



**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

A LOS ASISTENTES A LOS CURSOS

Las autoridades de la Facultad de Ingeniería, por conducto del jefe de la División de Educación Continua, otorgan una constancia de asistencia a quienes cumplan con los requisitos establecidos para cada curso.

El control de asistencia se llevará a cabo a través de la persona que le entregó las notas. Las inasistencias serán computadas por las autoridades de la División, con el fin de entregarle constancia solamente a los alumnos que tengan un mínimo de 80% de asistencias.

Pedimos a los asistentes recoger su constancia el día de la clausura. Estas se retendrán por el período de un año, pasado este tiempo la DECFI no se hará responsable de este documento.

Se recomienda a los asistentes participar activamente con sus ideas y experiencias, pues los cursos que ofrece la División están planeados para que los profesores expongan una tesis, pero sobre todo, para que coordinen las opiniones de todos los interesados, constituyendo verdaderos seminarios.

Es muy importante que todos los asistentes llenen y entreguen su hoja de inscripción al inicio del curso, información que servirá para integrar un directorio de asistentes, que se entregará oportunamente.

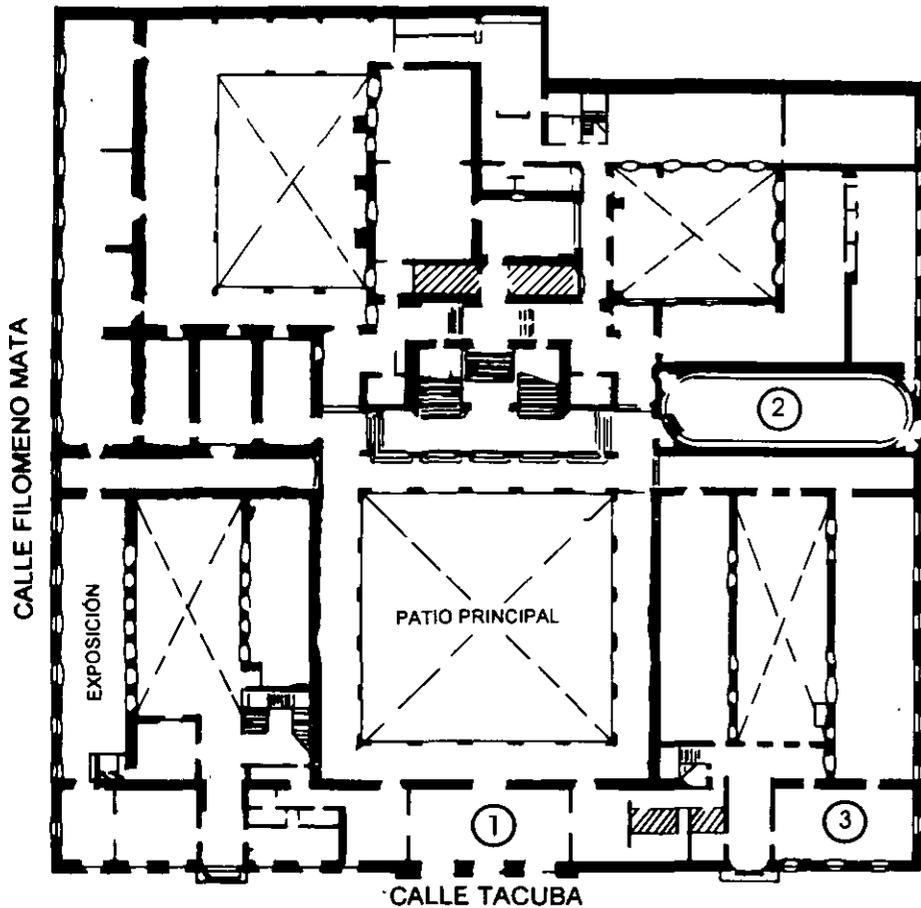
Con el objeto de mejorar los servicios que la División de Educación Continua ofrece, al final del curso deberán entregar la evaluación a través de un cuestionario diseñado para emitir juicios anónimos.

Se recomienda llenar dicha evaluación conforme los profesores impartan sus clases, a efecto de no llenar en la última sesión las evaluaciones y con esto sean más fehacientes sus apreciaciones.

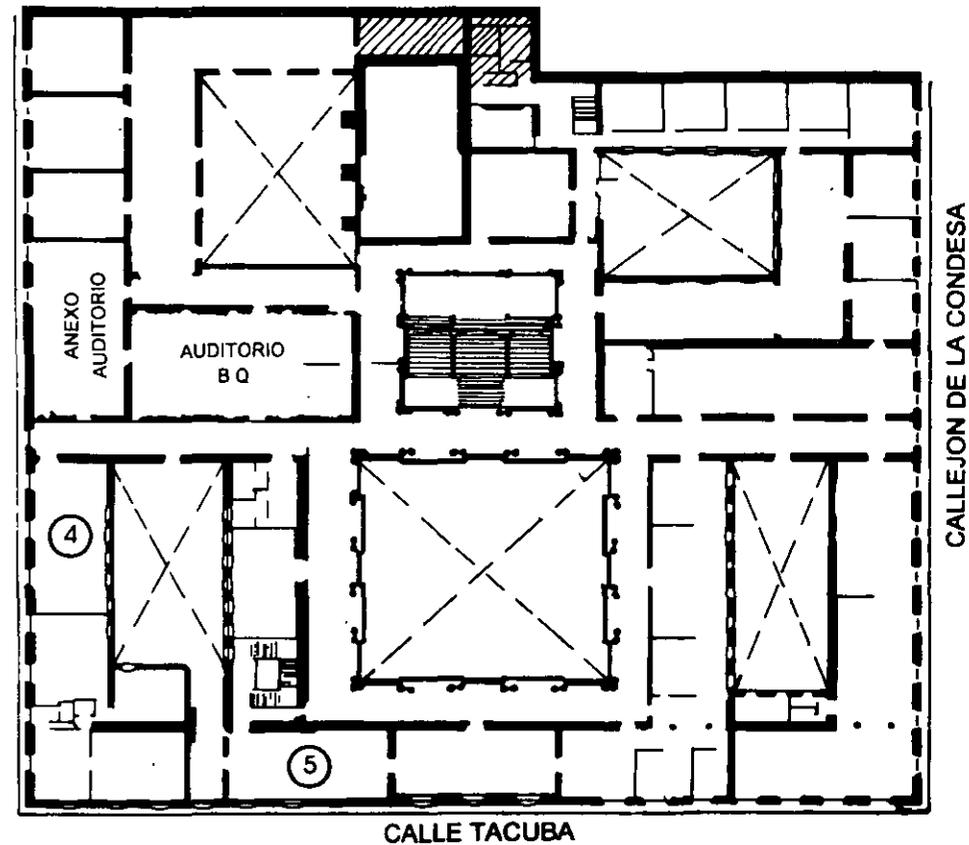
Atentamente

División de Educación Continua.

PALACIO DE MINERIA

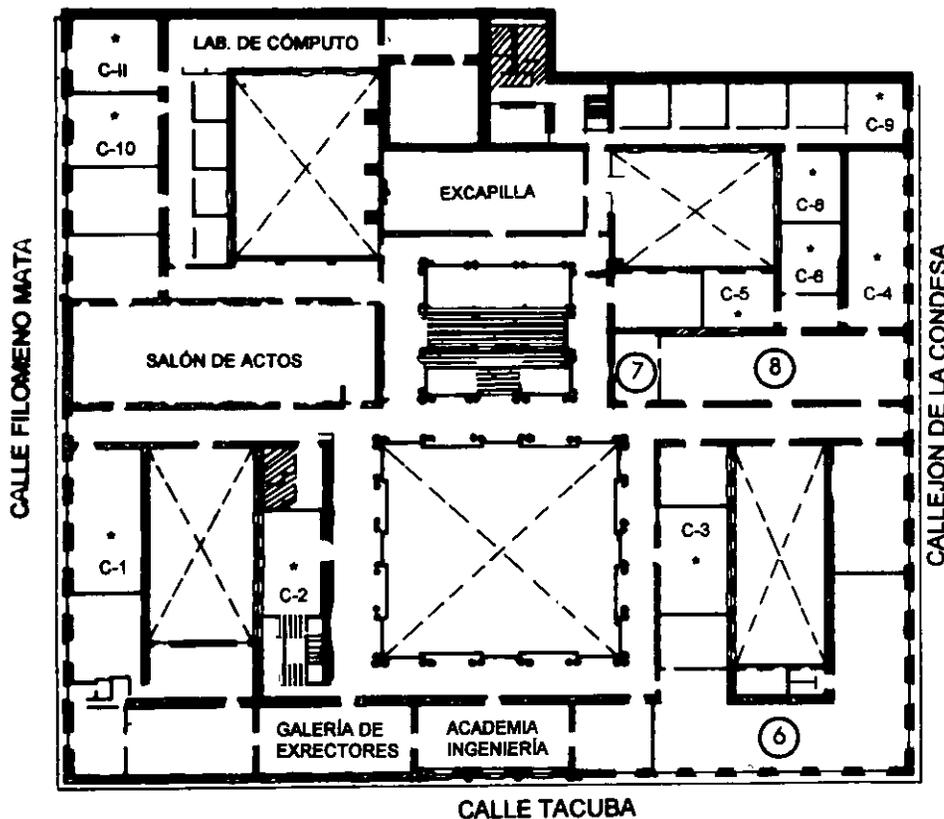


PLANTA BAJA



MEZZANINNE

PALACIO DE MINERÍA



1er. PISO

GUÍA DE LOCALIZACIÓN

1. ACCESO
2. BIBLIOTECA HISTÓRICA
3. LIBRERÍA UNAM
4. CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN "ING. BRUNO MASCANZONI"
5. PROGRAMA DE APOYO A LA TITULACIÓN
6. OFICINAS GENERALES
7. ENTREGA DE MATERIAL Y CONTROL DE ASISTENCIA
8. SALA DE DESCANSO

SANITARIOS

* AULAS



DIVISIÓN DE EDUCACIÓN CONTINUA
FACULTAD DE INGENIERÍA U.N.A.M.
CURSOS ABIERTOS

DIVISIÓN DE EDUCACIÓN CONTINUA





UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE EDUCACIÓN CONTINUA

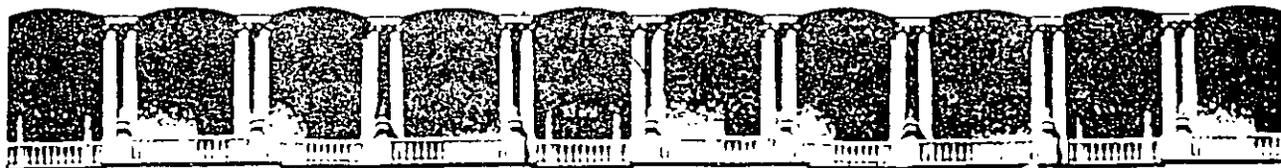
Programa del Curso: TÓPICOS DE ACTUALIDAD EN LA INDUSTRIA ELÉCTRICA
Del 23 al 26 de Noviembre 1998
DURACIÓN: 16 Horas



Coordinador Académico: ING. VÍCTOR GEREZ GREISER

CA 20

FECHA	HORARIO	TEMA	PROFESOR
Lunes 23 de Noviembre	17:00 a 21:00 horas	1.-ENERGÍA 2.- PRODUCCIÓN DE ENERGÍA TÉRMICA 3.-PRODUCCIÓN DE ENERGÍA MECANICA	DR. JOSÉ GONZÁLEZ SANTALO
Martes 24 y Miércoles 25 de Noviembre	17:00 a 21:00 horas	4.- RIESGO E IMPACTO DE LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA 5.- PRODUCCIÓN NO CONVENCIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA 6.- ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA	DR. VÍCTOR GEREZ GREISER
Jueves 26 de Noviembre	17:00 a 21:00 horas	7.- SISTEMAS ELÉCTRICOS	ING. JACINTO VIQUEIRA LANDA



**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

CURSOS ABIERTOS

**TÓPICOS DE ACTUALIDAD EN LA
INDUSTRIA ELÉCTRICA**

TEMA:

- 1.- RIESGO E IMPACTO DE LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA.**
- 2.- PRODUCCIÓN NO CONVENCIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA.**
- 3.- ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA.**

**EXPOSITOR: DR. VÍCTOR GEREZ GREISER
NOVIEMBRE DE 1998
PALACIO DE MINERÍA**

1.2 Alternativas Energéticas
1.2.1 Energía Solar

Ventajas

Abundante

1 min → demanda anual

No contaminante

Las celdas FV son:

- **Modulares**
- **Confiables**
- **Simples**

Desventajas

Difusa

1kW/m² , 5 horas, $\eta=10\%$

demanda 24kWh/día

casa con 48 m²

Variaciones regionales

Variaciones estacionales

No despachable

Costo

1.2 Alternativas Energéticas

1.2.2 Energía Eólica (1)

Características

Baja concentración de energía

$$P_w = \frac{1}{2} A \rho v^3$$

P_w potencia en watts de un flujo de aire

sección A (m^2)

densidad ρ (1.225 kg/m^3 a 288 K y $1.013 \cdot 10^5 \text{ Pa}$)

con viento v m/s

(con $v = 10 \text{ m/s}$ se tendría una densidad de potencia de solamente 612 W/m^2)

Recuperación limitada¹

$$P_w = C_p \frac{1}{2} A \rho v^3$$

C_p factor de Betz,

- valor teórico máximo = 0.593, (solo se puede obtener del 35-40% de energía eléctrica)
- pérdidas adicionales en la transmisión mecánica, el generador, el acondicionamiento de la potencia

Otras características

- Variación diurna,
- Variación estacional
- Variación anual
- Naturaleza aleatoria
- Factores de escala

Una turbina de 700 kW con aspas de 53m produce 12 veces más energía que una turbina de 65 kW con aspas de 17m a solamente 3.7 veces el costo, una reducción en el costo de la energía de 72%²

¹ Paul Gipe, "Wind Power for Home and Business" Chelsea Green Publishing Company, 1993, Chapter 4

² K. Rackstraw "Wind Around the World", Solar Today, March/April 1998, pp 22 - 25

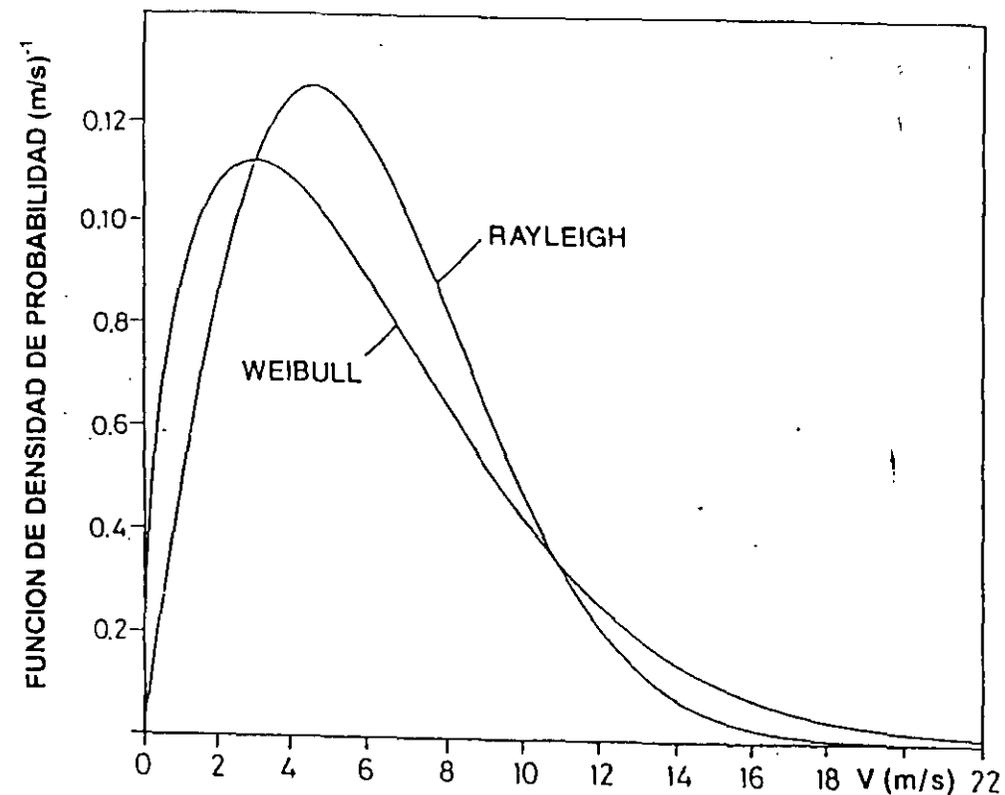
1.2 Alternativas Energéticas

Viento, Estimación de la producción anual :¹

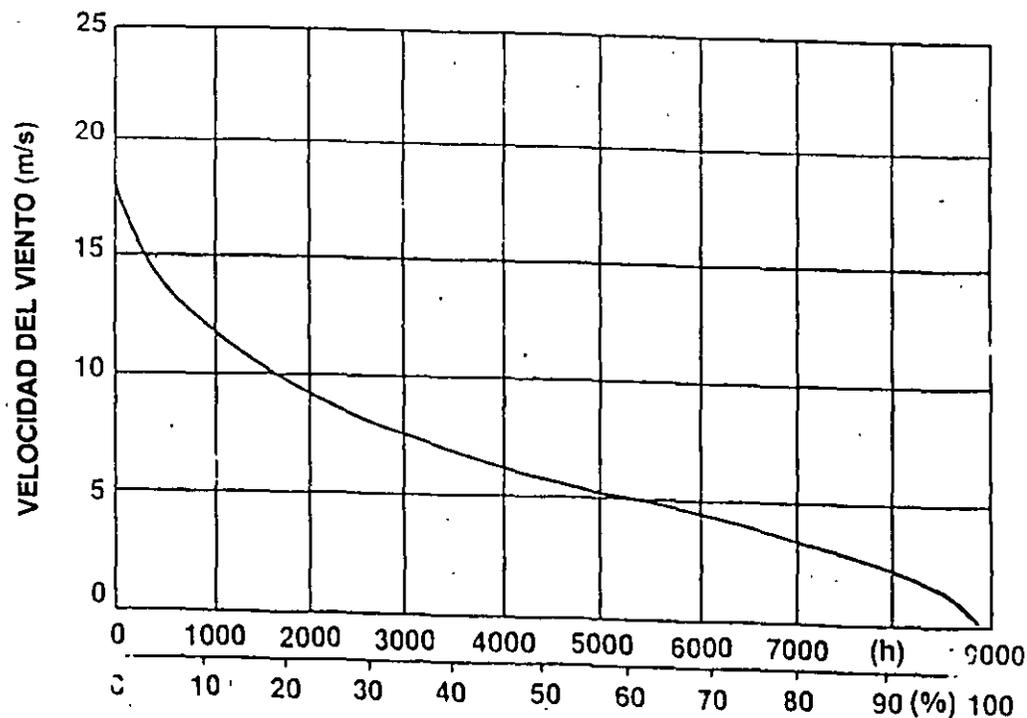
Clase	Potencia (según Batelle) a 10 m		Potencia (según Batelle) a 30 m		Eficien. Total	Diámetro del Rotor en m							
	Densid. de Pot. W/m ²	Veloc. m/s	Densid. de Pot. W/m ²	Veloc. m/s		1	1.5	2	3	4	5	6	7
1	50	3.5	80	4.1	0.28	0.2	0.3	0.6	1.4	2.5	3.9	5.6	7.6
2	100	4.4	160	5.1	0.25	0.3	0.6	1.1	2.5	4.4	6.9	9.9	13.0
3	150	5.0	240	5.9	0.21	0.3	0.8	1.4	3.1	5.6	8.7	12.0	17.0
4	200	5.5	320	6.5	0.19	0.4	0.9	1.7	3.8	6.7	10.0	15.0	21.00
5	250	6.0	400	7.0	0.16	0.4	1.0	1.8	4.0	7.1	11.0	16.0	22.0
6	300	6.3	480	7.4	0.15	0.5	1.1	2.0	4.5	7.9	12.0	18.0	24.0
7	400	7.0	640	8.2	0.14	0.6	1.4	2.5	5.5	9.9	15.0	22.0	30.0
	1000	9.5	1600	11.0	0.12	1	3	5	12.0	21.0	33	48.0	65.0

¹ Paul Gipe, "Wind Power for Home and Business" Chelsea Green Publishing Company, 1993, Chapter 4

La curva de densidad de probabilidad es una curva de Weinbull o Rayleigh



Función de densidad de probabilidad para una velocidad media de viento de 6m/s, de acuerdo con una distribución de Weinbull ($k=1.5$) y de Rayleigh



Curvas típicas de duración del viento, mostrando el % del tiempo que la velocidad del viento excede cierto valor

1.2 Alternativas Energéticas.

Energía Eólica, Curva de Raleigh

$$f(v) = \frac{k}{C} \left(\frac{v}{C}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{v}{C}\right)^k\right]$$

$$C = \left(\frac{V}{\Gamma\left(\frac{1}{k}\right)} \right)$$

k=2, se obtiene de la función de Raleigh

v velocidad promedio, único parámetro que se necesita

**Γ función Gamma
v velocidad**

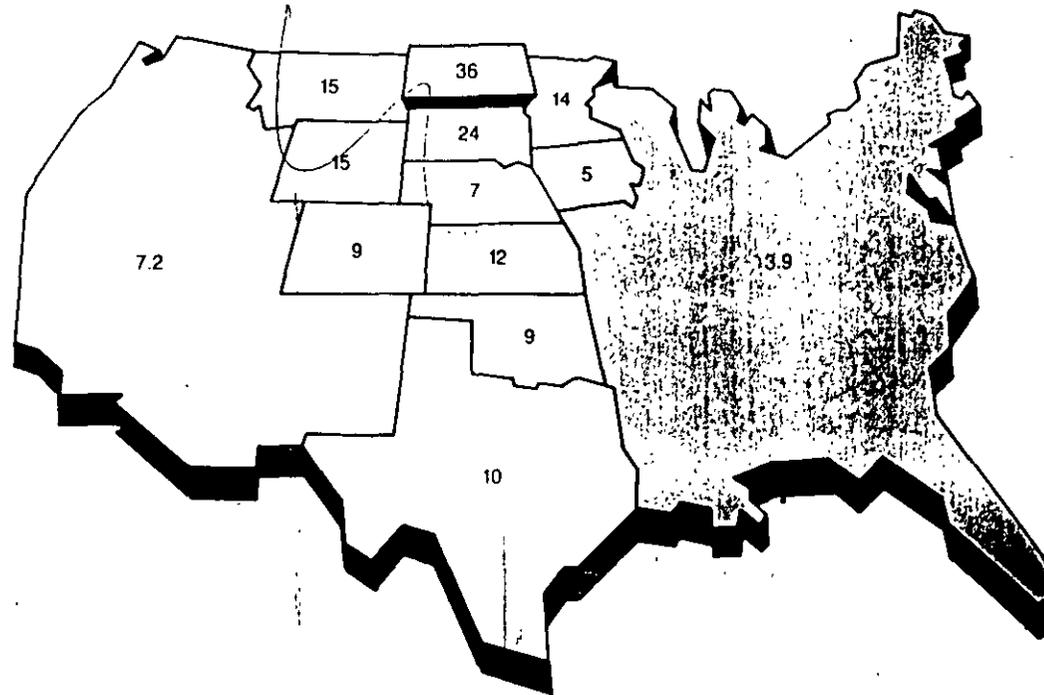
T horas del año en que el viento excede la velocidad v

$$T = 8760 \exp\left[-\left(\frac{v}{C}\right)^k\right]$$

1.2 Alternativas Energéticas

Energía Eólica, Ventajas

- Sustituye energía (en general no potencia)
- Disponible en grandes cantidades
El estado de Dakota "podría" generar el 39% de las necesidades nacionales¹
- Permite diversificar la base energética
- Crea más fuentes de trabajo que otras fuentes de energía
- Período de retorno de energía favorable



¹ EPRI Journal, December 1992, pp 7

Recursos

Existen mapas mostrando velocidades promedio anuales del viento por regiones, son de uso limitado

Gran dependencia del lugar

Naturaleza del terreno
Altura sobre el suelo

Requiere observaciones a largo plazo

3-5 años de observación de:

- velocidades y direcciones promediadas cada 10 minutos.

1.2 Alternativas Energéticas

1.2.2. Energía Eólica, **Precios y Mercados**^{1, 2}

Alemania

Precios muy atractivos, 10 centavos US/kWh

España

Precios atractivos, 8 centavos US/kWh
En 1997 duplicó la capacidad instalada

Dinamarca

Suministra el 75% de las turbinas vendidas en el mundo
Precios atractivos, hasta 9 centavos US/kWh

Reino Unido

Concursos competitivos limitados a energía renovable ⇒ mercado más competitivo en Europa
precios 40% menores que los alemanes

China

Mercado muy incierto, exige subsidios de fabricantes extranjeros

¹ K Rackstraw: "Wind Around the World" March/April 1998 pp 22-25

² "Wind Energy Markets" Wind Letter, Vol. 25, Issue No. 2, February 1998, pp 2

1.2 Alternativas Energéticas
1.2.2. Energía Eólica

Energía Eólica Capacidad Mundial (MW)¹

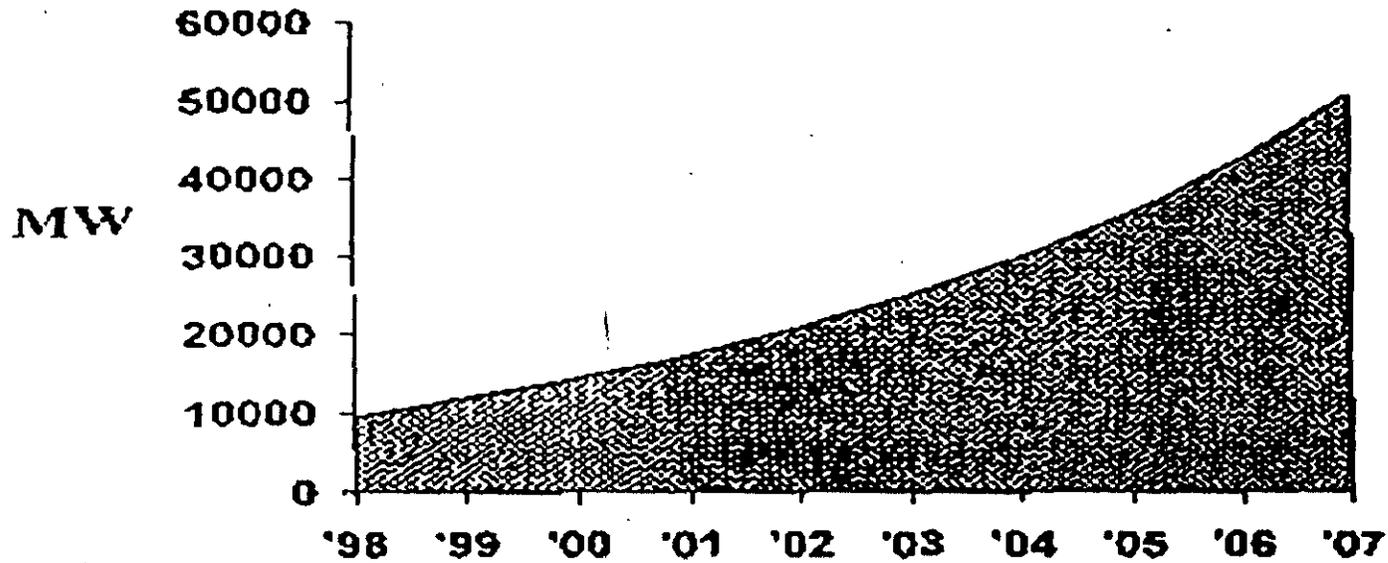
Pais	Capacidad instalada en 1997		Capacidad total acumulada 1997	
	MW	%	MW	%
China	112	7%	169	2%
EU	11	1%	1805	23%
Dinamarca	300	20%	1157	15%
Holanda	44	3%	325	4%
Alemania	532	35%	2079	27%
España	215	14%	425	5%
India	104	7%	933	12%
Reino Unido	60	4%	324	4%
Otros	132	9%	546	7%
Total	1510	100%	7763	100%

¹ K. Rackstraw: "Wind Around the World" March/April 1998 pp 22-25

1.2 Alternativas Energéticas

1.2.2 Energía Eólica **Perspectivas¹**

**Capacidad de Generación Eólica Proyectada
(1998 - 2007)**



¹ K. Rackstraw: "Wind Around the World" March/April 1998 pp 22 - 25

1.3.2 Razones e Impacto (1)

¿ Porqué conservar?

- Se emplea principalmente un recurso no renovable
- Existen problemas de impacto ambiental
- Tiene justificación económica

¿ Como y cual es el potencial?

- A nivel residencial 27% al 47%, aislamiento, avances tecnológicos en artefactos eléctricos incluyendo bombas de calor y alumbrado, cambios en los ajustes de termostatos
- In el comercio 23% al 49%, avances tecnológicos en artefactos eléctricos, control de alumbrado y luminarias, cambios en los ajustes de termostatos
- En el sector industrial 24% al 38%, aportando 67% del ahorro los motores de velocidad variable y alta eficiencia, empleo de procesos eléctricos en lugar de térmicos

1.3 Uso Eficiente de la Energía
1.3.1 Medidas de Conservación. (Aislamiento 1)

Hechos :

- Objetos oscuros son mejores radiadores y absorbedores de energía radiante
- Espacios vacíos son malos conductores de energía
- Aislar las habitaciones es una de las formas más efectivas de ahorrar energía

Transferencia de calor por conducción

$$\frac{Q_c}{t} = \frac{k \cdot A \cdot \Delta T}{\delta}$$

Q_c es el calor transferido, k es la conductividad térmica del material, el area, $\Delta T = T_2 - T_1$ es la diferencia de temperatura entre las caras de area A del cuerpo que conduce calor y δ el espesor.

Se define como valor R dado en tablas (equivalente a la resistencia eléctrica) la relación

$$R = \frac{\delta}{k}$$

la resistencia a la conducción es directamente proporcional al espesor del material.

Existen en EEUU recomendaciones mínimas para valores de R . Los fabricantes de materiales publican estos datos. Empleando R la ecuación para calcular perdidas por conducción se convierte en:

$$\frac{Q_c}{t} = \frac{A \cdot \Delta T}{R}$$

Ejemplo :

Calcule el calor transferido a través de 4 pies x 8 pies de una ventana con dos paneles de vidrio separados de pulgada. De la tabla se obtiene un valor de R de 1.54

$$Q_c = \frac{A \cdot \Delta T}{R} \cdot t = \frac{32 \cdot 65}{1.54} \cdot 12 = 16207 BTU$$

Los valores de R de paredes compuestas de varias capas se calculan como se combinan resistencias en serie.

Los valores de R cambian con la velocidad del viento, arboles afuera reducen la velocidad del viento y las pérdidas de conducción, al igual que cortinas en el interior. Observe en la tabla la gran diferencia entre valores de R entre ventanas y fibra de vidrio.

1.3 Uso Eficiente de la Energía

1.3.1 Medidas de Conservación. (Aislamiento 2)

Evite circulación indeseable, puertas y ventanas que no ajustan.

Los cálculos anteriores se emplean para calcular también las pérdidas por infiltración, agregando un factor K que puede variar entre 1.5 y 0.2 .

Pérdidas por infiltración por el método de intercambio de calor:

$$\frac{Q_c}{t} = 0.018 \cdot \Delta T \cdot V \cdot K \quad \text{BTU / hora}$$

donde V es el volúmen de la casa.

Para calcular las pérdidas anuales se emplea el concepto de número anual de días grado NADG (se publican tablas) y se emplea la expresión para pérdidas por conducción

$$Q_{total} = \sum \left(\frac{1}{R} \cdot A \right) \cdot (NADG) \cdot 24$$

y para las pérdidas por infiltración se tendría

$$Q_{infil} = 0.018 \cdot V \cdot K \cdot (NADG) \cdot 24 \quad \text{BTU / año}$$

Ejemplo

Sea una casa con 5000 pies cuadrados de superficie externa con un valor de R de 15, y un volumen de 15 000 pies cúbicos con un cambio de aire por hora localizada en un lugar con NADG de 8 000.

Para las pérdidas por conducción

$$Q_{total} = \sum \left(\frac{1}{R} \cdot A \right) \cdot (NADG) \cdot 24 = \frac{5000}{15} \cdot 8000 \cdot 24 = 64 \cdot 10^6 \quad \text{BTU / año}$$

Para las pérdidas por infiltración

$$Q_{infil} = 0.018 \cdot V \cdot K \cdot (NADG) \cdot 24 = 0.018 \cdot 15000 \cdot 1 \cdot 8000 \cdot 24 = 518 \cdot 10^6 \quad \text{BTU / año}$$

Nótese que son del mismo orden para un total de $115.8 \cdot 10^6$ BTU/año

Si el costo de la electricidad es de \$ 0.08/kWh el costo anual de la calefacción eléctrica sería

$$0.08(1\text{kWh}/3413) 10^6 = \$ 23.44 \text{ MBTU} \rightarrow 23.44 \times 115.8 = \$2 714/\text{año}$$

Si se emplea gas con un costo de \$ 5.50/MBTU y con un calefactor con una eficiencia del 70% el costo es de $(5.50/0.70)115.8 = \$910/\text{año}$

NADG. -

Zone	Degree Days
1	100- 2000
2	2000- 3000
3	3000- 4000
4	4000- 5000
5	5000- 6000
6	6000- 7000
7	7000- 8000
8	8000- 9000
9	9000- 10000



R-Values of Common Building Materials¹

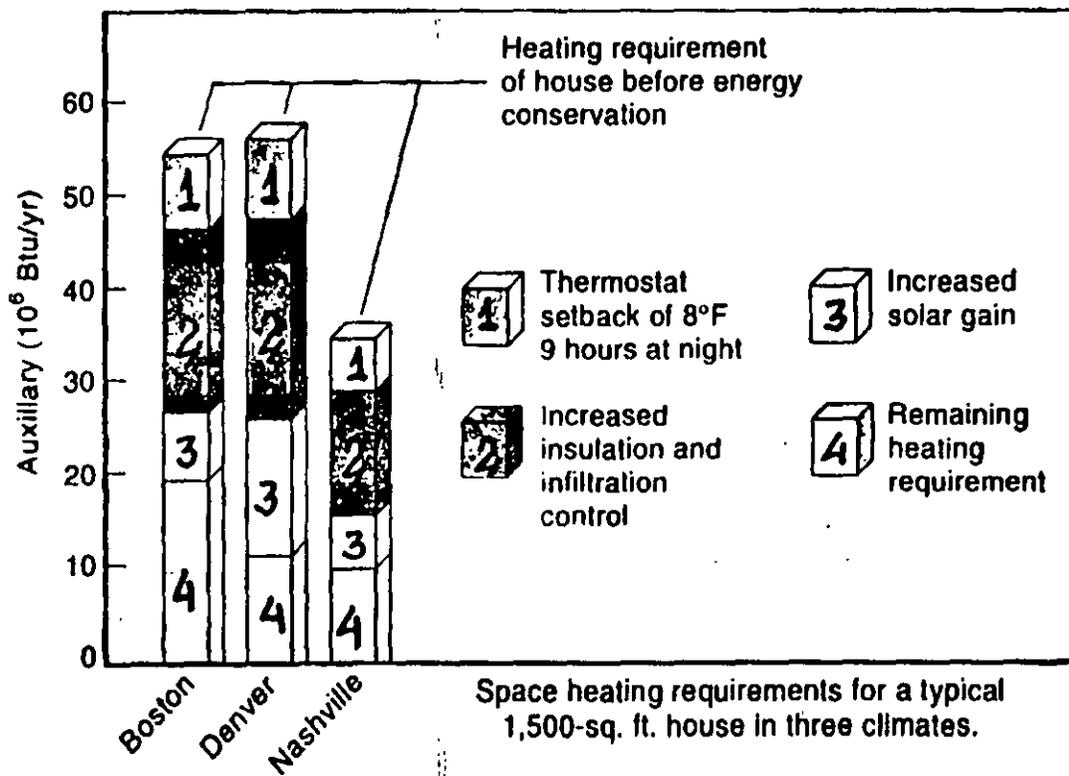
Material	Thickness	R-Value (ft ² -hr-°F/Btu) [†]
Hardwood	1"	0.91
Softwood	1"	1.25
Plywood	½"	0.62
Concrete block	8"	1.04
Common brick	1"	0.20
Sheetrock (gypsum board)	½"	0.45
Fiberglass insulation	3½"	10.9
Fiberglass insulation	6"	19.0
Expanded polystyrene board	1"	4.0
Expanded polyurethane board	1"	6.3
Cellulose insulation	1"	3.7
"Thermax" or "High-R" sheathing	1"	8.0
Flat glass	¼"	0.88
Insulating glass	¼" air space	1.54
Insulating glass	½" air space	1.72
Wood subfloor	2 ⁵ / ₃₂ "	0.98
Hardwood floor	¾"	0.68
Nylon carpet	1"	2.0
Tile		0.05
Asphalt roofing shingle		0.44
Asbestos shingle		0.21
Steel	1"	0.0032
Copper	1"	0.0004
Wood siding (lapped)	½"	0.81

*ASHRAE, "Handbook of Fundamentals"

†In the metric system, the units for R are m²-°C/W; R(metric) = R(English) × 0.57

¹ Hinrichs, *Energy*, Saunders

Effects of Energy Conservation on Space Heating¹ 1500 ft² in three climates



¹ Hinrichs: *Energy*, Saunders 1996

1.3 Uso Eficiente de la Energía

1.3.2 Razones e Impacto **Ahorro y Costo**¹

Ejemplo:

Residencia Unifamiliar, Albany NY (320.5 m²)

\$ 210 000, (incluye \$ 15 000 PV 1.8 kW)

Días Grado de Calefacción : 6984

Días Grado de Aire acond. : 507

Características de Diseño:

Ventanas orientadas hacia el Sur

Masa térmica adicional

Aislamiento:

R-38 en el techo

R-21 y R-30 en los muros

0.25 cambios de aire/hora

Alumbrado y Artefactos de alta η

	Referencia	Residencia en Albany	Reducción/Ahorro
Carga térmica de Calefacción	476 mill./joules/m ² /año	140 mill./joules/m ² /año	71% menos
Costo de la Calefacción	\$ 1155	\$ 330	\$ 825
Costo del Aire Acond.	\$ 195	\$ 35	\$160
Costo Total	\$ 1350	\$ 365	\$985

¹ B. Miller, " Living by the Sun", Solar Today, Vol. 12, No. 4, July/August 1998, pp 24 - 27

1.3 Uso Eficiente de la Energía

1.3.1 Medidas de Conservación (1) **Potencial**

En Equipos de Oficina ¹, en el Sector Industrial ^{2,3} y en Artefactos Domésticos ^{2,4}

EQUIPO	AVANCES	Consumo en 1990 Cuatrillones de BTU	AHORRO POTENCIAL	
			Energía	CO ₂ (millon. de ton)
Alumbrado	Alumbrado Fluorescente Compacto, Refractores y Luminarias Avanzadas	7.2	21 - 40 %	131 - 244
Refrigeradores	Diseños más Eficientes Mejor Aislamiento	2.6	21 - 44 %	38 - 80
Calefacción, Aire Acondicionado	Motores de Velocidad Variable, Mejor Diseño	6.6	26 - 48 %	150 - 392

En Transporte y Accionamientos ⁴

EQUIPO	AVANCES	Consumo en 1990 Cuatrillones de BTU	AHORRO POTENCIAL	
			Energía	CO ₂ (millon. de ton)
Aviones	Materiales más Ligeros, Motores más Eficientes, Mejor Aereodinámica	2.1	30 - 50 %	38 - 52
Carros y Camiones Ligeros	Trasmisiones Automáticas, Materiales más Ligeros, Mejor Aereodinámica	12.8	18 - 36 %	158 - 268
Motores Eléctricos	Motores de Velocidad Variable, Mejor Diseño	6.6	27 - 42 %	162 - 255

¹ EPRI Journal, Vol. 15, No. 5, Julio/Agosto 1994, pp 18 - 24

² B. Geiger et al: "Electricity: The Key to Energy Conservation", Siemens Review, R&D Special, Fall 1991, pp 7-10

³ J. Streb, " Strategies for Reducing U.S. Industrial Energy Consumption, Siemens Review, 1-92, Vol. 59, pp 16 - 21

⁴ "Conservation Power", Business Week/September 16, 1991 pp 86 - 92

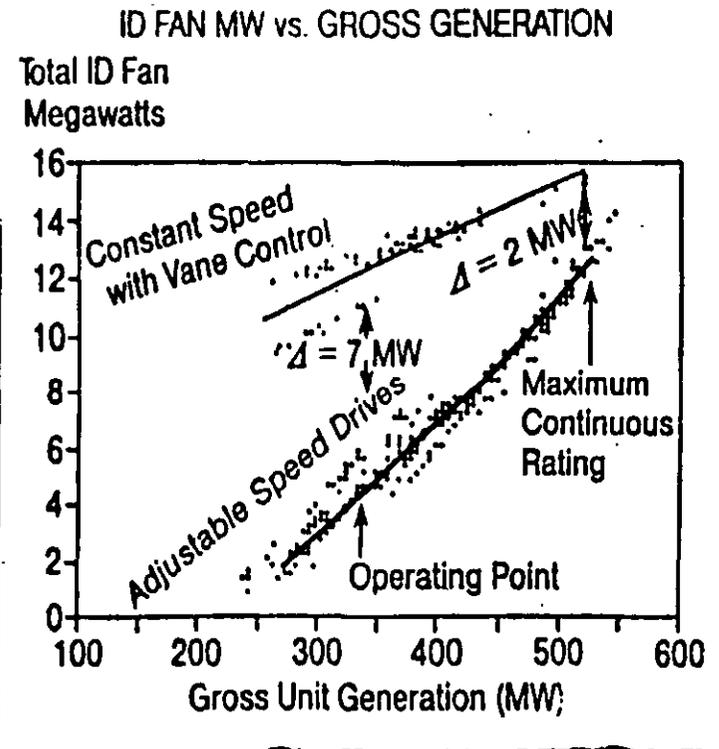
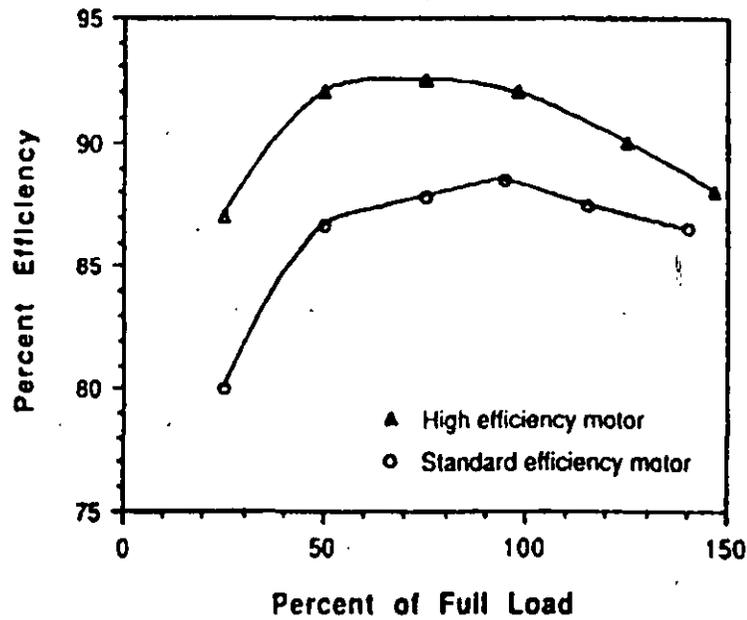
1.3 Uso Eficiente de la Energía

1.3.1 Medidas de Conservación (2) Oportunidades de Ahorro¹

	Coche Millas/galon	Casa Miles de Joules/ Metro cuadrado	Refrigerador KWh/día	Calefactor Millones de joules/día	Aire Acondicionado KWh/día
Modelo promedio	18	190	4	210	10
Nuevo modelo promedio	27	110	3	180	7
Mejor Modelo	50	68	2	140	5
Prototipo	77	11	1	110	3

¹ J.H. Gibbons et al. "Strategies for Energy Use " Scientific American, Vol. 261, No. 3, September 1989, pp 136 -143

3.1 Efficient Energy Use
 Electric Motors and Variable Speed Drives¹

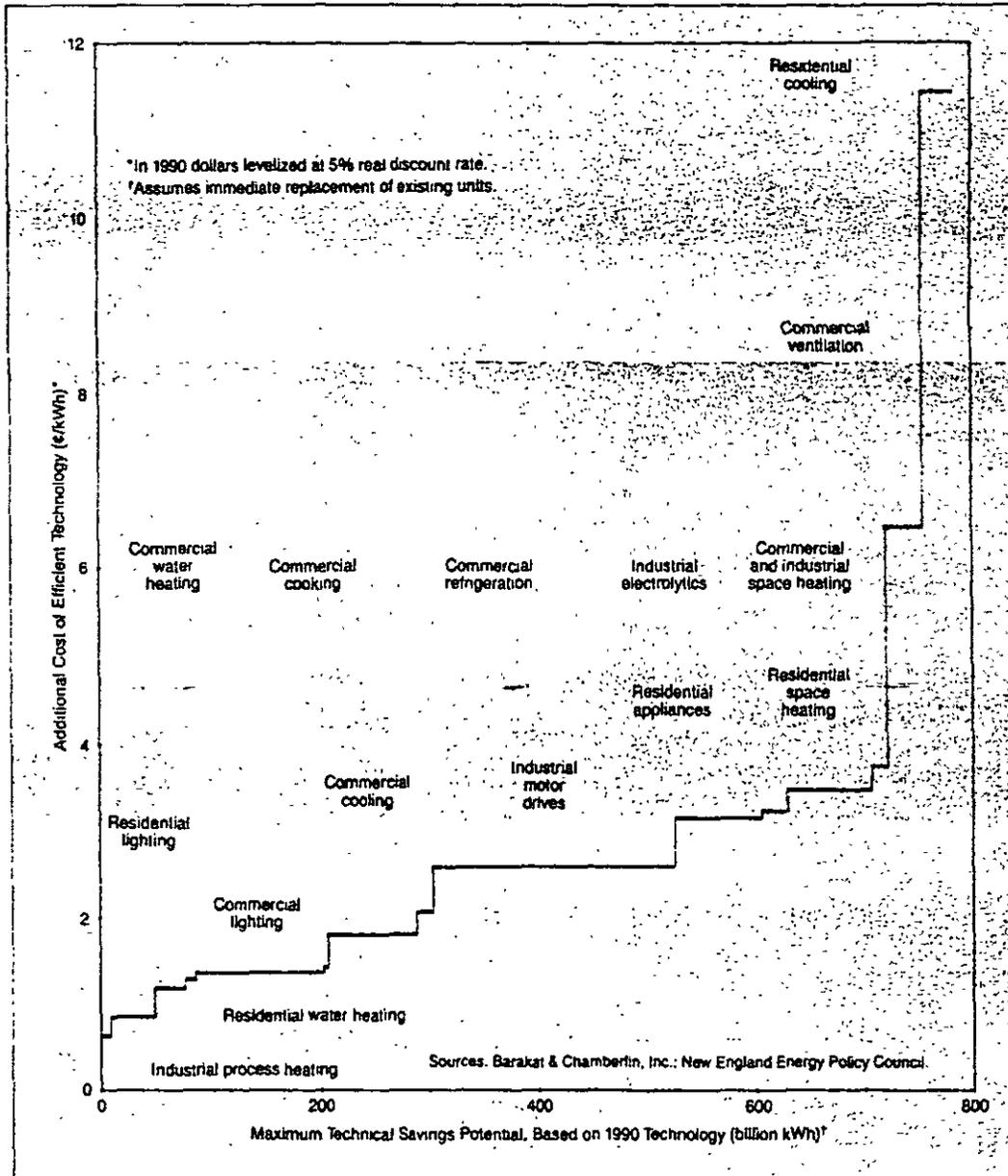


¹ Electric Forum, Vol. 10, No. 2, 1984

1.3 Efficient Energy Use¹

The Cost of Saving

Efficient end-use technologies have the technical potential to save a tremendous amount of energy, but the savings don't come free. The graph shows the additional capital and installation costs consumers must pay for the more efficient technology (amortized over the life of the unit). As long as these costs are lower than the cost of electricity, use of the technology will save the customer money.



¹ "New Push for Energy Efficiency", EPRI Journal, Vol. 15, NO. 3, April/May 1990, pp5 - 14

1.3 Efficient Energy Use Transformers ^{1,2,3}

Facts:

Transformer losses = 2% off all utility generation
 With present technology losses can be reduced from 10 – 40 %
 Improving transformer η can be more cost-effective than adding new generation
 Emission reduction
 Benefits to all customers without utility loss of revenue

But:

With deregulation and competition capital expenditures are down

Low Core Loss Transformers

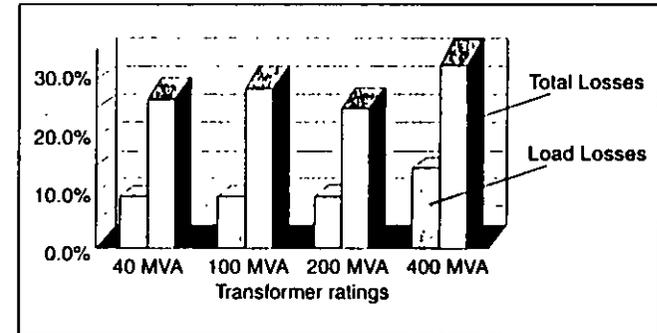
Payback calculations					
At 50% Load, 15kV/480V	Price			Years to Payback at given \$/kWh	
	AMDT	Normal	Premium	\$0.10	\$0.125
60 Hz					
750 kVA	\$14950	\$13000	\$1950	3.8	3.1
1500 kVA	\$24725	\$21500	\$3225	2.9	2.3

¹ R. Lorand et al: " The Energy Star Transformer Program ", IEEE Power Engineering Review, July 1998, pp 7 - 8

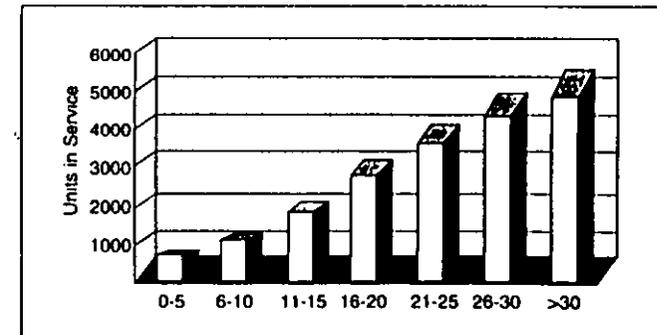
² Ch. Pruess, " Low Core Loss Transformers for Industrial Energy Savings, IEEE Power Engineering Review, July 1998, pp 12 - 13

³ S. J. Dale et al, " High – Temperature Superconducting Transformer ", IEEE Power Engineering Review, July 1998, pp 14 - 15

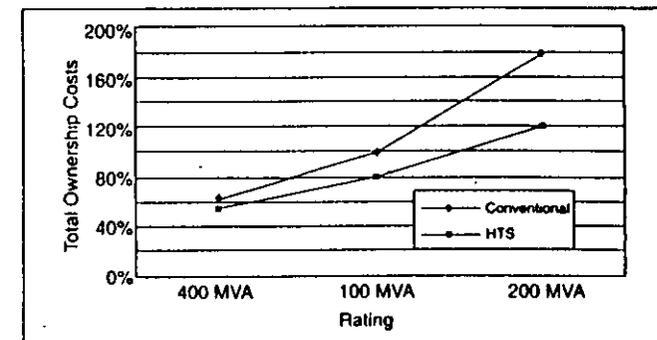
High-Temperature Superconducting Transformers



HTS transformer load losses and total losses as a percentage of conventional transformer losses



Age (in years) of 100+ MVA transformers in service in the United States



HTS transformers become cost competitive at 40+ MVA

1.3 Uso Eficiente de la Energía

Problemas de Implementación

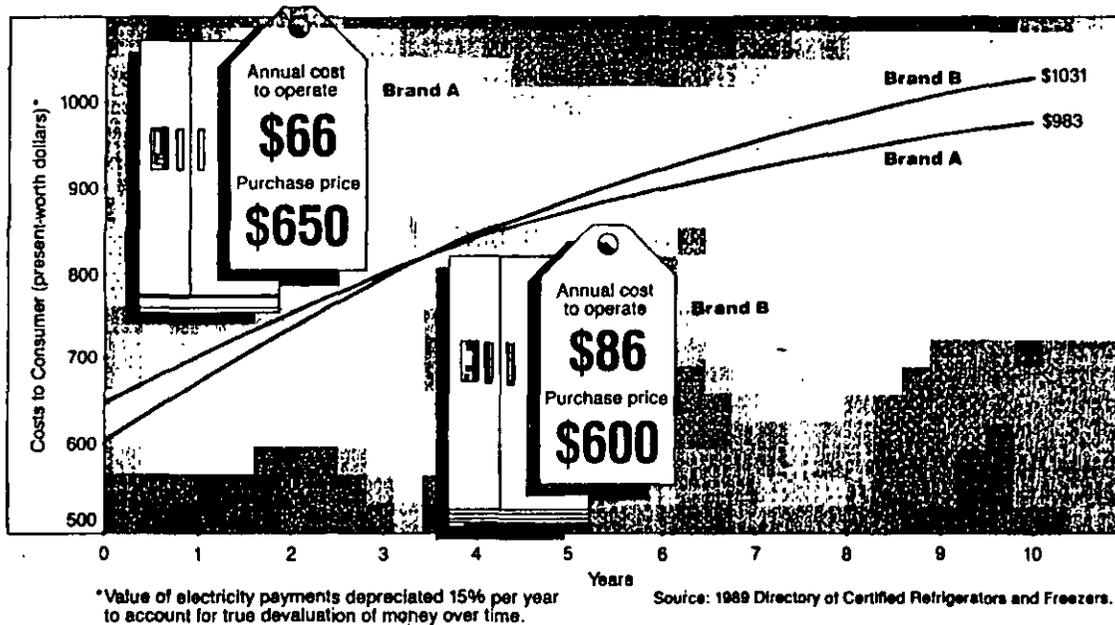
- Falta de información
- Tendencia de los precios de la energía
- Falta de análisis económico
- ¿Quién invierte y quién se beneficia?
- Incertidumbre con relación a tasas de interés y precios de combustible
- Problemas de gestión

1.3 Efficient Energy Use

Implementation Problems¹

Efficiency Gets Short Shrift

The value of efficiency is largely discounted by the public in its purchasing decisions. Studies show that an appliance's initial cost usually carries much more weight than its energy efficiency, despite the fact that reduced operating cost can save the consumer much more money in the long run. In the example shown here, by choosing the lower-priced refrigerator, the buyer saves \$50 on the initial purchase but ends up spending about \$50 more in total costs over the next 10 years because of higher energy use.



¹ "New Push for Energy Efficiency", EPRI Journal, Vol. 15, NO.3, pp 5 - 14

2.3 Fuentes Diversas de Energía Térmica

Madera y Plantaciones

Whole Tree Energy^{1 2}

Combustible

Arboles enteros

Secado

Gases de combustión

Recursos (100 MW)

Area de 40 km de radio de bosque con menos del 0.49% de area cosechada cada año

Otros Cultivos^{3 4 5}

Plantaciones de halofitas

Resistentes al agua salina,
Producen alimento para ganado

Plantas de Gasificación de Biomasa y Ciclo Combinado

(Biomass Gasification – combined – cycle BGCC)

Area de 15.4 km de alfalfa ⇒ 75 MW BGCC + 320 000 ton de alimento para ganado)

¹ L. Lamarre, "Electricity from whole trees "EPRI Journal, Vol 19, No.1 Jan/Feb 1994, pp 14 - 24

² "Strategic Analysis of Biomass and Waste Fuels for Electric Power Generation " EPRI Report TR 102773s, February 15, 1994

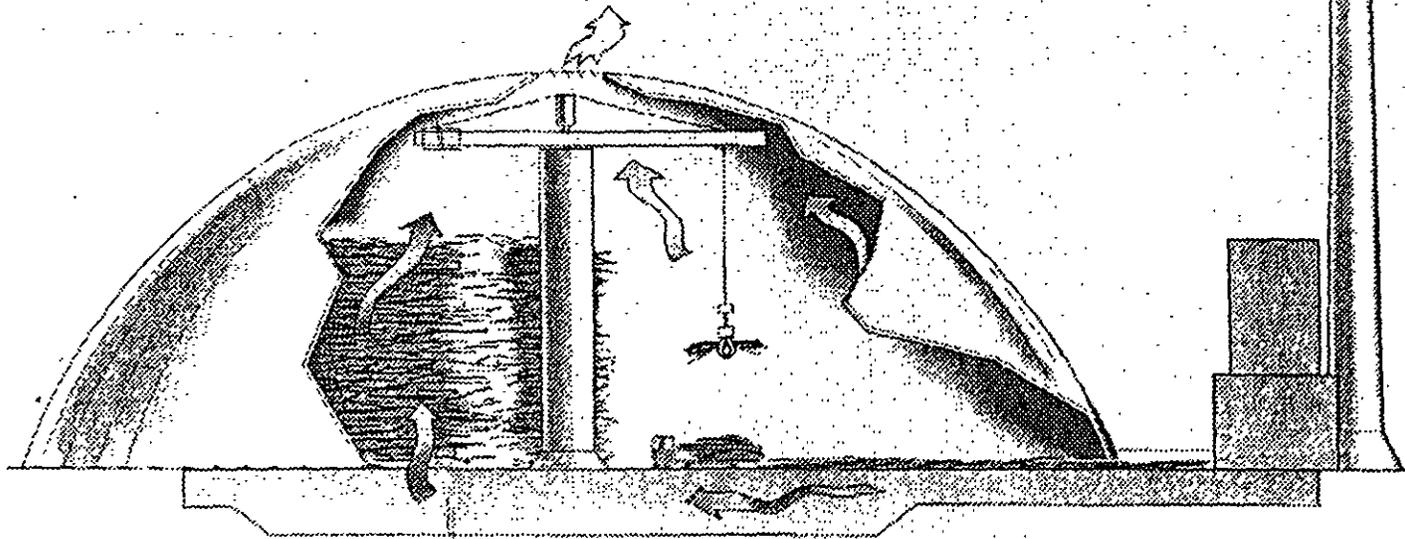
³ " Coming to a field near you? Fuel Farms, Public Power, Vol. 55, No 2, pp 10 - 11

⁴ J. Douglas, " A rich harvest from halophytes ", EPRI Journal, Vol 18, No.7 Octubre/Noviembre 1993, pp 16 - 23

⁵ E. P. Glenn et al, " Irrigating crops with seawater ", Scientific American, Vol. 279, No. 2, August 1998, pp 76 - 81

Whole Tree Energy¹

DOME-DOMINATED DESIGN The air-supported fiberglass dome used for reducing the moisture content of freshly harvested whole trees is significantly larger than the power plant that turns the trees into electricity. Inside the dome, the specially designed whole-tree stacker, consisting of a tower crane and grapple, removes whole trees from the trucks that deliver them from nearby plantations and stacks them in a large, circular structure to a height of more than 100 feet (30 m). Waste heat is piped from the plant into the dome for drying, entering the structure from beneath the tree stack. EPRI estimates that tree plantations adequate to supply a 100-MW plant would occupy less than 7% of the land within a 25-mile (40-km) radius of the plant.



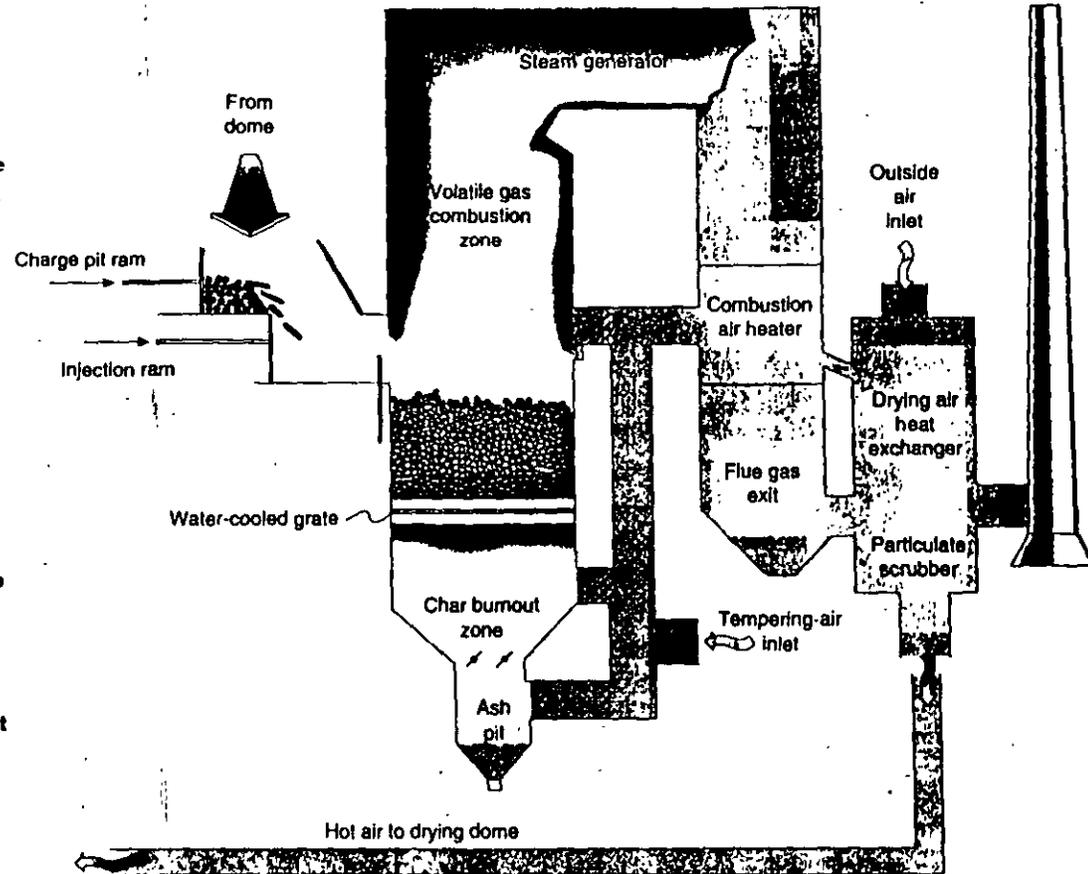
¹ L.Lamarre, "Electricity from whole trees, EPRI Journal, Vol. 19, No. 1 Jan/Feb 1994, pp 14 - 24

2.3 Thermal Energy Sources

Whole-Tree Energy Combustion¹

FROM TREES TO ELECTRICITY

After whole trees leave the drying dome on a conveyor, they are cut into sections—about 28 feet (8.5 m) long—that will fit in the boiler chamber. A ram pushes the trees into a charge pit, and a second ram then pushes them into the furnace. A Whole-Tree-Energy boiler is taller than a gas-fired boiler but is otherwise very similar. The greater height helps achieve a high heat release rate as well as complete combustion, allowing space for carbon, hydrogen, and other gases to burn off. Cinders from the burning bed of trees fall through a grate and into an area called the char burnout zone, where any remaining carbon in the material burns away. To promote complete combustion, air is fed into the boiler both below and above the bed of trees. Waste heat from the flue gas is captured by a heat exchanger for use in the drying dome.



¹ L.Lamarre, "Electricity from whole trees, EPRI Journal, Vol. 19, No. 1 Jan/Feb 1994, pp 14 - 24

2 3 Fuentes Diversas de Energía Térmica
Biomasa,-Potencial y Costos

**3.2% de la producción de energía en los EEUU \approx energía hidroeléctrica
Industria maderera 7 000 MW (total 10 000 MW)¹**

Ventajas

- Menos emisiones de SO₂ y NO_x
- Balance entre fijación de CO₂ y generación

Desventajas

- 11 centavos/kWh
3 centavos/kWh de costo de la madera
energía convencional \leq 7 centavos/kWh

¹ Coming to the Fields near you? Public Power/ Vol. 55, No. 2, pp 10 - 11

Desperdicios Urbanos

Disponer de la basura es caro (\$11/ton - \$50/ton)

Como combustible tiene

Poder calorífico variable

Métodos de Combustión

Lechos Fluidizados

Hogar Rotatorio

Rejilla con exceso de aire

Gasificación

Llantas¹ 15 000 Btu/lb

¹ L. Lamarre EPRI Journal, Vol. 20, No. 5, September/October 1995, pp 28 - 32

Energía Nuclear, Futuro

Futuro?

Percepción Pública sobre Efectos de Invernadero
Disposición de Desechos Nucleares^{1,2}
Costo de Combustibles Fósiles

Siguiente Generación (Advanced Light Water Reactors, ALWR)^{3,4,5}

- Menos componentes
- Diseños normalizados y preaprobados
- Más fáciles de operar (reducción de personal de 400 – 600 personas a 90 – 100)

Plantas de Tamaño Medio (600 Mwe)

Emplean medios naturales para refrigeración de emergencia

- GE Midsize Boiling Water Reactor
- ABB Combustion Engineering System 80+ (presurizado)
- Westinghouse AP 600 (presurizado)

Costo(\$ 1989) \$ 1300/kW_e

Tiempo de Construcción

42 meses

Plantas de Tamaño Mayor (más de 1000 Mwe)

Sistemas activos más simples

- GE Advanced Boiling Water Reactor

\$ 1470

54 meses

¹ W. Sweet; "A nuclear renaissance", IEEE SPECTRUM, Vol 34, No. 11, pp- 23-28

² J. Beard, "Nuclear Waste disposal in New Mexico and Nevada", IEEE SPECTRUM, Vol 34, No. 11, pp- 23-40

³ J. Douglas, " Reopening the Nuclear Option", EPRI Journal, Vol. 19, NO. 8, December 1994, pp 7 - 17

⁴ M.W. Golay et al. " Advanced Light-Water Reactors", Scientific American, April 1990, pp 83 - 89

⁵ W. Sweet, "Advanced reactor developing rebounding", IEEE SPECTRUM, Vol 34, No. 11, pp- 41 - 48

Energía Nuclear Capacidad Instalada y en Construcción

Presente¹

Pais	Capacidad en GW	Energía generada KWh X 10 ⁹	% de generación total
EEUU	(1) 100.7	673.5	22.5
Francia	(2) 59.9	358.6	76.1
Japón	(3) 42.4	275.2	33.4
Corea	9.1	63.7	36.1
India	1.7	7.2	1.9
México	1.3	8.0	6.0
Argentina	0.9	7.8	11.8
Brasil	0.6	2.4	1.0

En Construcción

Pais	Unidades	MW
Corea	5	3870
Ucrania	4	3800
Eslovaquia	4	1552
Rusia	4	3375
India	4	808
Francia	3	4355
Japón	2	2111
Iran	2	2146
Rep. Checa	2	1824
China	2	1200
EEUU	1	1165
Rumania	1	650
Pakistan	1	300
Brasil	1	1245

¹ F. Felix "State of the Nuclear Economy" IEEE Spectrum, Vol. 34, No. 11, November 1997, pp 23 - 28

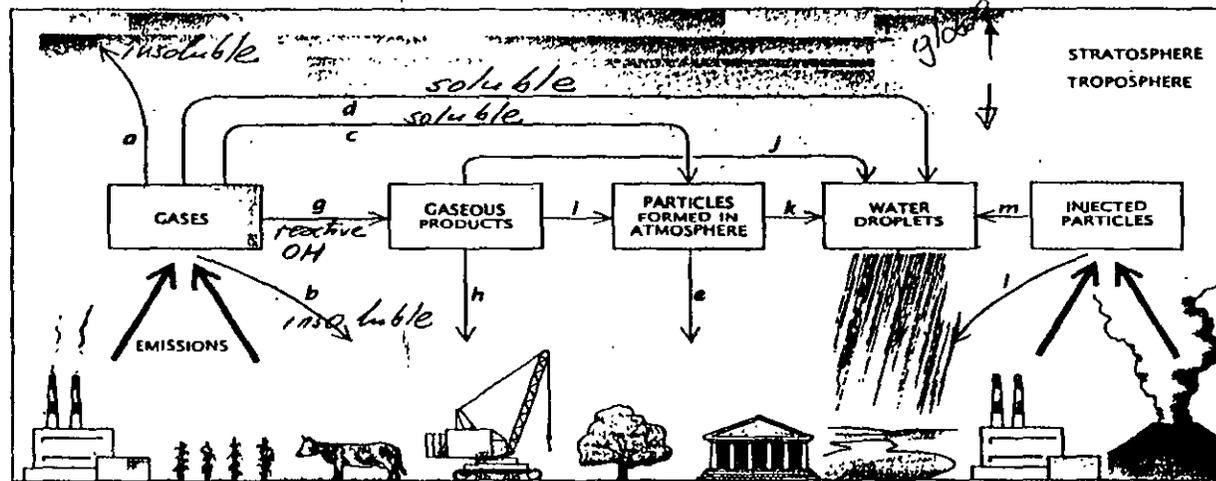
3.1 Impacto de la Producción de Energía

3.1.1 Emisión de Partículas, Depósitos Acidos y Corrosión, Disminución del Ozono

Valores tipicos de contaminantes emitidos por una planta de 1000Mwe

	Carbón	Aceite	Nuclear
CO ₂	7 000 000 t/a	4 300 000 t/a	0
SO ₂	36 000 t/a	83 000 t/a	0
NO _x	8 600 t/a	5 900 t/a	0
Desechos sólidos	300 000 t/a ceniza 5 000t/a particulas	6 000 t/a ceniza	0.9 Pr. Fisión 30.0 Comb. 9.1 Des.Ra.

3.1 Impact of Energy Production Emission Flow¹



FATE OF EMISSIONS in the atmosphere can vary. A gas (orange arrows) that is unreactive and insoluble in water (a) will spread through the troposphere (the lower 10 to 15 kilometers) and in some cases into the stratosphere, which extends approximately from 10 to 50 kilometers above the surface, although a fraction may be taken up by land and water surfaces (b). If the gas is soluble, it may instead dissolve in moisture on particles (c) or in water droplets (d), mainly in clouds. The particles and droplets then carry the gas to the earth (green arrows) directly (e) or in rain, snow, fog or dew (f). Most gases are reactive enough to undergo chemical changes in the atmosphere

(g), driven primarily by interactions with the hydroxyl radical (OH). The resulting gaseous products (purple arrows) can sometimes be deposited dry on the earth (h), but because they are generally more soluble than their precursors, they are also more readily incorporated into wetted particles (i) and, directly (j) or indirectly (k), into water droplets. The gaseous products thereby tend to be removed (e, f) quickly and are much less likely than their predecessors to diffuse above the troposphere. The fate of injected particles (right) is similar to that of gases. They can be deposited directly (l) or else incorporated into water (m) and returned to the earth in precipitation (f).

¹ Th. E. Graedel et al.: "The Changing Atmosphere", Scientific American, Vol. 261, No. 3, September 1998, pp 58 - 68

3.1 Impacto de la Producción de Energía

3.1.1 Emisión de Partículas, Emisiones Ácidas y Corrosión, Disminución del Ozono

SO₂

Es el principal contaminante, reacciona con el H₂O = H₂SO₄

Afecta las vías respiratorias y el sistema cardiovascular

Causa corrosión

NO_x

Afecta los bosques y acidifica los lagos

Energía solar + NO₂ = NO + O (oxígeno libre)

O + O₂ = O₃ (ozono)

NO + O₃ = NO₂ + O₂ (equilibrio)

Los hidrocarburos rompen el equilibrio y producen ozono

Ozono

Pernicioso en la superficie produce neblina petroquímica

Beneficioso en la atmósfera, filtra los rayos ultravioletas y favorece la formación de compuestos detergentes.

3.1 Impact of Energy Generation

Trace Gases and their Impact on the Environment ^{1, 2}

Trace Gases	Present Concentration	Time remaining in the atmosphere	Present rise	Temperature increase	Greenhouse effect	Ozone depletion	Acid Deposition	Smog	Corrosion	Decreased visibility	Decreased selfcleaning of atmosphere	Most important anthropogenic sources
Carbon dioxide CO ₂	347 ppm	6 – 10 years	0.4% pa	1.5 – 4.5 °C	+	+/-						Fossil Fuels deforestation
Ozone O ₃	30 ppb	30 – 60 days	1 % pa	0.9 °C	+			+			-	Indirect from nitrogen oxides, carbon monoxides and hydrocarbons
Chloro-fluoro-carbons	0.4 ppb	50 – 100 years	4 % pa	0.5 °C	+	+						Aerosols coolants and solvents foams
Nitrous oxide N ₂ O	0.3 ppb	20 – 100 years	0.25 % pa	0.12 °C	+	+/-						Fertilizers fossil fuels biomass burning
Nitric Oxide and dioxide NO, NO ₂	.050 ppm	Days	0 %			+/-	+	+		+	-	Fossil fuel combustion biomass burning
Methane CH ₄	1.56 ppm	4 – 7 years	1.5 % pa	0.9 °C	+	+/-					+/-	Rice cultivation cattle ranching landfills
Sulphur dioxide SO ₂	.050 ppm	Days – Weeks	0 %		-		+		+	+		Fossil fuel combustion

¹ Scientific American, September 1989, pp 62

² Christian-Dietrich Schoenwiese, "The Climate in Jeopardy-Prescriptions for our Planet", Siemens Review, 2/89, pp 26

Potential feedbacks to warming ¹

Warming:

- Glacial retreat decreases reflectivity of the poles
- Faster temperature rise in higher altitudes reduces temperature differential between poles and equator, stalls ocean currents, reducing pumping CO₂ to deep ocean
- As ocean warm their capacity to hold dissolved oxygen decreases
- Temperature rise evaporates more water, rises humidity
- Deforestation releases additional CO₂
- Polar thawing speeds decay and release of carbon now held in permafrost

Cooling:

- Plants grow faster in high CO₂ atmosphere and absorb more carbon
- Deforestation makes tropics more reflective
- Rising humidity leads to increased cloud cover

¹ EPRI Journal June 1986

3.1 Impacto de la Producción de Energía

3.1.2 Efecto de Invernadero

Gases de invernadero

(CO₂ , CH₄ , N₂O, SO₂ , O₃ , y clorofluorocarbonos)

Efecto

Cambian la fracción de la radiación solar reflejada por la atmósfera.

Incertidumbre

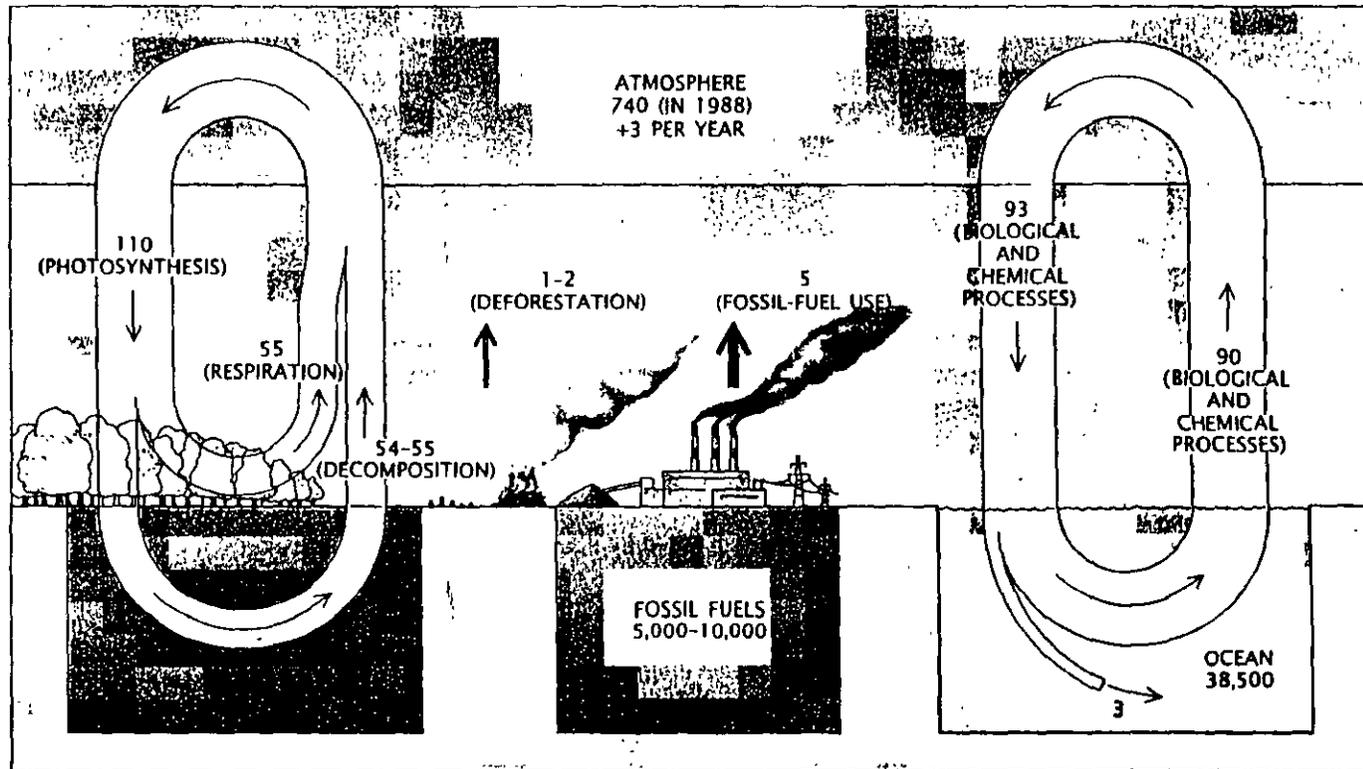
Sobre los efectos climáticos tanto observados como simulados

Razón

La relación es compleja

Hay fenómenos de retro-alimentación

3.1 Impact of Energy Production
Carbon Exchange¹

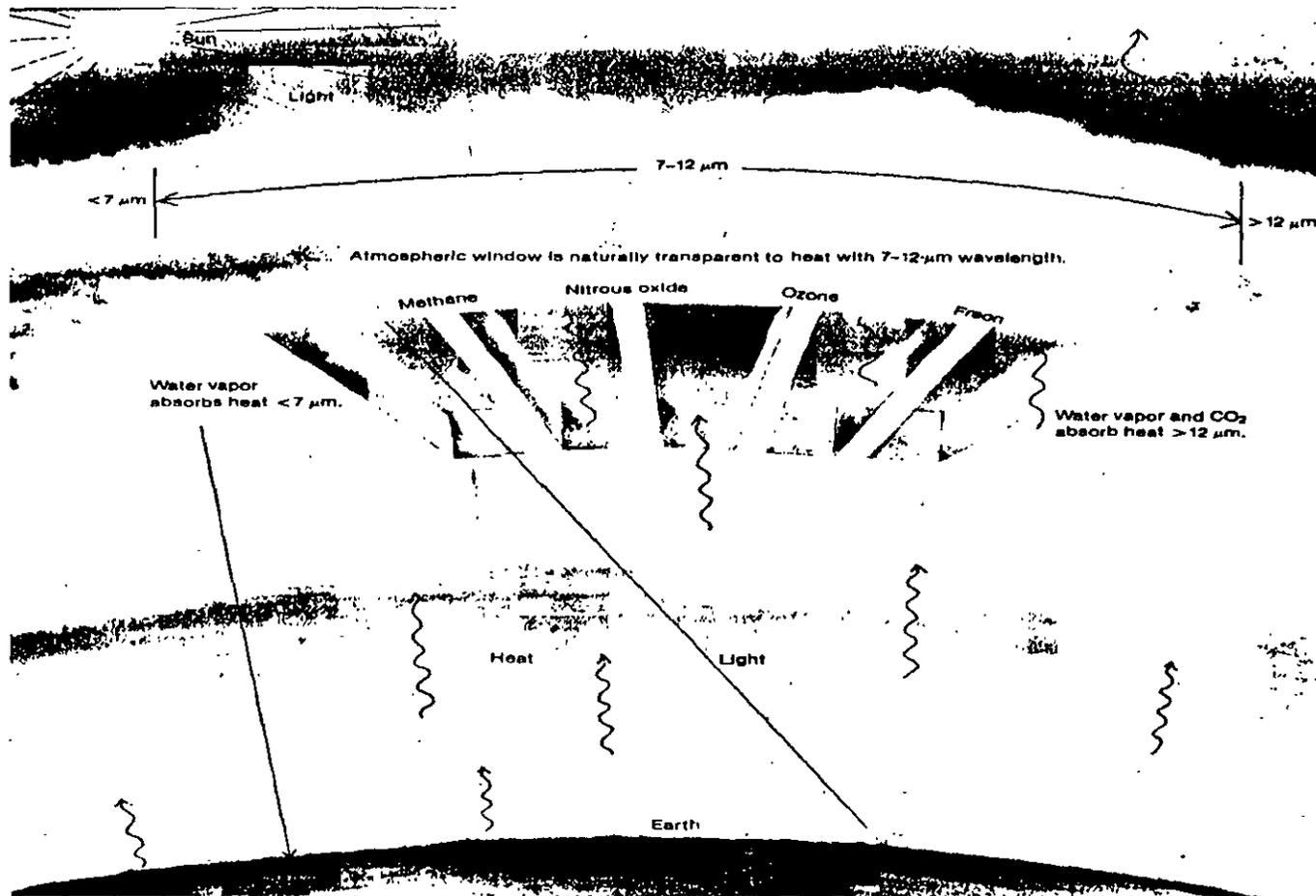


CARBON IS EXCHANGED between the atmosphere and reservoirs on the earth. The numbers give the approximate annual fluxes of carbon (in the form of carbon dioxide) and the approximate amount stored in each reservoir in billions of metric tons. The existing cycles—one on land and the other

in the oceans—remove about as much carbon from the atmosphere as they add, but human activity (deforestation and fossil-fuel burning) is currently increasing atmospheric carbon by some three billion metric tons yearly. The numbers are based on work by Bert Bolin of the University of Stockholm.

¹ S. Schneider, "The Changing Climate", Scientific American, Volume 261, NO. 3, September 1989, pp 75 - 79

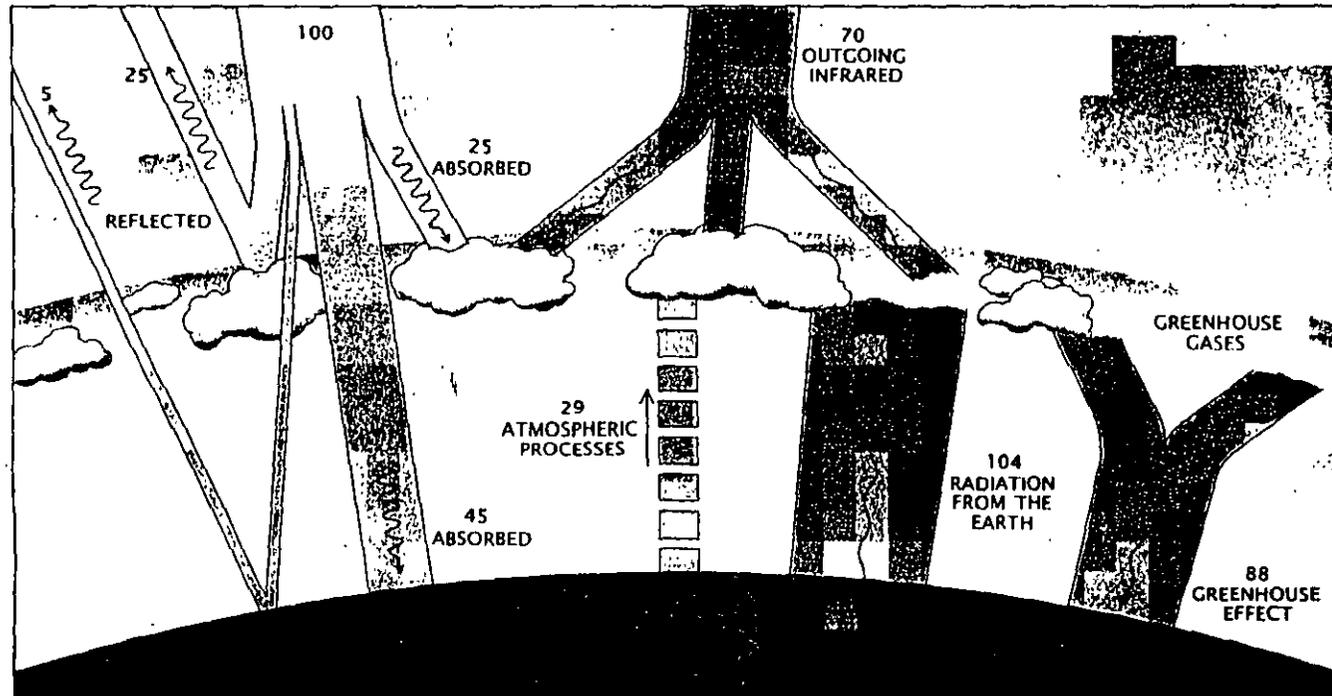
3.1 Impact of Energy production **Blocking the atmospheric window¹**
Greenhouse gases absorb certain wavelength of heat that otherwise would radiate to space



¹ EPRI Journal June 1986, pp 7

3.1 Impact of Energy Production

Heat Trapping in the Admosphere¹



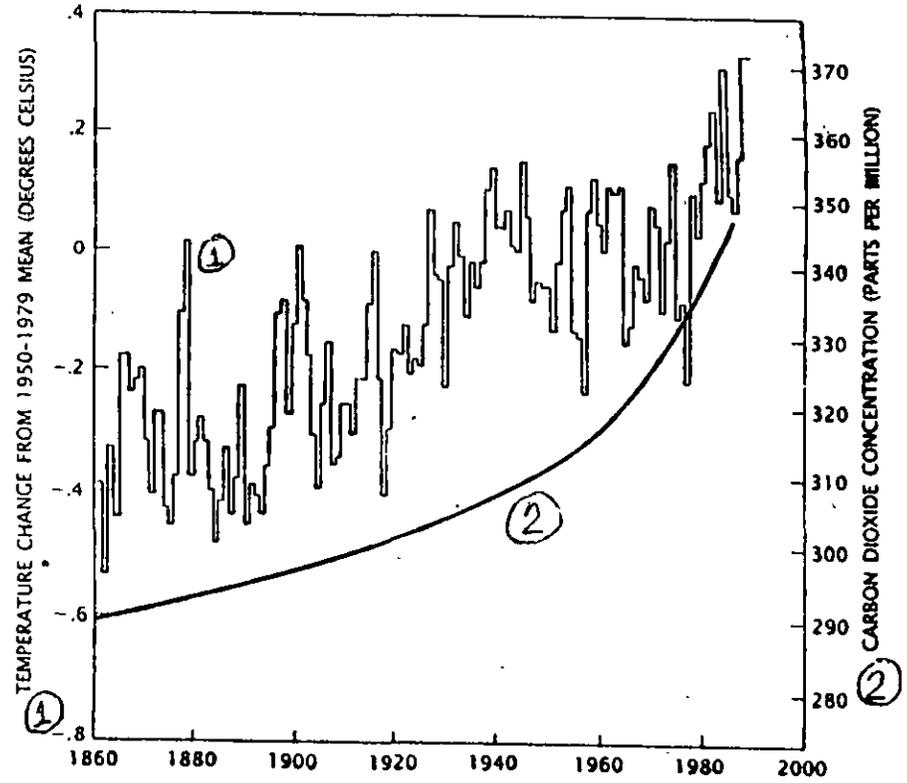
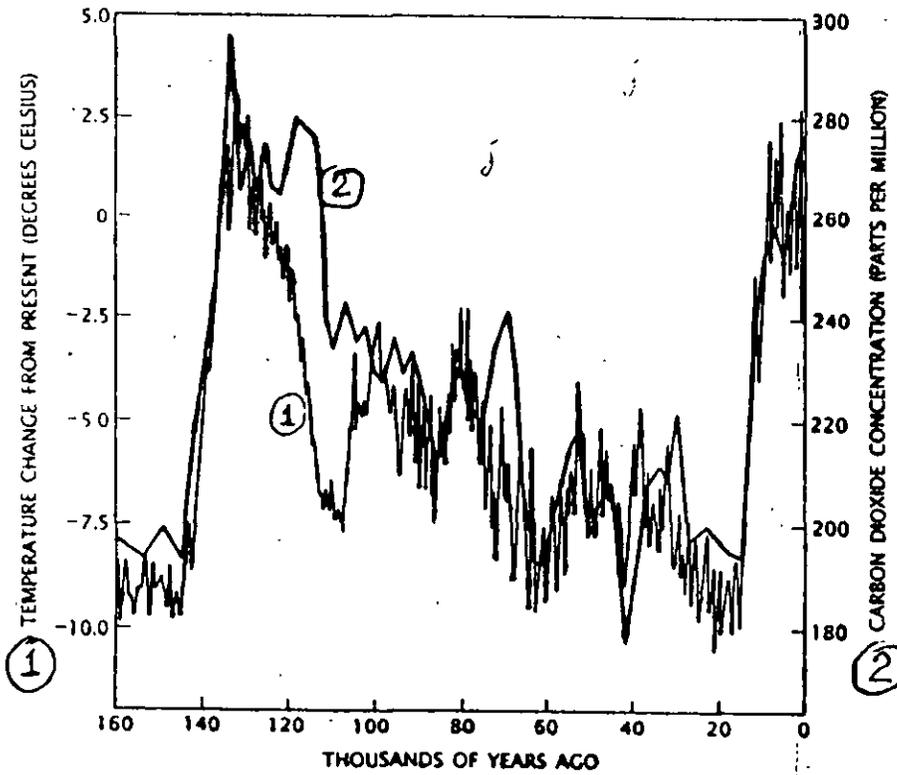
HEAT TRAPPING in the atmosphere dominates the earth's energy balance. Some 30 percent of incoming solar energy is reflected (*left*), either from clouds and particles in the atmosphere or from the earth's surface; the remaining 70 percent is absorbed. The absorbed energy is reemitted at infrared wave-

lengths by the atmosphere (which is also heated by updrafts and cloud formation) and by the surface. Because most of the surface radiation is trapped by clouds and greenhouse gases and returned to the earth, the surface is currently about 33 degrees Celsius warmer than it would be without the trapping.

