

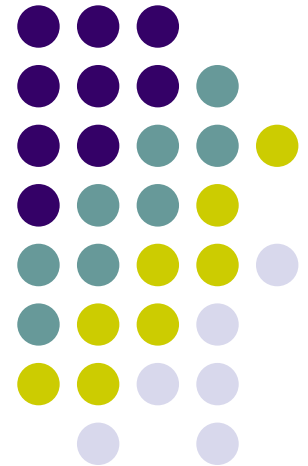
# Regulación del Sector Eléctrico en Chile

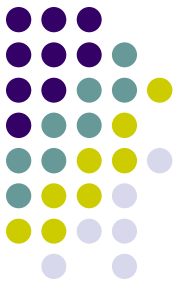
---

M. Soledad Arellano

*(sarellano@dii.uchile.cl)*

Centro de Economía Aplicada  
Universidad de Chile



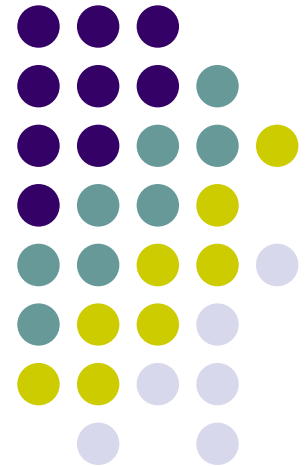


# Contenido

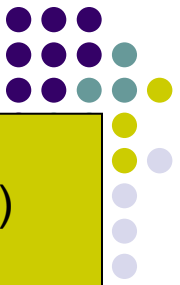
- Sistemas Eléctricos en Chile
  - SIC - SING
  - Arquitectura Básica del Sector en Chile: Quién es Quién?
- Operación y Regulación (hasta 2004)
  - Aspectos generales
  - Comentarios – Evaluación
- Cambios a la Normativa (2004 y 2005)
- ¿Dónde estamos y hacia dónde vamos?

# Sistemas Eléctricos en Chile

(Algunos Indicadores)



# Sistemas Eléctricos en Chile (2004)



## Sistema Interconectado Central (SIC)

Potencia Instalada: 7.867 MW  
Generación Anual: 36.258 GWh  
Demanda Máxima: 5.430.8 MW  
Cobertura: III a X Reg + RM (92%)

## Sistema de Magallanes

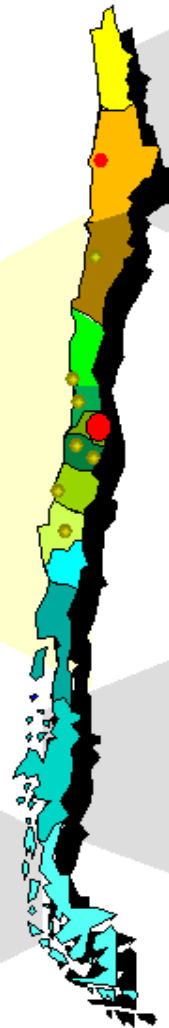
Potencia Instalada: 64.7 MW  
Generación Anual: 194.3 GWh  
Demanda Máxima: 32.7 MW  
Cobertura: XII Región (1%)

## Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

Potencia Instalada: 3596 MW  
Generación Anual: 12.330 GWh  
Demanda Máxima: 1.566 MW  
Cobertura: Regiones I y II (5.7% pobl)

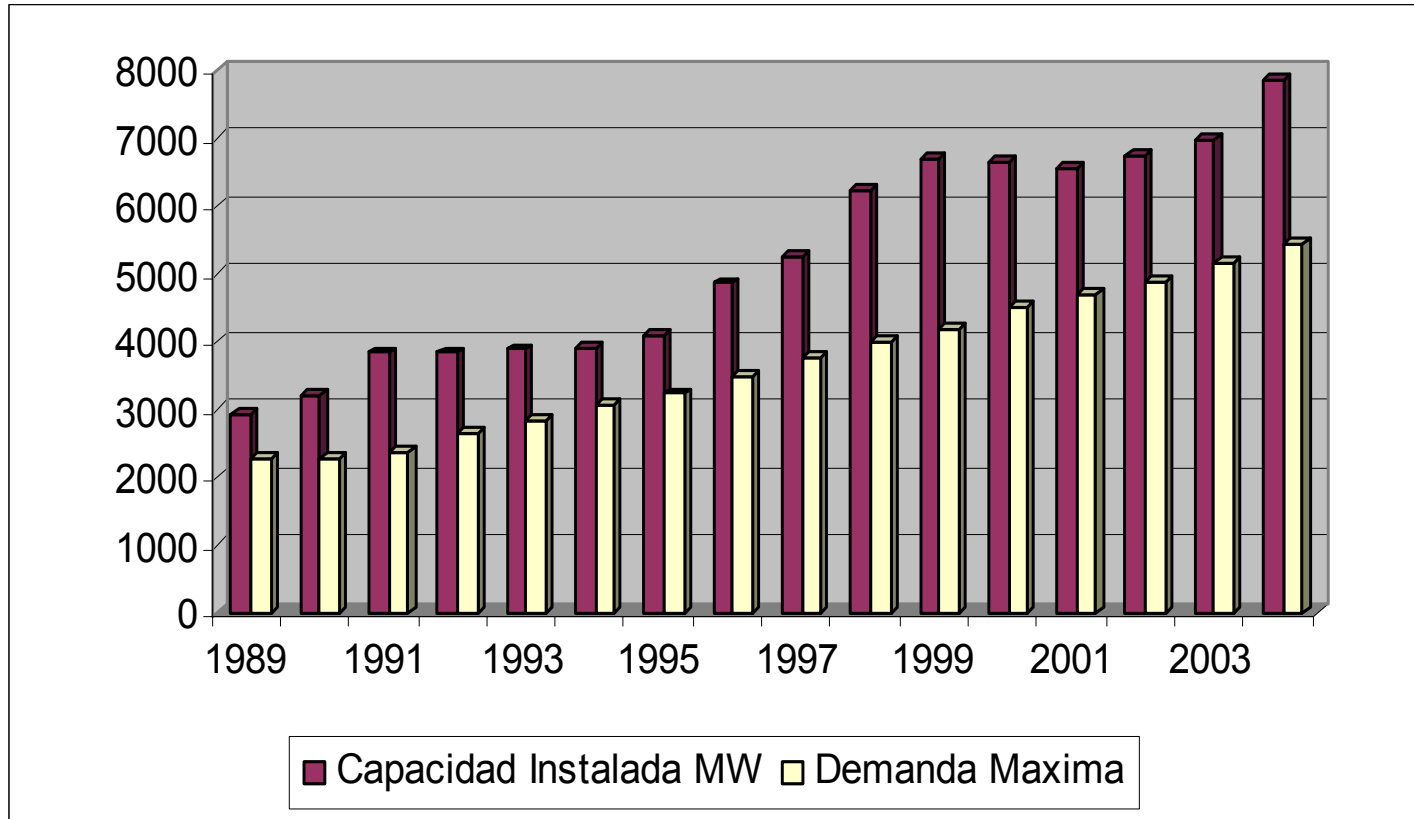
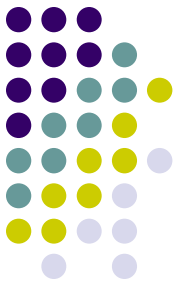
## Sistema de Aysén

Potencia Instalada: 33.5 MW  
Generación Anual: 96.9 GWh  
Demanda Máxima: 17.6 MW  
Cobertura: XI Región (0.8%)



