

# **Guatemala**

## **Modernización y liberalización del Sub Sector Eléctrico**

**José Toledo Ordoñez**  
**Presidente**

**Comisión Nacional  
de Energía Eléctrica**  
**Mayo 2007**



# Breve historia del Sub Sector Eléctrico

- 1930** - Empresa Eléctrica de Guatemala (EEGSA)  
Capital privado.
- 1959** - Instituto Nacional de Electrificación (INDE).  
Entidad semi autónoma, descentralizada.
  - Rectoría del sub. sector
  - Regulación
  - Despacho económico
- 1972** - El gobierno compra 92 % de las acciones de EEGSA. Capital mixto.
- 1996** - Modernización del sector eléctrico.



**1996**

**Situación antes de la  
Modernización del sub sector  
Eléctrico**

## **1996 Agentes del Mercado**

- **INDE** - área rural
- **EEGSA** - área central
  - Integración vertical: generación, transmisión y distribución
- **17 Empresas Eléctricas Municipales de distribución**

## **1996 Mercado**

- **Estructura monopólica**
- **Regulado**
- **Fuertemente politizado**

# 1996 Situación Generación

- **Racionamientos de potencia y energía**
- **Falta de mantenimiento preventivo y correctivo**
- **Parque generador al límite de la seguridad operativa**

# 1996 Transporte y Distribución

- **Sobre carga en la infraestructura**
- **Falta de estabilidad – continuos colapsos**
- **Excesivas perdidas técnicas y no técnicas**
- **Lenta respuesta a fallas**
- **Lenta respuesta a solicitudes de servicio**
- **Deficiencias en facturación y control**
- **Cobertura 52%**

# Resumen

- El gobierno se atribuyó el papel de proveedor de servicios públicos.
- Tuvimos servicios escasos y de mala calidad.
- No hay servicio más caro que el que no se tiene.
- El costo de oportunidad del país fue alto. Nuestro desarrollo se vio limitado.

# **ETAPA I**

**Modernización del sub.  
Sector Eléctrico**



- **Ley General de Electricidad – NV96**
- **Creación Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE)**
- **Privatización de la distribución**
- **El INDE queda como un operador más en generación y transmisión**
- **Plan de Electrificación Rural (PER)**

# Cuerpo Legal

1. Ley general de electricidad
2. CNEE – resoluciones
3. Reglamento de la LGE
4. Reglamento del AMM
5. Normativa AMM

# Cuerpo Legal

## **Decreto No.52-2003 - Ley de Incentivos para el Desarrollo de Proyectos de Energías Renovables**

- Exención de derechos arancelarios.
- Exención del pago del Impuesto Sobre la Renta y del Impuesto a las Empresas Mercantiles y Agropecuarias por un período de 10 años.
- Los certificados de reducción de emisiones le quedan a los propietarios de los proyectos.

- **Falta de independencia del regulador  
CNEE (de carácter técnico) depende del  
Ministerio de Energía y Minas (de carácter  
político)**

### **Distorsiones**

- **No se solucionó el tema de costos de transición**
- **No se dio tratamiento a la Tasa Municipal de alumbrado público**

## PRIVATIZACIÓN

### EEGSA

Venta activos generación - AG97

Venta 80 % acciones - JL98

### INDE

- Separación funciones - OC97  
Generación, transmisión, distribución
- Creación empresas de distribución OC98
- Venta distribución (DEORSA y DEOCSA) - DC98

## Plan de Electrificación Rural (PER)

- Fideicomiso MM\$ 333
- Objetivo 90 % cobertura en 2008

- **Optimizar el crecimiento del Sub Sector Eléctrico**
- **Satisfacer las necesidades sociales y productivas de la población**
- **Establecer normas jurídicas para**
  - Participación de inversionistas
  - Protección al consumidor
- **Mercado de costos**
- **Fronteras abiertas**
- **Planificación indicativa**

- **Es libre la generación de electricidad y no se requiere para ello autorización o condición previa por parte del Estado, más que las reconocidas por la Constitución Política de la República de Guatemala y las leyes del país.**
- **El transporte de electricidad que implique la utilización de bienes de dominio público y el servicio de distribución final de electricidad, están sujetos a autorización.**



- **Las empresas distribuidoras y las de transporte tienen obligación de permitir el acceso de terceros a sus redes previo pago de un peaje.**
- **Son libres los precios por la prestación del servicio de electricidad, con la excepción de los servicios de transporte y distribución.**

- **Las transferencias de energía entre generadores, comercializadores, importadores y exportadores que resulten de la operación del mercado mayorista, estarán sujetas a regulación en los términos de la Ley.**
- **Todos los participantes consumidores deben cubrir su demanda de potencia por medio de un contrato con un participante productor, pagando un cargo por potencia. Esto permite cubrir los costes fijos (costes de inversión) de los generadores**

# Nueva Estructura del Mercado

MEM - Ministerio de Energía y Minas – políticas

CNEE - Comisión Nacional de Energía Eléctrica  
- Órgano técnico con independencia funcional  
- Regulación

MM - Mercado Mayorista  
- Operador del sistema eléctrico

Agentes del Mercado Mayorista

- Generadores, transportistas y distribuidoras
- Comercializadoras (exportadoras) y grandes usuarios

## Mercado Regulado

Usuarios con una  
demanda menor a  
100 kW

### Regulación

- Seguridad en el suministro
- Precios Regulados
- Derechos y obligaciones por Ley.
- Inversión Garantizada

SNI

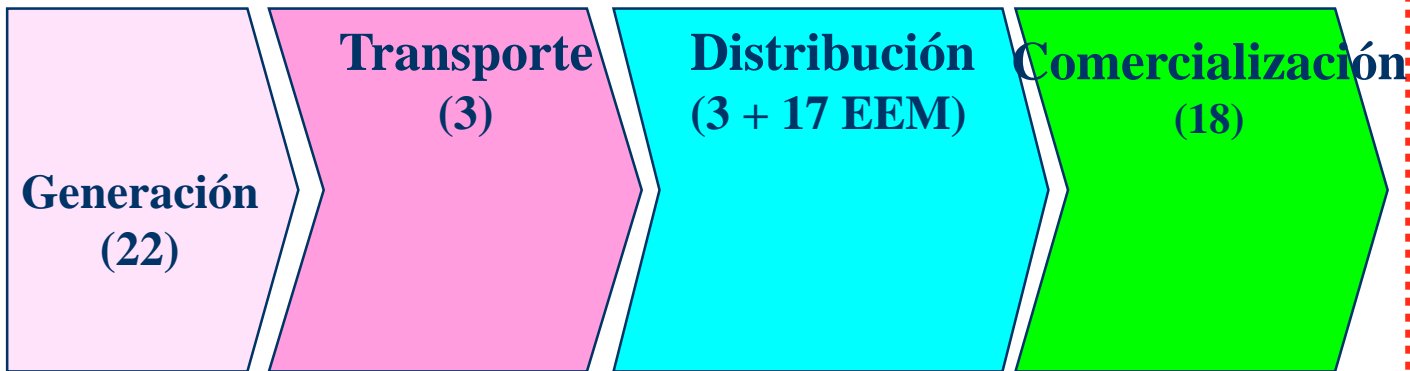
## Mercado Libre

Usuarios con una  
demanda mayor a 100  
kW.

### Libertad de Mercado

- Riesgo
- Precios Competitivos
- Derechos y obligaciones por acuerdo de partes.

# Estructura de mercado



**Mercado Mayorista**

**DEMANDA**



**<100KW**  
**2,077,550**  
**USUARIOS**



**>100KW**  
**840**  
**USUARIOS**

Después de diez años:  
¿Está el público mejor?  
¿Funciona el mercado?

Resultados de la Modernización del  
Sub Sector Eléctrico

# Inversiones sub. sector eléctrico 1998-2004

<b>CONCEPTO</b>	<b>MMUSD</b>
Venta de activos EEGSA, INDE	630.00
Generación	950.86
Transmisión	20.08
Distribución	286.36
Plan de Electrificación Rural (PER)	191.00
<b>TOTAL</b>	<b>2078.30</b>

# Generación

- Ventajas
  - Cero racionamientos
  - Capacidad agregada 831 MW – MM\$ 1,026
- Desventajas
  - Reducción participación parque hidroeléctrico
  - 1996 - 43%                      2005 - 36%
  - Mayor dependencia de petróleo
  - Existencia de plantas de cartón
  - Señales de inversión a corto plazo
  - Inminente escasez de energía a corto plazo

(crecimiento demanda 6 % anual - 84 MW)

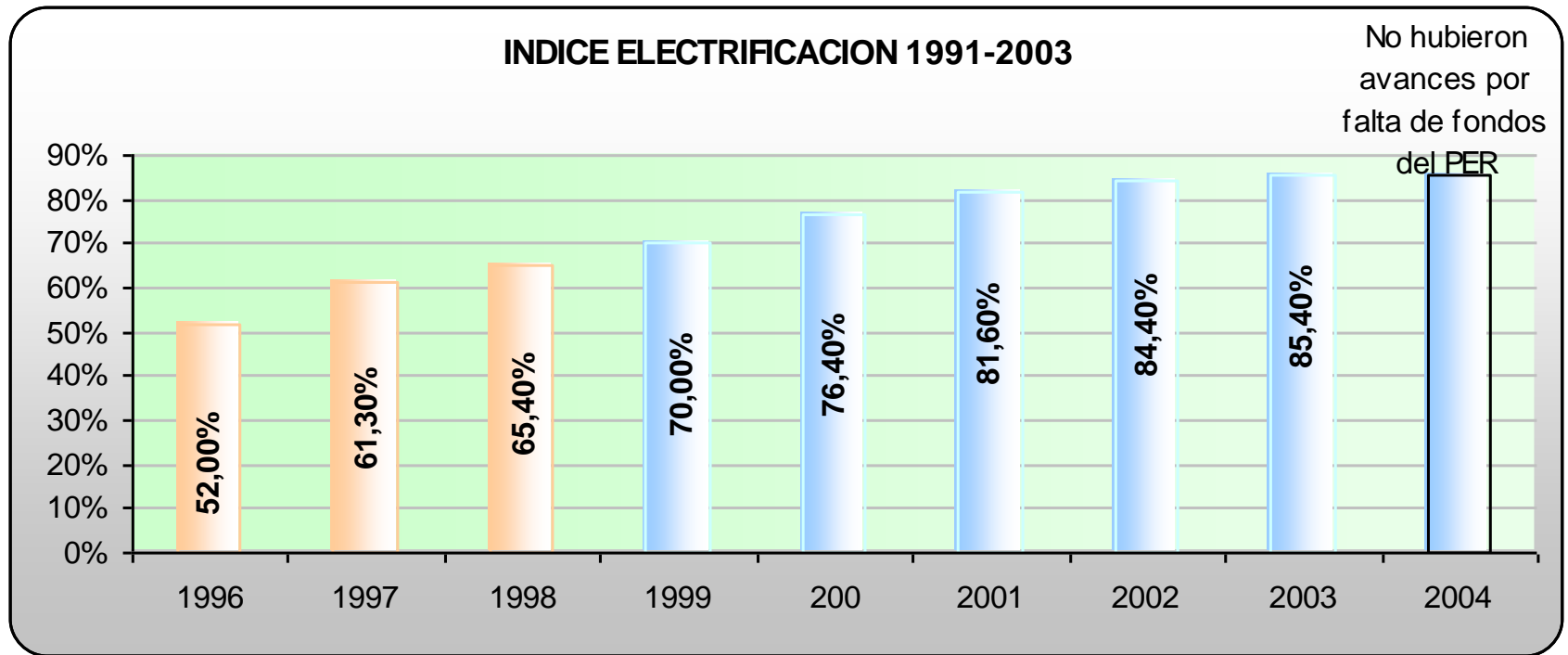


# Transmisión y Distribución

- Ventajas

- Inversiones en sistema por 630 MM\$
- Mejoras en índices de calidad y continuidad
- Incremento en cobertura
  - 1996 - 52 %
  - 2005 - 85 %

# Proceso de electrificación en Guatemala



# Inversiones plan de electrificación rural 1999-2004

## Objetivos globales del PER:

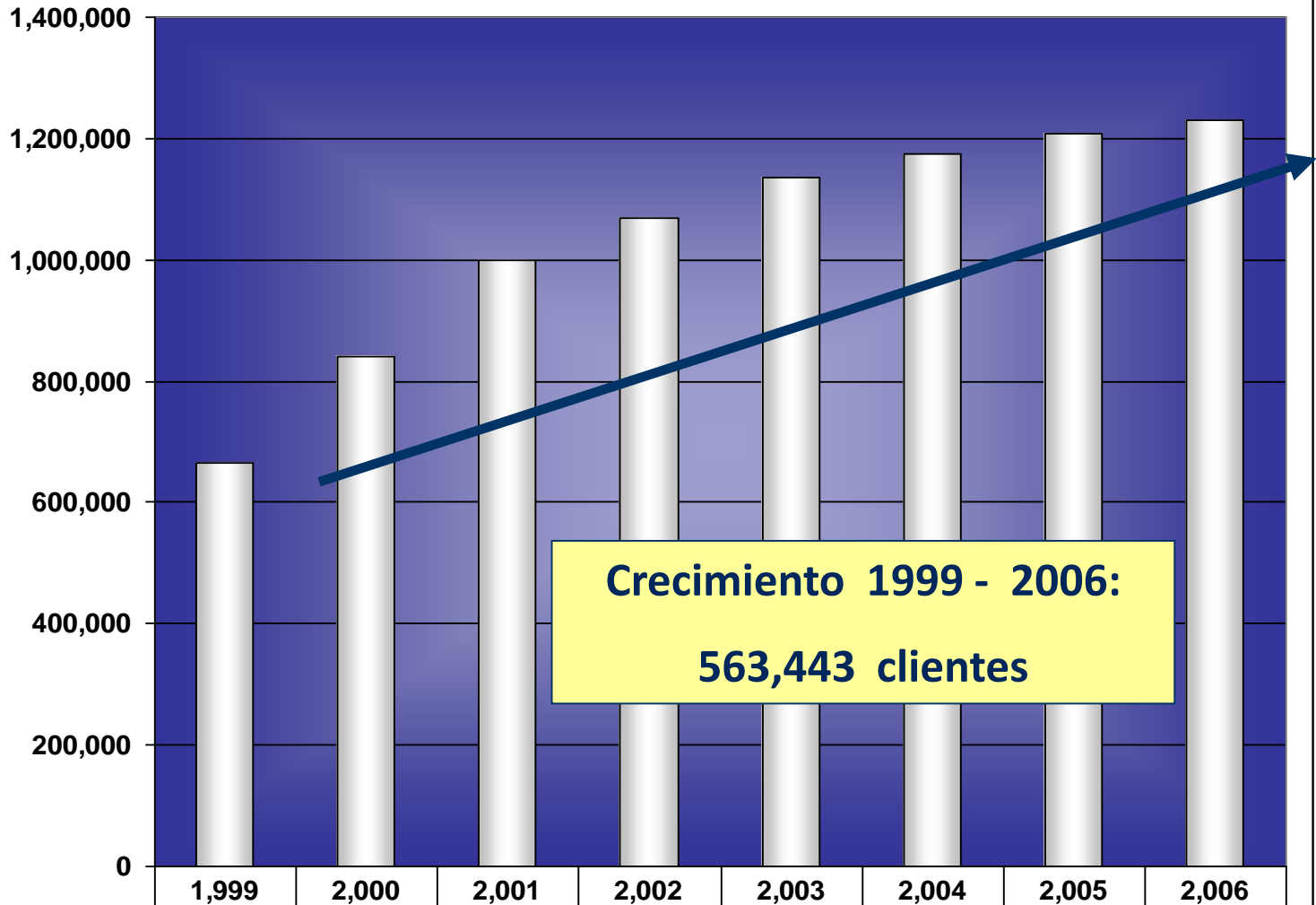
- Electrificación de 280,629 usuarios
- Construir 1,283 Kms. de líneas de 69 Kv.
- Construir 374 kms. de líneas de 230 kv.
- Construir 28 nuevas subestaciones
- Inversión: US \$.333 MM

## A diciembre 2004:

- Electrificación de 184,315 usuarios
- Construidos 670 Kms. de líneas de 69 kV.
- No se han construido líneas de 230 kV
- Construidas 19 nuevas subestaciones
- Inversión de US \$ 169 MM
- Obras en curso por US \$ 22 MM

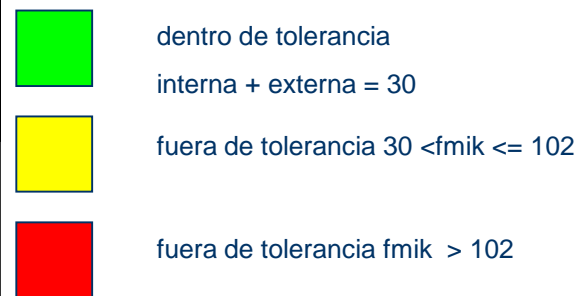
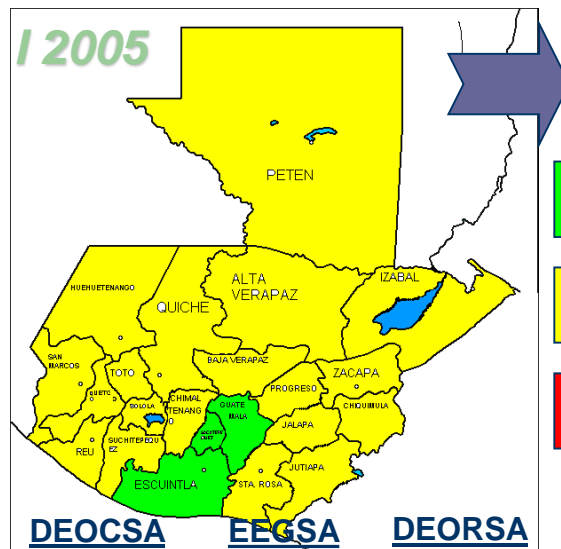
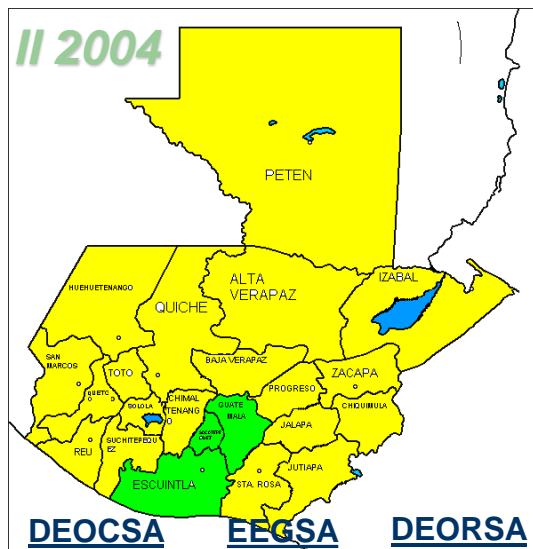
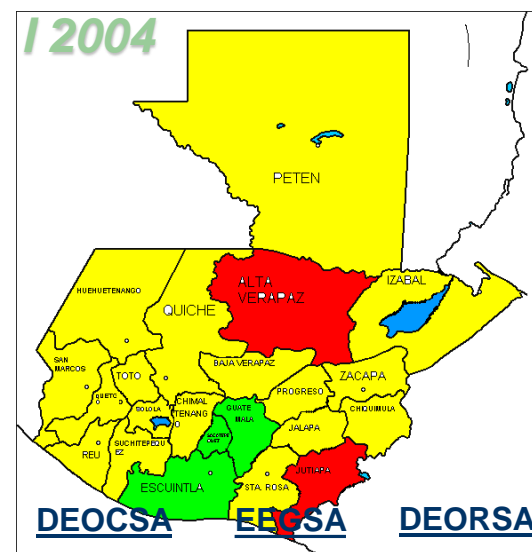
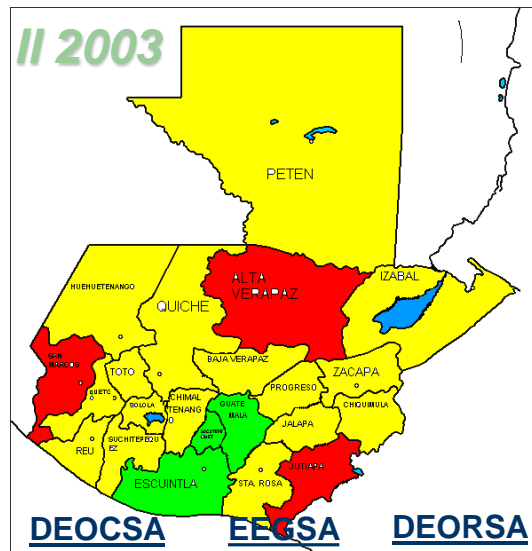
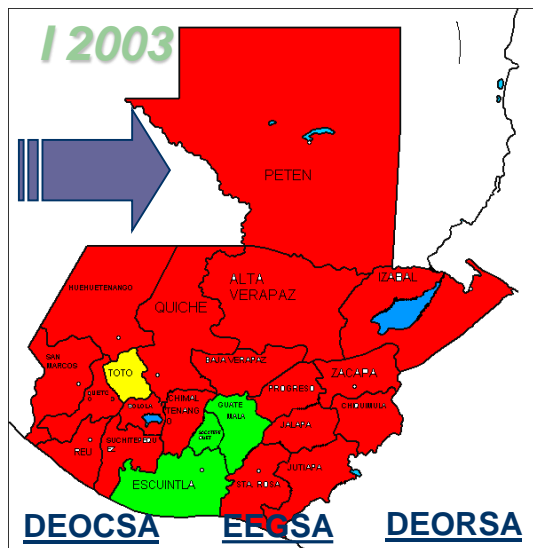
# Evolución del mercado de clientes área rural

## CLIENTES FACTURADOS POR AÑO



□ TOTAL DR + DC	665,834	840,736	998,278	1,069,106	1,135,340	1,174,952	1,208,164	1,229,277
-----------------	---------	---------	---------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------

# Tiempo total de interrupciones por kVA TTIK DEOCSA, EEGSA Y DEORSA



# Transmisión y Distribución

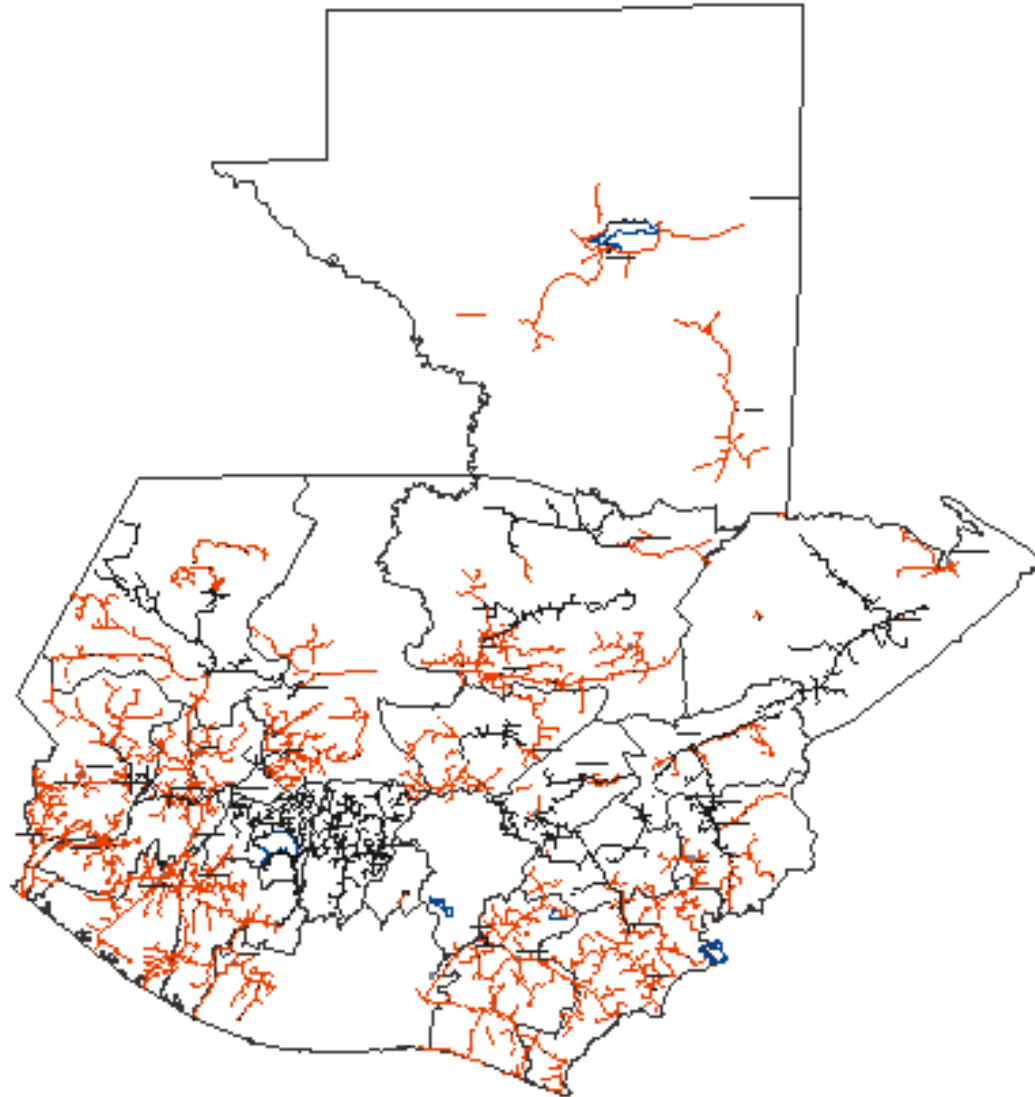
- Desventajas

- Retraso en el Plan de electrificación rural. Fideicomiso \$333 MM ejecutado \$198 MM congreso pendiente de aprobación \$ 135 MM
- Decisión de hacer líneas en manos de privados
- Líneas secundarias muy largas
- Disparidad de peajes

