

fabricantes, en sus análisis comparativos de una unidad térmica convencional y una diesel, por lo que no fue posible descomponer el costo total en costo fijo y variable.

CENTRALES CARBOELECTRICAS

Debido a que en México solo hay una central carboeléctrica en operación, para evitar posibles sesgos, los costos de este tipo de centrales se estimaron a partir de la información de EUA, tomando en cuenta su relación con los costos de las centrales térmicas convencionales.

Estas estimaciones corresponden al costo total por este concepto, por lo que su descomposición en fijo y variable no se consigna en el cuadro 8.1.

CENTRALES NUCLEOELECTRICAS

En México se tiene una experiencia muy limitada en operación de centrales nucleoelectricas, por lo que se recurrió a datos de otros países. Para estimar los costos de las centrales media y mejorada de EUA se partió de la información del Departamento de Energía de EUA. Los datos originales se encuentran a precios de 1983 y son aplicables a centrales con reactores de agua ligera que entrarían en operación en 1995. Mientras que para la central francesa se utiliza información proporcionada por Electricite de France. En estas centrales, tampoco es posible distinguir los componentes fijo y variable del costo.

CENTRALES GEOTERMoeLECTRICAS

Las cifras que se consignan en este capítulo se refieren a la central y parten de la experiencia en Cerro Prieto y los Azufres. Los costos asociados al campo geotérmico se incorporan al costo de combustible.

CENTRALES HIDROELECTRICAS

La estimación del costo de operación y mantenimiento de las centrales hidroeléctricas, se basa en datos seleccionados de diferentes centrales de C.F.E.; su monto se estima en 927.66 millones de pesos por unidad por año. Por otra parte, el costo variable, en pesos por kWh neto generado, está dado por:

$$CV = 2.04 \times e^{-0.0087 C}$$

donde:

- CV Costo variable en pesos por kWh neto generado.
- C Capacidad de la unidad en MW.

CAPITULO IX

SENSIBILIDAD

En este capítulo se estudia la sensibilidad del costo total del kWh neto generado a variaciones en los parámetros básicos.

Los parámetros analizados son: el costo unitario de la inversión, el factor de planta, el costo del combustible, la duración de la vida económica, el período de construcción y la tasa de descuento (ver cuadro 9.1). Para el vapor geotérmico se analizan: la productividad, el costo de perforación, el costo de reemplazo de pozos e instalaciones superficiales, así como la tasa de descuento (ver cuadro 9.2). Los límites de los intervalos de variación se comentan en el cuadro 9.3.

El análisis realizado en este capítulo supone fijos todos los parámetros, excepto aquel cuyas variaciones se evalúan. Por ello no es válido emplear los resultados obtenidos en esta sección para estudiar la variación de dos o más parámetros en forma simultánea. Para evaluar el efecto simultáneo de cambios en dos o más parámetros, es necesario calcular directamente la función de costo que se define en el siguiente apartado.

CUADRO 9.2

**IMPACTO DEL COSTO DEL kWh NETO GENERADO EN CENTRALES
GEOTERMoeLECTRICAS DEBIDO A CAMBIOS EN LOS PRINCIPALES
PARAMETROS QUE INCIDEN EN EL COSTO DEL VAPOR**

(%)

Central	Productividad de pozos		Costo de perforación		Reemplazos		Tasa de descuento 12 %
	- 30 %	+ 30 %	- 30 %	+ 30 %	- 30 %	+ 30 %	
Cerro Prieto 1 x 20 MW	13.50	- 36.01	- 40.02	23.36	- 8.30	5.37	11.78
Los Azufres 1 x 20 MW	12.61	- 32.68	- 38.47	21.49	- 7.67	5.00	11.72

CUADRO 9.1

IMPACTO EN EL COSTO DEL kWh NETO GENERADO DEBIDO A CAMBIOS EN
LOS PARAMETROS DE REFERENCIA
(%)

Central	Potencia (MW)	Inversión		Factor de planta		Costo de Combustible		Vida económica		Calendario de inversión		Tasa de descuento
		-30%	30%	-30%	1	2	3	-30%	30%	-1	4	12%
Térmica Convencional	2 x 350	-8.1	8.1	11.6	-2.5	-15.8	11.8	2.4	-0.9	-1.4	3.0	3.8
	2 x 160	-8.5	8.5	12.1	-2.6	-15.0	11.2	2.5	-1.0	-1.4	3.1	4.2
	2 x 84	-8.8	8.8	12.6	-2.7	-14.2	10.6	2.6	-1.0	-1.5	3.2	4.4
	2 x 37.5	-9.0	9.0	12.9	-2.7	-13.2	9.9	2.7	-1.0	-1.5	3.3	4.5
Turbogás gas	1 x 30	-14.2	14.2	20.3	-4.3	-2.9	1.6	8.1	-5.0	-2.4	2.5	5.6
Turbogás diesel	1 x 30	-9.5	9.5	13.6	-2.9	-8.3	6.7	5.4	-3.4	-1.6	1.7	3.7
C. Combinado gas	1 x 250	-10.7	10.7	15.2	-3.2	-4.6	2.0	3.8	-1.8	-1.8	3.9	5.3
C. Combinado diesel	1 x 250	-7.0	7.0	9.9	-2.1	-10.7	8.1	2.5	-1.2	-1.2	2.5	3.3
Diesel	2 x 32.5	-15.2	15.2	21.8	-4.6	-9.4	7.3	7.9	-3.6	-2.6	2.7	7.0
Carboeléctrica	2 x 350	-13.1	13.1	18.7	-4.0	-0.6	1.2	3.9	-1.5	-2.2	7.4	9.4
C. dual s/desulfurador	2 x 350	-14.2	14.2	20.2	-4.3	-0.7	1.1	4.2	-1.6	-2.4	8.0	10.3
C. dual c/desulfurador	2 x 350	-15.3	15.3	21.9	-4.6	2.0	3.6	4.6	-1.7	-2.6	8.6	13.6
Nuclear media EUA	2 x 1000	-23.9	23.9	34.2	-7.2	-0.3	0.3	7.2	-2.7	-4.0	13.5	13.0
Nuclear EUA mejorada	2 x 1000	-19.9	19.9	28.4	-6.0	-0.4	0.4	6.0	-2.2	-3.4	11.2	-2.3
Nuclear media Francia	2 x 1000	-19.6	19.6	28.0	-5.9	-0.5	0.5	5.9	-2.2	-3.3	11.1	-6.2
Geotermoeléctrica												
Cerro Prieto	1 x 20	-15.7	15.7	22.4	-4.8			8.1	-3.7	-2.7	2.8	10.1
Los Azufres	1 x 20	-15.0	15.0	21.4	-4.5			7.8	-3.5	-2.5	2.7	9.8
Hidroeléctricas												
Aguamilpa	3 x 320	-28.8	28.8	41.1	-22.2			2.7	-0.6	-4.9	16.3	21.5
Agua Prieta	2 x 120	-27.4	27.4	39.1	-21.1			2.6	-0.6	-4.6	15.5	15.6
La Amistad	2 x 33	-24.3	24.3	34.8	-18.7			2.3	-0.5	-4.1	13.7	9.5
Bacurato	2 x 46	-26.0	26.0	37.1	-20.0			2.4	-0.6	-4.4	14.6	12.1
Caracol	3 x 198	-28.9	28.9	41.2	-22.2			2.7	-0.6	-4.9	16.3	24.0
Comedero	2 x 55	-25.6	25.6	36.6	-19.7			2.4	-0.6	-4.3	14.5	10.8
Chicoasén	5 x 300	-28.5	28.5	40.7	-21.9			2.7	-0.6	-4.8	16.1	20.3
Pefiitas	4 x 105	-28.2	28.2	40.3	-21.7			2.6	-0.6	-4.8	15.9	21.1
Zimapán	2 x 140	-28.3	28.3	40.5	-21.8			2.6	-0.6	-4.8	16.0	19.4

¹La variación máxima es 10%, excepto para las centrales hidroeléctricas que es de 30%

²La variación mínima corresponde al escenario bajo de evolución del precio

³La variación máxima corresponde al escenario alto de evolución del precio

⁴La variación máxima es: 1 año para calendarios originales de 3 o menos años; 2 años para calendarios originales de 4 y 5 años y 3 para los de 6 años o más

CUADRO 9.3 (continuación)

LIMITES DE LOS INTERVALOS PARA EL ANALISIS DE SENSIBILIDAD

		VARIACION EN POR CIENTO		
PARAMETRO		Inferior	Superior	COMENTARIO
CC Costo del Combustible (continuación)				
	<u>Años</u>			
Carbón Nacional	30	- 1.7	5.0	
Carbón importado 0.5 % Azufre	30	- 2.3	3.5	
Carbón importado 2 % Azufre	30	- 2.2	3.4	
Combustible Nuclear	30	- 2.1	2.1	
n Vida Económica		- 30	+ 30	La vida económica de una central es un parámetro más o menos bien conocido, empero los programas de mantenimiento y la demanda del sistema pueden influir en él.
W Período de Construcción				
		VARIACION ABSOLUTA (AÑOS)		
		Inferior	Superior	
1 año		0	+ 1	Se analiza en este parámetro una reducción de un año en todos los casos, excepto para periodos de construcción de un año.
2 a 3 años		- 1	+ 1	
4 a 5 años		- 1	+ 2	Para las tecnologías con período de construcción de hasta 3 años se analiza una ampliación de un año; para aquellas con 4 y 5 años se estudian ampliaciones de uno o dos años y para aquellas con 6 o más años se analizan ampliaciones de uno o tres años.
6 y más años		- 1	+ 3	

DETERMINACIÓN DE VARIACIONES

El costo total del kWh neto generado es una función de los parámetros definidos en los capítulos previos:

$$CT = f (up, I, C, i, \bar{w}, n, FP, CC, \eta, COM)$$

donde:

CT Costo total del kWh en \$ pesos.

up Usos propios (por unidad).

I Inversión total (\$ pesos).

C Capacidad de la central en kilowatt.

i Tasa de descuento (por unidad).

\bar{w} Período de construcción (porcentaje en cada año).

n Vida económica (número de años).

FP Factor de planta (por unidad).

CC Costo de la kilocaloría del energético (pesos/kcal)

η Eficiencia de conversión (por unidad).

COM Costo de operación y mantenimiento (pesos/kWh).

La forma explícita de " CT " es:

$$CT = \frac{1}{1 - up} \cdot \frac{I}{C} \cdot fvp (i, \bar{w}) \cdot \frac{frc (i, n)}{(1+i)} \cdot \frac{1}{8760 \times FP} + \frac{860 \times CC}{\eta} + COM$$

donde " fvp " es la función de valor presente definida por:

$$fvp (i, \bar{w}) = \sum_{t=-N}^{-1} w_t (1+i)^{-t}$$

y W_t es el porcentaje del perfil de inversión en el año " t " del período de construcción \bar{w} , y donde "frc (i, n)" es el factor de recuperación del capital expresado como:

$$frc (i, n) = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1}$$

La función " CT " está compuesta por expresiones lineales, directas o inversas, de todos los parámetros, excepto los involucrados en la función de valor presente y el factor de recuperación de capital. Por tanto, la evaluación de variaciones se presenta en tres partes.

EXPRESIONES LINEALES

El cuadro 9.4 contiene las fórmulas para determinar el impacto de las variaciones de los parámetros: usos propios, inversión total, capacidad de la central, factor de planta, eficiencia de conversión, costo de operación y mantenimiento, y costo del combustible para todas las tecnologías, excepto geotermoeléctricas e hidroeléctricas. Estas fórmulas hacen referencia a los ponderadores P1, P2 y P3 que corresponden a inversión, combustible y operación y mantenimiento, respectivamente, y que se encuentran en el cuadro 9.5.

Para ilustrar la forma de evaluar una variación de parámetros mediante el uso del cuadro 9.4 considérese el siguiente ejemplo:

EJEMPLO

Si en una termoeléctrica convencional de 2 x 160 MW el factor de planta decrece en 8 %, su valor pasa de 0.65 a 0.598 y la variación del costo del kWh neto generado se calcula como sigue:

Consultando el cuadro 9.4, la expresión correspondiente al factor de planta es: $P1 \cdot [(1 / (1 + x)) - 1]$, en este caso $x = - 8\%$.

Los valores del ponderador de inversión P1 para las diferentes tecnologías se presentan en el cuadro 9.5. En este ejemplo P1 es 28.3, por lo que :

$$\begin{aligned} \text{variación} &= P1 \cdot [(1 / (1 + x)) - 1] \\ &= 28.3 [(1 / 0.92) - 1] \\ &= 2.46 \end{aligned}$$

Lo que indica que al reducirse en 8% el factor de planta de una termoeléctrica de 2 x 160 MW, el costo del kWh neto generado se incrementa en aproximadamente 2.46 %.

EXPRESIONES NO LINEALES

a) Variaciones en la Vida Económica

Como el impacto en el costo del kWh neto generado debido a variaciones en la vida económica del proyecto no es lineal, se debe analizar por partes; primero se calcula el impacto de la variación sobre el costo de inversión (cuadro 9.6). Una vez determinado este impacto, se toma como variación en el costo de inversión, y se determina su efecto en el costo total de acuerdo con lo descrito en la sección anterior.

EJEMPLO

Si la vida económica de una central de ciclo combinado operada con diesel es de 18 años en lugar de los 25 considerados en este estudio, se tiene una reducción del 28 %, considerando una variación cercana a este valor (30%) se procede de la manera siguiente.

El cuadro 9.6 consigna un valor de 10.68 % para una vida económica de 25 años y una reducción de 30 % (- 30). El impacto de la variación en el costo de inversión está dado por $P1 \cdot X$ (cuadro 9.4), donde $P1 = 23.2$ (cuadro 9.5) por lo que el impacto total en el costo del kWh neto generado es:

$$21.1 \cdot 0.1068 = 2.48 \%$$

Esto significa que una reducción del 30 % en la vida económica implica un incremento del 2.48 % en el costo total de generación.

b) Variaciones en el Período de Construcción

El costo del kWh tampoco guarda una relación lineal con el período de construcción, por lo que para analizar variaciones en este parámetro debe seguirse un procedimiento análogo al de las variaciones en la vida económica, descrito anteriormente.

Un análisis heurístico ha mostrado que el factor de valor presente de un perfil típico, evaluado al 10 % , varía en una proporción de 0.0535 ante reducciones o ampliaciones de un año del calendario de inversión. Por ello para estimar el efecto de una reducción o ampliación del calendario se puede usar la fórmula :

$$P1 \cdot [(1 + 0.0535)^K - 1]$$

donde $P1$ es el ponderador del cuadro 9.5 y K el número de años que se reduce o amplía el calendario ($K = -1, 1, 2$ o 3).

EJEMPLO

Si el perfil de construcción de una central térmica de 2 x 37.5 MW es de 5 años en lugar del típico de 4, el cambio en el costo total del kWh esta dado por:

$$30 \cdot [(1.0535)^1 - 1]$$

$$30 \cdot 0.0535 = 1.605 \%$$

Cuando el "fvp" se evalúa con una tasa de 12 %, la proporción es de 0.0645.

Debe notarse que, en congruencia con el esquema de análisis adoptado en este capítulo, las variaciones en el cronograma de inversión no suponen cambios en el costo total de inversión. Los cambios que se observan obedecen únicamente al efecto que tiene la tasa de descuento sobre la distribución de la inversión en el tiempo.

c) Variaciones en el Escenario de Evolución de los Precios de los Combustibles

El cuadro 9.7 presenta los escenarios de evolución del precio de los combustibles. Se consideran tres niveles, bajo, medio y alto; el nivel medio corresponde al parámetro de referencia. Los niveles alto y bajo son las cotas del intervalo de variación.

CUADRO 9.7

ESCENARIOS DE EVOLUCION DEL PRECIO DE LOS COMBUSTIBLES

Escenario	Cuadro
Medio	9.8
Alto	9.9
Bajo	9.10
Precios de Referencia Actuales	9.11
Precios Domésticos Actuales	9.12

La evaluación con el escenario medio, el parámetro de referencia, se ha presentado previamente a lo largo de todo el estudio, en los capítulos VII, VIII y IX .

Los resultados de los cuadros 9.11 y 9.12 no son directamente comparables con los resultados obtenidos al considerar un escenario de evolución de precios de los energéticos; estos cuadros tienen un sentido financiero y solo son aplicables para este propósito.

CUADRO 9.4

**ANALISIS DE SENSIBILIDAD DEL COSTO TOTAL DEL K_{WH} NETO GENERADO
A CAMBIOS DEL x% EN ALGUNOS DE LOS PARAMETROS DE REFERENCIA**

PARAMETRO	FORMULA DE CALCULO
Usos propios	$P1 \cdot \left[\frac{1 - up}{1 - up (1 + x)} \right] \cdot 100$
Inversión	$P1 \cdot x$
Capacidad	$P1 \cdot \left[\frac{1 - up}{1 - up (1 + x)} \right] \cdot 100$
Factor de planta	$P1 \cdot \left[\frac{1}{1 + x} - 1 \right]$
Período de construcción	$P1 \cdot ((1 + 0.0535)^k - 1)$
Costo de la kcal	$P2 \cdot x$
Eficiencia de conversión	$P2 \cdot \left[\frac{1}{1 + x} - 1 \right]$
Operación y mantenimiento	$P3 \cdot x$

P1, P2, P3: ponderadores obtenidos del cuadro 9.5

CUADRO 9.5

COMPOSICION DEL kWh NETO GENERADO
(%)

Central	Potencia (MW)	P1	P2	P3
		Inversión	Combustible	Operación y mantenimiento
Térmica Convencional	2 x 350	27.0	67.4	5.6
	2 x 160	28.3	64.0	7.7
	2 x 84	19.4	60.6	10.0
	2 x 37.5	30.0	56.3	13.7
Turbogás gas	1 x 30	47.3	41.4	11.4
Turbogás diesel	1 x 30	31.7	60.9	7.4
C. Combinado gas	1 x 250	35.5	52.0	12.5
C. Combinado diesel	1 x 250	23.2	68.7	8.1
Diesel	2 x 32.5	50.8	43.3	5.9
Carboeléctrica	2 x 350	43.7	36.0	20.3
C. dual s/desulfurador	2 x 350	47.2	31.8	21.0
C. dual c/desulfurador	2 x 350	51.0	27.1	21.9
Nuclear media EUA	2 x 1000	79.7	12.1	8.2
Nuclear EUA mejorada	2 x 1000	66.3	20.2	13.5
Nuclear media Francia	2 x 1000	65.3	24.2	10.5
Geotermoeléctrica ⁵				
Cerro Prieto	1 x 20	52.3	38.5	9.2
Los Azufres	1 x 20	50.0	41.3	8.7
Hidroeléctricas				
Aguamilpa	3 x 320	96.0	3.3	0.7
Agua Prieta	2 x 120	91.3	6.8	1.9
La Amistad	2 x 33	81.1	9.4	9.5
Bacurato	2 x 46	86.5	8.2	5.3
Caracol	3 x 198	96.2	2.8	1.0
Comedero	2 x 55	85.4	9.2	5.4
Chicoasén	5 x 300	95.0	4.4	0.6
Pefitas	4 x 105	94.1	4.1	1.8
Zimapán	2 x 140	94.4	4.6	1.0

⁵ Se refiere exclusivamente a la central.

CUADRO 9.6
IMPACTO EN EL COSTO DE INVERSION DEBIDO A CAMBIOS
EN LA VIDA ECONOMICA⁶

(%)

Vida económica (años)	Variación de la vida en porciento ⁷					
	- 30	- 20	- 10	10	20	30
15	17.11	11.63	3.25	- 5.18	- 7.26	- 10.66
20	15.57	8.82	3.81	- 2.94	- 5.24	- 7.07
25	10.68	6.62	2.18	- 2.47	- 3.71	- 5.15
30	9.00	4.92	2.05	- 1.49	- 2.58	- 3.38
50	2.81	1.39	0.53	- 0.32	- 0.53	- 0.65

⁶ Considerando una tasa de interés del 10 %

$$25 \text{ años} \rightarrow \frac{0.1(1.1)^{25}}{(1.1)^{25} - 1} = 0.110168$$

$$+ 10 \% \quad 28 \text{ años} \rightarrow \quad \quad \quad = 0.107451$$

⁷ Para efecto de cálculo se considera siempre un número entero de años redondeando cualquier fracción al entero superior.