¹ S. Schneider, "The Changing Climate", Scientific American, Vol 261, NO. 3, pp 70 - 79

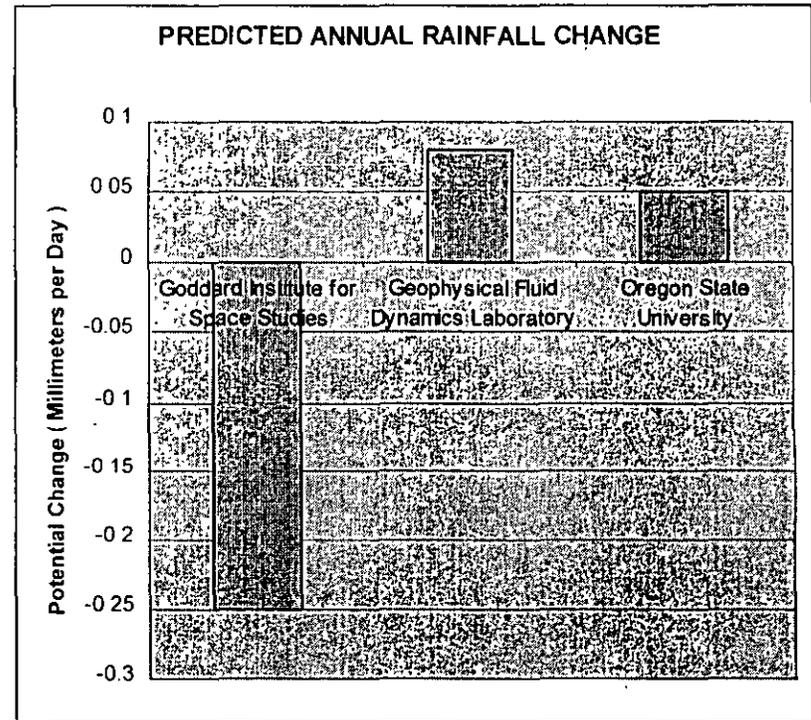
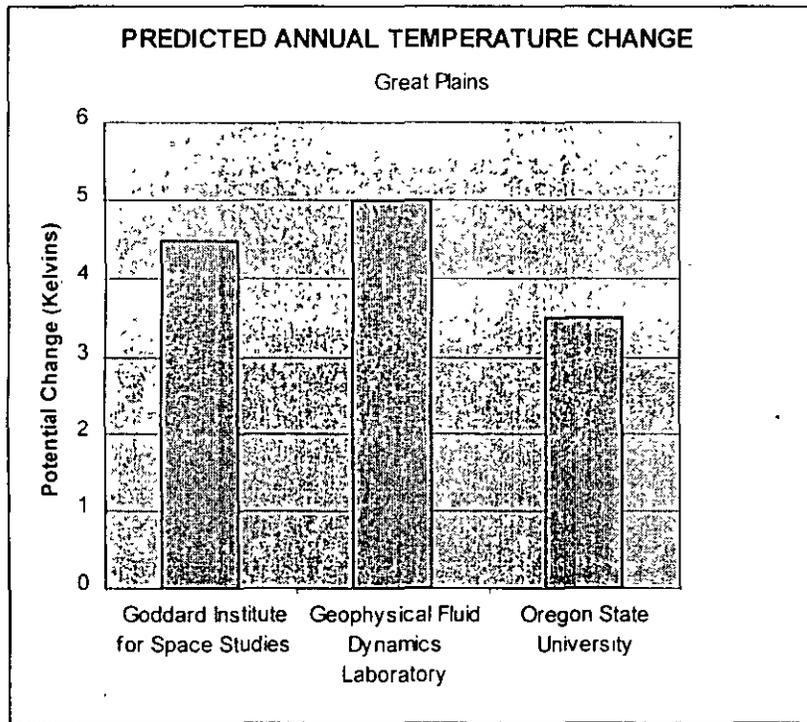
3-1 Impact of Energy Production

Carbon Dioxide and Temperature¹



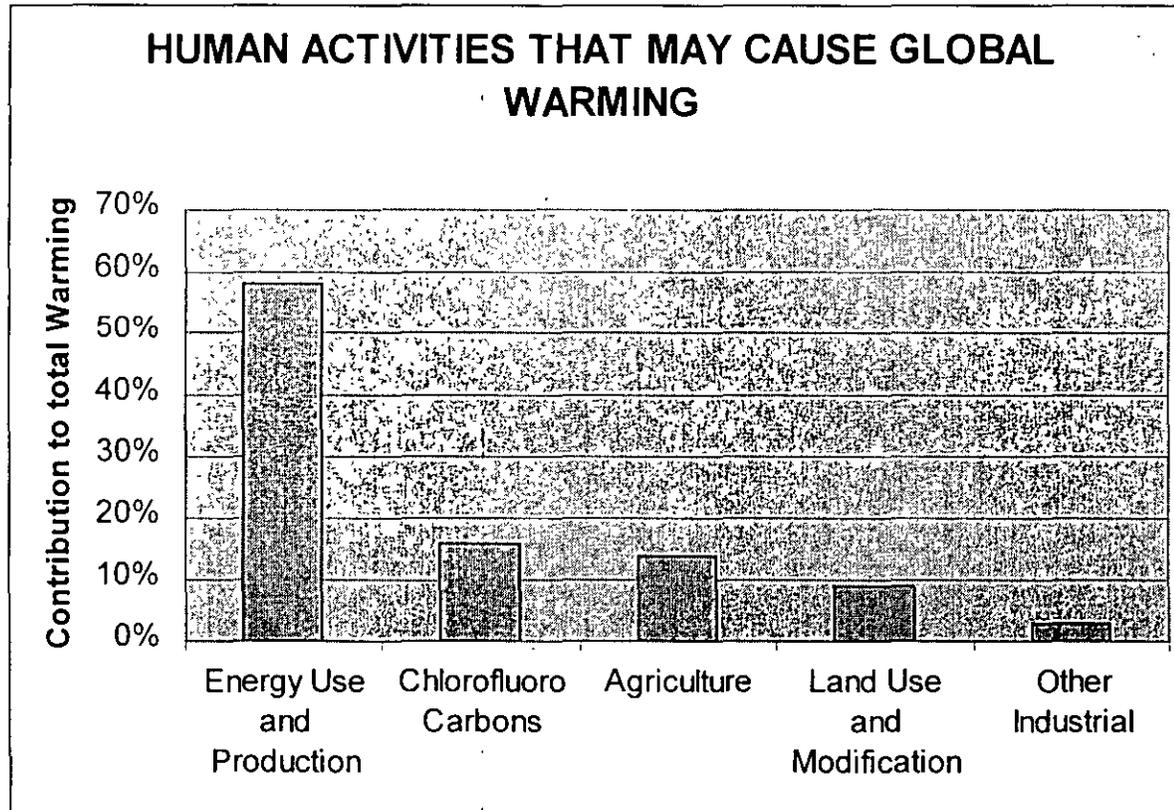
¹ S. H. Schneider, "The Changing Climate", Scientific American, Vol. 261, Nr 3 September 1989, pp 70 - 79

Computer Model Prediction of Climate Change



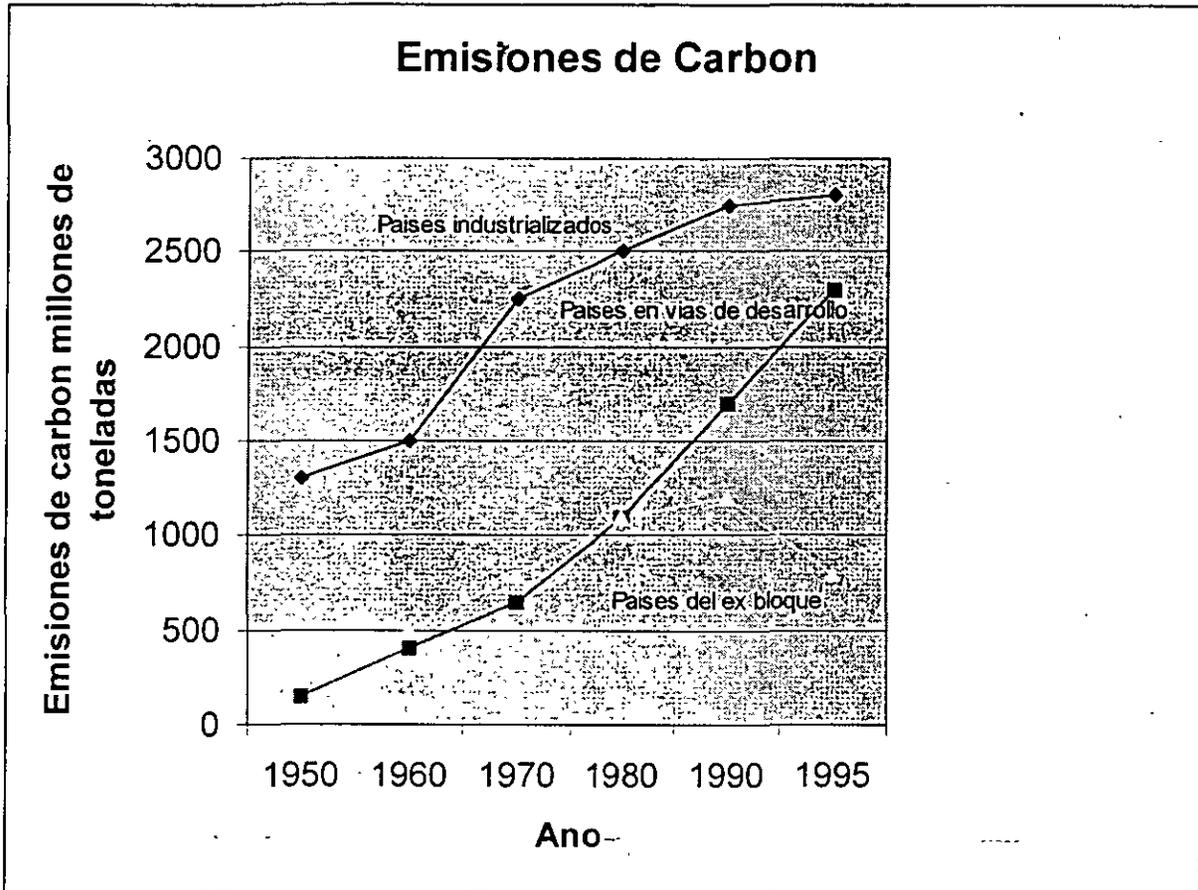
¹ Scientific American July 1990

3.1 Impact of Energy Production ¹

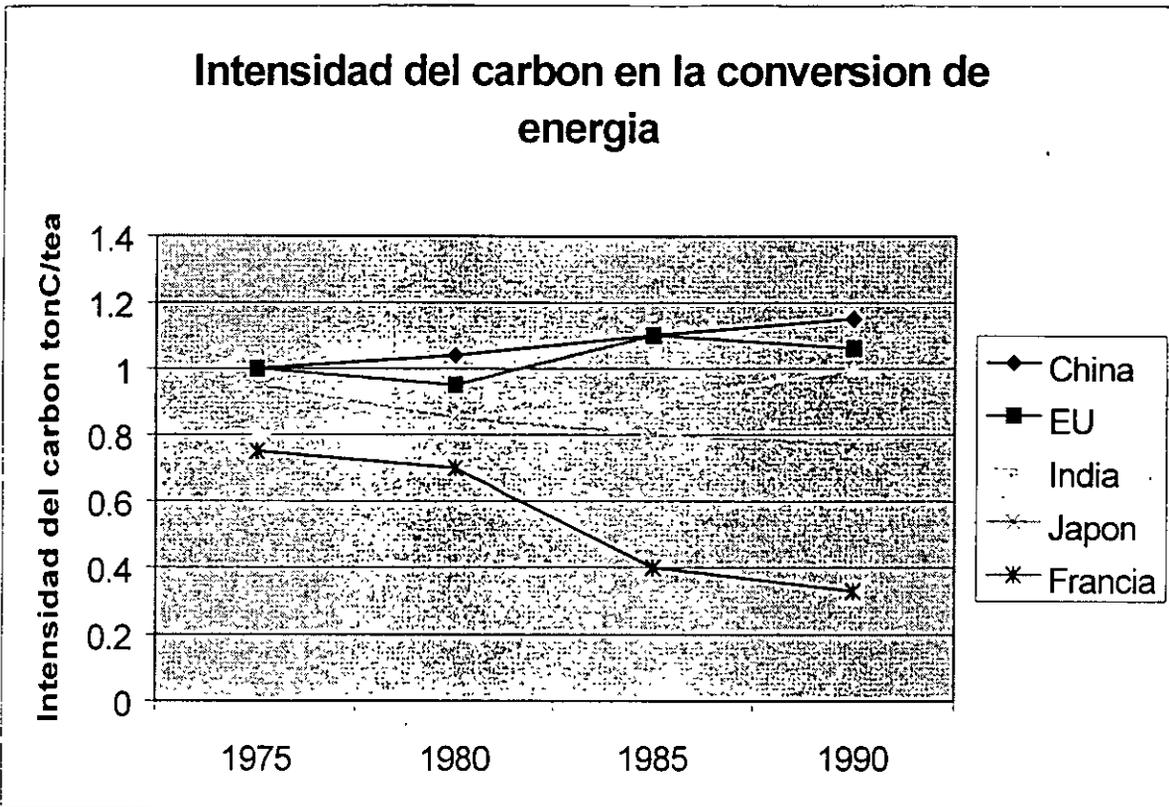


¹ Scientific American, July 1990

3.1 Impacto de la producción de energía
3.1.1 Emisiones



Impacto de la producción de energía
3.1.1 Emisiones¹



Intensidad del carbón en el uso de energía en Ton/tea (toneladas de carbón por tonelada equivalente de energía en aceite)

¹ T. Moore, "Electrification and Global Sustainability", EPRI Journal, Vol. 23, No. 1, January/February 1998, pp 43 - 52

Efecto de Invernadero

Hechos

- La producción y el uso de energía son los principales productores de gases de invernadero
- Su producción irá aumentando
- Aumenta la conciencia sobre sus potenciales peligros y los de otros contaminantes, continúa la preocupación del público¹
- En general los científicos consideran que existe correlación entre la emisión de gases de invernadero y los cambios climáticos, la relación es difícil de cuantificar
- Cambios de clima afectarían
Precipitación, producción agrícola, nivel de los mares
Todos estos efectos son difíciles de cuantificar en particular con relación al aumento del nivel de los mares.²
Otros estudios estiman que:

¹ "Sharing the Greenhouse", pp 20, "Global warming meets the prodigal eagle", pp 25-29, The Economist, October 11th, 1997

² D. Schneider, "The rising seas", Scientific American, Vol. 276, No. 3, March 1997, pp 96 - 101

- Solamente el 3% de la actividad económica de los EEUU se vería afectada severamente
- Un 10% se afectaría algo
- Sobre el resto no tendría efecto³

Curso de acción

- No hacer nada
- Mitigar
- Ahorrar energía

Continúa la investigación

- Recolección de datos sobre el clima
- Procesamiento
- Modelado⁴
- Estudio sobre la vegetación⁵

³ J. Douglas, "Global Climate Research: Informing the Decision Process", EPRI Journal, Vol. 26, No. 6, Noviembre/Diciembre 1995, pp 7 - 15

⁴ IEEE Spectrum, Varios artículos, pp 20 -45, July 1993

⁵ "The vegetation/ecosystem modelling and analysis project: Assessing the potential responses of natural ecosystems to climate change, Report WO3316, EPRI, March 1996

3.1 Impacto de la Producción de Energía

3.1.2 Efecto de Invernadero

Recomendaciones:

Río de Janeiro 1993

Reducir la emisión a los niveles de 1990 en el año 2000

Kyoto 1998¹

UE - reducir la emisión en un 8% (niveles de 1990/1995) en el año 2008-2012

Japón - reducir la emisión en un 6% (niveles de 1990/1995) en el año 2008-2012

Canadá - reducir la emisión en un 6% (niveles de 1990/1995) en el año 2008-2012

EU - reducir la emisión en un 7% (niveles de 1990/1995) en el año 2008-2012

Rusia - mantener la emisión a los niveles de 1990/1995 en el año 2008-2012

Australia - aumentar la emisión en un 8% sobre niveles de 1990/1995

Permite la fijación de gases de invernadero (proyectos forestales)

Permite implementaciones conjuntas (construcción de plantas eficientes y "limpias" en países en vías de desarrollo)

Argumentos

Preocupación que su industria intensiva en uso de energía sea menos competitiva

El "tercer mundo" se beneficie con normas menos estrictas.

Sinembargo

La industria Europea se ha beneficiado con la reglamentación del medio ambiente.

¹ "The Kyoto Protocol, some Specifics", Wind Letter, Vol. 15, Issue No 2, February 1998, pp 3

3.1 Impacto de la Producción de Energía Estimación del Riesgo de los Procesos de Transformación de Energía¹

Definición

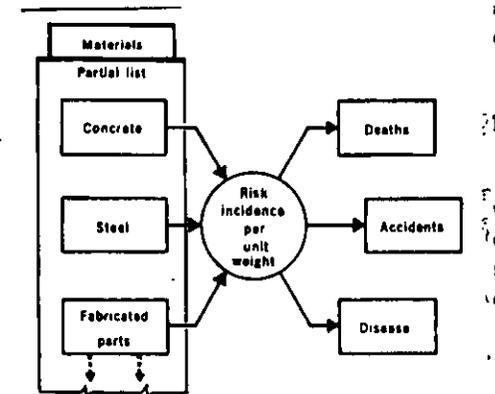
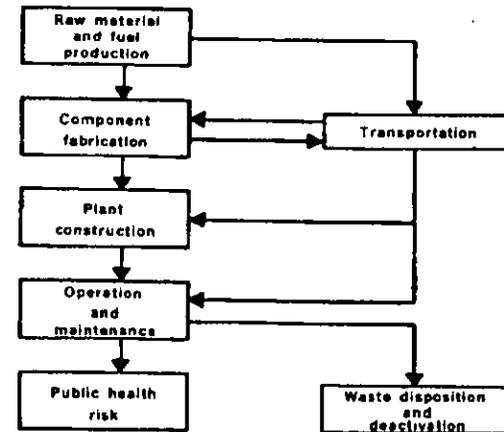
Para cada tipo de actividad en la producción de energía eléctrica hay un riesgo entendido como la magnitud de los efectos de esa actividad sobre la salud y seguridad (muertes o accidentes).

Objetivo

Estimación objetiva, evitando percepciones subjetivas

Metodología

- Una métrica común: 1MW/año
- Emplear sistemas comerciales
- Considerar todo el ciclo de vida desde la extracción de la materia prima hasta la desactivación del sistema



¹ H. Inhaber, " Risk with Energy from Conventional and Nonconventional Sources, SCIENCE, Vol. 203 23 February 1979, pp 718 - 723

3. Impacto de la Producción de Energía

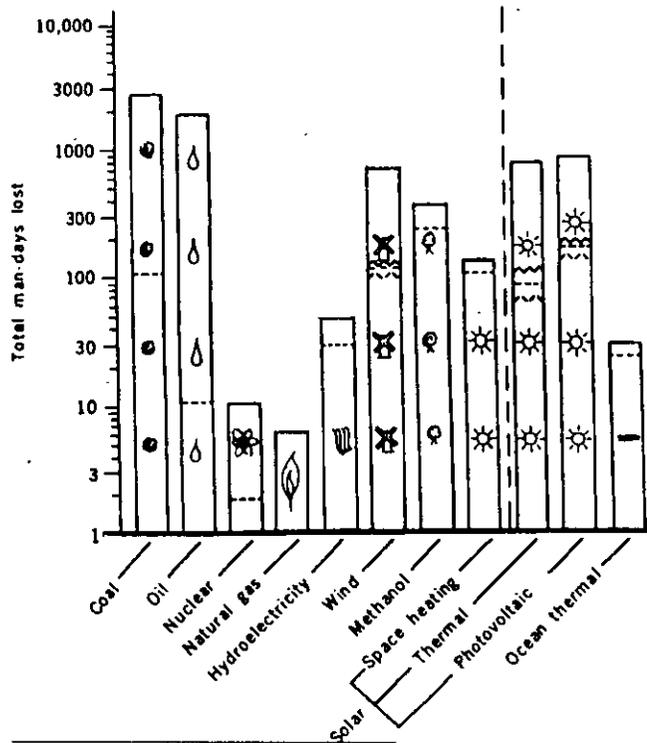
Estimación del Riesgo de los Procesos de Transformación de Energía

Resultados:¹

- Los sistemas difieren en su intensidad en el uso de materias primas
- La fase del ciclo de vida donde se origina el riesgo
- Algunas tecnologías renovables podrían tener mayor riesgo que tecnologías convencionales

Problemas:

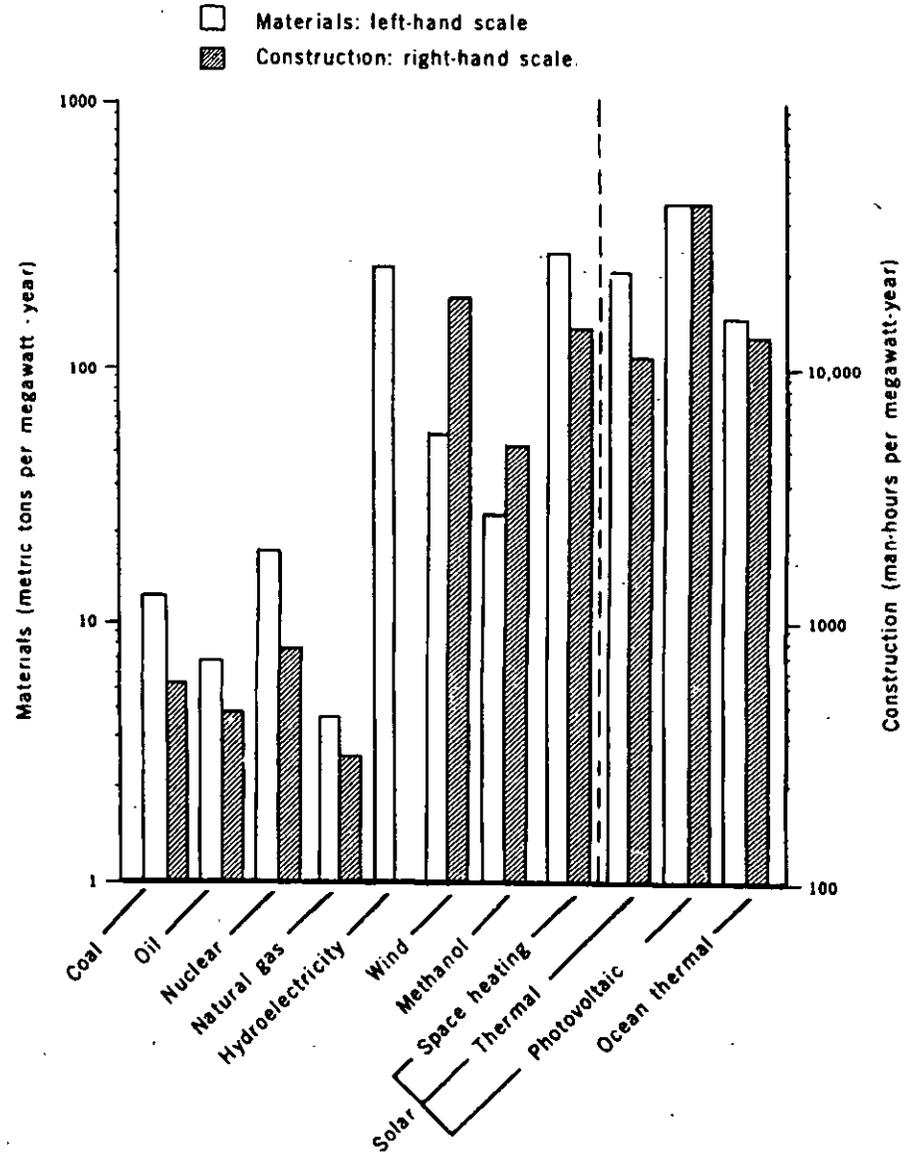
- Interpretación de las estadísticas²



¹

² M. Petroll. "Statistics, Nuclear Power and Public Opinion" Siemens Review, 1/90 Vol. 57, pp 36 - 38

13-1/Riesgo Resultados



3.2 Mitigación del Impacto Ambiental y Equipos de Control Ambiental

3.2.3 Acciones del Mercado **Producto Nacional Bruto**

Producto Nacional Bruto¹

Limitaciones

No toma en cuenta el valor de los recursos del medio ambiente (lugares con valor escénico)

Reducción en los bienes de capital (planta productiva) reduce el PNB

Reducción de la superficie forestada aumenta el PNB

Solución: Producto Nacional Bruto Verde

Problemas: Como evaluar recursos ambientales

Valor de un río

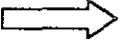
Valor de conservar una especie

Igual cantidad de contaminante emitidos tienen valores (negativos)
diferentes según el lugar de emisión

¹ "An invaluable environment", The Economist, Vol. 347, No. 8064, April 18th, 1998, pp 91

3.2 Mitigación del Impacto Ambiental y Equipos de Control Ambiental

3.2.3 Acciones del Mercado **Precio Real de la Energía¹**

Progreso de la civilización  Internalización de costos

Externalidades son costos a cargo de personas que no participan en la transacción que los genera

Costos no internalizados distorsionan el mercado

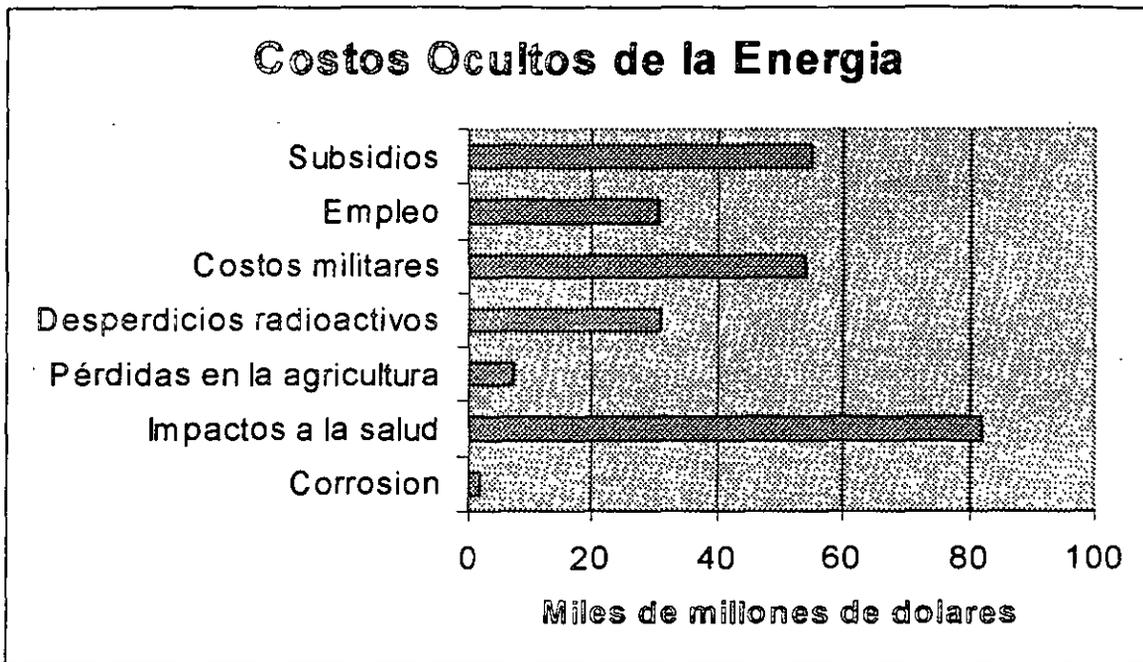
Internalizar los costos de la producción de energía es un reto

- Muchos costos no tienen precio
 - Degradación de monumentos
 - Costos a la salud
- Son en general difíciles de calcular

¹ H. Hubbard, "The Real Cost of Energy", Scientific American, Vol. 264, NO 4, Abril 1991, pp 36 - 40

3.2 Mitigación del Impacto Ambiental y Equipos de Control Ambiental

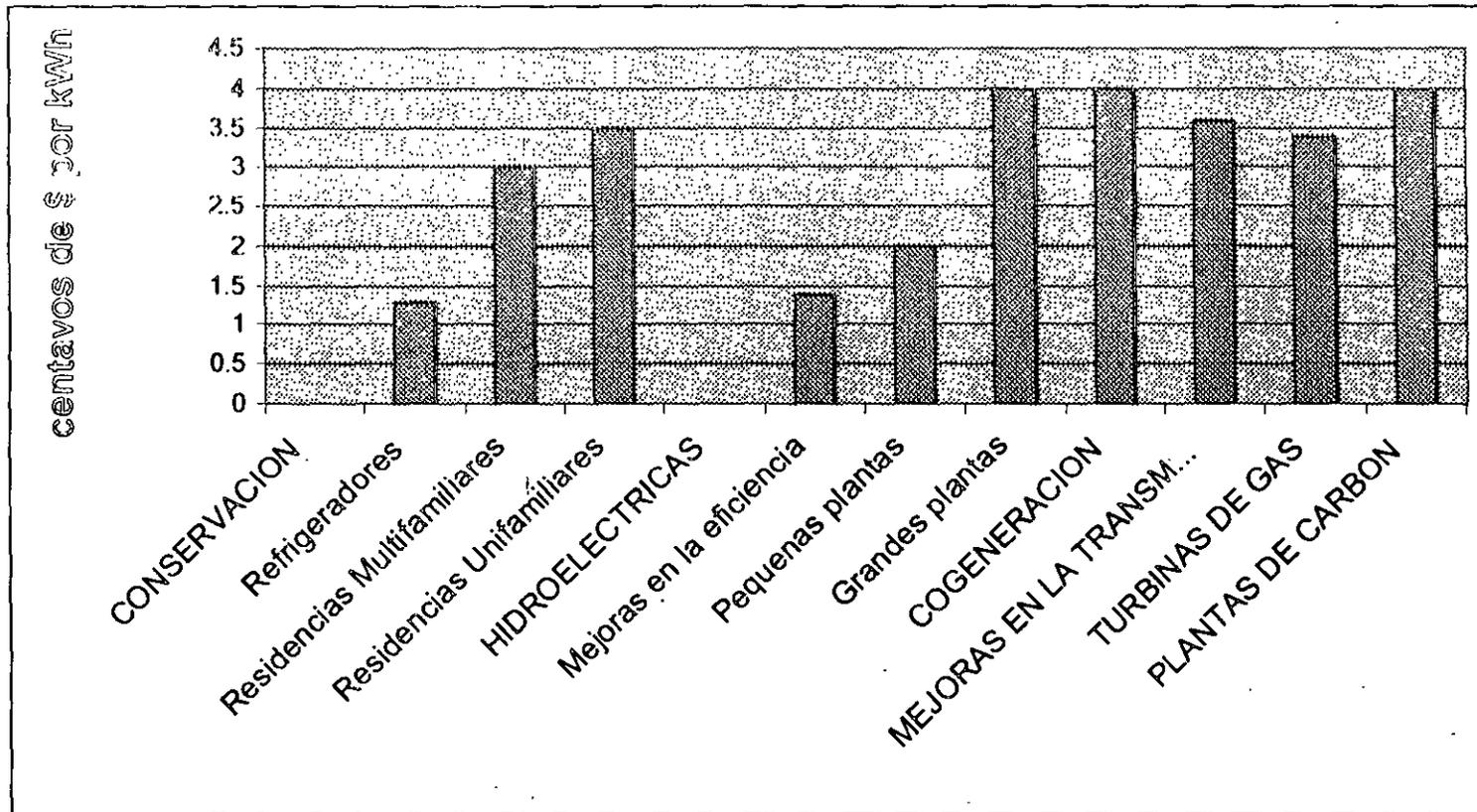
3.2.3 Acciones del Mercado **Costos Ocultos de la Energía¹**



¹ H. Hubbard, "The Real Cost of Energy", Scientific American, Vol 264, NO 4, Abril 1991, pp 36 - 40

3.2 Mitigación del Impacto Ambiental y Equipos de Control Ambiental

3.2.3 Acciones del Mercado Costos de satisfacer la demanda¹



¹ H. Hubbard, "The Real Cost of Energy", Scientific American, Vol. 264, NO. 4, Abril 1991, pp 36 - 40

3.2.2 Fijación del Bióxido de Carbono

Plantaciones de biomasa

- Árboles

- Otras plantas

Halófitas¹

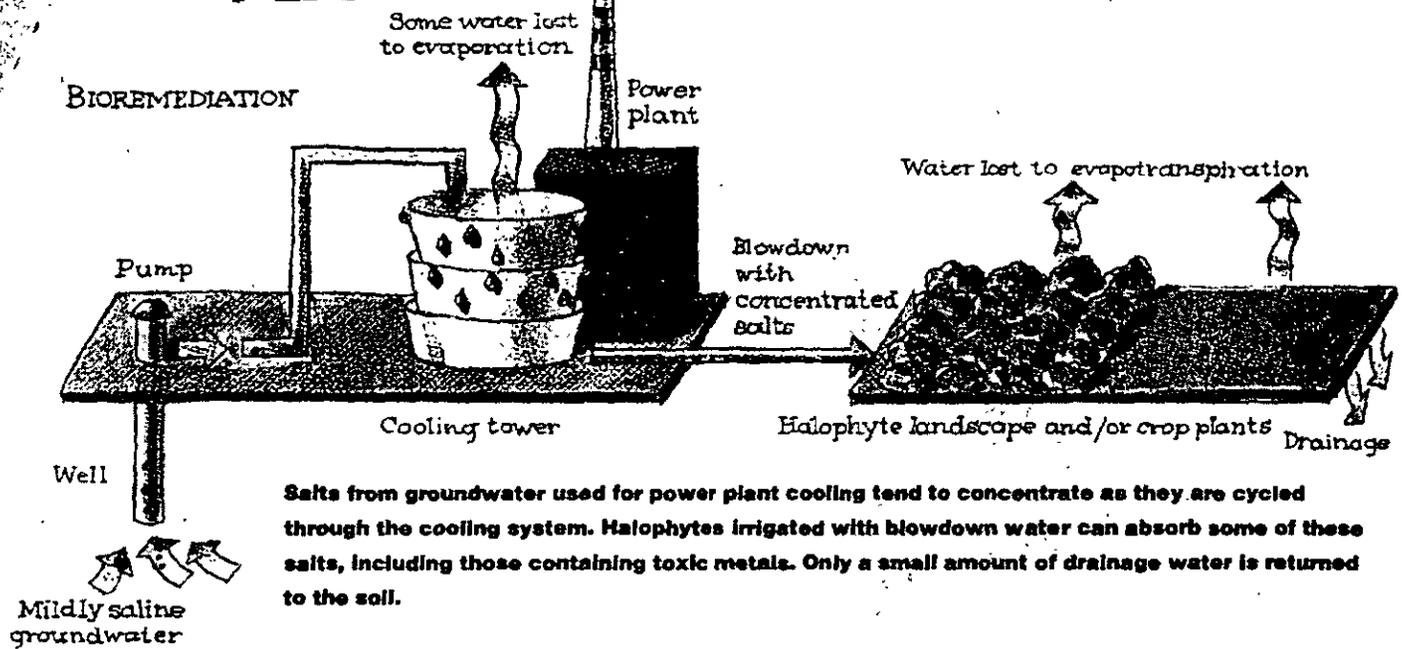
Son tolerantes a la sal

Sus semillas no acumulan sal, son un buen alimento

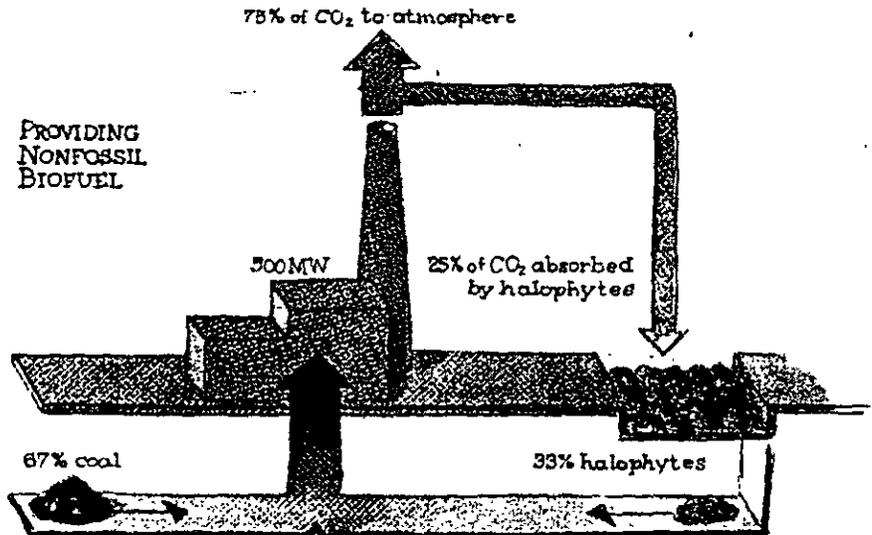
Fijan metales pesados

¹ John Douglas, "A Rich Harvest from Halophytes", EPRI Journal, Vol. 21, No. 1, October/November 1993, pp 16 - 23

PLANTA de HALOFITAS



Some halophyte species can be burned as fuel, since they have a heat content roughly equal to that of lignite. Cofiring of coal and halophyte biomass (in a 2-to-1 ratio) is particularly attractive from a carbon dioxide standpoint because much of the carbon released from the stack is recycled into a new biomass crop.



4.2 Turbinas de Viento

4.2.1 Tipos (1)

Larga historia

En Persia 200 aC

Siglo XIX

9000 molinos de viento en Holanda,
6 millones en EEUU para bombear agua

Combustible barato → **Menor interés**

Crisis energética → **Volvió el interés**

Desarrollos impulsados por las fuerzas del mercado

(Dinamarca, EEUU,) máquinas de 200-300 kW

**Desarrollos impulsados por desarrollos con
financiamiento público**

(Europa, EEUU,) máquinas de 2 - 4 MW (3 MW,
rotor de 100m de diámetro)

Tipos

Tipos de ajuste direccional (yaw control)

Automático en turbinas viento abajo

Pasivo en turbinas de viento arriba pequeñas

Activo en turbinas de viento arriba grandes

Rotores

Paso fijo y diseño aereodinámico que limite potencia

a v_{max}

Paso ajustable con control activo

Generadores

CC en maquinas pequeñas no interconectadas

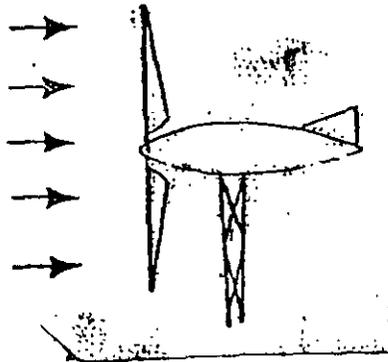
Síncrono o de Inducción a velocidad constante

**Síncrono o de Inducción a velocidad variable con
convertidor**

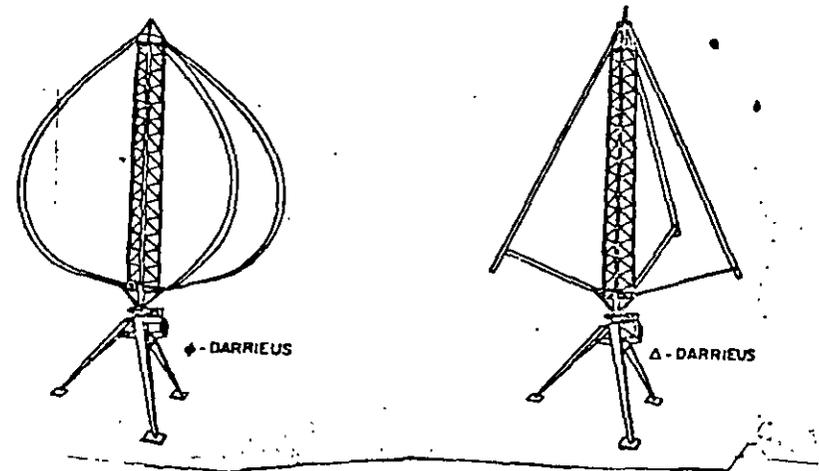
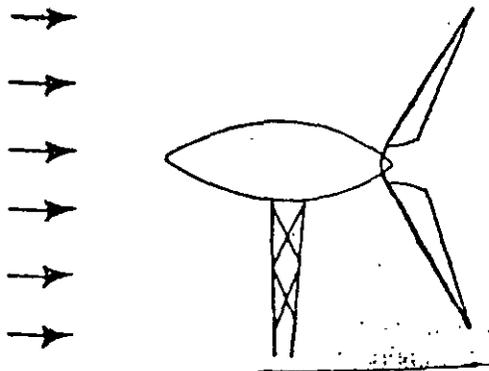
4.2 Turbinas de Viento

Tipos

Tipo Viento Arriba



Viento Abajo



Tipo Darrieus

Impacto Ambiental

- **Uso del terreno (huella)**
5 - 8 MW/km² pero solo 1% de la superficie es aprovechada por las estructuras.
- **Ruido**
47 dB a 150m (muy bajo)
- **Impacto visuals**
Seleccionar el lugar
- **Impacto sobre las aves**
Seleccionar el lugar
- **Interferencia con las comunicaciones**



Limites al Desarrollo: 200 MW en las Islas Canarias ¹

¹ Windpower Monthly, Vol. 13, No. 1, January 1997, pp 8

4.2 Wind Turbines

Types

Number of Blades

- 1 - blade
- 2 – blade
- 3 – blade

Generators

- Induction
- Synchronous

Modes of Operation

- Constant Speed
- Variable Speed

Control of Power/Torque

- Stall Control
- Pitch Control
- Speed Regulation

Components

Rotor

- Blades
- Hub

Drivetrain

- Gearbox
- Low-high speed axis
- Couplings
(Elastic, fluid, friction)
- Disc brakes

Electrical

- Generators
- Power converters

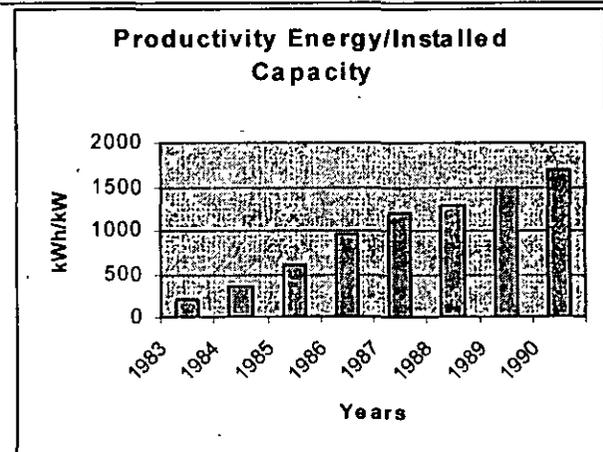
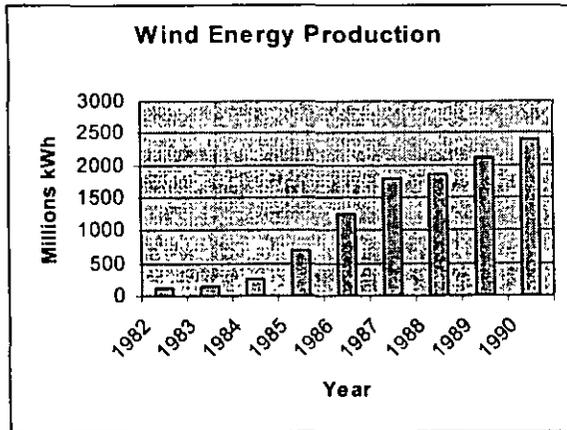
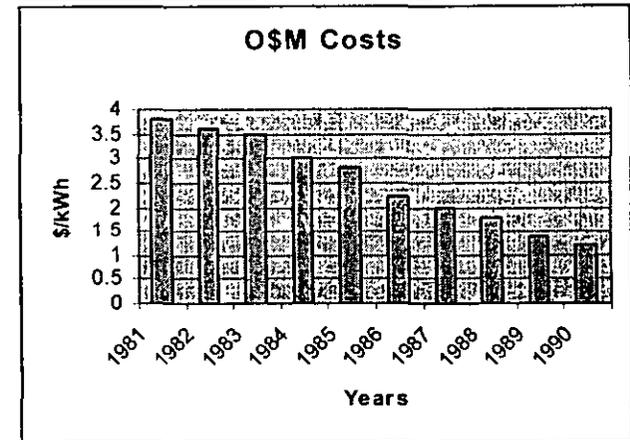
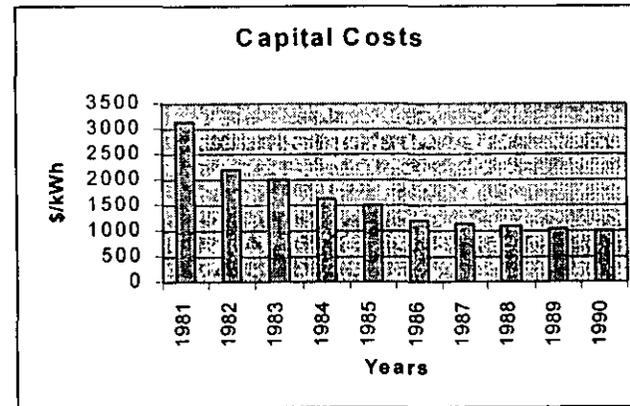
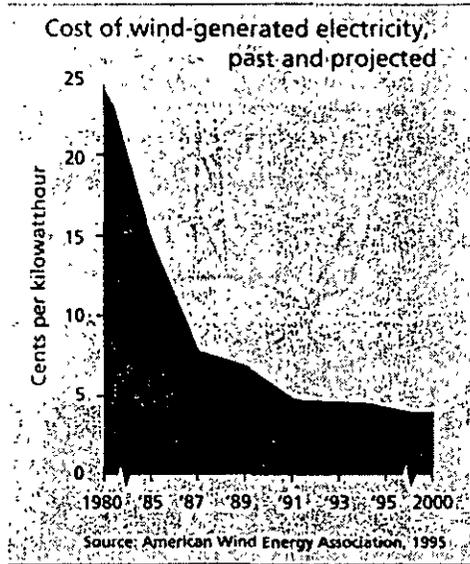
Controls

- Yaw
- Pitch
- Converter Controls
- Supervisory control

Others

- Connecting and protecting devices
- Capacitors

4.2 Wind Turbines
Trends¹



¹ J. Jayadev, "Harnessing the Wind", SPECTRUM, Vol. 32, No.11, November 1995, pp 78 - 83

4.2 Wind Turbines

Global installed capacity¹

Market participation by important companies

Enron bought Zond

Installed Capacity (February 1997)

Germany 1545 MW (1997) < 50 MW (1990)²

Average size has gone up:

180 kW 1992

370 kW 1994

480 kW 1995³

USA 1600 MW ↓

Holland 300 MW

GB 272 MW

India 816 MW⁴

Spain 1500 MW⁵

Penetration of Renewable Energy still small:

In the UE 5.2%, ⇒ 15% (2010)⁶

	END 1995	CURRENT MW		END 1995	CURRENT MW
Europe			Asia		
Germany	1136	1284	India	565	733
Denmark	619	690	China	44	56
Netherlands	236	272	Total	609	789
UK	200	208	South & Central America		
Spain ¹	145	150	Costa Rica	0	20
Sweden	67	82	Argentina	3	3
Greece	28	28	Brazil	2	3
Italy	25	25	Mexico	2	2
Portugal ²	13	13	Total	7	28
Belgium	7	7	Pacific Region		
Czech Republic	7	7	Australia	10	10
Finland	7	7	Japan	5	10
France ³	7	7	New Zealand	2	2
Ireland	7	7	Total	17	22
Russia	5	5	Middle East		
Norway	4	4	Israel	6	6
Austria	3	3	Egypt	5	5
Latvia	1	1	Iran	1	1
Poland	1	1	Jordan	1	1
Ukraine	1	1	Total	12	13
Total	2518	2802	Caribbean		
North America			Caribbean	4	4
USA ⁴	1653	1655			
Canada	21	21			
Total	1674	1676			

¹ includes Canary Is. ² includes Cape Verde ³ includes French Guiana
⁴ Current total not fully adjusted for decommissioned plant ⁵ NB. Current totals from end June 1996 or later

¹ Windpower Monthly, Vol. 12, No. 6 October 1996, pp 46

² Windpower Monthly, Vol. 12, No. 11, November 1996, pp 28

³ Windpower Monthly, Vol. 12, No 10, October 1996, pp 19

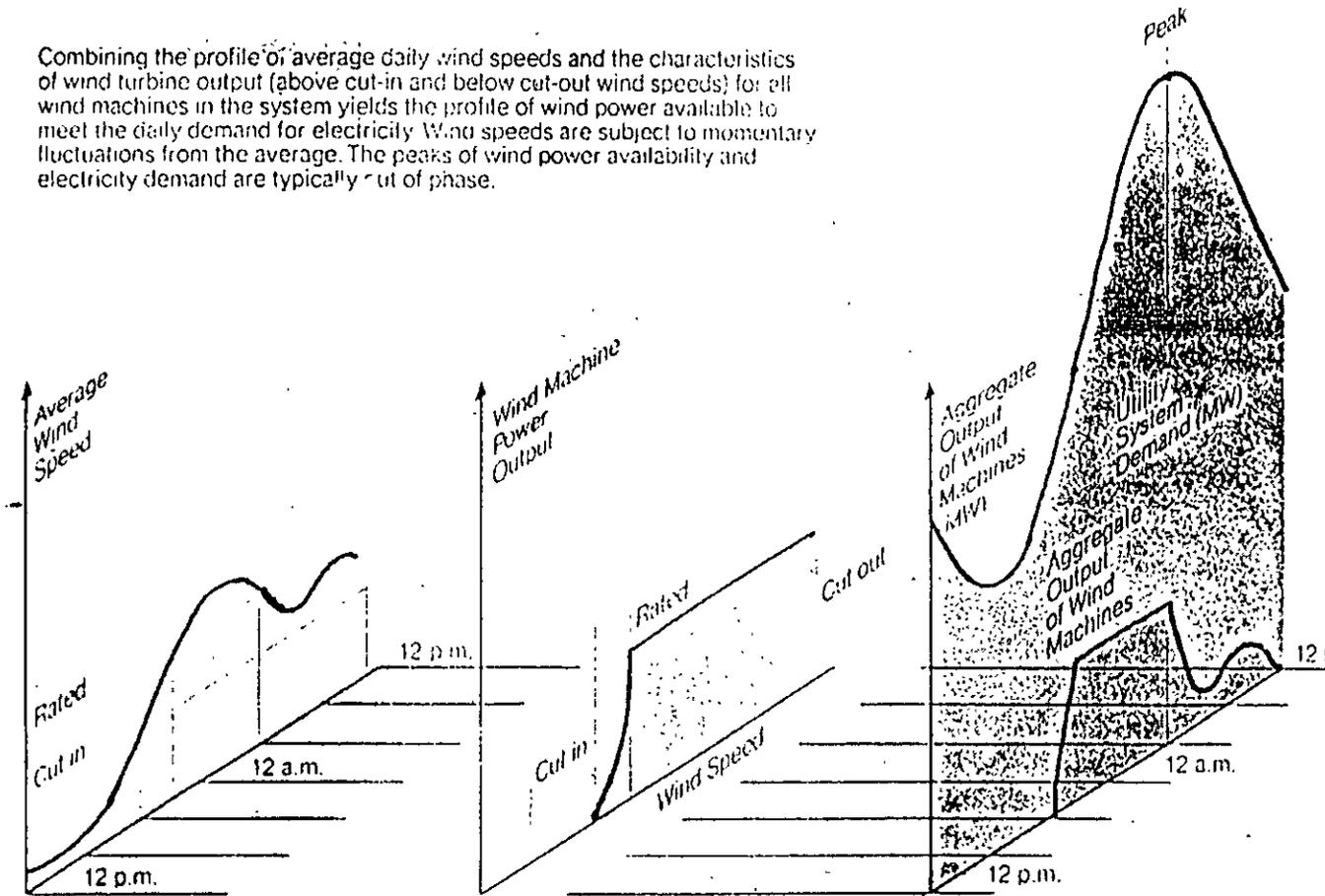
⁴ Windpower Monthly, Vol. 13, No. 1, January 1997, pp 17

⁵ Windpower Monthly, Vol. 12, No 9, September 1996, pp 14

⁶ Windpower Monthly, Vol. 12, No. 9, September 1996, pp 8

Matching Windpower to System Demand¹

Combining the profile of average daily wind speeds and the characteristics of wind turbine output (above cut-in and below cut-out wind speeds) for all wind machines in the system yields the profile of wind power available to meet the daily demand for electricity. Wind speeds are subject to momentary fluctuations from the average. The peaks of wind power availability and electricity demand are typically out of phase.



¹ EPRI JOURNAL, March 1980

Utility Size (Characteristics) ¹

The current generation
Large wind turbines with EC support

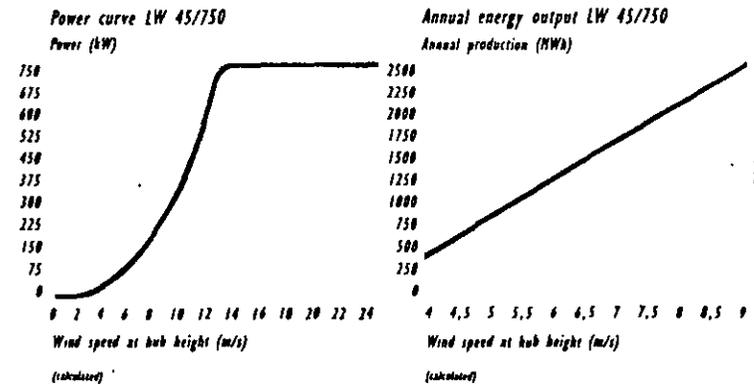
MANUFACTURER (see notes)	TYPE / MODEL	NAME	Rating (MW)	Rotor dia (D m)	Hub height (H m)	No. of blades	Control system	Generator type	Start date
Bonus 750	DK	750	50	50	3	Stall	Induction	Oct 94	
HMZ WindMaster 750	NL	750	43.4	48	2	Pitch	Induction	July 91	
HSW 750	DE	750	48	53	3	Pitch	Induction	Nov 93	
Nordex NS2	DE	800	52	60	3	Stall	Induction	Feb 95	
Elkraft 1000	DK	1000	50	55	3	Pitch	Induction	Sep 93	
Enercon E-55	DE	1000	55	60	3	Pitch	Variable speed direct drive	Sep 95	
Nedwind 50	NL	1000	52	40	2	Stall + zero brake	Induction	Mar 94	
Nordic 1000	SE	1000	53	58	2	Stall + tip brake	Induction	Sep 95	
RES 1 MW	UK	1000	50	45	3	Pitch	Induction	1996	
Tacke 1 MW	UK	1000	60	60	3	Pitch	Induction	Late 95	
WEG 1000	UK	1000	50		2	Pitch	Induction	Early 96	
HMZ WindMaster 1300	NL	1300	45	60	2	Pitch/stall with tip brake	Induction	Dec 93	
Nordtank NTK1500	DK	1500	60	60	3	Stall + tip brake	Induction	Aug 95	
Vestas V60	DK	1500	57/63	60	3	Pitch	High slip induction	Nov 95	
Kvaerner/ABB									
Aeolus II/WTS 80	SE/DE	3000	80	78/92	2	Pitch	Induction	Dec 93	
Heidelberg Vertical Axis	DE	1200							
With German federal support									
HSW 1000	DE	1000	54	55	3	Pitch	Induction	Oct 95	
Autoflug A1200	DE	1200	61	60/50	2	Pitch	Induction	Dec 95	

* Commercially available
* * This project is subject to renegotiation with the EC

Lagerwey Windturbines B.V.
Barneveld, The Netherlands

Technical Data

Rotor diameter	45 m	Tower	tubular steel tower
Swept area	1,590 m ²	Hub height	53 m
Rotor speed	variable, 20-35 rpm	Cut-in wind speed	3 m/s
Power regulation	active pitching	Nominal wind speed	13 m/s
Safety	one independent system for each blade	Cut-out wind speed	25 m/s
Generator	Lagerwey ring generator, 750 kW	Max. design wind speed	60 m/s
		Sound level (calculated)	97 dB(A)

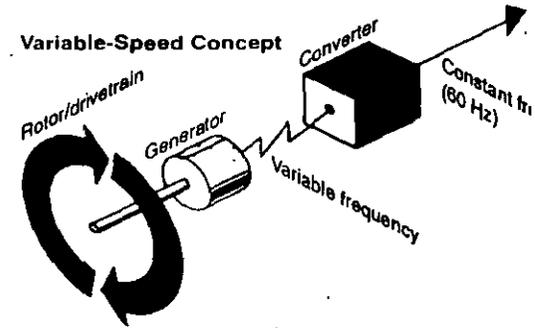


¹ D. Milborrow, "Jumbos and the square cube law", Windpower Monthly, Vol. 11, No.4, pp 38 - 41

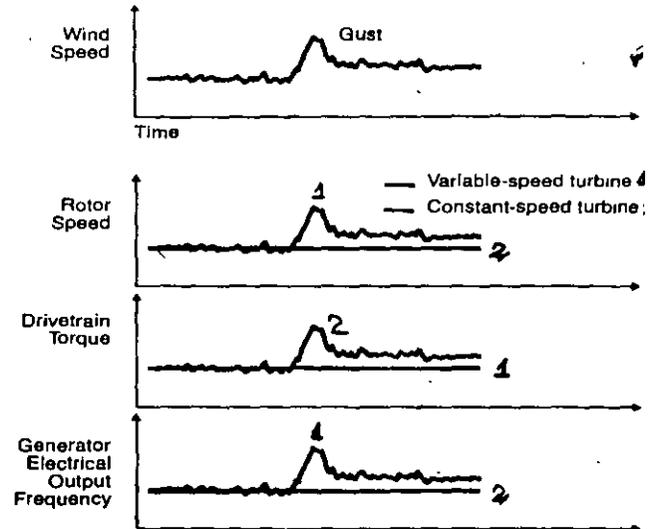
Advantages of a Variable-Speed Wind Turbine

Conventional wind turbines are designed to operate over a very narrow speed range in order to maintain a constant-frequency power output to the grid. Wind gusts or speeds higher than the design speed increase the torsional stresses on the drivetrain. An advanced, variable-speed turbine being developed by U.S. Windpower with utility industry support employs a power electronic converter between the generator and the utility line. This allows the rotor and the generator to speed up with gusting or stronger winds. The increased rotational energy is then converted into more electricity without increasing torque on the drivetrain. The converter maintains a constant-frequency line output despite the generator's variable output frequency.

Advanced turbine prototype



Responses to Changing Winds



¹ Taylor Moore, "Excellent forecast for wind", EPRI Journal Vol. 15, No.4, June 1990, pp 14 - 25

TYPES OF PROBLEMS

Voltage Disturbances

- Transients (<0.1 sec)
- Fluctuations (0.1 έως 10 sec)
- Slow variations (0.1 έως 10 min)
- Flicker (0.01 έως 35 Hz)
- Harmonics (n·50 Hz, n Integer)

Frequency Disturbances

- Power quality
- Load rejection
- Stability issues

Operation Scheduling

- Unit commitment
- Spinning reserve
- Loss of load events
- WT disconnections

Configuration & Planning

- Protection scheme
- Reinforcement of lines
- Construction of new lines and substations

MS.10

¹ N.D. Hatzigiorgiou "Wind Generation" Presented at the "Eficiencia y Confiabilidad en la Operacion de Sistemas Electricos" UC Santiago, Chile, December 1996

IMPLICATIONS & SIZE OF THE SYSTEM

Large Systems
Low WT penetration (e.g. less than 10% of peak load)

→ **Local Level**

- Voltage Disturbances
- Protection issues and special problems

→ **System Level**

Unimportant

Small Systems
Large WT penetration (e.g. small and medium size island power systems)

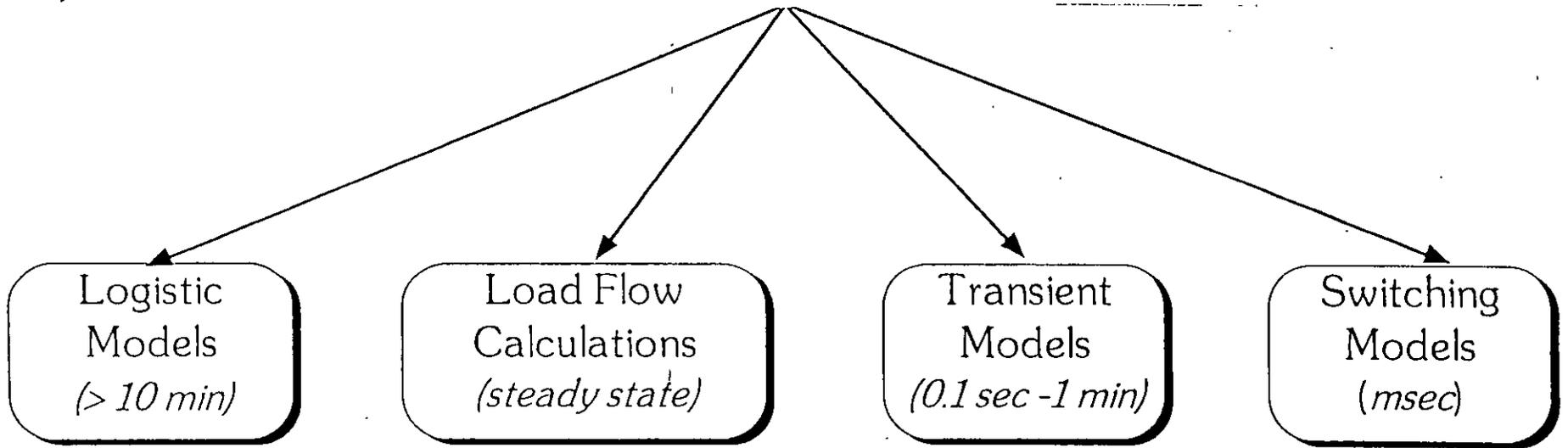
→ **Local Level**

- Voltage Disturbances
- Protection issues and special problems

→ **System Level**

- Frequency disturbances
- Stability
- Operation scheduling

Modeling of the System Components^{1,2,3}



- Operation scheduling
- Assessment of fuel and energy savings etc.

- Voltage profiles
- MV network configuration

- Voltage Disturbances
- Frequency disturbances & stability
- Protection coordination

- Harmonic analysis

¹M. Papadopoulos et al. "Simulation and Analysis of Small and Medium Size Power Systems Containing Wind turbines", IEEE Paper 91 WM 268-3 PWRS Winter Power Meeting New York, NY February 3 – 7, 1991

²N.D. Hatziargyriou et al. "Probabilistic Load Flow in Distribution Systems Containing Dispersed Wind Power Generation", IEEE Paper 92 WM 143-8 PWRS Winter Power Meeting New York, NY January 26 - 30, 1992

³E. Nogaret et al. "Development and Implementation of an Advanced Control System for Autonomous Power Systems Including Renewable Power Sources", UPEC'96, September 18 – 20, 1996, Iraklio, Greece

Pequeñas Instalaciones**Especificaciones, Características y Operación¹**

TIPO	PW-500	PW-4500
POTENCIA DE CARGA	500	4500
POTENCIA AC	200	5500
COMPONENTES Y CARACTERISTICAS		
Generador Eólico	H 500	H 4500
Voltage del Sistema	12	48
Voltage Individual de las Baterías	6	6
No. de Baterías	2	32
Amp-hora/batería	220	220
ENERGÍA PRODUCIDA (pérdidas de línea, batería e inversor varían) Y CAPACIDAD DE ALMACEN.		
Wh/día a 8 mph promedio	590	5310
Wh/día a 10 mph promedio	1190	10710
Wh/día a 12 mph promedio	2080	17920
KWh/mes promedio	40	352
Wh Batería	22640	42240
Días de Almacenamiento a $\eta=80\%$	1.6	2.9
COSTO TOTAL DEL SISTEMA Y DE LA ENERGÍA PRODUCIDA		
Costo	\$ 1550	\$ 11 500
\$/Watt de Capacidad	\$3.10	\$2.56
\$/KWh 10 años	\$0.32	\$0.27

¹ Catálogo "World Power Technologies, Inc." Seventh Edition, 1997, Duluth Minnesota, 55802, USA

Estrategias de Mercado

Empleo para compensar emisiones de gases de invernadero ^{1,2}

Se piensa que es más efectivo reducir emisiones de gases en países en vías de desarrollo, que en reducir más las emisiones en el mundo industrializado.

Tarifas Verdes

12 Compañías

Fort Collins Colorado

+\$ 0.02/kWh ⇒ \$ 10 - \$ 15 en el recibo mensual

Portland General Electric

+\$ 0.02/kWh a consumidores comerciales³

Encuestas Alemanas

(4 de cada 5 usuarios) dispuestos a pagar 1% más. ⁴

¹ Windpower Monthly, Vol. 12, No 11, November 1996, pp 6

² Windpower Monthly, Vol. 12, No. 9, Septiembre 1996, pp 37

³ Windpower Monthly, Vol. 12, No 11 November 1996 pp 20

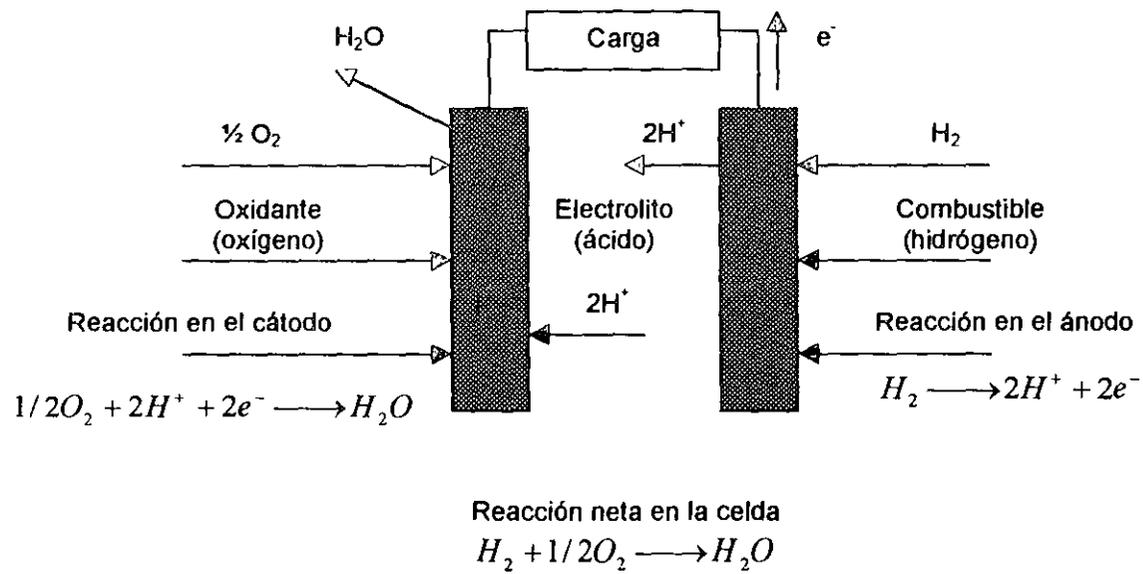
⁴ Windpower Monthly, Vol. 12, No. 9 September 1996 pp 15

5.1 Celdas de Combustible

5.1.1 Principios de Operación y Tipos

Operación

Transforma la energía de un combustible, electroquímicamente en energía eléctrica

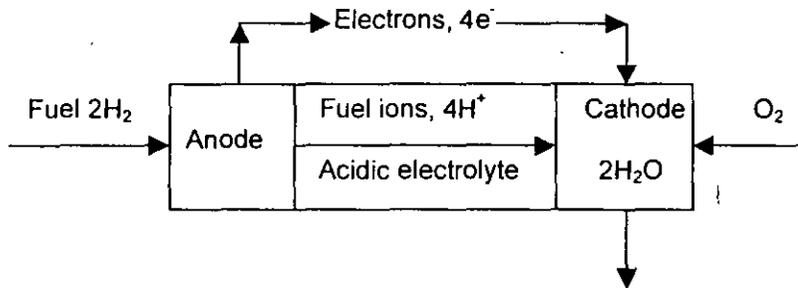
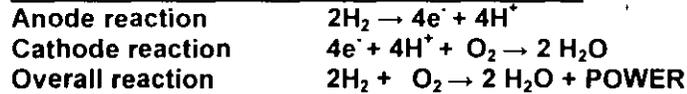


5.1 Fuel Cells

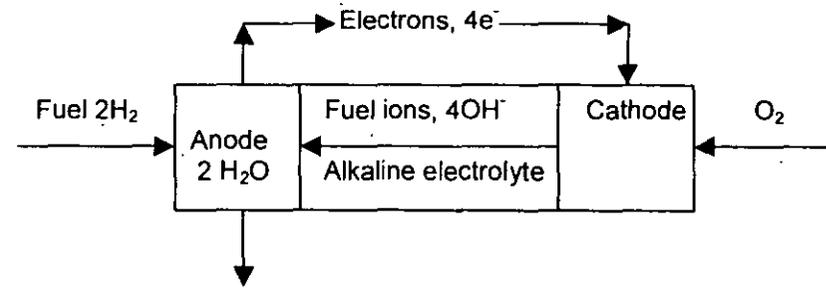
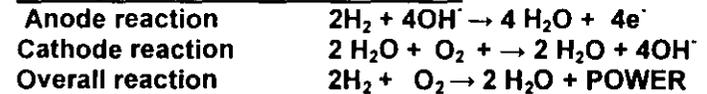
Operation:¹

Continuous transformation of chemical energy of a fuel (H₂, CO) into electric (dC) energy.

Phosphoric Acid Electrolyte Fuel Cell



Alkaline Electrolyte Fuel Cell



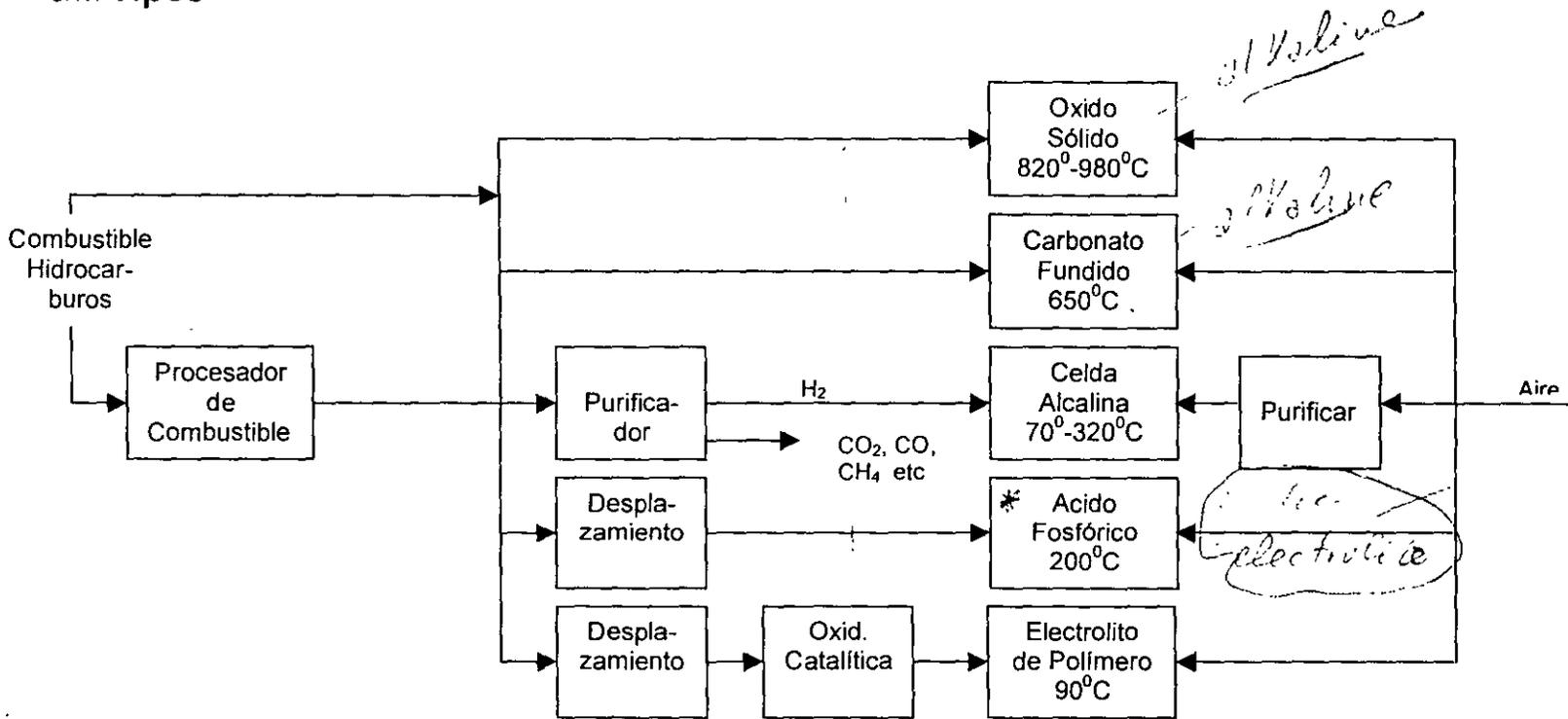
Design considerations:

- **Electrodes porous to allow fuel molecules to enter**
- **Not too porous to flood the pores of the electrolyte**
- **Must be catalysts to separate electrons and conductors**

¹ C. D. Christenson, " Fuel Cell System Technologies and Applications Issues ", Energy Systems, Vol.94, No. 2, 1997, pp 36 - 46

5.1 Celdas de Combustible

5.1.1 Tipos¹



¹ John B. O'Sullivan EPRI Status of Fuel Cells", 1994 IEEE Power Engineering Society, July 27, 1997

5.1 Fuel Cells

Comparison¹

	Solid Oxide	Molten Carbonate	Alkaline	Phosphoric Acid	Proton Exchange Membrane
Electrolyte	Ceramic	Molten Salt	KOH/H ₂ O	H ₂ PO ₄	Polymer
Operating Temperature	820 ^o -980 ^o	650 ^o	70 ^o -320 ^o	200 ^o	90 ^o
Fuels	Hydrogen Carbon Monoxide Reformate	Hydrogen	Hydrogen	Hydrogen	Hydrogen
Reforming Oxidant	External, internal Oxygen, air	Reformate External, internal Carbon dioxide, Oxygen, air	Oxygen	Reformate External Oxygen, air	Reformate External, Oxygen, air
Efficiency	>60% 70% Combined Cycle	>60% 70% Combined Cycle	40% - 50%	40% - 50%	40% - 50%
Scale Applications	> 1000 MW Utility	> 1000 MW, Utility	100 W – 20 kW Aereospace	200 kW – 10 MW Distributed Generation Small Utility	100 W – 10 MW Traction Small Utility
Observations	Candidates for combined cycle plant, <i>Westinghouse</i> 25 kW units tested in Japan and USA	Candidates for combined cycle plant, <i>Energy Research Corp, M-C Power Corp</i> Demo projects, 250 KW San Diego 2 MW Santa Clara		Most developed, 200kW units available More than 70 instalations <i>International Fuel Cell Corporation</i>	Urban buses in Chicago, Vancouver Experimental cars <i>Ballard, Siemens</i>

¹ Tom Gilchrist, " Fuel cells to the fore ", SPECTRUM, vol.35, No. 11 pp 35 - 40

5.1 Fuel Cells

Comparison of various types of fuel cells¹

Phosphoric Acid Fuel Cell PAFC	Molten Carbonate Fuel Cell MCFC	Solid Oxide Fuel Cell SOFC	Solid Polymer Electrolyte Fuel Cell PEMFC
Advantages			
Tolerant to CO ₂	No precious metal needed	No precious metal needed	Tolerant to CO ₂
Most advanced	CO is a usable fluid	CO is a usable fluid	Low working temperature
Applicable in small capacities	Internal reforming feasible	Internal reforming feasible	Very high current density possible
	High grade heat available	CO ₂ recycling not needed	
Disadvantages			
Precious metal catalyst needed	Material problems	High temperature stresses cell material	CO content in fuel is strictly prohibited
Catalyst deactivated by CO	CO ₂ source needed for cathode	Relative high electrolyte resistivity	Water management in cell is difficult
Low conductivity electrolyte management required	Phase change of electrolyte between working and ambient temperature		Only low grade heat available

¹ C. D. Christenson: " Fuel Cell System Technologies and Application Issues", Energy Engineering, Vol. 94, No. 2, 1997 pp 36 - 46

5.1 Celdas de Combustible

Aplicaciones

- **Gases de basurero**

En EEUU mas de 700 sitios con un potencial de 6 000 MW

Aprovechamiento de Gases de Basurero en Groton, Conn.¹

200 kW, 20 ton. ONSI PC25 International Fuel Cell Corporation

Ácido Fosfórico

(100 Unidades vendidas) Emplea 20% de los gases generados,
preprocesamiento de los gases

compuestos clorados y derivados del azufre

Costo \$ 1 – \$1.5 millones

Silenciosa, Disminuye emisión de metano (1/3 del metano es producido en basureros)

- **Implementación del concepto de generación diferida**

Electrificación urbana

1983 Acido fosfórico de 4.5 MW

Empleo para suministrar cargas individuales²

Plug Power LLC y American Power Corporation + EPRI estan desarrollando sistemas (CC
PEM de 3 kW + batería = 10 kW, suficiente para una casa)

Costo: \$ 5 000.00 ?

¹ Groton's Tidy Machine, Public Power, Vol. 55, No. 2, March-April 1997, pp 8 - 9

² W. D. Siuru, " Backyard Power Production", Public Power, Vol. 56, No. 4, July – August 1998, pp 12 - 15

A:15-1FUELCELLAPPLIC

5.1 Celdas de Combustible

5.1.2 Aplicaciones

Potencial de aplicación a largo plazo en los EU¹

Mercado	Capacidad (MW)	Tamaño del mercado	Otras opciones	Costo aceptable \$/kW
Edificios de alto costo	0.2 - 2	10 - 250	Vendedor de energía Motores de Comb. Int.	1000-2500
Generación distribuida	5 - 20	300 - 600	Ciclos combinados Motores de Comb. Int.	1000-1500
Servicio público Autogeneración	50 - 500	800 - 900	Ciclos combinados Vendedor de energía	900-1500
Cogeneración industrial	5 - 200	100 - 200	Turbina de gas Vendedor de energía	600-1400
Centrales eléctricas	100 - 500	1000-2000	Carbón pulverizado Lechos fluidizados Ciclos combinados	700-1100

¹ U.S. Department of Energy Federal Energy Technology Center, 1997

5.1 Celdas de Combustible

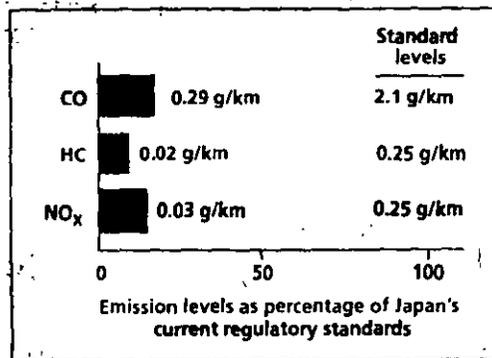
5.1.2 Aplicaciones Vehículos Híbridos y Eléctricos¹

I.- Motor/Generador Eléctrico + Batería + Motor de Gasolina

Ventajas

- Más rendimiento 3.7 l / 100 km
- Menos Emisiones (Reducción entre el 50% para el CO₂ y hasta el 90% para CO y óxidos de nitrógeno)

[5] Emission levels of regulated exhaust gases that contribute to smog are extremely low for the Prius HEV—just fractions of the levels of carbon monoxide, hydrocarbons, and oxides of nitrogen allowed by Japanese regulations.



Desventajas

- Costos (Toyota Prius \$ 17 500 pero está subsidiado)

Futuro

- Dentro de una década el 40% de los coches podrían ser híbridos

¹ "Fuel Cell Research Shifts to Hybrid Vehicles, R & D Magazine, March 1998, pp26 -28

II.- Celdas de Combustibles

(Reemplazan baterías)^{2,3}

Tecnología PEM

Ventajas

- Operan a baja temperatura 90⁰C
- Flexibilidad de combustible
 - Hidrogeno almacenado:
 - Alta presión Autobuses de Ballard Metal hydryte
- Empleo de metanol + reactor catalítico (reformador) como fuente de hidrógeno
 - New Electric Car 3 (Mercedes Benz y Ballard)
- Empleo de gasolina + reformador como fuente del hidrógeno
- Estaciones de servicio donde se reforma la gasolina o el ethanol

Desventajas

- Tecnología en evolución
- Precio

² Tom Gilchrist, "Fuel cells to the fore", SPECTRUM, Vol. 35, No. 11, November 1998, pp 35 - 40

³ D. Hermance et al. "Hybrid electric vehicles take to the street", SPECTRUM, Vol. 35, No. 11, November 1998, pp 49 - 52

5 1 Celdas de Combustible

Aplicaciones

- Gases de basurero

En EEUU mas de 700 sitios con un potencial de 6 000 MW

Aprovechamiento de Gases de Basurero en Groton, Conn.¹

200 kW, 20 ton. ONSI PC25 International Fuel Cell Corporation

Ácido Fosfórico

(100 Unidades vendidas) Emplea 20% de los gases generados,
preprocesamiento de los gases

compuestos clorinados y derivados del azufre

Costo \$ 1 – \$1.5 millones

Silenciosa, Disminuye emisión de metano (1/3 del metano es producido en basureros)

- Implementación del concepto de generación diferida

Electrificación urbana

1983 Acido fosfórico de 4.5 MW

Empleo para suministrar cargas individuales²

Plug Power LLC y American Power Corporation + EPRI estan desarrollando sistemas (CC

PEM de 3 kW + batería = 10 kW, suficiente para una casa)

Costo: \$ 5 000.00 ?

¹ Groton's Tidy Machine, Public Power, Vol. 55, No. 2, March-April 1997, pp 8 - 9

² W. D. Siuru, " Backyard Power Production", Public Power, Vol. 56, No. 4, July – August 1998, pp 12 - 15

A:\5-1\FUELCELLAPPLIC

5.1 Celdas de Combustible
5.1.2 Aplicaciones

Potencial de aplicación a largo plazo en los EU¹

Mercado	Capacidad (MW)	Tamaño del mercado	Otras opciones	Costo aceptable \$/kW
Edificios de alto costo	0.2 - 2	10 - 250	Vendedor de energía Motores de Comb. Int.	1000-2500
Generación distribuida	5 - 20	300 - 600	Ciclos combinados Motores de Comb. Int.	1000-1500
Servicio público Autogeneración	50 - 500	800 - 900	Ciclos combinados Vendedor de energía	900-1500
Cogeneración industrial	5 - 200	100 - 200	Turbina de gas Vendedor de energía	600-1400
Centrales eléctricas	100 - 500	1000-2000	Carbón pulverizado Lechos fluidizados Ciclos combinados	700-1100

¹ U.S. Department of Energy Federal Energy Technology Center, 1997

5.1 Celdas de Combustible

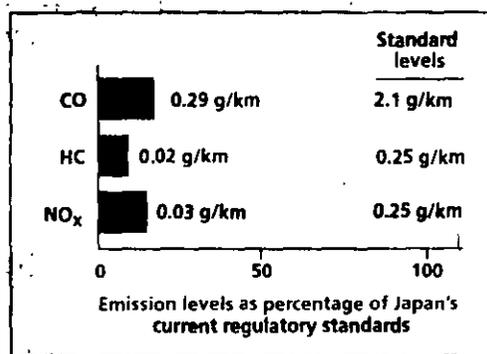
5.1.2 Aplicaciones Vehículos Híbridos y Eléctricos¹

I.- Motor/Generador Eléctrico + Batería + Motor de Gasolina

Ventajas

- Más rendimiento: 3.7 l / 100 km
- Menos Emisiones (Reducción entre el 50% para el CO₂ y hasta el 90% para CO y óxidos de nitrógeno)

[5] Emission levels of regulated exhaust gases that contribute to smog are extremely low for the Prius HEV—just fractions of the levels of carbon monoxide, hydrocarbons, and oxides of nitrogen allowed by Japanese regulations.



Desventajas

- Costos (Toyota Prius \$ 17 500 pero está subsidiado)

Futuro

- Dentro de una década el 40% de los coches podrían ser híbridos

¹ "Fuel Cell Research Shifts to Hybrid Vehicles, R & D Magazine, March 1998, pp26 -28

II.- Celdas de Combustibles

(Reemplazan baterías)^{2,3}

Tecnología PEM

Ventajas

- Operan a baja temperatura 90°C
- Flexibilidad de combustible
 - Hidrogeno almacenado
 - Alta presión Autobuses de Ballard Metal hydryte
- Empleo de metanol + reactor catalítico (reformador) como fuente de hidrógeno
New Electric Car 3 (Mercedes Benz y Ballard)
- Empleo de gasolina + reformador como fuente del hidrógeno
- Estaciones de servicio donde se reforma la gasolina o el ethanol

Desventajas

- Tecnología en evolución
- Precio

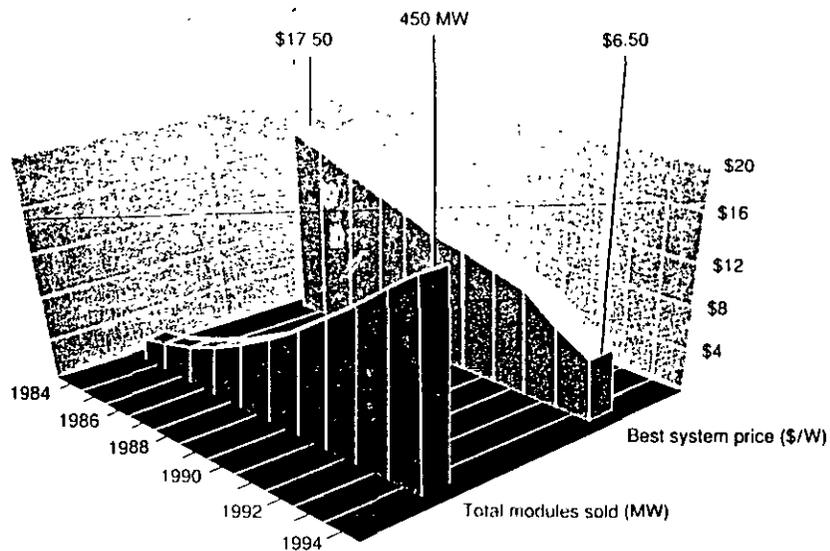
² Tom Gilchrist, " Fuel cells to the fore", SPECTRUM, Vol. 35, No. 11, November 1998, pp 35 - 40

³ D. Hermance et al. "Hybrid electric vehicles take to the street", SPECTRUM, Vol. 35, No. 11, November 1998, pp 49 - 52

5-2 Celdas Solares

Desarrollo:

Becquerel 1839, Bell Lab 1954, Programa espacial 1958, Interes renovado por la crisis del petroleo de los 70 actualmente crece el mercado entre el 15% - 20% anual, habiendo llegado 120 MW en 1997

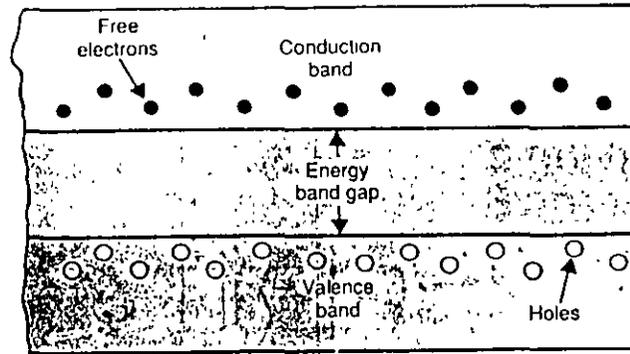
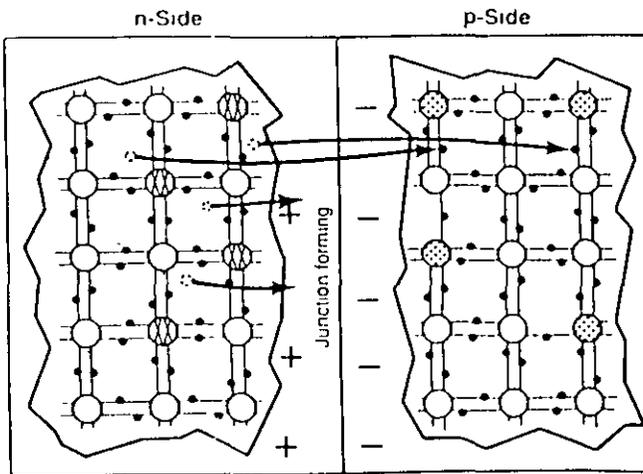


Source: UNISUN

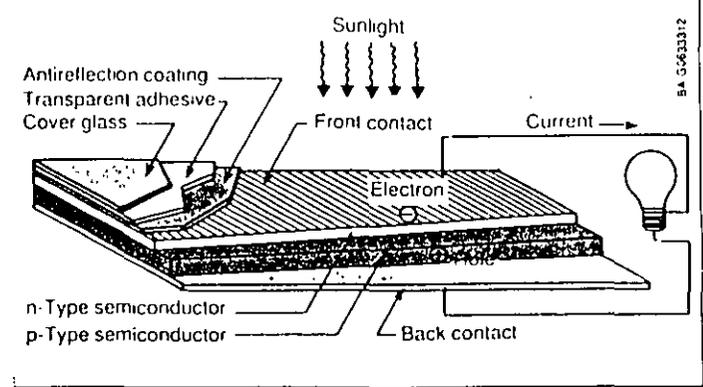
PV COSTS TREND DOWNWARD AS PRODUCTION MOUNTS In the past decade, the installed cost of PV systems has fallen by more than half while cumulative PV sales have grown by more than a factor of 4. As PV producers move further along the production learning curve and are able to lower manufacturing costs, PV becomes economical in more niche applications, triggering additional sales.

