30 ANIVERSARIO 1983-2013

Ciclo de Conferencias

Argentina Energética VII

Sector eléctrico argentino: Situación actual y proyecciones

31 julio 2013

Gerardo RABINOVICH

EVOLUCION DEL MODELO DE ORGANIZACIÓN DEL MERCADO ELECTRICO

Años1960-1990
Ley 15.336

G
T
D

Empresas Públicas Integradas Verticalmente (AyE) (SEGBA) Especializadas (Hidronor) Provinciales

Privatización Años 1990 – 2002
Ley 24.065

Desintegración Vertical y Privatización de Empresa Públicas:
Empresas Privadas Generación, Transporte y Distribución
Emp. Provinciales

G
T
D

CAMMESA (operador)

ENRE - EPREs (regulan)

Post –crisis 2002: No hay un modelo de organización definido. Se mantiene la estructura de los ´90 y el Estado nacional adquiere mayor control y participación..

CONTEXTO GENERAL - ANTECEDENTES

Década de los ‘90: Ley 24.065, privatización del sector eléctrico en la jurisdicción nacional, y de los servicios de transporte y distribución en algunas jurisdicciones provinciales

Fines de los ´90:
Informes sobre síntomas estructurales preocupantes (caída de reservas, paralización de inversiones y fuertes exportaciones).

Crisis Económica 2002: Ley de Emergencia Económica ordena renegociación de todos los contratos de servicios públicos de electricidad y gas natural.

Principios de 2004:
Argentina ingresa en una crisis energética de características estructurales. Compromete el normal abastecimiento interno, con afectación a los países vecinos.

Año 2006 : Los indicadores de abastecimiento se agravan.

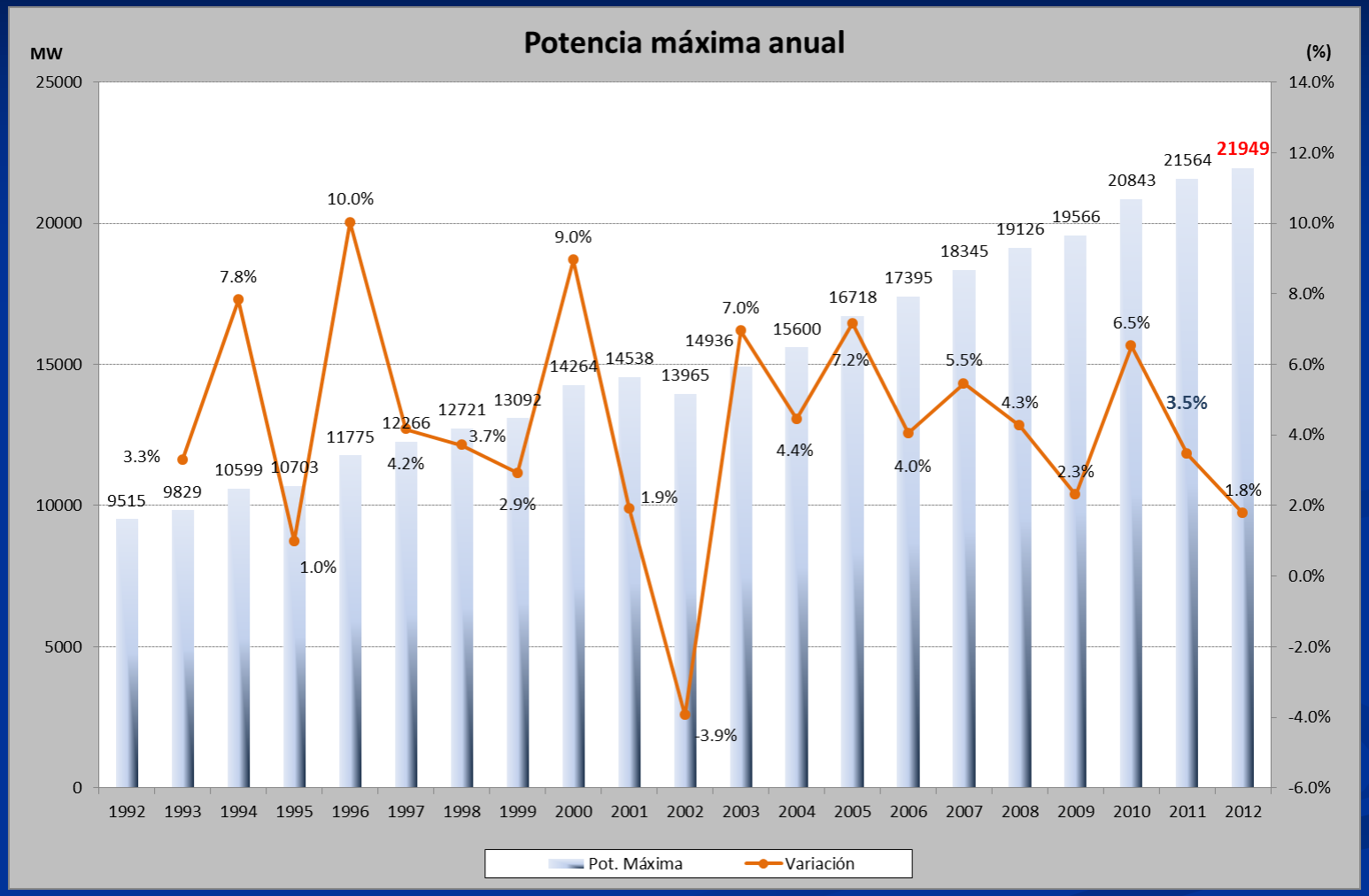
CONTEXTO GENERAL - ANTECEDENTES

Año 2007 :
Se ingresa en una fase de "Restricciones Generalizadas"(gas, combustibles líquidos, electricidad). Creciente preocupación e incertidumbre en todas las regiones, sectores productivos y usuarios en general.

Año 2008 - 2011 :
Las restricciones pasan a ser normales a pesar que comienzan a incorporarse nuevos equipamientos térmicos, Ciclos Combinados y motores del plan Energía Distribuida. Crece exponencialmente la factura de combustibles y los subsidios.

Año 2012 – actualidad:
Las empresas de transporte y distribución entran en un acelerado deterioro económico-financiero, contraen deuda con CAMMESA, proveedores y trabajadores. La inversión nueva en generación está esencialmente vinculada a la financiación pública o a contratos con garantía soberana.

EVOLUCION DE LA DEMANDA MAXIMA DE POTENCIA EN EL MEM 1992-2012

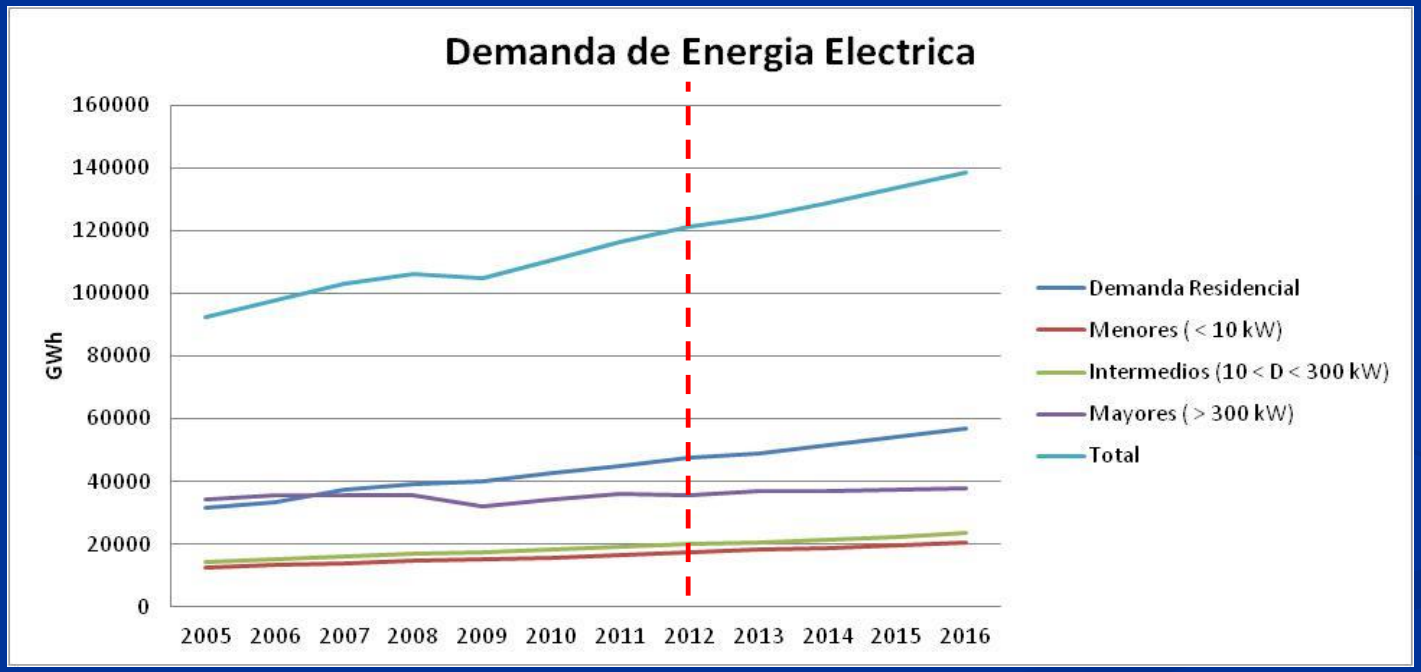


La demanda de Potencia Máxima del MEM, ha crecido a una tasa del 4,2% en los últimos 20 años. Hace pocos días alcanzó el máximo de 22.500 MW

Sector Eléctrico

Proyección de la Demanda:

Evolución Histórica 2005-2012
Estimación 2013 (en base a los primeros cinco meses)
Proyección 2014 -2016



Tasa de crecimiento 2005-2013 (anual)	
Demanda Residencial	5.03%
Menores (< 10 kW)	4.05%
Intermedios (10 < D < 300 kW)	4.31%
Mayores (> 300 kW)	0.85%
Total	3.37%