CUADRO 9.7

ESCENARIO ALTO DE EVOLUCION DEL PRECIO EXTERNO
DE REFERENCIA DE LOS COMBUSTIBLES

(Dólares de 1992)

Año	Combustóleo (barril)	Gas (1000 ft ³)	Diesel (barril)	Carbón (T métrica)			Nuclear (mills / kWh)
				nacional	importado		
					0.5% Azufre	2% Azufre	
1992	15.72	2.11	27.08	31.22	34.36	31.33	12.22
1993	18.57	2.24	29.72	31.69	34.90	31.81	12.28
1994	20.23	2.36	32.26	32.20	35.47	32.33	12.34
1995	21.24	2.47	32.80	32.72	36.07	32.87	12.40
1996	21.99	2.63	33.49	33.37	36.80	33.53	12.47
1997	22.76	2.80	34.20	34.03	37.55	34.20	12.53
1998	23.57	2.98	34.92	34.70	38.32	34.89	12.59
1999	24.40	3.17	35.66	35.39	39.10	35.59	12.65
2000	25.26	3.37	36.41	36.09	39.89	36.30	12.72
2001	26.14	3.52	37.53	36.61	40.48	36.83	12.78
2002	27.06	3.68	38.68	37.41	41.08	37.36	12.84
2003	28.00	3.85	39.86	37.68	41.69	37.91	12.91
2004	28.98	4.03	41.08	38.22	42.31	38.46	12.97
2005	29.99	4.21	42.34	38.77	42.94	39.02	13.04
2006	30.63	4.35	43.11	39.36	43.60	39.61	13.10
2007	31.29	4.50	43.90	39.96	44.28	40.20	13.17
2008	31.96	4.66	44.70	40.57	44.97	40.81	13.24
2009	32.64	4.82	45.51	41.19	45.67	41.42	13.30
2010	33.34	4.98	46.34	41.82	46.39	42.04	13.37
2011	33.98	5.10	47.23	42.59	47.27	42.84	13.43
2012	34.63	5.22	48.13	43.38	48.16	43.65	13.50
2013	35.29	5.34	49.05	44.19	49.08	44.48	13.57
2014	35.96	5.46	49.99	45.01	50.10	45.33	13.64
2015	36.65	5.59	50.95	45.85	50.96	46.19	13.71
2016	37.05	5.67	51.51	46.34	51.52	46.69	13.77
2017	37.46	5.76	52.08	46.84	52.09	47.21	13.84
2018	37.88	5.84	52.65	47.35	52.66	47.42	13.91
2019	38.30	5.93	53.23	47.86	53.24	48.25	13.98
2020	38.72	6.02	53.82	48.37	53.83	48.78	14.05
2021	39.15	6.11	54.41	48.89	54.42	49.31	14.12

CUADRO 9.7 (continuación)

**ESCENARIO ALTO DE EVOLUCION DEL PRECIO EXTERNO
DE REFERENCIA DE LOS COMBUSTIBLES**

(Dólares de 1992)

Año	Combustóleo (barril)	Gas (1000 ft ³)	Diesel (barril)	Carbón (T métrica)			Nuclear (mils / kWh)
				nacional	importado		
					0.5% Azufre	2% Azufre	
1992	15.72	2.11	27.08	31.22	34.36	31.33	12.22
1993	19.30	2.26	30.45	32.17	35.44	32.30	12.31
1994	22.61	2.42	34.64	33.15	36.55	33.28	12.40
1995	25.83	2.60	37.39	34.13	37.67	34.29	12.50
1996	26.67	2.76	38.17	34.77	38.39	34.94	12.59
1997	27.54	2.93	38.98	35.42	39.13	35.60	12.69
1998	28.44	3.11	39.79	36.09	39.88	36.27	12.78
1999	29.37	3.31	40.63	36.76	40.65	36.96	12.88
2000	30.33	3.51	41.48	37.45	41.44	37.66	12.97
2001	31.42	3.68	42.80	38.02	42.08	38.23	13.07
2002	32.54	3.85	44.16	38.60	42.74	38.82	13.17
2003	33.70	4.04	45.57	39.19	43.41	39.42	13.27
2004	34.91	4.23	47.01	39.79	44.09	40.03	13.37
2005	36.16	4.43	48.51	40.40	44.78	40.64	13.47
2006	36.89	4.57	49.37	41.00	45.46	41.24	13.57
2007	37.63	4.72	50.25	41.61	46.15	41.85	13.67
2008	38.39	4.87	51.14	42.23	46.85	42.47	13.77
2009	39.17	5.02	52.05	42.86	47.57	43.09	13.88
2010	39.96	5.18	52.97	43.50	48.29	43.73	13.98
2011	40.72	5.30	53.98	44.30	49.21	44.56	14.08
2012	41.50	5.42	55.01	45.13	50.14	45.40	14.19
2013	42.30	5.55	56.07	45.97	51.10	46.27	14.30
2014	43.11	5.68	57.14	46.82	52.07	47.14	14.40
2015	43.93	5.81	58.23	47.69	53.05	48.04	14.51
2016	44.42	5.90	58.87	48.21	53.64	48.57	14.62
2017	44.91	5.99	59.52	48.72	54.23	49.10	14.73
2018	45.40	6.08	60.18	49.25	54.82	49.64	14.84
2019	45.90	6.17	60.85	49.78	55.42	50.18	14.95
2020	46.41	6.26	61.52	50.32	56.03	50.73	15.06
2021	46.92	6.35	62.20	50.86	56.65	51.28	15.18

CUADRO 9.7 (continuación)

ESCENARIO ALTO DE EVOLUCION DEL PRECIO EXTERNO
DE REFERENCIA DE LOS COMBUSTIBLES

(Dólares de 1992)

Año	Combustóleo (barril)	Gas (1000 ft ³)	Diesel (barril)	Carbón (T métrica)			Nuclear (milis / kWh)
				nacional	importado		
					0.5% Azufre	2% Azufre	
1992	15.72	2.11	27.08	31.22	34.36	31.33	12.22
1993	16.40	2.18	27.55	31.49	34.67	31.60	12.25
1994	17.18	2.26	29.21	31.74	34.95	31.87	12.28
1995	17.65	2.33	29.21	31.98	35.23	32.13	12.31
1996	17.93	2.46	29.41	32.96	35.94	32.77	12.34
1997	18.21	2.59	29.61	33.60	36.67	33.43	12.37
1998	18.49	2.74	29.82	34.25	37.41	34.09	12.40
1999	18.79	2.89	30.02	34.92	38.17	34.77	12.44
2000	19.08	3.05	30.23	35.26	38.94	35.46	12.47
2001	19.25	3.18	30.64	36.05	39.45	35.92	12.50
2002	19.43	3.32	31.05	36.50	39.97	36.38	12.53
2003	19.60	3.46	31.46	36.96	40.49	36.85	12.56
2004	19.78	3.61	31.88	37.43	41.02	37.32	12.59
2005	19.96	3.77	32.31	37.56	41.56	37.80	12.62
2006	20.50	3.96	32.99	38.49	42.23	38.39	12.65
2007	21.06	3.96	33.67	39.09	42.91	38.98	12.69
2008	21.63	4.06	34.38	39.70	43.60	39.59	12.72
2009	22.22	4.16	35.10	40.32	44.30	40.20	12.75
2010	22.82	4.26	35.83	40.61	45.02	40.83	12.78
2011	23.26	4.36	36.51	41.71	45.87	41.60	12.81
2012	23.70	4.46	37.21	42.47	46.74	42.39	12.85
2013	24.15	4.56	37.92	43.25	47.63	43.20	12.88
2014	24.61	4.67	38.64	44.05	48.53	44.02	12.91
2015	25.08	4.78	39.38	44.52	49.45	44.85	12.94
2016	25.36	4.85	39.82	45.34	49.99	45.35	12.97
2017	25.64	4.92	40.26	45.82	50.54	45.84	13.01
2018	25.92	5.00	40.70	46.31	51.10	46.34	13.04
2019	28.21	5.07	41.15	46.81	51.66	46.85	13.07
2020	26.50	5.15	41.61	46.96	52.23	47.37	13.10
2021	26.79	5.23	42.07	47.81	52.80	47.89	13.14

CUADRO 9.8

COSTO UNITARIO DE GENERACION
tasa de descuento del 10%

(precios medios de 1992)

Central	Potencia (MW)	Inversión		Combustible ⁸		Operación y Mantenimiento		Total	
		(MS/Kw)	Indice	(MS/Kw)	Indice	(MS/Kw)	Indice	(MS/Kw)	Indice
Térmica Convencional	2 x 350	48.19	100	120.43	100	10.04	100	178.66	100
	2 x 160	58.16	121	131.35	109	15.84	158	205.35	115
	2 x 84	67.86	141	139.62	116	23.07	230	230.55	129
	2 x 37.5	80.66	167	151.49	126	36.98	368	269.13	151
Turbogás gas	1 x 30	137.39	285	120.37	100	32.88	327	290.64	163
Turbogás diesel	1 x 30	141.32	293	271.50	225	32.88	327	445.70	249
C. Combinado gas	1 x 250	48.91	101	71.50	59	17.22	171	137.63	77
C. Combinado diesel	1 x 250	49.41	103	146.17	121	17.68	176	213.26	119
Diesel	2 x 32.5	111.56	232	95.04	79	13.09	130	219.69	123
Carboeléctrica ⁹	2 x 350	75.94	158	62.55	52	35.29	351	173.78	97
C. dual s/desulfurador ⁹	2 x 350	79.73	165	53.74	45	35.29	351	168.76	94
C. dual c/desulfurador ⁹	2 x 350	96.75	201	51.34	43	41.50	413	189.59	106
Nuclear media EUA	2 x 1000	259.54	539	39.50	33	26.43	263	325.47	182
Nuclear EUA mejorada	2 x 1000	129.88	270	39.50	33	26.43	263	195.81	110
Nuclear media Francia	2 x 1000	106.33	221	39.50	33	17.09	170	162.92	91
Geotermoeléctrica ¹⁰									
Cerro Prieto	1 x 20	92.10	191	67.81	56	16.02	160	175.93	98
Los Azúfres	1 x 20	92.10	191	75.94	63	16.02	160	184.06	103
Hidroeléctricas ¹¹									
Aguamilpa	3 x 320	182.67	379	6.25	5	1.44	14	190.36	107
Agua Prieta	2 x 120	243.52	505	18.25	15	4.96	49	266.73	149
La Amistad	2 x 33	109.67	228	12.75	11	12.81	128	135.23	76
Bacurato	2 x 46	135.21	281	12.75	11	8.36	83	156.32	87
Caracol	3 x 198	215.49	447	6.25	5	2.23	22	223.97	125
Comedero	2 x 55	118.16	245	12.75	11	7.47	74	138.38	77
Chicoasén	5 x 300	136.05	282	6.25	5	0.98	10	143.28	80
Pefitas	4 x 105	144.73	300	6.25	5	2.77	28	153.75	86
Zimapán	2 x 140	190.85	396	9.25	8	2.05	20	202.15	113

⁸ El costo del combustible se deriva del escenario medio de evolución de los precios.

⁹ La central "Carboeléctrica" opera con carbón doméstico, las restantes con carbón importado.

¹⁰ El costo del combustible se refiere a la inversión, operación y mantenimiento del campo geotérmico.

¹¹ El costo del combustible corresponde al uso del agua.

CUADRO 9.10

COSTO UNITARIO DE GENERACION

Los costos de los combustibles se derivan del escenario BAJO de evolución de sus precios
tasa de descuento del 10%

(precios medios de 1992)

Central	Potencia (MW)	Inversión		Combustible		Operación y Mantenimiento		T o t a l	
		(MS/Kw)	Indice	(MS/Kw)	Indice	(MS/Kw)	Indice	(MS/Kw)	Indice
Térmica Convencional	2 x 350	48.19	100	92.13	100	10.04	100	150.36	100
	2 x 160	58.16	121	100.49	109	15.84	158	174.49	116
	2 x 84	67.86	141	106.82	116	23.07	230	197.75	132
	2 x 37.5	80.66	167	115.90	126	36.98	368	233.54	155
Turbogás gas	1 x 30	137.39	285	111.85	121	32.88	327	282.12	188
Turbogás diesel	1 x 30	141.32	293	234.68	255	32.88	327	408.88	272
C. Combinado gas	1 x 250	48.91	101	65.22	71	17.22	171	131.35	87
C. Combinado diesel	1 x 250	49.41	103	123.50	134	17.68	176	190.59	127
Diesel	2 x 32.5	111.56	232	74.35	81	13.09	130	199.00	132
Carboeléctrica ¹⁵	2 x 350	75.94	158	61.53	67	35.29	351	172.76	115
C. dual s/desulfurador ¹⁵	2 x 350	79.73	165	52.55	57	35.29	351	167.57	111
C. dual c/desulfurador ¹⁵	2 x 350	96.75	201	55.09	60	41.50	413	193.34	129
Nuclear media EUA	2 x 1000	259.54	539	38.68	42	26.43	263	324.65	216
Nuclear EUA mejorada	2 x 1000	129.88	270	38.68	42	26.43	263	194.99	130
Nuclear media Francia	2 x 1000	106.33	221	38.68	42	17.09	170	162.10	108
Geotermoeléctrica ¹⁶									
Cerro Prieto	1 x 20	92.10	191	67.81	74	16.02	160	175.93	117
Los Azúfres	1 x 20	92.10	191	75.94	82	16.02	160	184.06	122
Hidroeléctricas ¹⁷									
Aguamilpa	3 x 320	182.67	379	4.38	5	1.44	14	188.49	125
Agua Prieta	2 x 120	243.52	505	12.78	14	4.96	49	261.26	174
La Amistad	2 x 33	109.67	228	8.93	10	12.81	128	131.41	87
Bacurato	2 x 46	135.21	281	8.93	10	8.36	83	152.50	101
Caracol	3 x 198	215.49	447	4.38	5	2.23	22	222.10	148
Comedero	2 x 55	118.16	245	8.93	10	7.47	74	134.56	89
Chicoasén	5 x 300	136.05	282	4.38	5	0.98	10	141.41	94
Pefitas	4 x 105	144.73	300	4.38	5	2.77	28	151.88	101
Zimapán	2 x 140	190.85	396	6.48	7	2.05	20	199.38	133

¹⁵ La central "Carboeléctrica" opera con carbón doméstico, las restantes con carbón importado.

¹⁶ El costo del combustible se refiere a la inversión, operación y mantenimiento del campo geotérmico.

¹⁷ El costo del combustible corresponde al uso del agua.

CUADRO 9.11

COSTO UNITARIO DE GENERACION
Los costos de los combustibles corresponden a sus
PRECIOS DE REFERENCIA ACTUALES
tasa de descuento del 10%

(precios medios de 1992)

Central	Potencia (MW)	Inversión		Combustible		Operación y Mantenimiento		T o t a l	
		(MS/Kw)	Indice	(MS/Kw)	Indice	(MS/Kw)	Indice	(MS/Kw)	Indice
Térmica Convencional	2 x 350	48.19	100	75.88	100	10.04	100	134.11	100
	2 x 160	58.16	121	82.76	109	15.84	158	156.76	117
	2 x 84	67.86	141	87.97	116	23.07	230	178.90	133
	2 x 37.5	80.66	167	95.45	126	36.98	368	213.09	159
Turbogás gas	1 x 30	137.39	285	87.54	115	32.88	327	257.81	192
Turbogás diesel	1 x 30	141.32	293	215.08	283	32.88	327	389.28	290
C. Combinado gas	1 x 250	48.91	101	46.47	61	17.22	171	112.60	84
C. Combinado diesel	1 x 250	49.41	103	109.14	144	17.68	176	176.23	131
Diesel	2 x 32.5	111.56	232	63.58	84	13.09	130	188.23	140
Carboeléctrica ¹⁸	2 x 350	75.94	158	54.17	71	35.29	351	165.40	123
C. dual s/desulfurador ¹⁸	2 x 350	79.73	165	46.36	61	35.29	351	161.38	120
C. dual c/desulfurador ¹⁸	2 x 350	96.75	201	44.38	58	41.50	413	182.63	136
Nuclear media EUA	2 x 1000	259.54	539	37.90	50	26.43	263	323.87	241
Nuclear EUA mejorada	2 x 1000	129.88	270	37.90	50	26.43	263	194.21	145
Nuclear media Francia	2 x 1000	106.33	221	37.90	50	17.09	170	161.32	120
Geotermoeléctrica ¹⁹									
Cerro Prieto	1 x 20	92.10	191	67.81	89	16.02	160	175.93	131
Los Azufres	1 x 20	92.10	191	75.94	100	16.02	160	184.06	137
Hidroeléctricas ²⁰									
Aguamilpa	3 x 320	182.67	379	6.25	8	1.44	14	190.36	142
Agua Prieta	2 x 120	243.52	505	18.25	24	4.96	49	266.73	199
La Amistad	2 x 33	109.67	228	12.75	17	12.81	128	135.23	101
Bacurato	2 x 46	135.21	281	12.75	17	8.36	83	156.32	117
Caracol	3 x 198	215.49	447	6.25	8	2.23	22	223.97	167
Comedero	2 x 55	118.16	245	12.75	17	7.47	74	138.38	103
Chicoasén	5 x 300	136.05	282	6.25	8	0.98	10	143.28	107
Peñitas	4 x 105	144.73	300	6.25	8	2.77	28	153.75	115
Zimapán	2 x 140	190.85	396	9.25	12	2.05	20	202.15	151

¹⁸ La central "Carboeléctrica" opera con carbón doméstico, las restantes con carbón importado.

¹⁹ El costo del combustible se refiere a la inversión, operación y mantenimiento del campo geotérmico.

²⁰ El costo del combustible corresponde al uso del agua.

CUADRO 9.12

COSTO UNITARIO DE GENERACION
Los costos de los combustibles corresponden a PRECIOS DOMESTICOS
tasa de descuento del 10%
(precios medios de 1992)

Central	Potencia (MW)	Inversión		Combustible		Operación y Mantenimiento		T o t a l	
		(MS/Kw)	Índice	(MS/Kw)	Índice	(MS/Kw)	Índice	(MS/Kw)	Índice
Térmica Convencional ²¹	2 x 350	48.19	100	44.84	100	10.04	100	103.07	100
	2 x 160	58.16	121	48.91	109	15.84	158	122.91	119
	2 x 84	67.86	141	51.99	116	23.07	230	142.92	139
	2 x 37.5	80.66	167	56.41	126	36.98	368	174.05	169
Turbogás gas	1 x 30	137.39	285	74.26	166	32.88	327	244.53	237
Turbogás diesel	1 x 30	141.32	293	251.61	561	32.88	327	425.81	413
C. Combinado gas	1 x 250	48.91	101	39.42	88	17.22	171	105.55	102
C. Combinado diesel	1 x 250	49.41	103	127.67	285	17.68	176	194.76	189
Diesel	2 x 32.5	111.56	232	41.23	92	13.09	130	165.88	161
Carboeléctrica ²²	2 x 350	75.94	158	54.17	121	35.29	351	165.40	160
C. dual s/desulfurador ²²	2 x 350	79.73	165	NA	NA	35.29	351	NA	NA
C. dual c/desulfurador ²²	2 x 350	96.75	201	NA	NA	41.50	413	NA	NA
Nuclear media EUA	2 x 1000	259.54	539	NA	NA	26.43	263	NA	NA
Nuclear EUA mejorada	2 x 1000	129.88	270	NA	NA	26.43	263	NA	NA
Nuclear media Francia	2 x 1000	106.33	221	NA	NA	17.09	170	NA	NA
Geotermoeléctrica ²³									
Cerro Prieto	1 x 20	92.10	191	67.81	151	16.02	160	175.93	171
Los Azufres	1 x 20	92.10	191	75.94	169	16.02	160	184.06	179
Hidroeléctricas ²⁴									
Aguamilpa	3 x 320	182.67	379	6.25	14	1.44	14	190.36	185
Agua Prieta	2 x 120	243.52	505	18.25	41	4.96	49	266.73	259
La Amistad	2 x 33	109.67	228	12.75	28	12.81	128	135.23	131
Bacurato	2 x 46	135.21	281	12.75	28	8.36	83	156.32	152
Caracol	3 x 198	215.49	447	6.25	14	2.23	22	223.97	217
Comedero	2 x 55	118.16	245	12.75	28	7.47	74	138.38	134
Chicoasén	5 x 300	136.05	282	6.25	14	0.98	10	143.28	139
Pefitas	4 x 105	144.73	300	6.25	14	2.77	28	153.75	149
Zimapan	2 x 140	190.85	396	9.25	21	2.05	20	202.15	196

²¹ El precio del combustible incluye un 12.9% por concepto de flete.

²² La central "Carboeléctrica" opera con carbón doméstico, las restantes con carbón importado.

²³ El costo del combustible se refiere a la inversión, operación y mantenimiento del campo geotérmico.

²⁴ El costo del combustible corresponde al uso del agua.

CAPITULO X

TECNOLOGIAS PARA CONTROL DE EMISIONES

ANTECEDENTES

Dada la creciente preocupación por la preservación de la calidad del ambiente, se ha considerado necesario incluir los parámetros y costos de los principales equipos y tecnologías más comunes, para el control de las emisiones de las plantas termoeléctricas y carboeléctricas.

Desde el punto de vista de calidad del aire, existen tres tipos de emisiones en una planta termoeléctrica:

- Bióxido de azufre (SO_2), que se forma durante la combustión por oxidación del azufre presente en el combustible o el carbón.
- Oxidos de Nitrógeno (NO_x), formados también durante la combustión, a partir de dos fuentes: las moléculas de nitrógeno atrapadas en el combustible y el nitrógeno presente en el aire al momento de la combustión.
- Partículas Sólidas, cuyo origen es el carbón residual y los asfaltenos contenidos en el combustible.

EQUIPOS PARA CONTROL DE EMISIONES DE BIÓXIDO DE AZUFRE.

La tecnología más desarrollada a la fecha, para la reducción de las emisiones de bióxido de azufre, es la desulfuración de los gases producto de la combustión. Se consideran los siguientes dos tipos:

- Para plantas nuevas, el proceso Chiyoda Thoroughbred 121 que es un proceso de desulfuración húmedo de segunda generación.
- Para plantas existentes, el proceso con rociado seco de cal.

EQUIPOS PARA CONTROL DE EMISIONES DE OXIDOS DE NITRÓGENO

Las tecnologías para control de los óxidos de nitrógeno (NO_x) se pueden clasificar en dos categorías:

- Tecnologías para el control de la combustión.
 - * Recirculación de gases.
 - * Quemadores de baja NO_x .
 - * Combustión de dos etapas.

- Tecnologías para el tratamiento de los gases de combustión.
 - * Reducción selectiva catalítica.
 - * Reducción selectiva no catalítica.

Consideraremos únicamente los costos para quemadores de bajo NO_x y para los procesos de reducción selectiva. Para los quemadores de bajo NO_x se supone un período de montaje menor a un año.

En los reductores selectivos catalíticos el principal componente de los costos de operación y mantenimiento, es el de reemplazo del catalizador, que es necesario llevar a cabo con mayor frecuencia cuando se usan combustibles con alto contenido de azufre.

EQUIPOS PARA CONTROL DE EMISIONES DE PARTÍCULAS SÓLIDAS.

Las tecnologías más usuales son las siguientes:

- * Los colectores de bolsas.
- * Los precipitadores electrostáticos.

En los costos de inversión de plantas carboeléctricas y duales ya se tiene considerado el costo de los precipitadores electrostáticos, por lo que en este análisis solo se considera la instalación de estos equipos en plantas termoeléctricas convencionales. La aplicación de colectores de bolsas en plantas que utilizan combustóleo no es posible técnicamente, debido a la baja temperatura de los gases de combustión que provoca la formación de ácido sulfúrico y el consecuente daño a los filtros.

COSTOS DE CONTROL DE EMISIONES

La instalación de cualquiera de las tecnologías disponibles para el control de estas emisiones se reflejará en un incremento en el costo nivelado del kWh generado.

Este incremento en el costo de generación estará en función de los siguientes aspectos:

- 1) Si el equipo se instala en una central nueva o en una ya existente.
- 2) El calendario de inversión de cada equipo (Cuadro 10.1).
- 3) El incremento en la energía para usos propios de la central, que se considera como incremento en el costo de combustible (Cuadro 10.2).
- 4) La vida útil remanente de la central. Se considera una vida útil de 15 años para centrales existentes (Cuadro 10.2).
- 5) El costo de inversión de los equipos (Cuadros 10.3, 10.4, 10.5, 10.6, 10.7).
- 6) Los costos de operación y mantenimiento del equipo anticontaminante.

Todas estas variables se han reflejado en los costos de generación que se calculan para cada tecnología.

Los incrementos en el costo de generación asociados a las principales tecnologías, se presentan en los Cuadros 10.8, 10.9, 10.10, 10.11 y 10.12 para centrales nuevas y existentes.

