

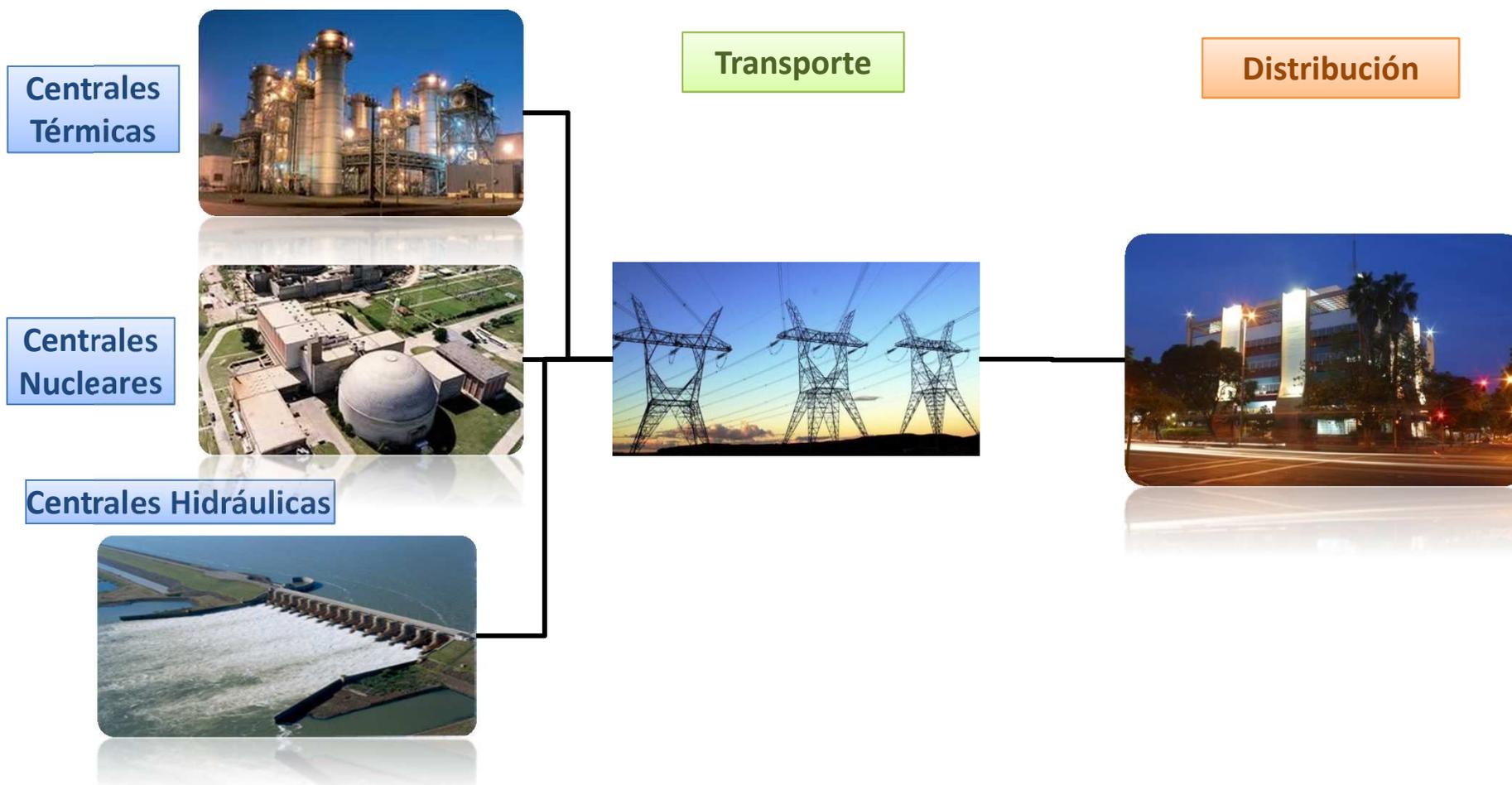
# MERCADO ELÉCTRICO

---

27 de Agosto de 2014

# Características del Servicio Eléctrico antes de la reforma

**SERVICIO A CARGO DEL ESTADO (AyEE, SEGBA, HIDRONOR, etc.)  
INDUSTRIA INTEGRADA VERTICALMENTE**



## Crisis de abastecimiento

- Pérdidas económicas importantes.
- Inversiones y mantenimiento insuficientes.
- Escasez de generación y cortes rotativos programados.
- Calidad deficiente en los servicios de distribución.
- Pérdidas eléctricas elevadas (SEGBA 28%, Empresas provinciales 30 % o más).
- Ineficiencia generalizada en la gestión y en la productividad.

# Reforma del Sector Eléctrico

## Marco Regulatorio Eléctrico (Ley N° 24.065)

Especificó los objetivos de la política nacional en materia de abastecimiento eléctrico :

- Proteger adecuadamente los derechos de los usuarios.
- Promover la competitividad de los mercados de producción y demanda de electricidad y alentar inversiones para asegurar el suministro a largo plazo.
- Promover la operación, confiabilidad, igualdad, libre acceso, no discriminación y uso generalizado de los servicios e instalaciones de transporte y distribución de electricidad.
- Conferir a la actividad privada la prioridad para la prestación del servicio público de transporte y distribución, reservando al Estado una función subsidiaria y de control.

# Reforma del Sector Eléctrico

- **Se separaron las funciones de gobierno y de empresa**

El gobierno asumió el poder concedente

El estado asumió la función regulatoria a través de especialistas nombrados por concurso, independientes del gobierno

El capital privado asumió la función empresaria (inversión/gestión)

- **Se segmentó verticalmente la industria**

La Generación en un mercado de competencia

el Transporte en un mercado monopólico, regulado, de acceso abierto

la Distribución con un mercado monopólico geográfico, totalmente regulado

# El Mercado Eléctrico Mayorista (MEM)

## Mercados que integran el MEM:

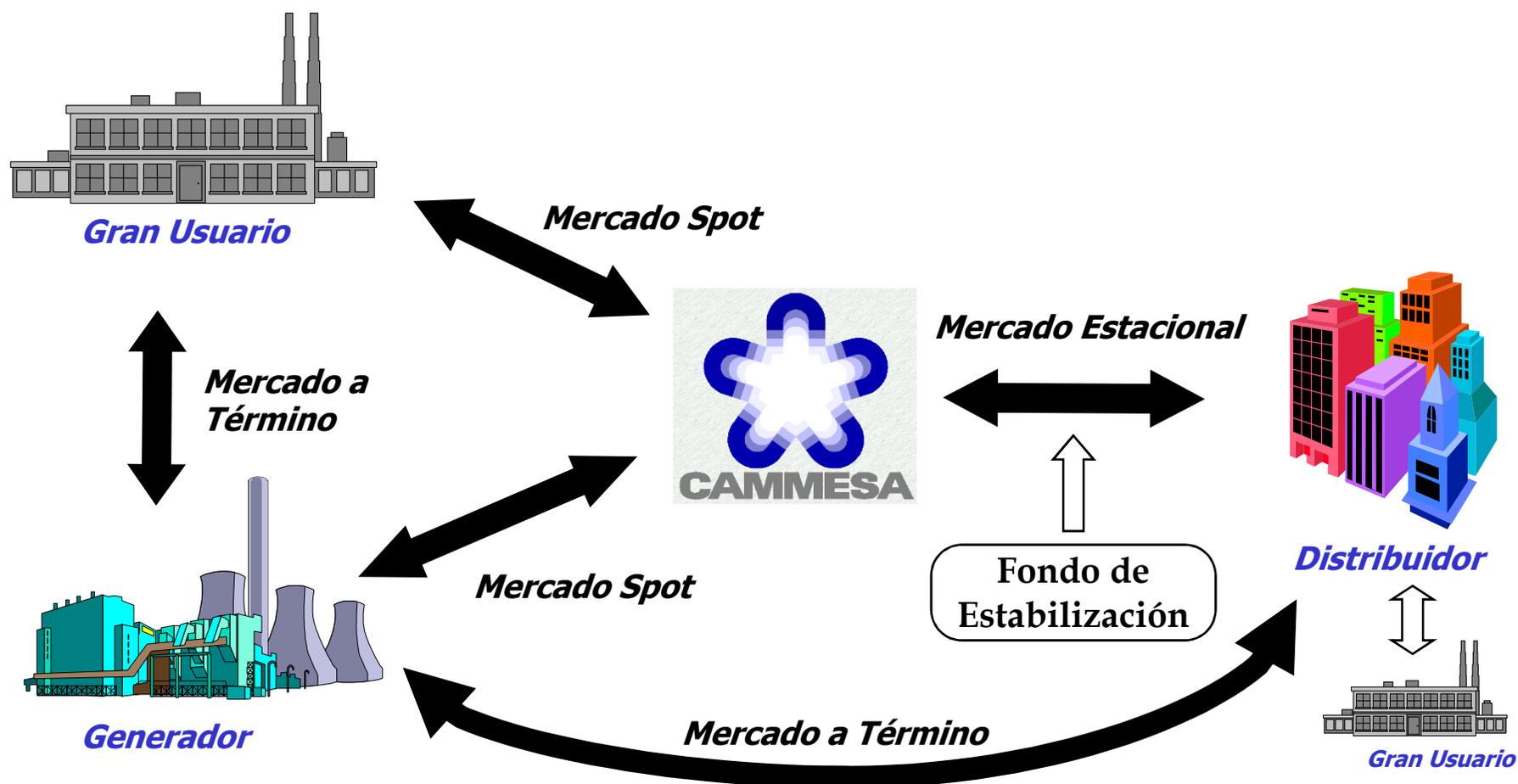
- Mercado Spot.
- Mercado Estacional.
- Mercado a Término.

## Los Actores del MEM:

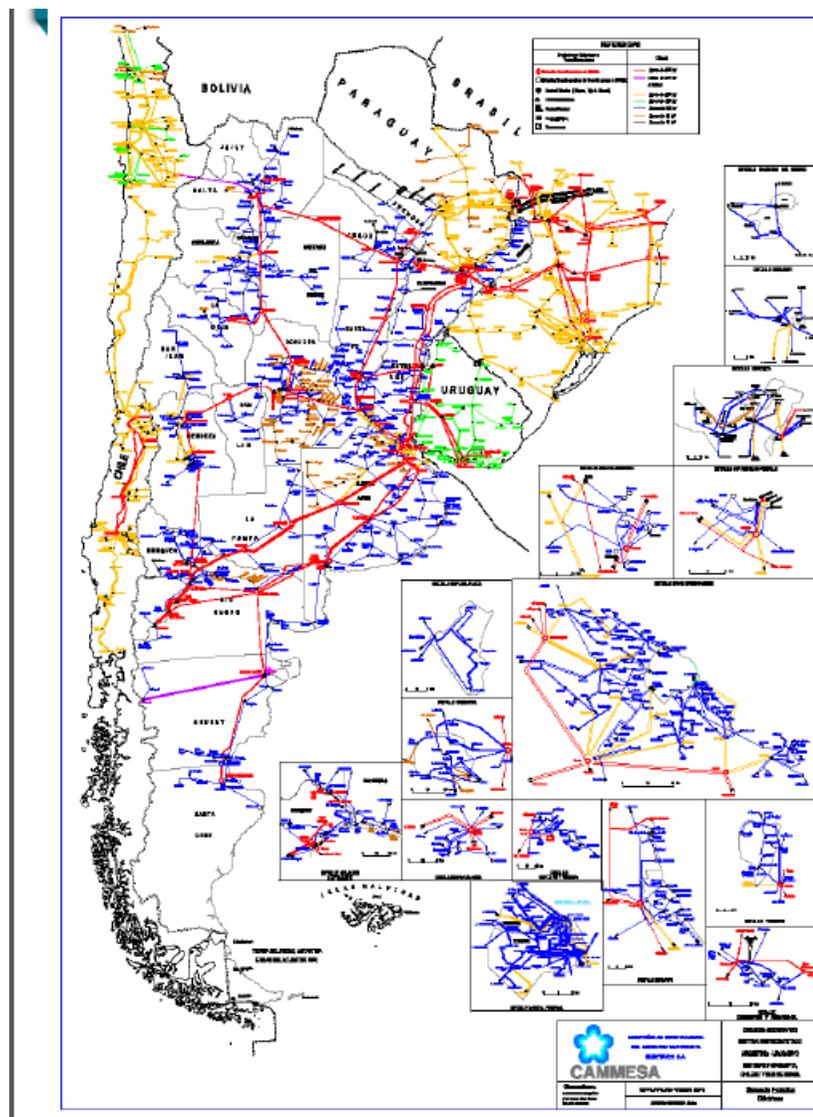
- Secretaría de Energía de la Nación.
- Ente Nacional Regulador (ENRE).
- CAMMESA.
- Agentes del MEM: Generadores, Transportistas, Distribuidores y Grandes Usuarios.
- Participantes: Comercializadores de Energía Eléctrica.

# El Mercado Eléctrico Mayorista (MEM)

## ↳ Funcionamiento:



# El Mercado Eléctrico Mayorista (MEM)



- **31102 MW de potencia instalada.**
  - 18785 MW térmicos.
  - 11148 MW hidroeléctrico.
  - 1005 MW nucleares.
  - 164 MW eólicos.
- **22552 MW de demanda pico.**
- **126000 GWh de energía generada anual**
- **Más de 50 empresas de generación.**
- **10 empresas transportistas.**
  - 13753 km en 500 kV.
  - 1116 km en 330 kV.
  - 1600 km en 220 kV.
  - 15117 km en 132 kV.
- **23 empresas distribuidoras.**
  - Más de 400 cooperativas eléctricas.
  - 360.000 km de redes de AT, MT y BT.
- 14,5 millones de usuarios en todo el país.
- 12,5 millones de usuarios residenciales.
- 2300 Grandes Usuarios

# MEM: Mercados

## Definiciones:

MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM): ámbito dentro del cual se ejecutan las transacciones de energía eléctrica en bloque ya sea que se efectúen por medio del SADI o dentro de una Región Eléctrica interconectada a éste.

SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXIÓN (SADI): conjunto de instalaciones de transporte de energía eléctrica que integren el Sistema De Transporte En Alta Tensión y el de Transporte Por Distribución Troncal.

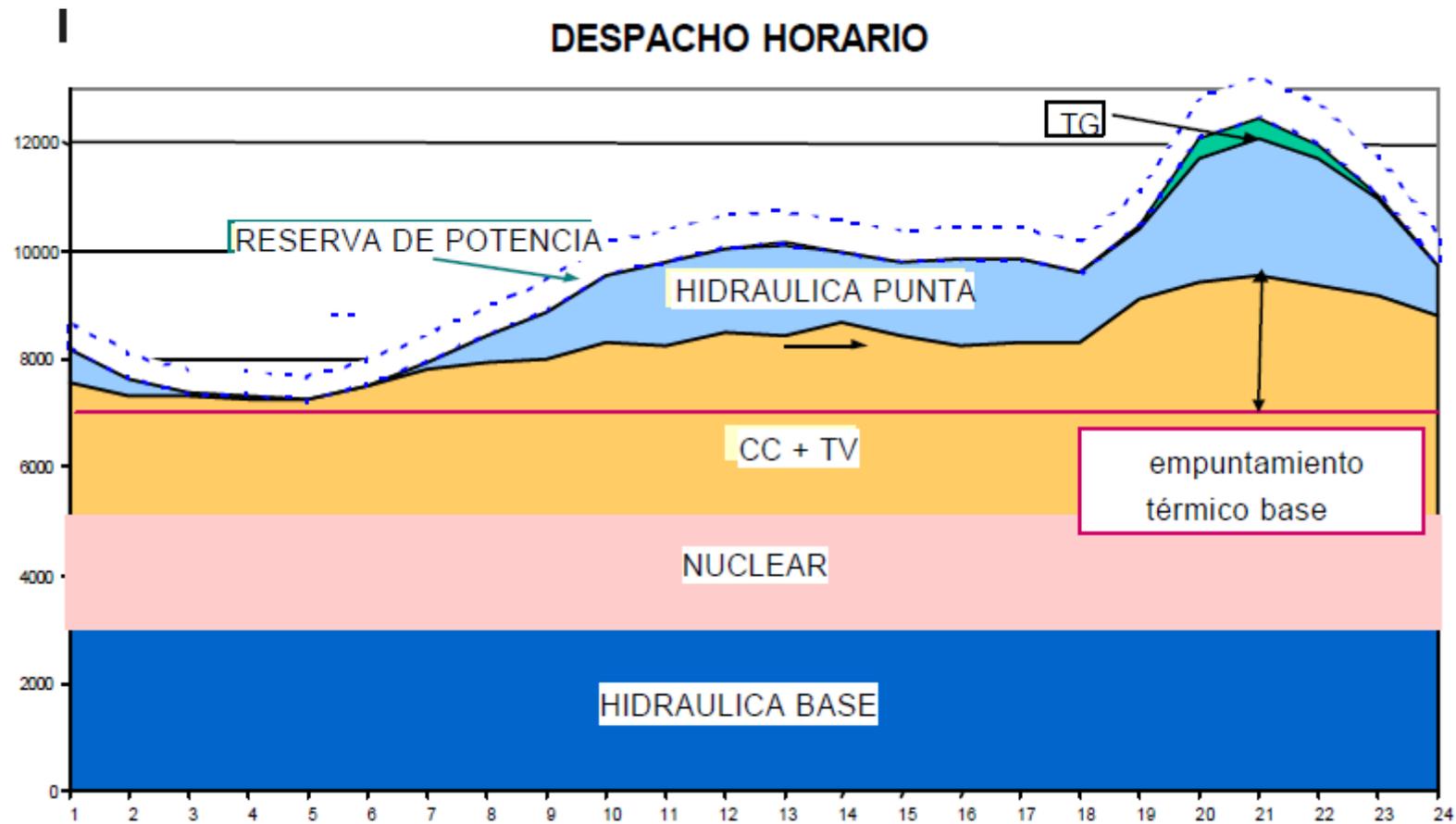
- El MEM se compone de:
  - Mercado Spot.
  - Mercado Estacional.
  - Mercado a Término.

# MEM: Mercados

## Mercado Spot:

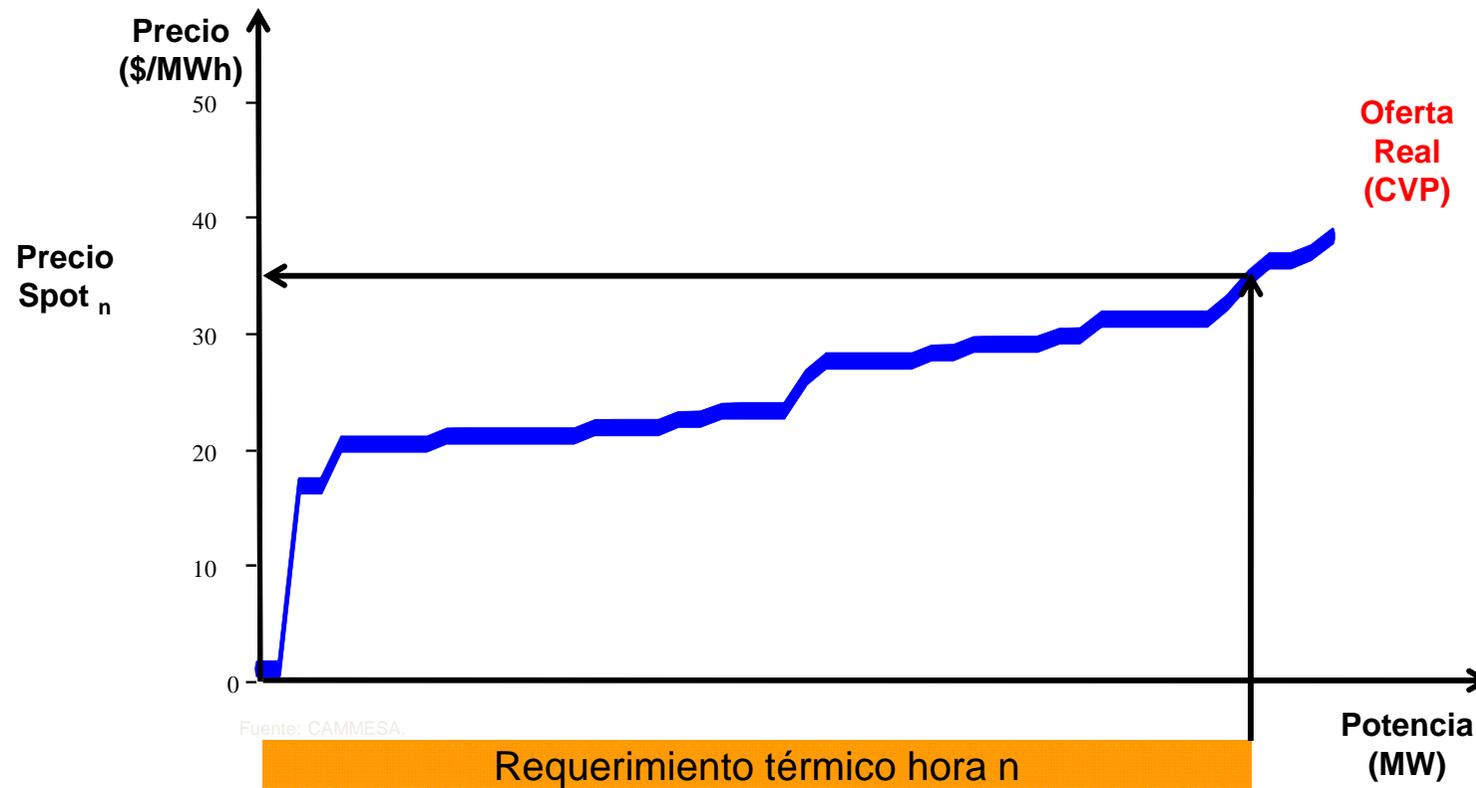
- Precios de sanción horaria que surgen de la interacción de oferta y demanda.
- Surgen del despacho óptimo realizado por CAMMESA.
- El precio spot equivale al costo marginal de la máquina más cara despachada (costo marginal de corto plazo).
- Alta volatilidad.
- El precio de referencia se determina en el Nodo Mercado (ET Ezeiza)

# Despacho diario de un sistema hidrotérmico



# MEM: Mercado Spot

## Determinación del precio Spot horario:





# MEM: Mercado Spot

- Factor de Nodo: Relación entre el precio de la energía en un nodo y el precio en el Centro de carga del sistema (FN=1)

$$PN(k)=PM*FN(k)$$

- Representa la variación (+ o -) de las pérdidas de energía atribuidas a un aumento de demanda en un nodo determinado.
- FN <1; nodo exportador de energía (superavitario). (COMAHUE)
- FN >1, nodo importador de energía (deficitario). (NOA norte)

- Factor de Adaptación: Relación entre el precio de la potencia en un nodo y el precio en el Centro de carga del sistema (FA=1)

$$PotN(k)=PotM*FA(k)$$

- Asociado a la confiabilidad de la topología del sistema de transporte
- Representa el sobreprecio (por redespacho y ENS) ante fallas de una línea
- FA <1; nodo exportador de energía (superavitario). (COMAHUE)
- FA >1, nodo importador de energía (deficitario). (NOA norte)

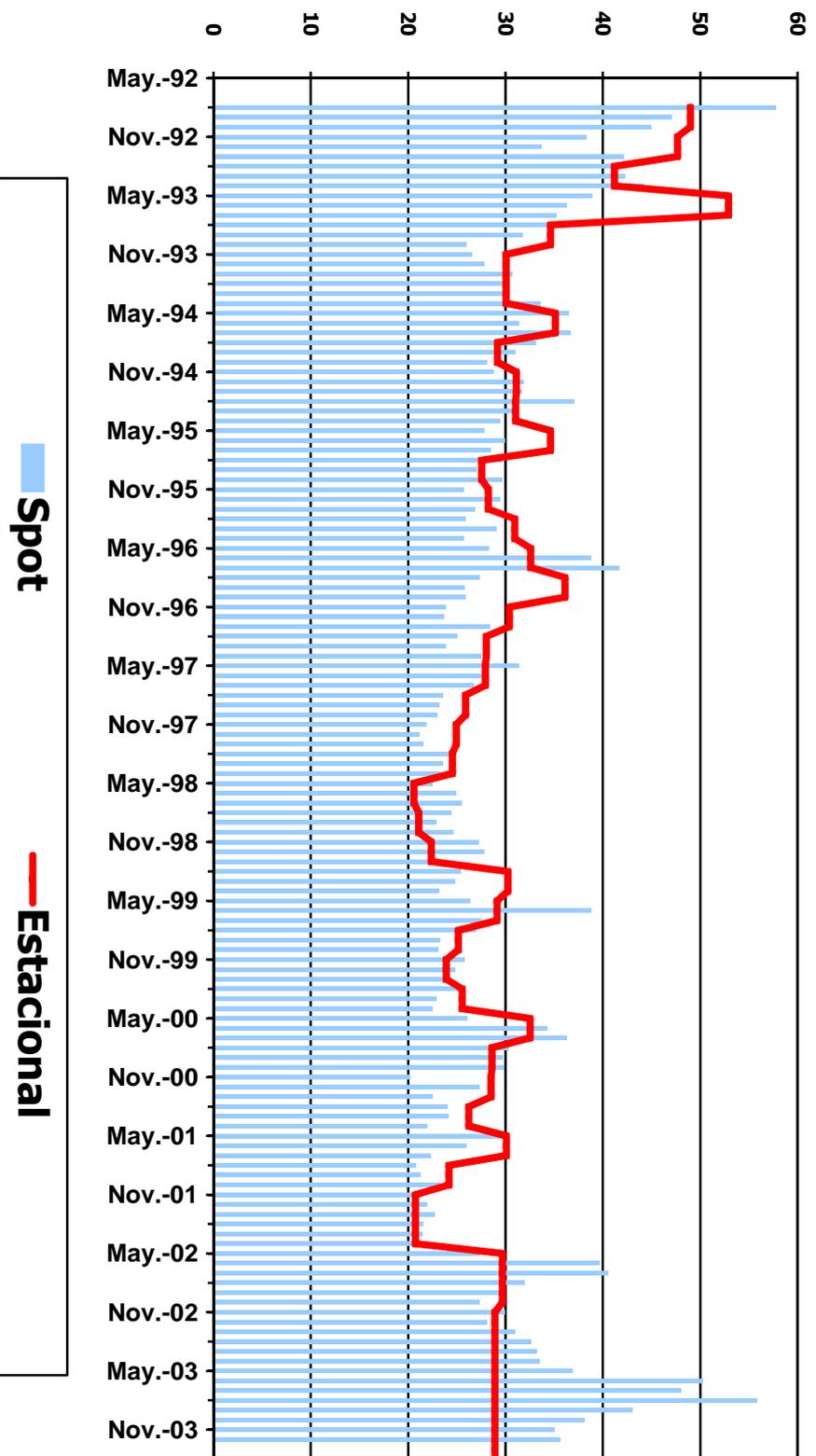
## MEM: Mercado Estacional

- Creado con el objeto de establecer los precios de referencia que los Distribuidores incluirán en sus tarifas de usuarios finales.
- Los precios los calcula CAMMESA según una tarifa binómica (energía y potencia) tomando como base el precios spot medio previsto.
- Se publican cada tres meses en un documento llamado Programación Estacional .
- Las diferencias que surgen entre los precios reales (spot) y previstos (estacionales) son compensadas por el Fondo de Estabilización.

