

CATALOGADO

Distr.
RESTRINGIDA

LC/MEX/R.376
25 de noviembre de 1992

ORIGINAL: ESPAÑOL

BIBLIOTECA NACIONES UNIDAS MEXICO

CEPAL

Comisión Económica para América Latina y el Caribe

**ISTMO CENTROAMERICANO: INTERRELACION ENTRE LOS HIDROCARBUROS
Y LA ENERGIA ELECTRICA**

Documento preparado para la Tercera Reunión del Foro Regional Energético de América Central (FREAC), que se realizará en Santiago de Chile, el 1 de diciembre de 1992.

Resumen Ejecutivo

Las empresas eléctricas nacionales de América Central se convertirán en compradores muy importantes de hidrocarburos. La reserva de generación que posibilitaron los grandes proyectos hidroeléctricos, que entraron en operación a fines de los setenta y durante el primer quinquenio de los ochenta, ya ha sido superada por la demanda. La suma de energía hidroeléctrica generable en los seis países del Istmo Centroamericano asciende a unos 12,000 GWh anuales. El otro recurso natural al nivel desarrollado en la actualidad: la energía geotérmica de las dos centrales instaladas en el área (en El Salvador y en Nicaragua), produce alrededor de 950 GWh. En números redondos, la capacidad de producción con recursos naturales en la región es de 13,000 GWh al año; en cambio, las necesidades de producción de energía eléctrica en 1991 fueron de 15,000 GWh, y se estima que este año serán de 16,170 GWh.

Debido al rezago que han sufrido las inversiones en el subsector eléctrico de la región, las adiciones de generación futuras consisten principalmente en plantas térmicas del tipo turbinas de gas y máquinas de combustión interna, usuarias directas de hidrocarburos. Esto significa que el crecimiento de la demanda de electricidad va a tener que satisfacerse con producción térmica, lo que engrosará la ya de por sí abultada factura petrolera. En 1989, 1990 y 1991, se utilizaron, respectivamente, 1.9, 1.7, y 5.7 millones de barriles de hidrocarburos (diesel y búnker) para producir energía eléctrica; la factura petrolera en dichos años fue, respectivamente, de 837, 1,109 y 1,092 millones de dólares, con volúmenes totales de hidrocarburos importados de 41.1, 43.2 y 47.1 millones de barriles.

Se prevé que el consumo de hidrocarburos para producir electricidad en los próximos tres años --tomando en cuenta la unidad geotérmica de Miravalles que entrará en operación en 1994 y la hidroeléctrica Sandillal que inició operaciones a fines del presente año, ambas en Costa Rica-- será de 10.4, 10.8 y 10.6 millones de barriles, respectivamente.

Dada la gran relevancia que tiene la energía eléctrica como insumo básico en la actividad productiva, es de suma importancia que las empresas eléctricas de América Central adquieran los productos petrolíferos a precios razonables. En su defecto, si por una comercialización inadecuada los precios de dichos productos resultaran por encima de los costos a nivel internacional, esto afectaría la competitividad, a nivel internacional, de los productos elaborados con sobrecostos en la energía (primaria: hidrocarburos; secundaria: electricidad). Resulta muy recomendable fortalecer la capacidad de gestión para adquirir los productos petrolíferos en las empresas eléctricas.

Evolución y situación actual del subsector eléctrico

Durante los últimos siete años la capacidad instalada en el área sólo creció a razón del 1.2 % anual. En 1985 la capacidad instalada ascendía a 3,923 MW; en 1992 es de 4,264 MW (véanse el gráfico 1 y el cuadro 1). En el mismo período las adiciones se concentraron mayormente en Costa Rica, ya que de los 341 MW agregados, 206 correspondieron a este país. La demanda, en cambio, registró un crecimiento promedio del 5.1%. Fue posible enfrentar este incremento gracias al margen de reserva que proporcionaron los grandes proyectos hidroeléctricos y las dos plantas geotérmicas (Ahuachapán en El Salvador y Patricio Argüello en Nicaragua) que entraron en servicio a fines de la década de los setenta y el primer quinquenio de los ochenta.

Al analizar la producción de energía eléctrica de los últimos cuatro años, resulta evidente que la capacidad de producción hidroeléctrica ha sido superada por la demanda, y que el crecimiento de ésta ha tenido que ser enfrentado, cada vez en mayor proporción, mediante la producción térmica (véanse el gráfico 2 y los cuadros 2 y 3). El gráfico 2, por demás elocuente, ilustra que de los 16.2 TWh que será necesario producir en 1992, 4.5 TWh serán de origen térmico; esto es, con base en hidrocarburos. Adicionalmente se incluye un racionamiento estimado en 110 GWh que ocurrió en la época de estiaje en El Salvador y Nicaragua, y en menor proporción en Panamá; incluso Honduras tuvo algunas afectaciones de punta por falta de capacidad.

***El crecimiento de la demanda de energía eléctrica se
satisfará con generación térmica***

De manera simplificada se puede afirmar que considerando hidrología cercana al promedio, es posible producir alrededor de 11,640 GWh hidroeléctricos (ya incluyendo Sandillal), y 950 GWh geotérmicos, lo que totaliza 12,590 GWh producidos con recursos naturales. Esto significa que todos los requerimientos adicionales de energía eléctrica tendrán que satisfacerse con producción térmica. Sobre la base de hidrocondiciones representativas para cada país, se efectuaron simulaciones de la operación para los próximos tres años: 1993-1995 (véanse el gráfico 3 y el cuadro 4).

