientes del tipo y tecnología de generación (turbinas de gas, ciclos combinados, turbinas de vapor, hidráulica, etc.) y de la disponibilidad y precio del combustible utilizado. Esto implica que el precio de la energía que rentabilice un proyecto de generación es dependiente del tipo de tecnología que se considere.

El costo de la energía que rentabiliza un proyecto de inversión en generación debe ser tal que permita que los ingresos que percibe el generador por ventas de energía, sumados a los ingresos por cargos de potencia, permita rentabilizar la inversión, con la tasa de retorno esperada.

En la Figura 6-2 se presentan algunos datos característicos sobre costos de inversión, costos variables de operación y mantenimiento y eficiencia para diferentes tecnologías de generación.

Tabla 6-1

Tecnología	Costo de inversión [US\$/kW]	Eficiencia [kcal/kWh]	O&M [USD/Kwh]	Emisiones de CO ₂ [t/GWh]
Turvovapor Carbón	1400	2400	2.7	900
Turvovapor a FO	1200	2300	2.7	700
Ciclo Combinado a GN	560	1600	2.0	370
Turvogas a GN	230	3000	0.6	600
Hidráulica	1000-1500		1.6	--
Nuclear	1800		--	--
Eólica	1200-1500		2.0	--

Ref.: FO = Fuel Oil, GN = Gas Natural, GO = Gas Oil.

En la Tabla 6-2 se presentan los resultados de un cálculo expeditivo, donde se determina cuál debería ser el precio medio de la energía para rentabilizar proyectos de generación de distinto tipo. El cálculo es simplificado, y no considera impuestos ni la forma de composición el capital (Equity y préstamo). Se considera una tasa de retorno del capital del 16%, y un período de amortización de 15 años, en el caso de la hidráulica se considera un período de 20 años, dado la extensa vida útil de este tipo de instalación.

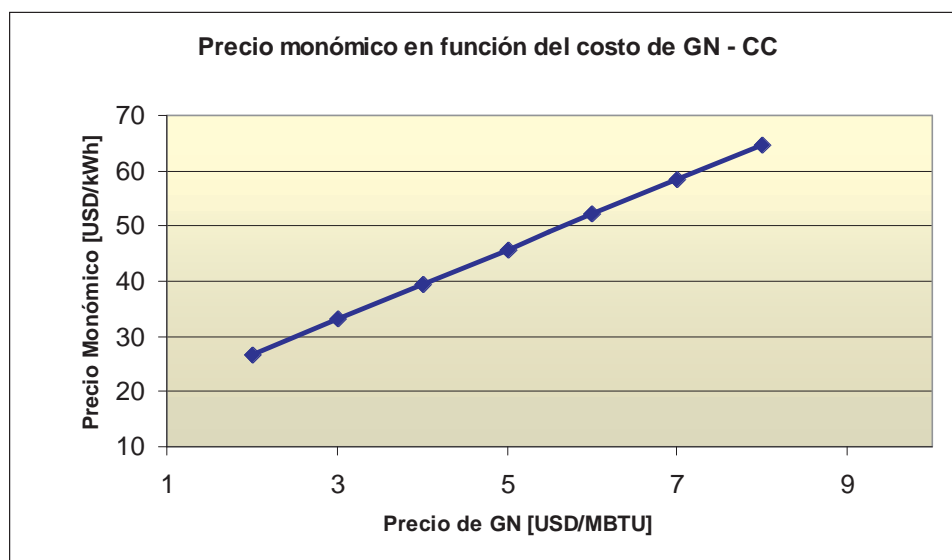
Tabla 6-2

	Unidad	TIPO DE CENTRAL		
		CC a Gas Natural	Hidráulica	Eólica
Costos de capital				
Costo unitario de inversión	US\$	560	1500	1200
Potencia bruta	MW	500	500	500
Tasa de retorno	%	16%	16%	16%
Período de amortización	años	15	20	15
Costos operativos				
Factor de planta	%	85%	60%	33%
Indisponibilidad	%	5%	2%	0
Consumo calórico	kcal/kWh	1600	0	0
Costo de combustible	US\$/MBTU	2.5	0	0
Costos de O&M	US\$/kWh	2	1.6	1.5
Costo de la energía generada	US\$/kWh	17.9	1.6	1.5
Rentabilidad sobre la inversión				
Precio de la potencia	US\$/kW-hrp	4.0	4	0
Precio equivalente de la potencia	US\$/kWh	2.21	2.21	0
Subsidio	US\$/kWh	0	0	3
Precio resultante de la energía	US\$/kWh	29.9	48.5	73.0
Precio monómico	US\$/kWh	32.1	50.7	73.0

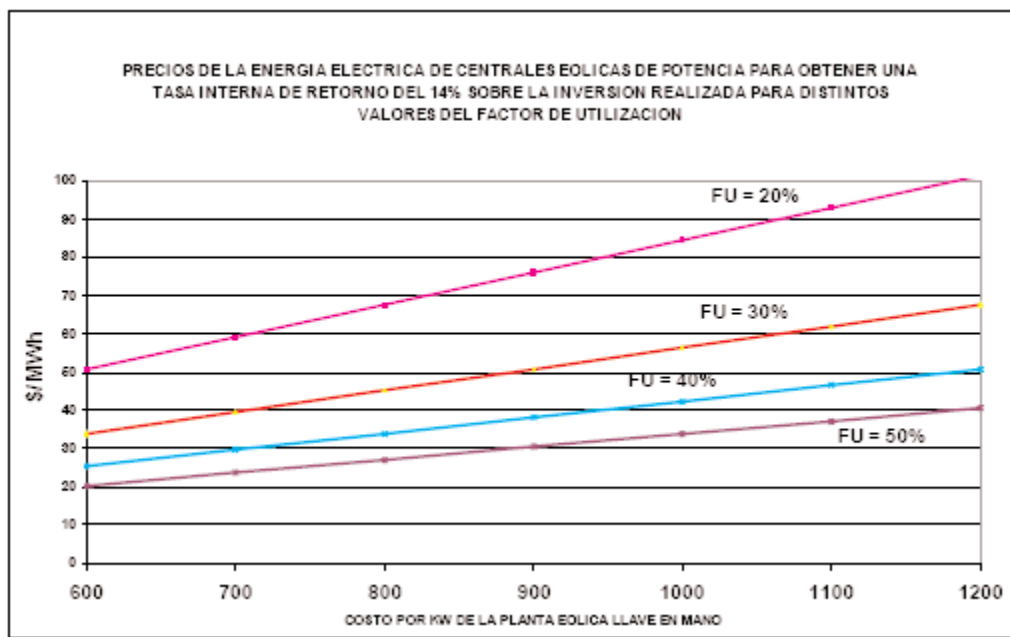
El precio monómico indicado en la tabla anterior para el caso del ciclo combinado a gas natural, considera un precio de combustible relativamente bajo. Interesa conocer, por tanto, cómo cambia el precio monómico correspondiente a este tipo de instalación para diferentes precios de combustibles. Debe notarse que por la forma de cálculo simplificado adoptado, esta relación es lineal.

La variación del precio monómico con el precio del gas natural para una central de ciclo combinado, se presenta en la Figura 6-1. Se observa que para precios de gas por encima de 6 US\$/MBTU una central de este tipo compite con una central hidráulica de elevado costo de inversión.

Figura 6-1



En el caso de las centrales eólicas, un elemento que atenta contra la rentabilidad de un proyecto, además de su elevado costo de inversión, es el bajo factor de planta. Por este aspecto es interesante visualizar para este tipo de instalación cómo varía el precio de la energía que rentabiliza un proyecto, para diferentes costos de inversión y factor de uso de la central. Un reporte técnico de la Cámara Argentina de Generadores Eólicos de Diciembre de 2004, presenta los resultados de un estudio donde se muestra esta variación. Los resultados son muy similares a los presentados en este trabajo en la Figura 6-2, y se presentan para efectos de comparación en la figura siguiente:



Fuente: ENERGÍA EÓLICA PROGRAMA DE DESARROLLO 2005-2007 - CADGE Dic. 2004.

El análisis presentado sólo evalúa el costo de la energía desde el punto de vista de la inversión privada en generación. Sin embargo, resulta claro que desde el punto de vista integral del sector y de los consumidores como destinatarios últimos del servicio, el precio resultante para la energía no puede ser definido solamente desde el punto de la inversión en generación, el mismo debe lograr conciliar dos factores antagónicos que son:

- Un precio de la energía que permita el sostenimiento del mercado eléctrico asegurando una adecuada rentabilidad a sus actores.
- Un precio que a su vez no signifique una carga insostenible para la sociedad en su conjunto.

La evaluación económica expeditiva presentada previamente muestra que un precio monómico razonable que podría conciliar los aspectos mencionados, podría lograrse sólo con una central de tipo Ciclo Combinado de alta eficiencia, operando con gas natural, con un precio del gas por debajo de los 2.5 US\$/MBTU. Una estrategia de expansión basada en esta alternativa implicaría un incremento sustancial del consumo de gas natural, por lo que requiere una consideración adecuada sobre la disponibilidad futura de ese combustible y de la evolución que pueda presentar el precio mismo.

Para la generación con energías renovables, se ve claramente que se necesitaría un costo medio de la energía muy elevado para rentabilizar un proyecto en las condicio-

nes que el inversor privado espera. Por este motivo es que este tipo de emprendimientos necesita de una fuerte inversión estatal para que se lleven a cabo. En el caso de las hidroeléctricas, la intervención del Estado resulta más directa, debido a que en muchos casos el destino de la obra no es sólo para la producción de energía eléctrica, sino que se presentan como aprovechamientos integrales de la cuenca de un determinado río, implicando beneficios para otros sectores y para la sociedad en su conjunto.

En el caso de las centrales eólicas se requiere de un subsidio explícito, para poder cubrir los costos operativos y de capital. Tal como indica el informe mencionado de la CADGE, debería incrementarse el valor del subsidio, llevándolo al 40% de precio estacional de la energía.

Ante la situación energética que vive el país en la actualidad, en donde: se tiene una alta dependencia del gas natural, el precio de la energía no alienta la inversión. No hubo inversión de relevancia en proyectos de generación alternativa al gas en los últimos 10 años. El gas debe reservarse para usos alternativos de mayor prioridad y la importación de energía es una alternativa incierta sobretodo cuando la crisis está latente en muchos países de la región. Resulta recomendable una planificación del sistema eléctrico que permita asegurar que ante un diverso espectro de escenarios de crecimiento económico, demanda, hidraulicidad, condiciones climáticas, disponibilidad de combustibles y disponibilidad del parque de generación; se cuente con un suministro de energía eléctrica adecuado que no perturbe el desarrollo económico.

Una planificación como ésta daría como resultado una solución robusta que se comporte adecuadamente en un gran número de escenarios de modo que la falta de electricidad o su precio excesivo no se conviertan en un escollo para el crecimiento.

La estrategia de expansión del parque de generación que sea sustentable en el largo plazo debería estar basada en los siguientes principios:

- Permitir un servicio eléctrico de alta calidad que alcance a todos los habitantes.
- Diversificación de la matriz energética para disminuir la dependencia de los combustibles fósiles, fortaleciendo las inversiones en energías renovables y generación nuclear.
- Desarrollo de un plan de proyectos hidroeléctricos, que permita aprovechar en forma óptima el enorme potencial hidroenergético que posee el país.
- Fuerte componente de inversión estatal para promover el desarrollo de proyec-

tos de generación de energías renovables, o basados en combustibles alternativos, cuyo elevado costo de inversión no permita que los mismos se realicen sólo en base a inversión privada.

- Evitar un incremento significativo del gas natural en generación de energía eléctrica, reservando su utilización para el sector industrial y residencial, donde el reemplazo por otra fuente es mucho más complejo y oneroso.
- Propiciar un plan de ampliaciones y modernizaciones de las plantas hidroeléctricas para evitar su obsolescencia y aprovechar mejor el recurso existente.

6.2. PLANTEO SOBRE LA EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN

En base a lo expresado anteriormente, se plantea una alternativa de expansión de la generación para el mediano plazo, basada principalmente en aprovechamientos hidroeléctricos y en otras fuentes de generación renovable.

Para esto se toman en cuenta ciertos proyectos hidroeléctricos que presentan mayor factibilidad para su implementación. En base a la capacidad de producción de energía y potencia de estos aprovechamientos, y al tiempo de ejecución y la fecha probable de entrada en servicio se analiza como puede lograrse el cubrimiento de la demanda (balance energético). Se determina para el año si la composición resultante del parque de generación con las ampliaciones previstas permite cerrar el balance de energía y potencia máxima, y en caso de que exista déficit se plantean las alternativas de incorporación.

6.3. PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS

6.3.1. CONSIDERACIONES GENERALES

El potencial hidroenergético de la República Argentina ha sido estudiado parcialmente. El potencial identificado de esta fuente energética renovable es de aproximadamente 170.000 GWh/año, de los cuales 38.000 GWh/año corresponden a centrales en explotación, obras en construcción o programadas. El resto corresponde a un conjunto de estudios y proyectos de magnitud diversa, ejecutados en distintas épocas y por diversos equipos técnicos, con grados de avance variables y criterios técnicos y económicos que en general han sido superados, que deberán ser actualizados teniendo en cuenta la situación actual del sector y su evolución prevista.

En particular, el potencial hidroenergético identificado incluye numerosos proyectos

de pequeña o mediana magnitud energética pero de importante significación regional o local.

Los proyectos hidroeléctricos se evalúan a partir de un enfoque global del uso del agua. Los aprovechamientos de pequeña escala constituyen alternativas de gran impacto local, donde la generación de energía eléctrica aparece totalmente subordinada a los otros usos, que contribuirían a la incorporación de comunidades marginadas a la actividad productiva. En los proyectos de escala media, que tienen impacto significativo en el desarrollo regional, el uso hidroeléctrico tiene mayor significación económica, aunque su importancia relativa es inferior a la de otros usos del agua, como la regulación o el riego.

En los aprovechamientos de mayor magnitud el uso hidroeléctrico suele ser el más importante.

En este segmento, los proyectos hidroeléctricos binacionales constituyen un capítulo especial.

En el marco del proceso de integración económica en marcha en la Región, estos proyectos, particularmente Corpus Christi y Garabí, tanto por su ubicación geográfica como por su magnitud, constituyen una alternativa interesante para el abastecimiento del mercado regional.

La relación cambiaria de comienzos del año 2002 han mejorado considerablemente las condiciones de competitividad de los aprovechamientos hidroeléctricos, que tienen participación muy elevada de insumos de origen nacional o regional, resultan demandantes intensivos de mano de obra e impactan significativamente sobre la actividad económica local.

Las obras civiles, que constituyen un componente muy importante de los costos, tienen participación predominante de insumos de origen nacional, resultan demandantes intensivos de mano de obra e impactan significativamente sobre la actividad económica local. Asimismo, los equipamientos hidráulicos, mecánicos y eléctricos admiten mayor participación de la industria nacional que las alternativas térmicas de ciclo combinado.

Sobre este último aspecto es importante destacar que existe sólo un puñado de países que cuentan con toda la tecnología para desarrollar y producir un aprovechamiento hidroeléctrico. Argentina es uno de ellos y esta tecnología ha continuado viva gracias a la exportación durante la década de los noventa, en un período en el cual el desarrollo de aprovechamientos hidroeléctricos fue marginal.

La Secretaría de Energía de la Nación, en lo referido a la evaluación de los recursos naturales disponibles para aprovechamiento energético, ha encarado una serie de tareas vinculadas a la actualización del Catálogo de Proyectos Hidroeléctricos.

La Biblioteca Técnica de la Secretaría contiene documentación relativa a estudios básicos, desarrollos de ingeniería y planos de varios proyectos hidroeléctricos elaborados por las ex empresas Agua y Energía Eléctrica S.E. e Hidronor S.A., de acuerdo al grado de avance alcanzado en cada caso. Esa información, que ha sido puesta a disposición para consulta de instituciones públicas, privadas y público en general, se encuentra en proceso de clasificación, ordenamiento, sistematización de sus datos característicos, y elaboración de fichas técnicas.

El objetivo final del trabajo encarado por la Secretaría de Energía es, basándose en la documentación disponible en la Biblioteca de Proyectos, revisada o desarrollada hasta nivel de prefactibilidad, elaborar un Catálogo de Proyectos que será puesto a disposición de la inversión privada de riesgo. Se elaborará un resumen técnico conforme a un modelo general, que contendrá la síntesis de los estudios básicos y su interpretación, los desarrollos de ingeniería, los costos esperados, los resultados de las evaluaciones técnica, económica y ambiental, sus parámetros físicos, hidráulicos y energéticos críticos, etc. []

Dado que no se cuenta aún con el catálogo mencionado, para la selección de los proyectos considerados en este trabajo se ha considerado la opinión de actores involucrados con proyectos hidroeléctricos, que han llevado a cabo evaluaciones sobre la factibilidad de implementación de algunos de las decenas de proyectos contenidos en la Biblioteca de Proyectos, en las actuales condiciones políticas y económicas del país y de la región. En particular, se ha considerado la propuesta de la empresa IMPSA, publicada en un artículo técnico de la revista de sector [], donde se propone una cantidad de proyectos hidroeléctricos como respuesta al problema de la expansión de la generación en el mediano y largo plazo.

En la planificación de la expansión de la generación con un contenido importante de generación hidroeléctrica deben tenerse en cuenta las siguientes ventajas y desventajas de este tipo de emprendimientos frente a la expansión con generación térmica:

Ventajas

- Utiliza una fuente de energía renovable, con costo de producción nulo.
- Diversifica la matriz energética reduciendo la dependencia de la generación eléctrica a los combustibles fósiles.

- Un proyecto hidroeléctrico en general no sólo sirve a los fines de producción de energía eléctrica, sino que además cumple otros objetivos relacionados con el manejo del agua, por lo que se trata de aprovechamientos integrales del recurso hidroenergético.
- Su construcción demanda gran cantidad de mano de obra e insumos locales, lo que potencia el desarrollo de las economías regionales.
- Alienta el desarrollo regional ya que las centrales térmicas son importadas casi en su totalidad, mientras que el país cuenta con la tecnología para construir y equipar aprovechamientos hidroeléctricos.
- No genera emisiones de gases que contribuyan al efecto invernadero

Desventajas

- Su producción de energía depende de las condiciones hidrológicas que son aleatorias, lo que le quita firmeza a su generación.
- En muchos casos las condiciones de operación están subordinadas al manejo del agua, lo que restringe en alguna medida el libre uso para la generación eléctrica.
- El costo de inversión es de 2 a 3 veces el costo de una central térmica a gas natural. El factor puede ser muy reducido comparado con el de una central térmica eficiente. Estos dos elementos atentan contra la viabilidad económica de la óptica de la inversión para un proyecto de esta naturaleza.
- La localización física de una central hidráulica está condicionada fundamentalmente por las características del aprovechamiento hidroeléctrico, y no por su facilidad de acceso a la red eléctrica o su cercanía a la demanda. Esto hace que normalmente se encuentre alejada de la demanda y se requieran de ampliaciones de la transmisión para vincularla al sistema eléctrico.
- La ejecución de un proyecto hidroeléctrico requiere de estudios previos de prefactibilidad y de factibilidad, que pueden demandar de 2 a 3 años para su concreción. El tiempo de construcción también es elevado. Esto hace que el tiempo total desde que se decide encarar un proyecto hidroeléctrico hasta que comienza su operación inyectando energía al sistema, sea en muchos casos incompatible con los requerimientos de ampliación de la generación en el corto y mediano plazo.

6.3.2. PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS CONSIDERADOS

C.H. CHIHUIDO II

El Aprovechamiento Hidroeléctrico se encuentra ubicado en la Provincia del Neuquén, República Argentina, sobre el río Neuquén en las inmediaciones de Paso de los Indios. Las coordenadas del sitio del emplazamiento son 38°35' de Latitud Sur y 69°21' de Longitud Oeste. En su cercanía se encuentran las localidades de Cutral-Có y Plaza Huincul, ubicadas aproximadamente a 40 km del sitio de las obras. La Figura 6 2 muestra su ubicación geográfica.

El proyecto original fue desarrollado por la empresa Agua y Energía, y posteriormente revisado por la empresa PROINSA en 1994. El informe de esta Consultora indica para la alternativa seleccionada como más conveniente para el proyecto, una potencia instalada de 300 MW, con una energía media anual de 1230 GWh.

En el proyecto se analizaron varias alternativas para el cierre, resultando la más conveniente la que corresponde al cierre con presa de Hormigón Compactado a Rodillo y con canal de excavación de 6000 m de longitud.

Figura 6-2



Posteriormente se desarrolló un proyecto de aprovechamiento multipropósito para generación de electricidad, control de crecidas, irrigación y desarrollo agroindustrial.

