

**CORPORACION DE FOMENTO DE LA PRODUCCION
CORFO**

**MODELO DE POLITICA ENERGETICA EN
CHILE
Y
EFECTOS DE LA CRISIS DEL GAS EN EL
DESARROLLO DE LA MATRIZ
ENERGETICA**

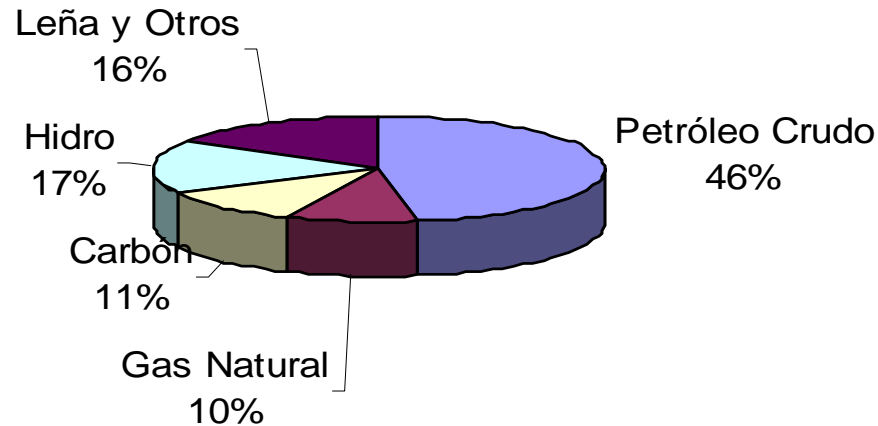
**Juan Sebastián Bernstein
Octubre 2006**

TEMARIO

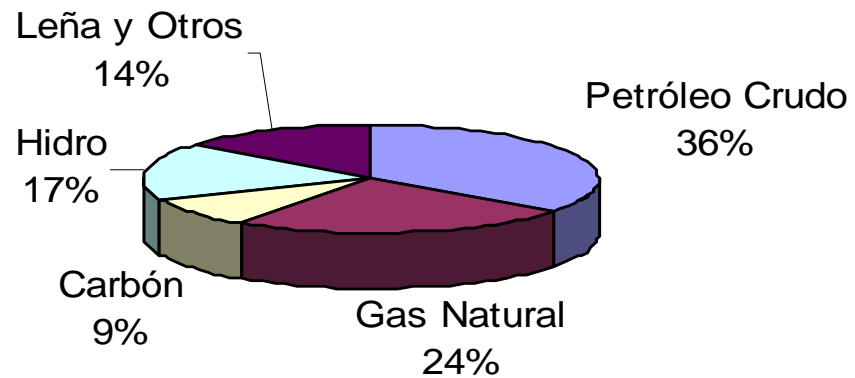
- ◆ **Situación actual en Chile**
 - Matriz energética
 - Política energética
- ◆ **La crisis de gas argentino y su impacto en Chile**
- ◆ **Perspectivas de desarrollo**

PRODUCCION DE ENERGÍA PRIMARIA

1980



2004



- 95% petróleo crudo importado

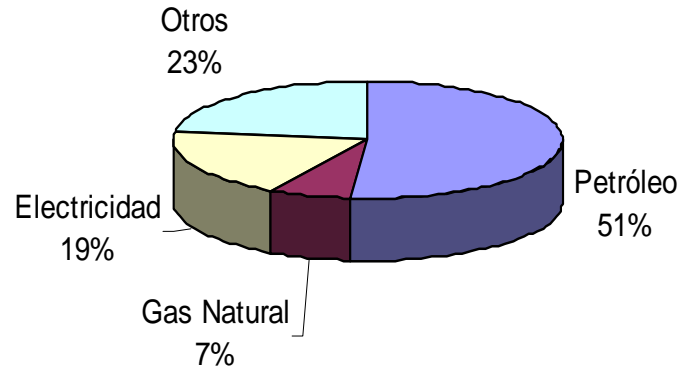
- 90% carbón importado

- 70% gas natural importado

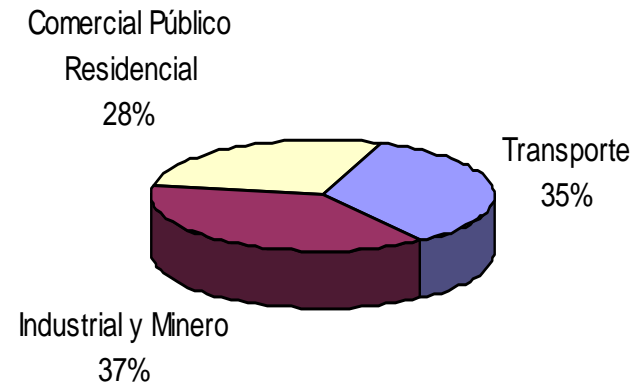
=> 60% energía importada

CONSUMO FINAL 2004

Consumo Final



Consumo Sectorial



ACTIVIDAD ECONÓMICA Y ENERGÍA

- ◆ **Tasas de crecimiento anual del PIB y energía primaria**

Período	PIB	Energía Primaria
1985-1997	7.6%	6.7%
1997-2003	2.7%	2.8%

POLÍTICA ENERGÉTICA

◆ Pilares básicos (últimos 25 años)

- Eficiencia económica a través de mercados competitivos
 - Precios libres y libertad para explotar, importar, transportar, refinar y distribuir Combustibles sólidos, líquidos y gaseosos.
 - Hidrocarburos requieren contratos de exploración y producción
 - Incluido gas natural
 - Impuestos específicos sólo a la gasolina y diesel para transporte terrestre
 - Mercado competitivo y libertad de precios en generación eléctrica
 - Regulación en segmentos monopólicos (transmisión y distribución de electricidad)
 - En base a “costos eficientes” que emulan competencia
 - Eficiencia energética en el uso y ahorro de energía:
 - A través de precios eficientes
 - A través de información
 - A través de programas demostrativos

POLÍTICA ENERGÉTICA

- ◆ **Pilares básicos (últimos 25 años)**
 - Mercados competitivos
 - Rol subsidiario del Estado
 - Institucionalidad y marco jurídico sólidos

- ◆ **Nuevos énfasis:**
 - Seguridad
 - Sustentabilidad

RESULTADOS

- ◆ **Eficiencia en producción y uso**
- ◆ **Cobertura y calidad de servicio**
- ◆ **Oportunidades de inversión**
 - Inversión privada en Chile
 - Generación eléctrica: entre 1989 y 2005: 8 000 MW (6 billones US\$)
 - Gas natural (2 billones de US\$)
 - Inversión en Argentina, Perú, Brasil, Colombia, El Salvador, República Dominicana
- ◆ **Flexibilidad frente a “shocks” de precios**