Por el lado de la demanda, es importante destacar el alto crecimiento que se ha registrado en los últimos años; este incremento acelerado, posiblemente ocasionado por la estabilización política y económica, así como por el repunte económico que se vislumbra, ha provocado que las empresas eléctricas modifiquen sus pronósticos para los años futuros inmediatos. Los requerimientos de energía durante los últimos tres años (1989-1991) aumentaron en promedio a razón de 6% anual. Sobre la base del comportamiento registrado en los nueve primeros meses de 1992, se estima que este año la tasa será de 8%. Los planes de expansión actualizados por las empresas eléctricas prevén un crecimiento promedio para la demanda de energía de 7.2% anual (véase el cuadro 5).

Utilización de hidrocarburos para producir electricidad

El uso de productos petrolíferos para producir energía eléctrica en el pasado alcanzó su valor máximo en 1977: 2.9 y 5.9 millones de barriles de diesel y búnker, respectivamente. Su uso decreció a partir de ese año hasta 1986 registrando variaciones en el período 1986-1989. El valor mínimo ocurrió en 1989: 0.7 y 1.9 millones de barriles de diesel y búnker, respectivamente. El consumo de hidrocarburos para este propósito durante los últimos cuatro años, con valores estimados para 1992, ha sido creciente (véanse el gráfico 4 y de nuevo el cuadro 3). Lo más grave es que, debido al deterioro de las plantas termoeléctricas, la incidencia sobre el uso de diesel ha sido muy alta.

Adicionalmente, es muy importante señalar que las eficiencias, calculadas de manera directa con la producción de energía eléctrica y el consumo de hidrocarburos utilizado, resultan alarmantemente bajas (véase el cuadro 6). Es posible que este desempeño anormal, especialmente en 1992, se deba al uso del parque térmico dañado, o bien a problemas de medición de los combustibles. De cualquier modo, es de suma importancia supervisar de manera más estrecha la eficiencia real del parque de generación térmica. Por ejemplo, para 1991, si los 703 GWh producidos con diesel, con una eficiencia de 16%, requirieron 2,324,000 barriles y tuvieron un costo de 64 millones de dólares (suponiendo un costo de 27.6 dólares por barril en promedio) por concepto de combustible, éste se hubiera reducido a 52 millones de dólares para una eficiencia del 22% (1,870,000 barriles).

La factura petrolera de los seis países equivale en la actualidad al 10% de las exportaciones totales; en 1991 fue de 1,092 millones de dólares para un volumen de 47.1 millones de barriles de hidrocarburos, incluyendo los usados para generar electricidad (véase el cuadro 7).

La aguda crisis financiera que ha afectado en mayor o menor grado a las empresas eléctricas de los seis países de la región ha impedido concretar los planes de expansión previstos; éstos son continuamente afectados por restricciones presupuestarias, obligando a postergar los proyectos o a cambiar de tecnología. En la actualidad, salvo en Costa Rica, no existe en construcción ningún proyecto hidroeléctrico en el área. De hecho, los planes de expansión para los próximos tres años se basan fundamentalmente en pequeñas unidades geotérmicas, y de nuevo con excepción de Costa Rica, país que tiene en construcción la primera unidad geotérmica en Miravalles, de 55 MW, prevista para entrar en operación en 1994; en ese período sólo se agregarán 15 MW en unidades geotérmicas, tipo boca de pozo en El Salvador, 20 MW geotérmicos (1995) en Guatemala; el resto serán turbinas de gas y máquinas de combustión interna. En el cuadro 8 se incluye un resumen de los planes de expansión, definidos por cada una de las empresas eléctricas nacionales.

Es de suma importancia que las empresas eléctricas adquieran los hidrocarburos a precios razonables

Sobre la base del breve análisis presentado en los párrafos anteriores, se puede concluir la gran importancia que tiene para los costos de la energía eléctrica la adquisición de los productos petrolíferos por parte de las empresas eléctricas, a precios internacionales competitivos. Para lograrlo, se propone que las empresas eléctricas cuenten con todo el apoyo de los ministerios que encabezan al sector energético en cada país, a fin de evitar que tengan que comprar los productos por los canales de comercialización estándares, que implican ganancias --en algunos casos muy altas-- para los distintos eslabones que intervienen. Para ello, se podrían preparar de manera intensiva, y posiblemente mediante un esfuerzo regional, pequeños grupos de técnicos con capacidad para comprar productos petrolíferos en el mercado internacional. Sin duda, y como se ha mencionado en múltiples ocasiones en los estudios de la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), sería necesario fortalecer la capacidad de almacenamiento y, en particular, la existente en las plantas térmicas de la región.