Principios de Operación

Difusión de electrones libres y hoyos en la unión entre materiales dopados → un campo eléctrico; fotones suministran energía a los electrones → el campo eléctrico los impulsa → circula una corriente.

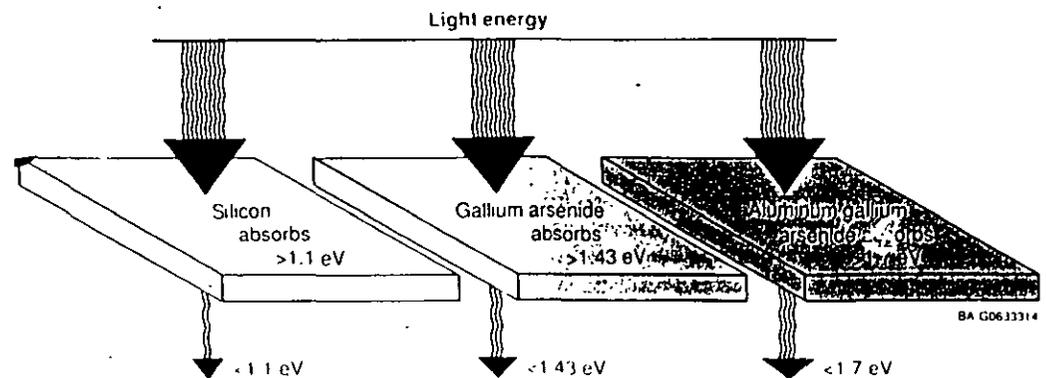


Photons with energies greater than the semiconductor material's band-gap energy are required to move electrons from the valence band to the conduction band and produce a current; crystalline silicon's band-gap energy is 1.1 eV.



Attaching an external circuit allows the electrons to flow from the n-layer through the circuit and back to the p-layer where the electrons recombine with the holes to repeat the process

When n- and p-type silicon come into contact, electrons move from the n-side to the p-side. This causes a positive charge to build on the n-side of the interface (or p-n junction) and a negative charge to form on the other side



Different PV materials have different characteristic energy band gaps. Photons with energy greater than the band gap may be absorbed to create electron-hole pairs. Photons with energy less than the band gap pass through the material or create heat.

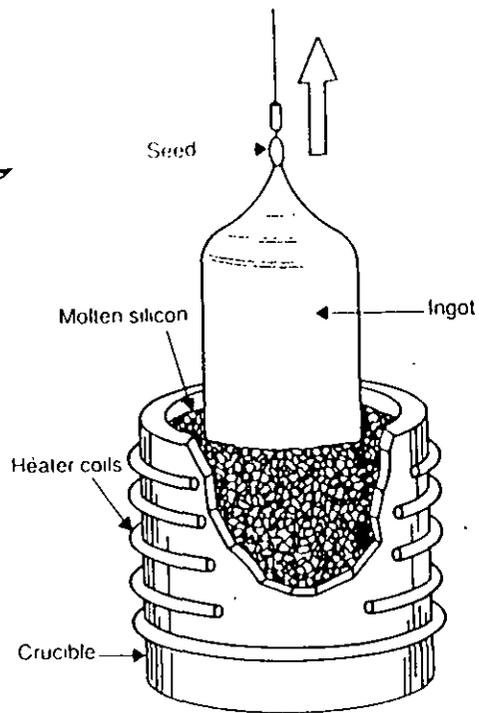
Celdas Monocristalinas

Silicón muy puro 100% Existen diversos procesos

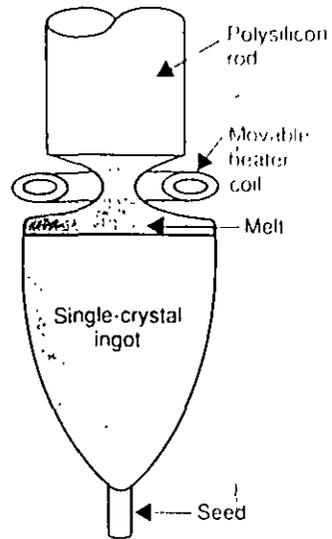
Espesor 300 μm

Silicón puro refleja el 30% → Antirreflejante para ↓ 4% o texturizar

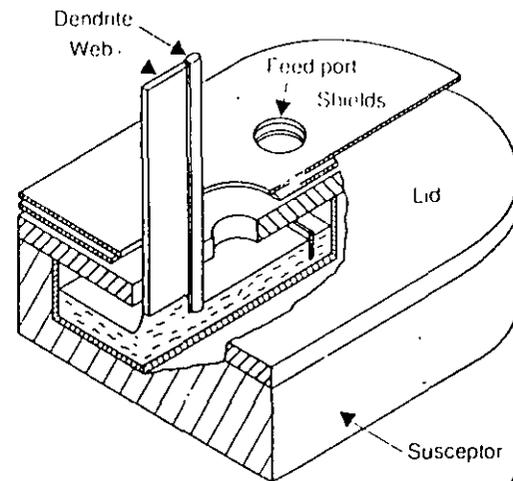
Contacto eléctricos en la parte superior, (material n)



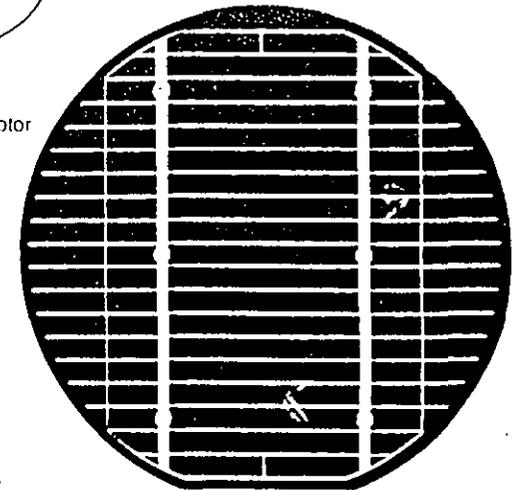
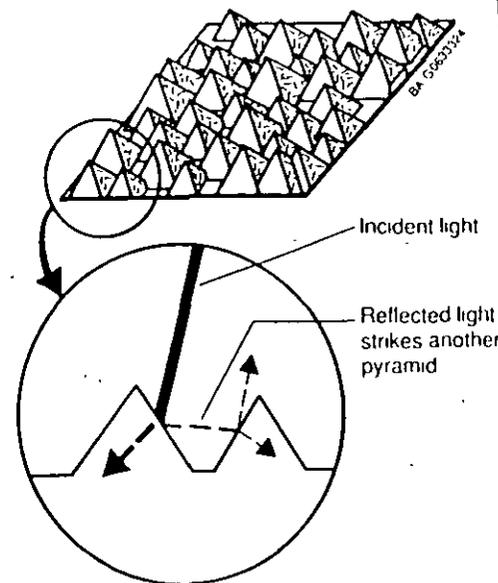
The most widely used technique for making single-crystal silicon is the Czochralski process, in which a seed of single-crystal silicon contacts the top of molten silicon. As the seed is slowly raised, atoms of the silicon melt solidify in the pattern of the seed and extend the single-crystal structure.



In the floating-zone technique, a silicon rod is set atop a seed crystal. Movable heating coils melt the interface between the seed and the silicon. Single-crystal material solidifies at the interface and moves upward as the heating coils are slowly raised.



The dendritic web process uses twin, single-crystal dendritic seeds that are slowly drawn from molten silicon. As the dendrites are withdrawn, a web of single-crystal silicon forms between them, solidifying as it rises from the melt. (Half the film is shown.)

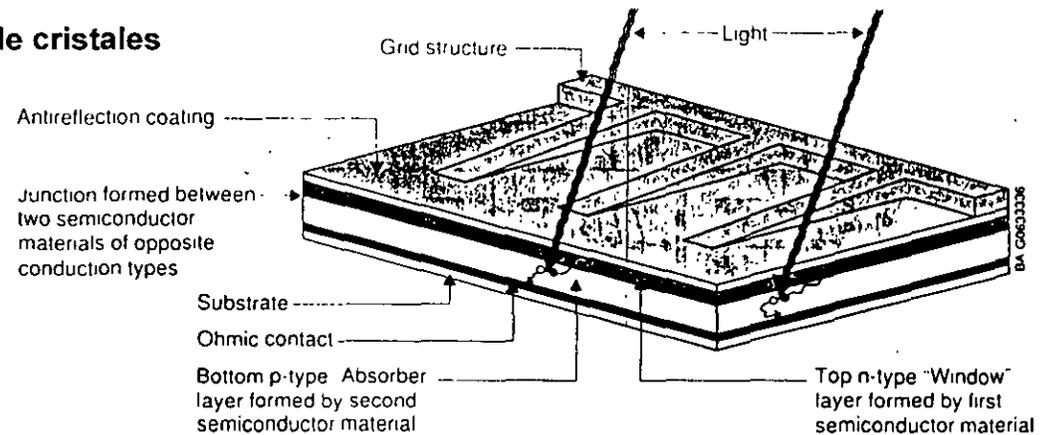


(Otros Tipos

Celdas Semicristalinas y Policristalinas

Fundición en crisoles de sección cuadrada

Calentamiento y enframamiento disminuye el número de cristales



Polycrystalline thin film cells have a heterojunction structure, in which the top layer is made of different semiconductor material than the bottom semiconductor layer. The top layer, usually n-type, is a window that allows almost all of the light through to the absorbing layer, usually p-type.

Celdas de Película Delgada

Sia, CIS CdTe (Espesor 1-2 μ m) depositado sobre un sustrato inclusive plástico

Usan menos material y no reflejan los rayos solares

La estructura no cristalina permite una mayor recombinación

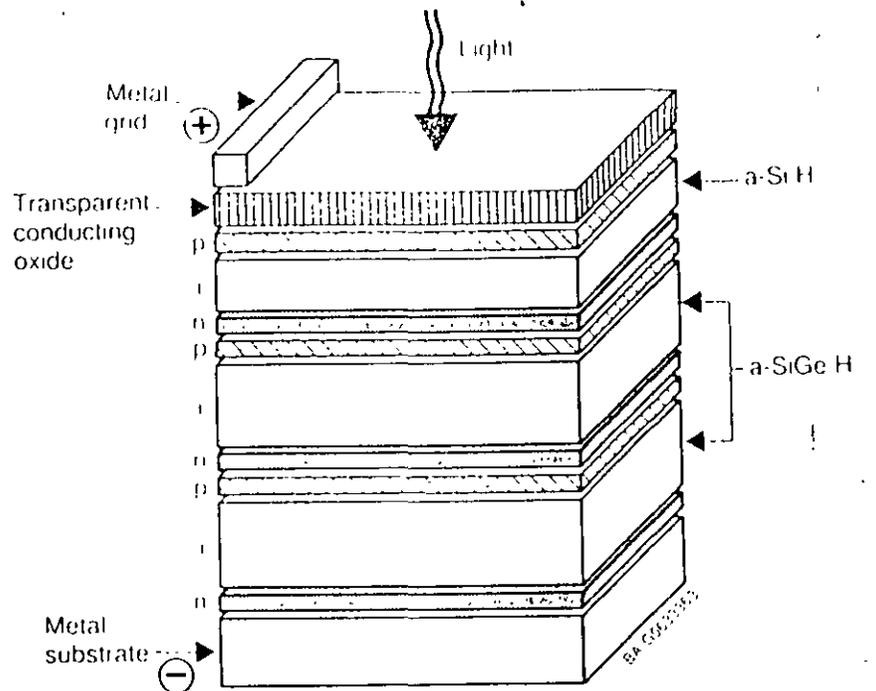
Celdas de Sia se degradan con el tiempo

La luz penetra la capa delgada de materia p y crea los hoyos y electrones en la capa no dopeada

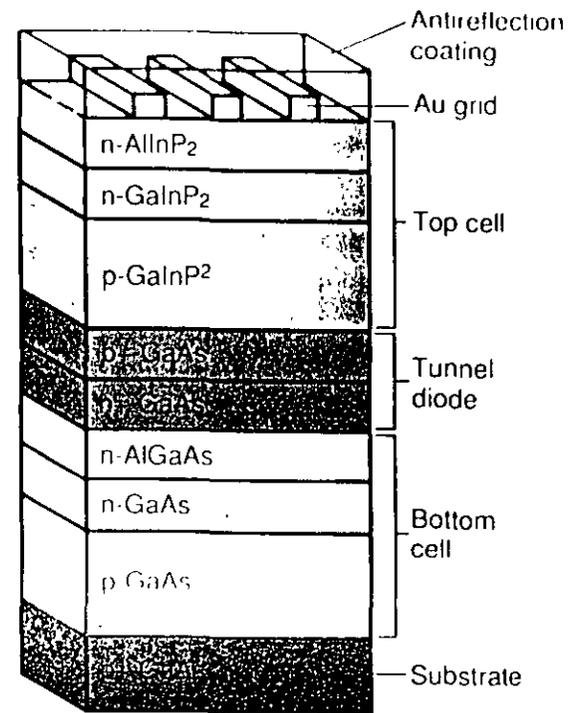
Celdas de Unión Múltiple

Celdas de una unión solo absorben una parte del espectro solar
 celdas de unión múltiple permiten aprovechar una parte más amplia del espectro

$$\eta_{\max} = 34.2\% \text{ } 10$$



Typical structure of a triple-junction amorphous silicon device, which stacks three amorphous silicon cells with different band gaps.



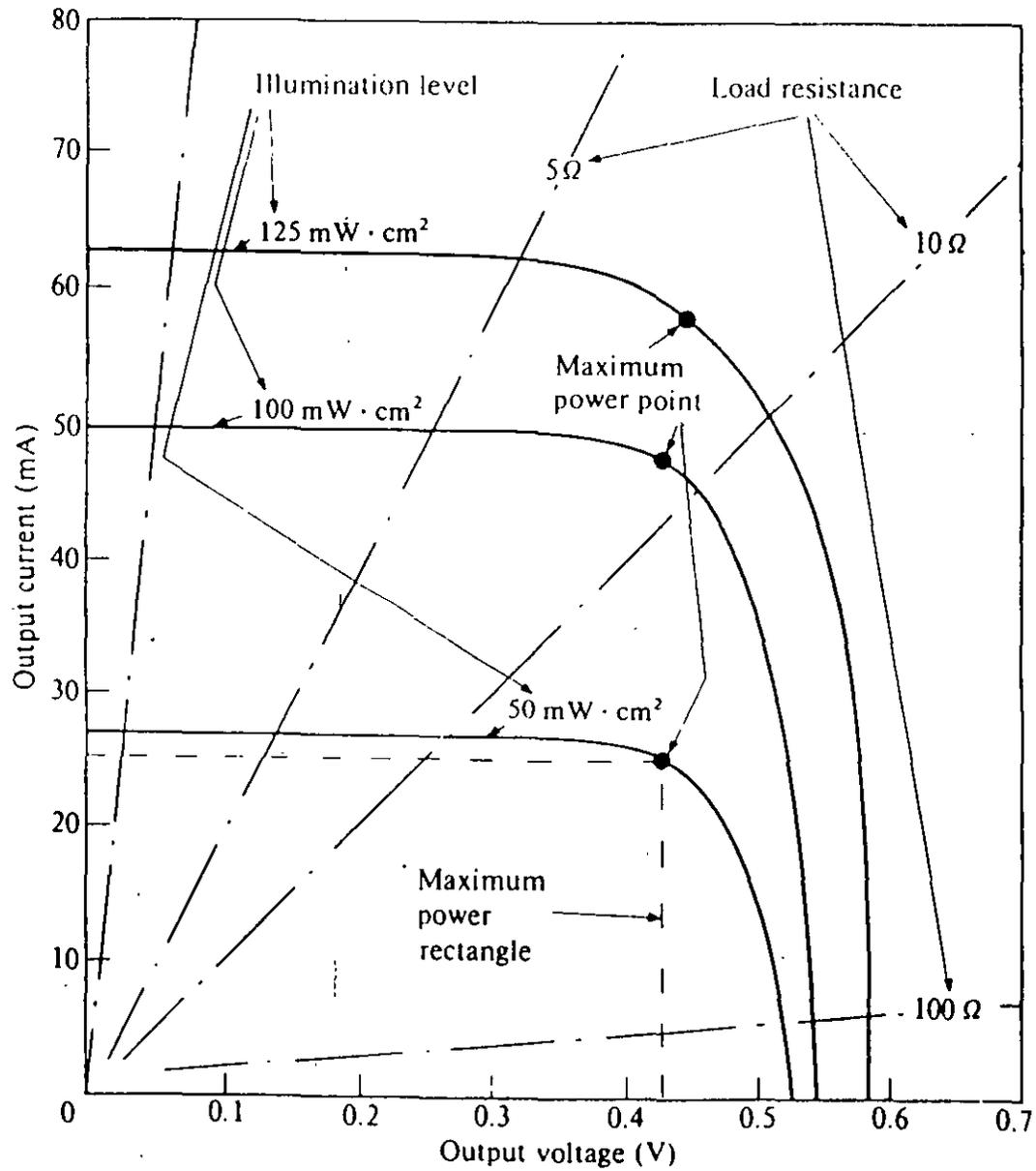
This monolithic multi-junction device uses a top cell of gallium indium phosphide, a tunnel junction, and a bottom cell of gallium arsenide. Devices with this structure have achieved efficiencies greater than 27% under concentrated sunlight.

5.2 Celdas Solares

Características de los Diferentes Tipos

Características de diferentes tipos de celdas solares comercialmente disponibles o cercanas a ser comercializadas				
	Propiedades del material electrónico	Absorbabilidad	Ancho de banda	Costo
Celdas de una union				
Si monocristalino	AL	BA	ME	AL
Si policristalino	ME	BA	ME	ME
Si amorfo	BA	AL	ME	BA
Policristalino película delgada CIS, CdTe	ME	AL	ME a AL	BA
Monocristalino película delgada GaAs, Inp	AL	AL	AL	AL
Uniones Múltiples	BA a AL	AL	AL	BA a AL
<i>AL Alto costo o propiedades excelentes</i>				
<i>ME Costo medio o propiedades adecuadas a buenas</i>				
<i>BA Bajo costo o propiedades relativamente pobres</i>				

Características Corriente - Voltage.



5.2 Celdas Solares

Construcción y problemas

Celda→Módulo→Panel

Problemas:

- **Conexiones**
En celdas de película delgada se evita una conexión
- **Encapsulado**
- **Pérdida de eficiencia con el tiempo**

Colectores Concentradores

Seguidores (Trackers)

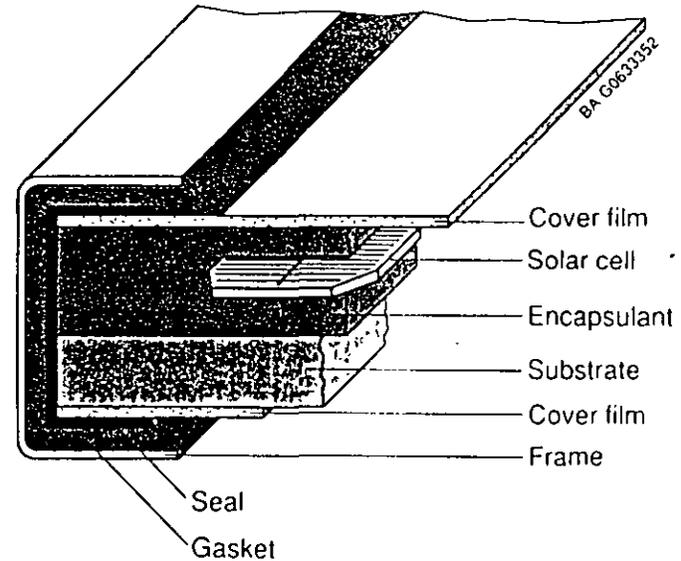
Problemas:

- **Los seguidores (trackers) siguen fallando**

Resto del Sistema

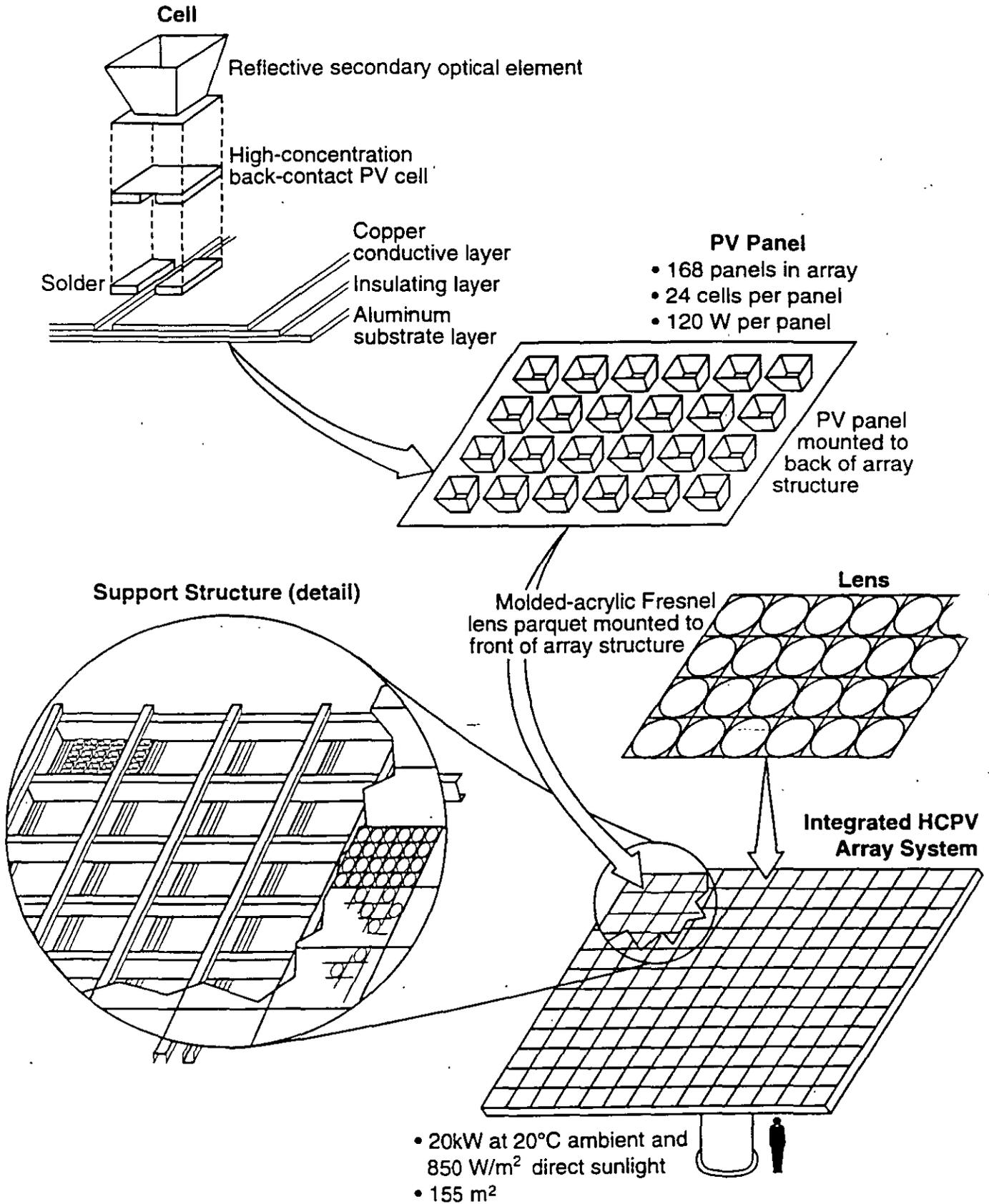
Problemas:

- **Baja confiabilidad de los convertidores**
Alrededor del 15% de las fallas atribuibles a este tipo de fallas
- **Poca desarrollo baterías**
- **Operación en general 20% abajo de las especificaciones del proveedor.**
- **Falta de normas de prueba**



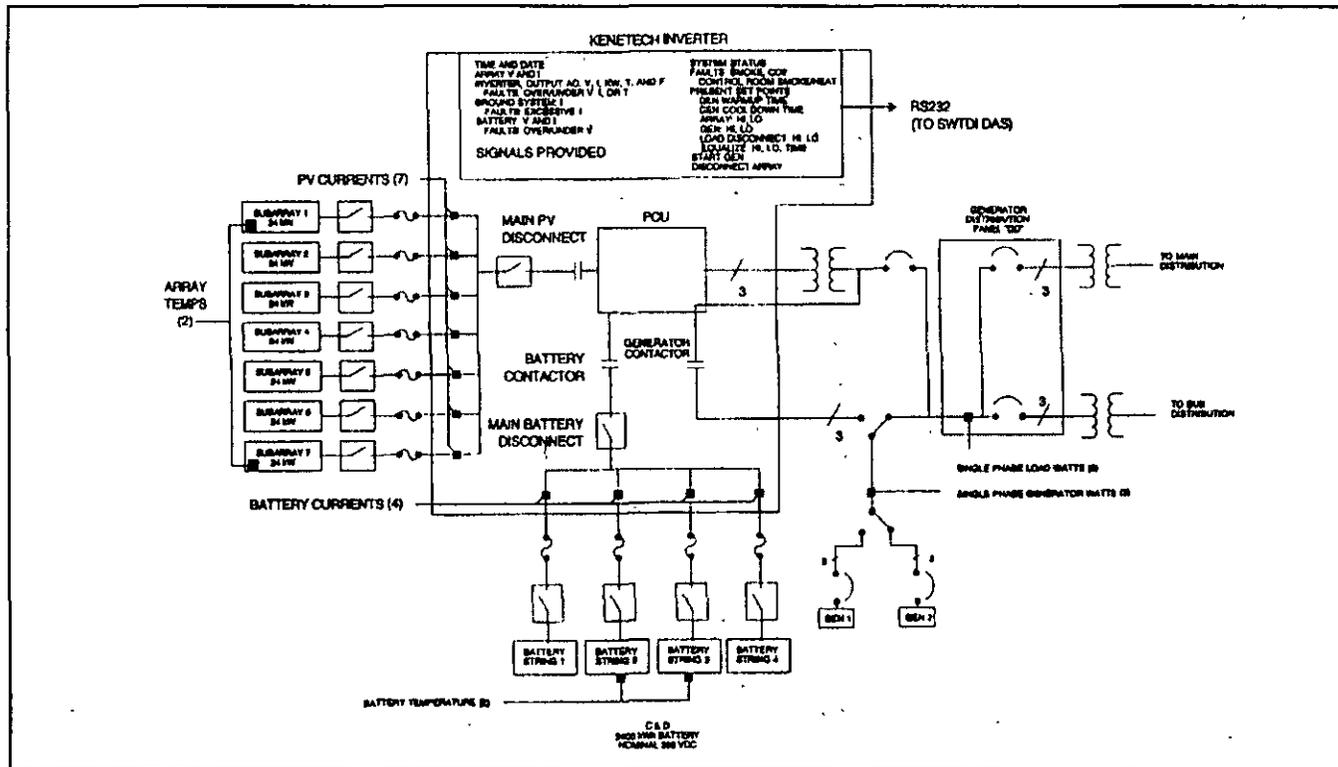
Falta

INTEGRATED HIGH-CONCENTRATION PHOTOVOLTAIC SYSTEM



5.2 Celdas Solares

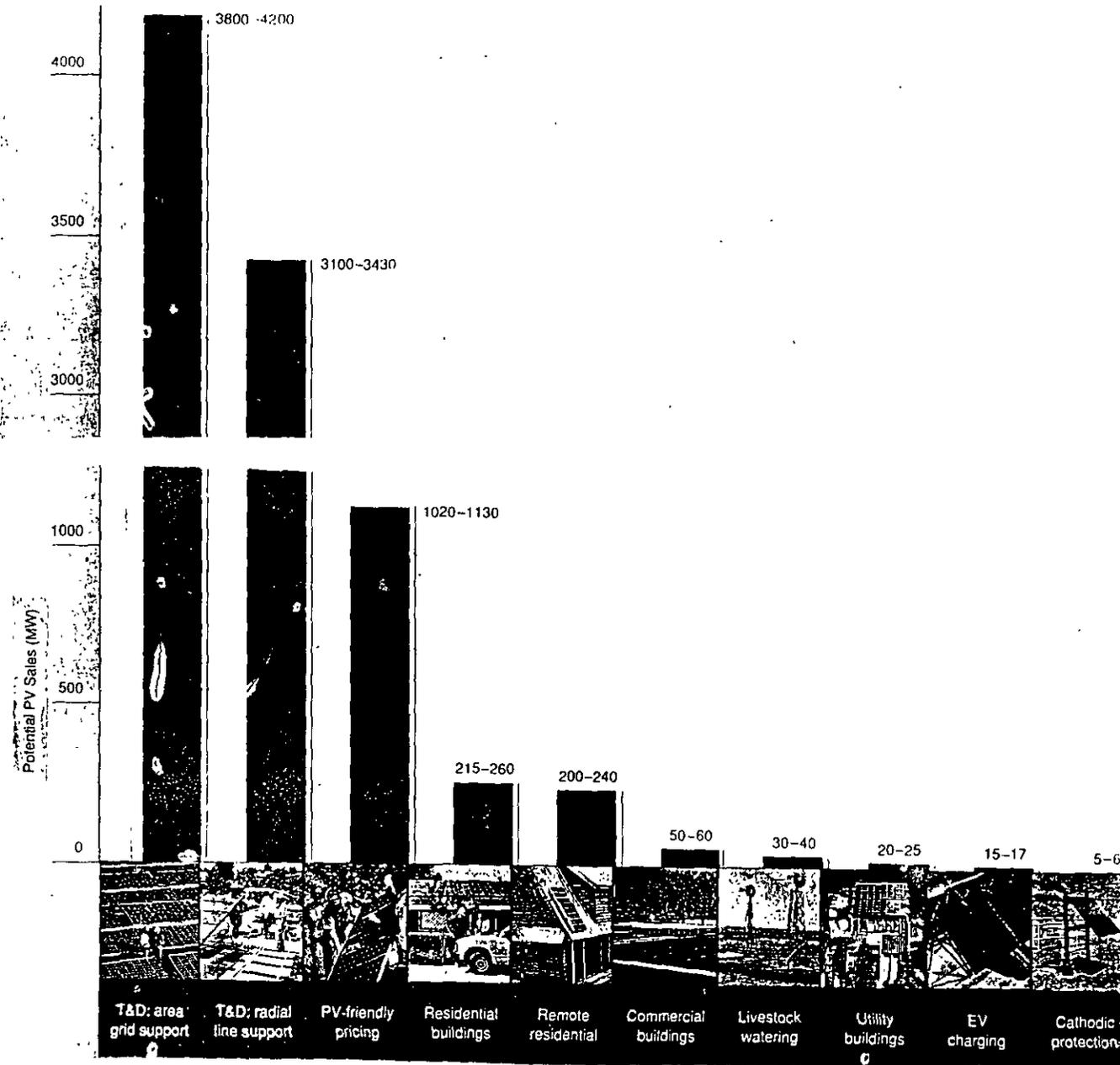
5.2.2 Aplicaciones **Sistemas Híbridos Diagrama¹**



¹ Dangling Rope Marina: A Photovoltaic Hybrid System, Quarterly Highlights of Sandia's Photovoltaics Program, Vol. 1 1998

5.2 PV Cells Potential PV Markets¹

POTENTIAL PV MARKETS AT \$3/W
 The more than 80 electric utilities that have formed the Utility PhotoVoltaic Group (UPVG) estimate a potential for nearly 9000 MW of PV in 10 domestic markets at an installed system cost of about \$3/W. Typical installed costs today are higher by a factor of 2 or 3 but are continuing to decline. The emerging market potential is dominated by two PV applications for transmission and distribution system support. The UPVG survey finds significant early potential markets for cost-effective applications of PV in all regions of the country at \$3/W.



¹ EPRI Journal October/November 1994 pp 8

5 2 Celdas Solares

5 2 2 Aplicaciones

Sistemas y Costos

Electrificación Rural: (2 billones de gentes sin acceso) e Instalaciones Pequeñas

Localización:	Características	Costo	Costo Unitario	Observ.
Sud-Africa	53W + 100 Ah Bat.	\$ 500.00	\$ 9.43/W	3 lamp. Inc. + cont. TV ¹
	Conexión a la red	\$ 2 250.00		
Idaho	850 W	\$ 8 200.00	\$ 9.64/W	Agua para 300 cabezas ²
	\$ 210 iniciales más \$ 125 mensuales			

Otras Instalaciones

Localización	Características	Costo	Observ!
Munich, Al.	130W x 8000,	\$ 24 000 000	Centro de Exposiciones ³
Sacramento, Cal.	46 W X 2772	\$ 1 080 000	Carga de Vehículos Eléct. ⁴
Creta, Grecia	5 MW (⇒ 50 MW)	\$ 17 750 000	< 8.5 cents/kWh ⁵

Precios⁶

Tipo	1995		1996	
	Dólares por Wp		Dólares por Wp	
	Módulos	Celdas	Módulos	Celdas
Silicón				
Monocrist.	4.44	2.48	3.97	2.81
Cintas y Poli.	4.35	3.52	3.92	2.73

¹ Siemens Review, Vol. 62, Junio-Julio 1996, pp 23-24

² Electric Light and Power, Vol. 72, No. 12, Diciembre, 1994

³ Siemens Research and Innovation, 1/97, pp 6

⁴ Photovoltaic Insider Report, Vol. Xvi, No. 6, June 1997, pp 3

⁵ Photovoltaic Insider Report, Vol. Xvi, No. 7, July 1997, pp 1

⁶ Photovoltaic Insider Report, Vol. XVI, No. 9, Sept. 1997, pp 4

Aplicaciones

Industria Eléctrica

Transmisión¹

Energización de sensores e interruptores

Distribución

Energización de sensores e interruptores

Soporte de energía y voltaje

Energización de cargas remotas

Comunicaciones

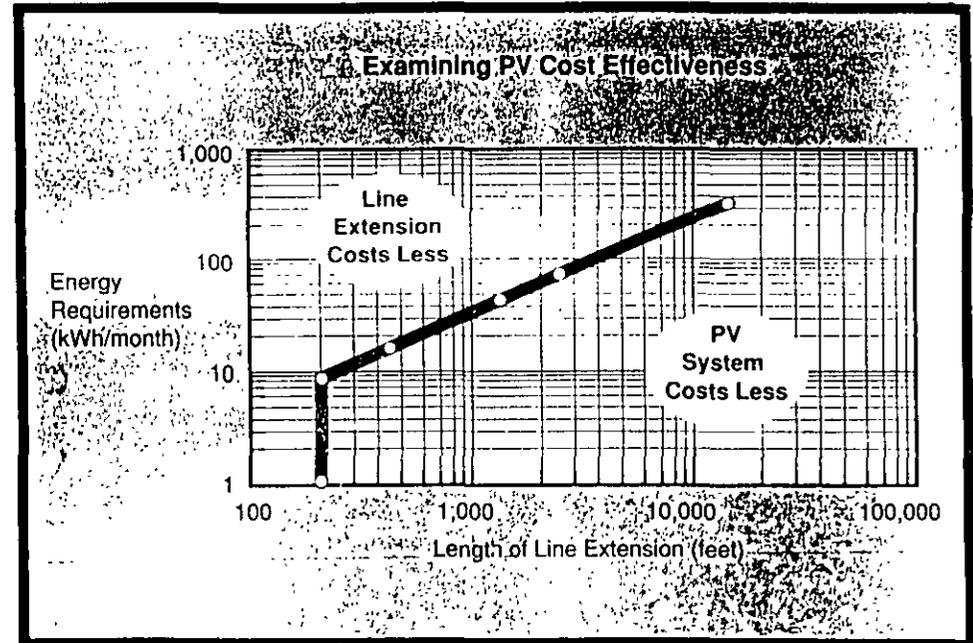
Energización de estaciones repetidoras, Amplificadores

Generación

Enron 100 MW a \$ 150 millones ???

Costo de la energía 5.5 centavos/kWh

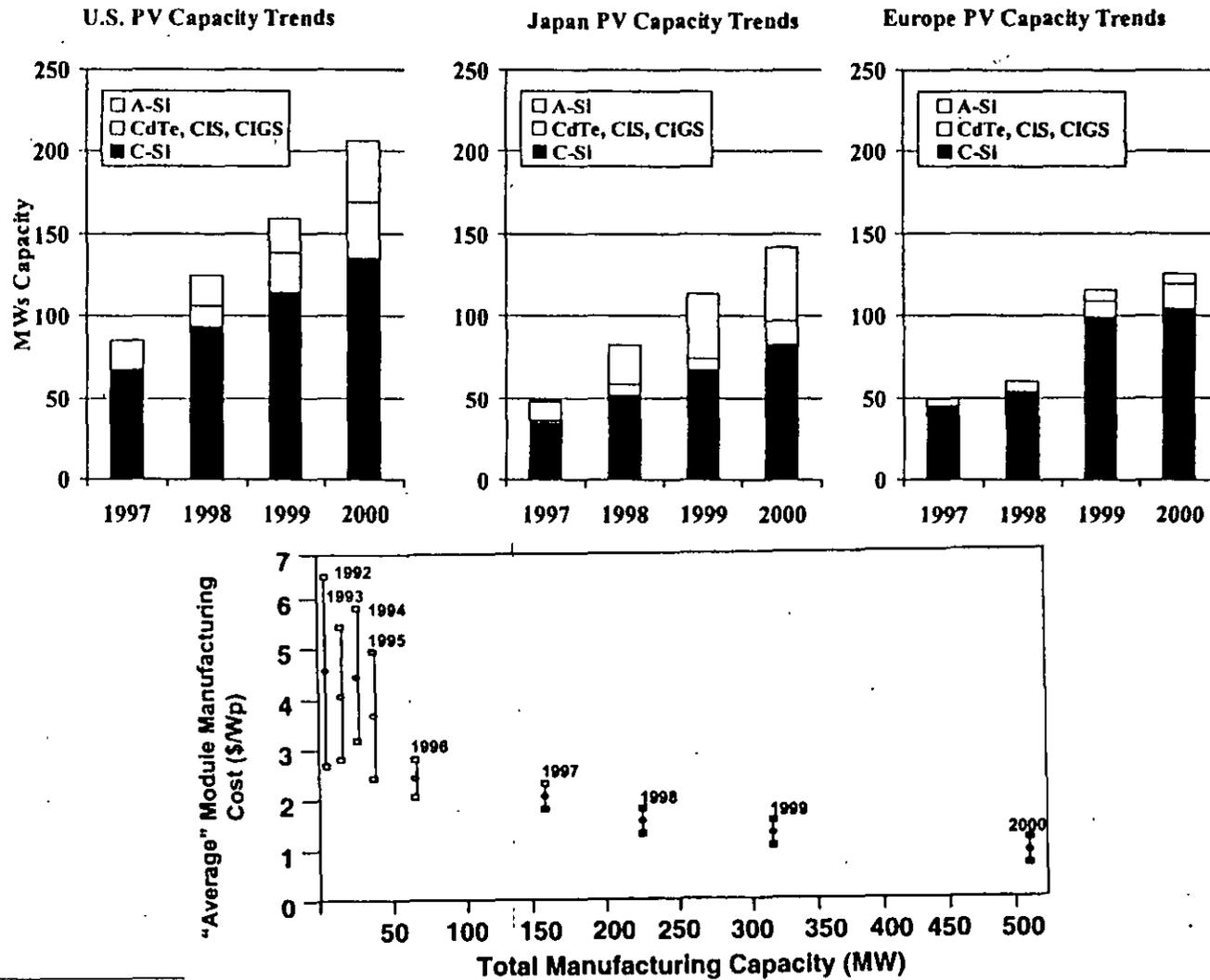
Planta para celdas de película delgada de \$ 25 millones



¹ EPRI JOURNAL October/November 1994

PV systems are most cost-effective in situations that require long line extensions and have low energy requirements. The chart's lower right half represents conditions in which PV would be cost effective.

Capacity Trends¹



¹ Photovoltaics Insider Report Vol. XVII, No. 10, October 1998 pp 6

5.2 PV Cells
PV Shipments¹

**Shipments of PV cells and modules
 by end use, 1996-1997**

End use	Peak kW	
	1996 total	1997 total
Electricity generation		
Grid interactive	4,844	8,279
Remote	10,884	8,630
Communication	6,041	7,383
Consumer goods	1,063	347
Transportation	5,196	6,705
Water pumping	3,261	3,783
Cells/modules to OEM ¹	2,410	5,245
Health	977	1,303
Other ²	789	4,684
Total	35,464	46,354

¹OEM=original equipment manufacturer

²Includes uses such as cooking, desalinization, distilling, etc.

Source: EIA

¹ Electric Light and Power, Volume 76, No. 10, October 1998, pp 10

5.2 Celdas Solares

5.2.2 Aplicaciones

Tarifas Verdes

**Gainsville Regional Utilities en Florida \$ 1.00 sobre facturación
(voluntario) para la compra de sistemas PV**

Idaho Power Co. promueve sistemas no conectados a la red, pero mantenidos por la empresa

Sacramento municipal cobra 15% adicional para usuarios que tienen sistemas PV en el techo instalados y mantenidos por la empresa

5.2 Celdas Solares
5.2.2 Aplicaciones

Perspectivas

BP Solar 20 MW/año 1997
⇒ **50 MW/año 2000**¹

Photowatt International, Francia
⇒ **Duplicó la producción 1996 -97**
Planes para duplicar a 10 MW en 1998²

Pacific Solar (Australia)
⇒ **20 MW para el año 2000**³

Alianzas Internacionales

Matrix Solar Technologies USA +
Photowatt International Francia

Japón⁴

1991	1 MW
1996	20 MW
2000	400 MW ??

1700 Millones de gentes en zonas tropicales sin electricidad ⇒ **Potencial mercado de 120 GW**⁵

¹ Photovoltaic Insider Report Vol. XVI No. 5, Mayo 1997, pp 1

² Photovoltaic Insider Report Vol. XVII No. 4, Abril 1998, pp 1

³ Photovoltaic Insider Report Vol. XVI No. 8, Agosto 1997, pp 2

⁴ Photovoltaic Insider Report Vol. XVII No. 3, Marzo 1998, pp 5

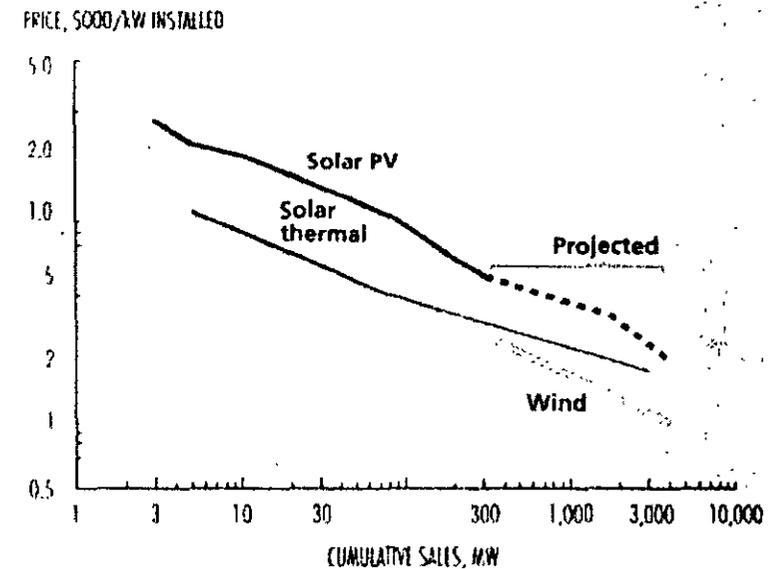
⁵ D. Mildborrow, "Feeding a Power Hungry World" Windpower Monthly, January 1996, pp 26 - 30

Sinembargo:

Golden Photon suspendió producción de celdas de CdT¹

Ontario Hydro vendió su planta de celdas esféricas¹

Mayor demanda ⇒ Menores precios⁵



Energy Pay-back Time of Crystalline Silicon Solar Modules¹

Analytic criteria:

Any significant consumption of energy or material which takes place during the different stages is considered as an input. The energy is measured in the equivalent amount of kWh_e.

Energy Pay-back Time of Crystalline Silicon Solar Modules

Region	Energy pay-back time (years)			
	at present		medium term	long term
	multi	mono		
Very sunny regions (sunbelt)	2.58	2.66	1.40	1.22
Mediterranean	3.18	3.28	1.72	1.51
Continental Climate	4.92	5.07	2.67	2.33

The kWh content of semiconductor silicon is a major contribution to the whole energy content.
 A 50% energy content reduction in Si \implies 30 – 40% reduction in pay-back time

¹ J. Niels et al: " Energy Payback Time of Crystalline Silicon Solar Modules", Advances in Solar Energy, Vol. 11, No. 11, 1997, Chapter 6, pp 291 - 328

5.2 Celdas Solares Thermophotovoltaics¹

Principle of operation:

Heat source (fossil fuel)

Infrared radiation of varying wavelength and intensity

Radiator

Available heat energy into small range of wavelength of uniform intensity

PV Cells

With concentrators up to 5-6 W/cm² (normal 15 milliwatt/ cm²)

Commercial products

Midnight Sun by JK Crystals Issaquah, Wash.

Cylinder, 14 cm wide and 43 tall

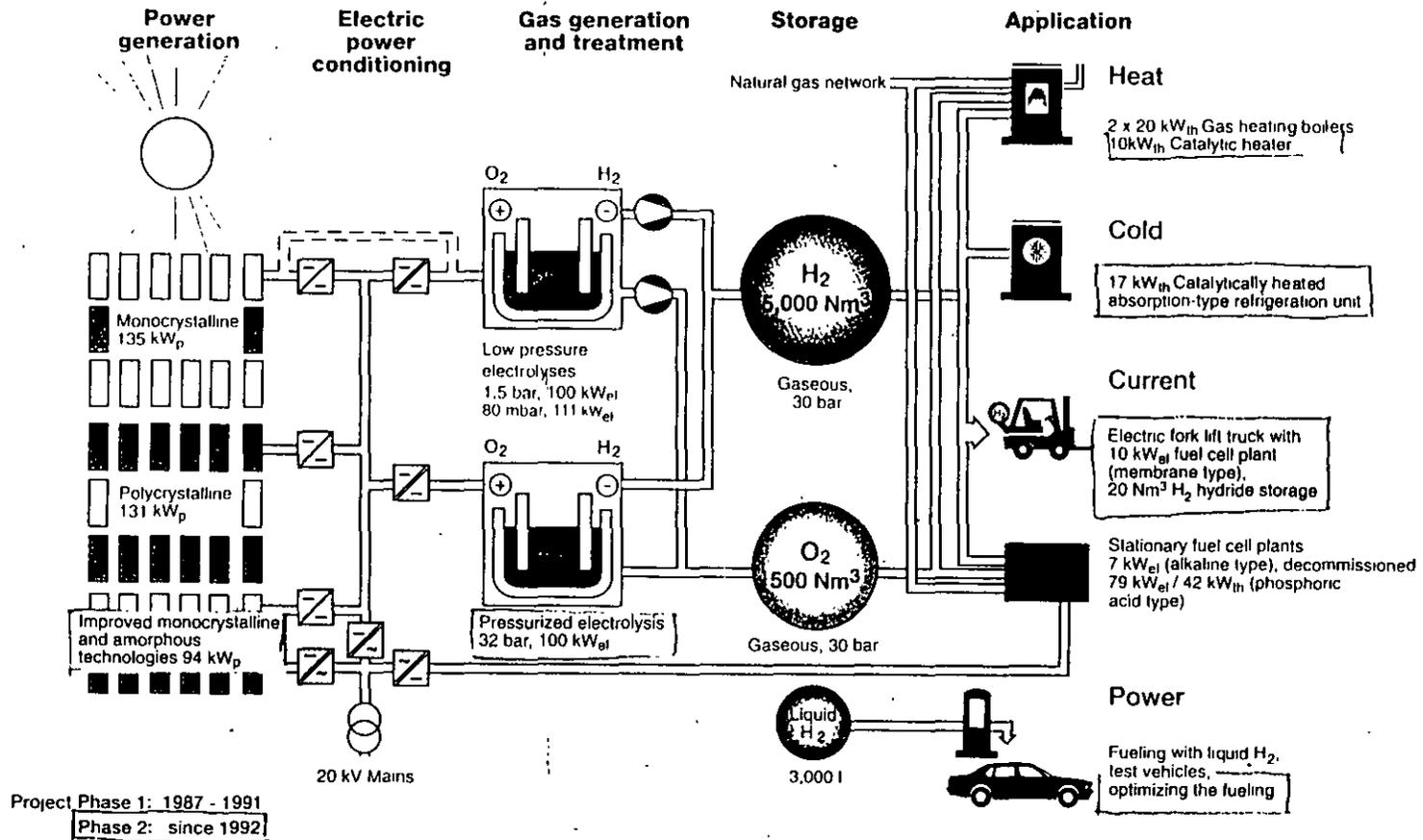
30 watts + space heating but

\$ 3 000.00

¹ T. j. Coutts and M. C. Fitzgerald, " Thermophotovoltaics ", Scientific American, Vol. 279, NO. 3, September 1998, pp 80 - 95

5.2 Solar Cells

5.2.3 Solar Hydrogen Neunburg vorm Wald (Germany) Plant Layout



Design data; all pressures are operating pressures (gauge)

Hidrógeno Solar¹

Energía Solar

30 minutos de insolación = demanda mundial total de energía primaria
Pero es muy distribuida y su disponibilidad no coincide con la demanda

Hidrógeno

Ventajas:

No contamina

Fácil de transportar

Puede transportarse en gaseoductos gas natural + hidrógeno

Desventajas:

Costo > Un vehículo operado con H₂ 30 veces más que con Diesel

Planta Experimental

Neuenburg vorm Wald, Alemania

Características:

Flexible, permite probar diversas componentes

¹ Solar Hydrogen: The Emergence of a Practical Alternative, Siemens Review, Vol 57, 3/90 pp 30 - 36

5.2 Non Conventional Electric Energy
Experimental Solar Hydrogen Instalations

	Solar Wasserstoff Bayern Gmbh Neunburg vorm Wald , Germany^{1,2}	Schatz Energy Research Center Arcata, Cal. ^{3,4}
Solar Cells	278 kW	9.2 kW
Electrolyzers	1.5 bar 100 kW _e 32 bar 100 kW _e	Bipolar alkaline electrolizer
Heat	2 x 20 kW _{th} gas heating boilers 10 kW _{th} catalytic heater	
Cold	17 kW _{th} catalytically heated absortion type refrigeration unit	
Transportation	10 kW _e forklift powered with a membrane fuel cell plant Fueling station with liquid H ₂	Neighborhood Electric Vehicle with 9 kW _e proton exchange membrane fuel cell supplied with commercial hydrogen
Stationary Power	7 kW _e alakalyne fuel cell 76 kW _e / 42 kW _{th} phosphoric acid fuel cell	1.0 kW _e proton exchange membrane fuel cell

¹ Th. Dietsch, " Photovoltaics of the Neunburg vorm Wals solar hydrogen project", Power Engineering Journal, Vol. 10, No. 1, February 1996

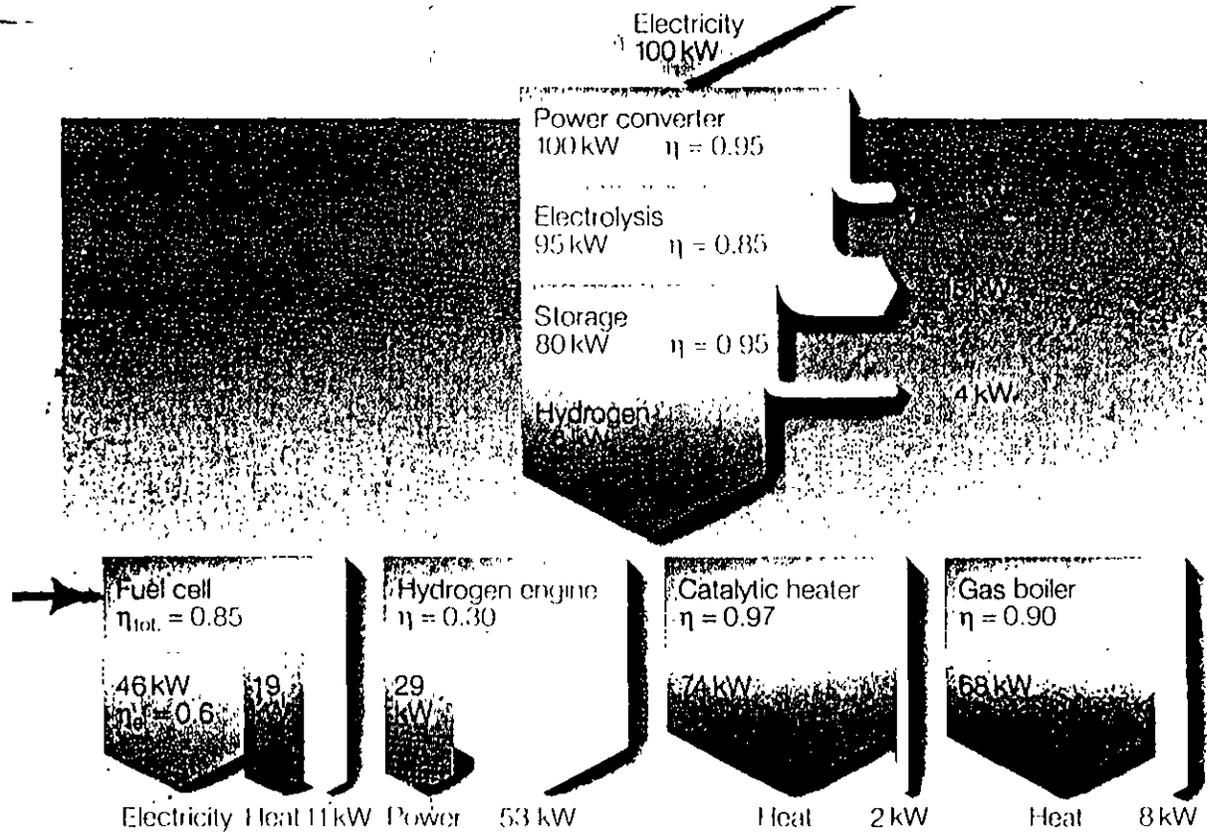
² A. Szyszka, " Ten Years of Solar Hydrogen Demonstration Project at Neunburg vorm Wald, Germany", Oct. 08, 1997 Accepted for publication by the International Journal of Hydrogen Energy

³ P.A. Lehman et al., " Design of a Photovoltaic-Hydrogen-Fuel Cell Energy System", International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 16, No. 5, pp 349 – 352, 1991

⁴ Ch. E. Chamberlain et al, " The Palm Spring Renewable Transportation System, " Presented at the U.S. DOE 1998 Hydrogen Program Technical Review

5.2 Solar Cells

5.2.3 Solar Hydrogen **Neunburg vorm Wald (Germany) Efficiency**



Siemens Review Vol. 57
3190

No.	Model	Structure	Max. module output	Efficiency (based on surface area of module/silicon)	No. of modules	No-load voltage (array)	Max. output of array	Supplier	
1	SM 50-18A2	mono-crystalline	50 W	10.8%	14%	952	≤ 300 V	48 kW	Siemens
2									
3	SM 50-18A2 (laminated)								
4	PQ 10/40 H44D	multi-crystalline	44 W	8.9%	11%	1508	296.4 V	67 kW	AEG
5									
total						5872	278 kW		

Figures apply for standard conditions. AM1.5, 1000 W/m²; cell temperature 25°C

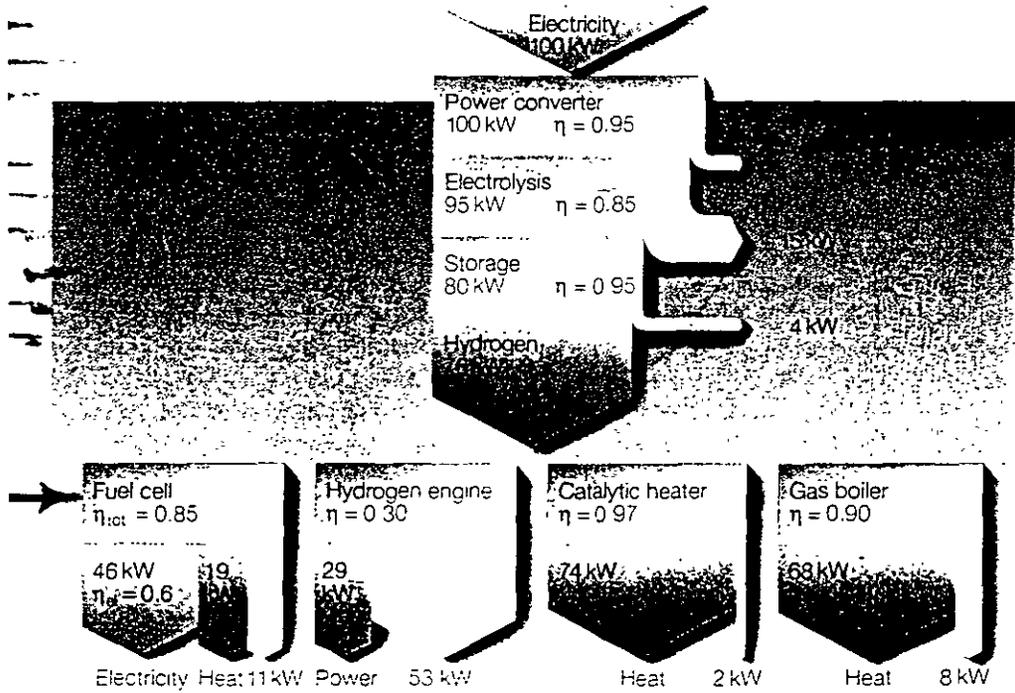
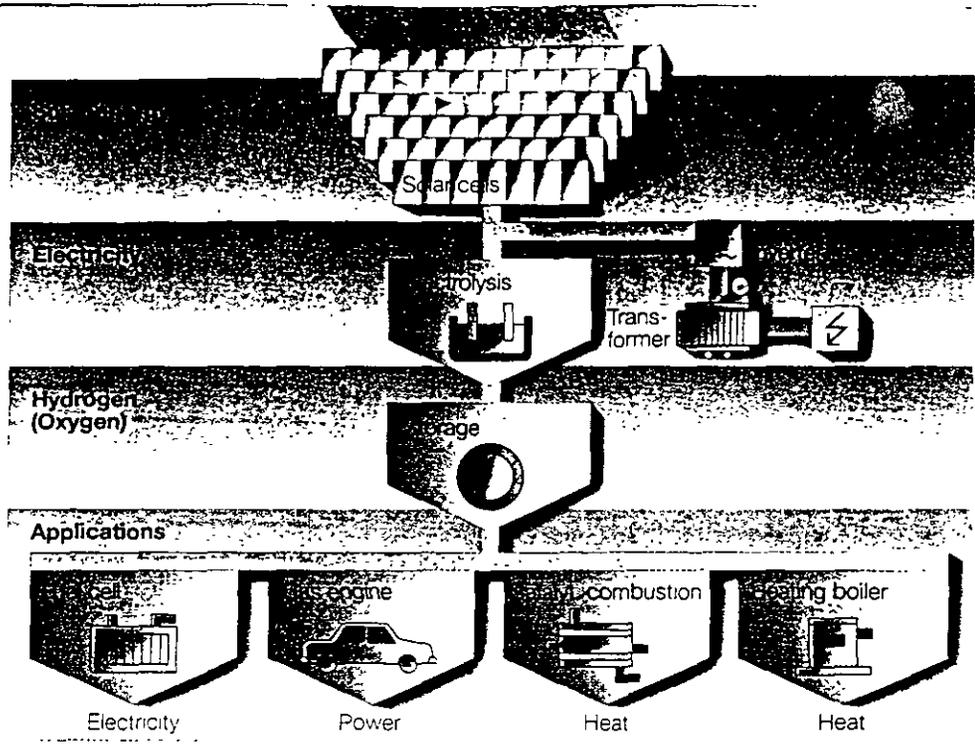
Equipment	Power	Voltage	Current	Efficiency	Control	Supplier
DC chopper converters	3 x 54 kW	200 to 300 V	300 to 435 V	≥ 96%	≥ 96%	MPP
	2 x 70 kW	195 to 295 V		≥ 96.3%	≥ 92%	
Power supply for electrolysis	100 kW	300 to 435 V	217 to 246 V	≥ 91.5%	≥ 85%	Siemens
	111 kW		80 to 115 V	90%	84%	
Converters	3 x 160 kVA	300 to 435 V	0.4 kV 3 phases	93%	90% (20% self rated load) controlled	Siemens

Parameter	Alkaline fuel cell with nickel electrode (Manufacturer: Siemens)	Phosphoric acid fuel cell with steam reformer, CO converter and DWA (Manufacturer: KTI-Fuji)
Working medium	KOH-basis	H ₃ PO ₄ basis
Electrodes	Raney-Ni-Ti, Raney-AG	C. Pt, PTFE
Diaphragm	Asbestos	-
Operating temperature	78 to 88 °C	190 °C
Electrical output (DC)	6.2 to 6.4 kW	79.3 kW*
Current density	397 mA/cm ²	160 mA/cm ²
Amperage	135 A	610 A
Cell voltage	767 mV	677 mV
Number of cells	60	192
Hydrogen utilization	(No details available)	95%
Electrical efficiency of cell unit	60 to 63% (100% O ₂ in cathode gas)	51.3% (50% O ₂ in cathode gas)**

* 50% O₂ in cathode gas

** Data different in operation with natural gas reforming

Siemens Review Vol. 57
3/90



Siemens Review Vol. 57
3/90

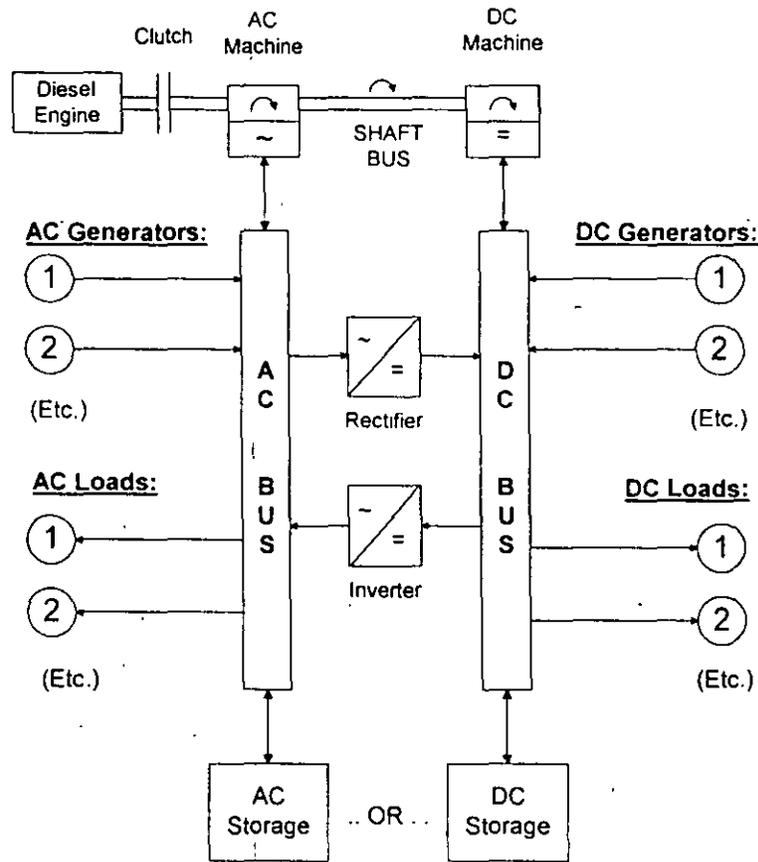
5.3 Hybrid Systems¹

Various configurations:

- Wind turbine generators (WGT)/ PV / Gensets / energy storage / line interconnection or not

Reasons:

- Cost-Effectiveness
- Green Consciousness



Generalized hybrid system configuration

¹ C. D. Barley and C. B. Winn, "Remote Hybrid Power Systems" Advances in Solar Energy, Vol. 11, Chapter 3. 1997

5.3 Hybrid Systems

Control Strategies¹:

I.- Dynamic (seconds to fractions of seconds)

Issues

- Transient response
- Voltage and frequency stability

Dynamic models^{2,3}

II.- Dispatch Strategy (minutes to hours)

Issues

- Energy flows

Energy performance models

- Time series models
 - Quasi – steady- state (variables constant within a time step)
 - Stochastic (fluctuation of resource and load within a step)
- Statistical models for feasibility studies

¹ C. D. Barley and C. B. Winn, "Remote Hybrid Power Systems" Advances in Solar Energy, Vol 11, Chapter 3. 1997

² R. Billinton, " A Sequential Simulation Technique for Adequacy Evaluation of Generating Systems including Wind Energy ", IEEE Power Engineering Review, Vol. 16, No. 12, December 1996, pp 49 – 50

³ R. M. G. Castro et al : " A Wind Park Reduced-Order Model Using Singular Perturbation Theory' , ", IEEE Power Engineering Review, Vol. 16, No. 12, December 1996, pp 50

5.3 Hybrid Systems

Statistical Models:

I.- Component Sizing

Optimization of Wind and or PV components and storage to minimize mismatch between supply of AE and demand ^{1,2}

II.- Dispatch Strategy

Change demand pattern (using fuzzy logic) to minimize mismatch between supply of AE and demand ³

III.- Feature Optimization

Minimize the cost of a stand alone WTG/PV/Battery/ICM system ⁴

¹ V Gerez et al: "Correlation between Wind and solar energy availability and demand for electricity in Montana", Energy Week, Houston, TX .
Jan. 29 – Feb 2, 1996

² B. S Borowy, " Methodology for the Optimally Sizing the Combination of Battery Bank and PV Array in a Wind/PV Hybrid System, IEEE Power Engineering Review, Vol 16, NO. 6, June 1996, pp 48 - 49

³ M.H. Nehrir et al: " Matching electric power demand with wind-generated electric power: an intelligent fuzzy logic-based demand side management strategy ", 35th Aerospace Sciences Meeting and Exhibit, January 6 – 10, 1997, Reno, NV

⁴ W.D. Kellog, " Generation unit sizing and cost analysis for stand-alone wind, photovoltaic, and hybrid wind/pv system ", Presented at the 1997 IEEE PES Summer Power Meeting, July 20 –24, 1997, Berlin, Germany, *IEEE Transactions on Energy Conversion*, Vol. 13, No. 1, March 1998

5.3 Hybrid Systems

Examples of Hybrid Systems¹

Mexico: (9 systems)

- 5 – 60 kW Bergey WTG
- 18 – 12.4 kW load – hours
- 7.4 – 40 kW inverters
- 0.17 – 12.4 kW PV in 7 systems
- 15 – 60 kVA diesels in 3 systems
- availability 85% - 100%
- \$ 1 500 - \$ 6 700 per daily kWh
- San Juanico Baja California²
 - 100 kW WTG
 - 17 kW PV
 - 70 kW Diesel

Jordania (1 plant)

- two 30 kW WTG
- 15 kW PV
- 250 kWh battery

Inner Mongolia: (2 plants)

- 30 kW WTG
- 30 kW diesel
- 30 kWh battery

Spain: (1 plant)

- 165 kW WTG
- 40 + 90 kW diesel
- 75 kWh battery

¹ C. D. Barley and C. B. Winn, "Remote Hybrid Power Systems" Advances in Solar Energy, Vol. 11, Chapter 3. 1997

² Quarterly Highlights of Sandia's Photovoltaics Program, Vol.2 1998 pp5

5.3 Hybrid Systems¹

Storage Technologies:

Why?

- Store AE
- Minimize diesel start ups
- Run diesels at nominal power for highest η
- Adding dynamic stability

Factors in the design:

- Energy storage capacity kWh
- Maximum charging and discharging rates kW
- Response time
- Round – trip storage efficiency
- Capital and operating cost
- Reliability
- Safety

Storage options

Long term (hours)

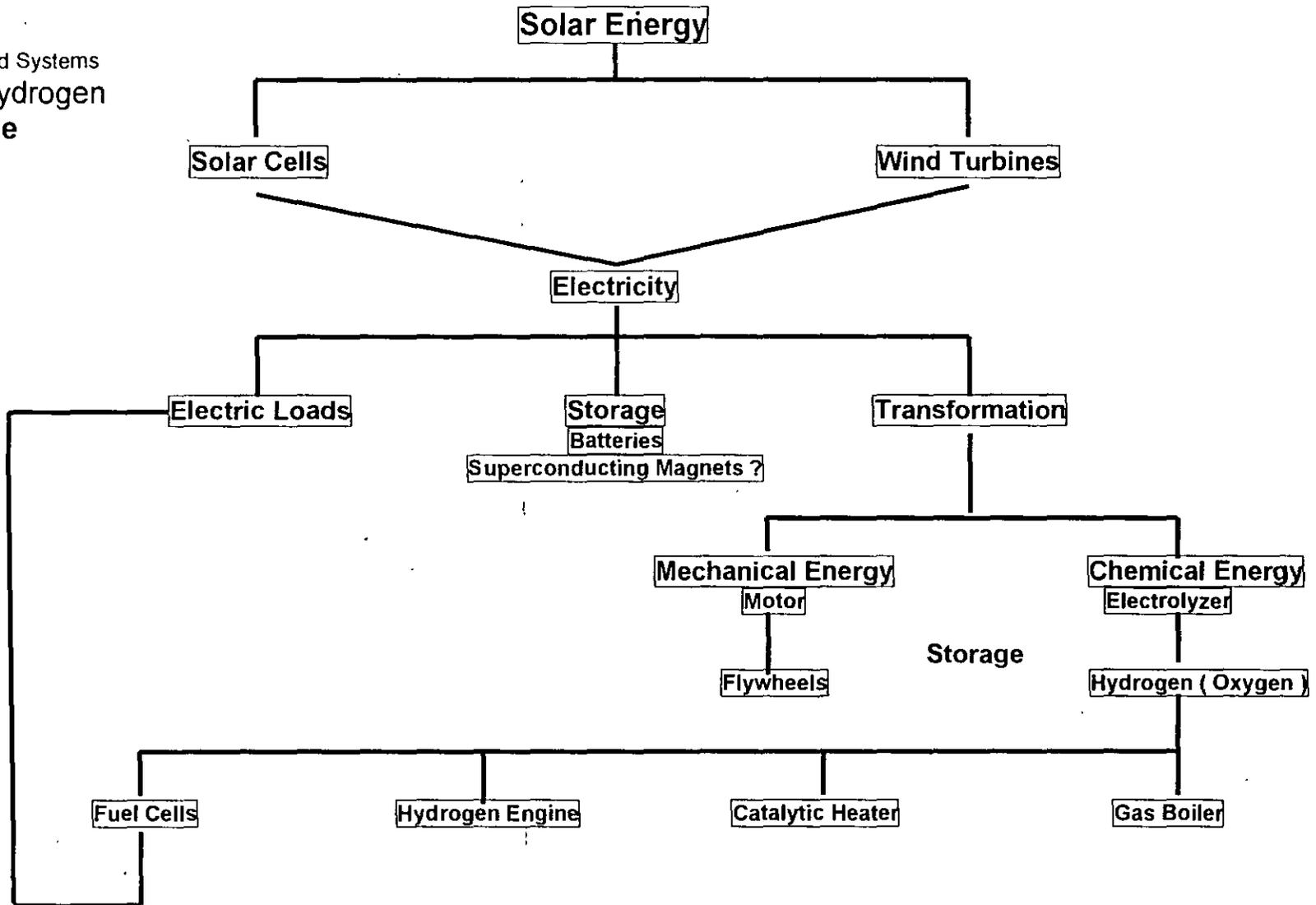
- Batteries
- Pumped hydro

Short term (minutes)

- Batteries
- Flywheels
- Superconducting magnets

¹ C. D. Barley and C. B. Winn, "Remote Hybrid Power Systems" Advances in Solar Energy, Vol. 11, Chapter 3. 1997

5.3 Hybrid Systems
With Hydrogen
Storage



5.1 Celdas de Combustible

5.1.2 Aplicaciones **Vehículos Híbridos y Eléctricos**^{1,2,3}

I.- Motor/Generador Eléctrico + Batería + Motor de Gasolina

Ventajas

- Más rendimiento
- Menos Emisiones (Reducción entre el 50% para el CO₂ y hasta el 90% para CO y óxidos de nitrógeno)

Desventajas

- Costos (Toyota Prius \$ 17 500 pero está subsidiado)

Futuro

- Dentro de una década el 40% de los coches podrían ser híbridos

II.- Celdas de Combustibles (Reemplazando baterías)

Ventajas

- Recarga rápida empleando hidrógeno
- Empleo de metanol como fuente de hidrógeno
New Electric Car 3 (Bercedes Benz y Ballard)
- Empleo de gasolina como fuente del hidrógeno

Desventajas

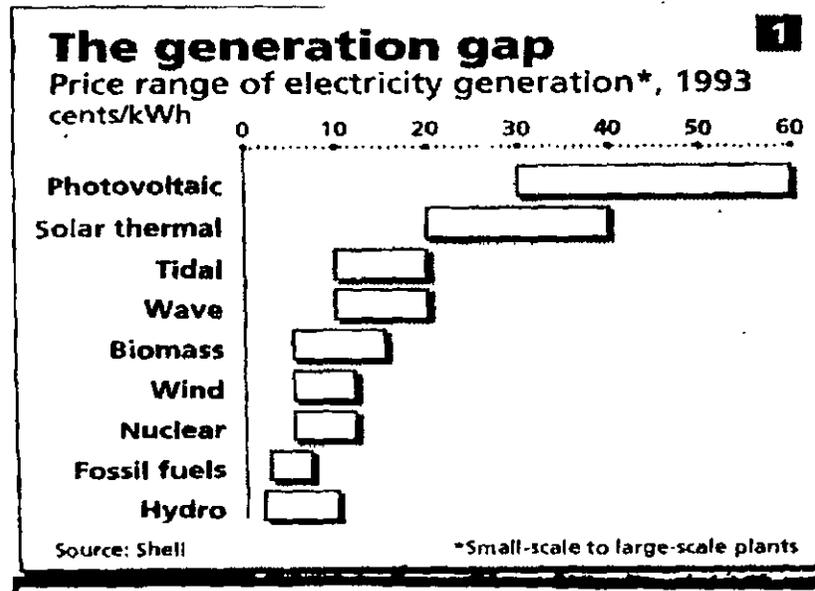
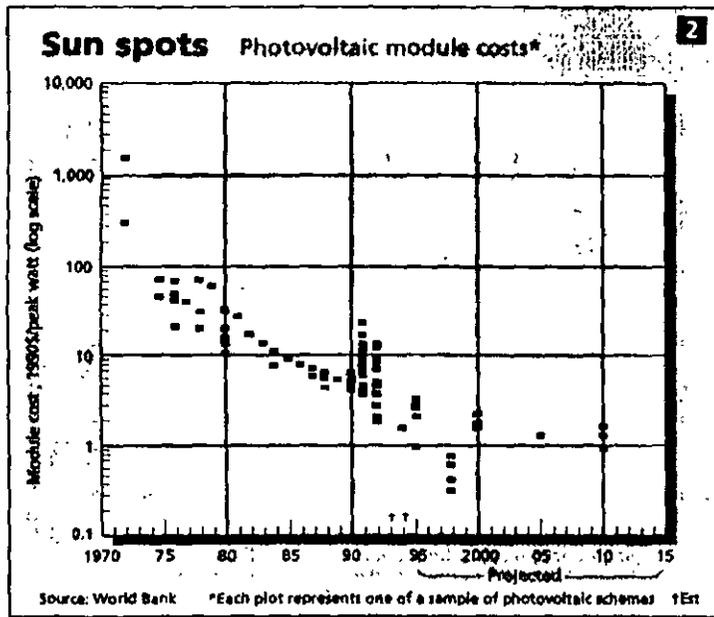
- Tecnología en evolución

¹ "Fuel Cell Research Shifts to Hybrid Vehicles, R & D Magazine, March 1998, pp26 -28

² V. Wouk, "Hybrid Electric Vehicles", Scientific American, Vol. 277, No. 4, October 1997, pp 70 - 74

³ H. Rosen et al. "Flywheels in Hybrid Vehicles", Scientific American, Vol. 277, No. 4, October 1997, pp 75 - 79

Price range of electricity generation¹



¹ The Economist, October 7th, 1995, pp 24

5.4 Renewable Comparison

Current Status ¹

Technology	Uses	Capacity MW	Price \$/kWh	Advantages	Disadvantages	Comments
Wind	Pumping Generation	Unknown 3750	>0.06	Simple, proven, easy to install, low maintenance	Non dispatchable, needs network support/storage/ generation backup noise/visual impact bird safety	Potentials offshore/ developing countries well established technology
Hydro	Generation Pumped Storage	650 000 95 000	>0.05	Proven, well established	Extensive land use	Large potential in developing economies, mini hydro
Geothermal	Heating	8 800		Storage role for renewables Useful if resource reaches the surface	Requires two reservoirs Environmental impact Temperature low, low η	Potential confined to zones where steam/hot rock close to surface
Solar - PV	Generation Generation	6 500 300	>0.07 >0.20	Large resource No moving parts, Efficiency independent of scale Available where needed	High drilling costs Non dispatchable, needs network support/storage/ generation backup visual impact large footprint	Rural electrification Use in buildings Stand alone systems
Biomass	Heating Electricity	Large Small	>0.10	Oldest form of energy, simple Large potential	Efficiency low Large footprint	High expectation combined with garbage
Solar - Passive	Heating	?		Easy to install, many alternatives	Requires initial investment	Simple way to save energy
Solar - Thermal	Heating Electricity	63 EJ 380	0.08	Large resource where needed	Efficiency low, large scale technology Large footprint	Cheaper than PV, but not as modular and simple

¹ D Milborrow, "Feeding a Power Hungry World", Winpower Monthly, January 1996, pp 26 - 30

6.2 Alternativas del Almacenamiento

Plantas de Rebomleo¹

Ventajas

Tecnología bien probada

38 plantas en los EEUU ($\geq 3\%$ de la demanda instalada)

Rápida Respuesta

10 MW/sec

Desventajas

Intensiva en Capital

\$ 1000/kW

No Modular

750 – 2000 MW

Requiere dos embalses

Embalse Inferior 480 hectareas

Embalse Superior 90 hectareas

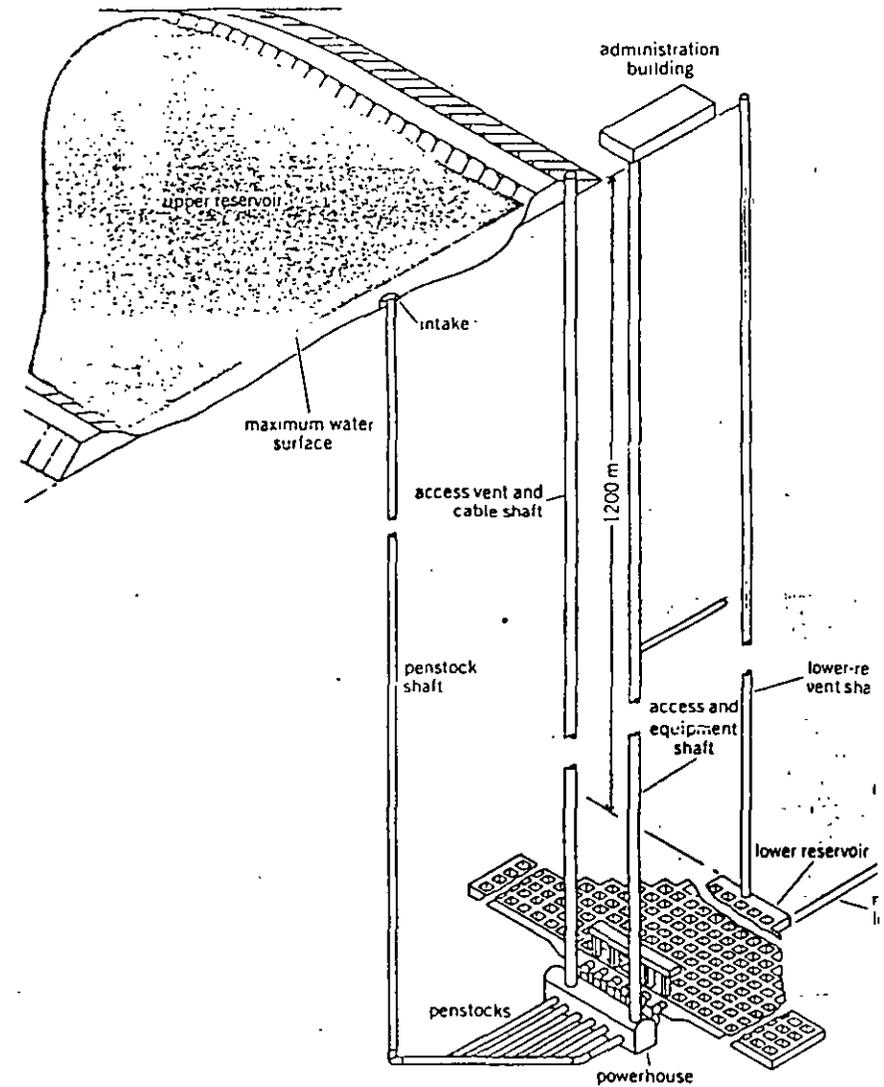
Intrusiva

Desarrollos

Rocky Mountain, Georgia 760 MW (1996)

$\eta = 78 - 79\%$,

Empleo de Almacenamiento subterraneo



¹ Power, Vol. 140, No. 4, April 1996, pp 88 - 89

6.2 Alternativas de Almacenamiento
Plantas de Aire Comprimido^{1,2}

Operación

**Compresor Motor/Generador
Turbina de Gas**

Emplea energía eléctrica en horas de baja demanda para comprimir aire, en horas de alta demanda el aire comprimida y calentado se expande al pasar por una turbina (menos energía para comprimir el gas)

Características

Alta disponibilidad y confiabilidad al arrancar (90% y 99% en la planta de Huntorf)

Ventajas

**Modular (25 - 220 MW)
Turbomaquinaria estandar
Costo ~ \$ 400/kW (1988)**

Desventajas

**Requiere de formaciones geológicas adecuadas pero abundantes
(3/4 en los EEUU)**

The pioneer commercial facility

The world's first operational CAES was constructed in 1977 at Huntorf, West Germany, by Nordwestdeutsche Kraftwerke AG (NWK), of Hamburg. It was designed by Brown Boveri, and had a generation capacity of 290 MW. The following table provides data relative to its operation.

Capacity during power-producing cycle.....	290 MW
Power needed to charge the caverns.....	58 MW
Power-cycle duration.....	2 hr/day
Charging-cycle duration.....	8 hr/day
Gas turbine	
Inlet pressure.....	650 psi
Inlet temperature.....	1,000°F
Reheat temperature.....	1,500°F
Mass flow.....	900 lb/sec
Speed.....	3,000 rpm
Compressor set:	
LP-compressor speed (axial).....	3,000 rpm
HP-compressor speed (centrifugal).....	7,600 rpm
Average power absorption.....	58 MW
Mass flow.....	220 lb/sec
Maximum discharge pressure.....	1,000 psi

The compressed air is stored in two cylinder-shaped salt caverns, located in a salt dome about 2,000 ft below grade. The two caverns were formed in a bedded-salt stratum by solution mining (washing with water), and have a combined storage capacity of about 10-million cu ft.

During peak power demand, compressed air in caverns is released and used in the combustion cycle of a two-stage gas turbine to produce power to drive a generator. During off-peak periods, the generator is operated in motor mode to provide air-compressor power for injecting pressurized air into storage. The plant stores air, using off-peak power, for about 8 hr/day, and generates peaking power for 2 hr/day.

The facility is controlled remotely from NWK's control room, about 100 miles from the site, and can be brought up to capacity operation within 12 min of startup. Huntorf's performance exceeded design specs and achieved 98% of availability during 1979. The caverns show no detectable creep-closure, or other signs of structural instability.

Last year, Soyland Power Co-op announced the construction of the first US facility (200 MW), in Illinois. However, the project has been canceled.

Parameter	Huntorf	McIntosh
Output (MW)	290	110
Hours of storage	4	26
Charge-discharge ratio	4 to 1	17 to 1
Energy ratio (kWh in/out)	0.83	0.82
Heat rate (Btu/kWh)	5500	4100
Recuperator	No	Yes
Fuel	Gas	Oil or gas
Number of caverns	2	1
Total cavern volume (million ft ³)	10.6	19

¹ Electric World 1983

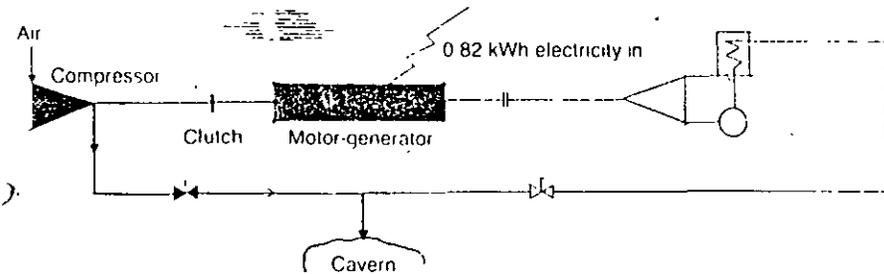
² EPRI Journal Jan/Feb 1989

6.2 Storage Alternatives
CAES Operation^{1,2}

CAES in Operation

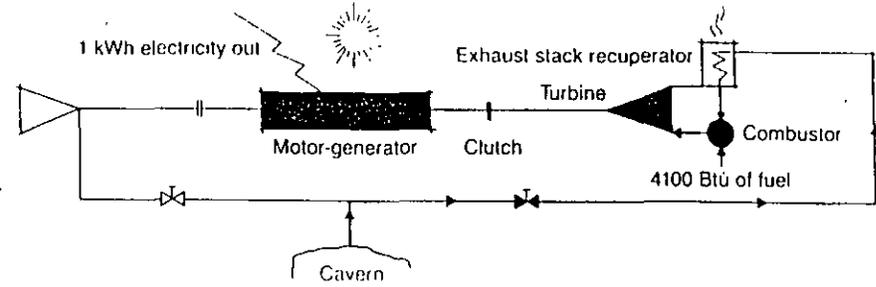
A CAES plant stores off-peak baseload energy in the form of air compressed into an underground reservoir. The design can be compared to a conventional combustion turbine plant that has been split to perform compression and generation in separate cycles. Clutches connect the compressor and turbine sections to a combination motor-generator, allowing each section to operate independently during the appropriate cycle.

Compression To charge the reservoir, the compressor clutch is engaged and the turbine clutch is disengaged. Powered by baseload electricity from the grid, the motor-generator drives the compressor, and the compressed air is then delivered to the underground cavern for storage.

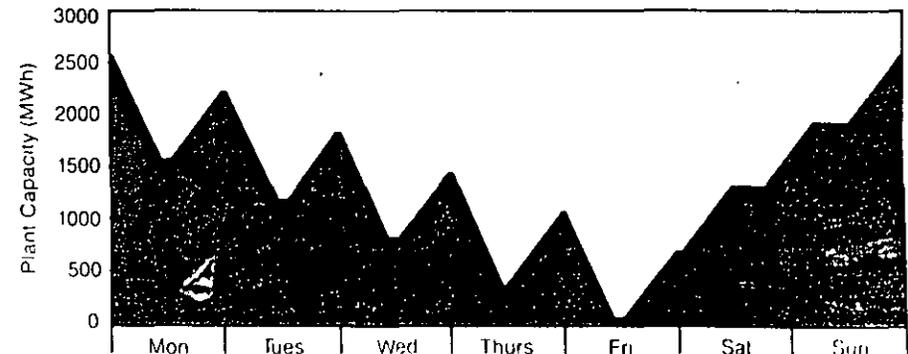


¹ Electric World 1983
² EPRI Journal Jan/Feb 1989

Generation In the generation cycle, the motor-generator is engaged to the turbine and disengaged from the compressor. The compressed air is released from the cavern, runs through the heat recuperator and into the combustor, where it is heated by gas or oil for expansion through the turbine. Pre-heating the air in the recuperator reduces fuel consumption by 27%.



