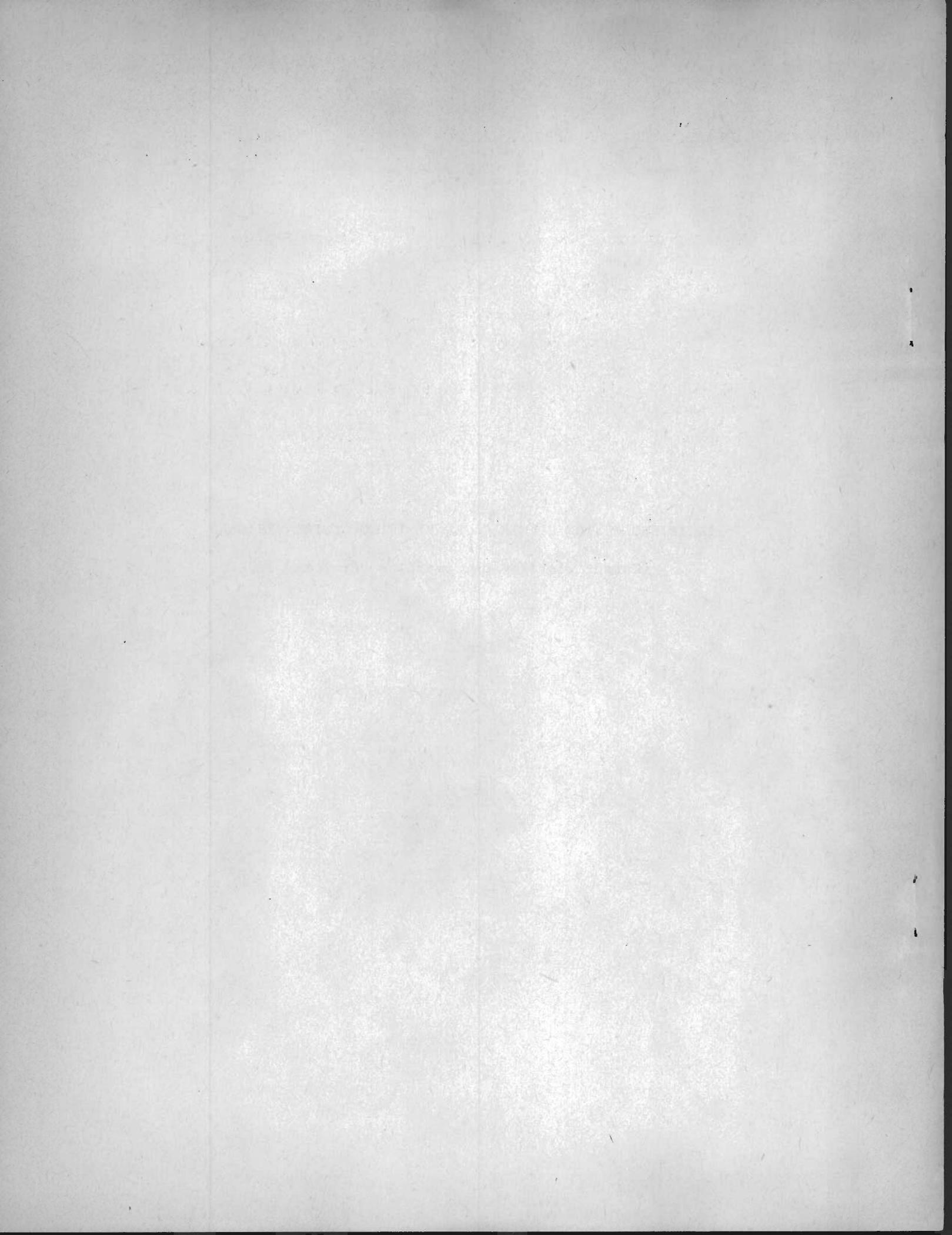


COMISION ECONOMICA PARA AMERICA LATINA

CEPAL/MEX/69/3
3 de marzo de 1969

LA INTERCONEXION ELECTRICA EN EL ISTMO CENTROAMERICANO

(Características de centrales térmicas)



SÍMBOLOS EMPLEADOS

Tres puntos (...) indican que los datos faltan o no constan por separado.

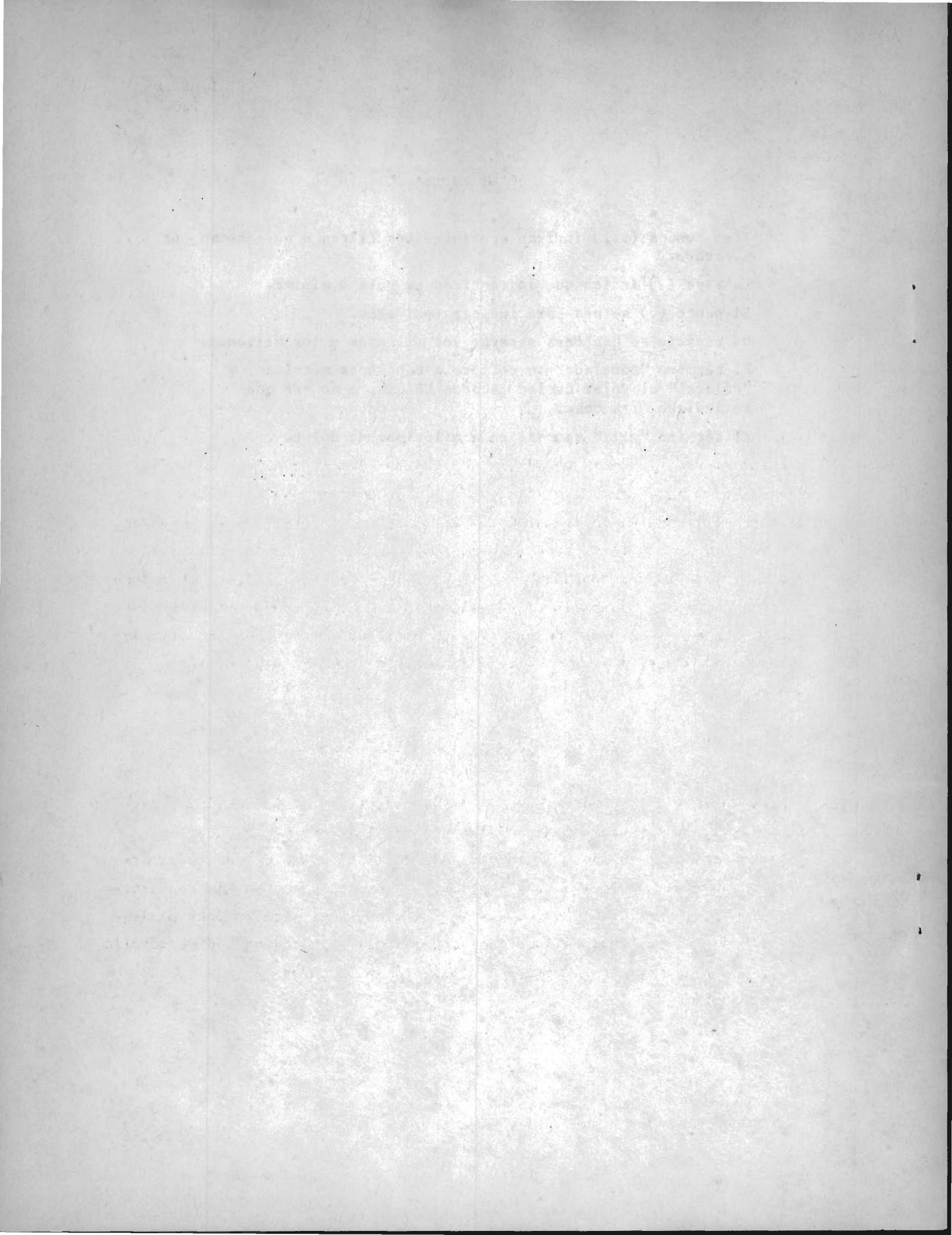
La raya (-) indica que la cantidad es nula o mínima.