RESULTADOS

◆ *Pero:*

- Excesiva confianza en suministro de gas desde una sola fuente
 - Visión “legalista” (Protocolo, contratos son suficiente...)
 - Precios de suministro a clientes finales no previeron cortes
 - Falta de garantías reales
 - Falta de Plan B
- Nuevo énfasis en seguridad y sustentabilidad

EL SECTOR ELECTRICO

Sistemas eléctricos

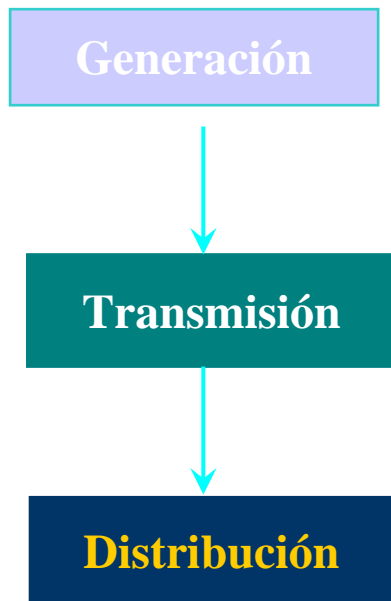
System	Installed Capacity		Generation GWh
	MW	% hydro	
SING	3 596	0%	12 657
SIC	8 288	57%	37 965
Aysén	34	53%	103
Magallanes	65	0%	207
Self producers (e)	732	11%	3 010
Country	12 715	38%	53 942

(e) Estimation

EL SECTOR ELECTRICO

Segmentación y reglas generales

◆ Separación de actividades de G-T-D y de empresas

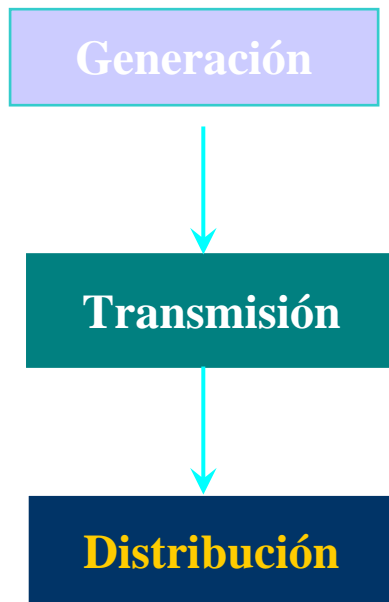


- ✓ Desintegración horizontal y vertical de la industria (G-T-D)
- ✓ Distinto tratamiento regulatorio
- ✓ Competencia en generación
- ✓ Acceso abierto al sistema de transmisión
- ✓ Acceso abierto a red de distribución (para acceder a Grandes Usuarios)
- ✓ Regulación de segmentos monopólicos:
 - ✓ Regulación de tarifas por servicio de transmisión
 - ✓ Regulación de tarifas por servicio de distribución
 - ✓ Regulación de tarifas de suministro a pequeños consumidores de distribución

EL SECTOR ELECTRICO

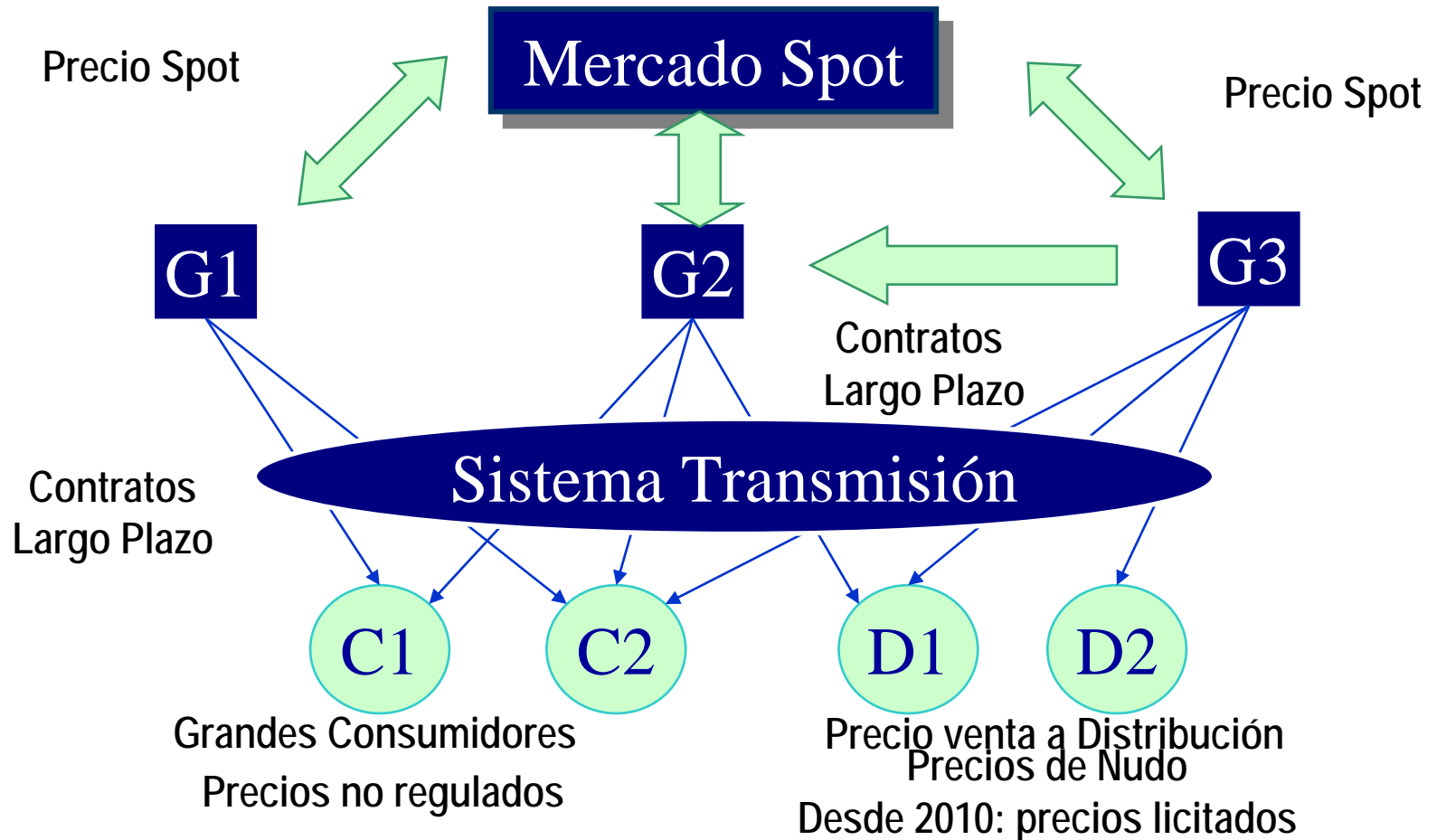
Rol del CDEC

◆ Operador del Mercado Mayorista: CDEC



- ✓ Formado por generadores, transmisores, y representación de distribuidores y grandes usuarios
- ✓ Programa y coordina la operación del sistema
- ✓ Calcula costos marginales horarios
- ✓ Determina mensualmente las transacciones en el mercado spot entre generadores
 - ✓ Calcula la potencia firme de cada unidad generadora
 - ✓ Calcula peajes troncales a pagar por generadores
 - ✓ El monto a colectar es fijado por CNE/Economía

