CEPAL/MEX/ SRNE/76/2
Marzo de 1976

ESTUDIO SOBRE INTERCONEXION ELECTRICA

Informe de la quinta reunión sobre avance de los trabajos

Indice

/1. Introducción

1. Introducción

Con el objeto de evaluar el estado de avance del estudio se acordó en la primera reunión, celebrar reuniones periódicas entre funcionarios de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), los funcionarios de las empresas eléctricas del Istmo Centroamericano asignados al proyecto y personal de la Sección de Recursos Naturales y Energía de la CEPAL.

La quinta reunión de dicho grupo tuvo lugar el día 5 de marzo de 1976 en las oficinas de la Comisión Federal de Electricidad. A continuación se describen los temas tratados durante la misma.

2. Problema de la computadora del Seguro Social de México (IMSS) y soluciones encontradas

Debido a que la solución definitiva al problema suscitado con la máquina computadora del IMSS sólo podría obtenerse hasta que dicha Institución terminara de instalar su nuevo equipo de computación, las autoridades de la CEPAL autorizaron una partida especial para poder correr los programas en la máquina de la CFE.

Gracias a las gestiones realizadas por la CEPAL y a la disponibilidad de tiempo de máquina de CFE, fue posible avanzar en el proyecto en forma considerable.

A la fecha las instalaciones en el Seguro Social están prácticamente terminadas y se espera que muy pronto se haya normalizado el servicio lo cual permitirá avanzar con mayor rapidez.

3. Progresos realizados desde la última reunión

3.1 Modelo CONCENTRABLE

Guatemala. Ya está terminado su trabajo con este modelo faltando únicamente la presentación de su informe respectivo.

/El Salvador

El Salvador. Debido a que la delegación de El Salvador regresó a su país, el ingeniero Hernán García de la CEPAL tuvo que terminar su trabajo correspondiente al Modelo CONCENTRABLE, para no retrasar aun más el proyecto. Falta únicamente el informe de resultados y conclusiones de la aplicación de este modelo.

Honduras. Ya ha completado su trabajo con el Modelo CONCENTRABLE y ha avanzado considerablemente en la preparación de su informe respectivo.

Nicaragua. Está completo su trabajo con el Modelo CONCENTRABLE faltando únicamente su informe respectivo.

Costa Rica. Ya ha terminado su trabajo con el Modelo CONCENTRABLE y ha preparado un borrador del informe correspondiente.

Panamá. Ya está terminado su trabajo con el CONCENTRABLE, faltando únicamente el informe respectivo.

Sistema interconectado. Ya con la política de operación sugerida por cada país, fue posible terminar prácticamente con los trabajos correspondientes al Modelo CONCENTRABLE. En la actualidad se está en la etapa de preparación de datos necesarios para el MNI.

3.2 Modelo MNI

Se han explicado con todo detalle las subrutinas más importantes del modelo. Si el tiempo lo permite se continuará en la misma forma para el resto de las subrutinas.

En la actualidad se han logrado uniformar los datos de costos,[1/] y cada país ha preparado y depurado un juego para una corrida que ya fue realizada por todos, con excepción de El Salvador por las razones anteriormente expuestas.

Con respecto a la determinación del costo de falla, la CEPAL presentó un trabajo provisional.[2/] Sin embargo debido a las grandes diferencias entre los índices correspondientes a los países, se decidió hacer una revisión de las conclusiones de dicho informe para tomar una decisión al respecto.

1/ Véase el anexo sobre parámetros económicos utilizados en el estudio.
2/ Véase el anexo sobre la determinación del costo de falla.

/En cuanto

En cuanto a las alternativas a estudiar también fueron planteadas las seis corridas base,[3/] suponiendo que en cuanto se tenga disponibilidad absoluta de tiempo de máquina el avance será mucha más rápido. Se ha visto la necesidad de sensibilizar algunos datos tales como el costo de falla, lo cual demandará mayor disponibilidad de tiempo de máquina.