~ Chile Continental

# Demanda Máxima y Potencia Instalada en el SIC

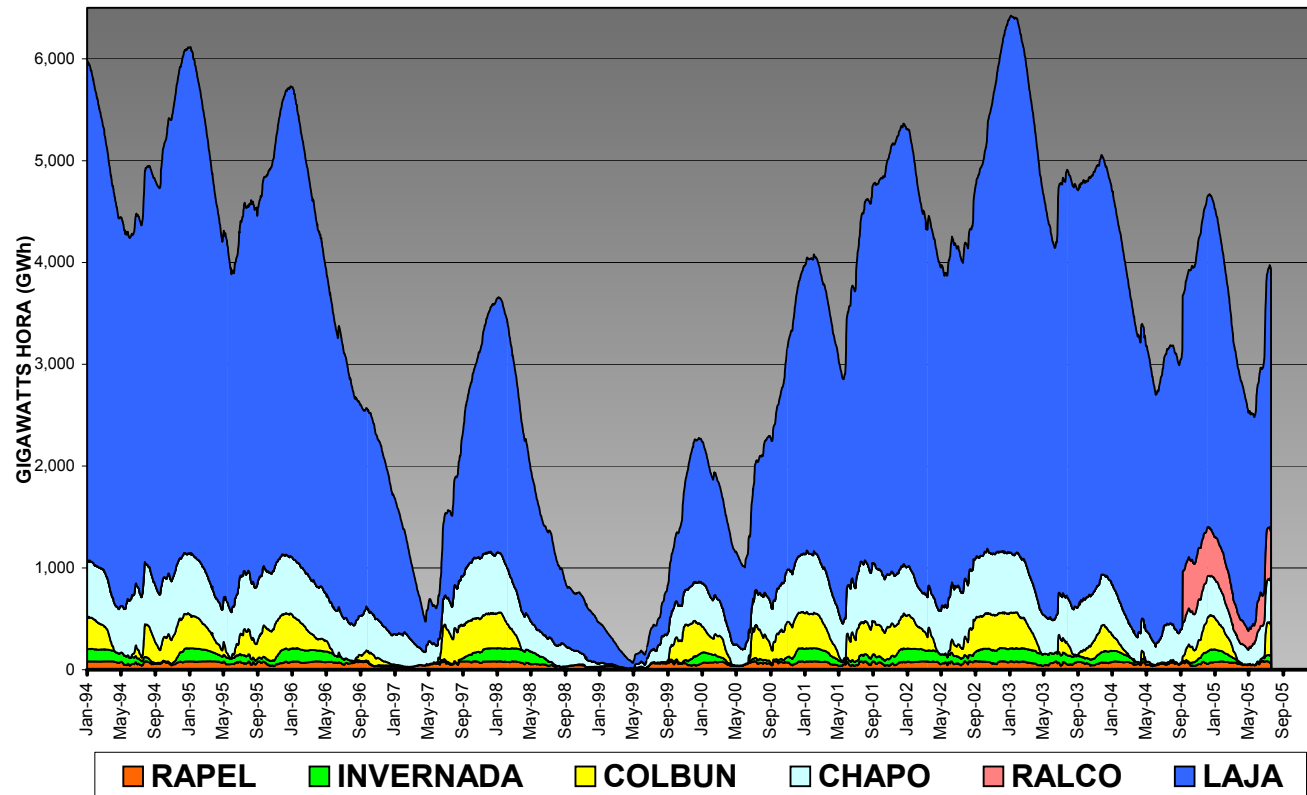


Tasa de Crecimiento anual	1989-1999	1999-2003	1999-2004
Dda Máxima :	6.3%	5.4 %	5.3 %
Potencia Instalada:	8.6 %	1.1 %	3.3 %

# Alta Dependencia Hidrológica

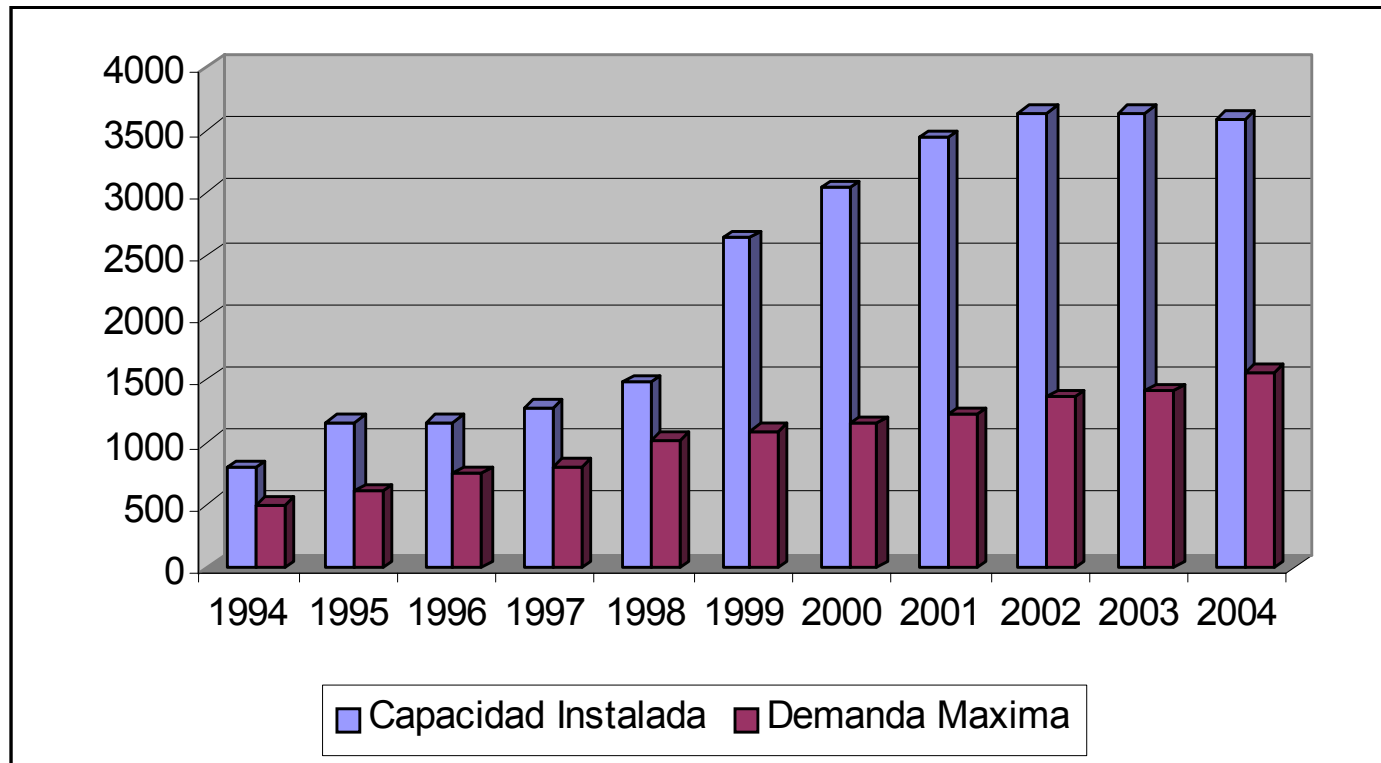
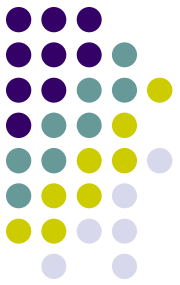


## ENERGIA EMBALSADA SIC



Fuente: CNE

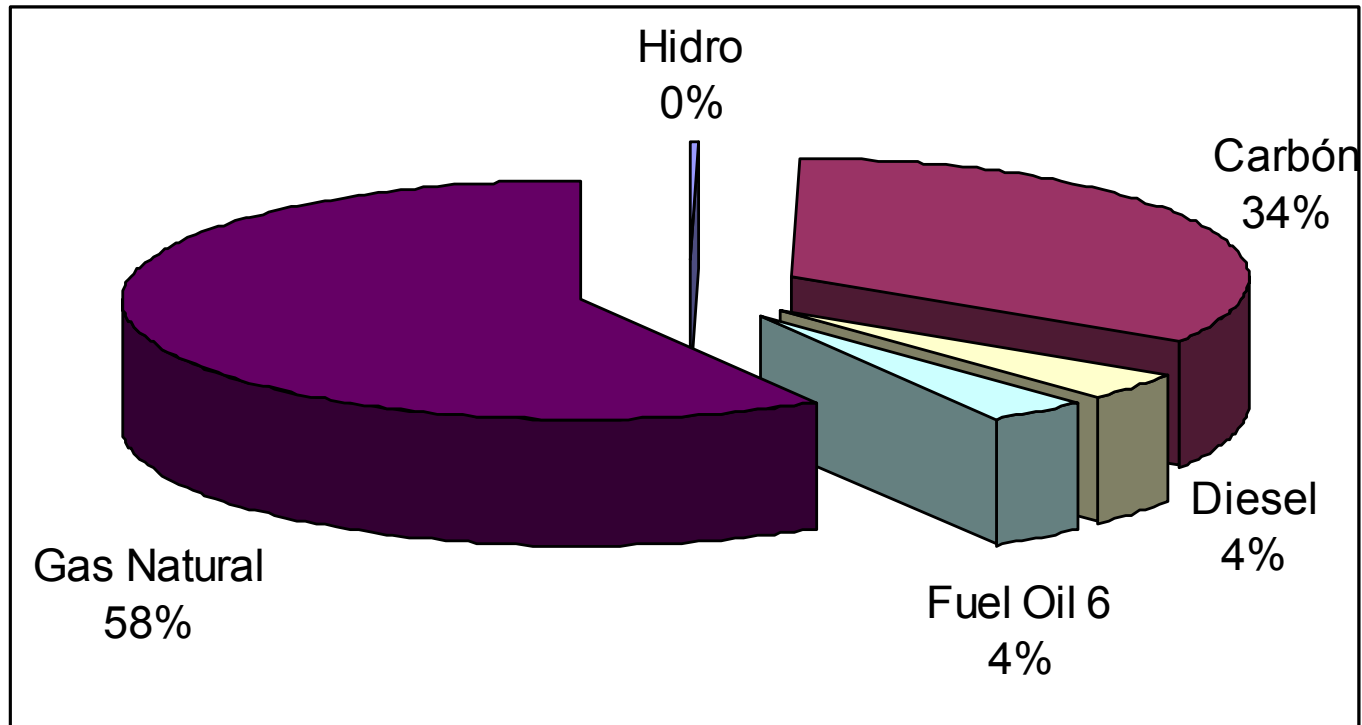
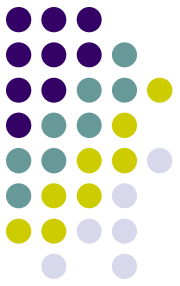
# Demanda Máxima y Potencia Instalada en el SING (MW)