Cambios tecnológicos en la demanda... y mayor variabilidad climática

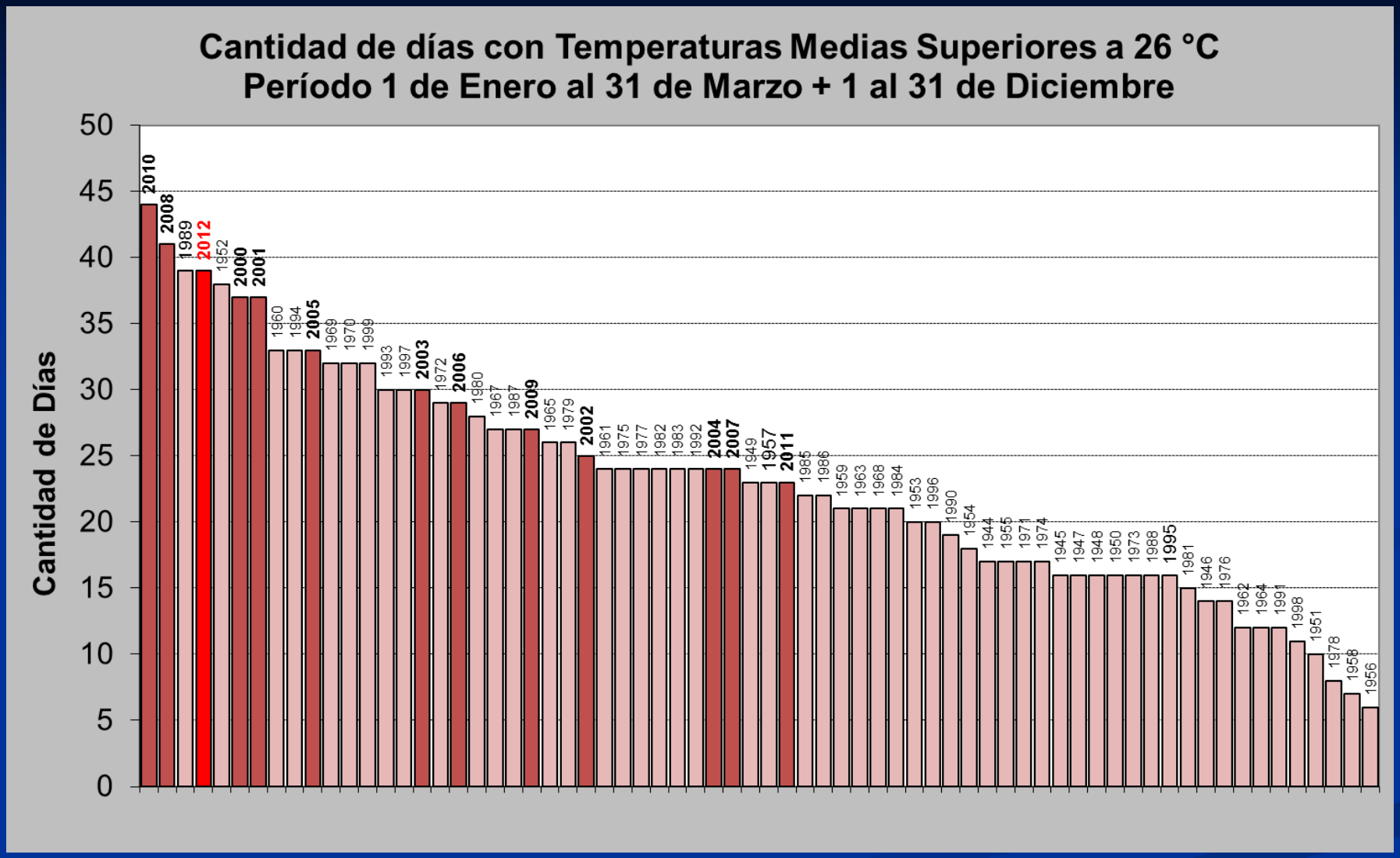
- ✓ Acondicionamiento climático de locales. CAMMESA ha podido estimar en alrededor de 5500/6000 MW el efecto del acondicionamiento térmico en días extremos calurosos vs templados/frescos, representando una variación porcentual de aprox. 35% sobre la base...

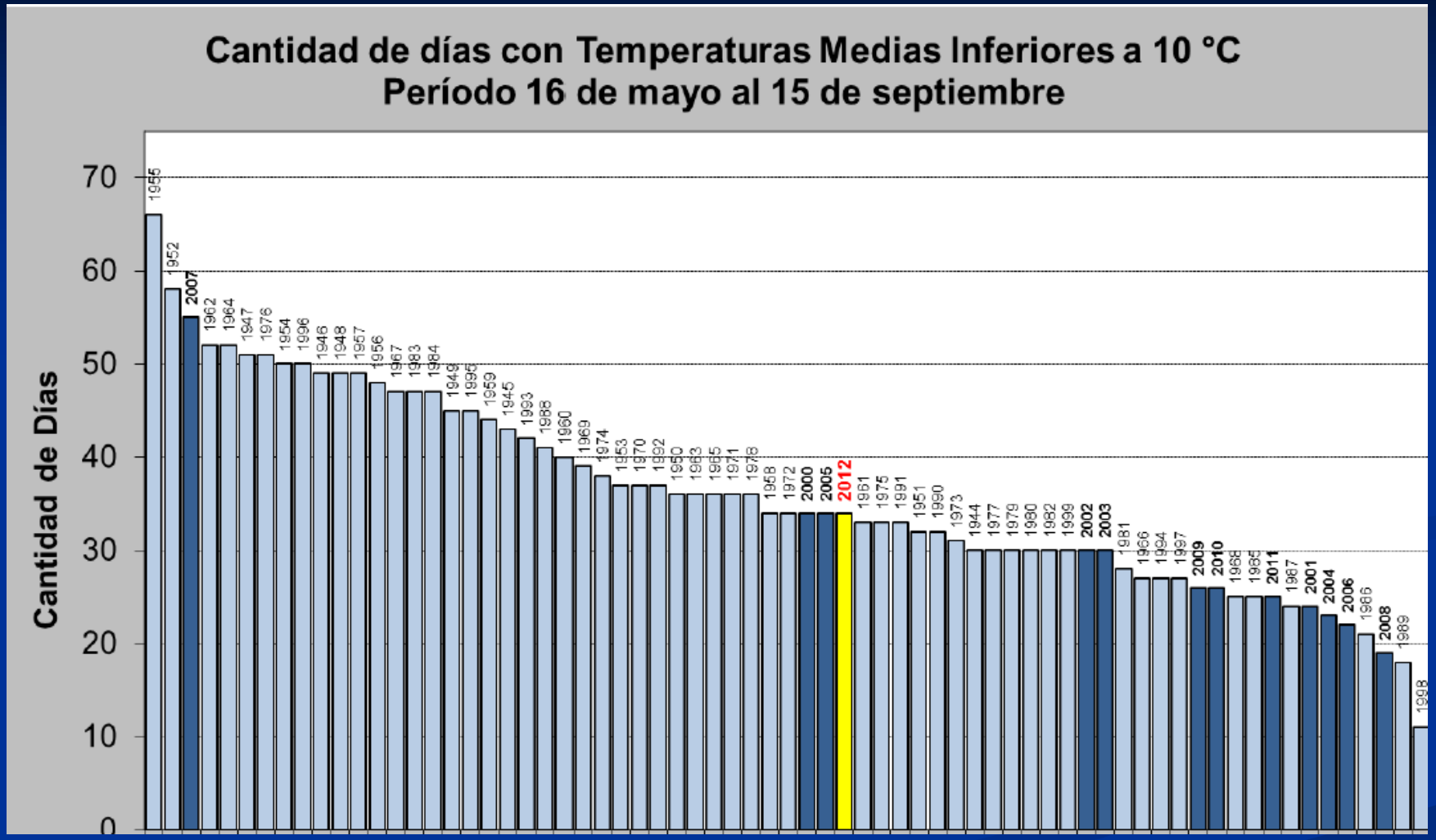
- ✓... y también en invierno con variaciones entre 2500/3000 MW...

- ✓La variación se produce en un período de una semana y obliga a tener equipos de reserva que sean capaces de manejar la diferencia de potencia requerida por la demanda.

- ✓Se observa en el presente siglo una tendencia a tener años calurosos, es decir con mayor cantidad de días con temperaturas medias superiores a los 26° C.

- ✓E inviernos mas templados…, con excepción del invierno del 2007 que fue el tercer invierno mas frio del registro .


Cantidad de días con Temperaturas Medias Superiores a 26 °C
Período 1 de Enero al 31 de Marzo + 1 al 31 de Diciembre
Cantidad de Días
0
5
10
15
20
25
30
35
40
45
50
2010
2008
1989
2012
1952
2000
2001
1960
1994
2005
1969
1970
1999
1993
1997
2003
1972
2006
1980
1967
1987
2009
1965
1979
2002
1961
1975
1977
1982
1983
1992
2004
2007
1949
1957
2011
1985
1986
1959
1963
1968
1984
1953
1996
1990
1954
1944
1955
1971
1974
1945
1947
1948
1950
1973
1988
1995
1981
1946
1976
1962
1964
1991
1998
1951
1978
1958
1956


Cantidad de días con Temperaturas Medias Inferiores a 10 °C
Período 16 de mayo al 15 de septiembre
Cantidad de Días
0
10
20
30
40
50
60
70
1955
1952
2007
1962
1964
1947
1976
1954
1996
1946
1948
1957
1956
1967
1983
1984
1949
1995
1959
1945
1993
1988
1960
1969
1974
1953
1970
1992
1950
1963
1965
1971
1978
1958
1972
2000
2005
2012
1961
1975
1991
1951
1990
1973
1944
1977
1979
1980
1982
1999
2002
2003
1981
1966
1994
1997
2009
2010
1968
1985
2011
1987
2001
2004
2006
1986
2008
1989
1998

Evolución de la Capacidad Instalada en el MEM

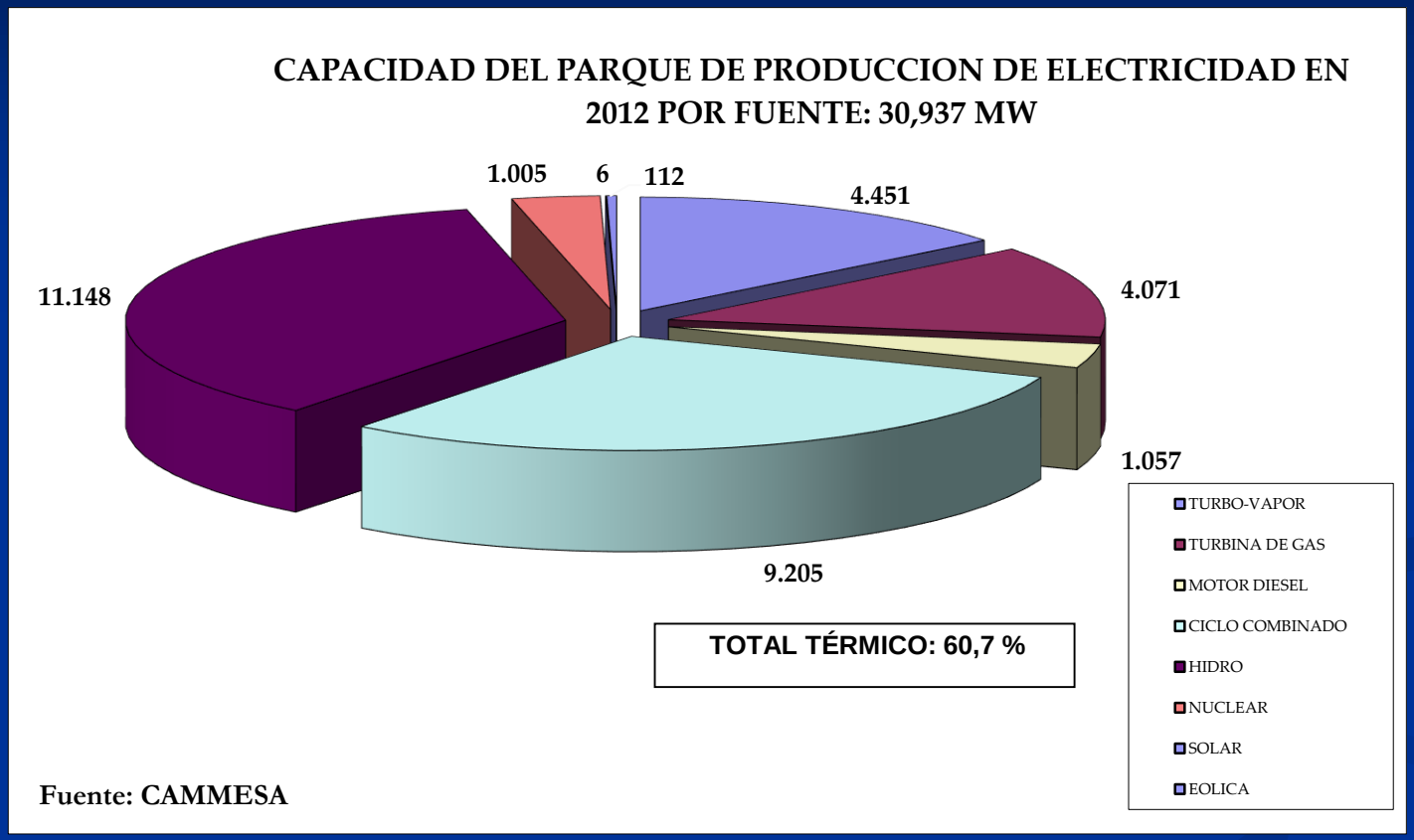
Año	TURBO-VAPOR	TURBINA DE GAS	MOTOR DIESEL	CICLO COMBINADO	HIDRO	NUCLEAR	SOLAR	EOLICA	TOTAL
2012	4.451	4.071	1.057	9.205	11.148	1.005	6	112	30.937
2011	4.445	3.676	700	8.183	11.038	1.005	-	-	29.047
2010	4.989	4.713	603	6.473	10.319	1.005	-	-	28.102
2009	4.438	4.313	354	6.473	10.319	1.005	-	-	26.902
2008	4.438	4.026	238	6.362	10.156	1.005	-	-	26.225
2007	4.573	2.306	4	6.362	10.156	1.005	-	-	24.406
2006	4.463	2.266	4	6.361	9.934	1.005	-	-	24.033
2005	4.496	2.083	4	6.299	9.415	1.005	-	-	23.302
2004	4.526	2.098	4	6.299	9.100	1.005	-	-	23.032
2003	4.515	2.138	4	6.296	9.021	1.005	-	-	22.979
2002	4.515	2.022	4	6.271	9.021	1.005	-	-	22.838
2001	4.515	2.039	4	5.856	8.925	1.005	-	-	22.344

+ 2000 MW

La capacidad instalada en el MEM se incrementó 38 % entre 2001 y 2012. La capacidad termoeléctrica ya supera el 60%, y los motores diesel alcanzaron casi el 5% de la capacidad total instalada, superando la capacidad nuclear.