ORGANIZACIÓN DEL MERCADO ELECTRICO



EL SECTOR ELECTRICO

Operadores

- ◆ SING: 3596 MW : 4 Gencos
 - Endesa
 - GasAtacama
 - AES Gener
 - Tractebel
- 3 Discos
- 1 Transco
- ◆ SIC: 8288 MW : 4 grandes Gencos
 - Endesa
 - Colbún
 - AES Gener
 - Guacolda
- 3 medianos Gencos: Ibener-Pacific Hydro- ENEL
- 5 grandes Discos, 25 pequeñas Discos
- 1 gran Transco (Transelec), 3 medianos Transco

EL SECTOR ELECTRICO

Agencias reguladoras y organismos de tutela sectoriales

- **Comisión Nacional de Energía (CNE): Consejo de 7 ministros**
 - Actualmente Ministra Presidente CNE es también Ministra de Minería
 - Propone política energética al Ejecutivo. Propone leyes y reglamentos
 - Regula precios
 - Controla inversiones de las empresas estatales (básicamente ENAP)
- **Ministerio de Economía**
 - Ministro es miembro del Consejo de la CNE
 - Emite decretos
 - Participa en discusiones sobre temas regulatorios claves
- **Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC)**
 - Supervisa cumplimiento de normas de calidad de servicio y penaliza incumplimientos
 - Emite normas técnicas
- **Panel de Expertos**
 - Resuelve disputas entre agentes y entre el regulador y los agentes
- **Tribunal de Defensa de la Libre Competencia**
 - Vela por el buen funcionamiento de la competencia y penaliza acciones anticompetitivas

MARCO REGULATORIO

◆ General

- No se requiere concesión o licencia para instalar una central
 - Concesión optativa para centrales hidroeléctricas
 - Se requieren derechos de agua
 - Permisos ambientales y de otro tipo: como cualquier proyecto industrial
- Libertad para decidir tecnología, tamaño, fecha de entrada, etc.
 - No hay planificación central. No hay obligación de re-invertir
- Acceso abierto a instalaciones de transmisión y de distribución para acceder a grandes usuarios
 - Se debe pagar las tarifas de T y D correspondientes
- Precios libres para suministro a grandes usuarios
 - Consumidores > 2 MW. Desde 2007 > 0.5 MW
- Precio a distribuidores:
 - “Regulación suave” de precios (precios de nudo) para suministro a Discos (contratos existentes)
 - A partir de 2010: precios mediante licitaciones a largo plazo
- Despacho coordinado por el CDEC

AREAS EN QUE SE DESARROLLA LA COMPETENCIA

- Planificación y desarrollo de nuevos proyectos:
 - Tecnología (hidro, carbón, gas, LNG, petróleo, etc.)
 - Tamaño, localización, fecha, etc.
- Forma de financiamiento
 - Project financing o proyecto empresa,
 - emisión de acciones, bonos, créditos comerciales, etc.
- Forma de ejecución: EPC, contratos por partes de obras
- Forma de operar y comprar combustible
- Política comercial para maximizar ingresos en ambiente competitivo minimizando riesgos
 - Contratos de largo/corto plazo
 - Mercado spot
 - Hedging , contratos de respaldo

MERCADO SPOT Y MERCADO DE CONTRATOS

- ◆ Coexistencia del mercado spot y del mercado de contratos
 - **Mercado spot**
 - Principal rol: transar diferencias entre excesos y déficits de producción y de demanda de un generador determinado
 - Sólo los generadores participan en este mercado
 - Alta volatilidad: distribuidores y grandes usuarios no transan saldos en este mercado
 - Precio spot:
 - Energía: CMgCP
 - Potencia: costo anual de capital + O&M de una unidad de punta
 - **Mercado de contratos**
 - Establece una obligación de suministrar y una obligación de comprar, a un precio pre-establecido
 - Normalmente de mediano/largo plazo: 4 a 10 años

ROL DE LOS CONTRATOS

- ◆ Los contratos son los drivers para la competencia
 - No el mercado spot

- ◆ Contratos financieros, no físicos
 - Vendedor se obliga a abastecer la demanda de su cliente, independiente que sea despachado o no
 - Vendedor compra/vende cada hora en el mercado spot la diferencia entre su generación y sus compromisos contractuales

- ◆ Contratos de largo plazo facilitan financiar nuevos proyectos/estabilizan ingresos
 - Permiten precios de suministro/ingresos más estables
 - Protegen al vendedor frente a la volatilidad del mercado spot y de otras variables
 - Protege al comprador por estabilidad de precios. Se identifica claramente al responsable de su suministro