Entre 1999 y 2001 entraron ~ 2000 MW en centrales CC-GN

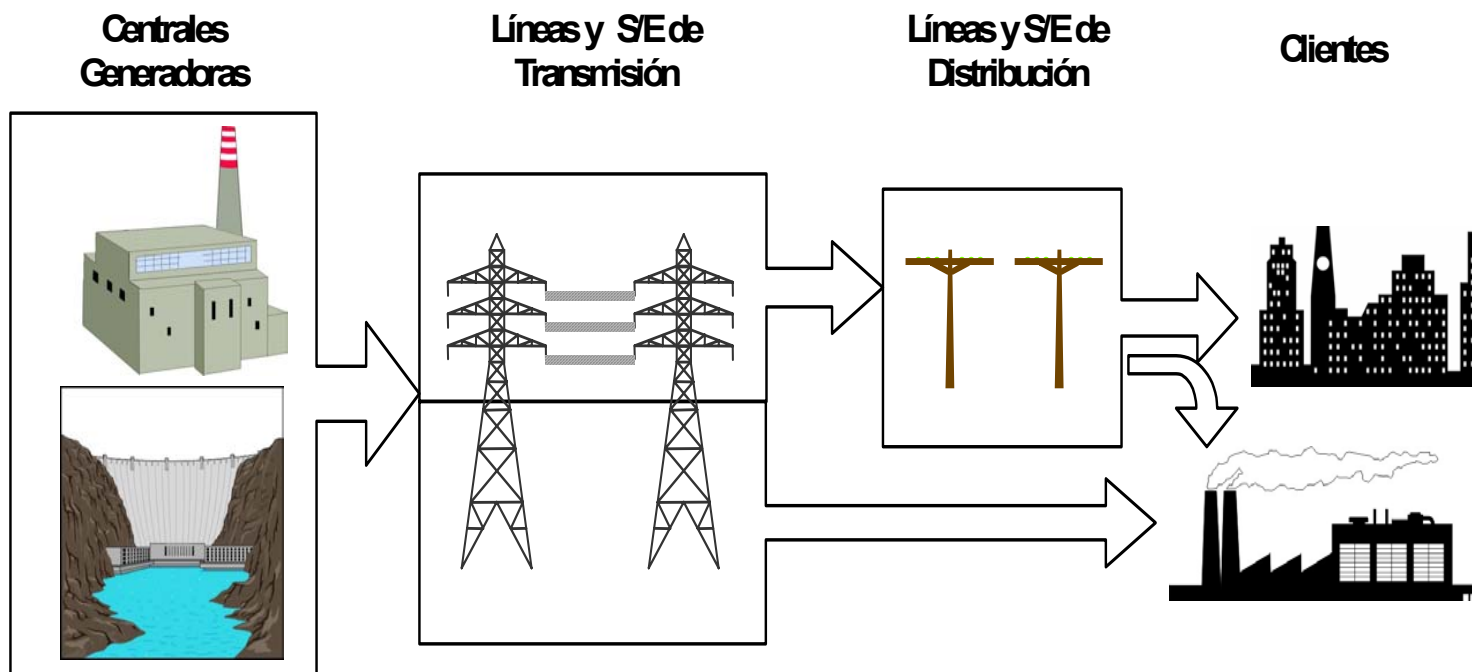
Alta “*dependencia*” del Gas Natural

# Composición Parque Generador SING





# Los Segmentos Básicos del Sector Eléctrico...Quién es Quién?



# Quién es Quién en el Sector Eléctrico: Generación (Julio 2005)



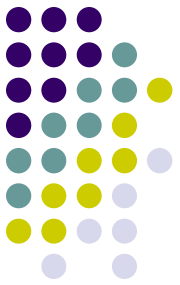
## Distribución Capacidad Instalada (MW)

Grupo Economico	SING	SIC
Endesa	965 (27%)	4172 (51%)
Gener	920 (26%)	1482 (18%)
Colbun / (Suez Energy)	1711 (48%)	1925 (23%)
Otros		647 (8%)
Total	3596	8225

Fuente: CNE

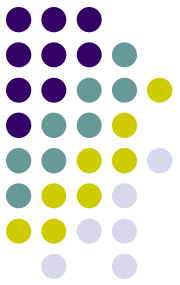
- Alto grado de concentración en generación:
  - sin embargo “mejor” que 1992: Endesa 63% SIC
  - Tractebel tiene pacto de accionistas con controlador de Colbun
  - Entrada de Pacific Hydro, Innergy

# Quién es Quién en el Sector Eléctrico: Transmisión (Dic 2004)



- Obligaciones del Transmisor
  - Dar acceso abierto al uso de sus instalaciones a terceros.
  - No hay obligación de ampliar el sistema. (\*\*Cambio Ley Corta\*\*)
  - Obligación de entregar información (VNR, COYM)
- SIC
  - Predominancia Transelec (transmisora)
    - 100 % líneas en circuitos  $\geq 154$  KV
    - Excepción 220 KV, 80% (Caso Colbún)
- SING
  - Mayor Diversificación (Minería)
  - Transelec / Tractebel / Gener

# Quién es Quién en Segmento Distribución (Dic. 2004)



Grupo Económico	Cientes	Ventas
<b>SING</b>		
Emel	252,615 (100%)	1,101.7
<b>SIC</b>	<b>3,850,000</b>	<b>23,418.9</b>
Chilectra	1,352,220 (35%)	10,991.1 (47%)
CGE	1,392,209 (36%)	6,573.9 (28%)
Chilquinta	509,110 (13%)	2,058.9 (9%)
Saesa	536,416 (14%)	1,894.1 (8%)
Emel	277,404 (7%)	1,295.1 (6%)

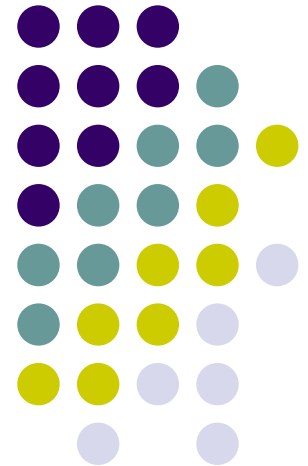
Chilectra vendió Río Maipo (8% clientes) a CGE

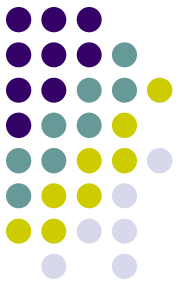
Saesa controla Edelayсэн

Integración Vertical: Chilectra y Endesa → Enersis

# Operación y Regulación

(hasta 2004)