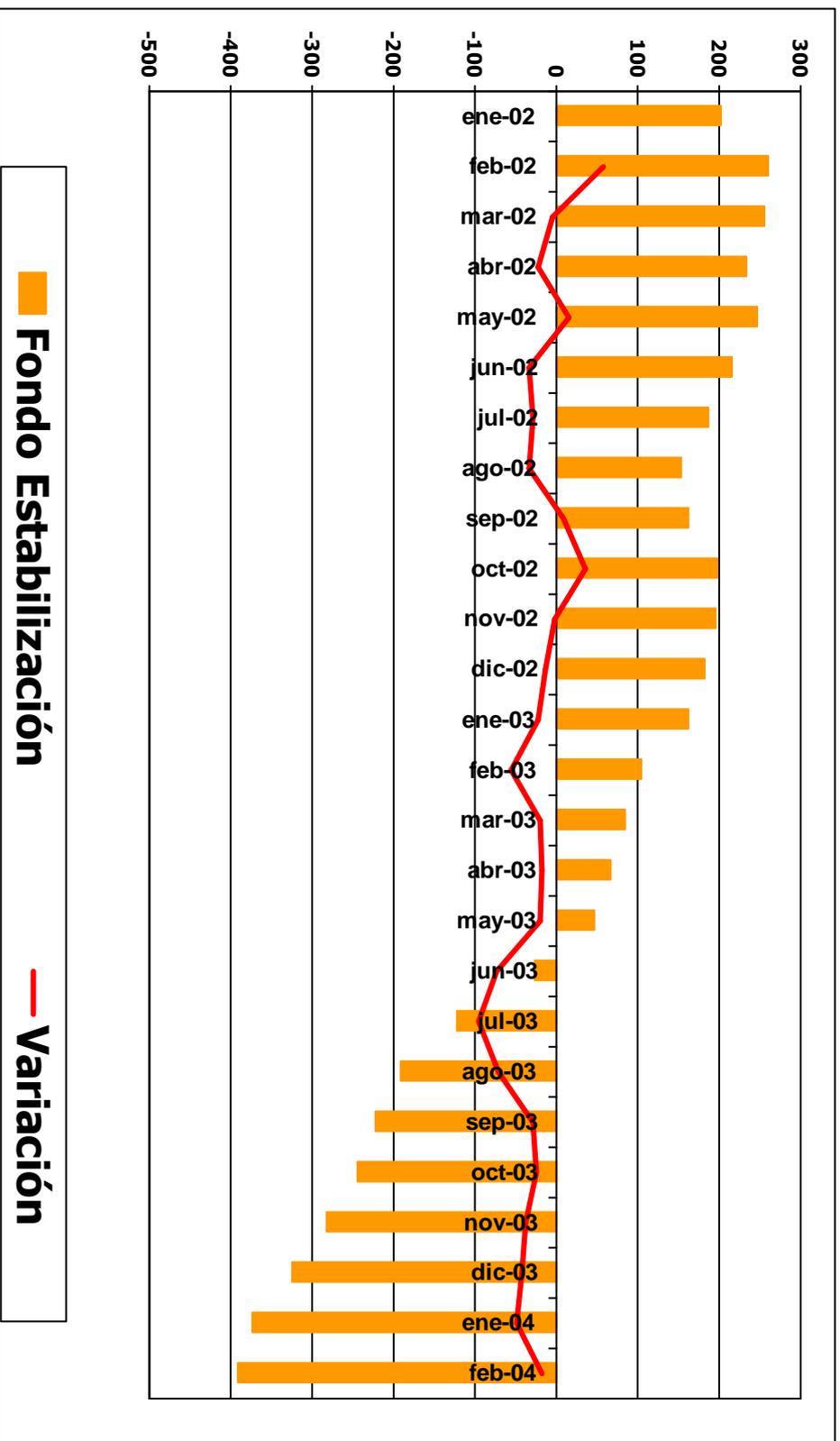
# PROGRAMACION ESTACIONAL



# Evolución de los Precios Monómicos



# Evolución del Fondo de Estabilización



## MEM: Mercado a Término

- Los Precios y las condiciones de entrega se pactan libremente de común acuerdo entre las partes.
- Las condiciones pactadas entre Generador y Distribuidor o Gran Usuario se informan a CAMMESA - Información Pública.
- El “Vendedor” es un Generador o Comercializador y el “Comprador” es un Distribuidor, Gran Usuario u otro Comercializador
- Estos acuerdos “afectan solamente” a las Transacciones Económicas, no al Despacho de Energía.

# MEM: Principales Actores

## Secretaría de Energía de la Nación:

- Es la autoridad de aplicación de la ley. Ejerce las funciones y atribuciones de gobierno, inspección y policía en materia de energía eléctrica.
- Dicta las normas técnicas y disposiciones para el funcionamiento y operación del Sistema.
- Determina los parámetros que caracterizan a Grandes Usuarios y autoriza los ingresos de agentes.
- Preside CAMMESA, teniendo derecho de veto.
- Resuelve los recursos de alzada ante las resoluciones del ENRE.
- Sanciona los precios estacionales.

# MEM: Principales Actores

## Ente Nacional Regulador Eléctrico (ENRE):

- Entidad autárquica cuya finalidad es la regulación y el control del servicio eléctrico.
- Procura asegurar el cumplimiento de lo establecido en el Marco Regulatorio Eléctrico Nacional.
- Establece las bases para el cálculo de tarifas en el ámbito federal.
- Resuelve controversias entre agentes del MEM, siendo obligatorio el sometimiento de las mismas.
- Reglamenta y aplica las sanciones previstas en el marco regulatorio.

# MEM: Principales Actores

## CAMMESA:

- Sociedad anónima sin fines de lucro sometida al derecho privado, integrada por la SEN y cada uno de los agentes del MEM.
- Realiza la administración técnica y económica del MEM.
- Planifica y ordena el despacho (óptimo) de los generadores.
- Planifica y estudia el funcionamiento futuro del MEM.
- Gestiona la facturación y cobranza de las transacciones económicas en el MEM.
- Supervisa y administra el Mercado a Término.
- Elabora las Programaciones Estacionales que son sometidas a la aprobación de la Secretaría de Energía.

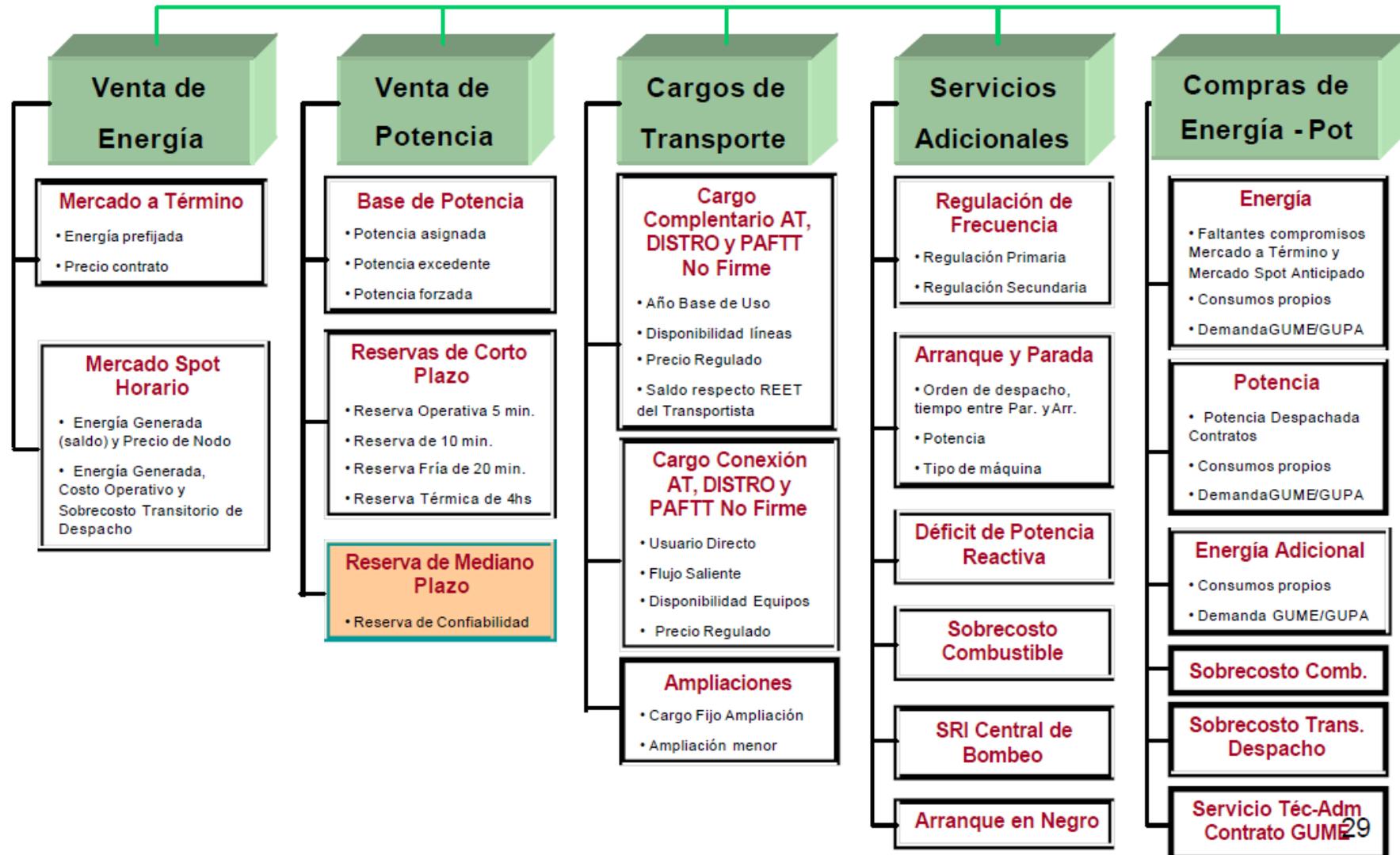
# MEM: Principales Actores

## Generadores:

- Su actividad es reconocida por la ley 24.065 como de INTERÉS GENERAL.
- La Generación constituye una Actividad de Riesgo.
- Colocan su producción en forma total o parcial en el sistema de Transporte y/o Distribución
- Libre competencia, precios no regulados.
- Libre ingreso al MEM (previa aprobación de la SEN).
- Pueden celebrar contratos de suministro libremente pactados con Distribuidores y Grandes Usuarios.

# MEM: Principales Actores

## Generadores: Conceptos que integran la transacción económica



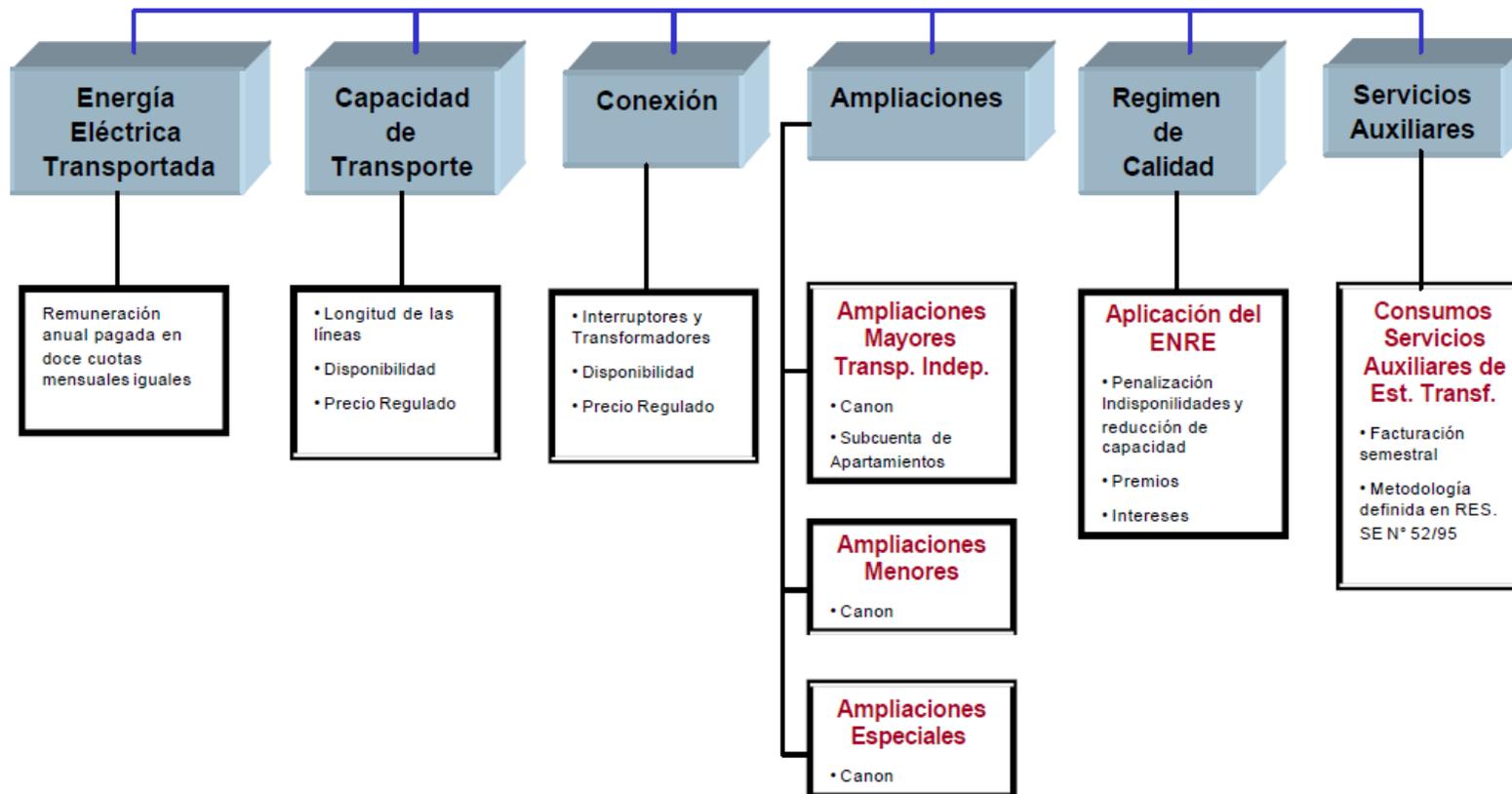
# MEM: Principales Actores

## Transportistas:

- Su actividad es reconocida por la ley 24.065 como SERVICIO PÚBLICO
- Transmiten y/o transforman la energía eléctrica desde el punto de entrega del Generador hasta el punto de recepción por el Distribuidor o Gran Usuario.
- Monopolio natural: tienen precios y calidad del servicio regulados
- Deben permitir el libre acceso a terceros sus redes.
- Los transportistas no pueden Comprar ni Vender electricidad (separación vertical de la industria).
- Expansión de la Capacidad de Transporte mediante Concurso Público o Contrato entre Partes a cargo de la demanda.

# MEM: Principales Actores

## Transportistas: Conceptos Remunerados



# MEM: Principales Actores

## Distribuidores:

Su actividad es reconocida por la ley 24.065 como SERVICIO PÚBLICO.

## Concepto de Servicio Publico

Son aquellas actividades que satisfacen necesidades primordiales de los habitantes, mediante prestaciones de naturaleza económica (se distingue de los denominados servicios sociales o asistenciales), previa declaración legislativa (se distingue de las funciones propias del Estado, vrg. Justicia, Seguridad).

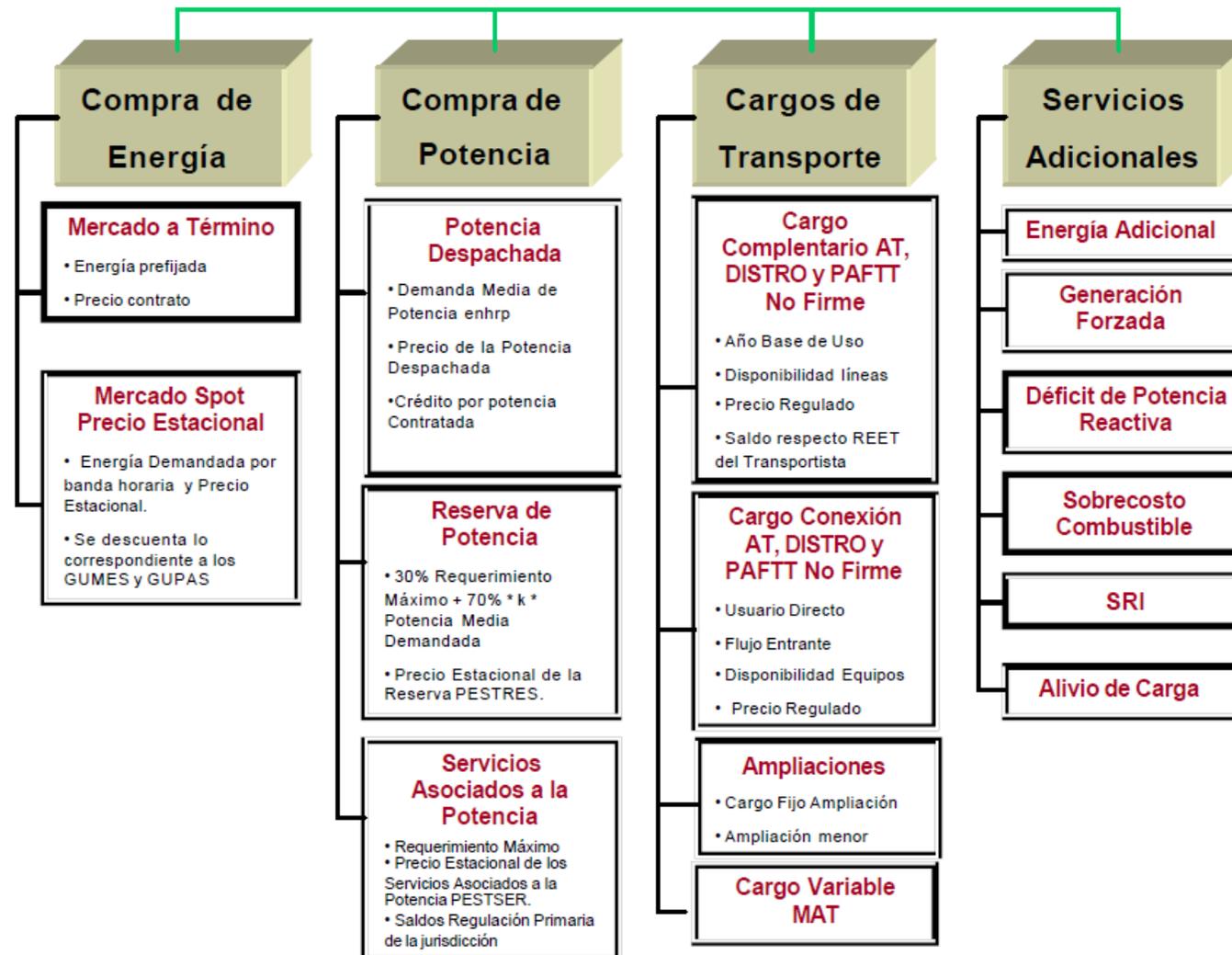
# MEM: Principales Actores

## Distribuidores:

- Responsables de abastecer a usuarios finales que no tengan la facultad de contratar su suministro en forma independiente.
- Monopolio natural, tienen precios y calidad del servicio regulados.
- Tienen que permitir el libre acceso a terceros sus redes.

# MEM: Principales Actores

## Distribuidores: Conceptos Remunerados en el MEM



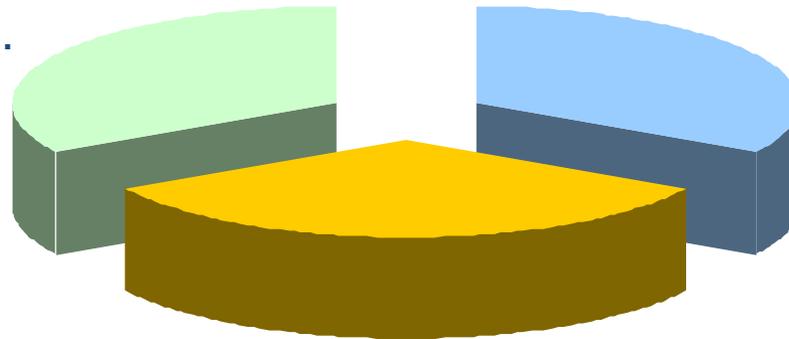
# Los distribuidores recaudan los fondos para toda la industria:

## **Costos propios (VAD):**

Única fuente de ingresos del Distribuidor.

Incluye los costos operativos y la remuneración del capital.

Se calcula cada 5 años.



## **Impuestos:**

IVA,  
Tasas Municipales,  
otros Nacionales

## **Costos ajenos al distribuidor:**

Energía, potencia, transporte,  
impuestos y tasas.

Se trasladan a tarifa en su exacta  
incidencia. El distribuidor no debe  
ganar ni perder por este concepto

# MEM: Principales Actores

## Grandes Usuarios:

- Contratan en forma independiente y para su consumo propio su abastecimiento de energía eléctrica.
- Pactan libremente el Precio de abastecimiento de energía eléctrica.
- Existen tres categorías según Potencia y Energía consumida:
  - Grandes Usuarios Mayores (GUMA)
  - Grandes Usuarios Menores (GUME)
  - Grandes Usuarios Particulares (GUPA)

# Grandes Usuarios del MEM

## Alternativas de Abastecimiento:

Es función de la demanda de potencia:

- GUPA (Grandes Usuarios Particulares):
  - Pot. Máx 30 a 100 kW
- GUME (Grandes Usuarios Menores)
  - Pot. Máx. 30 kW a 2000 kW
- GUMA (Grandes Usuarios Mayores)
  - Pot. Máx.  $\geq 1000$  kW y Energía  $> 4.380$  MWh/año

# Grandes Usuarios del MEM: GUME y GUPA

## GUME - GUPA:

### Características básicas

- Contrato de Abastecimiento por el 100% de su demanda, por al menos 12 meses.
- No participan en el Mercado SPOT.
- Vinculación directa a la red de transporte o a través de Distribuidor (servicio de peaje).
- Contrata demanda energía total leída (sin Curva de carga). Fijan Potencia máxima en horas pico y fuera de pico GUMEs y solo máxima GUPA.
- Utilizan medidores y relé de subfrecuencia de la Distribuidora.
- Medición Energía por banda horaria para GUME y solo total para GUPA.
- Se vincula con CAMMESA a través del Generador o del Distribuidor.