El punto (.) se usa para indicar decimales.

Un espacio se usa para separar los millares y los millones.

El término "tonelada" se refiere a toneladas métricas, y "dólares" al dólar de los Estados Unidos, a no ser que se indique otra cosa.

El término "mils" se refiere a milésimos de dólar.



I. INTRODUCCION

En este capítulo se presenta una recopilación de las características generales de las unidades termoeléctricas (vapor, diesel, gas) que operan en los sistemas nacionales interconectados de cada uno de los países, y de las programadas para entrar en operación en el período 1968-85. Se incluyen, además, características de unidades mayores cuya instalación podría ser recomendable en alguno de los sistemas combinados que se estudiarán.

Para las plantas actualmente en operación, se obtuvo información de las empresas sobre los aspectos técnicos y económicos de cada una de sus centrales. En un número considerable de casos la información fue deficiente en lo relacionado con los rendimientos de las unidades y con los gastos de operación y mantenimiento, tal como se podrá ver en los cuadros-resumen que forman parte de este capítulo. Para estos casos, los resultados fueron estimados con base en la experiencia de otros países, en información contenida en estudios generales preparados por organismos internacionales y en estudios sobre proyectos específicos presentados por firmas consultoras a varias empresas de la región, tal como se explica más adelante.

II. CARACTERISTICAS DE LAS UNIDADES

En los cuadros 1 a 6, se resumen las características de las unidades térmicas existentes y programadas en cada uno de los sistemas nacionales interconectados. Se han incluido las características de potencia, generación, rendimientos, inversión y gastos de operación y mantenimiento, necesarios para la evaluación económica de las diferentes alternativas de desarrollo de los sistemas nacionales y combinados. A continuación se detalla el procedimiento y las fuentes de información utilizados en cada caso para las estimaciones.

1. Potencia y generación

La potencia instalada (columnas 5 y 6) tanto de las unidades en operación como de las adiciones programadas, fue suministrada en todos los casos por las empresas. Equivale a la potencia nominal o de placa de las unidades.

La potencia firme (columna 7) corresponde a la potencia neta efectiva (servicio continuo), en los casos en que las empresas suministraron esta información. Cuando fue necesario estimarla, se tomó igual a la potencia nominal menos la potencia utilizada en los servicios auxiliares y las pérdidas en los transformadores de la subestación de salida de la central. Para ello se tomaron los siguientes porcentajes en relación con la potencia nominal:

	Auxiliares (Por ciento)	Pérdidas por transformación (Por ciento)
a) Unidades de vapor:		
De 25 MW o menos	9	1
De 30 MW a 40 MW	8	1
Mayores de 40 MW	6	1
b) Unidades de gas	1.5	1
c) Unidades diesel	3	1

La generación máxima anual (columna 8) es igual a la potencia firme por un número máximo de horas, que se estima pueden operar las unidades, teniendo en cuenta el tiempo que deben estar fuera de servicio para mantenimiento preventivo y por desperfectos durante la operación (mantenimiento no programado). En el caso de las unidades de gas, se ha estimado que normalmente no operan en la base y que su factor de utilización anual es mucho menor que el de las unidades de vapor y diesel. Los valores usados fueron los siguientes:

	<u>Horas de operación por año</u>
a) Unidades a vapor	7 500
b) Unidades a gas	4 000
c) Unidades a diesel	7 000

2. Consumo medio de calor y características del combustible

Los combustibles utilizados en el Istmo Centroamericano para las centrales termoeléctricas son el aceite residual No. 6 o Bunker C para centrales a vapor y el aceite diesel para turbinas a gas y unidades diesel, con excepción, en este último caso, de la Central de Colima en Costa Rica, en la cual sus unidades tipo diesel de baja velocidad queman Bunker C.

En la gran mayoría de los casos el consumo medio fue indicado en kWh por galón o por kg. Para hacer la conversión a kilocalorías por kWh se utilizaron las siguientes características promedio del combustible:

	<u>Bunker C</u>	<u>Diesel</u>
Densidad	0.95	0.85
Poder calorífico Kcal/kg	9 700	10 500

El consumo medio de las unidades para las cuales no se obtuvieron datos fue estimado con base en información contenida en el Plan Nacional de Electrificación de México, preparado por la firma Sofrelec. El gráfico 1 indica el consumo medio para unidades a vapor con potencias de 10 MW a 250 MW para diferentes factores de planta, teniendo en cuenta el consumo de auxiliares y 5 por ciento por arranques y períodos de baja utilización. El gráfico 2 indica el consumo medio de calor a plena carga, para unidades diesel y turbinas a gas con potencias unitarias hasta de 20 MW. No se considera necesario hacer ajustes por períodos de baja utilización, ya que estas unidades trabajan generalmente a plena carga o muy cerca de ello. En ambos gráficos se muestran los consumos reales de las unidades para las cuales se obtuvo información completa, en cuanto a consumo medio y factor de utilización.

6. Inversiones

Con el fin de determinar las inversiones necesarias para adiciones futuras a los sistemas nacionales e interconectados, se hizo un estudio de las inversiones en centrales a vapor existentes o en construcción, y de las estimaciones contenidas en estudios efectuados en la región por firmas

/consultoras

consultoras, y en estudios efectuados por Naciones Unidas.^{1/} En el caso de las centrales existentes se utilizaron los datos suministrados por las empresas para este estudio y para el estudio anual de costos.^{2/} Se llegó a los siguientes valores por kW incluyendo costos directos, imprevistos, ingeniería, supervisión, administración e intereses durante construcción:

Potencia (MW)	Inversión (Dólares por kW)		
	1a. Unidad	2a. Unidad	2 Unidades
30	210	190	200
40	200	180	190
50	192	173	183
60	180	162	171
80	176	158	167
100	166	150	158
120	162	146	154
150	159	143	151

Para centrales con turbinas a gas, las experiencias más recientes (véase el cuadro 7) las constituyen las unidades del INDE en Guacalate (12.5 MW) y de ENALUF en Chinandega (15.0 MW). El costo promedio por kW instalado fue de 130 dólares en el primer caso y 111 en el segundo. Para instalaciones futuras se han tomado los siguientes valores:

Potencia (MW)	Inversión (Dólares/kW)
15	130
20	120
25	115

Para unidades diesel se estima una inversión promedio de 200 dólares por kW en unidades de 2 a 3 MW. Con excepción de Honduras, los programas nacionales no contemplan la adición de centrales diesel en los sistemas interconectados.

^{1/} Estudio comparativo de costos de la energía eléctrica en Centroamérica y Panamá, 1966 (E/CN.12/CCE/SC.5/65; TAO/LAT/97).

^{2/} Small Scale Power Generation (ST/ECA/94).

Los costos indicados son para el año 1968, y deben ser ajustados de acuerdo con el año de instalación de las centrales futuras para reflejar el aumento en el costo del equipo y de las obras civiles. De acuerdo con el estudio efectuado en octubre de 1968 por el Ingeniero Jorge Figuls para la Misión Centroamericana de Electrificación y Recursos Hidráulicos, el costo del equipo electromecánico presenta una tendencia hacia el 2 por ciento de aumento anual. Las obras civiles aumentan a un promedio de 1.7 por ciento anual. Si consideramos que en una central a vapor el 80 por ciento de la inversión corresponde a equipo e instalaciones, y el 20 por ciento a obra civil, tendremos un aumento promedio en la inversión de 1.94 por ciento. Para las centrales con turbinas a gas o unidades diesel, la proporción es del 90 por ciento y 10 por ciento, lo cual da un aumento promedio anual en la inversión de 1.97 por ciento. Las inversiones que aparecen en los cuadros 1 a 6 para centrales futuras, han sido ajustadas de acuerdo con estos índices de aumento y el año de inicio de la construcción, considerando que el período para la misma es de dos años.