Weekly Operating Cycle The large cavern of Alabama Electric Cooperative's CAES plant will allow the utility to take advantage of inexpensive electricity to compress air on week-nights and over the weekend. In a typical week of operation, the plant will start with a fully charged cavern. It will generate about 10 hours per day and be partially recharged each week-night, as depicted in this sawtooth curve. On Saturday and Sunday nights, when electricity is least expensive, the cavern will be brought back to its full charge.



Baterías

Ventajas

- Silenciosas
- No contaminan (Solo durante su operación)
- Flexibilidad en su ubicación
 - Instalación de Chino SCE 10 MW 4 hrs
 - Plomo ácido
 - Subestación de 12 kV
 - Nivelación de la demanda
 - Control de frecuencia
 - Apoyo de voltaje
 - VAR
 - Reserva rodante
- Rápida velocidad de respuesta (20 ms)
- Rápida instalación

Problemas

- Costo inicial
- Confiabilidad
- Costo de operación

Características

Alta densidad de energía
Alta eficiencia y velocidad de carga
Costos competitivos
Larga vida y bajo mantenimiento
Larga vida (en almacenamiento y uso)
Pequeño volúmen

Tipos

Para sistemas de potencia

Plomo-ácido		~ \$650/kW
Sodio-sulfuro	$\eta=75\%$ (330°C)	~ \$425/kW
Zinc-bromo	$\eta=65\%$	~ \$425-\$600/kW

Otras Aplicaciones

Niquel-Cadmio
Litio

Baterías, Instalaciones de Almacenamiento¹

Cia	Localización	Inicio Oper.	Tamaño	Baterías	Aplicaciones
Crescent Electric Coop	Statesville, NC	1986	500kW/ 500 kWh	Pb/Ácidas	<u>Reducción de picos</u>
Berlin Power & Light	Berlin, Al.	1986	8,5 MW (650 min) 17 MW (20 min)	Pb/Ácidas	<u>Control frecuencia carga</u> <u>Reserva rodante</u>
Southern California Edison	Subestación Chino, Cal.	1988	10 MW 40 MWh	Pb/Ácidas	<u>Reducción de picos</u> Control frecuencia carga Reserva rodante, Seguimiento de carga Despacho económico Control voltage/react. Posponer T&D Arranque bajo falla total
Kansai Electric Co.	Subestación Tatsumi, Osaka, Japón	1990	1 MW/ 4 MWh 1MW/8MWh	Pb/Ácidas Sodio/Azuf.	<u>Reducción de picos</u> Control frecuencia carga Control voltage/react.
San Diego Gas & Electric	Subestación de Trolebuses, Grossmond, CA	1992	200 kW AC/ 420 kWh DC	Pb/Ácidas Con valvulas de regulación	<u>Reducción de picos</u> Control frecuencia carga Reserva rodante, Control voltage/react. Posponer T&D
Pacific Gas and Electric	Norte de California	1993	500 kWh/ 500 kWh	Pb/Ácidas	<u>Demostración de Generación Distribuida</u>
Metlakata Power	Metlakata, Alasca	1997	800 kVA cont. 15 min, 150% sc	Pb/Ácidas	Arranque bajo falla total Control de variaciones de watts y vars (cambios rápidos de carga)
Puerto Rico Power Authority	Subestación de Liano Sabana, San Juan, PR	1993	20 MW/ 14.1 MWh \$ 1.5 millones Amort. 4 años	Pb/Ácidas	<u>Reserva rodante,</u> <u>Control de Frecuencia</u> Control voltage/react. Arranque bajo falla total

¹ Public Power, Vol. 55, No. 4, Julio-Agosto 1997, pp20 - 21

6. 2 Almacenamiento de Energía

Comparación entre Sistemas de Almacenamiento

Costos Estimados de Sistemas de Almacenamiento de Energía¹

Tipo		Costo de la Potencia (\$/kW)		Costo de la Energía (\$/kWh)		Horas de Almacenamiento		Costo Total (\$/kW)	
		1989	1997	1989	1997	1989	1997	1989	1997
Aire Comprimido	25- 50 MW	575	530	5	2	10	10	625	550
	110-220 MW	415	390	1	1	10	10	425	400
Rebombero	Conv. 500 -1500 MW	1000	1100	10	10	10	10	1100	1200
	Subterran. 2000 MW	1040	1200	45	50	10	10	1490	1700
Baterías	Plomo Acido 10 MW	125	120	170	170	3	2	635	460
	Avanzadas 10 MW	125	120	100	100	3	2	425	320
Alm. Magn. Superconduc.	1000 MW	150	120	275	300	3	2	975	720
Volantes	10 0MW		150		300		2		750

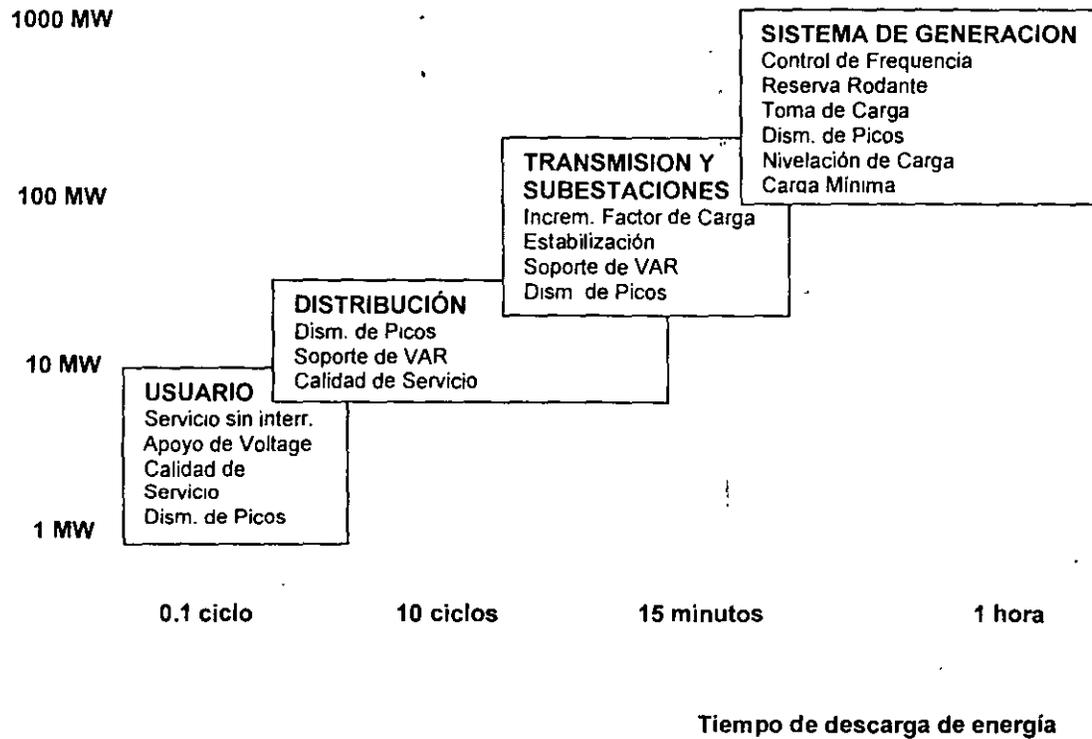
Datos para Comparación de Costos

	Turbinas de Gas	Aire Comprim.	Ciclo Combinado	Rebombero
Costos de Capital (\$/kW)	280	350	420	1000
BTU/kWh	10510	4320	7300	0
KWh entrada/ kWh Salida		0.65		1.25
Costos Fijos de O&M (\$1000/año)	1800	2000	2000	1000
Costos Variables de O&M (c/kWh)	0.25	0.14	0.14	0.10
Precio Gas (\$/MBTU)	2.50	2.50	2.50	

¹ EPRI Journal, Julio /Agosto 1989

6.2 Almacenamiento de Energía

Aplicaciones de Sistemas de Almacenamiento ¹



¹ Fuente: Power Engineering, Vol.101-03, Marzo 1977, pp 21 - 30

Electric Vehicles

Advantages¹

Local zero emissions

Low noise and vibration levels

Reduced mechanical complexity:
Elimination of transmission and clutch; Electric motor and fuel cell are mechanically simpler than internal combustion engine; Differential, antilock brakes and skid control can be implemented electrically

Better controllability.
Torque and speed characteristics electronically controllable

Better braking system:
Regenerative braking possible, Simple distribution of braking force; Less wear of mechanical brakes, Elimination of hand brake

No waste of energy when idling

Effective interior power supply:
High power available even when motor is stopped, e.g. for air conditioning, lights, heating and other optional extras

Elimination of exhaust cleaning system, starter motor and generator

Lower maintenance (fewer moving parts, no need for motor oil)

Longer service life

Higher manufacturing flexibility due to modular design of fuel cell and reformer

Operating Costs of Electric Vehicles Over a 10 – Year Life²

	Electric	Gasoline
Fuel cost	\$0.05/kWh*	\$1.25/gal
Vehicle efficiency (4-door sedan)**	4 miles/kWh (equiv. to 133 mpg)	25 mpg
Fuel cost per mile	\$0.0125/mile	\$0.05/mile
Battery cost per mile	\$0.0417/mile***	N/A
Total operating cost per mile	\$0.054/mile	\$0.05/mile

* National average off-peak rate. In addition to price, energy security is a benefit of electricity: Nationwide, only 4% of electricity is generated from petroleum.

** Measured from the wall plug and the gas pump

*** Assumes a \$2,250 battery with a life of 600 cycles; 90 miles/cycle.

¹ Siemens Review 4/94

² EPRI Publication RP 2882-1 1994

Competitive Battery Systems for Electric Vehicles^{1,2,3}

Fact: Gasoline = 44 Megajoules/kg equivalent to 12kWh/kg
 Lead- acid battery 0.030 kWh/kg

Type	Max.power density. (W/kg)	Max.ener. density. Wh/kg	Battery life cycles	Operating temper.	Ability to fast charge	Mainten. free	Existing recycling facilities	Observations
Nickel Cadmium	200	56	2000	Ambient	Yes	Yes	Yes	Available \$ 350 - \$400/kWh Consumer applications flooded, difficult to built a sealed battery
Lead Acid	100	33	600	Ambient	No	Yes	Yes	Available
Adv. Lead Acid	180	45	600	Ambient	Yes	Yes	Yes	Available \$100 - \$150/kWh
Nickel Iron	100	50	2000	Ambient	No	No	Yes	Available
Nickel-Metal Hydrite	250	80	600	Ambient	Yes	Yes	Yes	Available, used in consumer electronics, Ovionic battery used in Honda EV Plus, Toyota, Solectria Sunrise drove 600 km on one charge RAVV-4 EV, \$300 - \$400/kWh
Sodium Sulphur	120	100	800	350°C	Yes	?	No	No
Lithium-Ion	<1000	200	?	70°C	Yes	Yes	Yes	Used in consumer electronic, large scale use of lithium would be problematic
Lithium-Polymer				70°C	Yes	Yes	Yes	

Zinc (negative electrode) – air baterries⁴

Advantages: 3 – 4 more specificenergy than lead-acid batteries

Disadvantages: Electrode Deterioration⇒Reduced number of charging and recharging cycles

Solution: Mechanical Recharging

Prototype: German postal vehicle, 4 ton vehicle with a 150 kWh battery and 420 km autonomy

¹ The Ni-Cd Electric Vehicle Information Center

² G L Hunt, " The great battery search" SPECTRUM, Vol 35, No. 11, November 1998, pp 21 - 28

³ R. C Stempel et al " Nickel-metal hydride: ready to serve "SPECTRUM, Vol. 35, No. 11, November 1998, pp 29 - 34

⁴ "Pursuing the promise of zinc-acid batteries", Epr Journal, Vol. 22, No. 4, July/August 1997, pp 4 - 5

Reestructuración

Solían dominar las inversiones en generación

Tópico más importante en la planeación

A causa de :

- Avances tecnológicos
- Razones financieras



Factores de escala

Creciente importancia de las inversiones en T&D

Factores de escala

Interés en generación distribuida

De monopolio verticalmente integrado



Competencia

Razones para reestructurar

- Percepción de importantes variaciones en los costos de la energía entre países y entre regiones

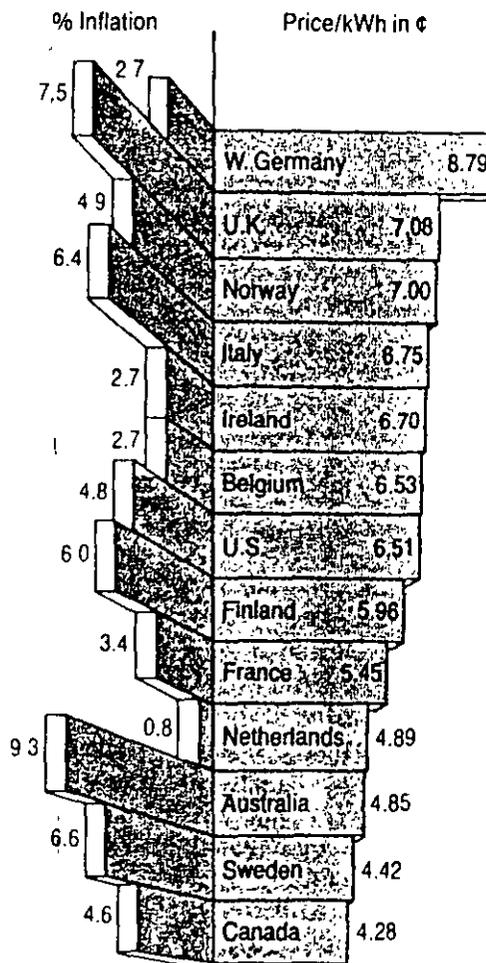
Competencia en generación

Transmisión y Distribución → Monopolios regulados

Existen diversos esquemas

7.1 Deregulation
Electricity Rates in Europe¹

**INDUSTRIAL &
 COMMERCIAL
 ELECTRICITY RATES***
 (in U.S. cents/kWh)



¹ Electric Light and Power September 1998

ELP Sep 98
 *Industrial/commercial customers with 1000 kW demand, 450 MWh per month, transformers owned by customers.

7.1 Reestructuración

Problemas para implementar la reestructuración

En la Union Europea¹

dada la complejidad inherente del sistema eléctrico y las diferentes estructuras de las empresas eléctricas en los países de la UE es difícil alcanzar un consenso con relación a cual debería ser su estructura. Se discute en la UE si se debe tener un modelo de operador único del sistema de potencia, (transmisión system operator TSO) que controla todas las compras y ventas de electricidad. (modelo propuesto por los franceses, posición monopolística de EDF. Solamente con políticas de planeación, desarrollo e investigación a largo plazo puede pensarse en tener un programa nuclear. También se propone un modelo de comprador único (single buyer model SBM).

En los EU²

1.- Los costos incurridos, (Stranded Costs), del orden de \$ 180.00 billones causados por

- predicciones optimistas de la demanda
- demoras en la construcción, sobre todo de plantas nucleares,
- precios pagados a QF

Los costos incurridos ponen en desventaja a las compañías existentes. Se han propuesto diversas soluciones al problema.

3,4,5,6

¹ Asmore, Colin, "Untangling the power lines on the Euro-grid." International Power Generation, July 1995, pp 43 -

² Coughlin, John T., "The Future of the Electric Utility Industry : Promise or Promise or Peril ?". Presented at the 1995 IEEE Power Engineering Society, Portland, Or July 24, 1995

³ Sant, Rogers W. And Naill, Roger F. "Let's Make Electricity Generation Competitive", The AES Corporation, June 23, 1994.

⁴ Hunt, Sally and Shuttelworth, Graham, "Unlocking the Grid", SPECTRUM Vol 33, No 7, July 1996, pp 20 - 25

II.- La estructura fraccionada de la industria eléctrica

III.- La percepción del público que ⁶:

- los grandes consumidores se beneficiarían, mientras que los consumidores cautivos no
- por perseguir ganancias a corto plazo los programas de protección al medio ambiente se descuidarían

En Chile

- aceptación del esquema por el Banco Mundial que prefería precios basados en tasa de recuperación " rate of return " ⁷

⁵ Kahn, Alfred, E. "Can Regulation and Competition Coexist ? Solution to the Stranded Costs Problem and Other Conundra", The Electricity Journal, October 1994, pp 23 - 35

⁶ Maskowitz, David and Foy, Douglas : " Looking for Peace in the Middle of a Nervous Breakdown", The Electricity Journal, November 1994, pp 22-33

⁷ Rudnick, Hugh, "Pioneering Electric Reform in South America", IEEE SPECTRUM, Vol. 33, No. 7, August 1966, pp 39-44.

7.1 Reestructuración

Prerequisitos para Privatizar

- **Existencia de un marco regulatorio transparente**
1,2,3,4
 - **Llevar a cabo la reforma regulatoria antes de privatizar,**
 - **Garantías de no ser expropiadas.**
 - **Existencia de un sistema judicial independiente que evite que el gobierno cambie leyes arbitrariamente**
 - **Evitar que la agencia productora del gobierno sea también la reguladora.**
 - **Evitar comportamiento oportunístico del gobierno**
 - **División de responsabilidades reguladoras entre el gobierno federal y los estados (puede llevar a mayor estabilidad, uno vigilaría el comportamiento del otro).**
 -
- **Conviene dividir las empresas integradas antes de la privatización, separando generación y transmisión de la transmisión.**⁴

¹ Dudorkin, Juri et al : "The Future of Competitive Electricity Market in Economies in Transition-Lessons from the Czech Republic", World Energy Council 16th Congress, 1995 pp 155-165.

² Argyris Nicholas, "Regulatory Reform in the Electricity Sector : An Analysis of the Commission's Internal Market Proposal", Oxford Review of Economic Policy, Vol. 9, No, 1, Spring of 1993, pp 31-44

³ Ale Yarad, "Un Nuevo Esquema de Regulación de Monopolios Naturales", Estudios Públicos, Santiago, Chile, 1992, pp 164-226,

⁴ Spiller, Pablo T. and Martorrel, Luis Viana: "How should it be done ? Electricity Regulation in Argentina, Brasil, Uruguay and Chile." CERES Workshop on Electricity Regulation in the Southern Cone, Montevideo, Mai 17, 1991, pp 1 - 52

7.1 Reestructuración

Polémica por Reestructuración

Argumentos en contra	Argumentos a favor
Disminuye la confiabilidad ¹	No ha sucedido en la industria aérea ² (competencia en precios ?, colaboración en la seguridad), No ha sucedido en la IE en la GB ³
Favorece el empleo de tecnologías de bajo costo de capital (turbinas de gas en lugar de plantas de carbon)	Si esas son las preferencias del mercado esto no es distorsión ²
El libre acceso a la red penaliza a pequeños usuarios	Ya existe en empresas integradas esta discriminación Distribuidores independientes con acceso a energía competitiva venderían más barato ²
Disminuye la confiabilidad, no garantiza reserva rodante ⁴	Para garantizar que la reserva no entre al mercado incluir un cargo y un pago a todos los generadores que ofrecen energía aún a los que no la suministrarán empleando. ⁵ Loss Of Load Prob. (ValueLostLoad – Short termMarginalCost)
En la industria del gas, (la deregulación empezó hace 20 años) los precios al consumidor han aumentado, pero los precios a boca de pozo han disminuido, la competencia a nivel de menudeo no va a acarrear beneficios, la a nivel mayoreo sí, como ya ha sucedido en su estado de Texas. ⁶	
	Disminuye los costos de combustible y de O&M, mejora la disponibilidad de plantas ⁷
Se descuidaría la protección al medio ambiente	El gobierno puede emplear políticas impositivas o implementar una política de permisos transferibles de emisión, pero sin interferir con los mecanismos del mercado ⁸

¹ Olerup, Brita : "Cooperate or Compete : The Swedish Electricity Market in Transition", Energy, Vol 20, No. 12, 1995, pp 1237 - 1246

² Argyris Nicholas, "Regulatory Reform in the Electricity Sector . An Analysis of the Commission's Internal Market Proposal", Oxford Review of Economic Policy, Vol. 9, No, 1, Spring of 1993, pp 31-44

³ Bunn, Derek W. "Evaluating the Effects on Privatizing Electricity", Journal of Operational Research Society, Vol 45, No 4, pp 367-375,

⁴ Joskow, Paul L., "Restructuring and Competition in Electricity : A U.S. Perspective", Presented at ENERGIA 96, October 2 - 4, 1996, Santiago, Chile

⁵ Holtan, Jon A., Wagenstee, Ivar and Livik Claus, "Deregulation of Electricity Supply : The Norwegian Experience", Internal Publication, Norwegian Electric Power Research Institute, Publication 9303060, Trondheim, Norway. 1993

⁶ Taylor, W : " Competition in Electricity Markets ", IEEE Power Engineering Review, Vol. 16, No 7, pp. 11 - 13

⁷ Sant, Rogers W. And Nail, Roger F. "Let's Make Electricity Generation Competitive", The AES Corporation, June 23, 1994,

⁸ Kahn, Alfred, E. : "Can Regulation and Competition Coexist ? Solution to the Stranded Costs Problem and Other Conundra", The Electricity Journal, October 1994, pp 23 - 35

7.1 Reestructuración

Experiencia Americana

En California, deregulación por mandato (diciembre 1955)¹

Estructura:

Un operador independiente del sistema ,(Independent System Operator ISO)

Predice la carga a 24 horas con correcciones horarias

Determina si los despachos son posibles,

Opera el sistema en tiempo real

Garantiza libre acceso a la red evitando discriminación

Cobra por los servicios de transmisión

El ISO predice la carga a 24 horas con correcciones horarias.

Los propietarios actuales de la red continuarán como dueños, pero la operación y el mantenimiento están a cargo del ISO

Un intercambio de potencia (Power exchange PX)

Sirve de mercado spot con precios publicados. Hay un remate cada día.

¹ Barkovich, Barbara and Hawk, Dianne V. " Charting New Course in California", IEEE SPECTRUM, Vol. 33, No. 7, July 1966, pp 26 - 31

7.1 Reestructuración

Mercados asistidos por computadora ¹

- **Se ha incrementado el empleo de mecanismos de mercado para determinar los precios en industrias tradicionalmente sujetas a regulación,**
- **Se continua manteniendo en la mayoría de ellas un cierto nivel de regulación, se ignora como deben estructurarse estos mercados para que se auto regulen. En la GB los beneficios al consumidor no han sido evidentes ²**
- **Los modelos de mercado asistidos por computadora combinan las ventajas de la toma descentralizada de decisiones (precios de oferta y demanda establecidos en forma competitiva) con las ventajas que un procesamiento central de información proporciona.**
- **Los modelos requieren información sobre demanda, oferta, y restricciones de capacidad.**
- **Simulaciones con datos la industria del gas han mostrado que estos modelos muestran que los precios se estabilizan en el punto de equilibrio económico, si hay competencia (en el transporte más de un oleoducto , que no es el caso de la industria eltrica)**

¹ Kevin A. McCabe et al : "Smart Computer-Assisted Markets", Science, Vol. 254, October 25, 1991, pp 534 - 538

² Bunn, Derek W. "Evaluating the Effects on Privatizing Electricity", Journal of Operational Research Society, Vol. 45, No. 4, pp 367-375

7.1 Reestructuración

Modelos

I.- Monopolio a todos los niveles,¹ (sistema actual)

II.- Comprador único, Es el modelo de PURPA, Power Utility Regulatory Policies Act de 1978, motivado por los precios crecientes, abrió el mercado a productores independientes y cogeneradores, solo las EE podían comprar energía de los productores independientes y cogeneradores. EPA Energy Policy Act de 1992 abrió el acceso de la red de transmisión a productores independientes) EPA requiere contratos de compra a largo plazo, reduce el riesgo a generadoras y disminuye por lo tanto el costo del capital.

III.- Competencia en mayoreo Expande el modelo anterior, generadores pueden vender a más de un cliente. pero determinar quien es un mayorista y tiene acceso al mercado competitivo y quien no puede ser un problema, los clientes se pueden negar a pagar por costos incurridos "stranded costs". (taylor96 describe también como trabajan estos modelos) (Ver pg 10. kahn93a para una descripción del tipo de transacciones al mayoreo)

IV.- Competencia en el menudeo (Para posible aceptación de este modelo ver coughlin95 pp 8)describe muy bien las posibles ventajas y desventajas de cada modelo, tiene una buena descripción del problema de los stranded costs o "standed costs",

¹ Hunt, Sally and Shuttelworht, Graham, "Unlocking the Grid", SPECTRUM Vol. 33, No. 7, July 1996, pp 20 - 25

7.1 Reestructuración

Servicios Complementarios

Para establecer los costos de los servicios auxiliares se requiere que su demanda sea medida separándola del consumo de energía y potencia. Los cargos por estos servicios deben establecerse por separado. Estos servicios auxiliares pueden ser comprados al ISO o suministrados por la empresa generadora misma.¹

Para precios de reactivos Hao97² argumenta que bajo un régimen de libre acceso a la red, los precios que se cargan por reactivos y su administración requiere que se identifiquen "unbundling" de los costos asociados para proveer estos servicios y dar apoyo de voltage. Estos costos deben estar basados en el costo de capacidad de los equipos que lo proveen, describe también dos metodologías para precios por estos servicios., *schaufele95a, stalon95b*)

¹ Barkovich, Barbara and Hawk, Dianne V. " Charting New Course in California", IEEE SPECTRUM, Vol. 33, No. 7, July 1966, pp 26 - 31.

² Hao Shangyou and Papalexopoulos, Alex : " Reactive Power Pricing", IEEE PER, Vol. 16, No. 2, February 1997, pp 49

7.1 Reestructuración

Experiencia Noruega^{1,2,3}

Mayo 1992.

Es un sistema hidroeléctrico □ altos costos fijos y bajos costos variables por la gran capacidad de la represa

La ley no obliga a que la generación (competitiva) (hay 80 productores) se separe de la transmisión (monopolio) (Statnet) y distribución (competitiva) (hay 200 compañías), pero deben tener contabilidad separada

"Brokers" ajustan compradores a vendedores sin tomar riesgos

"Traders compran y venden electricidad por cuenta propia

Existen cuatro formas de comerciar con electricidad :

a.- arreglos bilaterales, (85%) del mercado.

El precio se mantiene en secreto, representan bajo riesgo, no se pueden negociar □ no representan el valor de mercado del contrato

b.- mercado pool a cargo de Statnett

b2.-mercado de futuros

Contratos semanales para un máximo de 5 años a futuro

b3.-mercado spot (10% del total)

Precios fijados a 24 horas con siete niveles de precio por día.

El mercado es importante porque tiene efecto sobre los precios de los arreglos bilaterales

b4.-mercado instantaneo, (o regulatorio)

Fallas de mercado (oferta)

Barreras de entrada, (control estatal sobre recursos hidráulicos)

Requerimientos de capital

Externalidades en producción y transmisión

Plantas en serie de diferente dueño

Integración vertical

Información asimétrica

Falta de información sobre el nivel de los vasos □ dificulta establecer precios a futuro

Fuerza de mercado, (carteles)

Productores no ofrecen energía para mantener alto el precio spot

Contratos con países vecinos.

Resultado: Precios más altos que los de un mercado competitivo

Se han observado movimientos erráticos en los precios³

¹ Diesen, Park E , "The Norwegian Electricity Industry A Deregulated Market in Regulated Europe", Revue de l'Énergie, No. 464, décembre 1994, pp 667 - 669

² Holtan, Jon A, Wagenstee, Ivar and Livik Claus, "Deregulation of Electricity Supply : The Norwegian Experience", Internal Publication, Norwegian Electric Power Research Institute, Publication 9303060

³ Loken, Per A, "Exprience with Deregulation in Norway", January 1995, pp 23 - 26

7.1 Reestructuración

Experiencia en la Estructura:¹

- **Sistema muy centralizado** (muy diverso en Noruega) .
- **Todos venden y todos le compran al pool (un mercado spot)**

Operación: Predispacho sin restricciones a 24 horas, ajustes "uplifts" , nuevos precios, cuando se conocen las restricciones, existen ajustes adicionales por probabilidad de pérdida de carga la compañía de transmisión recupera sus costos cobrando por inyecciones de potencia pico y extracciones en puntos de demanda y suministro describe las tarifas de transmisión, falta incluir la distribución espacial de pérdidas,

Describe como se cobra la transmisión en Noruega. Los precios han bajado en Noruega y en GB, principalmente para consumidores comerciales y a nivel mayoreo, N. y GB cobran cargos de entrada y de salida, en GB las pérdidas se reflejan en los arreglos entre pools, en Noruega hay cargos de red. Regulación de precios tope se emplea en la GB, mientras que en Noruega se establecen lineamientos generales para las tarifas, y los usuarios están en libertad de quejarse ante el regulador, lo que ha causado graves demoras en la negociación de disputas. En N. había exceso de generación y más se ha agregado lentamente, al igual que en la GB, en particular turbinas de gas y ciclos combinados, aunque el proceso de deregulación debe ser lento, puede haber errores. No se ha deteriorado la confiabilidad. El operador de la red debe tener a su disposición los recursos necesarios de corto plazo para garantizar confiabilidad y estabilidad. Ver también

¹ Tabors, Richard D., "Lessons from the UK and Norway", IEEE SPECTRUM, Vol. 33, No. 7, August 1996, pp 45-49

bunn94. Bunn94 muestra un cuadro menos optimista de los efectos de la privatización en la GB

• **La deregulación empezó con promesas exageradas²**

Se establecieron solo dos cias generadoras (Los duopolistas National Power y Power Gen continúan controlando los precios marginales, han explotado las fallas en el mecanismo de deregulación)

Se ha impedido que el público se beneficie¹

Demasiado temprano poder determinar beneficios

La seguridad en el servicio no ha disminuido

La base de accionistas es muy diversa.

No hay evidencia que los precios hayan disminuido, son mayores que los marginales^{1,3}

La generación no nuclear debería haberse dividido en más de dos grupos

Aumentó la productividad nuclear (sector todavía no privatizado)

Se redujo la fuerza laboral

Se cerraron muchas minas de carbón, y plantas viejas

Hay nuevos generadores independientes IPP

Se han instalado plantas para suministrar básicamente energía de base

Insuficientes plantas para carga intermedia y de pico.

Considera que esta combinación de generación es no eficiente.

La estructura del sistema hace que los compradores del pool (compañías grandes y las 12 distribuidoras regionales) acepten precios "price takers", ya que las ofertas de los generadores son funciones de suministro y

² Bunn, Derek W. "Evaluating the Effects on Privatizing Electricity", Journal of Operational Research Society, Vol. 45, No. 4, pp 367-375

³ Morch, Niels-Henrik et al : "Spot Market Competition in the UK Electricity Industry", The Economic Journal, 103, May 1993, pp 531 - 546

el precio marginal del sistema se establece con 24 horas de adelanto.

Debe rediseñarse el mercado para introducir más influencia de la demanda sobre los precios. Hace hincapié que el mercado de energía es un mercado competitivo ficticio, protocolos y software simulan lo que un mercado eficiente debería de estar haciendo.

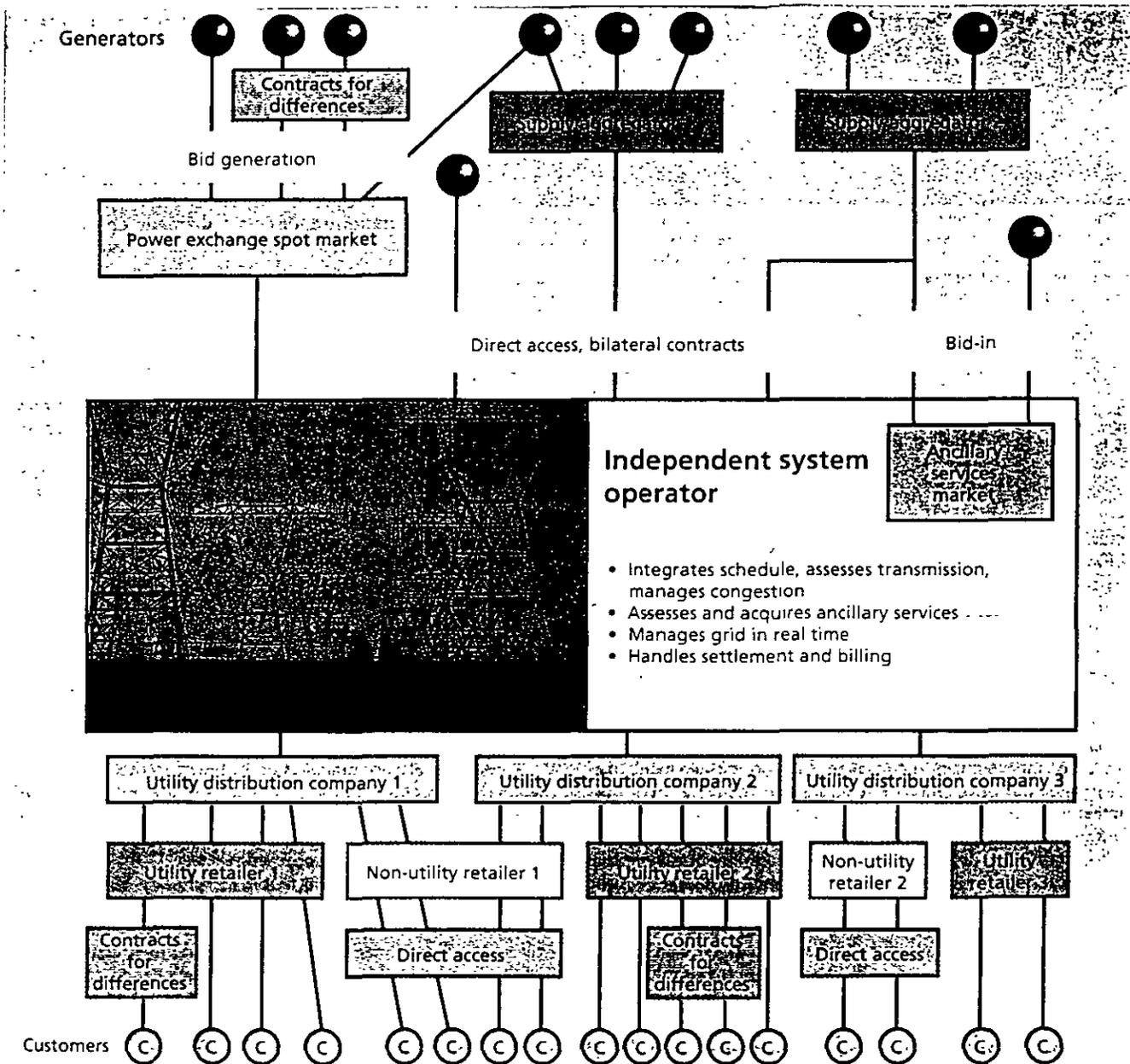
7.1 Reestructuración

Requisitos

describe la necesidad de separar las funciones de control de la transmisión, (a cargo de un ISO) de las ventas al menudeo (distribución). (ISO ver joskow96c y barcovich96a)¹

¹ Hunt, Sally and Shuttelworht, Graham, "Unlocking the Grid", SPECTRUM Vol. 33, No. 7, July 1996, pp 20 - 25

7.1 Restructuring California Experience II

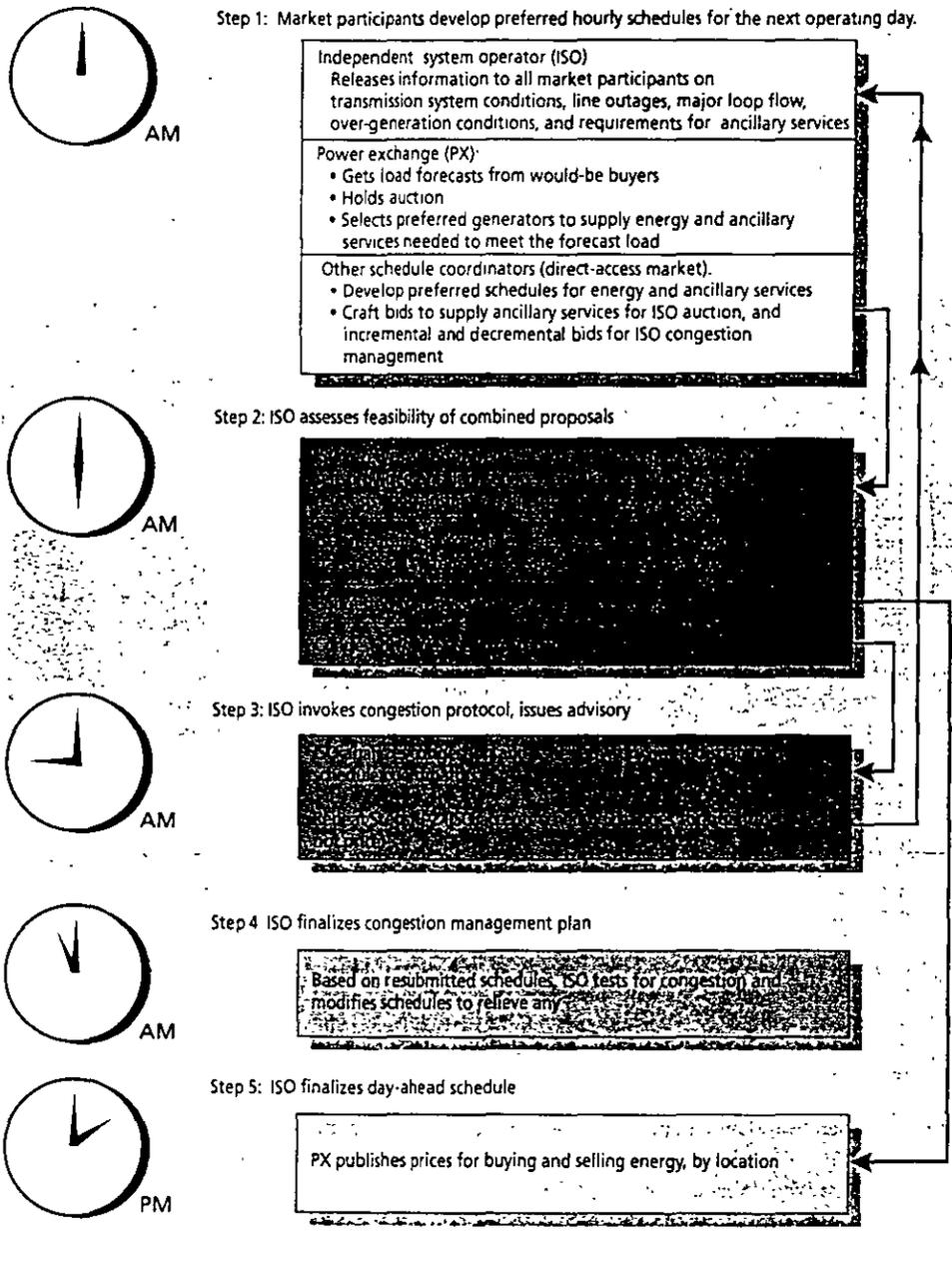


2] In the proposed California system, an independent system operator maintains the grid and mediates transactions between producers and consumers.

Ref: B. R. Barkovich and Diane V. Hawk, "Charting a new course",
SPECTRUM, July 1996, pp 26 - 33

7.1 Restructuring California Experience III

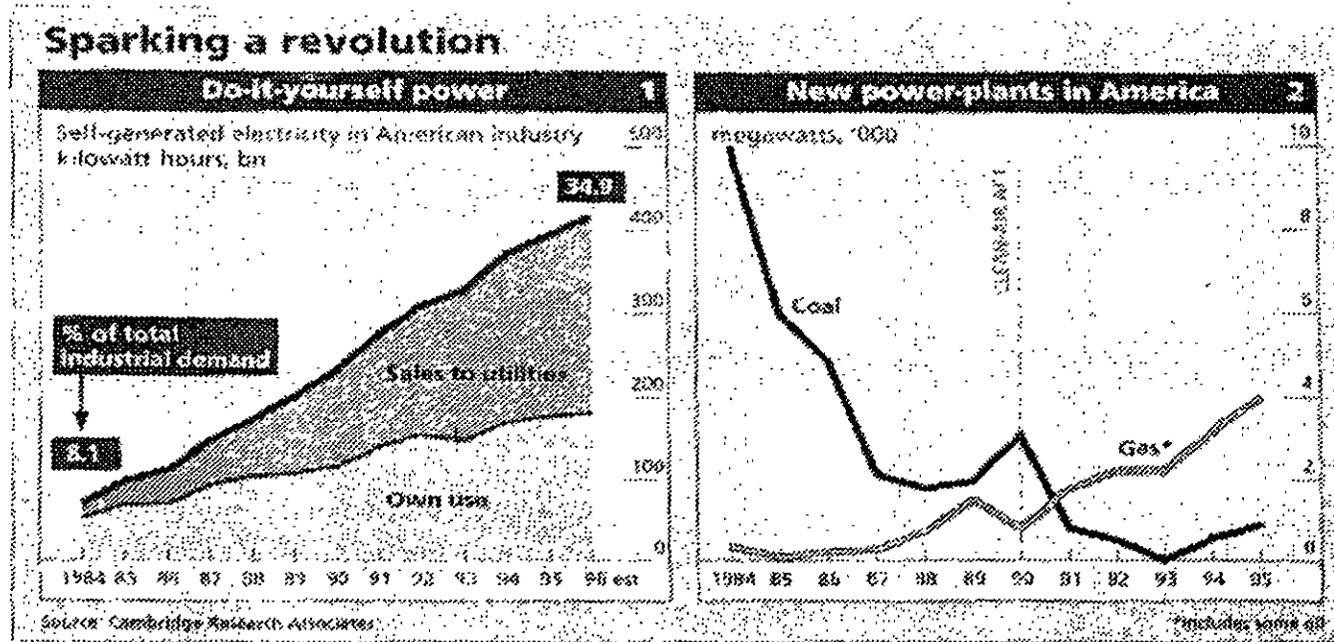
Day-ahead scheduling time-line



[3] The Independent system operator will propose and reformulate schedules each day, based on feedback from market participants. Times shown here are approximate only, since they have yet to be finalized.

Ref: B. R. Barkovich and Diane V. Hawk, "Charting a new course", SPECTRUM, July 1966, pp 26 - 33

7.1 Restructuring
 Selfgeneration and fuel mix¹



¹ The Economist, Vol. 346, No. 8061, pp 62

Razones en Sudamerica

En general no técnicas, sino financieras y económicas ¹

- Comportamiento oportunístico del gobierno (nacionalizaciones ⇒ escasez de inversión privada)²
- Políticas de subsidios existentes (en SA al sector urbano donde estan los votos, por la misma razón en la India al sector rural) □ descapitalización de las EE ⇒ falta de inversiones necesarias (Estas políticas reducen las presiones inflacionarias solo a corto plazo como se muestra para el caso de Argentina, Brazil y Uruguay.)
- Falta de una metodología para establecer tarifas . (En Argentina 1990 usuarios residenciales hasta 250 kWh/mes relación tarifa/costo < de 0.5, Uruguay eran establecidas por decreto presidencial, precios por debajo de los costos marginales a largo plazo)
- Tarifas uniformes independientes de la localidad (En Brasil el empobrecido noreste, donde esta la generación subsidiaba a las zonas ricas del sur)
- Decisiones de inversiones sectoriales controladas por el gobierno central, (restricción durante periodos de ajuste macroeconómico o inestabilidad política.)
- Existencia de esquemas regulatorios no transparentes



Falta de capital, escasez de energía eléctrica

- Para muchos usuarios el costo de la energía es no controlable □ presión para disminuir precios³

Razones técnicas

- Avances tecnológicos (ver generación distribuida) ⇒ la generación no es un monopolio natural con factores de escala⁴
- Disponibilidad de nuevas tecnologías (turbinas de gas, computadoras)³

¹ Rudnick, Hugh, "Pioneering Electric Reform in South America", IEEE SPECTRUM, Vol 33, No. 7, August 1966, pp 39-44.

² Spiller, Pablo T. and Martorrel, Luis Viana: "How should it be done ? Electricity Regulation in Argentina, Brasil, Uruguay and Chile." CERES Workshop on Electricity Regulation in the Southern Cone, Montevideo, Mai 17, 1991, pp 1 - 52

³ Asmore, Colin, "Untangling the power lines on the Euro-grid." International Power Generation, July 1995, pp 43 - 44

⁴ Hunt, Sally and Shuttelworht, Graham, "Unlocking the Grid", SPECTRUM Vol 33, No. 7, July 1996, pp 20 - 25

7.1 Reestructuración

Experiencia Sudamericana

Fechas:

- Chile en 1982
- Argentina en 1992
- Perú 1993
- Bolivia y Colombia en 1994
- Brasil y Venezuela 1996.

Resultados en Chile:^{1,2}

- Mejoras en el servicio,
- Mayor disponibilidad de plantas
- Incremento en la productividad en el empleo de capital y mano de obra
- Mayor atracción de capital extranjero
- Electrificación del 97.9 de las viviendas urbanas y del 62% de las rurales esta electrificado.
- Los usuarios tienen opciones a diferentes tarifas.
- A pesar de que los precios son cercanos a los costos marginales las cias están ganando dinero. Invierten agresivamente en el extranjero
- Las acciones representan el 45% de la actividad bursátil
- Aumento de las inversiones.
- Los precios en Chile no han sido tan volátiles como con los vecinos y han mostrado una tendencia hacia la baja.

¹ Rudnick, Hugh, "Pioneering Electric Reform in South America", IEEE SPECTRUM, Vol. 33, No. 7, August 1966, pp 39-44.

² Spiller, Pablo T and Martorrel, Luis Viana: "How should it be done ? Electricity Regulation in Argentina, Brasil, Uruguay and Chile." CERES Workshop on Electricity Regulation in the Southern Cone, Montevideo, Mai 17, 1991, pp 1 - 52

Estructura actual:

En base a la ley de 1978 se privatizaron las dos grandes cias integradas, ENDESA y CHILECTRA. Como en la GB se dividieron las cias antes de la privatización, separando la generación de la transmisión.

- En la actualidad 11 empresas generadoras,
- 21 distribuidoras
- Dos EE integradas.

Tarifas:

Hasta 1980 las tarifas eran calculadas por el método de recuperación de gastos e inversion "rate of return method"

- Tarifas reguladas se establecen en base a costos marginales a largo plazo
- Tarifas para consumidores mayoreo en base al mercado.
- Las tarifas no varían según usuarios
- No son geográficamente uniformes, reflejan donde se genera y donde se consume
- La estructura de las tarifas se establece por un mecanismo que no permite ingerencia del gobierno a corto plazo.

Agencia reguladora:

La Comisión Nacional de Energía CNE es una agencia descentralizada bajo la presidencia de la República.

Funciones:

- Establece los precios regulados (transmisión y distribución)
- Garantiza la coordinación entre diversas cias independientes de generación, transmisión y distribución.

Experiencia Sudamericana (Continuación)

Precios:^{1,2}

- Sin economías de escala (en generación) los precios al mayoreo deben acercarse a los marginales a largo plazo
- Consumidores grandes negocian libremente con las generadoras.
- Los costos de transporte están regulados por la CNE.
- Las tarifas de distribución reflejan el hecho de que existen grandes factores de escala, CNE.
- Las tarifas máximas están diseñadas para aproximarse a costos marginales a largo plazo, y tienen componentes para energía y potencia
- Los costos marginales de **energía** se determinan con un programa de programación dinámica que toma en cuenta la dependencia del sistema eléctrico de Chile y las condiciones hidrológicas presentes y futuras.
- Los costos marginales de **potencia** son los que se requieren para suministrar una carga equivalente a la hora pico con turbinas a
- Los precios regulados de transmisión se basan en precios de nodo
- Los precios de distribución, basados en una empresa prototipo tienen cuatro componentes : energía, pérdidas, componente administrativa y costo de la demanda de potencia a la hora pico (incluye tanto los costos de expandir la red como de comprar potencia pico adicional)

¹ Bernstein I. "Marginal Cost Pricing of Electric Power in Chile: Conceptual, Methodological and Practical Aspects" National Energy Commission, Santiago, Chile 1986

² Philippi, B. "The Chilean Power Sector in the last Decade: The Design and Implementation of a New Policy", Universidad Católica de Chile, CERES workshop on electricity deregulation in the southern cone., Montevideo, Uruguay, May 17, 1991

Reacondicionamiento de líneas de transmisión**Empleo de cables de mayor ampacidad¹***Línea Onchon, Circuito Doble de 154 kV*

Conductor	ACSR	STACIR
Longitud de la Línea, km	13.5	13.5
Longitud Media de Claro, m	300	300
Resistencia a 20 ^o C en Ω /km	0.088	0.0904
Resistencia a la Tensión, kgf	10 930	10 000
Peso del Conductor kg/km	1320	1330
Temp. Máx. ^o C	90	210
Máx. Sag m	8.8	8.8
Ampacidad Normal	729	1425

Costo: 345 kV \$ 220 000/km
 154 kV \$ 89 200/km

¹ Min Byong Wook et al. " Line-Rating Systems Boosts Economic Energy Transfer", IEEE Computer Applications in Power, Vol. 10, No. 4, 36 - 39

Empleo de Superconductores²

Superconductores de baja temperatura \Rightarrow Helio Líquido a 4K
 Superconductores de alta temperatura \Rightarrow Nitrógeno Líquido a 77K

Aplicaciones:

Volantes de 10 kWh

Limitadores de Corriente Prototipo de 2.4 kV, 3 kA

Cables

Generadores (300 MVA con reducción en η de 98.6% a 99.4%

Transformadores con reducción de peso al 33%

Problemas:

Estructura de los cables superconductores y precio

² " Superconductivity in Electric Power: a special report, IEEE Spectrum, Vol. 34, No. 7, Julio 1997

7.2 Tópicos Actuales

Administración de la Demanda

- **Ahorra energía y/o disminuye demanda pico**
- **Aumenta la eficiencia de las plantas**
- **Mitiga la contaminación**
- **Difiere inversiones al incrementar el factor de carga**

Alternativas

- **Reducción de picos**
Cortar carga a la hora pico
- **Desplazamiento de carga**
Transfiere carga pico a horas de baja demanda
- **Llenado de valles**
Crea carga a horas pico

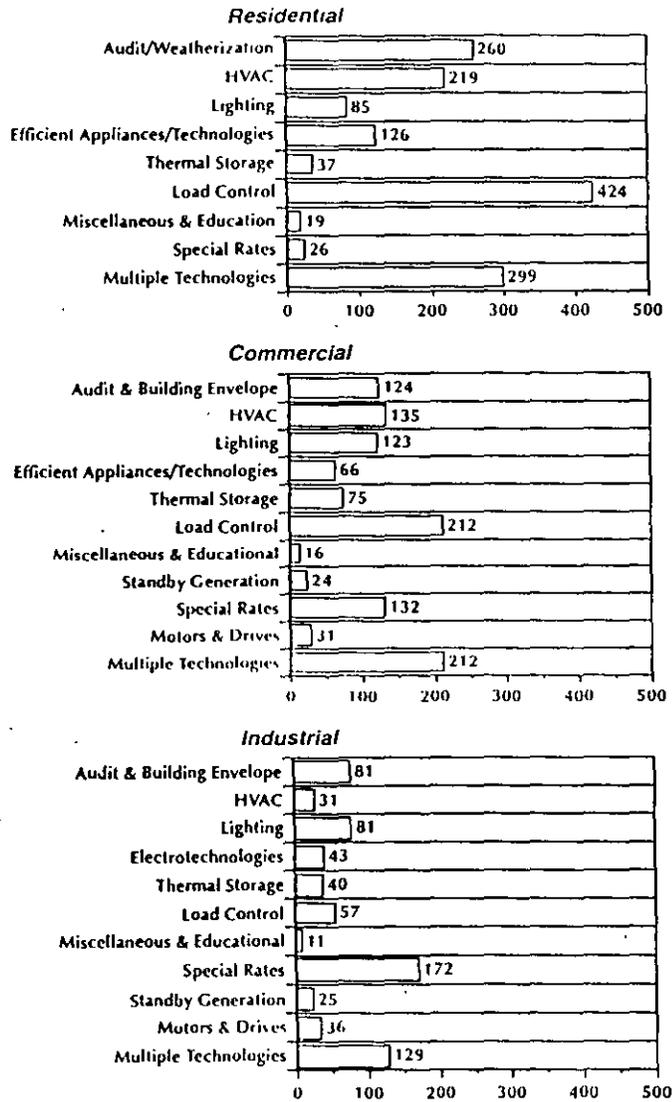
Mecanismos

Programas (1992)

2300 programas con participación de 150 000 industrias, 750 000 comercios y 20 millones de usuarios residenciales

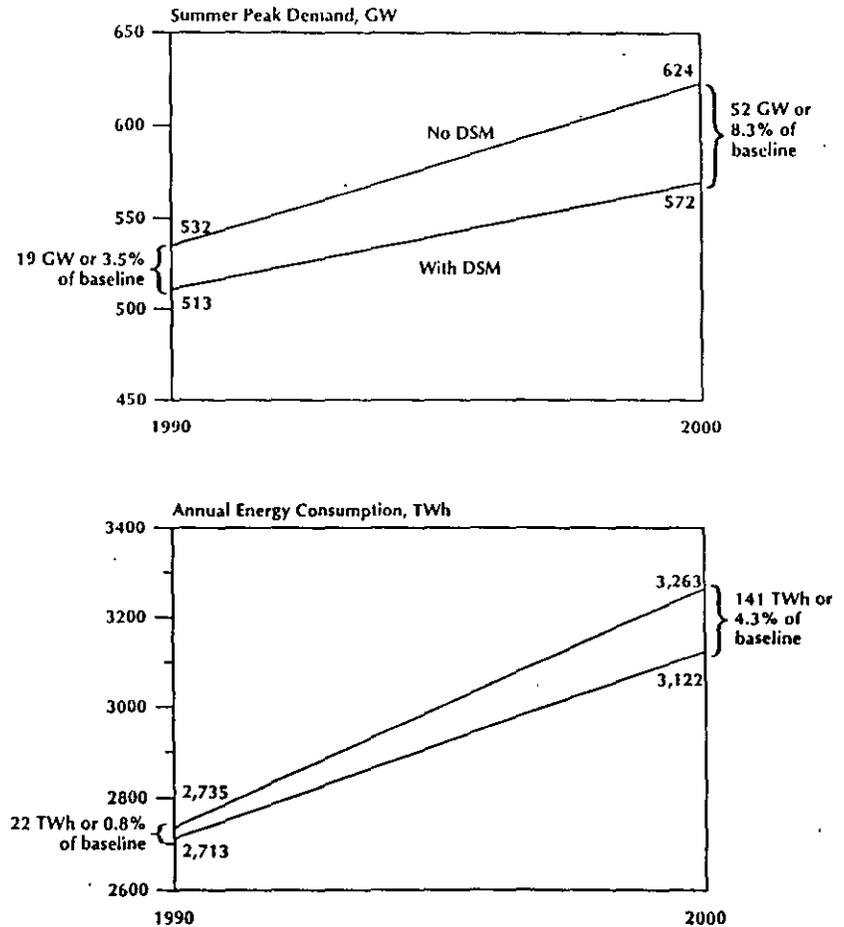
7.2 Demand Side Management Programs and Impacts¹

Exhibit 2-2
Current Composition of DSM Programs



Source: EPRI TR-1123-3, 1993.

Exhibit 2-3
Estimated Nationwide DSM Impacts



Source: EPRI TR-102639, 1993
GW = Gigawatts
TWh = Terawatt-hours

12900792.6

¹ EPRI TR 102193, 1993

**Exhibit 8-2
Economic Screening—Residential DSM Measures**

Building type: Single family
Building vintage: Existing
Floor area: 1,500 sq. ft.
Base equipment: Heat pump
Efficiency: SEER = 8.92
HSPF = 6.07

		Life (yrs)	Incremental Cost (1992\$)	Savings			Lifetime Benefits				Benefit/Cost Ratio	Pass?
				Summer Demand kW	Winter Demand kW	Annual Energy kWh	Summer Demand	Winter Demand	Energy	Total		
Shell measures:												
Ceiling	R0 to R11 ¹	25	495	0.43	2.07	3,386	\$120.44	\$579.78	\$573.51	\$1,273.73	2.57	Yes
(only R11 with fixed cost)	R11 to R19 ¹	25	240	0.14	0.57	917	\$39.21	\$159.65	\$155.30	\$354.16	1.47	Yes
	R19 to R30	25	330	0.06	0.34	533	\$16.81	\$95.23	\$90.30	\$202.34	0.61	No
	R30 to R38	25	240	0.03	0.14	207	\$8.40	\$39.21	\$35.05	\$82.66	0.34	No
	R38 to R49	25	330	0.02	0.12	180	\$5.60	\$33.61	\$30.47	\$69.69	0.21	No
Ceiling (all with fixed cost)	R0 to R19	25	735	0.57	2.64	4,303	\$159.65	\$739.43	\$728.81	\$1,627.90	2.21	Yes
	R11 to R19	25	\$405	0.14	0.57	917	\$39.21	\$159.65	\$155.30	\$354.16	0.87	No
Windows	1 pane to 2 pane	25	\$1,095	0.30	1.14	1,622	\$84.03	\$319.30	\$274.81	\$678.13	0.62	No
	2 pane to 3 pane	25	\$632	0.24	0.57	933	\$67.22	\$159.65	\$158.03	\$384.90	0.61	No
	2 pane to Low-E	20	\$139	0.35	1.10	1,635	\$77.01	\$242.03	\$229.35	\$548.39	3.95	Yes
	Low-E to solar screen	10	\$317	0.18	0.00	403	\$9.41	N/A	\$32.68	\$42.09	0.13	No
Doors	Add storm	30	\$290	0.02	0.03	72	\$5.51	\$10.76	\$13.80	\$30.07	0.10	No
	Add thermal door	30	\$223	0.01	0.03	57	\$4.41	\$8.60	\$11.04	\$24.06	0.11	No
	Thermal door & storm	30	\$513	0.02	0.04	86	\$6.61	\$12.91	\$16.56	\$36.08	0.07	No
Walls	R0 to R11 ¹	25	893	0.74	3.60	5,276	\$207.27	\$1,008.32	\$893.73	\$2,109.32	2.36	Yes
Foundation	R0 to R5	30	\$97	0.00	0.09	100	N/A	\$29.42	\$19.23	\$48.65	0.50	No
	R5 to R11	30	\$65	0.00	0.05	52	N/A	\$16.35	\$9.97	\$26.32	0.40	No
Floor	R0 to R11	25	\$955	0.00	1.08	1,630	N/A	\$302.50	\$276.03	\$578.52	0.61	No
	R11 to R19	25	\$288	0.00	0.44	58	N/A	\$123.24	\$9.86	\$133.10	0.46	No
Infil	Caulking/ weatherstripping	10	\$150	0.18	0.82	1,174	\$9.41	\$42.87	\$95.22	\$147.51	0.98	No

¹Screened for existing homes that have insulation levels lower than those of the base building (R19 ceiling, R11 wall).

Generación Distribuida

Retos

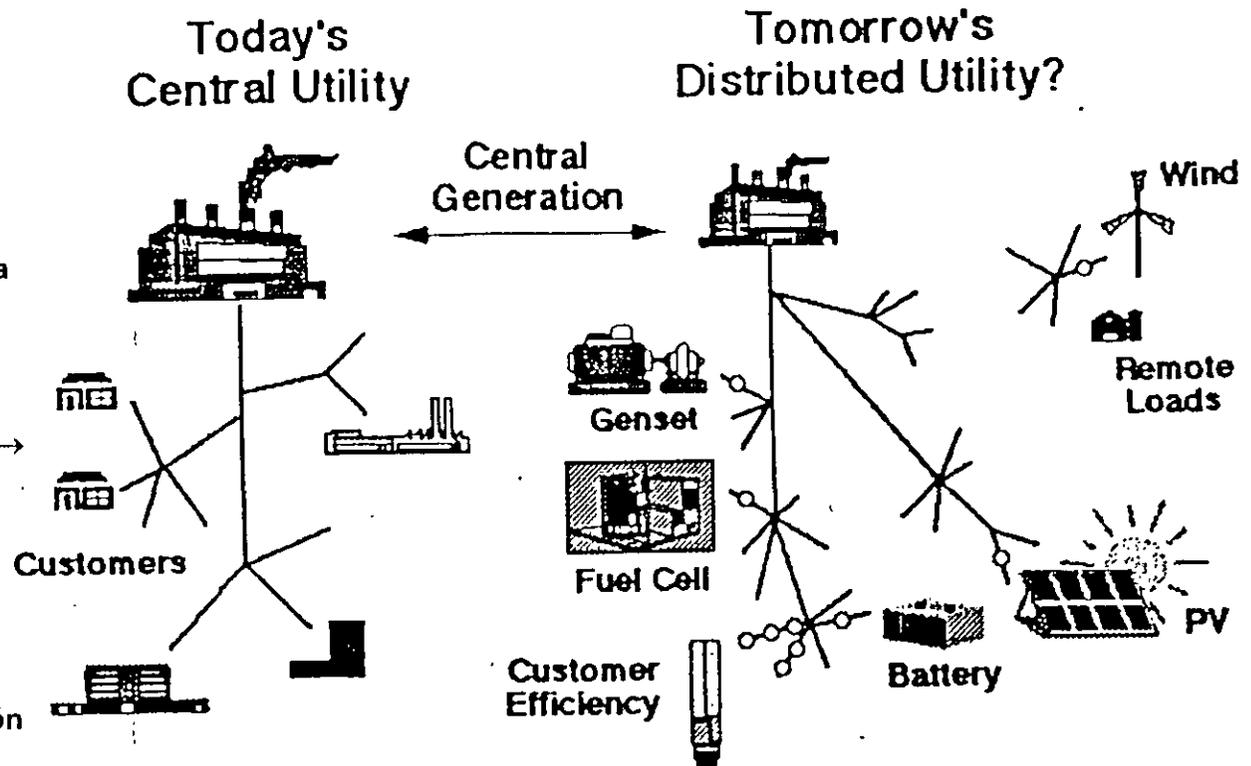
Como enfrentarse a la des-regulación
Como obtener mayor eficiencia en el aprovechamiento de la inversión en particular en la transmisión y distribución

Concepto

Emplear tecnologías modulares
¿Porqué ?
Emplear almacenamiento
Emplear administración de la demanda
Emplear tecnologías renovables

Razones

- Consideraciones económicas
Cambios en la relación inversión generación/transmisión + distribución → mayor importancia en la T&D
- Utilización de la red de T%D
- Consideraciones relacionadas a la regulación
Competencia o monopolio natural
Ambientales
- Consideraciones institucionales
Cambios en los procesos de planeación
Diferenciación en el servicio
Múltiples centros de costos



7.2 Current Topics

Power Line Reconditioning

Reasons:

- Asset Utilization¹
- Level of Investment²

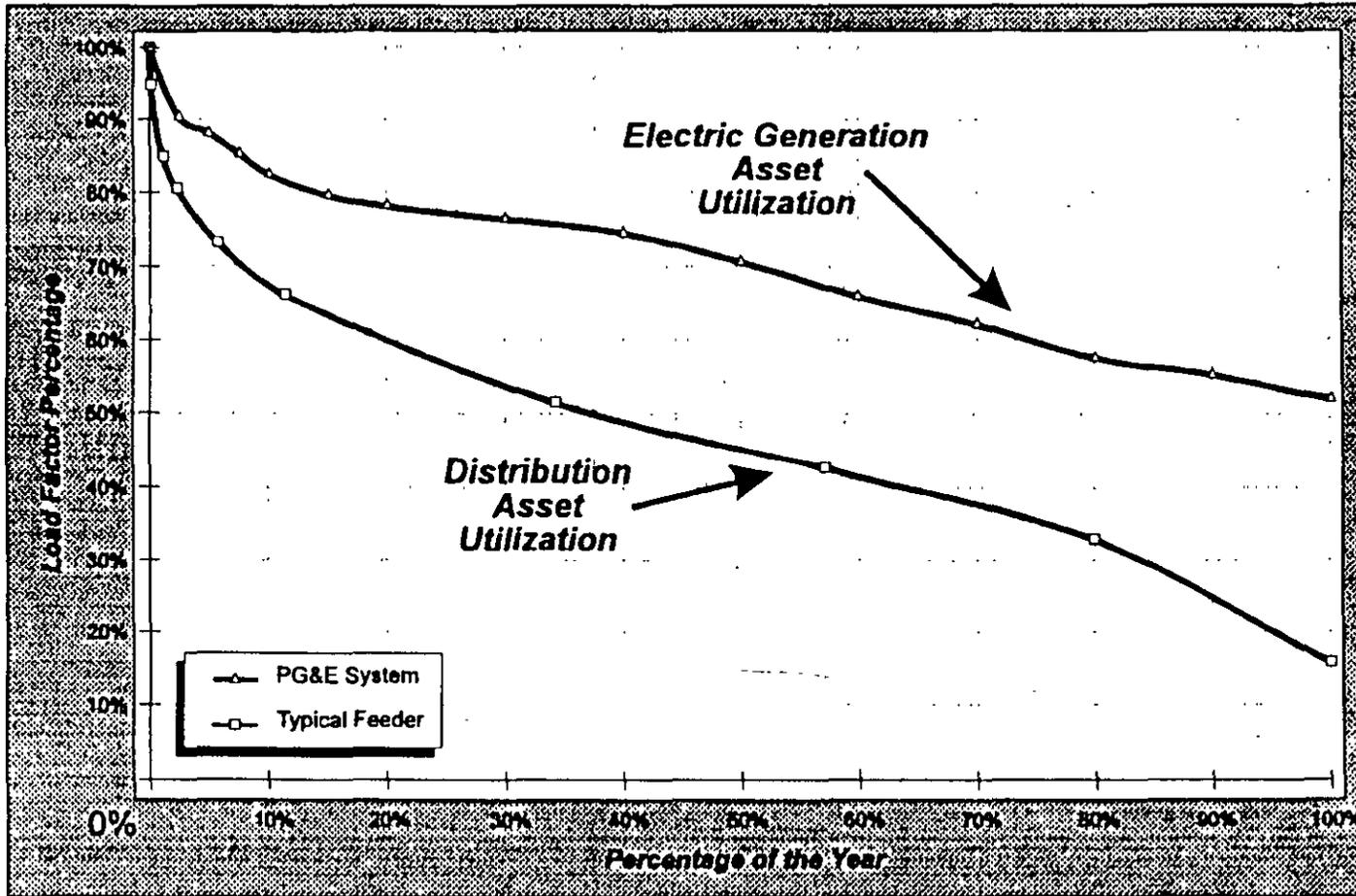
1995 survey of electric industry IOU estimated construction expenditures (millions of dollars)

	Actual 1993u	1994p	Forecast 1995	1996	Summary of 1997 - 1995-1997	
Electric generating plant						
Nuclear	\$2,409	\$1,936	\$1,924	\$1,788	\$1,554	\$5,266
Coal	5,053	4,091	3,252	2,813	3,293	9,358
All other	1,937	3,109	2,509	2,493	2,351	7,353
Total electric generating plant	✓ \$9,399	✓ \$9,136	✓ \$7,685	✓ \$7,094	✓ \$7,198	\$21,977
Transmission and distribution facilities						
Transmission facilities	\$2,647	\$2,688	\$2,733	\$2,960	\$2,809	\$8,502
Distribution facilities	9,020	8,602	8,183	8,104	8,100	24,387
Total transmission and distribution facilities	✓ \$11,667	✓ \$11,290	✓ \$10,916	✓ \$11,064	✓ \$10,909	\$32,889
General and miscellaneous plant	2,519	2,097	2,060	1,913	1,703	5,676
Nuclear fuel expenditures	1,625	1,627	1,652	1,719	1,709	5,079
Total electric utility plant (a) (b)	\$25,210	\$24,150	\$22,313	\$21,790	\$21,518	\$65,621
(a) Amount of AFUDC in total electric plant	\$1,348	\$763	\$699	\$626	\$584	\$1,908
(b) Amount of environmental capital expenditures for CAAA '90 compliance in Total (1)	\$1,838	\$1,738	\$978	\$725	\$905	\$2,608
p - Preliminary data						
u - EEI Statistical Yearbook/1992						
1. Totals include companies that reported no expenditures because clean air compliance plans have yet to be finalized or receive regulatory approval. Approximately 75 percent of respondents gave a quantitative answer (including 0). Amounts are capital costs only; no operating and maintenance costs are included.						
NOTE: Not included in the totals above are the expenditures by combination companies for gas plant and other non-electric utility plant. These expenditures are as follows:						
Total gas plant	\$2,039	\$1,868	\$1,776	\$1,806	\$1,753	\$5,335
Total other utility plant	1,538	1,478	1,655	1,438	1,273	4,366
Total expenditures	\$28,787	\$27,496	\$25,744	\$25,034	\$24,544	\$75,322

¹ "Distributed Utility Valuation Project", EPRI Report TR-102807, 1993, pp ix

² "1995 survey of electric industry estimated construction expenditures", Electric Light & Power, January 1996, Vol. 74, No. 1, pp 13

T & D Asset Utilization ¹



¹ "Distributed Utility Valuation Project" EPRI Report TR - 102807 PG&E Report 005 - 93.12, 1993, pp ix

7.2 Current Topics

Distributed Generation Options¹

Type	Size	Efficiency*(%)	Market
Diesel Engines	50 kW – 6 MW	33 – 36	Standby power, T&D support
Internal Combustion Engines	5 kW – 2 MW	33 – 35	Primary power, commercial cogeneration
Combustion Turbines	1 – 100 MW	33 – 45	T&D support, industrial cogeneration
Microturbines	25 – 100 kW	26 – 30	Standby power, remote power, commercial cogeneration
Phosphoric Acid Fuel Cell	200 kW – 1 MW	40	Premium power, commercial cogeneration
Solid Oxide Fuel Cell	25 kW – 3 MW	45 – 65	Primary power, commercial cogeneration
Molten Carbonate Fuel Cell	3 – 5 MW	55	Primary power
PEM Fuel Cell	< 1 – 250 kW	40	Residential customers, premium power, remote power
Battery Storage	500 – 5000 kWh	70 – 75	Power quality, premium power, voltage regulation
PV	< 1 – 1000 kW	10 – 20	Remote power, peak shaving, power quality, green pricing
Flywheels	2 – 20 kWh	70 – 80	Telecommunications, cable TV, premium power
Stirling Engines	1 – 25 kW	20	Residential customers, remote power

* Generating efficiency only (excludes recoverable thermal energy)For PV arrays, sunlight to ac power,

¹ T. Moore, " Emerging Markets for Distributed Resources ", EPRI Journal, Vol. 23, No. 2, March/April 1998, pp 9 - 17

Pequeñas Turbinas de Gas ^{1,2,3}

Derivadas de las unidades auxiliares de aviones

International Power and Light + Allison + GE

Alta velocidad ⇒ rectificador ⇒ inversor BV, 3 φ, corriente alterna

Dimensiones y Pesos

	Microturbinas		Unidades Diesel	
	50 kW	250 kW	50 kW	250 kW
Longitud (pulgadas)	42	50	82	108
Ancho	32	40	29	50
Altura	28	38	43	71
Costo (\$/kW)	350	225		
Peso (lbs)	375	475	1765	5495

Mantenimiento \$0.005/kWh
 Recondicionamiento 30 000 horas

Son Transportables, se pueden instalar en cualquier lugar,
 se les puede dar mantenimiento en cualquier lugar

Balance de Energía

Nivel de Carga (por ciento)	Consumo de Energía (Btu/kWh)		Gases de Escape (lb/hr@484F)	
	50 kW	250 kW	50 kW	250 kW
100	12 186	10 339	3 240	16 200
75	12 186	10 339	2 430	12 150
50	13 648	11 373	1 620	8 100

Carga	Capacidad Instalada	Costo de la Energía
250 kW	6 X 50 kW	\$0.0496 /kWh
750 kW	4X 250 kW	\$0.0464 /kWh

Factor de carga 52%
 Cobertura de emergencias 100%

Como turbinas $\eta = 30\%$ Empleando gases de escape $\eta = 70\%$

¹ Electric Light and Power, Vol. 75, No. 8, Agosto 1997, pp 30 – 31

² Public Power, Vol. 55, No. 1, Enero-Febrero 1997, pp 18 – 19

³ EPRI APS Development Fall 1993, Issue 15, pp 3

7.2 Tópicos Actuales

Generación Distribuida GD^{1,2,3,4,5}

Retos

- Enfrentarse a la deregulación
- Mayor eficiencia
- Mejor empleo de los recursos de transmisión y distribución
- Proveer servicios de energía diferenciados

Requisitos de Interconexión

Evitar la formación de islas

No hay control sobre el voltaje y frecuencia

Pueden interferir con el restablecimiento de servicio

Crean peligros para los operarios

Protección de la red contra fallas en las unidades de GD

Tecnologías de Implementación

Tecnologías Maduras	Tecnologías Emergentes
Unidades Motogeneradoras	Celdas de Combustible
	Microturbinas
Baterías	Sistemas Fotovoltaicos
Equipo de Adm. de la Demanda ADM	Sistemas Térmicos Solares
	Imanes Superconductores
	Tecnologías avanzadas de ADM

¹ Electric Light and Power, Marzo 1994

² Highlight's of Sandia's PV Program, Vol. 2, Abril 1997 pp 1 – 5

³ "Distributed Generation", EPRI Journal, Vol. 17, No. 3, April/May 1992; pp 28, 30

⁴ "The Vision of Distributed Generation", EPRI Journal, Vol. 18, No. 3, April/May 1992, pp 7-17

⁵ "EPRI Investment Strategies Project, Volume 1: Value of Flexibility & Modularity of Distributed Generation" TR-104171, Project 1920-8, Final Report, October 1994

Generación Distribuida

Programas de Generación de Respaldo (Standby-Power)¹

Ventajas para el usuario:

- Empleo de tarifas de potencia interrumpible (Ahorro de \$ 50 – 60/kW/año)
- Mayor confiabilidad

Costo para el usuario

- \$ 76/kW
- Clientes con altos costos por interrupción de energía (> \$ 100/kW/año)
instalarían generación de respaldo sin incentivos de la empresa
- Clientes con altos medios por interrupción de energía no pueden instalar
generación de respaldo sin incentivos de la empresa
- La mayoría de las tarifas existentes por servicio interrumpible no justifican inversión por
de energía de respaldo

La empresa eléctrica debe tomar en cuenta que generación de respaldo

- Puede diferir la necesidad de agregar generación de pico
- Puede diferir la necesidad de reforzar alimentadores

¹ M Evans et al. " Prospects for standby-power programs", EPRI Journal, Vol.17, No 2, March 1992, pp 42 - 47

7.2 Other Topics

Hybrid Systems¹

Storage Technologies:

Why?

- Store AE
- Minimize diesel start ups
- Run diesels at nominal power for highest η
- Adding dynamic stability

Factors in the design:

- Energy storage capacity kWh
- Maximum charging and discharging rates kW
- Response time
- Round – trip storage efficiency
- Capital and operating cost
- Reliability
- Safety

Storage options

Long term (hours)

- Batteries
- Pumped hydro

Short term (minutes)

- Batteries
- Flywheels
- Superconducting magnets

¹ C. D. Barley and C. B. Winn, "Remote Hybrid Power Systems" Advances in Solar Energy, Vol. 11, Chapter 3 1997

7.2 Other Topics

Hybrid Systems¹

Examples:

Mexico: (8 systems)

- 5 – 60 kW Bergey WTG
- 18 – 12.4 kW load – hours
- 7.4 – 40 kW inverters
- 0.17 – 12.4 kW PV in 7 systems
- 15 – 60 kVA diesels in 3 systems
- availability 85% - 100%
- \$ 1 500 - \$ 6 700 per daily kWh

Jordania (1 plant)

- two 30 kW WTG
- 15 kW PV
- 250 kWh battery

Inner Mongolia: (2 plants)

- 30 kW WTG
- 30 kW diesel
- 30 kWh battery

Spain: (1 plant)

- 165 kW WTG
- 40 + 90 kW diesel
- 75 kWh battery

¹ C. D. Barley and C. B. Winn, "Remote Hybrid Power Systems" Advances in Solar Energy, Vol. 11, Chapter 3. 1997

7.2 Other Topics

Hybrid Systems¹

Various configurations:

- **Wind turbine generators (WGT)/ PV / Gensets / energy storage / line interconnection or not**

Reasons:

- **Cost-Effectiveness**
- **Green Consciousness**

Generalized hybrid system configuration

¹ C. D. Barley and C. B. Winn, "Remote Hybrid Power Systems" Advances in Solar Energy, Vol. 11, Chapter 3. 1997

7.2 Other Topics

Hybrid Systems

Statistical Models:

I.- Component Sizing

Optimization of Wind and or PV components to minimize mismatch between supply of AE and demand ¹

II.- Dispatch Strategy

Change demand pattern (using fuzzy logic) to minimize mismatch between supply of AE and demand ²

III.- Feature Optimization

Minimize the cost of a stand alone WTG/PV/Battery/ICM system ^{3, 4, 5}

¹ V. Gerez et al "Correlation between Wind and solar energy availability and demand for electricity in Montana", Energy Week, Houston, TX
Jan. 29 – Feb 2, 1996

² M.H. Nehrir et al: " Matching electric power demand with wind-generated electric power: an intelligent fuzzy logic-based demand side management strategy ", 35th Aerospace Sciences Meeting and Exhibit, January 6 – 10, 1997, Reno, NV

³ W.D. Kellog, " Generation unit sizing and cost analysis for stand-alone wind, photovoltaic, and hybrid wind/pv system ", Presented at the 1997 IEEE PES Summer Power Meeting, July 20 –24, 1997, Berlin, Germany, *IEEE Transactions on Energy Conversion*, Vol. 13, No. 1, March 1998

⁴ M.H. Nehrir et al: "Component sizing of stand-alone wind-electric generating systems: the use of hourly and hourly average data", 17th annual ASEE wind energy symposium, January 1998, Reno, NV.

⁵ W. Kellog et al: " Optimal unit sizing for hybrid wind/photovoltaic systems ", *Electric Power Research*, Vol. 39, 1996, pp 35 –38

7.2 Other Topics

Hybrid Systems¹

Control Strategies:

I.- Dynamic (seconds to fractions of seconds)

Issues

- Transient response
- Voltage and frequency stability

Dynamic models

II.- Dispatch Strategy (minutes to hours)

Issues

- Energy flows

Energy performance models

- Time series models
 - Quasi – steady- state (variables constant within a time step)
 - Stochastic (fluctuation of resource and load within a step)
- Statistical models for feasibility studies

¹ C. D. Barley and C. B. Winn, "Remote Hybrid Power Systems" Advances in Solar Energy, Vol. 11, Chapter 3. 1997



**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

CURSOS ABIERTOS

**TÓPICOS DE ACTUALIDAD EN LA
INDUSTRIA ELÉCTRICA**

TEMA:

***PROBLEMAS, EVALUACIÓN Y PERSPECTIVAS DE LA REFORMA
DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA EN MÉXICO***

**EXPOSITOR: ING. JACINTO VIQUEIRA LANDA
NOVIEMBRE DE 1998
PALACIO DE MINERÍA**

Problemas, evaluación y perspectivas de la reforma de la industria eléctrica en México

Jacinto Landa Viqueira

Introducción

Los sistemas eléctricos, que durante años han funcionado en muchos países como sistemas integrados, abarcando la generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica y constituyendo en cada territorio un monopolio natural, público o privado, enfrentan actualmente cambios estructurales radicales, que pretenden introducir la competencia y las fuerzas del mercado en algunas de sus actividades, con el propósito de hacerlos más eficientes. Para decirlo con las palabras de Adam Smith, el ideólogo de la revolución industrial que tuvo lugar en la Gran Bretaña a partir de mediados del siglo XVIII, se espera que los intereses privados y las pasiones de los hombres se combinen, como guiados por una mano invisible, en un sentido que es el más conveniente para los intereses de la sociedad en su conjunto.

Sin embargo, a diferencia de lo que ha ocurrido en los sistemas de comunicaciones, donde se ha producido una revolución tecnológica que ha propiciado su desregulación, o sea la desaparición de los monopolios regulados, en los sistemas para el suministro de energía eléctrica asistimos solamente a cambios graduales de la tecnología y dichos sistemas siguen caracterizados por la existencia de una red que interconecta a las plantas generadoras con las cargas eléctricas. El funcionamiento de esa red eléctrica se rige por las leyes que estableció Gustav Kirchhoff el siglo pasado y su existencia condiciona la organización de las empresas eléctricas.

Este nuevo enfoque, ligado a las políticas económicas neoliberales que preconizan una reducción de la intervención del Estado en las actividades productivas, representa un cambio radical con respecto a la concepción que se tenía anteriormente de los sistemas eléctricos como monopolios naturales, donde la ausencia de competencia obligaba a una regulación de dicha industria por el estado. En algunos países el suministro de la energía eléctrica se consideró un bien público y esto condujo a la creación de empresas eléctricas estatales.

En la primera parte de este informe se describe brevemente el desarrollo de los sistemas eléctricos y sus principales características técnicas y las formas de organización más representativas que adoptó la industria de suministro de electricidad.

En la segunda parte se expone el proceso de cambio reciente que ha tenido lugar en la organización de las empresas eléctricas en varios países desarrollados, principalmente en Estados Unidos y en Inglaterra, ya que son los más representativos de estas transformaciones. Se exponen también los cambios propuestos en el seno de la Unión Europea y se informa sobre los cambios de organización en el sector eléctrico de varios países de América Latina,

promovidos por el Banco Mundial y el Banco Interamericano de Desarrollo, incluyendo con más detalle las modificaciones recientes de la legislación mexicana a ese respecto.

En la tercera parte se plantea una propuesta de reorganización de la industria de suministro de electricidad mexicana, que facilitando la participación de capital privado y disminuyendo la participación estatal, no desplace a la ingeniería ni a los inversionistas mexicanos y aproveche la capacidad técnica desarrollada en el país a lo largo de muchos años.

1a. Parte

Desarrollo de los sistemas eléctricos

Se considera generalmente que los sistemas se inician en 1882 con las instalaciones de Edison en Nueva York. Existían ya algunos servicios de alumbrado exterior con lámparas de arco eléctrico que funcionaban conectadas en serie y alimentadas con corriente continua constante, suministrada por generadores de corriente continua derivados del generador con colector desarrollado en 1870 por Gramme.

Dos años después de haber instalado su laboratorio en Menlo Park, Edison decidió abordar el campo de la utilización de la energía eléctrica para iluminación no sólo exterior sino también interior, para lo que tendría que desplazar la iluminación con gas, que entonces dominaba esa aplicación. Escribió a ese respecto la siguiente nota:

“Electricidad versus gas como iluminante general.

Objetivo: realizar una imitación exacta de todo lo que realiza el gas, para reemplazar la iluminación con gas por iluminación con electricidad. mejorar la iluminación a tal grado que cumpla todos los requisitos de las condiciones naturales, artificiales y comerciales. Los inventos anteriores han fracasado; necesidad de éxito comercial y de realización. Principal esfuerzo: no hacer una gran luz deslumbradora, sino una luz pequeña que tenga la suavidad de la del gas”.

Por lo tanto Edison se planteó el problema de diseñar un sistema de iluminación que fuera superior al existente, que utilizaba gas, tanto en seguridad y comodidad como en precio. No es sorprendente por ello, que el sistema se concibiese con una estructura similar al del gas en muchos aspectos, tales como la estación central para la producción de la energía y la red de distribución para hacer llegar la energía hasta las lámparas.

La investigación se orientó primero casi exclusivamente al desarrollo de una lámpara eléctrica que pudiera substituir a la de gas para iluminación interior, lo que Edison pensó podría lograrse con una lámpara de filamento incandescente. Este era un enfoque razonable, ya que este era el único elemento del sistema que no estaba disponible todavía.

En el proceso de la investigación Edison concluyó, por razones económicas, que las lámparas incandescentes deberían conectarse en paralelo y no en serie como las lámparas de arco

eléctrico y en consecuencia deberían ser de alta resistencia y formar parte de un sistema de voltaje constante, característica que siguen teniendo los sistemas eléctricos actuales.

En los sistemas de corriente continua y voltaje prácticamente constante, la distancia a que se puede transmitir la energía eléctrica con una regulación de voltaje y unas pérdidas aceptables, está limitada por el costo de los conductores del sistema de distribución. El peso de los conductores es inversamente proporcional al cuadrado del voltaje de transmisión, para una regulación de voltaje y unas pérdidas por efecto Joule dadas, por lo cual conviene aumentar el voltaje de transmisión, pero en los sistemas de corriente continua esto no puede lograrse de forma sencilla y económica. La consecuencia práctica es que estos sistemas no pueden abarcar más que un área reducida, con las unidades generadoras colocadas en una localización central (de aquí la expresión de central generadora) y una red de distribución de bajo voltaje que alimenta las cargas eléctricas.

El invento del transformador industrial por Gaulard y Gibbs en 1883, basado en el descubrimiento por Faraday de la inducción electromagnética, hizo posible la elevación eficiente y económica del voltaje utilizando corriente alterna, ya que se requiere una corriente y un voltaje variables para que se produzca el efecto de inducción electromagnética.

Los sistemas de corriente alterna para la generación, transmisión, distribución y utilización de la energía eléctrica permitieron ahorros muy importantes en el costo de los conductores al facilitar la transformación de los voltajes, haciendo posible la transmisión a grandes distancias usando altos voltajes y la utilización de plantas generadoras alejadas de los centros de consumo, como suele ser el caso de las plantas hidroeléctricas.

Además los generadores eléctricos de corriente alterna son más sencillos que los de corriente continua, ya que no requieren colector y la interrupción de la corriente alterna resultó más fácil que la interrupción de la corriente continua, aprovechando el paso por cero de la magnitud de la corriente alterna dos veces en cada ciclo.

Los primeros sistemas de corriente alterna fueron monofásicos, pero en 1883 Tesla inventó los sistemas polifásicos, en 1886 desarrolló un motor polifásico de inducción, lo que amplió enormemente las aplicaciones de la corriente alterna y en 1887 patentó en Estados Unidos un sistema trifásico de transmisión de energía eléctrica.

La introducción de los sistemas de corriente alterna obligó a una ampliación de la teoría de los circuitos eléctricos, a la cual contribuyó en forma destacada en Estados Unidos el matemático e ingeniero electricista de origen alemán Charles P. Steinmetz. La variación de los campos eléctricos y magnéticos obligó a desarrollar el concepto de la potencia reactiva, además del ya existente de la potencia real o activa, y se amplió la ley de Ohm al introducir la impedancia compleja y la transformación de las funciones del tiempo de las corrientes y voltajes en los fasores correspondientes.

Los sistemas de corriente alterna desplazaron a los de corriente continua después de unos pocos años de competencia, la cual dio lugar a una polémica feroz, conocida como la guerra de

las dos corrientes. Los partidarios de la corriente continua y los interés ligados a su desarrollo, alegaron el peligro de la utilización de altos voltajes y lograron que la primera ejecución en la silla eléctrica, que tuvo lugar en Nueva York el 6 de agosto de 1890, se realizara utilizando corriente alterna. Sin embargo la elevación del precio del cobre a partir de 1887, además de las otras ventajas de los sistemas de corriente alterna y el hecho de que en 1892 se comercializara el motor de inducción y por las mismas fechas se decidiera realizar empleando la corriente alterna el proyecto hidroeléctrico de las cataratas del Niágara y su línea de transmisión de 32 km. a Buffalo, marcó el triunfo de esa opción en los Estados Unidos.

Las características de los sistemas de corriente alterna propiciaron que los diferentes sistemas eléctricos se fueran interconectando y, frecuentemente, integrando en forma vertical, abarcando la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. Un ejemplo de este proceso es el desarrollo inicial de la Commowealth Edison Company de Chicago; bajo la dirección de Samuel Insull, quien había sido secretario de Thomas Edison, la empresa se integró interconectando pequeñas compañías eléctricas mediante una red de líneas de transmisión. Insull presentó los resultados en una conferencia en el Instituto Franklin en 1913: el factor de carga anual aumentó del 14.6% al 28.9% con la interconexión, lo que permitió una mejor utilización de las plantas generadoras y, a pesar de la inversión adicional en líneas de transmisión y transformadores, el costo de kilowatt-hora, que era de 7.08 centavos de dólar con los sistemas separados se redujo a 2.85 centavos de dólar después de la interconexión.

Características técnicas de los sistemas eléctricos de corriente alterna

La energía eléctrica producida en los sistemas de corriente alterna no puede almacenarse económicamente en cantidades significativas, por lo que la potencia eléctrica generada debe ser igual en cada instante a la potencia demandada por los consumidores más las pérdidas del sistema. Esa demanda está modulada por las actividades humanas en el territorio servido y presenta variaciones muy amplias, siguiendo los ritmos de las actividades diarias, semanales y anuales y la influencia de los cambios estacionales.

Para minimizar los costos de producción de energía eléctrica es necesario tener un parque de generación diversificado . Se requieren unidades generadoras que suministren la energía para la base de la curva de carga y que en consecuencia operen a plena carga en forma casi continua, unidades que suministren la energía para los picos de la demanda y que por lo tanto operarán durante muy pocas horas al día y unidades para cubrir la energía correspondiente a la parte media de la curva de carga, que deberán tener características intermedias entre las dos antes mencionadas.

Actualmente debemos añadir que todo esto debe conseguirse limitando al máximo los impactos ambientales.

Además la energía eléctrica debe suministrarse con una calidad adecuada, de manera que los aparatos que la utilizan funcionen correctamente. La calidad del suministro queda definida por los siguientes aspectos: continuidad prácticamente total del servicio, regulación del voltaje

dentro de límites aceptables y control de la frecuencia eléctrica a su valor nominal (60 ciclos por segundo en México, Estados Unidos y Canadá).