3.3 Modelo de Evaluación de Proyectos Hidroeléctricos

Actualmente se ha principiado con la explicación de esta metodología así como de los datos necesarios con el fin de principiar su recopilación.

4. Avance realizado

De acuerdo con el cronograma general de actividades se observa un atraso de un mes calendario, imputable básicamente a los problemas tenidos con la máquina del Seguro Social Mexicano. Sin embargo se espera reducir considerablemente este atraso cuando se normalice esta situación.

5. Otros asuntos

Gracias a las gestiones realizadas por la CEPAL ante las autoridades superiores de la Comisión Federal de Electricidad, se logró que dicha institución proporcionara copias de los modelos matemáticos que se utilizarán en el estudio a los seis países del Istmo Centroamericano, para el análisis de sus propios desarrollos. A la fecha han sido entregados a la CEPAL el Modelo Fuente (tarjetas y listados) de los Modelos CONCENTRABLE y MNI, entendiéndose que conforme se vaya avanzando se irán entregando el resto de los modelos.

3/ Véase el anexo sobre parámetros económicos.

/Anexos

Anexos

Marzo de 1976

PROYECTO DE INTERCONEXION ELECTRICA

MODELO NACIONAL DE INVERSIONES (MNI)

Parámetros económicos utilizados en el estudio

Indice

/1. Introducción

1. Introducción

La utilización del Modelo Nacional de Inversiones requiere la adopción de una serie de parámetros económicos que es necesario uniformar para que los resultados obtenidos al aplicar los modelos a los distintos países y al caso centroamericano sean comparables. El objeto de la presente minuta es hacer un sumario de los criterios y cifras adoptados para el estudio y para los cuales sirvieron de base los informes de consultoría. Las cifras fueron discutidas y finalmente aprobadas en una serie de reuniones sostenidas con el personal destacado para el estudio por las empresas del Istmo y de personal de CEPAL.

2. Costos de inversión

a) Centrales hidroeléctricas

Después de un análisis sobre los proyectos presentados por los diferentes países y las consideraciones a los mismos realizadas por el consultor en costos de centrales hidroeléctricas[1/] se llegaron a determinar los siguientes valores promedios para costos de inversión en cada categoría hidro:

Categoría	Inversión bruta (dólares/kW)
Regulación anual	576
Regulación mensual y/o semanal	576
Regulación diaria	518
Sobre equipo	259
Rebombeo	422

b) Centrales termoeléctricas

Para las futuras centrales termoeléctricas se definieron las siguientes categorías y los correspondientes costos de inversión para cada categoría en desarrollo:

1/ Costos de proyectos hidroeléctricos, Jorge Figuls, enero de 1976.

/Categoría

Categoría	Costo de la inversión (dólares/kW)
Geotérmicas	688
Vapor > 100 MW	420
Vapor de 50 - 100 MW	460
Turbinas de gas > 25 MW	200

3. Costos fijos de operación y mantenimiento

a) Centrales hidroeléctricas

Para estimar los costos fijos de las centrales hidroeléctricas no se contó con la suficiente información del área centroamericana, por lo que se asumieron algunos valores de acuerdo con la experiencia de la Comisión Federal de Electricidad y luego se comprobaron con datos de Costa Rica y Guatemala, encontrándose aceptables en ambos casos.

Los valores adoptados para cada categoría hidroeléctrica fueron los siguientes:

Categoría	Costos fijos (dólares/kW/año)
Rebombeo	5
Sobre equipo	5
Regulación diaria	10
Regulación semanal y/o mensual	10
Regulación anual	8

b) Centrales termoeléctricas

Los valores correspondientes a los costos fijos de operación y mantenimiento para cada una de las categorías térmicas, se adoptaron de acuerdo con la información proporcionada por el consultor en costos de centrales termoeléctricas.[2/]

Los valores adoptados para dichos costos fueron los siguientes:

2/ Ernesto Richa, Características de centrales termoeléctricas, diciembre de 1975.