Dicho proyecto se elaboró entre actores privados y estatales, y será ejecutado a través de una Asociación Público Privada, entre la Provincia de Neuquén, el Estado Nacional y la empresa IMPSA. El contrato fue adjudicado a IMPSA, el día 26 de Marzo de 2003. Actualmente se está a la espera del aporte de los fondos públicos (Nación y Provincia) que complementarán la inversión privada a cargo de IMPSA.

El proyecto incluye el diseño, el financiamiento, la construcción y la explotación por un período inicial de 25 años del Aprovechamiento Hidroeléctrico Chihuido II, bajo el esquema B.O.T. Las rentas generadas por el proyecto vendrán de ventas de la energía en la Argentina, así como de las actividades comerciales relacionadas con la parte agrícola (producción y comercialización de productos orgánicos).

El proyecto multipropósito de Chihuido II se compone de dos partes:

- El proyecto hidroeléctrico que incluye:
 - Obras civiles y electromecánicas para almacenamiento de agua para riego, control de crecidas y generación de electricidad,
 - Playa de maniobras y línea de alta tensión en 500 KV,
 - Estación de bombeo y Sistema Troncal de Riego.
- El proyecto agroindustrial,
 - Apertura de calles, parcelamiento y corrección topográfica de suelos,
 - Redes de energía eléctrica en MT/BT,
 - Sistema de distribución de agua de riego y plantas potabilizadoras,
 - Desarrollo productivo en 1.000 ha.
 - Comercialización de 6.000 ha a ser desarrolladas por terceros

El proyecto así planteado demanda una inversión de 427 millones de dólares, y se prevé su financiación mediante aportes estatales y privados. La provincia de Neuquén debe aportar 220 millones de dólares y el estado central 220 millones de dólares. La empresa, que tendrá a su cargo la operación del complejo hidroeléctrico durante 25 años y la exclusividad de la comercialización de 6.000 hectáreas bajo riego, invertirá 123 millones de dólares.

Según este último proyecto la central tendrá una capacidad de **234 MW** y una producción media anual de **1070 GWh**.

Vinculación a la red eléctrica: El proyecto original preveía la inserción de Chihuido II al sistema eléctrico regional a través de 3 líneas de 132 kV que lo vincularían a Las Lajas (80 km), Plaza Huinul (30 km) y Planicie Banderita (80 km), y por medio de esta última al SADI. El nuevo proyecto prevé la vinculación al sistema de 500 kV, a través de la vinculación proyectada entre Comahue y Cuyo.

Desde el punto de vista de los objetivos de este trabajo, sólo interesa el proyecto como generador de energía eléctrica, por lo que el costo de inversión a considerar es sólo el de la central, y el de las ampliaciones de transmisión para vincularla a la red.

La revisión del proyecto indica para la alternativa de 228 MW con cierre H.C.R un costo total de 280 millones de dólares, para precios a enero de 1993.

El plazo de ejecución, incluyendo el estudio de factibilidad, es de 7 años.

C.H. CONDOR CLIFF

Este proyecto se encuentra aún en etapa de prefactibilidad. El mismo comprende el cierre del Río Santa Cruz. El último estudio fue realizado por el consorcio de empresas INCONAS-ESIN-CONETEC-IATAS, y data del año 1978.

Existe un proyecto anterior realizado por el consorcio E.T.I.A. - S.T.I.G. en el año 1953, que estudia en conjunto los aprovechamientos hidroeléctricos La Leona, Condor Cliff y La Barrancosa. Este proyecto estudia 2 alternativas: - con nivel máximo normal a cota 190 m.s.n.m. (1A). - con nivel máximo normal a cota 205 m.s.n.m. (2A). cada una de estas alternativas tiene 4 variantes: - con generación en base 24 h (1A.1 y 2A.1). - con generación en semibase 18 h (1A.2 y 2A.2), con generación en semibase 12 h (1A.3 y 2A.3). - y con generación en punta 6 h (1A.4 y 2A.4). Este proyecto preveía suministrar energía eléctrica a la ciudad de Río Gallegos y al sistema interconectado.

El plan de generación propuesto por la empresa IMPSA, menciona a este proyecto como uno de los proyectos factibles, con las mismas características de potencia y energía que el proyecto original, esto es:

- Potencia total: 600 MW

- Energía media anual: 3800 GWh.

La empresa IMPSA, en su publicación indica como fecha posible de entrada en servicio de esta obra el año 2013.

El costo se estima entre 720 y 800 MS\$. A este costo deben sumarse aproximadamente 100 km de línea de 500 kV para vincularse a la red. El costo unitario aproximado de este tipo de línea es de 220.000 US\$/km.

C.H. LA BARRANCOSA

El proyecto de esta central se realizó conjuntamente con el proyecto de Condor Cliff y La Leona. Las características de potencia y energía son las siguientes:

- Potencia total: 550 MW
- Energía media anual: 1960 GWh.

El costo se estima en 650 y 730 MS\$. En el costo de esta obra hay que considerar una línea de aproximadamente 90 km para vincularla a la red de 500 kV.

La empresa IMPSA, en su publicación indica como fecha posible de entrada en servicio de esta obra el año 2012.

C.H. LA LEONA

A diferencia de los proyectos La Barrancosa y Condor Cliff, el proyecto de la C.H. La Leona se encuentra en un nivel de desarrollo de factibilidad.

El estudio de factibilidad fue realizado por la UTE IATASA-ESIN en 1987.

La presa se encontrará emplazada sobre el km 397 del curso Santa Cruz - Leona entre los lagos Viedma y Argentino. La capacidad de la central será de:

- Potencia total: 240 MW
- Energía media anual: 982 GWh.
- Costo de inversión: 283 MUS\$

- Año de ingreso estimado: 2011

La inversión total especificada en el estudio de factibilidad es de 283 MUS\$, incluyendo las ampliaciones del sistema de transmisión.

La Figura 6.2 muestra la ubicación geográfica de la presa La Leona. Para las ampliaciones del sistema de transmisión para evacuación de la producción de la central, el estudio de factibilidad considera la vinculación de la misma a tres centros del sur de la Provincia de Santa Cruz, los dos de mayor importancia económica, Río Gallegos y Río Turbio, y el pequeño centro inmediato del El Calafate.

En el contexto actual del desarrollo del sistema interconectado de 500 kV, se considera conveniente vincular esta central a la proyectada línea de 500 kV Pico Truncado - Río Gallegos, de Cmte. Luis Piedra Buena, distante aproximadamente a 270 km del emplazamiento de la central La Leona. Esta vinculación puede realizarse mediante una doble terna en 220 kV, que se vincularía a la estación 500/220 kV prevista en Piedra Buena. El costo de esa es aproximadamente 50 MUS\$.

Como fecha de entrada en servicio de esta central puede considerarse el año 2011.

Figura 6-3



C.H. CORPUS

El proyecto de aprovechamiento del río Paraná en el tramo compartido entre la República Argentina y la República del Paraguay en la zona de Corpus comenzó con la suscripción de un convenio para su estudio y una Declaración Conjunta de ambos Gobiernos, en 1971.

El 19 de octubre de 1979 fue suscripto el Acuerdo Tripartito sobre Corpus e Itaipú, por los Gobiernos de la ARGENTINA, BRASIL y PARAGUAY, a través del cual se definió el nivel máximo de 105 metros sobre el nivel del mar para Corpus, así como restricciones operativas al funcionamiento de Itaipú, en lo que se refiere a máximos admisibles para el caudal, la velocidad superficial, y la variación horaria y diaria de nivel. La Figura 6 4 muestra la ubicación geográfica de este aprovechamiento.

Actualmente se encuentran en análisis dos alternativas de emplazamiento, denominadas Pindo-í e Itacurubí. La primera de ellas, ubicada aguas arriba, produciría menor impacto ambiental. Por otra parte, el cierre Itacurubí requiere la realización de algunos estudios geotécnicos para confirmar su factibilidad.

Descripción de las alternativas (fuente: Secretaría de Energía)

- **Proyecto Pindo-í**

El emplazamiento de Pindo-í está a la altura del km 1.656 del río Paraná, donde los márgenes se presentan con barrancas elevadas. El cauce no es muy amplio, con un ancho total de 1.500 m y existen dos islas en el centro, una de las cuales le da el nombre al sitio.

El lecho está constituido por afloramientos basálticos en sentido longitudinal entre los que existen depósitos de areniscas. Éste fue el emplazamiento original de la obra, muy próximo a la localidad de Corpus, de donde el proyecto toma su nombre.

Se prevé la instalación de 20 turbinas Kaplan con potencia unitaria de 144 MW en una sola casa de máquinas ubicada en la parte central del cauce, que totalizan una potencia instalada de 2.880 MW. En los extremos de la casa de máquinas se ha previsto colocar sistemas de transferencia de peces. Inmediatamente hacia la margen derecha se ubica la esclusa de navegación. Sus dimensiones son iguales a las de Yacyretá, con 12 pies de calado, 27 m de manga y largo necesario para permitir el paso de un tren de 6 barcazas alineadas de a dos con su respectivo remolcador.

El cierre del río se completa en el margen derecho con una pequeña presa lateral de

material suelto y protección de enrocado. Entra la isla y el margen izquierdo se ubicó el vertedero de 530 m de largo, con 28 vanos equipados con compuertas radiales de 15 m por 20 m y un cuenco amortiguador de 120 m de longitud, con capacidad para evacuar 95.000 m³/s.

- **Proyecto Itacurubi**

El emplazamiento de Itacurubí se ubica en el km 1.641 en una amplia sección del río Paraná. El margen derecho presenta una extensa planicie de inundación, mientras que el izquierdo es una barranca elevada que ofrece espacio suficiente para albergar holgadamente las distintas estructuras de la obra.

El ancho del cauce del río, superior a 1.700 m, permite ubicar con comodidad un vertedero central y dos centrales en sus extremos. El lecho del río es de areniscas en todo su ancho. La calidad y profundidad de la roca y las condiciones del relleno del canal profundo deben ser confirmadas con investigaciones geológicas más detalladas para asegurar su confiabilidad y su capacidad de soportar las estructuras planteadas.

El vertedero, de iguales dimensiones que el de Pindo-í, se ubicó en el centro del cauce. A cada lado se ubicaron sendas centrales, cada una con 10 grupos generadores de 144 MW que totalizan, al igual que en la alternativa Pindo-í, una potencia instalada de 2.880 MW.

El cierre del río se completa con dos presas de material suelto, entre el vertedero y la central de margen izquierdo, y entre la otra central y el margen derecho.

La disposición general de las estructuras es similar a la variante Kaplan. En este caso cada casa de máquinas aloja 24 grupos generadores en módulos de seis, de tipo bulbo de 60 MW de potencia y 6,2 m de diámetro, con regulación simple mediante una compuerta en la salida, operada mediante servomotores hidráulicos.

Las características de las variantes se presentan en la tabla siguiente. Se observa que la potencia y energía anual es igual para ambas variantes, y por lo tanto indistinto para los objetivos de este análisis.

Concepto	Pindo-i	Itacurubí
Progresiva	km 1.656	km 1.641
Localidad argentina más cercana	Corpus	San Ignacio
Longitud total del cierre:		
Estructuras de hormigón	2.080 m	2.010 m *
Presas laterales	1.400 m	1.620 m *
Casas de máquinas	1 * 20 grupos	2 * 10 grupos *
Potencia instalada	2.880 MW 20 grupos Kaplan de 144 MW	
Generación media anual	19.000 GWh	
Plazo de construcción	8,5 años *	
Inicio generación comercial	6° año *	
Estructuras:		
Aliviadero	Capacidad: 95.000 m ³ /s (con 3 m de sobrecarga) 28 vanos *	
Esclusa de navegación	Calado: 12 pies Manga: 27 m. Capacidad: 6 barcasas 1.500 TPB y remolcador	
Transferencia de peces	Estructuras ubicadas en los extremos de cada central	
Presas laterales	Materiales sueltos, núcleo impermeable y protección de rip rap	
Inversión	2.100 millones US\$	

En resumen, las características a considerar en el análisis de expansión son las siguientes:

- Potencia total: 2880 MW
- Energía media anual: 19000 GWh.
- Costo de inversión: 2800 MUS\$
- Plazo de ejecución: 8 años

Figura 6-4 - Fuente: Secretaría de Energía



C.H. GARABÍ

Los estudios referidos al aprovechamiento hidroenergético del tramo internacional argentino-brasileño del Río Uruguay y su afluente, el río Pepirí Guazú se iniciaron a partir de la suscripción del Convenio del 14 de marzo de 1972.

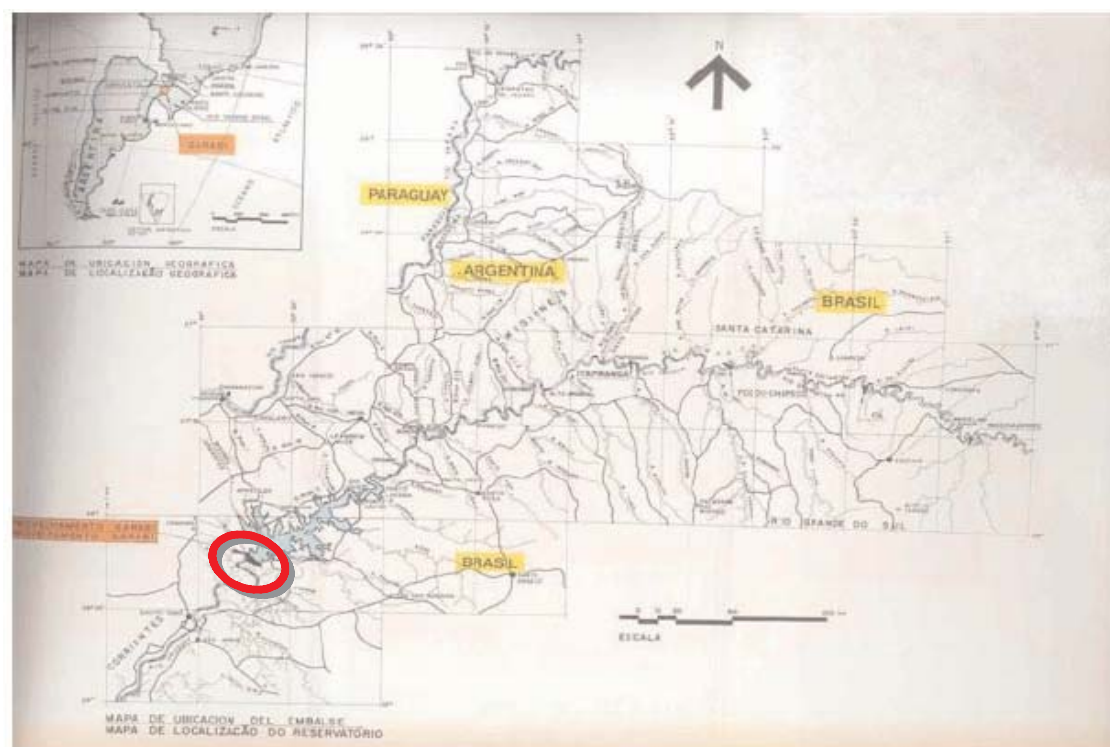
En 1988 concluyó la elaboración del proyecto básico del cierre Garabí, que preveía la elevación del nivel de agua hasta cota 94 m.s.n.m. y una potencia instalada de 1.800 MW en dos casas de máquinas ubicadas a ambos lados de un vertedero central.

Actualmente se considera que deben modificarse el nivel máximo de embalse y el factor de planta de la central, se prevé la ubicación de los equipos generadores en una única casa de máquinas y la revisión del diseño del cierre, analizando variantes con central hidroeléctrica combinada con obras de descarga.

El emplazamiento de Garabí está en la progresiva km 863 del río Uruguay, en el tramo limítrofe entre la Argentina y el Brasil, aproximadamente 6 km. río abajo de las localidades homónimas de Garruchos. El sitio de Garabí presenta terrazas aluviales con espesor máximo de 18 m en las márgenes, depósitos esporádicos de gravas en el lecho del río y extensas capas de basalto poco alterado y medianamente fracturado, aptas para la fundación de las obras de hormigón.

La Figura 6-5 muestra la ubicación geográfica de la presa.

Figura 6-5 - Fuente: Secretaría de Energía



Revisión del Proyecto. Alternativa de Obra Combinada de Generación y Descarga

Recientemente se realizó un estudio de variantes de proyecto a efectos de identificar posibles mejoras técnicas, económicas y ambientales y detectar aquellos aspectos cuya modificación podría ser conflictiva desde el punto de vista de la seguridad o de la afectación a los sistemas natural y social.

Se estudió la instalación de una sola central hidroeléctrica, la disminución del nivel máximo de embalse y la reducción de la potencia instalada.

También se desarrolló una alternativa consistente en la ubicación en el centro del

cauce, de una sola obra combinada de generación y descarga (central hidroeléctrica con vertedero superior y descargadores de fondo).

Para la potencia de proyecto (1.800 MW), en la alternativa de obra combinada de generación y descarga se planteó la instalación de 22 grupos hidrogeneradores de potencia unitaria 81,80 MW, 10 descargadores de fondo y 30 vanos de vertederos superficiales.

Los mejores resultados económicos correspondieron a la reducción del nivel máximo del embalse a 92,50 m.s.n.m. y potencia instalada de 1.450 MW. La generación media anual para operación como central de pasada es 6.950 GWh.

Se muestran en la tabla siguiente los datos característicos del proyecto con las variantes estudiadas.

Concepto	Proyecto Básico	Alternativa
Progresiva	km 863	
Localidad argentina más cercana	Garruchos	
Nivel máximo de embalse	94,00 m.s.n.m.	92,50 m.s.n.m.
Tipo de obra	Obras de generación y descarga separadas	Combinada de generación y descarga
Casas de máquinas	2 * 6 grupos	1* 18 grupos
Potencia instalada	1.800 MW 12 grupos Kaplan de 150 MW	1.450 MW 18 grupos Kaplan de 80,5 MW
Generación media anual ⁽¹⁾	7.500 GWh	6.950 GWh
Obras de descarga:	Capacidad: 79.500 m ³ /s	Capacidad: 83.000 m ³ /s
Vertedero	20 vanos	30 vanos
Desc. de fondo	-	10 unidades
Desvío del río	Canal s/margen derecha Un solo recinto estanco	Obras en el cauce, en dos etapas
Plazo de construcción	8 años	7 años
Inicio generación comercial	7° año	6° año
Presas laterales	Materiales sueltos, homogénea y enrocado	
Navegación	Estructuras para permitir la futura construcción de una esclusa	
Transferencia de peces	Estructuras ubicadas en los extremos de la central	
Inversión	1.100 millones U\$S	900 millones U\$S

⁽¹⁾ Operando como central de pasada

Las características consideradas en este análisis corresponden al proyecto alternativo, que es considerado también en la información de la empresa IMPSA como el proyecto factible.

Por lo tanto, los datos relevantes para el análisis son los siguientes:

- Potencia total: 1450 MW
- Energía media anual: 6950 GWh.
- Costo de inversión: 1200 MUS\$
- Plazo de ejecución: 7 años
- Inicio de generación comercial: 6 años

6.4. PROYECTOS DE GENERACIÓN EÓLICA

La Argentina posee una importante experiencia en la aplicación moderna de la energía eólica con unos 27 MW en 10 sitios diferentes emplazados en cinco provincias. A través de dicha experiencia se demostró que la tecnología eólica es una alternativa de suministro eléctrico competitiva, fundado en la satisfacción de los operadores de los aerogeneradores y la aceptación de la opinión pública.

La tabla siguiente expone los distintos parques eólicos que existen actualmente en el país.

La energía eólica tuvo en la última década en el país un crecimiento importante. A fines de 1990, la potencia instalada era casi inexistente, mientras que siete años después la generación superaba los 12 mil kW. El gran salto se registró durante el 2001, cuando se incorporaron 11.760 kW, lo que llevó el total instalado a los 27200 kW actuales. La potencia eólica en el país a finales de 2003 era de 26 MW generando alrededor de 71 GWh con un factor de capacidad medio del 31%.

PROVINCIA	Localidad	Aerogeneradores [cant.]	Potencia instalada [MW]
CHUBUT	C. Rivadavia	2	0.5
NEUQUEN	Cutral-Có	1	0.4
BS. AIRES	Punta Alta	1	0.4
BS. AIRES	Tandil	2	0.8
CHUBUT	Rada Tilly	1	0.4
CHUBUT	C. Rivadavia	8	6.0
BS. AIRES	Darregueira	1	0.75
BS. AIRES	Buratovich	2	1.2
BS. AIRES	Punta Alta	3	1.8
BS. AIRES	Claromecó	1	0.75
STA. CRUZ	P. Truncado	2	1.2
CHUBUT	C. Rivadavia	16	11.2
LA PAMPA	Gral. Acha	2	1.8
TOTAL		42	27.2

Fuente: Cámara Argentina de Generadores Eólicos

La región patagónica presenta condiciones ideales para la producción de este recurso. Lo demuestran las instalaciones de los molinos generadores en Santa Cruz, Chubut, Neuquén, La Pampa y sur de la provincia de Buenos Aires. (Fuente: Diario La Voz del Interior).