Para mejorar la continuidad del servicio y el funcionamiento de los sistemas eléctricos se ha recurrido a la interconexión de las plantas generadoras de electricidad mediante la extensión del sistema de transmisión. Esta interconexión permitió, además, obtener economías de escala al utilizar unidades generadoras más grandes y compartir la reserva de generación para casos de emergencia, reduciendo así las inversiones necesarias en capacidad de generación.

La interconexión tiene una serie de consecuencias sobre la operación de los sistemas eléctricos.

En primer lugar hay que concebir y operar el sistema de manera que las corrientes que circulan por los elementos de la red no lo sobrecarguen. En caso de falla de uno de esos elementos (un generador, una línea de transmisión o un transformador), la nueva distribución de las corrientes no debe provocar una desconexión en cascada de otros elementos por sobrecarga, que podría conducir a un colapso del sistema.

En segundo lugar en los sistemas eléctricos de corriente alterna todos los generadores deben funcionar en sincronismo, o sea girar a la velocidad angular de rotación nominal, proporcional a la frecuencia eléctrica del sistema y al número de polos magnéticos de los generadores y deben mantener ese sincronismo tanto en operación normal, con cambios graduales de la carga, como en condiciones anormales, cuando pueden producirse cambios bruscos debidos a fallas de aislamiento en algún punto u otras causas.

La preservación del equipo y de las instalaciones en caso de falla hace necesario disponer de un sistema de protección automático, que desconecte rápidamente la sección del sistema eléctrico afectada por la falla, para limitar los daños y para conservar el funcionamiento en sincronismo de los generadores y evitar así la desarticulación del sistema. Este sistema de protección es actuado generalmente por señales de corriente y de voltaje locales y actúa a su vez, también localmente, sobre dispositivos de interrupción.

Considérese ahora otro de los factores que contribuyen a la calidad del servicio: el control de la frecuencia eléctrica del sistema. Una variación de la frecuencia con respecto a su valor nominal (60 ciclos por segundo en México) refleja un desequilibrio entre la potencia eléctrica real que están generando las unidades generadoras y la potencia real que están demandando las cargas eléctricas más las pérdidas reales del sistema. Este desequilibrio se manifiesta en cada unidad generadora por una variación de su velocidad de rotación. Los reguladores de velocidad o gobernadores de cada turbina y otro primomotor que impulse al generador, registran esta variación de velocidad y actúan sobre las válvulas de admisión de fluido al primomotor, llegándose a un nuevo estado de equilibrio; sin embargo esto se logra a una frecuencia ligeramente distinta de la nominal, debido a las características de operación de los reguladores de velocidad, necesarias para lograr que la operación de varias unidades generadoras en paralelo sea estable. Para restablecer la frecuencia del sistema a su valor nominal se requiere

un control adicional centralizado, que establece el error de frecuencia del sistema y actúa sobre las unidades generadoras para anularlo. Este control centralizado se puede regionalizar si al error de frecuencia se le añade el error de intercambio de potencia entre subsistemas.

Por último considérese al tercer factor que contribuye a la calidad del servicio: la regulación del voltaje.

Los aparatos conectados a los sistemas eléctricos están diseñados para operar a un valor determinado del voltaje, característica que ya se cumplía en el sistema de voltaje constante con cargas conectadas en paralelo concebido por Edison. El funcionamiento de esos aparatos será satisfactorio siempre que el voltaje aplicado no varíe más allá de ciertos límites; una variación de 5% en los puntos de utilización, con respecto al voltaje nominal, se considera generalmente adecuada.

Si un sistema tuviese una carga fija y un régimen de generación fijo, sería posible mantener un voltaje determinado en cualquier punto del sistema mediante la elección adecuada de la relación de transformación de los transformadores. Sin embargo la carga de un sistema eléctrico varía considerablemente durante el transcurso de cada día. En los sistemas de corriente alterna esa carga está constituida por la potencia real o activa que requieren los aparatos que utilizan la energía eléctrica (entre los que los motores representan una proporción elevada) y también por la potencia reactiva, que es el resultado de la oscilación de potencia entre las inductancias y las capacitancias del sistema debido al cambio de polaridad de la corriente, que ocurre 120 veces en cada segundo en un sistema con frecuencia de 60 Hz.

La variación de la carga obliga a variar la generación para adaptarla en cada instante a la demanda de los consumidores, todo lo cual modifica la potencia real y reactiva que circula por las líneas de transmisión y los transformadores, lo que causa una modificación de las caídas de voltaje en los distintos elementos del sistema eléctrico. En efecto la variación de voltaje en cualquier punto del sistema es función de la variación de la potencia real y de la potencia reactiva en ese punto.

La potencia real se produce en los generadores eléctricos y se transmite a las cargas a través de los sistemas de transmisión y de distribución. En cambio la potencia reactiva puede suministrarse, además de hacerlo con los generadores, mediante capacitores (condensadores industriales) y motores síncronos.

En consecuencia la potencia reactiva puede y debe suministrarse lo más cerca posible de las cargas que van a absorberla, adaptando ese suministro a las necesidades de la carga, que varían a lo largo del día, disminuyendo así las variaciones de voltaje en el sistema y las pérdidas de potencia real, que serían mayores si toda la potencia reactiva se suministrara con los generadores.

Hay que tener en cuenta que los elementos capacitivos del sistema, principalmente los asociados con las líneas de transmisión aéreas y los cables subterráneos, producen potencia

reactiva. Además los distintos elementos inductivos del sistema absorberán más o menos potencia reactiva, según sea la magnitud de la corriente que circule por esas inductancias. Como esta corriente varía al variar la carga y el régimen de generación, hay que prever los medios de compensación de potencia reactiva adecuados para mantener los voltajes dentro de límites tolerables en los distintos puntos del sistema.

La regulación del voltaje da lugar a un control descentralizado, actuado por señales locales de voltaje y corriente.

Las características de los sistemas eléctricos que se acaban de describir indican que estos sistemas deben concebirse y operarse como un conjunto donde todos los elementos y funciones, desde las plantas generadoras a las cargas, están estrechamente relacionados. Estas características han determinado la estructura actual de los sistemas eléctricos y condicionarán cualquier cambio que se pretenda hacer a esa estructura.

Las economías de escala en el suministro de energía eléctrica y las limitaciones físicas de espacio han conducido a que en cada territorio servido exista un sólo sistema de transmisión y de distribución, lo que ha restringido las posibilidades de competencia y ha conducido en el pasado a una situación de monopolio natural, obligando a establecer algún tipo de regulación de la industria eléctrica.

Influencia de la preservación del medio ambiente en el desarrollo reciente de la industria eléctrica

La preocupación por la preservación del medio ambiente ha tenido una influencia creciente en el desarrollo del suministro de energía eléctrica.

Los principales problemas de impacto ambiental se presentan en el proceso de producción de la energía eléctrica.

La combustión de energéticos fósiles produce óxidos de azufre y de nitrógeno que originan la lluvia ácida. Produce también bióxido de carbono que contribuye a aumentar el efecto invernadero en la atmósfera, lo que podría dar lugar a un cambio climático global.

Se han desarrollado tecnologías para disminuir la emisión de los óxidos de azufre y de nitrógeno, como son los lavadores de gases, la combustión en lecho fluidizado y la gasificación del carbón. A corto plazo es clara la tendencia mundial a usar preferentemente gas natural en lugar de carbón y combustóleo, ya que su combustión no produce prácticamente óxidos de azufre y da lugar a la mitad del CO_2 que produce el carbón.

Evidentemente la utilización de los recursos energéticos renovables, como la energía hidroeléctrica, la energía solar directa y la energía del viento, evita los problemas de contaminación atmosférica por los gases resultantes de la combustión y presenta, en consecuencia, ventajas ambientales indiscutibles. Desde el punto de vista económico la generación hidroeléctrica resulta competitiva con respecto a la generación de electricidad con

combustibles fósiles y, además, existe un potencial hidroeléctrico no aprovechado muy importante, especialmente en los países en desarrollo.

Los problemas ambientales que causa el uso de los combustibles fósiles y principalmente el de la producción de CO₂ y su posible repercusión en un cambio climático global, se han presentado por la industria nuclear como un argumento para promover la generación nucleoelectrica; sin embargo no parece probable que la virtual moratoria nuclear que existe actualmente en muchos países pueda desaparecer mientras no se resuelvan dos problemas tecnológicos fundamentales: el de la seguridad, mediante el desarrollo de una nueva generación de reactores caracterizados por ser intrínsecamente seguros y el de la disposición final de los desechos radiactivos de alto nivel y muy larga vida.

Cualquier aumento de la eficiencia en el proceso de conversión de los combustibles fósiles en energía eléctrica contribuirá a disminuir su impacto ambiental, ya que se requerirá menos combustible para producir una cantidad de energía eléctrica.

Por esa razón existe actualmente una preferencia en muchos países por las plantas de ciclo combinado, empleando gas natural como combustible, con las que se pueden alcanzar eficiencias del 50%, considerablemente mayores que con una planta termoeléctrica convencional.

Las plantas de ciclo combinado aprovechan las cualidades termodinámicas de las turbinas de combustión en el rango de temperaturas altas y la eficiencia de las turbinas de vapor en el rango de temperaturas más bajas. En el esquema más utilizado la energía del combustible en la forma de gases de combustión muy calientes a presión se suministra a la turbina de combustión, que impulsa a un generador eléctrico; los gases que salen de la turbina se utilizan en un cambiador de calor para vaporizar agua y mover una turbina de vapor que impulsa, a su vez, otro generador eléctrico.

Las plantas de ciclo combinado pueden utilizarse asociadas a una planta de gasificación de carbón, lo que permite una utilización más limpia de ese energético.

Entre los desarrollos futuros para generar electricidad, destaca por sus características favorables para la preservación del medio ambiente la conversión electroquímica directa de la energía contenida en el gas natural o en el hidrógeno en electricidad utilizando celdas de combustible.

El aprovechamiento directo e indirecto de la energía solar para generar electricidad contribuirá a disminuir los impactos ambientales, pero para que estas tecnologías sean viables se requiere reducir sus costos, que a los precios actuales de los combustibles fósiles no son competitivos, excepto en condiciones especiales.

Resulta evidente que el uso eficaz y racional de la energía tiene un efecto favorable sobre el medio ambiente, ya que permite obtener los bienes y servicios necesarios con un menor consumo de energía y en consecuencia con un menor impacto ambiental.

Por lo que hace a la industria eléctrica, actualmente es una práctica extendida de planeación, denominada planeación integrada de recursos, el analizar si resulta más conveniente aumentar la capacidad de generación o, por el contrario, el invertir para impulsar la implantación de medidas de uso eficiencia y ahorro de energía eléctrica, lo que se conoce como administración de la demanda. Existen nuevas tecnologías, tanto en iluminación como en diseño de motores y de aparatos eléctricos, o de sistemas que utilizan energía eléctrica, que permiten obtener los resultados deseados con consumos de energía eléctrica considerablemente menores a los tradicionales.

Por ejemplo las lámparas fluorescentes compactas consumen 80% menos energía eléctrica que las incandescentes, para el mismo nivel de iluminación y no requieren ningún dispositivo especial para su instalación.

Un aumento de la eficiencia de los motores eléctricos, que consumen más de la mitad de la energía eléctrica generada, puede significar ahorros de energía eléctrica muy importantes con inversiones adicionales relativamente bajas, que se amortizan en períodos de tiempo muy cortos.

Igualmente el perfeccionamiento del diseño de aparatos eléctricos domésticos, como refrigeradores, lavadoras, etc., puede reducir sus consumos de energía eléctrica a menos de la mitad.

Por otra parte pueden lograrse ahorros importantes de energía mediante la producción combinada de energía eléctrica y calor, lo que se conoce con el nombre de cogeneración. Frecuentemente esas dos funciones de generar electricidad y producir calor para procesos industriales o para calefacción se hacen por separado; si se combinan en un sistema de cogeneración puede lograrse una eficiencia considerablemente más alta que con los procesos separados.

La regulación de las empresas eléctricas

Al otorgarle a una empresa eléctrica la concesión para prestar el servicio en forma exclusiva en un área determinada, la empresa adquiere la obligación de suministrar el servicio a cualquier consumidor localizado en esa área que lo solicite y de proporcionarlo con la calidad adecuada. El órgano regulador que controla esa concesión debe fijar las tarifas eléctricas basándose en principios bien definidos y debe vigilar que las empresas eléctricas cumplan con sus obligaciones hacia los consumidores.

Para ilustrar el régimen de regulación podemos referirnos al caso de los Estados Unidos.

La industria de suministro de electricidad en los Estados Unidos se compone actualmente de unas doscientas empresas privadas, dos empresas federales grandes: la Tennessee Valley Authority y la Bonneville Power Administration, novecientas cooperativas rurales y dos mil doscientas compañías municipales. Las empresas privadas contribuyen con algo más de las

tres cuartas partes de la generación total de energía eléctrica y el resto corresponde a las dos empresas federales, a las cooperativas y a las compañías municipales; estos dos últimos grupos se dedican principalmente a la distribución.

Cada empresa eléctrica suministra el servicio a un territorio, constituyendo un monopolio regulado, y está en la mayoría de los casos integrada verticalmente, abarcando la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica.

Las empresas eléctricas están controladas en cada Estado por una comisión, que fija los precios de la electricidad de cada empresa. Además las empresas eléctricas están sometidas a la reglamentación federal, que aplica las decisiones votadas por el Congreso referentes a la industria eléctrica.

Tradicionalmente las tarifas eléctricas en los Estados Unidos, controladas por las Comisiones reguladoras de cada Estado, se han basado en los costos promedio o costos contables. La base conceptual de este método es que el ingreso que obtenga la empresa eléctrica de las ventas totales deberá ser suficiente para cubrir los costos totales, que abarcan costos de operación, mantenimiento y administración y también costos de capital, incluyendo inversión en nuevas instalaciones, depreciación de las instalaciones existentes y ganancias razonables del capital invertido.

El costo promedio resulta entonces de dividir los costos totales anuales por la cantidad de energía que se producirá en ese período.

Este costo promedio no se aplica necesariamente en forma uniforme a todos los consumidores, sino que puede variar siguiendo diferentes criterios. Actualmente, al elaborar la estructura de las tarifas, se toman en cuenta factores temporales y espaciales.

Por lo que hace a los factores temporales, el costo de producción varía en función de la demanda, siendo mayor a las horas de demanda máxima y menor a las horas de demanda mínima.

En cuanto a los factores espaciales, el costo del suministro está relacionado con el nivel de voltaje al que se proporciona el servicio; resulta más caro para los consumidores de baja tensión, alimentados a través de las redes de transmisión y distribución, que para consumidores en alta tensión alimentados directamente de la red de transmisión.

Importancia estratégica de la industria eléctrica

El suministro de energía eléctrica en todo el territorio es un factor importante para el desarrollo económico de un país.

La industria de suministro de energía eléctrica puede también contribuir a la creación o al crecimiento de una industria nacional de fabricación de materiales y equipos para ser

utilizados en las instalaciones eléctricas y a formar personal técnico competente para desarrollar las funciones de planeación, proyecto y construcción de nuevas instalaciones y la operación y el mantenimiento de las existentes.

El diseño de las tarifas eléctricas se ha utilizado en ocasiones como un medio para redistribuir el ingreso subsidiando el consumo de energía eléctrica de los grupos más desfavorecidos, o para apoyar industrias nacionales con el propósito de acelerar su desarrollo y aumentar su competitividad.

Las tarifas eléctricas se han utilizado también como instrumento de regulación económica, aplazando su aumento, justificado por el aumento de los costos, para contener la inflación, aunque a más largo plazo esto puede ser contraproducente al hacer necesario el subsidio de la industria y contribuir al déficit público.

Por último la industria eléctrica puede jugar un papel importante en la implantación de una política energética y ambiental nacional, que por ejemplo promueva el uso de ciertas fuentes de energía por ser más abundantes en el país o menos contaminantes.

Por todas estas razones, unidas a la característica de monopolio natural de la industria eléctrica, muchos países decidieron nacionalizar total o parcialmente dicha industria, especialmente en el período posterior a la segunda guerra mundial, considerando que se trata de un servicio público esencial que debe controlar el estado.

El caso seguramente más representativo es el de Electricidad de Francia, que se describirá a continuación brevemente.

Electricidad de Francia fue creada por la ley de nacionalización del 8 de abril de 1946. De acuerdo con esa ley EDF es un establecimiento público nacional, de carácter industrial y comercial, encargado de asegurar, sobre todo el territorio francés, la producción, el transporte y la distribución de la energía eléctrica necesaria para el desarrollo de la actividad del país.

Antes de la nacionalización existían en Francia 154 compañías privadas dedicadas a la generación de energía eléctrica y 86 compañías privadas dedicadas a la transmisión. La distribución se realizaba generalmente bajo el régimen de concesión comunal por unas 1150 sociedades de distribución.

La mayor parte de estas compañías tenían ligas financieras, pero desde el punto de vista técnico trabajaban independientemente; eso dio lugar a una gran variedad de voltajes en los distintos sistemas y a diferencias en la frecuencia eléctrica. Por ejemplo, al ocurrir la nacionalización existía en la región de Marsella un sistema eléctrico a 25 ciclos por segundo.

Electricidad de Francia, que absorbió todas estas compañías, tuvo que hacer un gran esfuerzo de normalización, conservando únicamente la frecuencia eléctrica de 50 ciclos por segundo y uniformando los voltajes de transmisión para facilitar las interconexiones.

Actualmente EDF tiene casi el monopolio de la producción, que se aplica para las instalaciones de capacidad de generación igual o mayor a 8000 KVA. En 1991 suministró el 93.8% de la electricidad producida por otros organismos públicos como las empresas encargadas de la industria del carbón y de los ferrocarriles y por productores hidroeléctricos independientes y autoprodutores industriales.

Electricidad de Francia, que tiene una gran autonomía de gestión, está controlada por el Ministerio de Industria.

La tarificación de la energía eléctrica producida por estos monopolios públicos puede manejarse como en el caso de un monopolio eléctrico privado, con base en los costos promedio o contables. Sin embargo, para tomar en cuenta el interés colectivo, se desarrolló en la Dirección de Estudios Económicos de Electricidad de Francia una tarificación basado en la venta al costo marginal, que permite, según la teoría de Pareto, obtener un óptimo económico que produce un beneficio colectivo máximo.

2a. Parte

Cambios recientes en la organización de las empresas eléctricas de varios países desarrollados

En la segunda parte de este informe se expone el proceso de cambio que ha tenido lugar en las empresas eléctricas de Estados Unidos y de Inglaterra y Gales, ya que son los más representativos de esta transformación y se proporciona información respecto a las modificaciones propuestas por la Unión Europea.

Se informa también sobre los cambios de la organización de la industria eléctrica en varios países de América Latina, promovidos por el Banco Mundial, y se trata especialmente el caso de México.

Cambios legales en la industria eléctrica en Estados Unidos

Los cambios en la organización de la industria eléctrica se iniciaron en Estados Unidos a fines de los años setenta. En este país la industria de suministro de electricidad se compone según datos de 1993, de 254 empresas privadas, 10 empresas de propiedad federal, 2007 empresas estatales y municipales y 941 cooperativas, con una capacidad de generación instalada total de 745010 megavatios, de los cuales 77.3% corresponde a las empresas privadas, el 8.9 a las federales, el 10.3% a las estatales y municipales y el 3.5% a las cooperativas.

Con base en la ley expedida en 1935: Public Utility Holding Company Act (PUHCA), las empresas eléctricas en Estados Unidos, denominadas "public utilitys", están controladas en cada Estado de la Unión por una comisión, la "Public Utility Commission", que fija los precios de la electricidad de cada empresa teniendo en cuenta sus inversiones y sus costos de funcionamiento y considerando una tasa equitativa de remuneración del capital invertido.

Además de esta reglamentación al nivel de cada Estado, las empresas eléctricas están sometidas, en lo que se refiere a asuntos interestatales, a la "Federal Energy Regulatory Commission (FERC)".

El consumo de energía eléctrica creció en Estados Unidos y en otros países desarrollados a una tasa media anual de 7% desde fines de la segunda guerra mundial hasta principios de los años setenta. Durante estos años los costos promedio, en que se basaban en Estados Unidos las tarifas eléctricas, fueron superiores a los costos marginales, que representan los costos de ampliación de los sistemas eléctricos, lo que dio lugar a una situación de costos decrecientes que beneficio a las empresas eléctricas y a los consumidores.

La situación cambio en los años 70. Los choques petroleros de 1973 y 1979 y la consiguiente elevación de los precios de los energéticos, unidos a la creciente preocupación pública por el deterioro del medio ambiente, crearon una situación de crisis en la industria eléctrica de muchos países.

A partir de 1973 los costos de los combustibles utilizados para generar electricidad aumentaron considerablemente; por otra parte la preocupación creciente por los problemas ambientales se tradujo en normas más estrictas que contribuyeron también al aumento de los costos. El crecimiento del consumo de electricidad se redujo considerablemente como consecuencia de los precios altos de la energía y las políticas de conservación energética, lo que causó que los pronósticos de aumento futuro del consumo de energía eléctrica y los programas de inversiones correspondientes resultaran excesivos.

El problema fue especialmente grave en Estados Unidos: los costos marginales superaron a los costos promedio, obligando a las empresas eléctricas a solicitar aumentos de tarifas. La rígida reglamentación de la industria eléctrica impidió repercutir todos los aumentos de costo en las tarifas eléctricas, lo que causó una crisis financiera de esa industria.

El aumento de las tarifas eléctricas dio lugar a una actitud crítica hacia la organización de la industria eléctrica norteamericana que se extendió después a otros países.

Con el propósito de fomentar una mayor eficacia energética y facilitar la penetración de nuevas fuentes de energía en la industria eléctrica, el Congreso de Estados Unidos aprobó en 1978 una nueva ley conocida por las siglas PURPA (Public Utility Regulating Policies Act) que constituyó un cambio significativo del marco reglamentario de la industria eléctrica. Esta ley se prorrogó en 1987.

La ley PURPA pretendía introducir cierto grado de competencia al nivel de la generación, al propiciar los proyectos de cogeneración (producción simultánea de electricidad y calor) y facilitar la penetración de fuentes de energía renovables propiedad de pequeños productores con capacidad no mayor de 80 megavatios. En los proyectos de cogeneración debe producirse por lo menos 5% de energía térmica del total de producción de electricidad y calor. Las

compañías eléctricas están obligadas a comprar la energía eléctrica de los productores independientes a un precio igual al costo evitando al no tener que producir esa electricidad.

Esta ley abrió el camino a una transformación de la industria eléctrica de Estados Unidos al introducir cierto grado de competencia al nivel de la generación de energía eléctrica y propició una crítica al concepto de monopolio natural, que fue amplificada por las políticas económicas neoliberales de los años ochenta.

La principal crítica al sistema de monopolio regulado existente en la industria eléctrica de Estados Unidos se refiere al procedimiento de fijar el precio de la electricidad con base en el costo del servicio; los críticos consideran que este método no promueve la eficiencia de las empresas eléctricas y que las posibles ineficiencias tienen que pagarlas los consumidores. Además se pone en duda la capacidad de las comisiones reguladoras para controlar efectivamente a las empresas.

Por otra parte se afirma que avances tecnológicos recientes han causado que hayan disminuido o desaparecido las economías de escala en las plantas generadoras, que determinaban que resultaba más económico cubrir las necesidades de generación eléctrica con una instalación grande en lugar de varias más pequeñas. Estos avances tecnológicos se refieren al perfeccionamiento de las turbinas de combustión, que utilizan gas natural como combustible y a una oferta de gas natural abundantes y a precios bajos en Estados Unidos. Las turbinas de combustión pueden utilizarse en plantas de ciclo combinado y en instalaciones de cogeneración, lo que permite distribuir la generación con plantas de menor tamaño y facilita la competencia entre generadores, con la condición de que exista disponibilidad de gas natural.

En octubre de 1992 el Congreso de Estados Unidos expidió una nueva legislación sobre energía, denominada "Energy Policy Act. (EPACT)", que promueve la entrada de empresas generadoras independientes ("exempt wholesale generators") al mercado mayorista de generación de energía eléctrica, en competencia con las empresas eléctricas monopólicas integradas verticalmente. También otorga a la FERC (la comisión reguladora federal) autoridad para ordenar a una empresa eléctrica que transmita por su red de transmisión energía eléctrica procedente de otra organización, por ejemplo un productor independiente. Las tarifas que las empresas eléctricas cobren por ese servicio deben ser "justas y razonables" y serán determinadas por la comisión antes citada. El propósito de esta disposición es facilitar la competencia de empresas generadoras mayoristas a través de una red de transmisión única, que constituye un monopolio regulado, ya que sería incosteable multiplicar las redes de transmisión.

El propósito de esta legislación es aumentar la eficiencia económica al establecer la competencia en un mercado de generación eléctrica y contribuir así a disminuir el costo y el precio de la electricidad. Los sistemas de distribución siguen siendo monopolios regulados en cada territorio asignado y podrán ser alimentados de energía eléctrica por una empresa monopólica integrada verticalmente o por empresas generadoras independientes que tendrán

acceso a la empresa distribuidora a través de la red de transmisión, mediante el pago de un peaje.

Como puede verse esta legislación de 1992 promueve un proceso de desintegración de los sistemas eléctricos integrados verticalmente, separando las funciones de generación, transmisión y distribución y proporcionando a los grandes consumidores (incluyendo a las empresas de distribución) la posibilidad de optar, entre varias empresas generadoras, por aquella que le ofrezca la energía eléctrica al menor precio. La ley no prevé ofrecer esa misma oportunidad a los consumidores minoristas, que seguirán contratando el servicio con la empresa de distribución correspondiente, que conserva el carácter de monopolio regulado.

Sin embargo la tendencia a una mayor desintegración de los sistemas eléctricos está presente en Estados Unidos, impulsada por las teorías económicas neoliberales y se manifiesta en algunas legislaciones estatales; el caso más avanzado es el de California.

La "Public Utilities Commission" del estado de California emitió una decisión en diciembre de 1995, con el fin de reorganizar la industria eléctrica en ese Estado, para introducir las fuerzas del mercado en su funcionamiento y disminuir así el precio de la electricidad. El estado de California tenía en 1996 las tarifas eléctricas más altas de Estados Unidos: 10.43 centavos de dólar en promedio, aproximadamente 40% por encima del promedio de Estados Unidos.

La reorganización propuesta en California consiste en lo siguiente:

Se creará un organismo para operar en forma independiente, como una sola área de control; el sistema de transmisión constituido por las instalaciones de las tres mayores empresas eléctricas del Estado: Pacific Gas and Electric Company, Southern California Edison y San Diego Gas and Electric Company, que seguirán siendo propietarias de esas instalaciones. Este organismo, denominado "Independent System Operator, ISO", será responsable de establecer el predespacho del sistema de generación y transmisión, operar ese sistema en tiempo real, responsabilizándose de que se tenga una reserva rodante y no rodante suficiente del control automático de frecuencia y de proporcionar un soporte adecuado para el voltaje. El ISO deberá, además, convenir los arreglos financieros necesarios con los usuarios de la red de transmisión.

Otro organismo, denominado "Power Exchange, PX", independiente del ISO, se encargará del funcionamiento de un mercado "spot" de compra y venta de energía eléctrica, con base en cotizaciones para cada hora del día siguiente, propuestas por las diferentes empresas generadoras.

Los consumidores mayoristas y minoristas podrán adquirir energía eléctrica del suministrador que les resulte más conveniente y pagarán un cargo o peaje por el uso de la red de transmisión.

La privatización y desintegración de la industria eléctrica en Inglaterra y Gales

La reforma de la organización de la industria eléctrica en Inglaterra y Gales ha servido de modelo para los cambios en esa industria en esos países; de ahí el interés de conocerla y evaluar los primeros resultados.

La industria eléctrica de Inglaterra y Gales, que había sido nacionalizada en 1947, fue privatizada en 1990 por el gobierno conservador o encabezado por Margaret Thatcher.

Las motivaciones para privatizarla fueron de dos tipos: económicas, ya que de acuerdo con los promotores de la teoría económica neoliberal la propiedad estatal de las empresas conduce inevitablemente a un funcionamiento ineficiente, y políticas, pues al privatizar la industria eléctrica, que subsidiada a la industria también nacionalizada del carbón, se pretendió y se logró disminuir el poder del sindicato de trabajadores de la industria carbonífera.

A partir del 31 de marzo de 1990 se crearon dos empresas privadas de generación "National Power" y "Power Gen" y una empresa permaneció en el sector público: "Nuclear Electric", ya que las plantas nucleares no tuvieron compradores. Se suministra también energía por productores independientes que han surgido después de la privatización de la industria y a través de interconexiones con Escocia y Francia. En 1996 se privatizó la empresa "British Energy", integrada con las plantas nucleoeléctricas consideradas rentables de Inglaterra y Escocia, quedando las plantas más antiguas con reactores Magnox como propiedad estatal.

Los clientes principales de las compañías de generación son doce compañías regionales de electricidad (Regional Electricity Companies), que antes de la privatización eran las "Area Boards". La principal responsabilidad de estas doce empresas privadas es la distribución de electricidad en sus áreas correspondientes. Las empresas generadoras también venden energía eléctrica directamente a un número limitado de grandes consumidores industriales y comerciales. Por su parte las compañías regionales de distribución tienen la posibilidad legal de producir hasta el 15% de la electricidad distribuida por ellas.

La red de transmisión de alta tensión, que une las plantas generadoras con los sistemas de distribución locales de las compañías regionales de electricidad es operada por la "National Grid Company", que se creó como una subsidiaria propiedad de las compañías regionales de electricidad, pero está en proceso de ser vendida próximamente a propietarios independientes.

La "National Grid Company" tiene la responsabilidad de manejar una nueva estructura: el mercado de transacciones o "pool" y de lograr el equilibrio entre la oferta y la demanda. Cada día las empresas generadoras proporcionan a ese organismo una lista de las unidades generadoras que estarán disponibles al día siguiente y una oferta del precio de la energía eléctrica para cada media hora del día. Los precios ofrecidos se clasifican en orden ascendente y se programan las plantas generadoras con los precios más bajos para satisfacer la demanda esperada.

El precio de la planta más cara de las seleccionadas en una media hora determinada fija el cargo por energía llamado precio marginal del sistema, para toda la energía eléctrica negociada en esa media hora. De esta manera todas las plantas generadoras, excepto la más cara, logran un pequeño excedente que contribuye a cubrir sus cargos fijos. Esto es insuficiente por si solo y los precios del "pool" incluyen un cargo por capacidad que contribuye a equilibrar los ingresos de la empresa generadora.

El cargo por capacidad se calcula multiplicando la probabilidad de que la demanda exceda a la oferta por el valor para el consumidor del suministro perdido. Cuando hay más capacidad de generación disponible de la que se necesita para satisfacer la demanda, el cargo por capacidad es muy bajo o incluso cero; cuando la situación es la contraria, con el peligro de interrupciones del servicio, el cargo será alto. Esto proporciona una señal de si existe un exceso de capacidad de generación, que debe cerrarse, o si se requiere una capacidad adicional.

El precio marginal del sistema más el pago por capacidad constituye el precio de entrada del "pool"; el precio de salida incluye un cargo adicional por servicios auxiliares, tales como regulación del voltaje a ciertas horas del día. El precio al consumidor añade al precio anterior los costos de las compañías regionales de electricidad, cargos por transmisión, el costo de distribución y el cargo del 11% sobre el combustible fósil para subsidiar la energía nuclear y a los suministradores de energía de fuentes renovables.

Como parte de un arreglo transitorio para facilitar la reestructuración de la industria privatizada, los precios del "pool" pueden ser substituidos por precios contratados entre las empresas generadoras y las compañías regionales de electricidad; si el precio del "pool", calculado como se dijo, llega a ser superior al contratado las empresas generadoras absorben la diferencia y si el precio del "pool" es inferior al contratado las empresas regionales pagan la diferencia. La justificación de este arreglo, que terminará en marzo de 1998, es la dificultad, en las condiciones actuales, de pronosticar los precios del "pool". Se supone que cuando este arreglo transitorio termine las empresas generadoras estarán menos restringidas en cuanto al uso de combustibles y se habrá establecido un mejor equilibrio entre oferta y demanda de capacidad de generación. Además, se considera posible que el precio marginal del sistema, que es un elemento del precio del "pool", no sea materia de contrato; los consumidores podrían elegir el comprar su energía a los precios del "pool" cotizados diariamente. El cargo por capacidad es un caso distinto; se afirma que podría haber beneficios para todos si se cubre mediante un régimen contractual a largo plazo.

La operación del mercado de electricidad está inicialmente restringida por los límites a la magnitud de las cargas que las compañías generadoras pueden alimentar directamente, sin pasar por las compañías regionales de electricidad; actualmente deben ser consumidores grandes, con una demanda de un megavatio o más y no pueden exceder cierta proporción del negocio de las compañías regionales. Estas limitaciones se levantarán en 1998. Después, por lo menos en teoría, las empresas generadoras podrán libremente vender electricidad a cualquier consumidor.

Como resultado de la privatización de la industria eléctrica con las modalidades expuestas, se ha desarrollado la competencia especialmente en el sector de la generación, alimentada por el exceso de capacidad instalada existente y por la penetración del gas natural como un combustible económico y relativamente limpio para la generación de electricidad. Tanto las empresas de generación existentes como las que pretenden entrar al mercado, están planeando quemar gas natural en plantas de ciclo combinado, abandonando el carbón que era el combustible principal antes de la privatización.

La industria eléctrica privada está regulada por la Oficina de Regulación de la Electricidad (OFFER).

Originalmente se pretendió que los precios de la energía eléctrica generada se fijaran a través de la acción del mercado y no estuvieran sujetos a ninguna regulación. Sin embargo la existencia de un duopolio constituido por National Power y Power Gen, que en 1994 cubrían el 61% del mercado, obligó a la Oficina de Regulación a imponer algunas restricciones: las dos empresas aceptaron no exceder un precio promedio de 2.55 p/Kwh durante dos años a partir de abril de 1994 y a vender una parte de su capacidad de generación.

Como la red de transmisión constituye un monopolio natural, los precios que carga la National Grid Company están regulados por una fórmula establecida por OFER. Lo mismo ocurre con los precios a que venden la energía eléctrica las doce compañías encargadas de la distribución. Esta fórmula, que incluye un término que puede ajustarse para incitar a un aumento de la eficiencia, es la siguiente: $IPC-X$, donde IPC es el índice de precios al consumidor, en % y X, también en %, el término que determina el aumento de eficiencia con respecto al indicador general de precios.

Aunque se considera que aún es pronto para realizar una evaluación completa de los resultados de la privatización, es posible llegar a algunas conclusiones preliminares:

- a) Los principales beneficiarios han sido los accionistas de las nuevas compañías eléctricas, especialmente de las Compañías Regionales de Electricidad, que han combinado riesgos muy bajos con ganancias crecientes.
- b) Algunos consumidores grandes han tenido reducciones significativas de precios, pero para la mayoría de los otros consumidores las reducciones de precios han sido de poca importancia.

La reforma inglesa ha sido imitada en varios países. En Noruega, donde prácticamente toda la energía eléctrica procede de plantas hidroeléctricas y cubre casi el 50% de las necesidades de energía del país, se creó en 1992 una estructura similar a la de Inglaterra y Gales, pero sin privatizar las empresas eléctricas, que siguen siendo de propiedad estatal o municipal.

El mercado interior de electricidad en la Unión Europea

El 9 de febrero de 1997 entró en vigor la directiva sobre las reglas comunes para el mercado interior de la electricidad en la Unión Europea. Este acontecimiento culminó un proceso de más de diez años de duración iniciando con la firma del Acta Única Europea en 1986, que tuvo como propósito facilitar la aplicación de lo previsto en el tratado de Roma de 1957, donde el mercado común se concibe como un “espacio sin fronteras interiores en el que la libre circulación de mercancías, de personas, de servicios y de capitales se logrará progresivamente”.

El artículo 90 del tratado de Roma, refrendado en el Acta Única Europea de 1986, establece lo siguiente:

- 1) Los Estados miembros, en lo que concierne a las empresas pública y a las empresas a las que otorgan derechos especiales o exclusivos, no promulgarán ni mantendrán ninguna medida contraria a las reglas del presente tratado.
- 2) Las empresas encargadas de la gestión de servicios de interés económico general o que presentan las características de un monopolio fiscal están sometidas a las reglas del presente tratado, especialmente a las reglas de competencia, con la limitación de que la aplicación de esas reglas no impida la realización legal y de hecho de la misión específica que les ha sido asignada.
- 3) La Comisión velará por la aplicación de las disposiciones del presente artículo y dirigirá, si es necesario, las directivas o decisiones apropiadas a los Estados miembros.

En función de esas atribuciones la Comisión Europea presenta en 1992 una primera proposición de directiva, centrada sobre tres aspectos:

- Libertad de producir electricidad y de construir líneas de transmisión con base en autorización sujetas únicamente a criterios que respondan a principios de interés general.
- Libertad de vender o comprar electricidad para clientes elegibles (grandes consumidores industriales y grandes distribuidores).
- Derecho de acceso a la red de transmisión según el sistema denominada de acceso de terceros a la red (ATR) reglamentado.

Esta propuesta de directiva suscitó una fuerte oposición por parte de varios países, principalmente Francia, que alegaron que no tomaba en cuenta adecuadamente el carácter de servicio público de los sistemas eléctricos.

De acuerdo con las indicaciones del Parlamento Europeo, la propuesta fue modificada en los siguientes aspectos:

- Se reforzaron las referencias a las obligaciones del servicio público.
- Se introdujo un procedimiento de concurso para la construcción de nuevas instalaciones en el marco de una programación a largo plazo, como alternativa al sistema de autorizaciones.
- Se introdujo un sistema de acceso de terceros a la red (ATR) negociado en lugar de reglamentado.

Siguiendo una propuesta francesa, se aceptó la modalidad de acceso a la red según el sistema llamado del comprador único, que se consideró equivalente al ATR negociado.

Finalmente la directiva aprobada por unanimidad por los ministros de energía de los Estados miembros de la Unión Europea y por el Parlamento Europeo y que entró en vigor el 19 de febrero de 1997, establece los siguientes principios:

a) Apertura del mercado de la producción de electricidad. Se consideran dos posibilidades para la instalación de nuevas instalaciones de generación.

- Otorgamiento de autorizaciones de acuerdo con criterios de interés general transparentes y no discriminatorios, a productores independientes, instalaciones para producción combinada de electricidad y calor, etc.
- Concurso organizado por una autoridad independiente, en el marco de una programación a largo plazo establecida por los poderes públicos.

En ambos casos los Estados miembros determinan el tipo de combustible que desean que se utilice en su territorio.

b) Apertura del mercado del consumo de electricidad. Se fijan dos objetivos mínimos a todos los Estados miembros:

- Apertura progresiva del mercado nacional, para el suministro a los consumidores de más de 40 GWh inicialmente, hasta los de 9 GWh siete años después.
- Elegibilidad por los grandes consumidores (más de 100 GWh) y por los distribuidores, de los suministradores que prefieran.

c) Apertura de la red de transmisión.

A partir de la disposición según la cual los productores y clientes elegibles pueden negociar libremente un contrato de suministro, se presentan dos opciones:

- El acceso negociado, en la que el productor o el cliente paga al propietario de la red un peaje por su uso; el precio se negociará sobre la base de tarifas indicativas o resultará de tarifas generales.

- La fórmula del comprador único en la que el propietario de la red sigue siendo el suministrador del cliente elegible pero está obligado a proporcionar al cliente los suministros de corriente contratados por éste con un productor independiente si el precio de ese suministro no excede el precio que cobra el propietario de la red por la misma cantidad suministrada, incluidos los gastos de transmisión. El cliente se beneficia de la diferencia entre el precio de compra al productor independiente (incluidos los gastos de transmisión) y el precio de venta según las tarifas del propietario de la red.

En los dos casos de apertura de la red considerados, puede rechazarse el acceso por falta de capacidad de transmisión disponible, comprobada por una autoridad independiente. Por último los productores y clientes elegibles pueden previa autorización, conectarse por una línea de transmisión directa.

Los Estados miembros de la Unión Europea deben adoptar estas disposiciones en el transcurso de los dos años siguientes a la fecha de aprobación de la directiva, o sea a más tardar en 1999.

La política del Banco Mundial para el financiamiento de la industria eléctrica en los países en desarrollo.

En 1993 se publicó el documento titulado “El papel del Banco Mundial en el sector de la potencia eléctrica)”, que anuncia un cambio radical en las políticas de financiación por el Banco de proyectos eléctricos en los países en desarrollo.

En este documento se señala lo siguiente:

“El sector eléctrico en la mayoría de los países en desarrollo consiste en una empresa nacional que opera como un monopolio público. Esta estructura está basada en parte en el punto de vista de que la electricidad es un bien estratégico y un servicio público y que los consumidores tienen derecho a un precio bajo. En los pasados treinta años esta concepción del monopolio público ha facilitado la expansión del suministro de electricidad, realizado economías técnicas de escala y ha hecho un uso efectivo de recursos escasos en capacidad gerencial y en habilidades técnicas en los primeros años”.

“Los préstamos del Banco Mundial han apoyado ampliamente a las empresas eléctricas monopólicas de propiedad estatal”.

“Los préstamos del Banco Mundial para el sector eléctrico de países en desarrollo durante el año fiscal de 1991 fueron de alrededor de 40 000 millones de dólares o aproximadamente el 15% del total de los préstamos del Banco. A pesar de la expansión impresionantes de los sistemas eléctricos en países en desarrollo y a pesar del diálogo persistente del Banco con los receptores de los préstamos, el desempeño global técnico, institucional y financiero de las empresas eléctricas en la mayoría de los países en desarrollo se ha deteriorado, principalmente debido al fracaso gubernamental para enfrentarse a los problemas estructurales fundamentales del sector”.

“Bajo estas circunstancias, ni los países en desarrollo ni el Banco pueden continuar con un enfoque de “negocios como de costumbre” para administrar el sector eléctrico. En ausencia de nuevos enfoques para reestructurar y evaluar la administración del sector sobre la base de principios comerciales, con empresas distanciadas de una administración gubernamental excesiva para los asuntos de día a día, con una estrategia clara para generar confianza a nuevos participantes, es improbable que sea posible movilizar en los años 90 las inversiones requeridas en el sector eléctrico”.

Los principios orientadores propuestos por el Banco Mundial para reorganizar el sector eléctrico son los siguientes:

- 1o. Un requisito para futuros préstamos será el establecimiento de un proceso de regulación del sector eléctrico transparente, independiente de los suministradores de energía eléctrica y que evite la interferencia gubernamental en el funcionamiento día con día de la empresa eléctrica, independientemente de si ésta es de propiedad privada o pública.
- 2o. El Banco promoverá agresivamente la comercialización y corporatización de los sectores eléctricos de los países en desarrollo y la participación del sector privado en ellos.
- 3o. Los préstamos del Banco para el sector eléctrico se enfocarán a países con un compromiso claro para mejorar el desempeño del sector, de acuerdo con los principios anteriores.

Para alentar la inversión privada en el sector eléctrico, el Banco utilizará algunos de sus recursos financieros para apoyar programas que faciliten la participación de inversionistas privados.

En una publicación reciente del Banco Mundial titulada “Power supply in developing countries. Will reform Work?”, que contiene la información sobre una mesa redonda organizada conjuntamente por el Banco Mundial y Electricidad de Francia, se plantea el problema de la expansión del sector eléctrico de los países en desarrollo en los siguientes términos:

“El desafío que enfrenta la mayoría de los países en desarrollo para ampliar y mejorar sus sectores eléctricos es enorme. Aún con mejoras significativas en la eficiencia energética, esos países deben movilizar alrededor de cien mil millones de dólares anualmente únicamente para alcanzar tasas de crecimiento moderadas. Muchos de los clientes del Banco Mundial se enfrentan a restricciones presupuestales severas, muchos de sus recursos han sido ya asignados a programas prioritarios de educación, salud y otros servicios sociales. El Banco Mundial y otros organismos de préstamo oficiales (bancos multilaterales, donantes bilaterales, agencias para créditos a la exportación) no pueden realmente proporcionar más de alrededor de diez por ciento de los cien mil millones de dólares necesarios. El resto deberá provenir del ahorro privado, tanto doméstico como extranjero”.

Como ya se dijo, desde principios de los años noventa, bajo la influencia de las políticas económicas neoliberales, el Banco Mundial ha promovido la desintegración y privatización de la industria eléctrica de los países en desarrollo y la apertura a la competencia, con la justificación de utilizar los mecanismos de la economía de mercado para aumentar la eficiencia, bajar los costos de producción y suministro de la energía eléctrica y facilitar el financiamiento de los futuros desarrollos. Se pretende modificar la estructura misma de dicha industria, que se ha caracterizado por el hecho de que las empresas eléctricas han funcionado como monopolios naturales, públicos o privados, generalmente integrados verticalmente abarcando la generación, la transmisión y la distribución y en los que la imposibilidad de competencia en un mercado libre ha conducido a una reglamentación estricta de la industria y en algunos países a la creación de empresas estatales.

Se ha tratado de justificar teóricamente estas pretensiones de introducir la competencia en una industria que se había considerado que por su naturaleza constituía un monopolio natural, apoyándose en la teoría de los mercados disputables, expuesta en el libro “Mercados disputables y la teoría de la estructura industrial” de William J. Baumol, John C. Panzar y Robert D. Willing, publicado por primera vez en 1982.

De acuerdo con los autores, un mercado es disputable si no existen barreras a la entrada de nuevos competidores y si estos tienen acceso a la misma tecnología que utilizan las empresas ya instaladas; además debe poderse realizar la salida del mercado sin costos importantes, lo que implica que el equipo utilizado es fácilmente vendible o reutilizable en otro negocio, o sea que no hay costos irre recuperables.

El ejemplo típico de un mercado disputable es el de la aviación comercial, siempre que se supriman las barreras artificiales a la entrada. La aplicación de esta teoría a este sector condujo a suprimir las reglamentaciones existentes y abrirlo a la competencia, lo que ha dado lugar a una disminución de los precios pero también a la quiebra de varias empresas aéreas y a que otras pasen por graves dificultades financieras.

En el caso de la industria eléctrica, los que intentan aplicar la teoría de los mercados disputables reconocen generalmente que la red de transmisión tiene características de

monopolio natural pero piensan que la generación y la distribución podrían ser mercados disputables. El funcionamiento del mercado de electricidad implica el acceso de terceros a la red de transmisión y conduce a una desintegración de las tres funciones fundamentales de los sistemas eléctricos: generación, transmisión y distribución. Si se tienen presentes las características técnicas de los sistemas eléctricos antes descritas, resultan evidentes los riesgos para la operación estable de los sistemas que resultarían del libre acceso a la red de transmisión por parte de generadores y distribuidores independientes. Por otra parte si, contrariando una tendencia histórica debida a la necesidad de optimizar su funcionamiento global para mejorar la calidad del servicio y obtener economías de escala, los sistemas de desintegran, aparecerán costos de transacción importantes entre los diferentes participantes, que no existen en los sistemas integrados. Se puede temer también que con la desintegración se ponga en peligro la calidad del servicio y la ampliación oportuna de las instalaciones.

La justificación teórica de la introducción de la competencia en los sistemas eléctricos, basada en la teoría de los mercados disputables es sumamente endeble, ya que aunque se supriman barreras a la entrada del mercado de generación con la autorización de productores independientes, no se cumple la condición de que pueda realizarse la salida del mercado sin costos importantes, puesto que en las inversiones en la industria eléctrica existen costos irrecuperables considerables.

Los autores del libro "Mercados disputables y la teoría de la estructura industrial", antes citado, ponen en guardia contra la aplicación indiscriminada de su teoría; en el capítulo 17 de la edición revisada de 1988 afirman lo siguiente:

"Negamos enfáticamente que la teoría ofrezca carta blanca para la desregulación y el desmantelamiento indiscriminados de las salvaguardas contra los monopolios. Por el contrario, en cuanto a políticas se refiere, la teoría de la disputabilidad suministra una guía para establecer cuando la intervención se justifica socialmente y proporciona una referencia ampliamente aplicable para guiar a los organismos reguladores y a la justificación en aquellas áreas en que la intervención se requiere por consideraciones de bienestar económico".

El Banco Mundial, que se había convertido desde principios de los años noventa en un promotor entusiasta de la desintegración de las empresas eléctricas en los países en desarrollo, parece estar moderando su posición en este asunto.

En la publicación mencionada anteriormente titulada significativamente: "Suministro de potencia en países en desarrollo: ¿funcionará la reforma?", se afirma lo siguiente:

"Subyaciendo a estos debates hay cuestiones que permanecen en gran parte sin resolverse, y que se refieren a la posibilidad de aplicar y generalizar a los sectores energéticos de los países en desarrollo ciertos avances recientes en teoría económica. Muchas de las nuevas ideas para la reforma del sector proceden de la teoría de los mercados disputables, que afirma que el enfoque de los sistemas de potencia eléctrica como monopolios naturales puede haberse exagerado. Aunque ciertos componentes del

suministro de potencia eléctrica (por ejemplo, la transmisión) siguen mostrando características de monopolio natural, otros pueden ser más adecuados para arreglos competitivos de lo que se habría pensando anteriormente”.

“En respuesta, hay poderosos argumentos en favor de mantener el énfasis en las economías de escala y de extensión, particularmente en los países en desarrollo. Cuando un sector eléctrico se desintegra verticalmente o se abre a arreglos competitivos en generación y distribución, los incrementos en los costos de transacción pueden anular las posibles mejoras de la eficiencia”.

Cambios estructurales en las industrias eléctricas de algunos países de América Latina

El proceso de desintegración y privatización de la industria eléctrica en América Latina se inició en Chile a principios de los años ochenta. Como consecuencia de la política neoliberal implantada por la dictadura militar, se decidió privatizar la industria eléctrica, reservándose al Estado la facultad de reglamentarla a través de la Comisión Nacional de Energía.

Por la ley promulgada en junio de 1982 las dos empresas públicas, que habían funcionado satisfactoriamente, se dividieron en seis empresas de producción de energía eléctrica y de transmisión y trece empresas de distribución. Se creó un centro de control de energía para coordinar la operación del sistema eléctrico y se estableció el acceso a las redes de transmisión y distribución por parte de productores o consumidores no propietarios de la red mediante el pago del peaje correspondiente. Sin embargo el hecho de que la empresa generadora más grande, ENDESA, controle la mayor parte de la red de transmisión ha dificultado el acceso a la misma por los no propietarios.

Las empresas generadoras de electricidad pueden vender la energía eléctrica directamente a consumidores industriales con una demanda superior a 2 megavatios a precios negociados o a las empresas de distribución a las tarifas fijadas por la Comisión Nacional de Energía, basadas en los costos marginales. Los precios a los consumidores alimentados por las empresas de distribución se calculan sumando a los costos marginales antes citados una cantidad que toma en cuenta los costos por pérdidas en la red de distribución, los costos de inversión, de operación, de mantenimiento y de administración, todos ellos calculados para una empresa de distribución típica.

En Argentina la aplicación a partir de mayor de 1992 de una nueva legislación ha iniciado un proceso de privatización y desintegración de las empresas eléctricas bajo control de la jurisdicción nacional.

Antes de la reforma cuatro empresas nacionales controlaban el 84% de la capacidad de generación y eran propietarias del 100% de la red de transmisión de alta tensión. La distribución de la energía eléctrica a los consumidores finales estaba a cargo de más de 600 empresas, de las cuales dos eran nacional y distribuían el 55% del suministro, 21 eran provinciales abarcando el 34% del suministro y el 11% restante correspondía a unas 580

cooperativas de distribución municipales. Durante los años ochenta la crisis de la deuda dificultó el financiamiento de las empresas nacionales y la calidad del servicio se deterioró. El nuevo marco reglamentario ha desintegrado la industria en el sentido vertical y horizontal. Los nuevos actores, reales o potenciales, del sector eléctrico son los siguientes:

- los productores privados o públicos, nacionales o provinciales y las dos empresas binacionales creadas para desarrollar recursos hidroeléctricos.
- los compradores de energía eléctrica, que pueden ser empresas de distribución o grandes consumidores.
- los concesionarios de la red de transmisión existente y los propietarios independientes de líneas de transmisión.

De acuerdo con el nuevo marco reglamentario los que participan en uno de los segmentos del sistema eléctrico no pueden ejercer actividades en ninguno de los otros segmentos.

Los interesados en participar en el mercado mayorista eléctrico deben obtener una autorización del Secretario de Energía, que es quien fija las reglas de funcionamiento de ese mercado y las políticas del sector eléctrico. La transmisión y la distribución, que constituyen monopolios naturales, están reglamentadas y requieren el otorgamiento de una concesión. La generación solo requiere concesión si se trata de plantas hidroeléctricas; en el caso de plantas termoeléctricas se necesita solamente una autorización para conectarse a la red, siempre que cumpla con la reglamentación de seguridad y de protección del medio ambiente.

Para asegurar el funcionamiento técnico del sistema eléctrico, el Despacho Nacional ha sido transformado en una sociedad anónima, la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA), en cuyo capital participan los diversos actores del mercado mayorista eléctrico y el Estado, cuya participación podrá ser reducida en el futuro al 10% del capital, pero que conservará el derecho de veto.

El control y la reglamentación general de la industria eléctrica dependen del Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE), que es un organismo autónomo y cuyas principales funciones son las siguientes:

- el control de la ejecución de los contratos de concesión,
- la prevención de prácticas monopolistas o discriminatorias,
- la organización y aplicación de un régimen de audiencias públicas para resolver los conflictos entre las partes,
- el control de la protección del medio ambiente y de la seguridad pública en las actividades del sector eléctrico.

La dirección del ENRE está constituida por cinco miembros, nombrados por el Poder Ejecutivo después de consultar a una comisión del Congreso Nacional creada para ese efecto.

Los gobiernos de las provincias conservan una total autonomía para autorizar nuevas instalaciones en su territorio, siempre que no utilicen la red de transmisión nacional ni participen en el mercado mayorista eléctrico.

En Bolivia, Colombia, Honduras y Perú también están en proceso reformas radicales de las empresas eléctricas, que incluyen la desintegración vertical y la privatización total o parcial de las empresas públicas.

Otro grupo de países de América Latina, entre los que se encuentran Costa Rica, México y Uruguay realizan reformas menos radicales, que incluyen principalmente la apertura a empresas generadoras privadas. En el caso de Costa Rica, donde una empresa estatal, el Instituto Costarricense de Electricidad, creado en 1949, posee el 94% de la generación, el total del sistema de transmisión y tiene como subsidiaria una de las grandes empresas de distribución, la participación privada en la generación solo se autoriza para proyectos que utilicen recursos renovables.

La reorganización de las industrias eléctricas de América Latina tiene su origen en las dificultades para conseguir financiamiento para las empresas públicas, debido a la crisis de la deuda externa de los años ochenta y a las políticas neoliberales promovidas por el Fondo Monetario Internacional, el Banco Mundial y el Banco Interamericano de Desarrollo.

Aunque la mayor parte de las reformas están en proceso, desde el punto de vista del financiamiento se constatan resultados positivos en Chile, ya que al suprimir los subsidios y operar con criterios comerciales, la inversión en las empresas eléctricas ha resultado atractiva para inversionistas nacionales y extranjeros, principalmente institucionales como los fondos de pensiones privados; pero esto está creando presiones sobre las comisiones reguladoras en los procesos de definición de las tarifas eléctricas.

En cambio en la apertura a empresas generadoras privadas, los resultados han sido decepcionantes: las empresas privadas tratan de eludir los riesgos, haciendo que los asuma la empresa compradora de la energía eléctrica. En algunos casos se han firmado contratos rígidos del tipo "consume o paga", con las empresas eléctricas nacionales, que hacen que la generación de estas unidades no pueda adaptarse a la demanda.

Apertura de la industria eléctrica mexicana a la inversión privada

Los primeros sistemas de suministro de energía eléctrica aparecieron en México en el último cuarto del siglo XX y su desarrollo estuvo a cargo inicialmente de empresas privadas que se fueron consolidando en dos grupos de capital extranjero.

En 1937 el Presidente Lázaro Cárdenas creó la Comisión Federal de Electricidad, con el propósito de organizar y dirigir un sistema nacional de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.

En un primer período, que va de 1937 a 1960, la Comisión Federal de Electricidad coexistió con las dos empresas privadas extranjeras que operaban en el país. En 1960 el Gobierno Federal adquirió los bienes de una de las empresas privadas, la Impulsora de Empresas Eléctricas, filial de la corporación norteamericana American and Foreign Power Company y la gran mayoría de las acciones de la otra empresa, la Compañía Mexicana de Luz y Fuerza Motriz, cuya casa matriz estaba en Canadá. En ese año el Congreso de la Unión aprobó la adición del párrafo séptimo del Artículo 27 de la Constitución, propuesta por el Presidente Adolfo López Mateos, que dice así:

“Corresponde exclusivamente a la nación generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer energía que tenga por objeto la prestación de servicio público. En esta materia no se otorgarán concesiones a los particulares y la nación aprovechará los bienes y recursos naturales que se requieran para dichos fines”.

En 1937 la capacidad de generación instalada para servicio público era de 457 megavatios, la energía eléctrica generada ese año fue de 2110 millones de kilovatios-hora y el consumo por habitantes de 109 kilovatios-hora; cincuenta años después la capacidad instalada había alcanzado el valor de 23145 megavatios, la generación anual el de 96310 millones de kilovatios-hora y el consumo por habitantes se había incrementado hasta 1505 kilovatios-hora.

En ese período de cincuenta años se logró un crecimiento promedio anual del 8.2% de la capacidad de generación y el 7.9% de la energía eléctrica generada. Los sistemas eléctricos, antes dispersos, se fueron interconectando mediante una red de líneas de transmisión de alta tensión, que actualmente se extiende por todo el país.

El crecimiento sostenido del suministro de energía eléctrica, la normalización de las características técnicas y especialmente la unificación de las frecuencias eléctricas y la integración de un gran sistema eléctrico interconectado son logros indiscutibles de la nacionalización de la industria eléctrica.

En México el financiamiento de la expansión del sector eléctrico se realizó hasta 1988 con recursos del gobierno federal, créditos bilaterales, préstamos de la banca internacional de desarrollo (Banco Mundial y Banco Interamericano de Desarrollo) y créditos de los proveedores. A partir de 1989 las restricciones presupuestales debidas a las políticas para el control de la inflación y las nuevas condiciones planteadas por los organismos financieros internacionales, que implican la participación del capital privado, han obligado a la Comisión Federal de Electricidad a recurrir, por una parte, al mercado internacional de capitales y por otra parte al financiamiento privado, éste destinado a financiar proyectos de generación.

La modalidad que adoptó esta participación privada en el financiamiento de los proyectos de generación, de 1989 a 1994, fue la denominada BLT (built, lease, transfer) o sea de construcción, arrendamiento y transferencia, por la cual los ganadores del concurso para la realización de la planta generadora tienen a su cargo la responsabilidad total del proyecto, incluyendo el financiamiento, la ingeniería, los abastecimientos y la construcción; para la

operación de la planta por la Comisión Federal de Electricidad se celebra un contrato de arrendamiento, generalmente por 15 años. Al cubrirse la inversión total del proyecto, mediante el pago de una renta, la propiedad de las instalaciones es transferida a la Comisión Federal de Electricidad, la cual se hace cargo de los riesgos económicos asociados a la operación de la planta generadora, tales como posibles aumentos de los precios de los combustibles o aumento insuficiente de las tarifas eléctricas para cubrir los costos de operación.

Este tipo de proyectos realizados según la modalidad llamada de llave de mano, ya que las instalaciones son entregadas a la Comisión Federal de Electricidad terminadas y funcionando, han tenido un impacto negativo sobre la ingeniería mexicana y sobre la industria nacional de bienes de capital, al transferir a empresas extranjeras, generalmente fabricante de equipo eléctrico, labores de proyectos y construcción que anteriormente realizaban dependencias de la Comisión Federal de Electricidad o empresas de ingeniería mexicanas y al dificultar el suministro de aparatos y equipos de fabricación nacional.

El Tratado de Libre Comercio de América del Norte, convenido entre México, Estados Unidos y Canadá y que entró en vigor el 1º de enero de 1994 y la consecuente modificación de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica para hacerla compatible con los acuerdos del TLC, introduce nuevas modalidades para la participación del capital privado en la industria eléctrica mexicana. Las principales son las siguientes:

- a) generación de energía eléctrica para autoabastecimiento, cogeneración (o sea producción de electricidad y calor) y pequeña producción (hasta un megavatio de capacidad en áreas aisladas);
- b) generación de energía eléctrica por productores independientes para venta a la Comisión Federal de Electricidad;
- c) generación de energía eléctrica para su exportación, incluyendo la conducción, la transformación y la entrega;
- d) importación de energía para el abastecimiento de usos propios;
- e) suministro de energía eléctrica por una sociedad cuyo objeto sea la generación de energía eléctrica para satisfacer el conjunto de necesidades de autoabastecimiento de sus socios.

Todas estas actividades, de acuerdo con el texto del artículo 30 de la Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica, no se consideran servicio público. Se intenta así compatibilizar estas disposiciones con lo establecido en el párrafo séptimo del Artículo 27 de la Constitución.

En cuanto a la generación de energía eléctrica por productores independientes la Ley citada dispone que cuando la planeación del sistema eléctrico nacional elaborada por la Comisión Federal de Electricidad (CFE) requiera la construcción de nuevas instalaciones, la CFE informará a la Secretaría de Energía de las características de los proyectos. Con base en

criterios comparativos de costos dicha dependencia determinará si la instalación será ejecutada por la CFE o si se debe convocar a particulares para suministrar la energía eléctrica necesaria.

Las instalaciones de generación de productores independientes corresponden a la modalidad conocida internacionalmente por las siglas BOO (built, operate and own; construir, operar y poseer) donde la empresa privada ganadora del concurso para la realización del proyecto no solo tienen a su cargo el financiamiento, la ingeniería, los abastecimientos y la construcción sino también la operación de la planta generadora, que es propiedad de la empresa privada, la cual deberá establecer un contrato con la Comisión Federal de Electricidad que especifique con la mayor precisión posible como se operará la planta y cuales son las obligaciones de la empresa privada no solo en cuanto a generación de energía eléctrica en condiciones normales y de emergencia, sino también a la regulación del voltaje y la producción de potencia reactiva, el control de la frecuencia eléctrica y el programa de mantenimiento preventivo.

Es evidente que los costos de transacción en este tipo de proyectos son elevados. Además, la experiencia existente muestra que las empresas participantes en los proyectos del tipo BOO, generalmente extranjeras, no quieren asumir los riesgos económicos asociados a la operación de la planta generadora (precios de los combustibles, nivel de las tarifas), lo que conduce a un tipo de contrato en el que se paga la capacidad de generación instalada, independientemente de la generación de energía eléctrica.

Además este tipo de arreglo, centrado generalmente en un fabricante de equipo eléctrico extranjero, desplaza aún en mayor medida la ingeniería mexicana y la posibilidad de suministrar equipos eléctricos de fabricación nacional.

Riesgos de la desintegración de los sistemas eléctricos

La introducción de la competencia en la industria de suministro de energía eléctrica, que ha funcionado como un monopolio natural integrado verticalmente durante muchos años, pretende utilizar los mecanismos de la economía de mercado para aumentar la eficiencia y reducir los costos de esa industria.

El intento de creación de un mercado libre de electricidad tiene dos propósitos principales. Por una parte introducir la competencia en la generación de energía eléctrica, abriendo este campo a cualquier productor potencial. Por otra parte permitir que los consumidores puedan comprar libremente la energía eléctrica a los posibles suministradores. Pero como las plantas generadoras de electricidad y las cargas eléctricas de los consumidores están interconectadas por la red de transmisión, el funcionamiento del mercado libre de electricidad implica el acceso de terceros a la red de transmisión. Esto conduce a una desintegración de las tres funciones fundamentales de los sistemas eléctricos: generación, transmisión y distribución, que históricamente habían seguido una tendencia a integrarse verticalmente en una región determinada, dando lugar a una situación de monopolio natural.

La tendencia a una integración vertical ha estado motivada por las características técnicas de los sistemas eléctricos de corriente alterna y por la necesidad de optimizar su funcionamiento global para mejorar la calidad del servicio. Esta tendencia reaparece en aquellos sistemas que han sido desintegrados; recientemente el ministro inglés de industria vetó la compra de una de las empresas de distribución por una de las empresas generadoras.

Pero además debe recordarse que la industria eléctrica funcionó por muchos años con costos marginales decrecientes, lo que configura una situación de monopolio natural ya que dificulta la entrada de competidores. Esta situación se alteró en muchos países en los años setenta, como resultado de las crisis petroleras, el aumento de los costos de los combustibles y la disminución del crecimiento de la demanda.

Existen señales de que se puede estar regresando a una situación de costos marginales decrecientes, debidos al perfeccionamiento de tecnologías más eficientes y flexibles de generación, como el ciclo combinado y la implantación de políticas para suprimir los subsidios que se otorgaban a través de las empresas eléctricas públicas, ya fuera a ciertas categorías de consumidores o bien para contribuir a controlar la inflación o para el apoyo a la industria energética nacional como ocurría en Inglaterra antes de la privatización de la industria eléctrica, donde existía la obligación por parte de esta industria de utilizar carbón nacional.

La apertura a cierto grado de competencia de los sistemas eléctricos mediante su desintegración plantea una serie de interrogantes sobre sus efectos a largo plazo, tanto en la calidad del servicio como en el uso eficiente de la energía y en los impactos ambientales.

La importancia primordial que han alcanzado la preservación del medio ambiente y la conservación y uso eficiente de los energéticos deberá tomarse en cuenta en el desarrollo futuro de los sistemas eléctricos. Los principales aspectos en que esto se manifiesta son los siguientes:

- colaboración de las empresas eléctricas con los consumidores de electricidad y los fabricantes de aparatos eléctricos para implantar medidas de conservación de energía e introducir tecnologías más eficientes para el uso final de la energía eléctrica.
- fomento de la cogeneración (producción combinada de electricidad y calor) en colaboración con los consumidores industriales.
- introducción de nuevas tecnologías para generar electricidad, disminuyendo los impactos ambientales.
- análisis conjunto de la oferta y de la demanda en la planeación del desarrollo de los sistemas eléctricos, lo que se conoce con el nombre de planeación integrada de recursos.

Estos enfoques de las actividades de las empresas eléctricas han tenido consecuencia en su organización y funcionamiento. En Estados Unidos, en los años ochenta, las empresas no se dedicaron únicamente a suministrar energía eléctrica con la calidad adecuada, sino que se convirtieron en empresas de servicio que fomentaron y apoyaron el uso eficiente de la energía eléctrica y la preservación del medio ambiente.

La desintegración de la organización vertical de las empresas eléctricas no facilitará la realización de esas actividades.

Tampoco parece evidente que la introducción de la competencia mediante la desintegración de los sistemas eléctricos vaya a reducir la reglamentación estricta a que está ahora sometida la industria eléctrica en muchos países; por el contrario, podría complicar esta reglamentación. Por último, no pueden pasarse por alto las restricciones técnicas que limitan, sobre todo, las pretensiones de acceso de terceros a la red de transmisión.

Al desintegrar los sistemas eléctricos van a aparecer costos de transacción entre los distintos participantes que pueden anular los supuestos ahorros producidos por la competencia.

3a. Parte

Propuesta de reestructuración de la industria eléctrica mexicana

Considerando los riesgos de una desintegración total de la industria eléctrica y teniendo en cuenta, además, que las empresas dedicadas al suministro de energía eléctrica se enfrentan en todo el mundo a dos problemas de importancia creciente: la preservación del medio ambiente y el uso racional y eficiente de la energía, se propone a continuación una organización descentralizada de la industria eléctrica mexicana que toma en cuenta las nuevas funciones que deberán desarrollar las empresas eléctricas en relación con el uso eficiente de la energía y la preservación del medio ambiente y que facilitaría la financiación de la expansión de los sistemas eléctricos al permitir la participación del capital privado.

La organización muy centralizada de la industria eléctrica no se presta para la realización de estas nuevas funciones. Se requiere que los centros de decisión estén próximos a los problemas regionales y locales, lo que permita que la empresa eléctrica colabore eficazmente con sus consumidores y tenga sensibilidad para detectar y corregir los problemas ambientales. Se requiere, en suma, una organización de la industria eléctrica más descentralizada, otorgando a los organismos regionales una gran autonomía para que puedan enfrentar con eficacia el reto de suministrar el servicio eléctrico oportunamente, con la calidad adecuada y al menor costo posible, preservando el medio ambiente y contribuyendo a la conservación de los recursos naturales.

Una forma de lograr esta descentralización es aplicando la teoría de los sistemas jerárquicos. Como resulta evidente al analizar las características técnicas de los sistemas eléctricos estos se prestan especialmente a descentralizar y jerarquizar una serie de funciones.

En cada territorio el primer nivel de la jerarquía está constituido por las plantas generadoras, el segundo por el sistema de transmisión y el tercero por los sistemas de distribución. Las redes de transmisión de estos sistemas regionales están interconectados por una red de interconexión que constituye un nivel superior.

En México se ha desarrollado un sistema interconectado muy extenso, que abarca todo el país y que está integrado por ocho sistemas regionales, disponiendo cada uno de un centro de control. Estos ocho centros de control están coordinados por el Centro Nacional de Control de Energía.

Se propone convertir estos sistemas regionales en compañías eléctricas autónomas, integradas verticalmente incluyendo generación, transmisión y distribución, que estarían coordinadas por un organismo central.

Estas compañías regionales, en las que se aceptaría la participación del capital privado, operarían con criterios técnicos y comerciales y con una administración responsable de los resultados obtenidos.

Podría establecerse cierto grado de competencia por comparación entre las ocho compañías estarían reguladas en cuanto a tarifas y a control de los resultados por un organismo con una gran autonomía. Existe ya actualmente una compañía regional, que es Luz y Fuerza del Centro, que da servicio a la Ciudad de México y a la parte central de la república, incluyendo Toluca, Pachuca y Cuernavaca y en forma análoga podrían crearse las otras siete compañías regionales, partiendo de las actuales Divisiones de la Comisión Federal de Electricidad, la cual se convertiría, con los ajustes necesarios, en el organismo de coordinación a nivel nacional.

Esta nueva organización permitiría aumentar la eficiencia de la industria al descentralizar sus funciones, que están actualmente excesivamente centralizadas y captar recursos financieros para su desarrollo.

Referencias

1. Joskow, L. "Restructuring, competition and regulatory reform in the U.S. electric sector". *Journal of Economic Perspectives*, Volumen 11, number 3, Summer 1997.
2. Surrey, J., editor. "The british electricity experiment". Earthcan Publications Ltd. Londres, 1996.
3. Barkovich, B.R. and Hawk, D. V. "Charting a new course in California". *Spectrun*. July 1996.
4. Benavides, P. "1977 an I de l'ouverture du secteur electrique à la concurrence dans l'ensemble de l'Union européenne". *Revue E*. Mayo de 1997.

5. "The World Bank's role in the electric power sector". The World Bank, Washington, D.C., 1993.
6. "Power supply in developing countries. Will reform work? Proceeding of a roundtable cosponsored by the World Bank and Eletricité de France. Washington, D.C. April 27-28, 1993.
7. W.J. Baumond, J.C. Panzar, R.D. Willing. "Contestable markets and the theory of industry structure". Harcourt Brace Jovanovich, publishers. New York, 1982, Revised edition, 1988.
8. Cuevas, F. "La reglementation d'un monopolie natural: le cas de l'industrie électrique en Amerique Latine". Tesis presentada para obtener el grado de doctor en la Universidad de Montpellier (Francia). 1993.
9. Díaz, G. "Les résultats de la réforme de l'industrie électrique en Argentine". Revue de l'énergie. No. 465. Enero, febrero de 1995.
10. J. Bastarrachea y J.A. Aguilar "Las inversiones del sector eléctrico". Capítulo 11 del libro El sector eléctrico de México. Fondo de Cultura Económica. México, 1994.
11. Ley del servicio público de energía eléctrica. Diario Oficial de la Federación del 23 de diciembre de 1992. México.



**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

CURSOS ABIERTOS

***TÓPICOS DE ACTUALIDAD EN LA
INDUSTRIA ELÉCTRICA***

**PRODUCCIÓN DE ENERGÍA TÉRMICA Y
MECÁNICA**

**EXPOSITOR: DR. JOSÉ MIGUEL GONZÁLEZ SANTALÓ
PALACIO DE MINERÍA
NOVIEMBRE DE 1998**

TEMAS DE INTERES EN LA INDUSTRIA ELECTRICA

**ING. JACINTO VIQUEIRA LANDA
DR. VICTOR GEREZ GREISER
DR. JOSE MIGUEL GONZALEZ SANTALO**

Material de apoyo para el tema de Recursos Energéticos y
Tecnologías de Generación.

INDICE

Relación de documentos:

- 1) Impacto esperado de las mejoras tecnológicas en la Generación de Electricidad para los años 1998-2000. Dr. José M. González Santaló, et al.
- 2) Combustión de lecho fluido a presión. Ing. Juan Carlos Ballesteros, et al.
- 3) Tampa Electric Opts for IGCC in Florida.
- 4) Advanced PCFB Technology on Show at McIntosh Unit 4

Noviembre 23-26, 1998

IMPACTO ESPERADO DE LAS MEJORAS TECNOLÓGICAS
EN LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD
PARA LOS AÑOS 1998-2020

Ing. Manuel Fernández Montiel
Dr. José Miguel González Santaló (Coordinador)
Ing. Ranulfo Gutiérrez Ramírez
Ing. Julio Milán Foressi

Instituto de Investigaciones Eléctricas
División de Sistemas Mecánicos

15 de mayo de 1998

RESUMEN EJECUTIVO

El panorama tecnológico de la generación eléctrica en México que se plantea es resultado de las tendencias tecnológicas mundiales y de las características particulares de los combustibles mexicanos, así como de la presión mundial, cada vez mayor, a reducir las emisiones contaminantes.

En este documento se analizan las fuentes de energía más importantes en la actualidad y la fuentes renovables de energía se analizan en un capítulo separado.

Crecimiento del sistema eléctrico nacional.

La capacidad de generación del sistema eléctrico nacional crecerá de *34,791 MW* en el año 1,996 para llegar a *92,850 MW* en el año 2,020, de acuerdo a los planes de crecimiento del sector. Este crecimiento implica pasar de una capacidad de *373 Watts por habitante* en 1.996 a *763 Watts por habitante* en el año 2,020.

Tecnologías que se utilizarán en el periodo 1,996 a 2,020

De aquí al año 2,020 el crecimiento estará dominado por las plantas de ciclo combinado a gas, que pasarán del 5.5 % que tenían en 1,996 al 49 % esperado en el año 2,020, con una participación decreciente de las termoeléctricas convencionales que utilizan combustóleo que pasará de 47 % a 14.4 % en el mismo periodo. De hecho, todo el crecimiento del sistema eléctrico nacional de aquí al año 2,006 está planeado en base a ciclos combinados.

Se considera que a partir del año 2,005 empezará a adquirir relevancia la tecnología de lecho fluidizado, que es la más adecuada de las existentes para utilizar el coque de petróleo, debido fundamentalmente a la disponibilidad de este combustible que se incrementará notablemente a raíz de la instalación de plantas coquizadoras en las refinerías. La tecnología de lecho fluidizado se espera que contribuya con un 0.9 % de la capacidad instalada en el año 2,006 y con un 4.2 % en el año 2,020.

Se considera que se instalarán algunas centrales a carbón entre los años 2,006 y 2,020, sobretodo porque esta es la tecnología que más impulso está recibiendo a nivel mundial y se espera tener centrales con eficiencias competitivas con las de los ciclos combinados, aunado al hecho de que se espera que los precios del gas natural tiendan a subir, mientras que los del carbón se espera que bajen.

La generación con energías renovables seguirá creciendo paulatinamente, llegando a representar 14 % en el año 2,020, siendo la energía eólica la de mayor crecimiento porcentual.

Tecnologías de aplicación inmediata

Durante los primeros diez años (1.996 a 2.006), habrá aplicación importante de tecnologías de rehabilitación. Entre las tecnologías que se aplicarán están la conversión de algunas centrales que actualmente operan con combustóleo, a gas, fundamentalmente por motivos ecológicos; la reconversión de centrales a combustóleo a ciclos combinados; el mejoramiento de sistemas actuales de combustión para reducir emisiones; la instalación de sistemas de limpieza de gases de chimenea; y el uso de aerocondensadores para disminuir el consumo de agua en centrales en el interior del país.

Tecnologías esperadas para el periodo 2.020 a 2.050

Otras tecnologías más avanzadas que ya se conocen, pero que están todavía en estado de prueba o que de momento no resultan rentables, no se espera que tengan incidencia importante en el periodo considerado, aunque si serán importantes en el periodo del 2.020 al 2.050. Estas tecnologías serán los lechos fluidizados presurizados; la gasificación de carbón integrada a ciclos combinados; las celdas de combustible; y las centrales a carbón con cero emisiones de CO₂.

En este periodo se esperaría que el crecimiento de los sistemas a gas natural disminuya, fundamentalmente por el incremento esperado de los precios del gas y se tendrá mayor incidencia de tecnologías basadas en los lechos fluidizados presurizados y en la gasificación de combustibles sólidos.

Adicionalmente se considera que después del año 2.020 podría resurgir el interés por la energía nuclear, motivados por la disponibilidad mundial del combustible y la característica que tiene de no emitir gases con efecto invernadero.

Oportunidades para la industria nacional.

Muchos de los insumos requeridos para el crecimiento del sistema eléctrico serán necesariamente extranjeros, aunque si se pueden identificar oportunidades para la industria nacional.

La fabricación de los equipos principales de los ciclos combinados, la turbina de gas, los generadores eléctricos y las turbinas de vapor está concentrada en unos cuantos fabricantes a nivel mundial y su suministro provendrá del extranjero.

Sin embargo equipos como los sistemas de limpieza de gases de chimenea y las calderas de recuperación de los ciclos combinados representan oportunidades reales para la industria mexicana, para participar en el proceso de fabricación bajo licencia o incluso para fabricar con ingeniería y diseños propios.

Se tendrá un mercado importante de trabajo en ingeniería de detalle y en la construcción de las centrales, actividades que por su naturaleza local aún los consorcios extranjeros contratarán localmente.

Requerimientos de Investigación y Desarrollo en México

Los retos tecnológicos para la implantación de las tecnologías analizadas son actualmente objeto de programas mundiales de I y D, con los norteamericanos y los europeos a la cabeza y con muchos de los recursos aportados por los fabricantes de equipos. Sin embargo existen retos tecnológicos que deberán abordarse para la implantación exitosa de algunas tecnologías en México, dadas las características de los combustibles locales.

Las áreas de desarrollo en las que se deberían tener programas a mediano y largo plazo son: mejoramiento de combustión de combustóleos pesados; combustión de coque de petróleo mexicano en lechos fluidizados; sistemas de limpieza de gases de chimenea; sistemas de combustión de bajo NOx; tecnologías de mantenimiento y rehabilitación para turbinas de gas.

1. INCIDENCIA DE LAS TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA A NIVEL MUNDIAL.

En esta sección se analiza la incidencia de las tecnologías de generación actualmente en uso o en desarrollo a nivel mundial, para tener una base sobre la cual estimar la incidencia sobre el sector eléctrico mexicano. En el anexo 1 se presenta una descripción breve de cada una de las tecnologías contempladas y para mayor información se sugieren las *refs. 1, 2 y 3*.

Se puede decir que en nuestros días se encuentran totalmente desarrollados los lechos fluidizados atmosféricos, así como las centrales de vapor con sistemas de limpieza de efluentes gaseosos y las centrales nucleares avanzadas. De las primeras se ha puesto en operación recientemente en Francia una central de 250 MW (*ref. 4*).

En países industrializados se ha cortado o reducido la construcción de centrales de carbón pulverizado o aceite basadas en el ciclo Rankine, esto debido a la eficiencia reducida respecto a otras tecnologías como el ciclo combinado. Lo mismo ha sucedido con las unidades de generación basadas en la energía nuclear, principalmente por el repudio a ellas de los habitantes de varios de esos países, pero también por los altos costos de inversión y financieros que requieren para su construcción.

Actualmente la tecnología para generación eléctrica que se usa en forma extensiva es el ciclo combinado, principalmente por su alta eficiencia, así como por la disposición y el costo reducido del gas natural a nivel mundial. Otro elemento que favorece su uso, por las características del combustible, es la reducida producción de emisiones, en especial las de efecto invernadero. En cuanto a su construcción, son las que requieren de menor tiempo, y muchas veces, antes de haber concluido la unidad completa pueden iniciar su operación comercial a través de la turbina de gas. Estas unidades de generación son las de menores costos de inversión, costos financieros, y mientras el gas natural sea barato, también en sus costos nivelados de generación. Según EPRI (*ref 3*), esta tecnología, usando gas natural, estará vigente hasta el 2010 en los EUA. Para entonces las emisiones de NOx con gas natural deberán ser inferiores a 9 ppm.

Para los casos en que se tenga turbinas de vapor a condensación, y donde el uso del agua sea un problema, se utilizan ya aerocondensadores, los cuales permiten reducir casi a cero el consumo de este vital líquido.

A partir de 1996 han entrado en operación las primeras unidades demostrativas IGCC (*ref. 5, 6, 7, 8 y 9*): una en Holanda, tres en los Estados Unidos de América y una más en España. Se construyen esquemas de este tipo, también, para cogeneración en Italia y en los EUA. Para el año 2002 habrá ya construidas cerca de 15 IGCC's tanto para generación eléctrica exclusivamente, como para cogeneración. Para el año 2000 se iniciará la construcción de

unidades de este tipo para 500 MW. Con el desarrollo de los sistemas para limpieza de gases y del sistema para obtención de oxígeno y la evolución de las turbinas de gas bajo el auspicio de programas como el ATS del DOE, se podrá aumentar la eficiencia hasta 45% en el 2005 y hasta 52% en el 2010. De acuerdo a EPRI (*ref. 10*), para el 2010 se iniciará en forma extensiva el uso de la tecnología de gasificación en los países industrializados. Una de las razones que ha limitado el uso de esta tecnología, aparte de los costos del gas natural, la complejidad operativa de la misma.

Los lechos fluidizados presurizados (LFCP) se encuentran en una situación de desarrollo similar a las IGCC, ya que para el 2005 deberán contar con una eficiencia del 45% y de 52% para el 2010 (*ref. 2 y 3*). Al igual que las IGCC, sus mejoras dependerán primordialmente del desarrollo de los programas de turbinas de gas como el ATS, así como de nuevos absorbentes.

Los sistemas de combustión externa se desarrollarán primordialmente después del 2005 (*ref. 3*), y fundamentalmente para sistemas de cogeneración o para generación eléctrica en pequeña o mediana escala. Para aplicar un lecho fluidizado atmosférico con un ciclo combinado, podría utilizarse esta tecnología.

En cuanto al ciclo HAT, se construirá la primera instalación para demostración comercial en el año 2000 (*ref. 11*). Un argumento importante para el uso de esta tecnología es la reducción de costos de inversión en virtud de que el recuperador de calor es únicamente para calentar agua y no para generar vapor. Las mejoras en esta tecnología irán aparejadas al desarrollo que sufran las turbinas de gas únicamente. Por el estado de desarrollo actual de la misma, entrará en operación comercial en el 2010. Para entonces, en los países industrializados la mayoría de los esquemas para generación eléctrica basados en turbinas de gas, utilizarán la gasificación como medio para proveerse de combustible (*ref. 10*). A esto no se escapará el ciclo HAT.

Aunque los desarrolladores y promotores del HAT indican que con este esquema de generación se consume la misma agua que en un ciclo combinado donde se considera el agua de enfriamiento de la turbina de vapor y de repuesto al ciclo, se debe tomar en cuenta que el agua para el HAT tiene que ser tratada (desmineralizada), mientras que para el enfriamiento de la turbina de vapor es de mucho menor calidad. Si se quiere ahorrar agua en el ciclo combinado, podrá hacerse uso de sistemas secos de enfriamiento, como aerocondensadores, en vez de los sistemas convencionales de enfriamiento de las turbinas de vapor.

Las celdas de combustible representan la mejor opción tecnológica en el futuro para generación de electricidad. Actualmente existe funcionando una instalación piloto de 2MW. Por el grado de desarrollo y por los altos costos de operación, se estima inicien operación ya muy entrado el 2010 (*refs. 12 y 13*). Por ello su operación comercial se verá ligado también a esquemas de gasificación, al igual que el ciclo HAT.

En la tabla 1 se presentan las características principales de cada una de las tecnologías mencionadas. Los datos técnicos se tomaron de la *ref. 10* y los datos de costos de la *ref. 13*.

	CC-Gas	VLEFG	LFCA	VSC	VUSC ₁	LECP	IGCC	CECC	FC	HAT	KAL	NUC
Eficiencia (% HIIV)	52.0	35.2	35.0	38.7	48	40.2	42.7	(1)	54.2	50.2	(1)	32.8
Emisiones:												
SO ₂ (kg/MWh)	0	1.74	1.75	1.59	(2)	1.53	0.29		0	0		0
NO _x (kg/MWh)	0.26	1.76	0.59	1.60		0.19	0.23		0	0.05		0
CO ₂ (kg/MWh)	397	927	979	843		814	746		588	410		0
Partículas (kg/MWh)	< 0.045	0.045	0.045	0.045		0.041	< 0.045		< 0.045	< 0.045		0
Ceniza o escoria (kg/MWh)	0	76	77	69		67	63		0	0		0
Total de sólidos (kg/MWh)	0	168	226	153		207	63		0	0		
Uso de absorbente (kg/MWh)	--	92	149	84		140	0		--	--		0
Remoción de azufre (%)	0	95	95	95		95	99.9		0	0		0
Recuperación de azufre (t/d)	0	0	0	0		0	30		0	0		0
Costo de inversión (USA/kW)	578	1,248	1,449	1,576		1,936	1,587		1,323	715		1,723
Costo niv. de generación (US\$/MWh)	3.76	4.70	5.01	5.61		6.54	5.26		(4)	4.25		5.09
Tiempo de construcción (años)	2-3	3-4	3-4	4-5		4-5	4-5		3	2-3		7-8

Tabla 1. PARÁMETROS DE COMPORTAMIENTO Y COSTOS DE DISTINTAS TECNOLOGÍAS PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA

Estas tecnologías se encuentran en desarrollo y no se cuenta con información de comportamiento ni de costos. Para la CECC se estima una eficiencia de 47% en el 2005 y de 55% en el 2010.

Para las unidades de vapor ultra-super críticas la eficiencia señalada corresponde a la que se podría alcanzar con el estado actual de la tecnología de materiales. Por estar en desarrollo, el resto de parámetros y costos no se definen.

Para el LECP y la IGCC se estima una eficiencia de 45% para el 2005 y de 52% para el 2010. Estas dos tecnologías tendrán mejoras en lo que respecta a emisiones. El CC-Gas tendrá una eficiencia de 60% en el 2010.

No se incluye el costo de generación de la FC ya que actualmente existen únicamente unidades experimentales de una capacidad máxima de 2 MW.

Todos los costos de inversión incluyen costos financieros durante la construcción.

2. PROYECCIÓN DEL PRECIO DE LOS COMBUSTIBLES.

Las proyecciones del precio de los combustibles que se presentan a continuación corresponden al escenario de 1998 preparado por la Energy Information Administration (EIA) del Departamento de Energía (DOE) de los Estados Unidos de Norteamérica (*ref. 14*). En dichas proyecciones se consideran los incrementos en la producción y en la productividad de los combustibles.

Los valores reportados de los precios promedio anuales del petróleo a nivel mundial oscilan desde el dato histórico de 1995 de 17.58 US\$/bl hasta el valor proyectado para el año 2020 que es de 22.52 US\$/bl, con un incremento anual promedio del 0.4% entre 1996 y el 2020.

En la tabla 2 se reportan los precios promedio anuales del petróleo y otros energéticos correspondientes al periodo 1995-2020.

Con relación al precio promedio anual del gas natural, considerado a boca de pozo, se tiene que el mismo va desde 1.61 US\$ en 1995 hasta 2.54 US\$ por mil pies cúbicos, en el 2020.

Para el precio promedio anual del carbón a boca de mina se estima una disminución en el mismo, ya que, habiendo sido en 1995 de 19.25 US\$/ton corta se proyecta que en el año 2020 será de 13.27 US\$/ton corta. La disminución en el precio del carbón se explica por el incremento en la productividad de los sistemas de explotación de las minas.

También para la electricidad se tiene un escenario de los precios estimándose que, de un precio anual promedio de 7.0 cUS\$/kWh en 1995, pasará a ser de 5.5 cUS\$/kWh en el año 2020. En este caso la disminución en el precio se explica por los incrementos en la eficiencia de las tecnologías empleadas en la generación y la reducción en los precios de los combustibles utilizados.

PRECIOS (US\$ 1996 POR UNIDAD)	1995	2000	2005	2010	2015	2020	1996-2020
PETROLEO (US\$/bl)	17.58	19.11	20.19	20.81	21.48	22.32	0.4%
GAS A BOCA DE POZO (US\$/miles de pies cúbicos)	1.61	2.11	2.15	2.31	2.38	2.54	0.5%
CARBON A BOCA DE MINA (US\$/ton corta)	19.25	17.45	16.18	15.05	13.99	13.27	-1.4%
ELECTRICIDAD PROM (cUS\$/kWh)	7.0	6.5	6.1	5.9	5.6	5.5	-1.0%

TABLA 2. PROYECCIÓN DEL PRECIO DE ENERGÉTICOS.