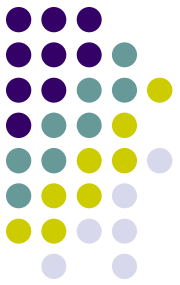




# Introducción

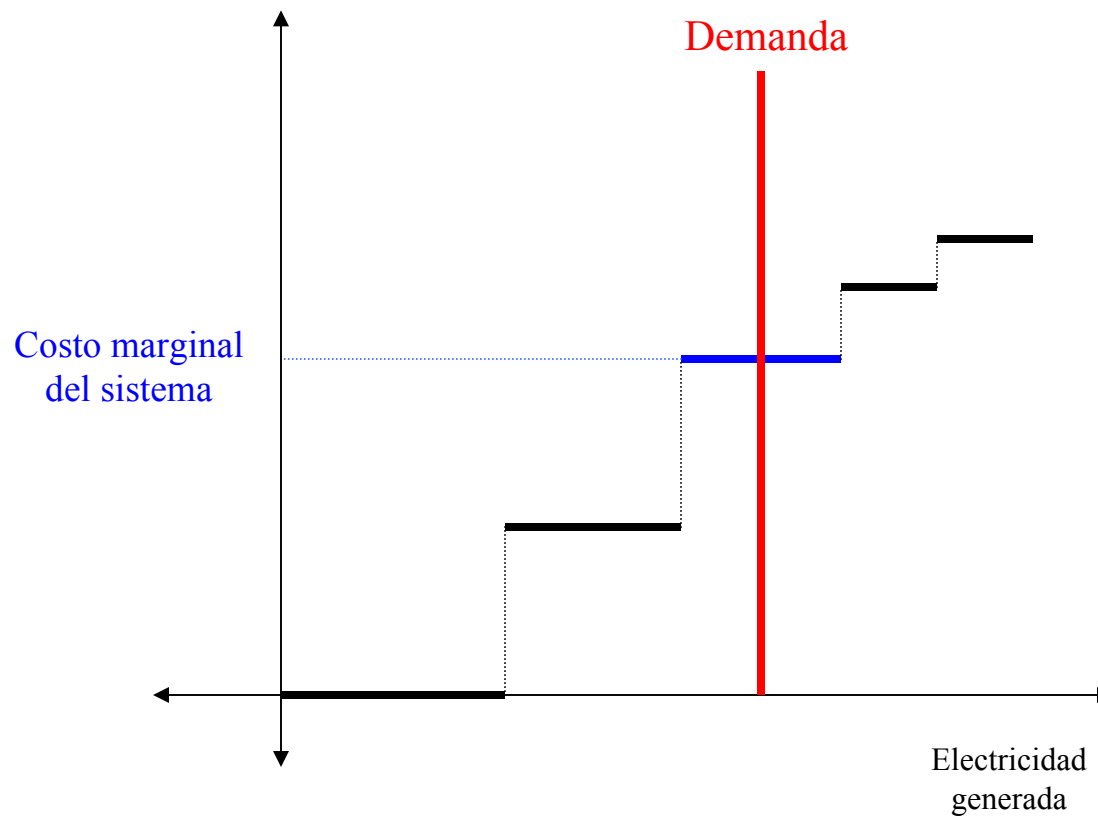
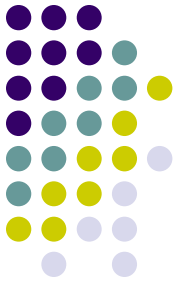
- Chile fue el primer país del mundo que reformó y desreguló el sector eléctrico (1982)
  - Separación de las actividades (G / T / D)
  - Privatización de Empresas
    - No se evitó la concentración.
- En general los cambios han sido positivos para el sector

# Principios Básicos Operación del Sistema

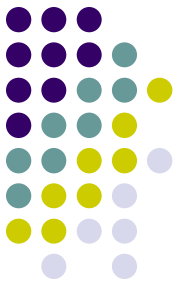


- Competencia “donde se pueda”
  - Generación → “Competencia”
  - T / D → Monopolio Natural → “Regulación”
- Acceso No Discriminatorio a Sistema de Transporte
  - Obligación de Interconexión
- Despacho según orden de mérito
  - Centrales más baratas se despachan antes que centrales más caras
  - Despacho independiente de contratos y retiros
  - Determina el Costo Marginal Instantáneo

# Despacho por Orden de Mérito

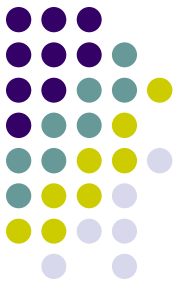






# Agentes del Sector

- Agentes Reguladores:
  - CNE: define normativa, calcula precios
  - SEC: fiscalización
- CDEC
  - Integrantes: Generadores y Transmisores
  - Funciones:
    - Coordinación Operación del Sistema - Despacho
    - Cálculo Costo Marginal Instantáneo
    - Asegurar acceso al sistema de transmisión



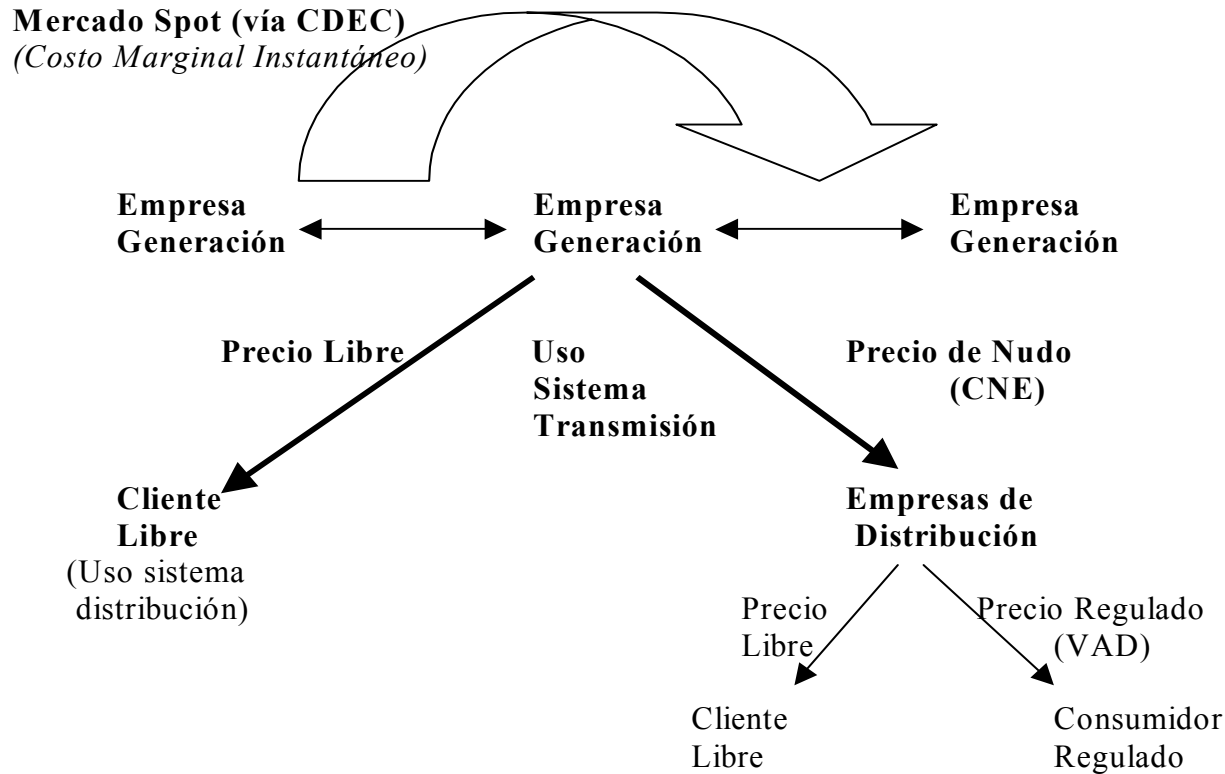
# Agentes del Sector (cont.)

- Tipos de Consumidores
  - Regulados:
  - No Regulados: > 2000 KW

Sistema	Ventas a Clientes (GWh)		Ventas a Clientes (%)	
	Regulados	Libres	Regulados	Libres
SING	1,076	10,164	10%	90%
SIC	23,515	11,088	68%	32%
AYSEN	82	-	100%	0%
MAGALLANES	147	33	82%	18%
Total	24,819	21,285	54%	46%