# Grandes Usuarios del MEM: GUMA

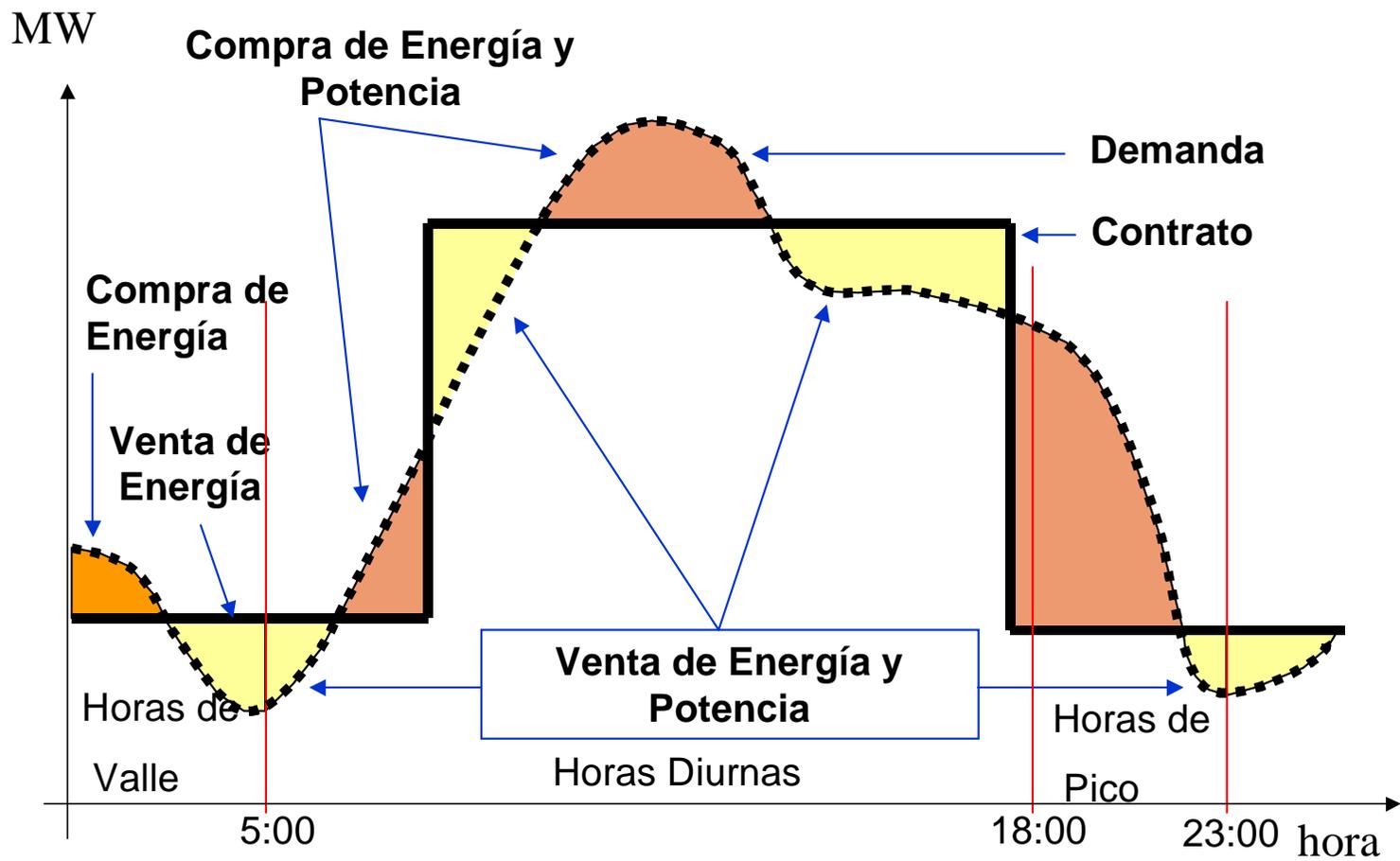
## Características básicas

- Contratos de abastecimiento mínimo: 50% de la demanda de energía prevista. Duración del Contrato 12 meses.
- Contrata bloques fijos de E y P, las diferencias operan en el Mercado Spot.

## Obligaciones

- Instalar Sistema de Medición Comercial (SMEC), Alivio de Carga y Sistema de Operación en Tiempo Real (SOTR)
- Establecer un depósito de Garantía.
- Pagar gastos administrativos a CAMMESA
- Informar demanda prevista a CAMMESA para base de datos Estacional

# Operación de GUMA



# MEM: Principales Actores

## Autogeneradores:

- Genera energía eléctrica como producto secundario, siendo su propósito principal la producción de bienes y/o servicios.
- Tienen las mismas características que un GUMA cuando compran y que un generador cuando venden.

## Cogeneradores

- Genera conjuntamente energía eléctrica y vapor u otra forma de energía para fines industriales, comerciales de calentamiento o de enfriamiento. No tiene demanda asociada

## Resultados de la transformación del Sector

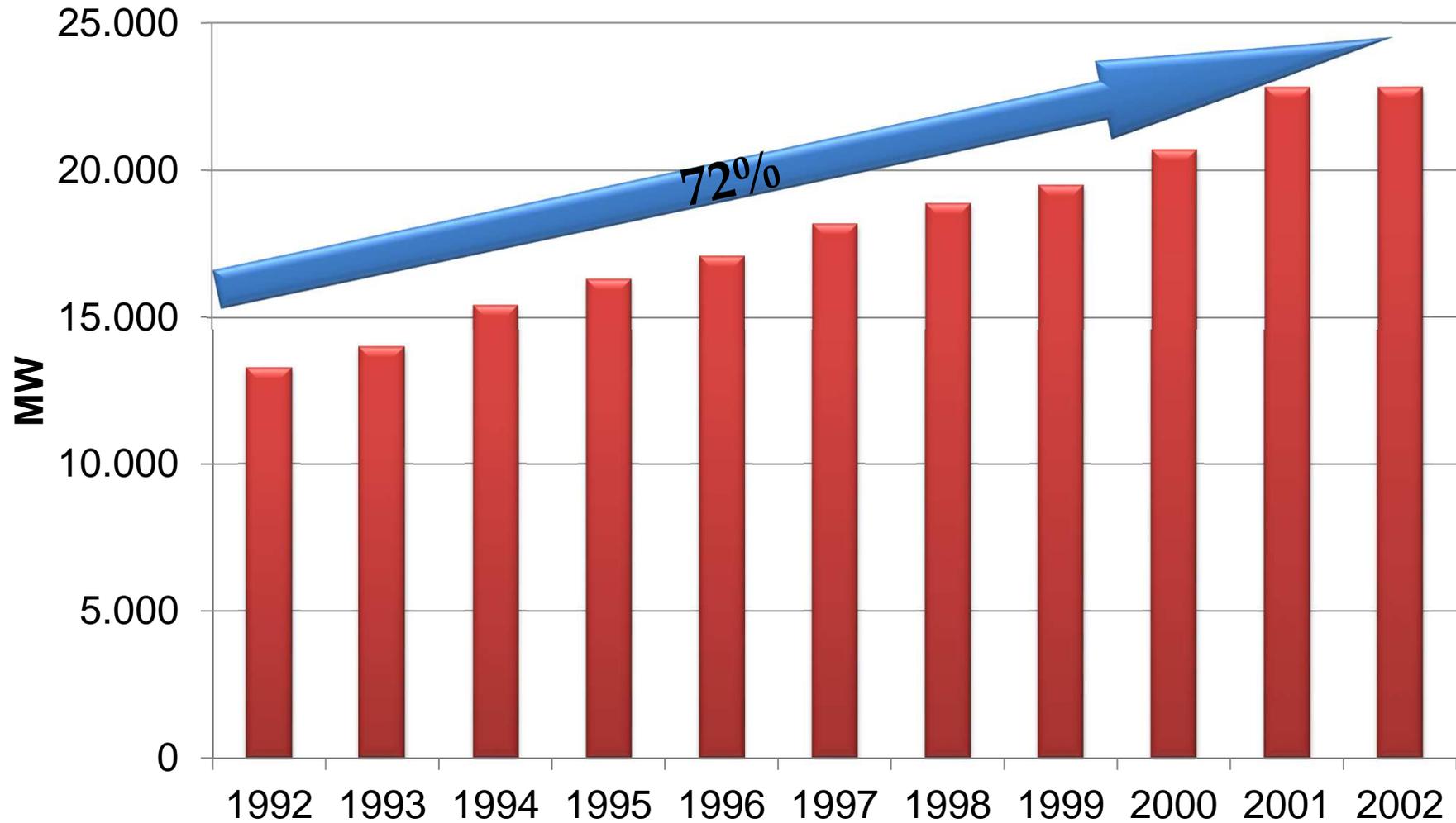
## Resultados de la transformación del Sector

- Ingresaron al Estado Nacional y a los Estados Provinciales más de 2.800 millones de dólares.
- Los Estados (nacional y provincial) dejaron de hacer aportes para financiar el sector.
- Los aportes impositivos al Fisco suman 1.800 millones al año.
- Se invirtieron en el sector Distribución entre 1992 y 2001 más de 4.000 millones de dólares.
- Se redujeron las pérdidas técnicas y no técnicas de un nivel histórico de 30 % al 12 %.
- Se normalizó el servicio a más de 1.000.000 usuarios.

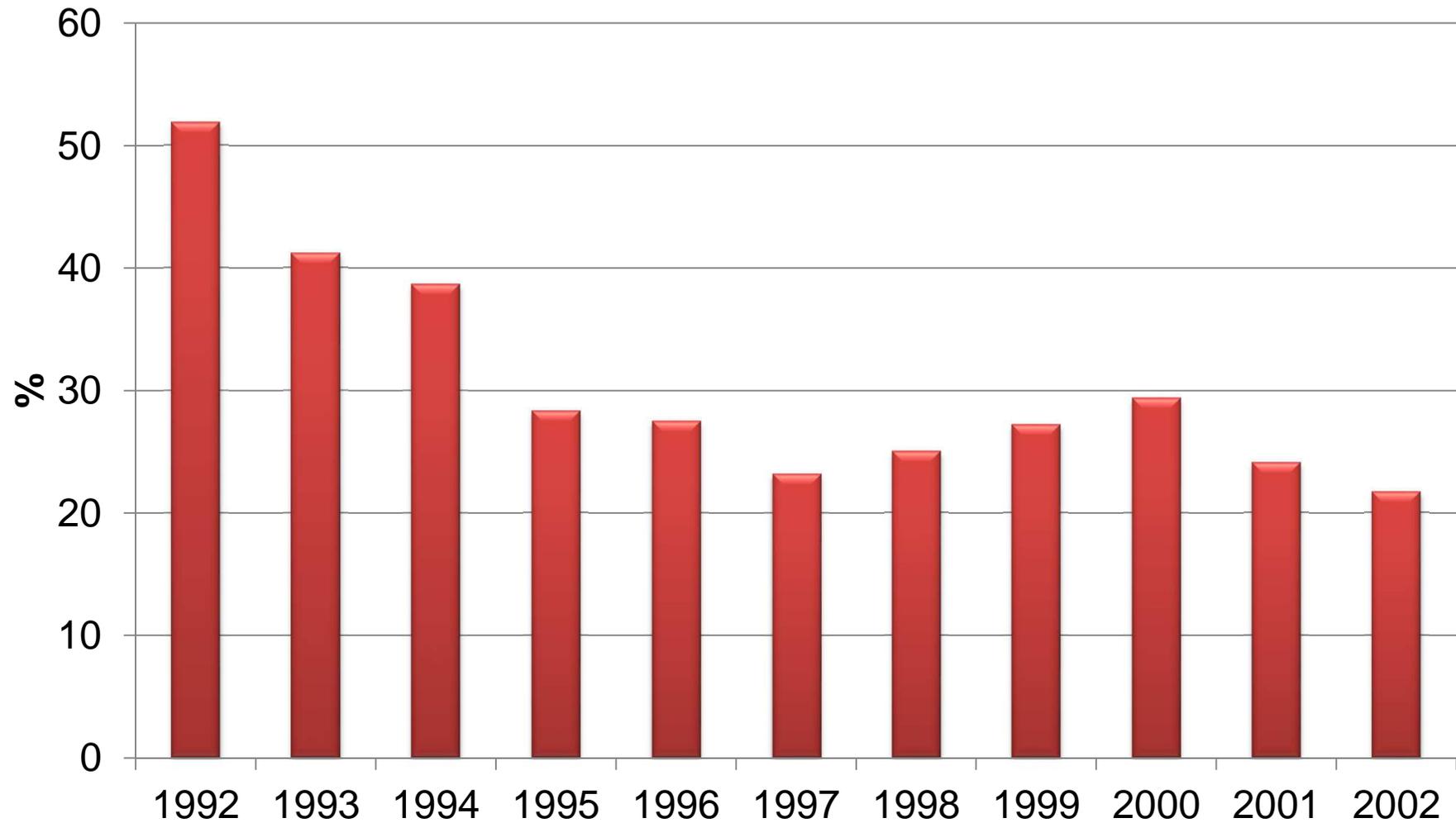
## Resultados de la transformación del Sector

- Mejoró la calidad de servicio:
  - En las Distribuidoras metropolitanas las fallas se redujeron a la cuarta parte en 8 años.
  - Tucumán: la cantidad de cortes disminuyó al 40% y los tiempos de interrupción al 50%.
- Aumentó significativamente la productividad de las Empresas.
- Capacidad suficiente para exportar electricidad a países limítrofes

# El Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) Resultados: Potencia instalada



# El Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) Resultados: Indisponibilidad



# Resultados de la transformación del Sector

Aunque el modelo presentaba problemas...

## ➤ Generación:

- Se comenzaba a detener el proceso de inversión (a partir de 1998/1999)
- No se logró una adecuada diversificación en la matriz energética

## ➤ Transporte:

- Ampliaciones insuficientes. “Cuellos de Botella” en diversos puntos del SADI.

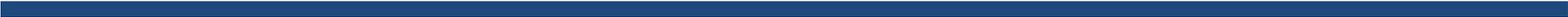
## ➤ Distribución:

- No se alcanzó una “madurez regulatoria” suficiente: el Rol de los Entes Reguladores



# MODIFICACIONES A PARTIR DEL AÑO 2002

---

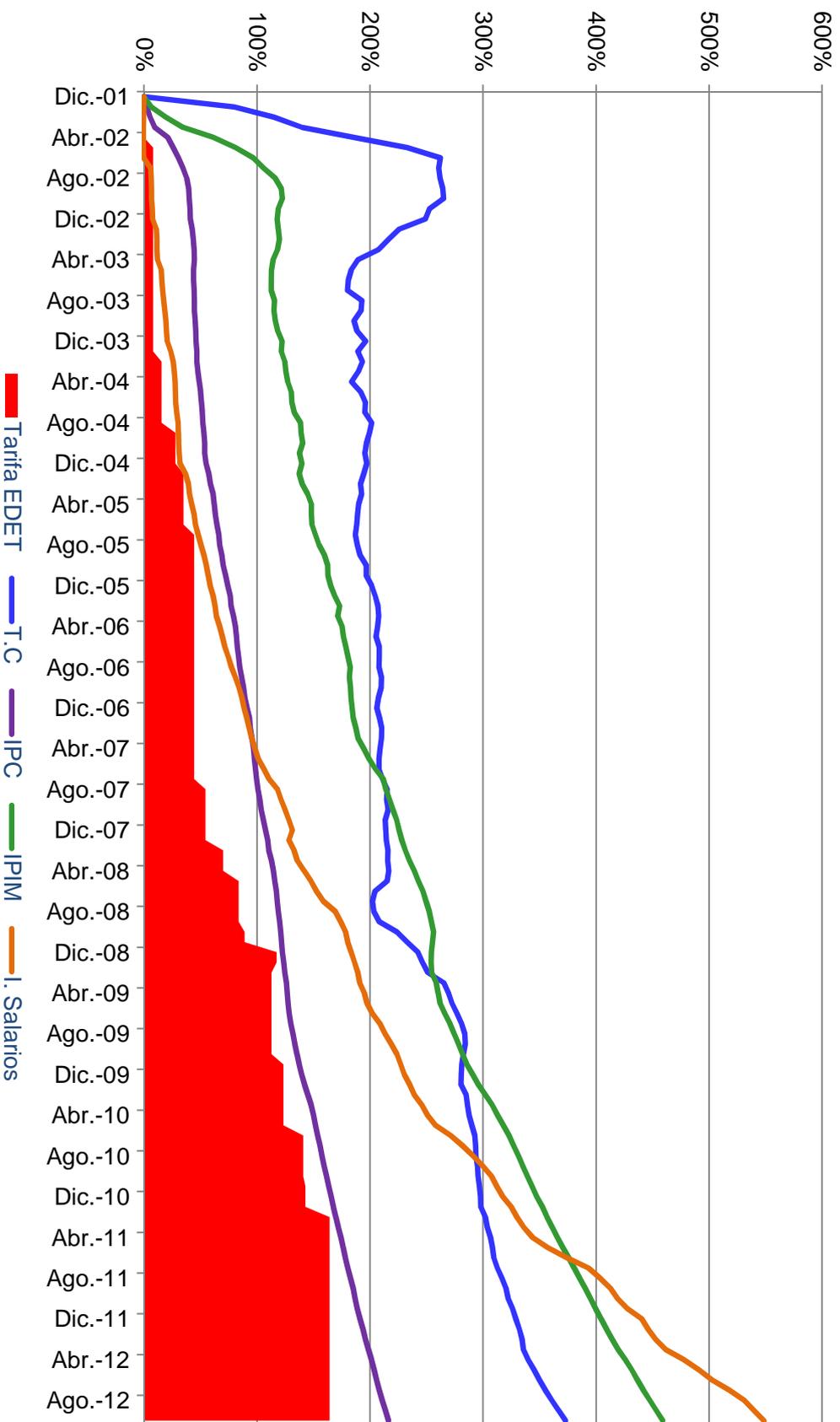


# Modificaciones a partir del año 2002

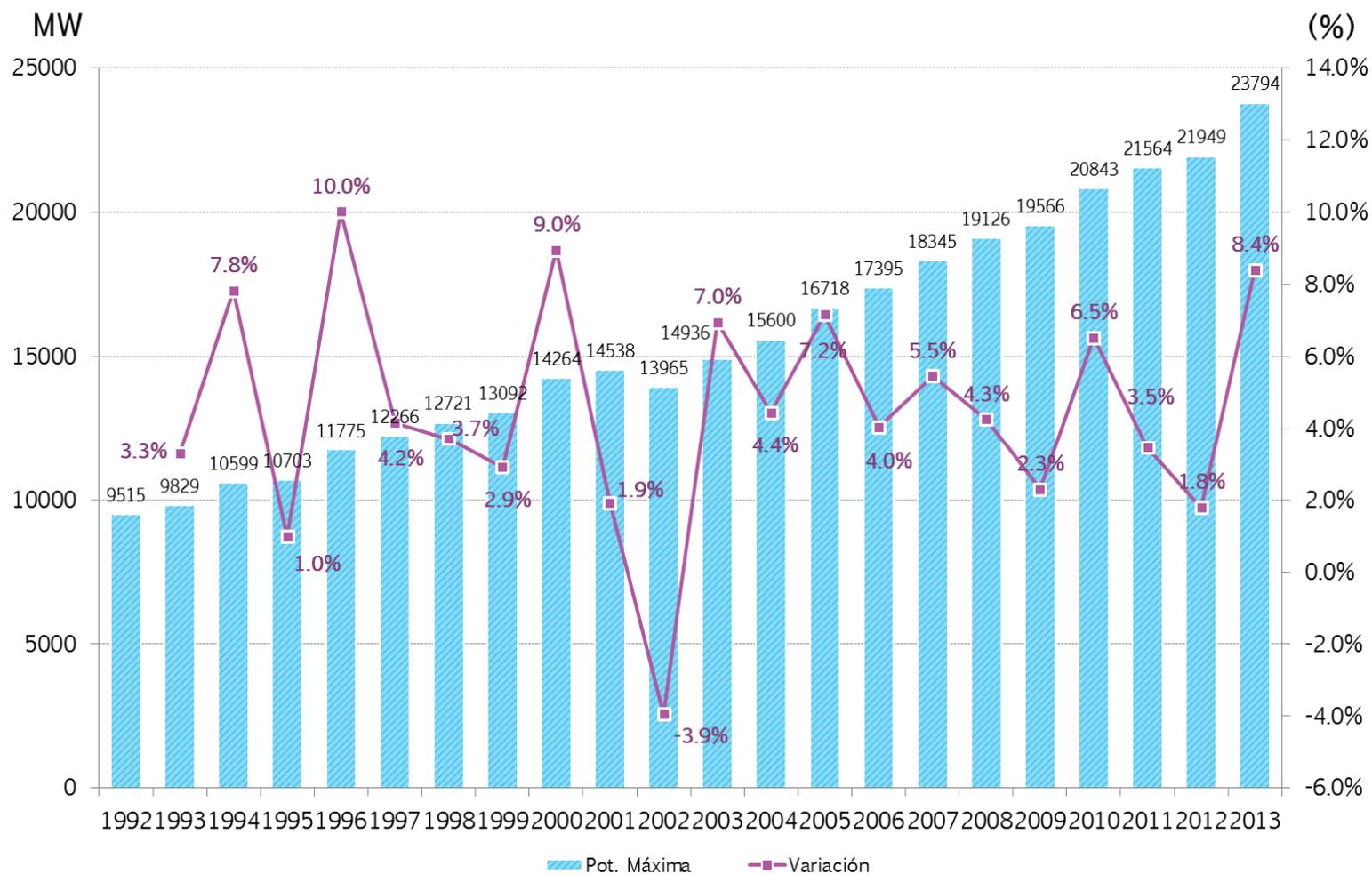
## **Ley de emergencia económica N° 25.561 de Enero 2002**

- ✓ Deroga la ley de convertibilidad
- ✓ Pesifica los contratos nominados en U\$S
- ✓ Prohíbe las indexaciones automáticas de contratos
- ✓ Ordena la renegociación de los contratos (UNIREN)
- ✓ Se inician Procesos de revisiones tarifarias, luego se suspenden.

# El servicio se comienza a prestar en un entorno de costos crecientes...



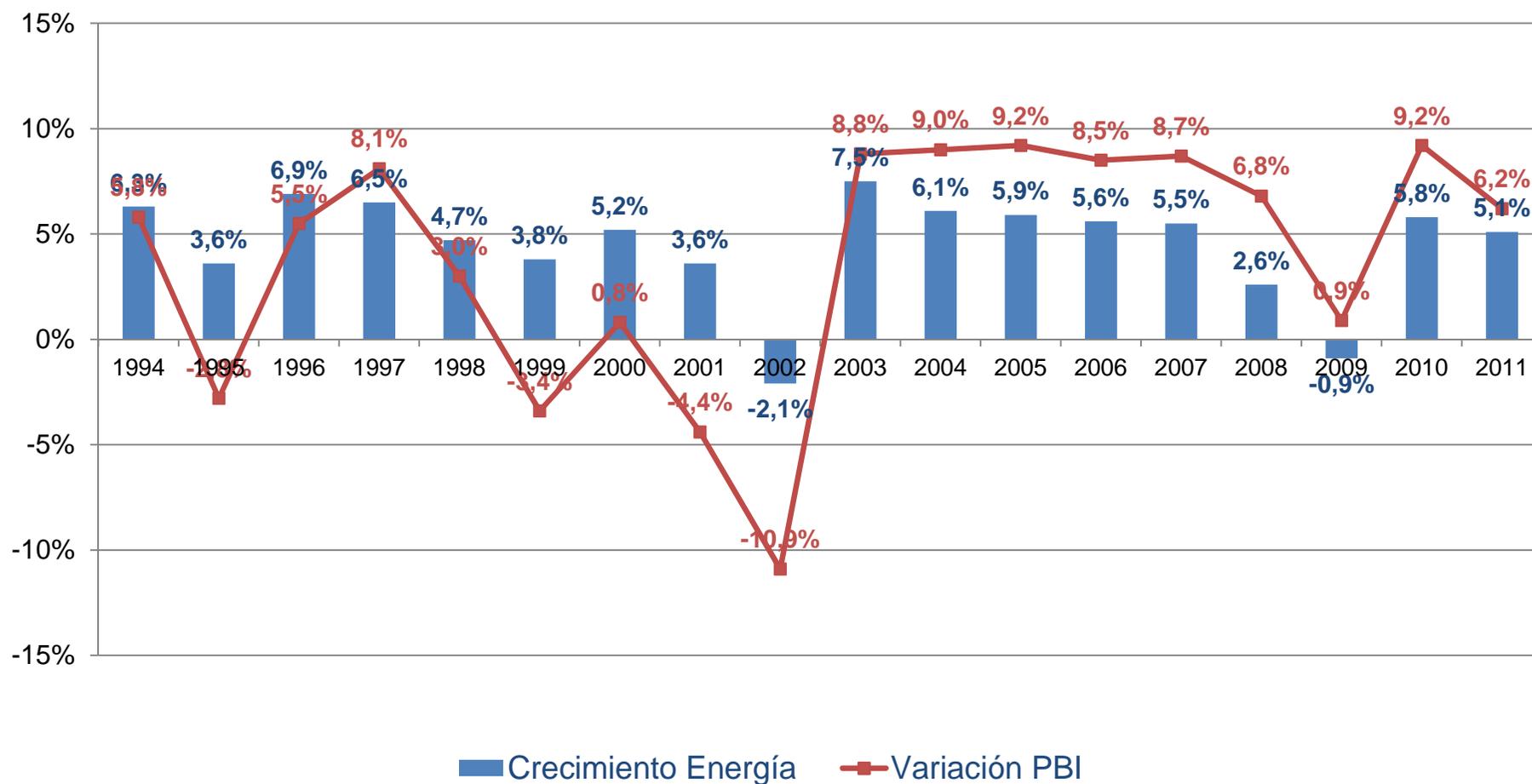
# Con la Recuperación de la Economía, la demanda crece a tasas muy elevadas...