3. CONDICIONES ESPERADAS EN MÉXICO.

3.1. DISPONIBILIDAD DE COMBUSTIBLES EN MÉXICO.

A continuación se presenta la producción de combustibles en México con aplicación a la generación eléctrica en los años 1996, 2006 y 2020. Se considera en el caso del combustóleo que PEMEX satisfará la demanda que el sector eléctrico requiere del mismo durante este lapso.

Para aprovechar el coque, que es un residuo de la refinación en esquemas para obtener más ligeros, se propone su uso en lechos fluidizados atmosféricos. La capacidad en este tipo de plantas, por lo tanto, estará sujeta a la producción de este residuo.

En el caso del carbón se estima un crecimiento en la producción debido a los requerimientos de más carboeléctricas, pero como muchas de estas se localizarán en la costa se tendrá que importar cantidades importantes de este combustible, aunque las reservas de Coahuila sean suficientes para cubrir la demanda.

Finalmente en el caso del gas natural se observa un fuerte incremento porcentual en el consumo de este combustible en este periodo, en virtud de las inversiones requeridas para su extracción y transporte, así como por el crecimiento de la demanda

Combustible	1996	2006	2020
Combustóleo (millones de m ³ /año)	25.14	15.46	27.69
Coque de petróleo (millones de ton/año)	0	5.6	12.2
Carbón térmico (millones de ton/año)	6.75	9.06	13.67
Gas Natural (miles de millones de m ³ /año)	43.4	49.5	114.9

3.2. LEGISLACIÓN AMBIENTAL.

La legislación ambiental mexicana ya establece límites de emisiones de centrales generadoras más estrictos a partir de 1998 que lo que se tenía antes y para cumplir con estos límites será necesario modificar las centrales mejorando los sistemas de combustión e instalando quemadores de bajo NOx.

Esta tendencia a restringir las emisiones cada vez más continuará, tanto por presiones internas de la población como por presiones de los organismos internacionales, con lo que se espera que en la próxima década se vuelva necesaria la instalación de sistemas de limpieza de gases para tener emisiones aún más bajas de partículas y de óxidos de azufre.

3.3. FACTORES EXTERNOS.

La reducción en las emisiones de gases que provocan el efecto invernadero está siendo atacado en forma importante por todos los países industrializados. La mejor forma de reducir la producción de dichos contaminantes es usando tecnologías más eficientes, por lo que cada vez se utilicen más ciclos combinados que quemen gas natural para la generación de energía eléctrica (ver renglón de eficiencias tabla 1). Más a futuro, los ciclos combinados seguirán siendo la opción más limpia al usar combustibles fósiles sucios como el carbón y el coque de petróleo, ya sea a través de la gasificación o de los lechos fluidizados. Con estas tecnologías se podrá seguir produciendo electricidad con niveles bajos de óxidos de azufre, óxidos de nitrógeno, partículas y sobre todo bióxidos de azufre.

Por pertenecer nuestro país a la OECD, y para poder acceder a nuevos préstamos enfocados a la generación eléctrica, será necesario que México cumpla con las regulaciones ambientales que fijan estos organismos. Por lo tanto, y como se verá en la próxima sección, el crecimiento del sector eléctrico mexicano se estima crezca en forma importante en lo que a ciclos combinados se refiere.

4. PROYECCIÓN DEL TIPO DE CENTRAL GENERADORA DE ELECTRICIDAD EN MÉXICO.

4.1. *Evolución de la capacidad instalada y consumos de combustible.*

El compromiso de reducir costos de generación y abatir las emisiones de las centrales generadoras, implica el empleo de nuevas tecnologías y el consumo de otros tipos de combustibles.

Por lo anterior, en México se tiene proyectado cubrir los incrementos en la demanda al año 2006 empleando básicamente ciclos combinados con gas natural, por su corto tiempo de construcción, alta eficiencia y menor inversión. Además, algunas de las centrales que actualmente consumen combustóleo serán convertidas para quemar gas natural.

Por otra parte la evolución en la producción de combustibles en PEMEX al incrementar substancialmente la producción de coque hará atractivo económicamente instalar centrales de lecho fluidizado alimentadas con dicho combustible.

Considerando lo anterior a continuación, en la tabla 3, se muestra la evolución programada que tendrá la capacidad de generación instalada al año 2006, de acuerdo a la "Prospectiva del Sector Eléctrico 1997 - 2006" (ref. 15) así como la proyección hasta el año 2020 preparada en el IIE con el procedimiento indicado más adelante. En la tabla 3 se tienen clasificadas las centrales de acuerdo al tipo de tecnología de generación y según el tipo de combustible con que son alimentadas las unidades. En la tabla 4 se presenta la capacidad de generación que se tendrá a base de cada tipo de energético primario.

En la tabla 5 se muestra la evolución de los consumos de cada tipo de combustible fósil empleado en las centrales generadoras en el mismo periodo 1996-2020, calculados por el IIE a partir de la información de la tabla 3.

En la tabla 6 se presenta la evolución de la demanda máxima esperada en México. Hay que hacer notar que la capacidad instalada siempre debe ser ligeramente mayor que la demanda máxima para evitar problemas de suministro.

TECNOLOGIAAÑO	1996	2006	2020
Térmicas Combustóleo	14.888	6.788	13.400
Térmicas Gas	1.507	6.017	0
Térmicas Carbón	2.600	6.050	10.865
Térmicas con Lecho Fluidizado	0	430	3.910
Ciclo Combinado	1,912	11,933	45,535
Turbogas	1,674	2,424	4,070
Combustión Interna	121	251	695
Nucleoeléctricas	1,309	1,309	1,309
Fuentes alternas	10,780	11,694	13,066
TOTAL	34,791	46,896	92,850

TABLA 3. EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD DE GENERACIÓN ELÉCTRICA INSTALADA EN MÉXICO 1996-2020 POR TIPO DE TECNOLOGÍA (MW).

En la tabla anterior, las columnas correspondientes a los años 1996 y 2006 se obtuvieron de la perspectiva del Sector Eléctrico 1997 - 2006 (*ref. 15*).

En la fuente de información no se hace distinción entre Centrales Termoeléctricas a gas y a combustóleo y el desglose presentado se hizo tomando el informe de operación de la CFE de 1996 (*ref. 16*). Para el año 2006 se consideró que la Central de Petacaico (2.100 MW) cambiarían su operación de combustóleo a Carbón y se consideró que se habrían hecho las conversiones de combustóleo a gas indicadas en la referencia 15.

Para obtener las cifras del año 2020 se consideró que se tendría una tasa de crecimiento promedio anual de la capacidad instalada del 5 %.

Para obtener la generación a base de combustóleo en el año 2020, se consideró que se utilizaría toda la producción de este residual programada por PEMEX para el año 2006 (27.682 millones de metros cúbicos anuales) y que todas las refinerías del 2.006 en adelante contarían con plantas coquizadoras.

Para estimar la capacidad a base de coque de petróleo se estimó el consumo de crudo en México para el año 2,020 (123.6 millones de m³ anuales) y, descontando lo que se refinaria en instalaciones sin coquizadoras (27.68 millones), se calculó que se producirían 12.2 millones de toneladas anuales de coque de las cuales 9.15 millones se utilizarían para generación eléctrica y el resto para la industria del cemento.

Para el carbón, motores de combustión interna y turbogas se consideró que tendrían la misma tasa de crecimiento prevista para el periodo 1996 - 2006; mientras que se consideró cero crecimiento en la nuclear.

Para el año 2.020 se consideró que las centrales térmicas convencionales a gas ya estarían fuera de servicio.

Establecidas de la forma descrita las capacidades a base de los distintos combustibles, se calculó la capacidad a base de ciclos combinados de manera de satisfacer el crecimiento total planteado.

ENERGETICO/AÑO	1996	2006	2020
COMBUSTOLEO	15,165	7,065	13,792
GAS NATURAL	3,773	19,054	47,533
CARBON	2,600	6,050	10,865
DIESEL	1,164	1,294	2,375
COQUE DE PETROLEO	0	430	3,910
SUBTOTAL (COMBUSTIBLE FÓSIL)	22,702	33,893	78,475
AGUA	10034	10694	11,690
URANIO	1309	1309	1,309
VAPOR GEOTERMICO	744	944	1,320
VIENTO	2	56	56
TOTAL	34,791	46,896	92,850

TABLA 4. EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD DE GENERACIÓN ELÉCTRICA INSTALADA EN MÉXICO 1996-2020 POR TIPO DE ENERGÉTICO PRIMARIO (MW).

ENERGETICO/AÑO	1996	2006	2020
COMBUSTOLEO	1,968	1,205	1,872
GAS NATURAL	526	2,896	6,609
CARBON	466	882	1,596
DIESEL	27	15	32
COQUE DE PETROLEO	0	73	530
TOTAL	2,987	5,071	10,639

TABLA 5. EVOLUCIÓN DEL CONSUMO DE COMBUSTIBLES FÓSILES PARA LA GENERACIÓN DE ENERGÍA EN MÉXICO 1996-2020 (TJ/día).

<u>1996</u>	<u>2006</u>	<u>2010</u>	<u>2015</u>	<u>2020</u>
25.842	42.218	51.316	65.494	83.589

TABLA 6. EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA MÁXIMA DE ELECTRICIDAD EN MÉXICO 1996-2020 (MW).

4.2. INDICADORES DE LA CAPACIDAD INSTALADA Y POBLACIÓN EN MÉXICO

Como indicación de la dinámica que ha tenido la capacidad efectiva de generación eléctrica en México y su relación con el aumento de la población, a continuación se incluye la tabla 7 con la capacidad instalada, la población total y capacidad instalada por habitante histórico de 1992 a 1996, así como el proyectado al 2020.

Concepto/Año	1992	1994	1996	2006	2020
Capacidad efectiva (MW)	27,068	31,649	34,791	46,896	92,850
Población total (millones)	86.77	90.01	93.18	107.13	121.77
Capacidad por habitante (kW/habitante)	0.312	0.352	0.373	0.438	0.763

TABLA 7. INDICADORES DE LA CAPACIDAD INSTALADA Y POBLACIÓN EN MÉXICO

5. BIBLIOGRAFÍA

- 1.- OECD - INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. *"Energy Technologies for the 21st Century"*. 1997.
- 2.- Tavoulareas E.S.; Charpentier J. P. *"Clean Coal Technologies for Developing Countries"*. World Bank. Energy Series. 1995.
- 3.- Bechtel T. F. *"Impacts of Advanced Turbine Systems on Coal Based Power Plants"*. EPRI. 12th. Conference on Gasification Power Plants. 1993.
- 4.- Staff Report. *"Provenca 250 Mwe CFB Makes a Promising Start"*. Modern Power Systems. April 1996.
- 5.- Zon, G. D.; de Winter H. M. J. *"The Buggenum 250 MWe IGCC Demonstration Plant in Operation"*. EPRI. Gasification Technologies Conference. 1996.
- 6.- Breton D.; Stultz J.; Epstein M. *"Initial Operating Experience at the Wabash River Coal Gasification Repowering Project"*. EPRI. Gasification Technologies Conference. 1996.
- 7.- Black C. R. *"IGCC Startup/Commissioning Experience at Tampa Electric's Polk Power Station"*. EPRI. Gasification Technologies Conference. 1996.
- 8.- Motter J. *"The Pinon Pine IGCC Project - Construction and Startup/Commissioning Experience"*. EPRI. Gasification Technologies Conference. 1996.
- 9.- Sendin U.; Gasc M.; Schellberg W.; Karg J. *"Design, Construction and Startup of the Puertollano 335 MW IGCC Power Plant"*. EPRI. Gasification Technologies Conference. 1996.
- 10.- Holt N. A. *"Gasification Power Plants - A Role in Achieving Mexico's New Power Needs with Minimization of Emissions"*. Advanced Combustion Systems Seminar. Instituto de Investigaciones Eléctricas. 1992.
- 11.- Schipper D. *"HAT Cycles Power Plant Study for High Efficiency"*. Netherlands Agency for Energy and Environment. 1993.
- 12.- *"The Road to Future Coal Fired Generation"*. EPRI. AFPS Developments. 1990.
- 13.- *"Technical Assessment Guide. Vol. 1. Revision 7"*. EPRI TR-102276-V1R7. 1993.

- 14.- *“Energy Information Administration/Annual Energy Outlook 1998”*
- 15.- *“Prospectiva del Sector Eléctrico 1997 - 2006”*. Secretaría de Energía. México. 1997.
- 16.- *“Informe de Operación 1996”*. Comisión Federal de Electricidad.

ANEXO 1.

DESCRIPCIÓN DE TECNOLOGÍAS.

A continuación se describe en forma breve cada una de las tecnologías para generación eléctrica de impacto en los próximos años, listas para su uso o adelantadas en su desarrollo, incluyendo eficiencia, costos de inversión, costos nivelados de generación, tiempo estimado de construcción y emisiones. Para todos los casos se consideran parámetros internacionales.

1 CICLO COMBINADO (CC-Gas).

Este tipo de generación, combina una turbina de gas con un ciclo de vapor convencional, aprovechando la energía de los gases de escape de la turbina de gas para generar vapor en un recuperador de calor y utilizarlo en una turbina de vapor. Por dicha combinación, la eficiencia para generación eléctrica puede llegar hasta un 52% en condiciones ISO (1 atmósfera de presión y 15 °C) usando turbinas de gas avanzadas, desarrolladas bajo el programa ATS (Advanced Turbine Systems) del DOE. Para el 2010 se estima que esta eficiencia será de 60%.

Son las unidades de generación por combustión menos contaminantes por kWh en la actualidad en virtud del combustible utilizado (primordialmente gas y en ocasiones diesel) y por el doble aprovechamiento de la energía de los gases de combustión de la turbina de gas. Las emisiones de NOx son aproximadamente de 25 ppm (con turbinas de gas avanzadas) y cercanas a cero en el caso de SO_x y partículas.

Las mejoras que tendrá este esquema de generación se basan en el desarrollo futuro de las turbinas de gas. Por el combustible que utiliza se prevé que a nivel mundial sea la tecnología de más aplicación en los próximos 10 a 15 años.

2 CICLOS DE VAPOR CONVENCIONALES CON LIMPIEZA DE EFLUENTES GASEOSOS (VLEG).

Para ciclos de vapor convencionales se han desarrollado en las dos últimas décadas sistemas para limpieza de los efluentes gaseosos, primordialmente para disminuir las emisiones de óxidos de azufre (SO_x), óxidos de nitrógeno (NO_x) y partículas, para así ajustar su operación a las nuevas disposiciones ambientales.

Los SO_x se eliminan mediante desulfuradores secos o húmedos, los cuales tienen distinto grado de eficiencia para absorber los óxidos de azufre. Estas tecnologías utilizan como absorbente piedra caliza o dolomita (compuestos que contienen calcio).

Los óxidos de nitrógeno se controlan en tres formas: mediante reducción no catalítica (en caliente), mediante reducción catalítica (en frío), o mediante el uso de quemadores de bajo NO_x. Esta última tecnología se considera como de precombustión, ya que consiste en diseñar quemadores que permitan mezclar el aire con el combustible en distintas proporciones para que cuando suceda la combustión, esta no alcance temperaturas elevadas. En las dos primeras se utiliza una sustancia, amoníaco principalmente, para convertir los óxidos de nitrógeno en nitrógeno elemental y agua.

Las partículas se controlan mediante precipitadores electrostáticos o filtros de bolsa. Se esta complementando el desarrollo de filtros cerámicos para operación a altas temperaturas y que garantizan eficiencias de colección hasta del 99.8%.

Todas estas tecnologías están disponibles y pueden aprovecharse en centrales ya construidas o en nuevas. Para que estas instalaciones puedan construirse en centrales ya en operación, éstas necesitan contar con espacio suficiente para ubicarlas. Los equipos a utilizar se deberán ajustar a las emisiones permitidas en el sitio en función del combustible a utilizar.

3 LECHOS FLUIDIZADOS ATMOSFÉRICOS (LFCA).

El lecho fluidizado atmosférico se puede utilizar en un generador de vapor de un ciclo de vapor convencional para quemar combustibles considerados sucios en forma indistinta, tales como carbón, combustóleo, asfaltenos e incluso coque de refinería. En combustores que aplican este principio se fluidiza un absorbente con alto contenido de calcio (normalmente piedra caliza).

Separadamente se inyecta el combustible que se quemará, y en el caso de sólidos estos no requieren de pulverización. La piedra caliza se utiliza para reducir en forma importante las emisiones de óxidos de azufre. Además, ya que este proceso se sucede a temperaturas de combustión relativamente bajas (menores a 900 °C), permite también reducir las emisiones de óxidos de nitrógeno.

Normalmente con esta tecnología es necesario aplicar algunos de los sistemas de limpieza de efluentes gaseosos descritos en 1.2 para ajustar las emisiones a niveles permitidos por las normas ambientales.

Los lechos fluidizados atmosféricos pueden ser de dos tipos: burbujeantes y circulantes. El primero sería recomendable para utilizar en unidades de vapor ya existentes, mientras que los segundos en unidades generadoras nuevas. Actualmente ya existen en operación unidades de generación eléctrica hasta de 250 MW con combustor de lecho fluidizado en el generador de vapor.

4 CICLOS DE VAPOR SUPERCRÍTICOS (VSC).

Existen ciclos de vapor que utilizan generadores de vapor que operan a presiones mayores a la presión crítica del agua (221 bar). Con este tipo de unidades se puede generar electricidad con eficiencias cercanas o superiores al 40% en la actualidad. El resto de la unidad opera en forma similar a las unidades de generación subcríticas (ver apartado 1.2), y requieren de los mismos sistemas para tratamiento de efluentes gaseosos.

5 NUCLEAR (NUC).

Esta tecnología se fundamenta en la utilización de ciclos de vapor de potencia, siendo el generador de vapor un reactor nuclear. A nivel mundial no es aceptada por las poblaciones de una gran cantidad de países por los altos riesgos de operación y de almacenamiento de los residuos. La eficiencia de este tipo de centrales es similar a los de centrales de vapor convencionales, pero con la gran ventaja de producir cero emisiones gaseosas. Actualmente las unidades de generación basadas en la energía nuclear para ser competitivas deben tener una capacidad mínima de 1000 MW o superior. Actualmente ya existe el concepto de centrales nucleares avanzadas, las cuales combinan los más altos niveles de seguridad y su construcción en tiempos reducidos (7 a 8 años).

6 CICLOS AVANZADOS PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA.

En esta sección se comentan otras tecnologías que podrán entrar en su fase comercial entre los años 2010 y 2020, pero que se considera difícil poder aplicarlas en México antes de este último año.

6.1 CICLOS AVANZADOS.

Buscando aprovechar combustibles considerados como sucios en turbinas de gas avanzadas y con esquemas eficientes como el ciclo combinado, son razones por las que se han desarrollado ciclos avanzados para generación eléctrica como el lecho fluidizado presurizado, la gasificación integrada a ciclos combinado y la combustión externa.

6.2 LECHOS FLUIDIZADOS PRESURIZADOS (LFCP).

Los sistemas de generación eléctrica basados en el proceso de lecho fluidizado presurizado tienen varias ventajas sobre sistemas convencionales de carbón pulverizado, tales como: Mayor eficiencia global, remoción de compuestos de azufre durante la combustión, reducción de las emisiones de óxidos de nitrógeno y la producción de una ceniza seca como subproducto. Están basados en el mismo principio del lecho fluidizado atmosférico, pero en este caso el combustor se encuentra presurizado para reducir sus dimensiones.

El aumento en la eficiencia global es debida al uso de una configuración de ciclo combinado con un ciclo de vapor convencional y una turbina de gas (donde el combustor de lecho fluidizado actúa como la cámara de combustión de la turbina de gas).

La remoción de compuestos de azufre de los gases de combustión se logra inyectando piedra caliza junto con el combustible, la cual absorbe los óxidos de azufre durante la combustión. Como el proceso de combustión se lleva a cabo a temperaturas relativamente bajas, provoca que las emisiones de óxidos de nitrógeno sean menores que

en una planta convencional. Estos esquemas pueden tener un ciclo de vapor subcrítico o supercrítico.

Para el año 2010 se estima que la eficiencia global con este tipo de tecnologías sea de un 52%. Para el año 2000 se espera que la eficiencia sea mínima de un 45%.

6.3 GASIFICACIÓN INTEGRADA A CICLO COMBINADO (IGCC).

Para el aprovechamiento de combustibles fósiles líquidos o sólidos con alto contenido de contaminantes (fundamentalmente azufre y partículas), se han desarrollado nuevos esquemas de generación basados en una tecnología antigua que se conoce como gasificación integrada a ciclos combinados (IGCC por sus siglas en inglés).

Esta tecnología consiste en una combustión parcial del combustible con aire u oxígeno para producir fundamentalmente CO y H₂. Este gas, conocidos como gas de síntesis, se hace pasar por un tren de limpieza para retirar los compuestos de azufre, las sustancias alcalinas, y las partículas fundamentalmente. El gas limpio se lleva a la cámara de combustión de una turbina de gas de un ciclo combinado convencional para ahí generar la energía eléctrica.

En el caso de gasificar con oxígeno, se requiere adicionalmente de una planta criogénica para separar este elemento del aire. El aire utilizado en la planta criogénica puede provenir del compresor de la turbina de gas (totalmente integrada) o de un compresor externo. Para una unidad IGCC de 250 MW netos, que son las mas grandes en la actualidad por la capacidad e las turbinas de gas, el consumo de auxiliares es de aproximadamente 30 MW, de los cuales 24 corresponden a la planta criogénica.

Estas unidades deben emplearse para carga base, en virtud de la inercia del proceso.

6.4 CICLO COMBINADO DE COMBUSTIÓN EXTERNA (CECC).

Una planta de ciclo combinado de combustión externa utiliza el calor producido por la combustión de carbón a través de una superficie expuesta a alta temperatura para calentar aire para que actúe como fluido de trabajo en la turbina de gas del CC. El aire caliente que paso por la turbina de gas, así como los gases de combustión que calentaron el aire pasan por un recuperador de calor para generar vapor para la turbina de vapor y antes de salir por la chimenea son limpiados mediante sistemas avanzados para la reducción de contaminantes. Con el desarrollo esperado sobre un intercambiador de calor cerámico se estima alcanzar eficiencias de 47% para el año 2005. Con un mejor desarrollo de este ciclo y con el aprovechamiento del programa ATS para turbinas de gas se espera que para el año 2010 la eficiencia global de estos esquemas sea de 55%.

Estos ciclos se prevé tengan más éxito en instalaciones industriales que requieran vapor y electricidad, así como en unidades para generación eléctrica pequeñas.

6.5 CICLOS DE VAPOR ULTRA SUPERCRÍTICOS (VUSC).

En la actualidad está en desarrollo en los EE. UU. un ciclo de vapor ultrasupercrítico para operar con presiones comprendidas entre 250 y 300 bars y temperaturas de 600 °C. De esta manera se podrán lograr eficiencias en ciclos de vapor por arriba del 50%. Los ciclos de vapor subcríticos utilizados actualmente operan con presiones de 180 bars y 540 °C con eficiencias alrededor de 34%. Estos esquemas deberán utilizar sistemas para limpieza de efluentes gaseosos como los descritos en 1.2. Muy seguramente el beneficio que se pueda obtener de estos esquemas en el aspecto técnico, se verá disminuido en el aspecto económico por los altos costos de la inversión inicial, debido a los materiales y a los procesos de fabricación que se deberán utilizar.

6.6 CELDAS DE COMBUSTIBLE DE CARBONATO FUNDIDO (FC).

Los sistemas con celdas de combustible son modulares y se componen de tres subsistemas mayores: el procesador de combustible, la sección de generación y el acondicionador de potencia. El procesador de combustible convierte gas natural en un gas enriquecido en hidrógeno. La sección de generación (compuesta de las celdas de combustible) convierte hidrógeno (que contiene el combustible suministrado) con aire ambiente en agua y electricidad. Se utiliza normalmente carbonato fundido como electrolito. El acondicionador de potencia convierte la energía eléctrica de corriente directa que produce la celda, en corriente alterna compatible con el sistema de transmisión.

Con estos esquemas el combustible a utilizar es gas natural, y actualmente se hacen estudios que determinan la factibilidad de su uso en forma conjunta con procesos de gasificación. La eficiencia de estos sistemas, ya sea con gas natural o con gas de síntesis es similar: 52%.

Estos esquemas en la actualidad ya son viables técnicamente en capacidades pequeñas (aproximadamente 2 MW con un tiempo de construcción de dos años), pero por sus costos de inversión y de operación todavía no son aplicables, ya que las recargas de la celda inciden en estos últimos.

6.7 CICLO HAT (HAT).

El ciclo HAT se forma con una turbina de gas, una unidad de recuperación de calor (HRU), un humidificador de aire, un interenfriador y un postenfriador. La turbina de gas toma aire del medio ambiente mediante su compresor. De aquí el aire pasa al interenfriador, donde la mayoría del calor de compresión se recupera para la humidificación del aire, calentando el agua de alimentación al humidificador y el agua de

repuesto. El aire de baja presión frío se comprime, después, en el compresor de alta presión de la TG y es enfriado de nueva cuenta al salir del mismo mediante el postenfriador. Al salir de este intercambiador de calor, el aire entra al humidificador para ser saturado y calentado hasta 135 °C. Este aire saturado entra a la unidad de recuperación de calor y se lleva hasta 460 °C al utilizar una turbina aeroderivada, y hasta 580 °C en una turbina industrial avanzada, esto antes de entrar a la cámara de combustión.

En la cámara de combustión sucede la oxidación del combustible y el aire humidificado. En el caso de una turbina aeroderivada, los gases de combustión salen del quemador a una temperatura de 1250 °C y se expande en la turbina de alta presión para accionar el compresor de alta. Después los gases pasan a la turbina de baja presión, donde se expanden hasta una presión cercana a la atmosférica a una temperatura de 520 °C. En la turbina industrial se lleva a cabo la expansión de los gases hasta cerca de la presión atmosférica en un solo paso y a 650 °C.

En el ciclo HAT, al saturar el aire que entra a la cámara de combustión, se incrementa el flujo másico en más de un 20%. El mayor flujo másico que entra a la cámara de combustión, el mayor calor específico del agua incorporada al aire, y la mayor temperatura permitida en la entrada al expansor de la turbina de gas, hacen necesario un mayor consumo de combustible comparado con un ciclo combinado. Esto hace también que el trabajo del compresor se reduzca a un 30% del trabajo total que entrega la turbina (en turbinas de gas aeroderivadas los compresores consumen el 50% del trabajo producido por la turbina y en industriales hasta un 60%). Se estima estas instalaciones puedan reducir en forma importante las producciones de NOx.

El mayor problema de estos ciclos es que requieren grandes cantidades de agua tratada para su operación, la cual se va con los gases de combustión.

6.8 KALINA (KAL).

El ciclo Kalina está basado en los ciclos combinados convencionales, pero en el ciclo de vapor se emplea una mezcla de sustancias (generalmente amoníaco y agua) cuya proporción de combinación se puede variar, para así tener un rango amplio de puntos de ebullición. En el ciclo inferior, la composición del fluido se puede cambiar en distintos puntos, lo cual permite reducir el "desajuste" de temperaturas entre los gases de combustión y el fluido de trabajo en el recuperador de calor. Teóricamente, esto permite bajo la segunda ley de la termodinámica que la eficiencia pueda llegar hasta 80% en un ciclo inferior.

Los ciclos Kalina operarían con un solo nivel de presiones en el recuperador de calor, en el cual se dan tres procesos: precalentamiento del líquido, evaporación y sobrecalentamiento.

La potencia eléctrica del ciclo inferior a obtener mediante el ciclo Kalina es un 25% mayor que con el ciclo de vapor en una unidad de ciclo combinado convencional con dos niveles de presión, y entre un 15 a un 18% mayor que en un ciclo combinado de tres niveles de presión. La eficiencia global del ciclo Kalina es mayor entre 2.5 y 3 puntos respecto al ciclo combinado convencional. Otra consideración importante es que la presión de escape siempre es superior a la atmosférica.

Actualmente existe una planta experimental con más de 4000 horas de operación en Canoga Park, California.

COMBUSTION EN LECHO FLUIDO A PRESION

SITUACION ACTUAL DE LA TECNOLOGIA Y OPCIONES DE FUTURO

Se analiza la evolución de la tecnología de combustión en lecho fluido a presión en su aplicación industrial a la generación de energía eléctrica. Se revisan los aspectos positivos y los puntos críticos de diseño y de operación que precisan mejoras. Se explica también el proyecto de investigación consistente en la instalación de una unidad de filtros cerámicos. El éxito de este sistema permitirá plantearse nuevos diseños y la extensión comercial de la tecnología.

JUAN CARLOS
BALLESTEROS,
JUAN FRANCISCO
GONZALEZ y
EMILIO
MENENDEZ PEREZ
División de I + D
ENDESA

1. INTRODUCCION

Las nuevas tecnologías de generación eléctrica con carbón suponen un intento de realización de esta función que evita de forma intrínseca, en los propios procesos, la formación de contaminantes que afectan a las opciones clásicas de producción de electricidad: óxidos de azufre y de nitrógeno.

Estas nuevas vías pueden presentar otros aspectos favorables, tales como un menor consumo específico de agua, presentar los residuos en vía seca (más fáciles de depositar) e incrementar la eficiencia de la transformación energética.

Este último aspecto está adquiriendo especial relevancia. Se valora el aumento del rendimiento energético, tanto en lo que supone de mejora en los costes de generación, como, sobre todo, en la disminución de emisiones de CO₂ y la consiguiente mejor situación frente a posibles restricciones operativas o penalizaciones económicas al respecto.

Las tecnologías que presentan incrementos de la eficiencia energética son: combustión en lecho fluido a

presión (CLFP) y gasificación integrada con ciclo combinado (GICC). Sobre ellas se centra el interés futuro de la generación de electricidad, junto con las opciones convencionales de carbón pulverizado, en las cuales se incluyen, por un lado, los sistemas de limpieza de gases y, por otro, las mejoras de ciclo, llegando a los diseños supercríticos.

El desarrollo y aplicación de esas nuevas tecnologías a la generación eléctrica se inició a principios de la década de los ochenta, con plantas piloto y de demostración, con las que se pretendía poner los diseños en estado comercial probado. A estos efectos, por el interés que despertaba el tema, se ha contado con apoyos económicos significativos de organismos de fomento de la investigación, tanto a nivel nacional, como desde la Comisión de la Unión Europea.

La evolución ha sido más lenta de lo que se esperaba y todavía hoy estas opciones presentan riesgos tecnológicos de implantación que las sitúan en posiciones de entrada lenta en el mercado de las plantas de generación-eléctrica, aunque poco a poco lo van haciendo con mayor firmeza.

Tabla I
Plantas de combustión en lecho fluido a presión

PLANTAS	PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS
TIDD (OHIO-USA) 70 MWe	RECONVERSION. PLANTA EXPERIMENTAL ENSAYOS DE CORTA DURACION PARADA POR FINALIZACION DEL PROGRAMA
VARTAN (SUECIA) 2 X 200 MWI (Cogeneración)	NUEVO DISEÑO. PLANTA COMERCIAL FUNCIONAMIENTO ESTACIONAL CALEFACCION
ESCATRON (ESPAÑA) 80 MWe	RECONVERSION. PLANTA EXPERIMENTAL FUNCIONAMIENTO CONTINUADO INDISPONIBILIDAD. CALIDAD DEL CARBON
WAKAMATSU (JAPON) 71 MWe	PLANTA EXPERIMENTAL DISEÑO INCLUYE FILTROS CERAMICOS

La combustión en lecho fluido a presión cuenta con cuatro plantas de demostración que han mostrado la viabilidad de esta tecnología, pero que también ponen de relieve los puntos que precisan de mejora (Tabla I).

La experiencia de la planta de Escatrón, en operación desde 1991, nos permite realizar una serie de valoraciones sobre la tecnología CLFP, que se han contrastado con las informaciones procedentes de las otras instalaciones.

2. CARACTERÍSTICAS DE LA TECNOLOGIA CLFP

Es un sistema de generación que transforma la energía térmica a través de dos vías: turbina de gas, donde se expansionan los gases de combustión, y turbina de vapor que recupera la energía térmica de un ciclo Rankine convencional. Estos dos sistemas se integran en un ciclo combinado especial que implica una mejora de rendimiento sobre los esquemas clásicos simples (Fig. 1).

La turbina de gas mueve el compresor que proporciona aire de

combustión y fluidificación. Esto supone el ahorro de los ventiladores como servicios auxiliares de la planta. Si ésta se diseña con accionamiento por turbina para la bomba de agua de alimentación, se puede pensar en un consumo de servicios auxiliares inferior al 5%.

Se estima que el rendimiento neto puede situarse entre el 38% y 42%, referido a poder calorífico superior, dependiendo de varios factores:

- *Calidad del carbón.* La baja calidad, aparte de su incidencia en el rendimiento de la caldera, implica mayores consumos en servicios auxiliares de molienda y transporte de combustible y cenizas.

- *Ritmo de carga.* Las oscilaciones en la demanda de potencia, y trabajar de forma continuada a baja carga, suponen menor rendimiento, ya que la turbina de gas y el ciclo combinado pierden eficiencia a baja carga.

- *Temperatura exterior.* La temperatura superior a la de referencia reduce la eficiencia de la turbina de gas y del ciclo combinado.

Un aspecto que ha sido determinante a la hora de valorar esta tecnología es su comportamiento ambiental. Se puede asumir que la fijación de azufre en el lecho es superior al 90% en operación continuada y que puede alcanzar valores de hasta el 95%. Por otro lado, las emisiones de óxidos de nitrógeno se pueden mantener por debajo de 350 mg/Nm³ en condiciones convencionales de operación. Se pueden tener valores inferiores reduciendo el exceso de oxígeno en la combustión o inyectando amoníaco en la cámara libre de la caldera (Fig. 2).

El diseño de las calderas de lecho fluido a presión es compacto, con menor volumen y peso de componentes metálicos que el correspondiente a las calderas de carbón pulverizado. Esto permite, sin encarecer de forma especial el coste de la inversión, la utilización de aceros o materiales especiales adecuados al trabajo específico a que van a ser sometidos, sin que, por ejemplo, en los tubos de agua-vapor aparezcan problemas de erosiones o picaduras.

La experiencia de las cuatro plantas antes citadas, y en particular la correspondiente a Escatrón, nos permiten hacer esta valoración positiva, aunque en algunos casos han aparecido problemas que han encontrado correcciones de diseño u operación.

2.1. ASPECTOS CRITICOS

En el lecho de combustión y su entorno, en especial en la evacuación de cenizas, pueden surgir problemas, tanto más importantes en la medida que la calidad del carbón sea baja (alto contenido de cenizas y azufre). Este es el caso de Escatrón, cuyo carbón de diseño es especialmente difícil (Tabla II).

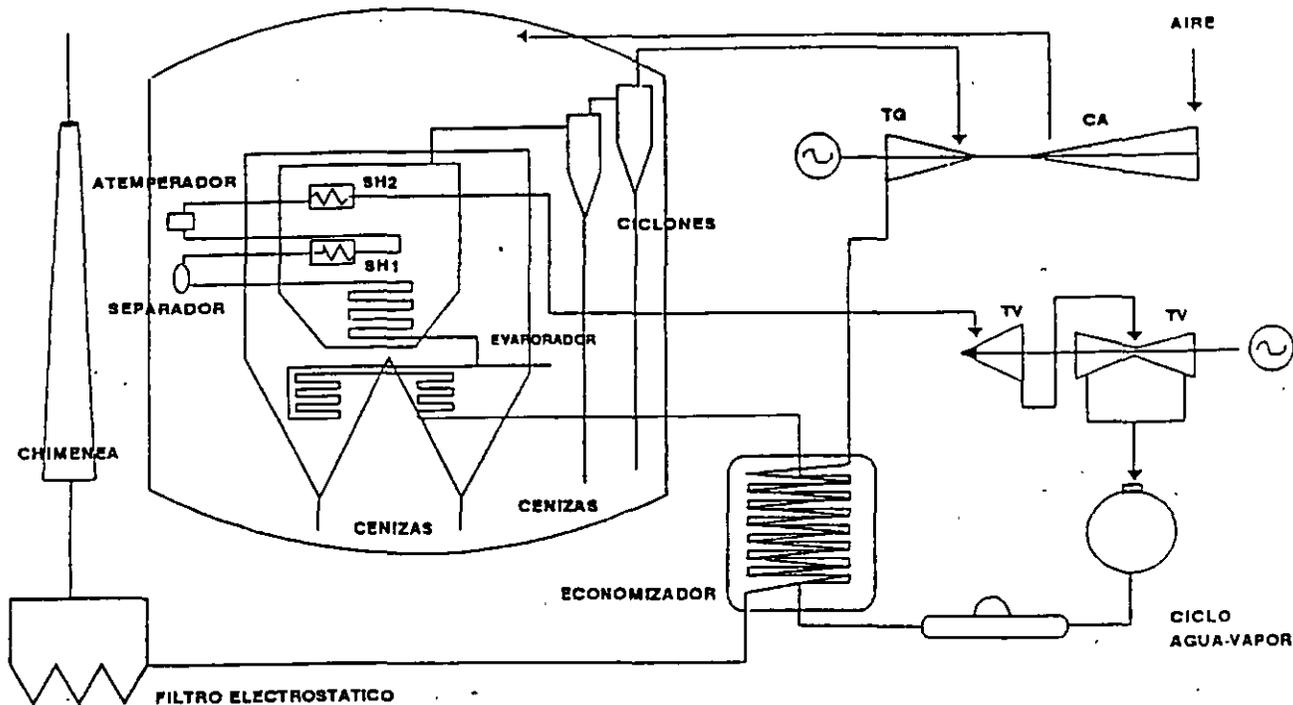
En la caldera de Escatrón aparecieron a lo largo de 1992 y 1993 fenómenos de sinterización en el lecho (Fig. 3), que se debían a varias causas:

- Zonas de alta temperatura en el lecho a causa de heterogeneidades en la fluidificación.

- Bajo contenido de oxígeno en zonas del lecho (atmósfera reductora).

- Puntos calientes en el lecho: partes metálicas sin refrigeración, soportes de tubos u otros componentes.

- Exceso de componentes fundentes en el material del lecho.



Este problema se ha solventado sumiendo los puntos metálicos calientes en el lecho, incrementando el contenido de oxígeno en la combustión y reduciendo la temperatura media del lecho.

El estudio profundo de los sinterizados nos ha mostrado que en parte se deben a la formación de una fase líquida en la cual es predominante el sulfato doble de calcio y magnesio, que aglutina las partículas sólidas de otros minerales. La presencia de alcalinos contribuye a una mayor actividad de la fase líquida. Es decir, el elevado contenido en azufre del carbón, que da lugar a mayor cantidad de sulfatos, fomenta la aparición de sinterizados. Si el absorbente aporta magnesio y álcalis, esta tendencia es mayor.

En la actualidad, en la planta de Escatrón se está ensayando un nuevo sistema de control adaptativo predictivo (Scap) que trata de homogeneizar el comportamiento del lecho, ayudando a los operadores en esta difícil labor y evitando las zonas calientes.

Este mismo problema de formación de sinterizados aparece en los ciclones. Se desarrolla un recubrimiento, que crece por capas, adherido a la pared metálica del ciclón.

La fuerza centrífuga que impulsa las partículas contra las paredes favorece la pegadura y crecimiento de los depósitos (Fig. 4). El desprendimiento de estos depósitos en trozos de medio tamaño puede dar lugar a atascos en el sistema de evacuación de cenizas de ciclones.

En el caso de carbones de alto contenido en cenizas y azufre, el problema se agrava en la medida que el volumen de sólidos a evacuar por el sistema de ciclones es muy alto, lo que favorece la formación de aglomeraciones y atascos. Este

ha sido el principal origen de las indisponibilidades en Escatrón.

3. LOS FILTROS CERAMICOS

El principal interrogante de la tecnología CLFP es conocer cual será el comportamiento de la turbina de gas a largo plazo. Los posibles problemas son erosiones, vibraciones o pérdidas de prestaciones.

Las plantas diseñadas con ciclones como elemento de limpieza están enviando los gases hacia la turbina

Fig. 2. Retención de azufre y emisiones de NO_x

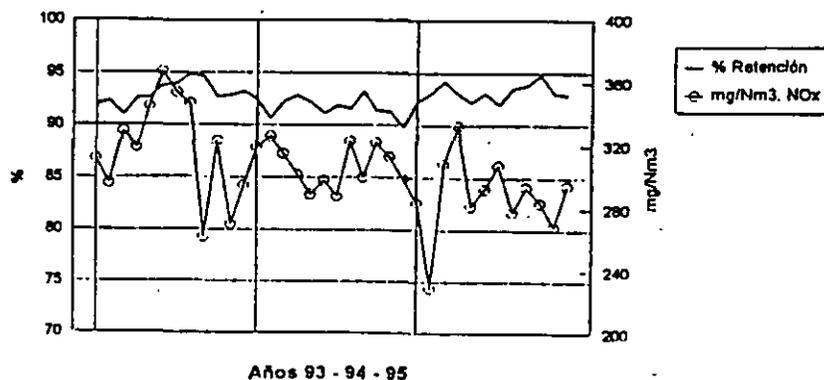


Tabla II
Características de los lignitos negros comparados
con los utilizados en la planta de Escatrón

	RANGO DE VARIACION	ESCATRON
HUMEDAD (%)	14 - 22	18,6
CENIZAS (%)	20 - 50	36,1
CARBONO (%)	20 - 35	28,5
HIDROGENO (%)	1,8 - 2,4	2,1
NITROGENO (%)	0,2 - 0,4	0,3
AZUFRE (%)	2 - 9	6,8
OXIGENO (%)	6 - 9	7,6
PCS, MJ/kg	8 - 16	12,1

de gas con cargas de polvo altas, aunque con tamaños de partículas inferiores a 5 micras.

Aunque ese tamaño de partículas no se ha mostrado especialmente agresivo para las partes móviles de las turbinas de gas, sí es previsible que a largo plazo vayan originando problemas de erosiones, depósitos, desequilibrios, vibraciones, etc.

En cualquier caso, hoy en el mercado sólo un fabricante de turbinas de gas ofrece máquinas para la aplicación con este tipo de gases de combustión CLFP. Esto es una importante restricción de mercado.

Una posibilidad drástica de cambio es la introducción de filtros cerámicos, que operen en caliente, en el entorno de los 800°C, limpiando los gases a contenidos muy bajos de polvo (a nivel de "ppm") y con tamaños mínimos de partículas.

Se trata de equipos que cuentan con componentes cerámicos microporosos a través de los cuales puede circular el gas y que retienen las partículas de sólidos. Estos elementos filtrantes se limpian periódicamente, con el equipo en funcionamiento, como ocurre con los filtros de mangas textiles de los sistemas convencionales de tratamiento de gases.

Fig. 3. Sinterizados en el lecho



Son equipos que se han desarrollado para las industrias petroquímica y siderúrgica, no muy extendidos en su aplicación y que en general han operado a temperaturas moderadas, inferiores a los 400°C.

El material filtrante es de dos tipos: carburo de silicio o cordierita. Son productos que resisten bien los cambios de temperatura y que se pueden acoplar armoniosamente con los elementos metálicos que constituyen la estructura del filtro. Se suelen disponer en forma de cilindros huecos, con o sin cierre en uno de los extremos.

Se han realizado pruebas en plantas piloto de CLFP con estos equipos, tanto los de base carburo de silicio como los de cordierita y con diferentes diseños. Los resultados han sido esperanzadores.

En la planta de Wakamatsu ya se ha instalado un filtro cerámico para la limpieza de la totalidad de los gases de combustión de la instalación. La experiencia está resultando positiva.

3.1. PRUEBA DE FILTROS EN ESCATRON

En la planta de demostración de CLFP de Escatrón se va a realizar un ensayo de filtros cerámicos. La capacidad de la planta de filtración a instalar es un noveno (22 MW₁) de la producción total de gas de la central, y sustituirá completamente a un ciclón secundario y parte del primario de una de las nueve parejas de ciclones, utilizadas actualmente como sistema de limpieza (Fig. 5).

El sistema actual de limpieza en la planta de Escatrón consiste en nueve corrientes de gases que van a parar a una pareja de ciclones, un ciclón primario y un secundario en serie, cada una de ellas.

En una de estas nueve corrientes de gases, se coge la salida de gas del ciclón primario, después de realizar un *by-pass* parcial del mismo, y se envía, mediante un sistema de tuberías de gas caliente, hasta el filtro, situado éste fuera del combustor. Una vez limpios los gases en el filtro se envían, conducidos por un ciclón de seguridad y por tuberías calientes, de nuevo al interior del combustor donde retoman el camino abandonado hacia la turbina de gas (Tabla III).

Tabla III
Características del ensayo de filtros cerámicos en Escaltrón

FLUJO DE GAS	10.3 kg/s
TEMPERATURA DE ENTRADA DE GAS	830°C
TEMPERATURA DE SALIDA DE GAS	800°C
PRESION DE ENTRADA DE GAS	10,7 bar (a)
PERDIDA DE CARGA EN EL FILTRO	200 mbar (a)
CARGA DE POLVO A LA ENTRADA	16.000 ppm
CARGA DE POLVO A LA SALIDA	Menor de 5 ppm
TAMAÑO DE ENTRADA DEL POLVO	Menor de 40 micras
TEMPERATURA DE SALIDA DE CENIZAS	250°C
CONSUMO DE AIRE DE LIMPIEZA	500 Nm ³ /h

by-pass. Para aumentarla, se anularán algunas candelas.

La secuencia de limpieza es otro aspecto de gran importancia que debe ser optimizado. Para cada tipo de secuencia, se observará la evolución de la pérdida de carga en el filtro.

4. OPCIONES DE FUTURO

La experiencia adquirida en las cuatro plantas de media potencia que se citan en la figura 1 permite diseñar unidades de ese mismo nivel de potencia (200 MWt equivalentes a unos 80 MWe) de carácter comercial y sin los problemas operativos que han tenido éstas.

Sobre esa base se pueden construir módulos individuales como los antes citados, o bien unir dos conjuntos de combustor y turbina de gas para su acoplamiento con una única turbina de vapor. Se puede alcanzar así el nivel de 150 MWe de potencia.

El salto a potencias mayores, con un único combustor y turbina de gas, se encuentra a nivel de diseño. Existe un acuerdo para construir una planta de 375 MWe en Karita (Japón), que previsiblemente estará en operación antes de final de esta década.

Este último supuesto se basa en una turbina que trabaja a mayor presión, 16 bares frente a los 12

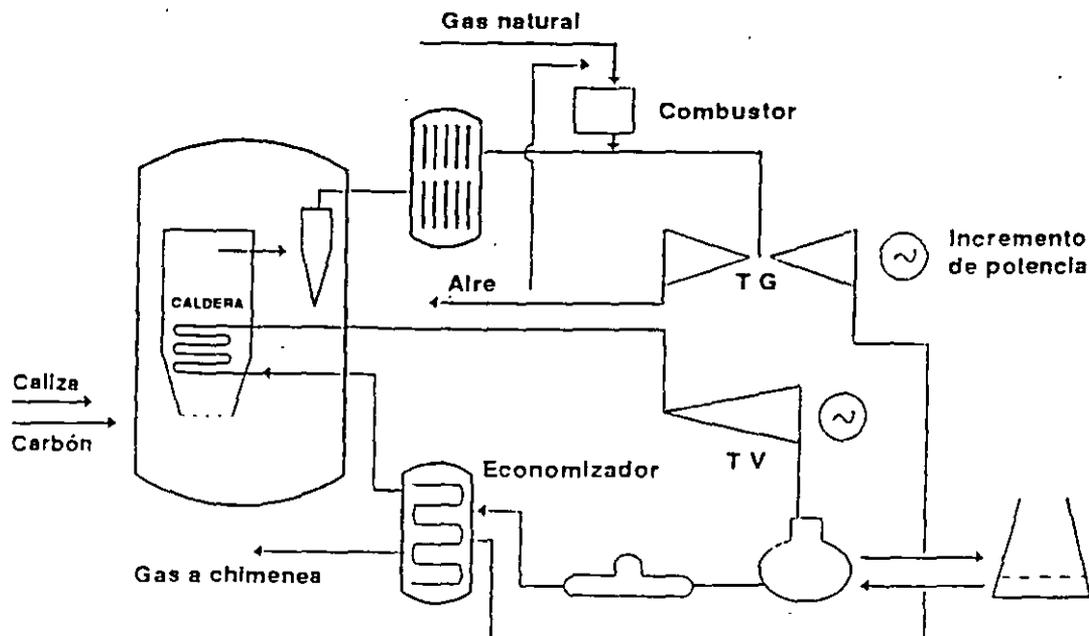
- Concentración de sólidos en los gases de entrada.
- Velocidad superficial de filtración.
- Presión de aire de limpieza.
- Caída de presión en filtro.
- Secuencia de limpieza.
- Tiempo de apertura de las válvulas rápidas del aire de limpieza.
- Temperatura óptima de limpieza.
- Otras pruebas.

La concentración de sólidos y su tamaño se podrá variar actuando so-

bre la eficiencia del ciclón primario. Al aumentar el tamaño medio de las partículas, la permeabilidad de la capa de polvo que se crea en la pared de la candela también aumenta.

La velocidad superficial de filtración tiene una gran influencia sobre la pérdida de carga en el filtro, pero también sobre el tamaño del propio filtro, que es más pequeño a medida que la velocidad aumenta. Para buscar el compromiso óptimo entre las dos influencias, las pruebas contemplarán variaciones en la velocidad superficial. Para disminuir la velocidad, se utilizará el

Fig. 6.
Segunda generación de CLFP



En períodos de mantenimiento o fallo del filtro existe un *by-pass* del filtro, formado por un ciclón similar al secundario desmontado y válvulas de corte.

El filtro cerámico propiamente dicho se incluye en una vasija a presión cuya altura es 14 m y el diámetro de 3 m. Está fabricado de acero al carbono, con una protección interior de hormigón refractario de 50 mm de espesor y un aislamiento de fibra cerámica en módulos de 150 mm. La temperatura exterior será de 60°C. La superficie interna del filtro está cubierta de chapa AISI 310 para protección de la fibra cerámica de los gases sucios.

Internamente el filtro está formado por 336 candelas distribuidas en tres módulos de 112 candelas, que dan tres alturas. Los elementos de filtración son de carburo de silicio de 60 mm de diámetro y 1.500 mm de longitud.

Cada módulo está formado por dos niveles: uno superior, formado por ocho colectores conectados a uno común, y uno inferior de sustentación, que sirve de base a los elementos empujadores. Las candelas están conectadas a los colectores y soportadas desde la parte inferior

Fig. 4. Sinterizados en los ciclones



por medio de unos elementos sustentadores que proporcionan una fuerza variable.

El sistema de limpieza, compuesto por una válvula rápida y unas tuberías de soplado, garantizan la regeneración periódica de las candelas.

Existen dos ciclones, uno aguas abajo del filtro y otro que sirve para limpiar los gases en caso de no estar en operación el filtro.

Las tuberías de gas caliente están compuestas por una tubería exterior de acero al carbono, que soporta la presión, y una tubería interior que está en contacto directo con los gases que soporta la temperatura. El anillo intermedio está relleno de fibra cerámica y

hormigón refractario. lo que da una temperatura externa de 70°C.

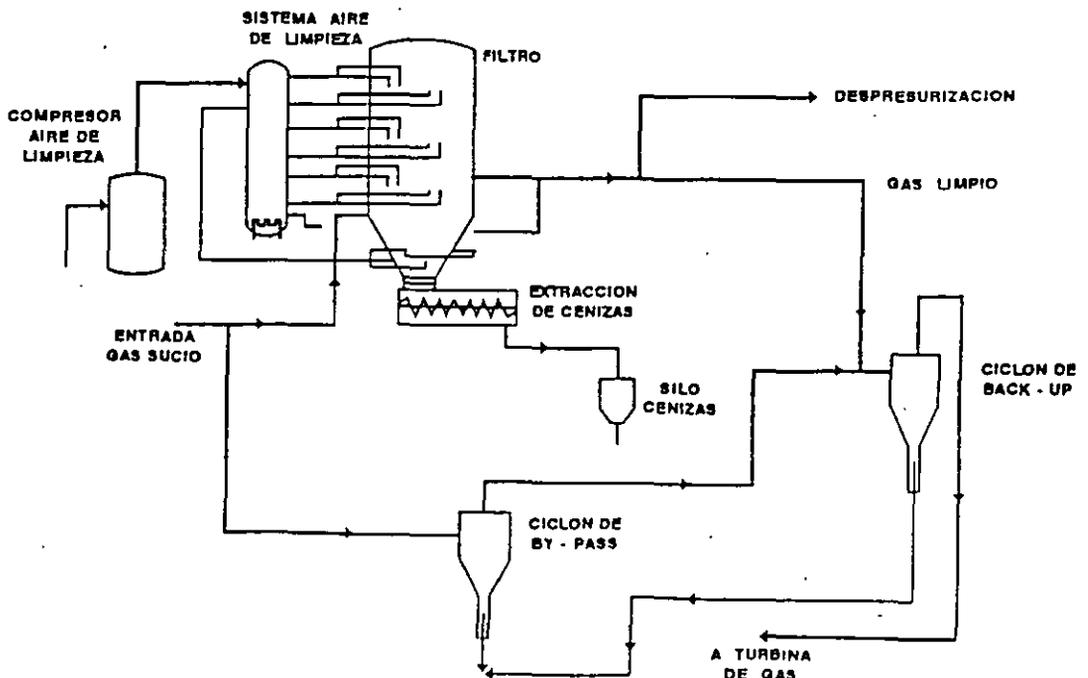
Para realizar las tareas de mantenimiento y posibles fallos del filtro, sin interferir en la planta de CLFP, se instalan estas válvulas capaces de cortar el flujo de forma segura y poder llevar a cabo el *by-pass* del filtro.

Un sistema de sustentación se encarga de producir la fuerza de sellado de las candelas cuando el filtro se encuentra a alta temperatura. Esta fuerza se genera por un sistema neumático y, controlando la presión, se produce la fuerza de sellado.

El filtro estará instalado en Escatrón a mediados de 1996. Se ha previsto un plan de pruebas con una duración de ensayos de dos años.

Es necesario acumular un número importante de horas de operación para poder conocer el comportamiento mecánico del filtro. Respecto a las pruebas de funcionamiento, en el desarrollo de las mismas se modificarán determinados parámetros que afectan a la filtración, para poder analizar su influencia y establecer los valores óptimos. De entre dichos parámetros relevantes, destacan los siguientes:

Fig. 5. Diagrama de flujo de la planta de filtración



haces de las plantas hoy en operación. Esto contribuye a aumentar la eficiencia energética de la planta. Por otro lado puede aumentar los problemas operativos con carbones de bajo rango, con alto contenido en cenizas y azufre.

Estos diseños se pueden realizar sobre la base del empleo de ciclones como elementos para la limpieza de los gases de combustión o con filtros cerámicos. Esta parece ser la alternativa más adecuada, tanto por seguridad operativa de la turbina de gas, como por apertura del mercado a un número amplio de suministradores de turbinas de gas.

El filtro cerámico es un equipo de alta inversión, pero a efectos de la construcción de una nueva planta, su introducción no ha de encarecer sensiblemente la inversión global, ya que anula la necesidad de disponer del precipitador electrostático o filtro de mangas previo a la salida a chimenea.

Los filtros cerámicos nos permiten además plantearnos un nuevo concepto de instalaciones CLFP. Consiste en la introducción de un quemador de gas entre el filtro y la turbina de gas, a fin de aumentar la temperatura de los gases antes de su expansión y así conseguir un mejor rendimiento energético en el ciclo combinado (Fig. 6)

En este supuesto podemos operar con una temperatura moderada en el lecho de combustión (800°C o incluso algo inferior) que, manteniendo un alto nivel de captación de azufre, evite la formación de sinterizados y los atascos consecuentes. Los gases limpios en el filtro cerámico estarían libres de compuestos alcalinos y, por lo tanto, pueden ser calentados sin crear posteriores problemas en la turbina de gas.

El consumo de gas sería muy pequeño, en aporte energético, comparado con el de carbón. Preferentemente sería gas natural, aunque podría ser un gas de pirólisis o gasificación del carbón.

Otro tema de futuro es el diseño de plantas de CLFP con calderas de tipo circulante en vez de burbujeante. Es una opción que puede presentar mejoras en los parámetros ambientales, pero que puede introducir complicaciones constructivas.

En cualquier caso, podemos considerar que la tecnología CLFP está alcanzando el nivel de plantas comerciales, en base a los actuales diseños, en lo que es conveniente introducir los filtros cerámicos. Hoy podemos pensar en que la inversión específica de estas plantas debería ser algo inferior a las 200.000 pta/kW neto instalado y que el consumo específico se sitúe en el entorno de 2.200 kcal/kWh neto.

Esto puede hacer competitiva a esta tecnología en el campo que se nos abre de las nuevas tecnologías de uso limpio de carbón, frente a los diseños más o menos avanzados de calderas de carbón pulverizado con sistemas de limpieza de gases.

IQ



“¡Fantástico! ¡Ahora ya puedo medir, almacenar e imprimir con un sólo instrumento!”

pH

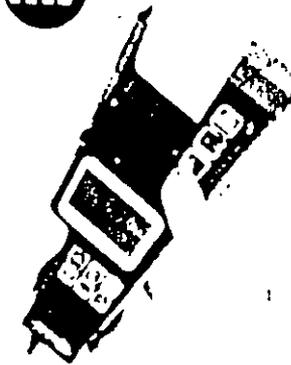
mS/
cm

°C

mV

- Puedo registrar mediciones inmediatamente en campo.
- Me ahorra pérdida de tiempo escribiendo y me evita errores.
- El adaptador PC transmite los valores almacenados en la impresora/logger directamente a mi PC.
- Con el Testo comfort software, puedo visualizar y valorar los datos en forma de gráfico o de tabla con sistema windows.

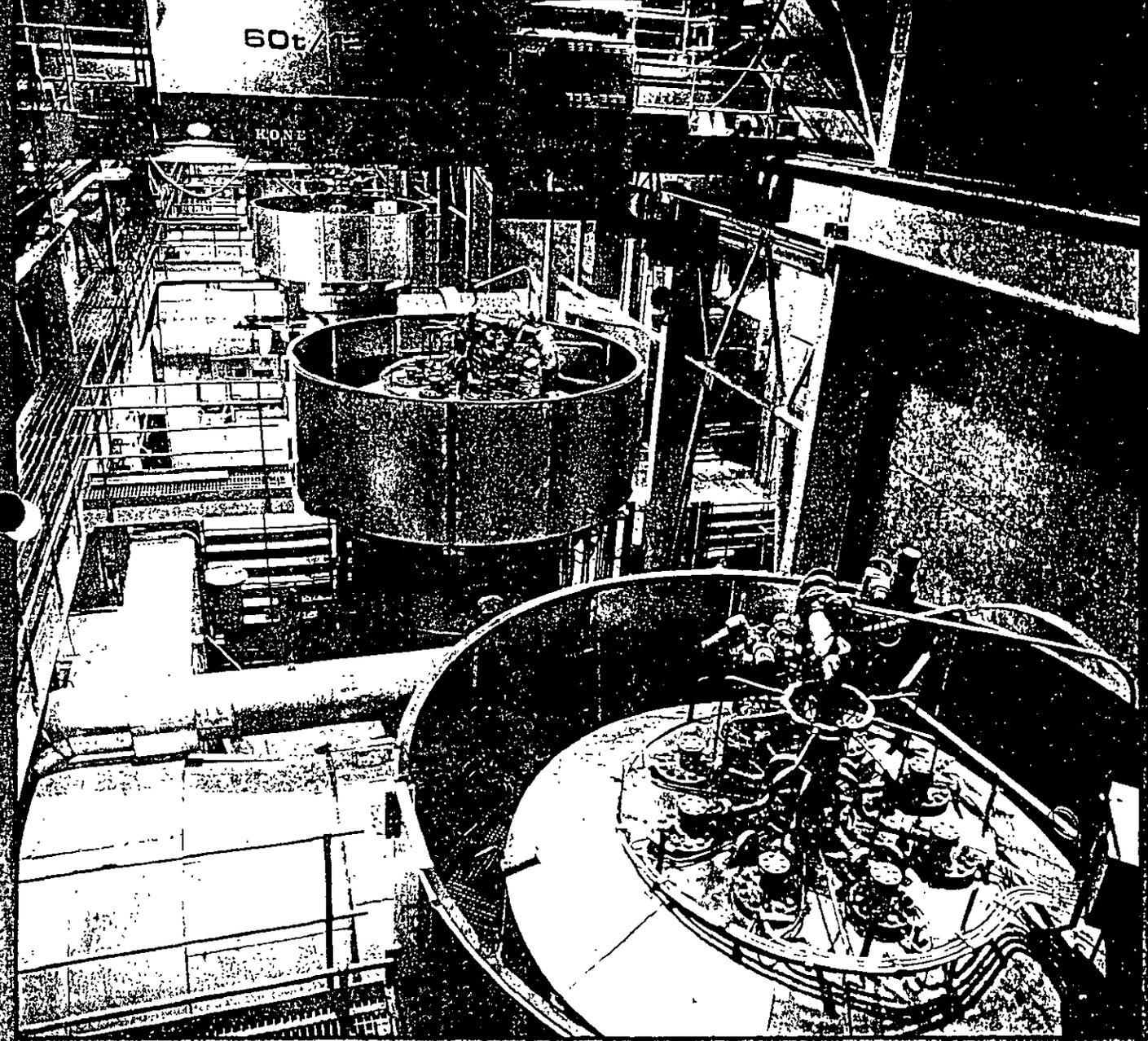
Solicite más información
sobre el nuevo
instrumento testo 252!



testo

Instrumentos testo S. A.
Elisenda de Montcada, 50
08330 Premià de Mar
Tel (93) 7523132 · Fax (93) 7522805

MODERN POWER SYSTEMS



NETWORK INTERCONNECTION

**One big grid in Europe
Into synch with central Europe**

COAL GASIFICATION

**Texaco demo at Polk County
Tom's Creek simplifies IGCC
EC IGCC at Puertollano**

ELECTROSTATIC PRECIPITATORS

Product Guide

Tampa Electric opts for IGCC in Florida

Integrated gasification combined cycle (IGCC) is a most efficient commercially demonstrated method for the generation of power from coal. It is also environmentally superior to other coal fed power generation processes. Tampa Electric Company is proceeding with the development of a commercial project which will be a highly efficient application of IGCC technology. J.M. Brady, Texaco, NY, USA



Figure 1. The Cool Water project in southern California provided valuable experience for further development of the Texaco IGCC process

Figure 2. Schematic of Texaco's IGCC process

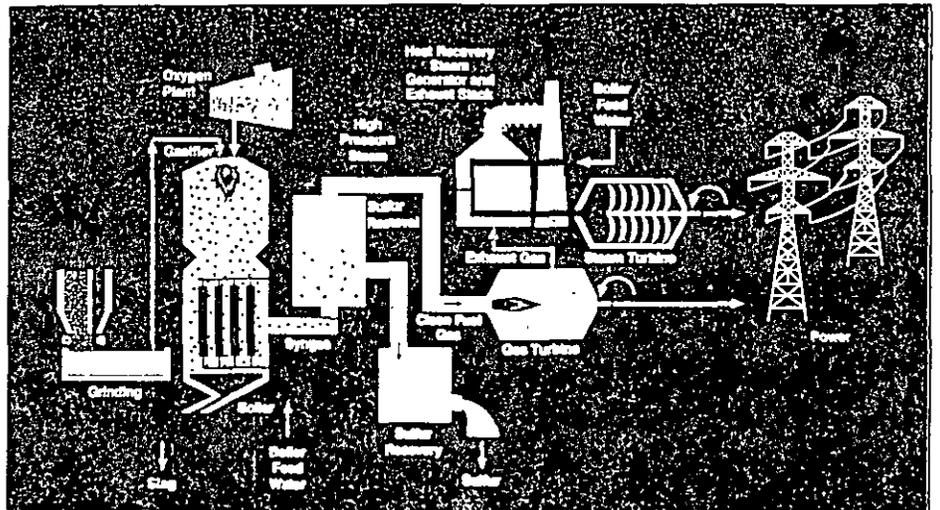
In March 1992, the Public Service Commission of the State of Florida granted Tampa Electric Company (TEC) a "Certificate of Need" for a nominal 250 MW integrated gasification combined cycle (IGCC) power plant to be fuelled with coal. This IGCC plant will be based upon Texaco's entrained flow gasification system. It will utilize General Electric's (GE) advanced MS-7001F combustion turbine-based combined cycle system.

Gasification process

The heart of the gasification system being licensed by Tampa Electric is the Texaco coal gasification process. Texaco is integrating its gasification system with the combined cycle to provide a state-of-the-art highly integrated and efficient IGCC system.

The gasification process produces a synthesis gas, commonly called "syngas" which is cleaned and ultimately burned in a combined cycle power plant. The combination of the gasifier and gas cleaning then coupled with the combined cycle equipment constitutes the IGCC system.

Coal is received and ground in a con-



trolled amount of water in conventional rod or ball mills. The resultant coal-water slurry is pumped to the gasifier, mixed with oxygen while being injected into the gasifier through a burner.

Transport of the coal to the gasifier by slurring it with water is advantageous for several reasons:

- Proven, reliable pumps, valves and flow measurement devices can be used with the liquid feed
- The slurry feed is homogeneous, predictable and safe
- The presence of water in the slurry acts as a temperature moderator that substantially improves operator control of the gasifica-

COAL GASIFICATION

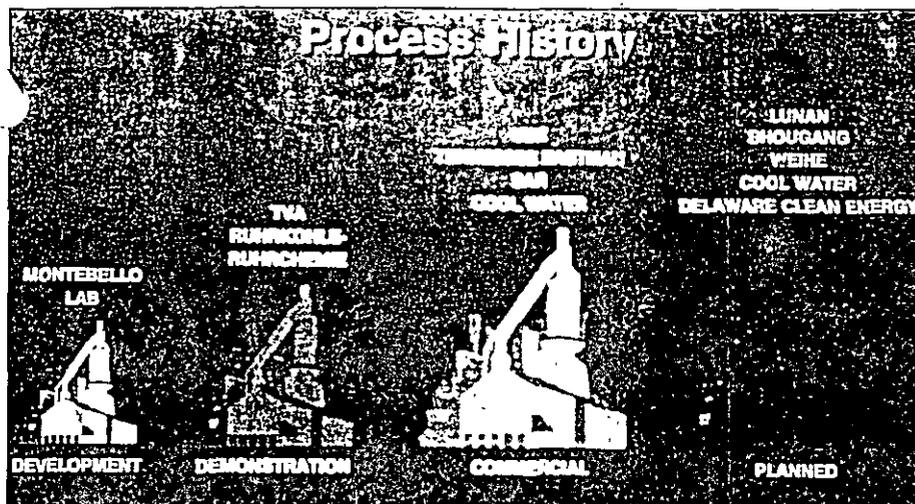


Figure 3. Texaco gasification process history

tion reaction and reduces thermally induced wear of the reactor internals.

Gasification occurs at temperatures in the 1093 to 1321°C (2200 to 2700°F) range. At this temperature, organic species more complex than methane are destroyed. No tars, oils, aromatics or other complex hydrocarbons survive the gasification reaction conditions.

The solid waste, or slag, from the coal drops through the radiant-boiler and is collected in the slag handling section. The slag is composed of the feed coal ash, mineral matter and a small amount of unconverted carbon. Because of its exposure to the gasifier conditions, this material is in a glassy, non-leaching form that has been classified as non-hazardous.

Oxygen supply to the gasifier is tightly controlled to maintain a reducing atmosphere. This eliminates the formation of oxides of nitrogen and sulphur in the gasifier and limits the amount of carbon dioxide formation.

The predominant gasification products are carbon monoxide and hydrogen. This mixture is called synthesis gas, or more commonly, syngas. Other components of the syngas are minor percentages of carbon dioxide, nitrogen gas, hydrogen sulphide and small amounts of ammonia and carbonyl sulphide.

Hot gases exiting the Texaco gasifier pass through two waste heat boilers. These are called radiant and convective syngas coolers, each named for the predominant mode of heat transfer present as the gas cools. High pressure steam is generated in these boilers.

The cooled syngas is then routed to a water scrubber to remove particulates. The gas is further cooled and then passed through an enhanced amine system that moves nearly all the sulphur compounds, mainly H₂S - in the gas. Normally, at least 96 per cent of the sulphur in the coal is recovered as saleable elemental sulphur.

Early IGCC configurations utilized syngas moisturization or saturation for NO_x control prior to feeding the combu-

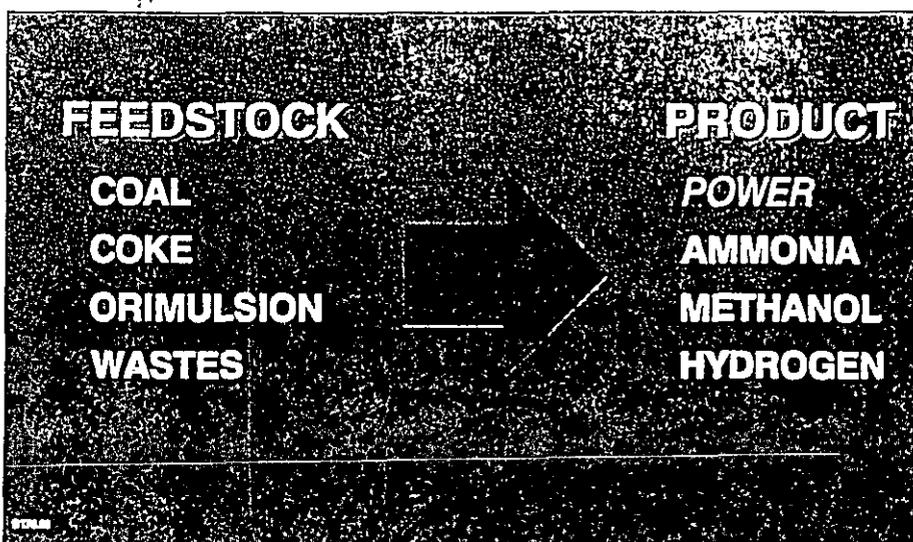


Figure 4. Texaco has examined a range of feedstocks for gasification

stion turbine. In the TEC project however, the moisturization will be replaced by introducing nitrogen from the oxygen plant into the turbine fuel stream.

Prior to its introduction, the nitrogen will be heated through heat exchange integration with the gasification and combined cycle system. The syngas is then sent to the combustion turbine. Power is produced by this turbine, and its hot exhaust enters the heat recovery steam generator (HRSG).

The three-section HRSG preheats boiler feedwater, raises high pressure steam and superheats steam. The superheated steam enters a reheat steam turbine, producing incremental power in a conventional combined cycle arrangement.

Efficient heat exchange between the two plant areas is used to the benefit of both. The result is an integrated gasification combined cycle power plant.

Gasification history

The Texaco gasification process (TGP) was commercialized in the early 1950s to convert then inexpensive natural gas into syngas for the manufacture of intermediate chemicals, ammonia and other useful pro-

ducts. As the relative cost of fossil fuels changed over the years, Texaco examined a wider range of feedstocks from oils to coal, petroleum coke and even hydrocarbon wastes and found that all of them could be gasified.

Over 100 TGP plants have been licensed worldwide, of which eight were large coal-based plants. Four of these have been in operation for some time, the last of which was brought on-line in 1986. Two new coal plants are nearing completion in China and two other Chinese plants have recently been licensed.

The Cool Water plant in Southern California was the first designed to produce electric power and the experience gained there has been used in the evolution to the highly efficient Texaco gasification power

systems technology.

The other coal-based TGP plants produce ammonia or intermediate chemicals. The process for producing the clean synthesis gas is the same whether the syngas is to be used for chemicals or power. The experience in operating all 100-plus plants over the last 40 years combine to make Texaco gasification power systems the most commercially proven IGCC system in the world.

Texaco gasification power systems is a concept for the integration of the TGP with gas cleaning and the combined cycle plant. The technology is highly efficient; heat rates in the range of 8300 - 8700 Btu/kWh being readily achievable, depending upon the level of capital investment in heat exchange and integration equipment.

In these configurations, the syngas exiting the gasifier has to be cooled to an ambient state in order to remove impurities by existing commercially available cold gas cleaning technology. This requires capital investment in the related heat exchange equipment and a loss of heating value, and thus efficiency, in the syngas. In order to eliminate the need to cool the synthesis gas for removal of impurities, the Department of Energy has funded a series of programmes to develop hot gas cleanup technology.

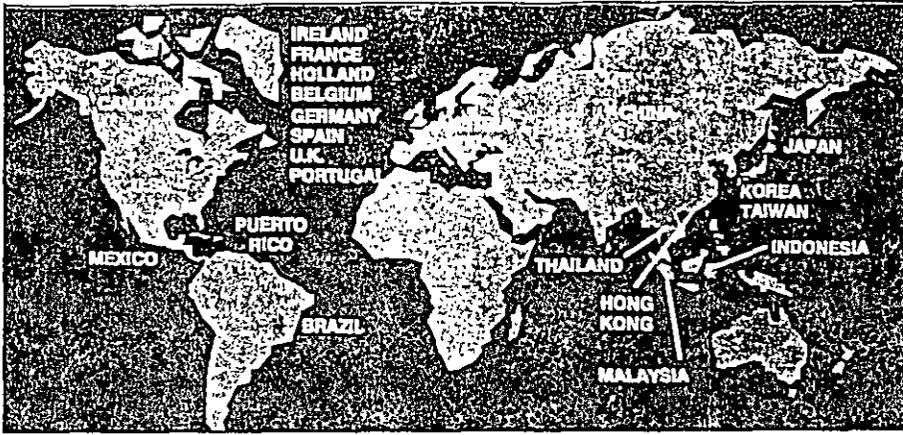


Figure 5. Licensed operating plants by country

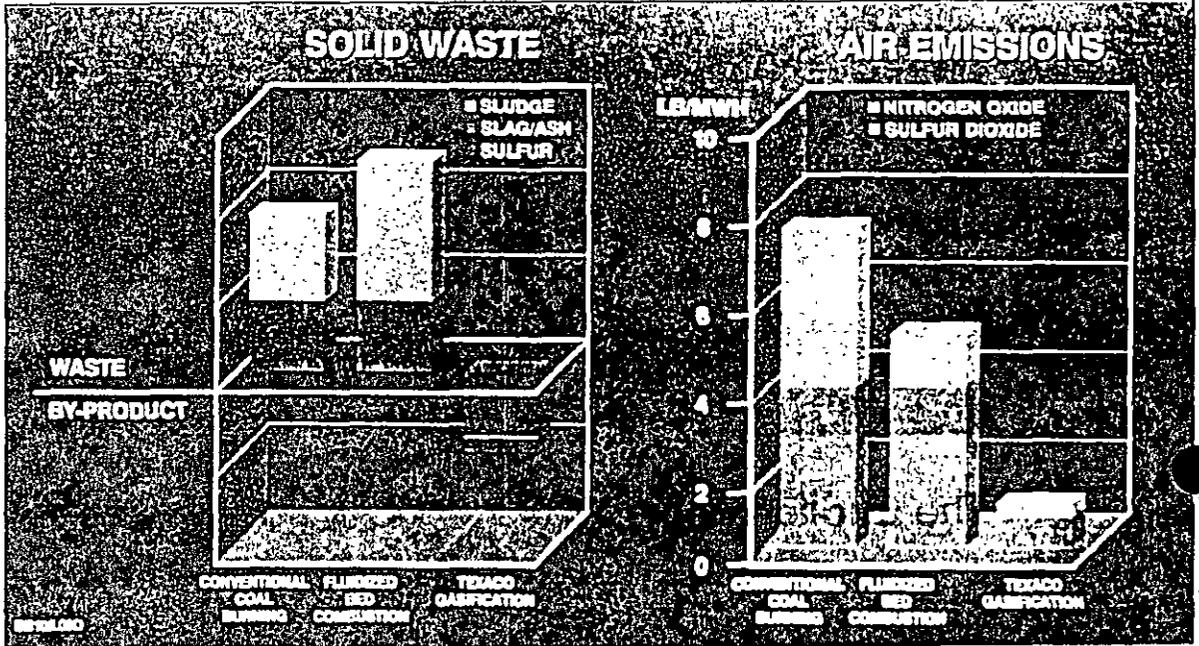


Figure 6. Comparison of competing technologies

IGCC with hot gas cleaning

Among this series of programmes, the Department of Energy is supporting programmes/projects designed to demonstrate the integration of high-temperature desulfurization with the coal gasification process such as the Texaco system.

As part of the Department of Energy programme, General Electric Environmental Services, Inc. (GEESI), a wholly owned subsidiary of GE Power Generation has successfully tested its hot gas cleaning system at GE's Research and Development Centre in Schenectady, New York.

Assuming the GEESI hot gas cleaning is proven at commercial-scale in the Tampa Electric project, the resulting capital cost and efficiency improvements will further enhance the cost-effectiveness of IGCC.

The DOE has awarded Tampa Electric \$120 million to demonstrate GE's metal oxide, hot gas cleanup process at this facility. Tampa Electric has estimated that the demonstration unit including hot gas particulate and sulphur removal at approximately 538°C (1000°F), will improve the heat rate of an already highly efficient IGCC plant by at least 10 per cent.

It is the secondary cooling processes immediately preceding sulphur removal

that Tampa Electric hopes to eliminate with GE's hot gas cleaning. In the Tampa Electric project, part of the raw synthesis gas exiting the gasifier will be directed through an absorber vessel containing a moving bed of metal oxide sorbent.

The sulphur capture in this specific component is projected to be at least 98 per cent. The sorbent material is regenerated in another vessel and recycled to the absorber vessel. The hot fuel gas can then be sent directly to the gas turbine, thereby increasing cycle efficiency. GE expects that its MS-7001E machine, to be used in the Tampa Electric project, will have an improved output of 192 MW on coal gas versus 159 MW on natural gas.

Project status

The Tampa Electric IGCC project will be built at a new power plant site in southwestern Polk County, Florida. It will process about 1900 t of Eastern coal daily producing sufficient medium-Btu gas to fully load the nominal 250 MW combined cycle. The plant is expected to operate at a heat rate of about 8400 Btu/kWh. The actual improvement in heat rate associated with hot gas cleanup will be determined during plant operation.

The unit will enter service in simple cycle peaking mode on distillate fuel by mid-1995. The gasifier and combined cycle equipment will be in service by mid-1995 providing the balance of the nominal 250 MW of capacity.

Environmental permitting and preliminary engineering are underway. The Site Certification Application (a major permitting process in Florida) is expected to be filed in July 1992. Contracts have been awarded for the preliminary engineering which will be used as the basis for detailed engineering, procurement and construction contracts. Construction is expected to begin in the first quarter of 1994.

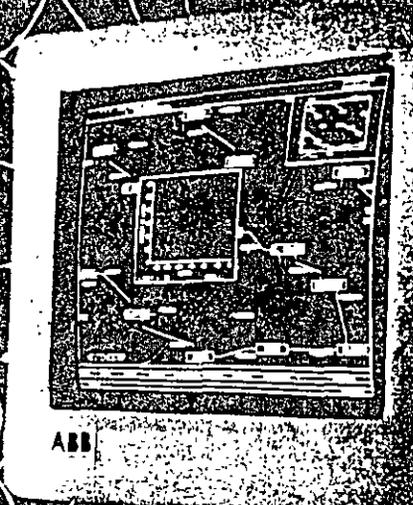
Conclusion

The Department of Energy estimates that the total US consumption of electricity will rise from 2.7×10^{12} kWh in 1990 to 4×10^{12} kWh in 2010 and 5.3×10^{12} kWh by 2030. The DOE further states that even if the existing 700 000 MW of electric generating capacity presently installed is maintained through life extension and/or replacement, an additional 200 000 MW of capacity will still be needed by 2010.

Given the growth of power consumption projected around the world, a technology having the inherent environmental and efficiency advantages of IGCC over all other coal-using options, should have a bright future. This IGCC technology is cost-effective, environmentally superior, commercially proven and ready for deployment today. □

REFERENCES

- William E. Preston, Texaco Inc. "The Texaco Coal Gasification Process: A means to produce clean, cost-competitive power from coal." Presented at the American Institute of Chemical Engineers 1990 Spring National Meeting, April 18 - 22, 1990.
- William P. Volk, Texaco Inc. "Waste Destruction and Recycling with the Texaco Gasification Process: Tires, Waste Oils and Plastics." May, 1992.
- Office of Fossil Energy, U.S. Department of Energy, "Clean Coal Today," issue No. 6, Spring 1992.



The Challenge

Electrical utilities are faced with an increasing power demand while operating with ever smaller generating and transmission margins.

The overall goal is to find the optimal balance between security and economy requirements, while maintaining the quality of supply.

To cope with this challenge, sophisticated Energy Management and Load Management concepts are required.

S.P.I.D.E.R.

S.P.I.D.E.R. is ABB's total concept for energy control systems for electrical networks. It is a complete family ranging from the smallest PC-based SCADA system up to the most advanced Energy Management Systems for national grids.

S.P.I.D.E.R. offers efficient and reliable solutions based on international standards, such as OSF Distributed Computing Environment, ISO/OSI, IEEE Posix, OSF/Motif and X-Window. Our customers take advantage of the most extensive list of power applications, all over the world.

S.P.I.D.E.R. is based on an open system architecture so that it can grow when your needs grow.

Our Powerful Background

ABB is the world's leading energy engineering group and has a long-term commitment to the electric utility industry. Energy control systems are an important part of that commitment.

Business Area Network Control and Protection includes experienced people fluent in the language of network control. We have a unique knowledge of power system behaviour. We are in the forefront of new technologies. That is why we can present the most impressive reference list of any supplier, holding more than 1000 installed systems worldwide.

Everything we do is focused on one single objective:

To put you in perfect control!

ABB Network Control

ABB
ABB
ASEA BROWN BOVERI

Enter 11 on Enquiry Card

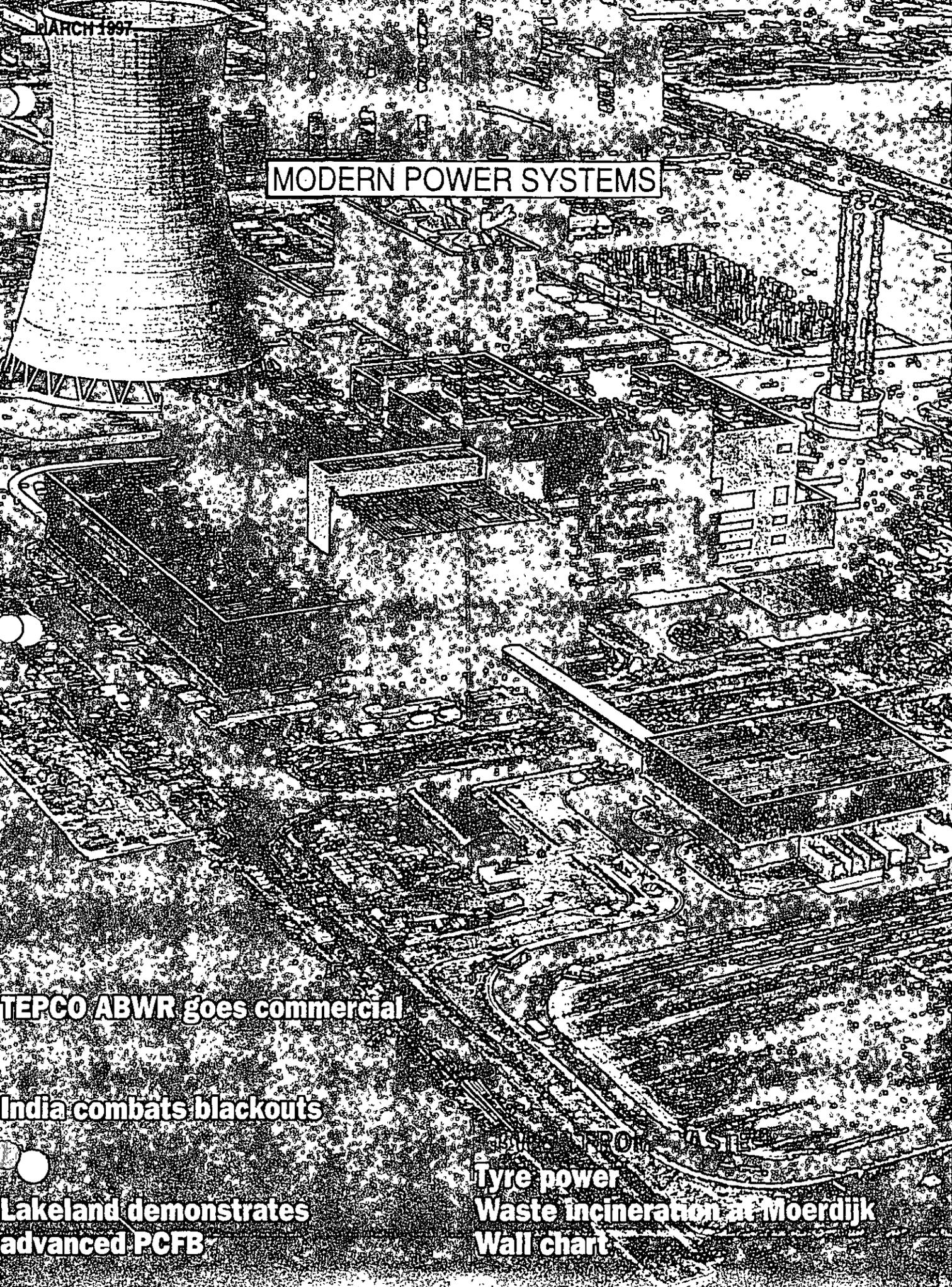
MODERN POWER SYSTEMS

TEPCO ABWR goes commercial

India combats blackouts

Lakeland demonstrates advanced PCFB

**Tyre power
Waste incineration at Moerdijk
Wall chart**



Advanced PCFB technology on show at McIntosh Unit 4

Faced with the prospect of capacity shortages, the City of Lakeland Department of Electric and Water Utilities (Lakeland) has, together with Foster Wheeler and Westinghouse, embarked on a Pressurized Circulating Fluidized Bed (PCFB) demonstration project. The project will not only demonstrate two types of PCFB technology, but will also enable Lakeland to meet future capacity requirements, enhance fuel diversity and improve environmental performance.

Lakeland is a municipally owned and operated electric and water utility in central Florida. It is the third largest municipal utility in the state of Florida and has residential rates that are currently the second lowest of all Florida utilities. It has experienced and is forecasting steady load growth of approximately 15 MW per year which will result in a capacity shortfall in the year 2000 of approximately 45 MW.

The utility also wishes to retire 50 MW of old and inefficient generating capacity. Considering these issues, Lakeland needs to bring on line at least 150 MW of additional generating capacity by the year 2000.

Therefore Lakeland, in cooperation with Foster Wheeler Corp. and Westinghouse Electric Corp., has initiated a demonstration project of pressurized circulating fluidized bed (PCFB) technology and will build and operate a utility scale demonstration plant at the site of Lakeland's McIntosh power plant on the north side of Lake Parker. The project will involve the commercial demonstration of Foster Wheeler's PCFB technology integrated with Westinghouse's Hot Gas Filter (HGF) and power generation technologies.

The addition of McIntosh unit 4 will provide Lakeland with new, competitive and environmentally clean coal-based capacity for the 21st Century. The added capacity that this unit will provide will not only add to Lakeland's fuel diversity, but will provide energy at some of the lowest costs per megawatt hour of any generating source in the southeast.

These factors, combined with state-of-the-art pollution controls provided by the PCFB process and the HGF technology will ensure that McIntosh unit 4 will keep Lakeland competitive and environmentally acceptable in the future.

The total project duration will be approximately eight years and will be structured into three separate phases: two years of design and permitting, followed by an initial period of two years of fabrication and construction and concluding with a four year demonstration (commercial operation) period

Technology

Two technologies will be demonstrated sequentially in the project: the non-topping version of the PCFB where the gas turbine is driven directly by hot flue gas exhausted from the boiler; and the topping version of the PCFB where the hot flue gas is fired with syngas to raise the gas turbine inlet temperature.

Each of these two systems has its benefits. The non-topping PCFB is best suited for power stations in the range of 100 - 200 MW and is especially well suited for repowering. Benefits of the non-topping PCFB include:

- Low capital cost: studies performed in cooperation with EPRI have shown that coal fired central power stations utilizing non-topping PCFB technology could cost under \$1000 /kW.
- Low emissions: the non-topping PCFB can achieve very low emissions of sulphur dioxide (SO₂), nitrogen oxides (NO_x), particulates, carbon monoxide (CO) and other pollutants. Tests performed in Foster Wheeler's facilities show the potential of the technology to achieve emissions as low or lower than conventional or other advanced technologies.
- Benefits for repowering: the non-topping PCFB will add about 20 - 25 per cent to the output from a steam plant through the addition of a gas turbine. This is accomplished

with a corresponding improvement in net plant heat rate of about ten per cent, low emissions and low capital cost, and with a very small plant footprint.

The topping PCFB technology has been developed to take advantage of advances in gas turbine technologies to increasingly high firing temperatures. The topping PCFB can achieve very high cycle efficiencies, approaching 50 per cent, and it benefits substantially from economies of scale.

Thus, the topping PCFB technology is targeted for new large central station power plants in the size range of 250 to 500 MWe. Benefits of the topping cycle include those listed above and very high plant efficiencies achieved by utilizing high temperature gas turbine technologies of the future.

