

# Universidad Nacional Autónoma de México

FACULTAD DE QUIMICA



EXAMENES PROFESIONALES  
FAC. DE QUIMICA

## ESTUDIO COMPARATIVO DE COSTOS DE CAPITAL DE PLANTAS NUCLEOELECTRICAS

T E S I S  
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:  
INGENIERO QUIMICO  
P R E S E N T A:

IRMA VERONICA DOMINGUEZ ALMARAZ

1982



Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

## INDICE

INTRODUCCION ...	1
COSTOS DE CAPITAL ...	8
DESCRIPCION DEL PROGRAMA DE COMPUTO: ORCOST ...	16
MODELOS BASE DE COSTOS ...	52
¿COMO SE TOMA EN CUENTA LA INFLACION EN LAS ESTIMACIONES? ...	68
COMPARACION DE RESULTADOS OBTENIDOS MEDIANTE ORCOST CON <u>RE</u> RULTADOS RECIENTES REPORTADOS EN LA LITERATURA ...	69
ESTUDIOS PARAMETRICOS ...	72
MODELO DE REGRESION LINEAL: COSTO VS. TAMAÑO ...	94
CONCLUSIONES ...	97
APENDICE 1:- LISTADO COMPLETO DEL PROGRAMA ORCOST ...	106
APENDICE 2:- FUNCIONES Y SUBROUTINAS DE UTILERIA EN FORTRAN IV ...	146
APENDICE 3:- CALCULO DEL INTERES Y LA ESCALACION DURANTE CONSTRUCCION ...	149

APENDICE 4:- TABLAS DE RESULTADOS (SUMARIOS) ... 156

APENDICE 5:- ESTUDIOS DETALLADOS DE LOS MODELOS DE COSTOS  
DE ORCOST ... 182

REFERENCIAS ... 185

## INTRODUCCION.

El costo de la energía eléctrica entregada en una casa o en una fábrica puede ser dividida en tres componentes: costo de generación, costo de transmisión y costo de distribución. Un desglose típico de estos costos es el siguiente (1,29):

Generación (57%)	{ Costos de Capital (75%) Costos del ciclo de combustible (19%) Costos de operación y mantenimiento (6%)
Transmisión (12%)	
Distribución (21%)	

Como se puede ver la componente del costo más importante de la energía eléctrica son los costos de capital. Definiremos los costos de capital como los costos totales involucrados en la construcción de la central nucleoelectrica para ponerla en operación (2).

Los costos de capital de una planta nucleoelectrica pueden dividirse en costos directos y costos indirectos. Los costos directos son aquellos directamente asociados con el equipo y estructuras que comprenden la planta completa. Los costos indirectos son los asociados con gastos por servecios tales como servicios de construcción, de ingeniería

y de administración y con los costos debidos a impuestos, contingencias y escalación, que se aplican a todas las partes de la planta física

El objetivo del presente trabajo es estudiar los efectos que sobre los costos de capital de plantas nucleoelectricas tienen los siguientes parámetros:

- 1.- Tipo de la unidad generadora. Se analizarán unidades generadoras del tipo PWR (Reactores de agua presurizada), BWR (Reactor de agua en ebullición) y CANDU (Reactor de agua pesada presurizada de tipo canadiense). La razón es que estos tres tipos de unidades son las consideradas para un programa nucleoelectrico en México.
- 2.- Tamaño de las unidades (MWe).
- 3.- Duración del tiempo de construcción.
- 4.- Atraso en el inicio de la construcción de las plantas esto es, atraso en el proyecto nucleoelectrico.
- 5.- Tasa de interés aplicable a los costos de capital durante la construcción.
- 6.- Tasa de escalación aplicable a los costos de capital durante la construcción.

7.- Efecto del aumento en las horas de trabajo por semana.

8.- Efecto de la variación del índice de productividad del trabajo.

El presente estudio localizará los factores que más afectan a los costos de capital de cada tipo de unidad generadora y determinará bajo que condiciones cada tipo de unidad es la mejor desde el punto de vista de inversión, es decir la que tiene los menores costos de capital.

El enfoque del presente trabajo es pues limitado, puesto que para determinar la rentabilidad de algún tipo de unidad deben considerarse los costos asociados a su ciclo de combustible y los de operación y mantenimiento, ya que los costos de distribución y transmisión son independientes del tipo de unidad. Además la evaluación de una oferta de plantas nucleoelectricas debe considerar no solo los aspectos económicos, sino también los aspectos técnicos (3), y factores tan complejos como los de transferencia de tecnología y cuestiones políticas y sociales.

Analizaremos brevemente un modelo simple de costos de la electricidad. El costo de la electricidad,  $e$ , en  $\text{¢} / \text{kWh}$  puede ser expresado por (4):

$$e = 1000 \frac{\emptyset I + O + F}{E} \quad (1)$$

en donde:

$\emptyset$  = tasa de interés anual fija, años  $^{-1}$ .

I = costos de capital de la planta, \$

O = costos de operación y mantenimiento, \$ / año.

F = costo anual del combustible, \$ / año.

E = Energía eléctrica producida, kWh(e) / año.

En este modelo tan simple es bastante claro que el costo de generación de la electricidad tiene tres componentes.

La generación anual neta de potencia puede expresarse mediante:

$$E = 8760 LPr = 24 \eta BU \quad (2)$$

en donde:

L = factor de capacidad de la planta,

Pr = capacidad de la planta, kWh(e)

$\eta$  = eficiencia térmica de la planta,  $\frac{kW(e)}{kW(t)}$

B = Quemado del combustible de descarga

$\frac{MWD (t)}{\text{ton}}$



$U$  = consumo de combustible nuclear, kgU cargados al reactor / año.

Los factores 8760 y 24 son respectivamente las horas por año y las horas por día.

Si llamamos  $C_f$  al costo del combustible en \$ / kgU entonces los costos anuales de combustible serán:

$$F = C_f U \quad (3)$$

La ecuación (1) puede ser reescrita usando (2) y (3) como:

$$e = \frac{1000}{8760 L} \left( \emptyset \frac{I}{P_r} + \frac{O}{P_r} \right) + \frac{1000}{24} \left( \frac{C_f}{h_B} \right) \quad (4)$$

Como hacen notar Mc Guire y Martin (5), la ecuación (4) no considera el efecto de la inflación sobre los costos, ya que la tasa de descuento  $i$  interviene de la siguiente manera

$$e = \frac{1000}{E} \left[ \emptyset I + \frac{\sum_{n=1}^N \frac{O_n + F_n}{(1+i)^n}}{\sum_{n=1}^N \frac{1}{(1+i)^n}} \right] \quad (5)$$

en donde:

$$\emptyset = \frac{i (1+i)^N}{(1+i)^N - 1} \quad (6)$$

y  $N$  = tiempo de vida útil de la planta, en años.

Además, el modelo convencional dá diferentes pesos a los tres componentes de costos, mientras los costos de combustible y de operación y mantenimiento en una economía altamente inflacionaria (con inflaciones mayores de 20 %) se mantienen bajos de una manera poco realista los costos de capital son elevados grandemente también de una manera poco realista (6). Los autores citados corrigen el modelo para tener en cuenta los efectos de la inflación considerando una tasa efectiva de descuentos,  $i'$ , definida como:

$$i' = \frac{(1 + i)}{(1 + j)} - 1 \quad (7)$$

en donde  $j$  es la tasa de inflación, de modo que el modelo se expresa mediante:

$$e = \frac{1000}{E} \frac{\sum_{n=1}^N \frac{\emptyset' I + O_n + F_n}{(1 + j)^n} \cdot \frac{1}{(1 + i)^n}}{\sum_{n=1}^N \frac{1}{(1 + i')^n}} \quad (8)$$

En donde  $\emptyset'$  es:

$$\emptyset = \frac{1}{\frac{1}{(1+i')^n}} \quad (9)$$

Tradicionalmente las plantas nucleares han sido competitivas con respecto a las plantas convencionales, a pesar de sus más altos costos de capital y de operación y mantenimiento, debido a sus más bajos costos de combustible. Así, un modelo que subvalore el peso relativo de los costos de combustible favorecerá a las plantas generadoras convencionales, mientras que dando el mismo peso a los tres componentes de costo en una economía inflacionaria el modelo es más justo en una evaluación económica.

### COSTOS DE CAPITAL.

Los costos totales de capital son aquellos comprendidos - desde el inicio de construcción de la planta nucleolétrica hasta llevarla a la operación comercial. Además de los costos directos (aquellos directamente asociados término por término con el equipo y estructuras que comprenden la planta, materiales de refrigerante, moderador y terreno) hay otros costos que se agrupan bajo el título de costos indirectos que incluyen facilidades de construcción y equipo, costos generales y administrativos, interés durante construcción, etc.

Se ha desarrollado un sistema uniforme para reportar los costos de capital de plantas de potencia de manera que cualquier componente de equipo, materiales o trabajo desde un pequeño tubo hasta el sistema de la turbina puedan ser identificados plenamente por un número de cuenta.

Dicho sistema fué desarrollado por NUS Corporation y adoptado por el O.I.E.A. (8).

La tabla 1 muestra el desglose de cuentas empleado por - ORCOST.

TABLA 1.- CUENTAS ESTANDARIZADAS ( OIEA )

No. de Cuenta	DESCRIPCION
	<u>COSTOS DIRECTOS</u>
20	Terreno y derechos de terreno
21	Estructuras y servicios en el terreno
22	Equipo de la planta del reactor
23	Equipo de la planta de la turbina
24	Equipo de la planta eléctrica
25	Equipo misceláneo de toda la planta
26	Materiales especiales
	<u>COSTOS INDIRECTOS</u>
91	Facilidades de construcción, equi pos y servicios.
92	Servicios de ingeniería y adminis tración.
93	Otros costos
94	Intereses durante construcción
110,120,...160	Cuentas especiales

## COSTOS DIRECTOS.

Cuenta 20.- Precio de compra y gastos incurridos en la adquisición del terreno, impuestos, etc.

Cuenta 21.- Costos de preparación y reclamación del terreno; costos de acondicionamiento inicial del terreno, costos de acceso a caminos, drenaje, banquetas, estacionamientos, jardines, costo de edificios incluyendo el edificio del reactor con contenedor y equipo especial tal como cerraduras de aire y puertas de protección, el edificio de la turbina, la casa de bombas, el ala de administración, estructuras misceláneas.

Cuenta 22.- Costos de la caldera del reactor y equipo auxiliar, incluyendo el reactor; el sistema de transporte de calor primario y sistema auxiliar del reactor; el transporte y almacén del combustible, vapor de la caldera y sistema de agua; instrumentación radiológica, radiación fija y monitoreo de contaminantes; instrumentación para el control del reactor, excluyendo toda la protección excepto donde los modos de protección forman parte natural de una pieza del equipo.

Cuenta 23.- Costos del generador de turbina y equipos auxiliares, incluyendo el generador de la turbina y el conden-

sador, calor de alimentación generativo, vapor de desecho, sistemas auxiliares e instrumentación y control asociado.

Cuenta 24.- Costos de todo el equipo de potencia eléctrica, de las principales terminales del generador del lado de bajo voltaje a la principal salida del transformador y de todo el equipo eléctrico que se requiere para que permanezca la generación y distribución de potencia a la estación de carga.

Cuenta 25.- Costos de equipo del sistema de proceso común a dos o más de las cuentas de arriba, y todos los sistemas de equipo de servicio incluyendo instrumentación y control entregado en paquete con el equipo, excluyendo el alumbrado, sistema de agua, refrigerante, secado, ventilación, etc.

Cuenta 26.- Costos de material especial, como agua pesada, primera carga de combustible, etc.

#### COSTOS INDIRECTOS.

Cuenta 91.- Facilidades de construcción, equipo y servicios.

Cuentas 911, 912, 913: Costos de todos los servicios de la construcción temporal, facilidades y equipo incluyendo ener

gía y agua durante la construcción. Incluye los costos de operación y mantenimiento de esas facilidades hasta la fecha de operación comercial.

Cuenta 914.1: Costos de material comisionado, instrumentación y mecanismos especiales (excluyendo materiales especiales como agua pesada), incluyendo materiales tales como instrumentos y artículos suministrados para el SNSV, etc.

Cuenta 914.2.- Costos de material de consumo requeridos en la operación después de comisionar cada sistema pero antes de la fecha de operación comercial, (excluyendo agua pesada y combustible), incluyendo materiales suministrados por el SNSV, etc.

Cuenta 915.1.- Costos de vivienda para "staff" de sitios externos, incluyendo costos de vivienda para SNSV, etc.

Cuenta 915.2.- Costos de vivienda para compradores y/o sus consultores de supervisión y para "staff" de operación y mantenimiento de los dados en operación comercial.

Cuenta 92.- Ingeniería y gerencia de servicios.

Cuenta 921.- Costos de ingeniería relacionados al sistema y equipo en las cuentas del 21 a 25. (Incluyendo dos categorías separadas: costos por SNSV y por los compradores y consultores de los compradores).



Cuenta 922.- Costos del proyecto general de ingeniería, no específicamente relacionados al sistema en paquete o al equipo de las cuentas 21 a 25, incluyendo física del reactor, - proyectos de ingeniería, seguridad, compras y personal fuera del sitio empleados en construcción, en comisión y en coordinación con instrucción. Incluyendo dos categorías separadas: costos por suministro de SNSV y por los compradores o consultores de los compradores.

Cuenta 923.- Costo de gerencia de proyecto en el sitio y en otras localizaciones. Incluyen dos categorías separadas: gerencia del proyecto para SNSV y por los compradores o sus consultores.

Cuenta 924.- Costos de supervisión en el sitio de construcción, incluyendo supervisión por el SNSV y por los compradores o sus consultores (incluyendo ingenieros residentes, técnicos y "staff" de soporte).

Cuenta 925.- Costos de comisión del sitio, incluyendo supervisión para SNSV y los costos del "staff" de los sitios de compra (personal de operación y mantenimiento) antes de la operación comercial.

Cuenta 93.- Otros costos.

Cuenta 933.1.- Costos de impuestos asociados con el proyecto, incluyendo cualquier deuda importante sobre el equipo exterior (puede incluir una o más categorías).

Cuenta 931.2.- Costo de todos los seguros (excluyendo seguros de riesgos nucleares) asociados con el proyecto, incluyendo seguros en el SNSV y para el balance del proyecto en el suministro de compras, sobre los datos de operación comercial.

Cuenta 931.3.- Costo de permiso y honorarios asociados con el proyecto excluyendo costos de limpieza que se incluyen en los costos del flete.

Cuenta 931.4.- Costos de seguros de riesgos nucleares antes de la operación comercial.

Cuenta 932.- Costos de SNSV para proveer adiestramiento para la operación de la planta y personal de mantenimiento y costos de compradores y salarios y gastos para esos instructores durante el tiempo que dure el entrenamiento.

Cuenta 94.- Interés durante construcción (IDC). Este se calcula generalmente sobre una base de valor en dólares corrientes mezclados. Que mide que todos los pagos (escalados) de compra, antes y durante la construcción sean inte-

grados a un plan de pagos. La diferencia entre el total de todos esos pagos (excluyendo interés de pago), y su valor presente, mas el valor presente de pagos de interés, se usan aquí como IDC.

Se tienen además los costos adicionales:

- a) Costo del inventario de agua pesada ( para el caso de los reactores CANDU).
- b) Carga inicial de combustible del primer núcleo del reactor.
- c) Impuestos y regalías.
- d) Escalación durante construcción.
- e) Intereses sobre los costos adicionales (a) a (d).

## DESCRIPCION DEL PROGRAMA DE COMPUTO: ORCOST.

### INTRODUCCION

El programa de cómputo ORCOST se desarrolló para proporcionar la estimación de costos de capital y de operación y mantenimiento, esto es, los costos de generación de electricidad de plantas nucleares de potencia de los tipos: PWR - (Reactor de agua presurizada), BWR (Reactor de agua en ebullición), CANDU (Reactor de agua pesada presurizada, tipo canadiense), HTGR (Reactor de alta temperatura refrigerado con gas), PHWR (Reactor de agua pesada presurizada), y de plantas de combustible fósil quemadoras de petróleo, carbón y gas.