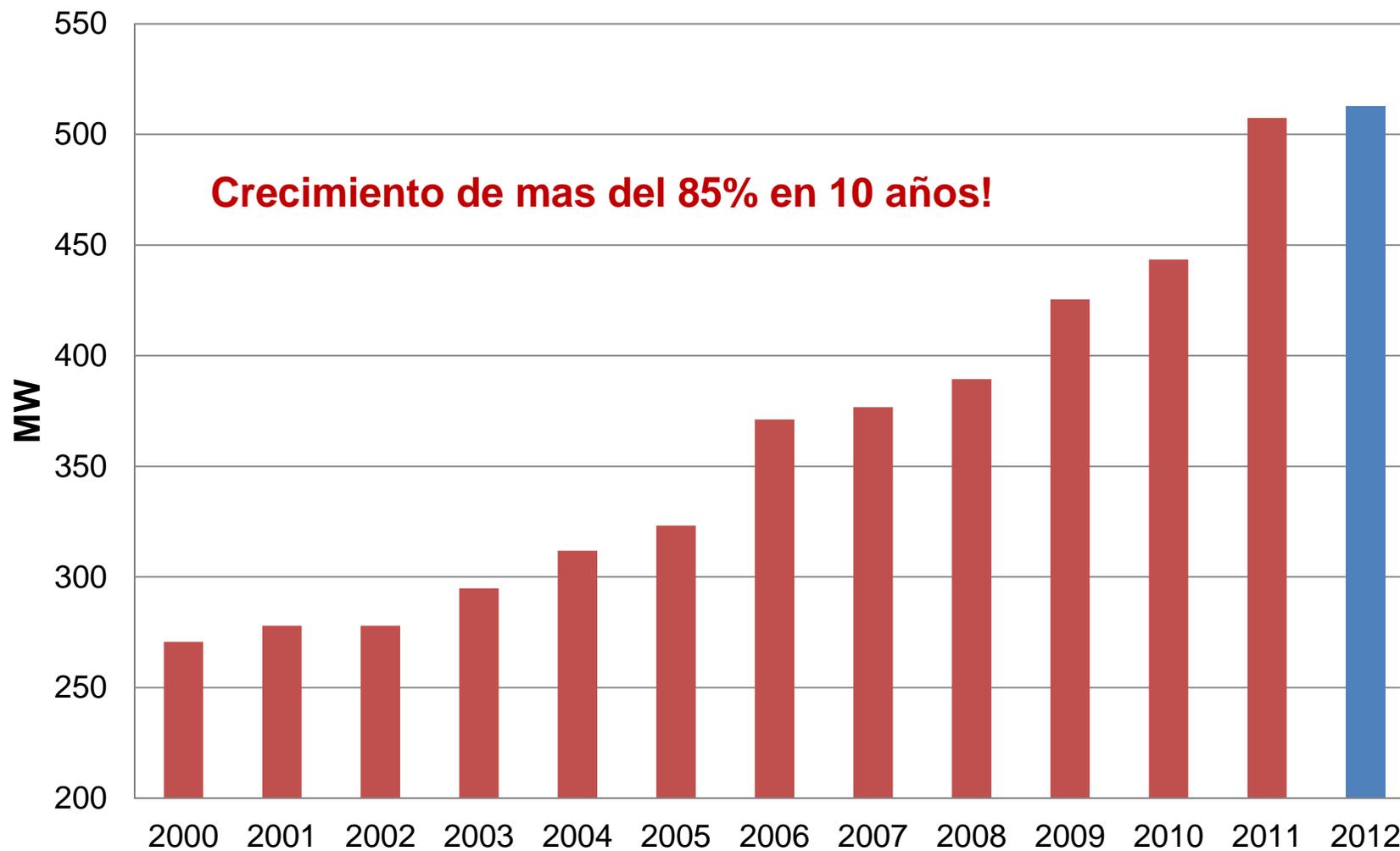
# Con la Recuperación de la Economía, la demanda crece a tasas muy elevadas...



# Evolución de la tasa de crecimiento de la demanda eléctrica vs. PBI



# Evolución potencia máxima en Tucumán



# Cambian los hábitos de consumo...



INFORME ANUAL 2013  
MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

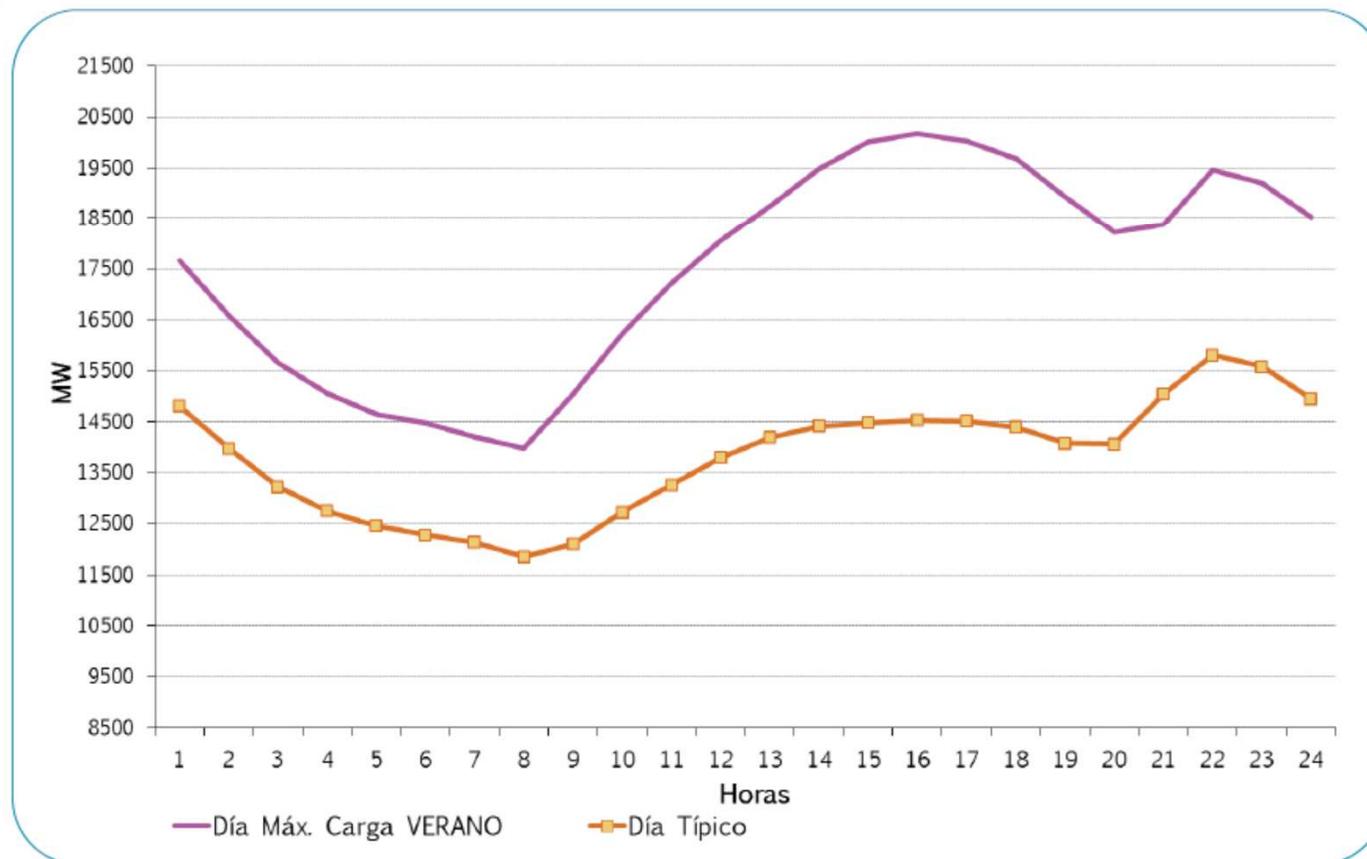
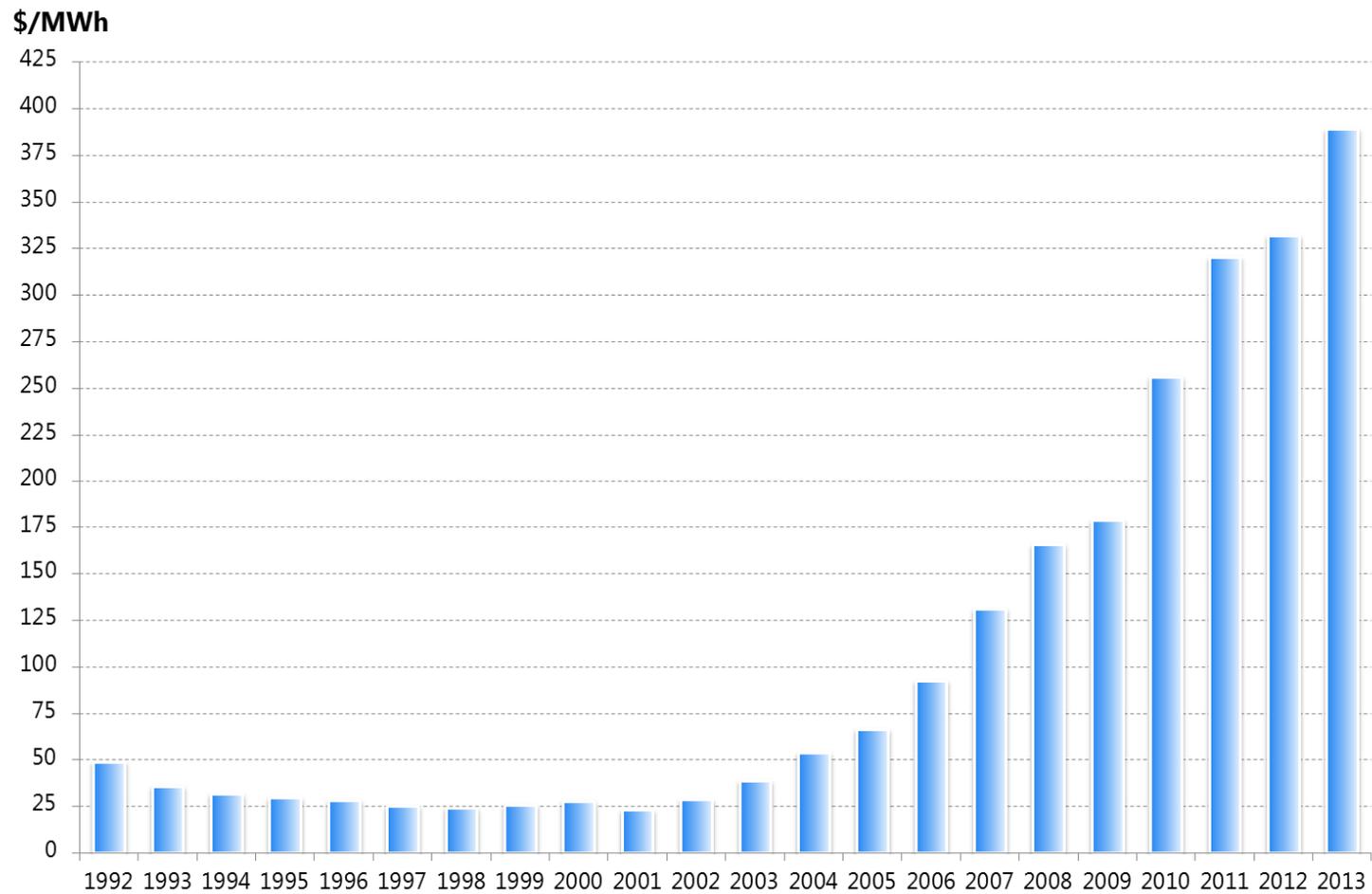


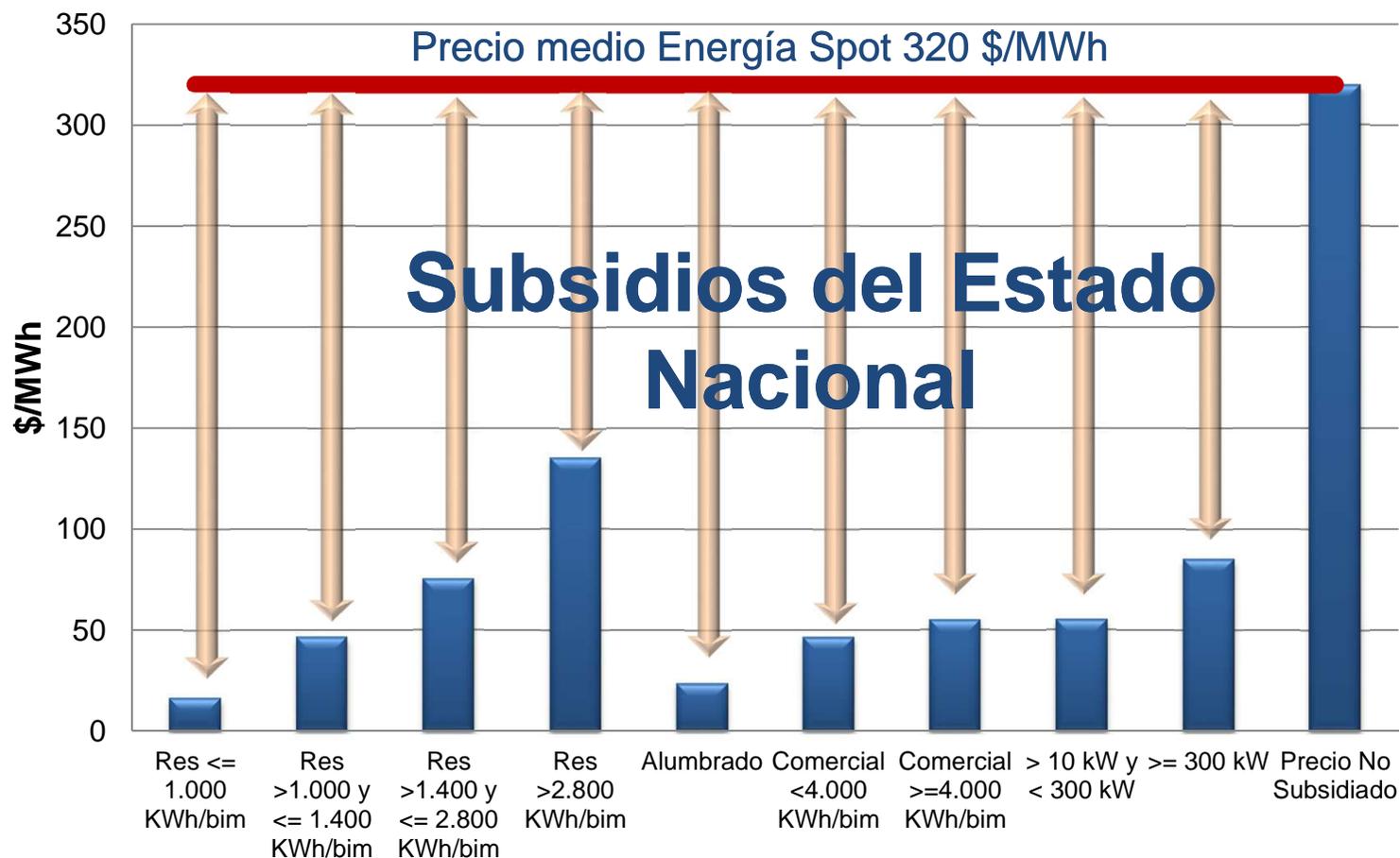
Gráfico 10: Verano 2013. Curva típica y de máxima carga

# Evolución del Precio Monómico Anual



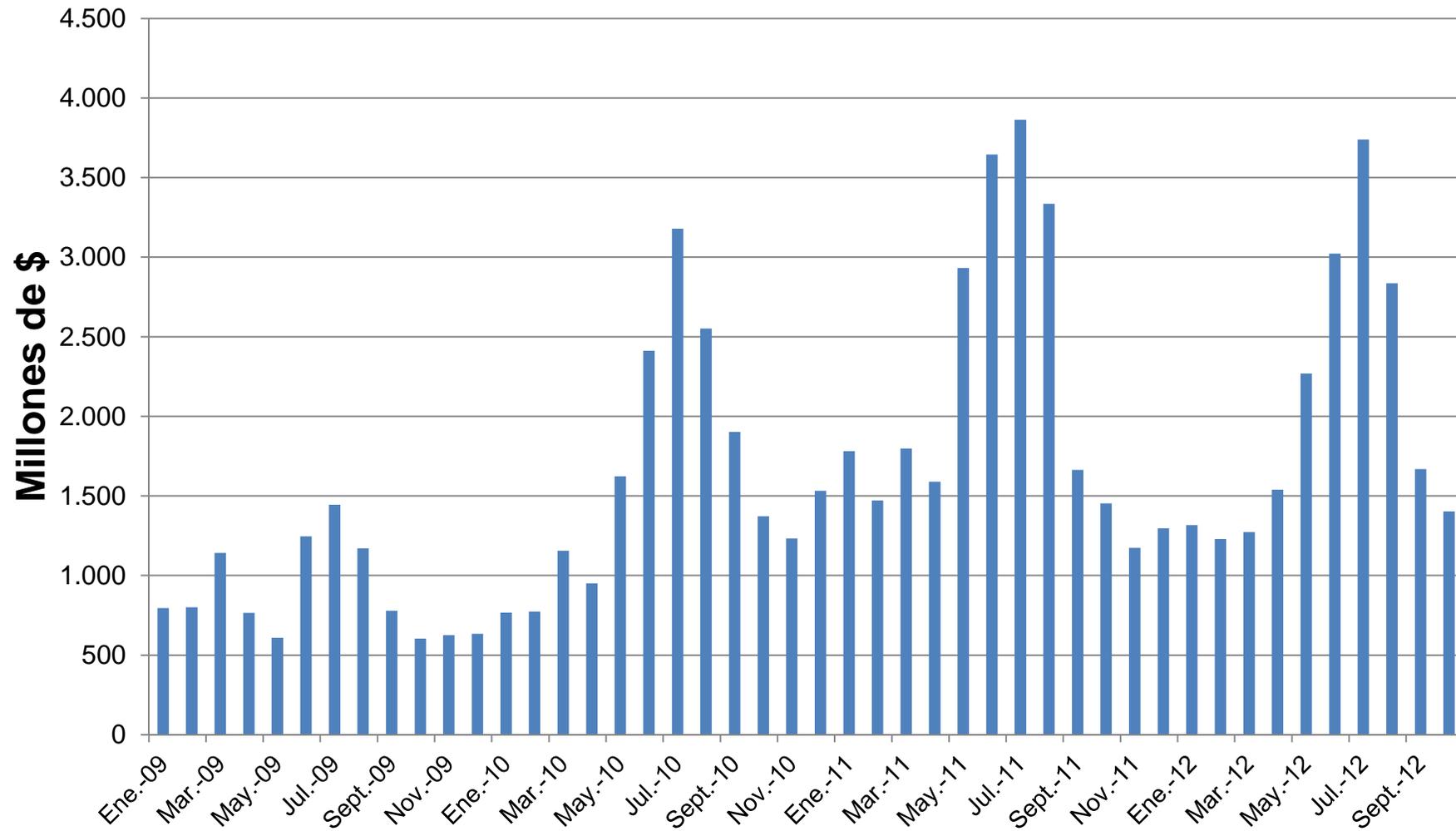
Fuente: CAMMESA.

# Precios Subsidiados de la Energía



El déficit de fondos y cuentas del MEM llegaron a MM\$ 25.500 en 12 meses.  
El Presupuesto Nacional 2012 prevé MM\$ 35.000 de subsidio a la energía.

# Déficit Mensual



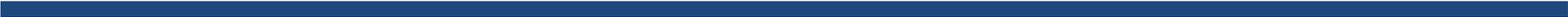
## Se rompe la cadena de pagos en el MEM

- Las Distribuidoras no pueden pagar a CAMMESA sus facturas de energía.
  - La deuda supera los MM\$ 6.000.
- El costo “real” de generación no se traslada a la demanda.
- Las Generadores y Transportistas no perciben la totalidad de sus ingresos comprometidos.



EL MODELO REGULATORIO  
DEBE AJUSTARSE A LOS  
NUEVOS DESAFÍOS

---



# Resoluciones SEN

La Secretaría de Energía de la Nación (SEN) emite diversas resoluciones que modificaron el Marco Regulatorio. Entre ellas:

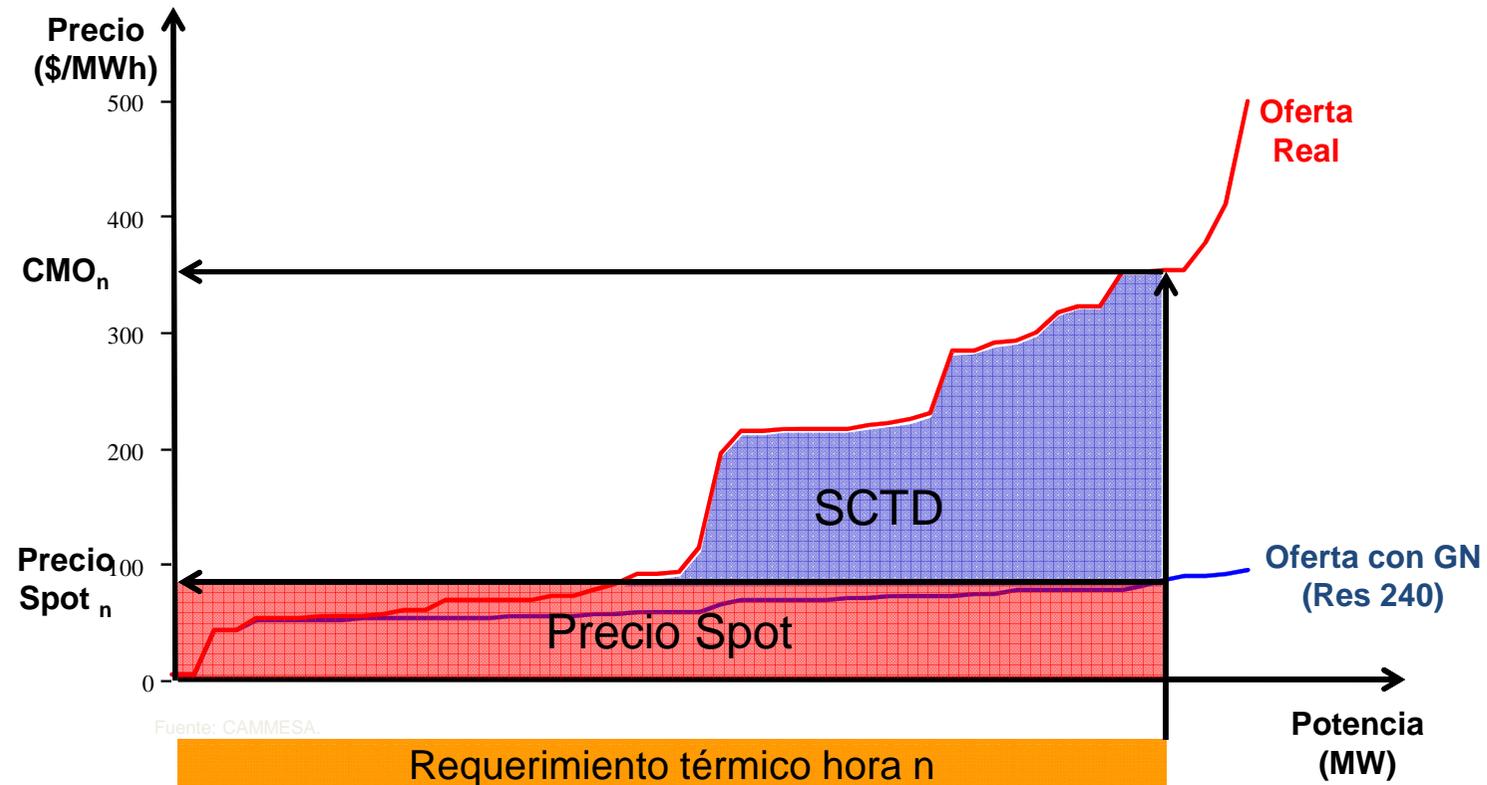
## **Precios Spot:**

- ✓ Res. SEN N° 240/03: Tope al precio Spot, caída del costo marginal.
- ✓ Res. SEN N° 406/03: Esquema de pagos, consolidación deuda generadores.
- ✓ Res. SEN N° 1281/06: Energía Plus.
- ✓ Res. SEN N° 95/13: Modifica la remuneración a la generación y el Mercado a Término.