Fuente: CDEC-SIC, Anuario

# Arquitectura Básica Regulación Sistema Eléctrico en Chile (hasta 2004)

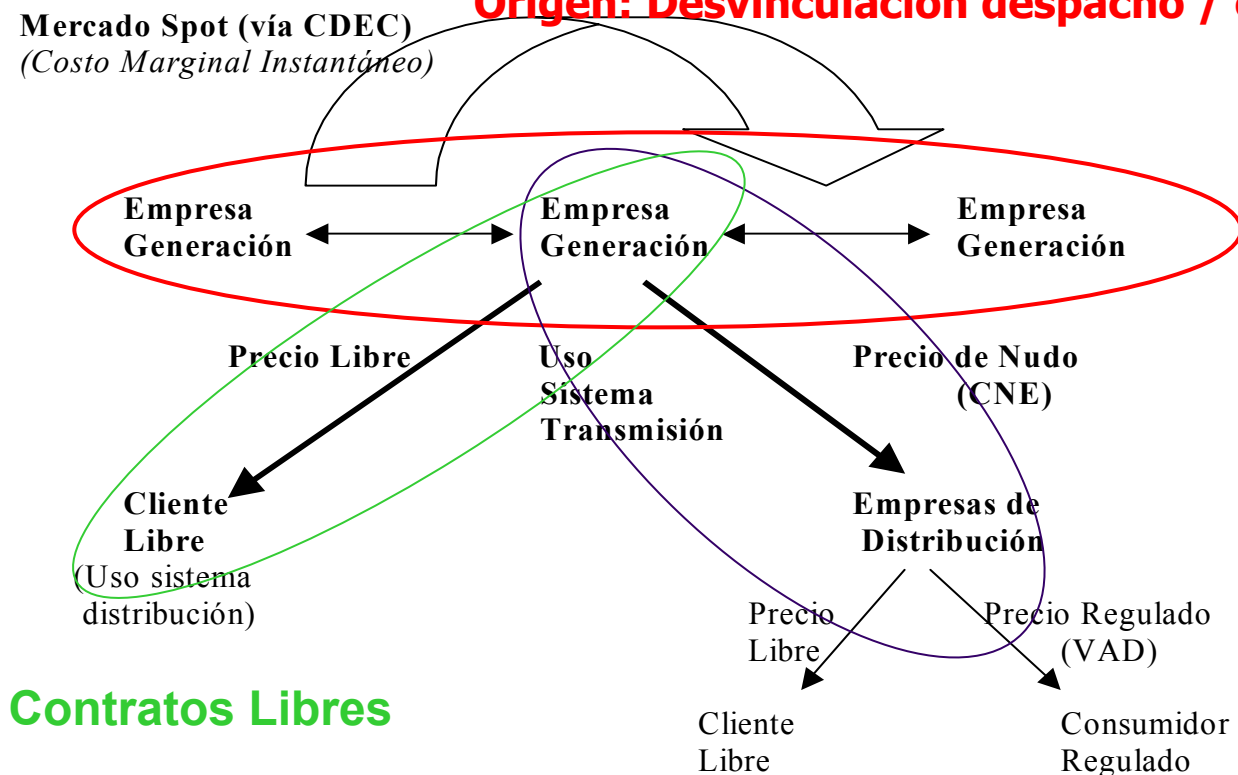


# Arquitectura Básica Regulación Sistema Eléctrico en Chile (hasta 2004)



**"Mercado" spot: Transferencias entre generadores**

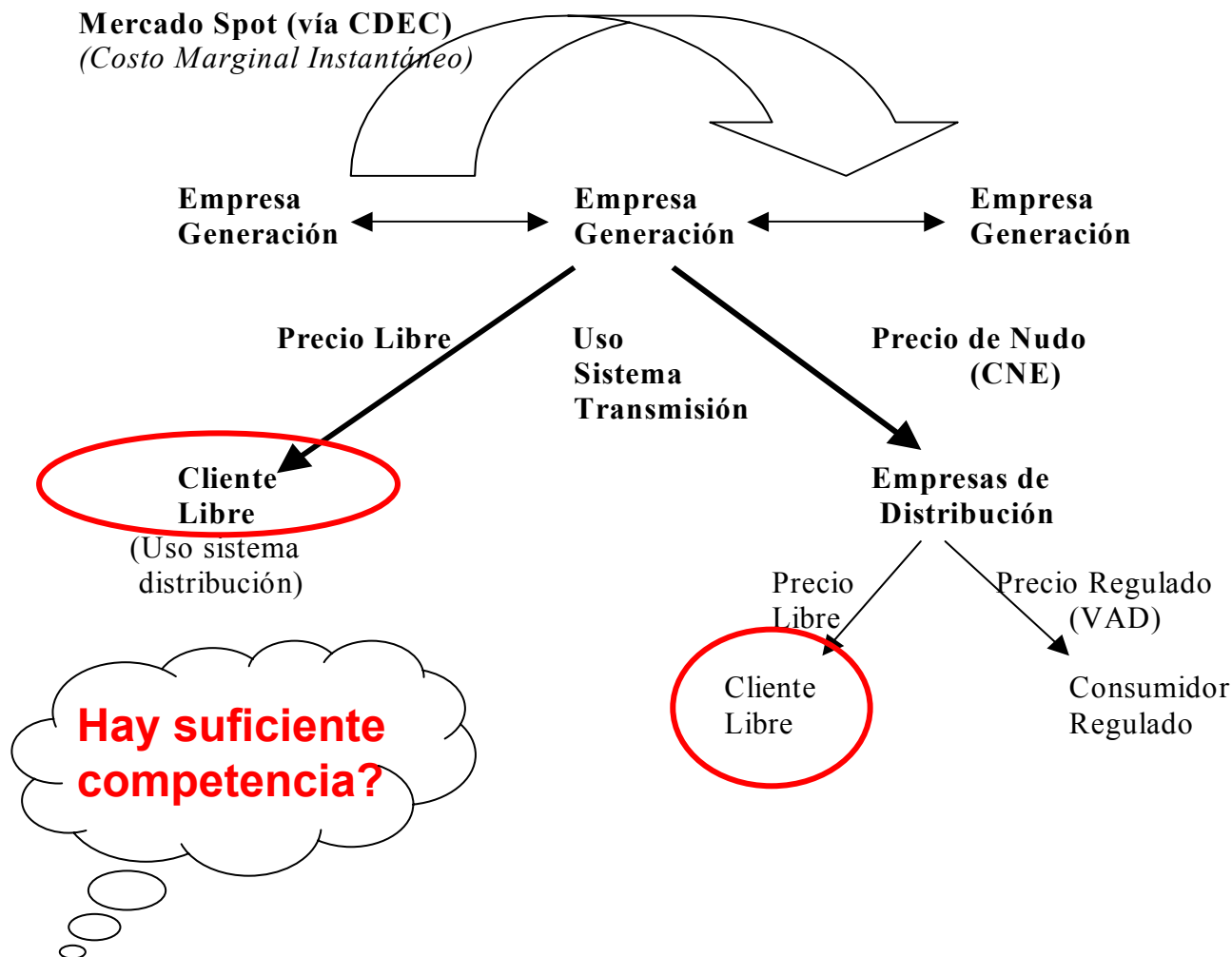
**Origen: Desvinculación despacho / contratos**

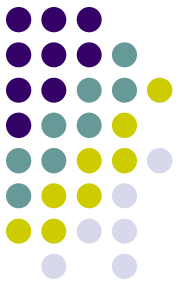


**Distribuidoras sólo compran vía contratos**

**Contratos a Precio Regulado (Nudo)**

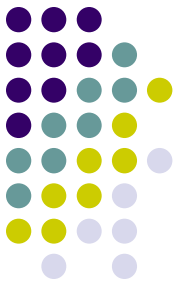
# Arquitectura Básica Regulación Sistema Eléctrico en Chile (hasta 2004)





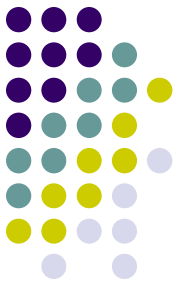
# Los Precios...

- Precio “Spot”
  - Calculado por CDEC
  - = Costo Marginal Instantáneo
- Precio de Nudo
  - Precio regulado a nivel de generación / transmisión
- Precio a Cliente Final
  - Incluye Distribución, Generación y Transmisión
- Peajes
  - Transmisión
  - Distribución



# Precios de Nudo (Pre-2005)

- Calculado por la CNE cada 6 meses
- 2 componentes: Energía / Potencia
- Precio Nudo de **Energía**
  - Equivale al CMg promedio de producir energía en el período .
  - Considera:
    - precio esperado de los combustibles,
    - valor económico recursos hídricos,
    - proyección de demanda,
    - condiciones hidrológicas últimos 40 años