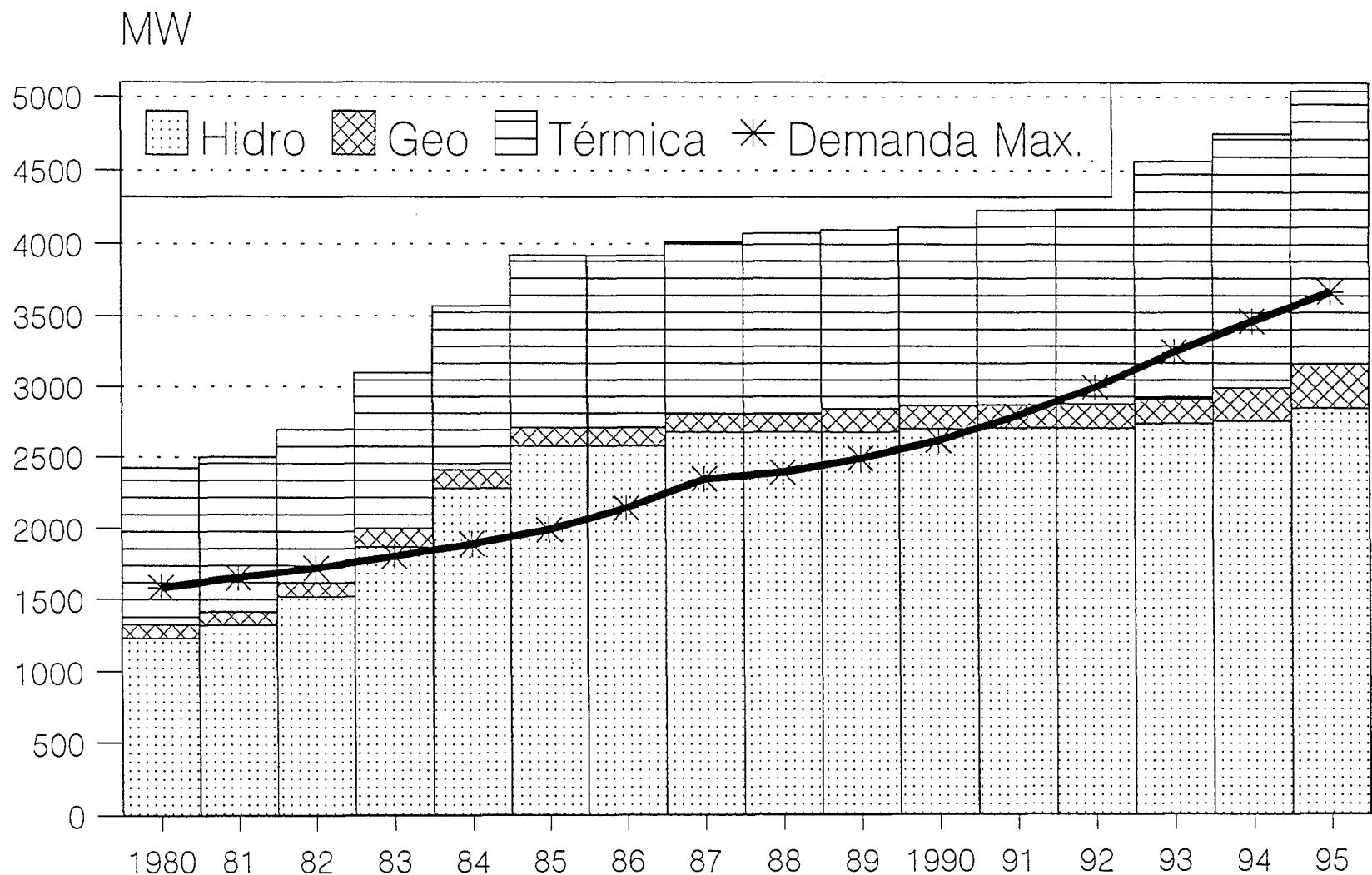
Si no se adquieren los productos petrolíferos a costos razonables en el mercado internacional, la energía eléctrica, insumo vital para los productos exportables de la región, provocaría que éstos perdieran competitividad en el mercado internacional. Incluso, si el precio de la electricidad para los clientes no reflejara los altos costos de los hidrocarburos, el país sería afectado ya que, de cualquier manera, el impacto sobre la balanza de pagos sería directo.

Para los proyectos térmicos futuros es de suma importancia procurar, mediante estudios rigurosos de costo beneficio y de la madurez de las tecnologías disponibles, el análisis de las eficiencias más altas que se están logrando con los nuevos diseños. Se recomienda comparar exhaustivamente, para las turbinas de gas, la tecnología denominada "tipo industrial", frente a la llamada "aeroderivativas". El gráfico 5 ilustra de manera paramétrica el gran impacto que sobre el costo por kWh, y en función del costo del combustible, tendría la variación de la eficiencia. Por ejemplo, 100 GWh producidos con diesel, con un precio de 25 dólares por barril, para una eficiencia de 20%, costarían, por concepto de combustible, 7.3 millones de dólares; la misma cantidad de energía, producida con diesel al mismo costo pero con una eficiencia del 38%, costaría solamente 3.9 millones de dólares.

Importancia de abordar integralmente el sector energético

Se considera que ahora más que nunca es imperativo planificar de manera coordinada, para el corto, mediano y largo plazos, las actividades de los dos subsectores: electricidad e hidrocarburos. Se recomienda estrechar la interacción entre los expertos de ambos subsectores, y de preferencia establecer, al menos, reuniones anuales para interactuar sobre los pronósticos, requerimientos y presupuestos de combustibles, así como para intercambiar impresiones sobre las mejores opciones para adquirir estos productos por parte de las empresas eléctricas, lo que redundará en importantes beneficios económicos para la región.

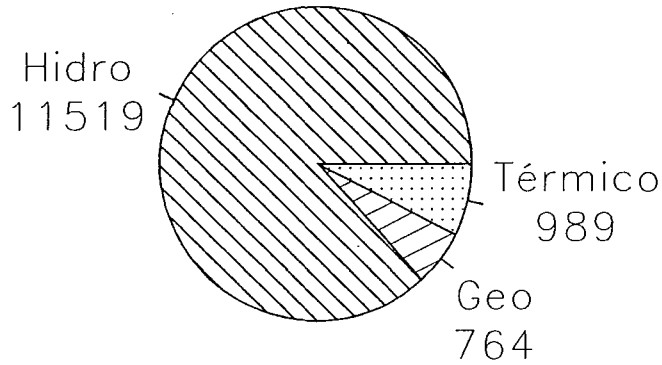
Gráfico 1
ISTMO CENTROAMERICANO: EVOLUCION Y PROYECCION DE LA CAPACIDAD INSTALADA Y DEMANDA MAXIMA.