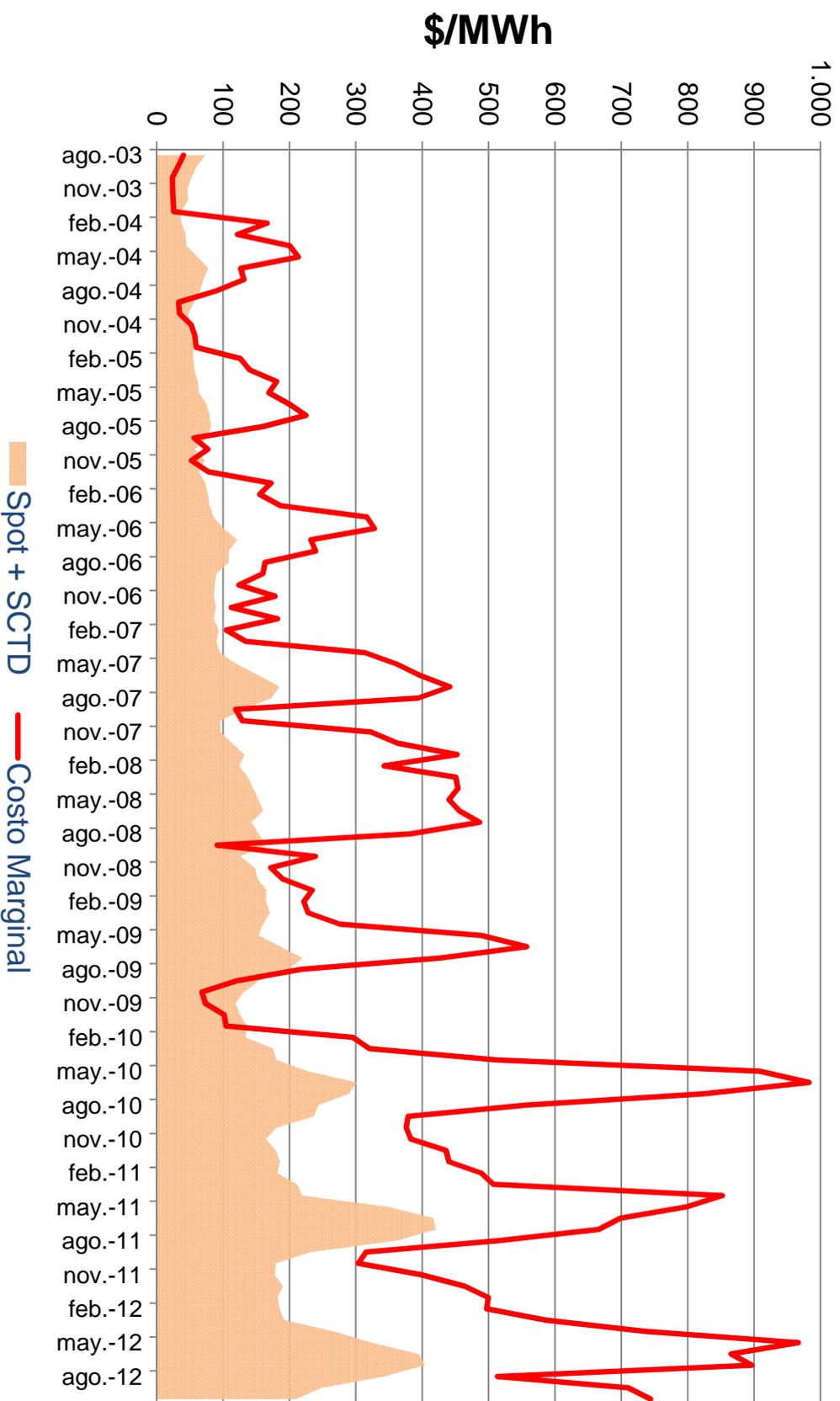
## **Precios Estacionales:**

- ✓ Res. SEN N° 93/04: Segmentación de precios a la demanda.
- ✓ Res. SEN N° 1169/08: Nueva segmentación de precios.
- ✓ Res. SEN N° 120/09: Valorización de pérdidas de distribuidores.
- ✓ Res. SEN N° 1301/11: Quita de Subsidios del Estado Nacional.
- ✓ Res. SEN N° 2016/12: Precios Estacionales monómicos por Distribuidor, mantiene segmentación.

## Mercado Spot

**Determinación del precio Spot, los SCTD y cargos Energía Excedente 1281:**

# Precios de la Energía en el MEM



# Resolución SEN N° 95/13

## **Resolución SEN N° 95/13 (26/03/13)**

- Adecúa los regímenes de remuneración y pagos a generadores, y el Mercado a Término.
- CAMMESA se hará cargo del abastecimiento de combustibles a centrales térmicas.
- Esquema de remuneración a generadores: básicamente la modificación implica, un aumento del precio de la Potencia Puesta a Disposición (PPAD) -según la disponibilidad sea mayor o igual que un Objetivo para cada Generador-, y un reconocimiento de mayores Costos de O&M.
  - **Cargo fijo**: Remunera PPAD, con mínimo en el valor vigente de 12 \$/MW-hrp, y un nuevo esquema de precios según tipo, tecnología y de objetivos de disponibilidad (generación térmica).
  - **Remuneración de CV no Combustible**, según energía generada por tipo de combustible.
  - **Una Remuneración Adicional**, función de la energía generada, tecnología y escala. Una parte de este cargo se paga al generador y otra parte se reinvierte a través de un fideicomiso.

# Resolución SEN N° 95/13

## Costo Fijos (Remuneración de PPAD - \$/MW-hrp)

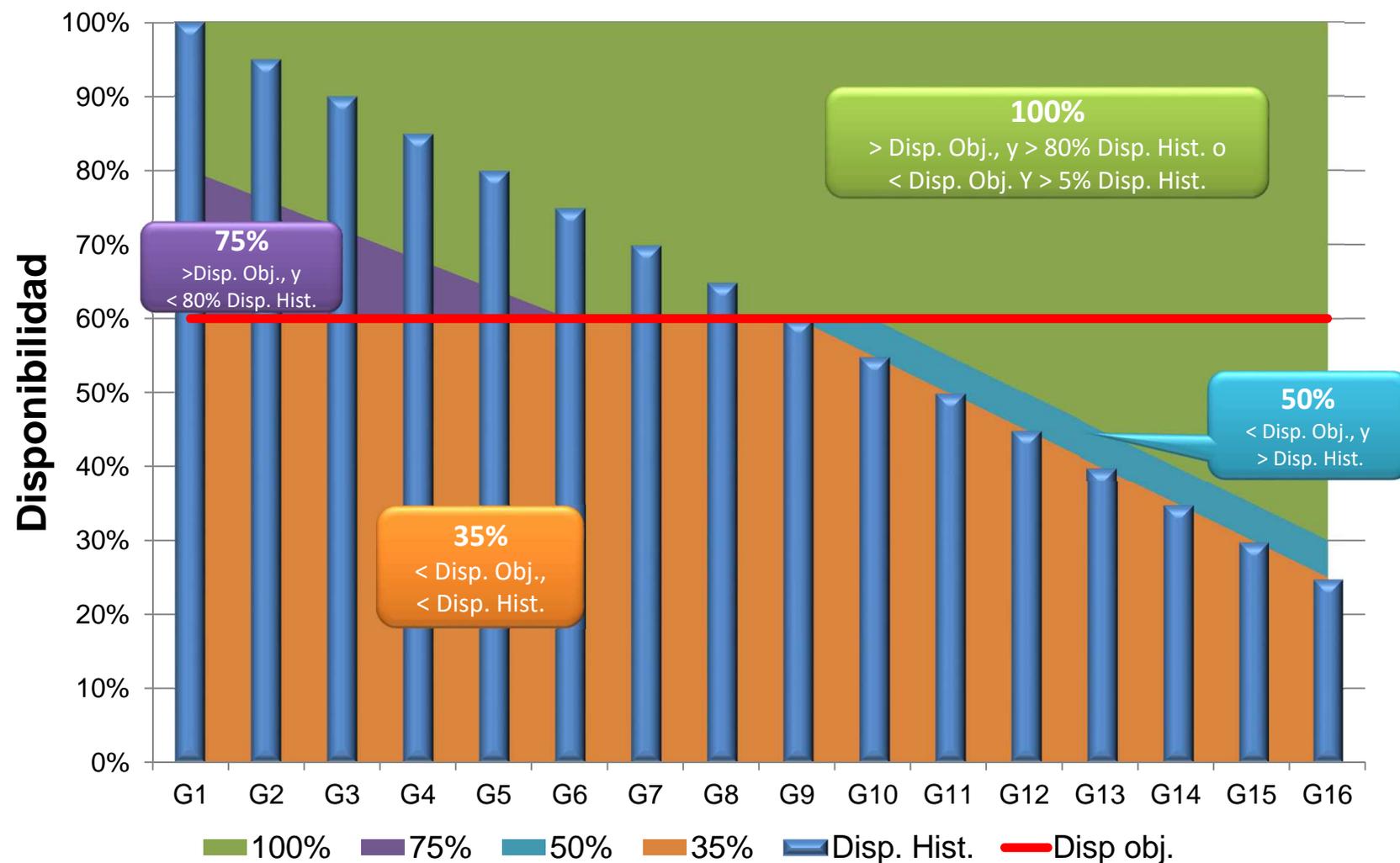
Tecnología	Potencia	Nuevo	Vigente	variación	Efecto disponibilidad			
					100%	75%	50%	35%
TG	<50	48,0	12,0	300%	48,0	36,0	24,0	16,8
TG	>50	40,0	12,0	233%	40,0	30,0	20,0	14,0
TV	<100	52,8	12,0	340%	52,8	39,6	26,4	18,5
TV	>100	44,0	12,0	267%	44,0	33,0	22,0	15,4
CC	<150	37,2	12,0	210%	37,2	27,9	18,6	13,0
CC	>150	31,0	12,0	158%	31,0	23,3	15,5	12,0
HI	<120	37,4	12,0	212%	37,4	28,1	18,7	13,1
HI	120-300	20,4	12,0	70%	20,4	15,3	12,0	12,0
HI	>300	17,0	12,0	42%	17,0	12,8	12,0	12,0

- Costo Variables (\$/MWh)**

Tecnología	Potencia	No Combustible			Adicional	
		GN	LIQ.	CARBÓN	Generador	Fondo
TG	<50	19,0	33,25		8,75	3,75
TG	>50	19,0	33,25		7,50	5,00
TV	<100	19,0	33,25		8,75	3,75
TV	>100	19,0	33,25	57,0	7,50	5,00
CC	<150	19,0	33,25	57,0	8,75	3,75
CC	>150	19,0	33,25		7,50	5,00
HI	<120		17,0		63,00	27,00
HI	120-300		17,0		54,00	36,00
HI	>300		17,0		54,00	36,00

# Resolución SEN N° 95/13

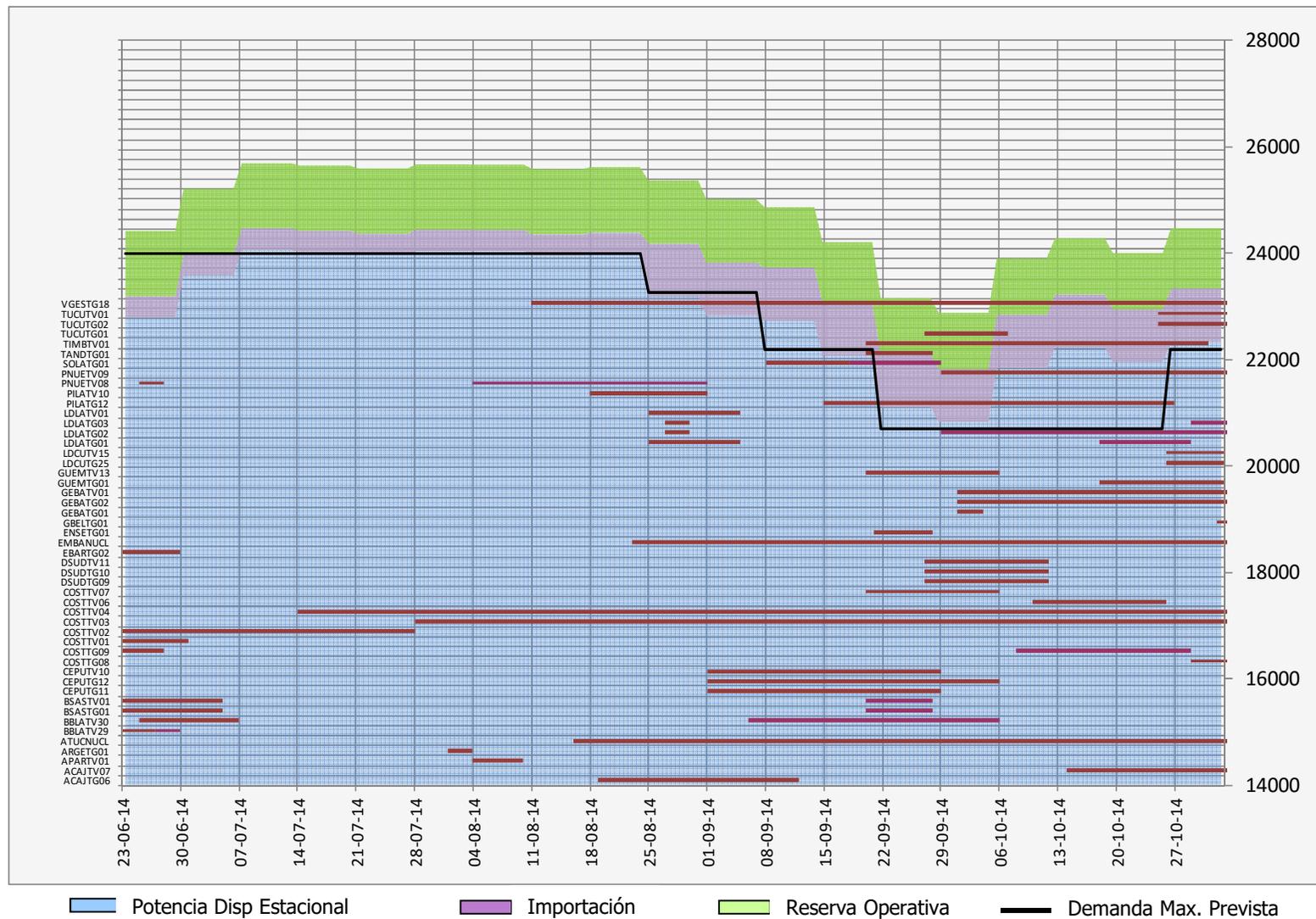
## Costo Fijos (Remuneración de PPAD): Ejemplo para una tecnología dada.



**Disponibilidad Objetivo:** disponibilidad promedio de los 3 últimos años de la tecnología (TV, TG, CC).

## Reprogramación Trimestral Provisoria Ago – Oct 2014

### Cronograma de mantenimientos – Térmicas más de 80 MW



## El Estado retorna a su rol de inversor

### ➤ Generación:

- Programa FONINVEMEM: nuevos ciclos combinados
- Generación Distribuida: instalación de centrales diésel de baja potencia
- Lanzamiento de Centrales hidroeléctricas en la Patagonia.
- Finalización de Atucha 2

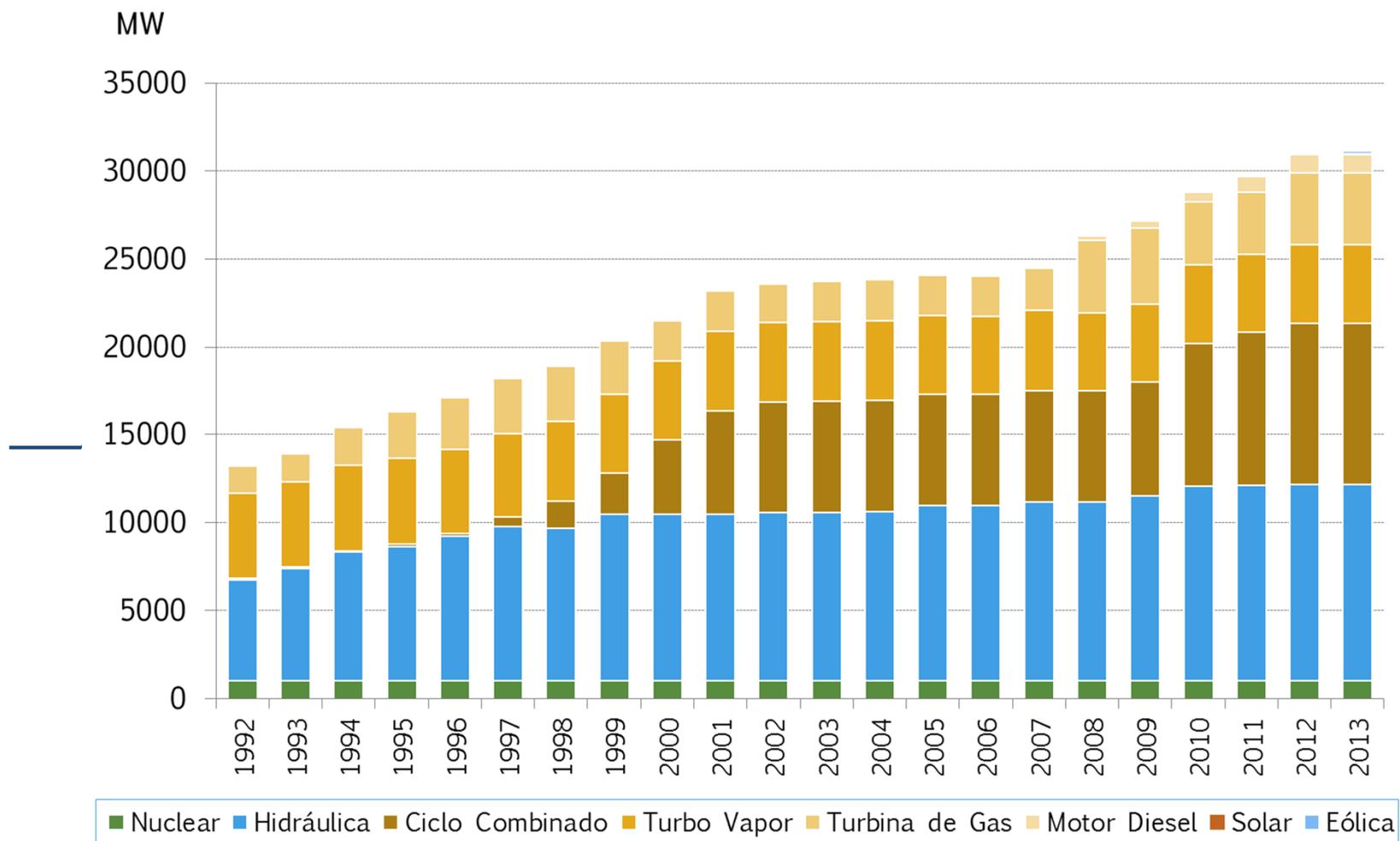
### ➤ Transporte:

- Nuevas Líneas de Transmisión en 500 KV (Línea NOA NEA)

### ➤ Distribución:

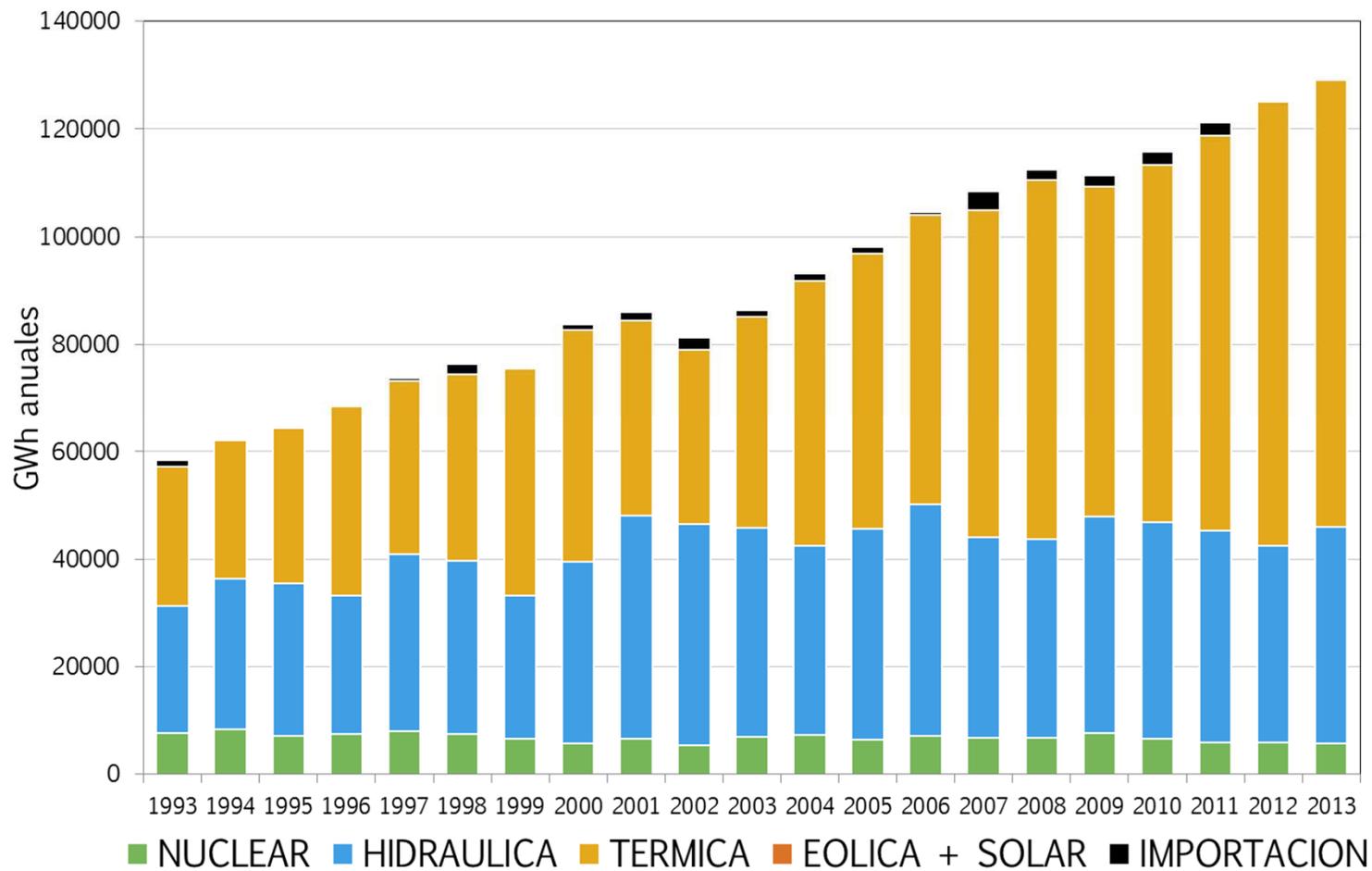
- Tarifas congeladas.
- Inversión a cargo del Estado: Programa de Convergencia Tarifaria

# Potencia Instalada en Generación



Fuente: CAMMESA.