CUADRO 10.1
PROGRAMA DE INVERSION

(%)

Central	Potencia (MW)	Programa de Inversión en DESULFURADORES			Factor de Actualización inicio operac. 10 %
		- 3	- 2	- 1	
Térmica convencional	2 x 350	44.3	49.5	6.2	1.257
	2 x 160	44.3	49.5	6.2	1.257
	2 x 84	44.3	49.5	6.2	1.257
	2 x 37.5		57.6	42.4	1.163
Carboeléctrica	2 x 350	44.3	49.5	6.2	1.257
C. dual	2 x 350	44.3	49.5	6.2	1.257

	(MW)	Programa de Inversión en REDUCTORES CATALITICOS y REDUCTORES NO CATALITICOS			10 %
		- 3	- 2	- 1	
Térmica convencional	2 x 350	31.1	50.5	18.4	1.227
	2 x 160	31.1	50.5	18.4	1.227
	2 x 84	31.1	50.5	18.4	1.227
	2 x 37.5		88.5	11.5	1.197
Carboeléctrica	2 x 350	31.1	50.5	18.4	1.227
C. dual	2 x 350	31.1	50.5	18.4	1.227

	(MW)	Programa de Inversión en PRECIPITADORES ELECTROSTATICOS			10 %
		- 3	- 2	- 1	
Térmica convencional	2 x 350	65.2	28.3	6.5	1.282
	2 x 160	65.2	28.3	6.5	1.282
	2 x 84	65.2	28.3	6.5	1.282
	2 x 37.5		71.7	6.5	1.179

CUADRO 10.2

PARAMETROS BASICOS DEL COSTO DE INVERSION

EN DESULFURADORES

Central	Potencia (MW)	Vida útil en Central:		Usos propios		Factores de Costo Nivelado en central:	
		Nueva (años)	Existente (años)	Central (%)	Desulfurador (%)	Nueva 10 %	Existente 10 %
Térmica convencional	2 x 350	30	15	6.3	4.15	23.769	29.459
	2 x 160	30	15	6.3	4.15	23.769	29.459
	2 x 84	30	15	6.3	4.15	23.769	29.459
	2 x 37.5	30	15	6.3	4.15	22.002	27.270
Carboeléctrica	2 x 350	30	15	7.6	4.15	24.119	29.893
C. dual	2 x 350	30	15	7.6	4.15	24.119	29.893

EN QUEMADORES DE BAJO NO_x

Central	Potencia (MW)	Vida útil en Central:		Factores de Costo Nivelado en central:		
		Nueva (años)	Existente (años)	en Central (%)	Nueva 10 %	Existente 10 %
Térmica convencional		30	15	6.3	19.883	24.642
Carboeléctrica y C. dual		30	15	7.6	20.162	24.989

EN REDUCTORES CATALITICOS

Central	Potencia (MW)	Vida útil en Central:		Factores de Costo Nivelado en central:		
		Nueva (años)	Existente (años)	en Central (%)	Nueva 10 %	Existente 10 %
Térmica convencional	2 x 350	30	15	6.3	22.178	27.487
	2 x 160	30	15	6.3	22.178	27.487
	2 x 84	30	15	6.3	22.178	27.487
	2 x 37.5	30	15	6.3	21.636	26.815
Carboeléctrica	2 x 350	30	15	7.6	22.490	27.874
C. dual	2 x 350	30	15	7.6	22.490	27.874

CUADRO 10.2 (continuación)

PARAMETROS BASICOS DEL COSTO DE INVERSION

EN REDUCTORES NO CATALITICOS

Central	Potencia (MW)	Vida útil en Central:			Factores de Costo Nivelado en central:	
		Nueva (años)	Existente (años)	en Central (%)	Nueva 10 %	Existente 10 %
Térmica convencional	2 x 350	30	15	6.3	22.185	27.496
	2 x 160	30	15	6.3	22.185	27.496
	2 x 84	30	15	6.3	22.185	27.496
	2 x 37.5	30	15	6.3	21.642	26.823
Carboeléctrica	2 x 350	30	15	7.6	22.497	27.883
C. dual	2 x 350	30	15	7.6	22.497	27.883

EN PRECIPITADORES ELECTROSTATICOS

Central	Potencia (MW)	Vida útil en Central:			Factores de Costo Nivelado en central:	
		Nueva (años)	Existente (años)	en Central (%)	Nueva 10 %	Existente 10 %
Térmica convencional	2 x 350	30	15	6.3	23.168	28.714
	2 x 160	30	15	6.3	23.168	28.714
	2 x 84	30	15	6.3	23.168	28.714
	2 x 37.5	30	15	6.3	21.308	26.409

CUADRO 10.3

INCREMENTO EN EL COSTO UNITARIO DE INVERSION
POR CONCEPTO DE DESULFURADOR

(precios medios de 1992)

Central	Potencia (MW)	Central Nueva				Actualizado al	
		Costo Directo		Costo Directo más Indirecto		Inicio de Operación 10 %	
		(M\$/KW)	Indice	(M\$/KW)	Indice	(M\$/KW)	Indice
Térmica convencional	2 x 350	0.415	100	0.452	100	0.568	100
	2 x 160	0.711	171	0.775	171	0.974	171
	2 x 84	1.113	268	1.213	268	1.524	268
	2 x 37.5	1.942	468	2.117	468	2.463	434
Carboeléctrica	2 x 350	0.461	111	0.512	113	0.643	113
C. dual	2 x 350	0.461	111	0.512	113	0.643	113

Central	Potencia (MW)	Central Existente				Actualizado al	
		Costo Directo		Costo Directo más Indirecto		Inicio de Operación 10 %	
		(M\$/KW)	Indice	(M\$/KW)	Indice	(M\$/KW)	Indice
Térmica convencional	2 x 350	0.533	100	0.581	390	0.730	100
	2 x 160	0.915	172	0.998	172	1.254	172
	2 x 84	1.429	268	1.557	268	1.957	268
	2 x 37.5	2.499	469	2.724	469	3.169	434
Carboeléctrica	2 x 350	0.524	98	0.582	390	0.731	100
C. dual	2 x 350	0.524	98	0.582	390	0.731	100

CUADRO 10.4

**INCREMENTO EN EL COSTO UNITARIO DE INVERSION
POR CONCEPTO DE QUEMADORES DE BAJO NO_x**

(precios medios de 1992)

Central	Potencia (MW)	Central Nueva				Actualizado al	
		Costo		Costo		Inicio de Operación	
		Directo		Directo más Indirecto		10 %	
		(M\$/KW)	Indice	(M\$/KW)	Indice	(M\$/KW)	Indice
Térmica convencional	2 x 350	0.012	100	0.013	100	0.014	100
	2 x 160	0.014	121	0.015	115	0.017	121
	2 x 84	0.016	141	0.018	138	0.020	143
	2 x 37,5	0.019	167	0.021	162	0.023	164
Carboeléctrica	2 x 350	0.021	186	0.024	185	0.026	186
C. dual	2 x 350	0.022	195	0.025	192	0.028	200

Central	Potencia (MW)	Central Existente				Actualizado al	
		Costo		Costo		Inicio de Operación	
		Directo		Directo más Indirecto		10 %	
		(M\$/KW)	Indice	(M\$/KW)	Indice	(M\$/KW)	Indice
Térmica convencional	2 x 350	0.033	100	0.036	100	0.044	100
	2 x 160	0.040	121	0.043	119	0.053	120
	2 x 84	0.046	141	0.051	142	0.063	143
	2 x 37,5	0.055	167	0.060	167	0.072	164
Carboeléctrica	2 x 350	0.063	190	0.069	192	0.085	193
C. dual	2 x 350	0.066	199	0.073	203	0.090	205

CUADRO 10.5

**INCREMENTO EN EL COSTO UNITARIO DE INVERSION
POR CONCEPTO DE REDUCTORES CATALITICOS**

(precios medios de 1992)

Central	Potencia (MW)	Central Nueva					
		Costo Directo		Costo Directo más Indirecto		Actualizado al Inicio de Operación 10 %	
		(M\$/KW)	Indice	(M\$/KW)	Indice	(M\$/KW)	Indice
Térmica convencional	2 x 350	0.247	100	0.269	100	0.330	100
	2 x 160	0.298	121	0.325	121	0.399	121
	2 x 84	0.348	141	0.379	141	0.465	141
	2 x 37.5	0.413	167	0.450	167	0.539	163
Carboeléctrica	2 x 350	0.247	100	0.274	102	0.336	102
C. dual	2 x 350	0.259	105	0.288	107	0.353	107

Central	Potencia (MW)	Central Existente					
		Costo Directo		Costo Directo más Indirecto		Actualizado al Inicio de Operación 10 %	
		(M\$/KW)	Indice	(M\$/KW)	Indice	(M\$/KW)	Indice
Térmica convencional	2 x 350	0.658	100	0.718	100	0.881	100
	2 x 160	0.795	121	0.866	121	1.063	121
	2 x 84	0.927	141	1.011	141	1.241	141
	2 x 37.5	1.102	167	1.201	167	1.438	163
Carboeléctrica	2 x 350	0.658	100	0.732	102	0.898	102
C. dual	2 x 350	0.691	105	0.768	107	0.943	107

CUADRO 10.6

**INCREMENTO EN EL COSTO UNITARIO DE INVERSION
POR CONCEPTO DE REDUCTORES NO CATALITICOS**

(precios medios de 1992)

Central	Potencia (MW)	Central Nueva					
		Costo Directo		Costo Directo más Indirecto		Actualizado al Inicio de Operación 10 %	
		(M\$/KW)	Indice	(M\$/KW)	Indice	(M\$/KW)	Indice
Térmica convencional	2 x 350	0.016	100	0.018	100	0.399	100
	2 x 160	0.020	121	0.022	122	0.488	122
	2 x 84	0.023	141	0.025	139	0.555	139
	2 x 37.5	0.028	167	0.030	167	0.649	163
Carboeléctrica	2 x 350	0.016	100	0.018	100	0.405	102
C. dual	2 x 350	0.017	105	0.019	106	0.427	107

Central	Potencia (MW)	Central Existente					
		Costo Directo		Costo Directo más Indirecto		Actualizado al Inicio de Operación 10 %	
		(M\$/KW)	Indice	(M\$/KW)	Indice	(M\$/KW)	Indice
Térmica convencional	2 x 350	0.049	100	0.054	100	1.485	100
	2 x 160	0.060	121	0.065	120	1.787	120
	2 x 84	0.070	141	0.076	141	2.090	141
	2 x 37.5	0.083	167	0.090	167	2.414	163
Carboeléctrica	2 x 350	0.066	133	0.073	135	2.035	137
C. dual	2 x 350	0.069	140	0.077	143	2.147	145

CUADRO 10.7

**INCREMENTO EN EL COSTO UNITARIO DE INVERSION¹
POR CONCEPTO DE PRECIPITADORES ELECTROSTATICOS**

(precios medios de 1992)

Central	Potencia (MW)	Central Nueva				Actualizado al	
		Costo		Costo		Inicio de Operación	
		Directo	Indice	Directo más Indirecto	Indice	10 %	
		(M\$/KW)	Indice	(M\$/KW)	Indice	(M\$/KW)	Indice
Térmica convencional	2 x 350	0.057	100	0.062	100	0.079	100
	2 x 160	0.069	121	0.075	121	0.096	121
	2 x 84	0.080	141	0.087	140	0.112	140
	2 x 37.5	0.095	167	0.104	168	0.123	154

Central	Potencia (MW)	Central Existente				Actualizado al	
		Costo		Costo		Inicio de Operación	
		Directo	Indice	Directo más Indirecto	Indice	10 %	
		(M\$/KW)	Indice	(M\$/KW)	Indice	(M\$/KW)	Indice
Térmica convencional	2 x 350	0.074	100	0.081	100	0.104	100
	2 x 160	0.089	121	0.097	120	0.124	120
	2 x 84	0.104	141	0.114	141	0.146	141
	2 x 37.5	0.124	167	0.135	167	0.159	153

¹ Se omiten las centrales carboeléctricas y duales, debido a que el costo de estos equipos está integrado en el costo de inversión total del proyecto.

CUADRO 10.8

**INCREMENTO EN EL COSTO UNITARIO DE GENERACION
POR CONCEPTO DE DESULFURADOR**

(Precios medios de 1992)
tasa de descuento del 10%

Central	Potencia (MW)	Central Nueva				Indice
		Inversión (\$/kWh)	O y M (\$/kWh)	Combustible (\$/kWh)	Total (\$/kWh)	
Térmica convencional	2 x 350	10.74	6.21	5.58	22.53	100
	2 x 160	18.42	12.31	6.09	36.82	163
	2 x 84	28.83	16.42	6.47	51.72	230
	2 x 37.5	46.58	20.47	7.02	74.07	329
Carboeléctrica C. dual	2 x 350	12.35	6.21	2.24	20.79	92
	2 x 350	12.35	6.21	1.84	20.39	91

Central	Potencia (MW)	Central Existente				Indice
		Inversión (\$/kWh)	O y M (\$/kWh)	Combustible (\$/kWh)	Total (\$/kWh)	
Térmica convencional	2 x 350	17.12	6.21	5.58	28.90	100
	2 x 160	29.40	12.31	6.09	47.79	165
	2 x 84	45.87	16.42	6.47	68.76	238
	2 x 37.5	74.28	20.47	7.02	101.78	352
Carboeléctrica C. dual	2 x 350	17.40	6.21	2.24	25.84	89
	2 x 350	17.40	6.21	1.84	25.44	88

CUADRO 10.9

INCREMENTO EN EL COSTO UNITARIO DE GENERACION
POR CONCEPTO DE QUEMADOR DE BAJO NO_x

(Precios medios de 1992)
tasa de descuento del 10%

Central	Potencia (MW)	Central Nueva			Indice
		Inversión (\$/kWh)	O y M (\$/kWh)	Total (\$/kWh)	
Térmica convencional	2 x 350	0.26	0.00	0.26	100
	2 x 160	0.30	0.00	0.30	116
	2 x 84	0.36	0.00	0.36	139
	2 x 37.5	0.42	0.00	0.42	162
Carboeléctrica C. dual	2 x 350	0.48	0.00	0.48	188
	2 x 350	0.50	0.00	0.50	195

Central	Potencia (MW)	Central Existente			Indice
		Inversión (\$/kWh)	O y M ² (\$/kWh)	Total (\$/kWh)	
Térmica convencional	2 x 350	0.89	1.32	2.20	100
	2 x 160	1.06	2.08	3.14	142
	2 x 84	1.26	3.03	4.28	194
	2 x 37.5	1.48	4.85	6.33	287
Carboeléctrica C. dual	2 x 350	1.72	1.65	3.37	153
	2 x 350	1.82	1.65	3.47	157

² No fué posible separar el aumento del costo de generación por concepto de combustible por lo que se incluye en este rubro.

CUADRO 10.10

INCREMENTO EN EL COSTO UNITARIO DE GENERACION
POR CONCEPTO DE REDUCTORES CATALITICOS

(Precios medios de 1992)
tasa de descuento del 10%

Central	Potencia (MW)	Central Nueva					Indice
		Inversión (\$/kWh)	O y M ³ (> 1 % Azufre) (\$/kWh)	Total (\$/kWh)	O y M ³⁴ (< 1 % Azufre) (\$/kWh)	Total (\$/kWh)	
Térmica convencional	2 x 350	5.97	22.34	28.31	18.48	24.45	100
	2 x 160	7.21	33.07	40.27	28.41	35.62	148
	2 x 84	8.41	46.10	54.51	40.67	49.08	201
	2 x 37.5	9.74	70.47	80.21	64.02	73.75	302
Carboeléctrica	2 x 350	6.16	22.34	28.50	18.48	24.65	101
C. dual	2 x 350	6.48	22.63	29.11	18.58	25.06	102

Central	Potencia (MW)	Central Nueva					Indice
		Inversión (\$/kWh)	O y M ³ (> 1 % Azufre) (\$/kWh)	Total (\$/kWh)	O y M ³⁴ (< 1 % Azufre) (\$/kWh)	Total (\$/kWh)	
Térmica convencional	2 x 350	19.74	35.69	55.43	32.57	52.31	100
	2 x 160	23.80	54.06	77.87	50.30	74.10	142
	2 x 84	27.79	76.62	104.41	72.23	100.02	191
	2 x 37.5	32.21	119.28	151.48	114.06	146.26	280
Carboeléctrica	2 x 350	20.40	35.69	56.09	32.57	52.98	101
C. dual	2 x 350	21.41	35.99	57.40	32.72	54.13	103

³ No fué posible separar el aumento del costo de generación por concepto de combustible, por lo que se incluye en este rubro.

⁴ En este rubro se incluye el reemplazo del catalizador, el cual representa el 75 % de los costos de O y M. Para combustibles de bajo azufre se consideró un período de reemplazo de 5 años, mientras que para combustibles con un contenido mayor de 1 % de azufre el período es de 2 años.

CUADRO 10.11

**INCREMENTO EN EL COSTO UNITARIO DE GENERACION
POR CONCEPTO DE REDUCTORES NO CATALITICOS**

**(Precios medios de 1992)
tasa de descuento del 10%**

Central	Potencia (MW)	Central Nueva			
		Inversión (\$/kWh)	O y M ⁵ (\$/kWh)	Total (\$/kWh)	Índice
Térmica convencional	2 x 350	0.40	3.29	3.69	100
	2 x 160	0.49	5.19	5.68	154
	2 x 84	0.56	7.57	8.12	220
	2 x 37.5	0.65	12.13	12.78	346
Carboeléctrica	2 x 350	0.41	3.29	3.70	100
C. dual	2 x 350	0.43	3.29	3.72	101

Central	Potencia (MW)	Central Existente			
		Inversión (\$/kWh)	O y M (\$/kWh)	Total (\$/kWh)	Índice
Térmica convencional	2 x 350	1.49	9.88	11.36	100
	2 x 160	1.79	15.58	17.37	153
	2 x 84	2.09	22.70	24.79	218
	2 x 37.5	2.41	36.38	38.79	341
Carboeléctrica	2 x 350	2.04	9.88	11.91	105
C. dual	2 x 350	2.15	9.88	12.02	106

⁵ No fué posible separar el aumento del costo de generación por concepto de combustible por lo que se incluye en esta rubro.

CUADRO 10.12

INCREMENTO EN EL COSTO UNITARIO DE GENERACION
POR CONCEPTO DE PRECIPITADORES ELECTROSTATICOS

(Precios medios de 1992)
tasa de descuento del 10%

Central	Potencia (MW)	Central Nueva			
		Inversión ⁶ (\$/kWh)	O y M ⁷ (\$/kWh)	Total (\$/kWh)	Indice
Térmica convencional	2 x 350	1.44	4.26	5.70	100
	2 x 160	1.74	6.62	8.36	147
	2 x 84	2.02	9.51	11.53	202
	2 x 37.5	2.22	14.97	17.19	302

Central	Potencia (MW)	Central Existente			
		Inversión ⁶ (\$/kWh)	O y M ⁷ (\$/kWh)	Total (\$/kWh)	Indice
Térmica convencional	2 x 350	2.33	4.26	6.59	100
	2 x 160	2.79	6.62	9.40	143
	2 x 84	3.27	9.51	12.78	194
	2 x 37.5	3.57	14.97	18.54	281

⁶ Se incluye la parte correspondiente al sistema de manejo de cenizas volátiles.

⁷ No fué posible separar el aumento del costo de generación por concepto de combustible por lo que se incluye en este rubro.

CAPITULO XI

CASO PRACTICO: " PROYECTO CICLO COMBINADO CENTRAL RIO BRAVO "

ANTECEDENTES DEL PROYECTO

Con la visión de efficientar los resultados operativos de la región y optimizar al máximo la capacidad instalada, se encuentra en elaboración de anteproyecto la reubicación de dos unidades turbogás Westinghouse 251B8 de 30,000 kW, las cuales se encuentran actualmente instaladas en la ciudad de Monclova, Coahuila. Esta reubicación sería para integrar una central de ciclo combinado, formada por una de estas unidades o ambas, con unidades de vapor de 37,500 kW marca Brown Boveri serie B41149 de la central Río Bravo.

Esto debido a que desde el punto de vista técnico operativo se ha convertido actualmente en una opción muy atractiva la instalación de recuperadores de calor en equipos turbogás ya instalados para la integración con unidades a turbina de vapor convencionales como una solución viable a la producción económica de energía.

Las características principales del ciclo proyectado son de acuerdo al siguiente diagrama 11.1.

CARACTERISTICAS DE LOS EQUIPOS

Características generales de las Unidades I y II de la Central Termoeléctrica Emilio Portes Gil.

TURBO GENERADOR

CARACTERISTICAS	UNIDAD I	UNIDAD II
MARCA	B.B.C.	B.B.C.
MODELO		
NUMERO DE SERIE	44149	44186
CAPACIDAD	37,500 kW	37,500 kW
REGIMEN TERMICO	3,190 kcal / kWh	3,180 kcal / kWh
EFICIENCIA	26.96 %	27.04 %
HORAS DE OPERACION	195,158.51	198,823.37
AÑO DE INSTALACION	ABRIL 1 DE 1964	JUNIO 23 DE 1964

GENERADOR DE VAPOR

CARACTERISTICAS	UNIDAD I	UNIDAD II
MARCA	SULZER	SULZER
NUMERO DE SERIE	12613	12614
CAPACIDAD	160 Ton / hr	160 Ton / hr
PRESION	63.3 kg / cm ²	63.3 kg / cm ²
TEMPERATURA	490 °C	490 °C

Características generales de Unidades II y III de la Central Turbogás Monclova.

CARACTERISTICAS	UNIDAD II	UNIDAD III
MARCA	WESTINGHOUSE	WESTINGHOUSE
NUMERO DE SERIE	47A1347(37A1081)	47A1537(37A1071)
MODELO	W - 251B2/8	W - 251B2/8
CAPACIDAD EFECTIVA	30,000 kW	30,000 kW
HORAS DE OPERACION	11,724 ABRIL/93	11,932 ABRIL/93
REGIMEN TERMICO	3,678 kcal/kWh	3,698.8 kcal/kWh
EFICIENCIA	23.38 %	23.25 %
AÑO DE INSTALACION	DIC 9 DE 1980	SEP 23 DE 1980
GEN. PROGRAMADA/93	10,160 MW	10,160 MW

ESTUDIO TECNICO DEL PROYECTO.

El resumen del balance térmico realizado es el siguiente:

I) Opción " HRSG " (Heat Recovery Steam Gas)

En primera instancia se analizó la posibilidad de recuperar calor de escape de las dos turbogás a través de un generador de vapor convencional similar a los que actualmente se están usando en compañías independientes dedicadas a la producción de energía eléctrica y/o generación . Formando un arreglo de ciclo combinado, el cual como se mostrará en los cálculos anexos ofrece el mayor incremento en eficiencia térmica, punto que se considera de mayor atractivo para la selección de esta opción.