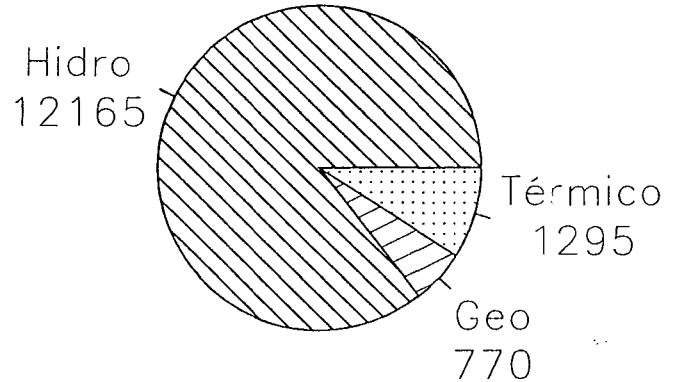
Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales

Gráfico 2 ISTMO CENTROAMERICANO: EVOLUCION RECIENTE DE LA GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA

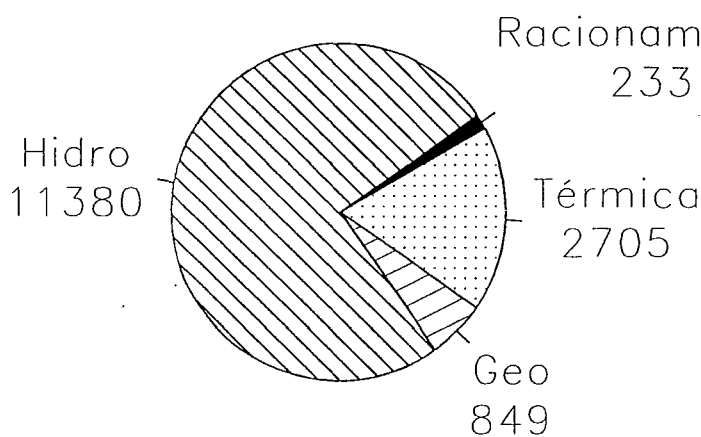
(GWh)



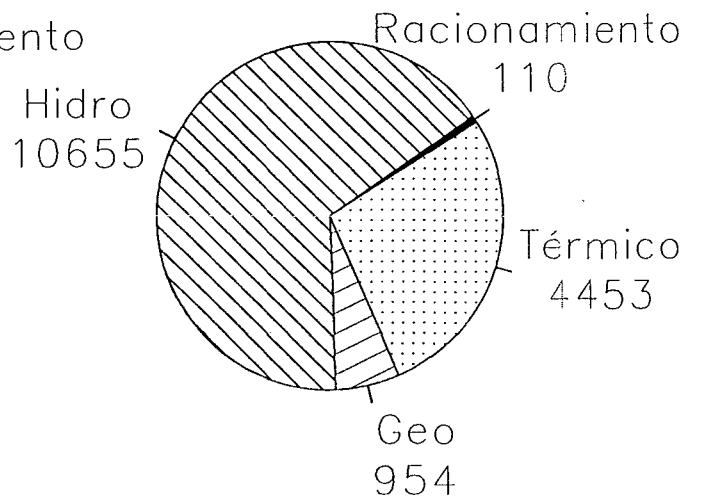
13.3 TWh en 1989



14.2 TWh en 1990



15.2 TWh en 1991



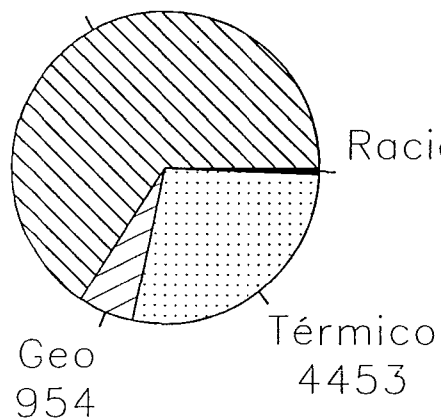
16.2 TWh en 1992

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Gráfico 3
**ISTMO CENTROAMERICANO: PROYECCION
 DE LA GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA**

(GWh)