7. Costos de operación y mantenimiento

Los costos de operación y mantenimiento se dividen en costos fijos y costos variables.

Los costos fijos (columna 12) incluyen aquellos gastos que se efectúan anualmente independientemente de la generación de la central. Normalmente incluyen los sueldos y salarios del personal de supervisión y operación, alquileres, seguros, material y mano de obra para el mantenimiento de los edificios y obras civiles. Aunque la depreciación forma parte de los costos fijos, estos no han sido incluidos en la columna respectiva.

Los costos variables incluyen el combustible (columna 14) y otros (columna 15). En este último están incluidas las piezas y salarios para el mantenimiento de las unidades, el aceite lubricante y el agua (cuando es necesario comprarla para calderas y sistemas de enfriamiento).

En el caso de las centrales de vapor el mantenimiento (piezas y salarios) depende menos de la producción que en el caso de las unidades

/diesel y

diesel y de gas, ya que se hace necesario inspeccionar, desmantelar y limpiar las calderas y otros sistemas independientemente de la cantidad de energía generada. Existen varios métodos para distribuir los costos de una central de vapor entre variables y fijos; uno de ellos es el de considerar solamente el combustible como gastos variables y todos los demás como fijos, lo cual se considera suficientemente aproximado para un estudio como el presente.

Para llegar a un valor estimado de los costos fijos de las centrales de vapor futuras, se tomaron en cuenta los datos sobre centrales existentes. (Véase el cuadro 7.) En el gráfico 3 se indican estos valores y el gráfico promedio. También se indican los costos estimados para varias firmas consultoras en estudios efectuados para la región. De este gráfico obtenemos los siguientes costos anuales para operación y mantenimiento:

Potencia instalada (MW)	Costos fijos de O. y M. (Miles de dólares/año)
30	255
40	310
50	365
60	420
80	530
100	650

En cuanto a las turbinas de gas, solamente existen en la región ocho unidades, incluyendo una del tipo de pistón libre en Acajutla, El Salvador. La información disponible sobre estas unidades, no permite hacer el desglose de los costos de operación y mantenimiento en fijos y variables. Los costos totales (fijos más variables menos combustible) para tres unidades con potencias entre 6.6 y 12.5 MW, sobre las cuales se obtuvo información en el estudio comparativo de costos de 1966 (véase el cuadro 7), dan un promedio de 3.7 dólares por KW instalado. Con base en un factor de utilización de 4 000 horas por año, la experiencia en otros países indica que el costo variable puede ser de 0.2 milésimos de dólar por kWh, lo cual deja 2.9 dólares por kW para costos fijos. Para las unidades futuras incluidas en el presente estudio con potencias entre 15 y 25 MW, se han adoptado los siguientes valores:

/Costos fijos

	Costos fijos (Dólares/kW/año)	Costos variables (Milésimos de dólar/kWh)
Unidades independientes	3.00	0.2
Adiciones en centrales existentes	1.50	0.2

Para las unidades diesel la información sobre costos de operación y mantenimiento fue igualmente escasa. En el caso de los costos fijos, los datos sobre algunas de las centrales existentes permitieron sacar una relación con la capacidad instalada. (Véanse el cuadro 8 y el gráfico 4.) Para los costos variables la discrepancia entre los pocos datos obtenidos es tan grande que no se puede llegar a conclusiones aproximadas; por ello se han utilizado datos del estudio de Naciones Unidas antes mencionado. (Véase de nuevo el cuadro 8 y el gráfico 5.) Los costos que resultan son los siguientes:

<u>Gastos fijos anuales</u>		<u>Costos variables</u>	
Potencia total instalada (MW)	Miles de dólares	Potencia de la unidad (MW)	Mils por kWh
5	25	0.5	3.5
10	40	1.0	2.6
15	50	2.0	1.9
20	64	3.0	1.6
		4.0	1.5
		5.0	1.5

8. Costo del combustible

Actualmente existen diferencias marcadas entre los precios del combustible en los diferentes países y sistemas. Teniendo en cuenta que la interconexión de sistemas permitiría la mejor utilización de los recursos, es lógico pensar que los precios en puerto se uniformarán de acuerdo con la competencia internacional y que la única diferencia en los puntos de entrega a las empresas eléctricas será la motivada por el transporte interno.

Para este estudio se han tomado los siguientes valores para el combustible en puerto:

/Costo en

	<u>Costo en puerto</u>	
	<u>Centavos de dólar</u> por kg	<u>Dólares por millón</u> de Kcal
Bunker C	1.3	1.34
Diesel	2.0	1.90

El costo del millón de kilocalorías corresponde al poder calorífico y densidad indicados en la sección 2.

En cuanto al transporte del combustible, se ha solicitado información a las empresas eléctricas y a los organismos reguladores de la industria del petróleo en cada país sobre los métodos usados y su costo.

Cuadro I

GUATEMALA: CARACTERISTICAS DE LAS CENTRALES TERMICAS EXISTENTES Y PROGRAMADAS

Central	Empresa	Año de Insta- lación	Tipo y número de uni- dades	Potencia Ins- talada (MW)		Poten- cia firme (MW)	Genera- ción anual máxima (GWh)	Consumo medio kcal/kWh	Inversión		Costos fijos anua- les de O. y M. (miles de dó- lares)	Costos variables de O. y M.			
				Por uni- dad	Total				Total (miles de dó- lares)	Por kWh Instala- do (dóla- res)		Combustible		Otros (mils por kWh)	Total (mils por kWh)
												Por 10 ⁶ calorías (dóla- res)	Por kWh (mils)		
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)
Existentes															
La Laguna	EEG	1959/60	V - 2	11.5	23.0	20.7*	155.2*	3 630	375				
La Laguna	EEG	1948/50	V - 2	3.5	7.0	6.3*	47.2*	4 300					
La Laguna	EEG	1964	G - 1	12.5	12.5	12.2*	48.8*	4 500	1 864	149	42			0.2	
La Laguna	EEG	1956/57	D - 4	1.0	4.0	3.8*	26.9*	3 000	542	138	22			5.4	
Guacalate	INDE	1968	G - 1	12.5	12.5	12.25	49.0*	4 500*	1 630	108.7	45*			0.2	
Guacalate	INDE	1965	G - 1	12.5	12.5	12.25	49.0*	4 500	1 675	112	22*			0.2	
Castellana	INDE	1956	D - 5	1.0	5.0	4.8*	33.6*	3 000	690	138	24			3.5	
Programadas															
Guacalate 1	INDE	1970	V - 1	33.0	33.0	30.0	225.0*	3 100	6 600*	210*	270*				
Guacalate 2 (Ampl.)	INDE	1977	V - 1	33.0	33.0	30.0	225.0*	3 100*	7 128	216*	180*				
Guacalate 3	INDE	1982	V - 1	75.0	75.0	69.8*	524.0*	2 660*	16 275	217*	300*				