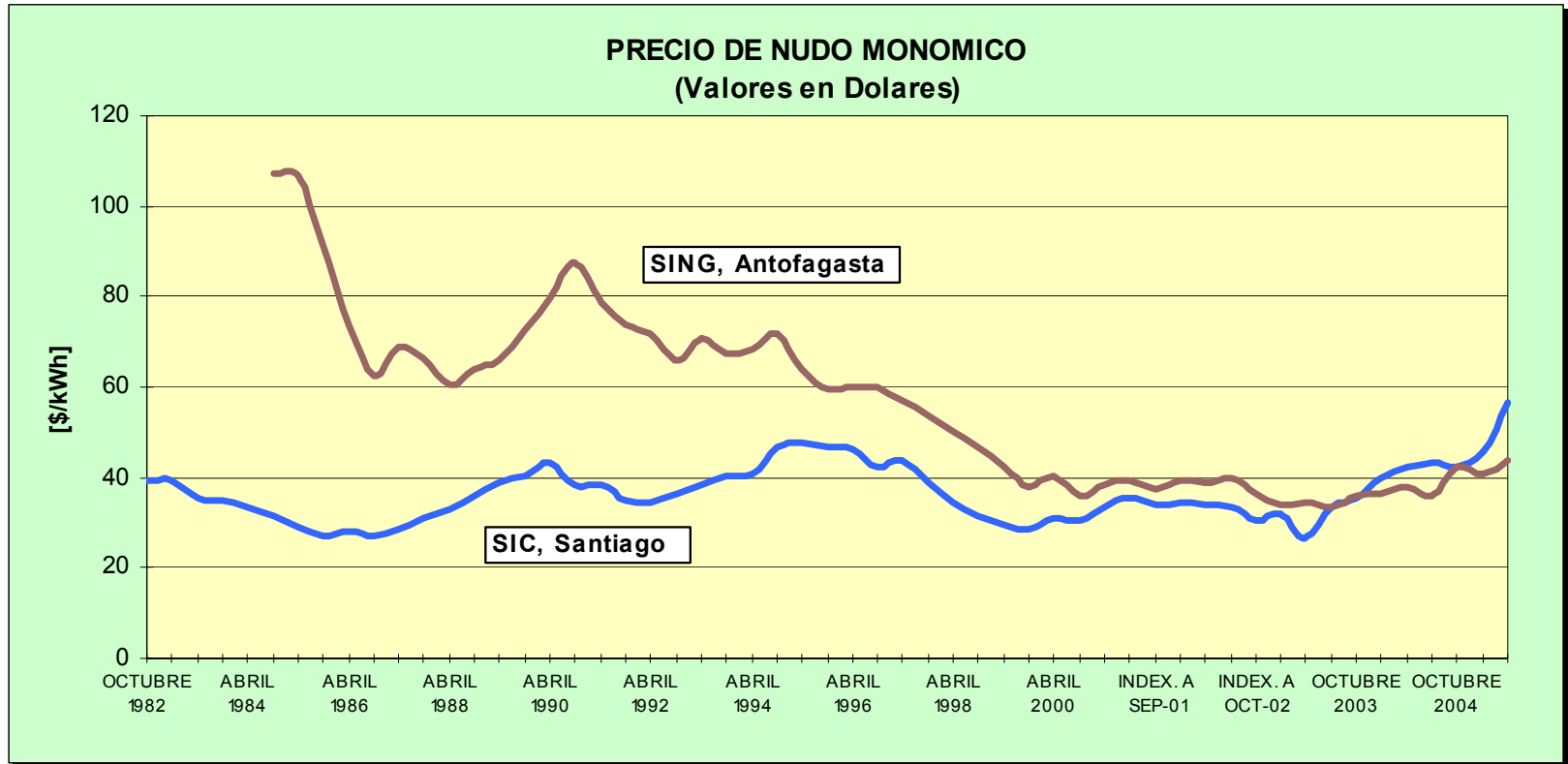


# Precio de Nudo

- Precio Nudo de la **Potencia**
  - Costo Marginal Anual de incrementar la potencia instalada del sistema (costo de capital de turbina diesel)
- Precio de Nudo restringido por nivel del precio libre a través de una banda
  - Amplitud +/- 10% (\*\* cambio 2004\*\*)
  - Punto Medio: Precio contratos libres



# Precios de Nudo: SING vs SIC

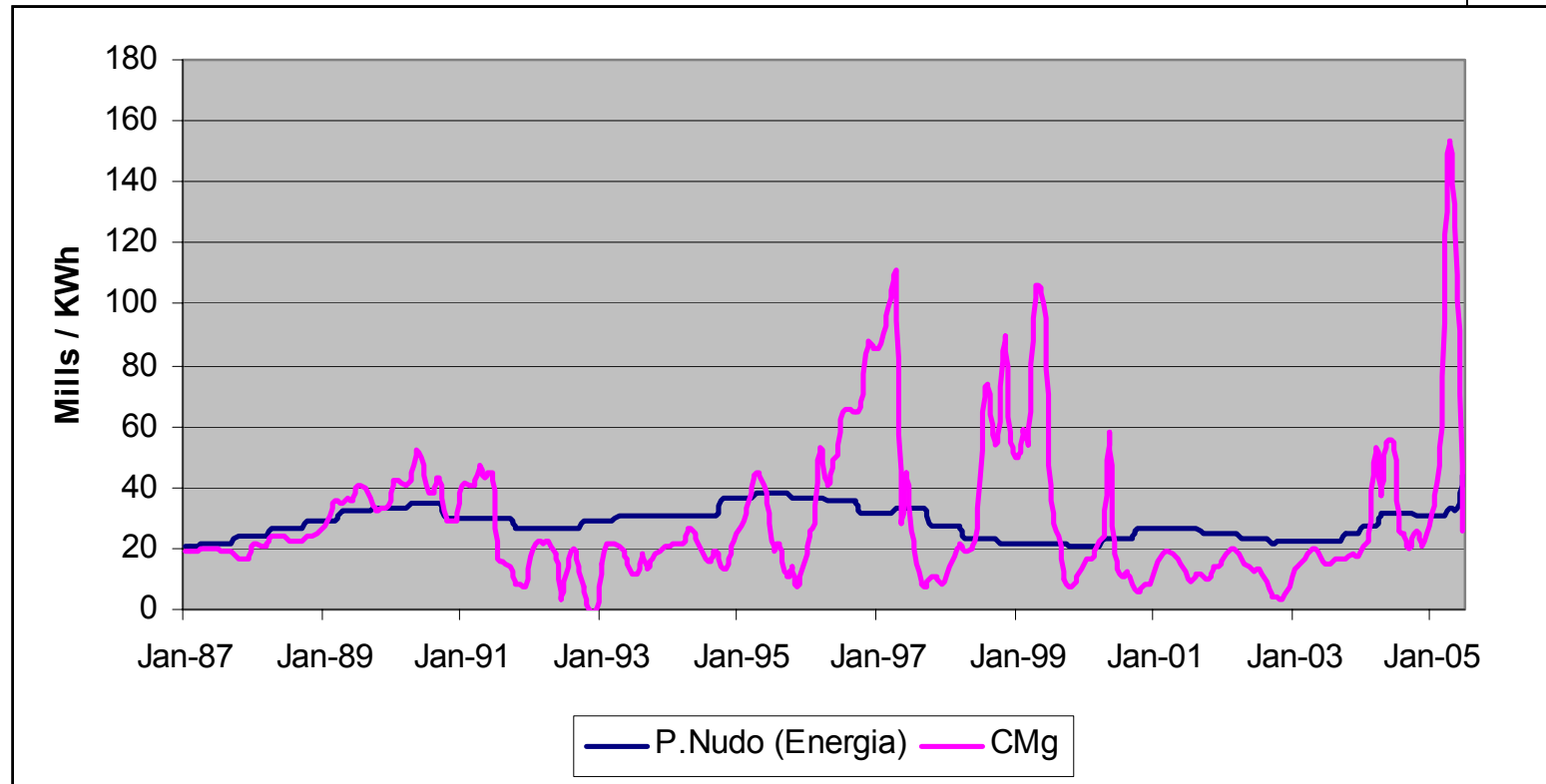
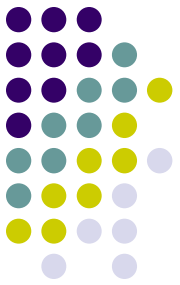


Fuente: CNE

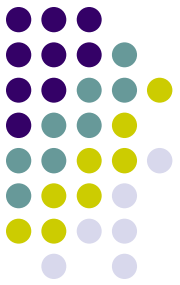
Factores de Carga 2005:

SIC: 0.74    -----    SING: 0.82

# Precio de Nudo Energía vs Precio Spot (SIC)



Incentivo a  
vender  
contratos?



# Precio Final de Distribución

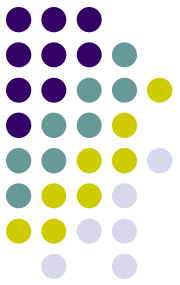
- Calculado por la CNE cada 4 años (última fijación 2004)
- 2 componentes:

$$\text{Precio Final de Distribución} = \text{Precio de Nudo} + \text{Valor Agregado de Distribución}$$

(esto es esquemático, fórmula exacta difiere!)

- Comentarios:
  - Precio de Nudo se traspasa completamente al consumidor final (**passthrough**)
  - Rentabilidad de la empresa dada por VAD

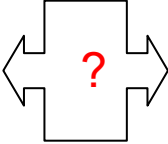
# Valor Agregado de Distribución (VAD)



- Calculado en base a:
  - Costos de inversión (según VNR)
  - Costos de Operación y Mantenimiento de las líneas
  - Costos Fijos (administración, facturación, medición, etc.)
  - Pérdidas de Energía y Potencia
- Costos según empresa de distribución “modelo” (operación eficiente)
- Uso de áreas típicas
- En caso de divergencias estimación VAD,
  - Ponderación: 2/3 CNE y 1/3 empresas
- Chequeo de rentabilidad de la Industria (6 – 14%)

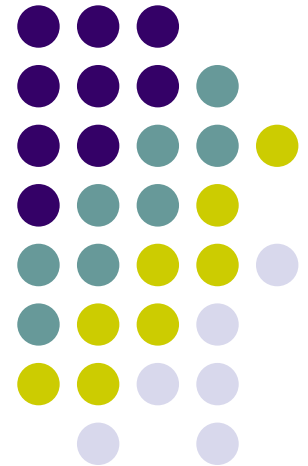
# Peajes – Sistema de Transporte

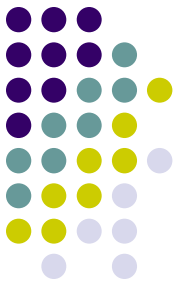


- Transporte de Energía
  - Actividad con características de Monopolio Natural
- Peajes Relevantes:
  - Transmisión:
    - Negociación entre las partes o arbitraje (\*\* cambio 2004)
    - Ley proporciona método referencial (uso opcional)
  - Distribución
    - No regulado
    - Distribuidora lo define
- Monopolio Natural  Peajes No Regulados