Hidro
10655



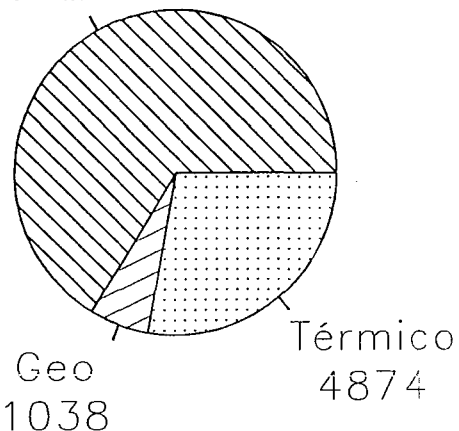
Racionamiento
110

Geo
954

Térmico
4453

16.2 TWh en 1992

Hidro
11642

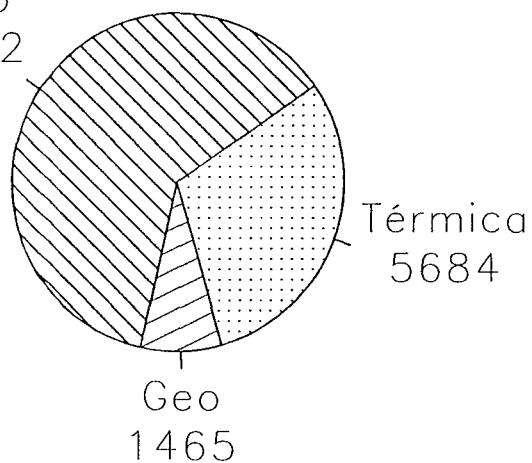


Geo
1038

Térmico
4874

17.6 TWh en 1993

Hidro
11612

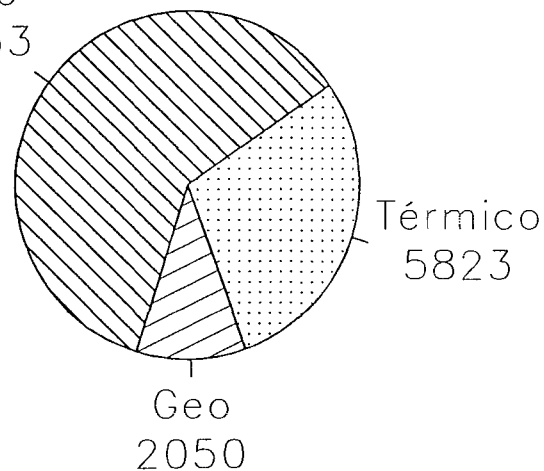


Geo
1465

Térmica
5684

18.8 TWh en 1994

Hidro
12053



Geo
2050

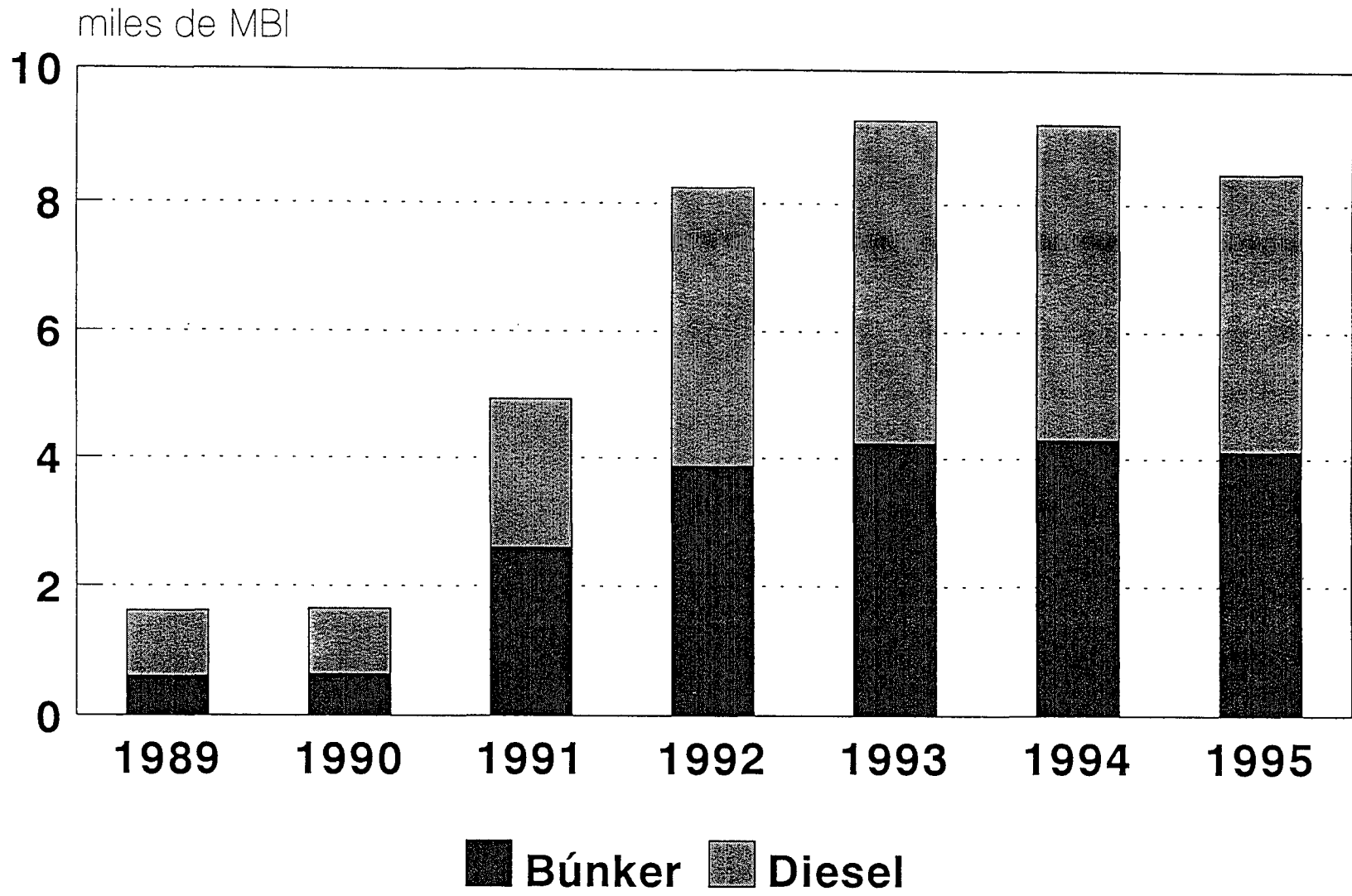
Térmico
5823

19.9 TWh en 1995

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Gráfico 4

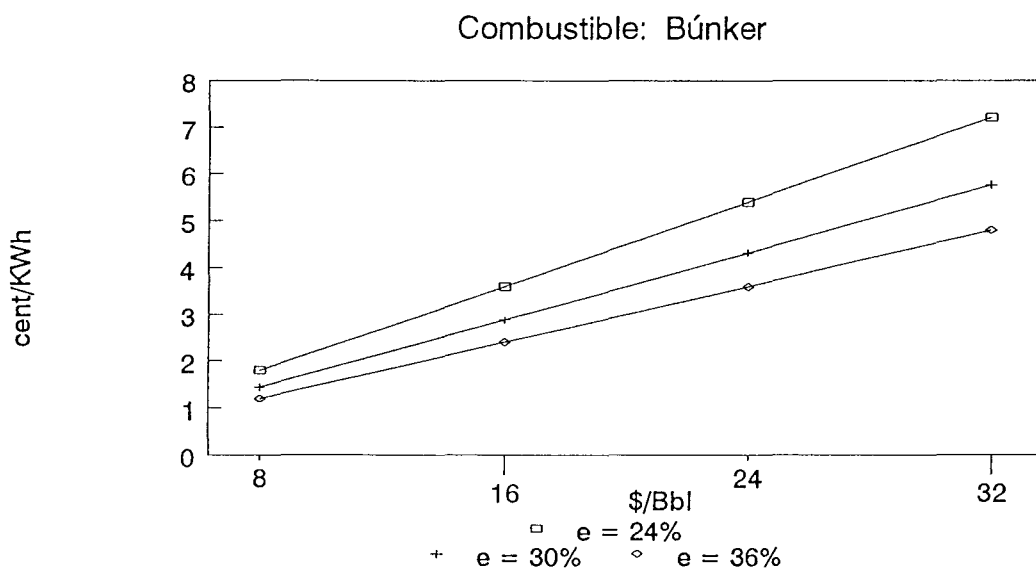
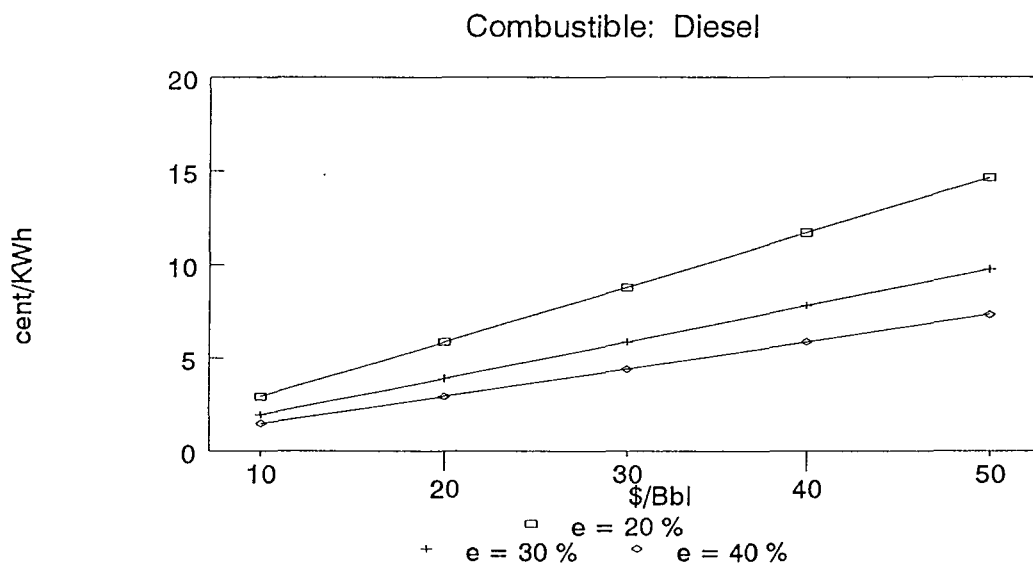
ISTMO CENTROAMERICANO: EVOLUCION Y PROYECCION DEL CONSUMO DE COMBUSTIBLES PARA GENERACION DE ELECTRICIDAD



Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Gráfico 5

Costo del KWh en función del costo del combustible
y de la tecnología empleada.



Nota: solo se muestra el costo debido al combustible.
e = eficiencia (%)

Cuadro 1

ISTMO CENTROAMERICANO: CAPACIDAD INSTALADA, 1992

	Total	%	Potencia instalada (MW)			
	(MW)		Hidro	Geo	Vapor	Diesel
Istmo	4264	100.0	2706	165	520	874
Costa Rica	1007	23.6	753	-	10	244
El Salvador	650	15.3	388	95	63	104
Guatemala	836	19.6	488	-	116	232
Honduras	525	12.3	423	-	-	102
Nicaragua	363	8.5	103	70	175	15
Panamá	883	20.7	551	-	156	177

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Nota: Datos al primer semestre de 1992.

Cuadro 2
**ISTMO CENTROAMERICANO: EVOLUCION RECIENTE Y
 PROYECCION DE LA GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA.
 (GWh)**

	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995
ISTMO CENTROAMERICANO							