Categoría		Costos fijos de operación y mantenimiento (dólares/kW)
(Desarrollo)	Geotérmica	8
(Desarrollo)	Vapor > 100 MW	9
(Desarrollo)	Vapor de 50 - 100 MW	10
(Antigua)	Vapor de 25 - 50 MW y/o diesel (bunker C)	10
(Antigua)	Vapor < 25 MW	12
(Antigua)	Diesel	4
(Desarrollo)	Turbina de gas > 25 MW	2
(Antigua)	Turbina de gas < 25 MW	3

4. Costos variables (incrementales) de operación y mantenimiento

Solamente fueron considerados los costos variables por combustible, ya que no se contó con suficiente información para tomar en cuenta otro tipo de costos relacionados con la producción de kWh, además de que su incidencia sobre los costos totales es insignificante.

Para el cálculo de dichos costos se tuvieron que asumir algunas hipótesis con respecto a los tipos de combustible utilizados y los rendimientos de las plantas consideradas.

A continuación se resumen las hipótesis adoptadas y los valores obtenidos para cada una de las categorías térmicas.

a) Tipo de combustibles[3/]

	Diesel	Bunker C
Densidad	0.85	0.95
Poder calorífico		
k Cal/kg	10 500	9 700
k Cal/galón	33 750	34 874
k Cal/barril	1 417 500	1 464 700

3/ Véase el informe Ernesto Richa, Características de centrales termoeléctricas, diciembre de 1975.

/b) Costos

b) **Costos incrementales**

Categoría		Consumo específico kCal/kWh	Consumo específico Galones/kWh	Costo combustible[a/] dólares/galón	Costo incremental dólares/kWh
(Desarrollo)	Geotérmica	-	-	-	0.0001[b/]
(Desarrollo)	Vapor > 100 MW	2 400	0.0688	0.252	0.0173
(Desarrollo)	Vapor de 50 - 100 MW	2 550	0.0731	0.252	0.0184
(Antigua)	Vapor de 25 - 50 MW y/o Diesel (Bunker C)	2 900	0.0832	0.252	0.0210
(Antigua)	Vapor < 25 MW	3 300	0.0946	0.252	0.0238
(Antigua)	Diesel	2 700	0.0800	0.364	0.0291
(Desarrollo)	Turbina de gas > 25 MW	3 500	0.1037	0.364	0.0377
(Antigua)	Turbina de gas < 25 MW	4 000	0.1185	0.364	0.0431

a/ Estos costos fueron calculados de acuerdo con la información proporcionada por el consultor en costos de centrales termoeléctricas. Se sacaron los promedios del Istmo siguiendo las siguientes hipótesis: Se tomaron los costos en plantas para el Bunker C, seleccionando aquéllas que estuvieran localizadas cerca de las refinerías. Se tomaron los costos en plantas para el diesel, seleccionando aquéllas que estuvieran cercanas a los centros de consumo para tomar en cuenta, en cierta forma, los costos del transporte local.

b/ Se asumió un costo incremental muy pequeño para las centrales geotérmicas de acuerdo con la experiencia de México, y para llenar un requisito indispensable del Modelo MNI.

/5. Variables

5. Variables económicas

a) Tasa de actualización

De acuerdo con los índices económicos de la mayoría de los países centroamericanos, se adoptó una tasa de actualización igual al 12% anual, acordándose además parametrizar con el 10% anual.

b) Tasa de interés para el calculo de los intereses intercalares

Se decidió adoptar la tasa de 9% anual.

c) Período de construcción, descomposición de la inversión e intereses intercalares

De acuerdo con la experiencia centroamericana y mexicana se adoptaron los siguientes criterios: (Véase el cuadro 1.)

d) Coeficiente de reemplazo

Para calcular el coeficiente de reemplazo se siguieron las hipótesis siguientes:

Tipo de planta	Vida útil (años)	Tasa de actualización (porciento)	Coeficiente de reemplazo
Hidráulicas	50	12	0.0035
		10	0.0086
Geotérmicas y de vapor	30	12	0.0345
		10	0.0608
Turbina de gas	15	12	0.2235
		10	0.3147

6. Cálculo de los costos que entran como datos en el MNI

(Véase el cuadro 2.)