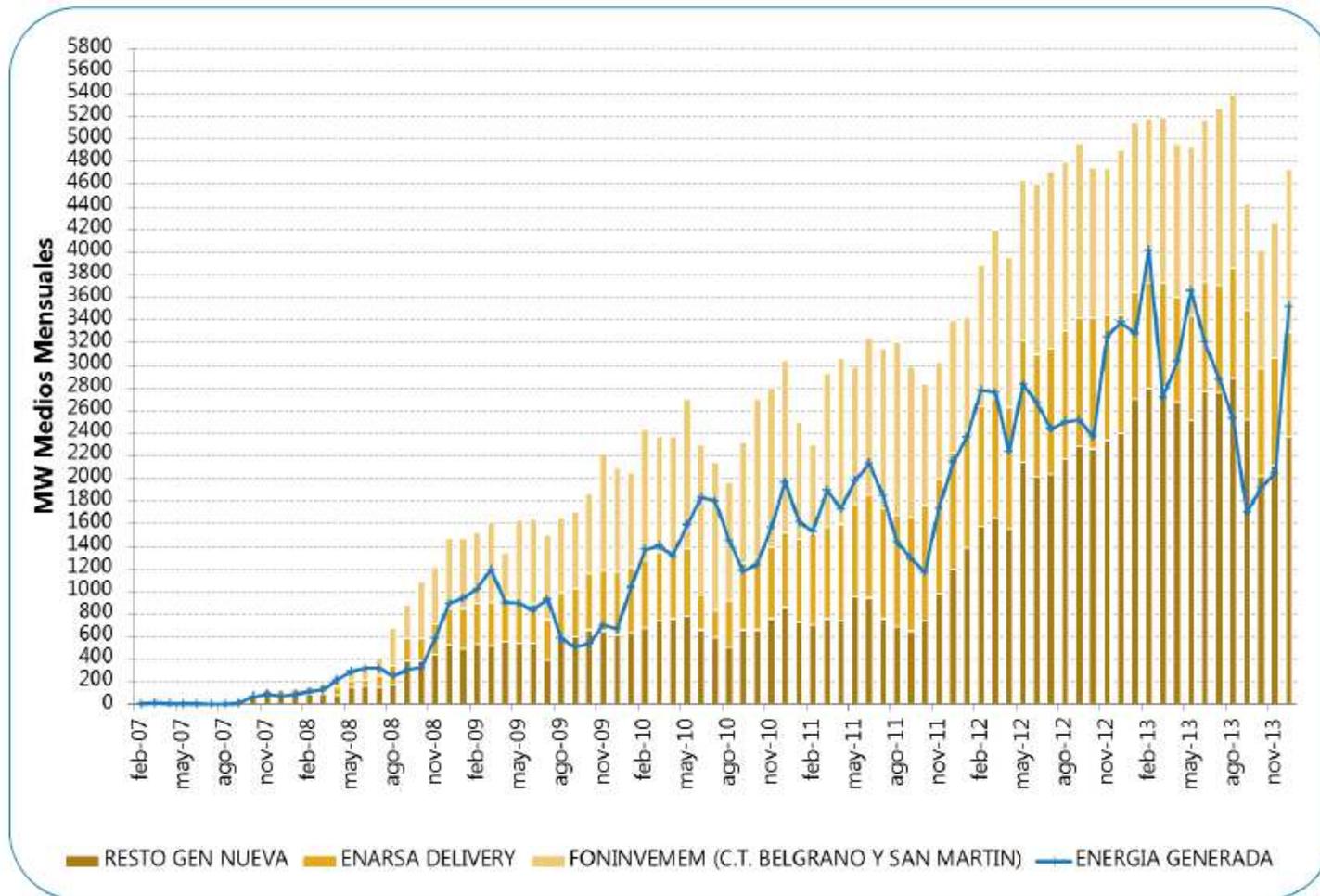
# Evolución de Generación Anual



Fuente: CAMMESA.

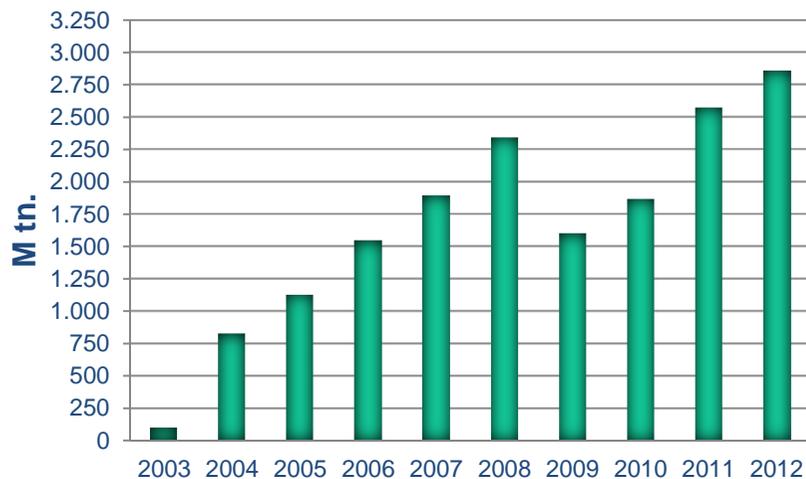
# Nuevo Parque Térmico

## Potencia Disponible y energía generada

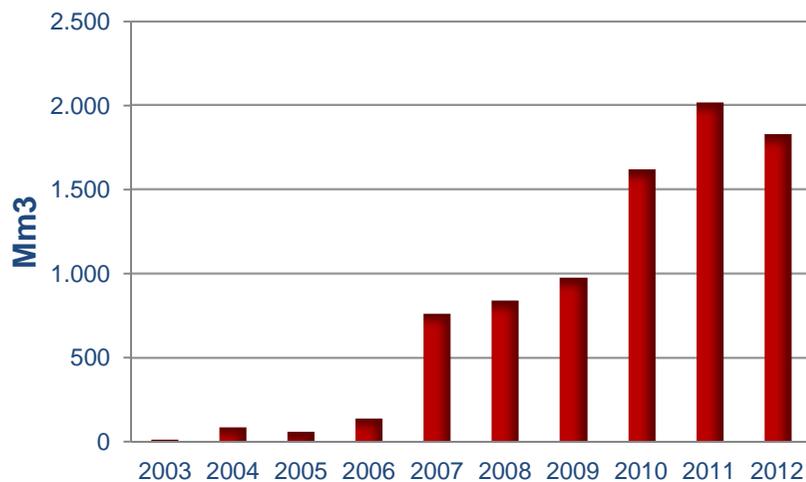


# Consumos de combustibles en generación

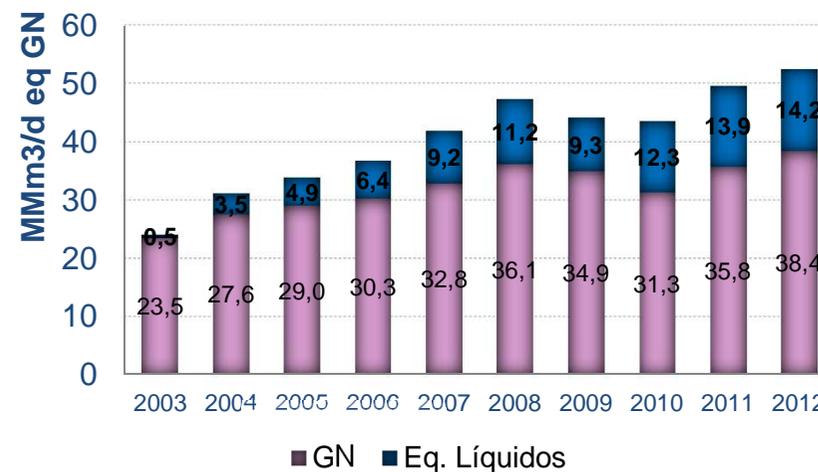
## Consumo Anual de Fuel Oil



## Consumo Anual de Gas Oil



## Consumo de GN y equivalente Líquido



Fuente: CAMMESA.

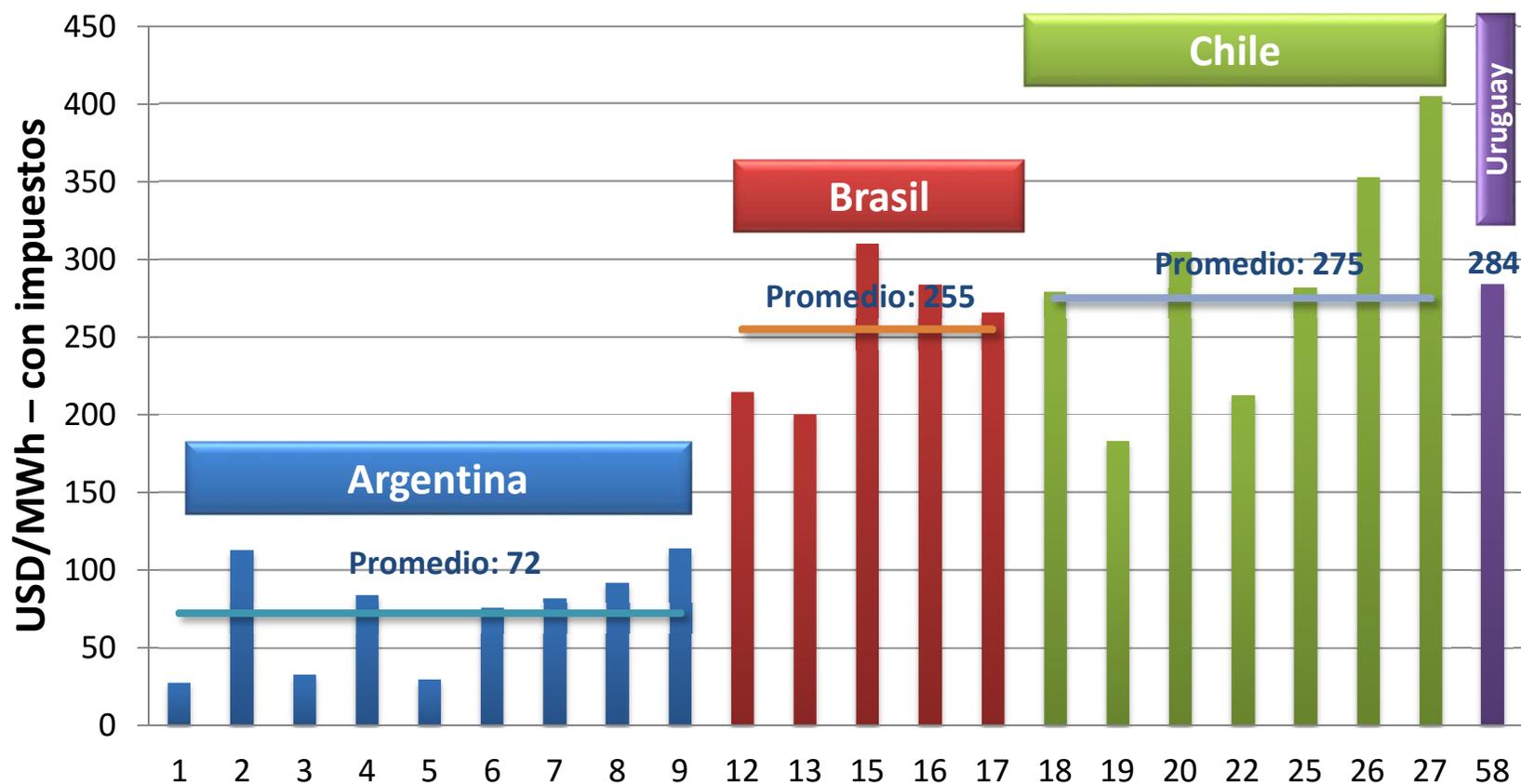


# DESAFÍOS

---

# Comparación Tarifas – Residencial

## Argentina – Brasil – Chile – Uruguay

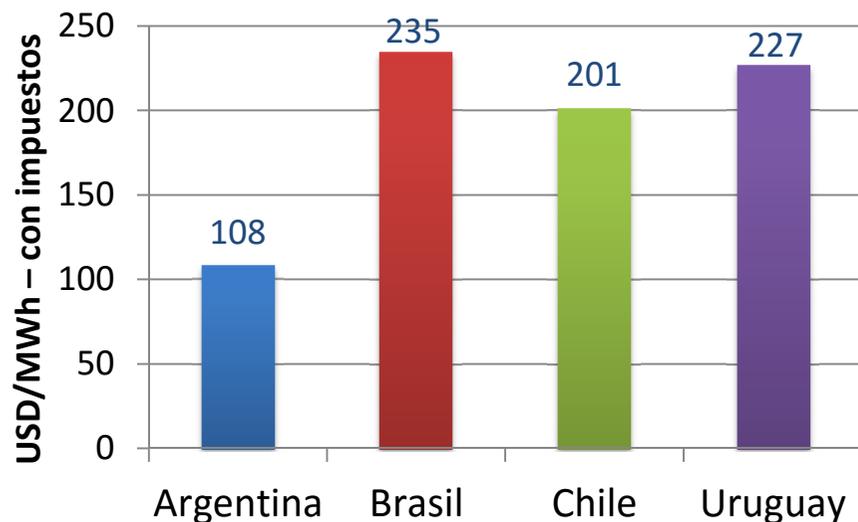


Tarifa promedio calculada como el cociente entre la facturación anual y la energía facturada en 2011.

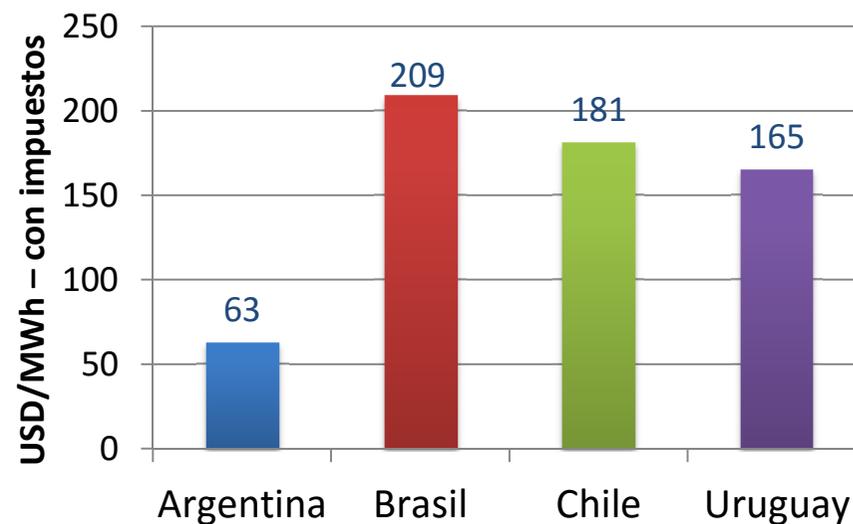
Fuente: Comisión de Integración Energética Regional (CIER)

# Comparación Tarifas – Comercial e Industrial

## Tarifas Medias Sector Comercial



## Tarifas Medias Sector Industrial



Tarifa promedio calculada como el cociente entre la facturación anual y la energía facturada en 2011.

Fuente: Comisión de Integración Energética Regional (CIER)

## Desafíos del sector

- ✓ Rencauzar el modelo regulatorio
- ✓ Definir un esquema de recuperación de los niveles tarifarios de un modo inclusivo (Tarifa de Interés Social)
- ✓ Fortalecer el rol de los Entes Reguladores
- ✓ Recuperar el nivel de reserva necesario en todos los eslabones de la industria.
  - ✓ Demanda crece a tasas extratendenciales
- ✓ Lograr un adecuado comportamiento de la demanda:
  - ✓ Incorporación del cambio tecnológico necesario: Smart Grids
- ✓ Diversificar la oferta reduciendo la participación de generación térmica con combustibles líquidos

# EL SECTOR DE DISTRIBUCIÓN

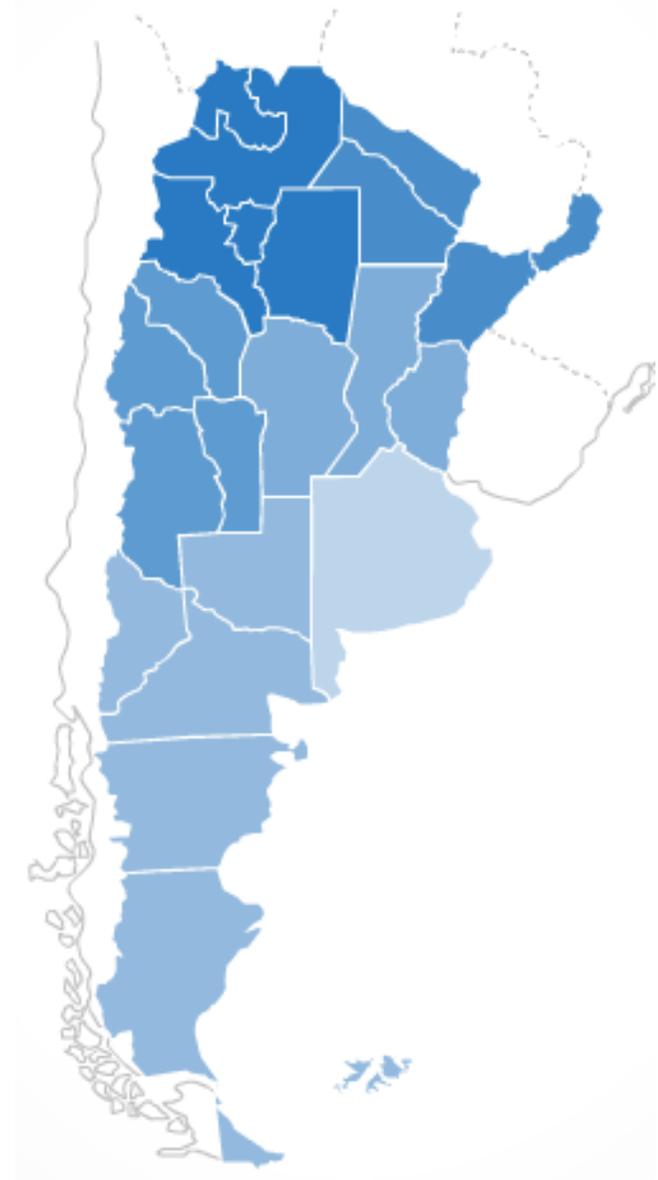
---

En el país existen 73 empresas que prestan el servicio de Distribución de Energía Eléctrica.

Estas 73 empresas están compuestas por:

- ✓ 45 Cooperativas.
- ✓ 17 Distribuidoras Privadas
- ✓ 11 Distribuidoras Públicas

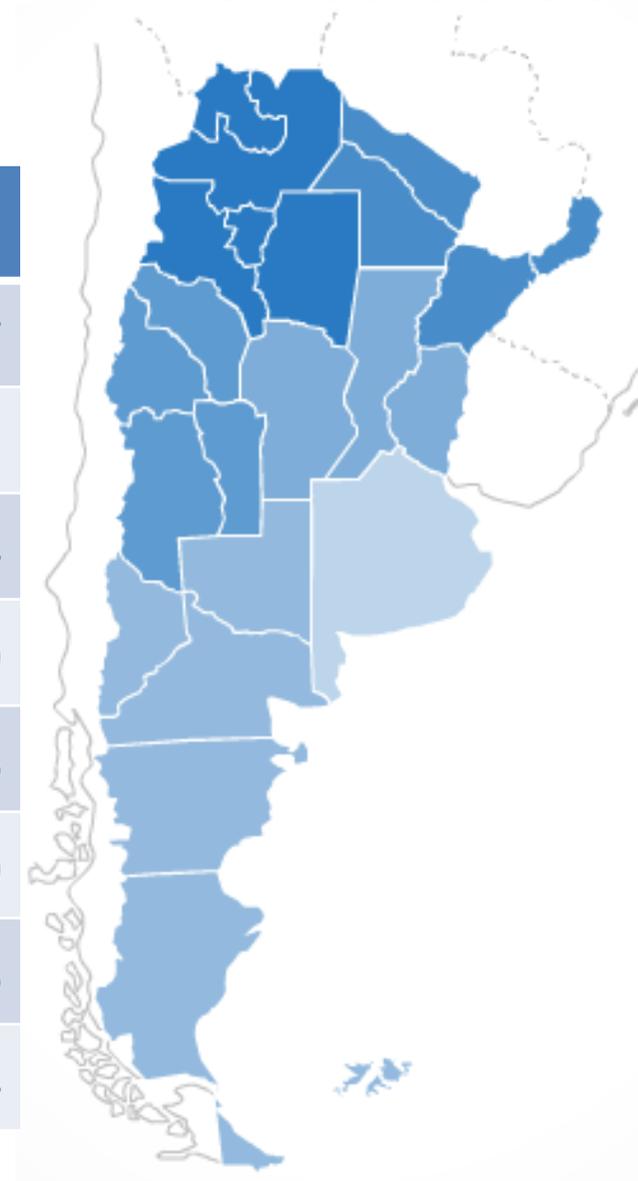
## Distribuidoras



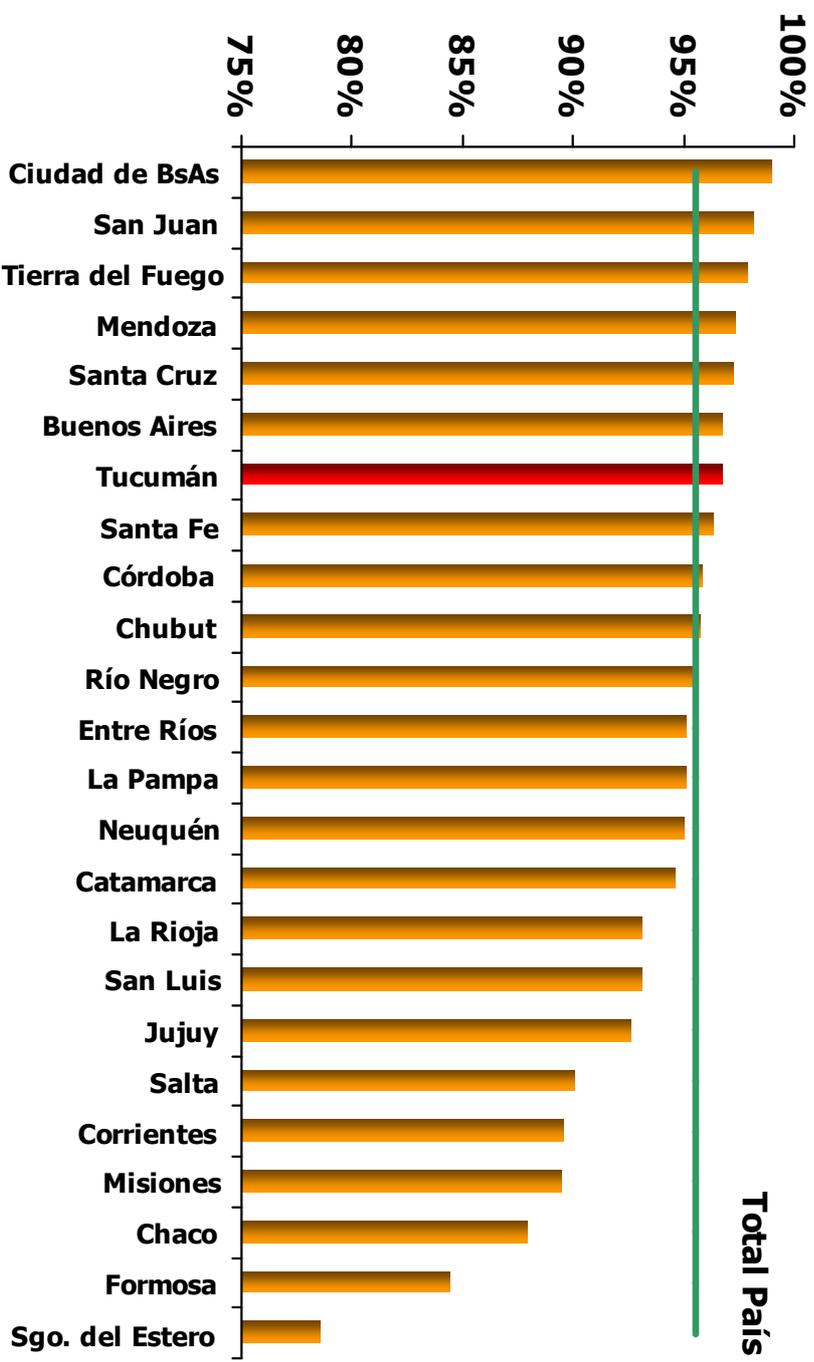
## Distribuidoras

### Datos Característicos

Clientes	[#]	12.568.377
Empleados	[#]	24.651
Líneas de BT	[km]	186.614
Líneas de MT	[km]	187.959
Líneas de AT	[km]	17.046
CCTT MT/BT	[#]	175.759
Potencia Instalada	[MVA]	654.976
Potencia Máxima Registrada	[MVA]	21.564



# Índice de Electrificación



Fuente INDEC Censo 2001

# Monopolio Natural

# Monopolio Natural

- Falla de Mercado: MONOPOLIO NATURAL
  - Está constituido por una industria donde la competencia no es posible, pues la empresa más grande tiene costos más bajos.

Caso típico: industrias de servicios de redes

Capital intensiva: grandes inversiones con períodos de recupero prolongados.

Deseconomías de dispersión: abastecer a clientes aislados no es rentable.