# Transmisión y Distribución

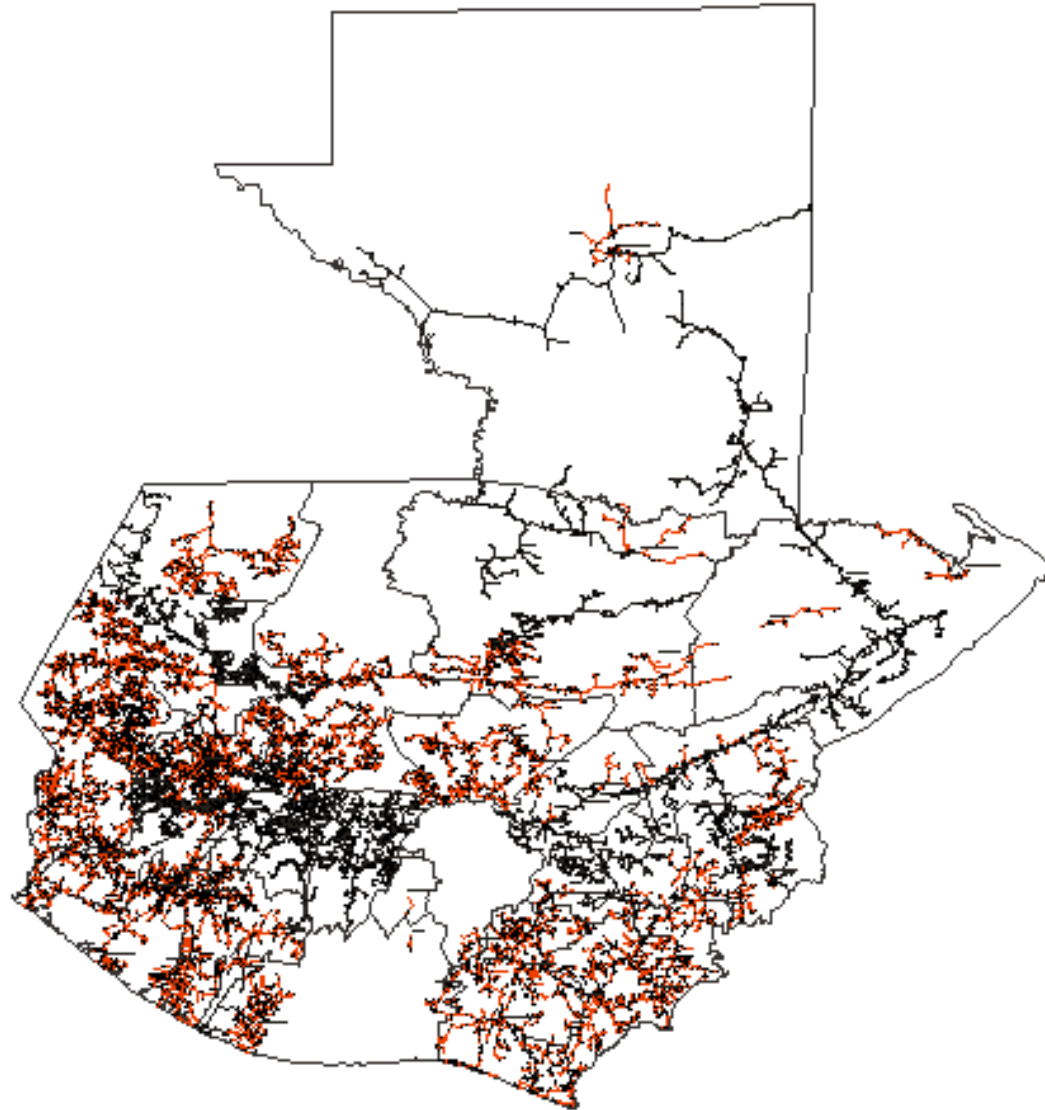
- Desventajas
  - Déficit de líneas de transmisión
  - Congestionamientos
  - Falta de seguridad en el sistema (redundancias)
  - Líneas lejos de los recursos hídricos
  - Puerto del sur con congestionamientos y puerto del norte con escasa capacidad

# Sistema de distribución en 1998





# Desarrollo de la red de distribución 99-04



## ● Errores cometidos

- Distorsiones: No se dio tratamiento a los costos de transición. Se cargaron solamente al sector regulado.
- Distorsiones: La Tasa Municipal de alumbrado público no la pagan los grandes usuarios.
- Líneas de transmisión desincentivadas
- Limite para ser gran usuario muy bajo  
100 kW
- Costos de intermediación excesivos
- Politización de la tarifa

# Funcionamiento del Mercado

## ● Consecuencias

- Fuga de clientes a tarifa libre
- Sobre contratación EEGSA
- Costos de transición cargados en el mercado regulado: Residencias y Pequeña y Mediana Empresa (PYME's) subsidiando a grandes usuarios
- PYME's – baja competitividad frente al TLC

## Medio ambiente

- Consumo de leña
  - 50% de energía total
  - 75% de fuentes estacionarias
- Gran potencial hídrico (4.000 MW) alejado de líneas de transmisión.
- Señales de corto plazo = bunker
- Dificultad para pequeñas centrales de ingreso al mercado.

# Funcionamiento del mercado Paliativos

- **Ley de tarifa social – enero 2001**  
**Proyecto: subsidio clientes consumo hasta 100 kWh-mes**  
**Ley: subsidio clientes consumo hasta 300 kWh-mes**
- **Renegociación de contratos**  
**rebajas de impacto coyuntural a cambio de prórroga de 5 años.**
- **Sobre contratación parcialmente cargada a segmentos del mercado que estaban libres**

# Funcionamiento del mercado

## Efectos de los paliativos

- **Se incrementó la fuga de clientes**
  - **Dividen contadores para optar a tarifa social.**
  - **Juntan contadores para ser grandes usuarios.**
- **Sobre contratación aumentó**
- **Aumentó la carga de precios sobre el sector regulado no social (PYME's)**

# **Funcionamiento del mercado**

## **Efectos de los paliativos**

- **Se prolongaron los costos de transición.**
- **Se desincentiva la inversión en generación**
- **Se retarda el acceso a nueva tecnología**

# Sobre Contratación de EEGSA en MW

	ZAFRA	NO ZAFRA
Demanda firme TNS EEGSA 2005-206	344.67	344.67
Venta de Reserva Rápida	78.00	78.00
SOBRANTE DESPUES DE RRA	195.73	164.03
Convenio Back to Back	138.00	138.00
SOBRANTE DESPUES DE BTB	57.73	26.03



## Mercado Regulado

Desequilibrio

## Mercado Libre

Usuarios con una  
demanda menor a  
100 kW

SNI

Usuarios con una  
demanda mayor a 100  
kW.

Tarifa Social:  
Consumo hasta  
300kWh-mes

**Regulación**

- Seguridad en el suministro
- Precios Regulados
- Derechos y obligaciones por Ley.
- Inversión Garantizada

**Libertad de Mercado**

- Riesgo
- Precios Competitivos
- Derechos y obligaciones por acuerdo de partes.

## Composición de tarifa social y no social

<b>TOTAL DISTRIBUIDORAS</b>	<b>Clientes</b>	<b>%</b>	<b>kWh</b>	<b>%</b>	<b>Potencia kW</b>	<b>%</b>
Tarifa Social	1,809,426	94%	119,738,485	22%	372,179	31%
Tarifa No Social	110,388	6%	230,495,215	42%	546,923	45%
Mercado Libre	527	0%	201,376,300	37%	290,000	24%
<b>Total</b>	<b>1,920,341</b>		<b>551,610,000</b>		<b>1,209,102</b>	

Fuente: Datos de Octubre 2004

# Contraste de Precios

<b>Mercado de Tarifa Social</b>	<b>Mercado Regulado EEGSA</b>	<b>Mercado Libre</b>	<b>Mercado de Exportaciones</b>
<b>\$0.09</b>	<b>\$0.18</b>	<b>\$0.10</b>	<b>\$0.06</b>
<b>Precios por kWh</b>			

**Los beneficios de bajos costos en el Mercado Mayorista no pasan al usuario regulado.**

# Desempeño del Mercado Mayorista

## Auditorías

---

- **Diciembre 2004**  
**Auditoria PA Consulting**
  - **85 hallazgos**
  - **Noviembre 2006**  
**Auditoria Mercados Energéticos**
  - **Confirmación**
- **Conclusión: El mercado no funciona espontáneamente por haber promulgado una ley. Hay que aterrizar.**

# **Desempeño del Mercado Mayorista Auditoría 2004**

- **Distorsiones**
- **Asignación de costos de transición**
- **Inadecuada asignación de costos entre los participantes**
- **Falta de señales orientadas a la expansión del sistema**
- **Debilidad institucional**
- **En riesgo la viabilidad de la modernización**

# **Desempeño del Mercado Mayorista Auditoría 2004**

- **Procedimiento de cálculo del precio spot distorsionado por despacho a costo cero.**
- **Valor de la potencia en su mayoría distribuido entre usuarios de la tarifa regulada.**
- **Algunos grandes usuarios pagan solo por la potencia que consumen en hora pico y demandan mayor cantidad en horas fuera de pico. Ese diferencial es pagado por el mercado regulado no social.**

# **Desempeño del Mercado Mayorista Auditoría 2004**

- **Plantas de cartón (consumo de energía de respaldo por plantas poco confiables).**
- **Costo del desvío de potencia (penalización por no contar con potencia contratada/consumida) que no refleja los costos reales.**
- **Diferido (costos que no se trasladaron oportunamente a la tarifa) cargado ahora solo al regulado no social reducido de EEGSA.**

# **Desempeño del Mercado Mayorista Auditoría 2004**

- **Creación de la tarifa social:**
  - Reducción del número de usuarios de tarifa regulada.
  - Subsidio cruzado (impuesto oculto) a cargo del usuario regulado no social.
- **DEOCSA y DEORSA: el INDE no le asigna los costos reales de suministro.**
- **Mecanismo de recaudación automática de la tasa municipal aplicado sólo para los consumidores regulados.**



# Resumen

- El público está mejor (cobertura, calidad)
- El mercado no funciona.
- Distorsiones (Transición, Tasa Municipal)
- Señales de corto plazo (sube costo país)
- No se han hecho líneas de transmisión
- Falta de transparencia
- Plantas renovables han disminuido

# **ETAPA II**

**Liberalización del sub. Sector  
Eléctrico**

# Revisión del rol del regulador

- Cambio de enfoque eminentemente técnico (calidad de servicio) a enfoque global de mercado.
- Hay que regular para desregular. Debemos ser desreguladores.

# Mejorar la capacidad del regulador

- **Nueva plataforma orientada a mercado**  
**Refuerzos en:**
  - **Economía**
  - **Finanzas**
  - **Riesgo de país**
  - **Administración de mercado**
  - **Administrador del Mercado Mayorista**

# Marcos regulatorios

- Evolución constante:
  - Tecnología
  - Prácticas de las industrias
  - Políticas nacionales
  - Políticas ambientales
- Los principios de libre mercado no son negociables

# Decisión

- Defender y mantener intacta la Ley General de Electricidad
- Hacer cambios a los reglamentos para que el mercado sea una realidad y los beneficios lleguen a la población.
- Cero privilegios.

# Plan de acción

- Enfrentar la crisis de precios y eliminar distorsiones
- Ordenar el mercado. Hacer cambios menores a los reglamentos.
- Bajar el costo del país
  - a) Licitaciones generación largo plazo
  - b) Plan de Transmisión

# Crisis de precios y distorsiones

- Rebajar contratos anteriores a la ley (Costos de transición).
- Distribuir los sobre-costos de estos contratos entre todo el sistema.
- Programa especial para PYME's
  - Redimensionar potencia contratada
  - Convertir la penalización por bajo factor de potencia en equipos para eliminarla.



## Contratos Existentes de EEGSA

Empresa	Fecha	Plazo	Finaliza	Capacidad (MW)	No Zafra (MW)	Cargo por Energía	Cargo por Capacidad
Tampa	14-Sep-95	20 años	14-Sep-15	78	78	0.033 \$/kW-mes (*)	19.40 \$/kW-mes
San José	11-Nov-96	20 años	18-Ene-18	120	120	0.035625 \$/kWh	22.15 \$/kW-mes
Enron (PQP)	13-Ene-92	20 años	13-Ene-12	110	110	0.06673 \$/kWh	21.57 \$/kW-mes
Ingenio Madre Tierra	01-Mar-97	20 años	01-Mar-17	20	16.5	0.06466 \$/kWh	19.70 \$/kW-mes
Ingenio La Unión	28-Abr-94	20 años	28-Abr-14	30	23.1	0.06466 \$/kWh	19.70 \$/kW-mes
Ingenio Concepción	28-Abr-94	20 años	28-Abr-14	25	22	0.06466 \$/kWh	19.70 \$/kW-mes
Ingenio Pantaleón	28-Abr-94	20 años	28-Abr-14	35	27.5	0.06466 \$/kWh	19.70 \$/kW-mes
Ingenio Magdalena	28-Abr-94	20 años	28-Abr-14	15.4	12.1	0.06466 \$/kWh	19.70 \$/kW-mes
Ingenio Santa Ana	28-Abr-94	20 años	28-Abr-14	35	27.5	0.06466 \$/kWh	19.70 \$/kW-mes
TOTAL				468.4	436.7		

Nota: Capacidad de los ingenios es en el periodo de zafra

(\*): No incluye el costo de combustible que es por cuenta de EEGSA

## Contratos Existentes del INDE

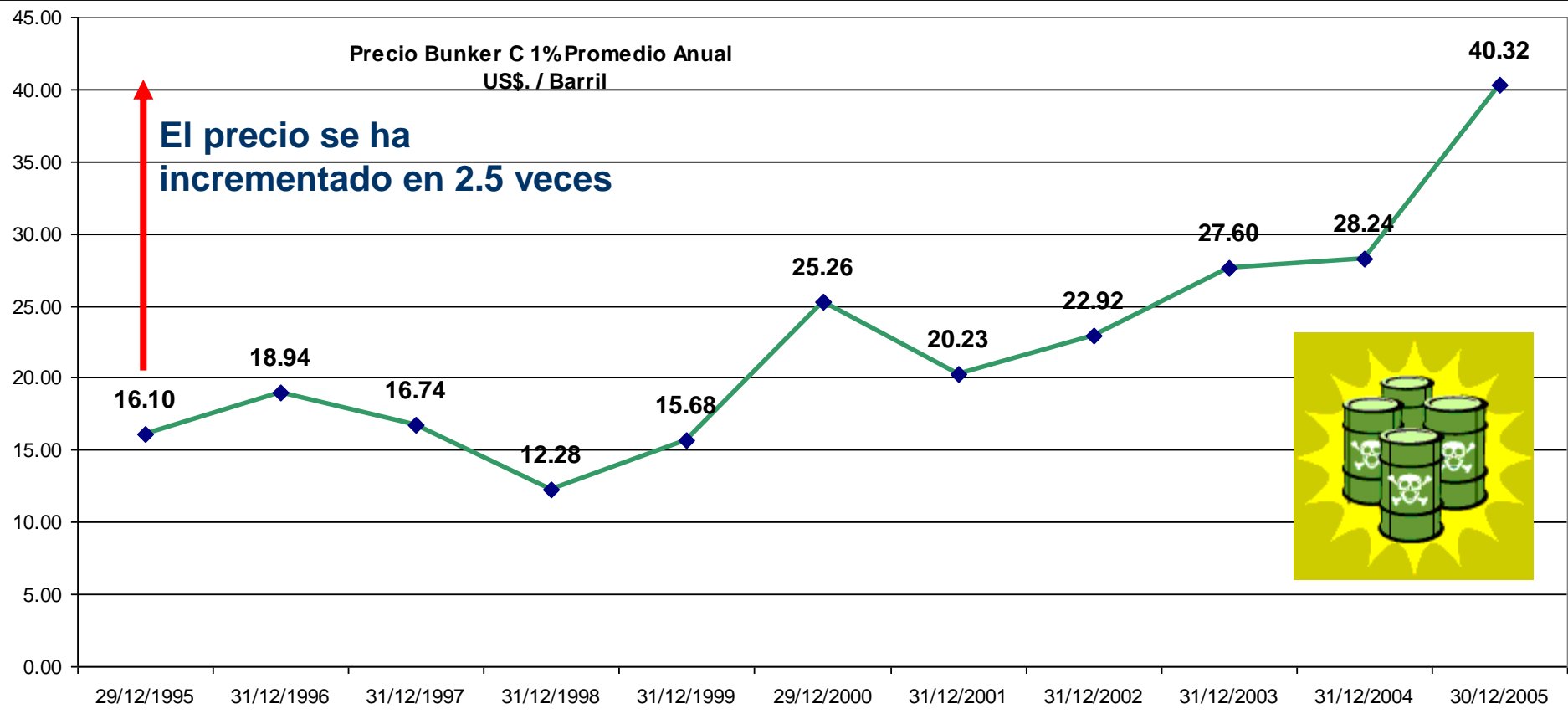
Empresa	FIE (*)	Plazo	Finaliza	Capacidad (MW)	Cargo por Energía	Cargo por Capacidad
Intecsa	14-Jul-97	15 años	14-Jul-12	8	0.104\$/kWh	17.25 \$/kW-mes
Hidroelectrica Secacao	14-Feb-02	17 años	14-Feb-19	15.5	0.072\$/kWh	
Fabrigas, S.A. (Rio Bobos)	28-May-95	15 años	27-May-10	10	0.0565 \$/kWh	20.61 \$/kW-mes
Pasabien (Rio Hondo)	01-Jul-00	15 años	30-Jun-15	10	0.0722 \$/kWh	
Tecnoguat (San Isidro Matanzas)	29-Jun-02	15 años	29-Oct-19	10	0.069\$/kWh	
Orzunil	01-Oct-99	20 años	30-Sep-19	24	0.004\$/kWh	34.1874 \$/kW-mes
<b>Total</b>				<b>77.5</b>		

# Crisis de precios y distorsiones

## Precios de combustible

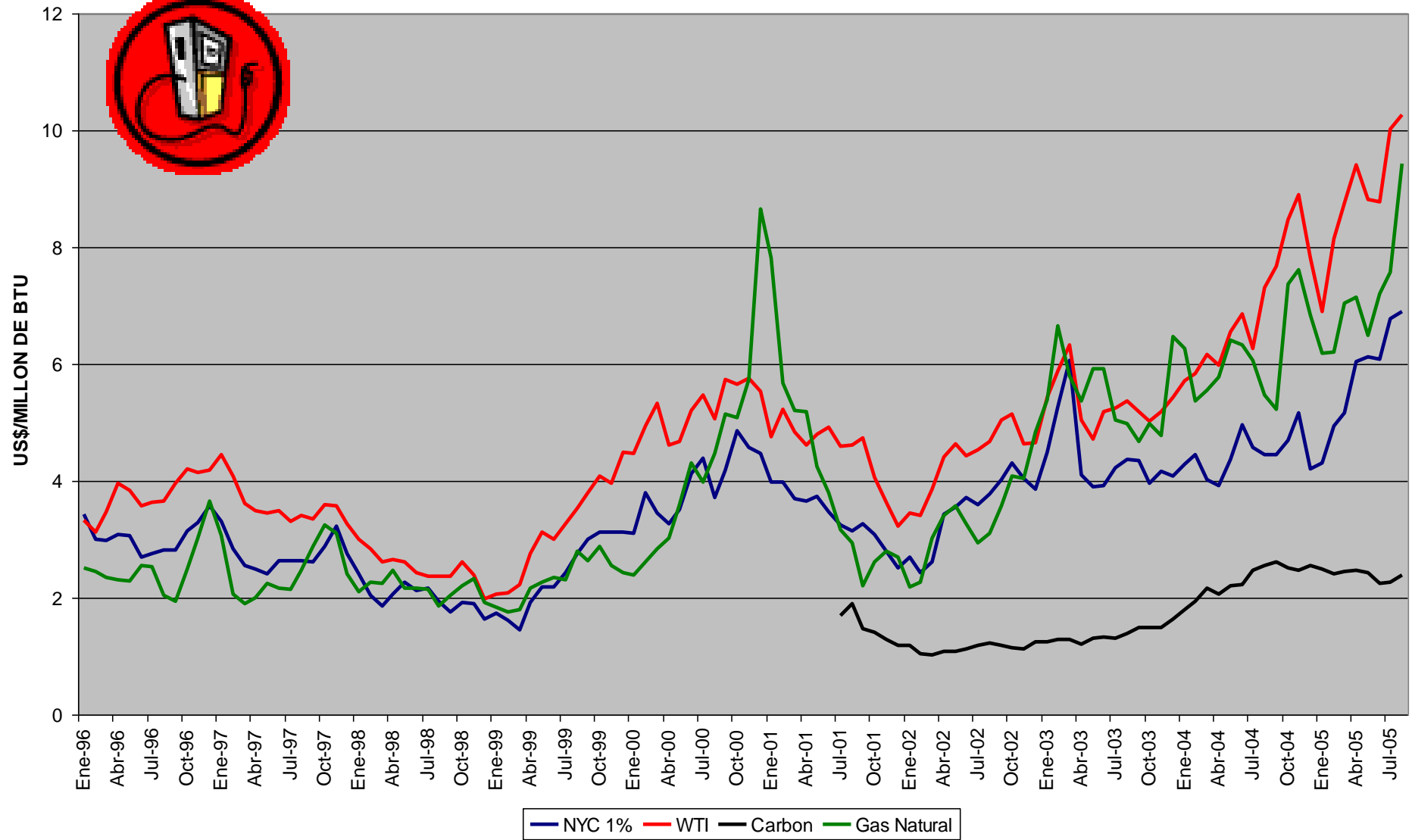
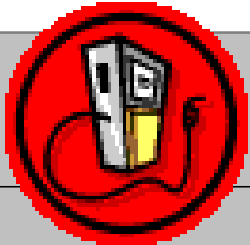
- Noviembre 2004
  - Bunker **24.50 \$/BBL**
  - Petróleo **40.71. \$/BBL**
- Noviembre 2005
  - Bunker **46.77 \$/BBL**
  - Petróleo **57.5 \$/BBL**
- Mayo 2006
  - Bunker **53.03 \$/BBL**
  - Petróleo **74.57 \$/BBL**

# Precio promedio del año del bunker c 1% período 1995 - 2005



# Carbón-bunker-wti-gas natural tendencias

(Datos en \$ por 1 millón de BTU)



## Rebaja de Contratos - EN06

- Ingenios \$9 millones al año
- PQP \$8 millones al año
- TECO \$8 millones al año
- Total \$25 millones al año

# Rebaja de Contratos – EN06

## Otros beneficios

- Tarifas quedan cubiertas ante futuras alzas de combustibles
- PQP devuelve operación financiera (Beneficios de futura generación barata)

# Distribución de costos

- Acuerdo Gubernativo 657-2005 (08DC05)
- Resolución CNEE 180-2005 (29DC05)
- Se Reparten los costos diferenciales de potencia y energía de los contratos existentes de EEGSA entre todos los agentes consumidores.



# Distribución de costos

- Resolución CNEE 156-2005 (17NV05)
- Resolución CNEE 170-2005 (08DC05)
- Se reparten los costos de generación forzada de los contratos existentes de EEGSA entre todos los agentes consumidores.

# Distribución de costos - Efectos

- Tarifa EEGSA No social -33%
- Tarifa UF No social +10%
- Tarifa social (INDE) +10%
- Grandes usuarios +10%
- Exportaciones +10%

# Nivelación de precios - Resultados

## Factores incluidos

- Alza del petróleo
- Rebaja de contratos
- Distribución de costos

# Crisis de precios y distorsiones

## Nivelación de Precios - Resultados

<b>Mercado de Tarifa Social</b>	<b>Mercado Regulado EEGSA</b>	<b>Mercado Libre</b>	<b>Mercado de Exportaciones</b>
<b>Antes</b> <b>\$0.09</b>	<b>Antes</b> <b>\$0.18</b>	<b>Antes</b> <b>\$0.10</b>	<b>Antes</b> <b>\$0.064</b>
<b>Ahora</b> <b>\$0.15</b>	<b>Ahora</b> <b>\$0.18</b>	<b>Ahora</b> <b>\$0.14</b>	<b>Ahora</b> <b>\$0.11</b>
<b>Precios por kWh</b>			

PYME's rebajas sustanciales.

# Crisis de precios y distorsiones

## Nivelación de Precios - Resultados

### Resumen

- La tarifa no social de la EEGSA se mantuvo igual durante dos años y medio a pesar de que el petróleo subió al doble.
- Se eliminaron distorsiones.

# Crisis de precios y distorsiones

## Tasa Municipal

- Asesoría a 332 municipalidades
- Certeza jurídica
- Cobrar tanto a clientes libres como regulados
- Una sola tasa para todo el país
- Socializar el cobro: por consumo, no por contador

# Crisis de precios y distorsiones

## Transmisión- Primeras acciones

- Integrar líneas pendientes al sistema principal
- Incentivar los precios

# INSTALACIONES DEL SISTEMA PRINCIPAL ESTABLECIDAS EN LA RESOLUCION CNEE 126-2005

Los Esclavos	Progreso (Jutiapa)	69	ETCEE
Riío Grande	Zacapa	69	ETCEE
Zacapa	Panaluya	69	ETCEE
Panaluya	Santa Cruz	69	
Santa Cruz	Teculután	69	
Teculután	El Rancho	69	
El Rancho	Sanarate	69	ETCEE
Sanarate	Guate Norte	69	ETCEE
Guate Sur	Chimaltenango	69	ETCEE
Chimaltenango	Patzún	69	ETCEE
Patzún	Sololá	69	
Sololá	La Esperanza	69	ETCEE
La Esperanza	Orzunil	69	ETCEE
Orzunil	Santa María	69	
Santa María	Los Brillantes	69	ETCEE
Los Brillantes	La Cruz	69	ETCEE
La Cruz	Mazatenango	69	
Mazatenango	Cocales	69	ETCEE
Cocales	Solola	69	ETCEE
Cocales	Pantaleón	69	ETCEE
Pantaleón	El Jocote	69	ETCEE
El Jocote	Escuintla 1	69	



# ETCCE: EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA DEL INDE

## SUBESTACIONES QUE PERTENECEN AL SISTEMA PRINCIPAL SEGÚN RESOLUCION CNEE 126-2005

NOMBRE	RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN ( kV)	PROPIEDAD
Esperanza	230/69	ETCEE
Riό Grande	138/69	ETCEE
Guate Norte	230/69	ETCEE
Guate Sur	230/69	ETCEE
Guate Sur	138/69	ETCEE
Escuintla	230/69	ETCEE
Escuintla	230/138	ETCEE
Los Brillantes	230/69	ETCEE
Progreso	138/69	ETCEE

# Ordenar el mercado

## Cambios a reglamentos

- Generación
- Transporte
- Transparencia
- Medio ambiente

# Ordenar el mercado

## Cambios a reglamentos

### Generación

- Oferta firme eficiente: reconocer y estimular la confiabilidad de las plantas y su eficiencia.
- Señales de largo plazo a la inversión.

# Ordenar el mercado

## Cambios a reglamentos

### Transporte

- Centralizar la decisión de hacer líneas pagadas por el sistema
- Acercar líneas a la oferta (recursos hídricos, puertos) y a la demanda
- Minimizar sistema secundario
- Peaje único con etiqueta

# Ordenar el mercado

## Cambios a reglamentos

### Transparencia

- Libre información del funcionamiento del mercado
- Libre información de las transacciones del mercado
- Licitaciones públicas transparentes (sin subjetividad, sin legalismos)

# Ordenar el mercado

## Cambios a reglamentos

### Transparencia – INDE

- Ofertar energía a precios de mercado
- Otorgar subsidios en forma transparente

# Ordenar el mercado

## Cambios a reglamentos

### Medio ambiente

- Acercar red de transmisión a fuentes de recursos hídricos.
- Generación distribuida (acceso obligatorio de plantas pequeñas a líneas de distribución).
- Se abre la puerta a energías exóticas: eólica, solar, etc.