/Cuadro 1

Cuadro 1

Años	1		2		3		4		5		6		Total	
	% inversión	Intereses a/	% inversión	Intereses a/	% inversión	Intereses a/	% inversión	Intereses a/	% inversión	Intereses a/	% inversión	Intereses a/	% inversión	Intereses a/
Hidroeléctricas														
Sobre-equipos	30	0.372	50	0.576	20	0.208							100	0.157
Rebombeo	30	0.372	50	0.576	20	0.208							100	0.157
Regulación anual	5	0.080	14	0.206	35	0.473	25	0.310	11	0.125	10	0.104	100	0.298
Regulación semanal y/o mensual	5	0.080	14	0.206	35	0.473	25	0.310	11	0.125	10	0.104	100	0.298
Regulación diaria	5	0.080	14	0.206	35	0.473	25	0.310	11	0.125	10	0.104	100	0.298
Termoeléctricas														
Geotérmicas	8	0.108	27	0.335	45	0.512	20	0.209					100	0.164
Vapor > 100 MW	8	0.108	27	0.335	45	0.512	20	0.209					100	0.164
Vapor de 50 - 100 MW	8	0.108	27	0.335	45	0.512	20	0.209					100	0.164
Turbina de gas > 25 MW	100	0.044											100	0.044

a/ En por uno.

/Cuadro 2

Cuadro 2

Categoría	Inversión bruta $/kW (1)	Intereses intercalares $/kW (2)	Inversión total $/kW (1)+(2) (3)	Coeficiente de reemplazo (4)	Costo de capital $/kW (3)*(4) (5)	Costos fijos anuales $/kW (6)	Costos fijos capitalizados $/kW 8.333*(6) (7)	Costo total que entra en el MNI $/kW (5)+(7) (8)	Costos incrementales $/kW (9)
			Tasa de actualización = 12%		Intereses intercalares al 9% anual				
Hidroeléctricas									
Rebombeo	422	126	548	1.0035	550	5	42	592	-
Sobre-equipo	259	41	300	1.0035	301	5	42	343	-
Regulación diaria	518	54	672	1.0035	674	10	83	757	-
Regulación semanal/mensual	576	172	748	1.0035	751	10	83	834	-
Regulación anual	576	172	748	1.0035	751	8	67	818	-
Termoeléctricas									
Geotérmicas	688	113	801	1.0345	829	8	67	896	0.0001
Vapor > 100 MW	420	69	489	1.0345	506	9	75	581	0.0173
Vapor 50-100 MW	460	125	535	1.0345	553	10	83	636	0.0184
Turbina de gas > 25 MW	200	9	209	1.2235	256	2	17	273	0.0377

/(Continúa)

Cuadro 2 (continuación)

Categoría	Inversión bruta $/kW (1)	Intereses intercalares $/kW (2)	Inversión total $/kW (1)+(2) (3)	Coeficiente de reemplazo (4)	Costo de capital $/kW (3)*(4) (5)	Costos fijos anuales $/kW (6)	Costos fijos capitalizados $/kW 9.999*(6) (7)	Costo total que entra en el MNI $/kW (5)+(7) (8)	Costos incrementales $/kW (9)
			Tasa de actualización 10%		Intereses intercalares al 9% anual				
Hidroeléctricas									
Rebombeo	422	126	548	1.0086	552	5	50	602	-
Sobre-equipo	259	41	300	1.0086	303	5	50	353	-
Regulación diaria	518	54	672	1.0086	678	10	100	778	-
Regulación semanal/mensual	576	172	748	1.0086	754	10	100	754	-
Regulación anual	576	172	748	1.0086	754	8	80	834	-
Termoeléctricas									
Geotérmicas	688	113	801	1.0608	850	8	80	930	0.0001
Vapor > 100 MW	420	69	489	1.0608	519	9	90	609	0.0173
Vapor 50-100 MW	460	125	535	1.0608	568	10	100	668	0.0184
Turbina de gas > 25 MW	200	9	209	1.3147	275	2	20	295	0.0377