## **Definiciones Formales:**

- Industria donde la demanda es sólo suficiente para permitir que una sola empresa produzca a su escala mínima eficiente.
- Industria donde existe subaditividad de costos (en la porción relevante de la curva de costos).
  - Economías de Escala.
  - Economías de Alcance.



**Estrategia: sustituir al mercado por regulación**

# Objetivos de la Regulación

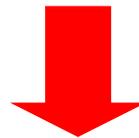
- Equidad:
  - Fijar precios justos
    - Tarifas basadas en costos
  - Maximizar el bienestar de la sociedad
- Eficiencia Productiva
  - Producción al mínimo costo
- Eficiencia Asignativa
  - Precios cercanos al costo marginal
  - Evitar (en lo posible) subsidios cruzados
- Sustentabilidad
  - Los prestadores deben cubrir todos los costos incluso las inversiones necesarias para operar en el futuro.
- Minimización de “las rentas de la información”.
- Evitar la captura regulatoria.

# Diseño del Marco Normativo

- Enfoque Teórico:
  - Definición de los Objetivos de Equidad y Eficiencia Económica
  - Reglas para Alcanzarlos
- Enfoque Institucional:
  - Estructuras de Mercado
  - Sistemas de Incentivos
- Ente Regulador
  - Autárquico: independencia presupuestaria, legal y en la gestión
  - Idóneo

# Diseño del Marco Normativo

- Algunos Instrumentos de la Regulación
  - Control de Precios. Subsidios
  - Control de Cantidades. Obligación de Servir
  - Control de Entrada y Salida
  - Diseño de Estructura. Integración vertical/horizontal
  - Control de Calidad de Servicio. Multas
  - Control de Inversiones
  - Competencia por Comparación
  - Tratamiento de los activos



**Problema: el regulador cuenta con información  
insuficiente**

# Regulación del Monopolio Natural

- Regulación por TASA DE RETORNO (Costo Plus)
  - Método más utilizado en los últimos 100 años (especialmente en USA)
  - Se fija una tasa de retorno que se aplica sobre la base de capital
  - Se controla
    - Costos operativos
    - Costos de capital (inversiones)
  - Las empresas no tienen incentivos para operar eficientemente
  - Se produce el efecto AVERCH – JOHNSON: ineficiencias por sobreinversión
  - Regulación costosa (Gran volumen de información)
  - Mayor riesgo de “captura regulatoria”
  - Las tarifas se fijan para períodos cortos (generalmente anual)

# Regulación del Monopolio Natural

- Regulación por PRECIOS MAXIMOS (Price Cap)
  - Método introducido en USA en 1980 y en Inglaterra en 1983 en la regulación de las telecomunicaciones (Stephen Littlechild)
  - También conocido como:
    - RPI - X
  - Clave: “demora regulatoria”
    - Tarifas fijas por períodos prologados (5 – 10 años)
  - Regulación indirecta mediante control de (por ejemplo) calidad de servicio

# Regulación del Monopolio Natural

- Regulación por PRECIOS MAXIMOS - Ventajas
  - Los aumentos o disminuciones del costo anual no son pasadas a los consumidores
  - La empresa está incentivada a reducir sus costos y adoptar mejoras tecnológicas
  - La empresa se comporta como maximizadora de beneficios en un mercado de competencia
  - Se pueden desregular los servicios no monopólicos, dando libertad de precios
  - Regulación menos costosa
  - Disminuye el riesgo de “captura regulatoria”

## Price Cap – Cost Plus (Rate of Return)

Price Cap	Cost Plus
Separación entre Management y Regulación Control de ingresos indirecto	Control directo del Management Control directo de los ingresos
Mayor riesgo (mayor tasa de retorno)	Disminuye el riesgo (menor tasa de retorno)
Disminuye la posibilidad de <i>captura del regulador</i>	Incrementa la posibilidad de <i>captura del regulador</i>
Disminuye los costos de regulación	Incrementa los costos de la regulación
Fuerte incentivo a la eficiencia	Bajo incentivo a la eficiencia
La firma se comporta como maximizadora de beneficios en competencia	Mayor intervención del regulador
Puede generar inversión insuficiente. Requiere control de calidad.	Genera incentivos a la sobreinversión (efecto Averch – Johnson)
Permite desregular servicios competitivos	Costos de servicios competitivos podrían internalizarse en el servicio monopólico
Revisión Tarifaria Exógena	Revisión Tarifaria Endógena
Riesgo de cambios en demanda, costos e inversiones asumido por la empresa	Riesgo de cambios en los costos afrontados por el usuario

## Price Cap – Cost Plus (Rate of Return)

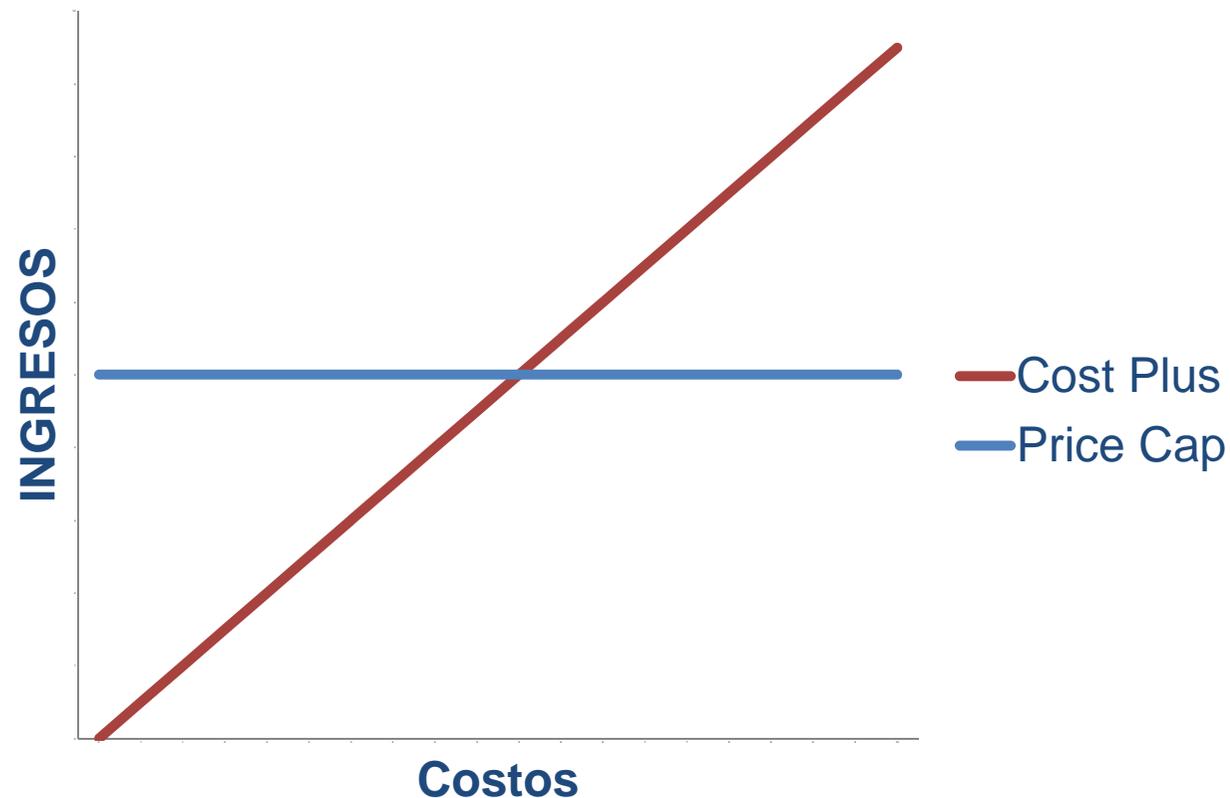
$$R = \beta * R_e + (1 - \beta) * C$$

R = ingresos del servicio

$R_e$  = ingresos esperados por el regulador

C = costo total “real” del servicio

$\beta$  = poder del incentivo regulatorio.  $\beta = 0$  Cost Plus /  $\beta = 1$  Price Cap



# FIN

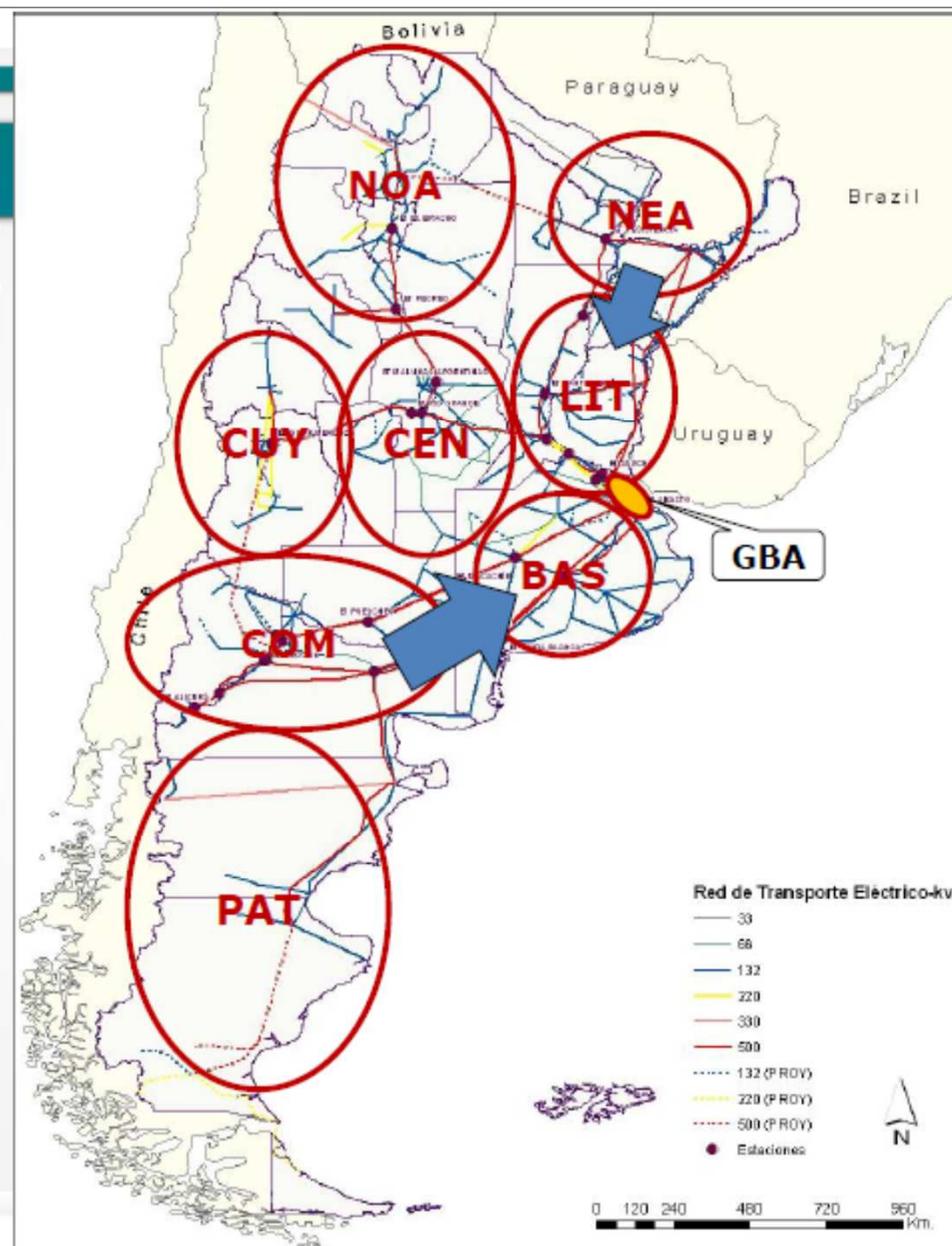
---

¡Muchas Gracias!

## E Demanda Regional 2012

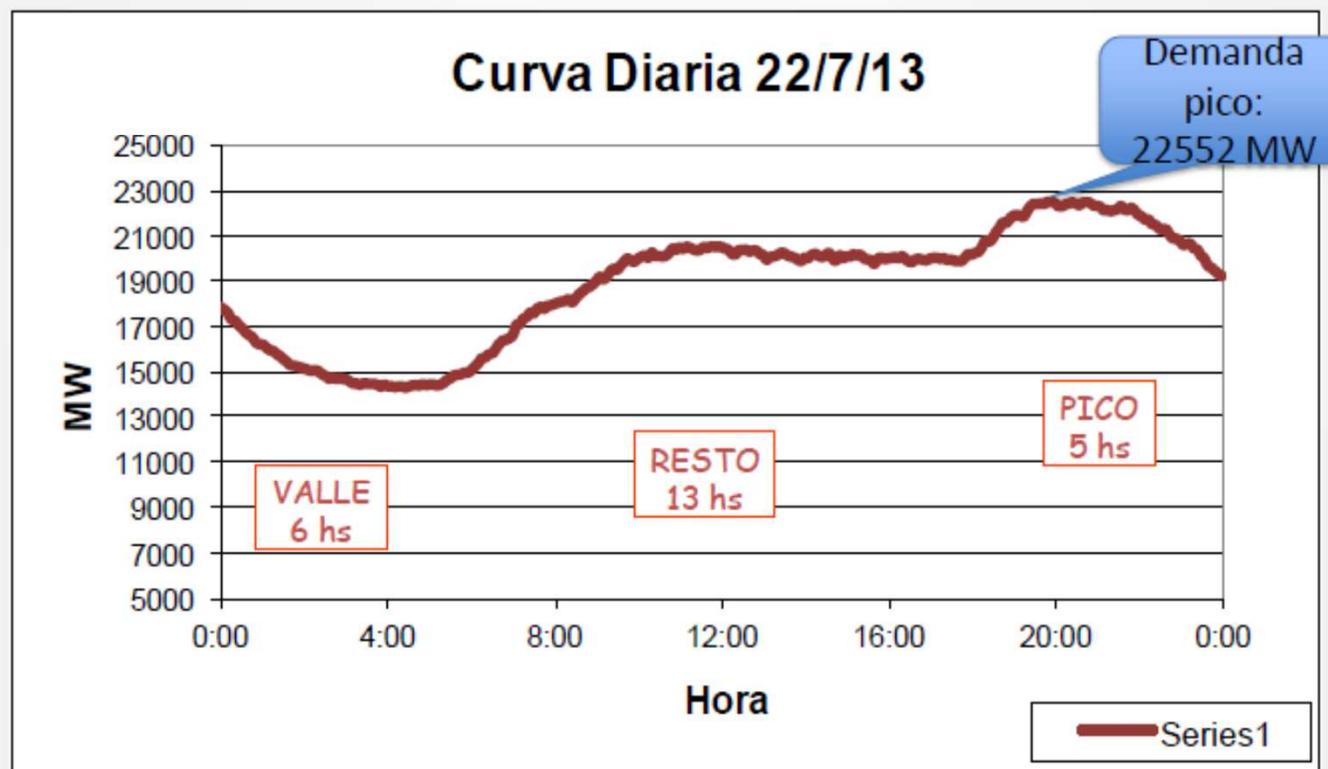
REGION	Demanda	Potencia
GBA	39%	
BAS	12%	43%
LIT	13%	
CEN	9%	9%
NOA	8%	9%
CUY	6%	6%
NEA	6%	10%
COM	4%	20%
PAT	3%	3%

TIPO DEMANDA	GWh	%
RESIDENCIAL	47722	39,4%
MENORES DE 10 KW	20104	16,6%
INTERMEDIOS 10 < P < 300 KW	17592	14,5%
MAYORES DE 300 KW	35774	29,5%
<b>TOTALES</b>	<b>121192</b>	<b>100%</b>

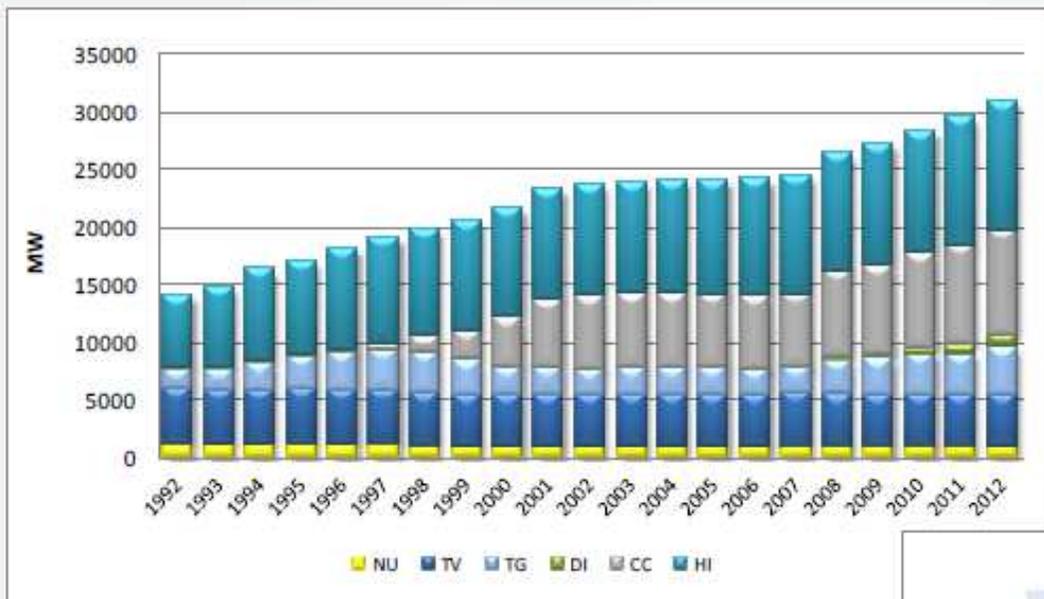


## El Mercado Eléctrico Mayorista (MEM)

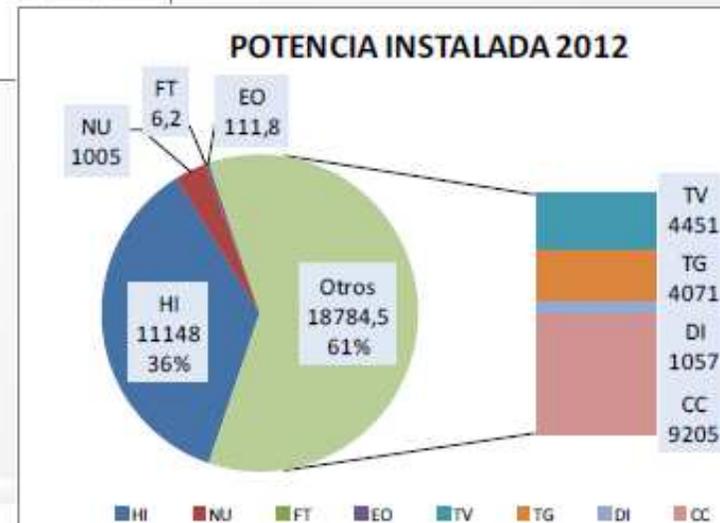
### Demanda Eléctrica Año 2013



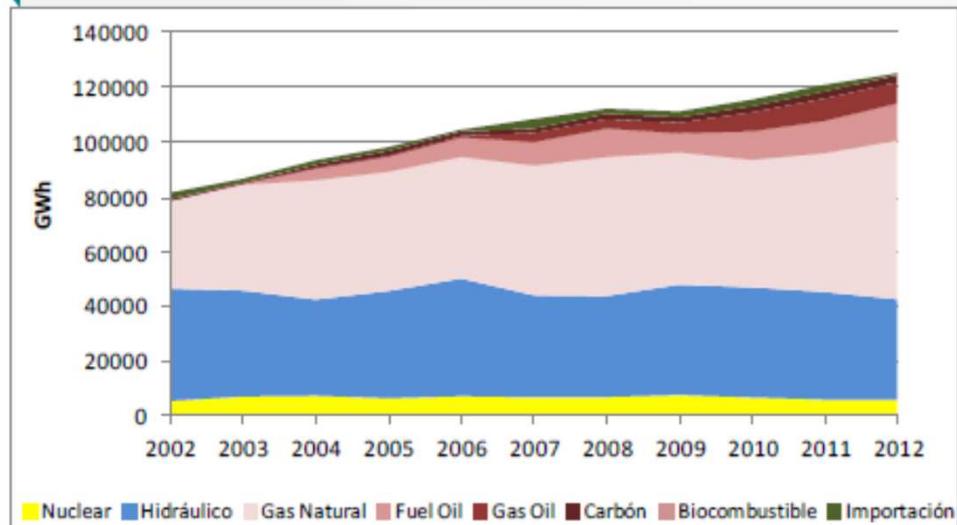
## Potencia Instalada por tipo 2012



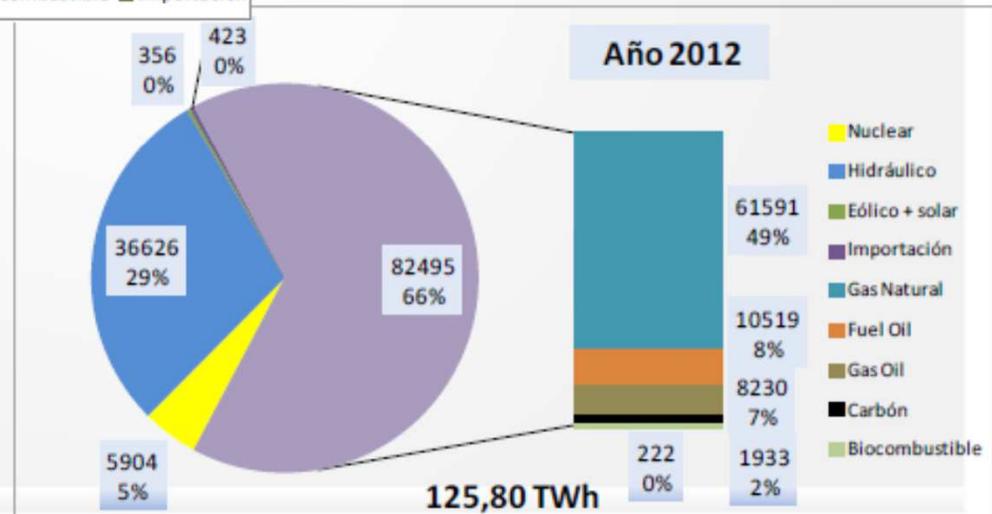
Potencia Instalada 2012: 31102 MW

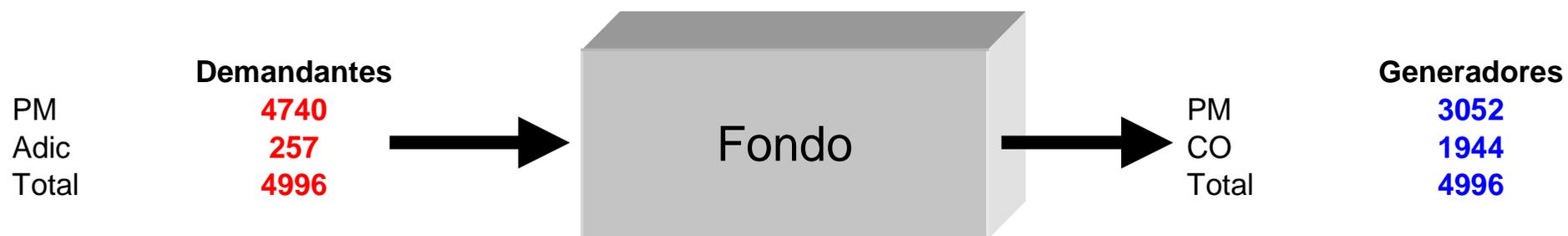


## Matriz de Generación Eléctrica 2012



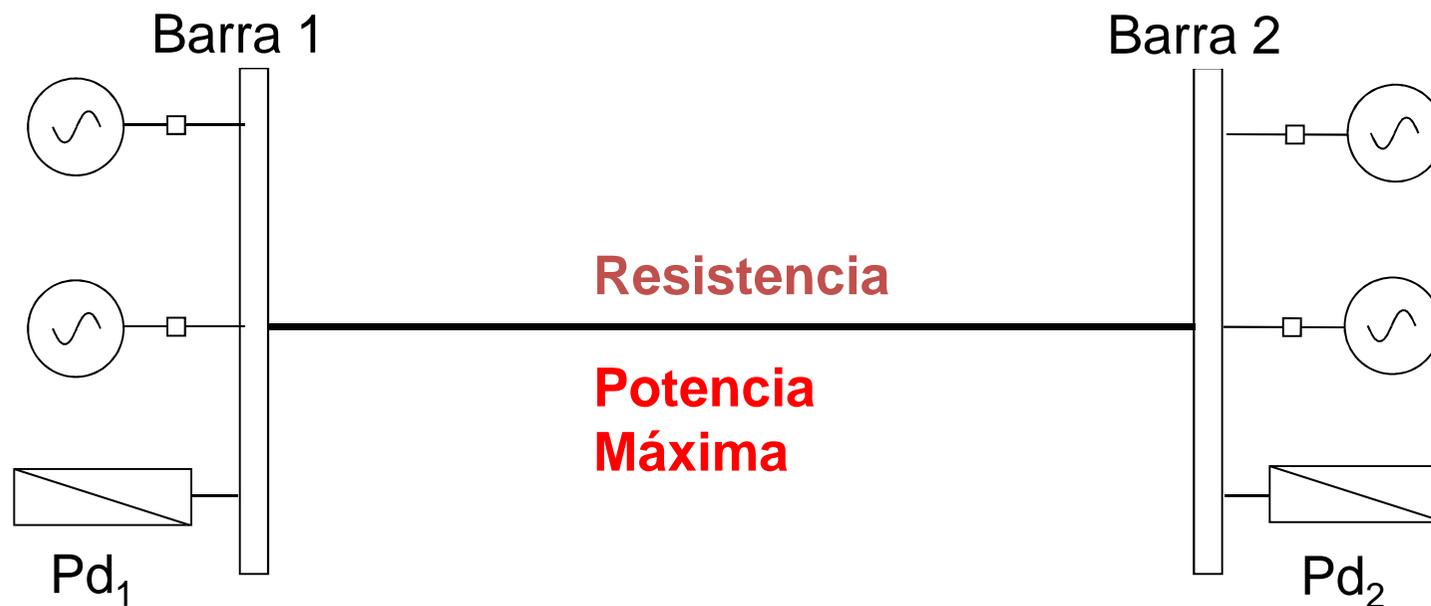
Generación anual 2012: 125804 GWh



***Despacho horario de un sistema térmico puro*****Balance de cobros y pagos**

## Despacho horario de un sistema térmico puro

### ► Representación de la red de transmisión

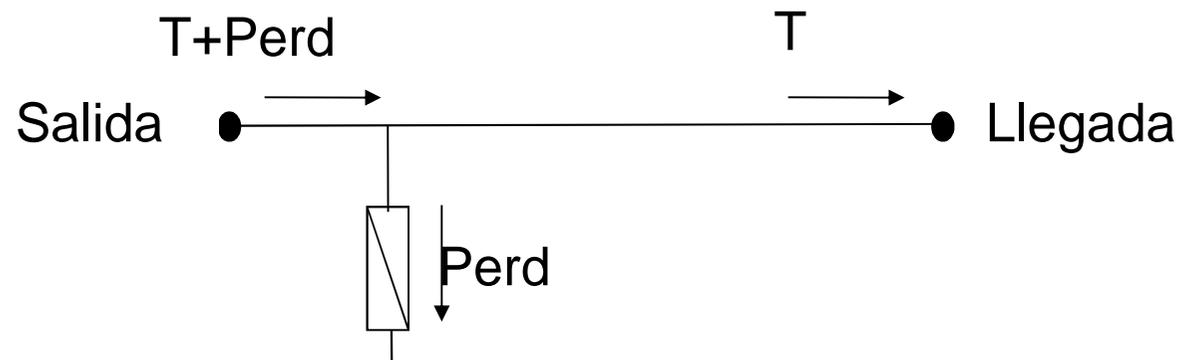


## Despacho horario de un sistema térmico puro

- ▶ Efecto de las pérdidas de transmisión

$$\text{Perd} = R \times T^2$$

$$\sum P_{g_h} = P_{d_1} + P_{d_2} + \text{Perd} = P_{d_1} + P_{d_2} + R \times T^2$$