# Situación Inicio 2000

---

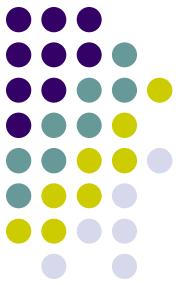




# Situación Inicios 2000

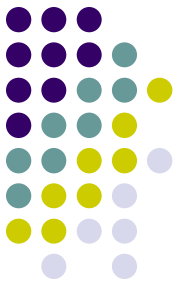
- Poca flexibilidad en precios
- Deficientes incentivos a invertir
  - Generación
  - Transmisión
- Competencia en Generación insuficiente
  - Clientes libres “cautivos”, pocos
  - “passthrough”
- Métodos de Resolución de conflictos insatisfactorios

# Esquema de Regulación de Precios



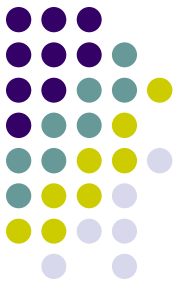
- **Precio de Nudo** no da señal de escasez adecuada
  - Consideraciones metodológicas (constante 6m)
  - Discrecionalidad regulatoria.
  - Implicancias Consumo e Inversión.
- No regulación de peajes genera problemas.





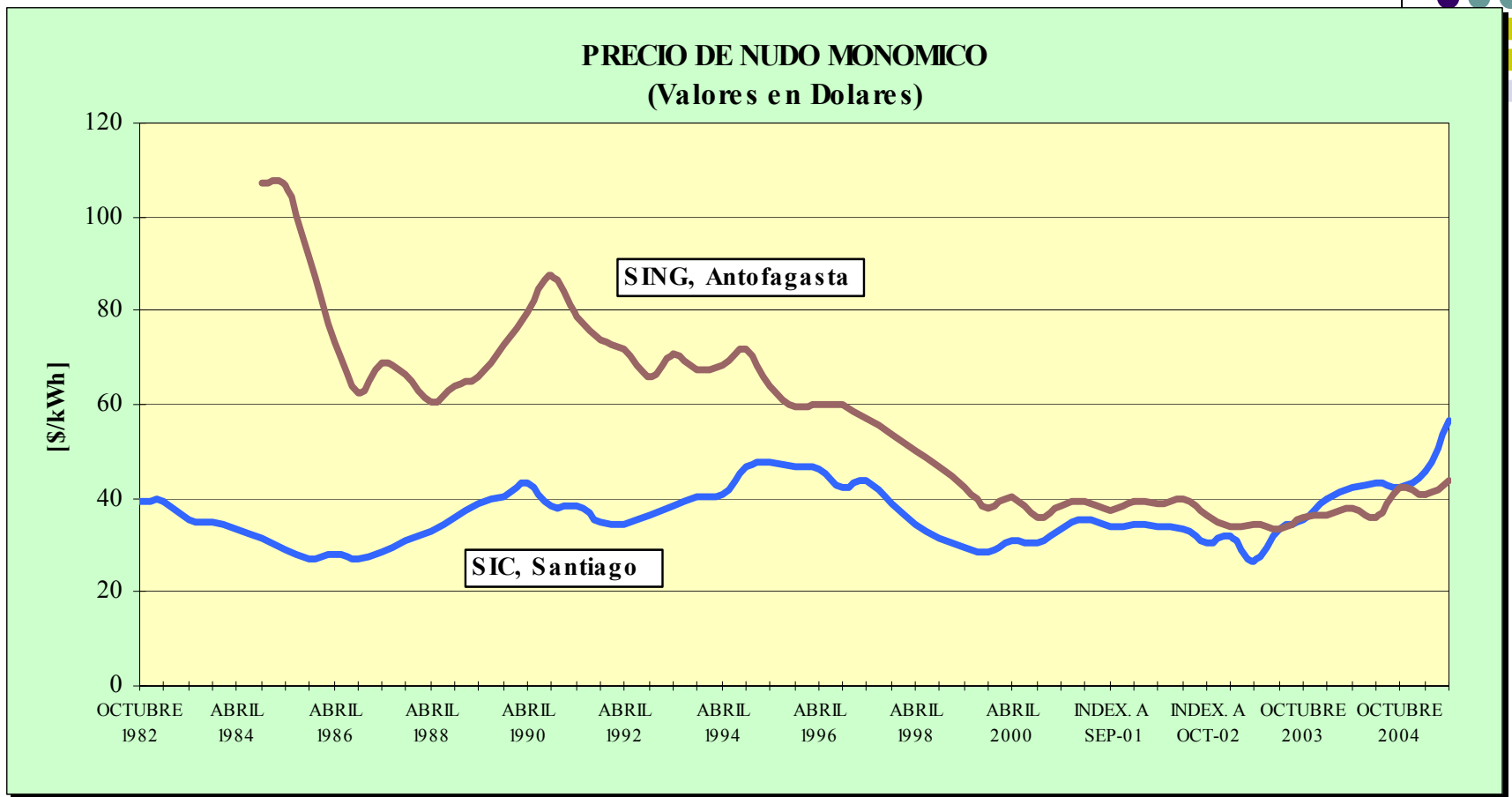
# Situación Inicios 2000

- Poca flexibilidad en precios
- Deficientes incentivos a invertir
  - Generación
  - Transmisión
- Competencia en Generación insuficiente
  - Clientes libres “cautivos”, pocos
  - “passthrough”
- Otros



# Incentivo a invertir en Generación?

- Poco Incentivo a invertir
  - Art. 99 bis
  - Señales de Precio no adecuadas?
    - Discrecionalidad cálculo de precio de nudo
    - Crisis de Gas Natural y Precios
  - Señales de la Autoridad poco claras
  - Fantasma: “*y si vuelve el gas?*”



**Precio de Nudo cae en período de sequía**

**Período 99 – 02: Pnudo cae a pesar de escasez de inversiones**

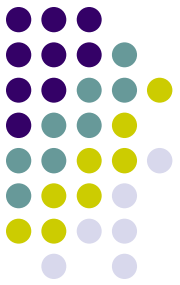
# PROGRAMA DE OBRAS EN EL SIC

## Cuadro N° 3A

**ABRIL 2003**

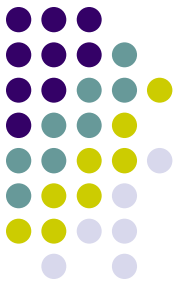
**Desarrollo  
del sector  
definido  
en función  
del Gas  
Natural**

Fecha de entrada		Obras Recomendadas	Potencia
Mes	Año		
Febrero	2005	Aumento de capacidad A.Jahuel-Polpaico 220 kV a 500 kV Línea Ancoa-Rodeo-Polpaico 500 kV Final:	390 MVA 1400 MVA
Julio	2005	Instalación 2do Transformador S/E Maitencillo 220/110 kV Instalación 3er Transformador S/E Pan de Azucar 220/110 kV	75 MVA 75 MVA
Octubre	2005	Aumento de capacidad C.Navia-Polpaico 220 kV	300 MVA
Enero	2006	Aumento de capacidad Charrúa-Concepción 220 kV	300 MVA
Abril	2006	Nueva línea Charrúa-Temuco 220kV	1x270 MVA
Julio	2006	Línea de Interconexión SIC-SING Segundo circuito Diego de Almagro-Carrera Pinto 220 kV Línea Carrera Pinto-Cardones 220 kV Nueva línea Cardones-Maitencillo 220kV Línea Maitencillo - Pan de Azúcar 220kV Línea Pan de Azúcar – Los Vilos 220kV	250 MW 210 MVA 210 MVA 200 MVA 235 MVA 230 MVA
Abril	2007	Central a gas ciclo combinado 1	372.6 MW
Enero	2008	Central a gas ciclo combinado 2	372.6 MW
Octubre	2008	Central a gas ciclo combinado 3	372.6 MW
Abril	2009	Línea de Interconexión SIC-SADI	400 MW
Enero	2010	Central a gas ciclo combinado 4	372.6 MW
Octubre	2010	Central a gas ciclo combinado 5	372.6 MW
Octubre	2011	Central a gas ciclo combinado 6 Central Hidroeléctrica Neltume	372.6 MW 400 MW
Abril	2012	Central a gas ciclo combinado 7	372.6 MW



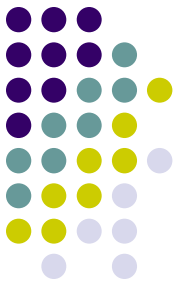
# Crisis de Gas Natural y Precios

- Pre-Crisis:
  - Desarrollo del sector definido en función del Gas Natural.
    - Dependencia 2003: 24%
    - Dependencia 2013: 45%
  - Precios no “internalizan” el problema en forma inmediata.