El programa ORCOST está escrito en el lenguaje FORTRAN IV para computadoras de la serie IBM 360 y requiere aproximadamente de 40 K de memoria. Su ejecución para un caso simple y una opción de salida toma aproximadamente 1 segundo.

Inicialmente el programa ORCOST se limitaba a la estimación de los costos de capital (y fué básicamente lo mismo que la subrutina ORCOST del programa ORCOST actual), posteriormente con la ayuda de otros programas se incluyeron dos subru

tinias más: OANDM que calcula los costos de operación y mantenimiento y FCRATE que calcula los cargos fijos nivelados, flujos de efectivo, flujos de efectivo descontados y los respectivos flujos acumulados de todas las inversiones de capital.

Es necesario mencionar que una eficiente estimación de costos utilizando ORCOST dependerá de los datos de entrada - alimentados ya que ORCOST no puede responder a preguntas tales como: ¿cuál será el diseño típico de una planta en el futuro y su período de construcción? o ¿cuál será el tamaño de planta en el futuro?, etc. sin embargo provee estimaciones de costos consistentes si el usuario postula tales respuestas y desea determinar la variación de los costos totales de generación de electricidad en los estudios para métricos.

Dentro del programa se han construído pocos controles de datos de entrada que estén fuera del rango de validez y aunque el modelo de costos de capital no es válido para el - rango de 500 a 1500 MWe, ORCOST no produce ningún mensaje de error fuera de este intervalo, e incluso efectúa los cálculos que se le pidan, por lo que se debe tener cuidado en la interpretación de este tipo de resultados y reservas sobre su veracidad.

## DESCRIPCION DEL PROGRAMA.

Existe un programa principal "MAIN" que llama a las subrutinas más importantes de la manera como se ilustra en la figura 1. "MAIN" no hace ningún cálculo pero controla el flujo de información del programa. Las opciones de entrada y salida de ORCOST dependen del parámetro IWANT y son las que se ilustran en la tabla 2. Hay tres NAMELIST del lenguaje FORTRAN IV disponibles para leer datos de entrada: DATA1 en la subrutina ORCOST, DATA2 en la subrutina CALC y DATAOM en la subrutina OANDM.

El "NAMELIST" DATA1, proporciona un medio para cambiar los valores de las variables asignadas mediante un archivo básico, tales variables se ilustran en la tabla 3. Es decir, si alguna variable aparece en un "NAMELIST" tomará el nuevo valor asignado y no el del archivo básico. Los datos de archivo para DATA1 se encuentran en un "BLOCK DATA".

El "NAMELIST" DATA2 proporciona un medio para cambiar los modelos de los costos que contienen las subrutinas: CANDU, PHWR, BWR, PWR, HTGR, COAL, OIL Y GAS cuyas variables se muestran en la tabla 4.

El "NAMELIST" DATAOM funciona como el DATA1, para las variables de la subrutina OANDM.

FIGURA 1.- PROGRAMA " MAIN "

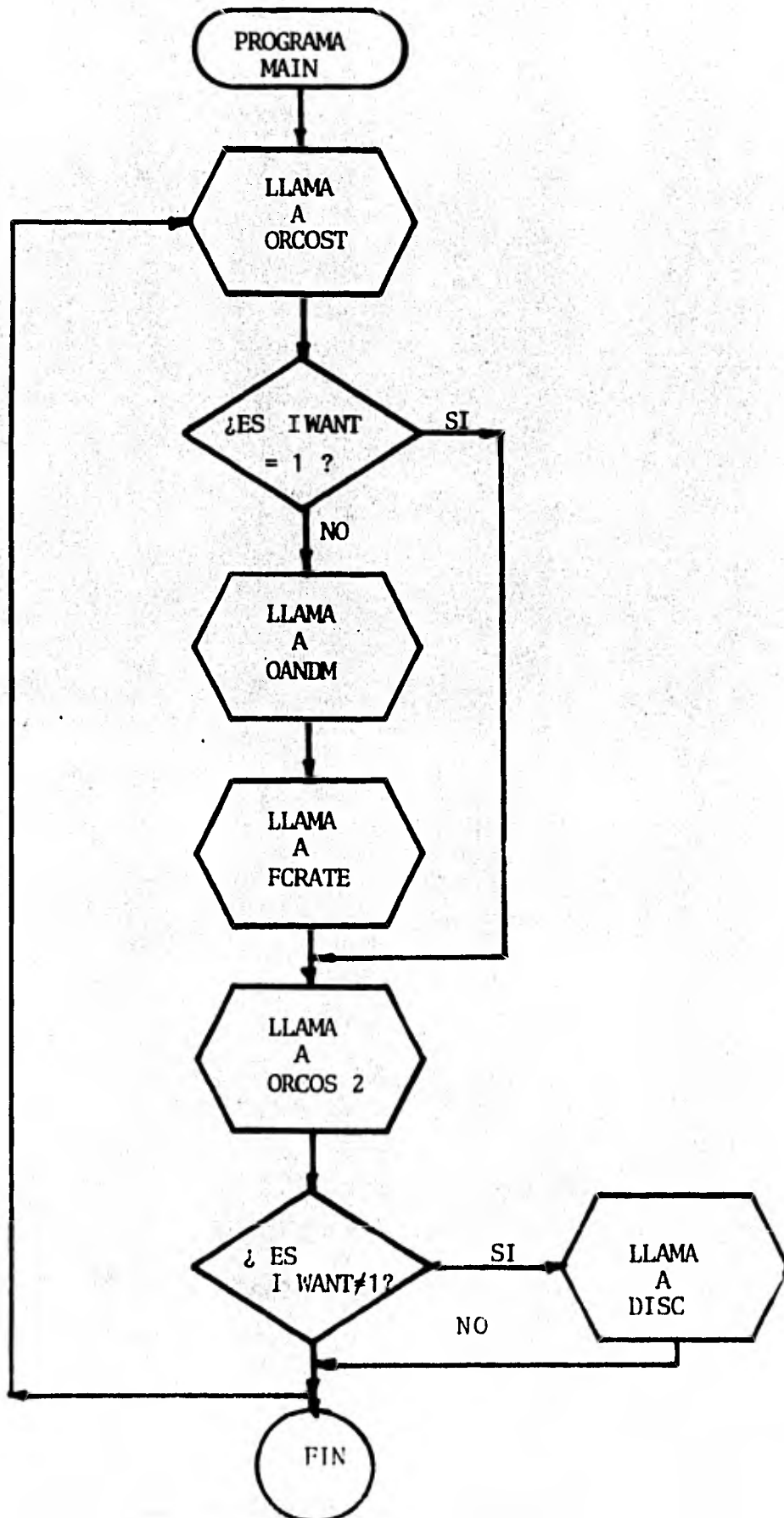




TABLA 2.- OPCIONES DE ENTRADA Y SALIDA DE ORCOST

IWANT	INFORMACION DE ENTRADA			INFORMACION DE SALIDA										
	"NAME-LIST"	Costos de capital	Tasa de cargos fijos	Costos de capital	Costos de opera. y manten.	Costos anuales "nivelados"	Flujos de efect. anuales	Flujos de efect. acumul.	Flujos de descont. de efect. acumul.	Costos de propiedad.	Costos de inv. de D20	Costo de carga inicial de comb.	Tasa de cargos fijos	Tabla de sumarios.
0	✓			✓										
1	✓			✓										
2	✓			✓	✓	✓								
3	✓			✓	✓	✓	✓	✓	✓				✓	
4	✓	✓			✓	✓							✓	
5	✓	✓				✓	✓	✓	✓				✓	
6	✓		✓	✓	✓	✓								
7	✓	✓	✓			✓								
8	✓			✓						✓	✓	✓		
9	✓			✓						✓	✓	✓		✓
10	✓			✓										✓



TABLA 3: - VARIABLES DE DATA1 Y VALORES DEL ARCHIVO BASICO.

NOMBRE	DEFINICION	VALOR DE ARCHIVO
TITLE1	COMENTARIO DE 80 CARACTERES	BLANCOS
TITLE2	COMENTARIO DE 80 CARACTERES	BLANCOS
IWANT	OPCIONES DE ENTRADA Y SALIDA	3
TT	NOMBRE DE LA CIUDAD	MIDDLETOWN
IN	No. IDENTIFICADOR DE LA CIUDAD	21
S	TAMAÑO DE LA PLANTA, MWE	1139.0
T	TIPO DE PLANTA	PWR
YBX	AÑO BASE PARA LA ESCALACION	1976.5
YS	AÑO DE INICIO DE LA CONSTRUCCION	1971.0
YO	AÑO DE INICIO DE LA OPERACION COMERCIAL	1977.0
HW	DURACION DE LA SEMANA DE TRABAJO, hr	40.0
XIR	TASA DE INTERES ANUAL, %	7.5
EREB	TASA DE ESCALACION INICIAL (EQUIPO) %	5.0
ERMB	TASA DE ESCALACION INICIAL (MATERIALES) %	5.0
ERLB	TASA DE ESCALACION INICIAL (TRABAJO), %	10.0
ERE	TASA DE ESCALACION (EQUIPO), %	5.0
ERM	TASA DE ESCALACION (MATERIALES), %	5.0
ERL	TASA DE ESCALACION (TRABAJO), %	10.0
ESX	TASA DE ESCALACION TOTAL, %	0.0*

\*Si el valor no se da se calcula como una media ponderada de ERE, ERM y ERL.

TABLA 3.- (CONT.)

SLPI	INDICE DE PRODUCTIVIDAD POR SITIO	1.0
JFLAG	BANDERA DEL "NAMELIST" DATA2	0
KFLAG	BANDERA DEL "NAMELIST" DATAOM	0
ICT	BANDERA DEL SUMIDERO DE CALOR	1
IEC	BANDERA DE REMOCION DE SO-X	1
PC	FACTOR DE PENALIZACION POR DISPONIBILIDAD DE LA PLANTA	0.0*
A(IN,1)	INDICE DE COSTO DE EQUIPO	1.0
A(IN,2)	INDICE DE COSTO DE MATERIALES	1.0
A(IN,3)	INDICE DE COSTO DEL TRABAJO	1.0
PCF	FACTOR PROMEDIO DE CAPACIDAD DE LA PLANTA DURANTE SU VIDA UTIL	0.80
PCX	FACTORES DE CAPACIDAD POR AÑO	0.80
FC	COSTO DEL COMBUSTIBLE, ¢/MBTU	25.67
PHR	PRODUCCION CALORIFICA DE LA PLANTA, BTU/kWhr	10551
XFBND	FRACCION DE DEUDA EN BONOS, DECIMAL	0.60
XINB	TASA DE INTERES SOBRE LOS BONOS, DECIMAL	0.075
XEQTY	TASA DE RETORNO SOBRE ACCIONES, DECIMAL	0.15
TAU	TASA DE IMPUESTOS, DECIMAL	0.50
STARAT	TASA DE IMPUESTOS (ESTATAL), DECIMAL	0.0400
PROPRT	TASA DE IMPUESTOS SOBRE LA PROPIEDAD, DECIMAL	0.0300
REPLAC	TASA DE REPOSICION INTERINA, DECIMAL	0.0035
PROPIN	TASA DE SEGURO DE LA PROPIEDAD, DECIMAL	0.0025

\*Si el valor no se da se calcula.

TABLA 3.- (CONT.)

XDLIFE	AÑOS DE DEPRECIACION DE LA PLANTA	30.0
IDEPR	OPCION PARA DEPRECIACION	1
XPLIFE	AÑOS DE OPERACION DE LA PLANTA	30.0
XIFLT	TASA DE ESCALACION SOBRE COSTOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO, %/AÑO	0.0
XIFULE	TASA DE ESCALACION SOBRE COSTO DEL COMBUSTIBLE, %/AÑO	0.0
FROWN	COSTO DE APROPIACION COMO % DEL COSTO BASE	10.0
FRTAX	IMPUESTOS EFECTIVOS DE INVERSION Y REGALIAS COMO UN % DEL COSTO TOTAL DE LA PLANTA	0.0
F21CEM	CUENTA 21: CONTINGENCIAS (MATERIALES Y EQUIPO)	0.05
F21CL	CUENTA 21: CONTINGENCIAS (TRABAJO)	0.10
F21SEM	CUENTA 21: REPUESTOS (MATERIALES Y EQUIPO)	0.01
F22CEM	CUENTA 22...	0.05
F22CL		0.10
F22CEM		0.01
.		.
.		.
.		.
FSOCEM	REMOCION DE SO-X	0.05
FSOCL		0.10
FSOSEM		0.01

TABLA 3.- (CONT.)

FHRCEM	TORRES DE ENFRIAMIENTO...	0.05
FHRCL		0.10
FHRSEM		0.01

TABLA 4.- VARIABLES DE DATA2 Y VALORES DEL ARCHIVO BASICO  
PARA PLANTAS PWR.

NOMBRE	DEFINICION	VALOR DE ARCHIVO (PWR)
CL	COSTO DEL TERRENO, M\$	1.0
SS	TAMAÑO DE LA PLANTA BASE	1139.0
YB	AÑO BASE DEL MODELO	1976.5
IB	No. DE IDENTIFICACION DEL SITIO BASE	21
C	COSTOS CORRESPONDIENTES A SS	
	C(1) - CUENTA 21	101.38
	C(2) - CUENTA 22	133.48
	C(3) - CUENTA 23	111.28
	C(4) - CUENTA 24	39.43
	C(5) - CUENTA 25	11.8
	C(6) - CUENTA MATERIALES ESPECIALES	0.0
	C(7) - REMOCION DE SO-X (FOSIL)	0.0
	O TRATAMIENTO DE DESECHOS RADIATIVOS (NUCLEAR)	21.6
N	EXPONENTE QUE RELACIONA C CON SS	
	N(1) - CUENTA 21...	0.19
	N(2)	0.36
	N(3)	0.65
	N(4)	0.33

TABLA 4.- (CONT.)

	N(5)	0.16
	N(6)	0.0
	N(7)	0.0
	N(8)	0.84
EF	FACTOR DE DESGLOSE DE COSTOS (EQUIPO)	
	EF(1) - CUENTA 21...	0.06
	EF(2)	0.72
	EF(3)	0.74
	EF(4)	0.33
	EF(5)	0.61
	EF(6)	0.0
	EF(7)	0.0
	EF(8)	0.73
MF	FACTOR DE DESGLOSE DE COSTOS (MATERIALES)	
	MF(1) - CUENTA 21...	0.39
	MF(2)	0.07
	MF(3)	0.05
	MF(4)	0.22
	MF(5)	0.05
	MF(6)	0.0
	MF(7)	0.0
	MF(8)	0.06
LF	FACTOR DE DESGLOSE DE COSTOS (TRABAJO)	

TABLA 4.- (CONT.)

	LF(1) - CUENTA 21...	0.55
	LF(2)	0.21
	LF(3)	0.21
	LF(4)	0.45
	LF(5)	0.33
	LF(6)	0.0
	LF(7)	0.0
	LF(8)	0.21
F91	FACTOR DE COSTO - CUENTA 91	2.72
F92	FACTOR DE COSTO - CUENTA 92	0.75
F93	FACTOR DE COSTO - CUENTA 93	1.39
PARA	IWANT MAYOR QUE 7:	
D20R	INVENTARIO DE AGUA PESADA, TON	0.0
D20P	PRECIO DEL AGUA PESADA, M\$/TON	0.2
FUEL1	INVENTARIO INICIAL DE COMBUSTIBLE, TON	90.0
FUEL2	REQUERIMIENTOS DE RECARGA DE COMBUSTIBLE* PARA UN AÑO DE OPERACION Y UN FACTOR DE CAPACIDAD DE 0.7, TON	27.0
FUELP	PRECIO DEL COMBUSTIBLE, M\$/TON	1.3

---

\* Puede incluirse opcionalmente.