Cuadro 2 (conclusión)

Categoría	Inversión bruta $/kW (1)	Intereses intercalares $/kW (2)	Inversión total $/kW (1)+(2) (3)	Coeficiente de reemplazo (4)	Costo de capital $/kW (3)*(4) (5)	Costos fijos anuales $/kW (6)	Costos fijos capitalizados $/kW 7.143*(6) (7)	Costo total que entra en el MNI $/kW (5)+(7) (8)	Costos incrementales $/kW (9)
Tasa de actualización 14% Intereses intercalares al 9% anual									
Hidroeléctricas									
Rebombeo	422	126	548	1.00143	549	5	36	585	-
Sobre-equipo	259	41	300	1.00143	300	5	36	336	-
Regulación diaria	618	54	672	1.00143	673	10	71	744	-
Regulación semanal/mensual	576	172	748	1.00143	749	10	71	820	-
Regulación anual	576	172	748	1.00143	749	8	57	806	-
Termoeléctricas									
Geotérmicas	688	113	801	1.0203	817	8	57	874	0.0001
Vapor > 100 MW	420	69	489	1.0203	499	9	64	563	0.0173
Vapor de 50-100MW	460	125	535	1.0203	546	10	71	617	0.0184
Turbina de gas > 25 MW	200	9	209	1.16293	243	2	14	257	0.0377

7. Estudios de sensibilidad

Para los estudios de sensibilidad se seleccionaron las siguientes alternativas en orden de prioridades:

1. Tasa de actualización 12%
   Combustibles a precios constantes
   Inversiones a precios constantes

2. Tasa de actualización 10%
   Combustibles a precios constantes
   Inversiones a precios constantes

3. Tasa de actualización 12%
   Combustibles a precios escalados (se duplican cada 20 años)
   Inversiones a precios constantes

4. Tasa de actualización 10%
   Combustibles a precios escalados (se duplican cada 20 años)
   Inversiones a precios constantes

5. Tasa de actualización 14%
   Combustibles a precios constantes
   Inversiones a precios constantes

6. Tasa de actualización 14%
   Combustibles a precios escalados (se duplican cada 20 años)
   Inversiones a precios constantes

El número de alternativas que se estudien dependerá del tiempo de computador disponible.

PROVISIONAL
Marzo de 1976

PROYECTO DE INTERCONEXION ELECTRICA DEL ISTMO CENTROAMERICANO

Determinación del costo de falla

Indice

/1. Introducción

1. Introducción

El Modelo Nacional de Inversiones (MNI) trata de determinar una política de inversiones que haga mínima la suma de los costos actualizados de inversión, de operación y de falla. La solución propuesta por el modelo queda así condicionada a la forma que se evalúe el costo de la falla. Una valoración muy alta de la misma tenderá a soluciones con reservas exageradamente altas; mientras que un valor muy bajo puede llegar a esquemas con capacidades insuficientes con el consiguiente riesgo de desabastecimiento.

De aquí la importancia de determinar en la forma más precisa posible las pérdidas que significan para la comunidad un racionamiento eléctrico.

Pese a que este tema ha sido objeto de numerosos estudios, no existen criterios claros para ser adoptados en el caso que nos ocupa ya que las conclusiones de los estudios mencionados dependen del enfoque adoptado y de una serie de factores económicos locales.