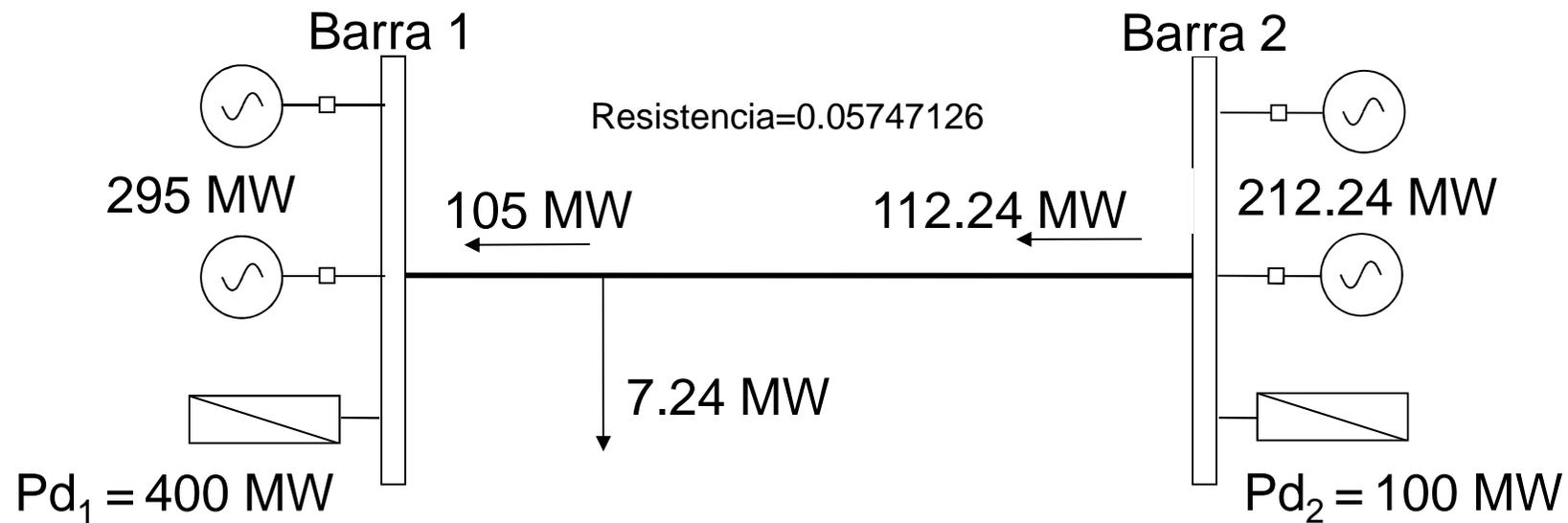


$$\text{Barra 1} \Rightarrow \sum P_{g_{k1}} = P_{d_1} + T + R \times T^2$$

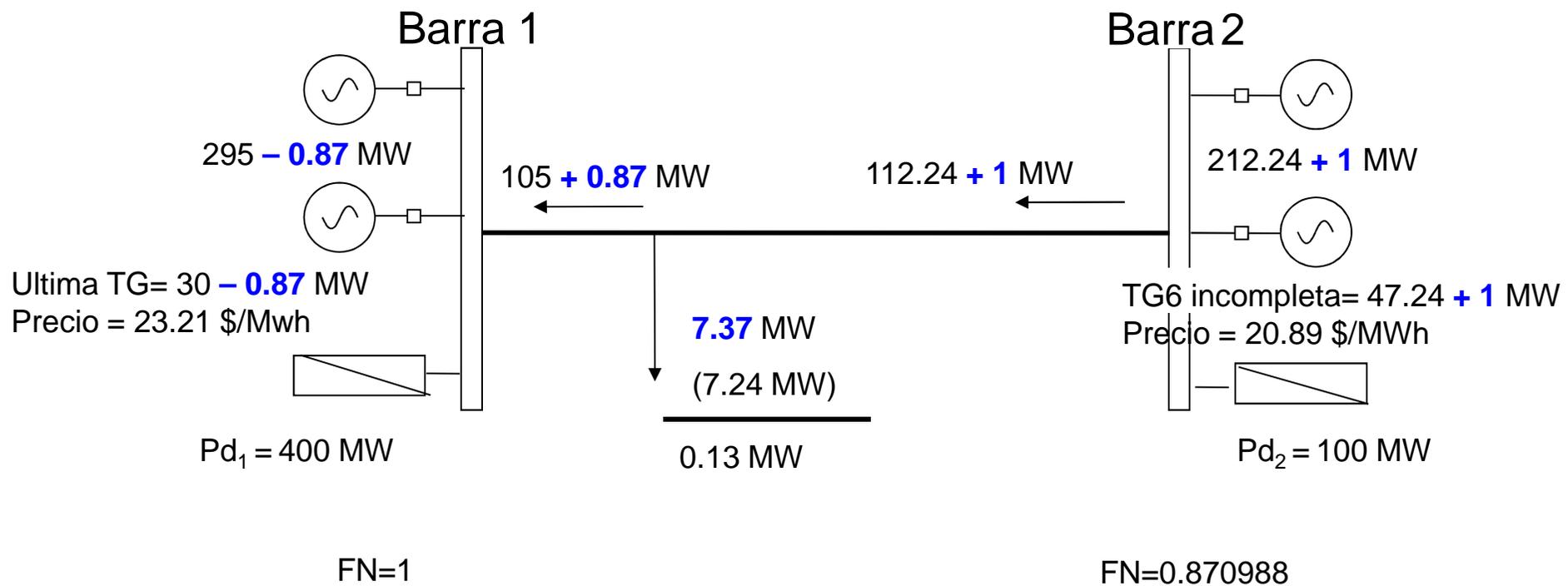
$$\text{Barra 2} \Rightarrow \sum P_{g_{k2}} = P_{d_2} - T$$

## Despacho horario de un sistema térmico puro

### ► Ejemplos



## Despacho horario de un sistema térmico puro



$$\Delta\$ = 1 \text{ MW} \times 20.89 \text{ \$/MWh} - 0.87 \text{ MW} \times 23.21 \text{ \$/MWh} = \mathbf{0.7 \$}$$

***Despacho horario de un sistema térmico puro***

$$\begin{aligned}
 CM_{TG6} &= \Delta\text{Costo} / \Delta\text{Pot}_{\text{Barra1}} = \\
 &= 1 \text{ MW} \times CO_{TG6} / (1 \text{ MW} - \Delta\text{Perd}) = \\
 &= 20.89 \$ / (1 - 0.13) = 24.01 \$/\text{MWh}
 \end{aligned}$$

- **Factor de Nodo**

$$CM = CN / (1 + \Delta\text{Perd} / \Delta\text{Pd}_h) = CN / F_{n_h}$$

- **Lista de Mérito**

- ▶ Demanda + Pérdidas
- ▶  $CMMh = CNh / FNh$

## ***Despacho horario de un sistema térmico puro***

- Establecer un nodo al cual referir todos los costos de generación. En la normativa argentina se lo denomina “Nodo Mercado” y por convención se ha elegido como CCS la barra Ezeiza 500 kV
- Calcular las pérdidas del sistema como  $Pérdidas=R.T^2$
- Calcular los factores de nodo (Anexo 3 LP)
- Referir todos los costos de generación a la barra de mercado
- Utilizar el CMg para armar la lista de mérito de las unidades generadoras
- Despachar utilizando el mismo procedimiento que vimos en el caso de barra única, tomando como la demanda a abastecer la demanda real + las pérdidas.

## Definición del Factor de Nodo

$$P_{p\acute{e}rdida} = f(P) = \sum_{i=1}^{i=n} C_i(P_i)$$

$$\text{Condición} = \sum_{i=1}^{i=n} P_i - PD - P_{p\acute{e}rdida}$$

$$F(P; \lambda) = \sum_{i=1}^{\infty} C_i(P_i) - \lambda \sum_{i=1}^{\infty} P_i - PD - P_{p\acute{e}rdida}$$

$$\frac{\partial F}{\partial P_i} = 0$$

$$\frac{\partial F}{\partial \lambda} = 0$$

$$\frac{\partial F}{\partial P_i} = \frac{\partial C_i}{\partial P_i} - \lambda \left( 1 - \frac{\partial P_{p\acute{e}rdidas}}{\partial P_i} \right) = 0$$

**Definición del Factor de Nodo**

$$\lambda = \frac{\frac{\partial C_i}{\partial P}}{1 - \frac{\partial P_{p\acute{e}rdidas}}{\partial P_{generada}}} = \frac{\frac{\partial C_i}{\partial P}}{1 + \frac{\partial P_{p\acute{e}rdidas}}{\partial P_{demandada}}} = P_{Mercado}$$

$$\Rightarrow P\acute{e}rdidas = R.T^2$$

$$\frac{\partial P_{p\acute{e}rdidas}}{\partial P_{demandada}} = 2.R.T$$

$$F_{nodo} = 1 + 2.R.T$$

$$F_{nodo} = 1 + 2.0,05747126(-1,1224) = 0,87$$

*Despacho horario de un sistema térmico puro*

- **Transacciones económicas**

- ▶ **Generadores**

$$\$E_{\text{gen } n} = PN_n \times Pg_n = PM \times FN_n \times Pg_n$$

- ▶ **Demandantes**

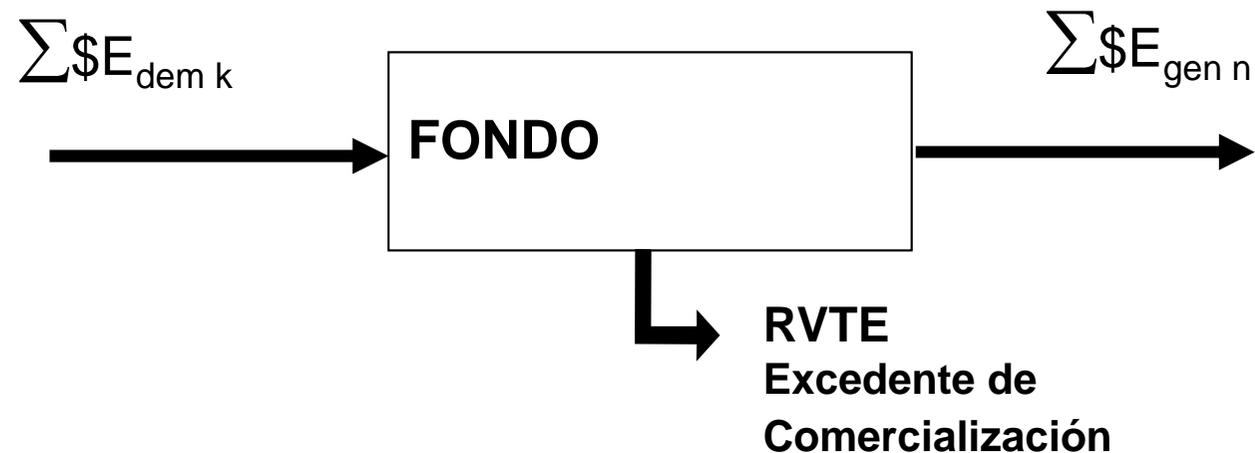
$$\$E_{\text{dem } k} = PN_k \times Pd_k = PM \times FN_k \times Pd_k$$

$$\sum \$E_{\text{gen } n} \neq \sum \$E_{\text{dem } k}$$

***Despacho horario de un sistema térmico puro***

$$RVTE = \sum \$E_{\text{dem } k} - \sum \$E_{\text{gen } n}$$

$$RVTE = T_2 \times PN_2 - T_1 \times PN_1$$



*Despacho horario de un sistema térmico puro*

- **Efecto de la capacidad máxima de Transporte – Congestión**

$$-T_{\max} \leq T \leq T_{\max}$$

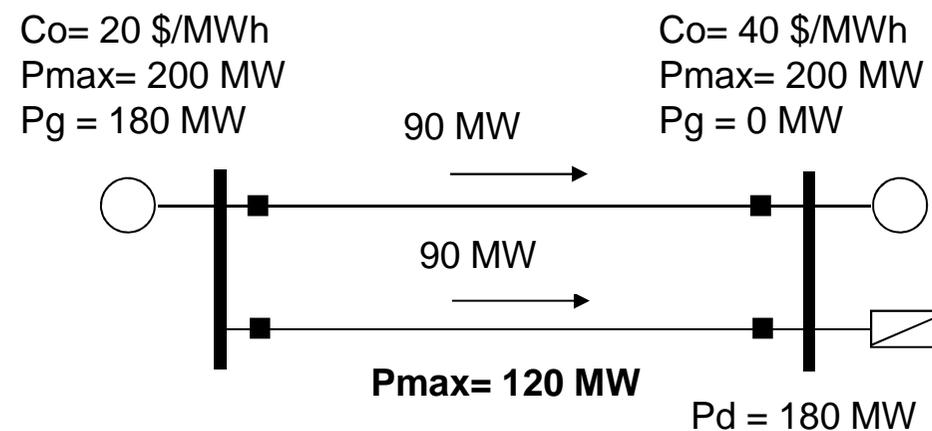
- **Causa**
  - Límite térmico
  - Límites por seguridad

## Modelización

- **Restricciones de Seguridad**

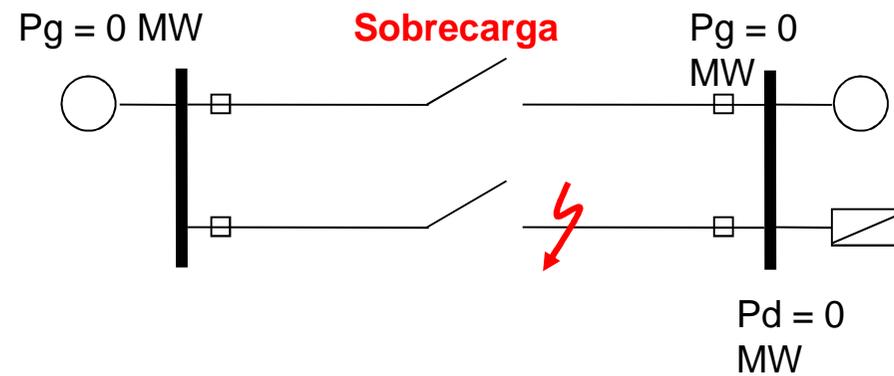
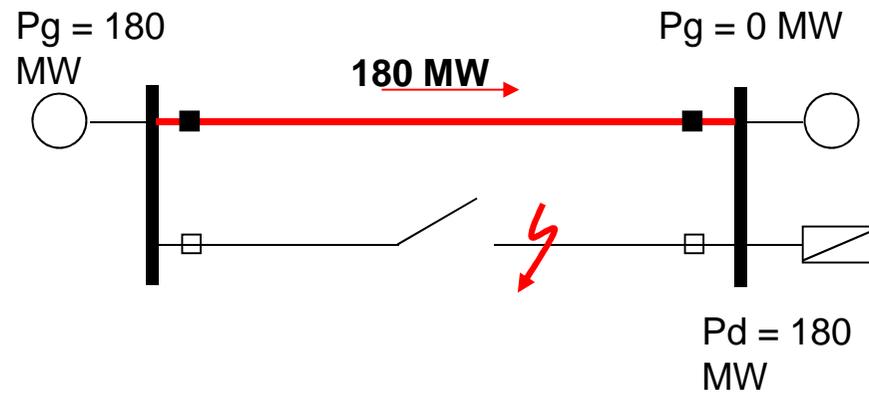
- ▶ **Limitaciones a la operación económica para no afectar al servicio ante perturbaciones “previsibles”**

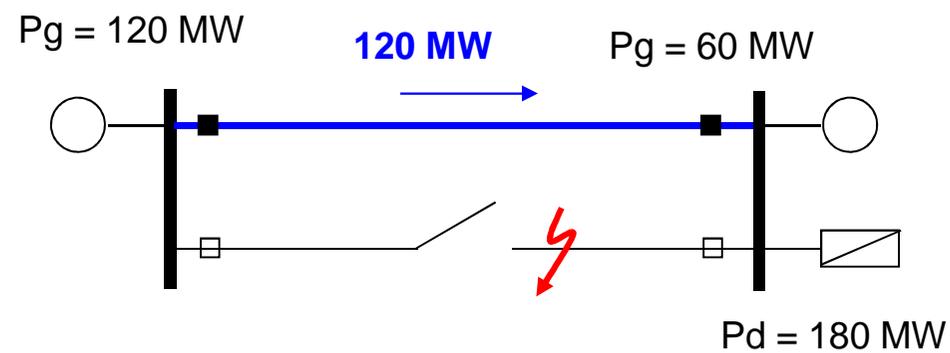
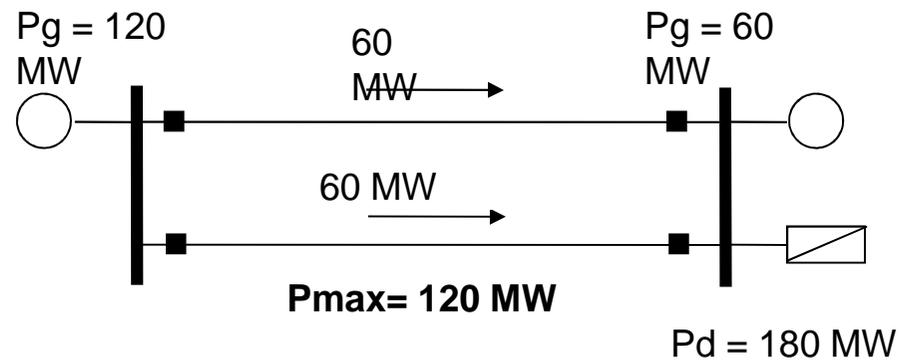
**Ejemplo:**



## Regulación del Mercado Eléctrico Argentino – Operación y Despacho

### Modelización



**Modelización**

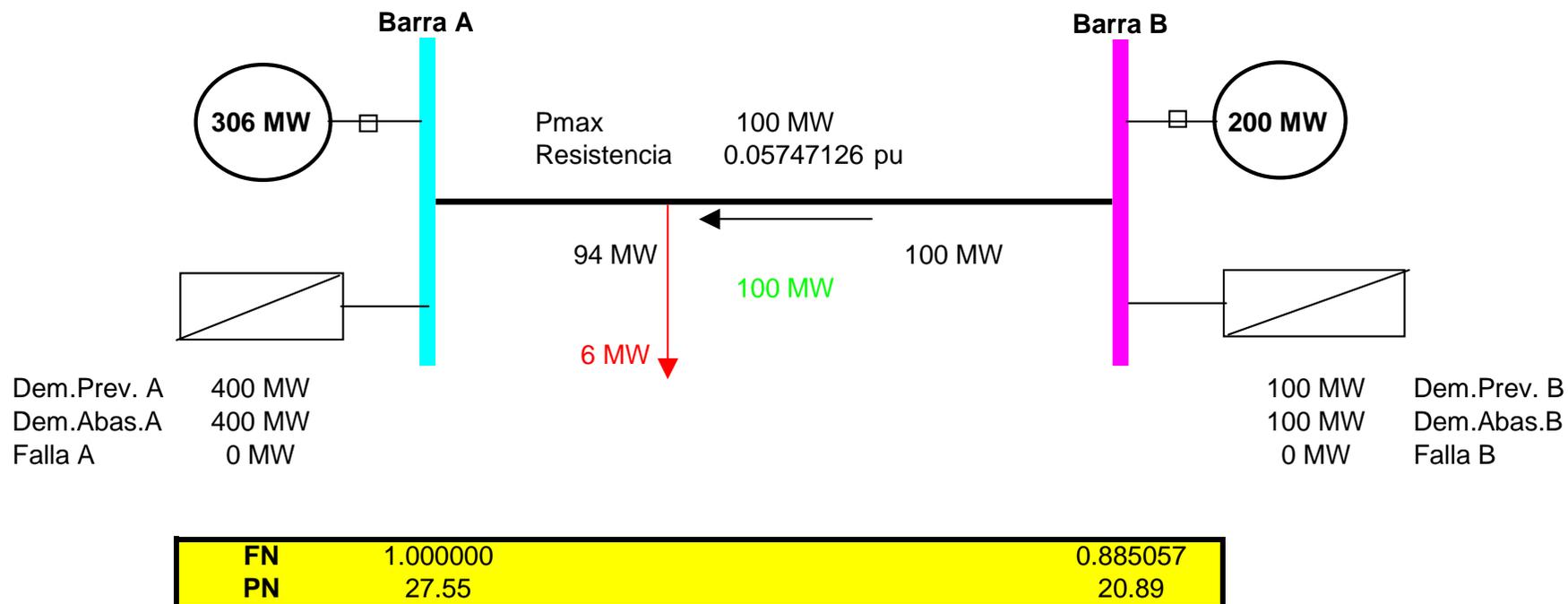
## ***Modelización***

- **Restricciones de seguridad**

- ▶ Limitar de la potencia activa transmitida
- ▶ Mantener potencia rotante en servicio superior a aquella requerida por la carga (reserva rotante)
- ▶ Considerar la aleatoriedad de los datos

**Se publican en la Programación Estacional**

## Despacho horario de un sistema térmico puro



# Esquema de alivio de carga

- *Especificado en el Procedimiento Técnico N° 4*
- *Responsables: Distribuidores, GUMAs, Autogeneradores*
- *Convenios entre agentes – Nodo Equivalentes de carga (NEC)*
- *Esquema vigente*
  - *Frecuencia absoluta, 7 escalones*
  - *Derivada, 2 escalones*
  - *Reestablecimiento*
  - *Total 42% de la demanda*
- *Esquema simplificado GUMAs < 5 MW*