En todos los casos, "MAIN" llama a la subrutina ORCOST. To dos los cálculos de costos de capital se hacen por medio de ORCOST, pero en aquellos casos en los que se tenga como da to el costo de capital, "MAIN" llama a la subrutina ORCOS2 para que imprima los resultados. De la misma manera llamará a OANDM y FCRATE para aquellas opciones IWANT en las - cuales se requieran costos de operación y mantenimiento y tasa de cargos fijos nivelados respectivamente. El punto de entrada DISC de la subrutina FCRATE se llama cuando se requiere información de costos y costos anuales desconta - dos.

Como ya se mencionó, la subrutina ORCOST maneja los datos de entrada a través de dos "NAMELIST": DATA1 que se llama siempre y DATA2, que se llama sólo para modificar el modelo de costos. Además de los datos de costos de capital, DATA1 recibe datos de costos nivelados y tasa de cargos fi jos.

La suposición principal de la subrutina ORCOST es que la estructura de los principales componentes de costos en una central de potencia son los mismos, a pesar del tamaño de la planta, tipo, localización o año de terminación. Bajo estas condiciones de referencia se incluyen "modelos de -



costos" en el programa para los tipos de plantas nucleares y fósiles ya mencionados y son ajustados en el programa - por tamaño, localización, etc. Se dice que el instrumento básico usado en la subrutina ORCOST es la técnica de separar los costos de la planta en componentes individuales, aplicando índices de costos apropiados y sumar esos componentes ajustados. Los índices de costos se basan en datos históricos de 20 ciudades de los Estados Unidos, 2 ciudades Canadienses y otros sitios particulares definidos como "Middletown" y están puestos al día hasta la fecha: 15 de Enero de 1979.

Se incluyen en el programa ORCOST las subrutinas de los modelos de costos de unidades simples PWR, BWR, HTGR, CANDU, PHWR, COAL, OIL Y GAS. Cada modelo de costos se basa en una estimación detallada de los costos para una planta de referencia en una fecha y localización dadas. Dichos modelos de costos fueron desarrollados por la U.S. Atomic Energy Commission por la United Engineers and Constructors, Inc. y mejorados y actualizados por el Organismo Internacional de Energía Atómica\*. Cada estimación incluye un desglose detallado de cada grupo de costos ("cuenta") de equi

---

\*La bibliografía de estos estudios detallados se da en el Apéndice 5.

po, materiales y trabajo. Los modelos de referencia corresponden a las plantas de potencia de los tipos ya mencionados. Las plantas hipotéticas para los modelos de costos se asume que están localizadas en un sitio favorable en todos los aspectos, denominado "Middletown".

Los modelos de costos, así como el funcionamiento de ORCOST, se basan en el catálogo de cuentas estandarizado por el Organismo Internacional de Energía Atómica que se mostró en la tabla 1. Debe destacarse que el funcionamiento de ORCOST se basa en el uso de cuentas de hasta dos dígitos, cuando se requiere un desglose de los costos en cuentas de 3 dígitos o más debe emplearse el programa de cómputo CONCEPT (9).

Ahora veremos como funciona ORCOST sin meternos a las cuestiones de lógica del programa.

En cualquier corrida hay muchas variables que toman los valores de "default" y permanecen constantes para las siguientes corridas, hay otras variables que se inicializan a través de "NAMELIST" DATA1, DATA2, DATAOM, las cuales permanecen constantes para todos los casos en una corrida, sin embargo hay otras variables que reemplazan su valor al de "default" cada vez que se llama a ORCOST, a pesar de que se haya cambiado su valor a través del "NAMELIST" en un caso previo, por ejemplo:

CST8 costos totales de capital, tiene un valor de 0.0 antes de leerse el "NAMELIST" DATA1, una vez que se ha leído se compara su valor y si todavía es 0.0 se calculan los costos de capital; pero si es diferente de cero quiere decir que en los datos de entrada se incluyeron los costos de capital y no los calcula. FCR la tasa de cargos fijos también es igual a cero inicialmente, esto protege al usuario del olvido de este dato de entrada en las opciones IWANT= 6 y 7, ya que si no fuera cero, el programa utilizaría la FCR del caso anterior.

JFLAG es una bandera que si tiene un valor de cero no se leerá el "NAMELIST" DATA2. PHR la tasa calorífica neta de la planta es inicialmente igual a cero, antes de leerse el "NAMELIST" DATA1.

FC el costo de combustible también es igual a cero inicialmente.

IEC es una bandera de control del sistema de remoción de  $SO_2$  con un valor de "default" de 1, solamente para plantas fósiles de carbón y petróleo (si se desean). La subrutina FCRATE usa un lista de datos del factor de capacidad anual de la planta PCX, correspondiente a cada año de la vida de la planta para calcular los costos de generación anual

de electricidad y los costos anuales nivelados de operación y mantenimiento. La subrutina OANDM utiliza un factor de capacidad de toda la vida útil de la planta para calcular los costos anuales de operación y mantenimiento. Este valor promedio se calcula de la lista de datos de los valores PCX y se conoce en el programa como PCF.

PCF es igual a cero antes de leerse en el "NAMELIST" DATA1 y si después de leerse es diferente de cero, el programa reconoce que fue dato y no hace ningún promedio de los valores PCX; pero si es igual a cero después de leerse el "NAMELIST" DATA1, entonces hará el promedio.

La subrutina ORCOST lee el "NAMELIST" DATA1 para cada caso. Hay una bandera variable MFLAG que es igual a 2 para plantas fósiles. Para plantas nucleares MFLAG es igual a 1.

Si la tasa calorífica neta de la planta PHR es diferente de cero, se dió como dato; pero si es igual a cero, ORCOST tiene una eficiencia base (para el valor de "default" de una planta PWR con sumidero de calor del tipo "run-of-river") y entonces modifica este valor base a los de la información adicional, tal como tipo de planta, tipo de sumidero de calor, y la presencia o ausencia de sistema de remoción de  $SO_2$  para plantas quemadoras de carbón y petróleo. PHR se transforma a tasa de calor (Btu por kWe neto) para usarla en otra sección del programa.

Se hace una comprobación para ver si CST8 (costos totales de capital a operación comercial) es todavía igual a cero, si es diferente, los costos de capital se incluyeron como dato y no aparece la primera página de listado de datos de entrada y los valores de entrada de costos de capital se listan al inicio de la segunda página.

Se determina si las penalizaciones (PC) se leyeron como dato o si se tomaron los valores de "default". Si se especifican las torres de enfriamiento y las penalizaciones no se dieron como dato, las penalizaciones (XPC para esta aplicación) permanece con un valor de 2 %. Si se especifica la remoción de  $SO_2$ , se adiciona una penalización de 3.5% en las plantas de carbón y 2.5 % para plantas quemadoras de petróleo. Si la planta bajo consideración es quemadora de gas, no se considera la remoción de  $SO_2$ .

En el siguiente paso, la subrutina "CALC" se llama para imprimir los modelos de costos como una función del tamaño de la planta. Entonces la salida adicional se imprime por la subrutina ORCOST.

Hay cuatro puntos en el tiempo de importancia en los cálculos de ORCOST:

YB = año base para el modelo de costos.

YBX = año base para la escalación

YS = año de inicio del diseño y construcción

YO = año de inicio de la operación comercial

Como se ve en la figura 2, existen tres diferentes tasas de escalación aplicadas en los intervalos YB a YBX, YBX a YS y YS a YO. Las tasas de escalación de YB a YBX son EREB, ERMB y ERLB para equipo, materiales y mano de obra (trabajo) respectivamente. De YBX a YS son ERE, ERM y ERL para equipo, materiales y mano de obra, respectivamente. Hay una tasa de escalación promedio ESX durante construcción de YS a YO que se puede dar como dato o se calcula como promedio - ponderado de ERE, ERM y ERL.

De "CALC" se regresa a ORCOST y se comprueba si CST8 es - igual a cero, si no, se asume que CST8 se calculó correctamente con los datos de entrada a través de DATA1, y se salta los costos de capital. Si todavía es igual a cero, se claculan los costos de capital.

Los costos de equipo, material y trabajo se regresan de la subrutina "CALC" después de haber sido ajustados en el mo-

FIGURA 2.- MANEJO DE LA ESCALACION EN LA SUBROUTINA ORCOST.

	DURANTE ESTE PERIODO DE TIEMPO LOS COSTOS SON - COMPUESTOS ANUALMENTE - USANDO LAS TASAS DE ESCALACION		DURANTE ESTE PERIODO DE TIEMPO LA SUBROUTINA ORCOST CALCULA LA ESCALACION DURANTE - CONSTRUCCION ASUMIENDO EL FLUJO DE EFECTIVO MOSTRADO EN LA FIGURA 3 Y COMPUESTO ANUALMENTE. TAMBIEN EL PROMEDIO PONDERADO, ESX. DE -- ERE, ERM Y ERL SI NO SE DA TAL VALOR.
TASA DE ESCALACION DE EQUIPO	EREB	ERE	EL PROGRAMA CALCULA - EL PROMEDIO PONDERADO ESX O ACEPTA TAL VALOR
TASA DE ESCALACION DE MATERIALES	ERMB	ERM	
TASA DE ESCALACION DE TRABAJO	ERLB	ERL	
	AÑO DEL MODELO DE COSTOS BASE, YB	AÑO BASE PARA LA ESCALACION, YBX.	AÑO DE COMIENZO DEL DISEÑO Y CONSTRUCCION, YS
			AÑO DEL PRINCIPIO DE LA OPERACION COMERCIAL, YO

delo de costos por tamaño de la planta (C21E, C21M, C21L, etc.). Los factores requeridos para escalar equipo, material y trabajo desde el año base del modelo de costos (YB) al año de inicio de diseño y construcción son entonces determinados (C21EF, C21MF, C21LF). Después se determinan los factores de corrección de localización de la planta - (XEF, XMF y XLF). Entonces con todas las correcciones hechas con los factores de escalación por tiempo y sitio, se obtienen cuentas que consideran ya, tamaño, escalación en el tiempo y correcciones por sitio desde las cuenta 21 a 26, la cuenta S0 (remoción de S02) y cuenta HR (sumidero de calor). Esto se puede observar en el listado. Los factores de escalación son los mismos para todas las cuentas y solo dependen de si se trata de equipos, materiales o trabajo. Así tenemos costos estimados por tamaño, localización y escalación (X21E, X21M, X21L, etc.).

Los costos de contingencia de equipo, materiales y trabajo (C21CE, etc.) se determinan para la cuenta 21 multiplicando el costo de la cuenta respectiva por un factor de contingencias de equipo, material y trabajo. Los tres costos de contingencias se suman para obtener la cuenta total 21 de costos de contingencias (C21CT). Y se repiten los cálculos para las cuentas 22 a HR.



Los costos de partes de repuestos para la cuenta 21 de equipo y material (C21SE, C21SM), se determinan usando un factor de partes de repuesto para equipo y materiales. Se repiten los cálculos para las cuenta 22 a HR.

Los costos directos totales para la cuenta 21 sin contingencias, partes de repuesto, o costos de tiempo extra se suman (C21DT). Este procedimiento se repite para las cuenta 22 a HR.

Entonces los costos de contingencias (CCT) para las cuentas 21 a HR se suman a los costos directos totales y también los costos de partes de repuesto de las cuentas 21 a HR - (CSPT), y se forman un subtotal de costos directos (CST2) incluyendo contingencias, partes de repuesto, pero sin tiempo extra.

Posteriormente se calcula una eficiencia de tiempo extra (OTE) como una función de las horas a la semana y se calcula un factor de tiempo extra (OTF) que se multiplica por el costo total del trabajo (CLF) para estimar el costo de tiempo extra. Si la semana es de 40 horas no hay tiempo extra; en suma, se calcula el tiempo extra como un % de los costos directos totales.

Nuevamente se suman los costos directos anteriores (CST2) más el costo de tiempo extra y se obtiene un nuevo subtotal de costos directos (CST3), los cuales incluyen contingencias, partes de repuesto y tiempo extra.

El siguiente paso es calcular los costos indirectos.

La cuenta 91 (Y91) incluye el costo de facilidades de construcción temporal, equipos de construcción y servicios. La cuenta 92 (Y92) incluye el costo de servicios de ingeniería y construcción. La cuenta 93 (Y93) incluye los costos de impuestos, seguros, personal de entrenamiento, arranque de la planta y costos generales y administrativos. Las ecuaciones para Y 91F, Y 92F y Y 93F son las mismas que se usan en CONCEPT y son diferentes para plantas fósiles y nucleares (9).

Los valores de las cuenta 91 a 93 se suman a los costos directos previos (CST3) para dar un nuevo subtotal (CST4).

El siguiente paso es determinar el costo de las penalizaciones (TPC) en megawatts eléctricos. Los costos totales de la penalización por capacidad se calculan en base al factor TPC dependiente de XPC (dato) y el tamaño de la planta.

Los costos de las penalizaciones se suman a (CST4) para de

terminar los costos de inicio de construcción (CST5) -  
(CST5 incluye solamente costos depreciables).

El costo del terreno, cuenta 20, todavía no se incluye, en el siguiente paso se determina el tiempo en años desde el inicio de diseño y construcción al inicio de operación comercial y se usa en el programa en el cálculo de interés sobre el terreno (CIL). También se usa más tarde en el cálculo de la escalación e interés sobre activos depreciables.

Si la tasa de escalación total durante construcción (ESX), no se le ha proporcionado al programa como dato, se calcula como media ponderada de las otras tasas de escalación (ERE, ERM, ERL).

Después la subrutina ORCOST calcula un multiplicador ESF que se define como el incremento fraccional en el costo de capital total depreciable que puede atribuirse a la escalación durante construcción. Los componentes anuales de escalación se suman. Se evalúa la siguiente ecuación y su derivación se da en el APENDICE 3 :

$$ESF = \frac{1}{100} \sum_{n=1}^{100} \left( 1 + \frac{ESX}{100} \right)^{X T} - 1, \quad XT = f(n)$$

donde:

ESX = tasa de escalación anual fija (%)

XT = enésimo pago medido en años después del inicio de diseño y construcción (YS).

XT se calcula de Y, periodo de construcción, mediante un polinomio que representa la curva mostrada en la FIGURA 3. El polinomio representa el por ciento de tiempo (X) como una función del por ciento en costo (Z). El costo de escalación durante construcción (CE) se obtiene de multiplicar el costo total de planta (CST5) por el factor de escalación ESF, y se obtiene un nuevo subtotal (CST6) que incluye escalación durante construcción.