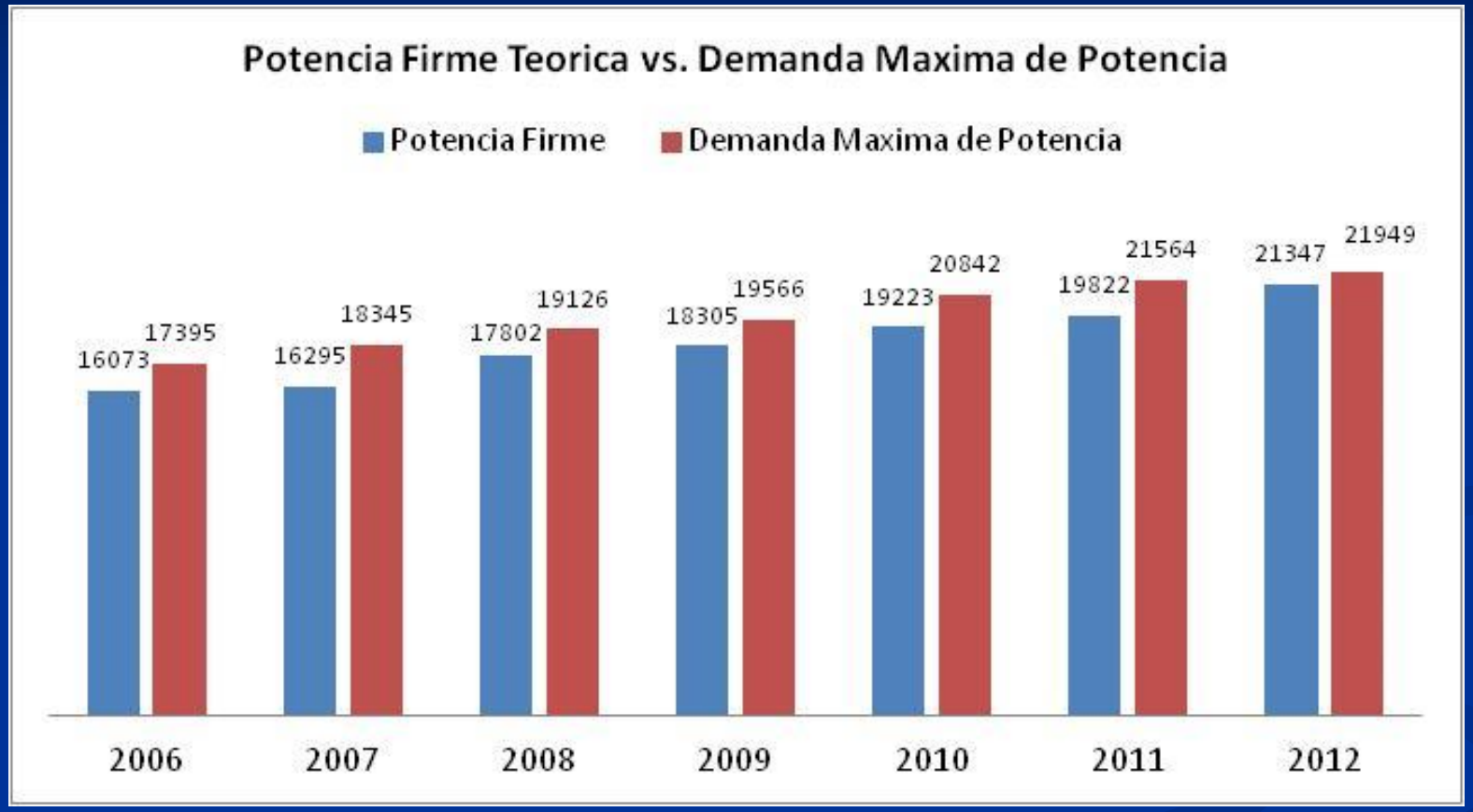
Entre 2001 y 2007 apenas se incorporaron 2000 MW, absorbiendo márgenes de reserva que aún no se han repuesto.

Capacidad Instalada en el MEM por Fuente



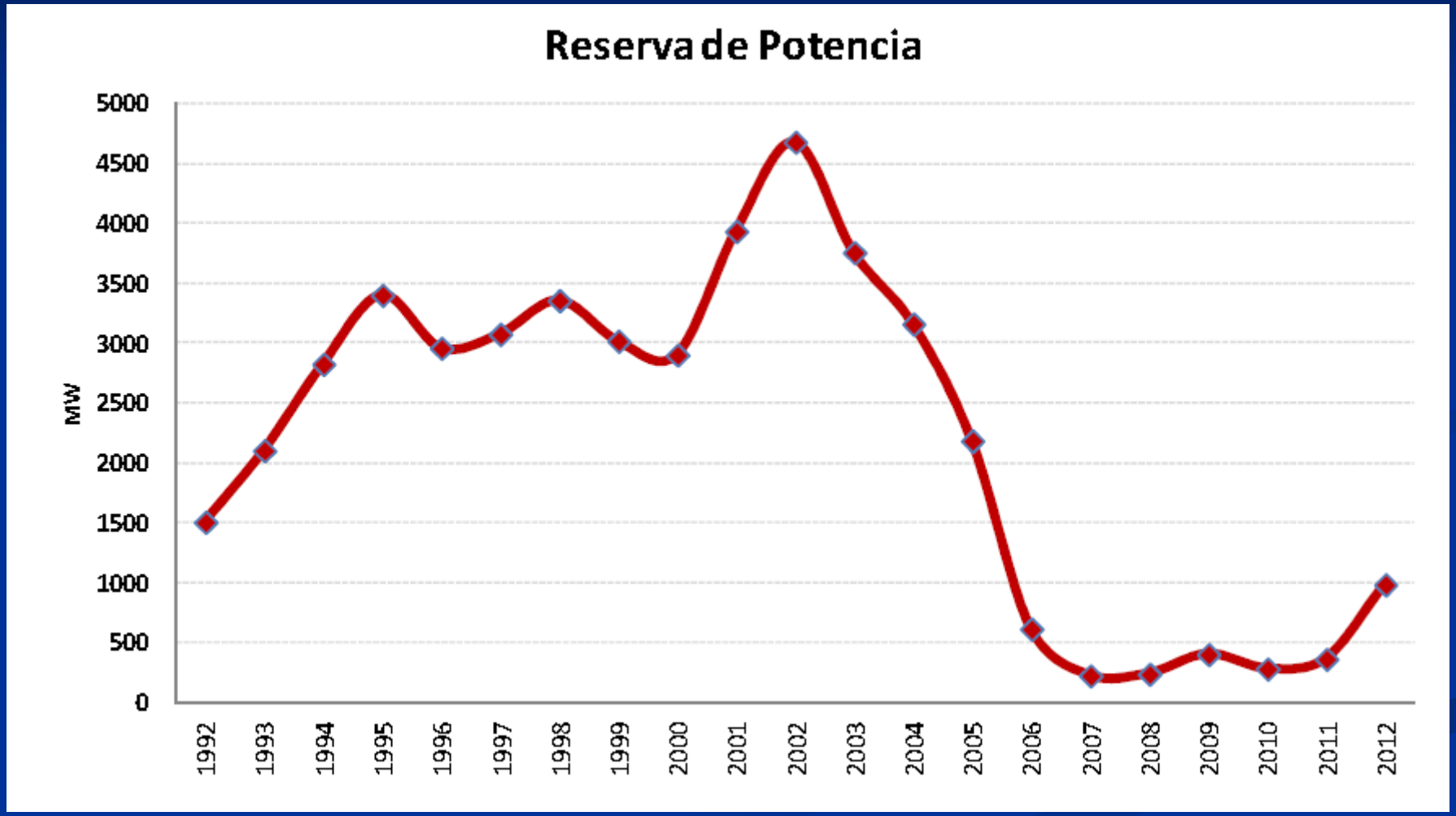
La composición térmica del parque creció del 55,6% en 2001 a 60,5% en 2012, con el consiguiente impacto sobre el consumo de combustibles.

Balance entre Potencia Firme Teórica y Demanda Máxima de Potencia



Se observa un permanente déficit que hace que en rigor la reserva del sistema sea nula o negativa. Es cubierta con restricciones en la demanda, y con importaciones de Brasil.

Evolucion de la Reserva de Potencia 1992 - 2012



Calculo de la Potencia Firme en el MEM

ESTIMACION DE POTENCIA FIRME EN EL MEM [MW]							
	VAPOR	TG + D	CC	TERM	HIDRO	NUC	TOTAL
2006	3.124	1.861	5.216	10.202	4.967	905	16.073
2007	3.201	1.894	5.217	10.312	5.078	905	16.295
2008	3.107	3.496	5.217	11.820	5.078	905	17.802
2009	3.107	3.827	5.308	12.241	5.160	905	18.305
2010	3.492	4.359	5.308	13.159	5.160	905	19.223
2011	3.112	3.588	6.710	13.410	5.519	905	19.833
2012	3.116	4.205	7.548	14.869	5.574	905	21.347

Nota: Indisponibilidad TV: 30%; CC y TG: 18%;
Hidráulicas: Potencia firma año hidrológico medio
Nuclear: 90%

La necesidad de contar con márgenes de reserva suficientes para evitar interrupciones en el abastecimiento en los momentos críticos del sistema, obliga a una cuidadosa planificación para la expansión de la capacidad instalada.

Algunos elementos que caracterizan el parque termoeléctrico argentino

✓ La potencia térmica generable depende de la disponibilidad del parque y del tipo de combustible: Máquinas indisponibles programadas o intempestivas, y máquinas indisponibles por combustible

✓ En el caso de los CC, de acuerdo a estudios de CAMMESA, la disponibilidad con gas oil es mucho menor a la disponibilidad con gas, por razones técnicas, de diseño y operativas => la generación media cae del orden de 1000 MW (aprox 20%)

✓ En el caso del parque TV, la disponibilidad con combustibles alternativos es similar a la disponibilidad con gas natural y en las actuales condiciones el período de máximo despacho es en los meses de invierno.