CONTRATOS CON DISTRIBUIDORES

◆ Desde 1982 hasta 2009

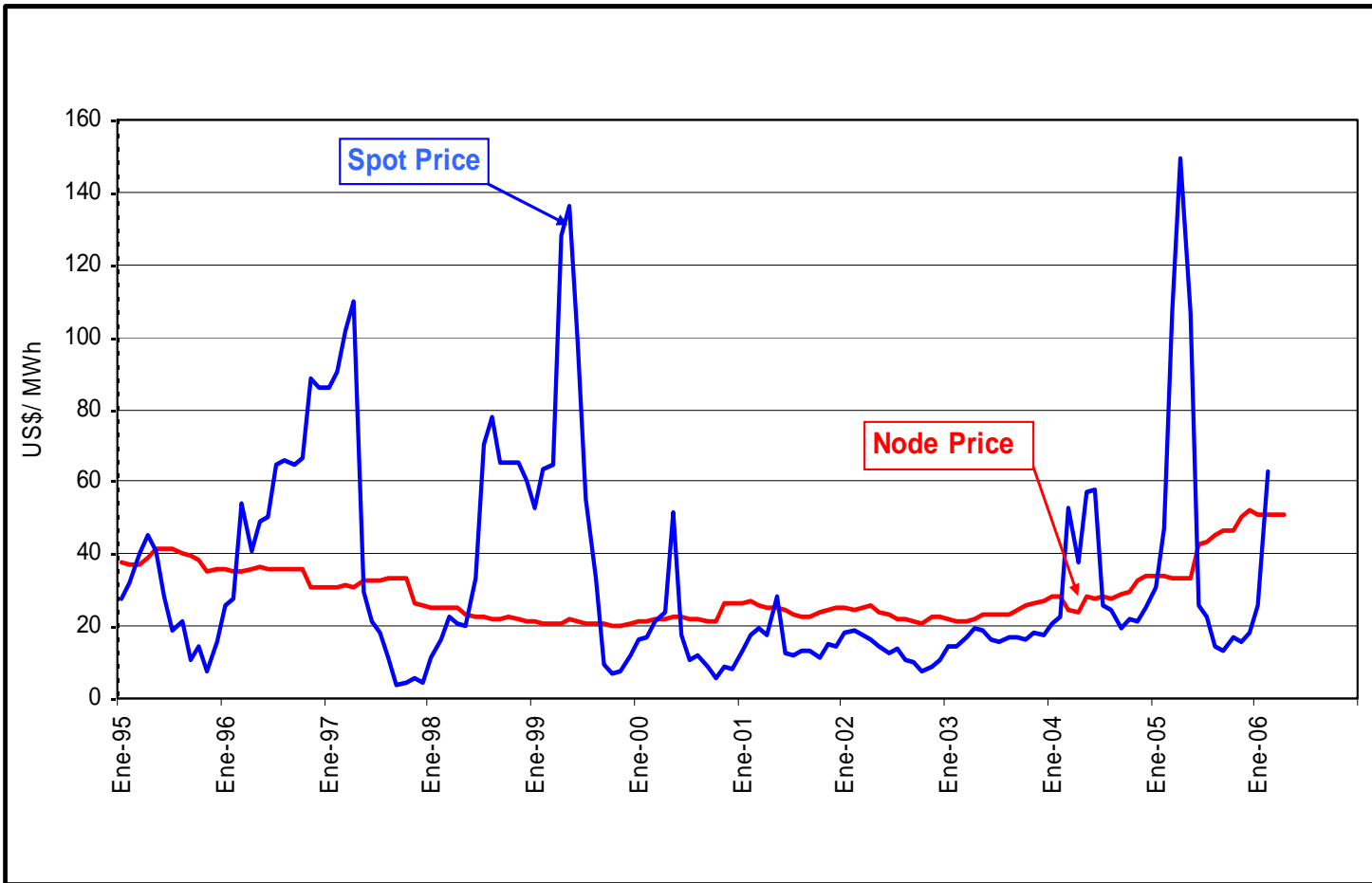
- Generadores venden en contratos a LP a “Precios de Nudo”
 - Precio de Nudo: promedio CMgCP esperado siguientes 48 meses + componente de potencia (por kW de demanda máxima)
 - Valores calculados por la CNE en Abr y Oct de cada año
 - Valores obtenidos deben ajustarse para quedar en una banda de $\pm 5\%$ del promedio de precios libres
 - *Consecuentemente, precios de nudo siguen al mercado libre*
- Precios de nudo seguirán aplicándose a los contratos existentes hasta su extinción.

◆ A partir de 2010

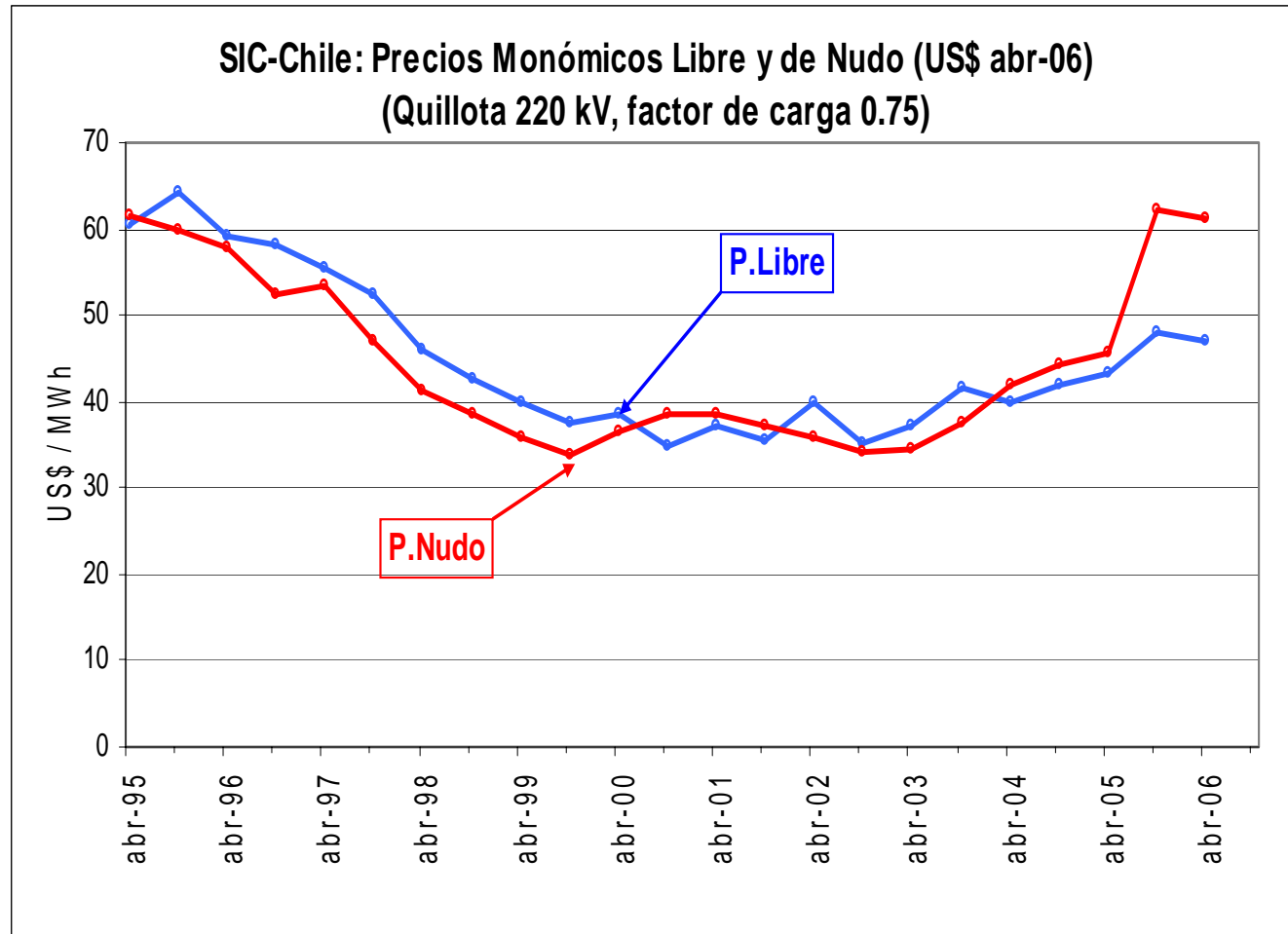
- Contratos de compra de distribuidoras licitados a precio libre

◆ A Grandes Usuarios: precio libre

EVOLUCION PRECIOS SPOT DE CONTRATOS Y DE NUDO EN EL SIC



EVOLUCION PRECIOS SPOT DE CONTRATOS Y DE NUDO EN EL SIC



CONTRATOS CON DISTRIBUIDORES Y TRASPASO A TARIFAS

◆ Precios establecidos a través de licitación

- Cada distribuidora compra sus requerimientos en licitación pública
- Plazo de los contratos: hasta 15 años
- Precio tope para la licitación: 20% sobre límite de banda
 - Límite banda está hoy en 30% sobre precios libres (62 US\$/MWh)
 - Tope puede elevarse a 35% con acuerdo de la CNE
- Componentes:
 - Precio de energía: precio ofrecido
 - Precio de potencia = fijado igual al del precio de nudo
- Precios pueden indexarse con CPI USA, carbón, GNL, IPC, etc.