II) Opción " Aceite Térmico " (Sustitución Calentador Alta Presión)

El esquema analizado contempla la sustitución de los calentadores de alta presión de las dos unidades de vapor, por unos intercambiadores de calor utilizando aceite térmico calentado por los gases de escape de una unidad turbogás. Esto implica la utilización de un tercer fluido el cual intercambiaría energía entre el flujo de gases y el agua de alimentación; la elevación de la temperatura sería de 150 °C a 262 ° C aproximadamente, esta condición desde el punto de vista de eficiencia térmica y tomando como referencia objetiva el Ciclo Carnot cuya teoría es " El punto óptimo de rendimiento se dará cuando al ciclo se le aplique calor a la mayor temperatura posible y el calor removido o desalojado se procure que sea a la mínima posible " .

En base a este razonamiento avalado por los cálculos anexos se demuestra plenamente que la mejor opción operativa es la opción I, es decir , utilizar el recuperador HRSG.

HOJAS DE CALCULO

I) Opción "HRSG" (Heat Recovery Steam Gas, ver diagrama 11.3)

I.1 Datos de diseño

I.1.1 Turbina de gas

$$\text{Regimen térmico} = 12,227.8 \text{ BTU / kWh} = 3087.82 \text{ kcal / kWh}$$

$$\text{Potencia} = 31,000 \text{ kW}$$

$$\eta_t = 3413 / 12,227.8 \text{ BTU / kWh} = 27.80 \%$$

$$\text{Masa de productos} = 307 \text{ Lbs / seg}$$

$$\text{T. productos máx.} = 545 \text{ }^\circ\text{C}$$

Equivalencias

$$1 \text{ kW} = 3413 \text{ BTU / hr}$$

$$1 \text{ kcal} = 3.96 \text{ BTU}$$

$$1 \text{ kW} = 861.9 \text{ kcal / hr}$$

I.1.2 Ciclo vapor

$$\text{Potencia de la Turbina} = 32,400 \text{ kW}$$

$$\text{Calor entrando en Caldera} = Q_{in}$$

$$\begin{aligned} Q_{in} &= 125,590 \text{ kg / hr} (807.7 - 186.4) \text{ kcal / kg} = 78'029,067 \text{ kcal / hr} \\ &= 90,531 \text{ kW} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \eta_t &= (\text{Potencia en la turbina} / Q_{in}) \times 100 \\ &= (32,400 \text{ kW} / 90,531 \text{ kW}) \times 100 \\ &= 35.8 \% \end{aligned}$$

I.2 Recuperador

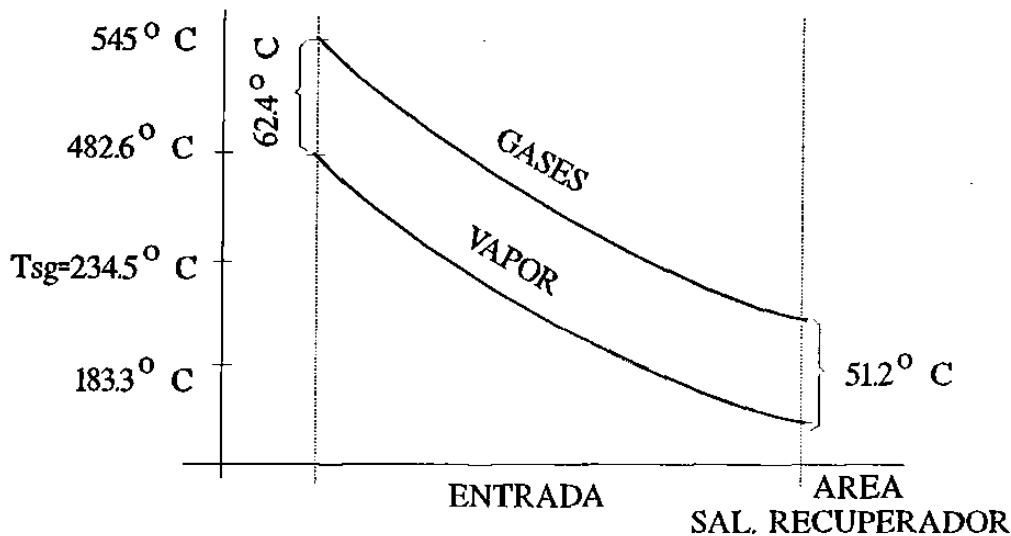
$$\begin{aligned} \text{Masa de productos de 2 turbinas de gas} &= 307 \text{ Lbs / seg} \times 2 \\ &= 614 \text{ Lbs / seg} \end{aligned}$$

$$\text{Calor recuperado} = 85,832 \text{ BTU / seg} = (614)(0.25) \Delta T \text{ prod}$$

$$\Delta T \text{ prod} = 559 \text{ }^\circ\text{F} = (545 - T_{sg})(1.8) \quad ; \quad T_{sg} = 234.5 \text{ }^\circ\text{C}$$

$T_{sg} - 183.3 \text{ }^\circ\text{C} = 51.2 \text{ }^\circ\text{C}$; este resultado es congruente, ya que es una diferencia de temperaturas muy razonable para la transferencia de calor en el recuperador (dimensionamiento).

I.3 DIAGRAMA TERMICO DEL RECUPERADOR



1.4 Cálculo de la eficiencia del conjunto

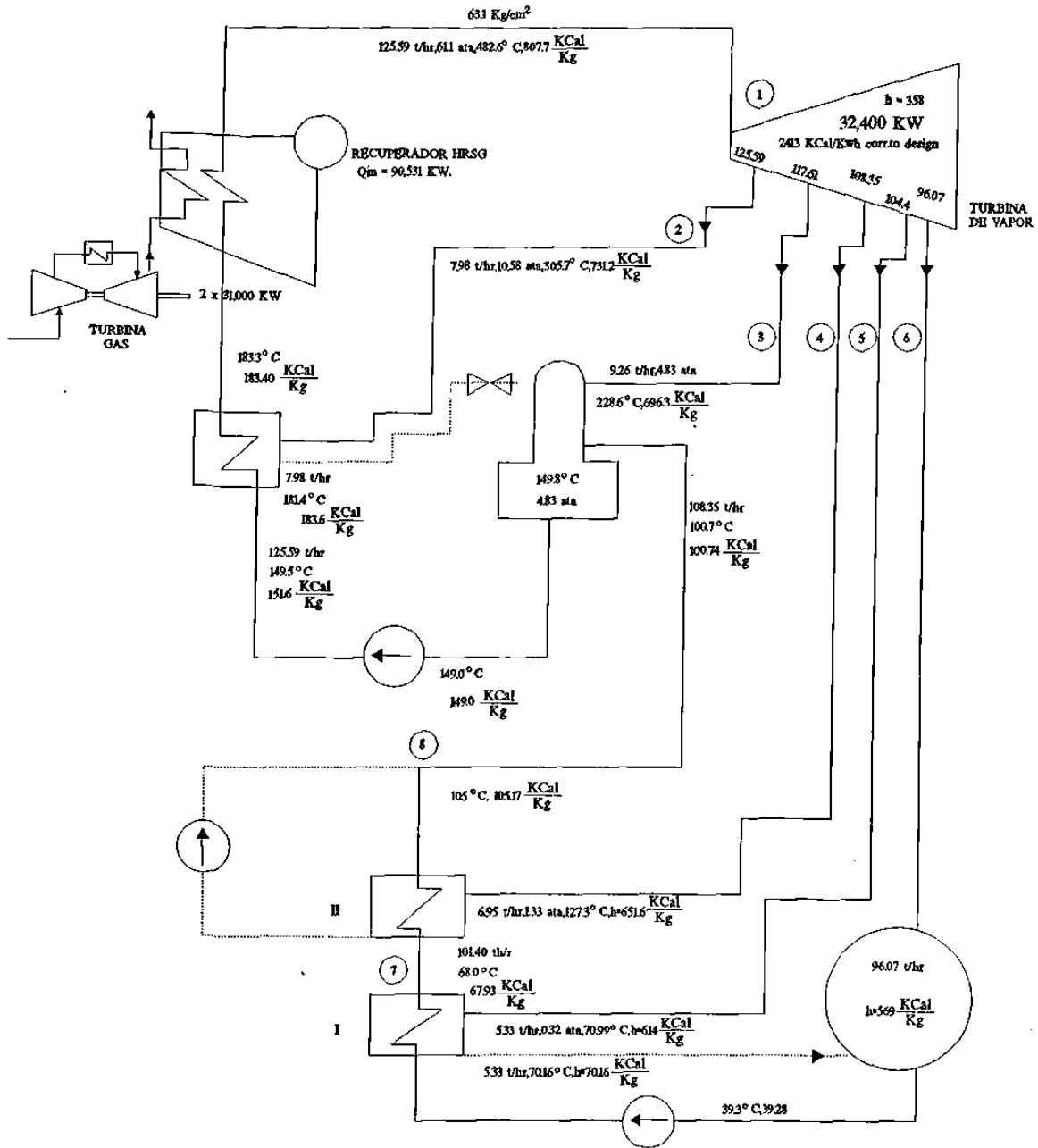
(2 Turbinas de gas y 1 planta de vapor modificada eliminando la caldera y colocando el recuperador).

$$\begin{aligned}\text{Potencia Total de Salida} &= 32,400 + 31,000 + 31,000 \text{ kW} \\ &= 94,400 \text{ kW}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{Calor proporcionado con 2 turbinas de gas} &= 2 \times \text{kW} / \eta \\ &= 2 \times 31,000 / 0.2785 \\ &= 222,621 \text{ kW}\end{aligned}$$

Eficiencia total del conjunto:

$$\eta_t = (94,400 \text{ kW} / 222,621 \text{ kW}) \times 100 = 42.4 \%$$



OPCION "HRSG"
Diagrama 9.3

II) Opción "Aceite térmico" , una unidad turbogás eliminando extracción de alta presión en dos unidades de vapor (ver diagrama 11.4)

II.1 Análisis termodinámico, cerrando extracción de alta presión

Para el nuevo ciclo sin extracción en 2 y con $Ma_1 = 150.62$ Ton / hr se dejarán las mismas masas extraídas en los puntos 3, 4, 5 y se calcularán las nuevas presiones.

$\Delta P = (\text{Constante}) (\text{Masa})$ entonces:

$$\begin{aligned} \Delta P_{\text{nueva}} / \Delta P_{\text{anterior}} &= Ma_{\text{nueva}} / Ma_{\text{anterior}} \\ \Delta P_{\text{nueva}} &= \Delta P_{\text{anterior}} (Ma_{\text{nueva}}) / (Ma_{\text{anterior}}) \\ \Delta P_{5-6 \text{ nueva}} &= \Delta P_{5-6 \text{ anterior}} \times Ma_{5-6 \text{ nueva}} / Ma_{5-6 \text{ anterior}} \\ &= (0.37 - 0.072) \times 124.18 / 114.22 \\ &= 0.3239 \text{ ata.} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} P_{5 \text{ nueva}} - P_{6 \text{ nueva}} &= 0.3239 \\ P_{5 \text{ nueva}} &= 0.072 + 0.3239 = 0.396 \text{ ata} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} P_{4 \text{ nueva}} - P_{5 \text{ nueva}} &= (1.58 - 0.37) \times 130.78 / 120.82 = 1.3097 \text{ ata} \\ P_{4 \text{ nueva}} &= 1.3097 + 0.396 = 1.7 \text{ ata} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} P_{3 \text{ nueva}} - P_{4 \text{ nueva}} &= (5.73 - 1.58) \times 139.29 / 129.33 = 4.4696 \text{ ata} \\ P_{3 \text{ nueva}} &= 4.4694 + 1.7 = 6.17 \text{ ata} \end{aligned}$$

Localizando los puntos 1, 2, 3, 4, 5 y 6 en el diagrama de Mollier¹ para las potencias de la turbina 32,400 kW (.) y 38,278 (+) con las presiones y temperaturas anotadas en los diagramas de flujo para 125.59 Ton / hr y 150.62 Ton / hr respectivamente, se observa que todos ellos están sobre una línea recta y con las presiones nuevas calculadas anteriormente, se localizan los nuevos puntos (*) en los cuales:

$$\begin{aligned} h_1^* &= 810 \text{ kcal / kg} \text{ y } T_1^* = 484 \text{ } ^\circ\text{C} \\ h_3^* &= 707.5 \text{ kcal / kg} \text{ y } T_3^* = 250 \text{ } ^\circ\text{C} \\ h_4^* &= 659 \text{ kcal / kg} \text{ y } T_4^* = 145 \text{ } ^\circ\text{C} \\ h_5^* &= 614 \text{ kcal / kg} \text{ y } T_5^* = 75 \text{ } ^\circ\text{C} \end{aligned}$$

¹ Véase apéndice D

$$h_6^* = 562 \text{ kcal / kg y } T_6^* = 41.6 \text{ }^\circ\text{C}$$

II.2 Balance intercambiador I

$$6,600 (614 - 74) = 130,780 (h_7 - 41.56)$$
$$h_7 = 68.76 = 69 \text{ kcal / kg}$$

II.3 Balance intercambiador II

$$8,510 (659) + 130,780(69) = 139,290 h_8$$
$$h_8 = 105 \text{ kcal / kg}$$

II.4 Balance en III

$$11,330 (707.5) + 139,290(105) = 150,620 h_9$$
$$h_9 = 105.32 \text{ kcal / kg}$$

II.5 Balance en el calentador de aceite

$Q = 0.5$ del calor recuperable de los gases de una turbina de gas.

$$Q = 21,458 \text{ kW} = 18'494,650 \text{ kcal / kg}$$

$$Q = 150,620 (h_{10} - 150.3) = 18'494,650$$

$$h_{10} = 273 \text{ kcal / kg}$$

II.6 Balance en la turbina de vapor

$$W = 150,620 (810 - 707.5) + 139,290 (707.5 - 659)$$
$$+ 130,780 (659 - 614) + 124,180 (614 - 562)$$
$$= 34'536,575 \text{ kcal / hr} = 40,070 \text{ kW}$$

II.7 Balance en la caldera

$$Q_{in} = 150,620 (810 - 273) = 80'882,940 \text{ kcal / hr}$$

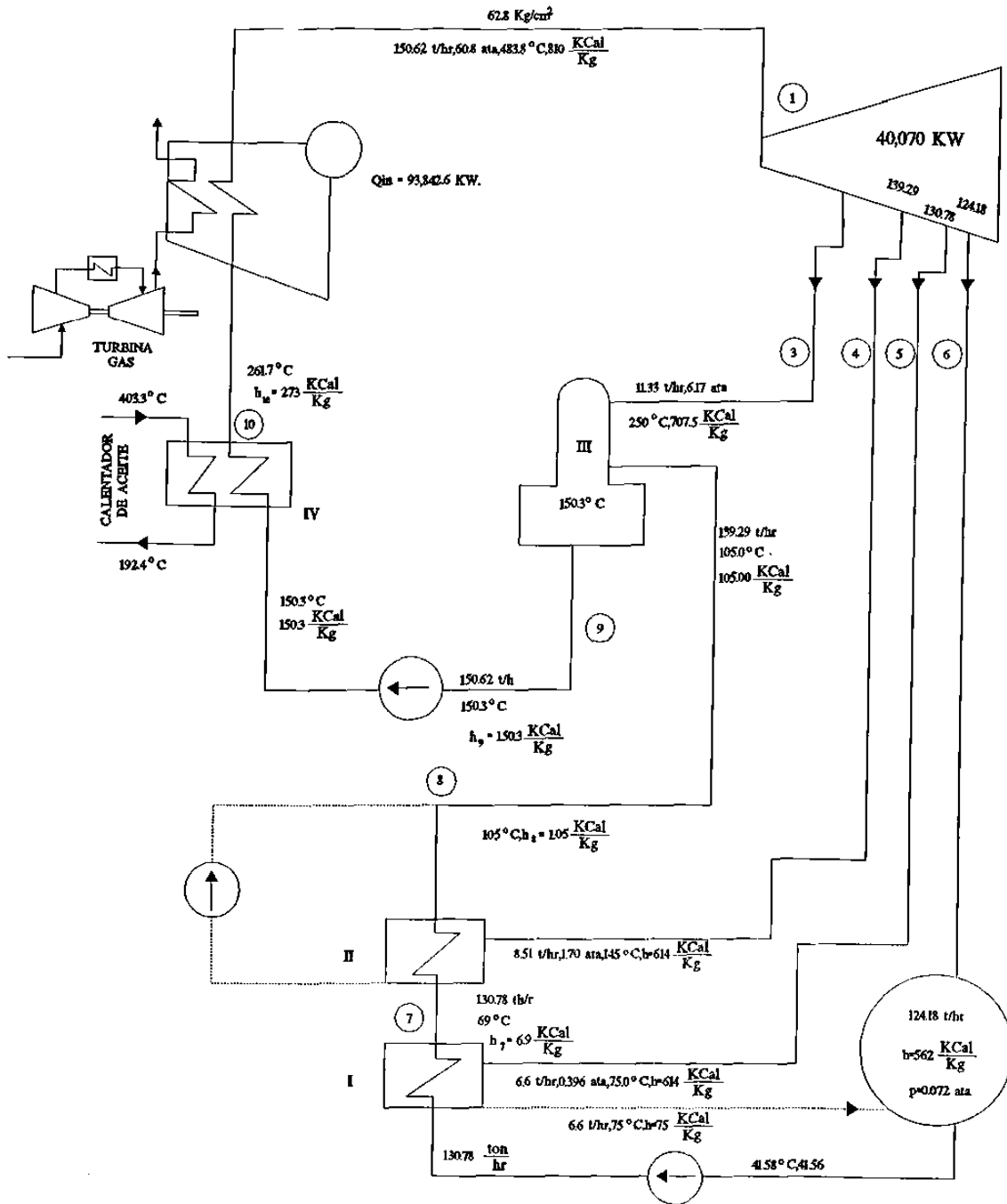
$$Q_{in} = 93,842.6 \text{ kW / caldera}$$

II.8 Eficiencia

$$\begin{aligned} Q_{total, in} &= Q \text{ turbina de gas} + 2Q \text{ caldera} = 31,000 / 0.278 + 2 (93,842.6) \\ &= 298,995.8 \text{ kW} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} W_{total} &= W_{turbina \text{ de gas}} + 2W_{turbina \text{ de vapor}} \\ &= 31,000 + 2 (40,070) \\ &= 111,140 \text{ kW} \end{aligned}$$

$$\eta_t = 111,140 / 298,995.8 = 37.17 \%$$



OPCION "ACEITE TERMICO"
Diagrama 94

ESTUDIO ECONOMICO DEL PROYECTO

Para mayor comprensión y sencillez de los cálculos realizados se decidió el tomar las siguientes consideraciones en el estudio económico de este proyecto:

- 1.- Se supone que las erogaciones se presentan en forma discreta, una vez por año y precisamente al principio del mismo. En realidad se incurre en erogaciones de forma casi continua.
- 2.- Se considera que el principio del año cero es el inicio del período de operación.
- 3.- Los costos del kWh generado se miden en moneda constante y se supone que los precios de los insumos se mantienen constantes a lo largo del período de evaluación (15 años).
- 4.- La vida residual de las unidades es de :
 - * Unidad de vapor de "Río Bravo" 15 años y requiere de una inversión adicional de N\$3'200,000.00
 - * Unidades turbogás "Monclova" 15 años considerando que tienen 11,000 hrs acumuladas de uso, y no requieren de inversión adicional.

El costo de la inversión para formar el ciclo combinado requiere de N\$ 20'468,390.00 con un período de construcción de un año (ver tabla 11.1).

Por lo tanto, la inversión total de ciclo combinado es de N\$23'668,390 (20'468,390.00 + 3'200,000.00).

Factor de recuperación del capital considerando una tasa de descuento 10 % anual.

$$frc (0.10, 15) = \frac{0.10 (1.10)^{15}}{(1.10)^{15} - 1} = \frac{0.41772}{3.17725} = 0.131147$$

Factor del valor presente

$fvp(0.10) = 1.0 (1.10) = 1.10$ para período de construcción de un año

La inversión total a una anualidad equivalente es :

$$I \times \frac{frc(0.10,15)}{(1+i)} \times fvp(0.10)$$

$$23'668,390 \times \frac{0.131147}{1.10} \times 1.10 = N\$3'111,683$$

TABLA 11.1		
COSTOS DE INVERSION DEL PROYECTO "RIO BRAVO"		
COSTO DEL RECUPERADOR DE CALOR	NS	13'442,680.00
OBRA CIVIL DEL RECUPERADOR DE CALOR		269,353.00
INSTALACION DEL RECUPERADOR DE CALOR		524,987.00
TRASLADO DEL RECUPERADOR DE CALOR		518,272.00
DESMONTAJE Y MONTAJE UNIDADES TURBO GAS (2)		3'499,916.00
TRASLADO DE UNIDADES TURBO GAS (2)		417,496.00
OBRA CIVIL DE UNIDADES TURBO GAS (2)		1'795,686.00
TOTAL COSTO DE INVERSION	NS	20'468,390.00

REDUCCION DEL REGIMEN TERMICO.