# Confusas Señales de la Autoridad

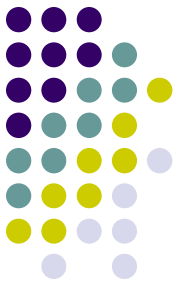
- Mensajes
  - “Se acabó el Gas”
  - “Necesidad de ampliar matriz energética”
  - “Anillo energético”
  - ¿Plan de Obras?



# Confusas Señales de la Autoridad

## Plan de Obras **Abril 2004**

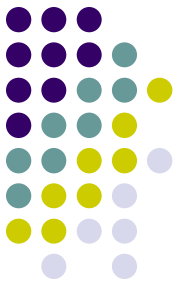
		MW
2006	Abril	Rehab Coya Pangal 25
2007	Oct	Hidro V Region 65
2007	Oct	CC 1 (VIII Region) 385
2008	Enero	Hidro La Higuera 155
	Abril	CC 2 (VIII Region) 385
2009	Abril	Geotermica Calabozo 100
	Abril	CC 3 (VIII Region) 381
2010	Enero	Hidro Confluencia 155
	Abril	Geotermica Calabozo 100
2011	Enero	CC 4 (VIII Region) 381
	Abril	Hidro Neltume 400
	Abril	Geotermica Calabozo 100



# Incentivo a invertir en Generación?

- Poco Incentivo a invertir
  - Art. 99 bis
  - Señales de Precio no adecuadas?
    - Discrecionalidad cálculo de precio de nudo
    - Crisis de Gas Natural y Precios
  - Señales de la Autoridad poco claras
  - ➔ ● Fantasma: “*y si vuelve el gas?*”



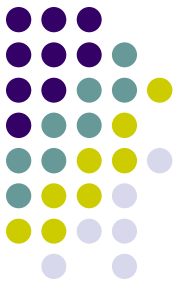


# Implicancias

- Aumento de Precios y Costos de Operación  
CMg Abril 05 = 159 Mills/Kwh (promedio)  
CMg Mayo 05 = 109 Mills/Kwh (promedio)
- Postergación / Atraso de Inversiones

Nuevas Inversiones según Plan de Obras Octubre 2005 (MW)			
	Hidro	Termica	Total
2006	25	50	75
2007	157	715	872
2008	155	200	355
2009		970	970
2010	145	1010	1155
Total 2006 - 2010	482	2945	3427

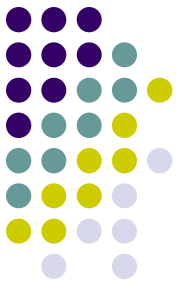
- Situación precaria hasta 2008



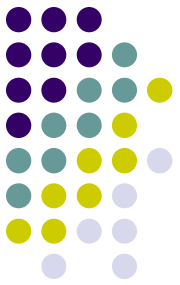
# Situación Inicios 2000

- Poca flexibilidad en precios
- Deficientes incentivos a invertir
  - Generación
  - Transmisión
- Competencia en Generación insuficiente
  - Clientes libres “cautivos”, pocos
  - “passthrough”
- Otros

# Poco Incentivo a invertir en Transmisión



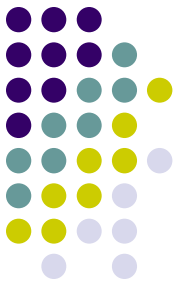
- Falta de claridad en la normativa
  - Normas demasiado generales y ambiguas
- Negociación Bilateral en Cálculo de los Peajes
  - Financiamiento del Transmisor determinado, en la práctica, por Fallos Arbitrales
- Normativa en torno a la expansión del sistema (no hay obligación.. Cambio ley corta)
  - Implicancias barrera de entrada segmento generación.
  - Implicancias seguridad del sistema como un todo



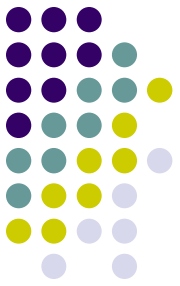
# Situación Inicios 2000

- Poca flexibilidad en precios
- Deficientes incentivos a invertir
  - Generación
  - Transmisión
- Competencia en Generación insuficiente
  - Clientes libres “cautivos”, pocos
  - “passthrough”
- Otros

# Competencia en Generación Insuficiente (sic)

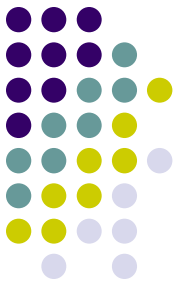


- Segmento Clientes Libres pequeño
- Peajes de Distribución no regulados
- Distribuidoras no tienen incentivo a contratar
- Integración Vertical G/D



# Situación Inicios 2000

- Poca flexibilidad en precios
- Deficientes incentivos a invertir
  - Generación
  - Transmisión
- Competencia en Generación insuficiente
  - Clientes libres “cautivos”, pocos
  - “passthrough”
- Otros



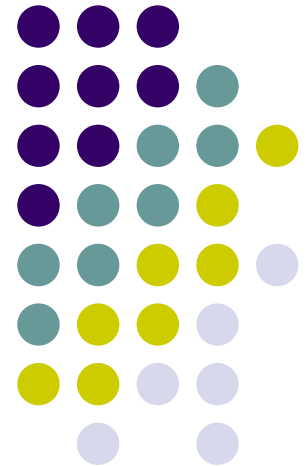
# Otros Problemas

- Método de Resolución de Conflictos poco satisfactorio.
- Regulación con “empresa eficiente”: costosa
- Actividad de Comercialización NO es monopolio natural.

# Cambios a la Normativa

---

Ley Corta (2004)  
Modificación (2005)





# Cambios a la Normativa : Ley Corta (2004)

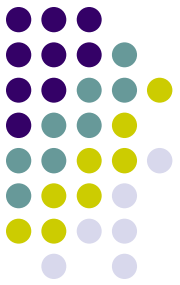


- Grandes clientes: 2 MW → 500 KW  
(puede ser menor, si TDLC autoriza)
- Banda +/- 10% → +/- 5%
- Peajes T y D: regulados
  - 80 / 20 peajes troncal
- Expansión Sistema Troncal
  - Plan de Desarrollo del Sistema Troncal ( cada 4 años)
  - Licitaciones para expansiones (obligatorias) del Troncal
- Panel de Expertos
  - Plazos limitados, independiente.
- Otros...

# Cambios a la Normativa Ley Eléctrica 2005



- Licitaciones para consumo regulado
  - Precio fijo (máx. 15a) → fin del PNudo en el LP
  - Precio Máx: 120% Px libre (138% Px Libre)
  - Precio pagado por distribuidoras no puede diferir mucho.
- Mayor flexibilidad para ajustar precios
  - Anuncios a través de distribuidora
- “Sequía de Gas” → no es fuerza mayor → paga compensaciones.



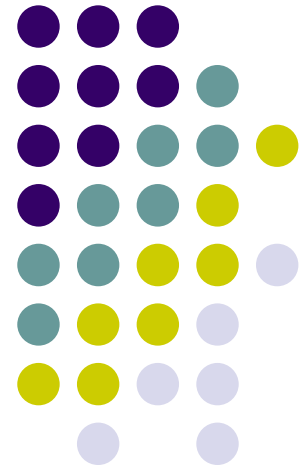
# Impacto de las Modificaciones

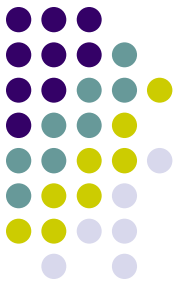
- Financiamiento seguro red de Transmisión
- Mejores condiciones para competencia en G:
  - Regulación de peajes
  - Aumento tamaño clientes libres
  - Precio de Nudo más cercano al libre
- Mejores condiciones para inversión en G
  - Precio “asegurado” por período largo
  - Incentivo a entrar.
- “Demand side management”

# Conclusiones

---

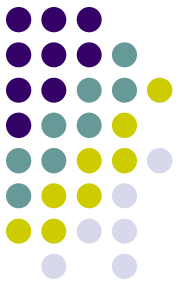
¿Dónde estamos y  
hacia dónde vamos?





# Situación Actual

- Mayor seguridad pero a mayor costo
- Preocupaciones:
  - Normativa no reconoce la diferenciación
  - Serán las licitaciones competitivas?
    - Incentivo distribuidor deficiente
    - Que pasa por el lado del generador?
  - Figura deseable: comercializador



# Hacia dónde vamos?

- Cierta inestabilidad 2007-2009
  - Período de precios altos
- Expansión del sistema:
  - Corto Plazo: carbón / diesel
  - Mediano plazo: hidro / carbón / GNL
  - (no es conveniente basar el crecimiento energético únicamente en energía hidro)
- Mayor seguridad en el LP pero a mayor costo.