# Bajar el costo de país

## Licitaciones de generación

- Aglomerar demanda regulada
- Contratar a largo plazo con bloques de crecimiento
- Flexibilidad en la contratación



# Bajar el costo de país

## Plan de transmisión

- Plan de expansión
- Etapa de emergencia
- Revisión bi anual
- Participación de los agentes del mercado

# Bajar el costo de país

## Plan de transmisión

- Interconexión a México (PPP - Plan Puebla Panamá).
- Interconexión a Centroamérica (SIEPAC).
- Continuación del PER

## Conceptos

- Centralizar decisión de hacer líneas
- Líneas construidas y operadas por privados
- Precio de mercado
- Maximizar sistema principal y minimizar líneas secundarias
- Peaje único con etiqueta

## Conceptos

- Déficit de líneas de transmisión
- Congestionamientos
- Falta de seguridad en el sistema (redundancias)
- Líneas lejos de los recursos hídricos
- Puerto del sur con congestionamientos y puerto del norte
- con escasa capacidad

# Resumen Proyectos de Transmisión y Subtransmisión en proceso (Con Financiamiento)

## Proyectos de Transmisión en Proceso

Concepto	No. De Proyectos	Longitud (km) o Capacidad (MVA)	Costo (US\$)
Líneas de transmisión 400 kV	1	71	20,663,200.00
Líneas de transmisión 230 kV	7	608	68,187,913.84
Líneas de transmisión 138 kV	3	129	5,083,500.00
<b>Subtotal Líneas</b>	<b>11</b>	<b>807</b>	<b>93,934,613.84</b>
Subestaciones de Transformación (subtotal)	6	860	22,842,626.28
<b>Total</b>	<b>17</b>		<b>116,777,240.12</b>

## Proyectos de Subtransmisión en Proceso

Concepto	No. De Proyectos	Longitud (km) o Capacidad (MVA)	Costo (US\$)
Líneas de transmisión 69 kV (Subtotal)	7	395	44,785,792.56
Subestaciones de Transformación (Subtotal)	5	76	3,052,979.60
<b>Total</b>	<b>12</b>		<b>47,838,772.16</b>

## Total Proyectos en Proceso

Concepto	No. De Proyectos	Longitud (km) o Capacidad (MVA)	Costo (US\$)
<b>Subtotal Líneas</b>	<b>18</b>	<b>1202</b>	<b>138,720,406.40</b>
<b>Subtotal Subestaciones</b>	<b>11</b>	<b>936</b>	<b>25,895,605.88</b>
<b>Total</b>	<b>29</b>		<b>164,616,012.28</b>

# Resumen de Proyectos de Transmisión y Subtransmisión

## Proyectos de Transmisión Pertencientes al Plan

Concepto	No. De Proyectos	Longitud (km) o Capacidad (MVA)	Costo (US\$)
Líneas de transmisión 230 kV	8	347	54,352,487.80
Líneas de transmisión 138 kV	1	31	1,278,800.00
<b>Subtotal Líneas</b>	<b>9</b>	<b>377</b>	<b>55,631,287.80</b>
Subestaciones de Transformación	8	1065	36,951,240.00
Subestaciones de Maniobra	1	0	5,056,700.00
<b>Subtotal Subestaciones</b>	<b>9</b>	<b>1065</b>	<b>42,007,940.00</b>
<b>Total</b>	<b>18</b>		<b>97,639,227.80</b>

## Proyectos de Subtransmisión Pertencientes al Plan

Concepto	No. De Proyectos	Longitud (km) o Capacidad (MVA)	Costo (US\$)
Líneas de Subtransmisión 138 kV	1	15	1,625,000.00
Líneas de Subtransmisión 69 kV	30	435	51,574,906.18
Reconductorado de líneas de Subtransmisión	13	153	14,297,649.48
Interruptores de línea	7	0	5,600,000.00
<b>Subtotal Líneas</b>	<b>51</b>	<b>603</b>	<b>73,097,555.66</b>
Subestaciones de Transformación	18	263	17,458,013.83
Subestaciones de Maniobras	2	0	2,036,754.20
Ampliación a Subestaciones	19	49	3,542,703.84
Equipos de Compensación	12	0	784,033.12
<b>Subtotal Subestaciones</b>	<b>39</b>	<b>312</b>	<b>23,821,504.99</b>
<b>Total</b>	<b>90</b>		<b>96,919,060.65</b>

# Costo Total de la Ampliación del Sistema de Transmisión (En proceso + Plan)

Concepto	Inversión (VNR) (US\$)	PER (US\$)	Inversión Total (US\$)
1. PROYECTOS EN PROCESO, TRANSMISIÓN C.F.*	90,615,413.84	26,161,826.28	116,777,240.12
2. PROYECTOS EN PROCESO, SUBTRANSMISIÓN C.F.	832,080.00	47,006,692.16	47,838,772.16
Subtotal	<b>91,447,493.84</b>	<b>73,168,518.44</b>	<b>164,616,012.28</b>
3. PROYECTOS DEL PLAN, TRANSMISIÓN S.F.	97,639,227.80		97,639,227.80
4. PROYECTOS DEL PLAN, SUBTRANSMISIÓN S.F.	96,919,060.65		96,919,060.65
Subtotal	<b>194,558,288.45</b>		<b>194,558,288.45</b>
<b>TOTAL POR AMPLIACIÓN EN LA TRANSMISIÓN</b>	<b>286,005,782.29</b>	<b>73,168,518.44</b>	<b>359,174,300.73</b>

\* Incluye el costo de los Proyectos de SIEPAC (MUS\$ 40.6) e Interconexión con México (MUS\$ 29.3), Aun no se ha determinado la forma en que se remuneraran estos proyectos





# Matriz energética

- Es la mezcla de los diferentes tipos de tecnología de las plantas de generación.
- Se busca tener una proporción lo más alta posible de recursos renovables. En el caso de Guatemala, hidroeléctricas.
- No se puede tener 100% de renovables, ya que en verano y en épocas cíclicas de sequía se necesita generación térmica.

# Matriz energética

- En 1996 teníamos 43% de energía hidráulica
- En 2006 bajamos a 33% de energía hidráulica
- Desarrollando nuestro parque hídrico con mucho esfuerzo volver a 43% tomaría entre 25 y 30 años

# Matriz energética

- La única forma de hacer impacto en el desarrollo de nuestro parque hídrico en el menor tiempo posible es realizar el proyecto binacional del río Usumacinta.
- Para darle viabilidad, debe hacerse en un proyecto conjunto gobierno de México, gobierno de Guatemala y capital privado.

# Proyecto río Usumacinta

- Cuatro presas de baja altura
- Embalses limitados por paredes del cauce
- Efecto mínimo sobre comportamiento del río
- Integración de sitios arqueológicos al corredor turístico denominado Mundo Maya
- Desarrollo de turismo ecológico
- Criterios de sustentabilidad necesarios

# Proyecto río Usumacinta

● Yaxchilán	600 MW
● Isla el Cayo	550 MW
● El Porvenir	550 MW
● La Línea	400 MW
● Total	2100 MW
● Demanda máxima Guatemala	1270 MW

# Requisitos de un mercado

- Oferta y demanda
- Canales de distribución
- Libre acceso
- Publicación de precios
- Reglas claras y estables
- Hacer cumplir la ley - Regulador

# Infraestructura

- En todos los seminarios oímos de los mismos problemas: cómo incentivar la generación y la transmisión al mejor precio posible.
- La única forma de hacer frente a las necesidades crecientes de infraestructura es con una combinación de mercados abiertos, inversión privada y una regulación estricta pero equilibrada.

# La energía es un prerrequisito importante para el desarrollo

- La electricidad es una de las formas más versátiles de energía.
- Aunque no es un fin en sí mismo, aumentar el acceso a electricidad tiene un gran potencial en estimular el desarrollo socioeconómico.
- La economía de Guatemala comenzó a crecer a un ritmo muy rápido.
- Podemos frenar o potenciar este crecimiento.



# Información complementaria

- Situación actual del sistema de generación
- Licitaciones de nueva generación
- Plan de expansión de la transmisión
- Datos del mercado eléctrico de Guatemala

# SITUACION ACTUAL DEL SISTEMA DE GENERACION

*MARZO,  
2007*

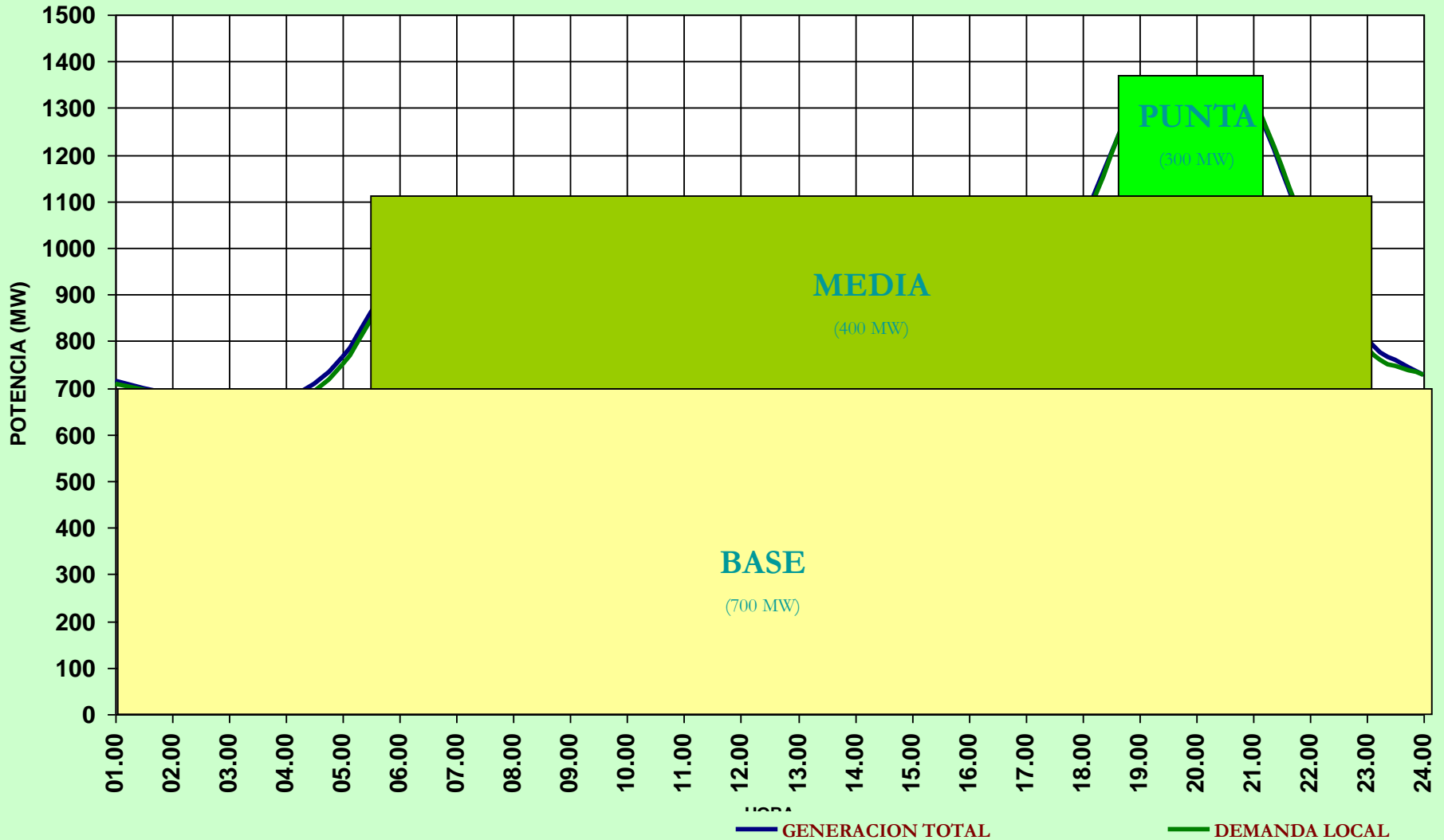
## PUNTOS:

1. Situación Actual del Sistema de Generación (SNI)
2. Costos por Tecnología de Generación
3. Evolución de la Demanda de Energía
4. Evolución del Precio Spot
5. Costo de Oportunidad del Agua
6. Costos Marginales por Bloque Horario
7. Vencimiento de contratos (PQP y DUKE)
8. Conclusiones

# 1. SITUACION SISTEMA DE GENERACION

- Para el período Mayo 2006 – Abril 2007 se estima que la demanda de potencia alcanzará los 1,371 MW, y la demanda de energía proyectada es de 7,309.5 GWh (*Programación LP-AMM*).

**CURVA DE CARGA Y GENERACIÓN MM 15/03/07**



- Cuantificando lo anterior, tenemos que:

BLOQUE	POTENCIA <i>MW</i>	HORAS USO	ENERGIA <i>GWb</i>	ESTRUCTURA	FACTOR DE PLANTA
BASE	700	24	5,040	68.3%	82.2%
MEDIA	400	18	2,160	29.3%	61.6%
PUNTA	300	2	180	2.4%	6.8%
<b>TOTAL</b>	<b>1,400</b>		<b>7,380</b>	<b>100.0%</b>	
<b>FACTOR DE CARGA S.N.I.</b>			<b>60.2%</b>		

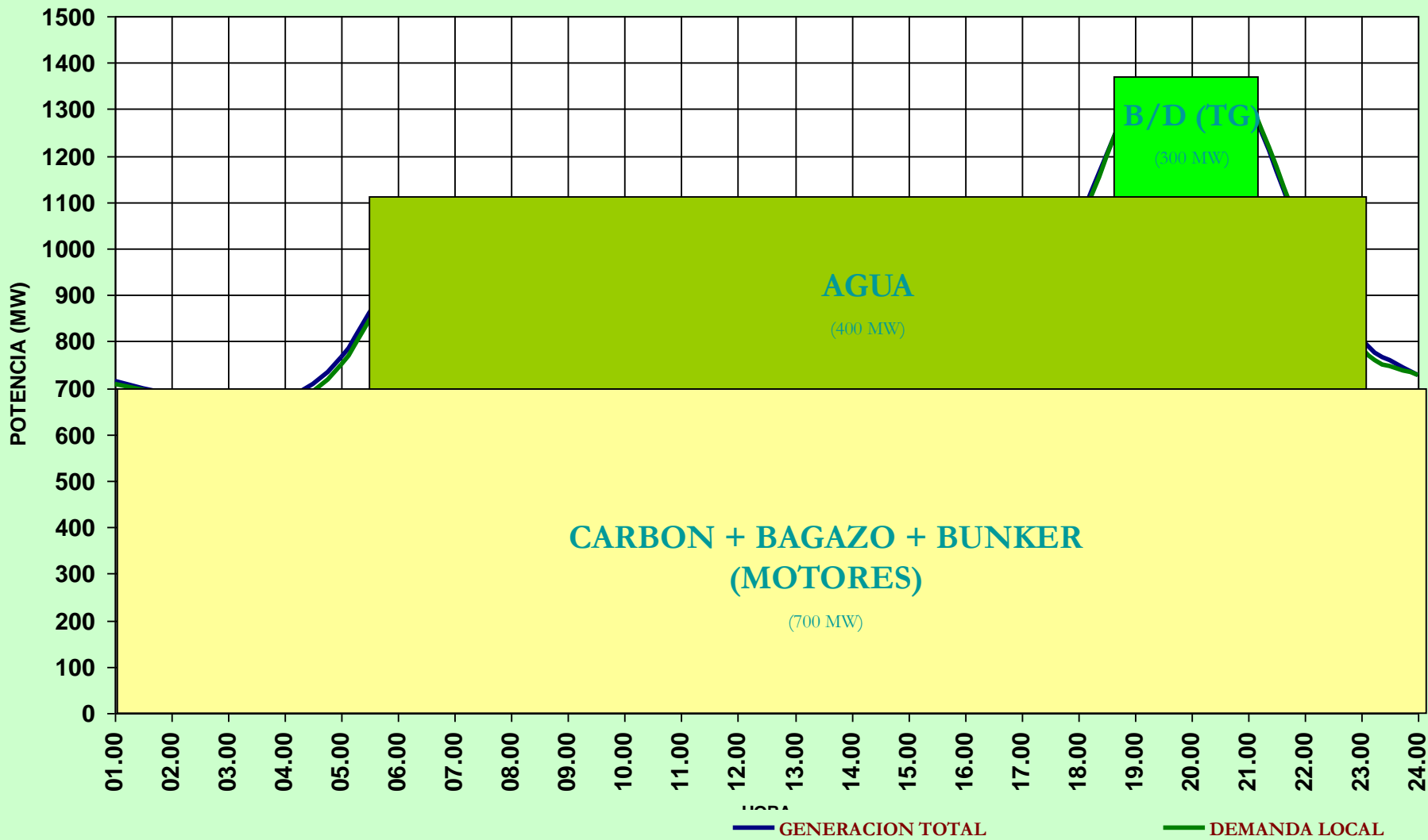
- Analizándolo, desde el punto de vista del tipo de combustible/tecnología usada para generar, observamos que:

COMBUSTIBLE / TECNOLOGIA	POTENCIA <i>MW</i>	ESTRUCTURA	ENERGIA <i>GWb</i>	FACTOR DE PLANTA
CARBON	120	10%	738	70.21%
COGENERACION	160	10%	738	52.65%
AGUA	595	35%	2,583	49.56%
MOTORES (BUNKER)	500	45%	3,321	75.82%
TURBINA GAS (DIESEL)	120	0.04%	3	0.28%
<b>TOTAL</b>	<b>1,495</b>		<b>7,383</b>	

- Esto significa, que:

BLOQUE	COMBUSTIBLE/TECNOLOGIA	POTENCIA <i>MW</i>
BASE	CARBON + BAGAZO + MOTORES (BUNKER)	780
MEDIA	AGUA	595
PUNTA	TURBINA GAS (DIESEL)	120
<b>TOTAL</b>		<b>1,495</b>

# CURVA DE CARGA Y GENERACIÓN MM 15/03/07



GENERACION TOTAL

DEMANDA LOCAL

## 2. VENCIMIENTO DE CONTRATOS:

- Las demandas reguladas fuera de Tarifa Social tienen por vencerse próximamente los contratos de DUKE y PQP, los que juntos, representan 276.5 MW.

CONTRATO	AÑO DE VENCIMIENTO	POTENCIA CONTRATADA <i>MW</i>
DUKE*	15/Oct/2009	166.5
PQP	16/Feb/2013	110.0
<b>TOTAL</b>		<b>276.5</b>

*\* Puede prorrogarse 1 año más bajo las mismas condiciones*

- El próximo año (30-Abr-08) vencen los contratos de suministro de la Tarifa Social, actualmente abastecida por el INDE, que representan 416.5 MW

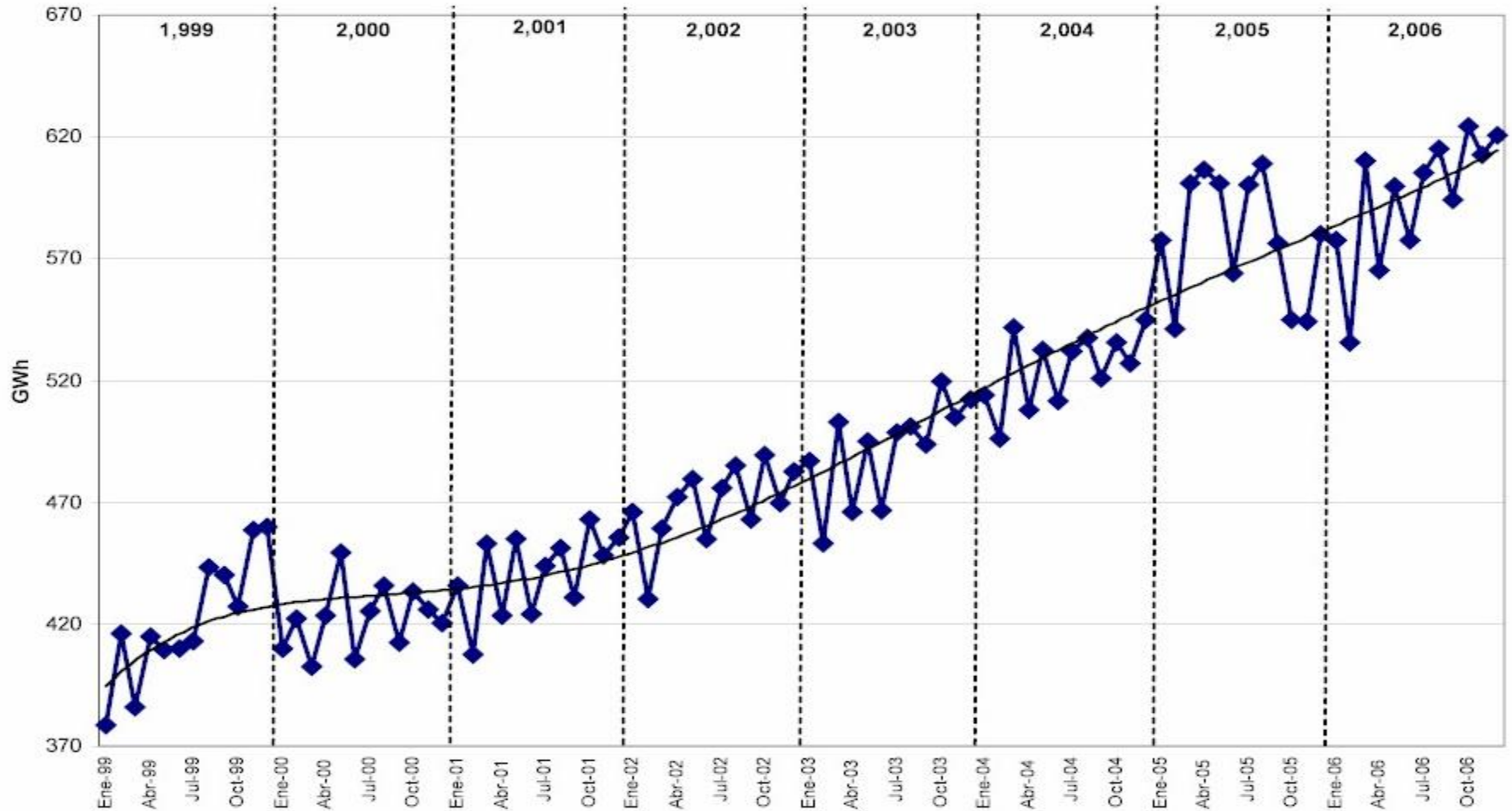
DEMANDA TARIFA SOCIAL	
DISTRIBUIDORA	POTENCIA* <i>MW</i>
EEGSA	143.71
DEOCSA	163.62
DEORSA	109.16
<b>TOTAL</b>	<b>416.48</b>

*\*NO INCLUYE CAD*

### 3. EVOLUCION DE LA DEMANDA

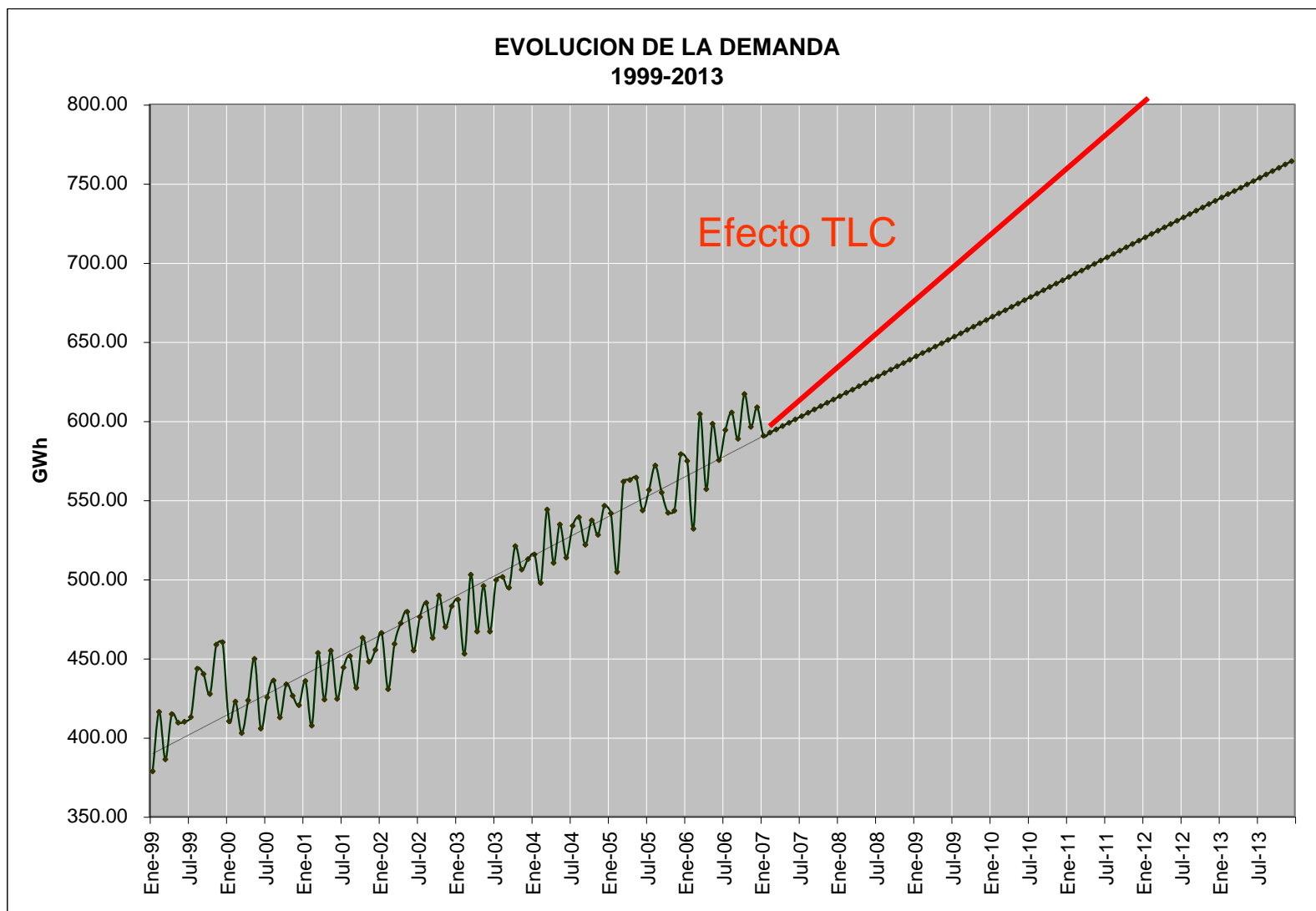
- La Demanda de Energía ha tenido un crecimiento anual del 6%

EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA 1999-2006



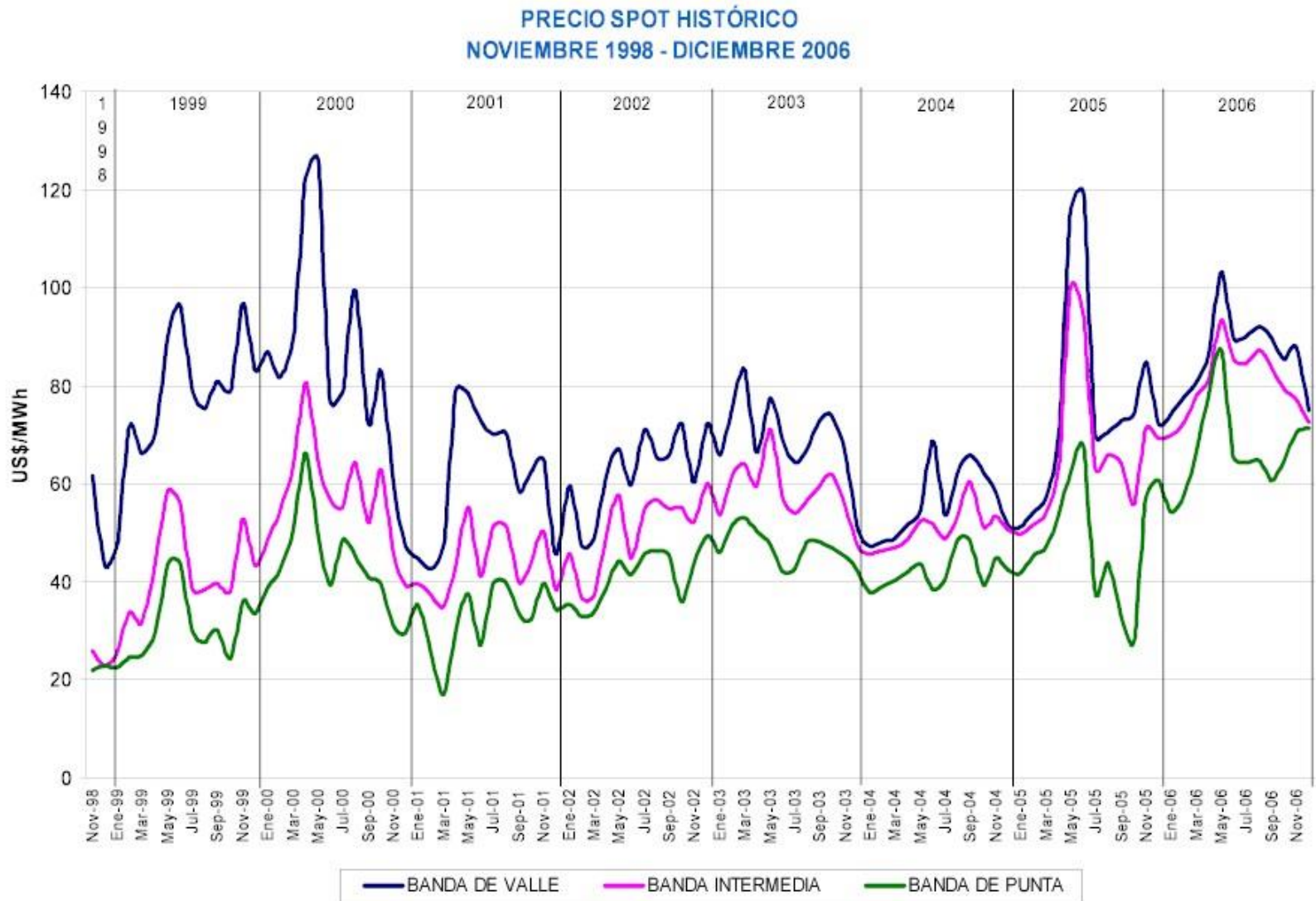


Es evidente que la demanda de energía tiene una tendencia positiva, la cual, se verá acentuada con el TLC:

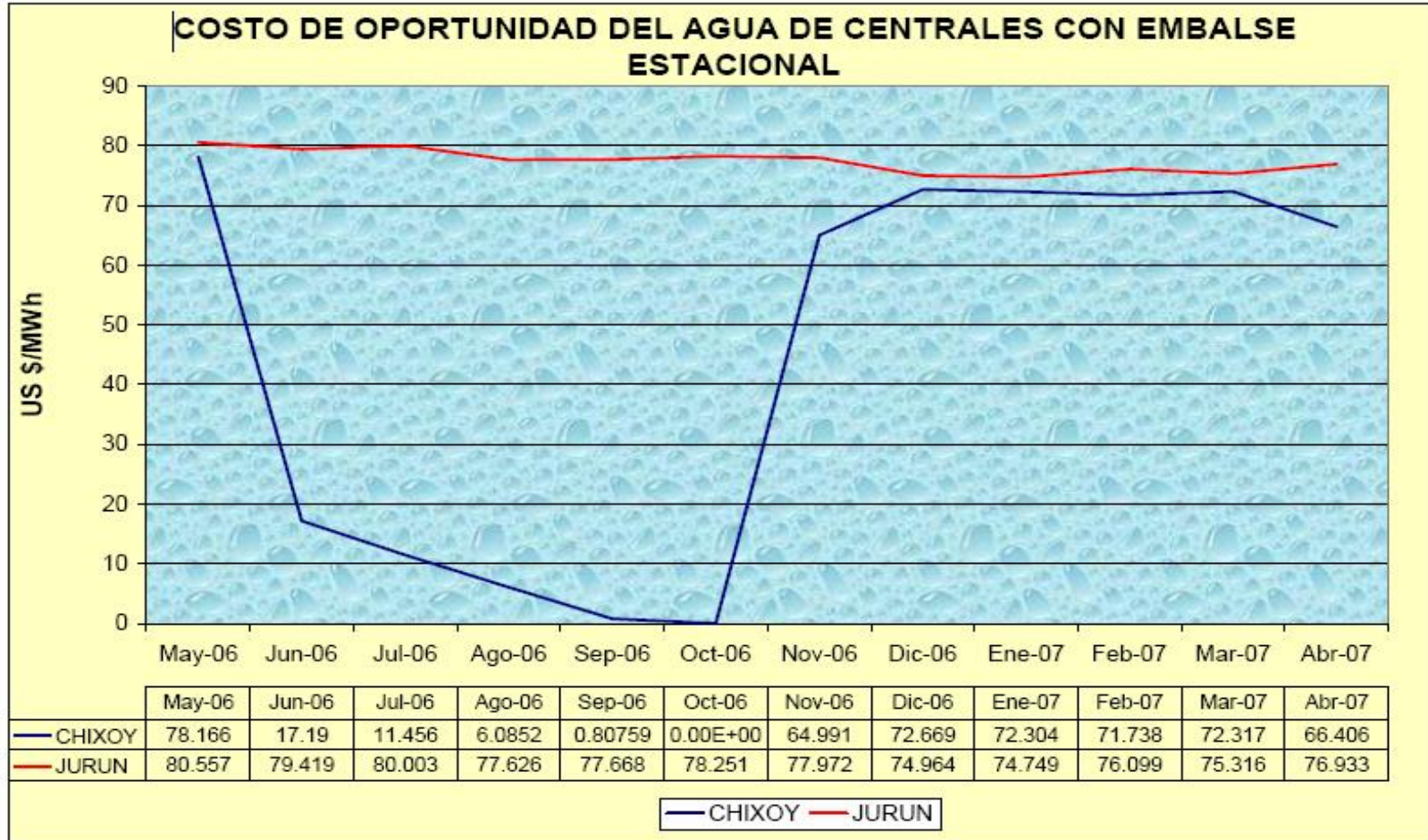


# 4. EVOLUCION DEL PRECIO SPOT

- Del 2004 al 2006, el precio spot promedio paso de 50 US\$/MWh a 75 US\$/MWh:

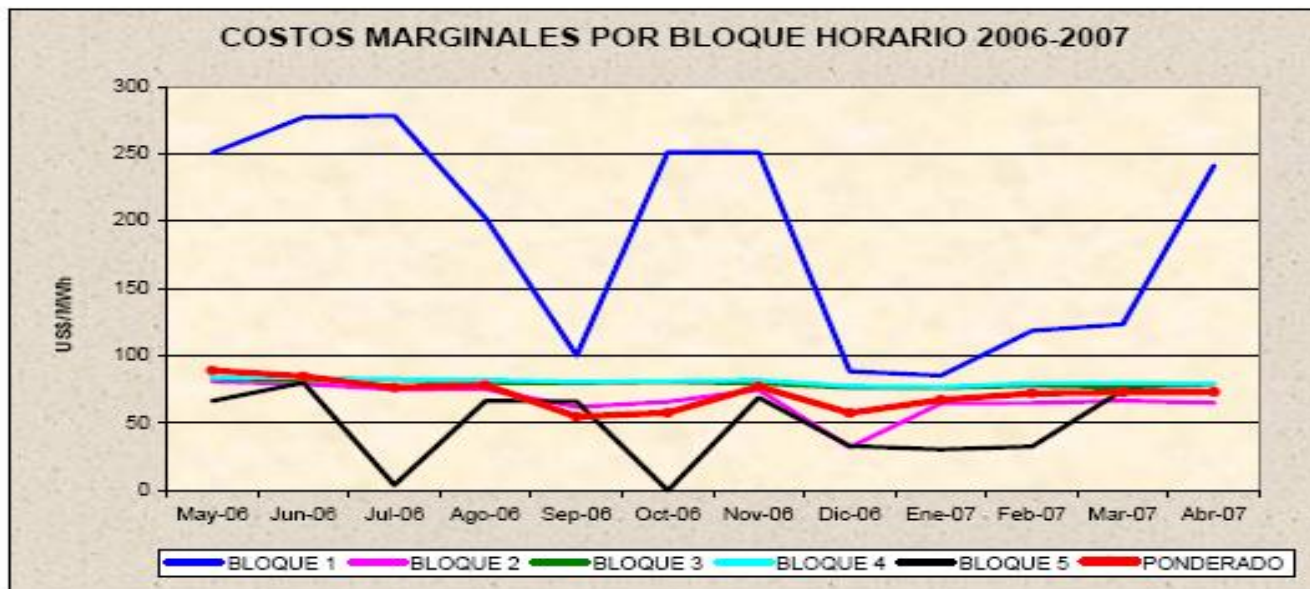


## 5. COSTO DE OPORTUNIDAD DEL AGUA



- El costo cero del agua, solo se da durante 5 horas al año, y con las modificaciones reglamentarias el costo mínimo del agua es igual al costo de O&M, ya no puede ser cero.

## 6. COSTOS MARGINALES POR BLOQUE HORARIO



BLOQUE 1:	DEMANDA PICO ENTRE SEMANA (1 HORA POR DÍA)
BLOQUE 2:	DEMANDA MÍNIMA DE MARTES A DOMINGO Y MEDIA DOMINGO
BLOQUE 3:	DEMANDA MEDIA DE LUNES A SÁBADO
BLOQUE 4:	DEMANDA POST-PICO LUNES A VIERNES Y PICO FIN DE SEMANA
BLOQUE 5:	DEMANDA MÍNIMA LUNES

**Costo Marginal por bloque horario US\$/MWh**

	BLOQUE 1	BLOQUE 2	BLOQUE 3	BLOQUE 4	BLOQUE 5	PONDERADO
May-06	250.87	80.95	82.99	83.79	66.41	89.08
Jun-06	276.97	79.19	81.72	84.17	80.03	84.798
Jul-06	278.24	75.06	82.34	82.62	4.00	76.316
Ago-06	202.33	75.27	79.75	82.15	66.56	78.275
Sep-06	100.16	62.11	79.83	80.93	66.18	54.873
Oct-06	251.36	65.86	80.59	81.43	0.00	57.653
Nov-06	251.28	74.86	79.59	82.13	69.08	77.118
Dic-06	88.40	32.04	76.31	77.78	32.97	57.504
Ene-07	85.27	64.75	76.24	77.22	30.52	67.218
Feb-07	118.54	64.86	77.80	79.77	32.59	72.184
Mar-07	123.54	66.78	76.89	79.81	74.39	72.968
Abr-07	241.38	65.07	78.92	79.56	73.64	73.012

# 7. COSTOS POR TECNOLOGIA DE GENERACION

## COSTOS POR TECNOLOGIA DE GENERACION

TECNOLOGIA	FACTOR DE CAPACIDAD	CAPITAL (PROMEDIO) US\$/KW	MONOMICO			TOTAL Cent US\$/kWh
			CAPITAL /* Cent US\$/kWh	O&M Cent US\$/kWh	COMBUSTIBLE /** Cent US\$/kWh	
MOTORES RECIPROCANTES (BUNKER)	90%	800	1.63	0.47	8.21	<b>10.31</b>
PEPCO (COQUE DE PETROLEO)	70%	1,500	3.92	0.47	1.20	<b>5.59</b>
CARBON	85%	1,500	3.23	0.47	3.00	<b>6.70</b>
GASIFICACIÓN INTEGRADA CON CICLO COMBINADO (IGCC)	70%	1,800	4.70	0.60	1.10	<b>6.40</b>
HIDROELECTRICA	61%	2,000	6.00	0.70	-	<b>6.70</b>
GEOTERMICA	80%	2,000	4.57	1.00	-	<b>5.57</b>
EOLICA	25%	1,200	8.78	1.20	-	<b>9.98</b>
SOLAR TERMICA	30%	3,000	18.30	1.90	-	<b>20.20</b>

*Fuente: Cálculos propios, con base a información de 2003 Lockwood Greene consulting study: What's next for the Electric Power Industry? By Yorgos Papatheodorou, Energy Information Administration, Annual Energy Outlook 2006, y BP Statistical Review 2006*

*/\* Para un período de repago de 15 años, a una tasa de descuento del 15% anual*

*/\* Con precios de referencia de combustibles actuales 2006.*



## 8. CONCLUSIONES

- De lo anterior se hace evidente que es urgente:
  - ✓ Dar las señales (PPA) para incentivar la instalación y puesta en operación de más centrales y unidades generadoras que complementen el parque generador actual, de manera que se cuente con márgenes de generación que permitan el cubrimiento de la demanda en todo momento ante las condiciones de indisponibilidades (programadas y forzadas).
  - ✓ Cambiar nuestra matriz energética, atrayendo plantas base más eficientes que los motores reciprocantes, que tienen costos variables altos, por su dependencia del petróleo.

# LICITACIONES DE NUEVA GENERACION

*(ACUERDOS GUBERNATIVOS No.68-2007 Y 69-2007)*



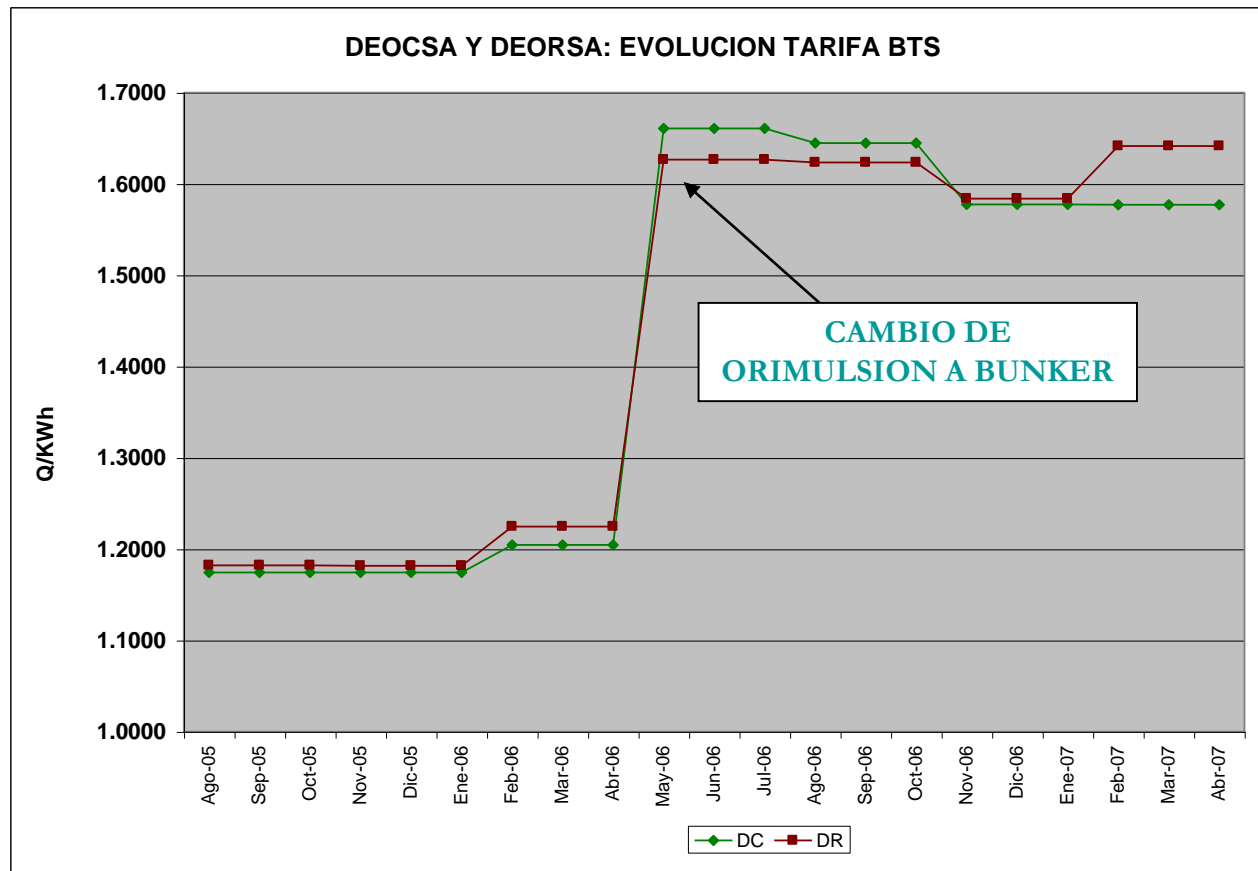
# PUNTOS:

1. PERDIDA DE UNA CENTRAL DE BASE
2. MODIFICACIONES REGLAMENTARIAS
3. OPCIONES TECNOLOGICAS
4. LICITACIONES REGULADAS (CRITERIOS)
5. DEMANDAS REGULADAS



# Pérdida de una central de base

- En abril 2006, el SNI perdió una planta con costos de una central de base, 150 MW y alrededor de 91GWh-mes. La pérdida de esta central como base, obedece a que los precios de energía del contrato eran los mas bajos del sistema, ya que se basaban en tecnología de Orimulsión, sin embargo actualmente dicha planta genera con bunker, por lo que esta planta paso de costos de 0.0275 US\$/MWh y 17.25 US\$/kW que tenia en el contrato con EEGSA, a precios de 82 US\$/MWh y 8 US\$/kW de potencia con el nuevo contrato con DEOCSA y DEORSA.



- Una central de base (FP = 85%), cuyo costo de Inversión ronde los 1,500 US\$/kW (Tasa de Descuento = 15%, Período de Amortización = 15 años) podría adjudicarse a un Monómico de 6.7 Cent US\$/kWh, lo que, podría significar una **reducción de casi 0.15 Q/kWh en las tarifas actuales de DEORSA y DEOCSA** (1.64 Q/KWh y 1.58 Q/kWh,

TECNOLOGIA	FACTOR DE CAPACIDAD	CAPITAL (PROMEDIO) US\$/KW	MONOMICO			
			CAPITAL/* Cent US\$/kWh	O&M/** Cent US\$/kWh	COMBUSTIBLE /** Cent US\$/kWh	TOTAL Cent US\$/kWh
<b>TERMICA</b>	85%	1,500	3.23	0.47	3.00	<b>6.70</b>
<b>HIDROELECTRICA</b>	61%	2,000	6.00	0.70	-	<b>6.70</b>

*/\* Para un período de repago de 15 años, a una tasa de descuento del 15% anual*

*\*\* Lockwood Greene consulting study: What ´s next for the Electric Power Industry? By Yorgos Papatheodorou,*

*\*\*\* Precio Promedio de Costo de Combustible (carbón)*

- Suponiendo que se logra una oferta bajo las condiciones anteriores, se tendría un ahorro (versus costo contrato de DUKE actual) en las compras de potencia y energía de DEOCSA y DEORSA de **alrededor de 1.9 Millones de US\$/Mes**

# Modificaciones reglamentarias

*(ACUERDOS GUBERNATIVOS Nos. 68-2007 Y 69-2007)*

- **Artículo 27 del AG No.68-2007:** “Licitación para Adicionar Nueva Generación. Mientras no esté elaborado el Plan de Expansión de Generación a que se refiere el artículo 15 Bis del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, la Comisión realizará, en forma conjunta con las empresas distribuidoras, un análisis integral del estado actual de contratación de los requerimientos de suministro de potencia y energía de cada una de ellas. Si los resultados del análisis determinan la necesidad de contratación, se procederá a realizar la licitación abierta, conforme al procedimiento establecido en el artículo 65 Bis de este Reglamento. Por esta única vez, la Comisión determinará el plazo de anticipación y las bases, con que debe efectuarse la licitación abierta.”

### 3. OPCIONES TECNOLOGICAS

#### COSTOS POR TECNOLOGIA DE GENERACION

TECNOLOGIA	FACTOR DE CAPACIDAD	CAPITAL (PROMEDIO) US\$/KW	MONOMICO			
			CAPITAL /* Cent US\$/kWh	O&M Cent US\$/kWh	COMBUSTIBLE /** Cent US\$/kWh	TOTAL Cent US\$/kWh
MOTORES RECIPROCANTES (BUNKER)	90%	800	1.63	0.47	8.21	<b>10.31</b>
PEPCO (COQUE DE PETROLEO)	70%	1,500	3.92	0.47	1.20	<b>5.59</b>
CARBON	85%	1,500	3.23	0.47	3.00	<b>6.70</b>
GASIFICACIÓN INTEGRADA CON CICLO COMBINADO (IGCC)	70%	1,800	4.70	0.60	1.10	<b>6.40</b>
HIDROELECTRICA	61%	2,000	6.00	0.70	-	<b>6.70</b>
GEOTERMICA	80%	2,000	4.57	1.00	-	<b>5.57</b>
EOLICA	25%	1,200	8.78	1.20	-	<b>9.98</b>
SOLAR TERMICA	30%	3,000	18.30	1.90	-	<b>20.20</b>

*Fuente: Cálculos propios, con base a información de 2003 Lockwood Greene consulting study: What´s next for the Electric Power Industry? By Yorgos Papatheodorou, Energy Information Administration, Annual Energy Outlook 2006, y BP Statistical Review 2006*

*/\* Para un período de repago de 15 años, a una tasa de descuento del 15% anual*

*/\* Con precios de referencia de combustibles actuales 2006.*

## 4. DEMANDAS REGULADAS

### DEMANDA MAXIMA Y FACTOR DE CARGA

DIA DE DEMANDA MAXIMA HISTORICA: 14 DE NOVIEMBRE DE 2006

CONCEPTO	EEM	DEOCSA+DEORSA+EEGSA		TOTAL
		TS	TNS/*	
DMAX (MW)	86.80	373.28	217.75	677.83
FC	0.65	0.53	0.57	0.56

*/\* NO INCLUYE EEGSA TNS*

#### DETALLE TS (DEOCSA+DEORSA+EEGSA)

CONCEPTO	DEORSA	DEOCSA	EEGSA	TOTAL
DMAX (MW)	74.30	140.75	158.22	<u>373.28</u>
FC	0.55	0.47	0.57	<u>0.53</u>

#### DETALLE TNS (DEOCSA+DEORSA+EEGSA)

CONCEPTO	DEORSA	DEOCSA	EEGSA	TOTAL
DMAX (MW)	86.72	132.47	-	<u>217.75</u>
FC	0.57	0.57	-	<u>0.57</u>

# 5. LICITACIONES REGULADAS: CRITERIOS GENERALES

- **TIPO DE CONTRATO:**

- Financiero y Forward.
- El hacerlo como “opción de compra” solo le genera más riesgos al generador, que este internaliza y traslada al precio.

- **PRODUCTO**

- **PERFIL DE CARGA:** El mismo perfil para todos los oferentes: Perfil de Carga Plano.
- **PLAZO:** 10 años (má

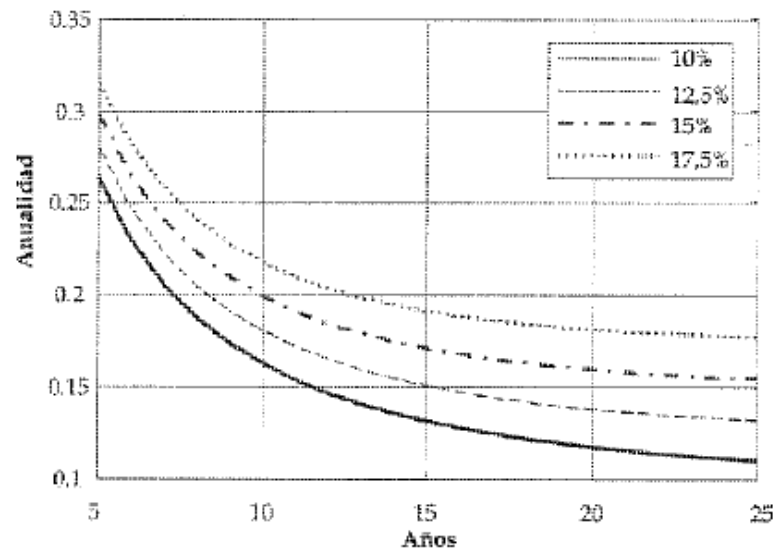


Figura 1. Anualidad en función de la tasa de descuento

- **FORMATO DE LAS OFERTAS:**

- Bloques Flexibles
- Renovables: precios monómicos
- Térmicas: precios binómicos
- Ofertas a 10 y 15 años

- **FORMULAS DE INDEXACION:**

- Indexación según combustible utilizado.
- Único índice de indexación para mismo tipo de combustible.
- Renovables no se indexan.