Cuadro 2

EL SALVADOR: CARACTERISTICAS DE LAS CENTRALES TERMICAS EXISTENTES Y PROGRAMADAS

Central	Empresa	Año de Instalación	Tipo y número de uni- dades	Potencia Ins- talada (MW)		Poten- cia firme (MW)	Genera- ción anual máxima (GWh)	Consumo medio kcal/kWh	Inversión		Costos fijos anua- les de O. y M. (miles de dóla- res)	Costos variables de O. y M.			
				Por uni- dad	Total				Total (miles de dóla- res)	Por kWh Instala- do (dóla- res)		Combustible		Otros (mils por kWh)	Total (mils por kWh)
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	Por 10 ⁶ calorías (dóla- res)	Por kWh (mils)		
Existentes															
Acajutla	CEL	1965	V - 1	30.0	30.0	28.2	211.5	2 846	6 338	211	220				-
Acajutla	CEL	1965	G - 1	6.6	6.6	6.4	25.5	2 500	1 644	249	8.4				1.5*
Agua Caliente	CAESS	1948	V - 1	5.0	5.0	4.5*	31.5	4 400	792	158	26.0				-
Agua Caliente	CAESS	1947	D - 1	1.0	1.0	-	-	-	16.0*				-
Agua Caliente	CAESS	1944	D - 2	0.43	0.86	-	-	-	-				-
Agua Caliente	CAESS	1924	D - 1	0.54	0.54	-	-	-	-				-
Programadas															
Acajutla # 2 (Ampl)	CEL	1969	V - 1	33.0	33.0	30.0	225.0	3 100*	6 270	190*	200*				-
Acajutla # 3 (Nueva)	CEL	1971	V - 1	66.0	66.0	61.6	462.0	2 720*	12 100	189	450*				-
Acajutla # 4 (Ampl)	CEL	1979	V - 1	55.0	66.0	61.6	462.0	2 720	12 540	190*	280*				-
Acajutla # 5 (Ampl)	CEL	1981	V - 1	66.0	66.0	61.6	462.0	2 720*	13 000	197	200				-

Cuadro 3

HONDURAS: CARACTERÍSTICAS DE LAS CENTRALES TERMICAS EXISTENTES Y PROGRAMADAS

Central	Empresa	Año de instalación	Tipo y número de unidades	Potencia instalada (MW)		Potencia firme (MW)	Generación anual máxima (GWh)	Consumo medio kcal/kWh	Inversión		Costos fijos anuales de O. y M. (Miles de dólares)	Costos variables de O. y M.			
				Por unidad	Total				Total (miles de dólares)	Por kWh instalado (dólares)		Combustible		Otros (mils por kWh)	Total (mils por kWh)
												Por 10 ⁶ calorías (dólares)	Por kWh (mils)		
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)
Existentes															
Santa Fe	ENEE	1968	D - 4	2.5	10.0	9.7*	67.9*	2 749	1 100	110	35.2				1.8
La Leona	ENEE	1961	D - 2	1.2	2.4	2.4	16.8	2 845					2.3
La Leona	ENEE	1959	D - 1	0.5	0.5	0.48*	3.4	2 845	24.0				3.5
La Leona	ENEE	1953	D - 1	0.75	0.75	0.72	5.0	2 845					2.8
La Leona	ENEE	1951	D - 1	0.8	0.8	0.77	5.4	2 845					2.8
La Leona	ENEE	1948	D - 1	0.6	0.6	-	-	-	-	-					-
La Leona	ENEE	1946	D - 1	1.0	1.0	-	-	-	-	-					-
La Leona	ENEE	1944	D - 1	0.5	0.5	-	-	-	-	-					-
San Pedro Sula	ENEE	1960	D - 1	1.84	1.84	1.77*	12.4*	2 640*					2.0
San Pedro Sula	ENEE	1956	D - 1	1.1	1.1	1.06	7.4*	2 780*	24.0				2.5
San Pedro Sula	ENEE	1953	D - 1	0.7	0.7	0.63	4.3	2 840*					2.8
San Pedro Sula	ENEE	1950	D - 1	0.5	0.5	0.48	3.4	2 960*					3.5
San Pedro Sula	ENEE	1948	D - 1	0.31	0.31	-	-	-	-	-					-
San Pedro Sula	ENEE	1946	D - 1	0.31	0.31	-	-	-	-	-					-
Puerto Cortés	ENEE	1949	D - 3	0.5	0.5	1.44	10.1	-	-	-					3.5
Programadas															
San Pedro	ENEE	1969	D - 5	3.0	15.0	14.4	101.0	2 600*	3 000	200	51.0				1.6

Cuadro 4

NICARAGUA: CARACTERISTICAS DE LAS CENTRALES TERMICAS EXISTENTES Y PROGRAMADAS

Central	Empresa	Año de Instala- ción	Tipo y número de uni- dades	Potencia ins- talada (MW)		Poten- cia firme (MW)	Genera- ción anual máxima (GWh)	Consumo medio kcal/kWh	Inversión		Costos fijos anua- les de O. y M. (miles de dó- lares)	Costos variables de O. y M.			
				Por uni- dad	Total				Total (miles de dó- lares)	Por kWh Instala- do (dóla- res)		Combustible		Otros	Total
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	Por 100 calorías (dóla- res)	Por kWh (mils)	(mils por kWh)	(16)
Existentes															
Managua	ENALUF	1958	V - 1	15.0	15.0	15.0	112.5	3 560	7 371	246.0					
Managua	ENALUF	1958	V - 1	15.0	15.0	15.0	112.5	3 750							
Managua	ENALUF	1963	D - 1	0.25	-	-	261.0				
Managua	ENALUF	1954	D - 1	3.0	3.0	2.5	17.5	2 600*					
Managua	ENALUF	1953	D - 1	3.0	3.0	2.5	17.5	2 600*					
Managua	ENALUF	1949	D - 1	1.0	1.0	0.8	5.6	2 800*					
Managua	ENALUF	1948	D - 1	1.0	1.0	0.8	5.6	2 800*					
Managua	ENALUF	1945	D - 1	1.0	1.0	0.8	5.6	2 800*					
Managua	ENALUF	1941	D - 1	0.7	0.7	0.6	4.2	2 840*					
Chinandega	ENALUF	1967	G - 1	17.85	17.85	14.3	57.2	3 580	1 662	93.1					
Chinandega	ENALUF	1964	D - 5	1.0	5.0	3.0	21.0	2 800*	21.0*				
León	ENALUF	1966	D - 1	0.75	...	0.7	4.9	2 840*	22.0*				
León	ENALUF	1966	D - 2	0.75	...	1.3	9.1	2 840*					
León	ENALUF	1966	D - 1	0.5	...	0.3	2.1	2 920*					
Programadas															
Managua (amp.)	ENALUF	1969	V - 1	40.0	40.0	36.4	273.0	2 970*	7 500	187.5	230.0				
Masaya	ENALUF	1975	G - 1	15.0	15.0	14.6	58.5	4 050*	2 145	143.0	45.0			0.2	
Managua (nueva)	ENALUF	1970	V - 1	60.0	60.0	55.8	418.5	2 750*	12 480	208.0*	420.0				
Managua (amp.)	ENALUF	1980	V - 1	60.0	60.0	55.8	418.5	2 750*	11 520	192.0*	280.0				

Cuadro 5

COSTA RICA: CARACTERISTICAS DE LAS CENTRALES TERMICAS EXISTENTES Y PROGRAMADAS

Central	Empresa	Año de instalación	Tipo y número de unidades	Potencia instalada (MW)		Potencia firme (MW)	Generación anual máxima (GWh)	Consumo medio kcal/kWh	Inversión		Costos fijos anuales de O. y M. (miles de dólares)	Costos variables de O. y M.			
				Por unidad	Total				Total (miles de dólares)	Por kWh instalado (dólares)		Por 10 ⁶ calorías (dólares)	Por kWh (mils)	Otros (mils por kWh)	Total (mils por kWh)
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)
Existentes															
San Antonio	GNFL	1954	V - 2	5.0	10.0	12.0	90.0	3 890	2 214	221.4	114	1.83	7.1	-	7.1
Colima	ICE	1962	D - 2	3.83	7.66	7.66	53.6	2 600	1 551	202.5	43	1.83	4.8*	1.5	6.3
Colima	ICE	1956	D - 4	2.97	11.88	11.88	83.2	2 600	1 955	164.5	43	1.83	4.8	1.6	6.4
Programadas															
Mofn 1	ICE	1975	V - 1	40.0	40.0	36.4*	273.0	2 970*	8 760	219.0	310	1.34	4.0*	-	4.0
Mofn 2 (amp.)	ICE	1982	V - 1	40.0	40.0	36.4*	273.0	2 970*	8 880	222.0	220	1.34	4.0*	-	4.0