Sin embargo la revisión de la literatura permite definir un rango dentro del cual resulta recomendable trabajar. En lo que sigue se presenta un resumen de diversas publicaciones y datos de estudios relacionados con el tema y se pretende recomendar una banda de cifras que parecen adecuadas al caso centroamericano.

2. Criterios para abordar el problema

Los diversos estudios consultados se diferencian notablemente en la forma de abordar el problema en varios aspectos. Desde el punto de vista del valor de la energía restringida algunos suponen que:

i) Es independiente de la magnitud de la falla y de su duración;[1/]

ii) Es una función de la magnitud de la falla;

iii) Es una función de la duración de la falla, y

iv) Tiene diferentes niveles según se trate de una falla en alta tensión o en baja tensión.

1/ O bien que puede representarse adecuadamente con valores medios.

/Desde el

Desde el punto de vista del enfoque económico, éste puede ser global o sectorial. El enfoque global supone que existe una relación directa entre el consumo eléctrico y la variable macroeconómica de referencia y que además las restricciones afectan a todos los sectores de la economía en la misma forma en que ellos participan en la conformación de la variable macroeconómica que se utiliza. Los enfoques sectoriales requieren disponer de información detallada sobre el uso de la electricidad en los distintos sectores de la economía y de las relaciones intersectoriales.

Para el caso centroamericano se ha observado que las valoraciones basadas en correlaciones PGB[2/] versus consumo de energía arrojan cifras sumamente altas lo que puede explicarse que, en general, la estructura productiva se apoya fundamentalmente en sectores de bajo consumo específico (agricultura, ganadería, etc.), por lo cual la hipótesis de que las restricciones de energía afectan directamente al PGB es exagerada. Por otra parte las informaciones sobre las relaciones intersectoriales (matriz, insumo-producto) son escasas o inexistentes.

Aunque se reconoce que las cifras de esta naturaleza no pueden aplicarse sino al caso para el cual han sido deducidas, es por la escasez de datos señalada que se ha recurrido a comparar los resultados de diversos estudios con el objeto de obtener algunas cifras comparativas que, usadas como parámetros, permitan definir en mejor forma el problema.

3. Elección de una función

En el caso que nos ocupa, como se sabe, el costo de la falla se representa por una función binomia del tipo:

$$Cf = A \cdot x + B$$

en que:

- Cf = costo del kWh restringido
- x = magnitud de la restricción en %
- A = un coeficiente
- B = costo de generación del kWh marginal térmico

2/ Producto Geográfico Bruto.

/Como puede

Como puede observarse el costo unitario de la restricción es creciente con la magnitud de la restricción y cuando ésta es nula se iguala al costo de generación térmico marginal. Además no depende de la duración de la falla.

Por este motivo, se tratará de presentar los resultados de los estudios que se han consultado adaptándolos a la función que maneja el Modelo MNI.

4. Ejemplos y cifras consideradas

En el Anexo I se detallan los trabajos consultados. Las cifras resultantes, además de otras citadas en varios textos se han representado en la figura adjunta.

5. Conclusiones

Aunque los resultados a que llegan los trabajos citados son muy dispares creemos poder obtener algunas conclusiones. Para clasificar el análisis se restringió el gráfico a fallas inferiores al 15% que nos parece una cifra bastante apreciable para restricciones de energía. Puede verse que las dos rectas más altas corresponden a cifras basadas en cálculos macroeconómicos, reconociéndose (incluso por parte de los autores) que sólo sirven como indicativo de la cifra más alta que podría alcanzarse.

Por otra parte la recta determinada para México podría considerarse un límite superior si se acepta que el costo de la energía restringida crece con el grado de desarrollo.

En cuanto a los valores más bajos, las cifras indicadas por un estudio uruguayo son seguramente muy bajas pues no alcanzan, con restricciones del 15%, ni a tres veces el costo de la energía.