El régimen térmico promedio de las unidades I y II de la central termoeléctrica Emilio Portes Gil es de 2695 kcal / kWh (31.91 % de eficiencia), y el régimen térmico esperado del ciclo combinado utilizando las unidades II y III de la central turbogás Monclova y las unidades I ó II de Río Bravo es de 2028.3 kcal / kWh (42.4 % de eficiencia), por lo tanto obtendríamos un ahorro en el régimen térmico de :

$$\text{Diferencia régimen térmico} = 2695 - 2028.3 = 666.7 \text{ kcal / kWh}$$

Considerando la capacidad efectiva del ciclo de 90 MW y un factor de planta del 85 % incluyendo el factor de usos propios, es decir, 7446 hrs al año, se obtendría una generación anual de :

$$\begin{aligned} \text{GNA} &= C \times \text{hrs. período} \times f p \\ \text{GNA} &= 90,000 \text{ kW} \times 8760 \text{ hrs} \times 0.85 \end{aligned}$$

$$\text{GNA} = 670.14 \times 10^6 \text{ kWh / año}$$

Por lo tanto el ahorro de calor anual lo obtendríamos multiplicando la generación anual por la diferencia de régimen térmico.

$$\begin{aligned} \text{Ahorro anual calor} &= 670.14 \times 10^6 \text{ kWh / año} \cdot 666.7 \text{ kcal / kWh} \\ \text{Ahorro anual calor} &= 446,782.34 \times 10^6 \text{ kcal / año} \end{aligned}$$

Considerando el poder calorífico del gas de 8460 kcal / m³ obtenemos un combustible ahorrado anualmente de :

$$\begin{aligned} \text{AC} &= \frac{446,782.34 \times 10^6 \text{ kcal / año}}{8460 \text{ kcal / m}^3} \\ \text{AC} &= 52.81 \times 10^6 \text{ m}^3 / \text{año} \end{aligned}$$

Por lo tanto el costo de combustible ahorrado anualmente será de :

$$\text{CC ahorrado} = 0.28045 \text{ N\$ / m}^3 \bullet 52.81 \times 10^6 \text{ m}^3 / \text{año}$$

$$\text{CC ahorrado} = 14.8106 \times 10^6 \text{ N\$ / año}$$

$$\begin{aligned} \text{AC unitario} &= (\text{Dif. régimen térmico} / \text{Poder calorífico}) \times \text{CC.} \\ &= [(666.7 \text{ kcal} / \text{kWh}) / (8460 \text{ kcal} / \text{m}^3)] \times 0.28045 \text{ N\$} / \text{m}^3 \\ &= 0.0221011 \text{ N\$} / \text{kWh} \end{aligned}$$

COSTO NIVELADO DEL KWH POR CONCEPTO DE INVERSIÓN

$$C = 90,000 \text{ kW}$$

$$fp = 76.12 \% \text{ (Incluye factor de usos propios)}$$

$$n = 15 \text{ años}$$

$$i = 10 \%$$

$$I = \text{N\$ } 23'668,390$$

$$N = 1 \text{ año}$$

1) Costo Unitario

$$cu = \frac{I}{C} = \frac{23'668,390}{90,000} = 262.98 \text{ N \$} / \text{kW}$$

2) Factor de recuperación del capital

$$frc (0.10, 15) = 0.131147$$

$$\frac{frc (0.10, 15)}{1 + 0.10} = \frac{0.131147}{1.10} = 0.11952$$

3) Factor de valor presente

$$fvp (0.10, 1) = 1.0(1+0.10) = 1.10$$

$$4) \text{GNA} = 0.7612 \times 8760 = 6668.11 \text{ kWh} / \text{kW}$$

5) Costo nivelado del kWh neto generado por concepto de inversión

$$CI (fp) = \frac{34 \cdot 574505}{fp \times 8760} = \frac{0.003947}{fp}$$

CVOM UNITARIO = N\$ 0.01426

$$CFOM \text{ UNITARIO} = \frac{N\$ 14.259 / \text{kW año}}{fp \times 8760}$$

TABLA 11.2

**TABULADOR DE COSTOS UNITARIOS NIVELADO
DE OPERACION, MANTENIMIENTO E INVERSIÓN
"CICLO COMBINADO RIO BRAVO"**

fp %	GNA kWh / año	Costo Variable de O. y Mto. N\$ / kWh	Costo fijo de O. y Mto. N\$ / kWh	Ahorro Combustible N\$ / kWh	Costo Nivelado Inversión Total N\$ / kWh
85	670.14 x 10 ⁶	0.01426	0.001915	0.022101	0.004643
75	591.30 x 10 ⁶	0.01426	0.002173	0.022101	0.005262
65	512.46 x 10 ⁶	0.01426	0.002504	0.022101	0.006072
55	433.62 x 10 ⁶	0.01426	0.002959	0.022101	0.007176
45	354.78 x 10 ⁶	0.01426	0.003617	0.022101	0.008771
35	275.94 x 10 ⁶	0.01426	0.004651	0.022101	0.011276
25	197.10 x 10 ⁶	0.01426	0.006511	0.022101	0.015783
20	157.68 x 10 ⁶	0.01426	0.008139	0.022101	0.019734

TABLA 11.3

**TABULADOR DE COSTOS
UNITARIOS NIVELADOS**

Factor de planta	GNA kWh / año	Costos Fijos de O. y Mnto. e Inversión Ns / kWh	Costo fijo variable y nivelado de Inversión Ns / kWh	Ahorro en Combustible Ns / kWh	Observaciones
85	670.14 x 10 ⁶	0.006558	0.020818	0.022101	
75	591.30 x 10 ⁶	0.0077435	0.021695	0.022101	
71.09	560.50 x 10 ⁶	0.007841	0.022101	0.022101	Punto de equilibrio
65	512.86 x 10 ⁶	0.008576	0.022836	0.022101	
55	433.62 x 10 ⁶	0.010135	0.024395	0.022101	
45	354.78 x 10 ⁶	0.012388	0.026648	0.022101	
35	275.94 x 10 ⁶	0.015927	0.030287	0.022101	
25.22	198.86 x 10 ⁶	0.022101	0.036361	0.022101	Punto mínimo de GNA
20	157.68 x 10 ⁶	0.027873	0.042133	0.022101	

Observaciones:

- Operando el ciclo combinado a más de 198.86 x 10⁶ kWh / año de generación neta anual de energía; el ahorro en combustible cubre la inversión y los costos fijos de operación y mantenimiento, de ser menor el GNA el proyecto no es recomendable.
- Operando el ciclo combinado a 560.50 x 10⁶ kWh / año de generación neta anual de energía; el ahorro en combustible cubre los costos fijos y además el costo variable de operación y mantenimiento.

A) PUNTO DE EQUILIBRIO SIN CONSIDERAR LA INVERSION.

- Costos de operación y mantenimiento ciclo combinado

$$CFOM = \frac{N\$14.259 / kW - año}{f.p. \times 8790} \quad CVOM = N\$ 0.01426 / Kwh$$

- Ahorro de combustible

$$AC = \frac{Dif. Reg. Térmico}{Poder calorífico} \times CC$$

$$AC = \frac{666.7 \text{ kcal} / kWh}{8460 \text{ kcal} / m^3} \times 0.28045 \text{ N } \$ / kWh \\ = N\$ 0.0221011 / kWh$$

1.- Ecuaciones

Ecuación de ahorro

$$AC / año = 0.0221011 \times GNA$$

Ecuación de costo

$$COM / año = 0.01426 \times GNA + 14.259 \times C$$

2.- Punto de equilibrio

$$0.0221011 \times GNA = 0.01426 \times GNA + 14.259 \times C$$

$$GNA = \frac{14.259 \times 90,000 \text{ kW}}{0.078411} = 163.664 \times 10^6 \text{ kWh} / año$$

$$fp = \frac{163.664 \times 10^6}{90,000 \times 8760} \times 100 = 20.76 \%$$

Notas:

Sin incluir el costo de la inversión (N\$ 20'468,390) ni el costo de inversión adicional (N\$ 3'200,000)

B) PUNTO DE EQUILIBRIO Y PUNTO MINIMO DE GENERACION NETA ANUAL DE ENERGIA CONSIDERANDO LA INVERSION TOTAL

1.- Ecuaciones

$$\text{COMI} = 0.01426 \times \text{GNA} + 14.259 \times \text{capacidad} + \text{Inversión total}$$

$$\text{AC} = 0.022101 \times \text{GNA}$$

2.- Punto de equilibrio

$$\text{COMI} = \text{AC}$$

$$0.01426 \times \text{GNA} + 14.259 \times 90,000 + 3'111,683 = 0.022101 \times \text{GNA}$$

$$\text{GNA} = 560.507 \times 10^6 \text{ kWh / año}$$

$$\text{fp} = 71.09 \%$$

3.- Punto mínimo de GNA

$$\text{AC} = \text{Fijos de mantenimiento} + \text{inversión anual equivalente}$$

$$0.022101 \times \text{GNA} = 14.259 + 90,000 + 3'111,683$$

$$\text{GNA} = \frac{4'394,993}{0.022101} = 198.86 \times 10^6 \text{ kWh / año}$$

$$\text{fp} = \frac{198.86 \times 10^6}{90,000 \times 8760} \times 100 = 25.22 \%$$

TABLA 9.4

TABULADOR DE COSTOS ANUALES
DE OPERACION, MANTENIMIENTO E INVERSIO..

fp %	GNA kWh / año	Costo Variable de O. y Mito N\$ / Año	Costo fijo de O. y Mito N\$ / Año	Inversión Anual Equivalente N\$ / Año	Ahorro Combustible N\$ / Año
85	670.14 x 10 ⁶	9'556,196	1'283,310	3111683	14'810,831
75	591.46 x 10 ⁶	8'431,938	1'283,310	3111683	13'068,321
65	512.30 x 10 ⁶	7'307,680	1'283,310	3111683	11'325,929
55	433.62 x 10 ⁶	6'183,421	1'283,310	3111683	9'583,490
35	275.94 x 10 ⁶	3'934,904	1'283,310	3111683	6'998,577
25	197.10 x 10 ⁶	2'810,646	1'283,310	3111683	4'356,127
15	118.26 x 10 ⁶	1'686,378	1'283,310	3111683	2'813,670

$$CFOM_{\text{anual}} = CF_{\text{unitario}} \times GNA$$

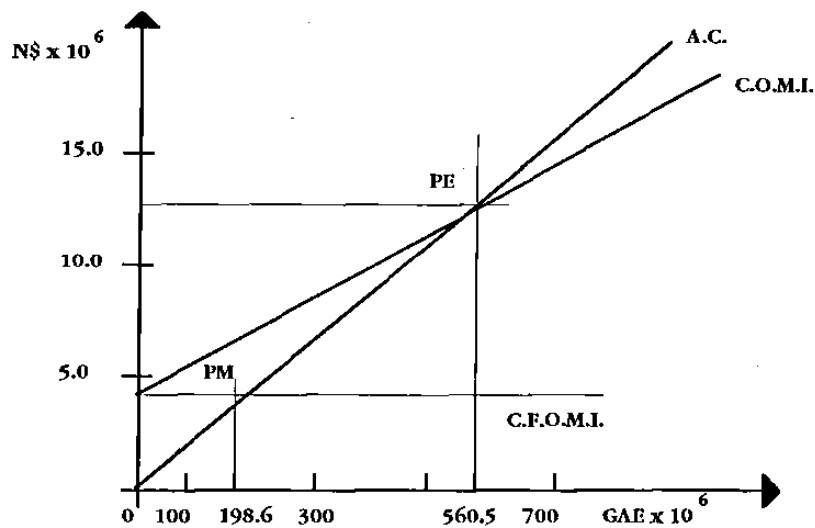
$$CVOM_{\text{anual}} = CV_{\text{unitario}} \times GNA$$

$$IAE = I \times \text{frc} \times \text{fvp}$$

$$AC_{\text{anual}} = AC_{\text{unitario}} \times GNA$$

GRAFICA 11.1

GENERACION NETA ANUAL MINIMA Y PUNTO DE EQUILIBRIO



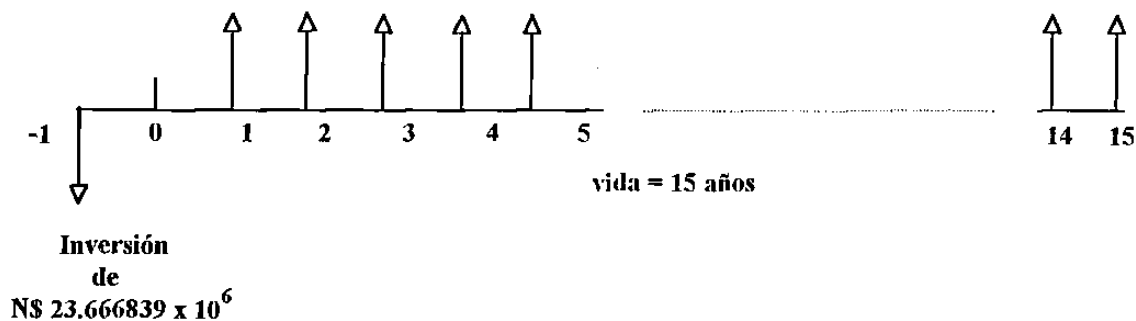
PM Punto mínimo de generación neta anual de energía (GNA). Si la unidad de ciclo combinado genera menos de esta cantidad al año no es recomendable la inversión.

PE Punto de equilibrio de generación neta anual de energía (GNA). El ahorro en combustible paga la inversión y los costos fijos y variables de operación y mantenimiento.

TASA INTERNA DE RENDIMIENTO SOBRE LA INVERSION TOTAL DEL PROYECTO.

a) Sin considerar depreciación e impuestos.

$$AC / \text{año} = N\$ 0.022101 \times \text{GNA}$$



$$23.6683 \times 10^6 (1.10) = \text{frc} (i,n) \times 0.022101 \times \text{GNA}$$

TABLA 11.5

TABULADOR DE LA TASA INTERNA DE RENDIMIENTO PARA DIFERENTE GNA

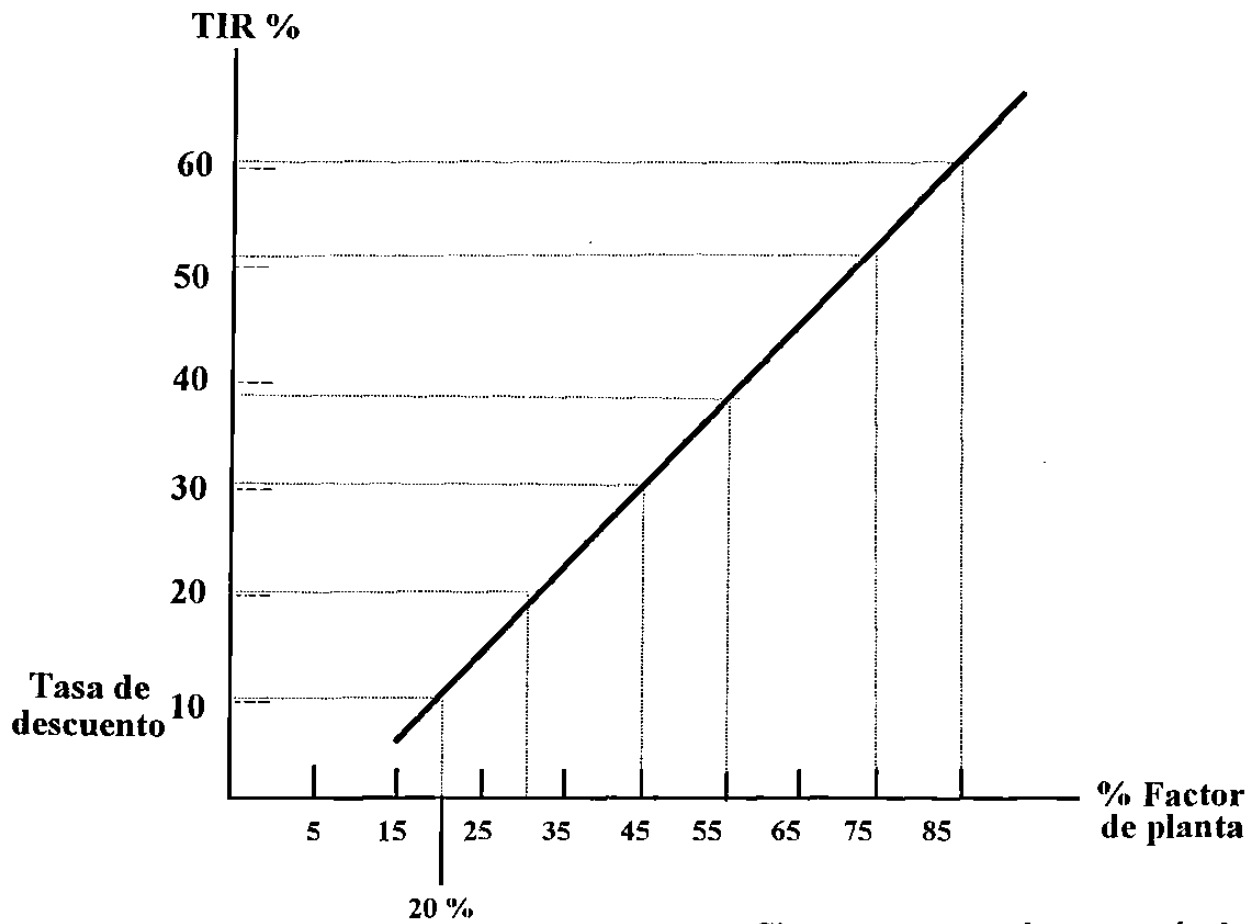
ip %	GNA nete kWh / año	Ahorro Combustible N\$ / Año	Tasa interna de rendimiento sobre la inversión *TIR %
15	118.26 x 10 ⁶	2.6137 x 10 ⁶	5.42
20	157.68 x 10 ⁶	3.4849 x 10 ⁶	10.50
25	197.10 x 10 ⁶	4.3561 x 10 ⁶	14.41
35	275.94 x 10 ⁶	6.0986 x 10 ⁶	22.50
45	354.78 x 10 ⁶	7.8411 x 10 ⁶	29.47
55	433.62 x 10 ⁶	9.5835 x 10 ⁶	36.45
65	512.46 x 10 ⁶	11.3260 x 10 ⁶	43.50
75	591.30 x 10 ⁶	13.0684 x 10 ⁶	50.20

* Sin considerar la depreciación de la inversión y los impuestos

GRAFICA 11.2

LA TASA INTERNA DE RENDIMIENTO
SOBRE LA INVERSION DEL PROYECTO

(SIN CONSIDERAR IMPUESTOS NI DEPRECIACION)



Si se genera anualmente más de
 157.68×10^6 kWh/año el proyecto
es rentable

b) Considerando depreciación e impuestos del 50 %

Depreciación anual en línea recta:

$$\text{Dep / año} = I - \text{VR} / n$$

Valor de rescate de la inversión al término de 15 años se considera cero.

$$\text{Dep / año} = \text{N\$ } 26.0352 \times 10^6 / 15 = \text{N\$ } 1.73568 \times 10^6$$

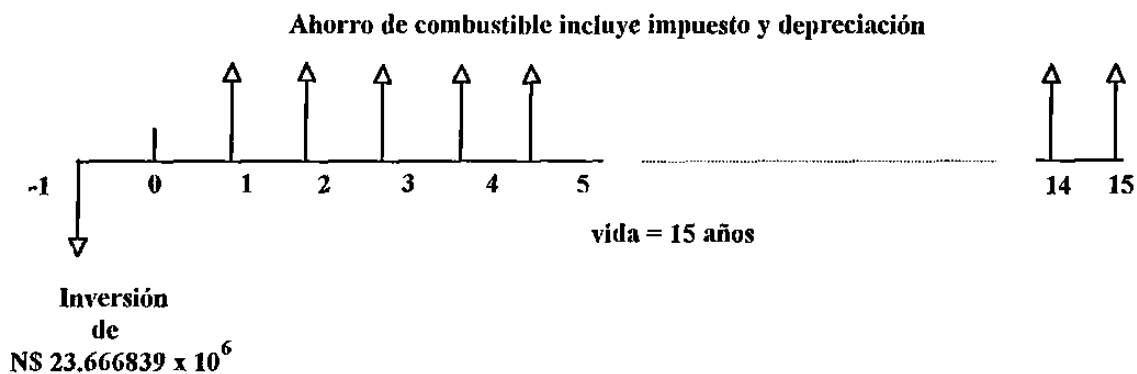


TABLA 11.6

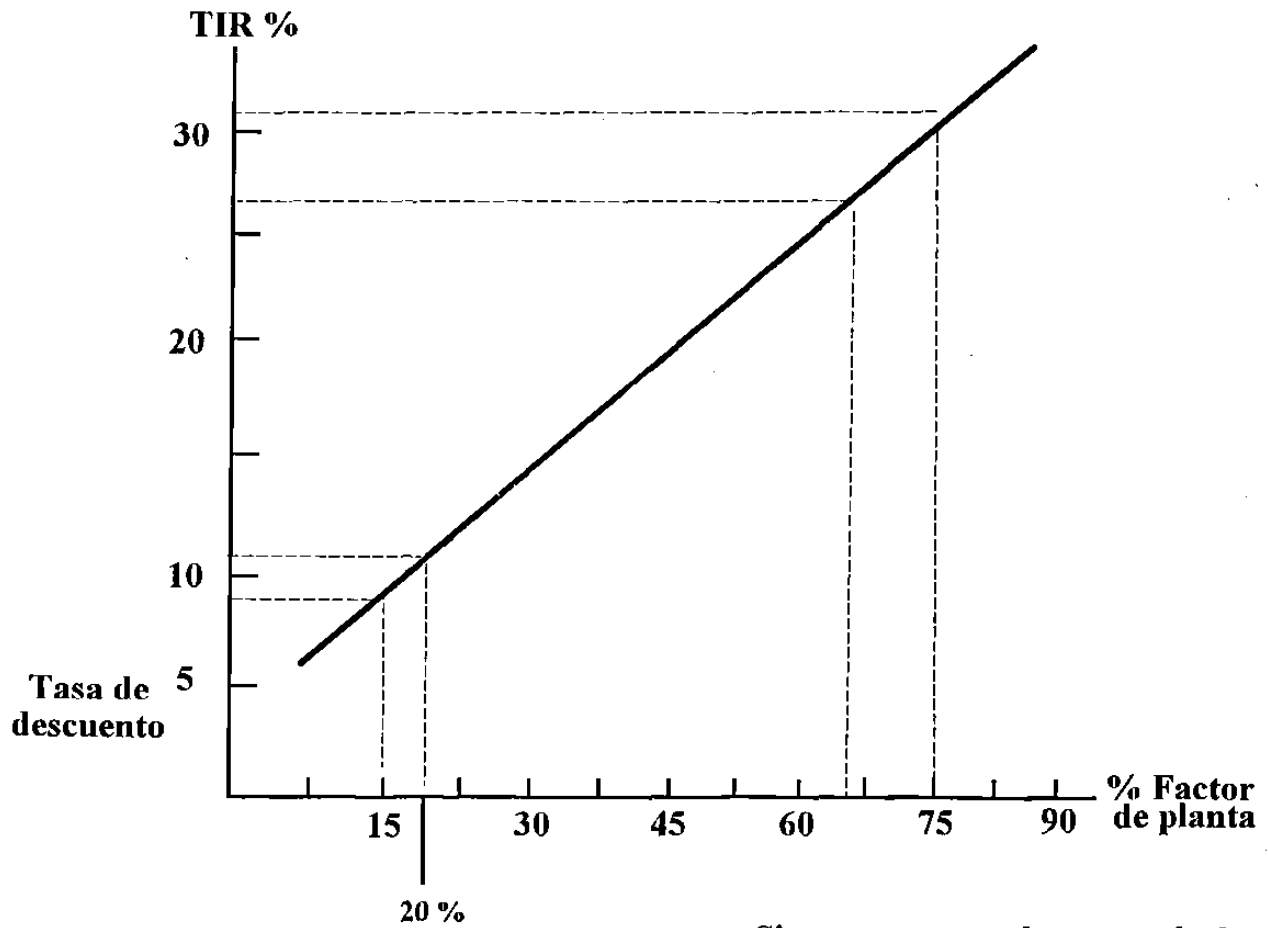
**TABULADOR DE "LA TASA INTERNA DE RENDIMIENTO"
INCLUYENDO DEPRECIACION E IMPUESTO**

ip %	GNA neta kWh / año	Ahorro Combustible después de impuestos N\$ / Año	Depreciación anual de la inversión	Ahorro neto por año N\$ / Año	Tasa interna de rendimiento sobre la inversión *TIR %
15	118.26 x 10 ⁶	1.30685 x 10 ⁶	1.73568 x 10 ⁶	3.0425 x 10 ⁶	7.98
20	157.68 x 10 ⁶	1.74245 x 10 ⁶	1.73568 x 10 ⁶	3.4781 x 10 ⁶	10.40
25	197.10 x 10 ⁶	2.17805 x 10 ⁶	1.73568 x 10 ⁶	3.9137 x 10 ⁶	12.50
35	275.94 x 10 ⁶	3.04930 x 10 ⁶	1.73568 x 10 ⁶	4.7850 x 10 ⁶	16.78
45	354.78 x 10 ⁶	3.92055 x 10 ⁶	1.73568 x 10 ⁶	5.6562 x 10 ⁶	20.50
55	433.62 x 10 ⁶	4.79175 x 10 ⁶	1.73568 x 10 ⁶	6.5274 x 10 ⁶	24.35
65	512.46 x 10 ⁶	5.66300 x 10 ⁶	1.73568 x 10 ⁶	7.3987 x 10 ⁶	27.92

GRAFICA 11.3

LA TASA INTERNA DE RENDIMIENTO
SOBRE LA INVERSION DEL PROYECTO

(CONSIDERANDO IMPUESTOS Y DEPRECIACION)



Si se genera anualmente más de
 157.68×10^6 kWh/año el proyecto
es rentable

METODO PRACTICO COMUN PARA OBTENER LA TASA INTERNA DE RENDIMIENTO APROXIMADA

$$A = \frac{\text{Suma de "entradas de efectivo" por año} \times \text{Vida del proyecto} - \text{Inversión Total}}{\text{Vida del proyecto}}$$

$$\text{TIR} = \frac{A}{\text{Inversión total}} \times 100 \times \text{FC} ; \text{FC} = 1.18 \sim 1.20$$

EJEMPLO:

$$\text{AC} = \text{N}\$9.5835 \times 10^6$$

$$\text{f.p.} = 55 \%$$

$$I = \text{N}\$26.5835 \times 10^6$$

Vida del ciclo combinado = 15 años

$$A = \frac{(9.5835 \times 10^6) \times 15 - 26.5835 \times 10^6}{15}$$

$$A = 7.84782 \times 10^6$$

$$\text{TIR} = \frac{7.84782 \times 10^6}{26.5835} \times 100 \times 1.20 = 36.47$$

* Nota : Debe utilizarse el factor de recuperación del capital para diferente "i"

CONCLUSIONES DEL CASO PRACTICO

Definitivamente un proyecto de inversión de esta magnitud y con la amplia perspectiva de convertir una central existente que genera 30,000 kW en una central que genere 90,000 kW requiere de un análisis cuidadoso, detallado y específico, como el que se realizó anteriormente.