HIDROELECTRICA	11519	12165	11380	10655	11642	11612	12053
GEOTERMICA	765	770	850	954	1038	1465	2050
TERMICA	992	1301	2704	4453	4874	5684	5823
RACIONAMIENTO	0	0	233	110	0	0	0
DEMANDA	13374	14232	14978	16172	17554	18761	19926
COSTA RICA							
HIDROELECTRICA	3318	3497	3630	3408	3504	3474	3851
GEOTERMICA	0	0	0	0		390	780
TERMICA	31	46	176	625	768	698	236
RACIONAMIENTO	0	0	0	0	0	0	0
DEMANDA	3602	3697	3824	4033	4272	4562	4867
EL SALVADOR							
HIDROELECTRICA	1419	1641	1263	1359	1405	1405	1405
GEOTERMICA	407	384	392	489	526	563	600
TERMICA	149	139	576	527	669	806	925
RACIONAMIENTO	0	0	161	60	0	0	0
DEMANDA	1980	2165	2235	2435	2600	2774	2930
GUATEMALA							
HIDROELECTRICA	2086	2141	1804	1915	2097	2097	2161
GEOTERMICA	0	0	0	0	0	0	158
TERMICA	108	178	625	919	1176	1392	1379
RACIONAMIENTO	0	0	43	0	0	0	0
DEMANDA	2189	2317	2425	2834	3273	3489	3698
HONDURAS							
HIDROELECTRICA	1988	2279	2313	1865	2116	2116	2116
TERMICA	0	0	0	435	371	615	810
RACIONAMIENTO	0	0	0	0	0	0	0
DEMANDA	1747	1940	2099	2300	2487	2731	2926
NICARAGUA							
HIDROELECTRICA	534	401	334	258	393	393	393
GEOTERMICA	358	386	458	465	512	512	512
TERMICA	333	521	583	761	718	812	911
RACIONAMIENTO	0	0	23	50	0	0	0
DEMANDA	1232	1376	1476	1534	1623	1717	1816
PANAMA							
HIDROELECTRICA	2174	2206	2036	1850	2127	2127	2127
TERMICA	371	417	744	1186	1172	1361	1562
RACIONAMIENTO	0	0	6	0	0	0	0
DEMANDA	2624	2737	2919	3036	3299	3488	3689

Nota: Para los años 1989-91, la demanda corresponde a la generación neta mas (o menos) los intercambios, para el período 1992-95, la demanda corresponde a la proyectada por las empresas eléctricas.