La curva del estudio de EUDESA (Chile) se señala como el valor mínimo que podría alcanzar el costo de modo que nos puede indicar un límite inferior.

/Tomando en

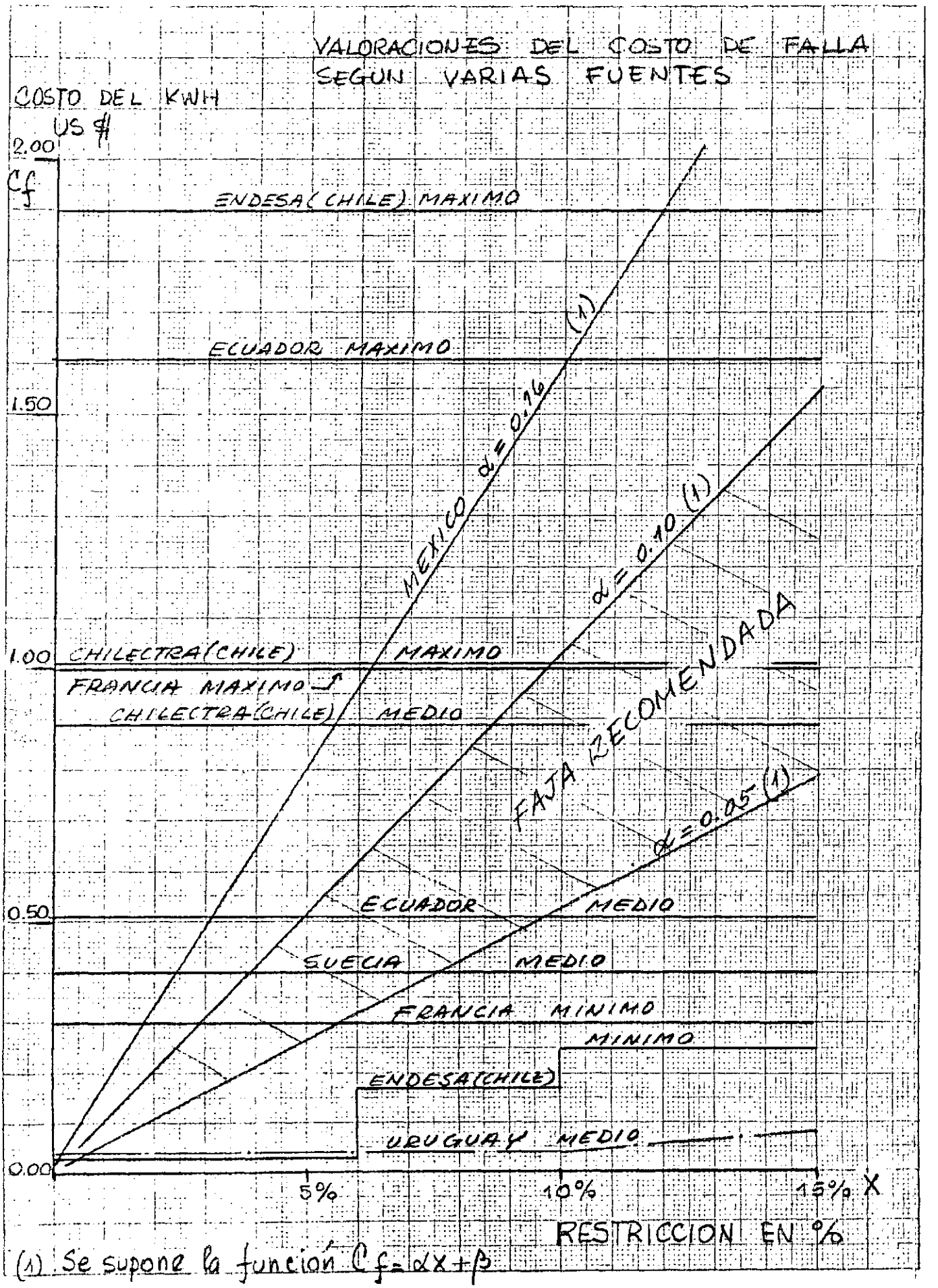
Tomando en consideración estos factores estimamos que podría recomendarse la utilización de valores que se encuentren en una franja definida por las rectas:

$$Cf = 0.10\ x + 0.04^{3/}\ y$$

$$Cf = 0.05\ x + 0.04$$

3/ Costo de generación térmica marginal.