CONTRATOS CON DISTRIBUIDORES Y TRASPASO A TARIFAS

- ◆ Tarifas para pequeños consumidores conectados a distribuidoras (<0,5 MW)
 - Tarifa = precio medio compra mayorista + cargo de transmisión + cargo de distribución
 - Si precio medio de compra de un distribuidor excede en 5% el promedio de todas las distribuidoras, el excedente se paga a través de un recargo en todas las tarifas

ALTERNATIVAS DE UN GENERADOR PARA COMERCIALIZAR ENERGIA

- Mercado spot:
 - Vende su “potencia firme” en 12 cuotas anuales iguales.
 - Precio potencia = precio de nudo de potencia
 - Vende su energía producida al Cmg horario
 - Si es < 9MW, puede vender su energía a precio spot “estabilizado”
- Distribuidores
 - Vende potencia y energía a precio licitado.
 - Si le falta potencia firme, la compra en el CDEC
 - Si le falta energía para cumplir contrato, la compra en el mercado spot
- Grandes usuarios
 - Vende potencia y energía a precio libre
 - Si le falta potencia firme, la compra en el CDEC
 - Si le falta energía para cumplir contrato, la compra en el mercado spot
- Otros generadores
 - Vende potencia y energía a precio libre

LA CRISIS ARGENTINA

◆ La crisis

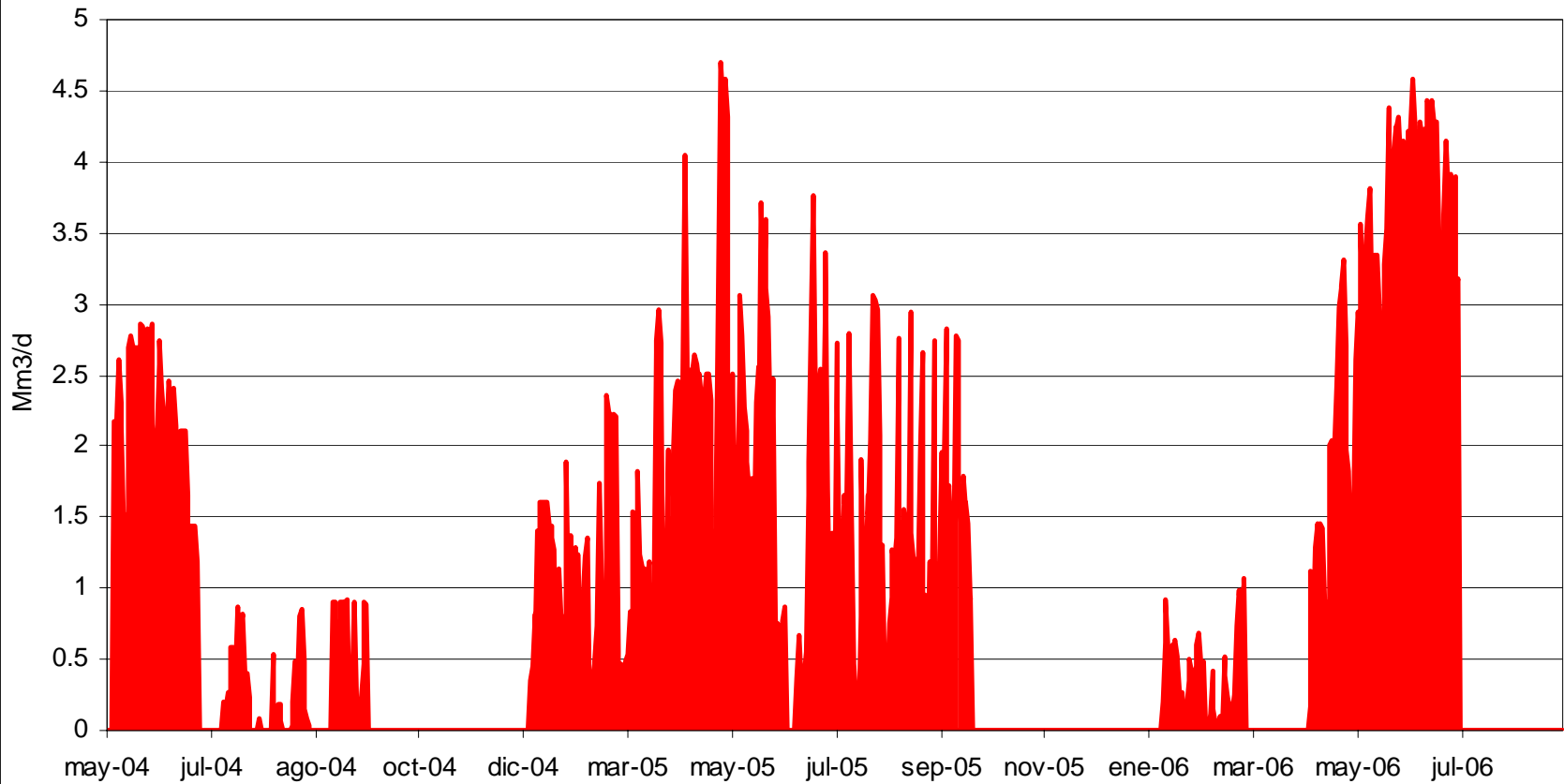
- Las causas

◆ Efectos inmediatos :

- Corto plazo:
 - Falta de gas para la industria
 - Encarecimiento de energía en el spot + aumento riesgo de falla
 - Paralización inicial de inversiones en curso y próximas a iniciarse
 - Precio de venta a distribuidoras “anclados” en contratos a precio anterior a la crisis