Las tendencias globales colocaron a la energía eólica como la fuente energética que más rápido ha crecido en la década de los '90 y los pronósticos señalan que estas tasas de crecimiento se mantendrán. Se estima que para fines del 2007 la capacidad global habrá superado los 32.000 MW, y a finales de 2012 se presume que llegará a unos 83.000 MW.

Dentro de las aplicaciones a baja escala, la provincia de Chubut posee un Programa de Energía Eólica en el marco del Plan Provincial de Energía No Convencional establecido por un decreto en 1984 que ha facilitado numerosas instalaciones de pequeña envergadura en dicha provincia. En el año 1985 fue creado el Centro Regional de Energía Eólica (CREE) en Chubut mediante un convenio entre la provincia de Chubut, la Universidad Nacional de la Patagonia "San Juan Bosco" y la Secretaría de Energía de la Nación, con los objetivos básicos de concentrar el conocimiento sobre el tema, realizar acciones para su aplicación, asesorar técnicamente en la materia y mantener un intercambio permanente de información con otras entidades técnicas y científicas y capacitar a profesionales.

El instrumento legal de mayor jerarquía sobre la promoción de la energía eólica en el país se obtuvo en el año 1998 mediante la Ley Nacional 25.019, llamada "Régimen Nacional de Energía Eólica y Solar". Esta ley otorga medidas básicas que estimulaban inversiones para la incorporación de la energía eólica en el mercado. Su principal mecanismo promocional es el pago de un adicional por kWh generado, que en el momento de la sanción de dicha ley incrementaba la remuneración de los generadores eólicos en 1 centavo por kWh, casi un 40% del precio de mercado por ese entonces. Como parte de los elementos de promoción, la ley establece que las inversiones de capital destinadas a la instalación de centrales y/o equipos eólicos o solares podrán diferir el pago de las sumas que deban abonar en concepto de impuesto al valor agregado por el término de quince (15) años a partir de la promulgación de esta ley.

Por otro lado, la vinculación del sistema eléctrico patagónico al sistema de 500 kV abre la posibilidad concreta de incorporar grandes volúmenes de energía eólica en el área patagónica, para su exportación al mercado. Con la interconexión de los dos sistemas SADI-SIP y por lo tanto la conformación de un único sistema integrado, importantes volúmenes de generación eólica (500 MW) conectados al sistema integrado patagónico representan un grado de inserción eólica relativamente bajo, entendiéndose por tal el porcentaje de potencia de esta fuente de energía respecto al poten-

cia total de parque (Potencia Eólica/ (Potencia Eólica + Potencia Convencional).

Estudios realizados por el Consultor indican que la vinculación de granjas eólicas de 400 MW, con tecnología de generadores de velocidad variable, pueden vincularse a los nodos de 500 kV de Puerto Madryn o Pico Truncado. Es técnicamente factible, sin que se produzcan riesgos para el funcionamiento del sistema eléctrico, ni se violen los criterios de desempeño mínimo.

En este contexto, es razonable y estratégicamente conveniente plantear dentro de las alternativas de expansión del parque de generación, un componente considerable de energía eólica.

Se considera por lo tanto la incorporación al sistema de generación, de parques eólicos con una potencia total de 400 MW, con un ingreso paulatino al sistema, según el siguiente cronograma:

- Potencia total: 400 MW
- Cronograma de ingreso:
 - Año 2008: 60 MW - 184 GWh
 - Año 2009: 200 MW - 613 GWh
 - Año 2010: 300 MW - 920 GWh
 - Año 2011: 400 MW - 1227 GWh

Para el cálculo de la energía media anual se ha considerado un factor de planta de 0.35, que es un valor en el rango de los que presentan los parques eólicos existentes en la zona patagónica.

El costo de inversión puede considerarse alrededor de 1200-1400 US\$/kW.

6.5. ALTERNATIVAS DE EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN

Con las ampliaciones de generación mediante proyectos hidroeléctricos y eólicos considerados, se evalúa el balance de energía para los distintos años del período de estudio, a los efectos de detectar si las incorporaciones propuestas permiten suplir la demanda de energía proyectada.

6.5.1. PROYECTOS EN EJECUCIÓN E INCORPORACIONES DECIDIDAS

En el balance se consideran las obras de ampliación que están en construcción - C.H. Caracoles en San Juan - y las incorporaciones de generación decididas por el gobier-

no central, que comprenden los dos ciclos combinados en Rosario y Campana, la elevación de la cota de Yaciretá y la terminación de la C.N. Atucha II.

Las características de las instalaciones a tener en cuenta en el análisis son las siguientes:

C.H. Caracoles

- Potencia total: 123.4 MW
- Energía media anual: 545 GWh.
- Año de ingreso: 2008.

Elevación cota de C.H. Yaciretá

	Actual	Futura	Diff
Cota	76	83	
Potencia (MW)	1700	3100	1400
Energía gen. (GWh)	11450	18500	7050

- Potencial: 1400 MW
- Energía media anual: 7050 GWh.
- Plazo de ejecución: 4 años
- Inversión: 545 MUS\$

C.N. Atucha II

- Potencia efectiva: 692 MW
- Potencia bruta: 746 MW
- Energía media anual: 5153 GWh. (estimada con un factor de uso del 85%)
- Plazo estimado de ejecución: 52 meses
- Inversión: 472 MS\$

La energía media anual se estimó con un factor de uso del 85%, que es algo superior al que presentan las centrales nucleares existentes, considerando que los tiempos de indisponibilidad serán menores por tratarse de instalaciones nuevas.

Ciclos Combinados en Rosario y Campana

- Potencia total: 2x800 MW
- Energía media anual: 11318 GWh. (estimada con un factor de uso del 85%)
- Entrada en servicio: las TG ingresan en el año 2008, y los CC completos en 2009.

Para el cálculo de la energía media anual se ha considerado que los ciclos se despachan manteniendo un 5% de reserva para regulación primaria de frecuencia, y que tienen un factor de uso de 85%, similar a los CC más eficientes, existentes actualmente en el sistema eléctrico argentino.

6.5.2. BALANCE DE ENERGÍA CON LOS PROYECTOS PROPUESTOS - ALTERNATIVA 1

El resultado del balance energético con las incorporaciones consideradas se presenta en la Tabla 6-3.

Las consideraciones que se han tenido en cuenta en la elaboración de este balance son las siguientes:

- Se considera como máxima generación térmica existente disponible, el valor de generación del año 2006 (532505 GWh). Éste se toma como la máxima generación que podría obtenerse del parque térmico existente, y se considera que se mantendrá hasta el año horizonte.
- Se mide el déficit como la diferencia entre la demanda y la máxima generación disponible.
- La variable de ajuste para cerrar el balance es la generación térmica existente, considerando que la nueva generación, tanto hidráulica como térmica eficiente, desplazará la generación térmica menos eficiente.
- Se mide la reserva como la diferencia entre la máxima generación térmica disponible con el parque actual y la generación térmica con el parque actual considerada para cada año.
- Sobre la demanda de exportación se han adoptado hipótesis de crecimiento, a partir del año 2010, considerando que se tenderá a utilizar en mayor medida la capacidad del vínculo en corriente continua con el sistema brasileño. En situaciones de déficit moderado puede considerarse que esta demanda es una variable de ajuste, dando prioridad al abastecimiento de la demanda interna.

Tabla 6-3: Balance de energía - Alternativa de Expansión 1

DEMANDA	AÑO											
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	
	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	
Demanda agentes	96176	97694	102744	108033	113574	119380	125464	131842	138527	145537	152888	
Exportación	2901	500	3000	2500	4380	4380	4380	4380	8760	8760	8760	
Bombeo	461	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	
Pérdidas y consumos propios	4592	4621	4860	5110	5372	5646	5934	6236	6552	6884	7231	
Total demanda	104130	103164	110954	115993	123676	129756	136128	142807	154189	161531	169230	
GENERACION												
Térmica existente	53205	53205	52304	53205	53205	50516	40473	35712	43239	50581	53205	
Hidráulica existente	41736	41000	41000	41000	41000	41000	41000	41000	41000	41000	41000	
Nuclear existente	7781	6800	6800	6800	6800	6800	6800	6800	6800	6800	6800	
Importación	1408	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	
Térmica futura												
CC en Rosario y Campana			7545	11318	11318	11318	11318	11318	11318	11318	11318	
Conversiones a CC			946	946	946	946	946	946	946	946	946	
Hidráulica futura												
Caracoles			545	545	545	545	545	545	545	545	545	
Yaciretá cota 83 m					3525	7050	7050	7050	7050	7050	7050	
Chihuido II						1070	1070	1070	1070	1070	1070	
La Leona						982	982	982	982	982	982	
La Barrancosa							1960	1960	1960	1960	1960	
Corpus							9465	15145	19000	19000	19000	
Condor Cliff								3800	3800	3800	3800	
Aña Cua					1950	1950	1950	1950	1950	1950	1950	
Garabi							6950	6950	6950	6950	6950	
Nuclear futura												
Atucha II						5153	5153	5153	5153	5153	5153	
Eólica												
400 MW progresivo			613	613	920	1227	1227	1227	1227	1227	1227	
Total generación	104130	102205	110954	115627	121409	129756	136128	142807	154189	161531	164155	
Déficit (demanda-generación)	0	959	0	366	2267	0	0	0	0	0	5074	
Déficit % (sobre la demanda)		0.9%	0.0%	0.3%	1.8%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	3.0%	
Reserva		0	901	0	0	2689	12732	17493	9966	2624	0	
Reserva %		0.0%	0.9%	0.0%	0.0%	2.6%	12.5%	17.1%	9.8%	2.6%	0.0%	

De los resultados del balance de energía planteado se puede observar lo siguiente:

- Los tiempos de ejecución de los proyectos considerados, mayormente hidroeléctricos, son tales que las incorporaciones de generación en los primeros años del plan son reducidas. Esto hace que deba continuarse utilizando a pleno el parque térmico existente para poder cubrir los requerimientos de demanda.
- A partir del año 2012 se da el mayor incremento de incorporación de generación, debido a que se superpone el ingreso de las distintas centrales consideradas. Esta nueva generación permite desplazar una considerable cantidad de energía térmica, sobre todo la menos eficiente, lo que implica que el sistema cuente con reserva de generación.
- La reserva de generación se ve agotada en el año horizonte, lo que indica la necesidad de mayor incorporación de generación, o eventualmente una reducción de la exportación.

6.5.3. BALANCE DE ENERGÍA CON INCORPORACIÓN DE GENERACIÓN TÉRMICA - ALTERNATIVA 2

El plan de expansión de la generación expuesto en el Punto anterior, basado fundamentalmente en aprovechamientos hidroeléctricos, resulta demasiado optimista en su concepción, y por ende sujeto a un riesgo considerable de concreción.

En efecto, el plan supone la incorporación de 7 (siete) centrales hidroeléctricas, la mayoría de ellas de considerable envergadura, lo que supone poca probabilidad de que puedan concretarse en los tiempos requeridos. Aún cuando se decidiera de inmediato la ejecución de las mismas (esto debería ser así para poder cumplir con los cronogramas planteados), se dan en la implementación práctica de este tipo de emprendimientos una serie de demoras que retrasan o dificultan la efectiva puesta en servicio de los mismos. Los siguientes aspectos deben tenerse en cuenta:

- Algunos de los proyectos considerados se encuentran en la actualidad aún en etapa de prefactibilidad. El estudio de factibilidad, que suele tomar entre 1.5 y 2 años, podría arrojar características del proyecto diferentes a las consideradas, modificando por lo tanto la estructura del plan de expansión. Por otro lado, podrían surgir de este estudio cronogramas de obras más extendidos que los considerados, lo cual también tendría un impacto sobre la validez del plan.
- Este tipo de emprendimientos por lo general afectan intereses de diversos sectores, e involucran acciones de diferentes entidades regionales y nacionales tales como: gobiernos provinciales, autoridades legislativas provinciales, autoridades de manejo de agua, Secretaría de Energía, Secretaría de Recursos Naturales y Ambiente de la provincias, entidades no gubernamentales, entidades ecologistas, comunidades afectadas por el emprendimiento, etc. Esto hace que en algunos casos la aprobación definitiva de un proyecto deba recorrer un largo camino de controversias y negociaciones, retrasando por lo tanto los plazos de ejecución considerados en el desarrollo de un plan de expansión de la generación.

En base a esto puede concluirse que el plan de expansión considerado en el punto anterior resulta débil frente a los cambios que podrían presentarse en las condiciones de análisis, más aún si se tiene en cuenta que el plan presenta un margen de reserva reducido, que ante cambios relativamente leves en las condiciones consideradas puede dar lugar al fracaso del plan, y por lo tanto que no se cumpla con los objetivos de calidad de suministro pretendidos.

Por este motivo, debería considerarse una adecuación del plan, de modo de lograr que el mismo sea más robusto y previsible.

Para lograr estos objetivos, hay que considerar la adición de un mayor porcentaje de generación térmica, la cual no presenta en general las dificultades de implementación mencionadas para los aprovechamientos hidroeléctricos.

La restricción mayor para la expansión de la generación térmica es la disponibilidad de combustible, específicamente de gas natural, y del precio del mismo. Además, es importante tener en cuenta, tal como se mencionó en secciones anteriores, que una vez que se normalice el mercado eléctrico serán posibles proyectos de generación térmica de alta eficiencia desarrollados por inversores privados.

Los proyectos de este tipo deberán ser localizados preferentemente cerca de las fuentes de gas (en boca de pozo) siempre que exista capacidad del sistema de transmisión para evacuar su potencia.

Al concretarse la línea de 500 kV NEA-NOA, el área NOA será un lugar donde existan ventajas competitivas para la instalación de nueva capacidad de generación térmica, toda vez que un proyecto localizado en dicha zona accedería al gas natural con mínimos cargos de transporte de gas natural. Se destaca que algo similar sucedió en la década de 1990 cuando se instalaron en el área NOA más de 1100 MW de generación térmica Ciclo Combinado para utilizar la capacidad de transporte remanente en el corredor de transporte en 500 kV que vincula actualmente las regiones NOA y CENTRO del país, accediendo al gas natural disponible en la región del NOA a precios competitivos respecto del obtenible en otras regiones del país.

Otra región que presenta ventajas para la incorporación de centrales térmicas a gas natural es la región patagónica. Las ampliaciones de la red de 500 kV permitirán evacuar la generación que se instale en la zona. La región próxima a Trelew presenta además de la disponibilidad de gas por estar cerca de las ampliaciones de los gasoductos, disponibilidad de suficiente agua para el funcionamiento de ciclos combinados de elevada potencia.

Se analiza en este punto una variante del plan de generación, en el cual se considera la adición de generación térmica tal que pueda reemplazarse el proyecto Corpus. Este proyecto es el de mayor envergadura dentro de los considerados, y la no implementación del mismo pone en riesgo considerable el suministro de energía futuro.

Se plantea la adición de la siguiente generación térmica, basada en Ciclos Combinados:

- 2010 - 800 MW - NOA
- 2013 - 500 MW - Trelew

- 2014 - 500 MW - Comahue
- 2015 - 800 MW - Cerca del Mercado (Gran Buenos Aires o región NEA)

El balance de energía resultante se presenta en la Tabla 6-4: Balance de Energía - Alternativa 2. Se observa que con el cronograma de ingreso de generación propuesto se logra cubrir la demanda de energía, con un margen de generación en los años intermedios (2010 al 2015), el cual prácticamente se agota en el año horizonte.

Tabla 6-4: Balance de Energía - Alternativa 2

DEMANDA	AÑO										
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh
Demanda agentes	96176	97694	102744	108033	113574	119380	125464	131842	138527	145537	152888
Exportación	2901	500	3000	2500	4380	4380	4380	4380	8760	8760	4380
Bombeo	461	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350
Pérdidas y consumos propios	4592	4621	4860	5110	5372	5646	5934	6236	6552	6884	7231
Total demanda	104130	103164	110954	115993	123676	129756	136128	142807	154189	161531	164850
GENERACION											
Térmica existente	53205	53205	52304	53205	49165	44209	43631	40608	48048	49082	52401
Hidráulica existente	41736	41000	41000	41000	41000	41000	41000	41000	41000	41000	41000
Nuclear existente	7781	6800	6800	6800	6800	6800	6800	6800	6800	6800	6800
Importación	1408	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200
Térmica futura											
CC en Rosario y Campana			7545	11318	11318	11318	11318	11318	11318	11318	11318
Conversiones a CC			946	946	946	946	946	946	946	946	946
Ciclos Combinados					6307	6307	6307	10249	14191	20498	20498
Hidráulica futura											
Caracoles			545	545	545	545	545	545	545	545	545
Yaciretá cota 83 m					3525	7050	7050	7050	7050	7050	7050
Chihuido II						1070	1070	1070	1070	1070	1070
La Leona						982	982	982	982	982	982
La Barrancosa								1960	1960	1960	1960
Corpus											
Condor Cliff								3800	3800	3800	3800
Aña Cua					1950	1950	1950	1950	1950	1950	1950
Garabi							6950	6950	6950	6950	6950
Nuclear futura											
Atucha II						5153	5153	5153	5153	5153	5153
Eólica											
400 MW progresivo			613	613	920	1227	1227	1227	1227	1227	1227
Total generación	104130	102205	110954	115627	123676	129756	136128	142807	154189	161531	164850
Déficit (demanda-generación)	0	959	0	366	0	0	0	0	0	0	0
Déficit % (sobre la demanda)		0.9%	0.0%	0.3%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Reserva		0	901	0	4040	8996	9574	12597	5157	4123	804
Reserva %		0.0%	0.9%	0.0%	4.0%	8.8%	9.4%	12.3%	5.0%	4.0%	0.8%

6.5.4. BALANCE DE ENERGÍA CON INCORPORACIÓN DE GENERACIÓN TÉRMICA - ALTERNATIVA 3

Se presenta en este punto otra alternativa con generación térmica, en la cual se busca reemplazar algunos de los proyectos hidroeléctricos, particularmente aquellos que se encuentran en grado de desarrollo menos avanzado (prefactibilidad), y uno de los proyectos de mayor tamaño, que pueda involucrar un mayor riesgo para el abastecimiento de la demanda si no se concreta.

El cronograma de incorporación de generación térmica es el siguiente:

- 2010 - 800 MW - NOA
- 2014 - 500 MW - Trelew
- 2015 - 500 MW - Comahue o Gran Buenos Aires o región NEA

El balance de energía obtenido es el que se presenta en la siguiente tabla. El esquema de incorporación permite reemplazar los proyectos de

- Condor Cliff
- La Barrancosa
- Garabí.

Tabla 6-5: Balance de Energía - Alternativa 3

DEMANDA	AÑO										
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh
Demanda agentes	96176	97694	102744	108033	113574	119380	125464	131842	138527	145537	152888
Exportación	2901	500	3000	2500	4380	4380	4380	4380	8760	8760	4380
Bombeo	461	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350
Pérdidas y consumos propios	4592	4621	4860	5110	5372	5646	5934	6236	6552	6884	7231
Total demanda	104130	103164	110954	115993	123676	129756	136128	142807	154189	161531	164850
GENERACION											
Térmica existente	53205	53205	52304	53205	49165	44209	41116	42115	45700	49100	52418
Hidráulica existente	41736	41000	41000	41000	41000	41000	41000	41000	41000	41000	41000
Nuclear existente	7781	6800	6800	6800	6800	6800	6800	6800	6800	6800	6800
Importación	1408	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200
Térmica futura											
CC en Rosario y Campana			7545	11318	11318	11318	11318	11318	11318	11318	11318
Conversiones a CC			946	946	946	946	946	946	946	946	946
Ciclos Combinados					6307	6307	6307	6307	10249	14191	14191
Hidráulica futura											
Caracoles			545	545	545	545	545	545	545	545	545
Yaciretá cota 83 m					3525	7050	7050	7050	7050	7050	7050
Chihuido II						1070	1070	1070	1070	1070	1070
La Leona						982	982	982	982	982	982
La Barrancosa											
Corpus							9465	15145	19000	19000	19000
Condor Cliff											
Aña Cua					1950	1950	1950	1950	1950	1950	1950
Garabi											
Nuclear futura											
Atucha II						5153	5153	5153	5153	5153	5153
Eólica											
400 MW progresivo			613	613	920	1227	1227	1227	1227	1227	1227
Total generación	104130	102205	110954	115627	123676	129756	136128	142807	154189	161531	164849
Déficit (demanda-generación)	0	959	0	366	0	0	0	0	0	0	0
Déficit % (sobre la demanda)		0.9%	0.0%	0.3%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Reserva		0	901	0	4040	8996	12089	11090	7505	4105	787
Reserva %		0.0%	0.9%	0.0%	4.0%	8.8%	11.8%	10.9%	7.3%	4.0%	0.8%

6.5.5. CUBRIMIENTO DE LA POTENCIA DE PUNTA

La expansión de la generación debe permitir cubrir no sólo los requerimientos de energía anual, tal como se ha desarrollado en el punto anterior, sino además permitir cubrir los requerimientos de potencia máxima.