Guadro 6

PANAMA: CARACTERISTICAS DE LAS CENTRALES TERMICAS EXISTENTES Y PROGRAMADAS

Central	Empresa	Año de instalación	Tipo y número de unidades	Potencia Instalada (MW)		Potencia firme (MW)	Generación anual máxima (GWh)	Consumo medio kcal/kWh	Inversión		Costos fijos anuales de O. y M. (miles de dólares)	Costos variables de O. y M.					
				Por unidad	Total				Total (miles de dólares)	Por kWh Instalado (dólares)		Combustible		Otros (mils por kWh)	Total (mils por kWh)		
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	Por 10 ⁶ calorías (dólares)	Por kWh (mils)	(15)	(16)		
Existentes																	
Colón 4	CPFL		V - 1	1.5	5.72	1.35*	10.1	5 540	120*						
Colón 5	CPFL		V - 1	1.5		1.35*	10.1	3 460							
Colón 6	CPFL		V - 1	2.72		2.45*	18.3	5 540							
Avenida sur 4	CPFL		V - 1	1.25	8.75	1.1	8.2	5 720	50*						
Avenida sur 5	CPFL		V - 1	2.5		2.38	18.7	5 720							
Avenida sur 6	CPFL		V - 1	2.5		2.38	18.7	4 360							
Avenida sur 7	CPFL		V - 1	2.5	7.5	2.38	18.7	4 360	130*						
Avenida sur 8	CPFL		V - 1	7.5		7.0	52.5	3 670							
Las Minas 1	CPFL		V - 1	25.0		22.8	171.0	2 770							
San Francisco 1	CPFL		V - 1	6.0	23.5	5.7	42.7	3 860	220*						
San Francisco 2	CPFL		V - 1	6.0		5.7	42.7	3 860							
San Francisco 3	CPFL		V - 1	11.5		11.85	88.8	3 450							
San Francisco 4	CPFL		G - 1	14.0	14.0	12.25	49.0	3 850	1 508	107.7	42*		8.1	0.2*	9.1		
Agua clara	PCC		D - 1	2.5	7.5	-	-	34*		7.2	1.7*	8.9		
Agua clara	PCC		D - 1	2.5		-	-				7.2	1.7*	8.9	
Agua clara	PCC		D - 1	2.5		-	-				7.2	1.7*	8.9	
Cocolf	PCC		D - 1	2.5	10.0	2.42*	16.9*	39*		7.2	1.7*	8.9		
Cocolf	PCC		D - 1	2.5		2.42*	16.9*				7.2	1.7*	8.9	
Cocolf	PCC		D - 1	2.5		2.42*	16.9*				7.2	1.7*	8.9	
Coco solo	PCC		D - 1	1.0	4.0	0.96*	6.7*	23*		7.2	2.5*	9.7		
Coco solo	PCC		D - 1	1.0		0.96*	6.7*				7.2	2.5*	9.7	
Coco solo	PCC		D - 1	1.0		0.96*	6.7*				7.2	2.5*	9.7	
Miraflores	PCC		G - 1	10.85	21.7	10.58*	42.3*	33*		7.9	0.2*	8.9		
Miraflores	PCC		G - 1	10.85		10.58*	42.3*			16*	7.9	0.2*	8.9	
Miraflores	PCC		V - 1	25.0		22.5*	168.7*			225*	4.0	-	4.0	
Programadas																	
Las Minas 2	IRHE	1969	V - 1	40.0	40.0	36.4*	273.0*	2 970*	8 200	205.0	260*		4.0	-	4.0		
Las Minas 3	IRHE	1971	V - 1	40.0	40.0	36.4*	273.0*	2 970*	8 160*	204.0	220*		4.0	-	4.0		
Miraflores	PCC	1971	V - 1	33.0	33.0	30.0*	225.0*	3 100*	6 400	194.0	170*		4.0*	-	4.0		
Las Minas 4 (nueva)	IRHE	1978	V - 1	120.0	120.0	111.6	835.0	2 520	22 440	187.0	700*		-	-	-		
Las Minas 5 (amp.)	IRHE	1983	V - 1	120.0	120.0	111.6	835.0	2 520	21 960	183.0	460*		-	-	-		

a/ Combustible especial (48-52 Cotonac).

Cuadro 7

**CENTROAMERICA Y PANAMA: INVERSION Y COSTOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO DE
DE CENTRALES A VAPOR Y A GAS, EXISTENTES**

Central	País	Empresa	Año de construcción	No. y potencia de unidades	Potencia total (MW)	Generación anual (GWh)	Inversión		Costos directos de operación y mantenimiento a/		
							Total (Miles de dólares)	Por kW. instalado (Dólares)	Total (Miles de dólares)	Por kW. instalado	Por kWh (Mils)
Vapor											
La Laguna ^{b/}	Guatemala	EEG	1959-60	2-11.5 2-3.5	30.0	222 ^{c/}	5 842	195	375 ^{c/}	12.5	1.7
Acajutla	El Salvador	CEL	1965	1-30.0	30.0	64 ^{d/}	6 338 ^{b/}	211	220 ^{d/}	7.3	3.2
Managua ^{b/}	Nicaragua	ENALUF	1958	2-15.0	30.0	161 ^{e/}	7 292	243	237 ^{c/e/}	7.9	1.5
San Antonio ^{b/}	Costa Rica	CNFL	1954	2-5.0	10.0	30 ^{c/}	2 214	221	114 ^{c/}	11.4	3.8
Las Minas ^{f/}	Panamá	IRHE	1969	1-40.0	40.0	-	8 200	205	260	6.5	-
Gas											
La Laguna ^{b/}	Guatemala	EEG	1964	1-12.5	12.5	29 ^{g/}	1 864	149	56 ^{g/}	4.5	1.9
Guacalate ^{b/}	Guatemala	INDE	1965	1-12.5	12.5	42 ^{h/}	1 621	130	42 ^{h/}	3.4	1.0
Acajutla ^{i/}	El Salvador	CEL	1965	1-6.6	6.6	1.8 ^{d/}	1 642 ^{b/}	249	16.9 ^{d/}	2.6	9.4
Chinandega	Nicaragua	ENALUF	1967	1-15.0	15.0	...	1 662	111
San Francisco	Panamá	CPFL	...	1-14.0	14.0	44.6	1 508	108	5.5	0.4	0.1

a/ No incluye combustible, depreciación ni impuestos.

b/ Tomado del Estudio comparativo de costos de la energía eléctrica en Centroamérica y Panamá, 1965 (E/CN.12/CCE/SC.5/65; TAO/LAT/97).

c/ Promedio 1964-66.

d/ Informe mensual CEL, Diciembre de 1967.