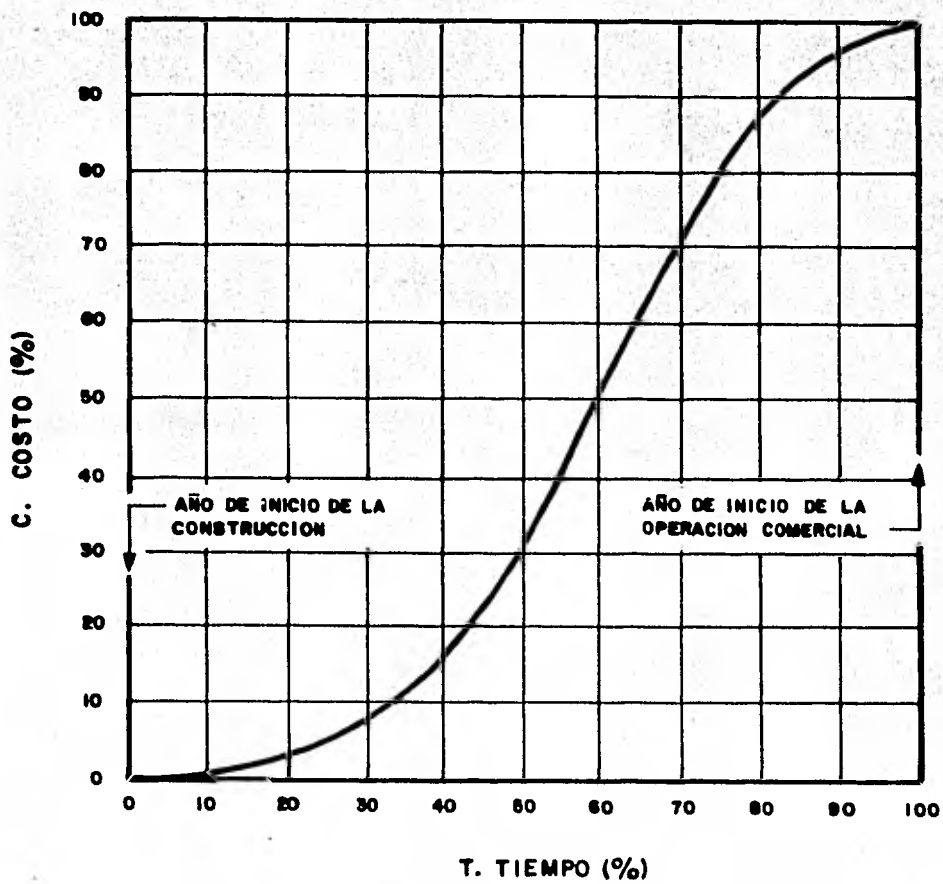
Después la subrutina ORCOST calcula un multiplicador (XINT) el cual se define como la fracción incremental en el costo de capital de la planta la cual puede ser atribuida a interés durante construcción, excepto para interés sobre escalación durante construcción. La tasa de interés es compuesta trimestralmente, la siguiente ecuación se usa para calcular XINT y su derivación se da en el APENDICE 3:

$$XINT = \frac{1}{1000} \sum_{n=1}^{100} \left( 1 + \frac{XIR}{400} \right)^{4(Y-XT)}, \quad XT = f(n)$$

n=1

FIGURA 3.-

## INVERSION DE CAPITAL EN FUNCION DEL TIEMPO



Todos los nombres de las variables se han definido previamente. El producto XINT y CST5 da el interés sobre los costos directos e indirectos, excluyendo el interés sobre el terreno y el interés sobre escalación durante construcción (CIE). El costo de interés sobre el terreno se suma a este producto para dar CID, el interés total excluyendo el interés sobre escalación durante construcción.

Después la subrutina ORCOST calcula los costos totales de interés durante construcción (CI) incluyendo interés sobre escalación durante construcción. La siguiente ecuación y su derivación se da en el Apéndice 3:

$$CI = \frac{1}{100} \left[ \sum_{n=1}^{100} \left( 1 + \frac{XSX}{100} \right)^{XT} \cdot \left( 1 + \frac{XIR}{400} \right)^{4(Y-XT)} - \sum_{n=1}^{100} \left( 1 + \frac{XSX}{100} \right)^{XT} \right] CST5 + CIL$$

Los costos de interés sobre escalación durante construcción se calculan restando CID de CI.

El gran total de costos de capital (CST8) es el resultado de sumar CST6 + CI más el costo del terreno (CL). Este re

sultado se transforma a costos por kWe netos (CPkW2) y regresa a "MAIN" para ser llamado a otra subrutina dependiendo de IWANT. "MAIN" llama a QANDM y FCRATE antes de imprimir resultados de ORCOST para determinados valores de IWANT. En el caso donde solamente se requieran los costos de capital, el segundo punto de entrada de ORCOST, ORCOS2, se llama y los resultados de costos de capital se imprimen inmediatamente.

#### SUBROUTINA CALC

"CALC" primero determina el tipo de planta y llama a la subrutina del modelo de costos apropiado. "CALC" determina los costos de las cuenta 21 a HR corregidas por tamaño usando una expresión de la forma:

$$CC = C * \left( \frac{S}{SS} \right)^N$$

donde:

C = costo conocido del tamaño base SS

N = exponente de escalación (también conocido)

CC = costo calculado para el nuevo tamaño S

Una vez que "CALC" tiene el modelo de costos, extraído de la subrutina, lo escala por tamaño en base a la relación exponencial y divide los costos en componentes de equipo, materiales y mano de obra mediante el siguiente segmento del programa:

$$ZB = YB$$

$$JB = IB$$

$$DO \ 600 \ I = 1, 8$$

$$CC \ (I) = C \ (I) * (S/SS) ** N \ (I)$$

$$CCE \ (I) = EF \ (I) * CC \ (I)$$

$$CCM \ (I) = MF \ (I) * CC \ (I)$$

$$600 \ CCL \ (I) = LF \ (I) * CC \ (I)$$

SUBROUTINAS DE LOS MODELOS DE COSTOS PWR, BWR, HTGR, COAL, OIL Y GAS.

La función de las subrutinas de los modelos de costos se muestran en la FIGURA 4\*. Por ejemplo, la subrutina PWR con tiene todos los datos que se aplican específicamente a los reactores de agua presurizada. Los datos se incluyen de la siguiente manera: cuentas de dos dígitos de costos a un

---

\* En la página 50 (para no perder la continuidad de la explicación)



tamaño y año base; exponentes escalados para las relaciones entre las cuentas de costos de dos dígitos y tamaño de la planta, factores para equipo, materiales y mano de obra; año base para el modelo de costos, tamaño base de la planta; costo del terreno, número de identificación de la localización base y factores de costos indirectos. La subrutina "CALC" llama a los datos de la subrutina PWR (o de otra subrutina de modelo de costos) para ajustar las cuentas de dos dígitos por tamaño de la planta y pasa los datos a "CALC" para subdividir las cuentas de costos de dos dígitos en equipo, materiales y mano de obra. Si ICT = 2 los datos de costos para torres de enfriamiento de tiro mecánico son los que se toman (ICT = 1 es el caso de "default"). Excepto por los datos numéricos, las subrutinas BWR, HTGR, COAL, OIL y GAS son idénticas a la subrutina PWR.

## COSTOS ADICIONALES.

La deducción de las ecuaciones que emplea ORCOST para el cálculo de la escalación y del interés durante la construcción se muestran con detalle en el Apéndice 3. Ahí mismo se puede ver como maneja el programa estos cálculos.

Para las opciones de entrada y salida con:

IWANT > 7

los costos de capital de la planta se definen de manera diferente a como esto se hace para IWANT < 7. Para IWANT > 7 se incluyen en los costos de capital los costos adicionales:

- (a) Costos de propiedad, impuestos y regalías, las cuales se especifican en el "NAMELIST" DATA1.FRØWN es el costo de propiedad como porcentaje de los costos base, - siendo su valor del archivo básico 10%. FRTAX son los impuestos y regalías como porcentaje del costo total de la planta, siendo su valor del archivo básico 0%.
- (b) El costo del agua pesada, D2ØC, se calcula mediante la ecuación:

$$D2ØC = D2ØP * D2ØR * S / SS$$

en donde D2ØP es el costo del agua pesada en M\$/T, D2ØR el inventario de agua pesada de la planta base y S y SS ya se han definido con anterioridad.

- (c) El costo del combustible de las plantas nucleares se incluye en la estimación de los costos de capital.

Este costo se calcula mediante:

$$\text{FUELC} = \text{FUELP} * \text{FUEL1} * \text{S/SS} *$$

en donde FUELP es el costo del combustible terminado en M\$/T y FUEL1 el inventario inicial de combustible de la planta base. Es decir, se está incluyendo en los costos de capital la primera carga de combustible.

La tabla 5 define los valores dados a las variables empleadas en los costos de combustible y agua pesada, estos valores se encuentran en las subrutinas que contienen los modelos de costos.

La sección del programa que efectúa los cálculos de los costos adicionales se muestran a continuación:

$$\text{CBASE} = \text{CST1} + \text{SUB9}$$

$$\text{CPKWCB} = \text{CBASE} * 1000. / \text{S}$$

$$\text{CCT} \emptyset \text{TA} = \text{CCT} + \emptyset \text{TA}$$

$$\emptyset \text{WNC} = \text{FR} \emptyset \text{WN} * \text{CST4} / 100. + \text{CL}$$

$$\text{CPLNT1} = \text{CBASE} + \text{CCT} + \emptyset \text{TA} + \text{CSPT} + \emptyset \text{WNC}$$

$$\text{CPKWC1} = \text{CPLNT1} * 1000. / \text{S}$$

$$\text{TAX} = \text{FRTAX} * \text{CPLNT1} / 100.$$

$$\text{CID} = (\text{CPLNT1} - \text{CL}) * \text{XINT} + \text{CIL}$$

$$\text{CE} = \text{ESF} * (\text{CPLNT1} - \text{CL} + \text{D2} \emptyset \text{C} + \text{FUELC})$$

---

\* Esta fórmula se puede modificar a  $\text{FUELC} = \text{FUELP} * (\text{FUEL 1} + \text{FUEL 2}) * \text{S/SS}$  para indicar recargas subsecuentes.

$$CI = 0.01 * (SUM2 - SUM1) * (CPLNT1 - CL + D2\emptyset C \\ + FUELC + TAX) + CIL$$

$$CIE = CI - CID$$

$$CPLNT2 = CPLNT1 + CID$$

$$CPKWC2 = CPLNT2 * 1000. / S$$

$$CPR\emptyset 2 = CPLNT2 + D2\emptyset C + FUELC + TAX + CIE + CE$$

$$CPKWCJ = CPR\emptyset J2 * 1000. / S$$

Se puede observar que el procedimiento utilizado es análogo al que se describió sin considerar los costos adicionales, pero en este caso se han incluido a éstos. Hay que observar también que los costos adicionales son escalados y sus intereses respectivos considerados durante el tiempo de construcción.

TABLA 5.- VALORES DEL ARCHIVO BASICO PARA LOS CALCULOS DE  
COSTOS ADICIONALES SI IWANT > 7.

	TAMAÑO BASE SS(MWe)	FUEL1	FUELP	D2ØR (tons)	D2ØP (M\$/ton)
CANDU	638	91	0.2	500	0.2
PWR	1139	90	1.3	0	0.2
BWR	1000	114	1.05	0	0.2

FIGURA 4.- SUBROUTINA DE LOS MODELOS DE COSTOS.

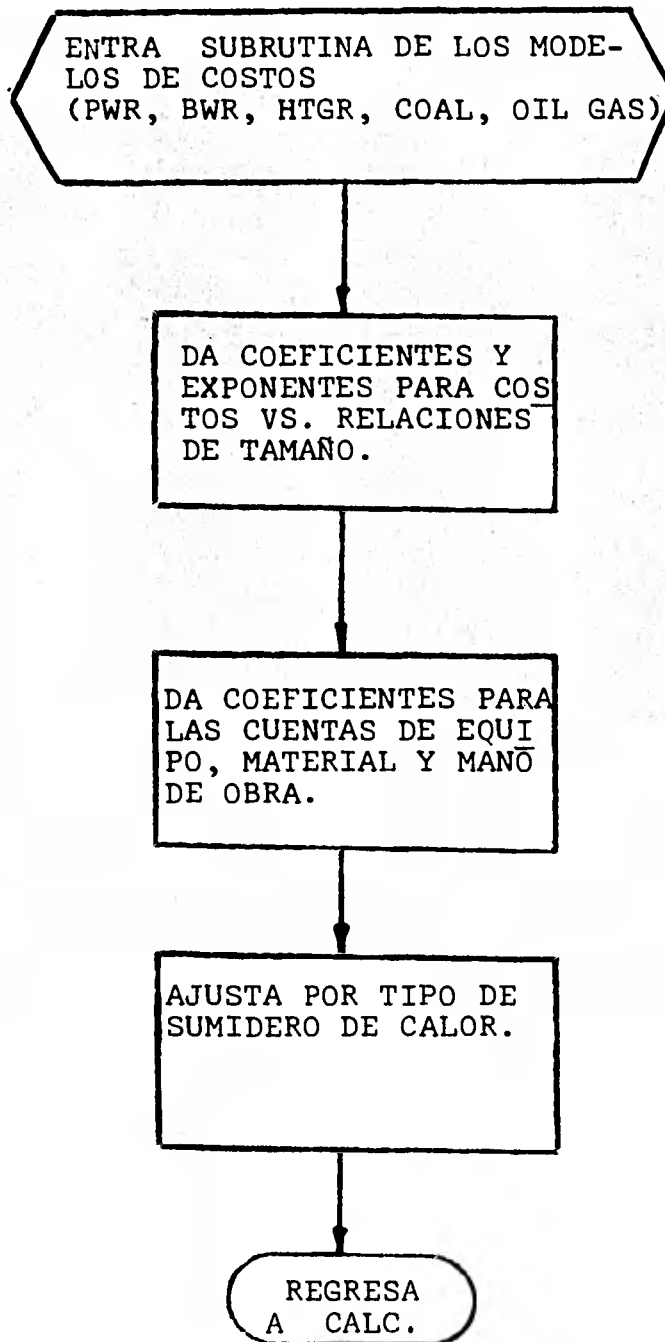
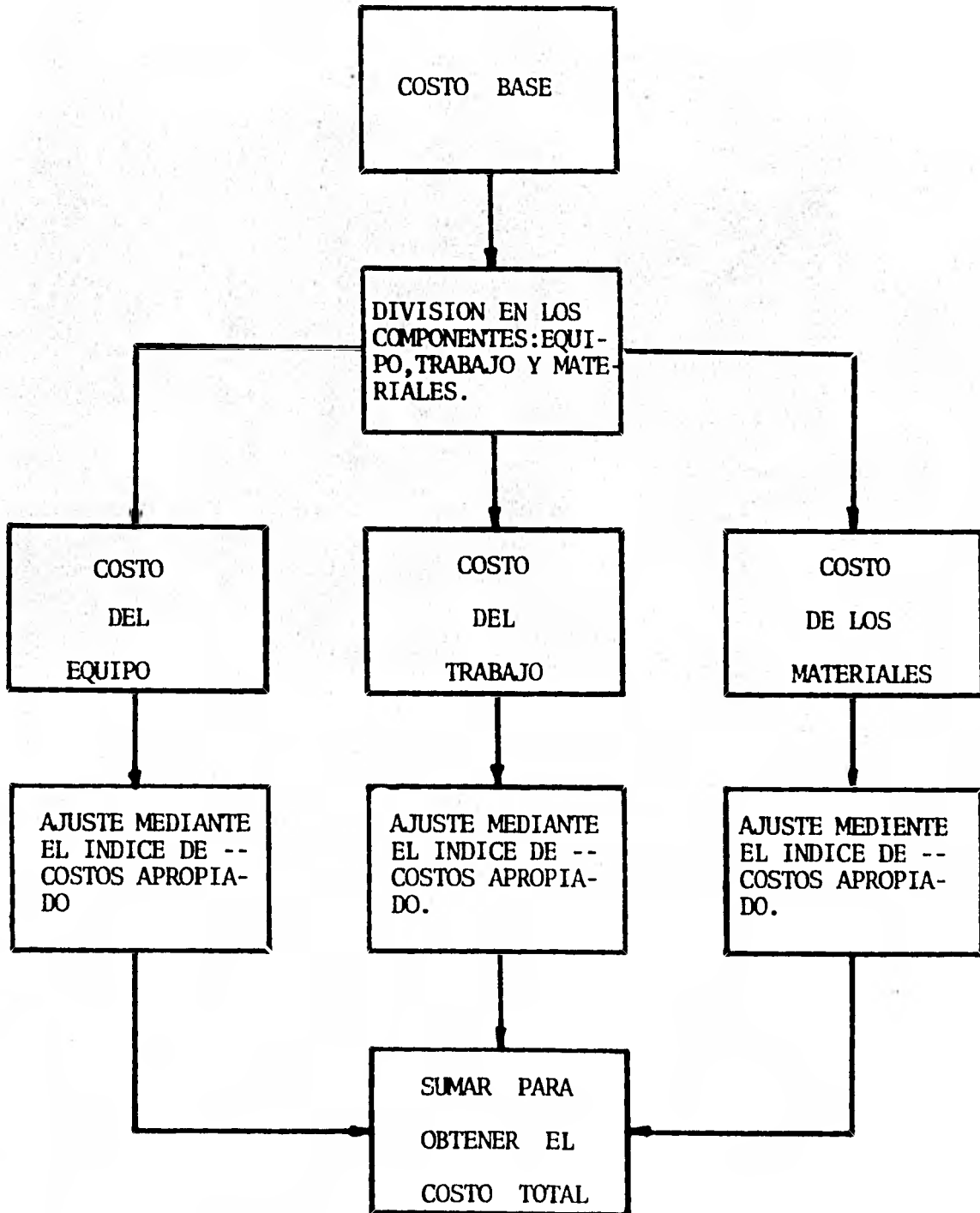


FIGURA 5.- MODELO USADO PARA EL AJUSTE DE CUENTAS EN ORCOST



### MODELOS BASE DE COSTOS.

Los parámetros de entrada de ORCOST que se seleccionaron son los siguientes:

1.- IWANT = 9

La opción de entrada y salida IWANT que calcula solo los costos de capital, incluyendo en ellos la primera carga de combustible y / o agua pesada, que es óptima es el valor 9.