En las tablas siguientes se muestra el detalle de la oferta de potencia de las alternati-

vas de expansión consideradas. En el cálculo final se ha adoptado para la nueva generación un valor de indisponibilidad del 20%, el cual es compatible con los valores registrados en el sistema argentino, y con la consideración de que las nuevas incorporaciones de generación serán de última tecnología.

En las tablas se indica el margen de reserva, el cual se mide en relación con las proyecciones de demanda de potencia máxima presentadas en la Sección 4.

En la Figura 6-6 se muestra en forma gráfica cómo se cubre la demanda máxima anual en cada alternativa. Se observa que en los años intermedios se tiene un margen de reserva elevado, y el mismo se va reduciendo hacia el año horizonte, hasta llegar a un valor mínimo.

Tabla 6-6: Balance de Potencia - Alternativa 1

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
DEMANDA										
Total demanda	16 645	17 506	18 407	19 351	20 340	21 377	22 463	23 602	24 797	26 049
GENERACION										
Existente	19000	19000	19000	19000	19000	19000	19000	19000	19000	19000
Térmica futura										
CC en Rosario y Campana		1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600
Conversiones a CC		100	100	100	100	100	100	100	100	100
Hidráulica futura										
Caracoles		125	125	125	125	125	125	125	125	125
Yaciretá cota 83 m				1400	1400	1400	1400	1400	1400	1400
Chihuido II					234	234	234	234	234	234
La Leona					240	240	240	240	240	240
La Barrancosa							550	550	550	550
Corpus						1435	2296	2880	2880	2880
Condor Cliff							607	607	607	607
Aña Cua				246	246	246	246	246	246	246
Garabi						1450	1450	1450	1450	1450
Nuclear futura										
Atucha II					692	692	692	692	692	692
Eólica										
400 MW progresivo		60	200	300	400	400	400	400	400	400
Total generación	19000	20508	20620	22017	23030	25337	26952	27419	27419	27419
Reserva (%)		15%	11%	12%	12%	16%	17%	14%	10%	5%

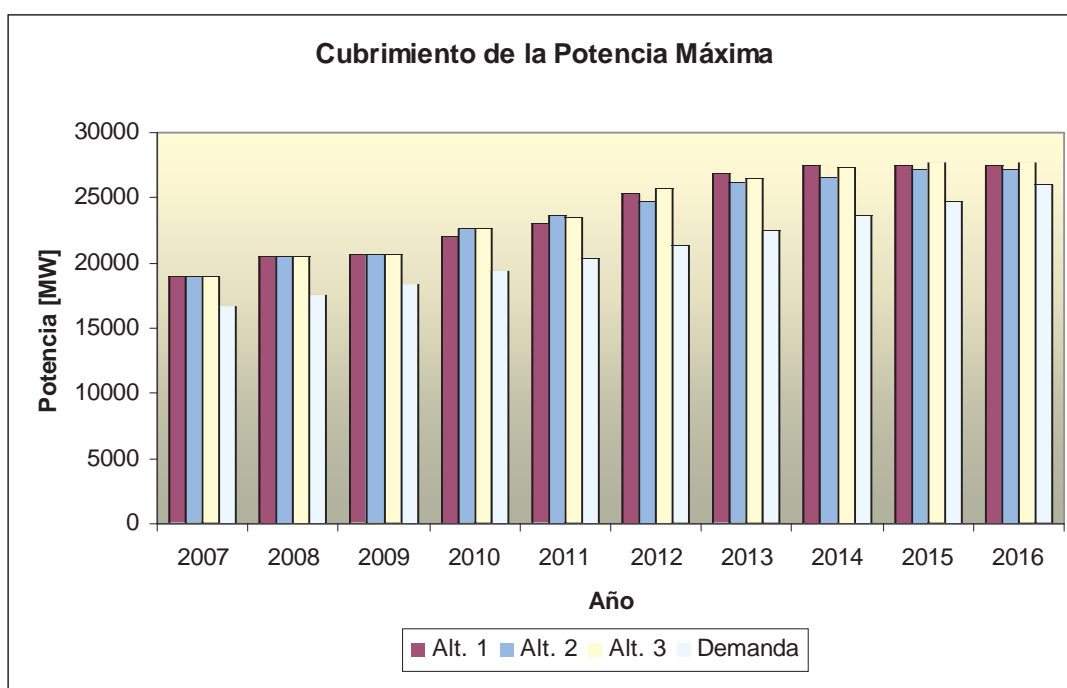
Tabla 6-7: Balance de Potencia - Alternativa 2

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
DEMANDA										
Total demanda	16 645	17 506	18 407	19 351	20 340	21 377	22 463	23 602	24 797	26 049
GENERACION										
Existente	19000	19000	19000	19000	19000	19000	19000	19000	19000	19000
Térmica futura										
CC en Rosario y Campana		1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600
Conversiones a CC		100	100	100	100	100	100	100	100	100
Ciclos Combinados				800	800	800	1300	1800	2600	2600
Hidráulica futura										
Caracoles		125	125	125	125	125	125	125	125	125
Yaciretá cota 83 m				1400	1400	1400	1400	1400	1400	1400
Chihuido II					234	234	234	234	234	234
La Leona					240	240	240	240	240	240
La Barrancosa							550	550	550	550
Corpus										
Condor Cliff							607	607	607	607
Aña Cua				246	246	246	246	246	246	246
Garabi						1450	1450	1450	1450	1450
Nuclear futura										
Atucha II					692	692	692	692	692	692
Eólica										
400 MW progresivo		60	200	300	400	400	400	400	400	400
Total generación	19000	20508	20620	22657	23670	24830	26155	26555	27195	27195
Reserva		15%	11%	15%	14%	14%	14%	11%	9%	4%

Tabla 6-8: Balance de Potencia - Alternativa 3

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
DEMANDA	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW
Total demanda	16 645	17 506	18 407	19 351	20 340	21 377	22 463	23 602	24 797	26 049
GENERACION										
Existente	19000	19000	19000	19000	19000	19000	19000	19000	19000	19000
Térmica futura										
CC en Rosario y Campana		1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600
Conversiones a CC		100	100	100	100	100	100	100	100	100
Ciclos Combinados				800	800	800	800	1300	1800	1800
Hidráulica futura										
Caracoles		125	125	125	125	125	125	125	125	125
Yaciretá cota 83 m				1400	1400	1400	1400	1400	1400	1400
Chihuido II					234	234	234	234	234	234
La Leona										
La Barrancosa										
Corpus						1435	2296	2880	2880	2880
Condor Cliff										
Aña Cua				246	246	246	246	246	246	246
Garabi						1450	1450	1450	1450	1450
Nuclear futura										
Atucha II					692	692	692	692	692	692
Eolica										
400 MW progresivo		60	200	300	400	400	400	400	400	400
Total generación	19000	20508	20620	22657	23478	25785	26474	27342	27742	27742
Reserva		15%	11%	15%	13%	17%	15%	14%	11%	6%

Figura 6-6



6.5.6. CONSUMO DE GAS NATURAL

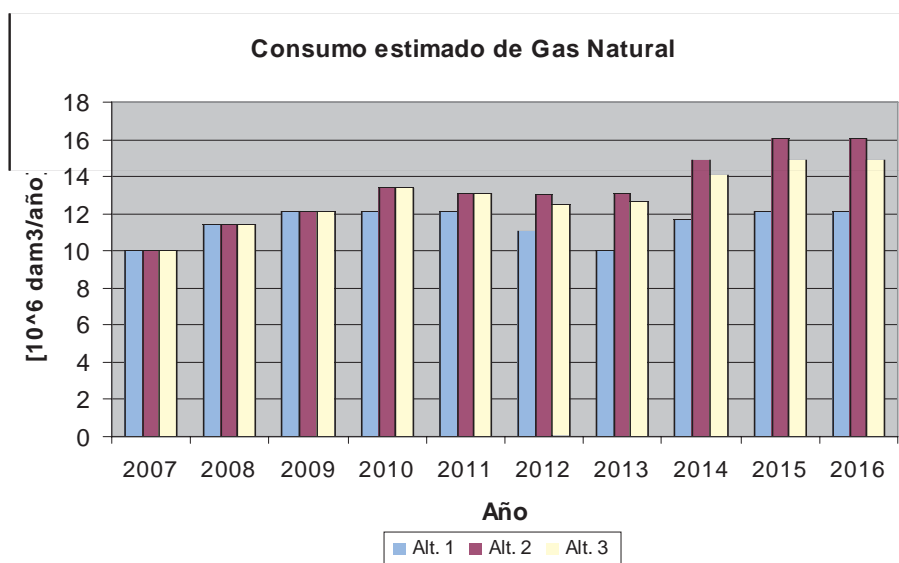
En este punto se analiza cómo varía el consumo futuro de gas natural en cada una de las alternativas de expansión consideradas.

El consumo de GN que corresponde a la generación térmica existente se ha determinado considerando el porcentaje de consumo de gas natural que se verificó en los dos

últimos años, que es aproximadamente del 85% en términos de energía. El porcentaje de consumo de este combustible bajó respecto al de los años anteriores, debido a la necesidad de incrementar la generación con combustibles líquidos. (ver Figura 2.3)

Los resultados de esta estimación se presentan en la figura siguiente.

Figura 6-7

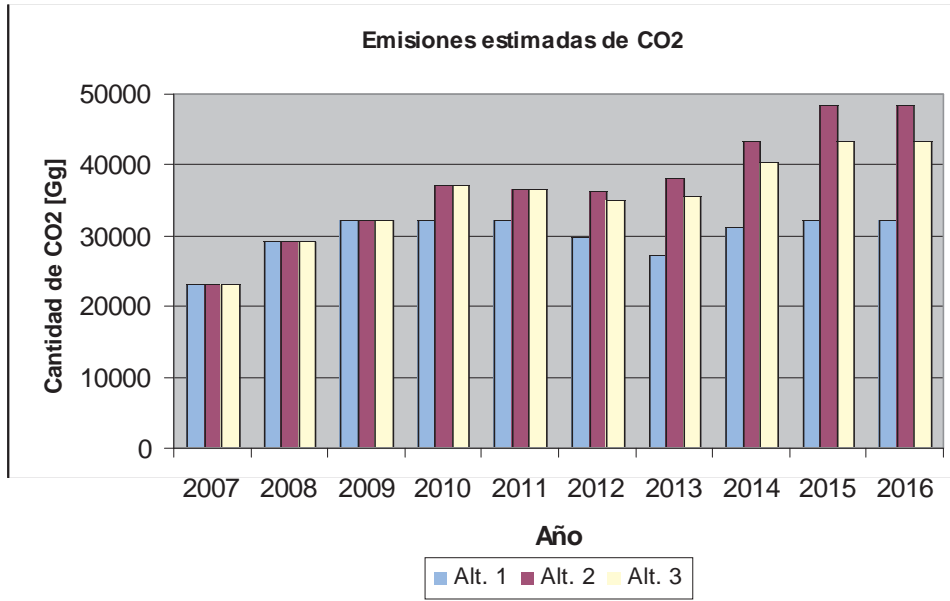


6.5.7. ESTIMACIONES SOBRE LA EMISIÓN DE CO₂

A partir de los valores de emisión por unidad de energía generada por cada tipo de central indicadas en la Tabla 6 1, se determinan en forma aproximada los niveles de emisión para cada alternativa de expansión de la generación.

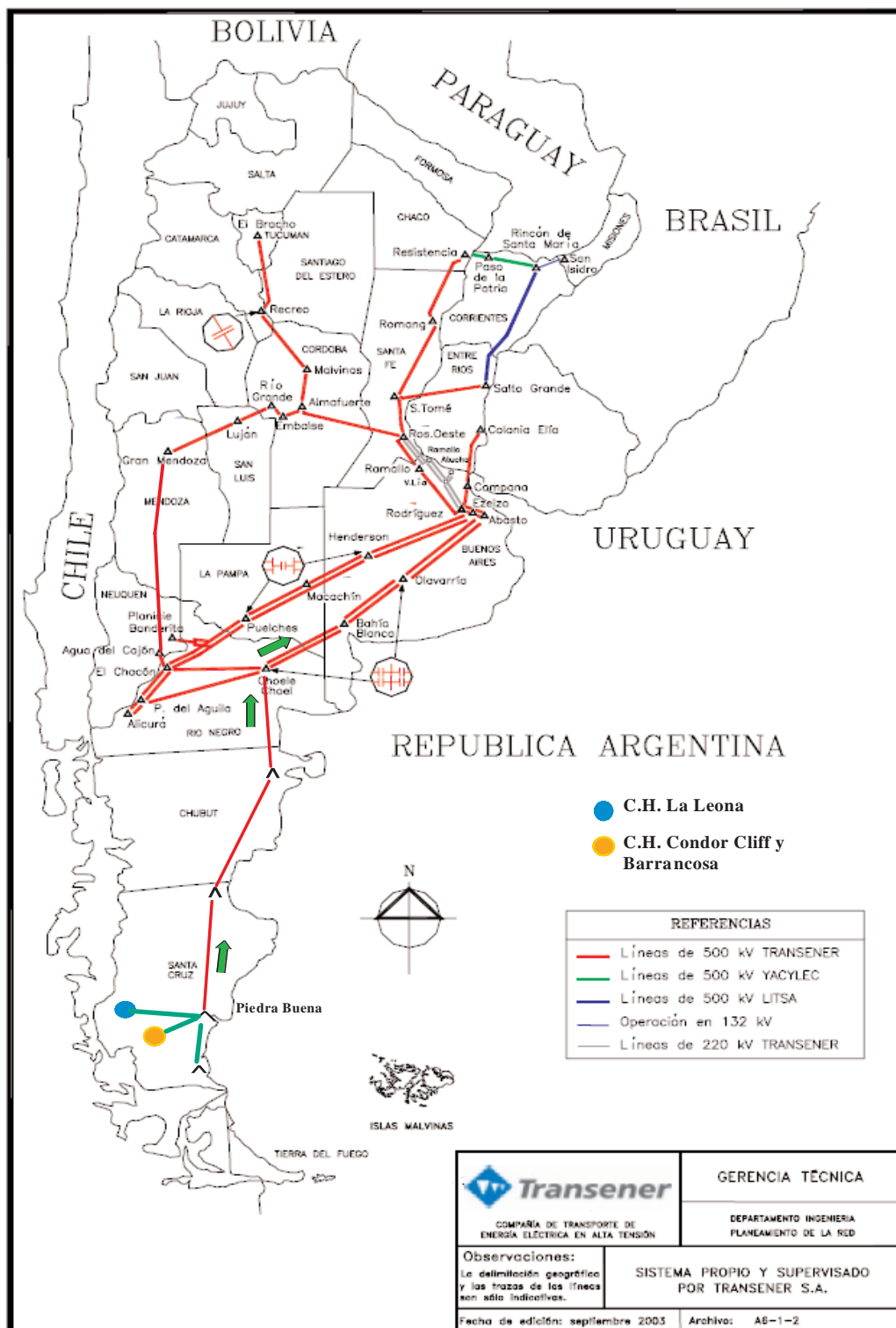
Para la generación existente se ha considerado un porcentaje de los distintos tipos de centrales en la generación térmica total. El valor medio de emisiones de CO₂ por unidad de energía térmica generada obtenido, es un valor similar al que resulta de las simulaciones presentadas en el informe de Prospectiva del año 2002 de la Secretaría de Energía, en el Punto "VII.3.2. Cálculo de emisiones futuras del MEM (2001-2012)". Este valor medio es de 0.49 tCO₂/kWh.

Figura 6-8



6.6. RESTRICCIONES DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

Figura 6-9



En la Figura 6-9 se muestra esquemáticamente cómo se vincularían al sistema de interconexión de 500 kV las centrales hidroeléctricas consideradas en la zona sur del país, éstas son: La Leona, Condor Cliff y La Barrancosa.

Estas centrales a través de las nuevas líneas de 500 kV que se extienden hasta Río Gallegos, inyectarían su potencia hacia el centro de carga - Buenos Aires y Gran Buenos Aires - por el corredor sur Comahue - Buenos Aires, en el nodo Choele Choel.

Por este motivo, el tramo de corredor comprendido entre los nodos Choele Choel y Bahía Blanca hasta Abasto, sería compartido por la generación de la región Comahue y la generación del sistema Patagónico. Dado los límites de transmisión del corredor, es posible que haya congestión del mismo, no pudiendo evacuarse la totalidad de la generación de ambas zonas. En ese caso las centrales del Comahue y Patagónicas competirían por el uso del corredor.

Esta situación presentaría mayor gravedad en el caso en que no se concretara la vinculación Comahue - Cuyo. La presencia de esta línea libera las líneas del actual corredor ampliando considerablemente la capacidad de exportación del Comahue. No obstante esto, la configuración topológica de la red y la ubicación del centro de carga del sistema, hace que el corredor Comahue - Buenos Aires tome más carga que la línea hacia la zona de Cuyo, por lo que no se eliminaría del todo la congestión del mismo.

Es de destacar además que la ubicación geográfica y capacidad de generación de estas centrales, implican la necesidad de instalar una compensación en serie en el nuevo tramo Pico Truncado - Piedra Buena, para permitir la operación estable del sistema.

Por otro lado, resulta claro que estas centrales deberán incorporar elementos de estabilización, y seguramente participar de esquemas de protección especiales, para mantener la seguridad operativa del sistema de los estándares objetivos.

7. EVALUACIÓN DE LAS INVERSIONES EN GENERACIÓN

Se presenta a continuación un cuadro comparativo con las inversiones necesarias en cada una de las alternativas evaluadas.

No se incluyen los costos de los dos ciclos combinados a instalarse en Campana y Rosario, dado que se trata de inversiones ya decididas y prontas a efectivizarse.

Lo que se presenta es una estimación de la inversión total necesaria para la adecuación del sistema de generación a las necesidades de crecimiento de la demanda. No se ha elaborado un cronograma de inversiones a lo largo del período de análisis, puesto que eso requiere conocer el cronograma de ejecución de cada obra.

OBRA	Costos en Millones de US\$		
	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3
Ciclos Combinados		1430	990
Caracoles	140	140	140
Yaciretá cota 83 m	545	545	545
Chihuido II	350	350	350
La Leona	283	283	283
La Barrancosa	680	680	
Corpus	2800		2800
Condor Cliff	760	760	
Aña Cua	250	250	250
Garabi	1200	1200	
Atucha II	472	472	472
Eólico 400 MW	530	530	530
TOTAL	8010	6640	6360

Se observa que la Alternativa 1 que tiene el mayor componente de generación hidráulica presenta el mayor costo total de inversión. Un análisis de alternativa óptima del punto de vista de la minimización de costos, implica la resolución de un modelo de optimización, con una función objetivo definida como el mínimo costo total de inversión + costo de operación + costo de energía no suministrada. Dentro de este modelo se ejecuta la simulación de la operación del sistema hidrotérmico en el horizonte de estudio considerado, la cual define la política óptima de despacho de generación para cada alternativa de expansión, considerando las restricciones de transporte, así como la disponibilidad de combustible.

8. INVERSIONES EN LOS SISTEMAS DE TRANSMISION

En la Sección 2 se describieron las acciones que se están llevando a cabo por parte del estado nacional para ampliar el sistema de interconexión, y dar solución a las debilidades estructurales y funcionales que presentan los sistemas de transmisión regionales. En particular se describió brevemente el alcance del Plan Federal de Transporte I, el cual está destinado a la realización de las ampliaciones de la red de 500 kV.

En relación con los sistemas de transmisión regionales, se describieron los aspectos fundamentales del Plan Federal II, impulsado por el Consejo Federal de la Energía Eléctrica, y de la revisión que se está llevando a cabo del mismo, para actualizarlo y ampliar su alcance, llevando el horizonte de estudio hasta el año 2010.

Esta sección tiene por objeto presentar una descripción de las principales inversiones que resultará necesario llevar a cabo en los sistemas de transmisión, tanto en el sistema de interconexión como en los sistemas regionales, para adecuar los mismos a las crecientes demandas de energía y potencia previstas para el mediano plazo, y permitir la integración de las nuevas centrales de generación al mercado. De esta forma el sistema de transporte puede cumplir su objetivo de integrar la oferta de generación a la demanda, y ser además de un servicio público el soporte sobre el que se estructura el mercado eléctrico.