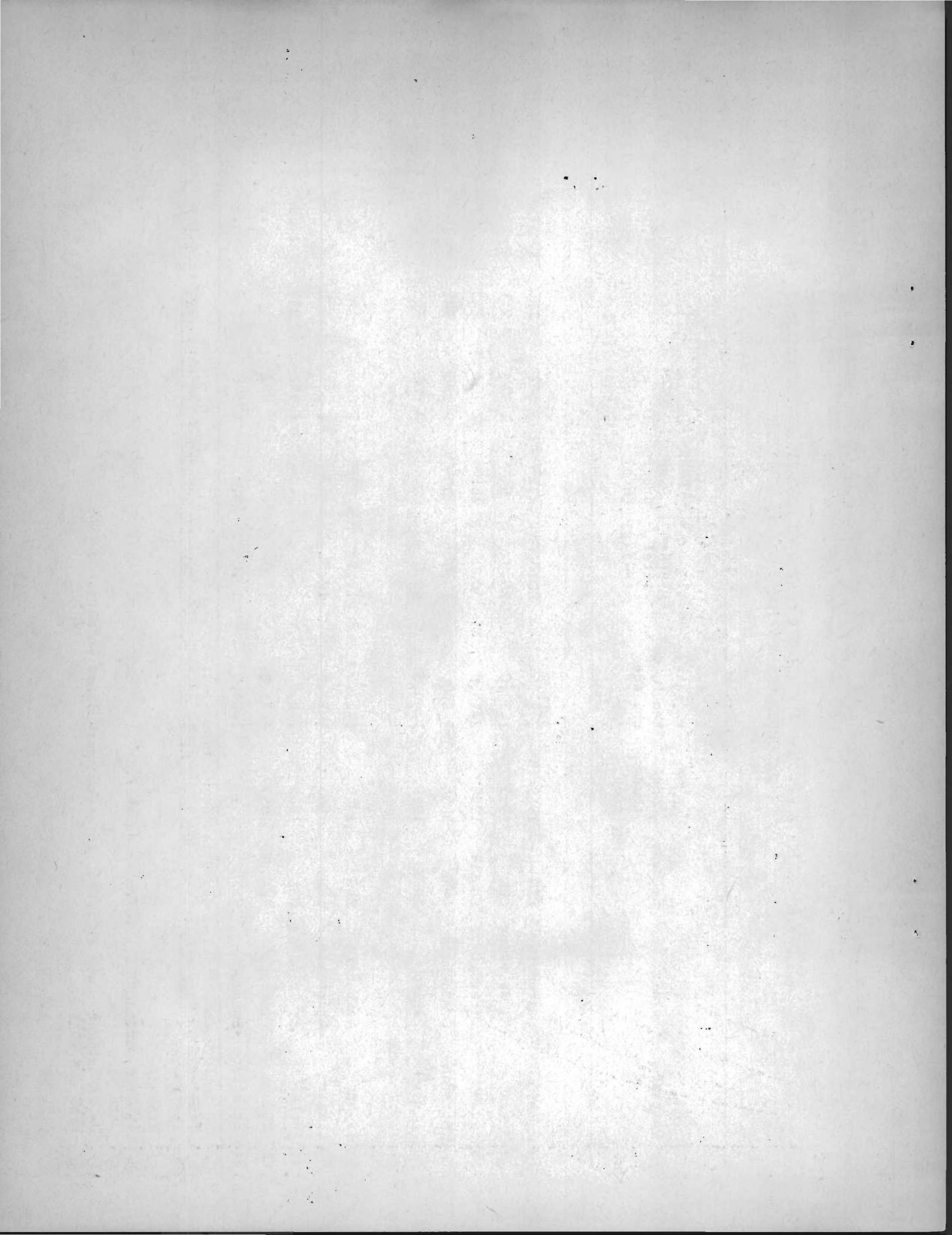
e/ Dato para 1964.

f/ Datos estimados por el IRHE. Iniciará operaciones en marzo de 1969.

g/ Promedio 1965-66.

h/ Dato para 1966.

i/ Tipo de pistón libre



Cuadro 8

CENTROAMERICA Y PANAMA: COSTOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO DE CENTRALES DIESEL EXISTENTES a/

Central	Empresa	Número y potencia de las unidades	Potencia total (MW)	Generación anual (GWh)	Inversión (Miles de dólares)	Costos fijos				Costos variables			Gastos totales			
						Sueldos de operación y supervisión	Otros	Total (Miles de dólares)	Por kW (Dólares)	Sueldos de mantenimiento y material	Otros	Total (Miles de dólares)	Mils por kWh	Total (Miles de dólares)	Por kW (Dólares)	Por kWh (Mils)
<u>Guatemala</u>																
1. Guatemala, 1965 b/	EEG	5-1.0	5.0	9.5	...	21.1	3.3	24.4	4.9	8.8	-	8.8	0.93	33.2	6.6	3.5
2. Mal Paso, 1965 b/	EEG	4-1.0	4.0	4.5	1 230	14.8	2.8	17.6	4.4	6.7	-	6.7	1.50	24.3	6.1	5.4
<u>Costa Rica</u>																
3. Colima, Promedio 1965-66 d/	ICE	2-3.83 4-2.97	19.5	30.2	...	33.3	31.8	64.1	3.3	51.1	-	51.1	1.7	115.2	5.9	3.8
4. Limón, Promedio 1964-66 d/	ICE	...	2.5	9.5	...	13.9	10.9	24.8	10.0	17.0	-	17.0	1.8	41.8	16.8	4.4
5. Limón, 1967 d/	ICE	...	8.0	10.1	...	21.9	6.3	28.2	3.6	27.9	-	27.9	2.8	56.1	7.0	5.5
<u>Nicaragua</u>																
6. Chinandega, e/ 1966	ENALUF	5-1.0	5.0	2.5	...	12.5	21.2	33.7	6.7	9.8	-	9.8	3.9	43.5	8.7	17.4

a/ No incluye combustible, depreciación ni impuestos.

b/ Tomado del Estudio Comparativo de Costos, 1966. (E/CN.12/CCE.5/65; TAO/LAT/97)

c/ Informes contables EEG.

d/ Informe de Operación ICE, abril 1968.

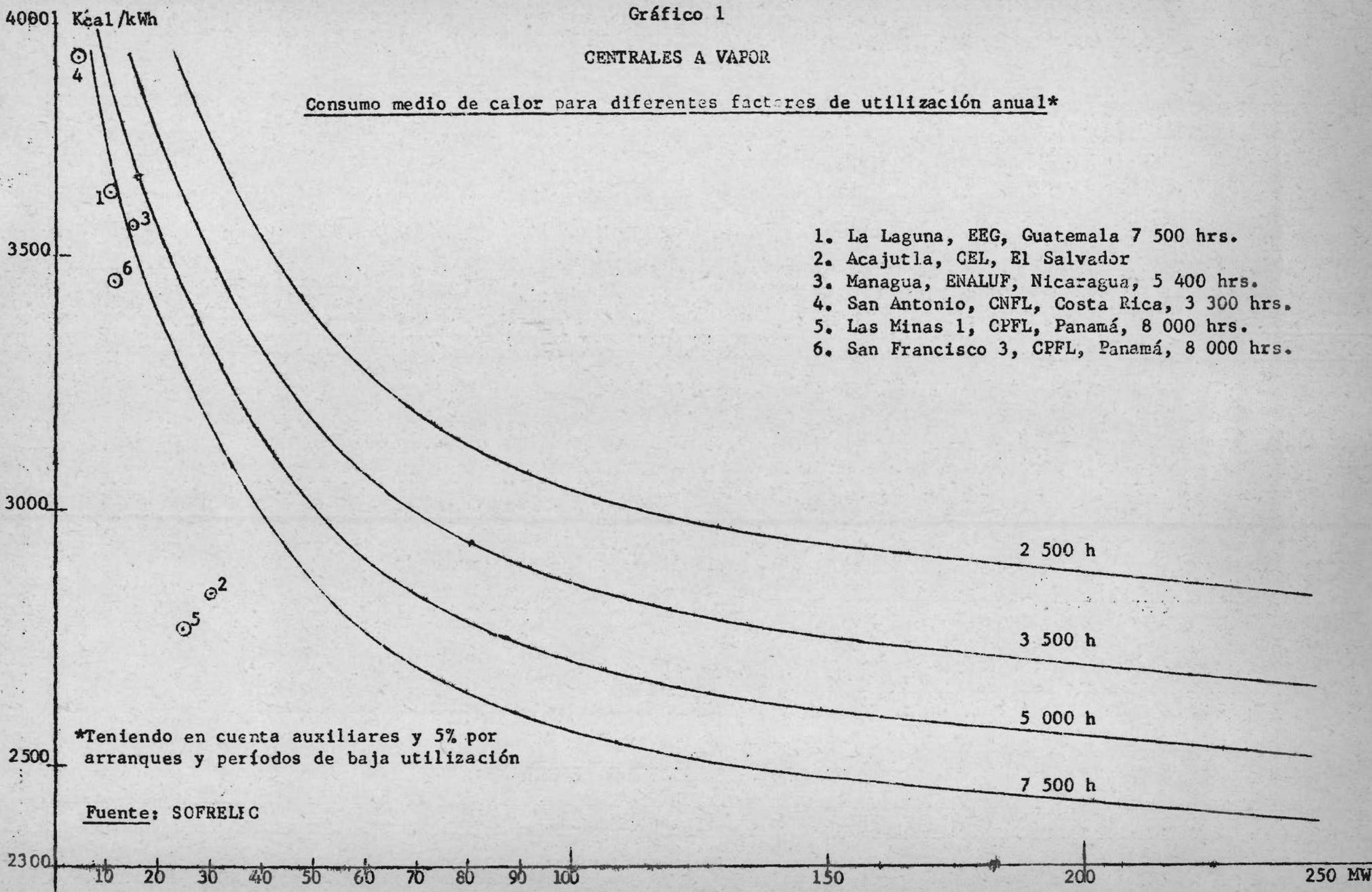
e/ Datos básicos de ENALUF para el Estudio Comparativo de Costos.