Problemas operativas detectados en los Ciclos Combinados

✓Una hora operando con Gas Oil equivale a 1,5 a 1,8 hs de operando con Gas Natural según el tipo y marca de la TG.

✓Esto acorta los tiempos entre las revisiones periódicas y provoca mayores costos de operación y mantenimiento

✓Las TGs de los CC de gran potencia (> 700 MW) instaladas a partir de los 90´ fueron diseñadas para operar utilizando Gas Natural como combustible base y Gas Oil como combustible sustituto para situaciones especiales de corto tiempo.

✓El uso de GO por largos periodos de tiempo en sistemas de combustión que no estaban previstos para este servicio (se asumía que este combustible solo se usaría aprox. 100 hs por año) provoca daños en los equipos asociados a estos sistemas, principalmente quemadores, cámaras de combustión y piezas de transición.

Ingreso de Potencia en el 2012

	TV	TG	CC	DI	TER	NU	FT	EO	HID	TOTAL
INGRESO DE POTENCIA 2012	6	541	481	192	1221	0	5	96	31	1354

(*) Pasaron a formar parte del tipo de generación CC
(**) De manera adicional se tiene una potencia disponible en unidades móviles de 220MW.

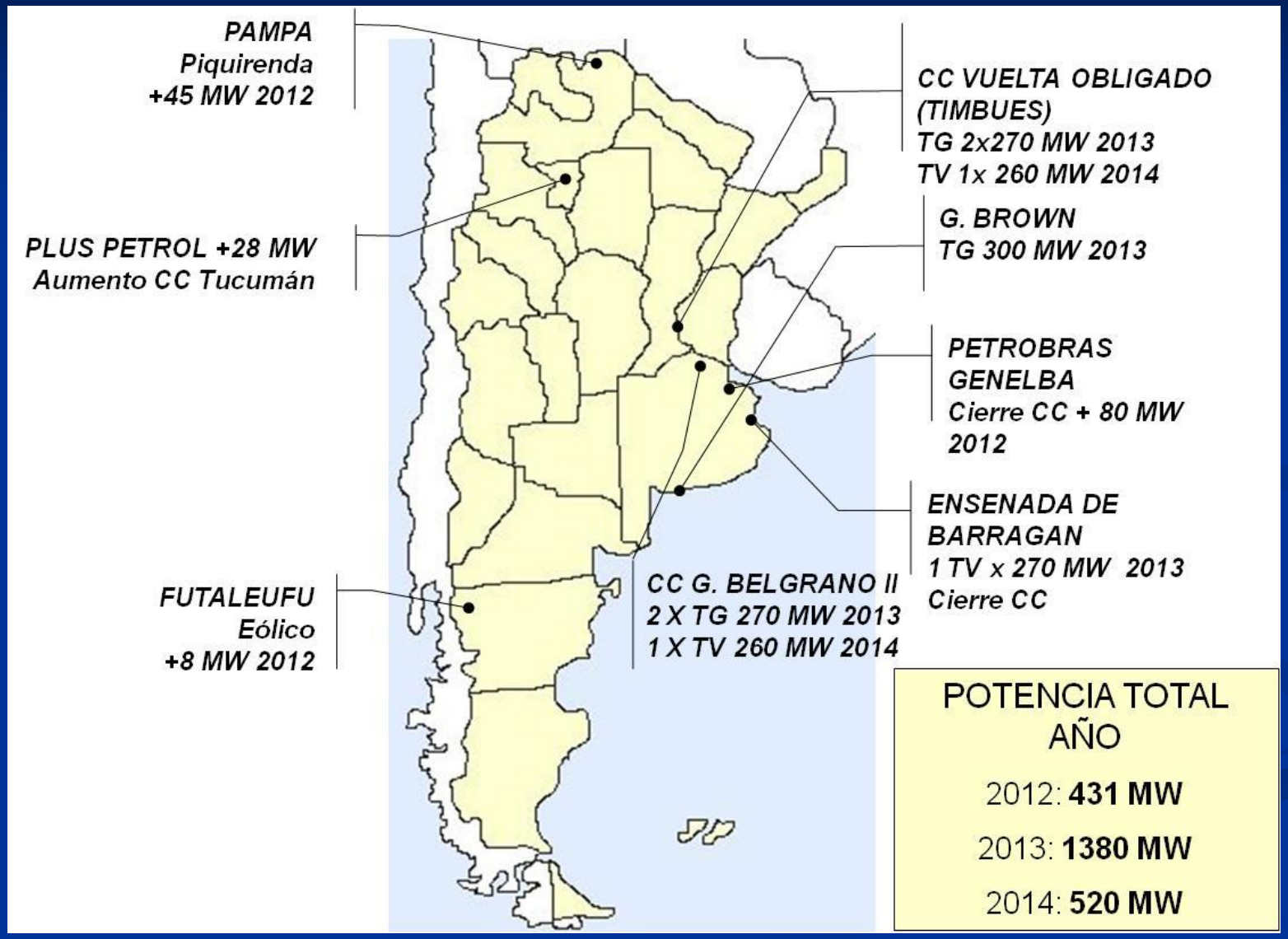
DETALLE	POTENCIA MW
CT BARRAGAN - ENARSA (TG)	567
CT BRIGADIER LOPEZ - ENARSA (TG)	280
C.T. Pilar (ingreso TV-Cierre CC)	149
Energía Distribuida - ENARSA	147
Eólico [Se completó Arauco + Rawson]	95.6
C.COSTA ATLANTICA (ingreso TG22)	26
SINOPEC Arg. - El Huemul	25
CENTRAL JULIAN ROMERO	6
CENTRAL HIDRAULICA CIPOLLETTI	5.4
CENTRAL HIDRAULICA CESPEDES	5.2
TOTAL	**1306**

El 73% del ingreso de potencia corresponde a ENARSA, del cual el 11% corresponde al programa de Energía Distribuida.

Ingreso de Nueva Generación prevista 2011/2012 en el MEM

✓El ingreso de Atucha II es muy importante para el sistema eléctrico.

Ingreso de Generación Prevista 2012 - 2014



Mecanismos empleados para el Ingreso de Nueva Generación en el MEM

- **Res. SE N°1193/05 "FONINVEMEM"** → Fondo de Inversiones para incrementar la oferta, concretándose la instalación dos ciclos combinados de 800MW c/u (Campana y Timbúes)
- **Res SE 1281/06** => generación Plus (privados Güemes TG, Genelba TG, otras) con contratos con Grandes Usuarios
- **Res. SE N°1836/07 "ENARSA"** → Generación Distribuida entre 800 y 1200 MW
- **Res. SE N°220/07** → Incorporación oferta térmica entre 1.500 y 2.000MW (ENARSA Barragán y López, CC Pilar, otras)
- **Res. SE N°200/09 "NASA"** → Contrato para financiar Atucha II (700 MW)
- **Res. SE N°712/09 (MPFlPyS N° 794/09 – Lic. ENARSA EE 01/2009 "GENREN")** → Provisión Energía Eléctrica a partir de Fuentes Renovables (500/1000 MW)
- **Res. SE N°762/09 "Programa Nacional Grandes Obras Hidroeléctricas"** Incorporación Oferta Hidráulica diversificación matriz energética.

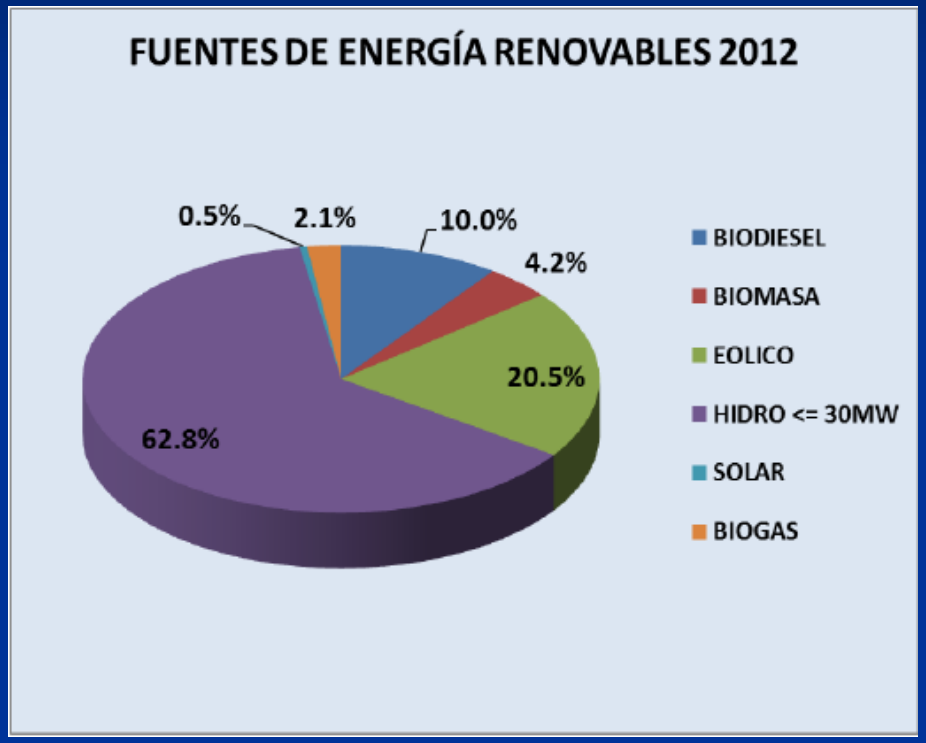
Porque no funciona la incorporación de capacidad que no sea de origen térmico...

- La instalación de nueva generación nuclear, renovable e hidráulica con el objeto de modificar la tendencia de aumento consumo de combustibles fósiles, está sujeta a las siguientes condiciones:

- El mecanismo base de recuperación de costos es a través de contratos entre CAMMESA y los Generadores.
  - ***Vendedor***: *nueva generación en la cual participa el estado Nacional, ENARSA o empresas Privadas*
  - ***Comprador***: *el MEM, representado por CAMMESA, para abastecer demanda a precio estacional.*
  - *CAMMESA sigue instrucciones regulatorias.*
  - *Precio contrato relacionado con costos de potencia y energía*
  - *Prioridad de pago equivalente a costos de combustible*
  - *Duración: 10/15 años*

- Este mecanismo no funciona, porque no permite el financiamiento de los proyectos del momento que CAMMESA no es sujeto de crédito y requiere el respaldo del Estado Nacional, que emplea mecanismos discrecionales.