8.1. OBRAS EN EL SISTEMA DE INTERCONEXIÓN DE 500 KV

El Plan Federal I incluye las principales ampliaciones del sistema de interconexión. En efecto, las obras abarcadas en el plan consisten básicamente en importantes líneas de transmisión, que en algunos casos permiten integrar áreas aisladas (LATs Choele Choel - Puerto Madryn, Pico Truncado - Río Gallegos) al sistema interconectado, y en otros casos proveen vínculos alternativos que refuerzan la capacidad del sistema e incrementan la confiabilidad transformando la naturaleza radial del sistema.

Si bien las ampliaciones de este plan proveen una mejora sustancial de la capacidad del sistema de interconexión como para hacer frente a las crecientes necesidades de uso del mismo en los próximos años, existen una cantidad de obras de adecuación y ampliación de las instalaciones existentes, que resultan necesarias para minimizar las restricciones de transporte que presenta el sistema actualmente.

Estas obras han sido identificadas en las sucesivas Guías de Referencia de Transener.

Algunas de estas ampliaciones ya cuentan con trámite regulatorio y están siendo ejecutadas. Incluso algunas de ellas están próximas al inicio de operación comercial. Se trata fundamentalmente de ampliaciones de estaciones transformadoras que presentan fuertes restricciones en condiciones de red completa, como es el caso de las estaciones Almafuerte, Malvinas y Rosario Oeste.

La Guía de Referencia de Transener para el período 2005-2012 identifica la necesidad de ampliar otras estaciones transformadoras, que en las condiciones actuales no presentan saturación en condiciones N, pero que tienen una capacidad de transformación insuficiente ante la indisponibilidad de alguno de los transformadores instalados, lo que impediría garantizar el abastecimiento de la demanda en condiciones N-1. Esto ocurre principalmente en las siguientes EETT:

Recreo: Esta estación abastece a las Provincias de La Rioja, Catamarca y parte de Santiago del Estero. La falla en alguna de las dos máquinas 500/132 kV - 150 MVA requeriría de un importante despacho de generación forzada en el área y en caso de que la misma sea insuficiente se deberá requerir a cortes de demanda.

Villa Lía: Esta ET posee un único transformador 220/132 kV - 150 MVA que abastece el norte de la Pcia. de Buenos Aires. Una falla en esta máquina puede provocar la sobrecarga del autotransformador 1 500/132 kV - 300 MVA de la ET Campana, lo cual requeriría de cortes de demanda. No hay generación en esta área que pudiera despacharse para aliviar estas sobrecargas.

Romang: Esta ET posee un único transformador 500/132 kV - 150 MVA que abastece el norte de la Pcia. de Santa Fe. Una falla en esta máquina producirá importantes cortes de demanda. No hay generación en esta área que se pudiera despachar. La ampliación correspondiente, pero como obra de seguridad ("reserva fría"), estaría lista para abril de 2005.

Ramallo: Esta ET posee un único transformador de 300 MVA que abastece al norte de la Pcia. de Buenos Aires y el sur de la Pcia. Santa Fe. La falla de esta máquina requeriría de un importante despacho de generación forzada de las máquinas que aportan a barras de 132 kV de la ET San Nicolás, y en caso de que la misma sea insuficiente se deberá requerir cortes de demanda.

Ezeiza: Abastece al área Gran Buenos Aires. La falla en alguna de las tres máquinas 500/220/132 kV - 850/800/305 MVA requeriría de despacho de generación forzada en el área y quedarían indisponibles dos de los seis compensadores sincrónicos de esta EETT, limitando las transferencias desde el Comahue.

Olavarría: Abastece a la zona Atlántica de la Pcia. de Buenos Aires. La falla en alguna de las dos máquinas 500/132 kV - 300 MVA requeriría de despacho de importante generación forzada en el área (Mar del Plata y Necochea).

Henderson 500/132 kV: El transformador 2 de la ET Henderson 500/132 kV - 100 MVA abastece a la zona Oeste de la Pcia. de Buenos Aires. La falla de esta máquina requerirá de la realización de importantes cortes de demanda. No hay generación en esta área que pudiera despacharse para disminuir los cortes de demanda.

Planicie Banderita: Abastece principalmente a demandas del norte de la Pcia. de Neuquén. La falla en esta máquina 500/132 kV - 150 MVA requeriría de un importante despacho de generación forzada en el área y en caso que la misma sea insuficiente se deberán requerir cortes de demanda.

Choele Choel: Esta ET posee un único transformador 500/132 kV - 100 MVA que abastece demandas al norte de la Pcia. de Río Negro. Si bien la carga de este transformador es muy baja, una falla en esta máquina producirá cortes de demanda en esta área.

Bahía Blanca: Abastece a la ciudad de Bahía Blanca y al sur de la Pcia. de Buenos Aires. La falla en alguna de las dos máquinas 500/132 kV - 300 MVA requeriría de importantes cortes de demanda. No hay generación en esta área que pudiera despacharse para disminuir los cortes de demanda.

Rincón: Abastece a la Pcia. de Misiones y al Noroeste de la Pcia. de Corrientes. La falla en esta máquina 500/132 kV - 300 MVA requeriría de un importante despacho de generación forzada en el área y de cortes de demanda en horarios de demanda pico.

Paso de la Patria: Abastece a la ciudad de Corrientes y al este de la Pcia. de Corrientes. La falla de esta máquina produciría problemas de sobrecarga y de tensión, lo que requeriría de la realización de importantes cortes de demanda para evitar los mismos.

Si bien estas ampliaciones han sido identificadas en la Guía de Referencia de Transener como obras de confiabilidad (necesarias en estados N-1), en un horizonte de mediano plazo más extendido, como se evalúa en este trabajo, estas ampliaciones resultarán necesarias para garantizar el suministro en las condiciones de suficiencia y confiabilidad requeridas.

Se describen a continuación las principales ampliaciones para el sistema de interconexión, identificadas por Transener

Tabla 8-1

Obra	Plazo de obra [meses]	Fecha de necesidad	Justificación	Costo estimado [MM US\$]
Línea de 500 kV de 236 km entre G. Rodríguez y C. Elía. Reactores de línea 1x70 MVar 1x50 MVar	24	2009	Refuerza la interconexión GBA -LIT. Imprescindible, junto con la Rincón - S.Grande, para aumentar en el más corto plazo posible la capacidad de transporte desde el nodo Rincón hacia LIT -GBA, para solucionar urgentes problemas de abastecimiento. Reduce sobrecargas en post-falla de líneas del corredor. Compatible con una exportación a Brasil de 3200 MW y Yacyretá en cota 83 m.	143.6
ET Luján 500 kV Instalación de un reactor de barras de 150 MVar. Adecuación ET.	18	2009	Evita problemas de sobre tensiones en escenarios de valle y con pocas unidades de generación despachadas en el área Cuyo o en Río Grande/Embalse.	10.6
ET Malvinas 500 kV Instalación transformador 300 MVA. A	18	2008	Imprescindible para el abastecimiento de la demanda de EPEC ante baja hidraulicidad y/o indisponibilidad de generación en Córdoba, por ej. de la C.T. Pilar. Posible saturación de los transformadores existentes a partir del escenario de verano de 2006/ 2007, aún con disponibilidad total de la generación.	17.0
EETT Almafuerter y Río Grande Línea de 500 kV Almafuerter -Río Grande, de 42 km de longitud. Adecuación EETT.	36	2012	Permite eliminar las restricciones impuestas por el límite térmico de las líneas Río Grande – Embalse y Embalse - Almafuerter. Las solicitudes para el corredor Cuyo-Centro-Litoral, al que pertenece esta línea, se incrementarán con el ingreso de la línea Comahue -Cuyo y con la plena disponibilidad de la Central Río Grande. Para altas demandas del SADI, este corredor presenta un camino de bypass a las restricciones existentes en GBA para la generación de Comahue, lo que cobra importancia ante la falta de proyectos de generación en el SADI. Mejora significativamente la confiabilidad de la vinculación de la Central Embalse con el SADI, en nodos estratégicos desde el punto de vista del control de las tensiones.	54.0

Obra	Plazo de obra [meses]	Fecha de necesidad	Justificación	Costo estimado [MM US\$]
ET Santo Tomé 500 kV Instalación de un tercer trafo de 500/132 kV, 300 MVA.	18	2007/08	Los transformadores existentes presentan altos valores de carga desde los escenarios de pico del año 2005. La postergación de la nueva ET de 500 kV Gran Paraná hace imprescindible esta ampliación.	17.0
ET Ezeiza 500 kV Instalación de un 4° transformador de 500/220 kV, 850/800 MVA. Adecuación ET.	18	2009	Sobrecarga de los transformadores existentes en caso de baja generación en GBA. Mejora la confiabilidad del abastecimiento del área y en caso de indisponibilidad de algún transformador evita la sobrecarga de los tres restantes.	33.5
ET Recreo 500 kV Instalación de un tercer trafo de 500/132 kV, 150 MVA. Adecuación ET.	18	2009	Necesario para el abastecimiento de la demanda	12.0
ET Henderson 500 kV Reemplazo del actual T2HE 100 MVA por otro de 150 MVA.	18	2009	Evita restricciones en caso de indisponibilidad del restante transformador 500/132 kV de Henderson, que abastece a la zona centro -oeste de la Provincia de Bs.As	12.0
ET Bahía Blanca 500 kV Instalación de un tercer transformador 500/132 kV, 300 MVA.	18	2010	Mejora la confiabilidad del abastecimiento del área y en caso de indisponibilidad de algún transformador evita la sobrecarga de los restantes.	18.0
ET Olavarría 500 kV Instalación de un autotransformador 500/132 kV MVA. Adecuación ET.	18	2011	Imprescindible en caso de incrementarse las transferencias hacia la zona Atlántica a partir de la construcción de nuevos corredores de 132 kV hacia Mar del Plata, si se sigue demorando el abastecimiento en 500 kV	17.0
ET Ramallo 500 kV Transformador de 500/220 kV - 300 MVA y de un segundo transformador 220/132 kV -300 MVA.	24	2012	Insuficiencia de un solo transformador de 500/220 kV - 300 MVA en postfalla de líneas adyacentes de 500 kV. Mejora la confiabilidad del abastecimiento en 132 kV, ante la falla del único transformador existente. Elimina las necesidades de generación forzada en 220 y en 132 kV.	24.0

Obra	Plazo de obra [meses]	Fecha de necesidad	Justificación	Costo estimado [MM US\$]
ET Ramallo 500 kV Transformador de 500/220 kV - 300 MVA y de un segundo transformador 220/132 kV -300 MVA.	24	2012	Insuficiencia de un solo transformador de 500/220 kV – 300 MVA en postfalla de líneas adyacentes de 500 kV. Mejora la confiabilidad del abastecimiento en 132 kV, ante la falla del único transformador existente. Elimina las necesidades de generación forzada en 220 y en 132 kV.	24.0
ET 25 de Mayo Instalación de un seg. transformador, de 500/132 kV, 300 MVA.	18	2012	Mejora la confiabilidad del abastecimiento del área y en caso de indisponibilidad del otro transformador evita la sobrecarga de los restantes transformadores del área.	17.0

8.2. OBRAS NECESARIAS EN LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN Y SUBTRANSMISIÓN REGIONALES

Se identifican en esta punto las obras necesarias de ampliación y adecuación de los sistemas de transmisión y subtransmisión de las ocho regiones eléctricas del país.

Las obras se identifican a partir de la información sobre distintos planes de expansión y adecuación de los sistemas, elaborados tanto por las empresas transportistas y distribuidoras regionales, como por otras entidades y asociaciones del sector, tales como el Consejo Federal de la Energía Eléctrica, la Asociación de Transportistas de la Energía Eléctrica (ATEERA) y la Asociación de Distribuidores (ADEERA).

La documentación base utilizada para la definición de obras necesarias es la siguiente:

- Guías de Referencia del Sistema de Transporte de las transportistas:
 - TRANSBA
 - TRANSNEA
 - TRANSNOA
 - DISTRICUYO
 - TRANSCOMAHUE
 - TRANSPA
 - EPEC

- Guías de Referencia de Distribuidores
 - Edersa
 - Edemsa
 - Edenor
 - Energía San Juan
- Plan Federal de Transporte II - Período 2004-2008 y revisión.
- Otros informes y presentaciones sobre el sistema de transporte de ATEERA, ADEERA, empresas de transmisión y otras entidades del sector.

A partir de las obras incluidas en el Plan Federal II se identificaron aquellas que ya han sido o están siendo ejecutadas. Se ha identificado también aquellas obras contenidas en el Plan que tienen trámite regulatorio iniciado (autorización del ENRE), y se encuentran próximas a ejecutarse.

El listado de obras de ese Plan se completó con obras propuestas en los documentos mencionados, a los efectos de completar las mismas extendiendo el horizonte considerado, y reemplazar obras en los casos en que se detecten obras alternativas.

Debe destacarse que si bien el horizonte de estudio del Plan Federal II - 2008 y 2010 la revisión que está siendo ejecutada - la mayoría de las obras que no resultaron prioritarias o imprescindibles para ese período de análisis (Obras C), resultarán necesarias para un horizonte de tiempo más alejado. Por este motivo, las mismas han sido consideradas en este caso.

Debe destacarse además que el criterio seguido para evaluar las obras en el Plan Federal II, es un criterio estricto que sólo intenta calificar (Obras A) las ampliaciones que son imprescindibles para el abastecimiento de la demanda, sin evaluar las condiciones de seguridad operativa y calidad de producto. Es decir sólo se considera la suficiencia del sistema.

La aplicación de tales criterios para evaluar las ampliaciones resultó aceptable en un contexto donde la situación de los sistemas regionales era crítica (aún perdura esa situación en muchos de los sistemas regionales), y resultó necesario identificar aquellas obras que por lo menos permitirían abastecer la demanda.

En un contexto más amplio donde se persigue una visión estratégica de mediano y largo plazo para el crecimiento del sector eléctrico, es necesario considerar todas las

obras de ampliación para los sistemas de transmisión, tal que se alcancen los estándares de suficiencia, seguridad y calidad requeridos.

En el Anexo se detallan las obras de ampliación para cada uno de los sistemas regionales. Las mismas incluyen:

- Refuerzos de vínculos de transmisión (líneas aéreas y cables subterráneos) existentes por superación de la capacidad de los mismos.
- Nuevos vínculos de transmisión que proveen caminos alternativos de flujo de potencia (redundancia de vínculo), permitiendo descargar vínculos saturados y/o mejorando la confiabilidad del sistema.
- Ampliaciones de estaciones transformadoras por superación de la capacidad existente.
- Incorporación de compensadores de potencia reactiva, para mejorar el control de tensión y seguridad operativa del sistema, e incrementar la capacidad de transmisión, verificando los criterios de desempeño mínimo.
- Adecuación de estaciones transformadoras mediante cambios de configuración de barras y mejoramiento de los sistemas de protección y control, tal que permiten mejorar la funcionalidad y su consiguiente beneficio para la confiabilidad del sistema.
- Obras mayores que incluyen nuevas alimentaciones a centros de distribución y nodos importantes de la red en niveles de tensión superiores a los existentes, que incrementan en forma significativa la capacidad del sistema y proveen niveles considerables de reservas de transmisión, mejorando la suficiencia y seguridad del sistema.

En las planillas del Anexo se da una descripción breve de la obra, se incluye una síntesis de la justificación de la misma, el plazo de ejecución, la fecha estimada en que debería entrar en servicio, y un valor estimado del costo de la misma sin impuestos.

8.3. RESUMEN DE LAS INVERSIONES EN LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN

Se presenta un cuadro indicativo donde se resumen los costos de inversión de las obras consideradas, desagregando las obras para el sistema de interconexión descritas en el Punto 8.1, y las ampliaciones de los sistemas regionales.

Debe destacarse que en las inversiones de la red de 500 kV no se incluyen aquellas contenidas en el Plan Federal de Transporte I, y sólo las obras de adecuación indicadas en 8.1.

Tabla 8-2

Sistema de transmisión	Cantidad de Obras	Total inversión [MMUS\$]
de interconexión de 500 kV	12	375.7
Buenos Aires	36	542.1 (*)
Centro	20	265 (*)
NEA y Litoral	43	169.1
Cuyo	27	95.1
Comahue	32	121.2
Patagónico	11	61.2 (**)
NOA	33	115.8
TOTAL		1745.2

(*) Incluye obras en 500 kV

(**) No se incluyen las tres obras de interconexión de regiones aisladas, cuyo costo es elevado y suman un total de 60.88 Millones de US\$.

Si se incluyen las obras del Plan Federal I que aún no han sido ejecutadas o no se ha comenzado aún con su construcción, las inversiones son las indicadas en la siguiente tabla.

Sistema de transmisión	Cantidad de Obras	Total inversión [MMUS\$]
de interconexión de 500 kV	12	4973.7
Buenos Aires	36	542.1 (*)
Centro	20	265 (*)
NEA y Litoral	43	169
Cuyo	27	95.1
Comahue	32	121.2
Patagónico	11	61.2 (**)
NOA	33	112.2
TOTAL		6339.5

Las obras del Plan Federal I consideradas son:

- LAT Recreo - La Rioja
- LAT Comuahue - Cuyo
- LAT NEA - NOA
- LAT Yaciretá 3er tramo
- LAT Pico Truncado - Río Gallegos

9. RESUMEN Y CONCLUSIONES

En este trabajo se presenta una evaluación de las inversiones que deberían tener lugar en el sistema eléctrico argentino en un horizonte de 10 años, para hacer frente a los requerimientos de demanda de energía y potencia eléctrica estimados, según una hipótesis de crecimiento económico sostenido del 5% anual.

La perspectiva de incremento de la demanda se evalúa sobre la premisa de un crecimiento definido del PBI, es decir, se pretende determinar cuáles serían las inversiones necesarias en el sistema eléctrico, de modo tal que pueda lograrse una meta de crecimiento macroeconómico, sin que el mismo se vea restringido por limitaciones en el suministro de energía eléctrica.

No se elabora una planificación óptima de los sistemas de generación y transmisión en el sentido tradicional, sino que se persigue como objetivo definir una estrategia general de crecimiento del sistema eléctrico, donde se tenga en cuenta la evolución esperada del contexto institucional y regulatorio en el cual deberá desenvolverse la expansión del sistema. Asimismo, el planteo sobre la forma más conveniente de expandir el sistema eléctrico también tiene en cuenta las características físicas y operativas del sistema y la disponibilidad de recursos energéticos del país, y el intercambio con los países vecinos.

Las alternativas de expansión de la generación que se plantean en este trabajo se basan en las siguientes consideraciones:

- El mercado eléctrico se encuentra en un estado de transición. Se manifiesta por parte del Estado una voluntad para normalizar el funcionamiento del mismo, y consolidarlo según el espíritu de las reformas introducidas en la Ley 24065. Sin embargo, no hay actualmente una perspectiva cierta sobre cuándo y en qué condiciones se produciría tal normalización del mercado eléctrico.
- En este contexto no existen señales para el incentivo de la inversión privada en generación, por lo que la expansión de la generación en el mediano plazo deberá ser atendida fundamentalmente con fondos del Estado.
- La matriz energética del país es fuertemente dependiente del gas natural, y un porcentaje muy significativo del consumo de este combustible se utiliza en la generación de energía eléctrica. Por este motivo, es conveniente plantear alternativas de expansión de la generación con un fuerte componente en fuentes de energía renovables y combustibles alternativos.

- Se está llevando a cabo la ampliación del sistema de interconexión de 500 kV, lo que amplía fuertemente las reservas de transmisión. Esto permite la inserción de generación hidroeléctrica, que generalmente está emplazada lejos de los centros de consumo. Este elemento se tiene en cuenta al momento de elegir los proyectos candidatos, tratando de lograr un uso óptimo de las instalaciones existentes y reduciendo en lo posible la necesidad de conexiones profundas de gran longitud para vincular las nuevas centrales.
- Se identifican los emprendimientos hidroeléctricos que resultan los más apropiados desde el punto de vista de su factibilidad en el mediano plazo. Esta selección se realiza en base a información disponible sobre los estudios de emprendimientos hidroenergéticos llevados a cabo por las empresas estatales Agua de Energía e Hidronor, y revisiones de consultoras privadas. Asimismo, se tuvo en cuenta la opinión de empresas vinculadas al desarrollo de este tipo de proyectos, tales como la empresa IMPSA.
- Se considera la inclusión de una cantidad importante de energía eólica. La capacidad eólica considerada si bien es elevada en relación con la capacidad instalada actual y la evolución que ha tenido la misma en la última década, es conservadora si se observa la tendencia de crecimiento exponencial que está teniendo este tipo de generación a nivel mundial, y que la Argentina tiene en la Patagonia un ingente potencial eólico.

En base a estos principios generales se plantean tres alternativas para la expansión de la generación. La primera de ellas cumple en mayor medida con los objetivos planteados, por cuanto incorpora una cantidad elevada de generación de fuentes renovables, especialmente hidroeléctrica. Sin embargo, resulta menos factible desde el punto de vista de las posibilidades de su implementación, si se tienen en cuenta las dificultades y retrasos que tienen este tipo de emprendimientos. Un retraso importante en el cronograma de ejecución planteado para las expansiones pone en riesgo la efectividad del plan para lograr el cubrimiento de la demanda con los niveles de suficiencia y confiabilidad mínimos requeridos.