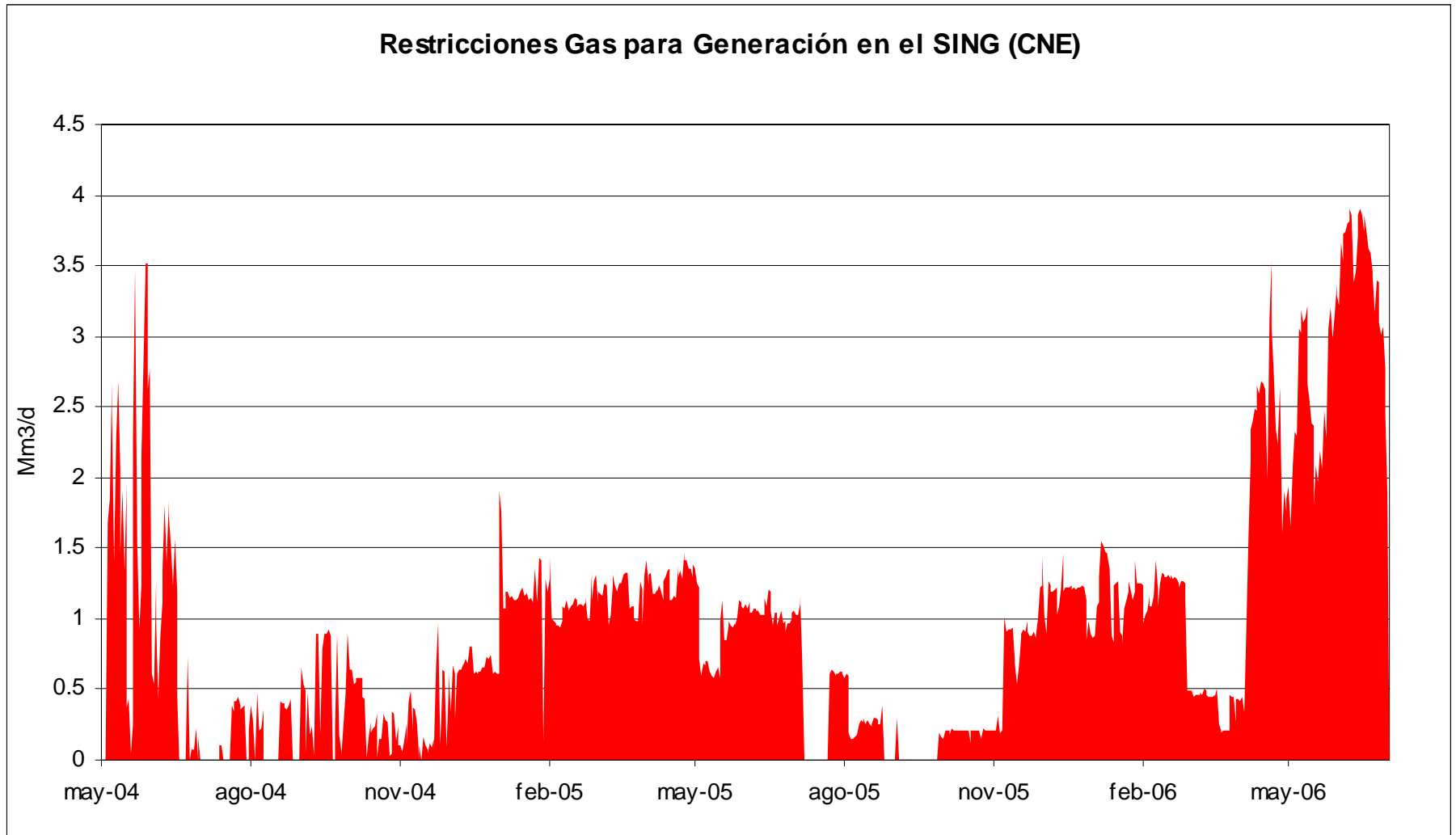
LA CRISIS ARGENTINA

Restricciones Gas para Generación en el SIC (CNE)