Funding

The US Department of Energy (DOE) will be providing approximately \$195 million of funding for the project through two Cooperative Agreements under the Clean Coal Technology Program (CCTP).

This funding results from a combination of two previous CCTP awards, the DMEC-1 PCFB Repowering Project (DMEC-1) selected under Round III; and the Four Rivers Energy Modernization Project (FREMP) selected under Round V. The DMEC-1 project was intended to demonstrate PCFB technology while the FREMP project was planning to demonstrate topped PCFB technology.

By utilizing a sequential approach with the McIntosh Unit 4 PCFB project, it will be possible to demonstrate both PCFB (First Demonstration) and topped PCFB (Second Demonstration) technology, thereby satisfying the objectives of both the DMEC a FREMP projects.

The total cost and funding summaries for the project as spent dollars are shown in Table 1. The total project costs include the total cost to construct the facility, certain project related off-site costs, four years of operation and maintenance (O&M) costs, and a reserve fund for contingencies.

Table 1. The total McIntosh Unit 4 PCFB demonstration project costs

		(\$1000)
Costs	Total project cost	387 970
	Lakeland in-kind	2030
Total cost		390 000
Funds	Lakeland in-kind	2030
	Lakeland	192 970
	DOE	195 000
Total fund		390 000

Note: Costs have been divided between the two Cooperative Agreements.

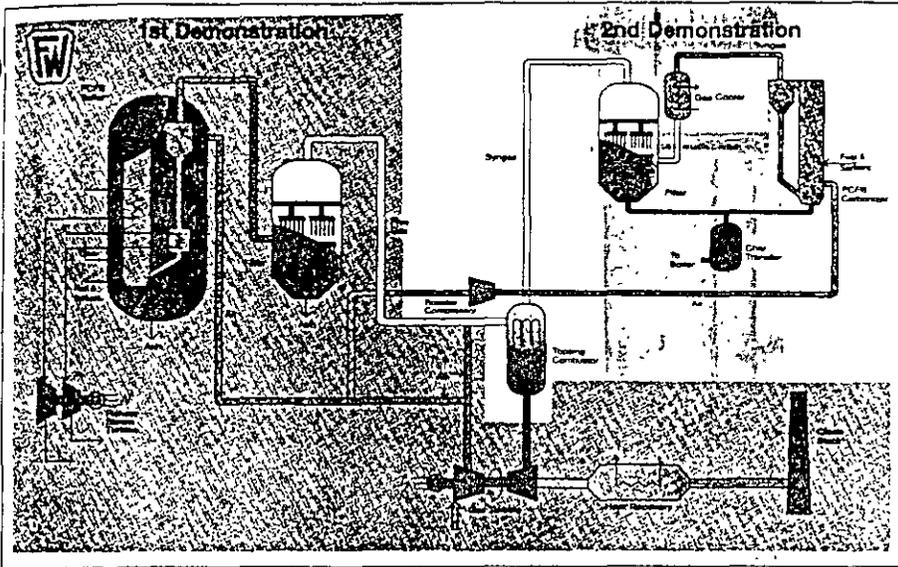


Figure 1. Topping PCFB cycle demonstration

Process description

PCFB technology is a combined cycle power generation system that is based on the pressurized combustion of solid fuel to generate steam in a conventional Rankine cycle combined with the expansion of hot pressurized flue gas through a gas turbine in a Brayton cycle. The technology can be subdivided into the basic PCFB cycle (First Generation) and topped PCFB cycle (Second Generation or Advanced PCFB).

In the PCFB cycle, hot pressurized flue gas is expanded through the gas turbine at a temperature of less than 900°C (1652°F). Topped PCFB cycles include a coal carbonizer (mild gasifier) to generate a low Btu fuel gas which is used to fire the inlet of the gas turbine in a topping combustor (multi-annular swirl burner or MASB) and increase the gas turbine inlet temperature to 1040°C (1904°F) - 1260°C (2300°F). Both versions offer high cycle efficiencies and ultra low emissions.

Figure 1 shows a schematic of the project. In the First Demonstration, combustion air is supplied from the compressor section of the gas turbine to the PCFB combustor located inside a pressure vessel. Coal and limestone are mixed with water into a paste which is pumped into the combustion chamber using piston pumps which have been successfully proven in a number of PFBC projects world-wide.

Combustion takes place at a temperature of around 850°C (1562°F) - 870°C (1598°F) and at a pressure of about 200 psig. The resulting flue gas and fly ash leaving the cyclone enter the hot gas filters (HGFs) where dust removal takes place. The HGFs are a Westinghouse design based closely on the HGF supplied to the Sierra Pacific Piñon project in Tracy, Nevada. A Westinghouse filter has also undergone approximately 6000 hours of testing at Ohio Power's Tidd PFBC demonstration facility in Brilliant, Ohio. A full scale commercial module of this type of HGF has also undergone more than 6000 hours of extensive

testing at Foster Wheeler's PCFB test facility in Karhula, Finland.

The hot clean gas leaving the filter is expanded through the gas turbine before passing through a heat recovery unit and entering the stack. Heat recovered from the cycle from both the combustor and the heat recovery unit is used to generate steam to power a reheat steam turbine. Around 15 per cent of the gross power output is derived from the gas turbine with the steam turbine contributing the remaining 85 per cent.

The gas turbine technology is based on a standard Westinghouse 251B12, single shaft, cold end drive industrial machine that has had the centre section of the turbine modified. A scroll section has been added to

allow for the removal of compressor discharge air from the casing for external firing in the PCFB combustor and to allow for the introduction of hot clean gas back through the casing into the expander section. This air outlet/gas inlet configuration has been previously applied in recuperative gas turbine cycles.

The gas inlet temperature of less than 900°C (1652°F) allows for a simplified turbine shaft and blade cooling system. This, combined with low excess air operation in the PCFB combustor, provides a maximum amount of steam generation per unit mass of air from the gas turbine and so maximizes power output from the cycle.

Figure 1 also shows the process flow arrangement of the Second Demonstration. This involves the addition of a carbonizer island which includes a topping combustor (MASB) to convert the PCFB cycle to a topped PCFB cycle. Through the addition of this equipment, illustrated in Figure 2, the inlet temperature to the gas turbine is increased via the combustion of coal-derived syngas. This increases the cycle power output and improves the net plant heat rate. Natural gas can also be used as the topping fuel thereby providing a backup to the operation of the carbonizer island.

Figure 1 also illustrates the carbonizer island. Dried coal and limestone are fed via a lock hopper system to the carbonizer together with part of the gas turbine compressor discharge air. The coal is partially gasified or carbonized at about 930°C (1706°F) to produce a syngas and char solids stream. The limestone is used to absorb sulphur compounds generated during the mild gasification process and to catalyse the gasification process. After cooling the

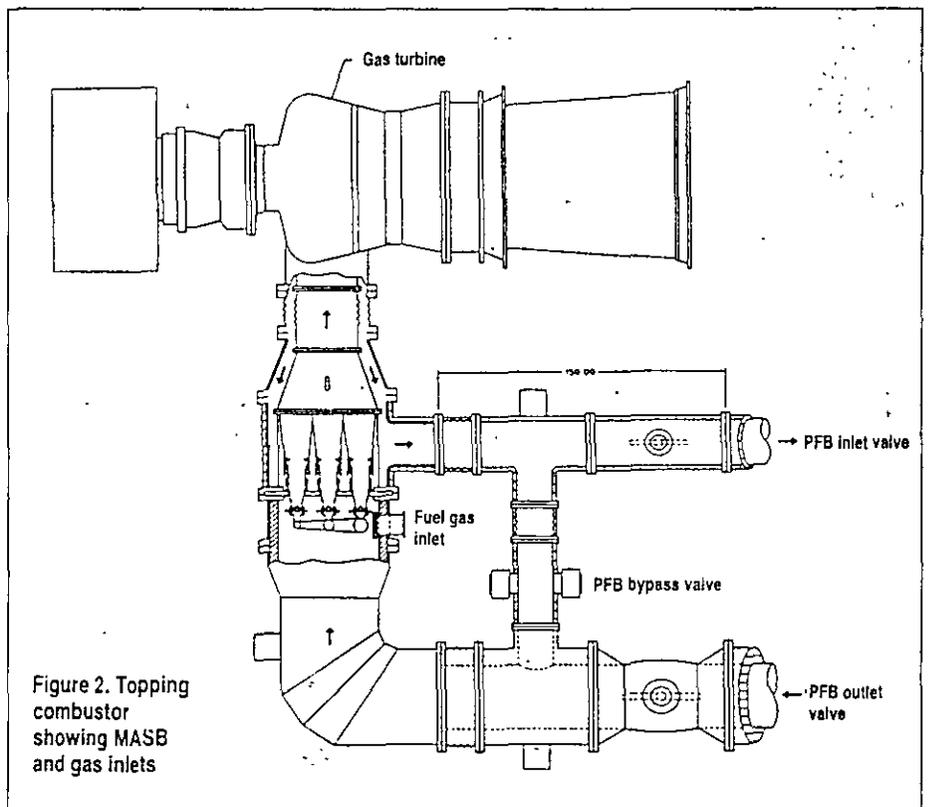


Figure 2. Topping combustor showing MASB and gas inlets

syngas to 650°C (1202°F), the char and limestone entrained with the syngas are removed by a HGF.

The char and limestone are transferred to the PCFB combustor for complete carbon combustion and limestone utilization. The hot clean filtered syngas is then fired in a MASB to raise the turbine inlet temperature to almost 1093°C (2000°F). The gas is expanded through the turbine, cooled in a heat recovery unit and exhausted to the stack. As in the case of the previous cycle, combustion air is supplied to the PCFB combustor from the compressor section of the gas turbine. Coal and limestone are again fed to the PCFB combustor in paste form but are supplemented by the char transferred from the carbonizer as discussed above.

Performance

The First Demonstration would involve a basic PCFB cycle that would come on line in the year 2000 and would provide approximately 157 MW of capacity. The cycle would have a gas turbine inlet temperature of 843°C (1550°F). Following the completion of some additional development work,

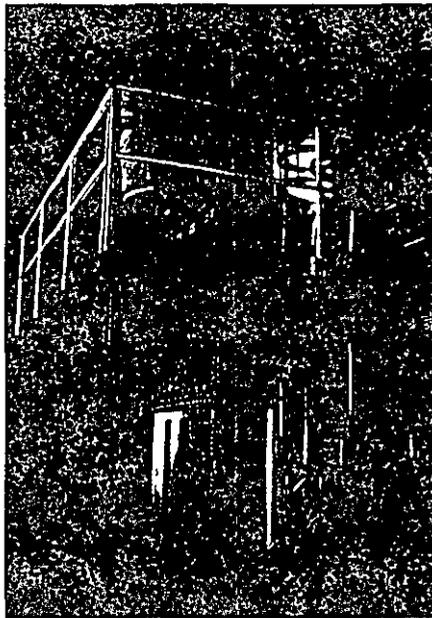


Figure 3. Development on the carbonizer system has been performed at Foster Wheeler's John Blizzard Research Centre in Livingston, N.J., where plastic scale models are used for flow visualization of solids

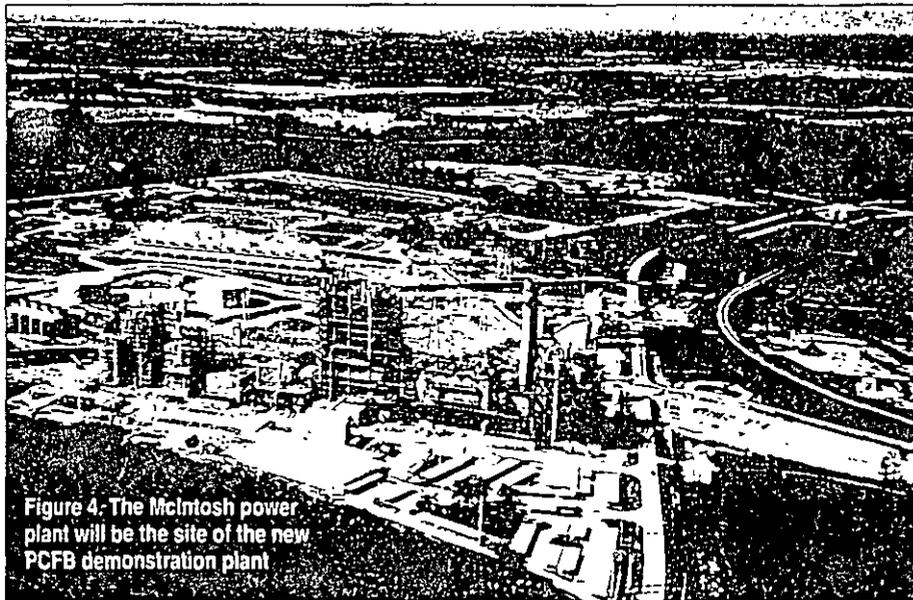


Figure 4. The McIntosh power plant will be the site of the new PCFB demonstration plant

the Second Demonstration of the project would be constructed and brought on line two years later. This would entail the conversion of the First Demonstration PCFB system to a topped PCFB system through the addition of a carbonizer island and a topping combustor.

The addition of the carbonizer system would generate a coal derived, low Btu syngas that would be fired at the inlet of the gas turbine to raise the turbine inlet temperature to around 1080°C (1976°F). The net impact of this equipment addition would be an additional 12 MW of power output with an associated improvement in heat rate of about 600 Btu/kWh for the entire plant.

The new unit will be designed to burn a range of coals including both the current Eastern Kentucky coal burned in McIntosh unit 3 and high ash, high sulphur coals that

are expected to be available in the future at substantially lower prices than mid to low sulphur bituminous coals. Limestone would be sourced from a number of nearby Florida limestone quarries while ash would be disposed of in a landfill or marketed to others.

The majority of the project's water make-up requirements will be met using secondary treated sewage effluent for cooling tower makeup while the use of sewage sludge is being considered for preparation of the coal-water paste mixture that is pumped into the PCFB. Service water will be used only for boiler water makeup feed to the demineralizer system. Waste water from the unit will be treated on site for neutralization and removal of heavy metals before being returned to the Glendale waste water treatment facility (also owned by Lakeland) for discharge.

Additional development work is required on certain components of the topped PCFB cycle prior to the construction of the scale components at a commercial scale. Specifically, additional development is required for the Westinghouse MASB including the demonstration of MASB operation at low outlet oxygen levels.

Some additional development work may also be performed for other components of the carbonizer system. Both of these systems are incorporated in the Wilsonville Power Systems Development Facility (PSDF) facility at a Southern Company operated site in Wilsonville, Alabama that will shortly be starting operation.

The combination of the above programmes is expected to provide Westinghouse and Foster Wheeler with the necessary information required to finalize the design of the carbonizer and MASB's in time to support the demonstration of topped PCFB technology.

Project schedule

The First Demonstration plant should enter commercial operation in late 2000. Prior to commencing fabrication and construction of the new facility, the permitting and licensing process required by the state of Florida must be completed. In addition, DOE requires that the National Environmental Policy Act (NEPA) process be completed prior to DOE providing any funds for the purpose of fabricating and constructing the facility.

The NEPA and permitting/licensing processes are each expected to take 20 months to complete and are parallel critical path activities dictating the duration of Phase 1 of the project. Phase 1 began in December 1996 following the formal execution of the Cooperative Agreements by Lakeland and DOE.

Phase 2 begins with the general release for fabrication and construction for the First Demonstration and lasts for a total of 53 months. Phase 3 has an overall duration of 48 months. The first 29 months of Phase 2 cover the period from the end of Phase 1 through to the start of Phase 3 during which the First Demonstration facility is fabricated and constructed. The second 24 months of Phase 2 overlap with Phase 3 and cover the time required to design, engineer, fabricate and construct the Second Demonstration equipment.

Phase 3 will be structured in two segments: an initial two year period while the PCFB technology of the First Demonstration is demonstrated, and a subsequent two year period during which the topped PCFB technology of the Second Demonstration will be operated. The additional equipment required for the Second Demonstration will be engineered, procured and constructed in parallel with the operation of the First Demonstration during the first two years of Phase 3. All efforts will be made to minimize the amount of downtime of the facility required to connect the Second Demonstration equipment to the First Demonstration plant. □



**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

CURSOS ABIERTOS

***TÓPICOS DE ACTUALIDAD EN LA
INDUSTRIA ELÉCTRICA***

CELIDAS DE COMBUSTIBLE

**EXPOSITOR: DR. ULISES CANO CASTILLO
PALACIO DE MINERÍA
NOVIEMBRE DE 1998**



- **¿Qué son las Celdas de Combustible?**
- **Ventajas, beneficios y retos**
- **Tipos de Celdas de Combustible**
- **Aplicaciones - comercialización**
- **¿Se pueden usar en México?**



INSTITUTO DE
INVESTIGACIONES
ELECTRICAS

UNIDAD DE MATERIALES
Y PROCESOS QUÍMICOS

Celdas de Combustible

**Grupo de Electroquímica
y Corrosión**

Dr Ulises Cano Castillo

tel:(73) 183811

fax: (73) 189848

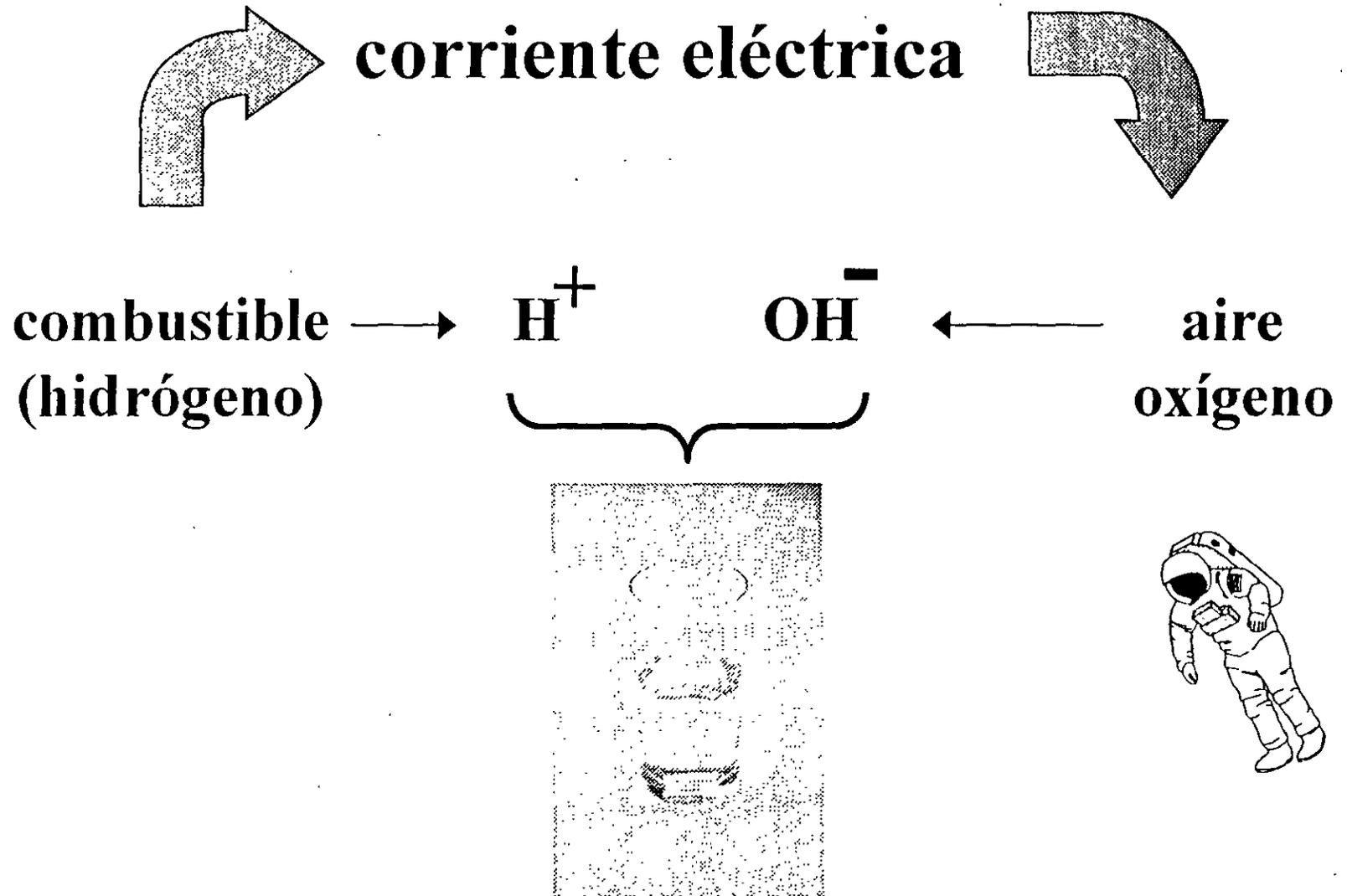
email: *ucano@iie.org.mx*

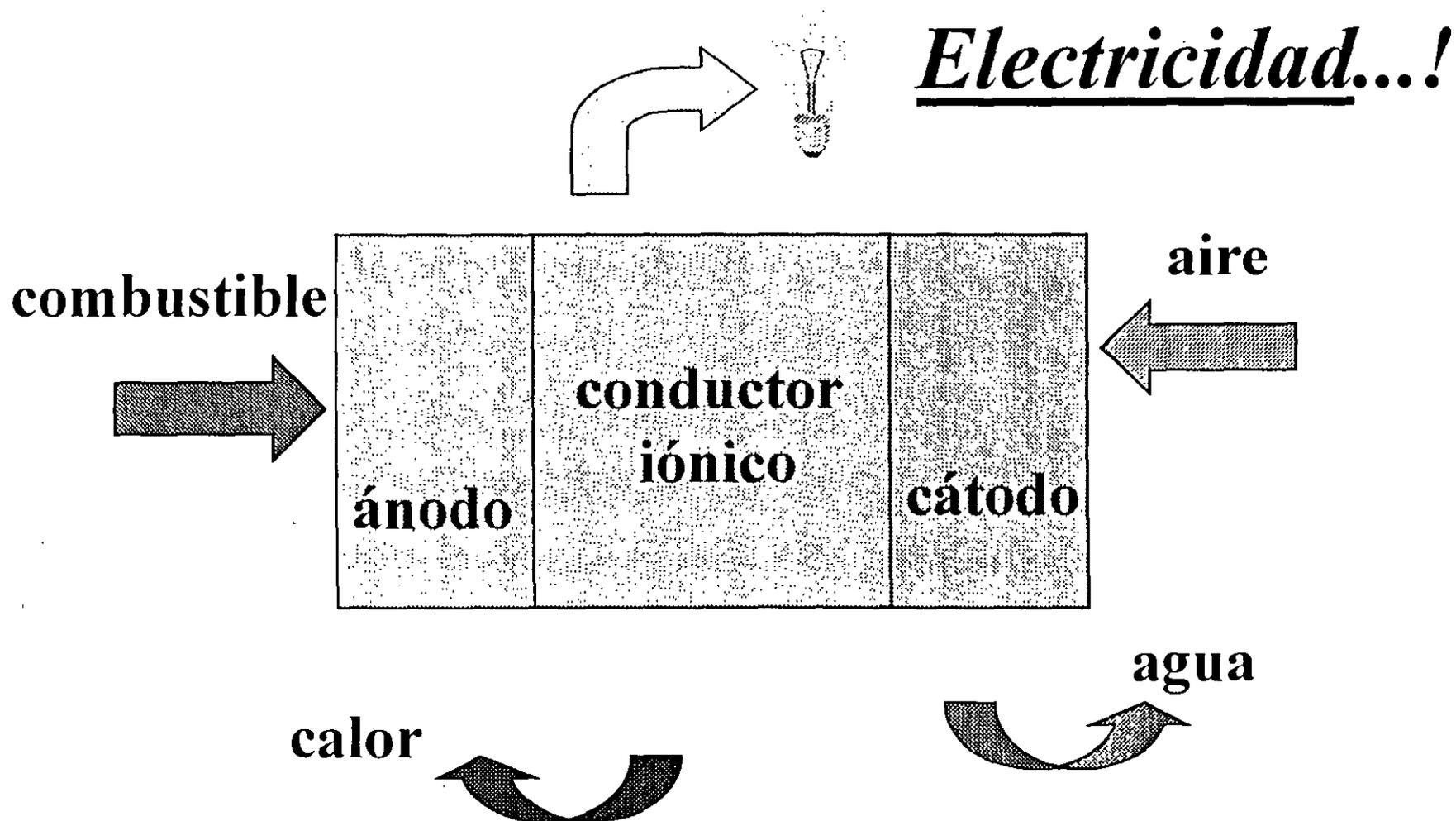
http://www/mproquim/eyc_web.htm



INSTITUTO DE
INVESTIGACIONES
ELECTRICAS.

Principio







Tipos de Celdas

Se clasifican según el electrólito:

- | | |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------|
| • Acido fosfórico | PAFC |
| • Óxido Sólido | SOFC |
| • Carbonatos fundidos | MCFC |
| • Alcalinas | AFC |
| • Intercambio Protónico
ó Membrana Polimérica
ó Electrolito Polimérico | PEFC, PEM |



Aplicaciones

- **Transporte:**

Autos

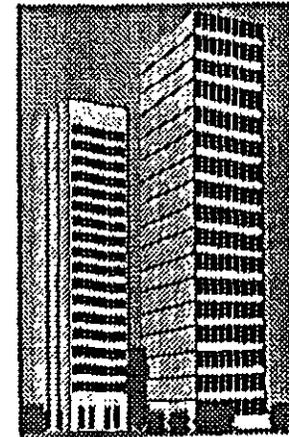
Autobuses



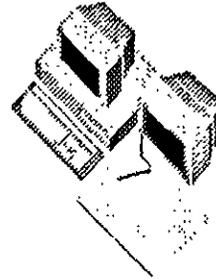
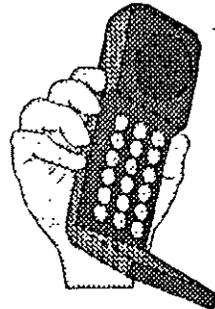
- **Generación**

Distribuída

Central

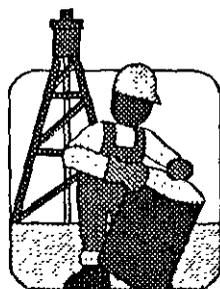


- **Otras**





INSTITUTO DE
INVESTIGACIONES
ELECTRICAS



Generación



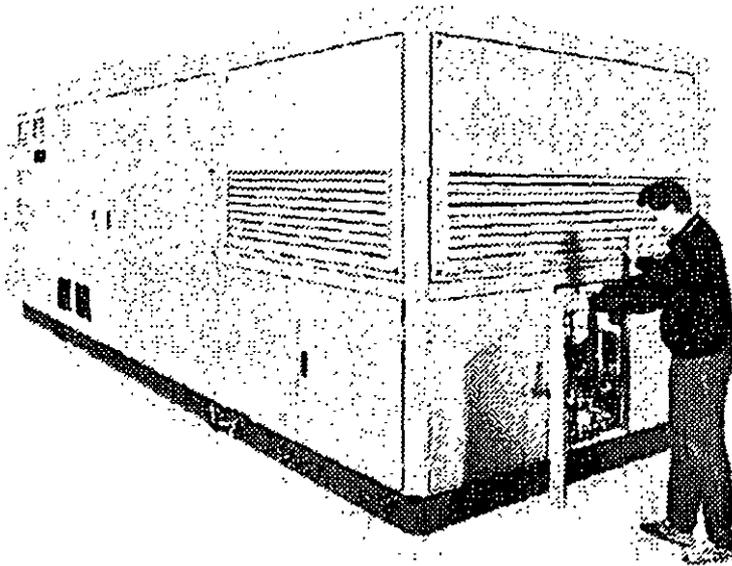
Tipo de Celda	Aplicación	Salida (MWe)	Disponible	Eficiencia Electri/cogeneración	Temperat.
PAFC	G. Distrib.	1 – 10	1996	41%	200 C
	Cogenera.	0.2 – 1	1992	40% (80%)	
MCFC	G. Distrib.	1 – 10	1997	50% a 55%	650 C
	Cogenera.	0.25 – 1	1997	45% (70%)	
	Pot. Central	100 y arriba	2000	50% a 60%	
PEFC	G. Distrib.	0.25	2000	> 40%	80 C
	Cogenera.			> 40% (70%)	
SOFC	G. Distrib	1 – 10	2000	> 50%	1000 C
	Pot. Central	50 y arriba		> 50%	



INSTITUTO DE
INVESTIGACIONES
ELECTRICAS

...generación

- 250 celdas en uso en 18 países
- las más comerciales son las PAFC (seguidas por PEFC)
- a nivel comercial 200kW (ONSI) - (250kW BALLARD)



*Celda de combustible de Ballard
PEFC, 250kW*

Avances de Daimler-Benz



NECAR 3

NEBUS





INSTITUTO DE
INVESTIGACIONES
ELECTRICAS

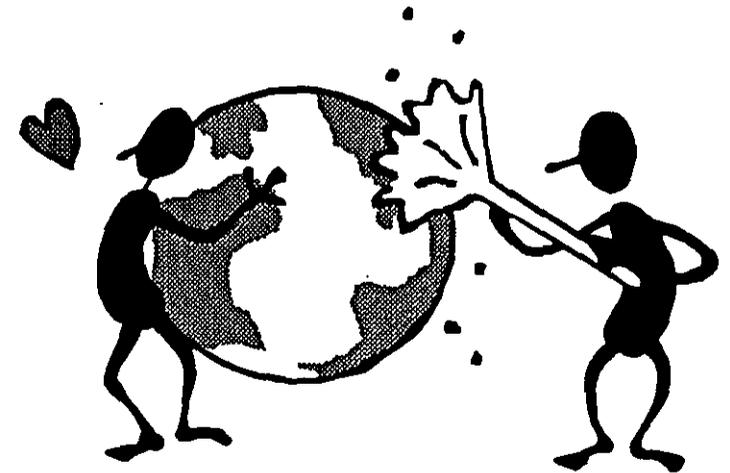
...transporte

Chrysler	US \$4,000,000 - Ballard
Ford Motor Co	US \$420,000,000 - Ballard/Benz
Daimler-Benz	US \$725,000,000 - Ballard
Peugot/Citroen	
Volkswagen/volvo	
Renault	500km
Honda	US \$2,000,000 - Ballard
Nissan	Ca \$2,200,000 - Ballard
Masda	90km/h, 170km (1997) hidrógeno
Toyota	500km (1997) - metanol



Ventajas y beneficios

- alta eficiencia $\longrightarrow \approx 80\%$
- cero emisiones ó casi cero
- silenciosas
- modulares
- bajo costo de operación
- compactas
- no tiene partes móviles

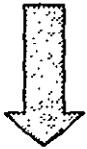




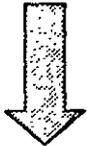
INSTITUTO DE
INVESTIGACIONES
ELECTRICAS

Costos

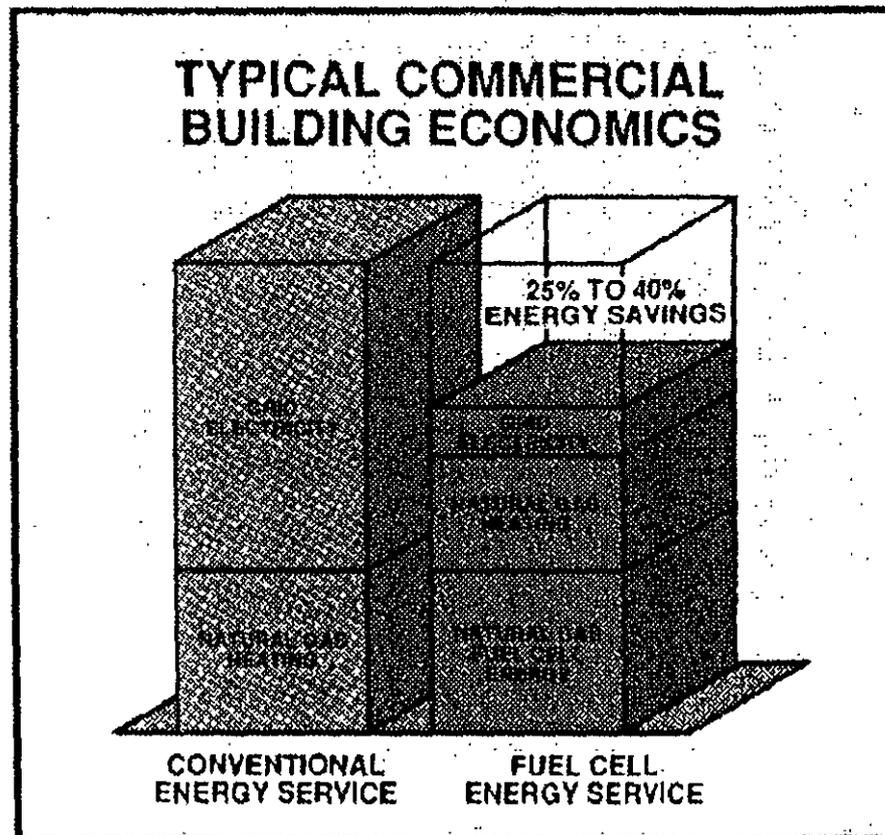
US \$3,000/kW



\$1,500/kW



\$1,000/kW





Costos

- **Mayor eficiencia**
- **Menor consumo de combustible**
- **costos por instalación (250kW) US\$50,000-80,000**
- **no requiere líneas de transmisión**
- **20%-40% reducción en costos por el servicio**
- **mayores volúmenes de producción - menor costo**



Retos...



1.- Disminuir costos:

- Materiales más baratos
(electrolito, electrodos, placas,
catalizadores, combustible)
- Aumentar volúmenes de Producción
- Apoyar su uso
- Aprovechando infraestructura existente

2.- Conocer para creer en la tecnología



INSTITUTO DE
INVESTIGACIONES
ELECTRICAS

...caso México



- **Contaminación**
- **Infraestructura (suministro del combustible)
generación de hidrógeno ó biogas**
- **Planeación Energética**
- **Desarrollar tecnología propia**
- **Demanda energética en aumento**

Sí se puede y sí se debe

Appendix B

Sample Specification for a 200 kW Phosphoric Acid Natural Gas Fuel Cell Power Plant

1.0 SYSTEM DESCRIPTION

The power plant is to be packaged as a self-contained, natural gas fuel cell plant capable of continuous operation at an electrical rating of 200 kW/235 kVA. It must provide a minimum of 700,000 Btu/hour of useful heat at full load at a temperature of not less than 140°F.

2.0 SYSTEM FEATURES

2.1 The power plant must have local operator interface capable of displaying measured or calculated system parameters such as but not limited to:

- Net Instantaneous Power
- Net Desired Instantaneous Power
- Load Hours
- Net AC Megawatt-hours
- Reformer Temperature
- Steam Accumulator Temperature

2.2 The power plant must have local diagnostic terminal that permits access to a comprehensive set of system parameters beyond that which is available via the local operator interface.

2.3 The power plant must have a modem that will allow remote data acquisition and control of the power plant.

3.0 PERFORMANCE CHARACTERISTICS

3.1 Standard Frequency and Voltage

Frequency	Voltage
60 Hz	480/277 Volts, 3-Phase, 3-Wire

3.2 Electrical Output Characteristics

Rated Load	200 kW/235 kVA
Power Factor Range	From 0.85 to 1.0 leading or lagging (adjustable 110% of rated RMS current integrated over 1 cycle)
Fault Current (RMS)	110% of rated RMS current integrated over 1 cycle
Maximum Line Voltage	±5% providing rated power +10% to -20% operating with kVA derated
Maximum Line Voltage	2% line-to-line at rated kVA
Unbalance Voltage Harmonics	THD < 3% at rated power when operating into a standard impedance of 4% inductive shunted by a 56% resistive load
Operating Power Range	5-100% of rated

3.3 Safety Features - Power plant must automatically transfer to idle mode (0.0 kW net) operation should a disconnect occurs because of an electric grid out-of-limit condition. The power plant must disconnect and/or interrupt operation if:

Grid conditions exceed allowable for protection parameters listed below:

Grid conditions exceed allowable for protection parameters listed below:

- AC over voltage
- AC under voltage
- AC voltage unbalance
- Loss of grid
- Synchronizing circuit failure
- Abnormal frequency
- AC overcurrent, instantaneous
- AC overcurrent, inverse time
- AC current unbalance
- Loss of synchronization
- Field adjustment and testing of protection functions
- Input port for site specific protection parameters

Abnormal conditions last for more than 0.5 seconds or more than three interruptions occur in less than 15 seconds.

The power plant must be capable of automatic reconnection if grid conditions are normal for a continuous 0-10 minute period (adjustable). This auto reconnect capability must have the option for user lockout of the feature.

3.4 Useful Heat Availability Minimum Heat Output 700,000 Btu/hour at not less than 140°F at rated power

4.0 FUEL COMPOSITION LIMITS PIPELINE NATURAL GAS

4.1 Pipeline Natural Gas

Constituent	Maximum Allowable Percent Volume
Methane	100
Ethanes	10
Propane	5
Butanes	1.25
Pentanes, Hexanes, C ₆ +	0.5
CO ₂	3
O ₂	0.2
N ₂	4
Total Sulfur	33 ppmv (6 ppmv average)
Ammonia	1 ppmv
Chlorine	0.05 ppm (weight basis)
Supply Pressure	4 to 14 inches water

4.2 The power plant must have the capability of using alternative fuels, such as propane, as an option

5.0 ENVIRONMENTAL DESIGN CONDITIONS

Ambient temperature during operation -20° F to 110° F

Operating Characteristic	Site Altitude	
	Sea Level	6000 ft.
Maximum Steady State Power	200 kW	200 kW
Minimum Efficiency (LHV)	40%	39%
Grid-Connect Load Change		
0 to 200 kW	1.5 Sec	--
0 to 155 kW	11.5 Sec	11.5 Sec
155 to 200 kW	3.5 Sec	20 Min

6.0 PHYSICAL SIZE LIMITATIONS (if any)

The power plant may be a modular system of up to two separate modules with no single module exceeding 10x18x10 feet. All modules must be capable of highway transport.

Fuel Cells 2000's

Bibliography of Fuel Cell-Related Sources

For students, teachers or other researchers, we provide this bibliography of sources which have been published on the subject of fuel cell technology.

Books, Studies, and Papers (alpha by primary author)

Appleby, A.J., and Foulkes, F.R., Fuel Cell Handbook, Van Norstand Reinhold, New York, NY, 1989
Republished in 1993 by Krieger Publishing Company, P.O. Box 9542, Melbourne, FL, 32902. (402)
724-9542

Blomen, L.J., Mugerwa, M.N., eds., Fuel Cell Systems, ISDN 0-306-44158-6, Plenum Press, New York, NY, 1992.

Cannon, James S., Clean Hydrogen Transportation: A Market Opportunity for Renewable Energy, Renewable Energy Policy Project Issue Brief, No. 7, April 1997.

Cannon, James S., Gearing up for Hydrogen - America's Road to Sustainable Transportation, INFORM report, March 1998.

Cannon, James S., Harnessing Hydrogen - The Key to Sustainable Transportation, INFORM, Inc., New York, NY, 1995.

Chen, J., Katofsky, R.E., et al., Methanol and Hydrogen from Biomass for Transportation, With Comparisons to Methanol and Hydrogen from Natural Gas and Coal, Princeton University, Center for Energy & Environmental Studies, Center Report #292, July 1995.

Chen, J., Production of Methanol & Hydrogen from Municipal Solid Waste, Princeton University, Center for Energy & Environmental Studies, Center Report #289, March 1995.

Corbett, Michael, Opportunities in Advanced Fuel Cell Technologies - Volume One - Stationary Power Generation 1998-2008, Kline & Company, Inc., Fairfield, NJ, August 1998.

DeLuchi, M.S., Larson, E.D., Williams, R.H., Hydrogen and Methanol: Production from Biomass and Use in Fuel Cell and Internal Combustion Engine Vehicles - A Preliminary Assessment, Princeton University, Center for Energy & Environmental Studies, Center Report #263, August 1991.

Iwan, L., Design of a CMAC Neural Network Controller for the Preferential Oxidation Reactor in a Fuel Cell Vehicle's On-Board Methanol Fuel Processor, Princeton University, Center for Energy & Environmental Studies, Center Report #299, April 1997.

Kordesch, Karl, and Simander, Gunter, Fuel Cells and Their Applications, VCH Publishers, New York,

Kordesch, Karl, and Simander, Gunter, Fuel Cells and Their Applications, VCH Publishers, New York, 1996, 375 pp., \$175.

Mark, Jason, Zeroing Out Pollution: The Promise of Fuel Cell Vehicles, Union of Concerned Scientists, Berkeley, California, May 1996.

Oei, D., James, B., Conceptual Vehicle Design Report: Battery Augmented Fuel Cell Powertrain Vehicle, National Technical Information Service, U.S. Department of Commerce, Springfield, Virginia, July 1997

Scarpielly, Daniel A., "Fuel Cells: Superacids for Superpower," Gas Research Institute Digest, Spring, 1992.

Thomas, C.E., Hydrogen Vehicle Safety Report, National Technical Information Service, U.S. Department of Commerce, Springfield, Virginia, May 1997.

Williams, R.H., Fuel Decarbonization for Fuel Cell Applications & Sequestration of the Separated CO₂, Princeton University, Center for Energy & Environmental Studies, Center Report #295, January 1996

Government Reports (alpha by report title)

A Model of the Capital Cost of a Natural Gas-fired Fuel Cell Based Central Utilities Plant Southern California Gas Co., Los Angeles, CA (United States) 30 Jun 1993 . 24p . DOE Contract FC2192MC29227 . Sup.Doc.Num. E 1.99:DE94000064 NTIS Order Number DE94000064 . Primary Report Number: DOE/MC/29227--3538 . Source: OSTI (DOE and DOE contractors only), NTIS (Public Sales); GPO Dep. (Depository Libraries)

An Economic Feasibility Analysis of Distributed Electric Power Generation Based Upon the Natural Gas-fired Fuel Cell A Model of a Central Utility Plant. Southern California Gas Co., Los Angeles, CA (United States) . 30 Jun 1993 . 23p . DOE Contract FC2192MC29227 . Sup.Doc.Num. E 1.99:DE94000040. NTIS Order Number DE94000040 . Primary Report Number. DOE/MC/29227--3510 .

Direct-Hydrogen-Fueled-Proton-Exchange-Membrane (PEM) Fuel Cell Systems for Transportation Applications. Quarterly Technical Progress Report Number 1, G. Oei, Ford Motor Company, 1994. 7pp., \$10.00, NTIS Order #DE95009675.

DOT Fuel Cell Powered Bus Feasibility Study, Final Report December 1986, H. Murray et al., Los Alamos National Laboratory, June 1987 372pp , \$61.50, NTIS Order #DE87012705.

Fuel Cell Market Applications Williams, M.C. USDOE Morgantown Energy Technology Center, WV (United States) . [1995] . 20p . Sup Doc Num E 1.99 DE96005256 NTIS Order #DE96005256 . Primary Report Number: DOE/METC/C--96/7216 . Source: OSTI (DOE and DOE contractors only); NTIS (Public Sales); GPO Dep. (Depository Libraries)

Fuel Cells: A Handbook (Revision 3). U.S. Department of Energy, Morgantown Energy Technology Center, WV (United States) [January 1994] NTIS Order #DE94004072. Primary Report #DOE/METC-94/1006.

1990 Fuel Cell Seminar Program and Abstracts Fuel Cell Seminar Organizing Committee (United States) . 1990 . 534p . Sup.Doc.Num. E 1.99:DE92791097. NTIS Order Number DE92791097 Primary

States). 1990. 534p. Sup.Doc.Num. E 1.99.DE92791097. NTIS Order Number DE92791097. Primary Report Number CONF-901106-- Source: OSTI (DOE and DOE contractors only); NTIS (Public Sales); GPO Dep. (Depository Libraries) Also available for the years 1992, 1994, and 1996.

Overview of Commercialization of Stationary Fuel Cell Power Plants in the United States. Hooie, D.T., Williams, M.C. . USDOE Morgantown Energy Technology Center, WV (United States) . [1995] . 5p . Sup.Doc.Num. E 1.99.DE95014483. NTIS Order Number DE95014483 . Primary Report Number. DOE/METC/C--95/7187 . Source: OSTI (DOE and DOE contractors only); NTIS (Public Sales), GPO Dep. (Depository Libraries)

PEM Fuel Cells for Transportation and Stationary Power Generation Applications Cleghorn, S.J., Ren, X.; Springer, T.E.; Wilson, M.S.; Zawodzinski, C.; Zawodzinski, T.A. Jr.; Gottesfeld, S. . Los Alamos National Lab., NM (United States) . [1996] . 11p . DOE Contract W7405ENG36 . Sup.Doc.Num. E 1.99.DE96008139 . NTIS Order #DE96008139 . Primary Report Number: LA-UR--96-0350 . Source: OSTI (DOE and DOE contractors only); NTIS (Public Sales), GPO Dep. (Depository Libraries)

Performance and Cost Analysis of Monolithic Solid Oxide Fuel Cells Department of Energy, Morgantown, WV (United States) Morgantown Energy Technology Center Mar 1994 42p . DOE Contract AC2189MC26006 . Sup.Doc.Num. E 1.99:DE95002511 . NTIS Order #DE95002511 . Primary Report #DOE/MC/26006--3804. Source: OSTI (DOE and DOE contractors only); NTIS (Public Sales); GPO Dep. (Depository Libraries)

Requirements for a Fuel Cells for Transportation Application, R. Kumar, "Direct Methanol/Air Fuel-Cell Workshop," Washington, DC, May 14-16, 1990. 8pp . \$12.50. NTIS Order #DE90011146.

Status of the US Fuel Cell Program, M. Williams, U.S. Department of Energy, Federal Energy Technical Center, 1996. 16pp., \$19.50, NTIS Order #DE96009168.

Articles (alpha by title)

"Applications of Fuel Cells," P. Abelson, Science, (248:1469) June 1990.

"Batteries Not Included." D. Tenenbaum, The Why? Files, January 29, 1998

"Beyond Batteries." Tim Beardsley, Scientific American, December 23, 1996

"Carry On Talking." J. Beard, New Scientist, February 7, 1998.

"Dawn of the Hydrogen Age." Jacques Leslie. Wired Magazine, October 1997.

"Electricity by Serendipity (Fuel Cells)," R. Pool, Science, March 1990.

"Fuel Cells = Almost No Pollution," C. Flavin, Worldwatch, January/February 1996.

"Fuel Cells: Could Fuel Cells be the Ideal Energy Source of Tomorrow?" R. Hubscher, Radio Electronics, June 1991.

"Fuel Cells and Pollution," Popular Science, June 1993.

"Fuel Cells Extremely Clean," Popular Science, June 1993

"Fuel Cells Inch Toward Mainstream Power Duties," R. Swanekamp, *Power*, June 1995.

"Fuel Cells Overcome Battery Storage Problems with Renewables," *Popular Science*, June 1993

"Hydrogen Fuel Cells Solve Problems with Electrical Vehicles," *Global Environmental Change Report*, March 14, 1997.

"Mid-East Oil Forever?" J. Romm and C. Curtis, *The Atlantic Monthly*, April 1996

"New Fuel Cells Solve Size Problems," *Popular Science*, September 1996.

"Puny Power." Fenella Saunders, *Discover Magazine* (online), March 16, 1998

"Reinventing the Wheels," A. Lovins and L. Lovins, *The Atlantic Monthly*, January 1995.

"Technology Has Solved Safety Problems with Hydrogen," *New Scientist*, November 23, 1996.

Online Publications (alpha by title)

Advanced Utilization of Fossil Fuels: Fuel Cell Power Generation Technology -- Description of fuel cell technologies and activities being conducted by the Agency for International Science & Technology. Contains pictures.

An Evaluation of the Economics of Fuel Cells in Urban Buses -- Abstract from an analysis by the Centre for Environmental Technology, Imperial College, London.

Choosing Clean Power. Bringing the Promise of Fuel Cells to New York -- This March 1997 report from the Natural Resources Defense Council describes the role that fuel cells can play in providing New Yorkers with clean energy sources and includes policy recommendations to allow N.Y. State to benefit from this emerging clean power technology. Appendix B. Appendix C. Appendix D. TABLES.

The Entry Market for Fuel Cells -- An abstract by the Fuel Cells Commercialization Group which includes estimates of market niche sizes for premium-priced, market-entry fuel cells; estimates of electricity and energy service costs to owners of fuel cells, and describes technical features of fuel cell power plants.

Estimated Economic Impacts and Market Potential Associated With the Development and Production of Fuel Cells in British Columbia -- This document, completed in July 1995, is an economic impact study prepared for the B C Ministry of Environment, Lands and Parks. The report summarizes fuel cell development, production and markets

Experimental Investigation of Hydrogen Transport Through Metals -- Online description of an experiment to examine the transport of hydrogen through different metals. Great resource for chemistry teachers/professors looking for fuel cell-related class experiments

Federal Technology Alert: Natural Gas Fuel Cells -- This Federal Technology Alert (FTA) contains detailed information and procedures that an energy manager can use to evaluate most NGFC applications. Principles of NGFC operation and their energy-saving mechanisms are explained. Procedures are given for preliminary sizing of equipment, estimating energy savings, and calculating life-cycle costs (LCC)

for preliminary sizing of equipment, estimating energy savings, and calculating life-cycle costs (LCC) Application, installation, and operations and maintenance (O&M) impacts are discussed. A hypothetical case study assists the reader in estimating energy consumption and costs associated with NGFC installation and operation. A list of Federal-sector users and a bibliography are included. Details of life-cycle cost analysis and an example procurement specification are also provided.

Fuels Decarbonization and Carbon Sequestration: Report of a Workshop -- Report from a workshop to assess the assumptions and results of existing integrative studies of greenhouse-gas mitigation achieved through the use of decarbonized fuels and carbon sequestration. Reviews the relevant studies on (a) conversion of carbonaceous feedstocks to hydrogen and alternative fuels, (b) carbon sequestration and utilization, and (c) fuels management and use. Identifies opportunities for research and development

Gearing Up For Hydrogen: America's Road to Sustainable Transportation -- A report on hydrogen fueled vehicles by INFORM, Inc., an environmental research organization

Hydrocarbon PEM/Electrode Assemblies for Low-Cost Fuel Cells: Development, Performance and Market Opportunities -- A paper by Dais, Inc., for the Second International Symposium on New Materials for Fuel Cells and Modern Battery Systems, held in Montreal, Canada.

Hydrogen Technology and Policy -- This report discusses technologies for hydrogen production, distribution, and use, and addresses a number of policy issues of interest to the Congress.

Hydrogen: The Energy Carrier of the Future -- Remarks by James MacKenzie, senior associate, World Resources Institute, given at the National Educators' Workshop in 1996

Hydrogen Fuel Cell Vehicles -- A briefing paper by the Union of Concerned Scientists, published February 1995. Topics covered include operating characteristics and cost, hydrogen as a fuel source, and policy directives.

Impact of New PEM Fuel Cell Materials on Commercialization -- A paper by Dais presented at the 1996 Fuel Cell Seminar in Orlando, Florida.

Is Clean Enough? - The Influence of Environmental Externalities on Markets for Fuel Cells in Transport -- Abstract from an analysis by the Centre for Environmental Technology, Imperial College, London, published in Transportation Research D Vol. 1, 1996.

New Hydrocarbon Proton Exchange Membranes Based on Sulfonated Styrene-Ethylene/Butylene-Styrene Triblock Copolymers -- A paper published by Dais, Rensselaer Polytechnic Institute, and the University of Massachusetts

The Next Generation: Fuel Cells and Microturbines -- Published by Cambridge Energy Research Associates, the study provides in-depth analysis on emerging distributed technologies and the implications for select markets. The study in its entirety is not available online, but you can read an overview and the scope of the study.

Operating a Fuel Cell Using Landfill Gas -- A report by Northeast Utilities, International Fuel Cells Corporation and the U.S. Environmental Protection Agency on the Groton Landfill Fuel Cell demonstration. Includes diagrams and statistics from operation

The Polymer Electrolyte Fuel Cell: Materials Issues in a Hydrogen Fueled Power Source -- White Paper

by Shimshon Gottesfeld, Materials Science and Technology Division, Electronic and Electrochemical Materials & Devices Group. Discussion of and charts/diagrams on polymer electrolyte fuel cells, catalysts, membranes, electrode assemblies, components for gas distribution and current collection.

To Return to *Fuel Cells 2000's* Homepage





**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

CURSOS ABIERTOS

***TÓPICOS DE ACTUALIDAD EN LA
INDUSTRIA ELÉCTRICA***

ENERGÍA

**EXPOSITOR: DR. JOSÉ MIGUEL GONZÁLEZ SANTALÓ
PALACIO DE MINERÍA
NOVIEMBRE DE 1998**

TOPICOS DE ACTUALIDAD EN LA INDUSTRIA ELECTRICA

UNAM - F.I. - CEC

Dr. Victor Gerez Greiser

Dr. José Miguel González Santaló

Ing. Jacinto Viqueira Landa

Noviembre 1998

ENERGIA

- EL PROCESO ENERGETICO
- FUENTES
- CONSUMOS
- PROCESOS DE CONVERSION
- TECNOLOGIAS ACTUALES
 - MEXICO
 - MUNDIALES
- TENDENCIAS TECNOLOGICAS ESPERADAS

USO FINAL DE LA ENERGIA

- Energía Mecánica. Fuerza motriz.
- Energía térmica. Calentamiento/enfriamiento
- Energía eléctrica. Sistemas de cómputo, comunicaciones

EL PROCESO ENERGETICO

- USO FINAL DE LA ENERGIA
- TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO
- OBTENCION Y CONVERSION
- EFECTOS AMBIENTALES

TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO

- TRANSPORTE

- Energía Eléctrica. Líneas de transmisión
- Combustibles.

- ALMACENAMIENTO

- Energía eléctrica. Baterías
- Energía potencial de cuerpos de agua
- Combustibles. Hidrógeno

OBTENCION Y CONVERSION

- FUENTES PRIMARIAS

- Solar
- Química. Combustibles
- Atómica. Fisión - Fusión
- Geotérmica
- Hidráulica
- Eólica
- Maremotriz

- CONVERSION

- Aprovechamiento directo
- A Energía Eléctrica

EFFECTOS AMBIENTALES

- Impactos ambientales durante construcción
- Impactos ambientales durante extracción de combustibles
- **Impactos ambientales durante la operación**
 - **Emisiones atmosféricas**
- Impactos ambientales durante la transmisión

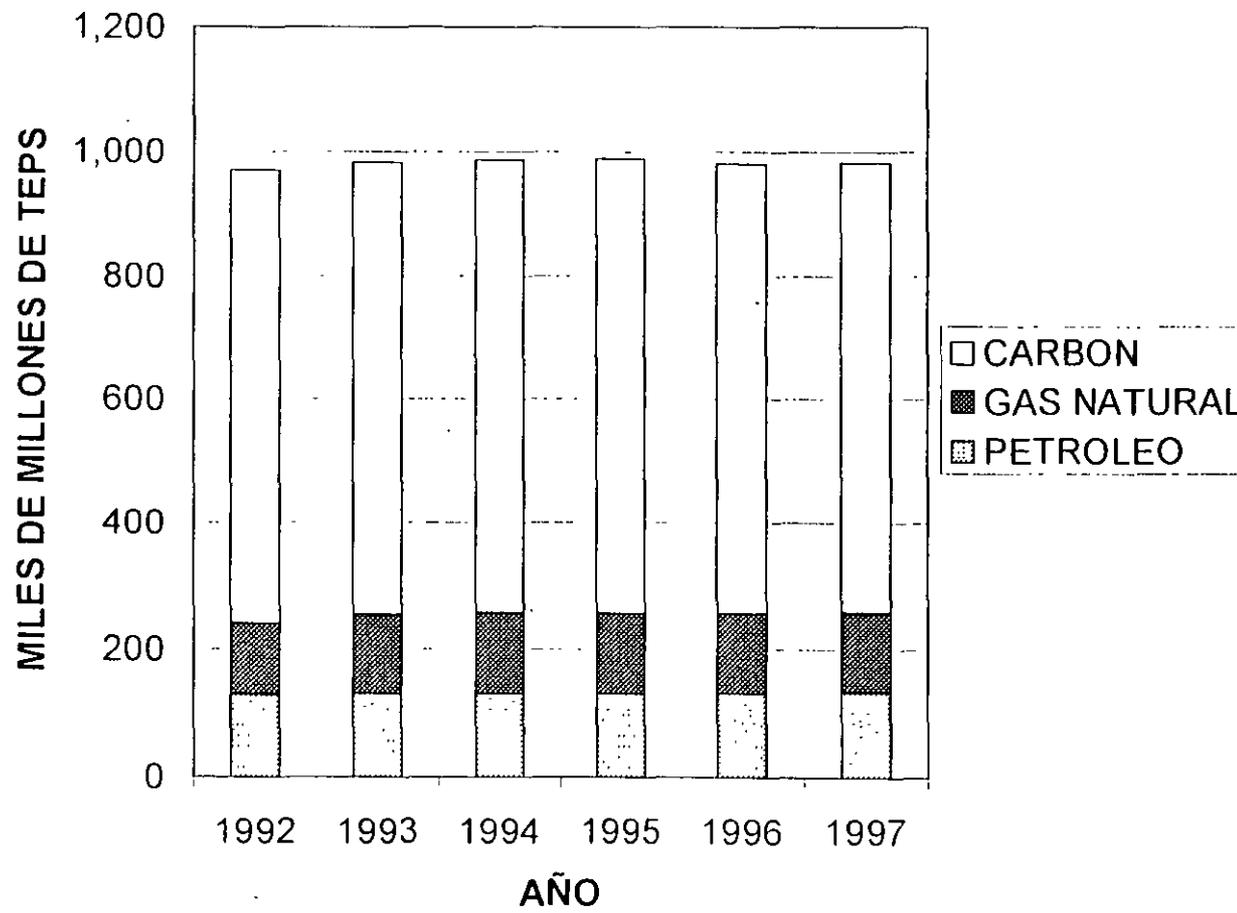
FUENTES PRIMARIAS DE ENERGIA

- Combustibles fósiles
 - Carbón
 - Petróleo
 - Gas Natural
 - Orimulsión
- Combustibles Nucleares
- Potencial Hidráulico
- Potencial Eólico
- Potencial Solar
- Potencial Geotérmico
- Fuentes renovables

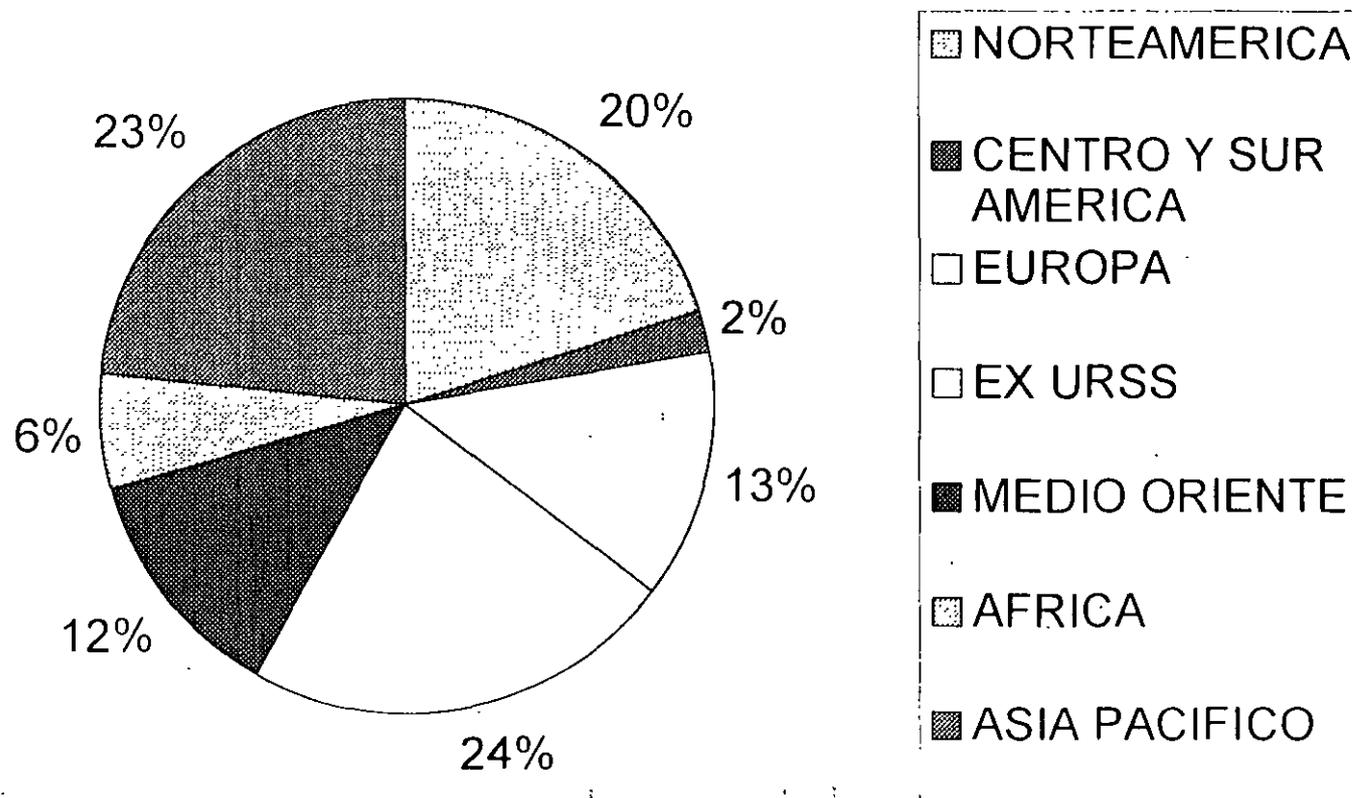
NOTA SOBRE LA ORIMULSION

- Bitumen existente en el Orinoco
- Reservas 42.4 TMT
- Poder calorífico 60% del del combustóleo
- Uso como emulsión en agua
- Reciente aplicación
- ***NO INCLUIDO EN LAS CIFRAS DE RESERVAS Y CONSUMOS.***

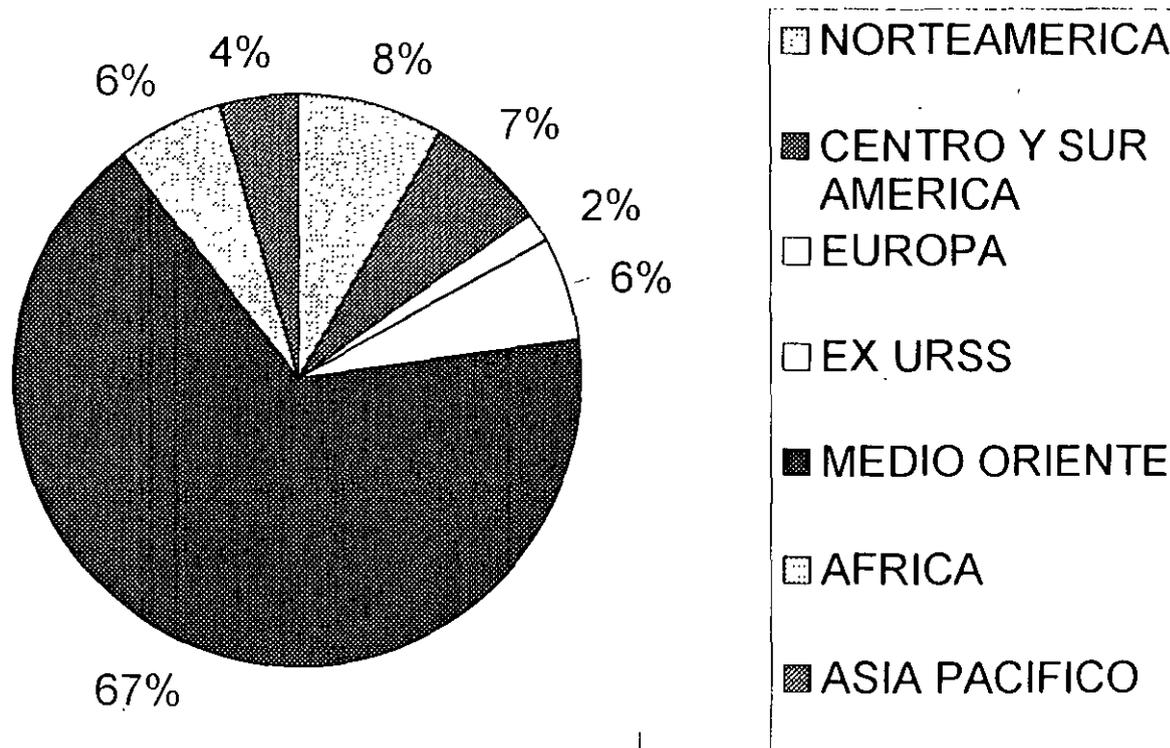
RESERVAS MUNDIALES DE COMBUSTIBLES FOSILES



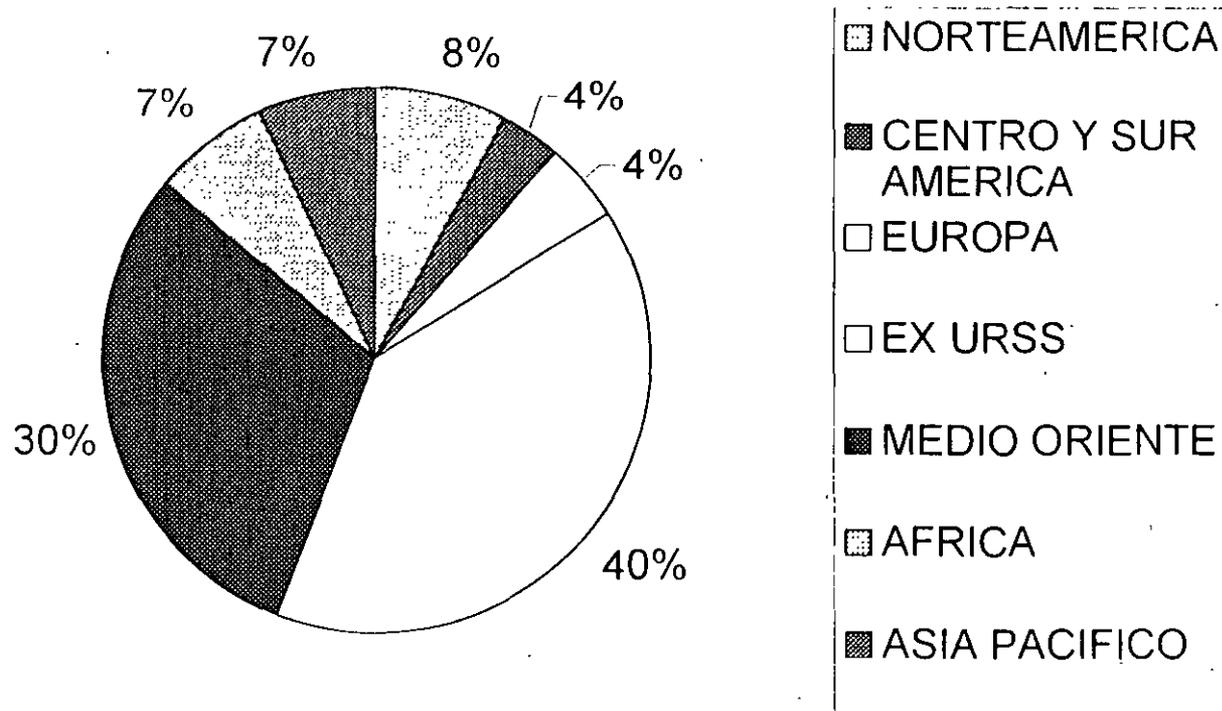
DISTRIBUCION DE LAS RESERVAS POR REGION (1997)



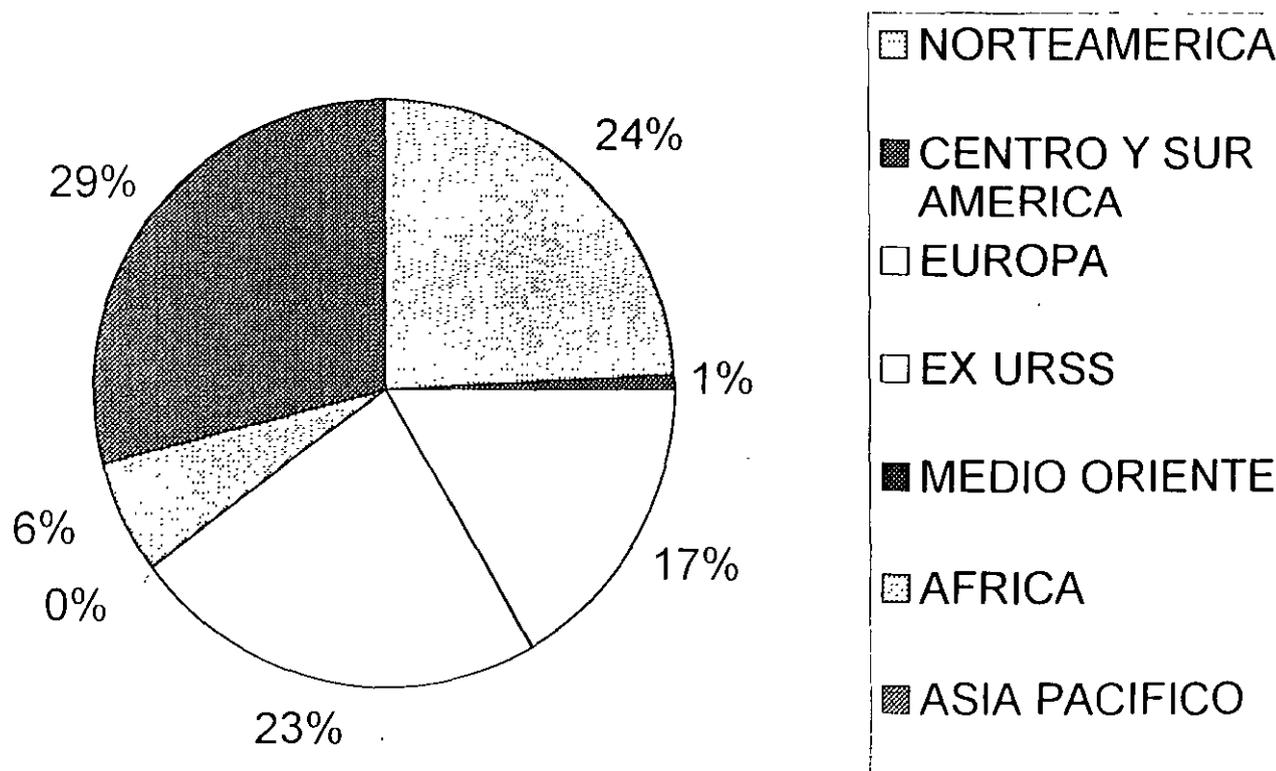
DISTRIBUCION DE RESERVAS DE PETROLEO POR REGION (1997)



DISTRIBUCION DE RESERVAS DE GAS POR REGION (1997)



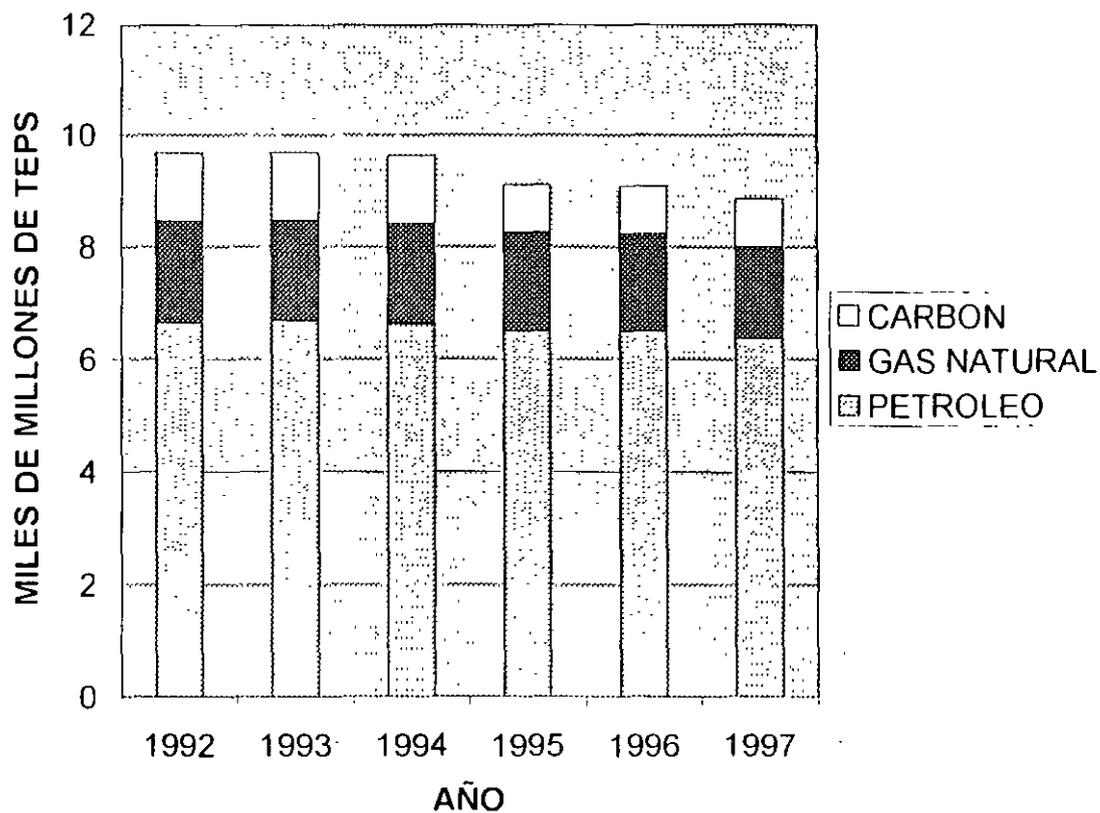
DISTRIBUCION DE RESERVAS DE CARBON POR REGION (1997)



RESERVAS DE COMBUSTIBLES

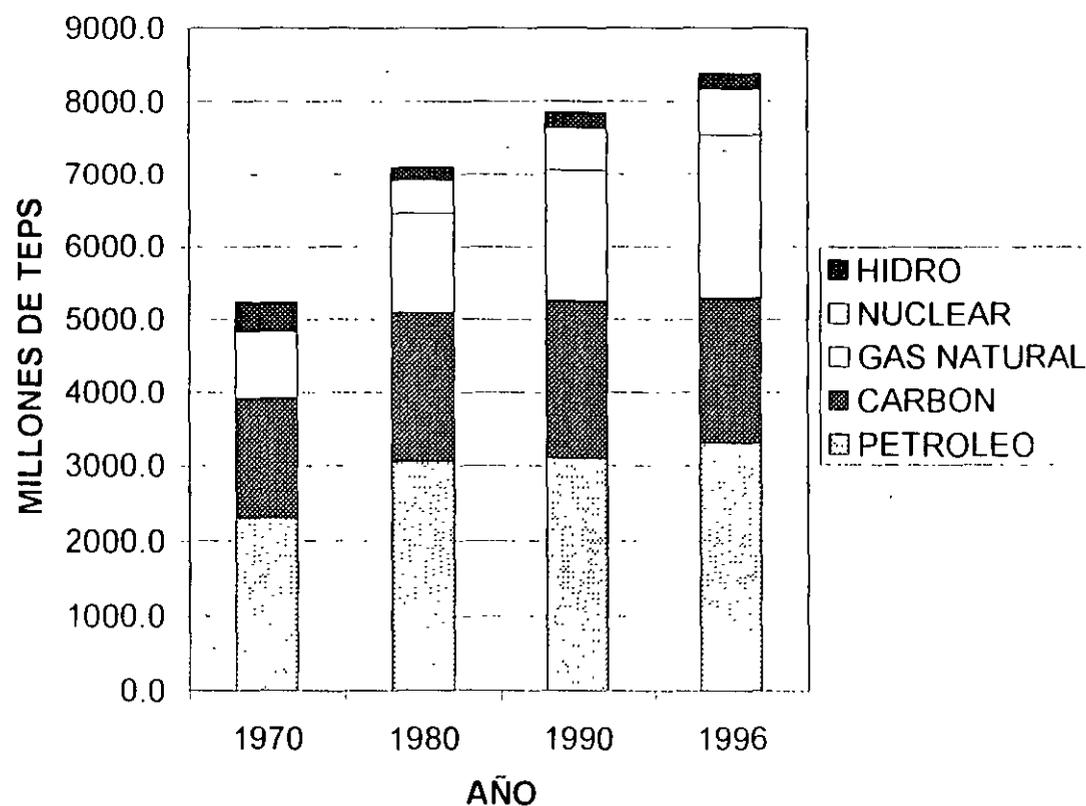
FOSILES EN MEXICO

Reservas mundiales 1997 = 1000

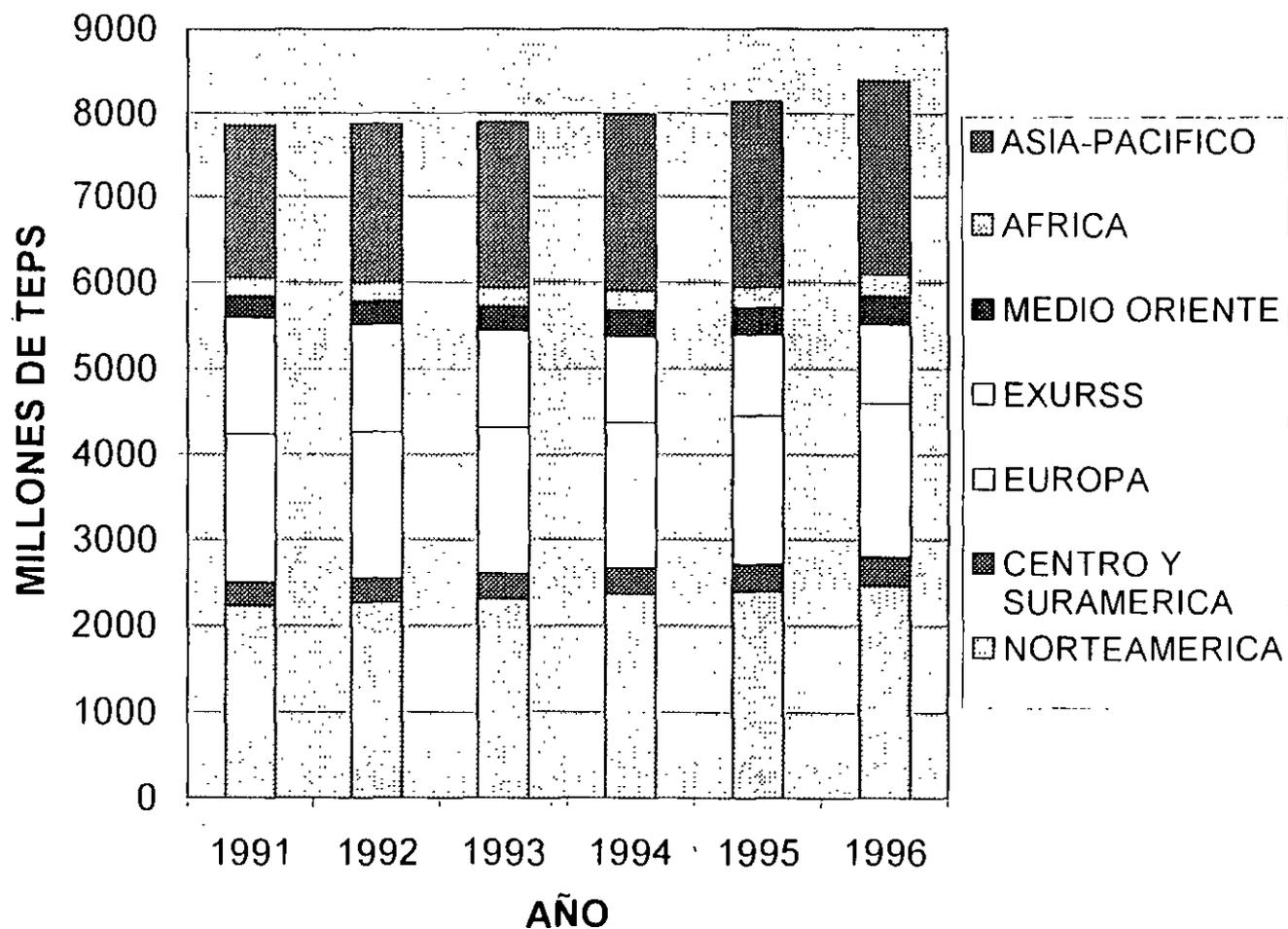


EVOLUCION DEL CONSUMO MUNDIAL DE ENERGETICOS

RELACION RESERVAS/CONSUMO = 115 AÑOS



CONSUMO MUNDIAL DE ENERGETICOS POR REGION (1996)

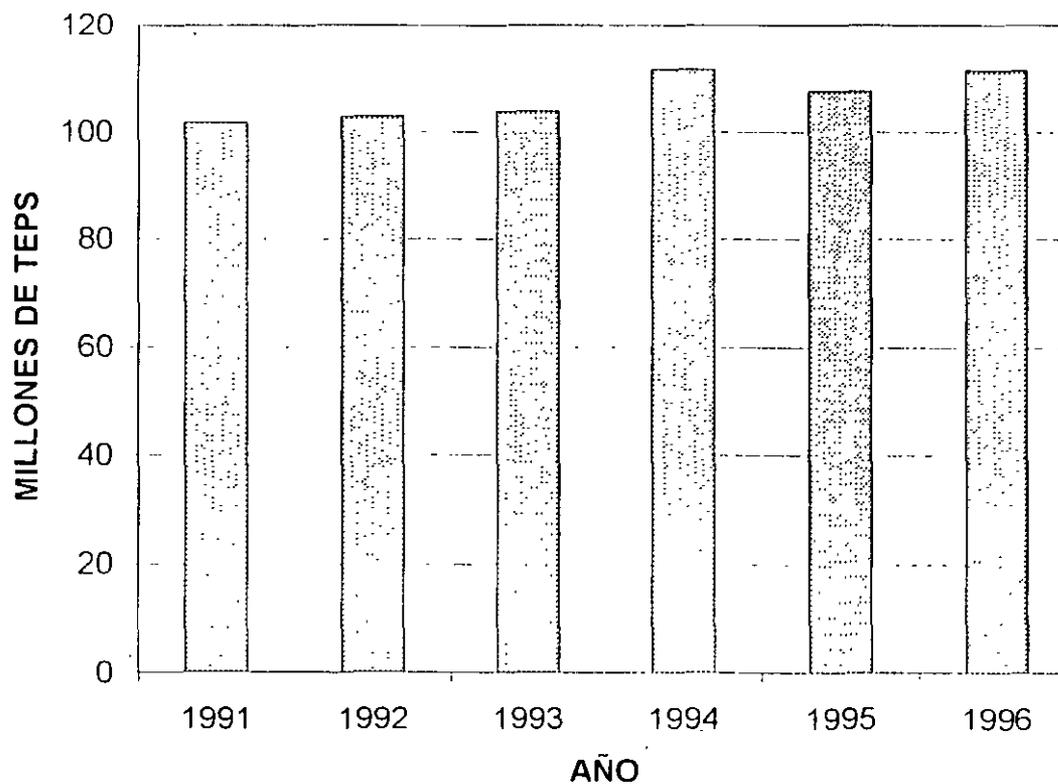


RELACION RESERVA CONSUMO POR ENRGETICO

- TOTAL 115 AÑOS
- CARBON 320 AÑOS
- PETROLEO 40 AÑOS
- GAS NATURAL 64 AÑOS

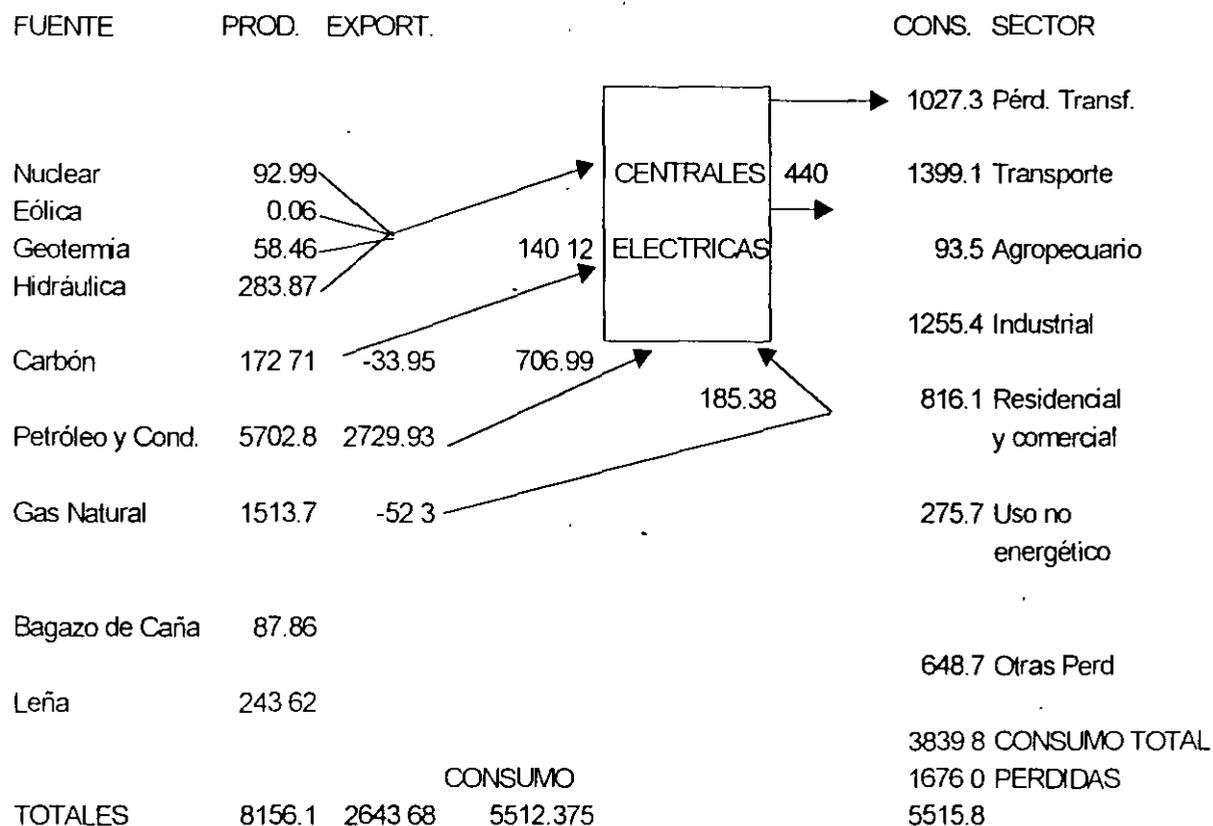
CONSUMO DE ENERGETICOS EN MEXICO

El consumo de México, en 1996
representó el **1.33%** del consumo mundial



DISTRIBUCION DEL USO DE ENERGIA EN MEXICO

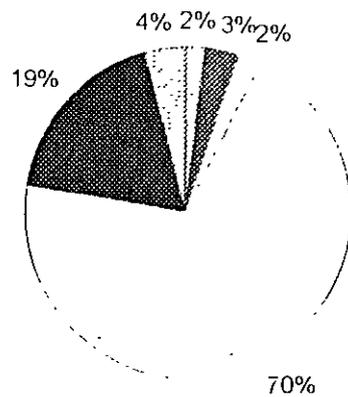
Cifras en Petajoules



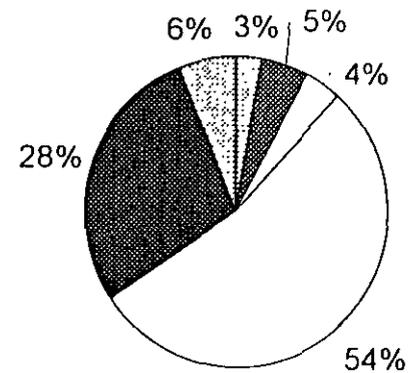
CONVERSIONES DE UNIDADES

- 1 TEP = 7.663 barriles de petróleo
- 1 TEP = 39,136 pies cúbicos de gas natural
- 1 TEP = 1.43 toneladas de carbón
- 1 TEP = 27,144 MJoules
- 1 Kw-hr = 3.6 MJoules
- 1 barril de petróleo = 5,811 MJoules
- 1 pié cubico de gas = 1,125 KJoules
- 1 tonelada de carbón = 18,982 Mjoules
- 1 PetaJoule = 10^9 MJoules

FUENTES DE ENERGIA EN MEXICO (1995)