# Plan de expansión de la transmisión



CNEE

9 de marzo de 2006



# Agenda

- Informe final del Plan de Emergencia de la Transmisión
- Proyectos resultantes del plan
- Recursos renovables y sistema troncal de transmisión
- Propuesta de cronograma de trabajo

# Informe Final del Plan de Emergencia de la Transmisión

- Situación actual del sistema de transmisión
- Metodología utilizada
  - Primero: Creación del Grupo Técnico de la Transmisión,
  - Segundo: Plan de expansión del sistema de transporte de agentes involucrados en el sistema de Transporte
  - Tercero: Criterios de selección y premisas del sistema de transporte
  - Cuarto: Determinación de los proyectos pertenecientes al Plan de Emergencia de la Transmisión
  - Quinto: Determinación de los proyectos pertenecientes al Plan de Emergencia de la Subtransmisión
- Especificaciones Generales Y Costos Estimados
- Estudios eléctricos

# Proyectos de Transmisión en proceso (Con Financiamiento)

- Proyectos de Transmisión
  - Proyectos de Subtransmisión
- 

# Proyectos de Transmisión en proceso (Con Financiamiento)

## LÍNEAS DE 400 KV

Proyecto	Nodo de Inicio	Nodo Final	Capacidad	Longitud	Costo	Año entrada	Observaciones
Interconexión México en 400 kV	Brillantes	Frontera México		71	20,663.20	2008	Con Financiamiento
<b>Totales</b>				<b>71</b>	<b>20,663.20</b>		

## LÍNEAS DE 230 KV

Proyecto	Nodo de Inicio	Nodo Final	Capacidad	Longitud	Costo (K\$)	Año entra	Observaciones
Interconexión Honduras	Panaluya	Río Lindo		182	18,061.75	2008	SIEPAC
Guate Norte Rio Lindo	Guate Norte	Panaluya		115	11,412.65	2008	SIEPAC
Interconexión El Salvador	La Vega (Aguacapa)	Ahuachapan		112.6	11,174.47	2008	SIEPAC
Guate Sur - Guate Oeste	Guate Sur	Guate Oeste		15	3,250.80	2008	PER
Guate Oeste - Solola	Guate Oeste	Solola		65.8	10,875.20	2008	PER
Jalpatagua - Interconexión	Jalpatagua	Interconexión		2.2	2,000.40	2008	PER
Hidro Xac Bal - La Esperanza	Hidro Xac Bal	La Esperanza		115	11,412.65	2009	Ejecuta Hidro Xac Bal
<b>Totales</b>				<b>607.6</b>	<b>68,187.91</b>		

# Proyectos de Transmisión en proceso continuación (Con Financiamiento)

## LÍNEAS DE 138 KV

Proyecto	Nodo de Inicio	Nodo Final	Capacidad	Longitud	Costo (K\$)	Año entra	Observaciones
Rio Grande - Chiquimula - Zacapa - Panaluya	Rio Grande	Panaluya		70	3,537.40	2008	PER
La Esperanza - Pologua	La Esperanza	Pologua		20	676.30	2009	Con financiamiento
Pologua - Huehuetenango	Pologua	Huehuetenango		38.6	869.80	2009	Con financiamiento
<b>Totales</b>				<b>128.6</b>	<b>5,083.50</b>		

## SUBESTACIONES

Proyecto	Voltaje KV	Capacidad MVA	Costo (K\$)	Año entrada	Observaciones	
Los Brillantes 400 KV	200/230	300	8,660.40	2008	Con Financiamiento	
La Esperanza 230/138 KV	230/138	150	4,109.60	2008	Con Financiamiento	
Jalpatagua 230/138	230/138	70	1,310.90	2008	Con Financiamiento	
Huehuetenango 138/69	138/69	90	2,263.70	2008	Con Financiamiento	
Ampliacion Panaluya 230/69	230/69	150	4,067.86	2008	PER	Nuevo
Ampliacion Panaluya 138/69	138/69	100	2,430.17	2008	PER	Nuevo
<b>Totales</b>		<b>860</b>	<b>22,842.63</b>			

# Proyectos de Subtransmisión en proceso (Con Financiamiento)

## Lineas de 69 KV

Proyecto	Nodo de Inicio	Nodo Final	Capacidad	Longitud	Costo (K\$)	Año entrada	Observacion
Quiche	Zacualpa	69.0	66.7/83.8	38.0	4,379	2006	PER
San Marcos	Malacatán	69.0	66.7/83.8	32.0	3,778	2006	PER
San Juan Ixcoy	Barillas	69.0	66.7/83.8	50.0	5,582	2006	PER
Poptún	Santa Elena	69.0	66.7/83.8	85.0	9,456	2008	PER
Sayaxché	Santa Elena	69.0	66.7/83.8	75.0	8,413	2008	PER
Chiséc	Sayaxché	69.0	66.7/83.8	60.0	6,850	2008	PER
El Estor	Telemán	69.0	66.7/83.8	55.0	6,328	2008	PER
<b>Total</b>				<b>395.0</b>	<b>44,786</b>		

## Subestaciones de Transformacion

Proyecto	Voltaje KV	Capacidad MVA	Costo (K\$)	Año entrada	Observaciones	
Barillas	69/13.8	14.00	668.8	2006	PER	Nuevo
Ampliacion Jalapa	69/13.8	6.25	460.8	2006	Rec. P.	En reserva
Ampliacion Cobán	69/13.8	28.00	371.3	2007	Rec. P.	Nuevo
Sayaxche	69/34.5	14.00	668.8	2006	PER	Nuevo
Zacapa	138/13.8	14.00	883.3	2008	PER	Nuevo
<b>Total</b>		<b>76.25</b>	<b>3,052.98</b>			

# Resumen Proyectos de Transmisión y Subtransmisión en proceso (Con Financiamiento)

## Proyectos de Transmisión en Proceso

Concepto	No. De Proyectos	Longitud (km) o Capacidad (MVA)	Costo (US\$)
Líneas de transmisión 400 kV	1	71	20,663,200.00
Líneas de transmisión 230 kV	7	608	68,187,913.84
Líneas de transmisión 138 kV	3	129	5,083,500.00
<b>Subtotal Líneas</b>	<b>11</b>	<b>807</b>	<b>93,934,613.84</b>
Subestaciones de Transformación (subtotal)	6	860	22,842,626.28
<b>Total</b>	<b>17</b>		<b>116,777,240.12</b>


## Proyectos de Subtransmisión en Proceso

Concepto	No. De Proyectos	Longitud (km) o Capacidad (MVA)	Costo (US\$)
Líneas de transmisión 69 kV (Subtotal)	7	395	44,785,792.56
Subestaciones de Transformación (Subtotal)	5	76	3,052,979.60
<b>Total</b>	<b>12</b>		<b>47,838,772.16</b>

## Total Proyectos en Proceso

Concepto	No. De Proyectos	Longitud (km) o Capacidad (MVA)	Costo (US\$)
<b>Subtotal Líneas</b>	<b>18</b>	<b>1202</b>	<b>138,720,406.40</b>
<b>Subtotal Subestaciones</b>	<b>11</b>	<b>936</b>	<b>25,895,605.88</b>
<b>Total</b>	<b>29</b>		<b>164,616,012.28</b>

# Proyectos del Plan de Emergencia de Expansión de la Transmisión

- Proyectos de Transmisión
  - Proyectos de Subtransmisión
- 



# Proyectos de Transmisión

## LÍNEAS DE 230 KV

Proyecto	Nodo de Inicio	Nodo Final	Capacidad	Longitud	Costo (K\$)	Año entrada
Ampliación enlace Escuintla 1 y 2	Escuintla 1	Escuintla 2		0.4	57.20	2007
Segundo Circuito Guate Este 230 KV	Guate Este	Guate Este		0	1,885.20	2007
Solola - La Esperanza 230 KV	Solola	La Esperanza		57.3	10,618.40	2009
Panaluya - La Ruidosa 230 KV	Panaluya	La Ruidosa		100	15,391.89	2009
Hidro Xac Bal - Chixoy 230 KV	Hidro Xac Bal	Chixoy		90	13,852.70	2010
Guate Norte - Guate Oeste 230 KV	Guate Norte	Guate Oeste		30	4,410.00	2010
Escuintla -Palin 230 KV	Escuintla 1	Palin		27	3,969.00	2008
Esc I - Duke - San Jose - PQP	San Jose	PQP		42	4,168.10	2009
<b>Totales</b>				<b>346.7</b>	<b>54,352.49</b>	

## LÍNEAS DE 138 KV

Proyecto	Nodo de Inicio	Nodo Final	Capacidad	Longitud	Costo (K\$)	Año entrada
La Esperanza - San Marcos 138 KV	La Esperanza	San Marcos		30.5	1,278.80	2009
<b>Totales</b>				<b>30.5</b>	<b>1,278.80</b>	

## SUBESTACIONES

Proyecto	Voltaje KV	Capacidad MVA	Costo (K\$)	Año entrada
Subestación Solola 230/69	230/69	100	3,002.40	2009
Subestación La Vega 230 KV	230		4,307.30	2008
Subestación San Marcos 138/68	138/69	75	2,054.30	2009
Subestación Morelia (Cocales) 230/69	230/69	150	5,725.90	2009
Subestación Santa Maria 230/69 KV	230/69	150	5,725.90	2009
Subestación Guatemala Oeste 230/69 KV	230/69	195	7,443.67	2010
Subestación Palin 230/69 KV	230/69	195	7,443.67	2008
Subestación La Ruidosa 230/69	230/69	100	3,002.40	2009
Subestación Huhuetenango 230 KV	230	100	3,002.40	2008
Compensacion Red TRELEC y ETCEE	230, 138 y 69	?	300.00	2008
<b>Totales</b>		<b>1,065</b>	<b>42,007.94</b>	

# Proyectos de Subtransmisión (Resumen)

## Líneas

Iniciador	Concepto	Longitud (km)	Costo (K\$)
DEOCSA - DEORSA	Líneas de 69 KV	35	2,450.00
TRELEC	Líneas de 69 KV	36	4,299.48
TRELEC	Reconductorados	153	14,297.65
TRELEC	Interruptores de línea	0	5,600.00
ETCEE	Líneas de 69 KV	365	44,825.43
	<b>Total</b>	<b>588</b>	<b>71,472.56</b>

Iniciador	Concepto	Longitud (km)	Costo (K\$)
DEOCSA - DEORSA	Líneas de 138 KV	15	1,625.00

	Concepto	Longitud (km)	Costo (K\$)
<b>Total Líneas</b>	<b>Líneas de 69 y 138 KV</b>	<b>603</b>	<b>73,097.56</b>

## Subestaciones

Iniciador	Concepto	Capacidad MVA	Costo (K\$)
DEOCSA - DEORSA	Subestaciones de Transformación	112	10,500.00
TRELEC	Subestaciones de Transformación	84	5,293.19
TRELEC	Ampliaciones a Subestaciones	49	3,088.01
TRELEC	Campos nuevos en 69 kV	0	454.70
TRELEC	Subestaciones de conmutación	0	2,036.75
ETCEE	Subestaciones de Transformación	67	1,664.82
ETCEE	Equipos de Compensación	0	784.03
	<b>Total</b>	<b>312</b>	<b>23,821.50</b>

# Resumen de Proyectos de Transmisión y Subtransmisión

## Proyectos de Transmisión Pertencientes al Plan

Concepto	No. De Proyectos	Longitud (km) o Capacidad (MVA)	Costo (US\$)
Líneas de transmisión 230 kV	8	347	54,352,487.80
Líneas de transmisión 138 kV	1	31	1,278,800.00
<b>Subtotal Líneas</b>	<b>9</b>	<b>377</b>	<b>55,631,287.80</b>
Subestaciones de Transformación	8	1065	36,951,240.00
Subestaciones de Maniobra	1	0	5,056,700.00
<b>Subtotal Subestaciones</b>	<b>9</b>	<b>1065</b>	<b>42,007,940.00</b>
<b>Total</b>	<b>18</b>		<b>97,639,227.80</b>

## Proyectos de Subtransmisión Pertencientes al Plan

Concepto	No. De Proyectos	Longitud (km) o Capacidad (MVA)	Costo (US\$)
Líneas de Subtransmisión 138 kV	1	15	1,625,000.00
Líneas de Subtransmisión 69 kV	30	435	51,574,906.18
Reconductorado de líneas de Subtransmisión	13	153	14,297,649.48
Interruptores de línea	7	0	5,600,000.00
<b>Subtotal Líneas</b>	<b>51</b>	<b>603</b>	<b>73,097,555.66</b>
Subestaciones de Transformación	18	263	17,458,013.83
Subestaciones de Maniobras	2	0	2,036,754.20
Ampliación a Subestaciones	19	49	3,542,703.84
Equipos de Compensación	12	0	784,033.12
<b>Subtotal Subestaciones</b>	<b>39</b>	<b>312</b>	<b>23,821,504.99</b>
<b>Total</b>	<b>90</b>		<b>96,919,060.65</b>

# **Ampliación del Sistema de Transmisión**

**Costo total**



# Costo Total de la Ampliación del Sistema de Transmisión (En proceso + Plan)

Concepto	Inversión (VNR) (US\$)	PER (US\$)	Inversión Total (US\$)
1. PROYECTOS EN PROCESO, TRANSMISIÓN C.F.*	90,615,413.84	26,161,826.28	116,777,240.12
2. PROYECTOS EN PROCESO, SUBTRANSMISIÓN C.F.	832,080.00	47,006,692.16	47,838,772.16
Subtotal	<b>91,447,493.84</b>	<b>73,168,518.44</b>	<b>164,616,012.28</b>
3. PROYECTOS DEL PLAN, TRANSMISIÓN S.F.	97,639,227.80		97,639,227.80
4. PROYECTOS DEL PLAN, SUBTRANSMISIÓN S.F.	96,919,060.65		96,919,060.65
Subtotal	<b>194,558,288.45</b>		<b>194,558,288.45</b>
<b>TOTAL POR AMPLIACIÓN EN LA TRANSMISIÓN</b>	<b>286,005,782.29</b>	<b>73,168,518.44</b>	<b>359,174,300.73</b>




\* Incluye el costo de los Proyectos de SIEPAC (MUS\$ 40.6) e Interconexión con México (MUS\$ 29.3), Aun no se ha determinado la forma en que se remuneraran estos proyectos




# Evolución del Sistema de Transmisión

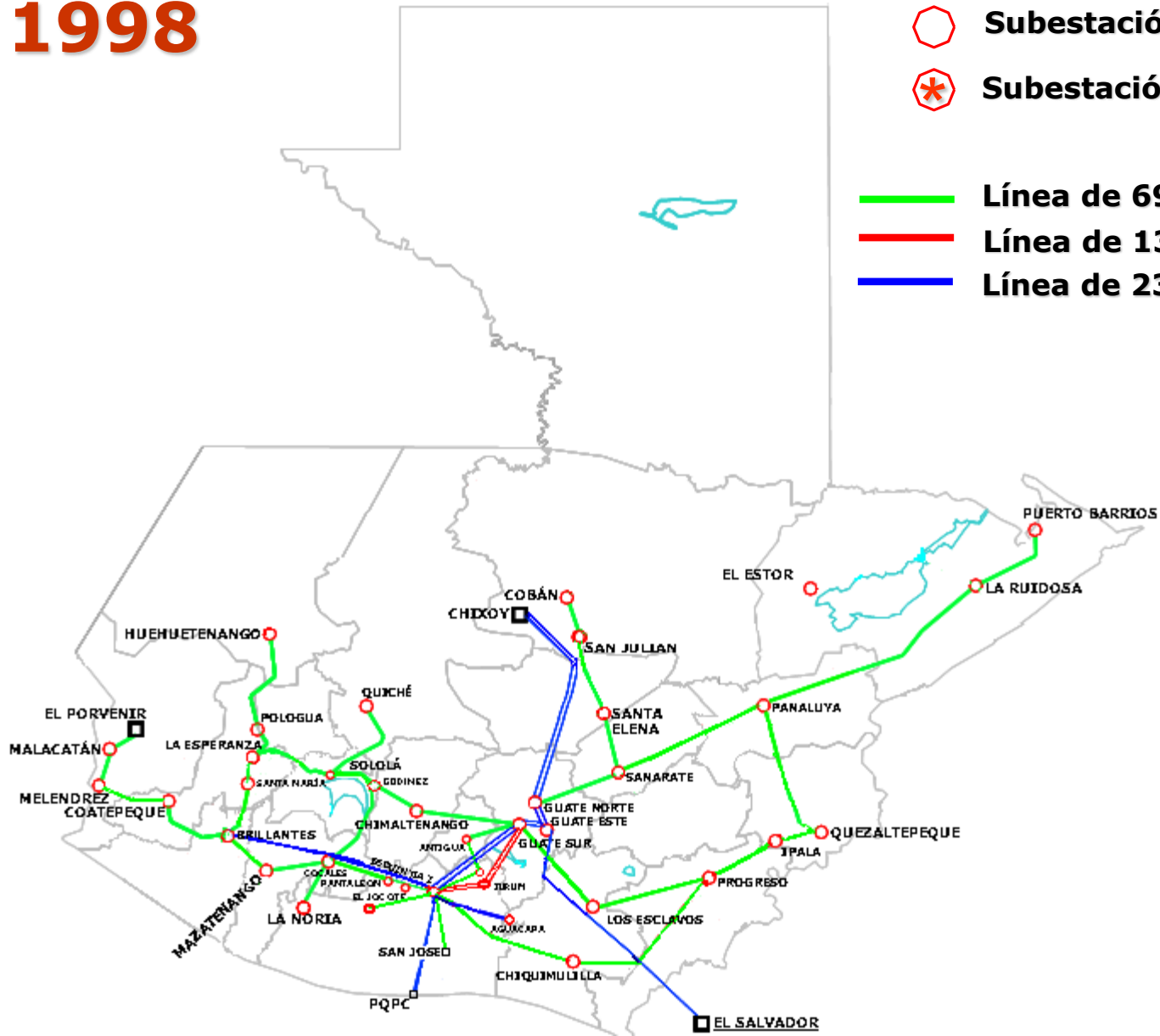
- 1998
- 2006
- Proyectado para el 2010
- Recursos hídricos del país

# SISTEMA DE LÍNEAS Y SUBESTACIONES

1998

-  Subestación proyectada
-  Subestación existente
-  Subestación a modificar

-  Línea de 69 kV
-  Línea de 138 kV
-  Línea de 230 kV



# SISTEMA DE LÍNEAS Y SUBESTACIONES

2006

 Subestación proyectada

 Subestación existente

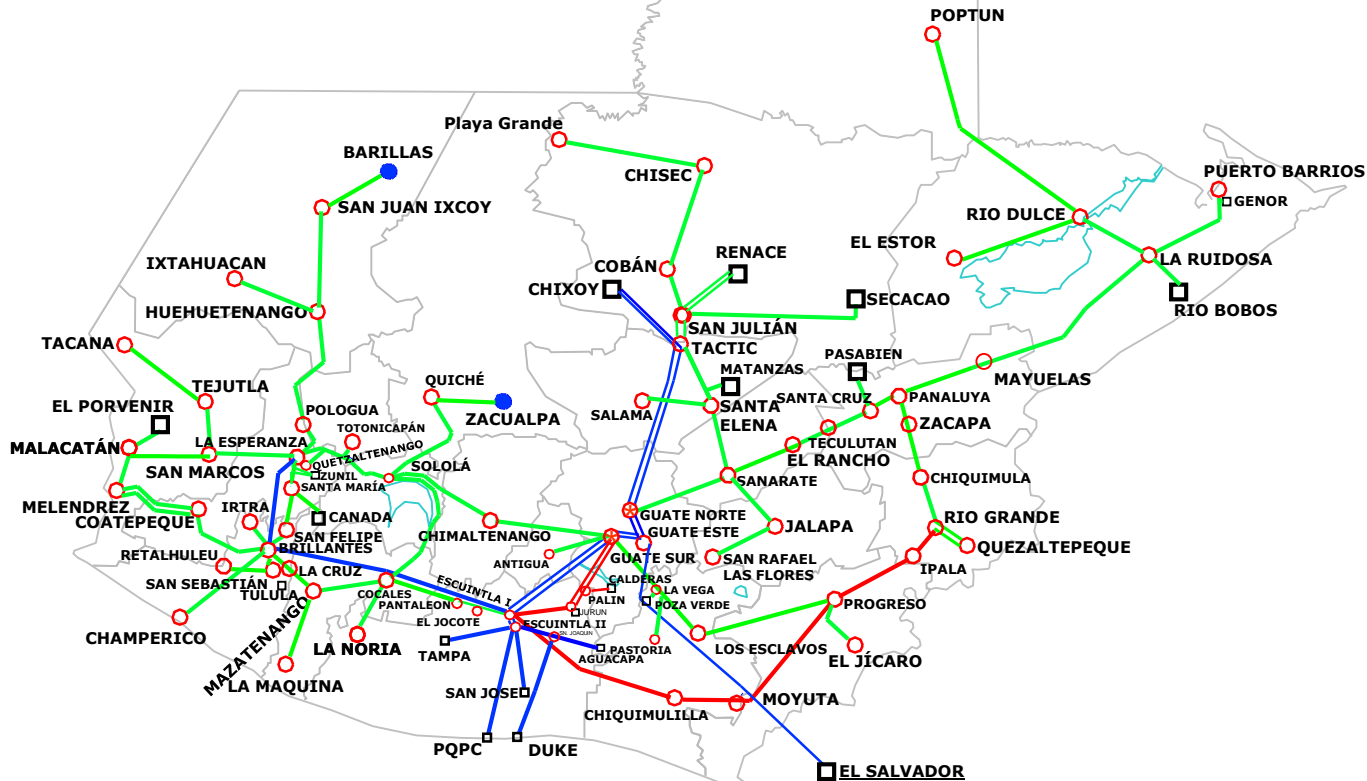
 Subestación a modificar

 Planta

 Línea de 69 kV

 Línea de 138 kV

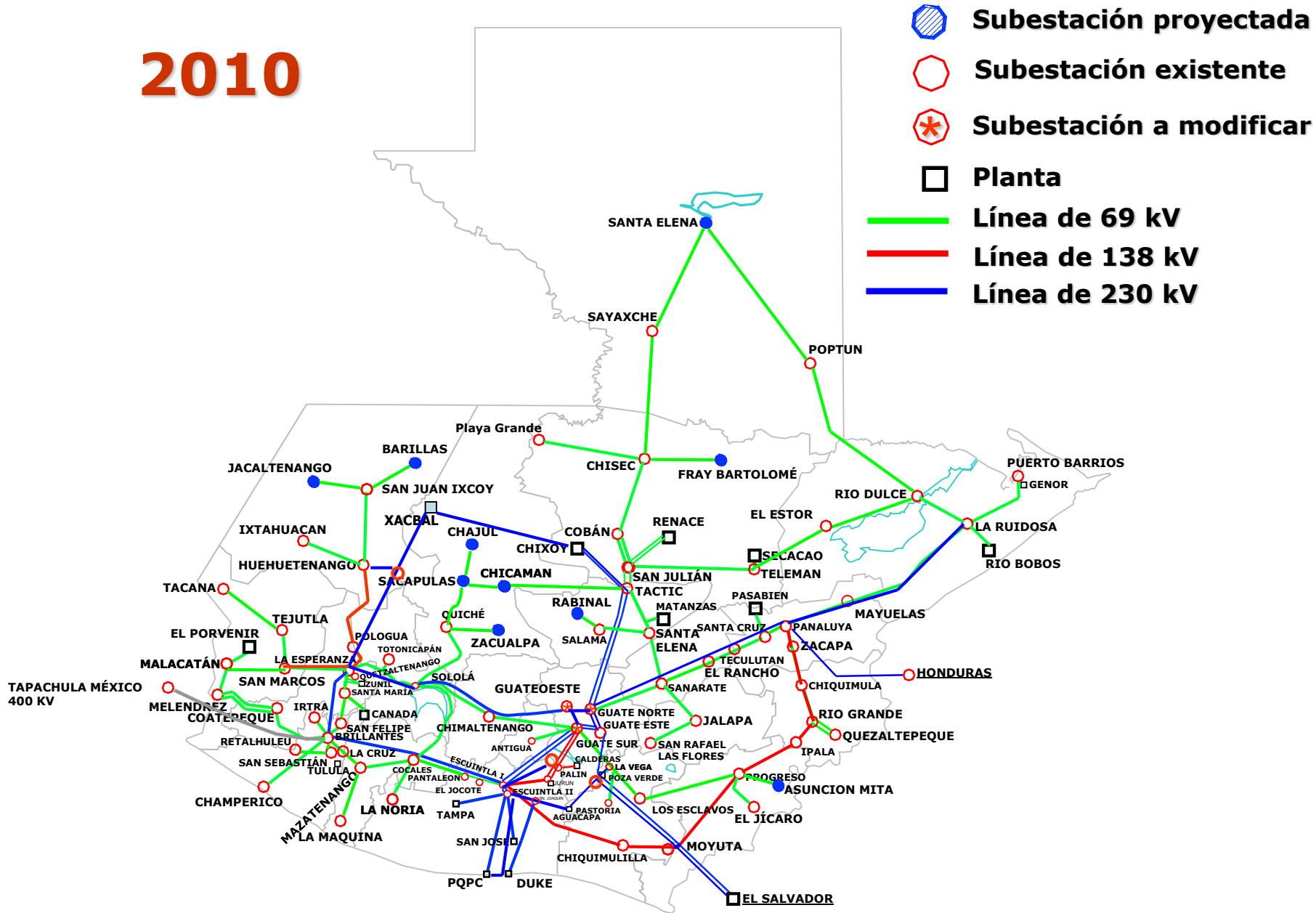
 Línea de 230 kV



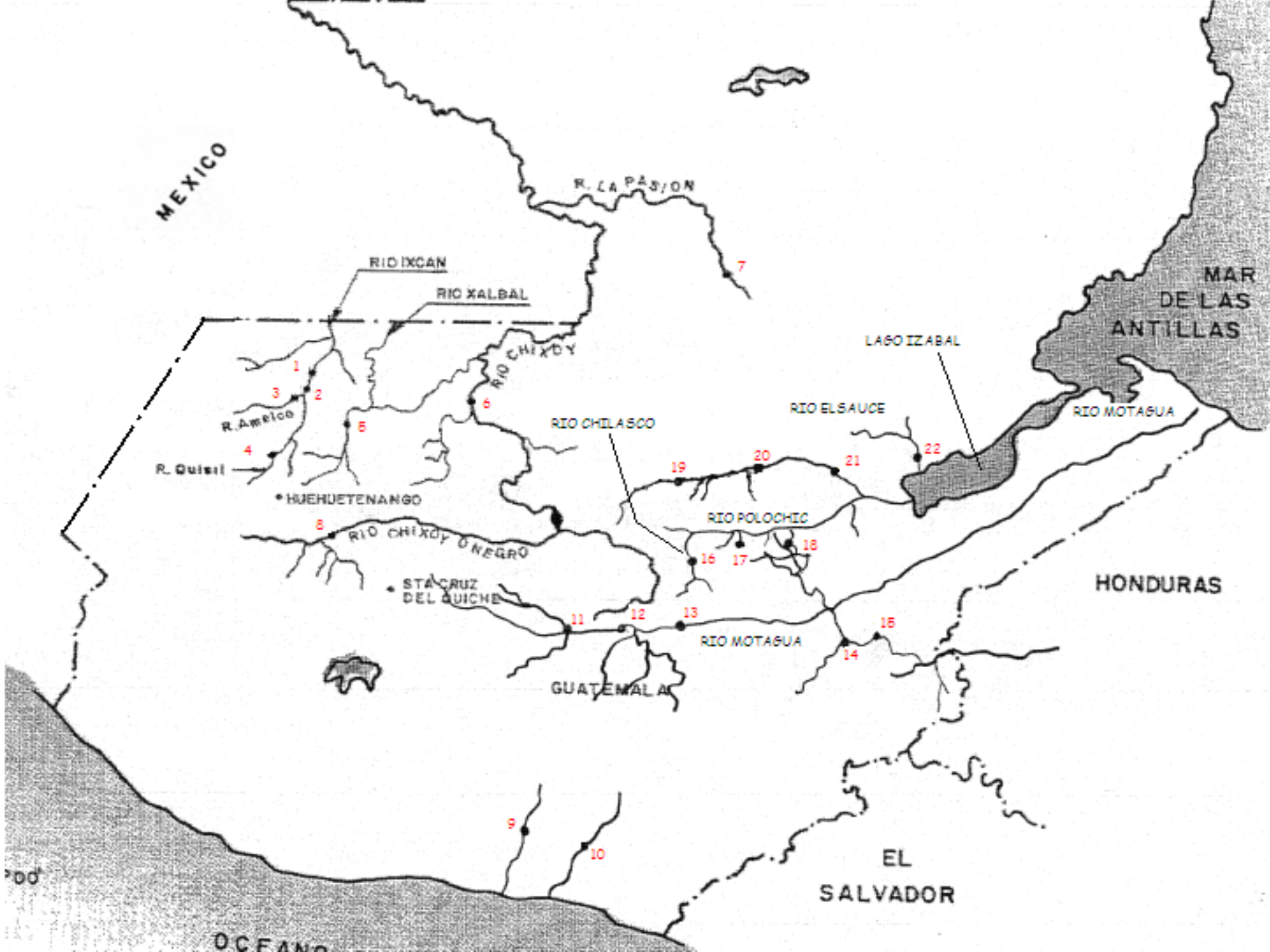


# SISTEMA DE LÍNEAS Y SUBESTACIONES

2010



<b>PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS POTENCIALES</b>				
<b>No.</b>	<b>Nombre del Proyecto</b>	<b>Río</b>	<b>Potencia MW</b>	<b>Energía anual MWH/Año</b>
<b>RÍOS CHIXOY E IXCAN</b>				
1	Proyecto EL ARCO	Ixcán	181	886
2	Proyecto EL SIQUICHUM	Ixcán	135	286
3	Proyecto SAN JUAN	Ixcán	16	70
4	Proyecto TZUCANCA	Ixcán	249	598
5	Proyecto EL NARANJO	XaIbál	152	392
6	Proyecto XALALA	Chixoy	87	225
7	Proyecto EL CHAPAYAL	La Pasión	47	121
8	Proyecto SERCHIL	Chixoy	66	169
Subtotal			<b>933</b>	<b>2747</b>
<b>RÍOS ESCLAVOS Y MOTAGUA</b>				
9	Proyecto SINACAPA	Sinacapa/Michatoya	84	203
10	Proyecto EL CARMEN	Los Esclavos	28	74
11	Proyecto CONCUA	Motagua	63	161
12	Proyecto EL SISIMITE	Motagua	89	224
13	Proyecto EL GUAYABO	Motagua	74	184
14	Proyecto EL ORÉGANO	G. De Zacapa	59	230
15	Proyecto CAMOTAN	G. De Zacapa	69	300
Subtotal			<b>466</b>	<b>1376</b>
<b>RÍOS POLOCHIC Y CAHABON</b>				
16	Proyecto CHILASCO	Chilascó	60	312
17	Proyecto GUAXPON	Polochic	16	47
18	Proyecto LA TINTA	Matanzas	2	6
19	Proyecto ULPÁN	Cahabón	SD	SD
20	Proyecto SAMASTUN	Cahabón	32	79
21	Proyecto CHULAC	Cahabón	21	57
22	Proyecto EL SAUCE	El Sauce	340	1,459
Subtotal			<b>471</b>	<b>1960</b>
<b>TOTAL</b>			<b>1,870</b>	<b>6,083</b>