Primeramente, antes de realizar cualquier proyecto de inversión es necesario analizar y determinar las necesidades de generación en todo el país y de ahí seleccionar los más importantes y convenientes. Una vez hecho lo anterior se debe de especificar qué es lo que se va a hacer, cómo se va a hacer, cuándo se va a hacer y qué se espera obtener.

En este caso de la central Río Bravo, primeramente se definió que se iba a hacer, como se iba a hacer este proyecto y que se buscaba obtener. Con esto se procedió a juntar y especificar la información técnica de los equipos eléctricos involucrados.

Después, se presentaron técnicamente dos opciones para recuperar el calor de escape de las unidades turbogás y utilizarlo para calentar el agua en el generador de vapor. Ambas opciones se analizaron desde el punto de vista térmico para determinar cual de ellas presentaba una mayor eficiencia en el intercambio de calor, obteniéndose como el mejor resultado la opción de utilizar el "HRSG" (Heat Recovery Steam Gas).

Cabe hacer la aclaración que los datos y cálculos térmicos presentados fueron obtenidos de un estudio elaborado por la C.F.E. y no fueron calculados para este trabajo. Además, la explicación de la teoría térmica utilizada no se incluye ni se trata en este trabajo, ya que no es tema ni objetivo de la tesis presentada; solo se verificó que los conceptos y cálculos indicados fueran correctos.

Una vez hecho lo anterior se procedió a analizar el proyecto desde un punto de vista económico. Lo primero que se obtuvo fueron los costos de inversión del proyecto, posteriormente se calcularon los costos de ahorro de combustible, ya que el combustible de la caldera ya no sería consumido, solo el de las 2 turbinas de gas, obteniéndose un ahorro de 0.0221011 N\$/kWh generado.

Con estos datos se elaboró la tabla 11.3 de tabuladores de costos nitarios nivelados, en la cual se obtuvo para diferentes factores de planta la generación neta anual; los costos fijos de operación, mantenimiento e inversión; costo fijo, variable y nivelado de inversión y el ahorro de combustible. De esta tabla se concluyó que el punto de equilibrio se obtenía a un f.p.= 71.09 % que era cuando los costos se igualaban con el ahorro de combustible. Además, también se obtuvo el punto mínimo de GNA que significa que el ahorro de combustible al menos iguala los costos fijos de operación, mantenimiento e inversión, que para este caso era con un f.p.=25.22 %.

Con el análisis anterior se procedió a analizar el proyecto en base a la tasa interna de rendimiento (TIR), considerando la influencia de los impuestos y la depreciación del equipo, dando como resultado la tabla 11.6 y al gráfica 11.3 de donde concluimos finalmente que el proyecto "Ciclo Combinado Río Bravo" resulta muy atractivo pues en tan solo 5 años generando 197.10×10^6 kWh/año con un factor de planta muy bajo de 25 % se recupera la inversión realizada de N\$23'668,900 con una TIR de 12.50 % ; por lo tanto, si ,la demanda de energía eléctrica en esta región es superior a 197.10×10^6 kWh/año en los próximos 5 años, este proyecto debe merecer una especial atención y consideración dentro del puesto de inversiones de la C.F.E.

CAPITULO XII

CONCLUSIONES

Después de haber analizado cada uno de los capítulos presentados podemos concluir en esencia que el evaluar un proyecto de inversión en el Sector Eléctrico, como lo es la Comisión Federal de Electricidad (C.F.E.), es realmente muy amplio y su metodología de evaluación debe estar fundamentada en ciertos parámetros de referencia.

Dichos parámetros, tanto técnicos como financieros, deben de estar medidos con credibilidad y reflejar lo más apegado a la realidad el comportamiento de los mismos. Además, estos deben de mantenerse actualizados y revisados periódicamente para evitar utilizar datos erróneos y obsoletos, ya que las situaciones económicas, sociales y tecnológicas del país están constantemente en cambios.

Como ejemplos típicos de proyectos de inversión en el Sector Eléctrico podríamos mencionar los siguientes:

- Construcción de una nueva central generadora de electricidad.
- Ampliación de una central generadora ya existente, debido a el aumento en la demanda de energía.
- Remodelación de una central generadora ya existente, como:
Sustitución de equipos viejos, obsoletos o descompuestos por nuevos de tecnologías avanzadas y más eficientes; adecuación de equipos para control de emisiones atmosféricas y desechos residuales; inclusión de equipos y sistemas para obtener un mejor aprovechamiento y control de los procesos.
- Cierres parciales y totales de centrales generadoras ya existentes, debido a sus altos costos de operación y mantenimiento, obsolescencia de los equipos, disminución en la demanda de generación, tendencias tecnológicas mundiales por cambios de combustibles "sucios" por "limpios", aumentos indiscriminados en los costos de los energéticos no renovables, etc.

Tomando en cuenta lo anterior y habiendo analizado las muchas y diversas tecnologías, procesos y combustibles utilizados para formar una

central generadora nos da como resultado que para realizar un estudio de evaluación de proyectos, los parámetros utilizados de referencia deben de obtenerse en forma particular para cada tipo y tamaño de la central generadora, es decir, que se debe de analizar por separado cada tipo de central involucrada.

Cabe hacer una aclaración muy importante: "Los resultados obtenidos en este estudio *no* jerarquizan en forma definitiva las tecnologías, combustibles y tipos de centrales generadoras analizadas; sino por el contrario solo reflejan una situación particular del presente, la cual seguramente permanecerá constantemente cambiando en función de parámetros: económicos, financieros, políticos, sociales, tecnológicos, etc.

Cuando se estudian y analizan proyectos en los que intervienen diversas condiciones de funcionamiento es de gran ayuda el utilizar una condición en particular como referencia, recomendándose utilizar aquella condición que sea la más usual, frecuente y/o sencilla. Para el estudio de los parámetros de las centrales generadoras presentado se decidió tomar como base de referencia los datos de una central termoeléctrica construida con dos unidades generadoras de 350 Megawatts cada una ($2 \times 350 \text{ MW}$), esto por las razones anteriormente mencionadas. Y en base a dicha central se analizaron los cambios y evoluciones de los parámetros del resto de las centrales generadoras, como una relación en porciento con la unidad de referencia.

En un proyecto de inversión de este tipo, en el cual se involucra a una central generadora se obtuvo que el parámetro básico y de mayor peso e importancia para comparar dos proyectos de centrales generadoras era el costo del kilowatt-hora neto generado ó costo nivelado ($\$/\text{kwh}$), es decir el costo total incurrido para producir un kilowatt-hora (kwh). El kilowatt-hora es la unidad de medición bajo la cual la energía eléctrica es vendida, y significa que durante una hora se consumen constantemente 1 kilowatt (1000 watts) de potencia eléctrica.

El costo total neto generado ($\text{N}\$/\text{kwh}$) es la herramienta básica para comparar este tipo de proyectos de inversión y en dicho costo influyen ciertos parámetros que pueden clasificarse según el esquema 12.1.

De los tres tipos de costos encontrados podemos concluir que consisten básicamente de lo siguiente:

A) Costo unitario de inversión: El cual a su vez se subdivide en costos directos, que son las erogaciones entre la capacidad de la central y refleja materiales, equipos, mano de obra, etc; costos directos más indirectos¹ que incluye además de lo anterior los costos de estudios, administración, ingeniería, control y actividades de oficinas relacionadas con la obra; y por último los costos actualizados al inicio de la operación que es el resultado de asignar con una tasa de descuento (interés) un valor al tiempo, tomando en cuenta el plazo de construcción y el cronograma de inversiones.

B) Costos de los combustibles: Tal y como su nombre lo dice es el costo del energético utilizado para producir la energía en la central, tomando en cuenta la eficiencia de conversión de la energía² .

C) Costos de operación y mantenimiento: Se subdividen en costos fijos que incluyen salarios, prestaciones, seguro social, etc; y costos variables que tienen relación directa con la generación como materiales, servicios, gastos generales, etc.

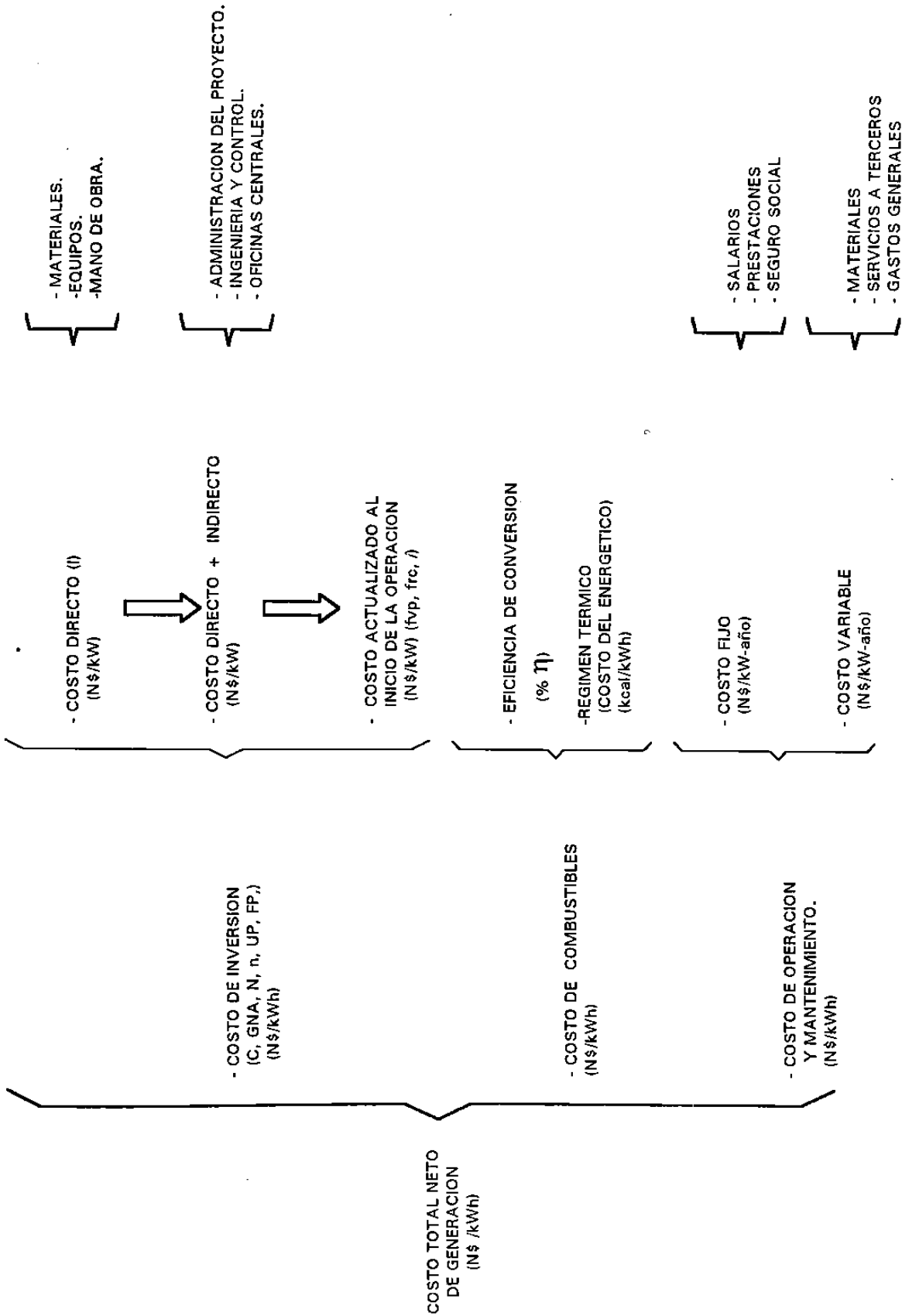
Estos costos pueden variar en función de :

- Tipo de energético : Finito o infinito (Renovable).
- Avances tecnológicos (Explotación y procesos industriales)
- Factores ambientales y ecológicos. Actualmente lo que se hace es utilizar equipos para el control de emisiones, pero la tendencia hacia el futuro es sustituir los combustibles "sucios" por "limpios".
- Factores políticos mundiales, etc.

¹ Sin embargo la aportación de los costos indirectos en general es muy pequeña, ya que los costos directos son del orden de 5 a 8 veces mayores que los indirectos.

² Es muy importante el calcular correctamente y mantener actualizados estos costos ya que pueden variar considerablemente en períodos de tiempo tan grandes, como lo son los períodos de operación (vida útil) de una central generadora, que son desde 15 a 30 años y hasta 50 años en el caso de las centrales hidroeléctricas.

ESQUEMA 12.1



Por tales motivos, un estudio de este tipo debe incluir las expectativas de evolución de los precios de los combustibles.

En general, podríamos concluir que estos tres tipos de costos se dividen comunmente de la siguiente manera para cada tipo de central generadora :

**DIVISION DE COSTOS
(%)**

TIPO DE CENTRAL	INVERSION	COMBUSTIBLE	OPERACION Y MANTENIMIENTO
- Termoeléctrica	30	60	10
- Turbogás (gas)	50	40	10
- Turbogás (diesel)	30	60	10
- C. Combinado (gas)	35	52	13
- C. Combinado (diesel)	20	70	10
- Diesel	50	45	5
- Carboeléctrica	50	30	20
- Nucleoeléctrica	65-80	12-25	10
- Geotermoeléctrica	50	40	10
- Hidroeléctrica	90-95	4-5	1-5

Como resultado de lo anterior podemos ver que los costos son dependientes de cada tipo de central lo cual obliga a analizar los costos en forma separada e individual para cada tipo y tamaño de central generadora, obteniendo un parámetro de referencia en particular dependiendo de lo anterior y por lo tanto no es posible el determinar o utilizar un costo general independiente del tipo de central.

Además, como se vió en el capítulo IX el costo total neto generado (\$/kwh) esta en función estrecha con los tres costos ya mencionados, los cuales pueden variar causando los siguientes resultados:

A) Costos de inversión:

Existen ciertos parámetros que afectan los costos de inversión y estas variaciones afectan a su vez el costo total neto generado. Como es de esperarse las variaciones en estos costos de inversión afectarán en mayor escala a las centrales hidroeléctricas y en segundo lugar a las nucleares, ya

que en ellas los costos de inversión tienen un mayor peso (90% y 65 % del costo total respectivamente). Estos parámetros son los siguientes:

A.1 - Inversión total: Se considera que puede variar entre $\pm 30 \%$ e influye de una manera directamente proporcional en los costos de inversión.

A.2 - Factor de usos propios: Su rango de variación no esta definido e influye en forma inversa no proporcional en los costos de inversión. Debido a que las centrales hidroeléctricas y turbogás utilizan un factor de usos propios muy pequeño ($< 1 \%$) sus efectos serán mínimos.

A.3 - Capacidad de la central: El cambio en los kW generados afecta en forma directamente proporcional al costo de inversión.

A.4 - Factor de planta: Este factor puede variar entre $- 30 \%$ y $+ 10 \%$ (excepto hidroeléctricas $+ 30 \%$) influyendo de manera inversa no proporcional en el costo de inversión.

A.5 - Calendario de inversión: Los períodos de construcción normales y sus variaciones son como sigue

<u>CENTRAL</u>	<u>PERIODO NORMAL</u>	<u>VARIACION</u>
-TURBOGAS,DIESEL, GEOTÉRMICAS	2-3 años	-1- +1 año
-TERMICAS, C.COMBINADO, CARBOELÉCTRICAS, HIDROELÉCTRICAS	4-5 años	-1 - +2 años
- NUCLEARES	7 años o más	-1 - +3 años

A.6 - Vida económica: Se considera que puede variar entre $\pm 30 \%$ afectando directamente el factor de recuperación de capital.

A.7 - Tasa de descuento (interés): Definitivamente la tasa de descuento influye directamente en los costos de inversión.

B) Costos de combustibles:

Existen parámetros que afectan estos costos y a su vez el costo total neto generado. Como es de esperarse una variación en estos parámetros afectarán en mayor escala a las centrales térmicas y a las que utilicen diesel, ya que en éstas los costos de los combustibles tienen un mayor peso (aproximadamente 60 %). Los parámetros que influyen en estos costos son :

B.1 - Eficiencia conversión (η): Este parámetro afecta inversamente en los costos de combustibles.

B-2 - Costo de la kilocaloría (kcal): El cual depende de el escenario de comportamiento de los combustibles en el futuro (escenario bajo, medio o alto).

C) Costos de operación y mantenimiento: Estos costos influyen en forma directamente proporcional de sus costos variables, los cuales se verán afectados en mayor proporción en las centrales carboeléctricas principalmente, ya que estos costos son casi el 20 % del costo total neto generado.

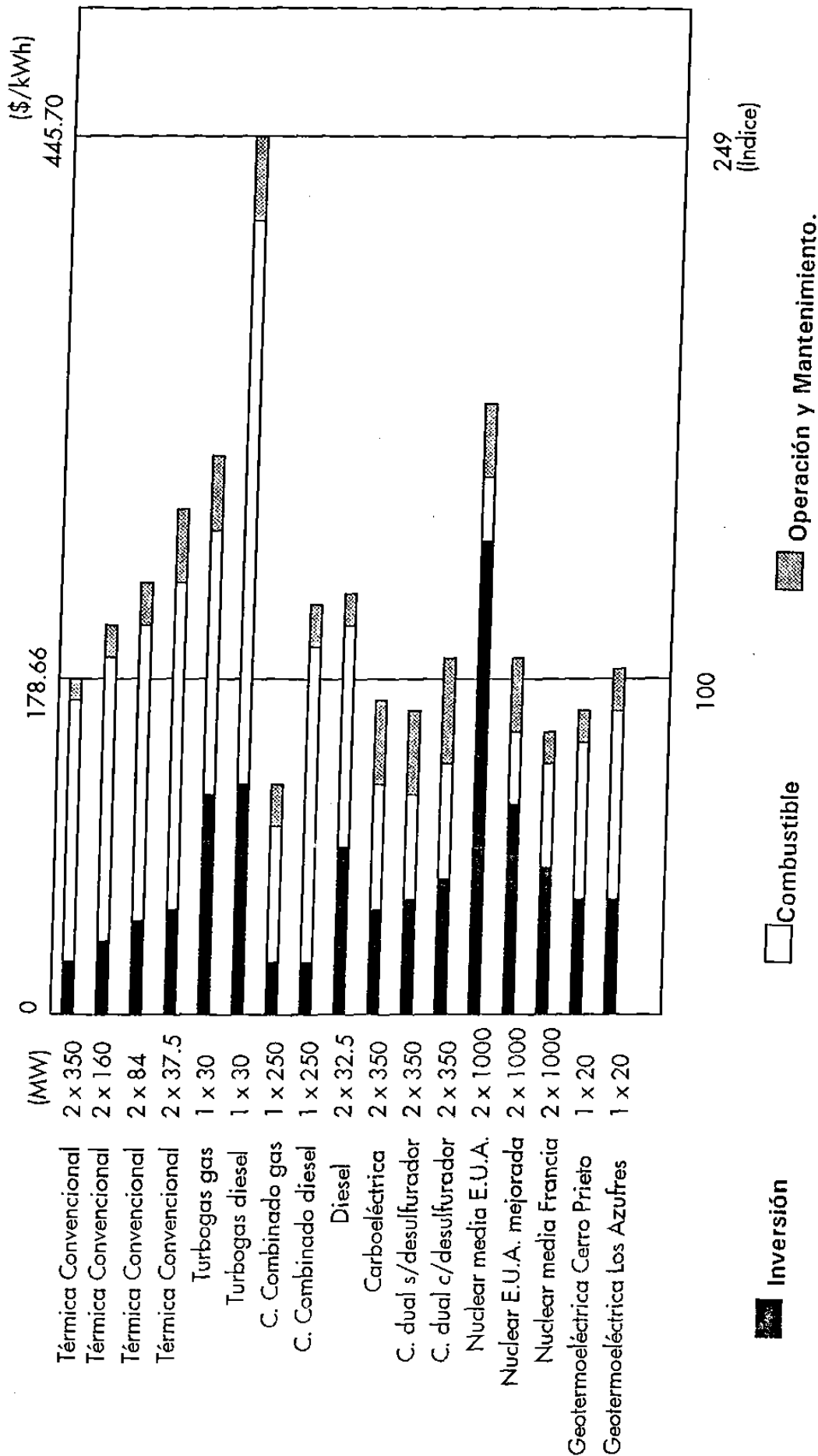
Con los resultados obtenidos en los capítulos 4, 5 y 6 podemos definir una clasificación para cada una de las tres divisiones de costos hecha, sin embargo el objetivo no es jerarquizar, sino dar una forma visual rápida, general y global del comportamiento de los costos dependiendo del tipo de central. (ver gráficas 12.1 y 12.2).