Las otras dos alternativas planteadas consideran un porcentaje de generación térmica a gas natural en la expansión. Se considera que estas alternativas son más viables para el mediano plazo, y presentan menor riesgo de que el plan se resienta por la no concreción de algunas de las obras o por retrasos considerables en la ejecución de las mismas. Por otro lado, si se normaliza el mercado y se logran señales de precio conveniente, la generación térmica podría ser cubierta con inversión privada, relevando al Estado de tener que financiar la totalidad de las inversiones en generación. Quedarían en manos del Estado las decisiones de inversión y promoción de las fuen-

tes de energía renovables, ya que por su elevado costo de inversión y bajo factor de carga, no resultan en general atractivos para el sector privado, a menos que se implementen medidas de incentivo convenientes.

En relación con la expansión del sistema de transmisión, tanto del sistema de interconexión como de los sistemas regionales, se identifican todas las obras necesarias que permiten dotar a los mismos de los niveles de suficiencia y confiabilidad necesarios para satisfacer los requerimientos de energía y potencia eléctrica estimados según las hipótesis de crecimiento consideradas.



CÁMARA ARGENTINA DE LA CONSTRUCCIÓN

**EVALUACIÓN DE LAS INVERSIONES NECESARIAS PARA EL
SECTOR ELÉCTRICO NACIONAL EN EL MEDIANO PLAZO**

ANEXO

**OBRAS DE AMPLIACIÓN DE LOS SISTEMAS
DE TRANSMISIÓN REGIONALES**

EVALUACIÓN DE LAS INVERSIONES NECESARIAS PARA EL SECTOR ELÉCTRICO NACIONAL EN EL MEDIANO PLAZO

OBRAS DE AMPLIACIÓN DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN REGIONALES

ÍNDICE

1. OBRAS DEL SISTEMA REGIONAL BUENOS AIRES	4
2. OBRAS DEL SISTEMA REGIONAL CENTRO	9
3. OBRAS DE LOS SISTEMAS REGIONALES NEA Y LITORAL	12
4. OBRAS DEL SISTEMA REGIONAL CUYO	17
5. OBRAS DEL SISTEMA REGIONAL COMAHUE	22
6. OBRAS DEL SISTEMA PATAGÓNICO	27
7. OBRAS DEL SISTEMA REGIONAL NOA	29

1. OBRAS DEL SISTEMA REGIONAL BUENOS AIRES

OBRA	PLAZO DE OBRA (MESES)	FECHA NECESIDAD	JUSTIFICACIÓN	COSTO ESTIMADO (MM U\$S)
Ampliación Campana de un segundo transformador de 500/132/13.2 KV - 300/300/70 MVA.	18	2007	Permite restablecer la configuración anillada adoptada para evitar sobrecargas durante horas pico que actualmente se registrarían en los transformadores 500/132 KV - 300 MVA y 500/132 kV - 150 MVA, este último instalado en forma provisoria hasta tanto no se finalice la ampliación de la ET Campana.	5.08
LAT 132 kV Pergamino - Colón y ET 132 kV. en Colón 15/10/15 MVA.	18	2008	Resuelve problemas de abastecimiento a Colón por saturación del sistema en 33 kV, ya que tiene actualmente excesivas caídas de tensión.	5.93
Ampliación ET Las Palmas y ET Campana II	12	2007	Valores de tensión < 0.9 y sobrecargas en líneas para condiciones N-1. Mejoran vinculación y confiabilidad. Se abastecerían nuevas cargas del área en media tensión.	0.49
LAT 132 kV Las Palmas - Campana	8	2010	Refuerza la red de transporte en 132 kV de la zona Norte y evita cortes de demanda en caso de estar fuera de servicio alguna de las líneas de 132 kV que vinculan a Campana con Zárate.	4.10
ET Baradero (Alternativa 1): 2do. Transf. 132/33/13.2 kV 30/30/15 MVA. 1 campo 132 kV	10	2010	Evita cortes ante la salida de un transformador	1.20
Nueva ET Luján 132/33/13.2 kV 1 x 30/20/30 MVA.	9	2007	Saturación ET existente sin posibilidades de expansión	0.95
Línea de 132 kV de 39 km entre Baradero y Villa Lía.	12	2010	Evita graves problemas de tensión y cortes de demanda en caso de hallarse fuera de servicio la línea de 132 kV San Nicolás-Ramallo - San Pedro. Mejora la confiabilidad del suministro en toda la zona Norte.	5.40
ET Chivilcoy: cambiar dos transf. 132/33/13.2 kV 15/10/15 MVA existentes por otros dos de 30/20/30 MVA.	8	2008	Saturación de la capacidad de transformación	2.50

OBRA	PLAZO DE OBRA (MESES)	FECHA NECESIDAD	JUSTIFICACIÓN	COSTO ESTIMADO (MM U\$S)
ET S. Antonio de Areco: 2do. Transf. 132/33/13.2 kV 15/10/15 MVA. + campo 132 kV		2007	Evita cortes ante la salida de un transformador	0.76
ET Junín: cambiar dos transf. 132/33/13.2 kV 15 MVA existentes por otros dos de 30/20/30 MVA.		2007	Evita cortes ante la salida de un transformador	0.62
ET Mercedes: cambiar dos transf. 132/33/13.2 kV 15/10/15 MVA existentes por otros dos de 30/20/30 MVA.		2007	Evita cortes ante la salida de un transformador	0.62
ET Rojas: cambiar dos transf. 132/33/13.2 kV 15/10/15 MVA existentes por otros dos de 30/20/30 MVA.		2007	Evita cortes ante la salida de un transformador	0.62
LAT S.A. De Areco - Desvío Capilla del S. - Luján Acometidas subterráneas Luján y Areco Adecuac. Areco. Salida 1 línea Adecuación Luján LAT Areco - Villa Lía Adecuac. V. Lía	24	2007	Solución al abastecimiento de Luján. Actualmente depende del corredor Morón - Luján el cual se encuentra saturado.	12.00
ET 25 de Mayo 500 kV 1 x 300 MVA, seccionando 1 de las LEAT 500 kV Henderson - Ezeiza.LAT 25 Mayo - Chivilcoy LAT 25 Mayo - Chivilcoy Apertura LAT Bragado - Saladillo Adecuación ET Bragado: 1 salida línea Adecuación ET Chivilcoy: 1 salida línea	24	2008	Soluciona a largo plazo problemas de abastecimiento de la zona centro (sobrecarga transf. 500/220 kV de Henderson, caída de tensión y sobrecarga LAT 220 kV Henderson - Bragado, problemas de tensión en 132 kV, sobrecargas en líneas, etc.). Se elimina la actual dependencia de toda el área de un único vínculo (línea 220 kV Henderson - Bragado). Incrementa inyección de potencia en el corredor Olavarría - Chascomús y contribuye a reducir el aporte de La Plata hacia Chascomús. - Alternativas a ET Bragado	16.00

OBRA	PLAZO DE OBRA (MESES)	FECHA NECESIDAD	JUSTIFICACIÓN	COSTO ESTIMADO (MM U\$S)
* Ampliación Henderson 500/132 kV.	18	2011	Elimina sobrecargas que actualmente se registran en el único transformador 500/132 kV de la ET Henderson en condiciones normales. Ésta es una solución forzada de corto plazo, hasta tanto se ponga en servicio la futura ET 25 de Mayo. No sería necesaria con EE.TT. 500 kV Bragado o 25 de Mayo	15.00
Línea de 132 kV de 54 km entre Bragado y Nueve de Julio. Adecuación ET Nueve de Julio a 132 kV.	18	2011	Descarga los autotransformadores de 132/66 kV de Bragado y evita la realización de cortes de demanda en caso de hallarse fuera de servicio alguno de ellos o alguna de las líneas de 66 kV del corredor Bragado - Trenque Lauquen.	16.00
Instalación de un segundo transformador 500/132/13.2 kV - 150 MVA	18	2009	Permite eliminar la sobrecarga del actual transformador 500/132 kV - 100 MVA (T2HE).	12.00
* LAT 132 kV Henderson - Pehuajó y nueva ET Pehuajó 132 kV.	18	2009	Elimina restricciones por caída de tensión y saturación de la transformación 132/66 kV de Bragado. Descarga el nodo Trenque Lauquen. Analizar en conjunto con Ampliación Henderson 500/132 kV	8.00
* LAT 132 kV Pehuajó - Gral. Villegas y nueva ET Gral. Villegas. (140 km)	18	2009	Permite alimentar las demandas de Gral. Villegas en 132 kV eliminado los problemas de tensión en esta zona. Elimina problemas de tensión en Trenque Lauquen y descarga la línea Henderson - Trenque Lauquen.	15.20
ET C. Casares: cambiar 2 transf. 66/13.2 kV 5 y 7.5 MVA existentes por otros 2 de 10 MVA		2010	Evita cortes ante la salida de un transformador	2.30
ET Lincoln: cambiar uno de los 2 transf. 132/33/13.2 kV (15 y 10 MVA) existentes por uno de 30/20/30 MVA.		2010	Evita cortes ante la salida de un transformador	0.62
Nueva ET Lobos 132 kV - Dos transformadores 132/33/13.2 kV - 15 MVA.	18	2008	Relacionado con la obra siguiente	5.40

OBRA	PLAZO DE OBRA (MESES)	FECHA NECESIDAD	JUSTIFICACIÓN	COSTO ESTIMADO (MM U\$S)
Línea 132 kV Lobos - 25 de Mayo - 100 km	10	2010	Elimina los problemas de tensión en barras de 66 kV de Lobos y la dependencia de una sola línea de 66 kV que alimenta a Las Heras y Lobos desde Luján. Descarga el nodo Luján.	11.20
LAT 132 kV Monte - Lobos	18	2011	Refuerza la inyección de potencia hacia la zona Atlántica Norte, favoreciendo a disminuir la transferencia por el corredor La Plata - Verónica - Chascomús.	6.00
Nueva línea de 500kV entre ET Abasto y nueva ET Mar del Plata 500 - capacidad de transformación de 500/132kV de 600MVA.	36	2013	Constituye una solución a largo plazo de los problemas de tensión y abastecimiento del área Atlántica. Permite eliminar prácticamente la generación forzada en la costa Atlántica y mejora la confiabilidad del suministro.	236.00
*Nueva ET en Gral. Conesa 500/132 kV - 300 MVA - vinculada a la línea de 500 kV Abasto - Mar del Plata. Seccionamiento de la línea de 132 kV Dolores - San Clemente y vinculación de la misma a barras de 132 kV de Gral. Conesa.	36	2008	Relacionada con la obra anterior. Elimina generación forzada en la zona norte de la costa Atlántica. Constituye una solución a largo plazo de los problemas de tensión y abastecimiento. Mejora la confiabilidad del suministro tanto en la zona norte de la costa como en la zona centro - Atlántica.	58.00
Ampliación transformación a 132 kV en ET Bahía Blanca. (Tercer transf. 500/132 kV - 300 MVA)	18	2008	Evita la realización de cortes de demanda en caso de hallarse fuera de servicio uno de los actuales autotransformadores de 500/132 kV de Bahía Blanca.	5.90
Línea 132 kV C. Suárez - C. Pringles de 95 km	18	2011	Evita problemas de tensión y cortes de demanda en estados de carga pico, en caso de hallarse fuera de servicio las líneas de 132 kV B. Blanca - Pigué, Cnel. Suarez - Henderson y Olavarría - Henderson.	11.50
Línea 132 kV Olavarría - La Pampita # 2 (segundo circuito) - 35 km	18	2011	Refuerza la red de transporte en 132 kV de la zona Oeste y evita cortes de demanda en caso de estar fuera de servicio las líneas de 132 kV Henderson	5.50

OBRA	PLAZO DE OBRA (MESES)	FECHA NECESIDAD	JUSTIFICACIÓN	COSTO ESTIMADO (MM U\$S)
ET Norte II: cambiar transformador existente 20/20/6.3 MVA 132/33 kV por transf., 40/40/15 MVA	18	2011	Evita problemas de tensión y cortes de demanda en estados de carga pico, en caso de hallarse fuera de servicio las líneas de 132 kV B. Blanca - Pigué, Cnel. Suarez - Henderson y Olavarría - Henderson.	11.50
ET Los Chañares: 2 transf. 132/33/13.2 kV - 30/20/30 MVA	15	2007	Abastecimiento a B. Blanca	2.45
ET Pigué: reemplazo transformadores existentes 2 x15/10/15 MVA 132/33/13.2 kV por 2 x 30/20/30 MVA	8	2009	Evita cortes ante la salida de un transformador	6.50
Ampliación de S.E. Abasto. Conexión directa al SADI en 220 kV	24	2010	Incluye campo de maniobra de transf. de 500 kV y ampliación actual sistema de barras de 500. Un banco de 3 transf. monofásicos 500/220/132 kV de 800 MVA. Un campo de maniobra de transformador de 220 kV y la ampliación del actual sistema de barras de 220 kV. Elimina sobrecarga transf. existentes ante baja generación GBA. Mejora confiabilidad.	11.20
Aumento capacidad de transformación a 220 kV en ET Ezeiza 500 kV	18	2013	Evita sobrecarga de los transformadores existentes en caso de baja generación en GBA. Mejora la confiabilidad del abastecimiento del área y en caso de indisponibilidad de algún transformador evita la sobrecarga de los tres restantes.	11.56
Nueva ET Escobar 500/220 kV	24	2013	Elimina restricciones al abastecimiento y generación forzada de GBA. Mejora la confiabilidad de suministro.	4.00
Nueva línea de 500 kV Ezeiza-Campana	24	2013	Asociada con ET Escobar 500 kV. Capacidad térmica agotada del corredor de 500 kV Ezeiza - Rodríguez, lo que origina dificultades de abastecimiento de la zona norte del país y altos precios locales al norte de Ezeiza.	30.00

2. OBRAS DEL SISTEMA REGIONAL CENTRO

OBRA	PLAZO DE OBRA (MESES)	AÑO INGRESO	SÍNTESIS JUSTIFICACIÓN	COSTO ESTIMADO (MM U\$S)
LAT 132 kV Las Higueras - General Levalle	12	2010	Mejora la calidad de producto técnico en el Subsistema Sur de Córdoba y evita generación forzada en Gral. Levalle	13.00
LAT 132 kV Laboulaye - Isla Verde	12	2009	Permite cerrar anillo en 132 kV mejorando la seguridad y confiabilidad en el Subsistema Sur de Córdoba. Cierre del anillo de 132 kV	15.00
LAT 132 kV Malvinas - Rodríguez del Busto (2° terna)	3	2007	Atender la creciente demanda en el subsistema Córdoba Capital	1.20
LAT 132 kV Malvinas - Este (2da. terna)	7	2008	Atender la creciente demanda en el subsistema Córdoba Capital	2.10
Cable y LAT 132 kV Este - Centro	7	2008	Atender la creciente demanda en el subsistema Córdoba Capital	2.50
LAT 132 kV Las Playas (V. María) - Leones	9	2007	Atender la creciente demanda en el subsistema Córdoba Sur. Mejora el perfil de tensiones en la Zona	5.00
Construcción de la ET Leones	7	2008	Atender la demanda de la Zona sureste provincial	0.95
LAT 132 kV Guiñazú -Mendiolaza	6	2008	Atender la creciente demanda en el subsistema Córdoba Capital - Zona Norte del Gran Cba	0.65
ET Mendiolaza 132/13.2 kV 1x25 MVA	7	2009	Atender la creciente demanda en el subsistema Córdoba Capital - Zona Norte del Gran Cba	1.20
LAT 132 kV Malvinas - Abasto (segunda)	6	2008	Atender la creciente demanda en el subsistema Córdoba Capital	1.60
LAT 132 kV Huinca Renancó - Gral. Levalle	12	2012	Mejora el intercambio de la interconexión entre La Pampa y Córdoba, elimina actuales restricciones y mejora la calidad de servicio de la zona de influencia	4.00

OBRA	PLAZO DE OBRA (MESES)	AÑO INGRESO	SÍNTESIS JUSTIFICACIÓN	COSTO ESTIMADO (MM U\$S)
Línea 500 kV ET Malvinas Argentinas - ET Santo Tomé	24	2013	Asegura el abastecimiento de calidad y seguridad a las áreas Centro, Cuyo y NOA eliminando los riesgos de colapso regional por contingencias en la única línea de vinculación actual de los dos sistemas (Rosario Oeste - Almafuerite)	141.00
ET 500/132 kV - 1x300 MVA San Francisco	24	2011	Permite abastecer la demanda de una importante zona agrícola ganadera e industrial del país, cuya demanda para el año 2003 fue de 82 MW en Córdoba y de 104 MW en Santa Fe. Alcanza los 300 MVA en 2010 con una tasa del 6% anual. Difiere la repotenciación po	22.60
Línea 132 kV San Francisco - Villa María	12	2014	Complementa las dos obras anteriores. Permite atender el crecimiento de la demanda en la zona, eliminando actuales restricciones, cierra anillo de 132 kV y mejora la calidad de servicio de la zona de influencia	5.80
LAT ST 132 kV Luján-La Toma	12	2007	Permite atender el crecimiento de la demanda en Villa Mercedes mejorando la calidad de servicio y eliminando generación forzada en el subsistema Sur de Córdoba para atender la interconexión Córdoba - San Luis	16.80
ET 132/33/13.2 kV inmediaciones Parque Industrial, 30/30/20 MVA, con campo adicional para futuro equipo	12	2007	Capacidad de transformación agotada	3.00
ET Candelaria 132/33 kV, 30 MVA. LAT 132 kV Luján - Candelaria Al/Ac 150/25 mm ² , 30 km. Campo en ET Luján.	15	2007	Capacidad de transformación agotada	4.20
LAT Luján - La Toma - Villa Mercedes + compensación 12 MVA r V.Mercedes	18	2010	ENS ante N-1 Villa Mercedes	15.13
Ampliacion ET Santa Rosa 1x15MVA	8	2008	Supera carga transformadores.Demandas puntuales agrícolas.	0.82

OBRA	PLAZO DE OBRA (MESES)	AÑO INGRESO	SÍNTESIS JUSTIFICACIÓN	COSTO ESTIMADO (MM U\$S)
LAT V. Mercedes Sur - Encadenadas y ET Encadenadas	18	2008	Demanda insatisfecha	8.50

3. OBRAS DE LOS SISTEMAS REGIONALES NEA Y LITORAL

OBRA	PLAZO DE OBRA (MESES)	AÑO INGRESO	SÍNTESIS JUSTIFICACIÓN	COSTO ESTIMADO (MM U\$S)
Ampliación ET Bella Vista - Instalación transf. 132/33/13,2 kV - 7.5 MVA	7	2005	Insuficiente capacidad de transformación en el verano pasado, por la cual sus transformadores han trabajado sobrecargados.	0.32
LAT 132 Mercedes - P. de los Libres	20	2008	Crecimiento demanda. Niveles tensión.	6.20
Ampliación ET Corrientes Centro- Instalación Trafo 132/33/13,2 kV - 50 MVA	12	2007	Los trafos en el verano 2006-07 trabajarán alrededor del 90% de su capacidad nominal. SE POSTERGA SI SE REALIZA LA SIGUIENTE OBRA.	1.35
ET 132 kV Paso de la Patria. Poligonal 15 MVA.	12	2009	Crecimiento demanda local, impulso desarrollo turístico. Evitar ENS que ocasionalmente afecta a la zona.	1.80
LAT 132 kV ET Paso de la Patria 500/132 kV - ET Paso de la Patria 132 kV. 15 km ST 300/50 mm ²	8	2010	Complementaria de la anterior. Incluida en plan de obras Subsecretaría de Energía período 2006-2009.	2.10
Ampliación o Nueva ET Goya	12	2009	Los transformadores en el verano 2005/06, comenzaron a trabajar por encima del 90 % de Capacidad Nominal	0.76
Línea 132 kV Mercedes - San Isidro (reemplaza a Proyecto anterior, Mercedes - Goya)	20	2008	Atender el crecimiento de la demanda, mejorar la calidad de servicio dado por bajos niveles de tensión, dar seguridad al sistema posibilitando el intercambio norte-sudeste en caso de fallas de líneas 132 kV radiales.	6.50
LAT 132 kV Mercedes - Mercedes. 40 km 300/50 mm ²	18	2008	Imprescindible para vincular la ET 500/132 kV Mercedes con el sistema eléctrico de Corrientes. Atender crecimiento demanda, mejorar calidad servicio (bajos niveles tensión), seguridad sistema posibilitando intercambio Norte-Sudeste ante fallas líneas radiales.	4.80
Ampliación ET Mercedes. 7.5 MVA.	18	2008	Atender crecimiento demanda.	2.80
LAT 132 Corrientes - Sta Catalina	20	2007	Atender el crecimiento de la demanda que ya ha superado la capacidad de transporte de la línea en servicio por caída de tensión, paralelamente este 2do circuito dotará de seguridad al sistema.	5.54