# Cronograma Propuesto



## Cronograma general para elaboración del Plan de Expansión de Transporte y Licitación de las obras del Sistema Principal

Actividad	Semanas																						
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Aprobación del Plan de Transmisión	■	■			■																		
Terminos de referencia Licitaciones			■	■	■																		
Bases de Licitación					■	■	■	■	■														
Convocatoria					■				■														
Aclaraciones y espera de ofertas					■					■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	
Recepción de ofertas					■																■		
Evaluación de ofertas					■																	■	■
Adjudicación					■																		■
Contrato					■																		
Promoción (teaser)			■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■			

# Cronograma Propuesto

Actividad	Inicio	Final
<b>Aprobación del Plan de Transmisión</b>	9-mar-07	16-mar-07
<b>Terminos de referencia Licitaciones</b>	16-mar-07	30-mar-07
<b>Bases de Licitación</b>	6-abr-07	27-abr-07
<b>Convocatoria</b>	27-abr-07	4-may-07
<b>Aclaraciones y espera de ofertas</b>	4-may-07	13-jul-07
<b>Recepción de ofertas</b>	13-jul-07	20-jul-07
<b>Evaluación de ofertas</b>	20-jul-07	3-ago-07
<b>Adjudicación</b>	3-ago-07	10-ago-07
<b>Contrato</b>	3-ago-07	10-ago-07
<b>Promoción (teaser)</b>	23-mar-07	13-jul-07



# Datos del mercado eléctrico de Guatemala





# Datos del mercado eléctrico

- Dimensiones del mercado
- Participación de mercado
- Desempeño del mercado
- Comparación con el Mercado regional

# Dimensiones del mercado



# Características físicas

<b>Capacidad Instalada</b>	<b>1,890.66</b>	<b>MW</b>
<b>Capacidad disponible</b>	<b>1,662.21</b>	<b>MW</b>
<b>Demanda Máx dic/06</b>	<b>1,382</b>	<b>MW</b>
<b>Capacidad Mercante y Reserva</b>	<b>280.21</b>	<b>MW</b>
<b>Generación 2005</b>	<b>7,242.98</b>	<b>GWh</b>
<b>Red Transporte 230 kV</b>	<b>1,784</b>	<b>km</b>
<b>Red Transporte 138/69kV</b>	<b>2,000</b>	<b>km</b>
<b>Red Dist. 13.2 kV</b>	<b>2,500</b>	<b>km</b>

# Volúmenes transados en el mercado

	Mensual MMUS\$	Anual MMUS\$
ENERGÍA TERMINO	26.7	320
Energía spot	6.6	79.2
Potencia	16.5	198
Desvíos de potencia	3.0	36
Servicios Complementarios	3.5	42
<b>Total</b>	<b>56.3</b>	<b>675.2</b>

## Mix de generación por tipo de tecnología 2005

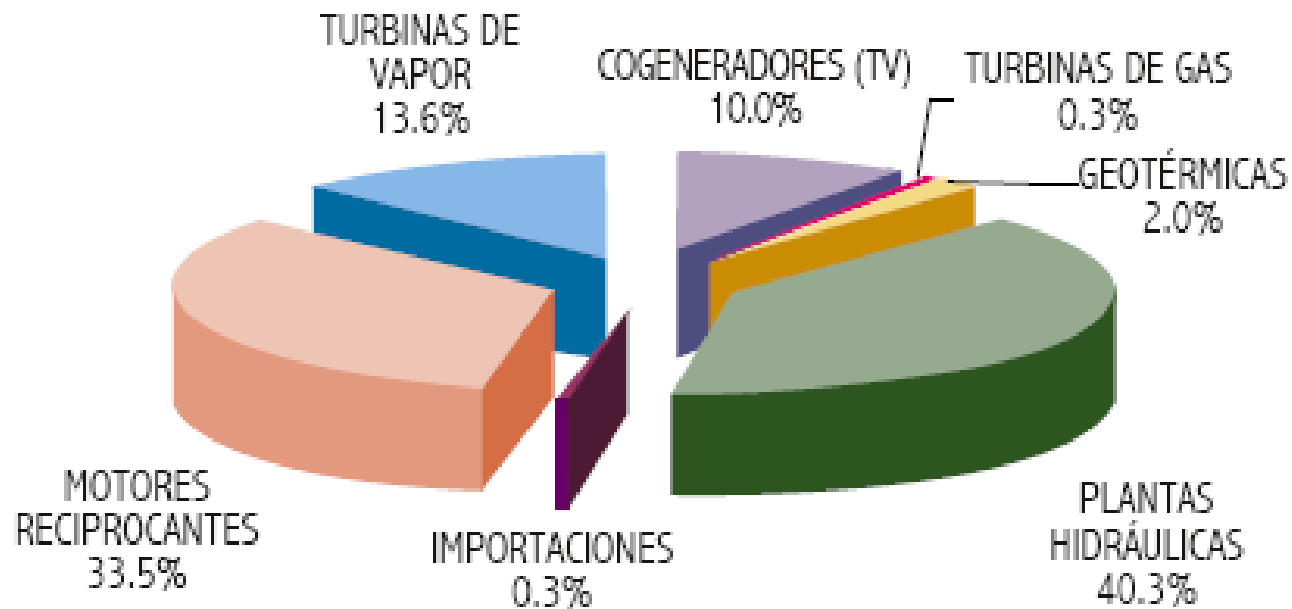
	<b>GWh</b>	<b>%</b>
COGENERADORES (TV)	724.67	10.0%
TURBINAS DE GAS	19.17	0.3%
GEOTÉRMICAS	146.24	2.0%
PLANTAS HIDRÁULICAS	2,920.28	40.3%
IMPORTACIONES	23.19	0.3%
MOTORES RECIPROCANTES	2,427.24	33.5%
TURBINAS DE VAPOR	982.17	13.6%
<b>TOTAL</b>	<b>7,242.98</b>	<b>100.0%</b>

Nota: Las turbinas de gas usan los gases de combustión resultantes de quemar Diesel (Proceso Bryton)

# Participación de mercado



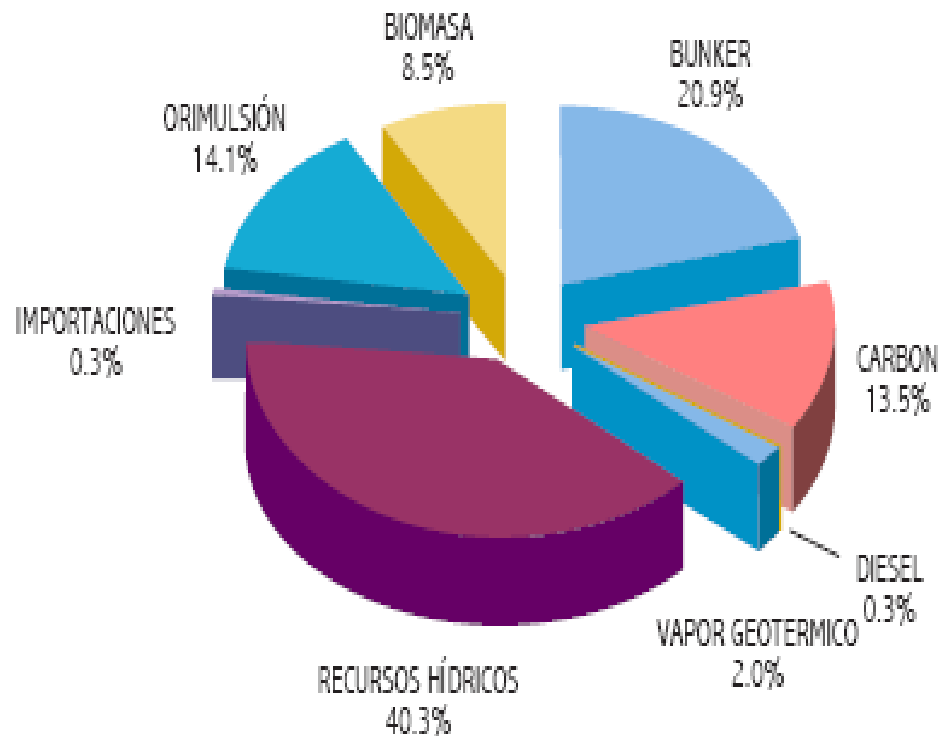
# Participación de mercado tipo de tecnología 2005



**Nota: Las turbinas de gas usan los gases de combustión resultantes de quemar Diesel (Proceso Bryton)**

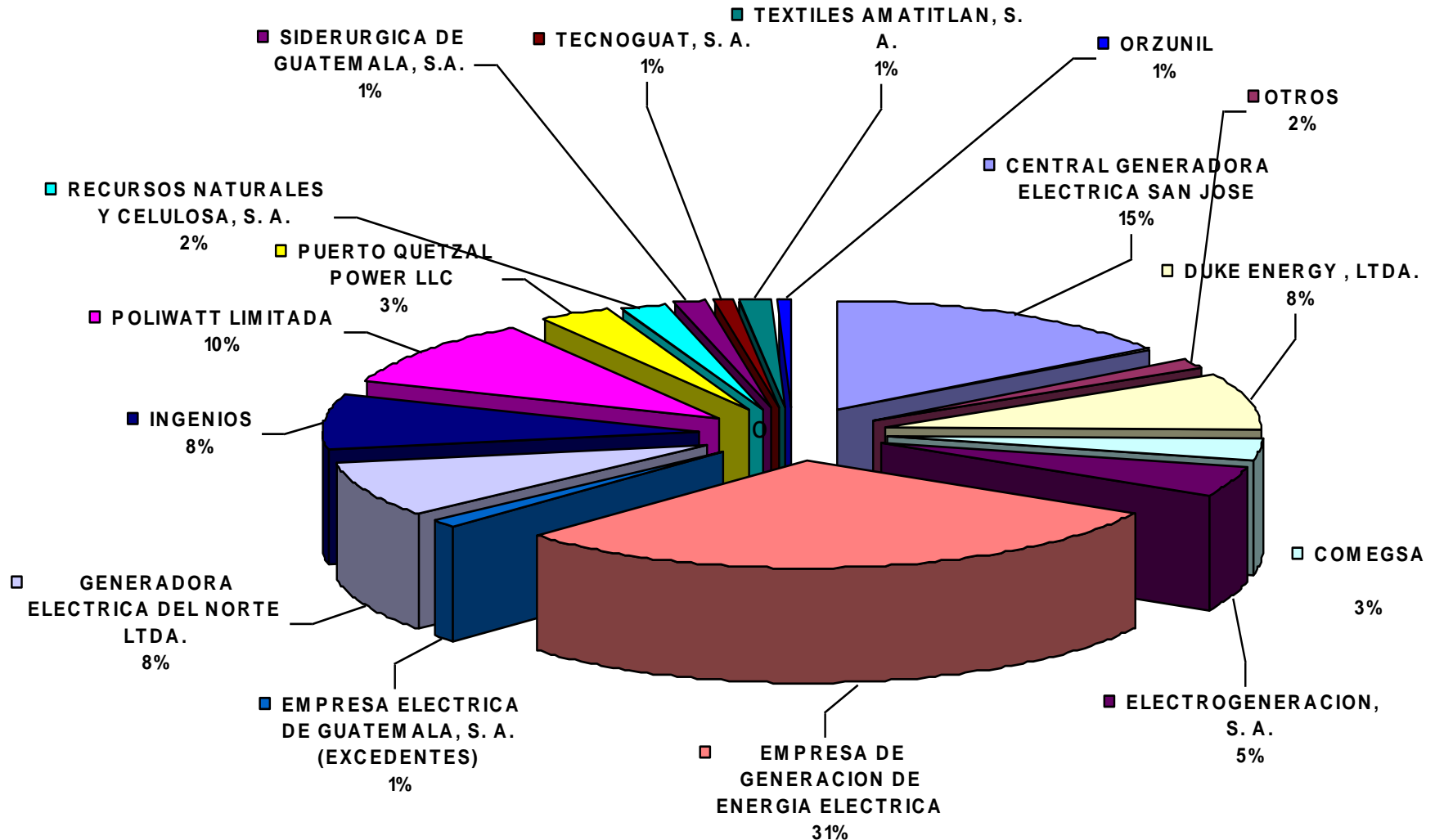
# Generación por tipo de combustible

	<b>GWh</b>	<b>%</b>
BUNKER	1,515.87	20.9%
CARBON	979.10	13.5%
DIESEL	19.96	0.3%
VAPOR GEOTÉRMICO	146.24	2.0%
RECURSOS HÍDRICOS	2,920.28	40.3%
IMPORTACIONES	23.19	0.3%
ORIMULSIÓN	1,024.83	14.1%
BIOMASA	613.50	8.5%
<b>TOTALES</b>	<b>7,242.98</b>	<b>100.0%</b>