PRODUCCION

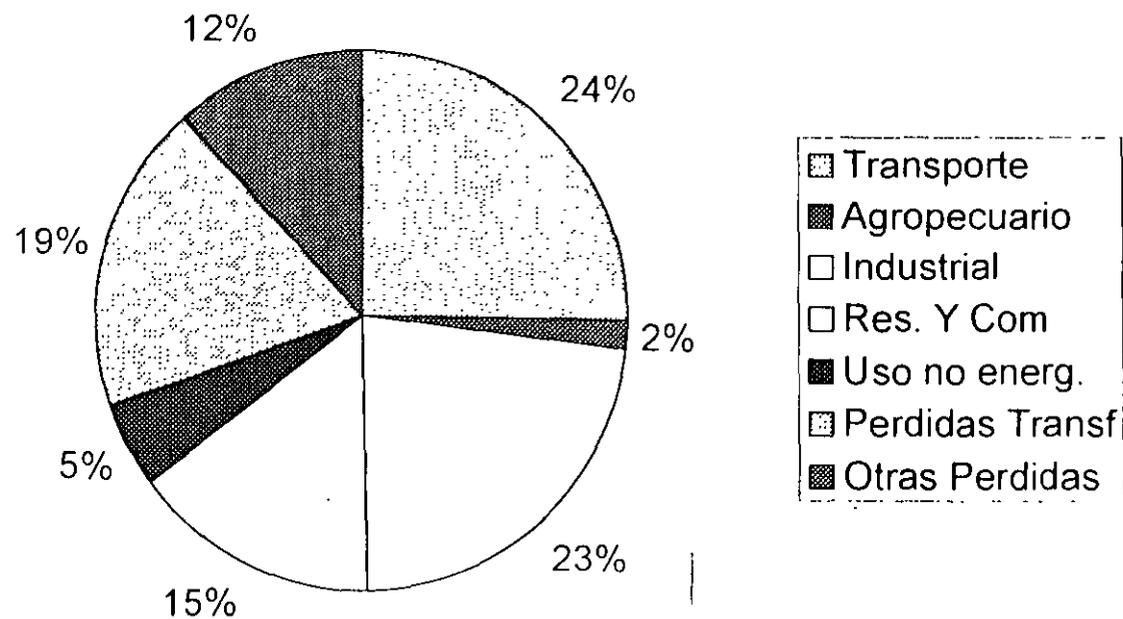


CONSUMO

- Nuc., Eol., Geot.
- Hidráulica
- Carbón
- Petróleo
- Gas
- ▨ Bagazo y leña

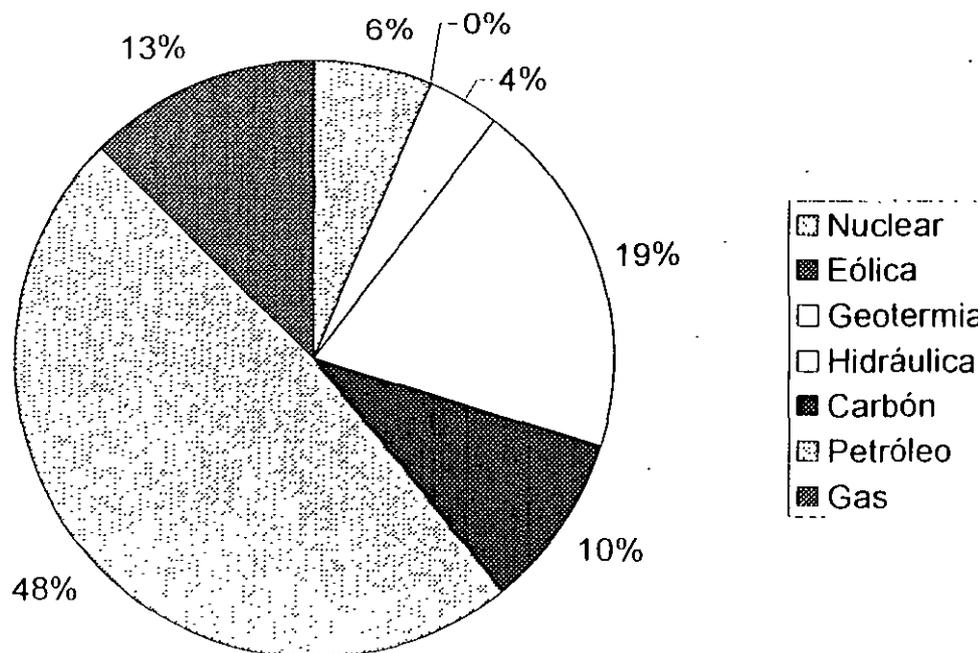
USOS DE LA ENERGIA POR SECTOR EN MEXICO

Consumo Neto 3,869PJ; Consumo Total 5,487PJ
Sect. Electrico: Consumo 1,467 Producción 440



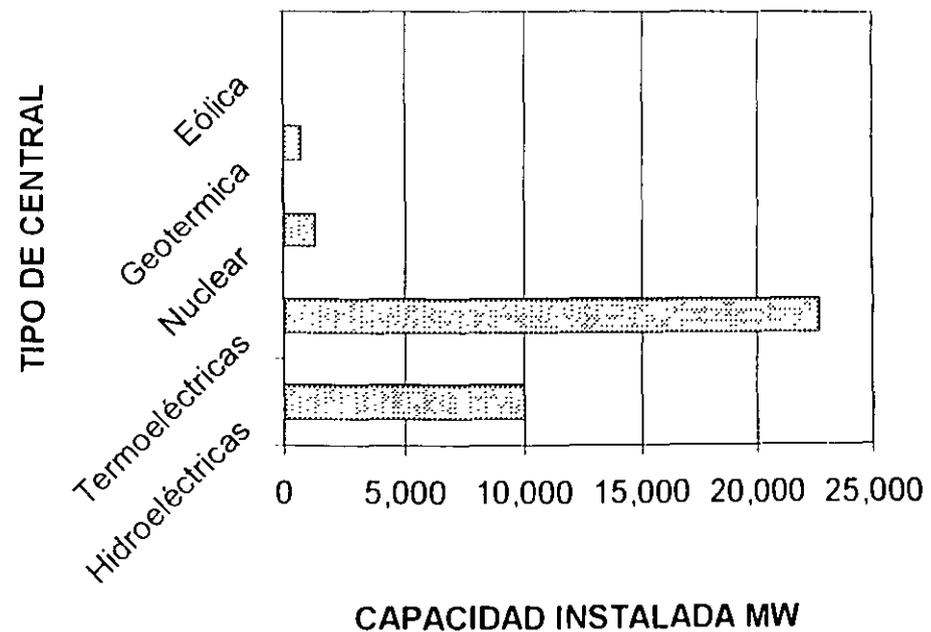
FUENTES DE ENERGIA PARA EL SECTOR ELECTRICO EN MEXICO

Generación 440PJ Consumo 1467PJ



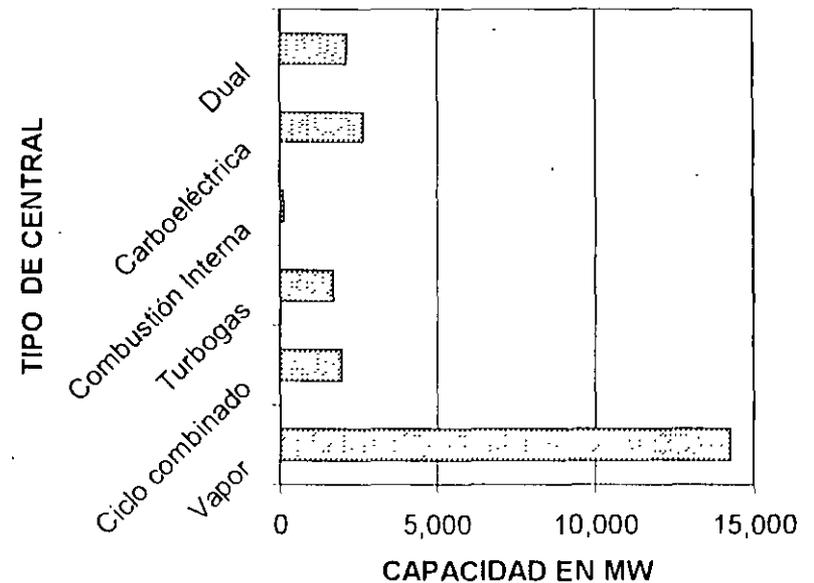
INTEGRACION DEL SISTEMA ELECTRICO MEXICANO POR TIPO DE CENTRAL (CFE 1997)

Tipo de Central	Capacidad MW
Hidroeléctricas	10,034
Termoeléctricas	22,720
Nuclear	1,309
Geotermica	750
Eólica	2



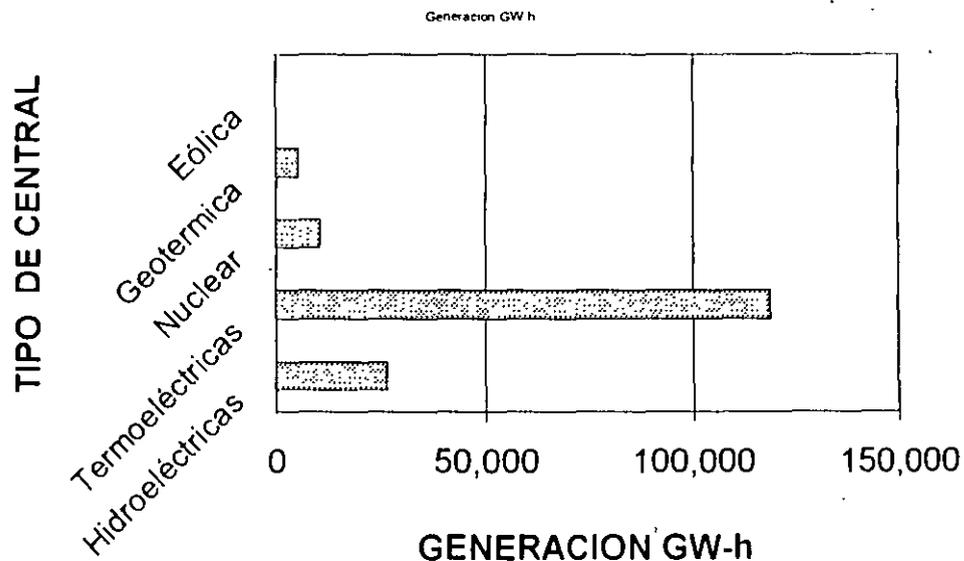
CAPACIDAD EN CENTRALES TERMoeLECTRICAS

Termoeléctricas	22,720
Vapor	14,282
Ciclo combinado	1,942
Turbogas	1,675
Combustión Intern	121
Carboeléctrica	2,600
Dual	2,100



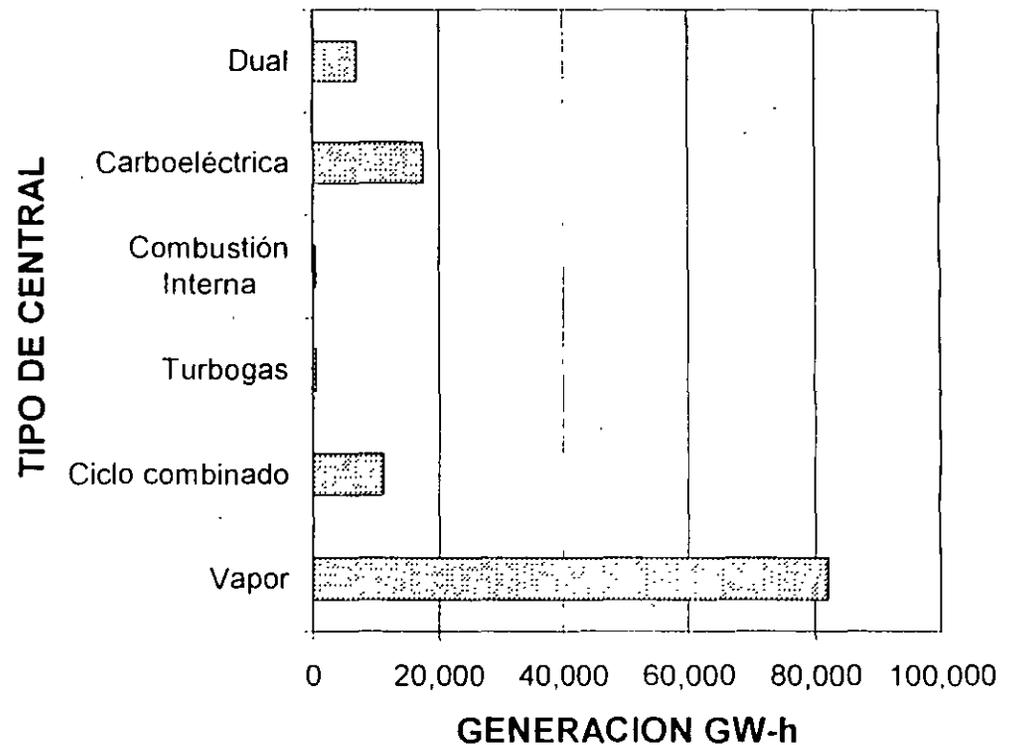
GENERACION EN MEXICO POR TIPO DE CENTRAL CFE 1997

Tipo de Central	Generacion GW-h
Hidroeléctricas	26,431
Termoeléctricas	119,029
Nuclear	10,456
Geotermica	5,466
Eólica	4



DISTRIBUCION DE LA GENERACIÓN EN TERMOELECTRICAS

Termoeléctricas	119,029
Vapor	82,103
Ciclo combinado	11,233
Turbogas	657
Combustión Intern	460
Carboeléctrica	17,575
Dual	7,001



RESUMEN DE FUENTES Y CONSUMOS DE ENERGIA EN EL MUNDO

- Reservas iguales a consumo de 115 años
- Reservas de petróleo y gas para 50 años
- Reservas de carbón amplias (300 años).
- Orimulsión es un nuevo factor en oferta

TENDENCIAS HACIA EL
APROVECHAMIENTO DE CARBON Y
ORIMULSION

RESUMEN DE FUENTES Y CONSUMOS ENERGETICOS EN MEXICO

- Reservas y consumos del orden de 1% del mundo.
- Uso todavía importante de leña (5%)
- Principales reservas en gas y petróleo (90%)
- Gas todavía subutilizado en generación
- Generación Termoeléctrica dominante

CONVERSION DE ENERGIA

Transformación de la fuente primaria a forma adecuada para uso o transporte.

Química > Eléctrica (Celdas de combustible)

Solar > Eléctrica (Celdas fotovoltaicas)

Potencial > Mecánica >

Eólica > Mecánica > Eléctrica (Hidroeléctricas)

Química > Térmica

Atómica > Térmica

Solar > Térmica > Mecánica > Eléctrica

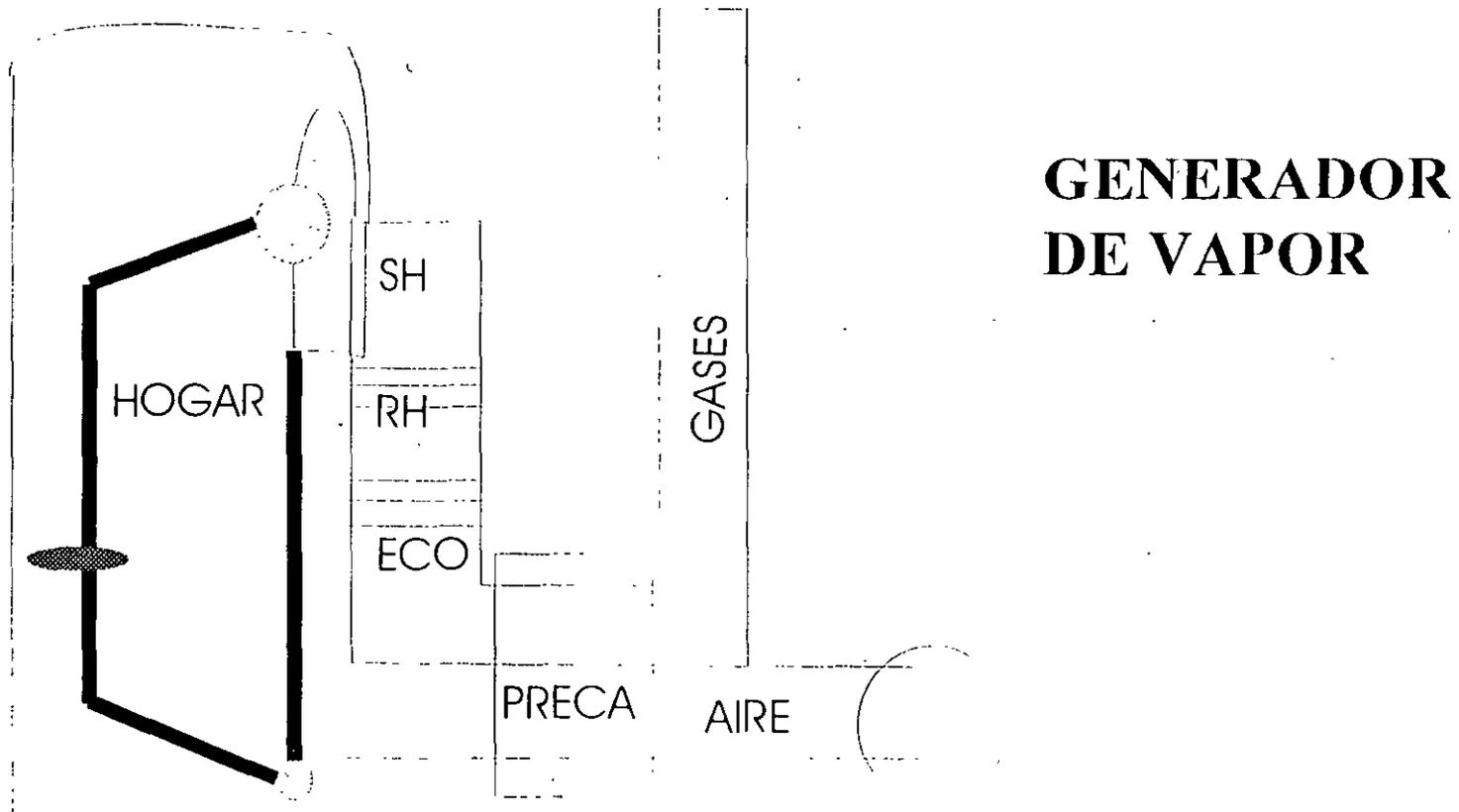
CONVERSION QUIMICA - TERMICA

- COMBUSTION
 - Combustibles sólidos
 - Combustibles líquidos
 - Combustibles gaseosos
- GENERACION DE CONTAMINANTES
 - Bióxido de carbono
 - Oxidos de Azufre y de Nitrógeno
 - Partículas sólidas
 - Monóxido de carbono

CONVERSION TERMICA - MECANICA

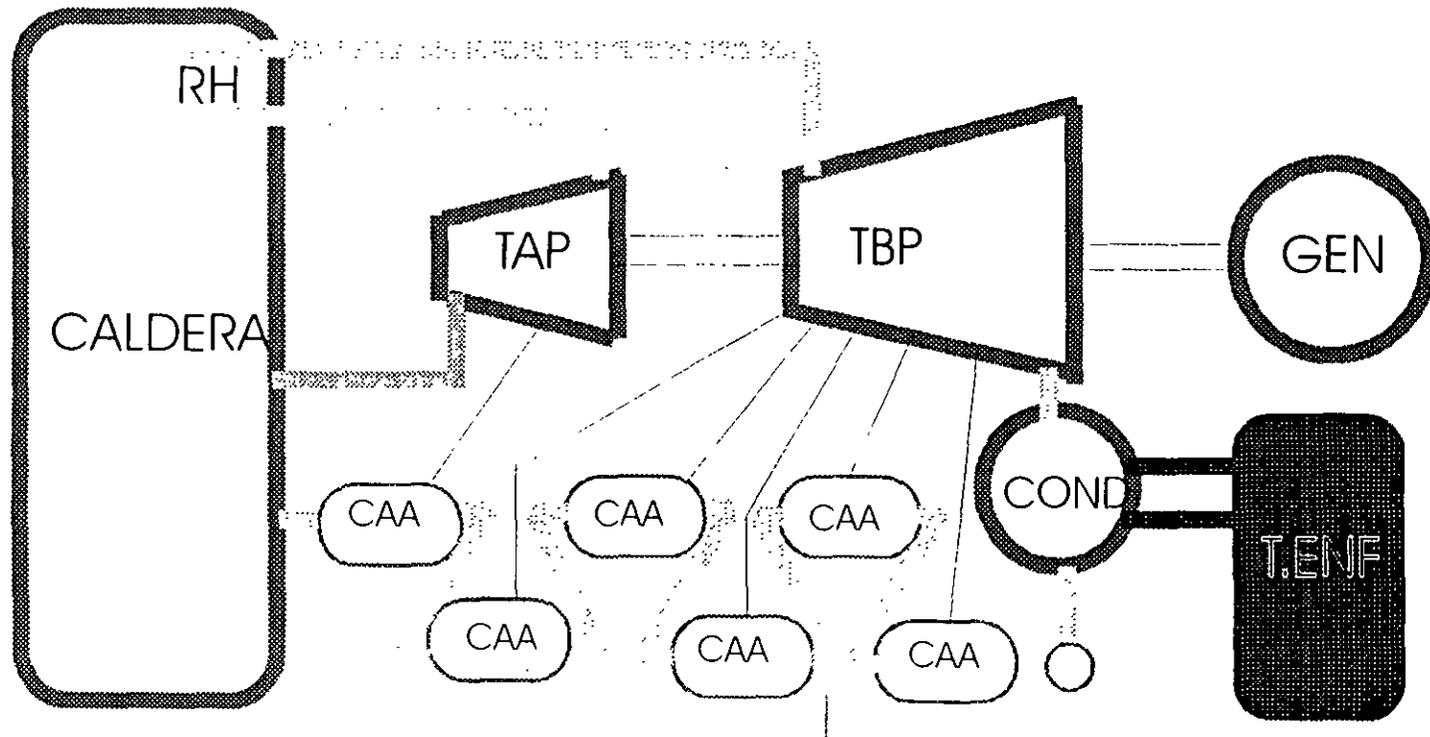
- MAQUINA TERMICA CICLICA (Eficiencia limitada por ciclo de CARNOT)
 - Compresión
 - Calentamiento
 - Expansión
 - Descarga (enfriamiento)
- COMPONENTES (Eficiencia limitada por aspectos tecnológicos)

MAQUINA TERMICA CENTRAL TERMOELECTRICA

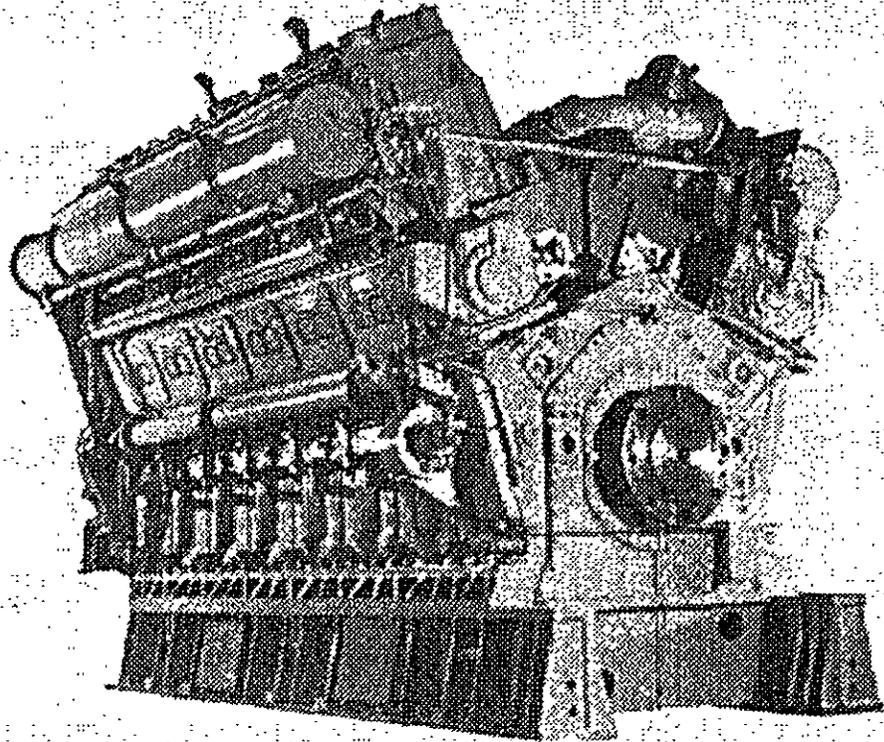


CENTRAL TERMoeLECTRICA

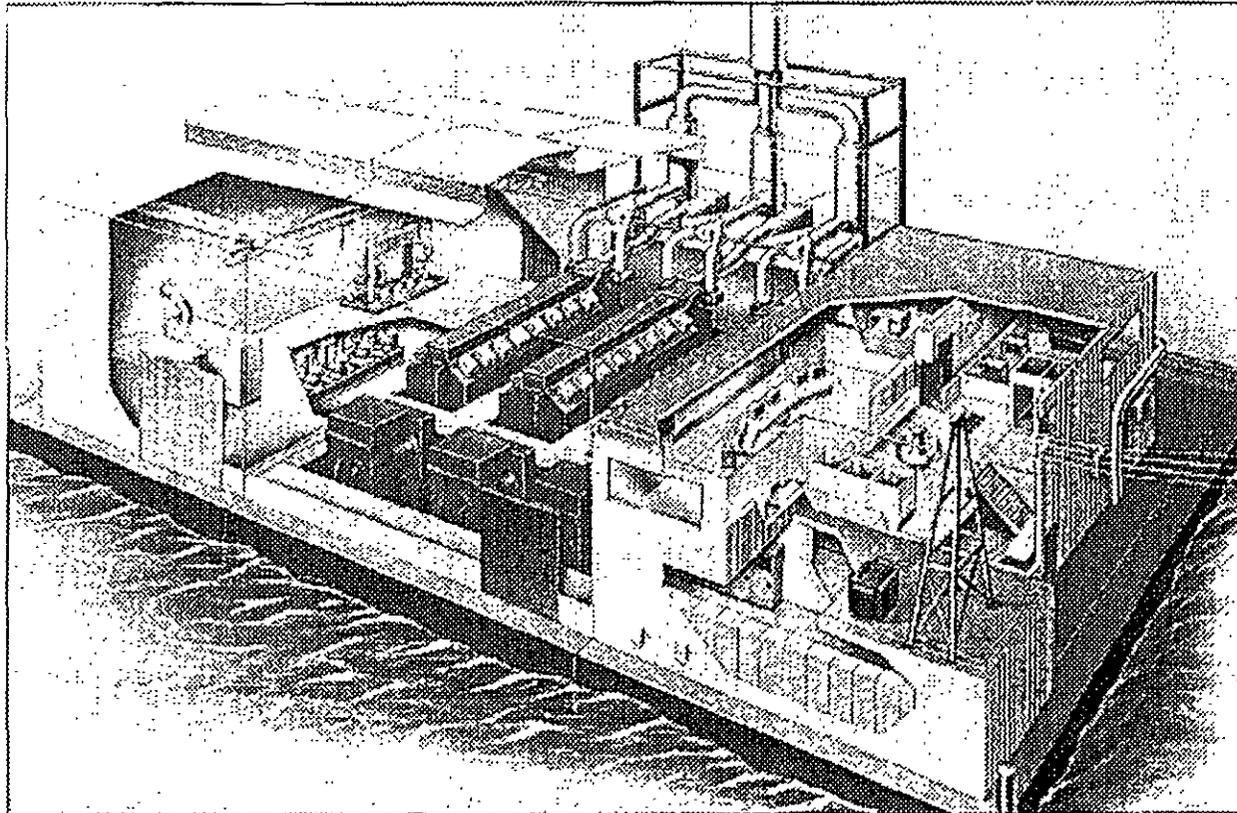
CICLO



MAQUINA TERMICA MOTOR DE COMBUSTION



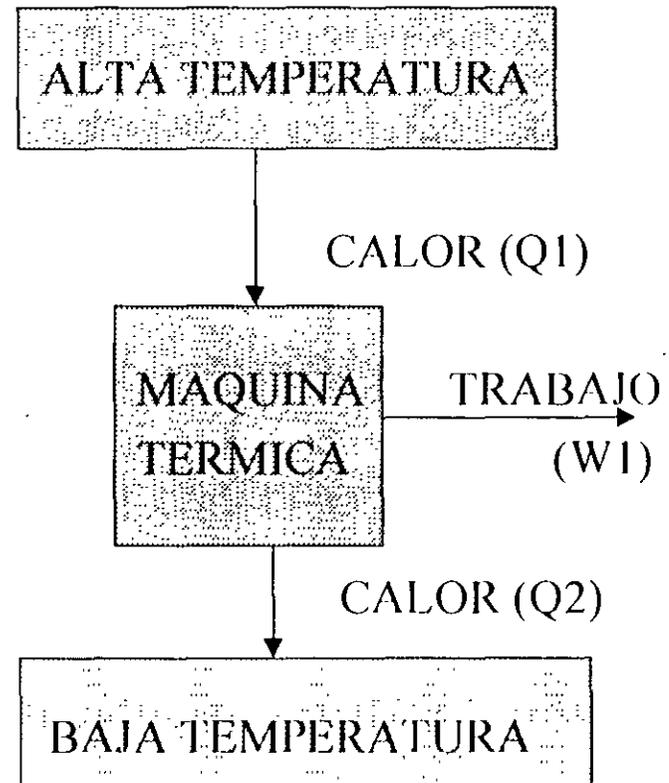
CENTRAL A BASE DE MAQUINAS DIESEL



A floating station like this can be built in a year from units shipped by MESCO from Rotterdam

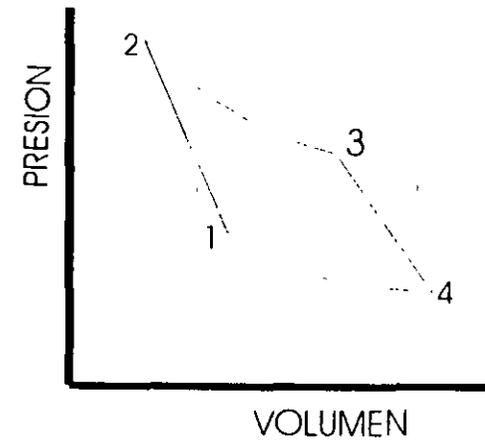
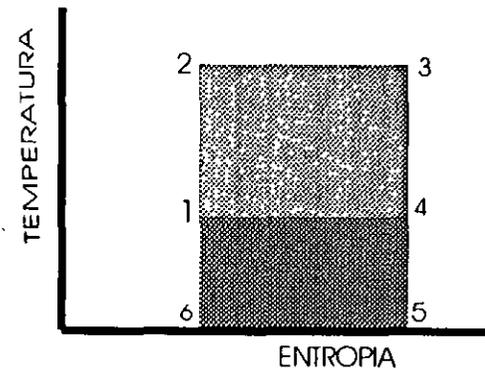
EL CICLO DE CARNOT

- OPERACIÓN ENTRE DOS FUENTES DE TEMPERATURA
- EFICIENCIA
 - $ef = W1 / Q1$
 - $ef = (Q1 - Q2) / Q1$
 - $ef = 1 - Q2 / Q1$
- 2a. LEY
 - $ef = 1 - T2 / T1$



CICLO DE CARNOT

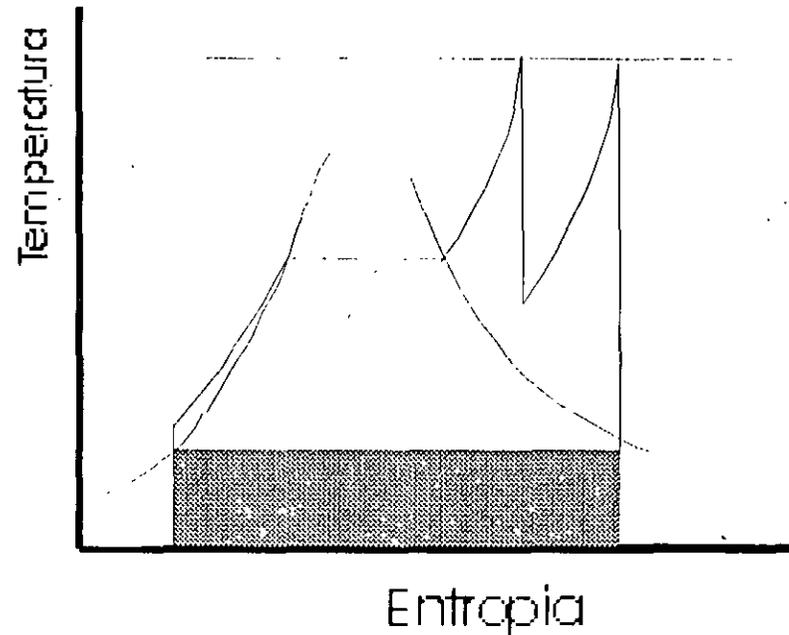
- Area 1-2-3-4 en T-S es trabajo del ciclo
- Eficiencia es $A_{1-2-3-4}$ dividida entre $A_{6-2-3-5}$



CICLO RANKINE

(Central Convencional a Vapor)

- Limitación tecnológica.
Temperatura máxima.
(540C)
- Eficiencias del 30 al 40%
- **Puede usar cualquier combustible**
- Tres clases:
 - Baja Presión < 60 Kg/cm²
 - Alta Presión
 - Supercriticas >225 Kg/cm²



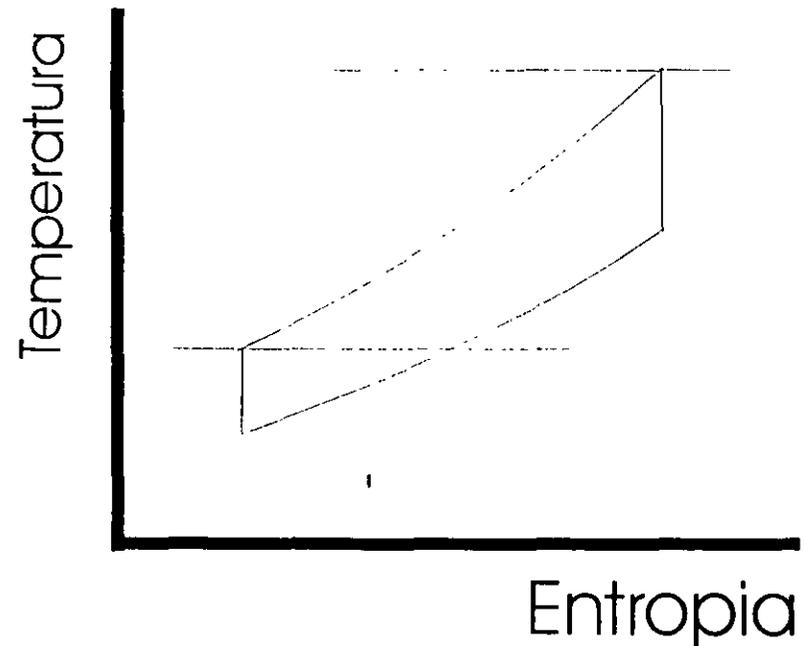
CICLO DIESEL

- Alta eficiencia
- Tamaños chicos
- Usa cualquier combustible líquido o gaseoso

CICLO BRAYTON

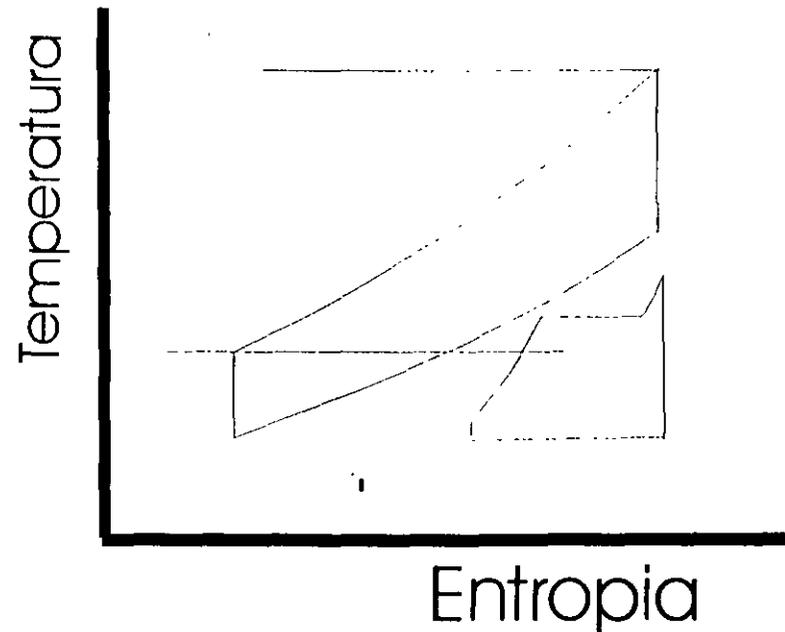
(Turbina de gas)

- Limitación tecnológica:
Temperatura máxima.
(Actualmente 1300C)
- Eficiencias del 25 al 45%
- Limitación práctica.
Requiere gas o
combustible ligero.

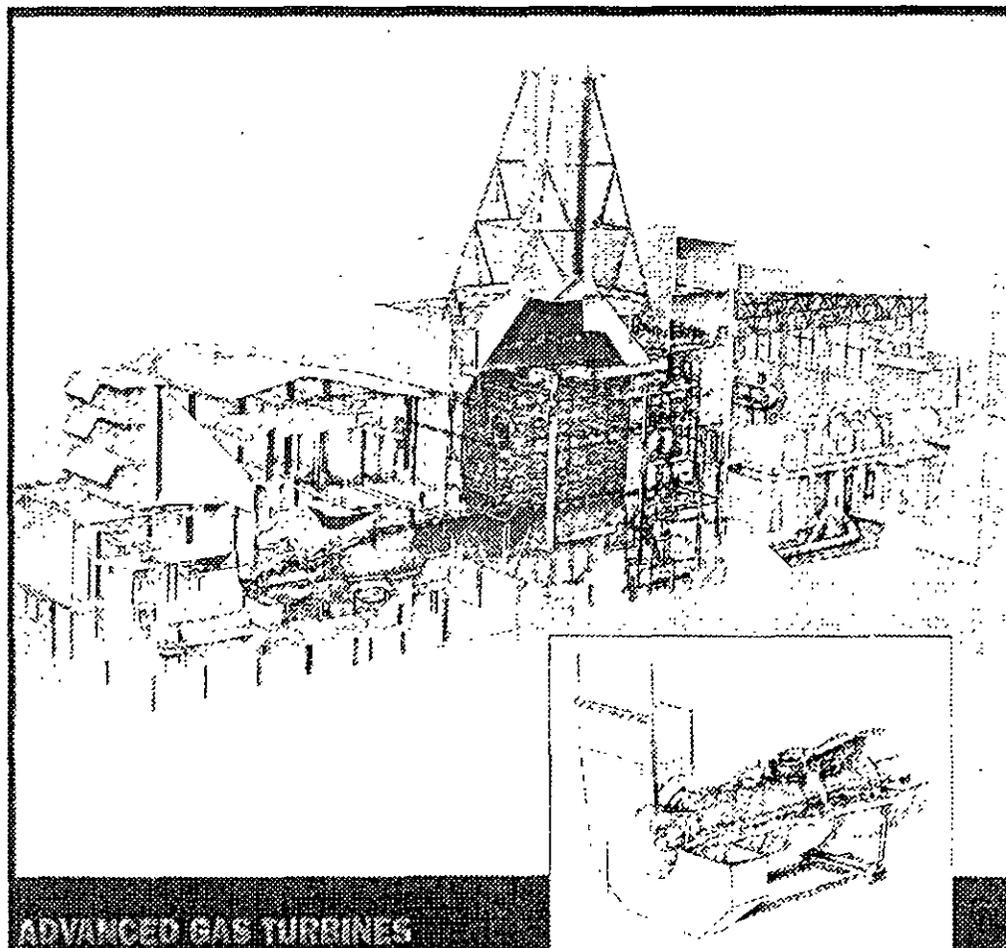


CICLOS COMBINADOS

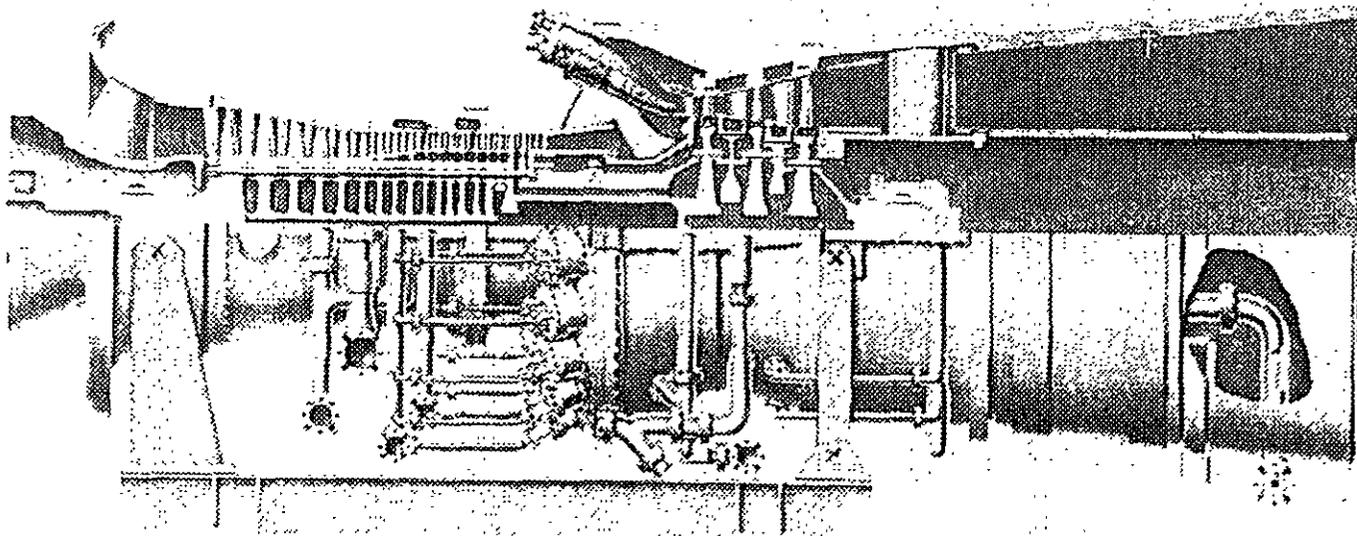
- Utiliza una turbina de gas como elemento principal.
- Acopla un ciclo Rankine para usar el calor de rechazo.
- Limitaciones tecnológicas son las de la turbina de gas



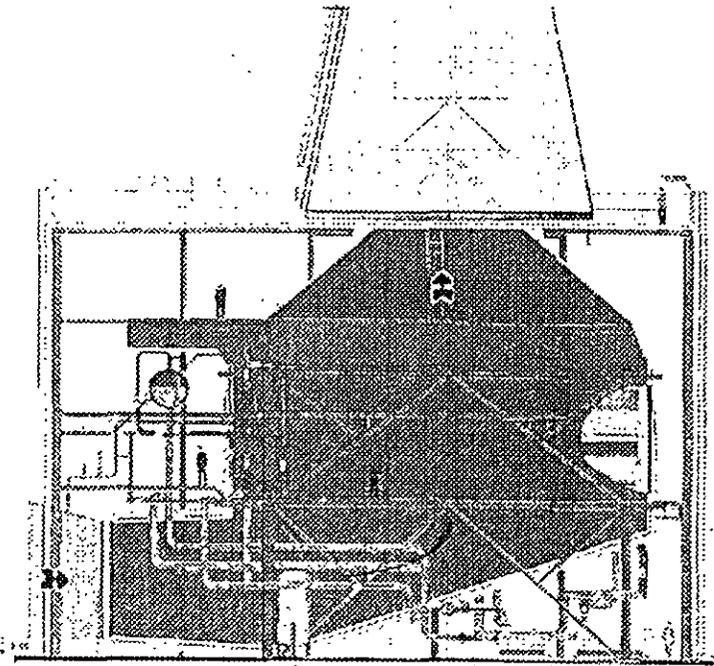
CICLO COMBINADO



TURBINA DE GAS DE UN CICLO COMBINADO



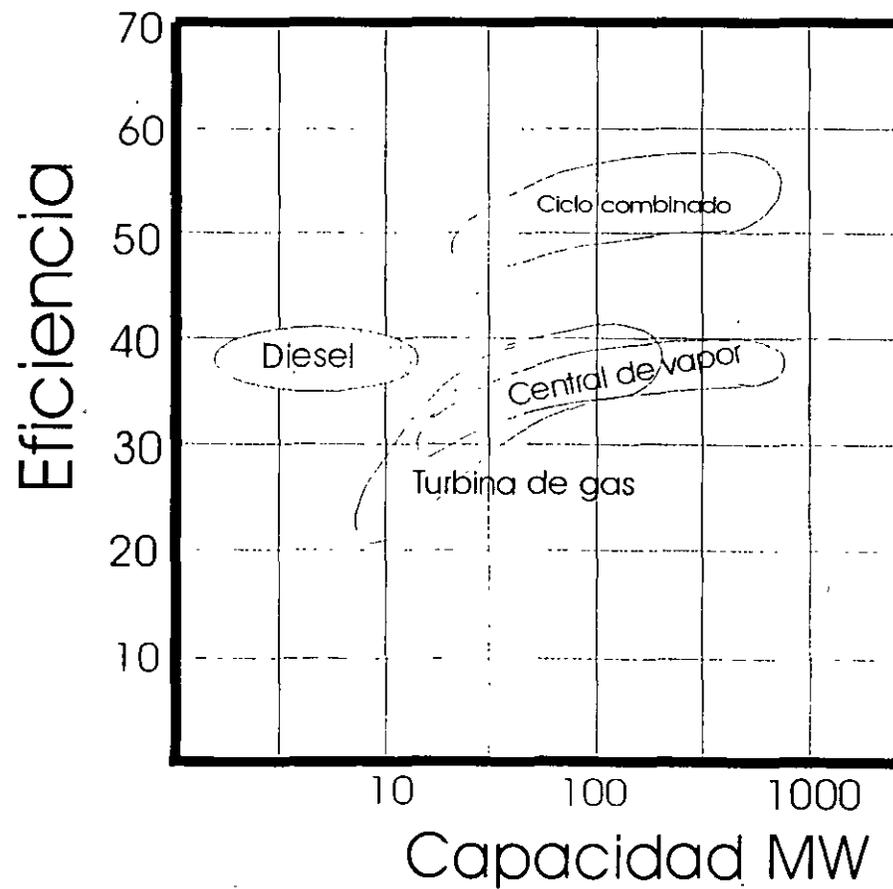
RECUPERADOR DE CALOR DE UN CICLO COMBINADO



COGENERACION

- USO DUAL DEL COMBUSTIBLE
 - Generación
 - Vapor / cal.
- MAS COMUNES
 - TG con cald. Recup.
 - CR. Turb. CP
 - Diesel con Recup.

EFICIENCIAS Y TAMAÑOS DE LAS DISTINTAS MAQUINAS



COSTOS DE LAS DISTINTAS MAQUINAS

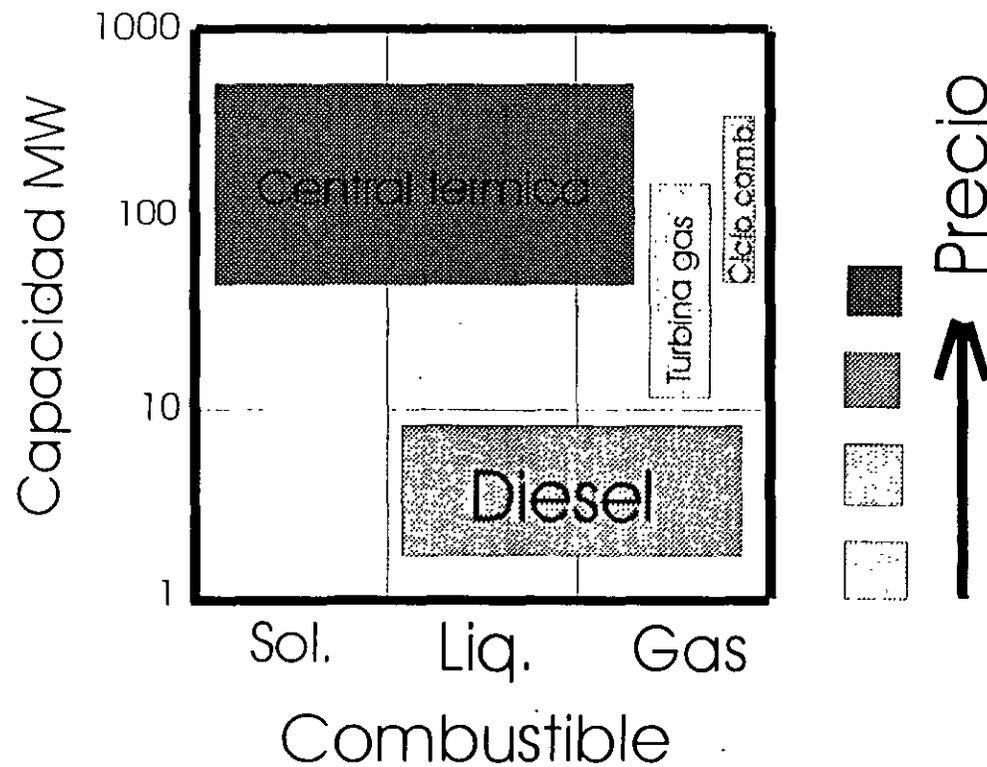
Ciclo combinado 500 a 1,000 US /KW

Central a vapor 900 a 1,200

Máquina Diesel700 a 900

Turbina de gas 300 a 500

RANGOS DE APLICACIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS EXISTENTES



TENDENCIAS ESPERADAS EN PRECIOS DE ENERGETICOS

PRECIOS (US\$ 1996 POR UNIDAD)	1995	2000	2005	2010	2015	2020
PETRÓLEO (US\$/bl)	17.58	19.11	20.19	20.81	21.48	22.32
GAS A BOCA DE POZO (US\$/miles de pies cúbicos)	1.61	2.11	2.15	2.31	2.38	2.54
CARBÓN A BOCA DE MINA (US\$/ton corta)	19.25	17.45	16.18	15.05	13.99	13.27
ELECTRICIDAD PROM. (cUS\$/kWh)	7.0	6.5	6.1	5.9	5.6	5.5

CARACTERISTICAS TECNICO ECONOMICAS DE LAS DISTINTAS TECNOLOGIAS

	CC-Gas	VLEG	LFCA	VSC	VUSC	LFCP	IGCC	FC	HAT
eficiencia (% V)	52.0	35.2	35.0	38.7	48	40.2	42.7	54.2	50.2
costo de inversión (\$/kW)	578	1,248	1,449	1,576		1,936	1,587	1,323	715
costo niv. de generación (\$/MWh)	3.76	4.70	5.01	5.61		6.54	5.26	(4)	4.25
tiempo de construcción (años)	2-3	3-4	3-4	4-5		4-5	4-5	3	2-3

AREAS PARA EL DESARROLLO DE NUEVAS TECNOLOGIAS

- Aumentar eficiencia >>70%
 - Mejores materiales
 - Tecnologías de fabricación/enfriamiento
 - Cogeneración
- Aprovechar combustibles sólidos
 - Lechos fluidizados
 - Gasificación
- Reducir impacto ambiental
 - Captura de CO₂
 - Reducción de SO_x y NO_x

IMPACTOS AMBIENTALES

- Lluvia ácida 1960
- Partículas y NOx 1980
- Gases Efecto Invernadero..... 1996

TECNOLOGIAS PARA AUMENTAR EFICIENCIA Y USAR COMBUSTIBLES SOLIDOS

- Lechos fluidizados atmosféricos
- Posibilitar utilización de ciclos combinados.
 - Gasificación de combustibles
 - Lechos fluidizados presurizados
- Aumentar la eficiencia de ciclos de turbina de gas
- Centrales Carboeléctricas de alta eficiencia
- Generación distribuida y cogeneración

TECNOLOGIAS PARA REDUCIR LOS IMPACTOS AMBIENTALES

- Uso de combustibles limpios (mientras se pueda)
- Mejoramiento de sistemas de combustión
- Combustión en lecho fluidizado
- Combustión con baja producción de NO_x
- Captura de CO₂ en chimenea
- Disposición de CO₂

USO DE COMBUSTIBLES LIMPIOS

- CAMBIO A GAS DE CENTRALES A CARBON O A COMBUSTOLEO
- *Evidentemente la aplicación es limitada*

MEJORAMIENTO DE SISTEMAS DE COMBUSTION

- Mejores atomizadores
 - Mejora uso de combustóleo
- Inyección controlada de aire
 - Reduce NOx
- Uso de emulsiones Agua en aceite
 - Mejora combustión
- Uso de emulsiones Aceite en Agua
 - Permite uso de residuos pesados

MEJORAS A COMBUSTION

- Con buenos atomizadores o con el uso de emulsiones los resultados obtenidos son:
 - Partículas bajan de 400 mg/m³ a 150
- El costo que se paga es en consumo de vapor

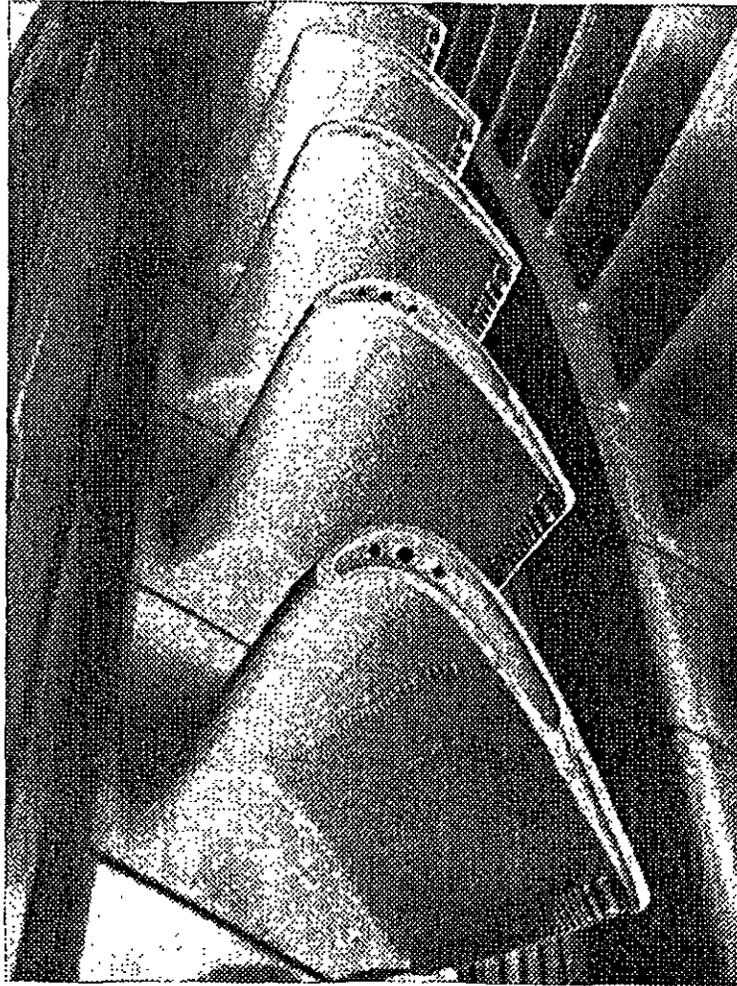
MEJORAS A CICLOS DE TURBINAS DE GAS

- Mejoramiento de sistemas de enfriamiento de álabes
- Turbinas con combustión secuencial
- Turbinas con recuperación de calor
- Ciclo CHENG

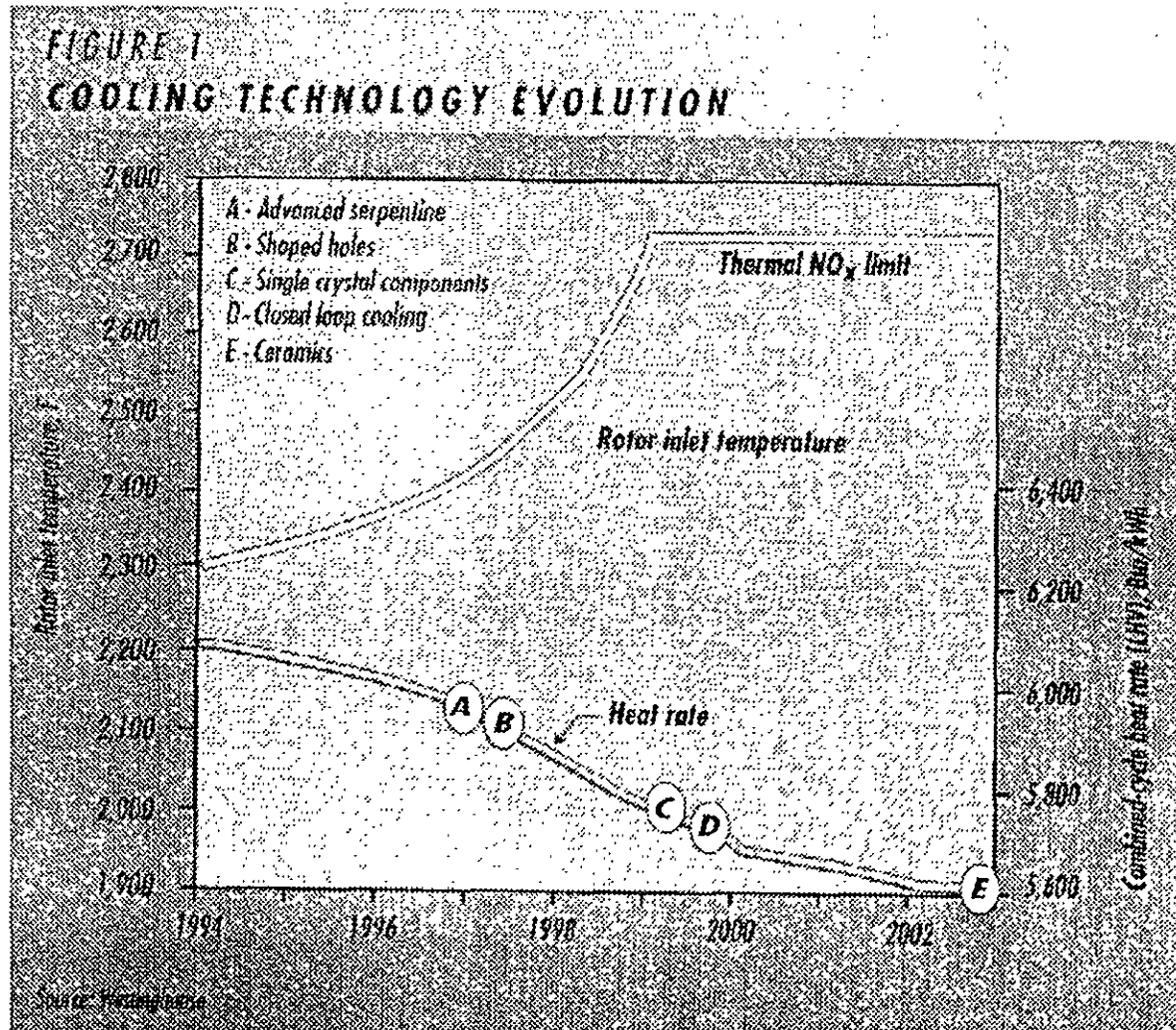
MEJORAMIENTO DE MATERIALES Y SISTEMAS DE ENFRIAMIENTO DE ALABES

- Permite temperaturas de operación más altas
 - Mejor eficiencia

ENFRIAMIENTO DE ALABES DE TURBINA

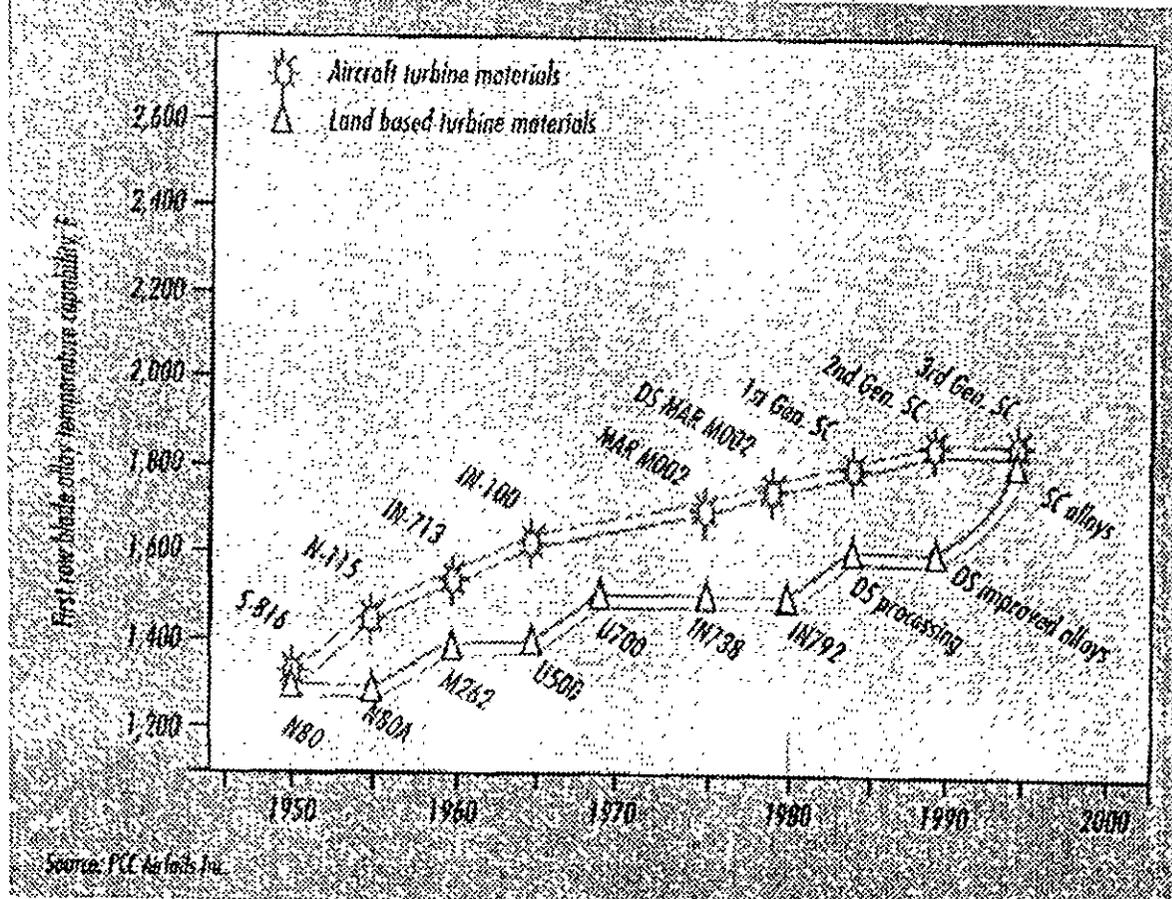


EFFECTOS DEL DESARROLLO DE MATERIALES PARA ALABES

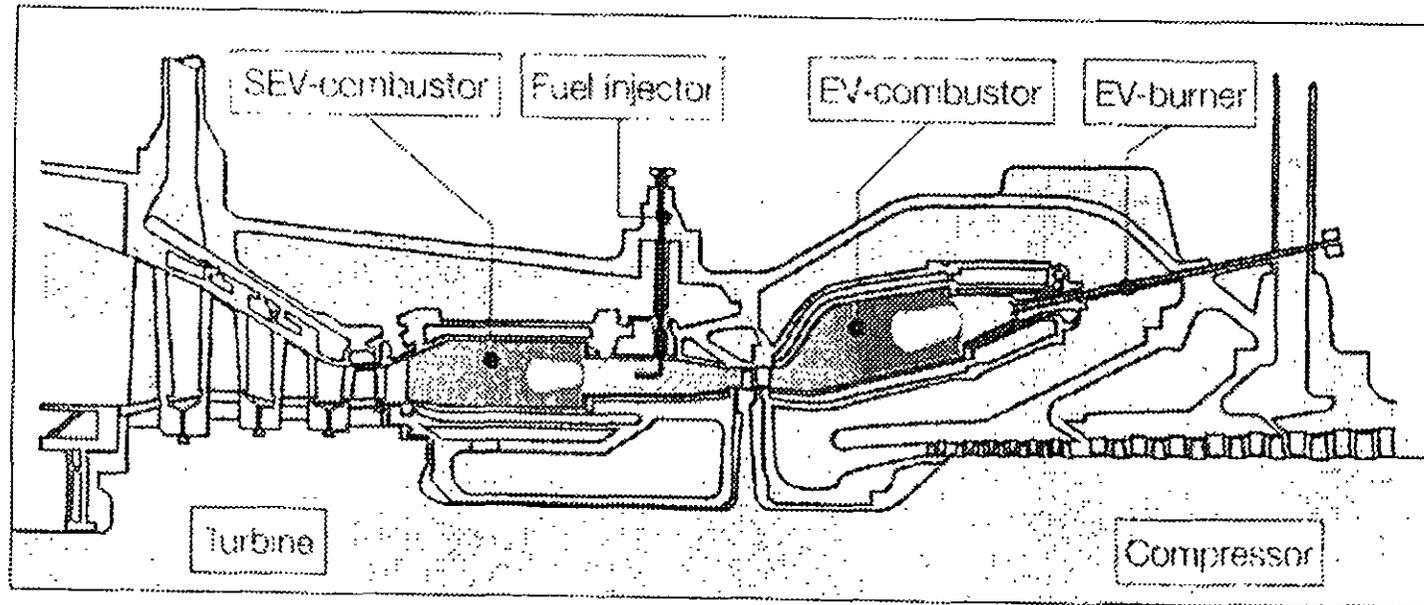


DESARROLLO DE NUEVOS MATERIALES PARA ALABES

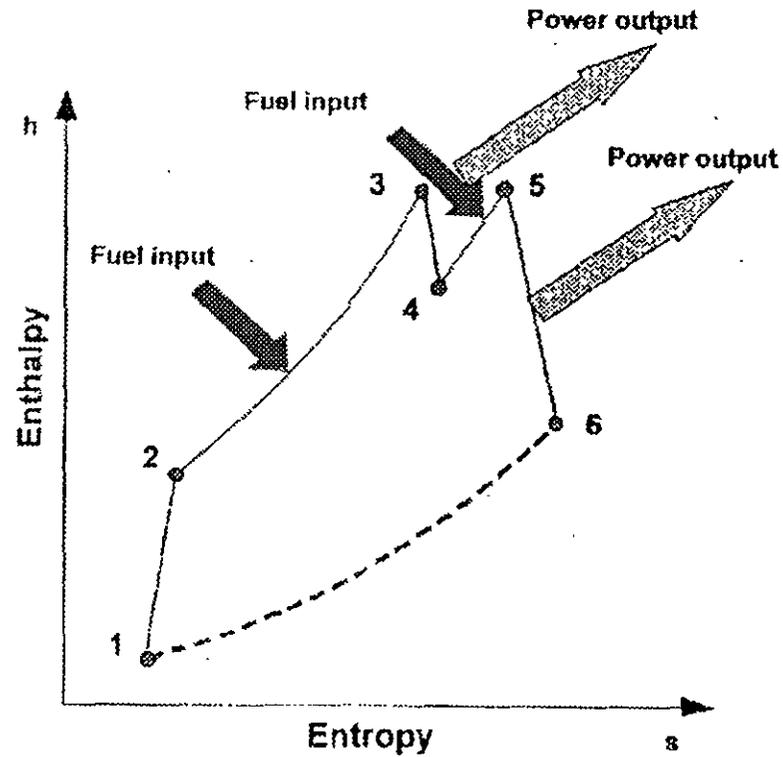
FIGURE 2
TURBINE MATERIALS DEVELOPMENT HISTORY



TURBINA DE GAS CON COMBUSTION SECUENCIAL

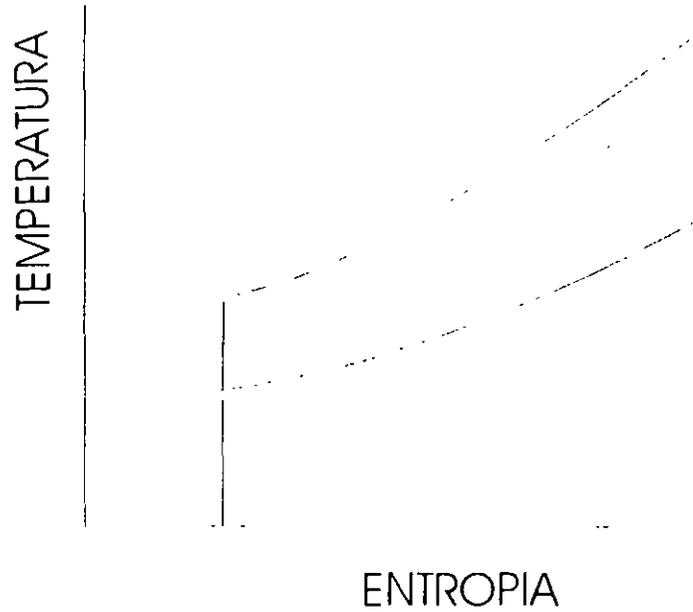


TURBINA DE GAS CON COMBUSTION SECUENCIAL

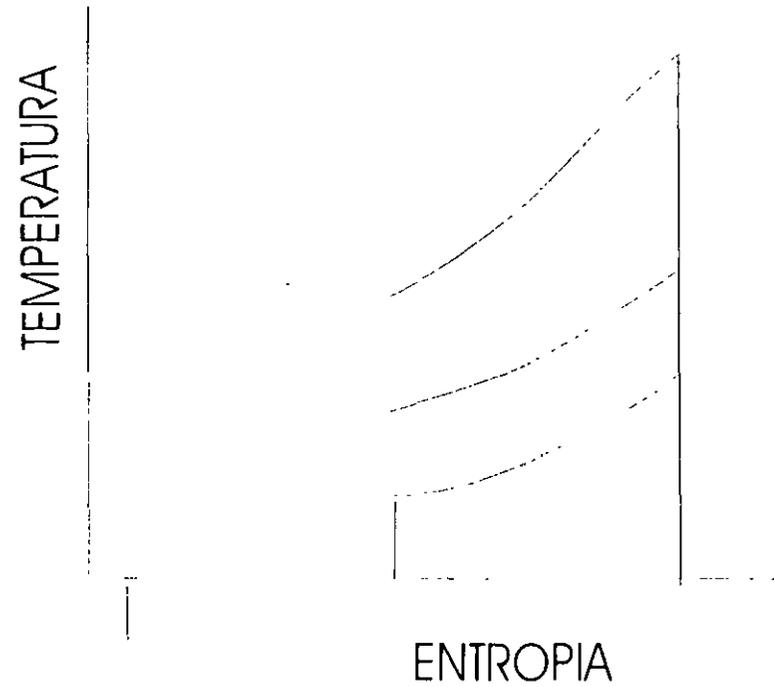


TURBINAS DE GAS CON RECUPERACION DE CALOR

CICLO NORMAL



CICLO CON RECUPERACION



CICLO CHEN

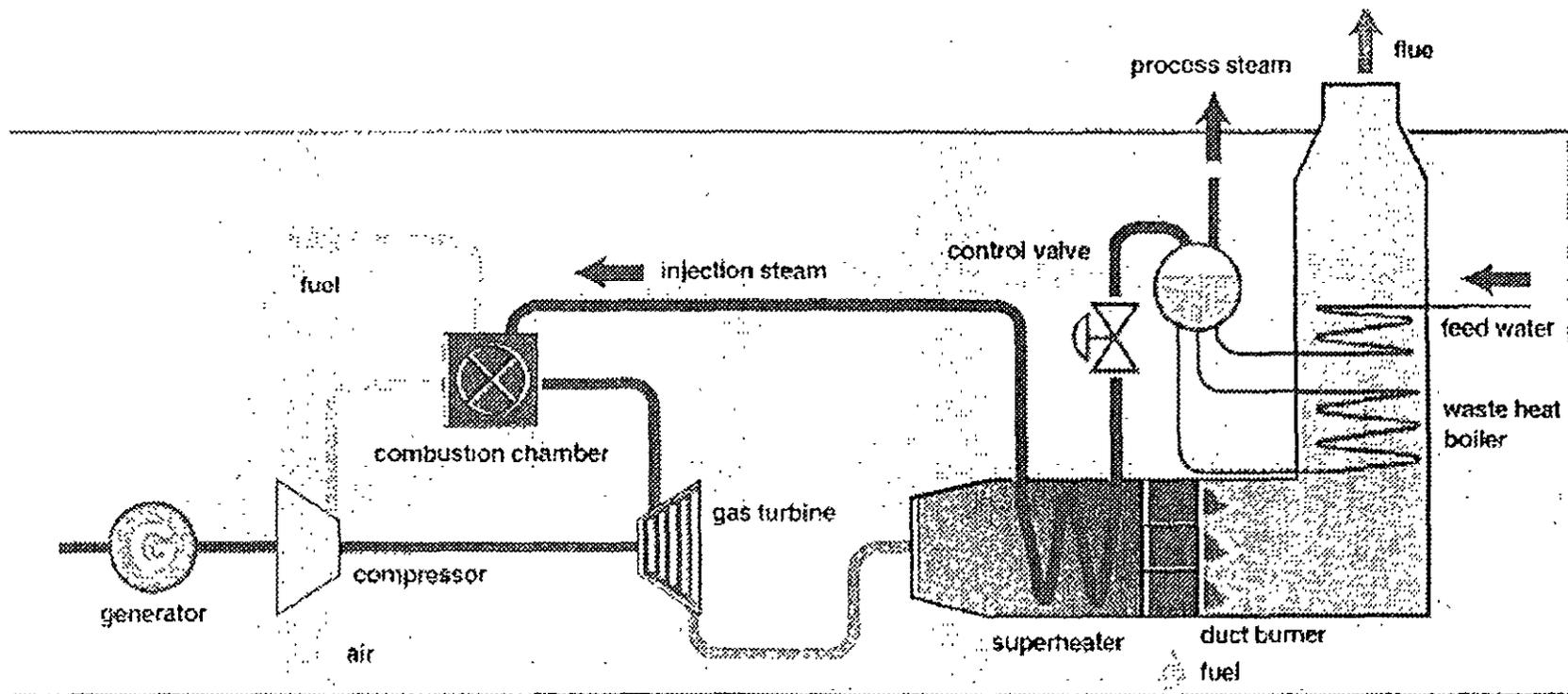


Figure 2. Process diagram for the Cheng cycle

CICLO CHEN

- Inyecta agua o vapor a los gases de combustión
- Incrementa la potencia generada por la turbina.
- Da flexibilidad de operación a ciclos de cogeneración.
- Usa agua.

LECHOS FLUIDIZADOS ATMOSFÉRICOS

- Permiten utilizar combustibles con alto tiempo de quemado.
 - Coque de petróleo
 - Bagazo
- Permiten mezclar Caliza o Cal con el combustible.
 - Retienen SO₂

LECHOS FLUIDIZADOS ATMOSFERICOS

- Burbujeante
 - El lecho se mantiene suspendido
- Circulante
 - El lecho circula con los gases

LECHO FLUIDIZADO ATMOSFERICO CIRCULANTE

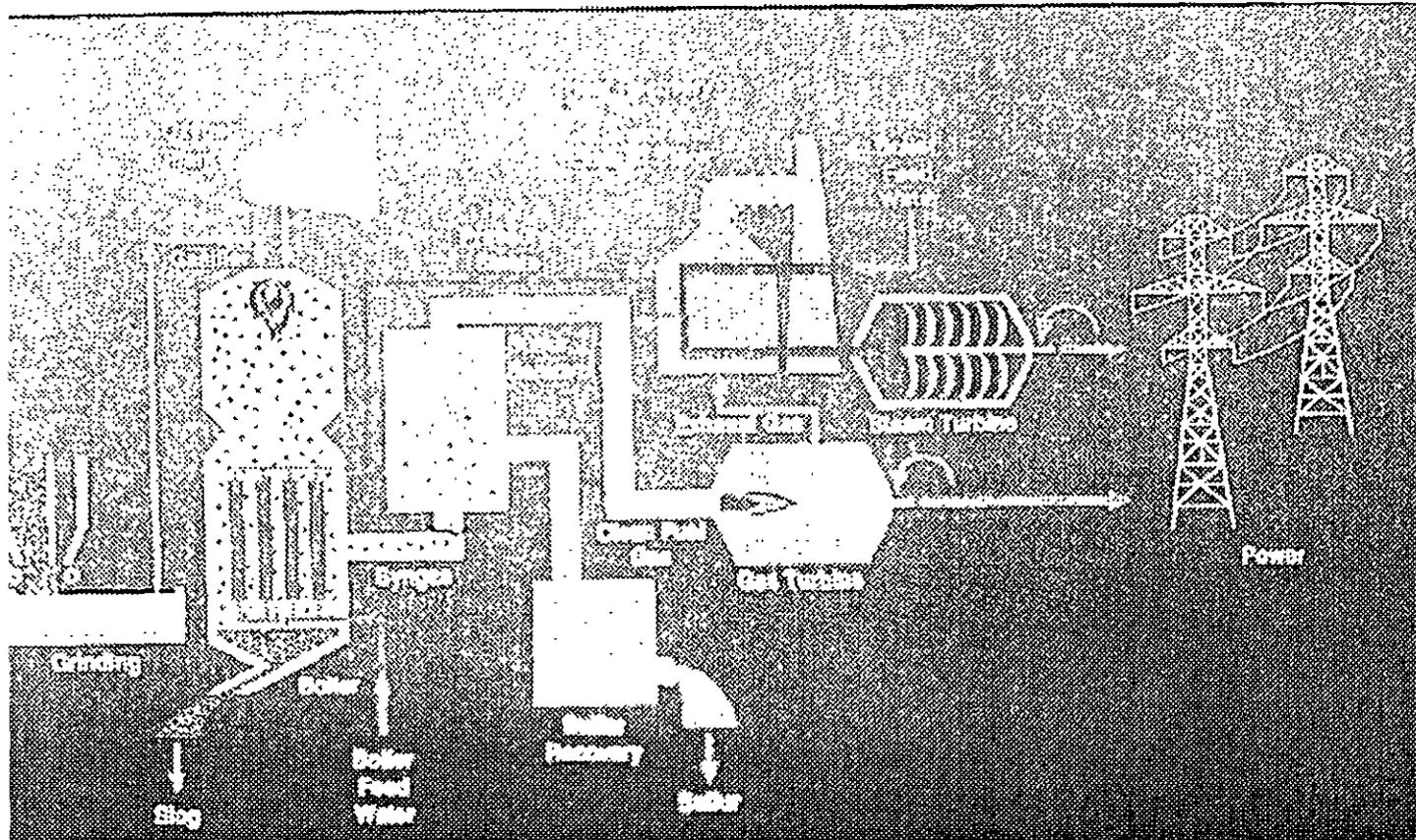
- Eficiencia 35%
- Inversión 1,450 USD/KW
- Costo Generación 5.01 USD/MWh
- Uso de absorbente 149 Kg/MWh
- Sólidos generados 226 Kg/MWh
- Tiempo de const. 3.5 años

GASIFICACIÓN INTEGRADA A CICLOS COMBINADOS

- Eficiencia 43 %
- Inversión 1,590 USD/KW
- Costo Generación 5.26 USD/MWh
- Uso de absorbente 0 Kg/MWh
- Sólidos generados 63 Kg/MWh
- Tiempo de const. 4.5 años

DIAGRAMA DE GASIFICACION INTEGRADA A CC

Diseño TEXACO



LECHO CIRCULANTE PRESURIZADO

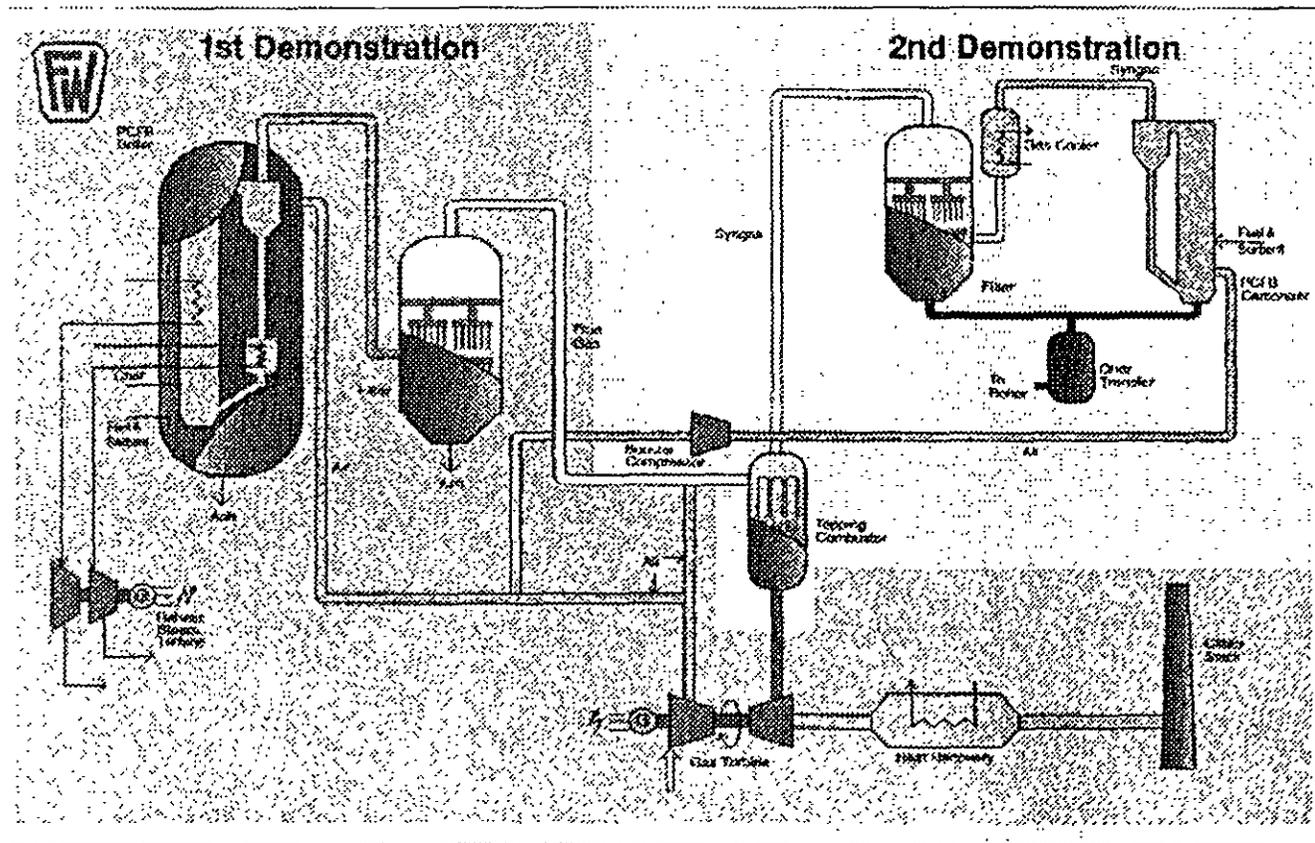


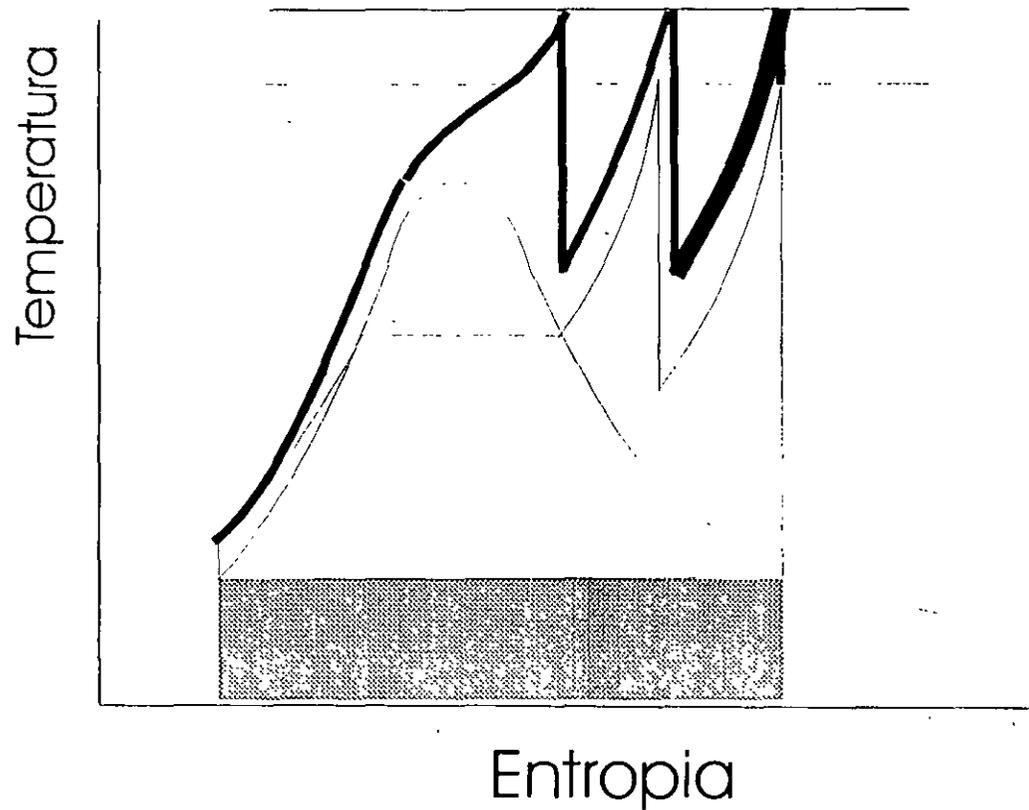
Figure 1. Topping PCFB cycle demonstration

LECHO CIRCULANTE PRESURIZADO

- Eficiencia 40 %
- Inversión 1,930 USD/KW
- Costo Generación 6.54 USD/MWh
- Uso de absorbente 140 Kg/MWh
- Sólidos generados 207 Kg/MWh
- Tiempo de const. 4.5 años
- Permite uso de combustibles de alto tiempo de quemado

CENTRALES SUPERCRÍTICAS DE ALTA TEMPERATURA

Vapor a 750C Eficiencia 60%



CENTRALES SUPERCRITICAS DE ALTA TEMPERATURA

- Con *materiales especiales* se eleva la temperatura de vapor de 540 a 750C
- Presión se hace supercrítica
- Tres etapas de recalentamiento
- Eficiencia del ciclo aumenta de 38% a 60%
- Costos no estimables todavía
- Penetración en mercado 2,010

CAPTURA DE CO2 EN CHIMENEA

- Uso de membranas para separar CO₂.
- Almacenamiento temporal
- Disposición final en fondo del mar
 - A más de 3000 m el CO₂ se vuelve mas denso que el agua de mar
- Disposición en centros de reforestación ???

SITUACION TECNOLOGICA ESPERADA EN MEXICO HASTA EL AÑO 2,020

ESTARA DEFINIDA POR:

- Planes actuales de inversión
- Producción de combustibles en México
- Crecimiento del sector
- Inserción en mercado mundial de nuevas tecnologías y sus precios

PLANES DE EXPANSION DE LA CFE

- Todo el crecimiento de ahora al 2,006 será a base de ciclos combinados con gas
 - Altas eficiencias de generación (50-60%)
 - Bajos costos de inversión (500-800 USD/KW)
 - Tiempos de entrega cortos

FACTORES QUE INCIDIRAN SOBRE LAS TECNOLOGIAS A UTILIZAR

- Incremento de la producción de coque de petróleo.
- Mayor eficiencia en la refinación
- Incremento esperado en el precio del gas
- Mayor uso de hidrocarburos ligeros. Mayor producción de residuos

INDICIOS DE LA PENETRACION DE NUEVAS TECNOLOGIAS

- Ciclos combinados ya en construcción y operación
- Dos plantas de lecho fluidizado ya en proyecto (Inversionistas privados)
 - Una para coque de petróleo
 - Una para carbón de alta ceniza

DISPONIBILIDAD DE COMBUSTIBLES EN MEXICO

Combustible	1996	2006	2020
Combustóleo (millones de m ³ /año)	25.14	15.46	27.69
Coque de petróleo (millones de ton/año)	0	5.6	12.2
Carbón térmico (millones de ton/año)	6.75	9.06	13.67
Gas Natural (miles de millones de m ³ /año)	43.4	49.5	114.9

EVOLUCION ESPERADA DE LA CAPACIDAD DE GENERACION EN MEXICO

TECNOLOGÍA/AÑO	1996	2006	2020
Térmicas Combustóleo	14,888	6,788	13,400
Térmicas Gas	1,507	6,017	0
Térmicas Carbón	2,600	6,050	10,865
Térmicas con Lecho Fluidizado	0	430	3,910
Ciclo Combinado	1,912	11,933	45,535
Turbogas	1,674	2,424	4,070
Combustión Interna	121	251	695
Nucleoeléctricas	1,309	1,309	1,309
Fuentes alternas	10,780	11,694	13,066
TOTAL	34,791	46,896	92,850

RECAPITULACION

- Las reservas de combustibles fósiles actuales equivalen al consumo de 120 años
- El carbón es el combustible más abundante
- La Orimulsión es un nuevo recurso que amplía las reservas
- Imperativo mejorar eficiencia para:
 - Conservar recursos
 - Reducir emisiones. Tóxicas y Efecto Invernadero
- No se anticipan cambios radicales de tecnología en los próximos 20 años
- Nuclear y celdas de combustible después del 2030

RECAPITULACION (Cont.)

- Tendencias tecnológicas orientadas a:
 - Usar Ciclo Combinado
 - Aprovechar combustibles sólidos
 - Cogeneración y generación distribuida
 - Mejorar equipos y materiales
- En México
 - Ciclos combinados son la base de nuevas plantas
 - Lechos fluidizados para uso de coque de petróleo

FRASES CELEBRES

- Le llevará al hombre 50 años para poder volar. (Uno de los hermanos Wright 1901)
- La radio es una locura pasajera (Thomas Alva Edison)
- El mercado mundial de computadoras será de 4 o 5 al año (Ejecutivo de la IBM al final de los años 40's)