Gráfico 1

CENTRALES A VAPOR

Consumo medio de calor para diferentes factores de utilización anual*



- 1. La Laguna, EEG, Guatemala 7 500 hrs.
- 2. Acajutla, CEL, El Salvador
- 3. Managua, ENALUF, Nicaragua, 5 400 hrs.
- 4. San Antonio, CNFL, Costa Rica, 3 300 hrs.
- 5. Las Minas 1, CPFL, Panamá, 8 000 hrs.
- 6. San Francisco 3, CPFL, Panamá, 8 000 hrs.

*Teniendo en cuenta auxiliares y 5% por arranques y períodos de baja utilización

Fuente: SOFRELIC

Gráfico 2

CENTRALES DE GAS Y DIESEL

Consumo medio de calor a plena carga

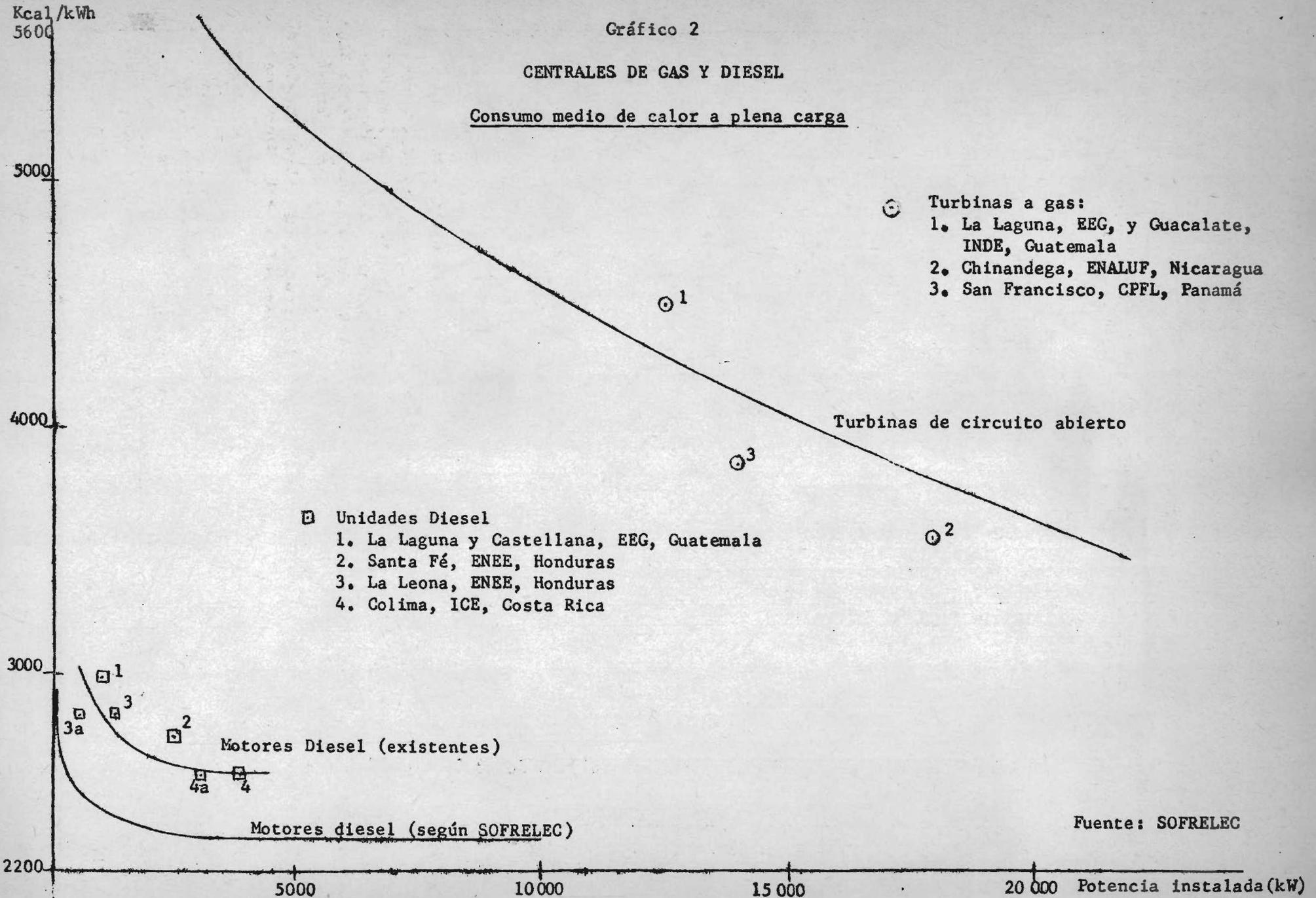
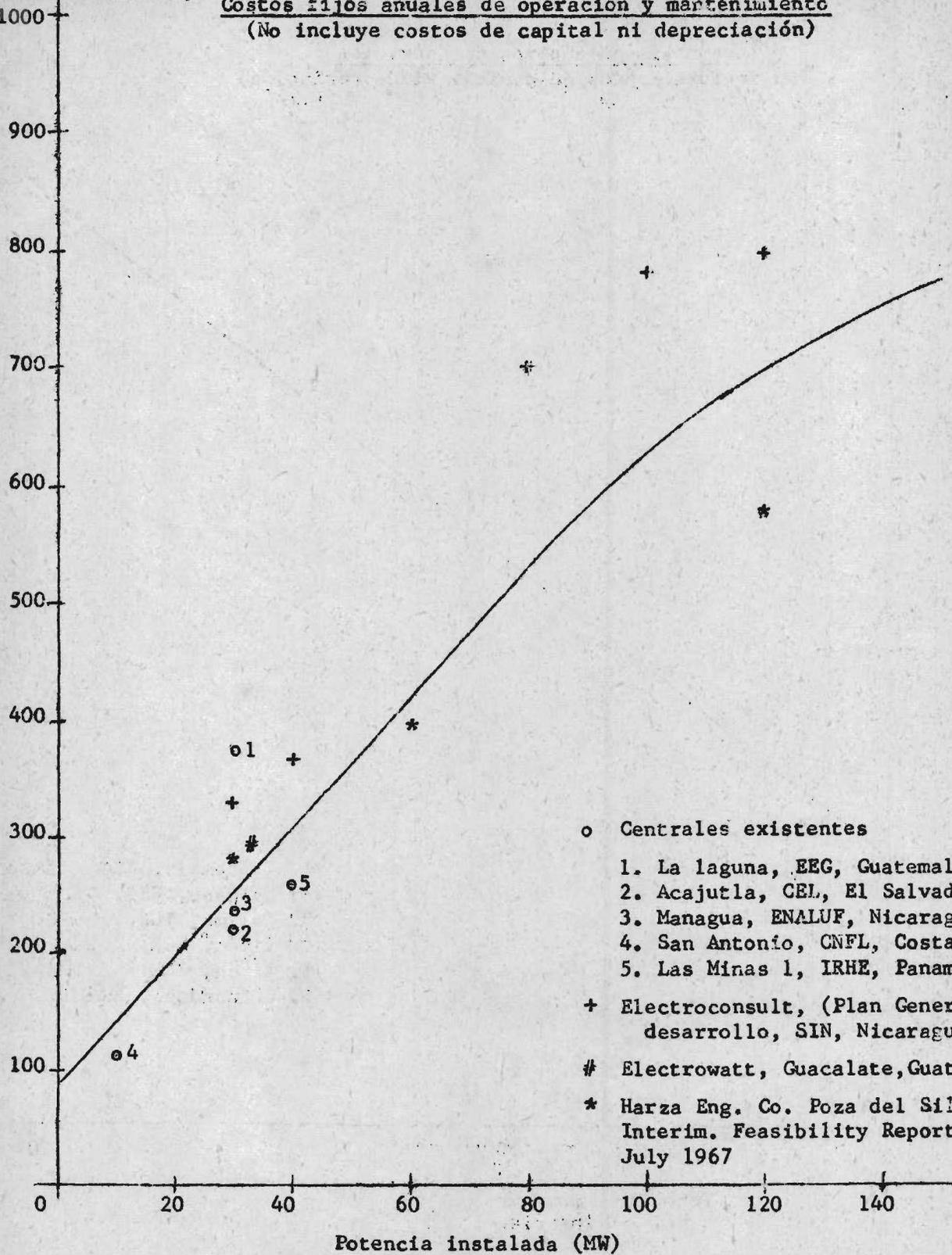