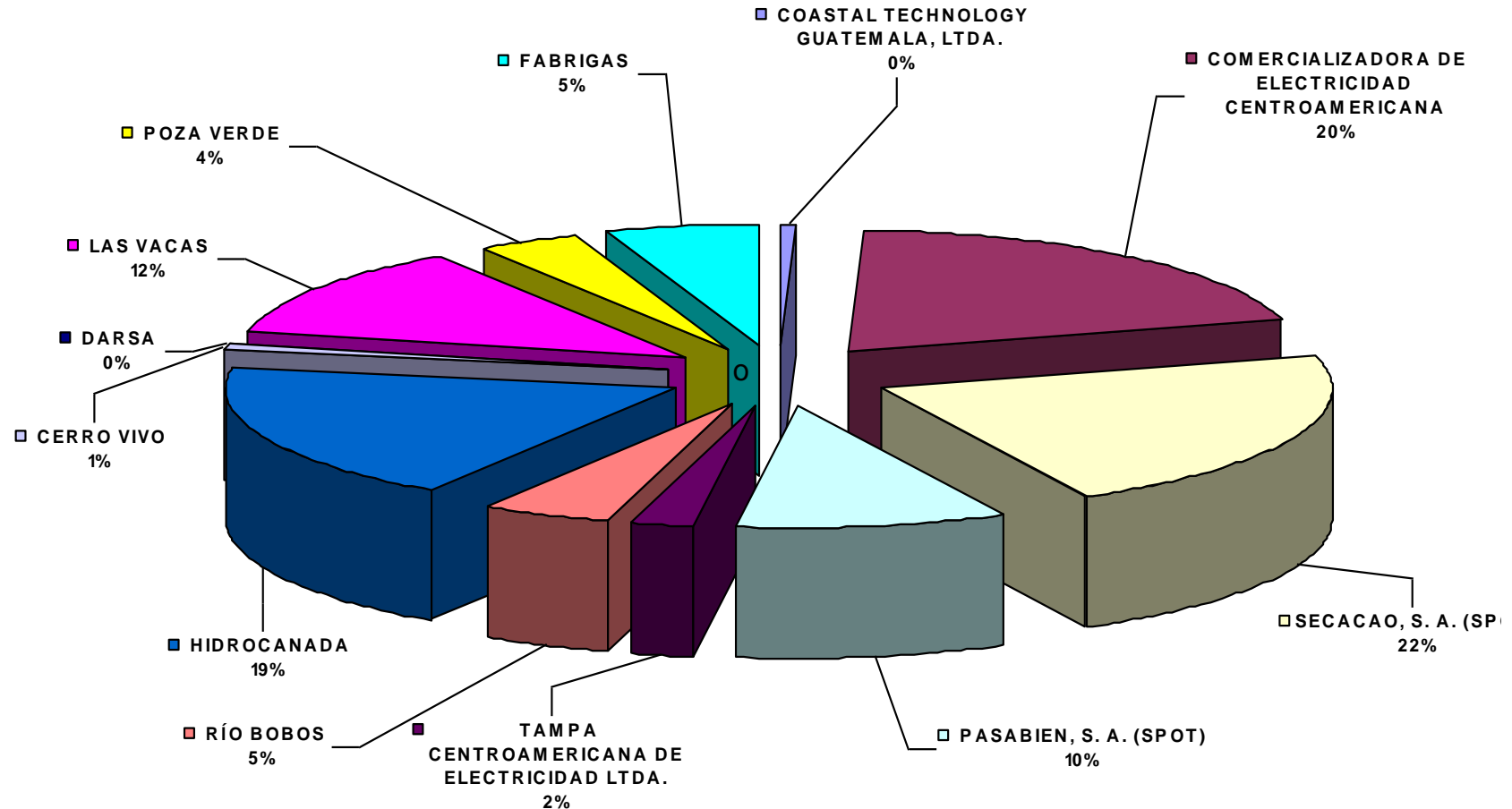


# Participación de Mercado 2004 Generación

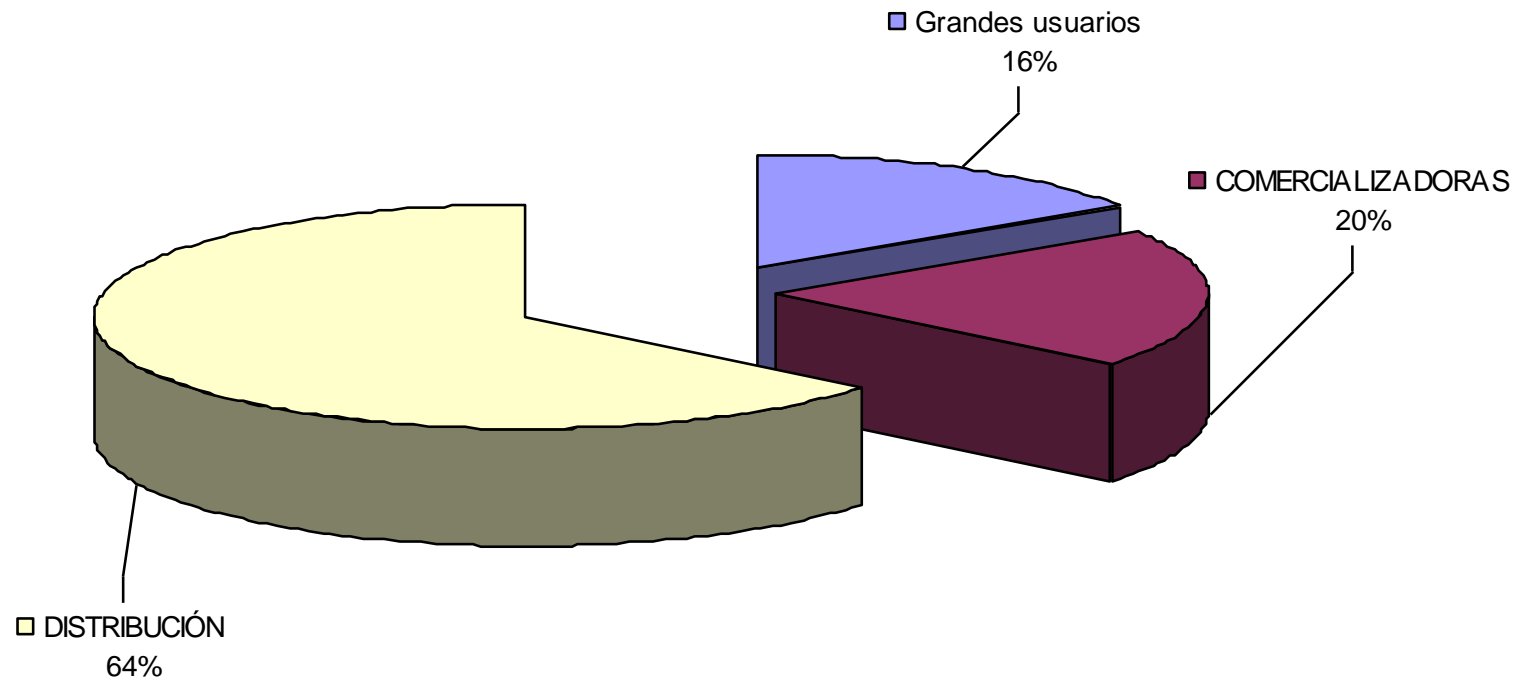


# Participación de Mercado 2004 Generación

## Participantes Minoristas



# Participación de Mercado 2004 Consumo

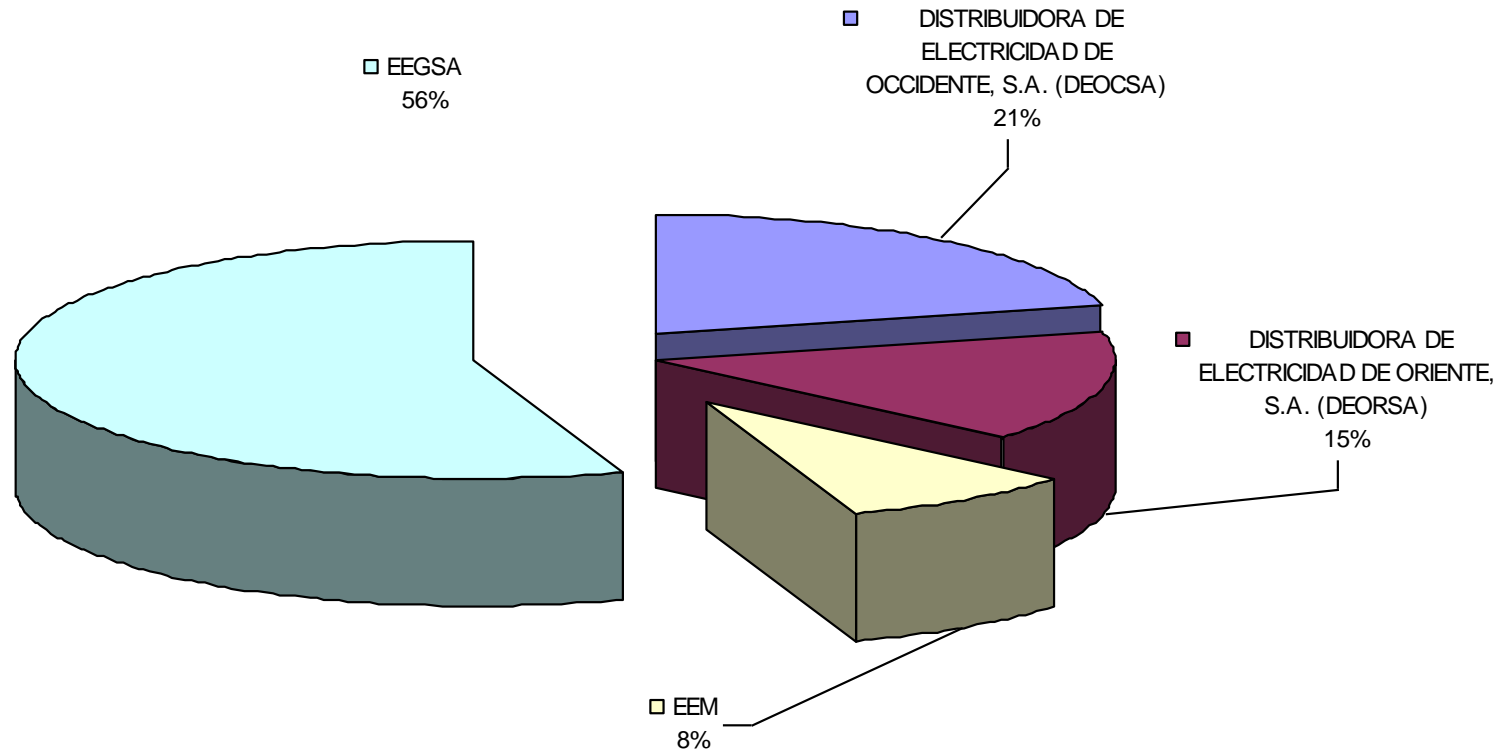


# Participación de Mercado 2004

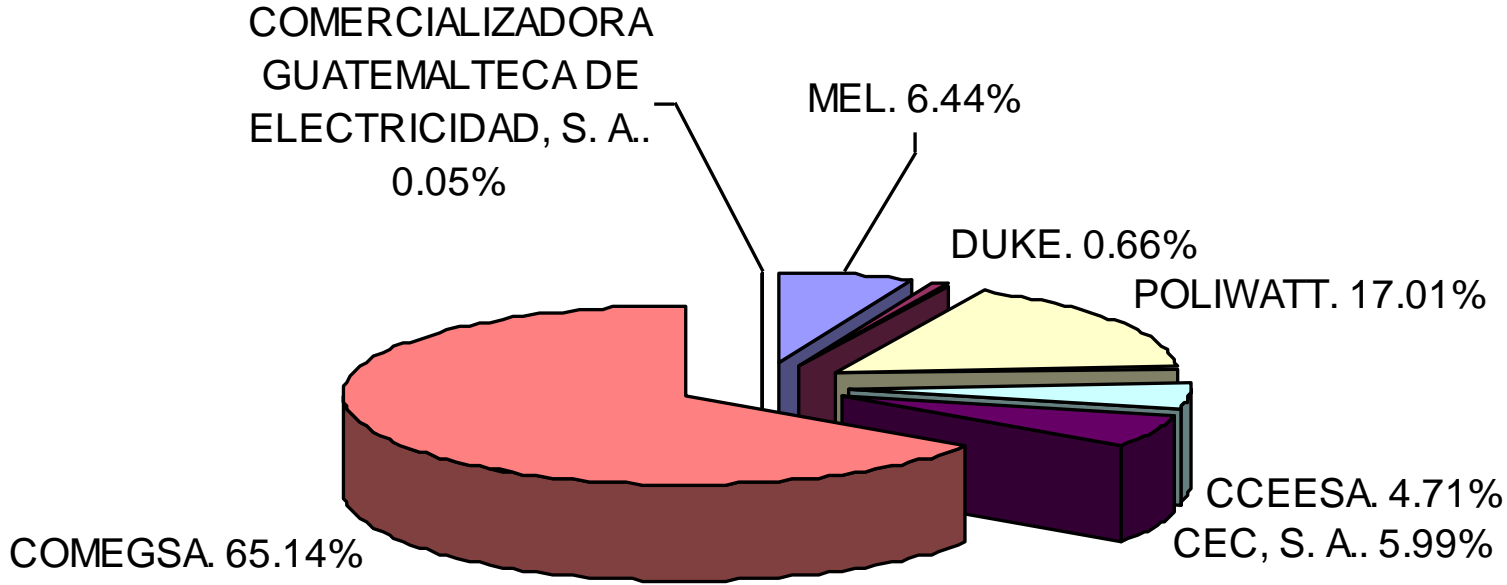
## Distribución

### Participación en el consumo de energía - 2004

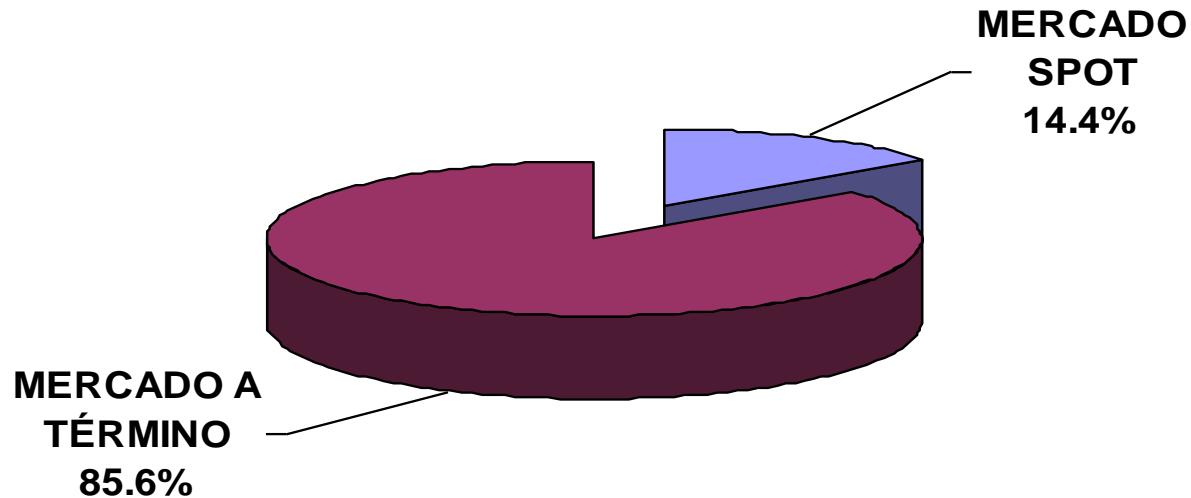
#### Distribuidores



# Participación de Mercado 2004. Comercializadores



## Participación por tipo de mercado



	GWh
Mercado a Término	5,947.80
Mercado de Oportunidad	999.25
<b>TOTAL AÑO 2005</b>	<b>6,947.05</b>

# Desempeño del mercado

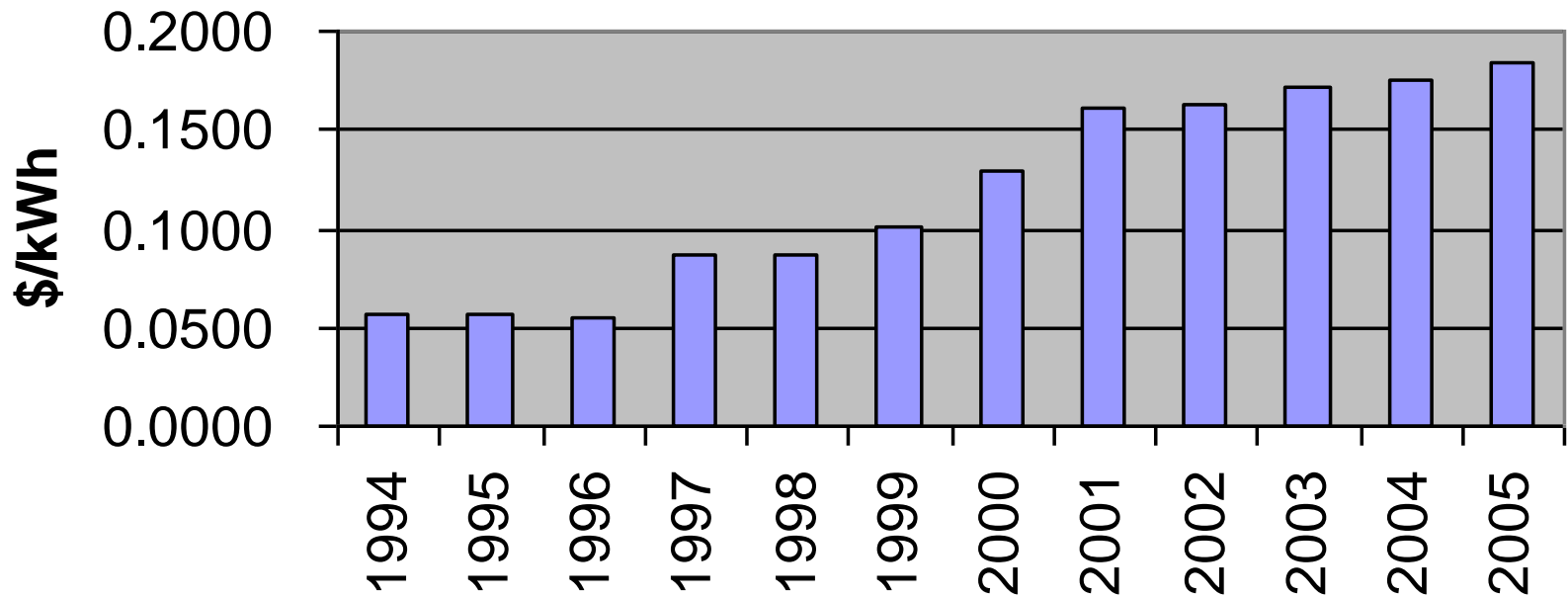


# Sector Regulado

## Evolución de Precios

EEGSA USUARIOS BAJA TENSION SIMPLE

### Cargos por Energía



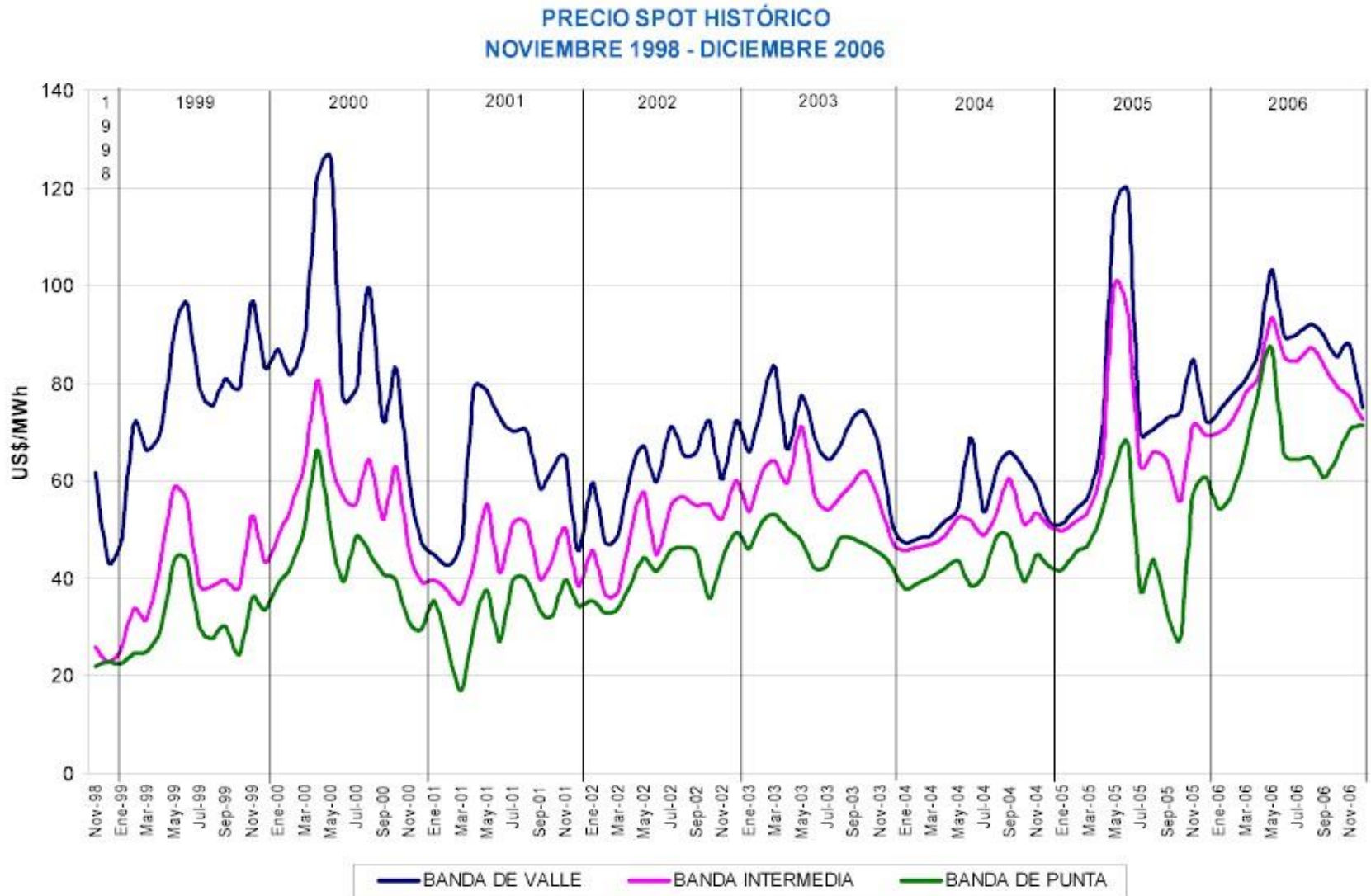


# Precios spot

	2006	2005	2004	2003	2002	2001
	US\$/MWh	US\$/MWh	US\$/MWh	US\$/MWh	US\$/MWh	US\$/MWh
<b>Promedio Anual</b>		62.19	48.81	56.46	50.01	43.11
<b>Promedio Mensual Máximo</b>	92.87	90.38	57.24	64.26	58.99	53.25
<b>Promedio Mensual mínimo</b>	65.43	47.21	43.38	46.17	37.32	31.22

# EVOLUCION DEL PRECIO SPOT

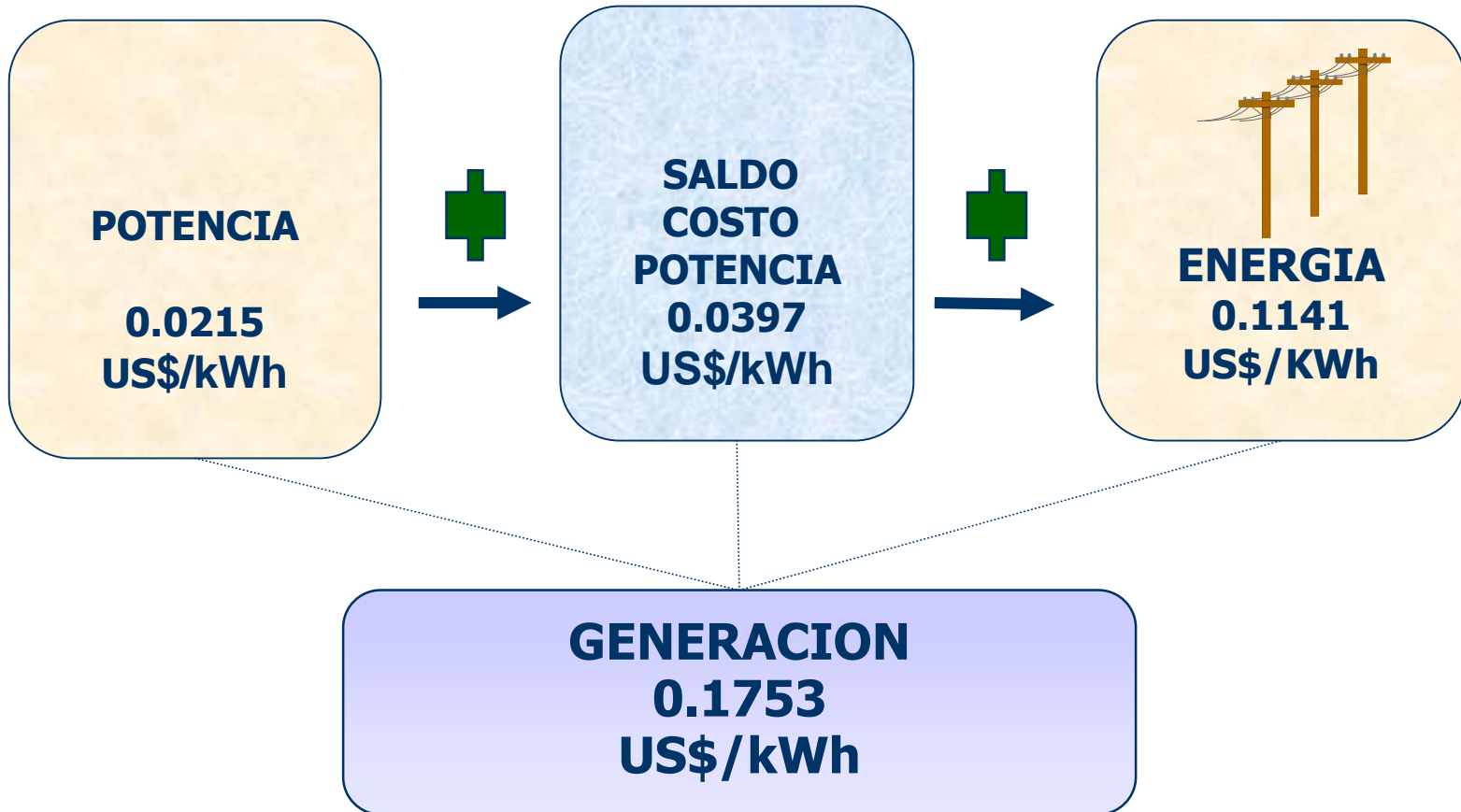
- Del 2004 al 2006, el precio spot promedio paso de 50 US\$/MWh a 75 US\$/MWh:



# INTEGRACION DE LA TARIFA

EEGSA: Baja Tensión Simple (BTS)

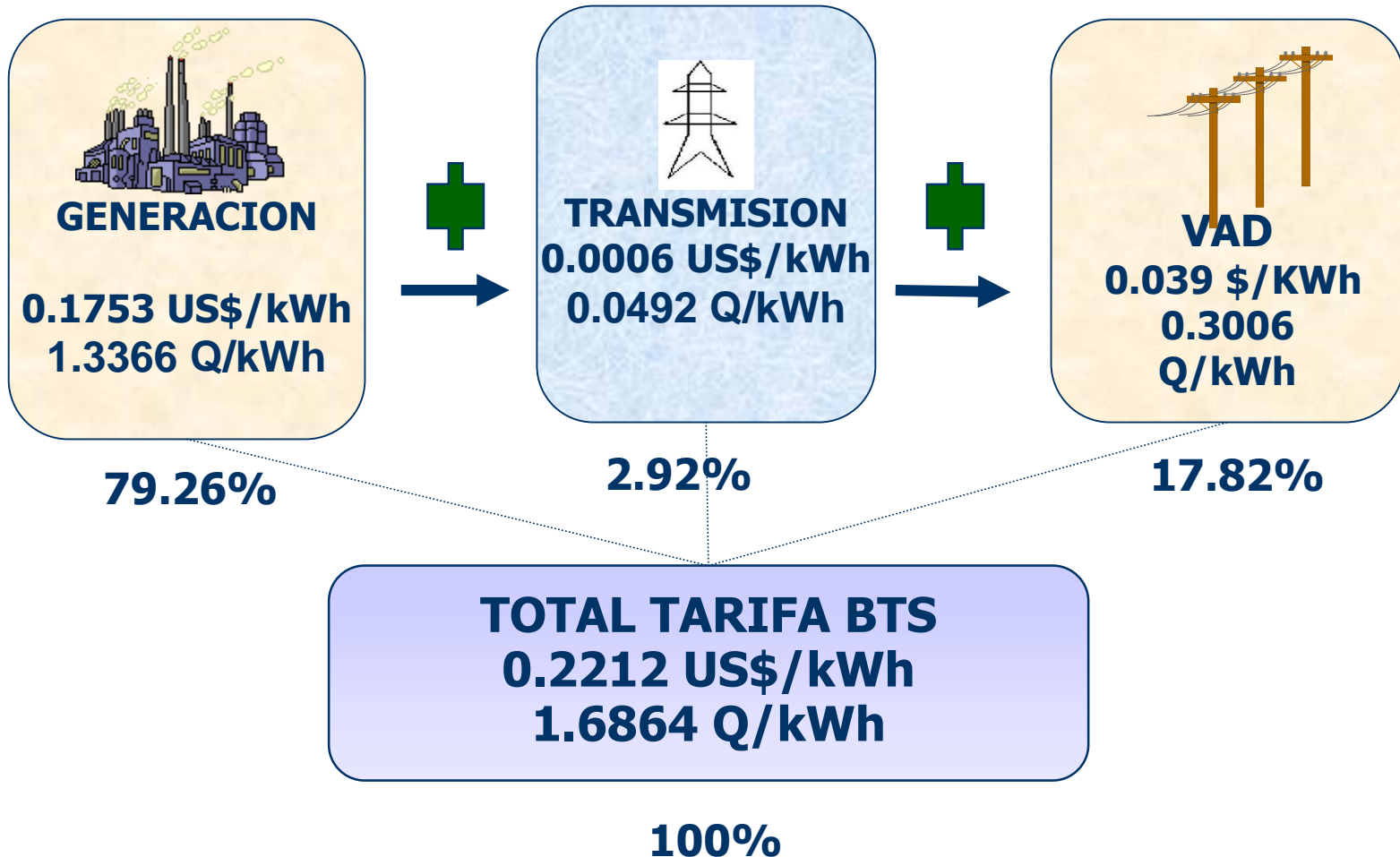
APLICADA EN FACTURACION DE AGOSTO - OCTUBRE 2005



# INTEGRACION DE LA TARIFA

## EEGSA: Baja Tensión Simple (BTS)

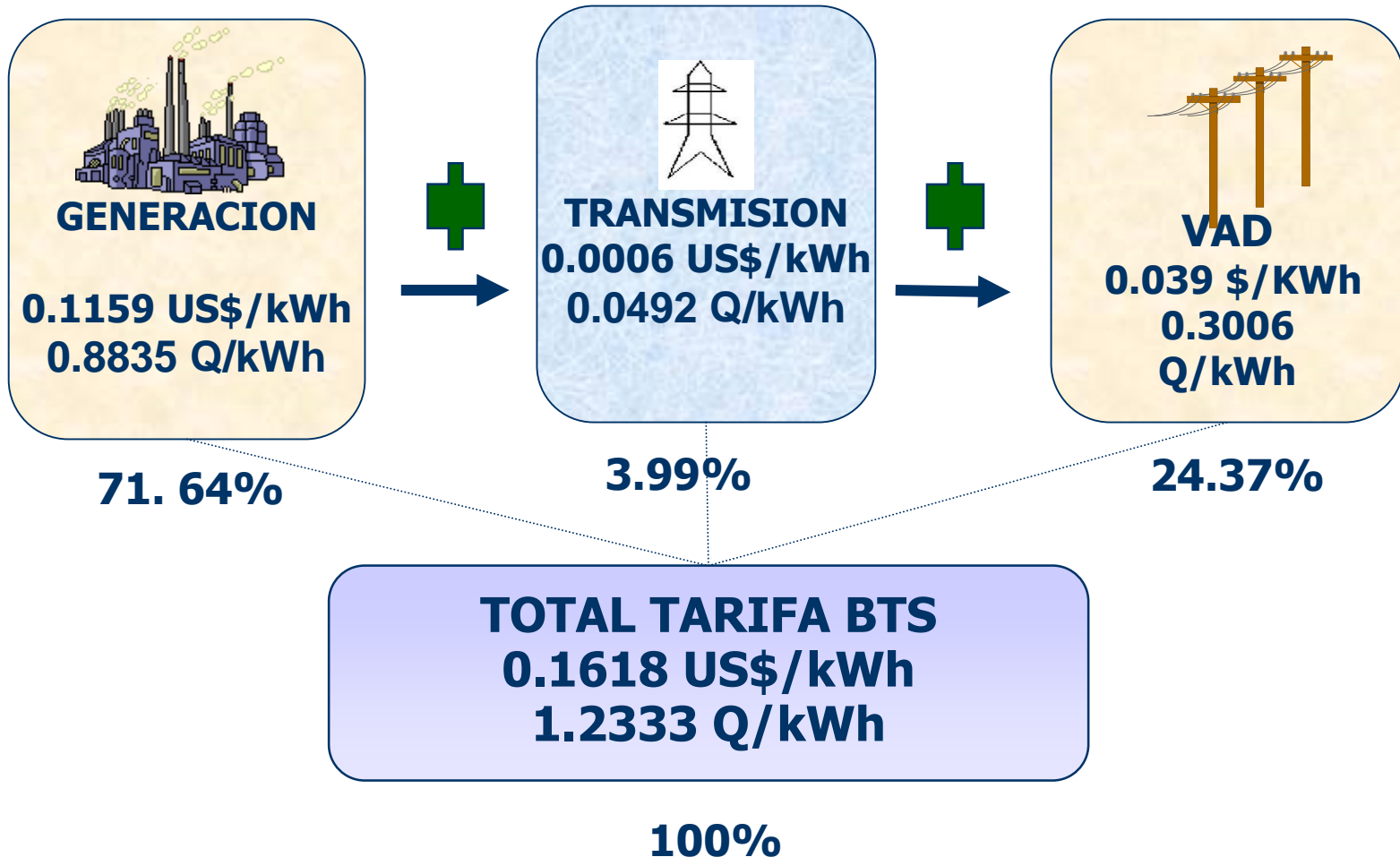
APLICADA EN FACTURACION DE AGOSTO - OCTUBRE 2005



# INTEGRACION DE LA TARIFA

## EEGSA: Baja Tensión Simple (BTS)

A PRECIOS DE MERCADO



# Usuarios y Energías

Distribuidora	Total Ventas	Ventas a TS	Ventas a Otras Tarifas	Ventas a TS
	kWh	kWh	kWh	%
<b>EEGSA</b>	185,523,307	74,282,647	111,240,660	40%
<b>DEOCSA</b>	63,639,162	34,760,066	28,879,096	55%
<b>DEORSA</b>	47,883,539	22,622,663	25,260,876	47%
<b>Total</b>	<b>297,046,008</b>	<b>131,665,376</b>	<b>165,380,632</b>	<b>44%</b>



Distribuidora	Usuarios	Ventas Energía a TS
	%	%
<b>EEGSA</b>	88%	40%
<b>DEOCSA</b>	98%	55%
<b>DEORSA</b>	97%	47%
<b>Total</b>	<b>89%</b>	<b>44%</b>

# Usuarios Distribuidoras

A Diciembre 2004	EEGSA	DEOCSA	DEORSA	EEMS	TOTAL
<b>Total de Usuarios</b>	750,936	775,591	443,160	134,121	<b>2,103,808</b>
<b>Usuarios de TNS</b>	88,668	12,503	12,758	112,540	226,469
<b><i>Usuarios de TS</i></b>	662,268	763,088	430,402	21,581	<b>1,877,339</b>
<b>% <i>USUARIOS DE TS</i></b>	88%	98%	97%	16%	89%