Energías Renovables 2012

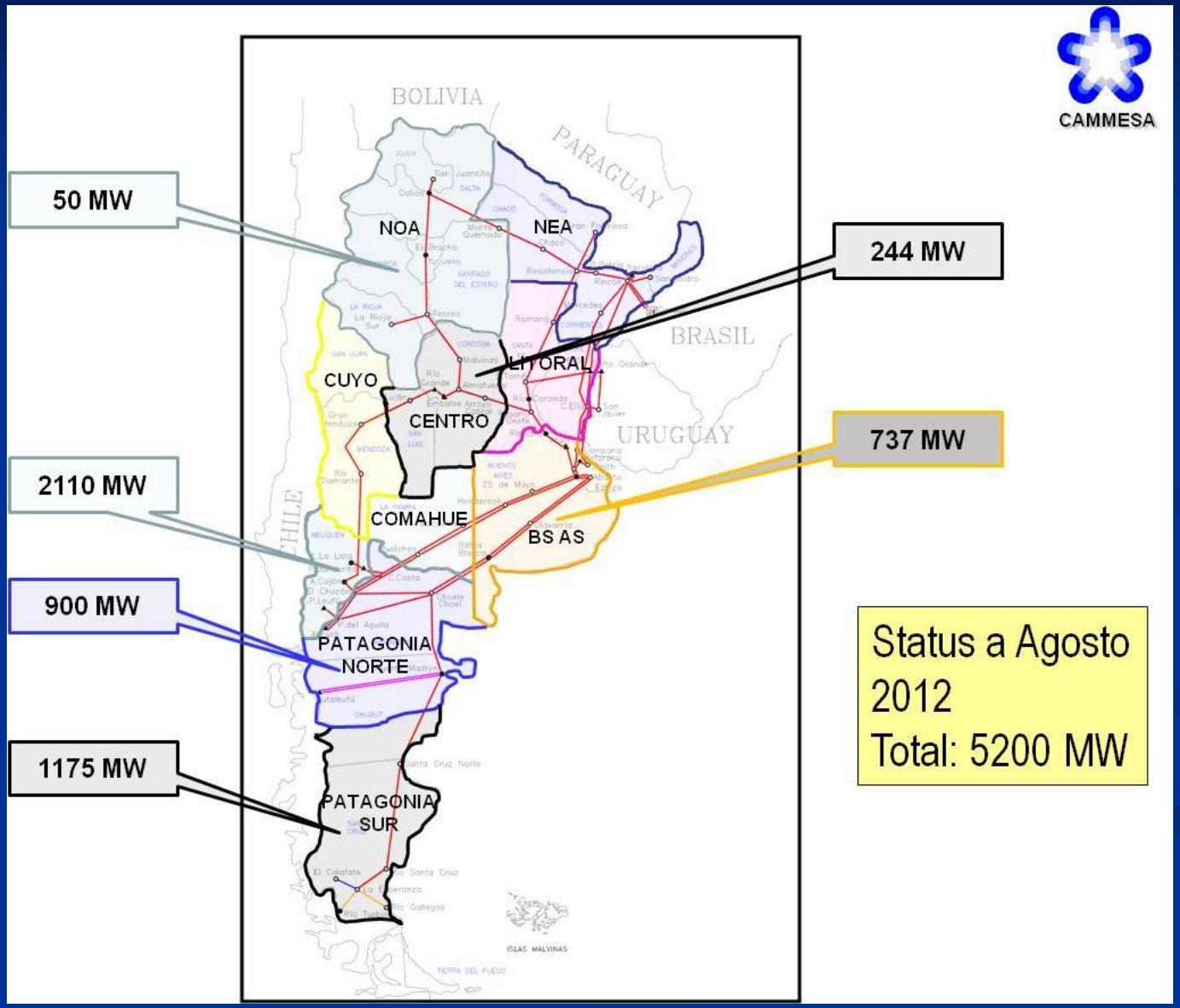


FUENTE DE ENERGÍA [GWh]	AÑO 2011	AÑO 2012
BIODIESEL	32	170
BIOMASA	91	71
EOLICO	16	348
HIDRO <= 30MW	877	1069
SOLAR	1.7	8.1
BIOGAS	0.0	36
Total GWh	1018	1702

FUENTE DE ENERGÍA	AÑO 2011	AÑO 2012
Demanda MEM	116 507	121 192
Ren MEM / Dem MEM	0.9%	1.4%

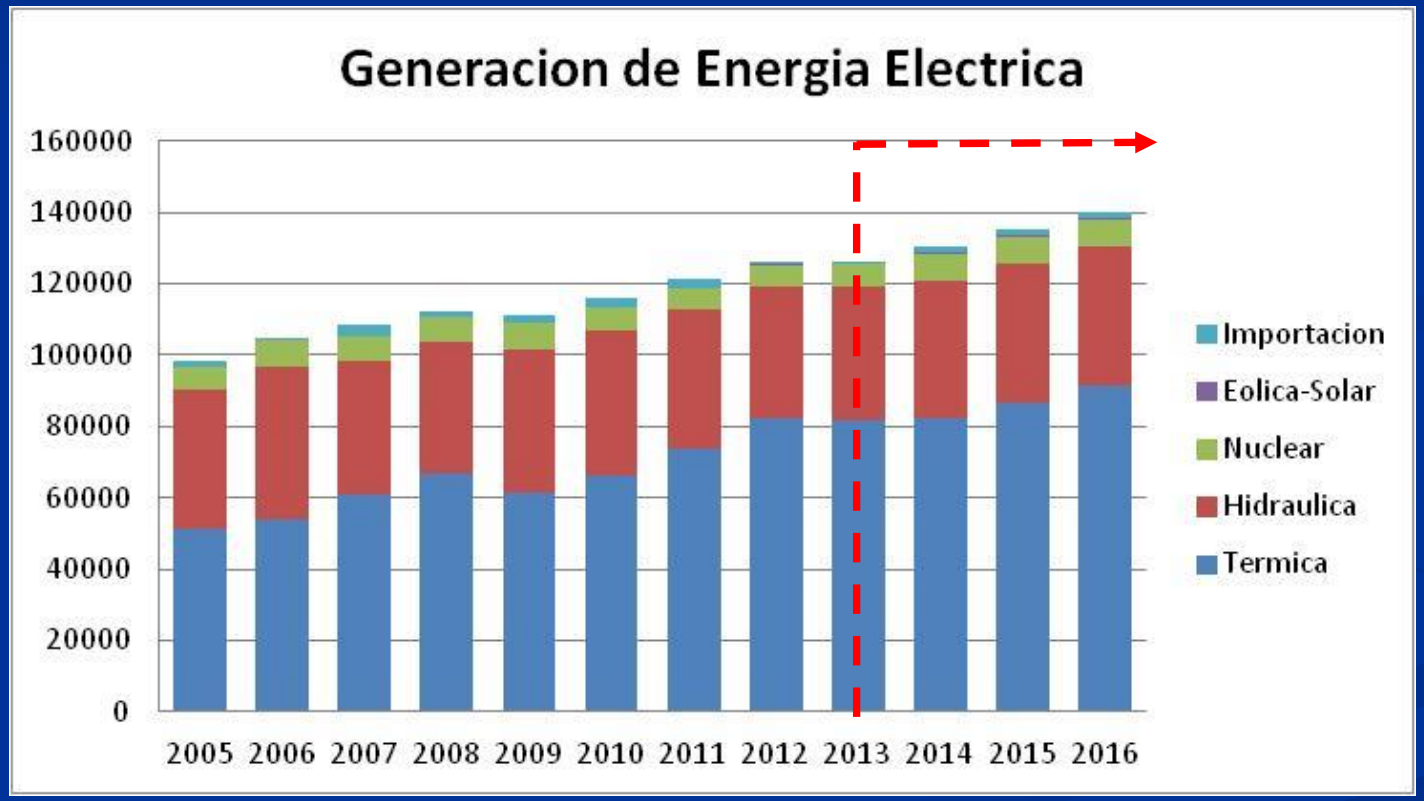
Si bien se observa un interesante crecimiento, parece poco probable que en el 2016 se pueda alcanzar el 8% de la produccion de electricidad con estas fuentes renovables. De acuerdo a las proyecciones realizadas, la produccion deberia crecer casi diez veces hasta alcanzar los 11 GWh.

Previsión de Ingreso de Eólicas en el SADI



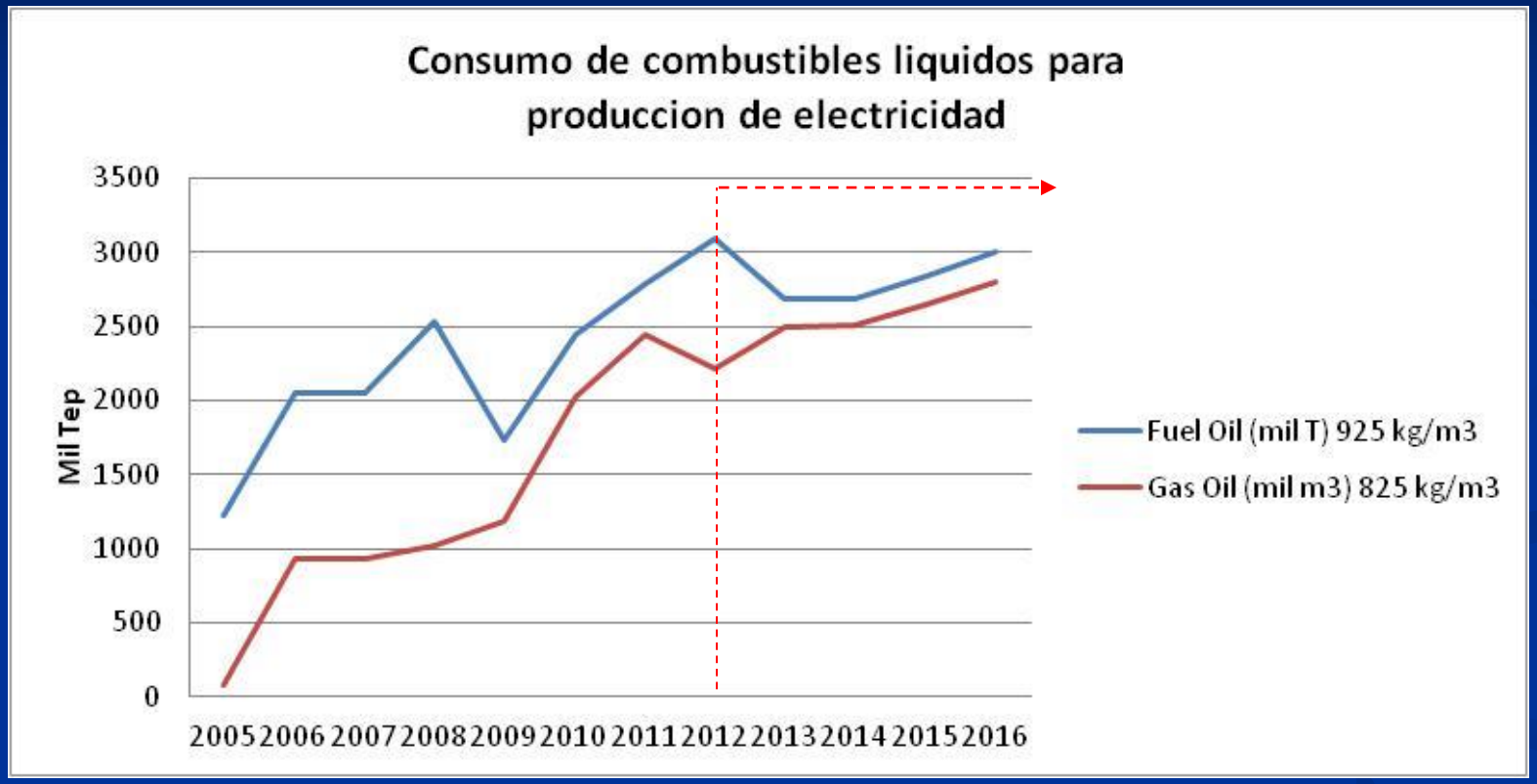
Proyección de la Oferta:

Ingresa Atucha II en 2014 a pleno régimen;
Se retira Embalse para prolongación de vida útil
Incorporación Térmica decidida y en construcción



Generacion en 2016	
Termica	64.9%
Hidraulica	29.8%
Nuclear	4.7%
Eolica-Solar	0.3%

Consumo de Combustibles para Produccion de Electricidad



La caída continua de la produccion nacional de gas natural y las decisiones de equipamiento tomadas, obligan a incrementar el consumo de combustibles líquidos: fuel oil y gas oil. El ingreso de Atucha II permitirá reducir requerimientos sobre estas fuente

Expansión de la Red de Transporte en Alta Tensión 2013/2014

Para los ingresos de Generación previstos al 2013 :

- incorporación de transformadores (Rosario Oeste, Ramallo y Ezeiza)
- Ex Sub-estación Smith en 220 kV
- Puenteo de una línea Abasto – Rodríguez en E.T. Ezeiza

A partir de 2014 (ingresos de TV de ciclos combinados) , se requiere:

- Abrir Rodríguez en 2 estaciones

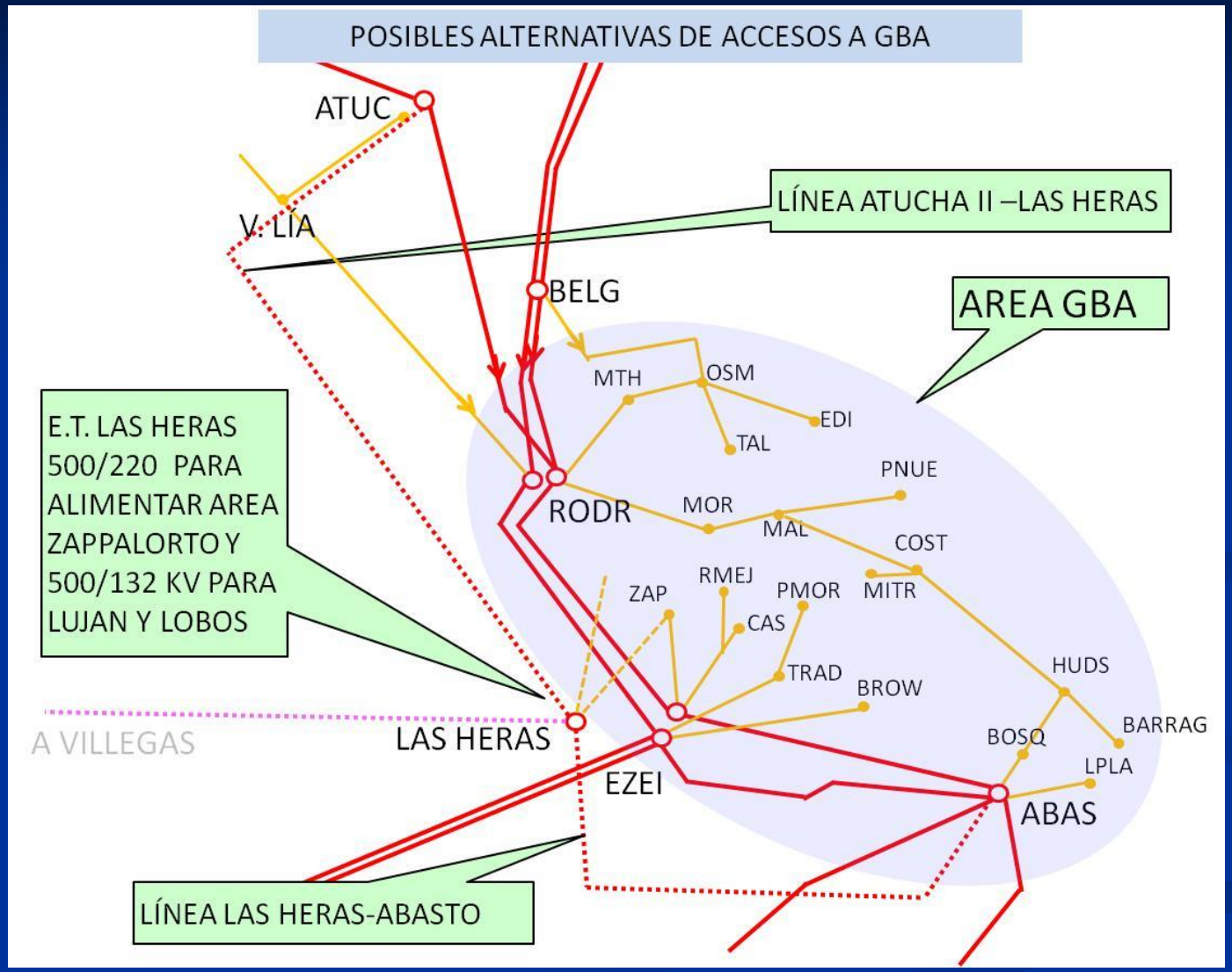
ó

- Aumentar potencia de CC en E.T. Ezeiza y Rodríguez

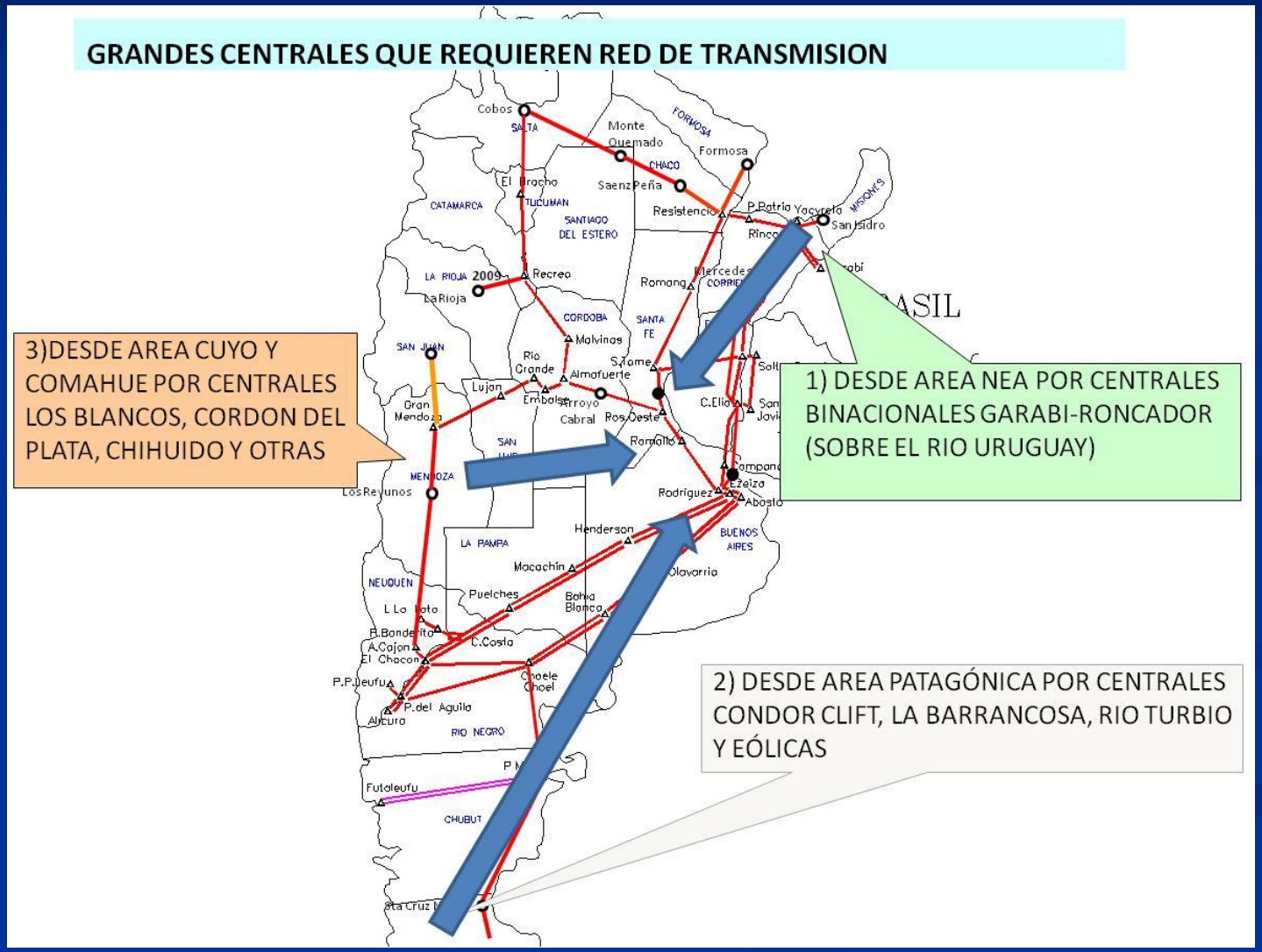
Desde esa fecha las próximas incorporaciones deberán ser resueltas con soluciones estructurales:

- Nuevas Líneas de 500 kV en un Cordón exterior al actual anillo Abasto – Ezeiza – Rodríguez

Expansión de la Red de Transporte en Alta Tensión 2013/2014



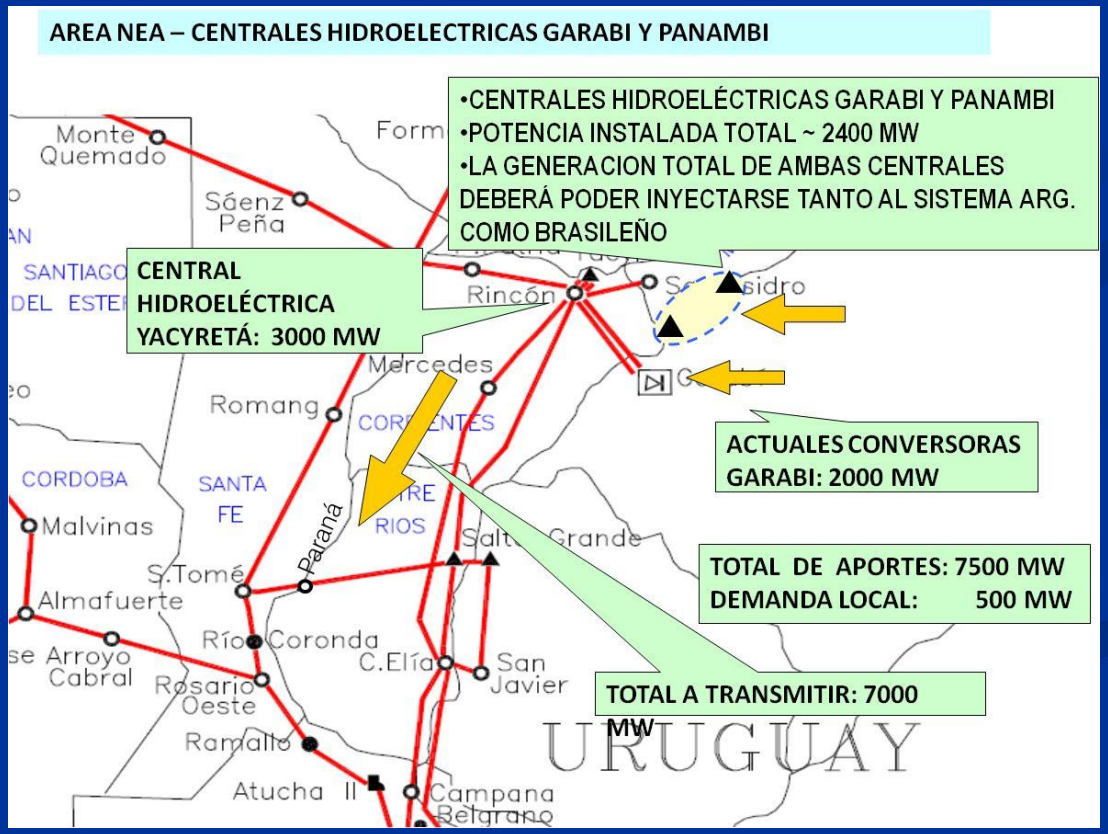
Expansión de la Red de Transporte en Alta Tensión Mediano y Largo Plazo