Lo anterior nos da una idea de la forma en que varían estos costos y su resultado en el costo total del kwh neto generado comparado con el resto de las centrales generadoras analizadas, con esto llegamos a la conclusión de que es necesario el hacer un estudio detallado, profundo y preciso para determinar la mejor alternativa en un proyecto de inversión en el sector eléctrico (CFE).

Como parte adicional de este estudio, se decidió incluir costos de equipos para control de emisiones en centrales térmicas y carboeléctricas por considerarse que son las que generan una mayor cantidad de contaminantes (SO_2 , NO_x y partículas sólidas).

CUADRO 12.1

COSTO UNITARIO DE GENERACION



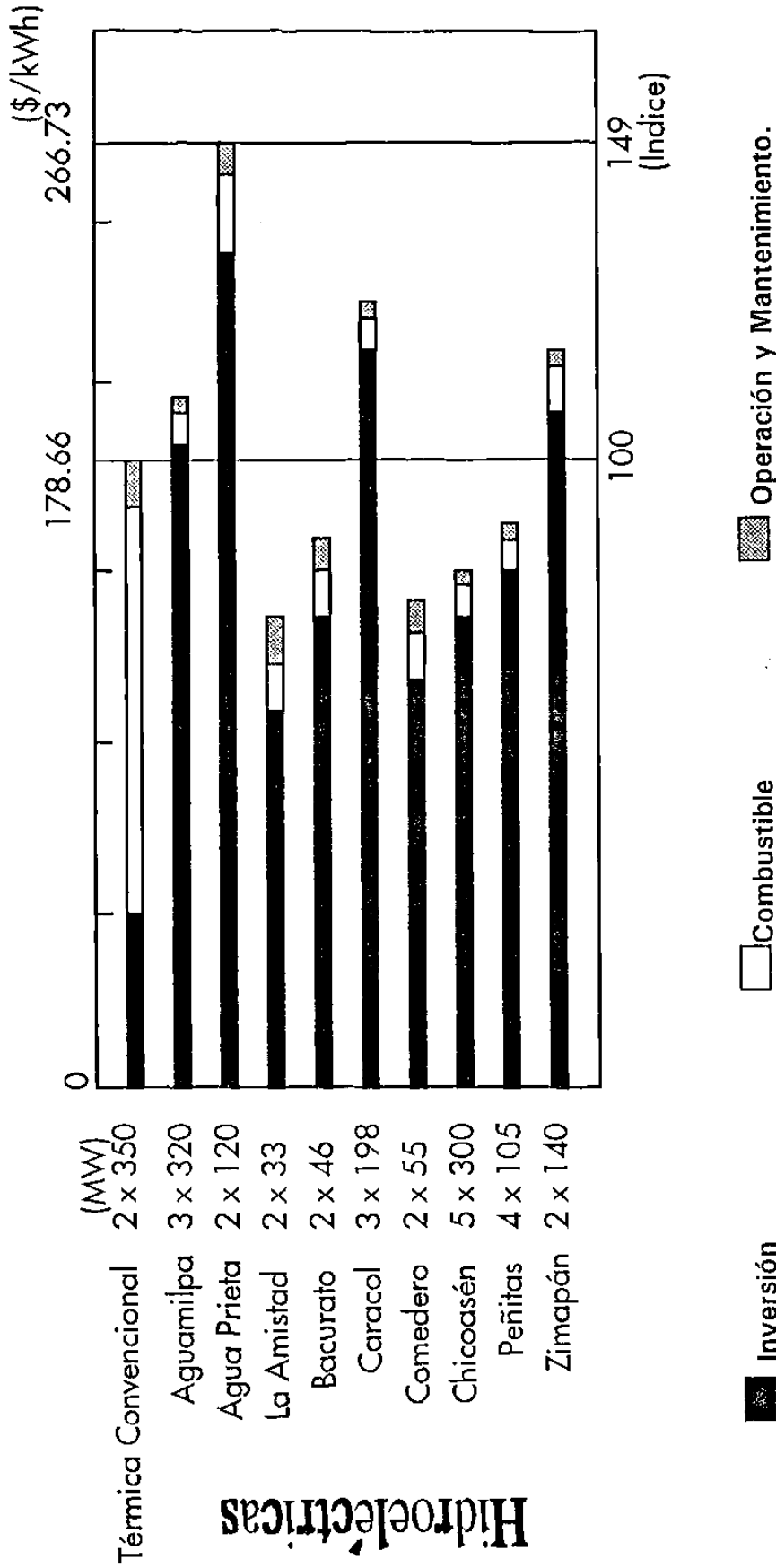
Inversión

Combustible

Operación y Mantenimiento.

CUADRO 12.2

COSTO UNITARIO DE GENERACION



Por lo general el incluir estos equipos aumenta el costo total del Kilowatt - hora neto generado, sin embargo dicho aumento es mayor si se trata de una unidad ya existente que en una nueva, esto debido principalmente a los costos de inversión incurridos para modificar una central existente. Sin embargo, el incluir o no un equipo de estos no depende en gran parte de su costo y/o aumento del costo total, sino de los objetivos y controles sobre el ambiente que se desee obtener.

Después de haber analizado todos los conceptos anteriores, se decidió incluir un caso práctico por medio del cual se ilustraron los métodos bajo los cuales se aplican todos estos parámetros. Este caso práctico nos muestra la forma bajo la cual se hace un estudio para evaluar un proyecto de inversión en el Sector Eléctrico.

En resumen, en el caso práctico se vió el estudio realizado para analizar la factibilidad económica de reubicar un equipo ya existente o utilizarlo junto con otro equipo en otra central también en operación, esto con el fin de obtener mayor capacidad de generación y mejor aprovechamiento de los recursos en esa zona, al utilizar una mejor tecnología (Ciclo Combinado). Además, se presentó este estudio en función de varios parámetros de operación y funcionamiento, mostrando hasta que puntos de operación era recomendable el proyecto.

Al final del análisis hecho, se vió que al operar la central " Río Bravo " como ciclo combinado se obtenía una mayor eficiencia de conversión y por tanto un ahorro muy significativo en combustible de N\$ 0.22101/ kWh. Con este ahorro de combustible, el costo de la inversión y los costos de operación y mantenimiento del proyecto se obtuvo un resultado muy atractivo, ya que la inversión de N\$ 23'668,390 se recuperaba en 5 años generando únicamente 197.10×10^6 kWh/ año a un factor de planta del 25 %, y obteniéndose una TIR de 12.5 %. Obviamente, si el factor de planta es mayor debido a una mayor demanda de generación de energía, la inversión del proyecto es recuperada en menor tiempo.

Concluyendo lo anterior, si la demanda de energía en la región es superior a 197.10×10^6 kWh/ año en los próximos 5 años este proyecto merece prioridad y una especial atención para ser considerado dentro de los presupuestos de inversión de el Sector Eléctrico (C.F.E.).

APENDICE A :

RESULTADOS EN DOLARES DE EUA

En este apéndice se presenta un resumen de los costos de inversión, costos de combustible y costos de operación y mantenimiento expresados en dólares de EUA para las centrales analizadas en los capítulos anteriores.

Para convertir un costo en pesos mexicanos a dólares de EUA, fué necesario utilizar dos paridades para el año 1992: La paridad para solventar obligaciones en moneda extranjera en la República Mexicana ¹, cuya estimación es de 3,101.1 pesos por dólar que se aplica a los componentes importados, y la paridad técnica en 3,413.2 pesos por dólar, para los insumos de origen nacional.

COSTOS TOTALES DE GENERACION

En el cuadro A.1 se presenta el resumen del costo total de generación por kWh neto generado para las diferentes tecnologías al considerar una tasa real de descuento de 10 %.

COSTOS DE INVERSION

En relación con los costos de inversión, que es donde inciden principalmente el componente importado de los insumos, se calcula una paridad de conversión dada por la siguiente expresión:

$$P = \frac{PT \times PL}{f \times PT + (1 - f) \times PL}$$

donde :

- P Paridad de conversión
- PT Paridad técnica
- PL Paridad para solventar obligaciones en moneda extranjera en la República Mexicana
- f Fracción importada de la inversión

¹ A partir del 11 de Noviembre de 1991 desaparece la paridad controlada, por lo que en este estudio se ha substituido por la paridad para solventar operaciones denominadas en moneda extranjera, pagaderas en la República Mexicana.

En el cuadro A.2 se presenta la paridad de conversión para los diferentes tipos de centrales, y en el cuadro A.3 Se muestran los valores de los tres elementos del costo unitario de inversión.

COSTOS DE LOS COMBUSTIBLES

Para convertir los costos de los combustibles de pesos a dólares se emplea la paridad para solventar obligaciones en moneda extranjera en la República Mexicana, excepto para el vapor geotérmico, en este caso se toma el costo en dólares que resulta al considerar los rubros que integran el costo el vapor geotérmico en cada tipo de central.

COSTOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO

Estos costos en pesos se convierten a dólares, con una paridad de 3,383.57 pesos por dólar; esta paridad supone una fracción importada de 8.7% que corresponde a la relación promedio para todas las tecnologías.

CUADRO A.1
COSTO UNITARIO DE GENERACION
(dólares de EUA)

(precios medios de 1992)

Central	Potencia (MW)	Inversión		Combustible ²		Operación y Mantenimiento		T o t a l	
		(MS/Kw)	Indice	(MS/Kw)	Indice	(MS/Kw)	Indice	(MS/Kw)	Indice
Térmica Convencional ²	2 x 350	14.75	100	38.83	100	2.97	100	56.55	100
	2 x 160	17.80	121	42.36	109	4.68	158	64.84	115
	2 x 84	20.76	141	45.02	116	6.82	230	72.60	128
	2 x 37.5	24.68	167	48.85	126	10.93	368	84.46	149
Turbogás gas	1 x 30	43.92	298	38.82	100	9.72	327	92.46	164
Turbogás diesel	1 x 30	45.18	306	87.55	225	9.72	327	142.45	252
C. Combinado gas	1 x 250	15.24	103	23.06	59	5.09	171	43.39	77
C. Combinado diesel	1 x 250	15.39	104	47.13	121	5.23	176	67.75	120
Diesel	2 x 32.5	35.70	242	30.65	79	3.87	130	70.22	124
Carboeléctrica ³	2 x 350	23.52	159	20.17	52	10.43	351	54.12	96
C. dual s/desulfurador ³	2 x 350	24.69	167	17.33	45	10.43	351	52.45	93
C. dual c/desulfurador ³	2 x 350	29.55	200	16.56	43	12.26	413	58.37	103
Nuclear media EUA	2 x 1000	79.29	538	12.74	33	7.81	263	99.84	177
Nuclear EUA mejorada	2 x 1000	39.68	269	12.74	33	7.81	263	60.23	107
Nuclear media Francia	2 x 1000	32.48	220	12.74	33	5.05	170	50.27	89
Geotermoeléctrica ⁴									
Cerro Prieto	1 x 20	28.32	192	21.87	56	4.73	159	54.92	97
Los Azufres	1 x 20	28.32	192	24.49	63	4.73	159	57.54	102
Hidroeléctricas ⁵									
Aguamilpa	3 x 320	54.97	373	1.83	5	0.43	14	57.23	101
Agua Prieta	2 x 120	73.29	497	5.35	14	1.47	49	80.11	142
La Amistad	2 x 33	33.01	224	3.74	10	3.79	128	40.54	72
Bacurato	2 x 46	40.69	276	3.74	10	2.47	83	46.90	83
Caracol	3 x 198	64.85	440	1.83	5	0.66	22	67.34	119
Comedero	2 x 55	35.56	241	3.75	10	2.21	74	41.51	73
Chicoasén	5 x 300	40.94	278	1.83	5	0.29	10	43.06	76
Peñitas	4 x 105	43.56	295	1.83	5	0.82	28	46.21	82
Zimapán	2 x 140	57.44	389	2.71	7	0.61	21	60.76	107

² El costo del combustible se deriva del escenario medio de evolución de sus precios.

³ La central "Carboeléctrica" opera con carbón doméstico, las restantes con carbón importado.

⁴ El costo del combustible se refiere a la inversión, operación y mantenimiento del campo geotérmico.

⁵ El costo del combustible corresponde al uso del agua.

CUADRO A.2

**PARIDAD DE CONVERSION PARA EL COSTO DE INVERSION
(dólares de EUA)**

(precios medios de 1992)

Central	Potencia (MW)	Fracción importada	Paridad de conversión
Térmica Convencional		0.441	3,268.1
Turbogás	1 x 30	0.905	3,128.2
C. Combinado	1 x 250	0.629	3,210.1
Diesel	2 x 32.5	0.915	3,125.3
Carboeléctrica	2 x 350	0.568	3,228.6
C. dual s/desulfurador	2 x 350	0.568	3,228.6
C. dual c/desulfurador	2 x 350	0.421	3,274.6
Nuclear	2 x 1000	0.425	3,273.3
Geotermoeléctrica	1 x 20	0.492	3,252.1
Hidroeléctrica		0.270	3,322.8

CUADRO A.3
COSTO UNITARIO DE INVERSION
(dólares de EUA)

(precios medios de 1992)

Central	Potencia (MW)	Directo		Directo más Indirecto ⁶		Actualizado al inicio de operación 10% ⁷	
		(MS/Kw)	Índice	(MS/Kw)	Índice	(MS/Kw)	Índice
Térmica Convencional	2 x 350	560.1	100	610.4	100	815.8	100
	2 x 160	682.0	122	743.6	122	984.7	121
	2 x 84	801.6	143	873.9	143	1,148.7	141
	2 x 37.5	981.8	175	1,070.0	175	1,365.6	167
Turbogás gas	1 x 30	319.2	57	335.0	55	398.6	49
Turbogás diesel	1 x 30	328.3	59	344.6	56	410.1	50
C. Combinado gas	1 x 250	487.8	87	541.4	89	710.9	87
C. Combinado diesel	1 x 250	492.8	88	547.0	90	718.4	88
Diesel	2 x 32.5	1,443.7	258	1,516.0	248	1,804.3	221
Carboeléctrica	2 x 350	821.5	147	912.8	150	1,283.2	157
C. dual s/desulfurador	2 x 350	862.5	154	958.3	157	1,347.3	165
C. dual c/desulfurador	2 x 350	1,012.9	181	1,125.3	184	1,535.1	188
Nuclear media EUA	2 x 1000	2,195.6	392	2,412.9	395	4,471.0	548
Nuclear EUA mejorada	2 x 1000	1,362.9	243	1,497.9	245	2,237.2	274
Nuclear media Francia	2 x 1000	1,115.8	199	1,226.3	201	1,831.8	225
Geotermoeléctrica ⁸							
Cerro Prieto	1 x 20	1,277.5	228	1,536.9	252	1,755.2	218
Los Azufres	1 x 20	1,277.5	228	1,536.9	252	1,755.2	218
Hidroeléctricas							
Aguamilpa	3 x 320	829.4	148	920.6	151	1,322.1	162
Agua Prieta	2 x 120	958.8	171	1,064.2	174	1,456.0	178
La Amistad	2 x 33	619.9	111	688.0	113	897.4	110
Bacurato	2 x 46	979.9	175	981.7	161	1,280.5	157
Caracol	3 x 198	1,036.4	185	1,150.5	188	1,775.6	218
Comedero	2 x 55	728.6	130	808.7	132	1,054.8	129
Chicoasén	5 x 300	1,036.7	185	1,150.8	189	1,654.0	203
Pefitas	4 x 105	1,310.2	234	1,454.2	238	2,153.0	264
Zimapán	2 x 140	1,840.9	329	2,043.5	335	2,877.4	353

⁶ Comprende ingeniería y administración.

⁷ Incluye intereses durante la construcción.

⁸ Se refiere exclusivamente a la central.

APENDICE B :

UNIDADES DE EQUIVALENCIA Y
CARACTERISTICAS DE LOS COMBUSTIBLES

CUADRO B.1
EQUIVALENCIAS ENTRE UNIDADES CALORIFICAS

Unidades	Joufe	kWh	BTU ¹	kcal
1 Joule	1	2.778×10^{-7}	9.478×10^{-4}	2.388×10^{-4}
1 kWh	3,600,000	1	3.412.15	860
1 BTU	1,055.06	2.931×10^{-4}	1	0.25
1 kcal	4,186.80	1.163×10^{-3}	3.97	1

¹ British Thermal Unit

CARACTERISTICAS DE LOS COMBUSTIBLES

En el cuadro B.2 se consigan los valores extremos de las principales características del combustóleo doméstico consumido en las centrales de C.F.E., y en el cuadro B.3 se anotan los valores de las principales características del diesel para máquinas turbogás y ciclos combinados.

CUADRO B.2

VALORES DE LOS PARAMETROS DEL COMBUSTOLEO MEXICANO CONSUMIDO POR C.F.E.

Parámetros	Unidad	Máximo	Mínimo
Agua y sedimentos	%	2.761	0.100
Asfaltenos	%	21.420	17.500
Azúfres	%	4.800	3.750
Cenizas	%	0.0075	0.005
Gravedad	API	12.950	10.340
Poder Calorífico	kcal / kg	18,300	10,005.0
Sodio	ppm	40.0	16.0
Temperatura de inflamación	° C	96.0	54.0
Vanadio	ppm	350.0	150.0
Viscosidad SSF	50° C	670.0	480.0

CUADRO B.3**PRINCIPALES CARACTERISTICAS DEL DIESEL NUM. 2
UTILIZADO EN UNIDADES TURBOGAS**

Propiedad	Unidades	Límite aceptado
Viscosidad cinemática a 100 ° F (37.8 ° C)	SUS	36 - 45
Punto de inflamación	° C	mín. 52.00
Residuo de carbón	% en peso	máx. 0.35
Azufre	% en peso	máx. 0.50
Color	ASTM	máx. 3.0
Metales en cenizas	ppm	máx. 3.0
Sodio	ppm	máx. 0.50
Potasio	ppm	máx. 0.50
Vanadio	ppm	máx. 0.50
Calcio	ppm	máx. 2.00
Plomo	ppm	máx. 1.00
Agua y sedimentos	% en volumen	máx 0.10
Número de cetano	mín	40 - 45
Temperatura de ignición	° C	85 - 105

APENDICE C :

PROGRAMA EN BASIC PARA CALCULAR
EL FACTOR DE AJUSTE (FA)

```

COLOR 1,7,3
CLS
0 PRINT"                                     PROGRAMA PARA CALCULAR EL FACTOR DE AJUSTE"
5 PRINT
0 INPUT"DAME EL INTERES DEL PRIMER PERIODO EN % ";R1
2 I1=R1/100
0 INPUT"DAME EL INTERES DEL SEGUNDO PERIODO EN % ";R2
2 I2=R2/100
0 INPUT"DAME EL DESCUENTO EN % ";R3
2 IT=R3/100
0 INPUT"EL PRIMER PERIODO ES:  0 <= J <= ";J1
0 PRINT"EL SEGUNDO PERIODO ES  :";J1;"< J  <=  ";
5 INPUT J2
0 B=0
5 X=J2-1
0 FOR I=1 TO X
0 A=B+((IT+1)^(-I))
5 B=A
00 NEXT I
10 A=B+1
20 B=0
30 FOR J=1 TO X
40   IF J<=J1 THEN 150 ELSE 170
50   C=(1+I1)^J
60   GOTO 180
70   C=((1+I1)^J1)*((1+I2)^(J-J1))
80 D= C*((1+IT)^(-J))+B
90 B=D
95 NEXT J
00 C=B+1
10 FA=((C/A)-1)*100
20 PRINT"EL FACTOR DE AJUSTE ES .....";
25 PRINT USING "##.##";FA;
28 PRINT" %"
29 PRINT
30 INPUT"DESEAS IMPRIMIR LOS RESULTADOS (S/N) ";R$
32 LPRINT
34 LPRINT"RESULTADOS :"
35 IF R$="S" THEN 238 ELSE 257
38 LPRINT
40 LPRINT"PRIMER PERIODO :  0 <= J <=";J1;"  CON INTERES DEL ";R1;" %"
42 LPRINT"SEGUNDO PERIODO :";J1;"< J <=";J2;"  CON INTERES DEL ";R2;" %"
46 LPRINT"DESCUENTO DEL PERIODO = ";R3;" %"
50 LPRINT"FACTOR DE AJUSTE.....  FA= ";
52 LPRINT USING "##.##";FA;
54 LPRINT" %"
57 COLOR 27
58 PRINT"FIN DEL PROGRAMA....."
60 END

```

APENDICE D :

TABLAS TERMODINAMICAS

D.1 Vapor de agua saturado T vs p

D.2 Vapor de agua saturado p vs T

D.3 Vapor de agua sobrecalentado

donde,

<u>Parámetro</u>	<u>Símbolo</u>	<u>Unidades</u>
Temperatura	T	° C
Presión	p	bar
Volumen específico	v	cm ³ / gr
Energía interna	u	joules / gr
Entalpía	h	joules / gr
Entropía	s	joules / gr ° K