Cuadro 3
ISTMO CENTROAMERICANO: EVOLUCION RECIENTE Y PROYECCION DEL
CONSUMO DE COMBUSTIBLES PARA GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA.
(MBI)

	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995
ISTMO CENTROAMERICANO							
TOTAL	1934	1653	5675	9685	10446	10844	10647
BUNKER	594	623	2601	3870	4235	4295	4111
DIESEL	1026	1030	2324	4374	5016	4901	4366
COSTA RICA							
TOTAL	142	89	338	1450	1940	1456	292
BUNKER	31	0	123	400	400	400	156
DIESEL	111	89	215	1050	1540	1056	136
EL SALVADOR							
TOTAL	354	311	1371	1080	1209	1460	1675
BUNKER	297	269	770	590	625	625	625
DIESEL	57	42	601	490	584	835	1050
GUATEMALA							
TOTAL	320	444	1350	2110	2702	2440	2400
BUNKER	174	256	575	1630	2020	2020	2020
DIESEL	146	188	775	480	682	420	380
HONDURAS							
TOTAL	0	0	0	866	670	1038	1440
BUNKER	0	0	0	486	510	510	510
DIESEL	0	0	0	400	160	528	930
NICARAGUA							
TOTAL	160	120	1145	1515	1370	1550	1730
BUNKER	92	98	1133	1250	1190	1250	1310
DIESEL	68	22	12	265	180	300	420
PANAMA							
TOTAL	958	689	1471	2644	2555	2900	3110
BUNKER	644	689	721	1603	1520	1780	1870
DIESEL	314	0	750	1041	1035	1120	1240

Notas: En Guatemala, el consumo de Búnker incluye el crudo utilizado en el
Ciclo Combinado de la Planta La Laguna.
Valores estimados para el período 1992-95

Cuadro 4

ISTMO CENTROAMERICANO: ENERGIA HIDROELECTRICA GENERABLE EN CADA PAIS
GWh

	DATOS HISTORICOS						HIDROCONDICIONES		
	1987	1988	1989	1990	1991	PROMEDIO	CRITICA	MEDIA	VALOR ESPERADO
ISTMO	9979	10658	11519	12166	11380	11140	9418	12487	12090
COSTA RICA	2994	3040	3318	3497	3630	3296	2613	3522	3408
EL SALVADOR	1128	1297	1419	1642	1263	1350	1318	1749	1673
GUATEMALA	1698	1847	2086	2141	1804	1915	1471	2194	2097
HONDURAS	1741	1897	1988	2279	2313	2044	1972	2126	2116 a/
NICARAGUA	393	385	534	401	334	409	214	462	431
PANAMA	2025	2192	2174	2206	2036	2127	1830	2434	2365 a/

a/ Estos valores esperados no se podran obtener en 1992 por lo bajo de los niveles en El Cajón y Bayano al término del invierno-91. Se estiman respectivamente en 1868 y 2187 GWh

CUADRO 5
ISTMO CENTROAMERICANO: PROYECCION DE LA DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA

	COSTA RICA		EL SALVADOR		GUATEMALA		HONDURAS		NICARAGUA		PANAMA	
	(GWh)	(MW)	(GWh)	(MW)	(GWh)	(MW)	(GWh)	(MW)	(GWh)	(MW)	(GWh)	(MW)
1992	4033	779	2435	456	2834	553	2300	413	1534	278	3036	515
1993	4272	826	2600	487	3273	633	2487	447	1623	295	3299	558
1994	4562	883	2774	519	3489	669	2731	489	1717	312	3488	590
1995	4867	943	2930	539	3698	709	2926	522	1816	330	3689	624
Tasa anual de Crecimiento (%)	6.5	6.6	6.4	5.7	9.3	8.7	8.4	8.1	5.8	5.8	6.7	6.6
	TOTAL		BLOQUE NORTE		TOTAL		BLOQUE SUR		TOTAL DE LA REGION			
	(GWh)		(MW) a		(MW) b		(GWh)		(MW) a		(MW) b	
1992	5269		1009		952		10903		1985		1874	
1993	5873		1120		1057		11681		2126		2006	
1994	6263		1188		1122		12498		2274		2146	
1995	6628		1248		1178		13298		2419		2283	
Tasa anual de Crecimiento (%)	7.9		7.4		7.4		6.8		6.8		6.8	
	7.2		7.0		7.0		7.2		7.0		7.0	

Fuente: Reunión de Coordinadores del Proyecto SIPAC, Panamá, Octubre de 1992.
para Honduras, se utiliza la revisión hecha por CEPAL (R.366, 5 de Octubre de 1992).
Para Guatemala y Nicaragua, se han ajustado los valores de acuerdo la evolución observada en los meses de enero a octubre de 1992.