EEGSA 36% del total de Usuarios

DEOCSA 37% del Total de Usuarios

DEORSA 21% del total de Usuarios

EEMS 6% del total de Usuarios



# Generación

<b>Generador</b>	<b>Inicio de operación</b>	<b>MW</b>	<b>US\$/KW</b>	<b>millones US\$</b>
<b>Secacao</b>	<b>1998</b>	<b>15.50</b>	<b>1600.00</b>	<b>24.80</b>
<b>Genor</b>	<b>1998</b>	<b>42.00</b>	<b>950.00</b>	<b>39.90</b>
<b>Las Palmas</b>	<b>1998</b>	<b>66.80</b>	<b>950.00</b>	<b>63.46</b>
<b>Zunil</b>	<b>1999</b>	<b>24.00</b>	<b>1600.00</b>	<b>38.40</b>
<b>Pasabien</b>	<b>2000</b>	<b>12.00</b>	<b>1800.00</b>	<b>21.60</b>
<b>La Esperanza</b>	<b>2000</b>	<b>126.00</b>	<b>950.00</b>	<b>119.70</b>
<b>San Jose</b>	<b>2000</b>	<b>127.00</b>	<b>1700.00</b>	<b>215.90</b>
<b>Calderas</b>	<b>2002</b>	<b>5.00</b>	<b>1200.00</b>	<b>6.00</b>
<b>San Isidro</b>	<b>2002</b>	<b>3.50</b>	<b>1800.00</b>	<b>6.30</b>



# Generación

<b>Generador</b>	<b>Inicio de operacion</b>	<b>MW</b>	<b>US\$/KW</b>	<b>millones US\$</b>
<b>Matanzas</b>	<b>2002</b>	<b>12.00</b>	<b>1800.00</b>	<b>21.60</b>
<b>Las vacas</b>	<b>2002</b>	<b>40.00</b>	<b>1600.00</b>	<b>64.00</b>
<b>Canada</b>	<b>2002</b>	<b>41.60</b>	<b>1600.00</b>	<b>66.56</b>
<b>Renace</b>	<b>2004</b>	<b>20.00</b>	<b>850.00</b>	<b>17.00</b>
<b>Arizona</b>	<b>2004</b>	<b>167.00</b>	<b>950.00</b>	<b>158.65</b>
<b>Posa Verde</b>	<b>2005</b>	<b>8.10</b>	<b>850.00</b>	<b>6.89</b>
<b>Monte cristo</b>	<b>2006</b>	<b>12.50</b>	<b>1800.00</b>	<b>22.50</b>
<b>Rio hondo</b>	<b>2007</b>	<b>32.00</b>	<b>1800.00</b>	<b>57.60</b>
<b><i>Total</i></b>		<b>333.20</b>		<b>414.80</b>

**Fuente Asociación de Generadores**

## CAPACIDAD AGREGADA 1996-2004

831 MW

1,026.9 MMUS\$

PASABIEN	2000	11.0	19.8
LA ESPERANZA	May-00	120.0	120.0
		<b>405.9</b>	
LAS VACAS	May-02	20.0	36.0
MATANZAS	Jul-02	14.0	25.2
DARSA	2003	5.0	5.0
TEXLAGO	Feb-03	30.0	30.0
ARIZONA	May-03	160.0	160.0
HIDROCANADA	Nov-03	40.6	73.0
ELECTROGENERACION	Nov-03	15.0	15.0

# CAPACIDAD AGREGADA 1996-2004

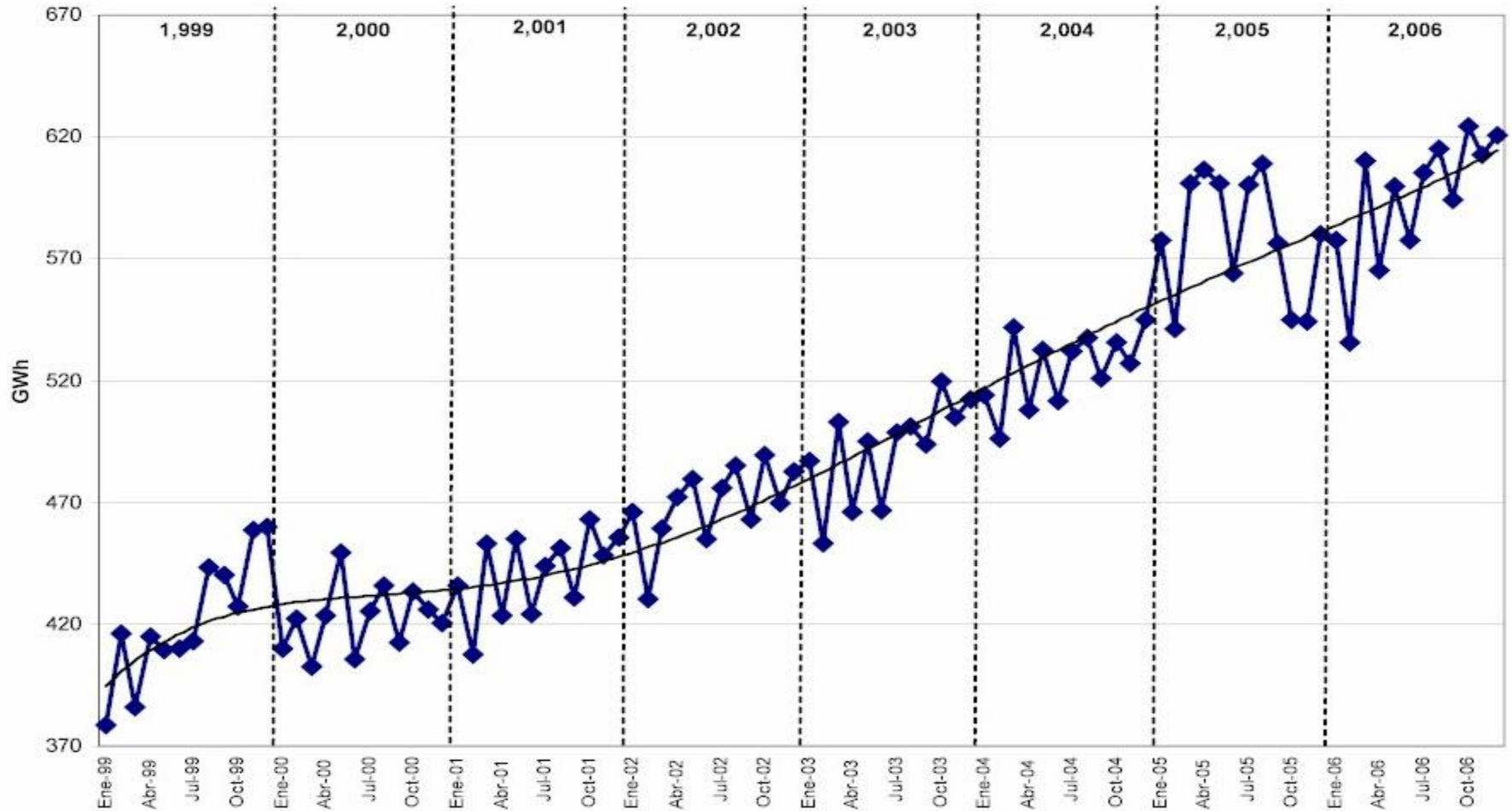
831 MW                      1,026.9 MMUS\$

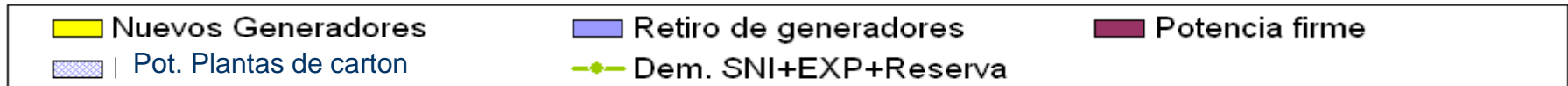
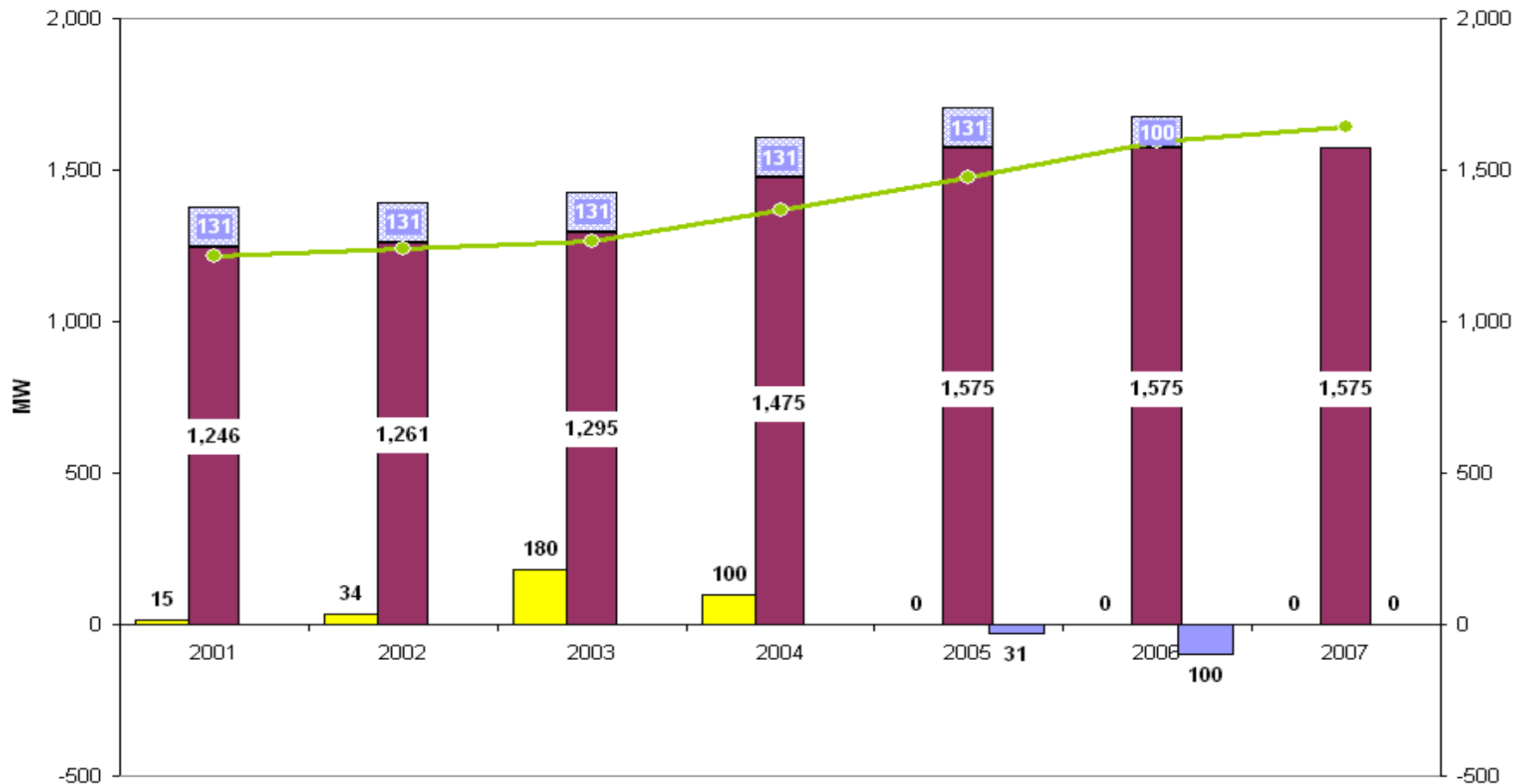
Nombre del Proyecto	Fecha de Inicio	MW	Inversión MM USD
LAS VACAS	May-02	20.0	36.0
MATANZAS	Jul-02	14.0	25.2
DARSA	2003	5.0	5.0
TEXLAGO	Feb-03	30.0	30.0
ARIZONA	May-03	160.0	160.0
HIDROCANADA	Nov-03	40.6	73.0
ELECTROGENERACION	Nov-03	15.0	15.0
RENACE	Mar-04	60.0	108.0

# EVOLUCION DE LA DEMANDA

- La Demanda de Energía ha tenido un crecimiento anual del 6%

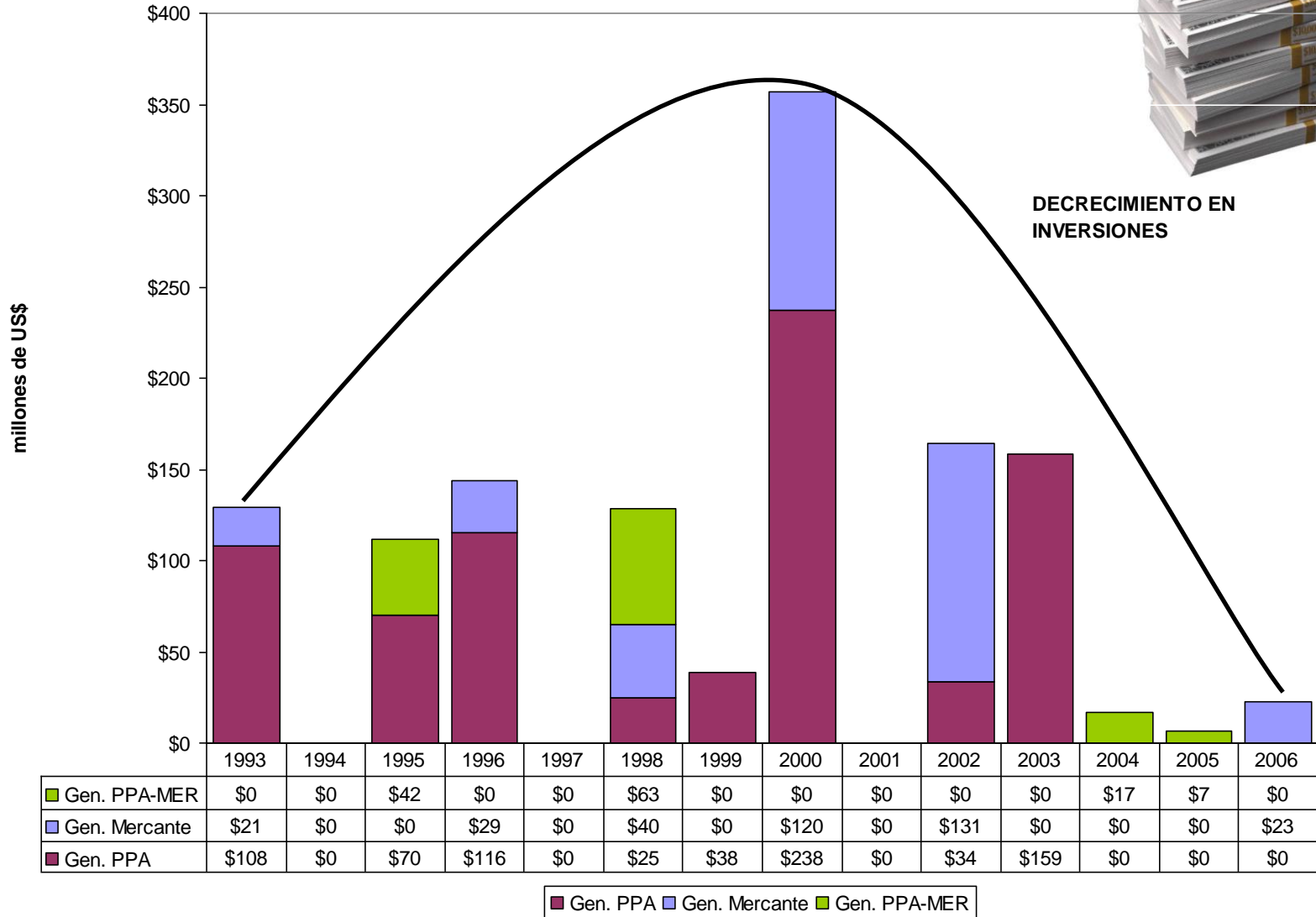
EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA 1999-2006





Datos reales al 2004.

# Inversión en el sector eléctrico: generación (1993 – 2006)

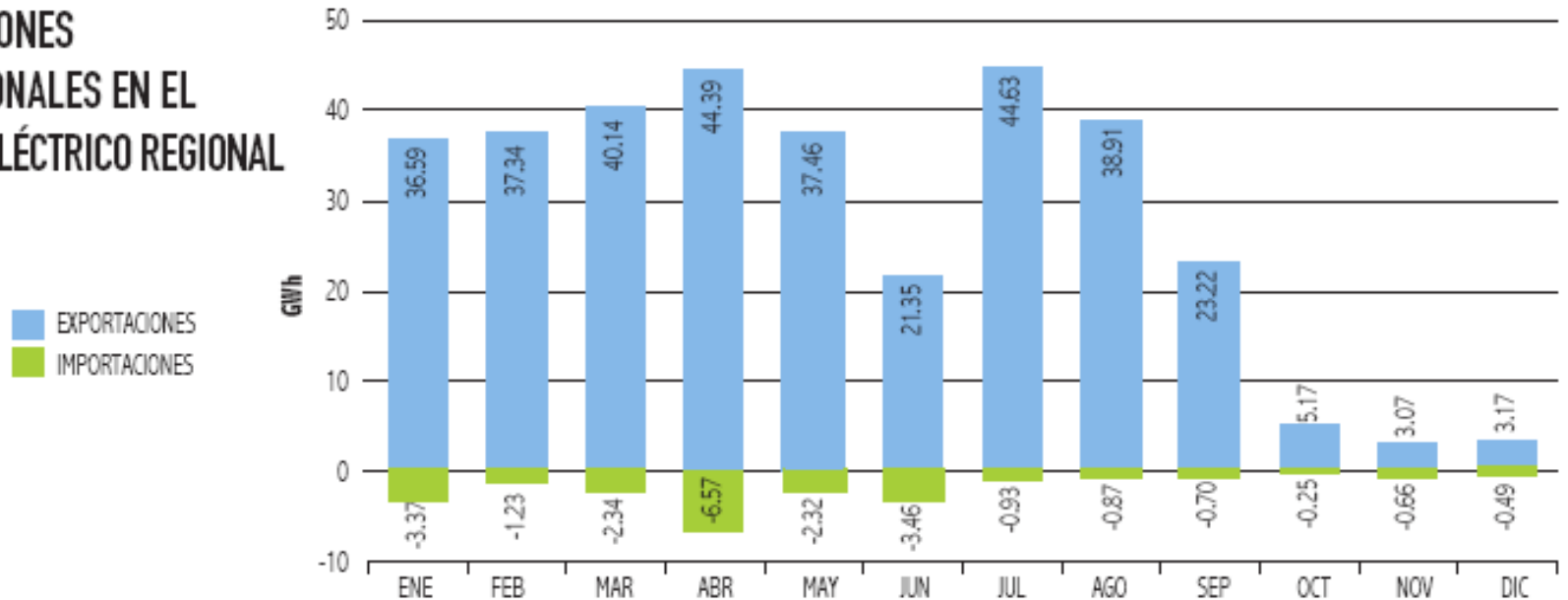


# Comparación con el Mercado regional



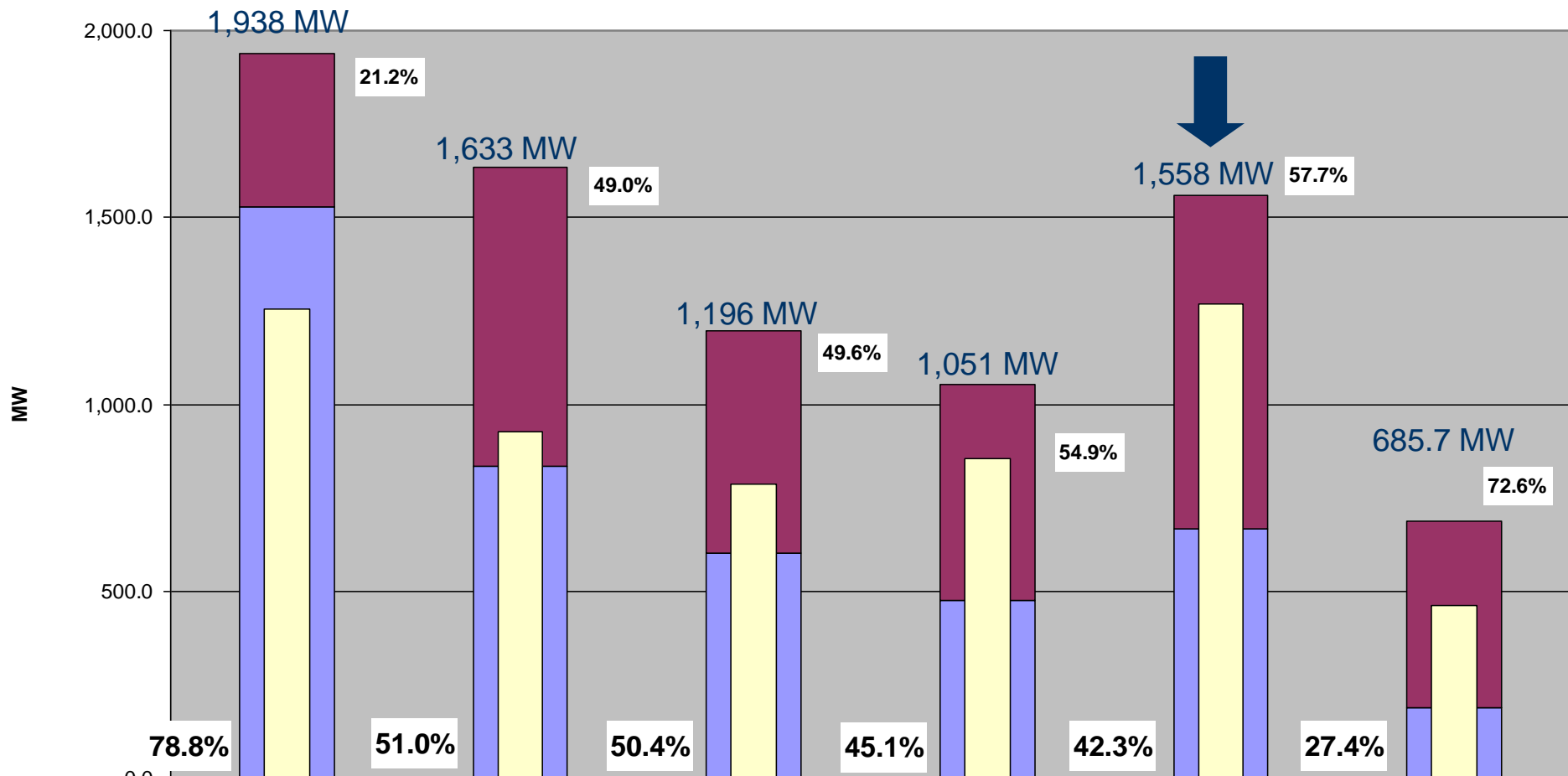
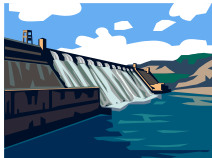
# MERCADO REGIONAL 2005

TRANSACCIONES  
INTERNACIONALES EN EL  
MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL



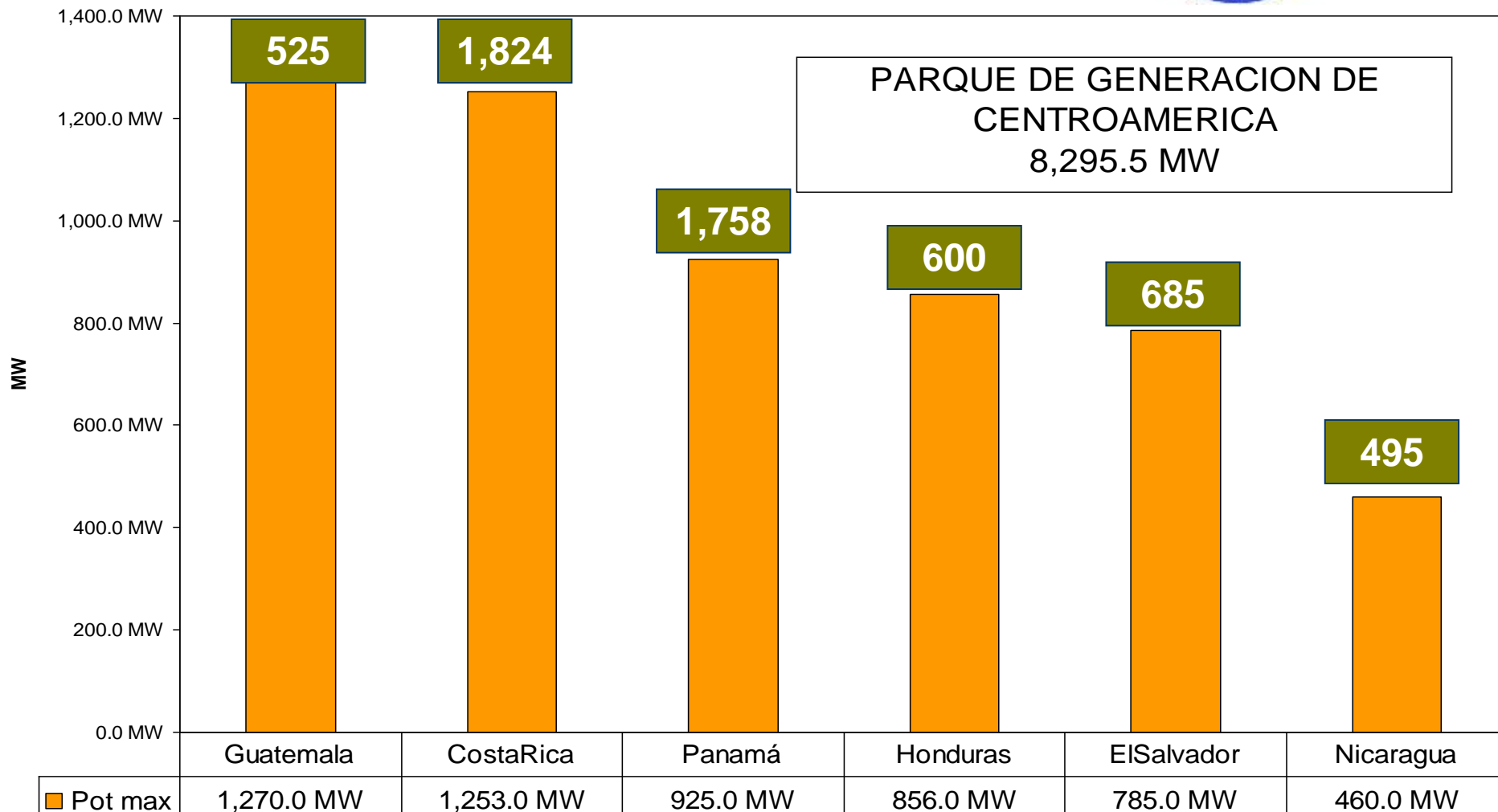


# Parque de Generación por país



	Costa Rica	Panamá	El Salvador	Honduras	Guatemala	Nicaragua
■ Termico	412.0 MW	800.9 MW	593.7 MW	576.8 MW	891.6 MW	497.8 MW
■ Renovable	1,526.9 MW	833.0 MW	603.2 MW	474.7 MW	667.0 MW	187.9 MW
■ Pot max	1,253.0 MW	925.0 MW	785.0 MW	856.0 MW	1,270.0 MW	460.0 MW

# Demanda Máxima por país



 KWh por habitante al año