2.- IN= 21

Hemos localizado nuestras plantas nucleolétricas en el sitio conceptual "MIDDLETOWN", que es, grosso modo, un sitio favorable en todos los aspectos localizado en un país desarrollado. No hemos querido usar modificaciones en los modelos de costos para que el sitio fuera México en vista de las dificultades que se tendrían para acercar aunque sea un poco el modelo al caso de México. Nuestro enfoque es válido puesto que estamos usando una base relativa de comparación y no estamos interesados en obtener costos absolutos muy cercanos a la realidad ( $\pm 3\%$ ).

3.- T = PWR, BWR y CANDU.

Hemos seleccionado los tres tipos de plantas conside-



radas en las ofertas hechas para el Programa Nucleoe-  
léctrico Nacional.

4.- S = 1000 MWe

Se ha seleccionado como tamaño base el de 1000 MWe, tamaño que es representativo de los reactores de agua ligera pero no del reactor CANDU del que solo existe un prototipo de 950 MWe (10).\*

Sin embargo, hacemos un estudio paramétrico de tamaños según el cual se obtienen los exponentes que relacionan los costos con la capacidad según la ley exponencial sencilla:

$$\frac{\text{COSTO A}}{\text{COSTO B}} = \left( \frac{\text{TAMAÑO A}}{\text{TAMAÑO B}} \right)^X$$

5.- YBX = 1983

Hemos seleccionado 1983 como el año base para la escalación por tener datos históricos extrapolados y estimaciones del costo de plantas nucleolétricas hasta tal fecha.

6.- YS = 1983

Se ha considerado el año de inicio de la construcción como el que según programas de CFE está previsto pa-

---

\* Además, no creemos conveniente emplear dos tamaños para nuestra comparación.

ra el inicio de la construcción de una nueva central nucleoelectrónica.

- 7.- Los tiempos de construcción de plantas nucleares siguen una tendencia hacia el aumento si bien la dispersión de datos es muy grande.

Aunque algunos autores, siguiendo esta tendencia, consideran tiempos de construcción que van hasta 12 años autores más optimistas consideran como 6 años el periodo ideal de construcción (11, 12, 13). Nosotros consideramos un término medio optimista de 8 años para el periodo de construcción de la planta, por lo que si  $Y_S = 1983$  entonces  $Y_0 = 1991$ .

- 8.-  $HW = 40.0$

Consideramos las horas de trabajo por semana como el estándar de los países desarrollados.

- 9.-  $XIR = 11.0$

Hemos seleccionado la tasa de interés de 11 por ser la tasa que aplica actualmente en los proyectos de inversión pública en Estados Unidos y en particular para el caso de plantas nucleares (14, 15).

10.- ESX = 8.7

El OIEA dá como tasa de escalación aplicable a los proyectos nucleoelectricos de 1983 en adelante la de 8.7 % / año, correspondiente al por ciento de aumento del índice HANDY- WHITMAN (16). Este índice se ha obtenido en base a datos históricos y estimaciones de costos de centrales nucleoelectricas y se muestra en la tabla 6. Cabe mencionar que este índice es la base de una nueva metodología para la evaluación de costos de capital de plantas nucleares recientemente propuesta por el Organismo (17).

11.- EREB = ERMB = ERLB = 11.25

Las tasas de escalación del año base del modelo de costos al año base de la escalación se han tomado del trabajo de BUDWANI ( 18 ). La figura 6 ha sido extraída de ese trabajo y sobre ella obtenemos la tasa de escalación propuesta.

12.- ERE = ERM = ERL = 8.7

Consideramos las tasas de escalación del año base para la escalación al año de inicio de la construcción igual a la tasa de escalación durante construcción (véase punto 10). Estas tasas solo se aplican cuando

TABLA 6.-

TASAS DE ESCALACION Y DE INTERES APLICABLES A LA CONSTRUCCION DE UNIDADES DE POTENCIA NUCLEAR.\*

COP	COM	HW $\frac{a}{b}$ /tasa	HW $\frac{c}{\%}$ /año
1969	1963	115/98 = 1.17	2.7
1970	1965	123/100 = 1.23	4.2
1971	1965.5	133/102 = 1.30	4.9
1972	1965.5	147/102 = 1.44	5.8
1973	1966	153/103 = 1.48	5.8
1974	1966.5	163/104 = 1.57	6.2
1975	1967	192/106 = 1.81	7.7
1976	1967	210/106 = 1.98	7.9
1977	1967	224/106 = 2.11	7.8
1978	1967.5	236/109 = 2.17	7.6
1979	1968	256/110 = 2.33	8.0
1980	1968	280/110 = 2.54	8.1
1981	1968.5	305/112 = 2.72	8.3
1982	1969.5	335/118 = 2.87	8.7
1983	1970.5	367/128 = 2.87	8.8
1984	1971	410/133 = 3.06	9.0
1985	1972	445/147 = 3.03	8.9
1986	1973	480/153 = 3.14	9.2
1987	1974	520/163 = 3.19	9.3
1988	1975	562/192 = 2.93	8.6
1989	1976	610/210 = 2.91	8.5

\* REFERENCIA (1), TABLA 5.

1990	1977	$665/224 = 2.92$	8.6
1991	1978	$710/236 = 3.00$	8.8
1992	1979	$765/256 = 2.99$	8.8
1993	1980	$825/280 = 2.95$	8.7

\*Año de inicio de operación comercial

\*\*Año de comisionamiento.

- a) Índices Handy- Whitman del año de COP y del año de COM, respectivamente.
- b) La tasa de escalación más allá de 1980 será de 8.7%/año.
- c) Tasa de escalación efectiva entre el año de comisionamiento y el de inicio de operación comercial.

TASA DE INTERES PROMEDIO DURANTE LA CONSTRUCCION DE PLANTAS NUCLEARES (% / AÑO)\*

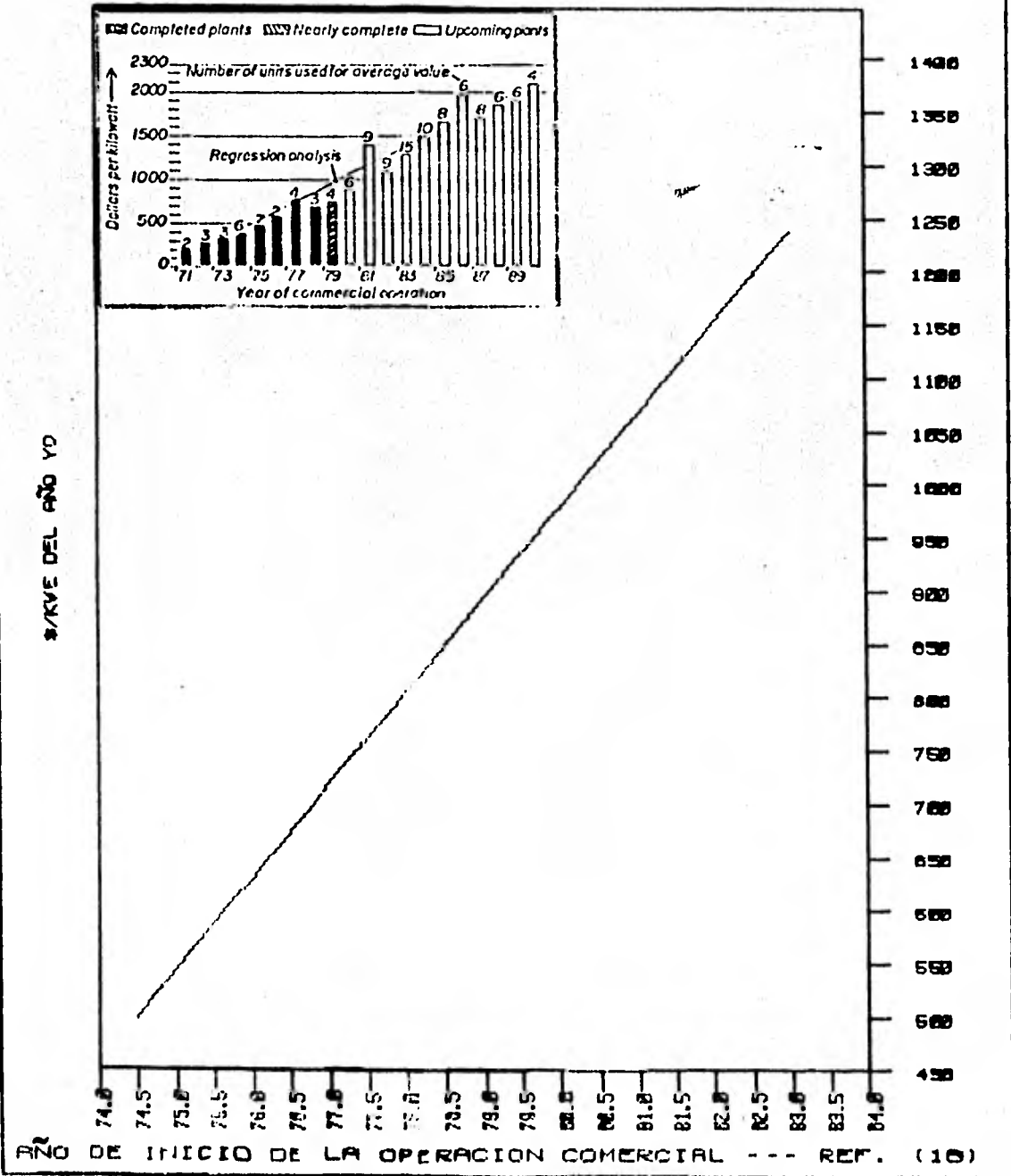
AÑO DE INICIO DE LA OPERACION COMERCIAL

COMPOSICION FINANCIERA PROPUESTA	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984
BONOS 53%	3.32	3.79	3.68	3.60	3.80	4.34	4.60	4.32	4.35	4.58	4.60	4.66	4.64	4.75		
ACCIONES PREFERENTES 12%	0.75	0.86	0.81	0.81	0.82	0.98	1.06	0.97	0.97	1.05	1.05	1.07	1.06	1.05		
ACCIONES COMUNES 35%	2.15	2.60	2.59	2.83	3.03	3.96	3.88	3.54	3.52	3.76	3.95	4.11	4.31	4.49		
PROMEDIO PONDERADO (%/AÑO)	6.2	7.3	7.0	7.2	7.7	9.3	9.5	8.9	8.8	9.4	9.6	9.8	10.0	10.3	10.5**	10.7**

\* REFERENCIA (1), TABLA 4.

\*\* TASAS EXTRAPOLADAS.

ESTUDIOS DE COSTOS DE CAPITAL  
 PLANTAS NUCLEOELÉCTRICAS  
 DATOS HISTÓRICOS Y ESTIMACIONES DE COSTOS DE CAPITAL



AÑO DE INICIO DE LA OPERACION COMERCIAL --- REF. (10)

es diferente de YS, caso que corresponde a nuestro estudio paramétrico "retraso en el proyecto".

13.- SLPI = 1.0

El índice de productividad de trabajo del sitio se toma como uno que es el correspondiente a "Middletown". (19).

14.- JFLAG = 0

No se ha seleccionado la opción de alterar los modelos de costos que contiene el programa, los cuales están actualizados a Enero de 1979.

15.- ICT = 1

Se ha seleccionado como sumidero de calor el sistema de torres de enfriamiento con tiro natural. La razón para ello es que en "Middletown" existen regulaciones de protección al ambiente contra la contaminación térmica y no hay razones especiales para usar las torres de tiro inducido más caras (19). Según un estudio reciente de UE&C las variaciones en los costos por el empleo de diferentes sumideros de calor no son sustanciales (menos del 4 %) (20).



Los modelos base de costos para las plantas nucleoelectricas PWR, BWR y CANDU se ilustran en las hojas siguientes junto con el desglose en cuentas de hasta dos digitos de sus costos.

INPUT DATA

COMMENTS- TITLE1= ESTUDIOS PARAMETRICOS DE COSTOS DE CAPITAL  
 TITLE2= PLANTAS NUCLEOELECTRICAS

INPUT/OUTPUT	INANT= 9
CITY - MIDDLETOWN	IN = 21
PLANT SIZE, MW(E)	S = 1000.0
PLANT TYPE	T = PWR
BASE YEAR FOR ESCALATION	YBX = 1983.00
YEAR CONSTRUCTION STARTED	YS = 1983.00
YEAR OF COMMERCIAL OPERATION	YO = 1991.00
LENGTH OF WORKWEEK, HRS	HW = 40.0
ANNUAL INTEREST RATE, PERCENT	XIR = 11.0
OVERALL ESCALATION RATE, ANNUAL PERCENT	ESX = 8.7
INITIAL EQUIP. ESCAL. RATE, ANNUAL PERCENT	EREB= 11.3
INITIAL MATLS. ESCAL. RATE, ANNUAL PERCENT	ERMB= 11.3
INITIAL LABOR ESCAL. RATE, ANNUAL PERCENT	ERLB= 11.3
EQUIPMENT ESCALATION RATE, ANNUAL PERCENT	ERE = 8.7
MATERIALS ESCALATION RATE, ANNUAL PERCENT	ERH = 8.7
LABOR ESCALATION RATE, ANNUAL PERCENT	ERL = 8.7
SITE LABOR PRODUCTIVITY INDEX	SLPI= 1.000
NAMELIST DATA2 OPTION NOT SELECTED	JFLAG= 0
HEAT REMOVAL - NATURAL DRAFT COOLING TOWERS	ICT = 1

CONTINGENCY AND SPARE PARTS FACTORS, PERCENT DIVIDED BY 100  
 CONTINGENCY FACTORS SPARE PARTS FACTORS

EQUIPMENT & MATERIALS		LABOR	EQUIPMENT & MATERIALS	
F21CEM= 0.050	F21CL= 0.100	F21SEM= 0.010	F21SEM= 0.010	
F22CEM= 0.050	F22CL= 0.100	F22SEM= 0.010	F22SEM= 0.010	
F23CEM= 0.050	F23CL= 0.100	F23SEM= 0.010	F23SEM= 0.010	
F24CEM= 0.050	F24CL= 0.100	F24SEM= 0.010	F24SEM= 0.010	
F25CEM= 0.050	F25CL= 0.100	F25SEM= 0.010	F25SEM= 0.010	
F26CEM= 0.050	F26CL= 0.100	F26SEM= 0.010	F26SEM= 0.010	
F80CEM= 0.050	F80CL= 0.100	F80SEM= 0.010	F80SEM= 0.010	
FHRCEM= 0.050	FHRCL= 0.100	FHRSEM= 0.010	FHRSEM= 0.010	

EQUIPMENT COST INDEX	A(IN,1) = 1.000
MATERIALS COST INDEX	A(IN,2) = 1.000
LABOR COST INDEX	A(IN,3) = 1.000

BASE COST MODEL (REVISED JANUARY 1978)