Gráfico 3

CENTRALES DE VAPOR

Costos fijos
anuales
(Miles de dólares)

Costos fijos anuales de operación y mantenimiento
(No incluye costos de capital ni depreciación)



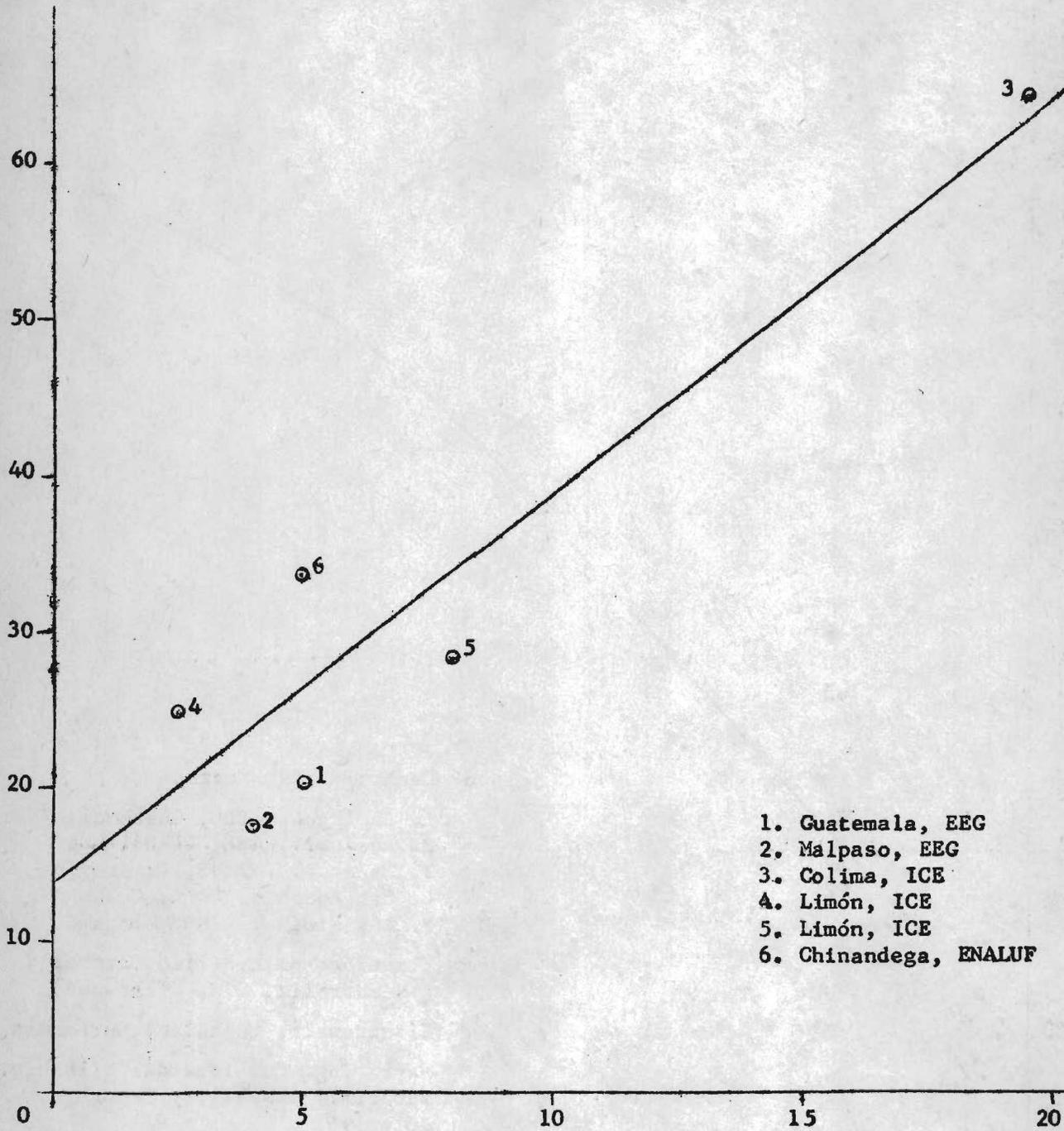
- o Centrales existentes
- 1. La laguna, EEG, Guatemala
- 2. Acajutla, CEL, El Salvador
- 3. Managua, ENALUF, Nicaragua
- 4. San Antonio, CNFL, Costa Rica
- 5. Las Minas 1, IRHE, Panamá
- + Electroconsult, (Plan General de desarrollo, SIN, Nicaragua)
- # Electrowatt, Guacalate, Guatemala
- * Harza Eng. Co. Poza del Silencio. Interim. Feasibility Report July 1967

Gráfico 4

CENTRALES DIESEL

Costos fijos
anuales
(Miles de ds.)

Costos fijos anuales de operación
(No incluye costos de capital ni depreciación)



- 1. Guatemala, EEG
- 2. Malpaso, EEG
- 3. Colima, ICE
- 4. Limón, ICE
- 5. Limón, ICE
- 6. Chinandega, ENALUF

Potencia instalada (MW)

Gráfico 5

CENTRALES DIESEL

Costos variables
(Miles /kWh)

Costos variables de operación y mantenimiento
(No incluye combustible)