Expansión de la Red de Transporte en Alta Tensión Mediano y Largo Plazo

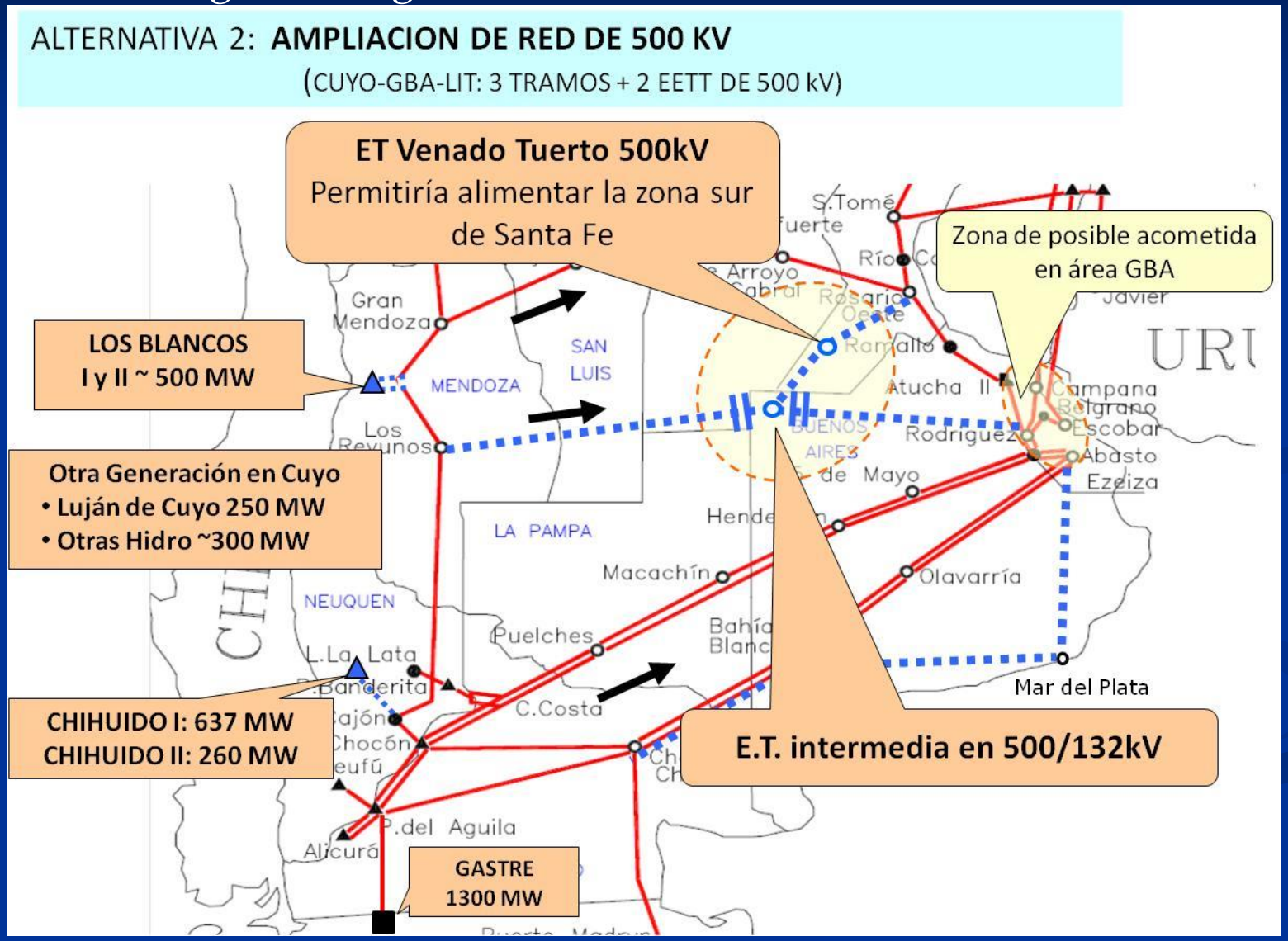
Área NEA Central Binacional Hidroeléctrica Garabi y Panambi:

Alternativa 1: 500 kV ramal por el rio Uruguay
Alternativa 2: 500 kV ramal por el rio Paraná
Alternativa 3: 500 kV ramal por el rio Paraná, 750 kV por el rio Uruguay
Alternativa 4: Transmisión en CC – posible 600 kV



Expansión de la Red de Transporte en Alta Tensión Mediano y Largo Plazo

Evacuación Región Patagónica:



Expansión de la Red de Transporte en Alta Tensión Mediano y Largo Plazo

RESUMEN

INTERCONEXIÓN DEL OESTE:
POR LA LONGITUD, LA POTENCIA A TRANSMITIR Y NECESIDAD DE REBAJES A 132 KV EN SU RECORRIDO, LA MEJOR OPCIÓN SERÍA UNA LÍNEA DE A.C. 500 KV CON ESTACIONES INTERMEDIAS

INTERCONEXIÓN DEL NORESTE:
POR LA LONGITUD, LA POTENCIA A EVACUAR Y LA OPORTUNIDAD DE REFORZAR EL ACTUAL CORREDOR DE 500 KV LITORAL-GBA, HAY DISTINTAS OPCIONES:

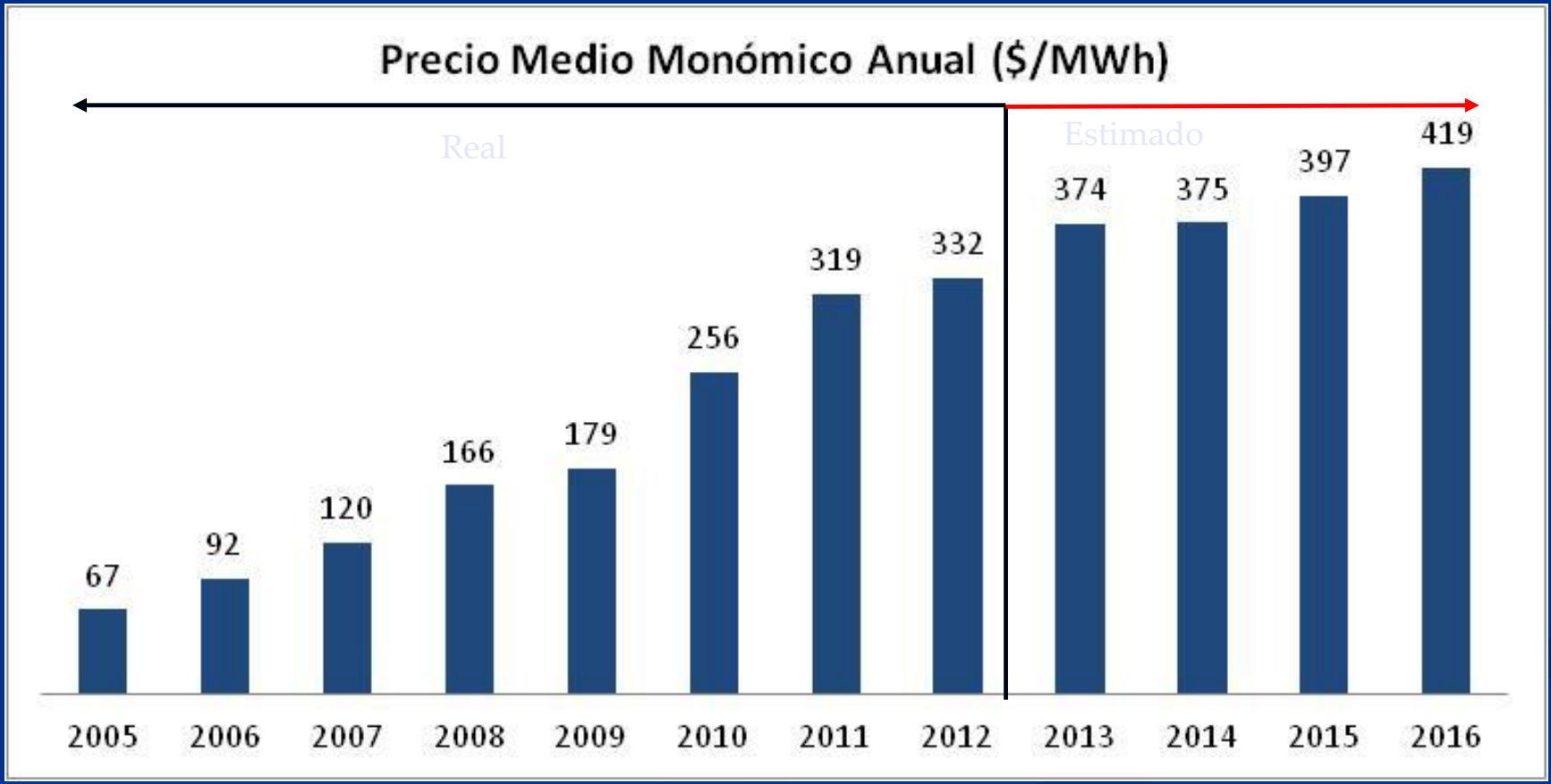
- TODAS LAS LINEAS DE 500 KV
- LINEAS DE 765 Y 500 KV
- TRANSMISION EN D.C. +/- 600 KV

INTERCONEXIÓN DEL SUR:

- POR LA LONGITUD Y LA POTENCIA A EVACUAR LA OPCION DE TRANSMISION EN D.C. EN +/- 600 KV PARECE SER LA MEJOR OPCION.
- LA RED DE 500 KV AC PARALELA EXISTENTE ATENDERÁ LAS NECESIDADES LOCALES

Precio Medio Monomico Anual

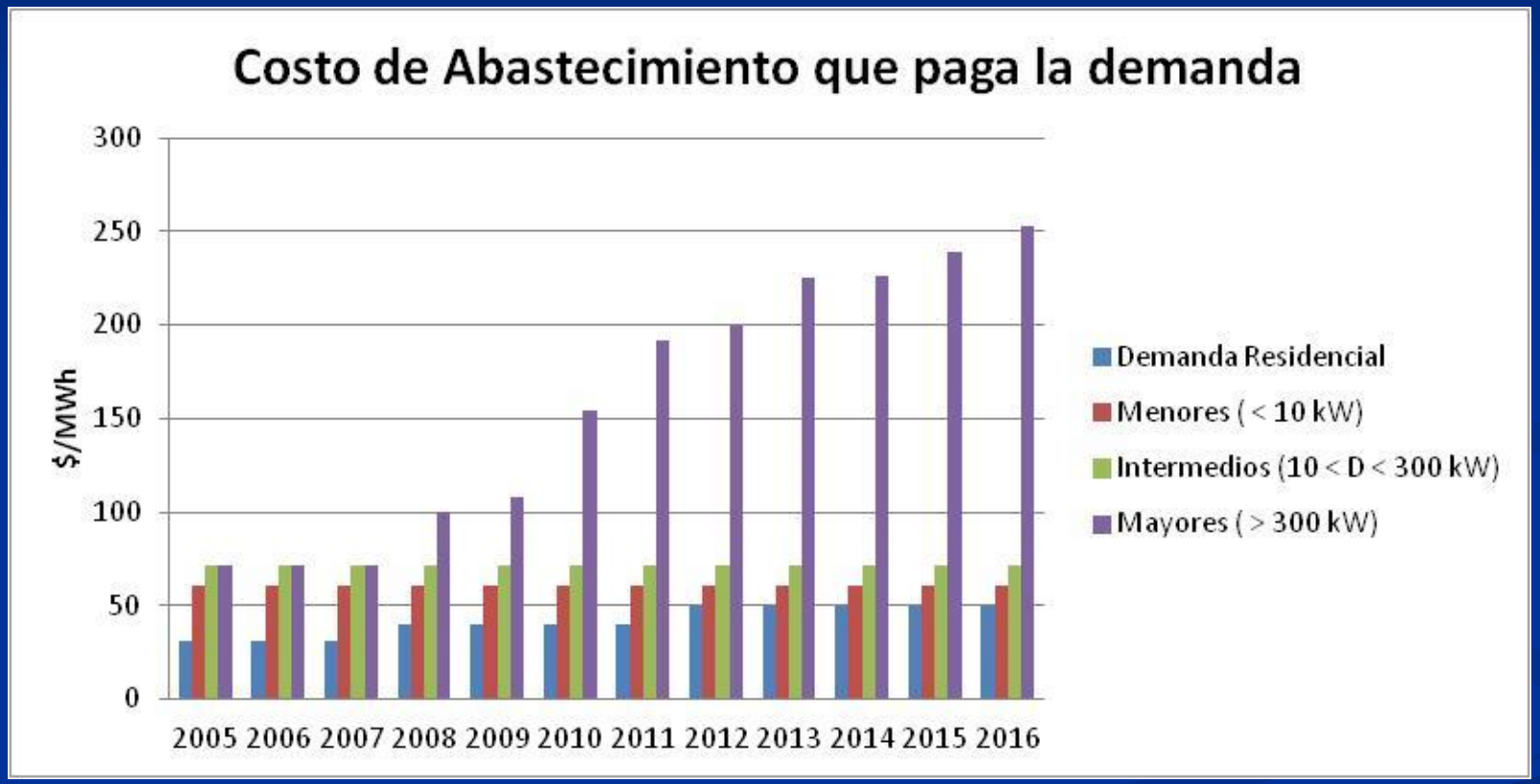
Es el costo de producción de 1 MWh del parque eléctrico del MEM teniendo en cuenta todos los conceptos que lo componen. Lo llamamos costo de abastecimiento