ACCT	COST		COST BREAKDOWN FACTORS			
	\$MILLION	EXPONENT	EQUIPMENT	MATERIALS	LABOR	
ACCT 21	C(1)=101.38	N(1)=0.19	EF(1)=0.06	MF(1)=0.39	LF(1)=0.55	
ACCT 22	C(2)=133.48	N(2)=0.36	EF(2)=0.72	MF(2)=0.07	LF(2)=0.21	
ACCT 23	C(3)=111.28	N(3)=0.71	EF(3)=0.74	MF(3)=0.05	LF(3)=0.21	
ACCT 24	C(4)= 39.43	N(4)=0.33	EF(4)=0.33	MF(4)=0.22	LF(4)=0.45	
ACCT 25	C(5)= 11.80	N(5)=0.16	EF(5)=0.61	MF(5)=0.05	LF(5)=0.34	
ACCT 26	C(6)= 10.10	N(6)=0.54	EF(6)=0.60	MF(6)=0.29	LF(6)=0.11	
C. TDW.	C(8)= 11.50	N(8)=0.70	EF(8)=0.84	MF(8)=0.02	LF(8)=0.14	

INDIRECT COSTS F91= 2.72 F92= 0.75 F93= 1.39

BASE SIZE, MW(E)	SS = 1139.0
BASE YEAR	YB = 1976.50
BASE LOCATION-MIDDLETOWN	IB = 21
COST OF LAND, \$MILLION	CL = 2.000

ESTUDIOS PARAMETRICOS DE COSTOS DE CAPITAL  
PLANTAS NUCLEOELECTRICAS

63

PLANT CAPITAL INVESTMENT SUMMARY (\$BILLION)  
COST MODEL REVISED JUNE 1978 (FOR NUCLEAR AND COAL)  
MIDDLETOWN  
1000.0MW(E) PWR  
1983.00 - 1991.00

PHYSICAL PLANT	EQU. MAT. LAB.			TOTAL TOTAL				
	MS	MS	MS	MS	\$/KW(E)			
21 STRUCTURES AND SITE FACILITIES	11.5	77.5	108.6	197.6				
22 REACTOR/BOILER PLANT EQUIPMENT	184.1	17.4	53.0	254.6				
23 TURBINE PLANT EQUIPMENT	150.7	9.7	42.6	203.0				
24 ELECTRIC PLANT EQUIPMENT	25.1	16.4	34.1	75.5				
25 MISCELLANEOUS PLANT EQUIPMENT	14.1	1.2	7.9	23.1				
26 COOLING TOWERS, SO-X SYSTEM ETC.	28.9	5.9	5.0	39.8				
SUBTOTAL (DIRECT COSTS)				414.5	128.1	251.1	793.7	793.7
91 CONSTRUCTION MANAGEMENT, EQUIPMENT AND SERVICES							122.1	
92 HOME OFFICE ENGINEERING AND SERVICES							88.0	
93 FIELD OFFICE ENGINEERING AND SERVICES							50.8	
SUBTOTAL (INDIRECT COSTS)							260.9	260.9
BASE COSTS (DIRECT AND INDIRECT COSTS)							1054.6	1054.6
CONTINGENCIES (INCL. OVERTIME)							52.2	
SPARE PARTS, SPECIAL TOOLS							5.4	
OWNERS COSTS (LAND + 10.0% OF ABOVE COSTS)							113.2	
SUBTOTAL							1225.5	1225.5
INTEREST DURING CONSTRUCTION (11.0% ANNUALLY)							570.0	
TOTAL PLANT COSTS IN 1983.00\$ (WASP INPUT)							1795.5	1795.5
HEAVY WATER INVENTORY							0.0	
INITIAL FUEL LOADING (FIRST CORE ONLY)							102.7	
TAXES AND FEES (0.0% OF TOTAL PLANT COSTS)							0.0	
ESCALATION (8.7% ANNUALLY)							638.0	
INTEREST ON ABOVE ITEMS							284.5	
TOTAL PROJECT COSTS (ESCALATED TO 1991.00)							2820.8	2820.8

INPUT DATA

COMMENTS- TITLE1= ESTUDIOS PARAMETRICOS DE COSTOS DE CAPITAL  
 TITLE2= PLANTAS NUCLEOELECTRICAS

INPUT/OUTPUT	INANT= 9
CITY - MIDDLETOWN	IN = 21
PLANT SIZE, MW(E)	S = 1000.0
PLANT TYPE	T = 8WR
BASE YEAR FOR ESCALATION	YBX = 1983.00
YEAR CONSTRUCTION STARTED	YS = 1983.00
YEAR OF COMMERCIAL OPERATION	YO = 1991.00
LENGTH OF WORKWEEK, HRS	HW = 40.0
ANNUAL INTEREST RATE, PERCENT	XIR = 11.0
OVERALL ESCALATION RATE, ANNUAL PERCENT	ESX = 8.7
INITIAL EQUIP. ESCAL. RATE, ANNUAL PERCENT	EREb = 11.3
INITIAL MATLS. ESCAL. RATE, ANNUAL PERCENT	ERMB = 11.3
INITIAL LABOR ESCAL. RATE, ANNUAL PERCENT	EMLB = 11.3
EQUIPMENT ESCALATION RATE, ANNUAL PERCENT	ERE = 8.7
MATERIALS ESCALATION RATE, ANNUAL PERCENT	ERM = 8.7
LABOR ESCALATION RATE, ANNUAL PERCENT	ERL = 8.7
SITE LABOR PRODUCTIVITY INDEX	SLPI = 1.000
NAMELIST DATA2 OPTION NOT SELECTED	JFLAC = 0
HEAT REMOVAL - NATURAL DRAFT COOLING TOWERS	ICT = 1

CONTINGENCY AND SPARE PARTS FACTORS, PERCENT DIVIDED BY 100  
 CONTINGENCY FACTORS SPARE PARTS FACTORS

EQUIPMENT & MATERIALS	LARDR	EQUIPMENT & MATERIALS
F21CEM= 0.050	F21CL= 0.100	F21SEM= 0.010
F22CEM= 0.050	F22CL= 0.100	F22SEM= 0.010
F23CEM= 0.050	F23CL= 0.100	F23SEM= 0.010
F24CEM= 0.050	F24CL= 0.100	F24SEM= 0.010
F25CEM= 0.050	F25CL= 0.100	F25SEM= 0.010
F26CEM= 0.050	F26CL= 0.100	F26SEM= 0.010
F80CEM= 0.050	F80CL= 0.100	F80SEM= 0.010
FHRCEM= 0.050	FHRCL= 0.100	FHRSEM= 0.010

EQUIPMENT COST INDEX	A(IN, 1) = 1.000
MATERIALS COST INDEX	A(IN, 2) = 1.000
LABOR COST INDEX	A(IN, 3) = 1.000

BASE COST MODEL (REVISED JANUARY 1978)

ACCT	COST		COST BREAKDOWN FACTORS			
	\$MILLION	EXPONENT	EQUIPMENT	MATERIALS	LARDR	
ACCT 21	C(1)=113.32	N(1)=0.19	EF(1)=0.04	MF(1)=0.41	LF(1)=0.55	
ACCT 22	C(2)=125.73	N(2)=0.36	EF(2)=0.72	MF(2)=0.07	LF(2)=0.21	
ACCT 23	C(3)=116.67	N(3)=0.71	EF(3)=0.74	MF(3)=0.05	LF(3)=0.21	
ACCT 24	C(4)= 40.75	N(4)=0.33	EF(4)=0.34	MF(4)=0.22	LF(4)=0.44	
ACCT 25	C(5)= 11.07	N(5)=0.16	EF(5)=0.61	MF(5)=0.06	LF(5)=0.33	
ACCT 26	C(6)= 10.49	N(6)=0.54	EF(6)=0.60	MF(6)=0.29	LF(6)=0.11	
C. TOW.	C(8)= 11.50	N(8)=0.70	EF(8)=0.84	MF(8)=0.02	LF(8)=0.14	

INDIRECT COSTS F91= 2.74 F92= 0.74 F93= 1.40

BASE SIZE, MW(E)	SS = 1190.0
BASE YEAR	YS = 1976.50
BASE LOCATION-MIDDLETOWN	IB = 21
COST OF LAND, \$MILLION	CL = 2.000

ESTUDIOS PARAMETRICOS DE COSTOS DE CAPITAL  
PLANTAS NUCLEOELECTRICAS

PLANT CAPITAL INVESTMENT SUMMARY (BILLION)  
COST MODEL REVISED JUNE 1978 (FOR NUCLEAR AND COAL)  
MIDDLETOWN  
1000.0MW(E) BWR  
1983.00 - 1991.00

PHYSICAL PLANT	EGU.	MAT.	LAB.	TOTAL	TOTAL
	M\$	M\$	M\$	M\$	\$/KW(E)
21 STRUCTURES AND SITE FACILITIES	8.8	89.9	120.6	219.2	
22 REACTOR/BOILER PLANT EQUIPMENT	170.0	16.5	49.6	236.2	
23 TURBINE PLANT EQUIPMENT	152.6	10.3	43.3	206.2	
24 ELECTRIC PLANT EQUIPMENT	26.2	16.9	33.8	76.9	
25 MISCELLANEOUS PLANT EQUIPMENT	13.1	1.3	7.8	21.5	
26 COOLING TOWERS, SO-X SYSTEM ETC.	28.6	5.9	5.0	39.5	
<b>SUBTOTAL (DIRECT COSTS)</b>	<b>399.2</b>	<b>140.9</b>	<b>259.4</b>	<b>799.5</b>	<b>799.5</b>
91 CONSTRUCTION MANAGEMENT, EQUIPMENT AND SERVICES				123.9	
92 HOME OFFICE ENGINEERING AND SERVICES				87.4	
93 FIELD OFFICE ENGINEERING AND SERVICES				51.6	
<b>SUBTOTAL (INDIRECT COSTS)</b>				<b>262.9</b>	<b>262.9</b>
<b>BASE COSTS (DIRECT AND INDIRECT COSTS)</b>				<b>1062.4</b>	<b>1062.4</b>
CONTINGENCIES (INCL. OVERTIME)				52.9	
SPARE PARTS, SPECIAL TOOLS				5.4	
OWNERS COSTS (LAND + 10.0% OF ABOVE COSTS)				114.1	
<b>SUBTOTAL</b>				<b>1234.8</b>	<b>1234.8</b>
INTEREST DURING CONSTRUCTN (11.0% ANNUALLY)				574.3	
<b>TOTAL PLANT COSTS IN 1983.00\$ (WASP INPUT)</b>				<b>1809.1</b>	<b>1809.1</b>
HEAVY WATER INVENTORY				0.0	
INITIAL FUEL LOADING (FIRST CORE ONLY)				100.6	
TAXES AND FEES (0.0% OF TOTAL PLANT COSTS)				0.0	
ESCALATION (8.7% ANNUALLY)				641.5	
INTEREST ON ABOVE ITEMS				284.8	
<b>TOTAL PROJECT COSTS (ESCALATED TO 1991.00)</b>				<b>2836.0</b>	<b>2836.0</b>

INPUT DATA

COMMENTS- TITLE1= ESTUDIOS PARAMÉTRICOS DE COSTOS DE CAPITAL  
 TITLE2= PLANTAS NUCLEOELÉCTRICAS

INPUT/OUTPUT	IWANT= 9
CITY - MIDDLETOWN	IN = 21
PLANT SIZE, MW(E)	S = 1000.0
PLANT TYPE	T = CANDU
BASE YEAR FOR ESCALATION	Y8X = 1983.00
YEAR CONSTRUCTION STARTED	YS = 1983.00
YEAR OF COMMERCIAL OPERATION	YO = 1991.00
LENGTH OF WORKWEEK, HRS	IIN = 40.0
ANNUAL INTEREST RATE, PERCENT	XIR = 11.0
OVERALL ESCALATION RATE, ANNUAL PERCENT	ESX = 8.7
INITIAL EQUIP. ESCAL. RATE, ANNUAL PERCENT	ENEB= 11.3
INITIAL MATLS. ESCAL. RATE, ANNUAL PERCENT	ERMB= 11.3
INITIAL LABOR ESCAL. RATE, ANNUAL PERCENT	ERLB= 11.3
EQUIPMENT ESCALATION RATE, ANNUAL PERCENT	ERE = 8.7
MATERIALS ESCALATION RATE, ANNUAL PERCENT	ENH = 8.7
LABOR ESCALATION RATE, ANNUAL PERCENT	ENL = 8.7
SITE LABOR PRODUCTIVITY INDEX	SLPI= 1.000
NAMELIST DATA2 OPTION NOT SELECTED	JFLAG= 0
HEAT REMOVAL - NATURAL DRAFT COOLING TOWERS	ICT = 1

CONTINGENCY AND SPARE PARTS FACTORS, PERCENT DIVIDED BY 100  
 CONTINGENCY FACTORS SPARE PARTS FACTORS

EQUIPMENT & MATERIALS		LABOR	EQUIPMENT & MATERIALS	
F21CEM= 0.050	F21CL= 0.100	F21SEM= 0.010	F21SECL= 0.010	
F22CEM= 0.050	F22CL= 0.100	F22SEM= 0.010	F22SECL= 0.010	
F23CEM= 0.050	F23CL= 0.100	F23SEM= 0.010	F23SECL= 0.010	
F24CEM= 0.050	F24CL= 0.100	F24SEM= 0.010	F24SECL= 0.010	
F25CEM= 0.050	F25CL= 0.100	F25SEM= 0.010	F25SECL= 0.010	
F26CEM= 0.050	F26CL= 0.100	F26SEM= 0.010	F26SECL= 0.010	
F80CEM= 0.050	F80CL= 0.100	F80SEM= 0.010	F80SECL= 0.010	
FHRCEM= 0.050	FHRCL= 0.100	FHRSEM= 0.010	FHRSECL= 0.010	

EQUIPMENT COST INDEX	A(IN, 1) = 1.000
MATERIALS COST INDEX	A(IN, 2) = 1.000
LABOR COST INDEX	A(IN, 3) = 1.000

BASE COST MODEL (REVISED JANUARY 1978)

COST		COST BREAKDOWN FACTORS			
ACCT	\$MILLION EXPONENT	EQUIPMENT	MATERIALS	LABOR	
ACCT 21	C(1)= 58.46 N(1)=0.20	EF(1)=0.04	MF(1)=0.39	LF(1)=0.56	
ACCT 22	C(2)= 95.98 N(2)=0.36	EF(2)=0.81	MF(2)=0.01	LF(2)=0.19	
ACCT 23	C(3)= 66.94 N(3)=0.83	EF(3)=0.80	MF(3)=0.02	LF(3)=0.17	
ACCT 24	C(4)= 21.99 N(4)=0.37	EF(4)=0.32	MF(4)=0.27	LF(4)=0.41	
ACCT 25	C(5)= 14.06 N(5)=0.20	EF(5)=0.50	MF(5)=0.05	LF(5)=0.45	
ACCT 26	C(6)= 0.00 N(6)=0.00	EF(6)=0.00	MF(6)=0.00	LF(6)=0.00	
C. TOW.	C(8)= 24.50 N(8)=0.80	EF(8)=0.47	MF(8)=0.18	LF(8)=0.35	

INDIRECT COSTS F91= 2.42 F92= 1.60 F93= 1.00

BASE SIZE, MW(E)	SS = 638.0
BASE YEAR	YS = 1976.50
BASE LOCATION-MIDDLETOWN	IR = 21
COST OF LAND, \$MILLION	CL = 1.000

ESTUDIOS PARAMETRICOS DE COSTOS DE CAPITAL  
PLANTAS NUCLEOELECTRICAS

67

PLANT CAPITAL INVESTMENT SUMMARY (\$BILLION)  
COST MODEL REVISED JUNE 1978 (FOR NUCLEAR AND COAL)  
MIDDLETOWN  
1000.0MW(E) CANDU  
1983.00 - 1991.00