/Anexo I



(1) Se supone la función $C_f = \alpha x + \beta$

Anexo I

Ejemplos

1. Costo social de la restricción de energía eléctrica, Mario Carrillo y Hernán Campero. Instituto Ecuatoriano de Electrificación CIER, octubre de 1975. Se utilizan dos metodologías diferentes:

a) Mediante correlación entre el Producto Bruto Interno en los sectores comercial e industrial y el consumo eléctrico se estima la elasticidad producción/insumo, llegándose a concluir que el costo de la restricción alcanza a:

- 22 veces la tarifa media en el sector industrial
- 32 veces la tarifa media en el sector comercial

b) Mediante el uso de las relaciones intersectoriales de insumo-producto (medidas mediante las matrices de coeficientes técnicos de producción, de valor agregado y de requisitos directos e indirectos de la economía nacional) se determina que la restricción de energía puede estimarse en:

- 18 veces la tarifa media del sistema

2. Costo social de las restricciones de energía eléctrica, Pablo Jaramillo y Esteban Skoknic, Empresa Nacional de Electricidad, Chile, agosto 1973. El objetivo del estudio es determinar los valores máximos y mínimos probables para el costo de falla:

a) Por relaciones con magnitudes macroeconómicas se concluye que el valor máximo asignable a la restricción es de 1.9 dólares por kWh restringido;

b) A un valor mínimo se llega estudiando las restricciones a cada categoría de consumidores y a cada rama de la actividad económica. Las cifras son:

- 0.03 US$/kWh para restricciones entre 0% y 6% del consumo del sistema
- 0.17 US$/kWh para restricciones entre 6% y 10%
- 0.25 US$/kWh para restricciones entre 10% y 32%

/3. Determinación

3. Determinación del costo de las restricciones forzadas de suministro, Compañía Chilena de Electricidad, CIER, octubre 1975. Basándose en una encuesta a los consumidores industriales de Santiago se llega a las siguientes cifras para los costos de pérdida de producción y daño a maquinarias y equipos:

- Costo de falla inicial 0.12 US$/kW
- Para interrupción de 1/2 hora 0.12 US$/kW + 1.18 US$/kWh
- Para interrupción de 1 hora 0.12 US$/kW + 1.01 US$/kWh
- Para interrupción de 2 horas 0.12 US$/kW + 0.895 US$/kWh
- Para interrupción de más de 2 horas 0.12 US$/kW + 0.8925 US$/kWh

4. Costo del kWh restringido, Usinas y Transmisión del Estado, Uruguay, CIER, junio de 1975. Mediante el uso de la matriz de coeficientes de requisitos directos e indirectos correspondientes a las transacciones intersectoriales de bienes y servicios nacionales y con datos de censos industriales se concluyen los siguientes valores probables para el costo del kWh restringido:

Magnitud de la restricción (% del consumo total)	Costo del kWh restringido (US$/kWh)
0	0.04
5	0.04
10	0.08
15	0.12
20	0.14
25	0.16
30	0.25

5. Sistema integrado de planificación eléctrica, Teoría del MNI con rebombeo. Comisión Federal de Electricidad, México, marzo de 1974. Se acepta que el costo de falla vale:

$$Cf = 0.16\ x + 0.01 \quad (US\$/kWh)$$

siendo x la restricción en porcentaje del consumo.