OBRA	PLAZO DE OBRA (MESES)	AÑO INGRESO	SÍNTESIS JUSTIFICACIÓN	COSTO ESTIMADO (MM U\$S)
LAT 132 kV Ituzaingó - Santa Rosa - 180 km ST 300/50 mm2.	20	2009	Solución sistema Itá Ibaté, San Miguel, Saladas, Mburucuyá, Concepción y Santa Rosa.	16.00
ET 132/33/13.2 kV Santa Rosa	18	2010	Configuración Poligonal incompleta 15 MVA. Solución sistema Itá Ibaté, San Miguel, Saladas, Mburucuyá, Concepción y Santa Rosa.	1.28
Estación de Maniobras km 1211.	12	2010	De esta estación de maniobra se extenderá una LAT 132 kV desde el km 1211 hasta ET Santa Rosa.	1.31
Ampliación ET Esquina - 132/33/13.2 kV - 15 MVA	14	2008	Imprescindible para atender crecimiento de la demanda y mejorar la calidad de servicio	3.25
Ampliación ET S. Catalina		2006	Los transformadores en el verano 2004/05, comenzarán a trabajar por encima del 90 % de Capacidad Nominal	0.65
Línea 132 kV Saenz Peña - J.J.Castelli y Nueva ET J. J. Castelli 132 kV	18	2007	Elimina problemas de abastecimiento a J.J.Castelli y zona con problema de baja tensión y saturación de línea en 33 kV de 240 km.	8.43
ET y CD N° 5 - Aumento capacidad transformación	10	2008	Abastecer demanda zona NE de Resistencia para descargar demanda de la ET Resistencia Norte y ternas Resistencia-Barranqueras I y II. Saturación ET actual en 2008.	2.50
L.A.T. E.T. Resistencia - Pcia R. S. Peña 500 KV	24 a 36	2009	Requerida de inmediato por tensión. En Verano 2006/07 para evitar cortes de suministro.	25.00
Línea 132 kV Charata - Villa Ángela y ampliación ET Villa Ángela	24	2007	Asegurar suministro a las ET Charata o Villa Ángela por condición precaria línea actual (entre Charata y puesto de maniobra a 15 km de V. Ángela)	3.88

OBRA	PLAZO DE OBRA (MESES)	AÑO INGRESO	SÍNTESIS JUSTIFICACIÓN	COSTO ESTIMADO (MM U\$S)
Ampliación ET 132 kV Sáenz Peña. Nuevo transformador de 30/30/20 MVA, adecuación de barras de 132 kV y cambio de celdas de 33 y 13.2 kV.		2007	Elimina problemas de saturación de transformadores y permite la instalación de nuevas salidas de 33 y 13.2 kV. Además se adecúa el sistema de barras de 132 kV	2.20
Ampliación ET 132 kV P. de la Plaza. Nuevo transformador de 15/15/10 MVA, y campos de entrada y salida de línea 132 kV.		2007	Elimina problemas de saturación del transformador y permite el ingreso y egreso de la línea ET Resistencia - PR Saenz Peña	1.85
Línea 33 kV JJ Castelli - Misión Nueva Pompeya		2007	Integrar al sistema interconectado provincial al área del Impenetrable Chaqueño que tiene generación aislada	4.53
Ampliación ET Formosa - 132/33/13,2 - 30 MVA	12	2010	Capacidad de transformación colapsada	0.65
Ampliación ET Clorinda - 132/33/13,2 - 30 MVA	12	2006	Falta capacidad de transformación por crecimiento de la demanda	0.65
LATs 132 kV Pirané-El Colorado. Nueva ET El Colorado 132 kV	18	2006	Solucionar problemas de abastecimiento y de baja tensión y frecuentes fallas. El cierre posterior San Martín-Chaco dotará de seguridad al Sistema de transmisión Chaco - Formosa	5.33
Nueva ET El Colorado 132 kV	12	2008		1.40
Línea 132 kV El Colorado - San Martín	12	2009		1.91
Línea de 132 kV Clorinda - Espinillo y nueva ET Espinillo 132 kV	8	2008	Solucionar problemas de abastecimiento y de baja tensión y frecuentes fallas del subsistema de 33kV	9.00
LAT 132 kV Ibarreta - Las Lomitas. Nueva ET Las Lomitas 132 kV	12	2008	Solucionar problemas de abastecimiento y de baja tensión y frecuentes fallas del subsistema de 33kV	8.00

OBRA	PLAZO DE OBRA (MESES)	AÑO INGRESO	SINTESIS JUSTIFICACIÓN	COSTO ESTIMADO (MM U\$S)
ET Posadas Centro 132/33/13,2 kV	18	2007	Implementación equipamiento de maniobra para la ET urbana de bajo impacto visual con transformación de 44/15/44/MVA por demanda de Posadas	1.98
Ampliación Línea A. Del Valle-San Vicente	8	2010	Para completar tramo de línea de 42.5 km de longitud y resolver abastecimiento de Zona Centro de la Provincia sobre RN 14. Conductor 240/40 mm ²	2.65
ET San Vicente 132/33/13,2 kV	18		Ídem anterior, con transformación prevista de 44/44/15 MVA	1.80
Incremento transformación ET Oberá 132/33/13,2 kV	12	2009	Reemplazo de transformador existente de 28/19/28 MVA por uno de 44/44/15 MVA por sobrecarga arrollamientos de 132 y 33 kV	0.78
Construcción 2da. Terna San Isidro-Roca en 132 kV y adecuación ET Roca	18	2009	Por saturación del corredor San Isidro-Roca por limitaciones de energía operables de la CH Uruguái. 62.5 km de 132 kV, conductor de 240/40 mm ²	5.60
Ampliación Línea San Isidro - Itaembe Miní	6	2008	Completar tendido 4 km de simple terna línea urbana de 132 kV con estructura Line Post. Conductor 240/40 mm ²	0.34
ET Itaembé Miní 132/33/13,2 kV	12	2007	Construcción de ET con equipamiento de maniobra en 132 kV para trafo de 28/19/28 MVA	2.80
Construcción 2da. Terna Roca-Pto. Mineral en 132 kV y adecuación campo de línea ET Roca y ET Pto. Mineral	18	2007	Por saturación del corredor ET Roca y ET Pto. Mineral por limitaciones de energía operables de la CH Uruguái. 51,7km de 132 kV, conductor de 240/40 mm ²	4.40
Ampliación de barras y potenciación ET Iguazú 132/33/13,2 kV	10	2007	Incorporar 2° trafo 44/44/15 MVA al existente de 20/15/10 MVA por sobrecarga arrollam. 132 kV a partir de 2007 (Se incorporará a mediados 2007 8,5 MW p/abastecim. Complejo hotelero y turístico)	1.94

OBRA	PLAZO DE OBRA (MESES)	AÑO INGRESO	SÍNTESIS JUSTIFICACIÓN	COSTO ESTIMADO (MM U\$S)
Construcción Terna Apóstoles - Alem en 132 kV, ET 132/33/13,2 kV Alem y adecuación campo de línea ET Apóstoles.	18	2010	Por saturación y limitaciones corredor 132 kV Roca - Oberá (LAT 150/25 mm2) y eliminar la condición radial en 132 KV del sistema Oberá. ET Alem 132/33/13,2 kV. LAT 132 kV, 55,5 km conductor de 300/50 mm2 (vínculo actual Oberá - Alem DT 33 kV Al/Al 120)	5.88
Construcción Terna Alem - Oberá en 132 kV y adecuación campo de línea ET Alem y ET Oberá	12	2012	Cierre anillo 132 kV Posadas - Roca - Oberá y eliminar condición radial en 132 kV del sistema Oberá (ruta 14 Centro - Sur). 24 km conductor 300/50 mm2.	2.12
ET San Ignacio 132/33/13,2 kV	14	2010	ET de 132/33/13,2 kV con dos campos de línea y uno p/trafo 44/44/15 MVA, campo ET ROCA y 8,5 km. línea de 132 kV. Abastecimiento zona S.Ignacio, por saturación sistema 33 kV Posadas - P.Mineral.	2.25
Construcción Terna Eldorado - San Pedro en 132 kV y ET adecuación campo de línea ET Eldorado	18	2013	Por saturación sistema subtransmisión 33 kV Zona Noreste de la Provincia. 65 km de 132 kV, conductor de 240/40 mm2	4.84
ET San Pedro 132/33/13,2 kV	14	2014	Por saturación sistema subtransmisión 33 kV Zona Noreste de la Provincia. 65 km de 132 kV, conductor de 240/40 mm3	1.70

4. OBRAS DEL SISTEMA REGIONAL CUYO

OBRA	PLAZO DE OBRA (MESES)	FECHA NECESIDAD	SÍNTESIS JUSTIFICACIÓN	COSTO ESTIMADO (MM U\$S)
Tercer Transformador 132/66/13,2 KV en E.T. Anchoris	12	2008	Superación de la capacidad existente	2.10
LAT 220 Kv ET Gran Mendoza - ET Cruz de Piedra Long 22 km	12	2009	Para abastecer la demanda creciente de la Provincia. Evita ENS, cortes de demanda por sobrecarga de la doble terna 132 Kv Gran Mendoza - Cruz de Piedra	5.20
Apertura LAT 220 KV ET Cruz de Piedra-ET San Juan con Doble Terna 220 KV a ET Las Heras Long 9 km - 3 campos de 220 KV-Trafo de 150 MVA - ET "Mendoza Norte"	12	2014	Para abastecer la demanda creciente de la Provincia.	8.10
Construcción LAT 220 Kv ET Cruz de Piedra-ET Luján de Cuyo Long 18 km Construcción de 2 campos	18	2012	Para abastecer la demanda creciente de la Provincia y erogar la potencia de barras de la CT Luján. Obra condicionada a la instalación de nuevo ciclo combinado en CT Luján - (Denominada por Districuyo "Mendoza Norte" - Luján de Cuyo)	9.00
Apertura LAT 220 KV CH Agua del Toro -ET Cruz de Piedra y CH Los Reyunos-ET Gran Mza con Doble Terna 220 KV Long 1 km - Construcción de 5 campos de 220 KV-Trafo de 150 MVA(220/132 Kv) en ET Capiz	18	2008	Abastecimiento del Valle de Uco y continuar el proyecto global de expansión del sistema en 220 kV	11.00
Construcción ET V. Hipódromo 132/13,2 Kv y apertura LAT doble terna 132 Kv PIP - Boulogne con trafo de 25 MVA Existente - Construcción de 5 Campos	7	2007	Satisfacer la demanda de zona de Godoy Cruz y zona de influencia	1.50
5 km CAS Al 900 mm ² -132 kV ET Boulogne - ET Las Heras, Construcción de 2 campos de línea (entrada y salida)	8	2007	Cierre del anillo Oeste en 132 kV. Riesgo de afrontar estados N -1, donde la ENS supera ampliamente el 30% de la demanda del área abastecida. Aumentar confiabilidad del Subsistema de Distribución 132 kv del Área Metropolitana, que concentra el 75% de la demanda	1.60

OBRA	PLAZO DE OBRA (MESES)	FECHA NECESIDAD	SINTESIS JUSTIFICACIÓN	COSTO ESTIMADO (MM U\$S)
Apertura LAT 132 KV ET Potrerillos- ET PIP. Doble terna Long 1 km Construcción de 2 campos de línea (entrada y salida) en ET PIP.	10	2007	Levanta la restricción detectada en el Sistema de Distribución 132 kv actual ante la entrada en servicio de: LAT PIP-Tupungato, la ampliación de la ET Tupungato y la construcción de la ET Villa Hipódromo. Supera la restricción en la barra en ET Luján y centro	7.20
1ra. Etapa: Construcción Línea AT 132 KV ET Montecaseros - ET Rodeo de la Cruz. Long 37 km. - Construcción de 2 Campos, Incluye liberación de traza, servidumbre y Estudio de Impacto Ambiental	12	2010	Evita restricciones en ENS y niveles de tensión fuera de banda admisible. Mejora la disponibilidad y abastecimiento del anillo Centro de 132 kV por vinculación alternativa a ET Gran Mendoza cerrando un nuevo anillo y generando mayor seguridad al sistema anterior	2.20
Adquisición y Montaje de transformador 10 MVA - 132/33 KV.Construcción de 2 Campos en 132 KV y 33 KV - Ampliación ET Puesto Rojas.	7	2010	Satisfacer aumento de demanda en Las Leñas. Aumento de la capacidad de transformación del único nodo fuente disponible con indisponibilidad de reserva.	4.60
Línea AT 132KV ET Tupungato - ET Villa Seca. Long 21,5 km - Construcción ET Villa Seca en 132/13,2 KV. con trafo de 30 MVA -Construcción de 3 Campos Incluye liberación de traza, servidumbre y Estudio de Impacto Ambiental	12	2008	Imprescindible para abastecer el crecimiento sostenido de la demanda en el Valle de Uco (agrícola, industrial y turística). Demanda actual insatisfecha. Evitar ENS y cortes de demanda por restricciones de sobrecarga y niveles de tensión inadmisibles. Mej	2.60
Construcción Línea AT 132 KV CH Nihuil IV-ET San Rafael. Long 21 km - Construcción ET San Rafael en 132/13,2 KV. Construcción 3 campos y trafo de 30 MVA - 132/13,2 kV Incluye liberación de traza, servidumbre y EIA	12	2008	Abastecer la demanda del pico de verano del 93 % de su potencia instalada, elimina la ENS por los n-1 de la LAT 132 ET Pedro Vargas-ET San Rafael y Nihuil I-ET Pedro Vargas	2.20
Remodelación ET Montecaseros-ET Lambaré-ET El Mercado- Construcción 7 Campos 132 KV - 2 Trafo 10 MVA 132/13,2 KV.	12	2008	Esta línea existente está construida para 132 Kv y funciona en 66 Kv.Permite descargar los trafos de la ET Montecaseros ya saturados.	2.30

OBRA	PLAZO DE OBRA (MESES)	FECHA NECESIDAD	SINTESIS JUSTIFICACIÓN	COSTO ESTIMADO (MM U\$S)
Construcción 2° campo transformación en ET Boulogne. Trafo 132/13,2 KV - 30 MVA	12	2008	Levantar restricción detectada en la configuración actual de la ET Boulogne, dónde está superada actualmente la capacidad de transformación por el creciente aumento de demanda del área de influencia.	5.70
Línea AT 132 KV ET A. Verde - ET El Mercado 9 km Construcción ET A. Verde en 132/13,2 KV. Construcción 3 Campos - Trafo de 15 MVA - 132/13,2 kV Incluye liberación de traza, servidumbre y Estudio de Impacto Ambiental	7	2011	Continuación del desarrollo del sistema de 132 kV para abastecer la demanda creciente del Este en 132 kV. Evita ENS, cortes de demanda por restricciones de sobrecarga y mejora niveles de tensión en barras de MT.	2.10
Ampliación ET PIP. Nuevo campo de transformación 132/13,2 KV. Transformador de 30 MVA.	12	2008	Abastecer incremento de demanda del Parque Industrial Provincial. Ingreso y ampliación de potencia de Grandes Clientes (STEIN, Petroquímica Cuyo, KNAUF).	5.30
Construcción bajo línea 132 KV ET Cruz de Piedra - ET Villanueva de la ET Rodríguez Peña 132/13,2 kV con trafo de 30 MVA.y 3 campos de 132 KV -	8	2009	Permite abastecer la demanda industrial de la zona centro del departamento de Maipú donde se concentra el 60% del PBI de la provincia de Mendoza. Evita restricciones por sobrecarga de los alimentadores de MT actuales y alternativos ante situaciones n-1	1.10
2da. Etapa: Construcción bajo línea ET Montecaseros-ET Rodeo de la Cruz de la ET Los Pinos en 132/13,2 KV. Construcción 3 campos - Adquisición y Montaje trafo de 30 MVA - 132/13,2 kV	8	2009	Permite abastecer la demanda creciente de la zona norte del departamento de Maipú en explotación agrícola e industrial vitivinícola.	1.10
Construcción de línea 132 KV ET Junín - ET LC35, Construcción de 1 campo de 132 KV Long= 25 km	12	2012	Alimentación en 132 kV de la ET LC35 de YPF. Permite abastecer la demanda creciente de la zona en la explotación petrolera. Aporte de potencia en esta barra de 132 kV con niveles de tensión adecuados para alimentar las demandas de los sistemas de 66 kV	1.50

OBRA	PLAZO DE OBRA (MESES)	FECHA NECESIDAD	SÍNTESIS JUSTIFICACIÓN	COSTO ESTIMADO (MM U\$S)
Línea AT 132 KV ET Villa Seca - ET El Porvenir Long 37 km Construcción ET El Porvenir en 132/66/13.2 KV. con Trafo 30/30/20 MVA. Incluye liberación de traza, servidumbre y EIA	15	2010	Continuación del desarrollo del sistema de 132 kV para abastecer la demanda creciente del sur del Valle de Uco en 132 kV. Evita ENS, cortes de demanda por restricciones de sobrecarga y mejora niveles de tensión en barras de MT	2.45
Línea AT 132KV ET A. Verde - ET B. R. Tunuyán Long 17 km Construcción de 1 campo 132 Kv. Incluye liberación de traza, servidumbre y EIA	12	2010	Cierre de anillo de 132 Kv. Soluciona niveles de tensión fuera de banda, posibilitando un mayor transporte de energía desde ET Gran Mendoza a ET Cruz de Piedra, generando mayor seguridad al sistema ante n-1 de la doble terna ET GMZA - ET CRUZ DE PIEDRA	1.80
Apertura LAT 132 KV ET Cruz de Piedra - ET San Juan. Doble terna Long 8 km. Remodelación ET Lavalle - Construcción de 3 campos de 132 KV y Trafo de 60 MVA 132/66	12	2013	Levanta la restricción detectada en el Sistema de Transmisión de la zona norte de la provincia mejorando la confiabilidad. Las ET San Martín y ET Las Heras dejan de suministrar 66 Kv y vuelcan toda la potencia a abastecer los 70 alimentadores de 13,2 Kv d	1.90
Construcción Línea AT 132KV ET Malargüe - ET El Manzano. Long 77 km Construcción ET El Manzano en 132/33 KV. con trafo de 30 MVA	24	2013	Vincula la generación térmica disponible en Yacimiento Cerro Fortunoso de YPF con la ET Malargüe. Evita ENS por salidas de servicio de la LAT Nihuil 1-Malargüe al abastecer la demanda de esta ET con generación térmica local.	5.80
Ampliación, repotenciación,y adecuación ET Caucete en 132/33/13,2 kV	8	2 007	Incremento de la demanda de abastecida por esta E.T. Actualmente es de 45 MVA	1.20
E.T. Punta de Rieles 132/33/13,2 kV - 2 transformadores x 45MVA	8	2 008	Por incremento de la demanda de la zona Oeste del Gran San Juan. Capta demanda de las E.T. San Juan y CAVIC	1.50
Aumento de la Capacidad de Transformación de la Estación Transformadora San Juan, Instalación 2 nuevos transformadores 132/33/13.2 kV, 30/30/20 MVA, y sus respectivos campos de barra.	12	2 012	Saturación de la capacidad de transformación por aumento de la demanda	1.80

OBRA	PLAZO DE OBRA (MESES)	FECHA NECESIDAD	SINTESIS JUSTIFICACIÓN	COSTO ESTIMADO (MM U\$S)
ET Villa Krause 132/33/13.2 kV - 30/30/20 MVA	12	2 007	Por el Incremento demanda Gran San Juan, absorbe las demandas de las ET de media tensión V. Krause, Acceso Sur y Rawson.	2.20