T	P	Volumen Especifico		Energía Interna		Entalpia				Entropia	
		v_f	v_g	u_f	u_g	h_f	h_{fg}	h_g	s_f	s_{fg}	s_g
0.01	.006113	1.0002	206136	.00	2375.3	.01	2501.3	2501.4	.00	9.1562	9.1562
5	.008721	1.0001	147120	20.97	2382.3	20.98	2489.6	2510.6	.0761	8.9496	9.0257
10	.012276	1.0004	106379	42.00	2389.2	42.01	2477.7	2519.8	.1510	8.7498	8.9008
15	.017051	1.0009	77926	62.99	2396.1	62.99	2465.9	2528.9	.2245	8.5569	8.7814
20	.02339	1.0018	57791	83.95	2402.9	83.96	2454.1	2538.1	.2966	8.3706	8.6672
25	.03169	1.0029	43360	104.88	2409.8	104.89	2442.3	2547.2	.3674	8.1905	8.5580
30	.04246	1.0043	32894	125.78	2416.6	125.79	2430.5	2556.3	.4369	8.0164	8.4533
35	.05628	1.0060	25216	146.67	2423.4	146.68	2418.6	2565.3	.5030	7.8478	8.3531
40	.07384	1.0078	19523	167.56	2430.1	167.57	2406.7	2574.3	.5725	7.6845	8.2570
45	.09593	1.0099	15258	188.44	2436.8	188.45	2394.8	2583.2	.6387	7.5261	8.1618
50	.12349	1.0121	12032	209.32	2443.5	209.33	2382.7	2592.1	.7038	7.3725	8.0763
55	.15758	1.0146	9568	230.21	2450.1	230.23	2370.7	2600.9	.7679	7.2234	7.9913
60	.19940	1.0172	7671	251.11	2456.6	251.13	2358.5	2609.6	.8312	7.0784	7.9096
65	.2503	1.0199	6197	272.02	2463.1	272.06	2346.2	2618.3	.8935	6.9375	7.8310
70	.3119	1.0228	5042	292.95	2469.6	292.98	2333.8	2626.8	.4549	6.8004	7.7553
75	.3858	1.0259	4131	313.90	2475.9	313.93	2321.4	2635.3	1.0155	6.6669	7.6824
80	.4739	1.0291	3407	334.86	2482.2	334.91	2308.8	2643.7	1.0753	6.5369	7.6122
85	.5783	1.0325	2828	355.84	2488.4	355.90	2296.0	2651.9	1.1343	6.4102	7.5445
90	.7014	1.0360	2361	376.85	2494.5	376.92	2283.2	2660.1	1.1925	6.2866	7.4791
95	.8455	1.0397	1981.9	397.88	2500.6	397.96	2270.2	2668.1	1.2500	6.1659	7.4159
100	1.0135	1.0435	1672.9	418.94	2506.5	419.04	2257.0	2676.1	1.3069	6.0480	7.3549
120	1.9853	1.0603	891.9	503.50	2529.3	503.71	2202.6	2706.3	1.5276	5.6020	7.1296
140	3.613	1.0797	508.9	588.74	2550.0	589.13	2144.7	2733.9	1.7391	5.1908	6.9299
160	6.178	1.1020	307.1	674.87	2568.4	675.55	2082.6	2758.1	1.9427	4.8075	6.7502
180	10.021	1.1274	194.05	762.09	2583.7	763.22	2015.0	2778.2	2.1396	4.4461	6.5857
200	15.538	1.1565	127.36	850.65	2595.3	852.45	1940.7	2793.2	2.3309	4.1014	6.4323
220	23.18	1.1565	86.19	940.87	2602.4	943.62	1858.5	2802.1	2.5178	3.7683	6.2861
240	33.44	1.2291	59.76	1033.21	2604.0	1037.32	1766.5	2803.8	2.7015	3.4422	6.1437
260	46.88	1.2755	42.21	1128.39	2599.0	1134.37	1662.5	2796.9	2.8838	3.1181	6.0019
280	64.12	1.3321	30.17	1227.46	2586.1	1235.99	1543.6	2779.6	3.0668	2.7903	5.8571
300	85.81	1.4036	21.67	1332.0	2563.0	1344.0	1404.9	2749.0	3.2534	2.4511	5.7045
330	128.45	1.5607	12.996	1505.3	2498.9	1525.3	1140.6	2665.9	3.5507	1.8909	5.4417
360	186.51	1.8925	6.945	1725.2	2351.5	1760.5	720.5	2481.0	3.9147	1.1379	5.0526
374.136	220.9	3.155	3.155	2029.6	2029.6	2099.3	0	2099.3	4.4298	0	4.4298

P	T	Volumen Especifico		Energia Interna		Entalpia		Entropia			
		v_f	v_g	u_f	u_g	h_f	h_{fg}	h_g	s_f	s_{fg}	s_g
0.06113	01	1.0002	206136	.00	2375.3	.01	2501.3	2501.4	.00	9.1562	9.1562
.010	6.98	1.0001	129208	29.30	2385.0	29.30	2481.9	2514.2	.1059	8.8697	8.9756
.015	13.03	1.0007	87980	54.71	2393.3	54.71	2470.6	2525.3	.1957	8.6322	8.8279
.020	17.50	1.0013	67004	73.48	2399.5	73.48	2460.0	2533.5	.2607	8.4629	8.7237
.025	21.08	1.0020	54254	88.48	2404.4	88.49	2451.6	2540.0	.3120	8.3311	8.6432
.030	24.08	1.0027	45665	101.04	2408.5	101.05	2444.5	2545.5	.3545	8.2231	8.5776
.040	28.96	1.0040	34800	121.45	2415.2	121.46	2432.9	2554.4	.4226	8.0520	8.4746
.050	32.88	1.0053	28192	137.81	2420.5	137.82	2423.7	2561.5	.4764	7.9187	8.3951
.075	40.29	1.0079	19238	168.78	2430.5	168.79	2406.0	2571.8	.5764	7.6750	8.2515
.10	45.81	1.0102	14674	191.82	2437.9	191.83	2392.8	2584.7	.6493	7.5009	8.1502
.15	53.97	1.0141	10022	225.92	2448.7	225.94	2373.1	2599.1	.7549	7.2536	8.0085
.20	60.06	1.0172	7649	251.38	2456.7	251.40	2358.3	2609.7	.8320	7.0766	7.9085
.25	64.97	1.0199	6204	271.90	2463.1	271.90	2346.3	2618.2	.8931	6.9383	7.8314
.30	69.10	1.0223	5229	289.20	2468.4	289.23	2336.1	2625.3	.9439	6.8247	7.7686
.40	75.87	1.0265	3993	317.53	2477.0	317.58	2319.2	2636.8	1.0259	6.6441	7.6700
.50	81.33	1.0300	3240	340.44	2483.9	340.49	2305.4	2645.9	1.0910	6.5029	7.5939
.75	91.74	1.0373	2217	384.31	2496.7	384.39	2278.6	2663.0	1.2130	6.2434	7.4564
1.00	99.63	1.0432	1691.0	417.36	2506.1	417.46	2258.0	2675.5	1.3026	6.0568	7.3594
1.50	111.37	1.0528	1159.3	466.94	2519.7	467.11	2226.5	2693.6	1.4336	5.7897	7.2233
2.00	120.23	1.0605	885.7	504.49	2529.5	504.70	2201.9	2706.7	1.5301	5.5970	7.1271
2.50	127.44	1.0672	718.7	535.10	2537.2	535.37	2181.5	2716.9	1.6072	5.4455	7.0527
3.00	133.55	1.0732	605.8	561.15	2543.6	561.17	2163.8	2725.3	1.6718	5.3201	6.9919
3.50	138.89	1.0786	524.3	583.95	2548.9	584.33	2148.1	2732.4	1.7275	5.2130	6.9405
4.00	143.63	1.0836	462.5	604.31	2553.6	604.74	2133.8	2738.6	1.7666	5.1193	6.8959
5.00	151.86	1.0926	374.9	639.68	2561.2	640.23	2108.5	2748.7	1.8607	4.9606	6.8213
6.00	158.85	1.1006	315.7	669.90	2567.4	670.56	2086.3	2756.8	1.9312	4.8288	6.7600
7.00	164.97	1.1080	272.9	696.44	2572.5	697.22	2066.3	2763.5	1.9922	4.7158	6.7080
8.00	170.43	1.1148	240.4	720.22	2576.8	721.11	2048.0	2769.1	2.0462	4.6166	6.6628
9.00	175.38	1.1212	215.0	741.83	2580.5	742.83	2031.1	2773.9	2.0946	4.5280	6.6226
10.00	179.91	1.1273	194.14	761.68	2583.6	762.81	2015.3	2778.1	2.1387	4.4478	6.5865
15.00	198.32	1.1539	131.77	843.16	2594.5	844.89	1947.3	2792.2	2.3150	4.1298	6.4448
20.00	212.42	1.1767	99.63	906.41	2600.3	908.79	1890.7	2799.5	2.4474	3.8935	6.3409
25.00	223.99	1.1973	79.96	959.11	2603.1	962.11	1811.0	2803.1	2.5547	3.7028	6.2575
30.00	233.90	1.2165	66.68	1001.78	2604.1	1008.42	1795.7	2804.2	2.6457	3.5412	6.1869
35.00	242.60	1.2347	57.07	1045.43	2603.7	1049.75	1753.7	2803.4	2.7253	3.4000	6.1253
40.00	250.40	1.2522	49.78	1082.31	2602.3	1087.31	1714.1	2801.4	2.7964	3.2737	6.0701
50.00	263.99	1.2859	39.41	1147.81	2597.1	1154.23	1640.1	2794.3	2.9202	3.0532	5.9734
60.00	275.64	1.3187	32.44	1205.44	2589.7	1213.35	1571.0	2784.3	3.0267	2.8625	5.8892
70.00	285.88	1.3513	27.37	1257.55	2580.5	1267.00	1505.1	2772.1	3.1211	2.6922	5.8133
80.00	295.06	1.3842	23.52	1305.57	2569.8	1316.64	1441.3	2758.0	3.2068	2.5364	5.7432
90.00	303.40	1.4178	20.18	1350.51	2557.8	1363.26	1378.9	2742.1	3.2858	2.3915	5.6772
100.00	311.06	1.4524	18.026	1393.01	2544.4	1407.56	1317.1	2724.7	3.3596	2.2544	5.6141
120.00	324.75	1.5267	14.263	1473.0	2513.7	1491.3	1193.6	2684.9	3.4962	1.9962	5.4924
140.00	336.75	1.6107	11.485	1548.6	2476.8	1571.1	1066.5	2637.6	3.6232	1.7485	5.3717
160.00	347.44	1.7107	9.306	1622.7	2431.7	1650.1	930.6	2580.6	3.7461	1.4994	5.2455
180.00	357.06	1.8297	7.489	1698.9	2374.3	1732.0	777.1	2509.1	3.8715	1.2329	5.1044
200.00	365.81	2.006	5.834	1785.6	2293.0	1826.3	583.4	2409.7	4.0139	.9130	4.9269
220.00	374.14	3.155	3.155	2029.6	2029.6	2099.3	0.0	2099.3	4.4298	.0000	4.4298

Presión	20	45	70	100	150	200	300	400	500	750	1000
.01 (6.98)	v	135228	146782	158332	172187	195272	218352	264508	310661	472193	587571
	h	2538.5	2585.1	2632.0	2688.6	2783.6	2880.0	3076.8	3279.7	4043.0	4640.6
	s	9.0603	9.2131	9.3550	9.5129	9.7520	9.9671	10.3443	10.6705	11.5800	12.1019
.04 (28.96)	v	36660	39557	43028	48806	54580	66122	77662	89201	118047	146892
	h	2584.5	2631.5	2688.2	2783.4	2879.8	3076.7	3279.6	3489.2	4043.0	4640.6
	s	8.5716	8.7140	8.8724	9.1118	9.3271	9.7044	10.0307	10.3207	10.9402	11.4621
.1 (45.81)	v	15801	17196	19512	21825	26445	31063	35679	4043.0	47218	58757
	h	2630.5	2687.5	2783.0	2879.5	3076.5	3279.6	3489.1	3697.8	4043.0	4640.6
	s	8.2887	8.4479	8.6882	8.9038	9.2813	9.6077	9.8978	10.5174	11.0393	
.2 (60.06)	v	7883	8585	10907	13219	15529	17838	23609	29378	4043.0	4640.6
	h	2628.8	2686.2	2782.3	2879.1	3076.3	3279.4	3489.0	3697.8	4043.0	4640.6
	s	7.9649	8.1255	8.3669	8.5831	8.9611	9.2876	9.5778	10.1975	10.7193	
.3 (69.10)	v	5243	5715	6493	7267	8811	10351	11891	15739	19585	23609
	h	2627.0	2685.0	2781.5	2878.6	3076.0	3279.2	3488.9	3697.9	4042.9	4640.5
	s	7.7737	7.9357	8.1785	8.3952	8.7736	9.1003	9.3906	9.8978	10.0103	10.5322
.4 (75.87)	v	4279	4866	5448	6606	7763	8918	11804	14689	18534	23609
	h	2683.8	2780.8	2878.1	3075.8	3279.1	3488.8	3697.8	4042.8	4640.5	5174
	s	7.8003	8.0444	8.2617	8.6406	8.9674	9.2577	9.7744	10.2964	10.8183	11.3402
.5 (81.33)	v	3418	3889	4356	5284	6209	7134	8059	9084	10009	11751
	h	2682.5	2780.1	2877.7	3075.5	3278.9	3488.7	3698.5	4042.8	4640.5	5174
	s	7.6947	7.9401	8.1580	8.5373	8.8642	9.1546	9.6713	10.1932	10.7151	11.2370
.6 (85.94)	v	2844	3238	3628	4402	5174	5944	6714	7484	8254	9024
	h	2681.3	2779.4	2877.2	3075.3	3278.8	3488.6	3698.4	4042.7	4640.4	5174
	s	7.6079	7.8546	8.0731	8.4528	8.7799	9.0704	9.5871	10.1040	10.6209	11.1378
.7 (89.95)	v	2434	2773	3108	3772	4434	5095	5756	6417	7078	7739
	h	2680.0	2778.6	2876.7	3075.0	3278.6	3488.5	3698.3	4042.7	4640.4	5174
	s	7.5341	7.7821	8.0012	8.3813	8.7086	8.9991	9.4158	9.8325	10.2492	10.6659
.8 (93.50)	v	2127	2425	2718	3300	3879	4458	5037	5616	6195	6774
	h	2678.8	2777.9	2876.2	3074.8	3278.5	3488.3	3698.1	4042.6	4640.4	5174
	s	7.4698	7.7191	7.9388	8.3194	8.6468	8.9742	9.4016	9.8290	10.2564	10.6838

Presión	20	45	70	100	150	200	300	400	500	750	1000
9 (96.71)	v			1887.3	2153	2415	2933	3418	3962	5245	6528
	h			2677.5	2777.1	2875.8	3074.6	3278.3	3488.2	4042.6	4640.3
	s			7.4128	7.6634	7.8837	8.2647	8.5923	8.8829	9.5030	10.0251
1.0 (99.63)	v			1695.8	1936.4	2172	2639	3103	3565	4721	5875
	h			2676.2	2776.4	2875.3	3074.3	3278.2	3488.1	4042.5	4640.3
	s			7.3614	7.6134	7.8343	8.2158	8.5435	8.8342	9.4544	9.9764
1.5 (111.37)	v			1285.3	1444.3	1577.0	1757.0	2067	2376	3147	3917
	h			2772.6	2872.9	3073.1	3277.4	3487.6	3697.8	4252.2	4890.8
	s			7.4193	7.6433	7.8270	8.0270	8.3555	8.6466	9.2670	9.7892
2.0 (120.23)	v			959.6	1080.3	1316.2	1549.3	1781.4	1867	2360	2937
	h			2768.8	2870.5	3071.8	3276.6	3487.1	3697.6	4252.0	4640.0
	s			7.2795	7.5066	7.8926	8.2218	8.5133	8.7667	9.1341	9.6563
3.0 (133.55)	v			633.9	716.3	875.3	1031.5	1186.7	1341.9	1572.9	1958.1
	h			2761.0	2865.6	3069.3	3275.0	3486.0	3697.0	4251.5	4639.7
	s			7.0778	7.3115	7.7022	8.0330	8.3251	8.5785	8.9467	9.4690
4.0 (143.63)	v			470.8	534.2	654.8	772.6	889.3	1006.7	1179.4	1486.5
	h			2752.8	2860.5	3066.8	3273.4	3484.9	3697.4	4251.0	4639.4
	s			6.9299	7.1706	7.5662	7.8985	8.1913	8.4447	8.8134	9.3360
5.0 (151.86)	v			424.9	522.6	617.3	710.9	804.5	908.1	1043.3	1244.7
	h			2855.4	3064.2	3271.9	3483.9	3697.4	3911.9	4466.4	4639.1
	s			7.0592	7.4599	7.7938	8.0873	8.3407	8.5941	8.7101	9.2328
6.0 (158.85)	v			352.0	434.4	513.7	592.0	670.3	758.6	856.9	978.8
	h			2850.1	3061.6	3270.3	3482.8	3697.3	3911.8	4466.3	4889.6
	s			6.9665	7.3724	7.7079	8.0021	8.2555	8.5089	8.6256	9.1485
7.0 (164.97)	v			299.9	371.4	439.7	507.0	574.3	641.6	729.9	838.9
	h			2844.8	3059.1	3268.7	3481.7	3696.2	3910.7	4465.2	4638.5
	s			6.8865	7.2979	7.6350	7.9299	8.1833	8.4367	8.5541	9.0771
8.0 (170.43)	v			260.8	324.1	384.3	443.6	502.9	562.2	641.6	734.0
	h			2839.3	3056.5	3267.1	3480.6	3695.1	3909.6	4464.1	4638.2
	s			6.8158	7.2328	7.5716	7.8673	8.1207	8.3741	8.4921	9.0153
9.0 (175.38)	v			230.3	287.4	341.1	393.8	446.5	499.2	578.0	652.4
	h			2833.6	3053.8	3265.5	3479.6	3693.7	3907.8	4462.3	4637.9
	s			6.7522	7.1750	7.5155	7.8119	8.0653	8.3187	8.4374	8.9608

Presión	20	45	70	100	150	200	300	400	500	750	1000
10.0 (179.91)	v h s					206.0 2827.9 6.6940	257.9 3051.2 7.1229	306.6 3263.9 7.4651	354.1 3478.5 7.7622	471.1 4038.1 8.3883	587.1 4637.6 8.9119
15.0 (198.32)	v h s					132.48 2796.8 6.4546	169.66 3037.6 6.9179	203.0 3255.8 7.2690	235.2 3473.1 7.5698	313.7 4035.6 8.1993	391.3 4636.1 8.7238
20.0 (212.42)	v h s					125.47 3023.5 6.7664	151.2 3247.6 7.1271	175.68 3467.6 7.4317	234.95 4033.1 8.0646	293.3 4634.6 8.5901	
25.0 (223.99)	v h s					98.90 3008.8 6.6438	120.10 3239.3 7.0148	139.98 3462.1 7.3234	187.76 4030.7 7.9597	234.6 4633.1 8.4861	
30.0 (233.90)	v h s					81.14 2993.5 6.5390	99.36 3230.9 6.9212	116.19 3456.5 7.2338	155.85 4028.2 7.8737	195.41 4631.6 8.4009	
35.0 (242.60)	v h s					68.42 2977.5 6.4461	84.53 3222.3 6.8406	99.18 3450.9 7.1572	133.79 4025.6 7.8006	167.43 4630.1 8.3288	
40.0 (250.40)	v h s					58.84 2960.7 6.3616	73.41 3213.6 6.7690	86.43 3445.3 7.0901	116.93 4023.2 7.7371	146.45 4628.7 8.2662	
50.0 (263.99)	v h s					45.32 2924.5 6.2084	57.81 3196.7 6.6459	68.57 3433.8 6.9759	93.32 4018.1 7.6303	117.07 4625.7 8.1612	
60.0 (275.64)	v h s					36.16 2884.2 6.0674	47.39 3177.2 6.5408	56.65 3422.2 6.8803	77.58 4013.1 7.5423	97.49 4622.7 8.0751	
70.0 (285.88)	v h s					29.47 2838.4 5.9305	39.93 3158.1 6.4478	48.14 3410.3 6.7975	66.34 4007.9 7.4672	83.50 4619.8 8.0020	
80.0 (295.06)	v h s					24.26 2810.3 5.7906	34.32 3138.3 6.3634	41.75 3398.3 6.7240	57.91 4002.8 7.4017	73.01 4616.9 7.9384	

Presión		20	45	70	100	150	200	300	400	500	750	1000
90.0 (303.40)	v								29.93	36.77	51.35	64.85
	h								3117.8	3386.1	3997.7	4614.0
	s								6.2854	6.6576	7.3434	7.8821
100.0 (311.06)	v								26.41	32.79	46.11	58.32
	h								3096.5	3373.7	3992.6	4611.0
	s								6.2120	6.5966	7.2909	7.8315
120.0 (324.75)	v								21.08	26.80	38.24	48.53
	h								3051.3	3348.2	3982.2	4605.3
	s								6.0747	6.4871	7.1988	7.7435
140.0 (336.75)	v								17.216	22.52	32.62	41.54
	h								3001.9	3322.0	3971.8	4599.5
	s								5.9448	6.3897	7.1196	7.6685
160.0 (347.44)	v								14.262	19.296	28.41	36.30
	h								2947.6	3294.9	3961.3	4593.8
	s								5.8175	6.3007	7.0499	7.6031
180.0 (357.06)	v								11.901	16.784	25.13	32.23
	h								2887.0	3267.0	3950.8	4588.1
	s								5.6887	6.2181	6.9874	7.5449
200.0 (365.81)	v								9.942	14.768	22.51	28.97
	h								2818.1	3238.2	3940.2	4582.5
	s								5.5540	6.1401	6.9306	7.4925
250.0	v								6.004	11.123	17.800	23.10
	h								2580.2	3162.4	3913.6	4568.5
	s								5.1418	5.9592	6.8069	7.3802
300.0	v								2.790	10.168	14.664	19.196
	h								2151.1	3081.1	3886.8	4554.7
	s								4.4728	5.7905	6.7019	7.2867
400.0	v								1.9077	5.622	10.755	14.324
	h								1930.9	2903.3	3833.0	4527.6
	s								4.1135	5.4700	6.5269	7.1356
500.0	v								1.7309	3.892	8.424	11.411
	h								1874.6	2720.1	3779.4	4501.1
	s								4.0031	5.1726	6.3816	7.0146

APENDICE E :
ABREVIATURAS

BIBLIOGRAFIA

Costos y Parámetros de referencia para la formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico.

Subdirección de Programación (Gerencia de Evaluación y Programación de Inversiones) C.F.E.

12ª edición, 1992.

Proyecto Ciclo Combinado Río Bravo (Estudio Económico)

Subgerencia Regional de Generación Noreste, C.F.E.

Septiembre , 1993.

Estudio Ciclo Combinado Río Bravo

Subgerencia Regional de Generación Noreste, C.F.E.

Junio, 1993.

Análisis y Evaluación de Proyectos de Inversión.

Raúl Coss Bu

Editorial Limusa (Noriega Editores)

2ª edición, 1986.

Evaluación de Proyectos, Análisis y Administración del Riesgo.

G. Baca Urbina

Editorial M^cGraw Hill

2ª edición, 1990.

Termodinámica.

José A. Manrique

Editorial HARLA

1981.