a/ Demanda maxima no coincidente
b/ Demanda maxima coincidente

Cuadro 6
 ISTMO CENTROAMERICANO: EFICIENCIAS OBSERVADAS Y
 ESPERADAS EN LAS CENTRALES TERMICAS

	GWh	MBI	Eficiencia		
			kWh/bi	kWh/Gal	%
<u>1990</u>					
<u>Total</u>	<u>1343.3</u>	<u>2913</u>	<u>461.1</u>	<u>11.0</u>	<u>24.9</u>
Diesel	249.8	655	381.4	9.1	20.6
Bunker	1093.5	2258	484.3	11.5	26.1
<u>1991</u>					
<u>Total</u>	<u>2157.8</u>	<u>5675</u>	<u>380.2</u>	<u>9.1</u>	<u>20.5</u>
Diesel	702.5	2353	298.6	7.1	16.1
Bunker	1455.2	3322	438.1	10.4	23.7
<u>1992</u>					
<u>Total</u>	<u>4453.0</u>	<u>9685</u>	<u>459.8</u>	<u>10.9</u>	<u>24.8</u>
Diesel	1503	4374	343.6	8.2	18.6
Bunker	2950	5311	555.5	13.2	30.0
<u>1993</u>					
<u>Total</u>	<u>4874.0</u>	<u>10446</u>	<u>466.6</u>	<u>11.1</u>	<u>25.2</u>
Diesel	1984	5016	395.5	9.4	21.4
Bunker	2890	5430	532.2	12.7	28.7
<u>1994</u>					
<u>Total</u>	<u>5684.0</u>	<u>10844</u>	<u>524.2</u>	<u>12.5</u>	<u>28.3</u>
Diesel	2264	4901	461.9	11.0	24.9
Bunker	3420	5943	575.5	13.7	31.1

DZS72 / PETROLERO / FACTURA PETROLERA Y SU

Cuadro 7

ISTMO CENTROAMERICANO: FACTURA PETROLERA Y SU PORCENTAJE RESPECTO A LAS EXPORTACIONES TOTALES

	1988			1989			1990			1991			1992	
	MMBbl	MM\$	%	MMBbl	MM\$	%	MMBbl	MM\$	%	MMBbl	MM\$	%	MMBbl	MM\$
ISTMO	40.8	765	8.9	41.1	837	9.1	43.2	1109	11.0	47.1	1093	9.7	51.0	1121
COSTA RICA	7.0	114	7.0	7.4	148	8.0	7.4	192	9.8	7.9	184	8.5	8.2	188
EL SALVADOR	5.3	93	9.9	5.5	117	12.8	6.0	153	17.7	7.3	174	19.3	8.1	178
GUATEMALA	9.1	194	15.3	9.1	189	13.3	9.9	276	17.5	10.5	262	15.7	11.4	281
HONDURAS	5.7	107	10.6	6.0	132	12.9	5.6	154	15.6	5.9	152	16.0	6.6	152
NICARAGUA	5.2	113	41.4	4.4	88	25.4	4.9	121	33.9	4.7	104	35.2	5.3	101
PANAMA	8.5	144	4.1	8.7	163	4.4	9.4	214	4.9	10.8	217	4.1	11.4	221

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Notas: 1) MMBbl y MM\$ significan millones de barriles y millones de dolares.

2) Valor CIF de las importaciones y FOB de las exportaciones.

3) Datos estimados para 1992.

Cuadro 8
Resumen de los Planes de Expansión de las Empresas Eléctricas del Istmo Centroamericano

Año	Total	Costa Rica	MW	El Salvador	MW	Guatemala	MW	Honduras	MW	Nicaragua	MW	Panamá	MW
1992				Berlín BP I	G 5								
	5		0		5		0				0		0
1993		Sandillal	H 32	Berlín BP II	G 5	ENRON (autoprod.)	CI 100			Acahualí I	TG 25	Diesel Lenta	CI 30
				T. G. I y II	TG 66								
	330		32	T. G. III	TG 72						25		30
1994		Miravalles I	G 55	Chipilapa BP	G 5	Cogenerador	V 10	Zambrano TG I	TG 75	Acahualí II	TG 50		
		Autoproducción	H 20							Diesel Lenta I	CI 20		
										Managua, manten.	V -45		
	190		75		5		10		75		25		0
1995		Toro I y II	H 90	Berlín BP III	G 5	Zunil I	G 20	Zambrano TG II	TG 50	Diesel Lenta II	CI 20		
		Miravalles II	G 55			Cogenerador	V 10			Managua, rehab.	V 45		
	295		145		5		30		50		65		0
1996		Autoproducción	H 20	Ciclo Combinado	CC 32	Bobos	H 8			Momotombo	G 20	Autoproducción	CI 60
	140		20		32		8				20		60
1997		Diesel Lenta	CI 24	Berlín I	G 24	Santa María II	H 68	Vapor I	V 150	San Jacinto I	G 40		
		Tejona	H 20	Ahuachapán Est.	G 21	Sta.Ma.I (retiro)	H -8						
	334		44	B.P. retiro	G -5						40		0
1998		Diesel Lenta	CI 48	Berlín II	G 24	Rio Hondo	H 18			San Jacinto II	G 40	Barrigón I	H 36
				Chipilapa I	G 24	Vapor III	V 100						
				Miravalle (retiro)	-12								
	273		48	B.P. retiro	G -5						40		36
1999		Angostura	H 177	5 Nov. Expansión	H 120	El Palmar PIII	H 23	Tur. Gas	TG 75	San Jacinto III	G 40	Turbina de Gas	TG 30
							TG 45						
	510		177		120		68		75		40		30
2000				Vapor I	V 69	Zunil II	G 20			Larreynaga	H 20	Barrigón II	H 87
	196		0		69		20		0		20		87
TOTAL	2273		541		450		414		350		275		243
Hidro.	731		359		120		109				20		123
Geot.	393		110		103		40				140		
Termo.	1149		72		227		265		350		115		120

Notas: 1. H: hidro, G: geotérmicas, V: vapor-búnker, VC: vapor-carbón
CI: combustión Interna, TG: turbinas de gas

2. Con excepción de Honduras, todos los planes corresponden a los presentados en la Reunión de Coordinadores del SIPAC. Para Honduras, se uso el plan presentado en el documento de CEPAL LC/MEX/R.366