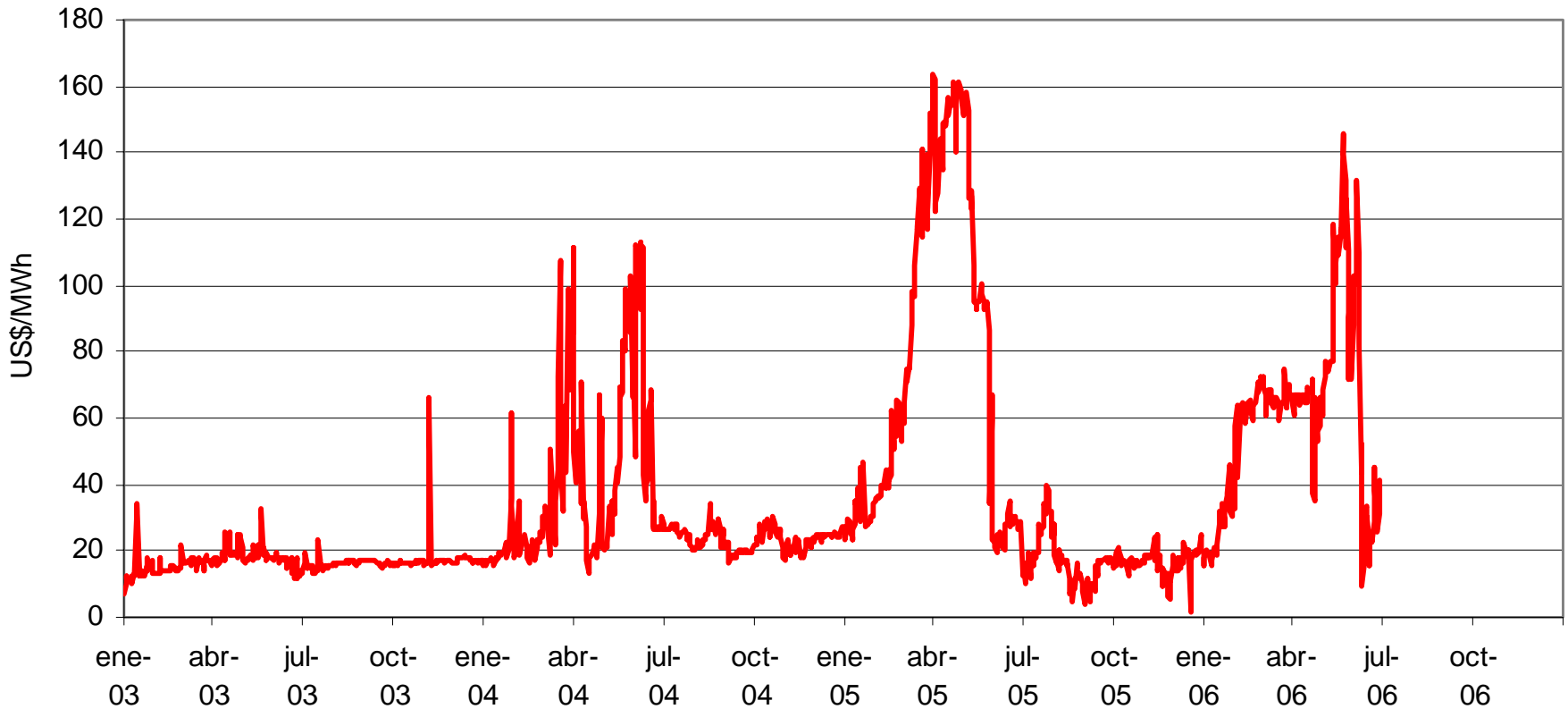
Fuente: CNE

LA CRISIS ARGENTINA

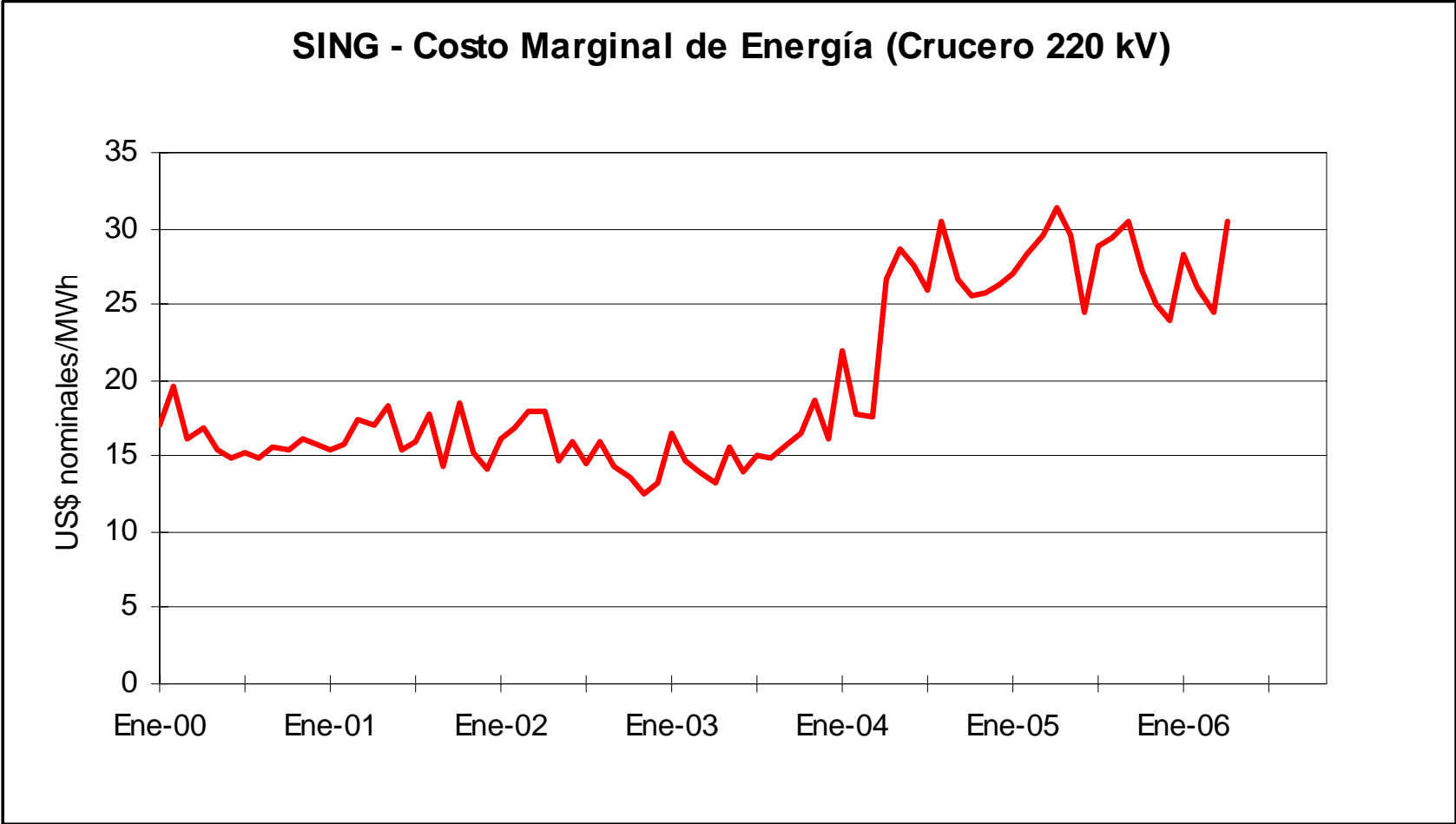


LA CRISIS ARGENTINA: COSTOS MARGINALES DE ENERGIA

SIC - Daily Energy Short-run Marginal Cost (Quillota 220kV)



LA CRISIS ARGENTINA: COSTOS MARGINALES DE ENERGIA



LA CRISIS ARGENTINA

◆ La crisis: efectos de Largo Plazo:

- Postergación inicio de nuevas obras por:
 - Tiempo requerido para decidir que tecnología desarrollar
 - Tiempo requerido para maduración de proyectos
- Readecuación “natural” de la matriz energética

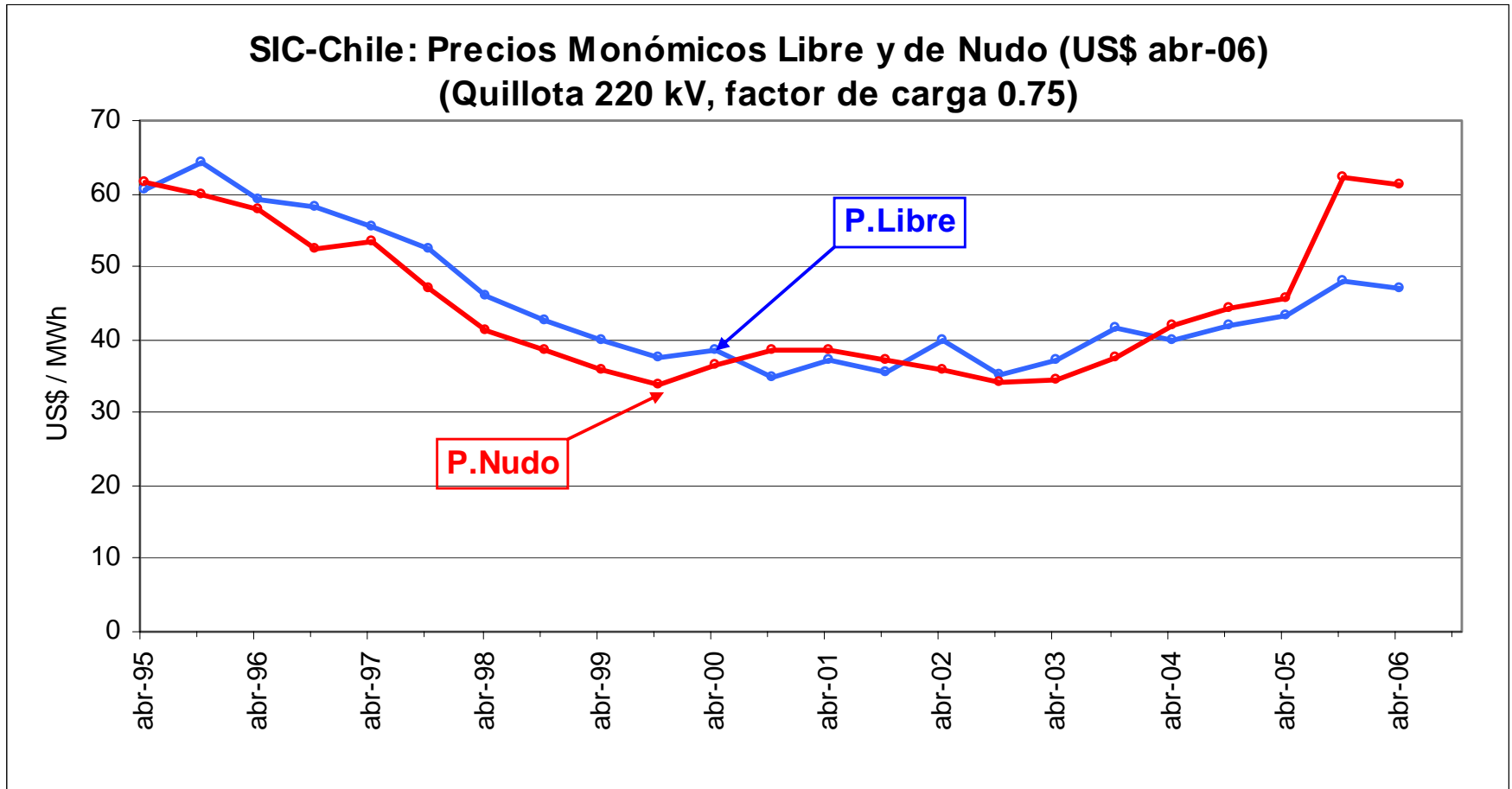
◆ Medidas tomadas en 2004-2005:

- Liberalización total del precio de venta a distribuidoras (Ley Corta II)
- Proyecto GNL (ENAP, Metrogas, generadoras) para enfrentar crisis en CP

LA CRISIS ARGENTINA

- ◆ **Modificación legal para desregular precios a distribuidoras (Ley Corta II)**
 - Precios actuales se “despegan” del precio medio de contratos libres
 - Se modifican contratos entre generadoras y distribuidoras
 - A través de *licitaciones competitivas* (2009 en adelante) -> 2010
 - Precios estables y contratos de largo plazo
 - Pass-through de precios
- ◆ **Precios mayoristas han subido de 36 US\$/MWh a 62 US\$/MWh (75%)**
- ◆ **Se facilitan proyectos alternativos a LP (LNG, carbón, hidro, ERNC, etc)**
 - Precios futuros dependerán del entorno mundial

PRECIOS DE NUDO Y MERCADO LIBRE



LA CRISIS ARGENTINA

◆ Proyecto GNL

- Se esperaban ofertas a precios + estables
- Precios Henry Hub iniciales permitían cierto optimismo
 - 4.5 US\$/MBTu
- Alza precios petróleo desvaneció esta esperanza
 - Precios del orden de 7 US\$/MBTu + inversión en el proyecto
- 2 generadores grandes se descolgaron

◆ Rol principal:

- Suministro permanente a Metrogas y ENAP
- Suministro base para 1 cc de Endesa. Eventualmente otro cc
- ¿Respaldo para otros cc existentes?

DESARROLLO MAS PROBABLE

◆ ¿Cuál es el desarrollo futuro más probable?

- Depende de situación mundial de combustibles
- Petróleo WTI: 25 US\$/bbl (2002) -> 75 (2006)
 - Ha estado bajando desde Septiembre -> 59
 - EIA prevé 50 al 2010
- Carbón subió de 27 a 58 US\$/ton FOB
 - Ha estado bajando -> 48
 - Prevemos 40 al 2008->
- GNL vinculado a Henry Hub -> >10 US\$/MBTu
 - Henry Hub ha bajado a 4,9 US\$/Mbtu
 - Prevemos GNL a 6-7 US\$/MBTu

DESARROLLO MAS PROBABLE

Corto plazo

◆ Corto plazo (2006-2009)

- Oferta: no hay alternativas

- Hidros medianas
- Se inician 2 centrales a carbón
- GNL (un cc, eventualmente otro)
- Turbinas gas con diesel
- Algunas mini-hidros, ¿eólicas?

Año	Mes	Central	Tipo	Potencia Neta (MW)
2006	Abril	Nueva Aldea2	Biomasa	12
	Abril	Nueva Aldea3	Biomasa	35
2007	Abril	La Higuera TG	Térmica, TG, diesel	60
	Abril	San Isidro 2	Térmica, TG, diesel	250
	Abril	Quilleco	Hidro, Pasada	70
	Abril	Chiburgo	Hidro, Pasada	20
	Abril	Palmucho	Hidro, Pasada	30
	Octubre	TG Las Vegas	Térmica, TG, diesel	120
	Octubre	TG Campanario	Térmica, TG, gas/diesel	120
	Octubre	Hornitos	Hidro, Pasada	50
2008	Enero	San Isidro 2	Térmica, TV, diesel	120
	Abril	Coya	Hidro, Pasada	54
	Abril	Pangal	Hidro, Pasada	42
	Abril	La Higuera	Hidro, Pasada	155
2009	Octubre	La Confluencia	Hidro, Pasada	145
2010	Enero	AES Gener	TV Carbón	250
	Enero	Guacolda	TV Carbón	180

Total 2006-2010 = **1570 MW** (1140 MW excluyendo centrales a carbón)

Centrales económicas: **898 MW**

Centrales costo medio: **372 MW**

Centrales costo alto: **300 MW**

DESARROLLO MAS PROBABLE

Largo plazo

◆ Grueso de incrementos de demanda: hidro y carbón

◆ Precios marcados por costo desarrollo carbón

- Hoy: 66 US\$/MWh (fc = 0.75)
- Futuro (cuando carbón baje): 62 US\$/MWh

◆ SING

- Mineras en el SING están requiriendo 350-700 MW a carbón
- ¿GNL podría competir?

◆ SIC

- Se requieren 6500 MW desde 2011 al 2020
 - Hidro Grandes/medianas ¿4500?
 - Carbón: ¿1000 MW?
 - GNL ¿0-400 MW?
 - ERNC: ¿700-1000 MW?

APORTE DE LAS ERNC

◆ Aporte pequeño de ERNC pero interesante:

- Uso de recursos no antes identificados y efecto demostración -> potencial de crecimiento a LP
- Descentralización y efecto positivo local
- Rapidez de ejecución
- Mínimo impacto ambiental
- Créditos de carbono
- Pequeñas ERNC no pagan peaje troncal

◆ Necesidad de no distorsionar el mercado eléctrico

- No obligar a comprar “lo que se genera”
- Solución en estudio por la CNE: sistema Australiano de certificados por ERNC
 - Todos los usuarios deben tener algún % (2-3%) de energía de ERNC
 - Lo demuestran con certificados que se compran en el mercado a las ERNC
 - Las ERNC compiten entre sí y determinan el valor de los certificados