5. OBRAS DEL SISTEMA REGIONAL COMAHUE

OBRA	PLAZO DE OBRA (MESES)	AÑO INGRESO	SÍNTESIS JUSTIFICACIÓN	COSTO ESTIMADO (MM U\$S)
Ampliación de transformación en la ET Cipolletti	12	2007	Destinada a abastecer la demanda proyectada y se requiere relocalizar la ET ya que la existente tiene limitaciones de espacio físico para efectuar su ampliación.	1.50
Ampliación de transformación en la ET Loma Negra	10	2007	Destinada a abastecer una demanda proyectada de 14 MVA en el año 2004, con la cual se supera el 90 % de la capacidad nominal actual. Ampliación destinada a un único Gran Usuario de la industria del petróleo.	0.80
Ampliación de transformación en la ET Villa Regina	10	2008	El otro transformador existente en la ET es 132/66/13,2 kV y de 30/30/30 MVA, y abastece en 66 kV al valle medio del Río Negro, por lo que se requiere incorporar otro transformador con arrollamiento de 66 kV para el suministro en condiciones n-1.	1.20
Transformador e Interruptor de reserva para E.T. Villa Regina, Cipolletti o Gral. Roca	6	2009	La adquisición del Trafo permitirá contar con potencia firme en Villa Regina y Cipolletti. Incluida en Res. 1 y 106/03 SE.	0.70
Ampliación de transformación en la ET Medanito	10	2007	Destinada a abastecer una demanda proyectada de 27 MW. En el año 2007, con la cual se supera el 90% de la capacidad nominal actual. Ampliación destinada a Grandes Usuarios de la industria del petróleo	0.65
LAT 132 kV Coihue (Chubut) - El Bolsón - Bariloche + ET El Bolsón		2007	Garantizar suministro a San Carlos de Bariloche que cuenta con una sola línea de abastecimiento y que actualmente tiene problemas de abastecimiento. Propuesta por E.P.R.E.	10.50
Construcción línea de 132 kV Loma Negra - Casa de piedra	14	2011	Resuelve problema de baja tensión y eventual corte de demanda en ET más alejada (V. Regina).	5.20
Construcción línea de 132 kV ET Loma Negra - ET Villa Regina	14	2009	Permite superar el límite de transporte por caída de tensión en la ET Villa Regina.	3.50

OBRA	PLAZO DE OBRA (MESES)	AÑO INGRESO	SÍNTESIS JUSTIFICACIÓN	COSTO ESTIMADO (MM U\$S)
Construcción línea de 132 kV Villa Regina - Choele Choel	18	2010	147 km de línea aérea de 150/25 mm ² , con hilo de guardia, sobre postación de HA. Resuelve problema de baja tensión y eventual corte de demanda en ET más alejada (V. Regina), en condición de baja generación en sistema regional Comahue, sin generación forzada	8.70
Interconexión 132 kV Alicurá - Villa La Angostura	12	2007	Las Localidades de Villa La Angostura y Villa Traful se abastecen a través de Centrales Termoeléctricas a combustible líquido principalmente. La Interconexión resuelve el abastecimiento a largo plazo en las zonas mencionadas, dotando al sistema de mayor capacidad	15.00
LAT 132 kV Chos Malal - Andacollo y ET Andacollo 15 MVA	12	2007	40 km. Problemas baja tensión y capacidad transporte ante aumento actividad minera	3.10
Construcción LAT 132 kV Las Lajas - Loncopué y ET Loncopué	12	2007	58 km. Problemas baja tensión y capacidad transporte ante aumento actividad turística región Caviahue - Copahue	3.60
Ampliación de transformación en la ET El Trapial - Segunda etapa	9	2008	Destinada a abastecer el incremento de carga previsto por el Autogenerador Chevron San Jorge S.R.L. Se proyecta para el año 2006 una demanda de 50 MW.	1.10
Ampliación de transformación en la ET Puesto Hernández	10	2008	Destinada a abastecer los incrementos de carga previstos. Actualmente cuenta con 90 MVA de transformación y se proyecta para el año 2007 una demanda de 82 MW.	1.56
Nueva E.T. Parque Industrial Neuquén	12	2007	Actualmente, la ET Parque Industrial posee dos transformadores 33/13,2 kV 9 MVA cada uno. La demanda actual se encuentra en el 90% de la capacidad instalada y por su magnitud se requiere pasar a un nivel de tensión superior.	1.74

OBRA	PLAZO DE OBRA (MESES)	AÑO INGRESO	SÍNTESIS JUSTIFICACIÓN	COSTO ESTIMADO (MM U\$S)
Ampliación ET Loma de la Lata	12	2007	Ante el sostenido incremento de la demanda, el único transformador de potencia existente se saturará el próximo año. Debe incorporarse un segundo transformador de potencia 132/33/13,2 kV; campos de vinculación en los tres niveles de tensión	0.65
Ampliación ET Chocón	12	2007	La actual ET Choconcito, se vincula al sistema de 132 kV en configuración "T" y debido a las condiciones de obsolescencia de su equipamiento de transformación y maniobra solo es posible transferir el 60% de la capacidad nominal (transformador).	1.00
Ampliación ET Centenario	9	2010	Se prevé un importante incremento en el nivel de demanda de la región abastecida desde esta ET lo que llevará a condiciones de saturación a los transformadores existentes	0.50
Ampliación ET Playa Planicie Banderita	12	2007	La ET Playa Planicie Banderita posee en la actualidad, un único transformador de rebaje 132/33/13,2 kV. Se prevé para el próximo año, un importante incremento de la demanda lo que implicará la necesidad de ampliar la capacidad de transformación	0.60
LAT 132 kV doble terna ET Loma de la Lata - Central Loma de la Lata y nueva interconexión 500/132 kV en Central Loma de la Lata.	12	2009	Se proyecta para la zona 241 MW de demanda en el año 2008, y dependiendo del escenario de generación, se requiere el transporte hacia la zona de hasta 137 MW. La nueva interconexión 500/132 kV se requiere dado que se supera la capacidad nominal del transformador	9.63
LAT 132 kV Loncopué, Ñorquín y ET Ñorquín	12	2008	La zona Noroeste de la Provincia del Neuquén. Se encuentra vinculada al SADI en forma radial. Ante indisponibilidades de las líneas transporte o de unidades de generación, deben soportarse importantes montos de ENS o condiciones de calidad inadmisibles.	5.20

OBRA	PLAZO DE OBRA (MESES)	AÑO INGRESO	SÍNTESIS JUSTIFICACIÓN	COSTO ESTIMADO (MM U\$S)
LAT 132 kV Ñorquín - Chos Malal, y ampliación ET Chos Malal	12	2008	La zona Noroeste de la Provincia del Neuquén, se encuentra vinculada al SADI en forma radial. Ante indisponibilidades de las líneas de transporte o de unidades de generación, deben soportarse importantes montos de ENS o condiciones de calidad Inadmisibles	4.90
LAT 132 KV Pío Protto - Junín de los Andes y ET Junín	16	2008	Actualmente, la ET Junín de los Andes es abastecida en 33kV desde la ET Pio Protto. Además de la carga de la localidad, desde la ET Junín se abastecen áreas de tipo rural alejadas de la misma.	5.20
LAT 132kV Piedra del Águila - Junín de los Andes	18	2008	El abastecimiento a la región sur de la Provincia se realiza en forma radial desde la ET Alicurá. Ante la indisponibilidad del Sistema de 500 kV, la Central Hidráulica Alicurá no puede generar por cuestiones técnicas (mínimo técnico)	8.64
LAT 132 kV Agua del Cajón - Playa Planicie Banderita	12	2010	El abastecimiento al Sistema Regional se encuentra seriamente comprometido, con riesgo de colapso, hasta tanto se incorpore el rebaje de 500/132 KV en Loma de la Lata. Esta Obra tiene por objeto evitar el riesgo de colapso	4.61
LAT 132 kV Agua del Cajón - Centenario (Alternativa a la anterior)	12	2011	LAT 132 KV de 22 km y ampliación de Campos de 132 kV en A.Cajón y Centenario. Destinada a eliminar restricciones de transporte y garantizar el abastecimiento en condiciones de bajo despacho en el área. Es alternativa a la obra LAT 132 kV A.Cajón - P.P.Banderita	0.80
Apertura LAT 132 kV Zapala - Las Lajas, Nueva LAT 132 kV Cerro Bandera - Aluminé y ET 132/33/1.2 kV 7.5 MVA.	18	2009	El sistema de 33 kV que abastece la región Oeste de la provincia se encuentra al límite por caídas de tensión. Obras: Apertura LAT (3 campos completos), LAT 132 kV 80 km, ET en la zona de bifurcación.	7.64

OBRA	PLAZO DE OBRA (MESES)	AÑO INGRESO	SÍNTESIS JUSTIFICACIÓN	COSTO ESTIMADO (MM U\$S)
Ampliación de transformación en la ET Alto Valle	8	2010	Incorporación de un transformador 132/33/13.2 kV de 30/20/30 MVA a fin de abastecer el incremento de la demanda.	2.10
Apertura LAT 132 kV Alto Valle - Arroyito en ET Colonia Valentina	12	2007	Actualmente, la ET Colonia Valentina se encuentra conectada en derivación "T" y posee un único transformador de rebaje. Se requiere implementar la apertura de la LAT 132 kV Alto Valle - Arroyito a través de sus correspondientes elementos de maniobra	1.20
Nueva E.T. Plottier (alternativa a ampliación C.Valentina)	12	2007	La localidad de Plottier se abastece desde la actual E.T. Colonia Valentina (instalación de tipo provisorio construída por A Y EE). El actual punto de suministro ha quedado desplazado considerablemente del centro de carga y la demanda se presenta creciente	1.90
Construcción Línea de 132 kV Gral.Pico - Realicó	24	2007	Mejora el intercambio de la interconexión entre La Pampa y Córdoba, elimina actuales restricciones y mejora la calidad de servicio de la zona de influencia	4.60
Construcción ET Santa Rosa sur -132/33/13,2 kV	18	2007	Mejora Abastecimiento. Aporta confiabilidad a la ciudad Capital de la Provincia	3.20

6. OBRAS DEL SISTEMA PATAGÓNICO

OBRA	PLAZO DE OBRA (MESES)	FECHA DE NECESIDAD	SÍNTESIS JUSTIFICACIÓN	COSTO ESTIMADO (MM U\$S)
Instalación Transformador 60/60/30 MVA, 132/34.5/13.8 kV ET Comodoro Rivadavia	12	2007	En función de las máximas demandas individuales planteadas por cada uno de los usuarios conectados en esta barra, de darse cierta simultaneidad en las mismas, se produce saturación de la capacidad de transformación actualmente instalada a	0.7
Instalacion barra de transferencia en 132 kV de ET km 5	12	2007	La E.T. Patagonia constituye un nodo crítico en la alimentación del área Sur. La configuración permitirá la realización de tareas de mantenimiento en un campo, manteniendo en servicio la interconexión asociada	0.520
Interconexión Esquel-Gdor. Costa, mediante LAT 132 kV con ET 132/33/13.2 kV	24	2007	Incorpora Localidades c/ Generación Aislada y zonas altamente productivas. Integra zonas aisladas.	9.50
Interconexión Gdor Costa-Río Mayo mediante LAT 132 kV	36	2008	Incorpora Localidades c/ Generación Aislada y zonas altamente productivas y cierra el anillado Provincia	11.50
LAT 132 kV entre ET Patagonia (Chubut) con ET Pico Truncado (Santa Cruz)	24	2011	Debilidad y precariedad de vínculo	7.20
Instalación Autotransformador 60 MVA 330/132/33 KV ET Esquel (FUTALEUFÚ)	12	2007	El autotransformador actual no cuenta con un equipo de reemplazo ante eventuales fallas, y adicionalmente no existen otras vías de alimentación alternativa.	3.20
Incorporación en E.T. Puerto Madryn de Autotransformador 330/132/33 kV de 120/120/40 MVA.	8	2009	La actual capacidad de transformación 330/132/33 kV en P. Madryn (2x60 MVA) ya es utilizada en más del 90% de su prestación, prácticamente sin posibilidad de atender requerimientos crecientes en 132 kV del Valle Inferior del Río Chubut, ALPAC	1.20

OBRA	PLAZO DE OBRA (MESES)	FECHA DE NECESIDAD	SÍNTESIS JUSTIFICACIÓN	COSTO ESTIMADO (MM U\$S)
Instalación de un TRANSFORMADOR 132/33/13.2 KV de 30/30/20 MVA con el equipamiento de potencia en la Estación TRELEW.	8	2012	Actualmente la E.T. Trelew dispone de una capacidad de transformación operable de 2x30 MVA, más una máquina de reserva de 1x15 MVA, la demanda máxima de la E.T. a la fecha es 57 MVA, previendo uno solo de los usuarios (Cooperativa Trelew), un crecimiento superior	1.50
Interconexión entre Ushuaia y Río Grande mediante una LAT y CAS en CA por traza Ruta 3 desde R.Grande a L.Escondido y Ushuaia (204 km aprox.) en 132 kV.	24	2011	Destinada a satisfacer el nivel creciente de la demanda de energía no suministrada y abastecer el crecimiento del consumo proyectado para las ciudades de Ushuaia y Río Grande. Integra zonas aisladas	22.06
Interconexión Río Gallegos- Río Turbio LAT 132 kV con ET 132/33/13.2 Kv	24	2009	Soluciona problemas de restricciones en el consumo, disminuye costos de generación aislada	23.00
LAT 132kV entre CT Los Perales (Santa Cruz) con ET Ruta 40 y desde ésta a ET Perito Moreno y ET Río Mayo	30	2007	Vincula ambas Provincias en el Sur-Oeste, levanta Generación Aislada y posibilitará exportar energía a Chile. Integra zonas aisladas	15.82
LAT 132 kV Pico Truncado desde la ET 500/132kV - Cañadón Seco - Caleta Olivia con EETT 132/66/133kV en Cañadón Seco y 132/66/33kV en Caleta Olivia.		2010	Actualmente la interconexión es con una línea en 66kV.	10.69
Ampliación ET 132kV de Puerto Deseado; 6 MW		2011	Mejora la confiabilidad	1.10
LAT 132kV desde Pto San Julián hasta Piedra Buena, campo de salida y ET de llegada 220/132/33kV con vinculación a ET 500/220kV.		2009	Esta obra permitirá vincular las localidades de Piedra Buena y Pto Santa Cruz con Pto San Julián donde se encontraría centralizada la generación con gas natural, hasta tanto se vincule con el SIN.	14.10

7. OBRAS DEL SISTEMA REGIONAL NOA

OBRA	PLAZO DE OBRA (MESES)	FECHA NECESIDAD	JUSTIFICACIÓN	COSTO ESTIMADO (MM U\$S)
2 campos de líneas de 132 kV en E.T. Independencia (Plan de la provincia la define: LAT 132 kV El Bracho - Independencia - Conex. Independencia)	6	2007	Obra de abastecimiento área Sur de Tucumán. Destinada a que actual Bracho-Estática entre y salga de Indep.	0.80
Ampliación en E.T. Cevil Pozo: 2 campos de LAT de 132 kV	8	2007	Obra de abastecimiento. Capacidad de transporte superada. Permite entrada y salida en C.Pozo de LAT Bracho - T.Norte, mejorando distribución de cargas de El Bracho-C.Pozo y El Bracho-T.Norte, evitando superación de límites operativos por Seguridad de Área	0.80
LAT 220 kV operando en 132 kV El Bracho - Villa Quinteros o DT 132 kV El Bracho - V.Quinteros.	12	2007	Obra de abastecimiento requerida para regularizar el servicio en el sur de Tucumán y evitar superación límite térmico A.Blanca - Independencia. Mejora transferencia a Sgo. Estero y Catamarca.	5.30
DT 132KV El Bracho - ET Nogales	18	2008	Obra de abastecimiento. Sobre-solicitaciones en la DT Bracho-C.Pozo ante crecimiento demanda. Confiabilidad.	4.70
ET Los Nogales 132/13,2 kV	18	2009	Obra de abastecimiento. Área Norte de Gran S.M. Tucumán y Parque Industrial noreste de Tucumán.	4.10
ET Concepción 132/13,2 kV	12	2009	Obra de abastecimiento para satisfacer demanda Centro de Carga Sur de Tucumán.	2.30
ET Tafí del Valle - 220/33/13,2 kV	12	2009	Obra de abastecimiento. Sistema Aislado en constante crecimiento.	3.34
Interconexión ET Independencia - ET Oeste	6	2009	Obra de abastecimiento. Área centro de Tucumán. Cierre de anillo entre Tucumán Oeste y la CT Independencia	1.20
CAS 132 KV Sarmiento - Oeste	18	2012	Mejorar capacidad de transporte desde ET Norte hacia las ET de la zona central de la Capital.	1.70

OBRA	PLAZO DE OBRA (MESES)	FECHA NECESIDAD	JUSTIFICACIÓN	COSTO ESTIMADO (MM U\$S)
ET Saujil 132/33/13.2 kV - 20/20/20 MVA.	9	2007	Obra de abastecimiento. Satisfacer demanda creciente en el Dpto. Pomán. (Necesita línea Indep.-V.Quinteros)	2.34
LAT 132 kV Aimogasta (La Rioja)-Tinogasta (Catamarca)	18	2007	Permite alimentar Aimogasta desde V. Quinteros con cierre sur de un anillo de 132 kV, aliviando La Rioja y posibilitando abastecer la demanda de los departamentos Tinogasta, Belén, Andalgalá y Pomán ante colapso de V.Quinteros-Andalgalá	3.50
LAT 132 kV Villa Quinteros - Huacra.	15	2008	Obra de abastecimiento.	5.20
LAT 132 kV Huacra - Catamarca		2007	Obra de abastecimiento.	3.5
Ampliación de E.T Recreo - 3er transformador	12	2008	Superación de capacidad instalada.	1.20
ET Chañaritos 132/33/13.2 kV - 15/15/15 MVA	96	2009	Abastecimiento. Se ubica en centro de carga sistema subtransmisión 33 kV zona Valle Viejo y Capayán. Brindará mayor seguridad a estas líneas	2.20
ET Las Cañas 132/33/13.2 kV - 15/15/15 MVA		2009	Obra de abastecimiento.	2.20
LAT 132 kV San Martín - Catamarca		2009	Propuesta por Catamarca. En el 2008 la LAT Huacra-Catamarca ya no puede transmitir hacia Catamarca la potencia necesaria con una caída de tensión admisible. Alternativa del cierre 132 kV V.Quinteros - Huacra - Catamarca. Se proyecta en doble terna	6.50
ET Catamarca Oeste 132/33/13.2 kV - 50/50/50 MVA		2010	Obra de abastecimiento.	1.80
CAS 132 kV Catamarca - Catamarca Oeste		2010	Obra de abastecimiento.	2.10

OBRA	PLAZO DE OBRA (MESES)	FECHA NECESIDAD	JUSTIFICACIÓN	COSTO ESTIMADO (MM U\$S)
Equipamiento electromecánico ET Suncho Corral	12	2007	Obra de Abastecimiento. Obra Civil Completa. (en ejecución)	2.30
Equipamiento electromecánico ET Añatuya	18	2008	Obra de Abastecimiento. Obra Civil Completa.	2.40
CAS 132 kV Rebaje Banda-ET Santiago Centro II-ET Oeste		2007	Obra de Abastecimiento. Longitud: 8 km.	0.00
ET Santiago Centro II (ET Parque)		2007	2 x 30 MVA - 132/33/13,2kV. Obra de Abastecimiento.	0.00
Línea de 132 Kv Frías - Loreto (90 km). ET 132/33/13.2 kV en Loreto		2008	Obra de Abastecimiento. Satisface demanda insatisfecha. Elimina Reserva fría.	0.00
LAT 132 kV Suncho Corral - Quimilí	18	2009	Obra de Abastecimiento. Demanda insatisfecha. Levanta Generación Aislada. Longitud: 110km	3.50
ET Quimilí	12	2009	2 x 15 MVA - 132/33/13,2kV. Obra de Abastecimiento.	2.50
LAT 132 kV Añatuya - Bandera	18	2010	Obra de Abastecimiento. Satisface demanda insatisfecha. Levanta Generación Aislada. Longitud: 80km	3.00
ET Bandera	18	2010	Obra de Abastecimiento. 2 x 15 MVA - 132/33/13,2kV	2.40
Línea 500 kV Lavalle - Santiago - Lavalle.	18	2012	Asegura el abastecimiento a la provincia, elimina restricción de demanda por nivel de tensión Longitud 80 km.	20.00
Nueva ET Santiago 500/132 kV	8	2009	Obra de Abastecimiento.	7.00
Línea de 132 kV Tintina - Quimilí.	12	2010	Obra de Abastecimiento. Satisface demanda insatisfecha. Elimina Restricción de Demanda. Longitud: 80km	9.80

OBRA	PLAZO DE OBRA (MESES)	FECHA NECESIDAD	JUSTIFICACIÓN	COSTO ESTIMADO (MM U\$S)
ET 132/33/13,2 kV en Tintina.	7	2010	Complementaria de la Anterior. Obra de Abastecimiento. 2 x 7,5 MVA - 132/33/13,2kV	2.30
Línea de 132 kV J.V.González-Monte Quemado (240/40). (110 km)	12	2007	Obra de Abastecimiento. Satisface demanda insatisfecha. Elimina Reserva fría.	4.30
E.T. Monte Quemado 132/33/13,2 kV. 2 x 15 MVA - 132/33/13,2kV.	9	2009	Obra de Abastecimiento. Satisface demanda insatisfecha. Elimina Restricción de Demanda. Elimina Reserva fría. Complementaria LAT 500 kV Nexo NOA-NEA y ET 500/132 Monte Quemado/LAT 132 kV J.V. González-Monte Quemado.	1.50