Fuente: CAMMESA, evolucion real y estimaciones propias

Precio que pagan los usuarios por el abastecimiento

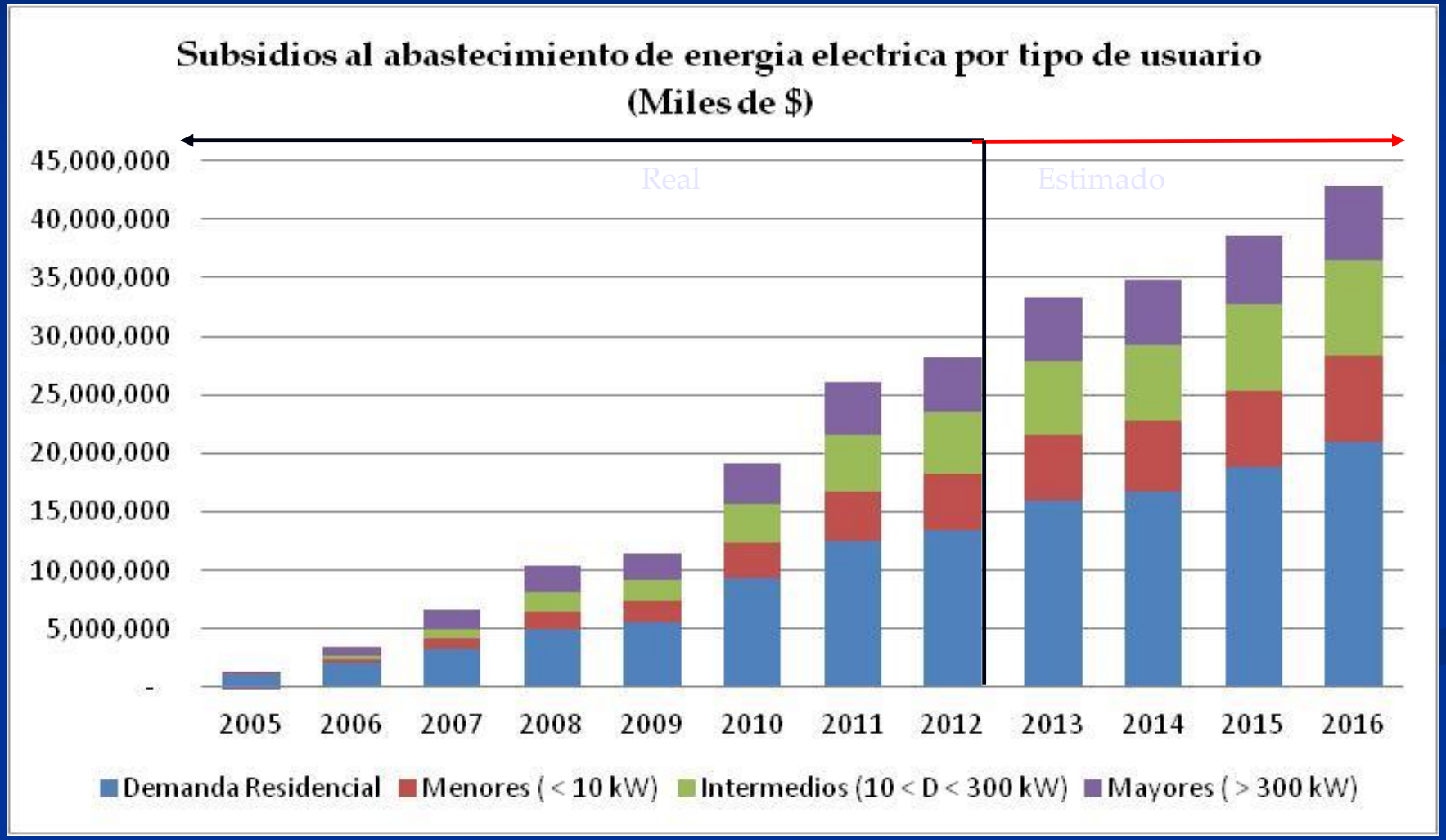
Es el componente de abastecimiento que esta incluido en la tarifa del usuario final($/MWh)



Casi el 85% de la demanda paga un precio por el abastecimiento inferior a los 70 $/MWh. La gran industria paga por el abastecimiento un valor mas cercano al costo de produccion.

Subsidios al Costo de Abastecimiento
Energía Eléctrica

Es la diferencia entre el costo de produccion de la energía y lo que paga la demanda como costo de abastecimiento



Supuestos adoptados para el calculo de subsidios y resultados

a) No se modifica la política del Gobierno Nacional de subsidios y de precios a usuarios finales

b) Los precios medios monomicos anuales se incrementan como resultado de una mayor generación de energía de origen térmico.

c) Bajo estos supuestos y los realizados para las proyecciones de oferta y demanda del MEM, los requerimientos al Tesoro para subsidios eléctricos serian :

2013:	33,3 mil millones de pesos;
2014:	34,8 mil millones de pesos;
2015:	38,6 mil millones de pesos;
2016:	42,8 mil millones de pesos.

Factores que incrementan los requerimientos de subsidios

b) Aumento de los precios internacionales del petróleo y del gas natural (se supuso que los mismos se mantienen en los niveles de fines de 2012);

b) Incremento de la demanda por aleatoriedad climática. Inviernos muy fríos o veranos muy cálidos

c) Disminución de la produccion hidroeléctrica por aleatoriedad hídrica (años secos).

d) Mayores requerimientos de fondos de las empresas de Distribución y Transporte de jurisdicción nacional, por insuficientes ingresos con VAD congelado.

Políticas y acciones de corto plazo que reducen el requerimiento de subsidios

a) El ingreso de Atucha II en 2014 en operación plena y la postergación de la salida de Embalse para prolongación de vida útil, reduce los requerimientos de generación térmica y por lo tanto el crecimiento del Precio Medio Monómico Anual.

b) El progresivo aumento del precio de abastecimiento en las tarifas de los usuarios residenciales y de las PYMES mejora los ingresos del sector y permite pagar una porción mayor del gasto de combustibles.

Valor Agregado de Distribución Energía Eléctrica
Auxilio Transitorio a las Empresas Distribuidoras EDENOR y EDESUR – Res 250/2013 – Mayo 2013

Estado Nacional reconoce ingresos a EDENOR y EDESUR por mayores costos. → 4.380 millones de $

menos

Fondos Tomados del PURE → 2.768 millones de $

menos

Certificados CAMMESA para disminuir la deuda por compra de energía → 1.612 millones de $

Mecanismo transitorio para mitigar la perdida económica de estas empresas ante el congelamiento de las tarifas. Cubre periodo Mayo 2007 – Febrero 2013.

CONCLUSION
Nuevo Modelo para el Sector Eléctrico

El Modelo de las empresas públicas integradas verticalmente que prevaleció hasta los años 1990, se agotó por no poder satisfacer los requerimientos de crecimiento del sector energético a través del financiamiento del sector público.

El Modelo que lo sustituyó con la privatización de las empresas públicas del sector energético, la desintegración vertical de las mismas, y la formación de precios de "mercado", estalló en la crisis económica del año 2002.

Desde entonces, no se ha diseñado un nuevo esquema de organización industrial del sector energético, se han venido acumulando presiones desde el lado de la demanda y de la oferta, que no hacen sostenible su funcionamiento en el estado actual, y se requiere un nuevo diseño sectorial y del mercado que garantice su sostenibilidad frente a los enormes desafíos que hemos visto.

Esta vez no hay ejemplos a imitar, hay que construir a partir de las lecciones aprendidas en la evolución del sector. En el IAE desarrollamos algunos elementos que podrían servir para este diseño, que presento a continuación.

ALGUNAS IDEAS GENERALES PARA EL MERCADO ELECTRICO

1 NUEVA POLITICA ENERGETICA CON CONSENSO (ejemplo ex Secretarios)

2 NUEVO DISEÑO INSTITUCIONAL DEL SECTOR

Ministerio de Energía

Creación de la Agencia de Eficiencia Energética y Promoción de Energías Renovables:

Creación de la Agencia para Emprendimientos Hidroeléctricos,

Creación de la Agencia Nacional de Petróleo, Gas y Biocombustibles

3 NUEVO DISEÑO DEL MERCADO

- Contratos de Largo Plazo. Estos contratos formarán parte del costo de abastecimiento transferido a tarifa, previa autorización del Ente, y teniendo como precio tope el Costo Marginal de Largo Plazo;

- Los contratos no podrán tener un plazo inferior a los cinco (5) años, no hay límites para duraciones mayores;

Distribuidores: obligación de tener contratada toda su demanda actual y la prevista para los próximos cinco (5) años;

La contratación de largo plazo permite detectar eventuales desequilibrios entre oferta y demanda con mayor anticipación. Además facilitan la financiación del Proyecto

Fondos Específicos para la construcción de Grandes Obras de Infraestructura Hidroeléctrica y Núcleo eléctrica por parte del Estado Nacional;

4 PLAN ENERGETICO NACIONAL

2.1 Seguridad de Abastecimiento:;

2.2 Minimización del Costo Total de Abastecimiento

2.3 Incentivar la producción local de gas y petróleo

2.4 Matriz eléctrica diversificada: nuclear; hidráulica y nuevas renovables. Eficiencia Energética.

2.5 Minimizar el costo de las importaciones de gas y combustibles líquidos

Comentarios Finales

- El fracaso de la política energética implementada por la actual Administración es evidente, al no plantear un nuevo y claro modelo para el sector energético que tengan en cuenta los enormes desafíos que presenta el futuro acumula errores y perjudica a la economía en general, a los consumidores y a las generaciones futuras.

- La negación de la crisis energética desde el año 2004 ha llevado al desequilibrio de las empresas del sector, y a la pérdida del autoabastecimiento energético.

- La Argentina tendrá que convivir con importaciones de energía crecientes en el corto plazo y enormes requerimientos de inversión en infraestructura para recuperar capacidad de reservas y reducir su vulnerabilidad de abastecimiento.

- Los desequilibrios de precios y tarifas impactan sobre la actividad empresaria sectorial y genera una fuerte debilidad ante imprevistos externos (fenómenos climáticos, volatilidad de precios internacionales, accidentes, etc...).

- Ante la profundización de estos desequilibrios el Estado tiende a tomar la actividad empresaria en el sector energético, como garante de última instancia del abastecimiento.

INSTITUTO ARGENTINO DE LA ENERGIA "GRAL. MOSCONI"

Muchas Gracias!

Pueden visitarnos en la página
www.iae.org.ar

y consultarnos a
gerardo.rabinovich@iae.org.ar