	PHYSICAL PLANT			EQU. MAT. LAB. TOTAL TOTAL		\$/KW(E)
		M\$	M\$	(K)	M\$	
21	STRUCTURES AND SITE FACILITIES	5.9	50.3	72.1	127.9	
22	REACTOR/BOILER PLANT EQUIPMENT	181.5	1.2	42.6	225.3	
23	TURBINE PLANT EQUIPMENT	156.3	4.2	34.0	194.5	
24	ELECTRIC PLANT EQUIPMENT	16.5	14.0	21.4	51.9	
25	MISCELLANEOUS PLANT EQUIPMENT	15.2	1.7	13.8	30.8	
26	COOLING TOWERS, SO-X SYSTEM ETC.	33.0	12.6	24.6	70.2	
SUBTOTAL (DIRECT COSTS)		408.1	84.0	208.5	700.6	700.6
91 CONSTRUCTION MANAGEMENT, EQUIPMENT AND SERVICES					97.0	
92 HOME OFFICE ENGINEERING AND SERVICES					166.9	
93 FIELD OFFICE ENGINEERING AND SERVICES					32.6	
SUBTOTAL (INDIRECT COSTS)					296.5	296.5
BASE COSTS (DIRECT AND INDIRECT COSTS)					997.1	997.1
CONTINGENCIES (INCL. OVERTIME)					45.5	
SPARE PARTS, SPECIAL TOOLS					4.9	
OWNERS COSTS (LAND + 10.0% OF ABOVE COSTS)					105.7	
SUBTOTAL					1153.2	1153.2
INTEREST DURING CONSTRUCTN (11.0% ANNUALLY)					535.6	
TOTAL PLANT COSTS IN 1983.00\$ (NASP INPUT)					1688.8	1688.8
HEAVY WATER INVENTORY					156.7	
INITIAL FUEL LOADING (FIRST CORE ONLY)					28.5	
TAXES AND FEES ( 0.0% OF TOTAL PLANT COSTS)					0.0	
ESCALATION (8.7% ANNUALLY)					643.4	
INTEREST ON ABOVE ITEMS					324.8	
TOTAL PROJECT COSTS (ESCALATED TO 1991.00)					2842.4	2842.4



### ¿COMO SE TOMA EN CUENTA LA INFLACION EN LAS ESTIMACIONES?\*

En la mayoría de los sistemas económicos capitalistas es normal que se presente la inflación, o sea, aumentos en el valor del dinero con relación al tiempo para unidades dadas de recursos, tales como mano de obra y equipo. La inflación puede afectar la comparación económica del proyecto. En la práctica común, la inflación se toma en cuenta por medio de uno de los dos métodos siguientes:

- 1.- Estimación de los resultados en términos de unidades monetarias a "de entonces" y combinación de la tasa de inflación con la tasa de interés del dinero para formar una sola tasa de descuento, o
- 2.- Estimación de los resultados en términos de unidades monetarias de "valor constante" y utilización de la tasa de interés del dinero únicamente con el fin de hacer estudios económicos.

ORCOST puede usar cualquiera de los dos métodos.

Nuestros estudios paramétricos fueron hechos empleando el primero de ellos; es decir, los resultados estarán expresados en DOLARES CORRIENTES MEZCLADOS. Agregamos para comparación los costos de "valor constante" ("costos instantáneos", en inglés: "overnight costs" o "fore costs").

\*REFERENCIA (30).



COMPARACION DE RESULTADOS OBTENIDOS MEDIANTE ORCOST CON RESULTADOS RECIENTES REPORTADOS EN LA LITERATURA\*.

PLANTA (TIPO Y TAMAÑO EN MWe)	\$ / KWe REPORTADO	\$ / KWe ORCOST	% DE VARIACION	REFERENCIA	NOTA**
LWR (1150)	2550.0	2742.6	+7.02***	21	1
PWR (1000)	1110.0	1157.7	+4.12	22	2
PWR (1000)	770	832.3	+7.48	23	3
PWR (1000)	2557.0	2820.8	+9.35	24	4
LWR ( 600)	1420.0	1479.3	+4.00	25	5
LWR ( 900)	1120.0	1179.0	+5.00	25	5
LWR (1000)	400-460	474.5	+3.06	26	6
LWR (1000)	2735-2840	2937.6	+3.32	27	7

\*La mayor parte de las muchas referencias que reportan costos de capital o no hacen un desglose de sus costos o no citan los parámetros que emplean en su estimación.

\*\* Dan las principales condiciones de los estimados, página siguiente.

\*\*\*La experiencia actual en estimación de costos de capital tiene un error promedio de -5 % (28). Nuestra estimación es excelente ya que la variación promedio es +5.42 %.

NOTAS: -

1.- Se emplea nuestro modelo con los datos de Budwani:

$$YS = 1985.5$$

$$YO = 1992.0$$

2.- Nuestro modelo con:

$$YS - YO = 6 \text{ años}$$

Los \$ / kWe están escalados en Enero de 1981 (YS).

3.- Se emplea nuestro modelo con:

$$YBX = YS = YO = 1978$$

Es decir, los costos reportados son "instantáneos" ("fore costs" u "overnight costs") a 1978..

4.- Se emplea nuestro modelo tal cual:

5.- Se emplea nuestro modelo con:

$$YBX = YS = YO = 1981$$

Es decir, los costos son "instantáneos" a 1981.0. -

Además no se incluyen partes de repuesto e ICT = 1.

6.- Se emplea nuestro modelo con:

$$YO = YS = 1970$$

Es decir, los costos reportados son "instantáneos a -  
1970.

En este caso:  $ESX = 8.9\%$  actúa como una tasa de descuento desde 1976.5 a 1970, esto no es del todo exacto pero nuestro resultado es bueno. En realidad debió usarse la tasa dependiente del tiempo real de descuento entre 1970 a 1976.5 (Véase tabla de índices Handy-Witman).

7.- Nuestro modelo tal cual con:

$$YS - Y0 = 8 \text{ años}$$

$$Y0 = 1992.0$$

### ESTUDIOS PARAMETRICOS.

Emprenderemos estudios paramétricos de los siete factores - que a nuestro juicio más influyen sobre los costos de capital:

1.- Tamaño de las centrales.

En donde S tomará valores en el intervalo:

$$* S = 600 - 1200 \text{ MWe}$$

2.- Aumento en el tiempo de construcción.

Con YS fijo en 1983 los valores de Y0 serán:

$$* Y0 = 1991 - 1997$$

es decir, los tiempos de construcción irán de 8 a 15 años.

3.- Retraso en el proyecto.

La fecha de inicio de la construcción YS se recorre pero el tiempo de construcción seguirá siendo de 8 años.

Así:

$$* YS = 1983 - 1989$$

$$* Y0 = 1991 - 1997$$

4.- Tasa de interés durante construcción.

Tomaremos el intervalo:

\* XIR = 8 - 14 %

5.- Tasa de escalación durante construcción:

Tomaremos el intervalo:

\* ESX = 6.5 - 13.5 %

6.- Aumento en las horas de trabajo por semana:

\* HW = 40 - 100 horas de trabajo / semana.

7.- Variación del índice de productividad del trabajo:

Tomaremos el intervalo:

\* SLPI = 0.7 - 1.3

Las tablas de las páginas siguientes muestran los resultados que hemos obtenido de ORCOST según nuestros modelos base de costos. A continuación de las tablas se muestran las gráficas respectivas.

TABLAS DE RESULTADOS DE LOS: ESTUDIOS PARAMETRICOS.

GRAFICAS.

El programa ORCOST se adaptó, con cambios menores, para ser usado en la computadora BURROUGHS DEL I.I.M.A.S. de la U. N.A.M. En dicho lugar se hicieron las corridas mediante el empleo de terminales por el sistema CANDE. ORCOST está cargado y compilado en el área de trabajo ("clave") del Departamento de Ciencias Nucleares de la Facultad de Química.

El sistema de graficación que se empleó es el S.A.I. (Sistema de Análisis de Información) de la DEC, escrito en lenguaje BASIC. Se uso para la elaboración de las gráficas una computadora HEWLETT-PACKARD 9845-A, y su equipo asociado, propiedad de particulares al igual que el módulo S.A.I.

NOTA IMPORTANTE.- LA UNIDAD MONETARIA EN LA QUE SE REPORTAN LOS RESULTADOS SON:

\* DOLARES

NO OBSTANTE QUE APARECEN COMO "\$".

## EFECTO DEL TAMAÑO DE LA PLANTA.

· \$ / KWe (ESCALADOS A 1991)

S(MWe)	PWR	BWR	CANDU
600	3769.0	3798.1	3609.5
700	3447.5	3471.6	3349.8
800	3195.0	3215.4	3145.6
900	2990.5	3008.0	2980.0
1000	2820.8	2836.0	2842.4
1100	2677.3	2690.7	2725.8
1200	2554.0	2565.8	2625.6



## EFECTO DEL RETRASO EN LA CONSTRUCCION.

\$/ KWe (ESCALADOS A YO)

YO	PWR	BWR	CANDU
1991	2820.8	2836.0	2842.4
1992	3099.6	3116.3	3123.3
1993	3406.0	3424.4	3432.0
1994	3742.8	3763.0	3771.3
1995	4113.0	4135.2	4144.3
1996	4519.9	4544.3	4554.3
1997	4967.2	4994.0	5004.9

## EFECTO DEL RETRASO EN EL PROYECTO.

\$ / KWé (ESCALADOS A YO)

YS	YO	PWR	BWR	CANDU
1983	1991	2820.8	2836.0	2842.4
1984	1992	3042.8	3059.8	3050.3
1985	1993	3284.2	3303.1	3276.5
1986	1994	3546.7	3567.6	3522.4
1987	1995	3832.1	3855.2	3789.7
1988	1996	4142.4	4167.8	4030.5
1989	1997	4479.7	4507.8	4396.5

## EFECTO DE LA TASA DE INTERES

\$ / KWe (ESCALADOS A 1991)

XIR (%)	PWR	BWR	CANDU
8	2552.2	2565.9	2571.9
9	2638.4	2652.6	2658.7
10	2727.9	2742.6	2748.8
11	2820.8	2836.0	2842.4
12	2917.3	2933.0	2939.5
13	3017.5	3033.8	3040.4
14	3121.6	3138.4	3145.1

## EFECTO DE LA TASA DE ESCALACION.

\$/ KWe (ESCALADOS A 1991)

ESX (%)	PWR	BWR	CANDU
6.5	2571.5	2585.3	2590.9
7.5	2682.2	2696.7	2702.6
8.5	2797.3	2812.4	2818.6
9.5	2916.7	2932.4	2939.1
10.5	3040.6	3057.0	3064.1
11.5	3169.2	3186.3	3193.8
12.5	3302.7	3320.5	3328.3

## EFECTO DEL AUMENTO EN LAS HORAS DE TRABAJO POR SEMANA.

\$ / KWe (ESCALADOS A 1991)

HW	PWR	BWR	CANDU
40	2820.8	2836.0	2842.4
50	3071.7	3095.2	3063.6
60	3322.7	3354.5	3285.0
70	3604.4	3645.6	3533.5
80	3950.4	4003.0	3838.6
90	4410.9	4478.8	4244.8
100	5080.8	5170.9	4835.8

EFFECTO DE LA VARIACION DEL INDICE DE PRODUCTIVIDAD DEL TRABAJO EN EL SITIO.

\$ / KWe (ESCALADOS A 1991)

SLPI	PWR	BWR	CANDU
0.7	3175.7	3202.6	3155.3
0.8	3027.8	3049.9	3024.9
0.9	2912.8	2931.1	2923.5
1.0	2820.8	2836.0	2842.4
1.1	2745.5	2758.3	2776.0
1.2	2682.8	2693.5	2720.7
1.3	2629.8	2638.7	2673.9

## COSTOS "INSTANTANEOS"

\$ / kWe (DE ENERO DE 1983)

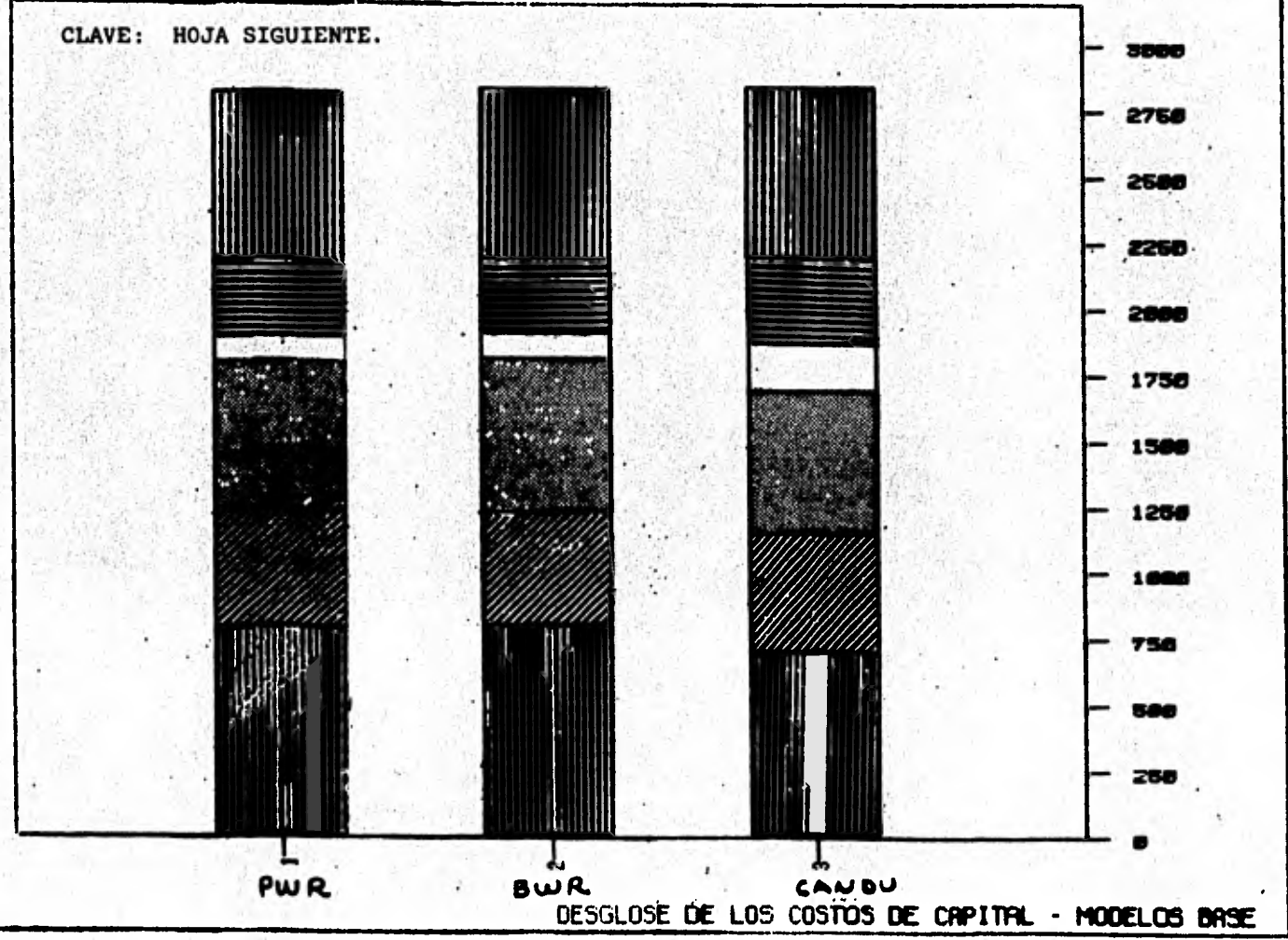
PWR	1328.2
BWR	1335.4
CANDU	1338.5



# ESTUDIOS DE COSTOS DE CAPITAL PLANTAS NUCLEOELECTRICAS

CLAVE: HOJA SIGUIENTE.

●/KWE ESCALADOS A 1991





CLAVE DE LA FIGURA: "DESGLOSE DE LOS COSTOS DE CAPITAL".



COSTOS DIRECTOS



COSTOS INDIRECTOS



COSTOS DE CONTINGENCIAS, PARTES DE REPUESTO,  
REGALIAS A PROPIETARIOS Y SUS INTERESES.



COSTOS DE LA PRIMERA CARGA DE COMBUSTIBLE Y / O  
AGUA PESADA



COSTO DE LA ESCALACION DURANTE CONSTRUCCION.



COSTO DE INTERESES DURANTE CONSTRUCCION.

CLAVE DE LA FIGURA: "COSTOS INSTANTANEOS VS. COSTOS ESCALADOS".



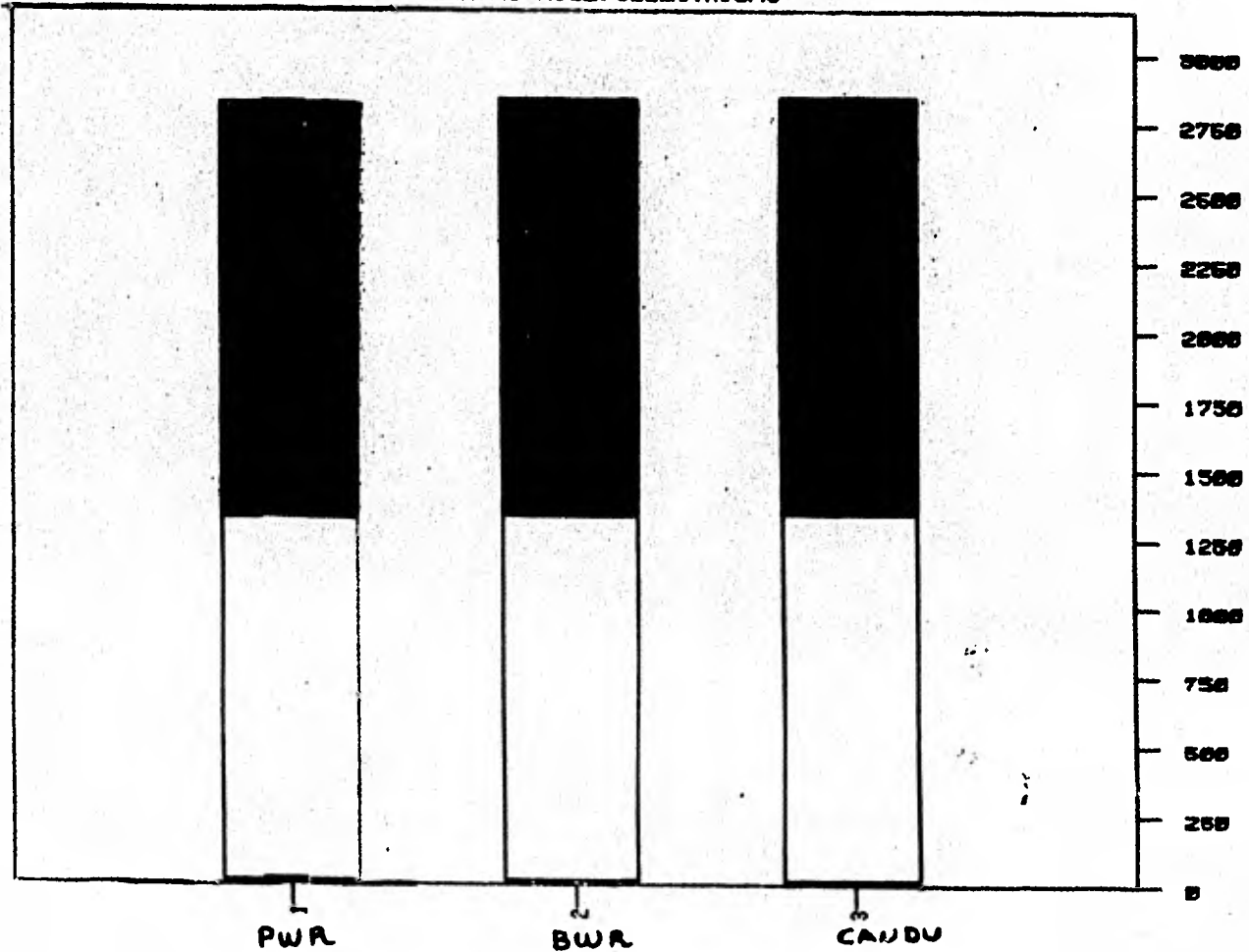
COSTOS "INSTANTANEOS" (1983)



COSTOS ESCALADOS A 1991.

# ESTUDIOS DE COSTOS DE CAPITAL PLANTAS NUCLIOELECTRICAS

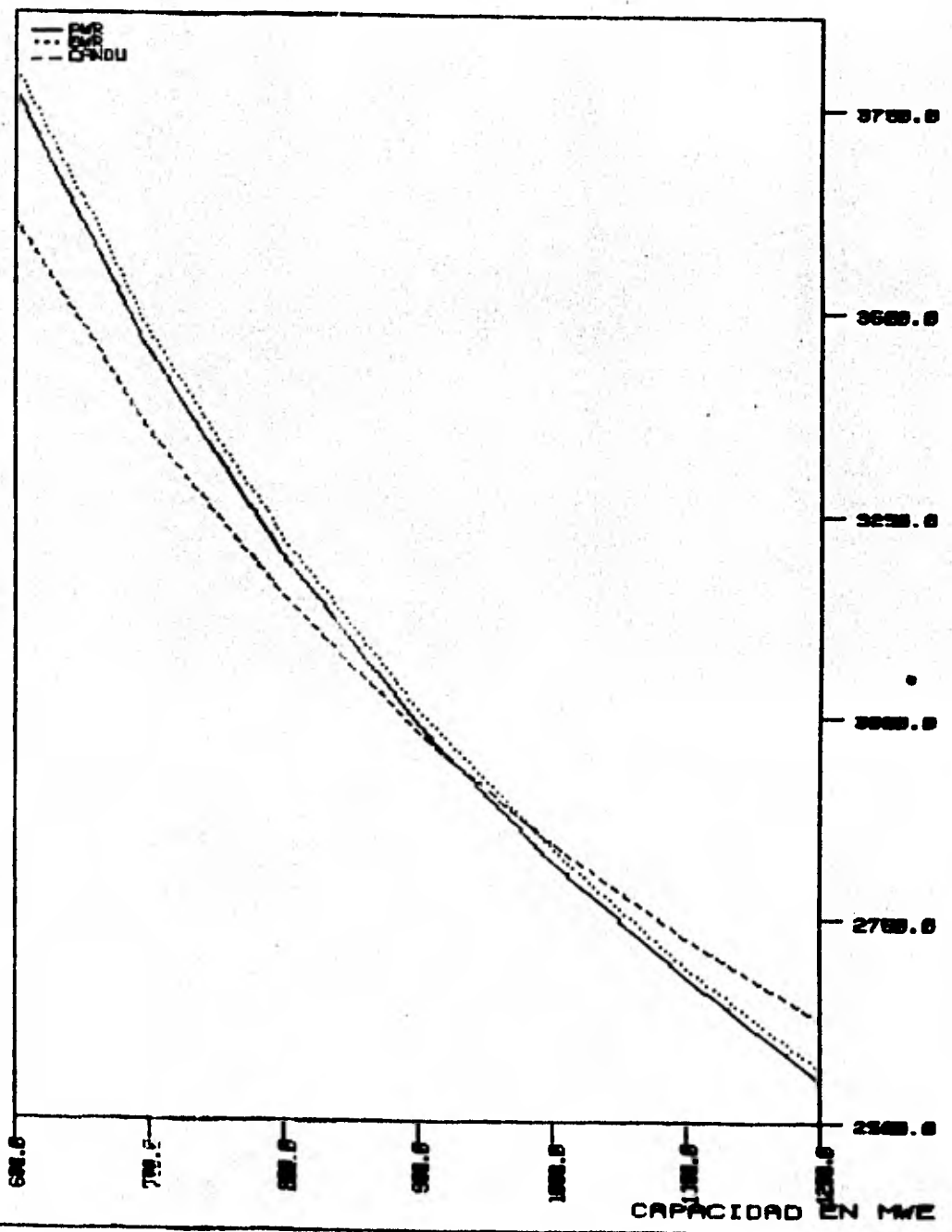
(\$/KWE ( DE 1969 Y 1981))



COSTOS "INSTANTANEOS" VS. COSTOS ESCALADOS

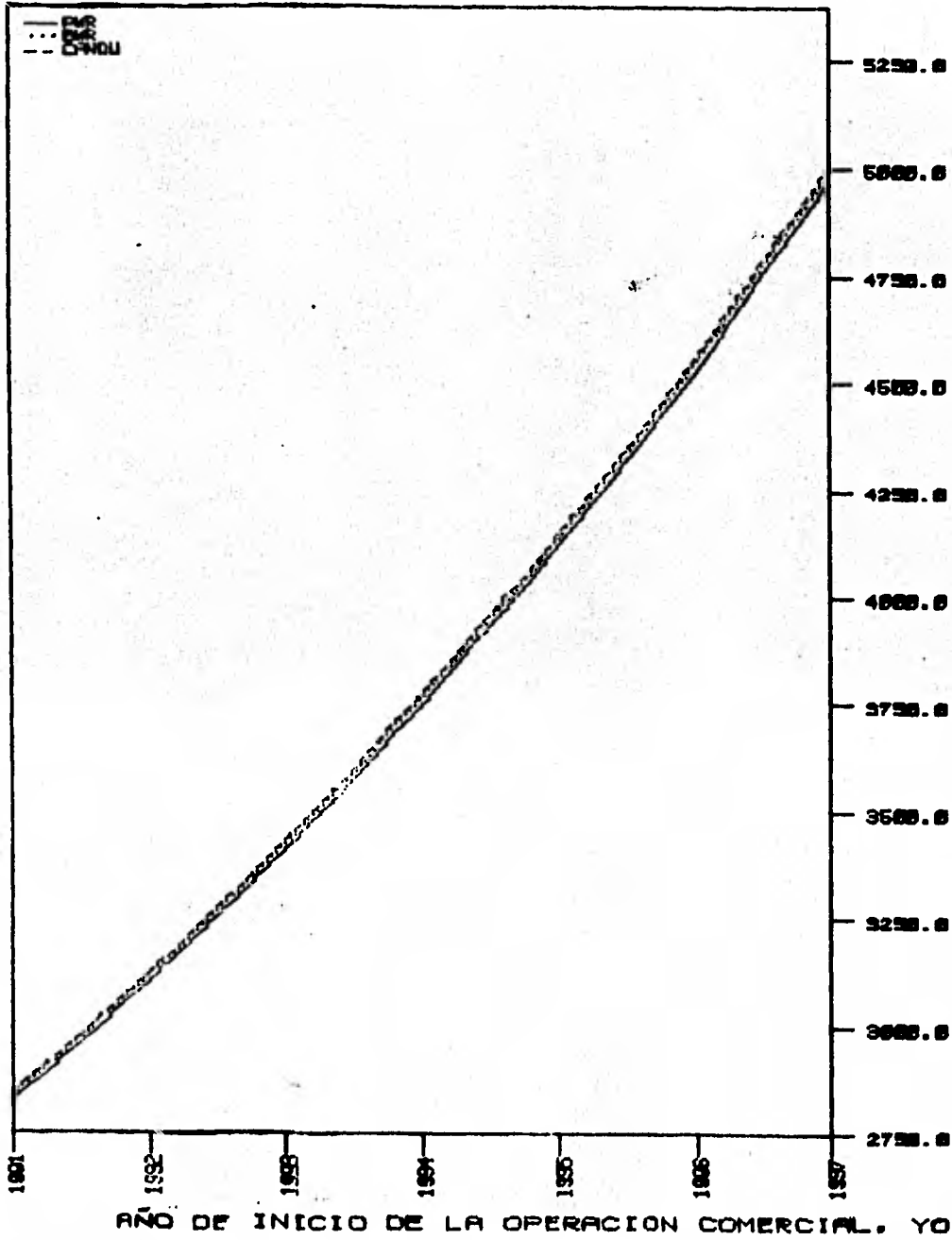
ESTUDIOS DE COSTOS DE CAPITAL  
 PLANTAS NUCLEOELÉCTRICAS  
 EFECTO DE LA CAPACIDAD DE LA PLANTA

\$/MVE ESCALADOS A 1991



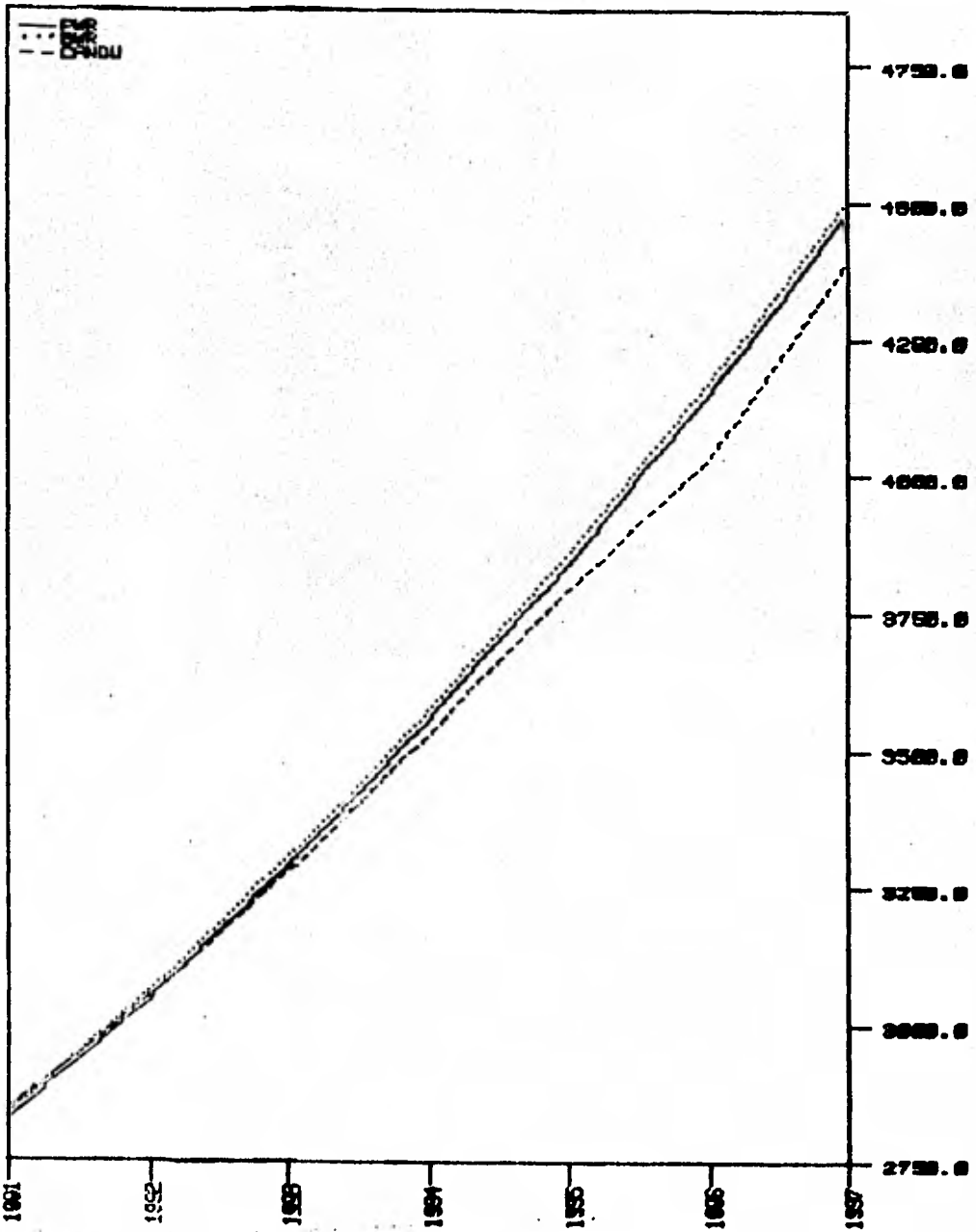
ESTUDIOS DE COSTOS DE CAPITAL  
 PLANTAS NUCLEOELÉCTRICAS  
 RETRASO EN LA CONSTRUCCIÓN

MIL MILES ESCALADOS A YD



ESTUDIOS DE COSTOS DE CAPITAL  
 PLANTAS NUCLEOELÉCTRICAS  
 RETRASO EN EL PROYECTO

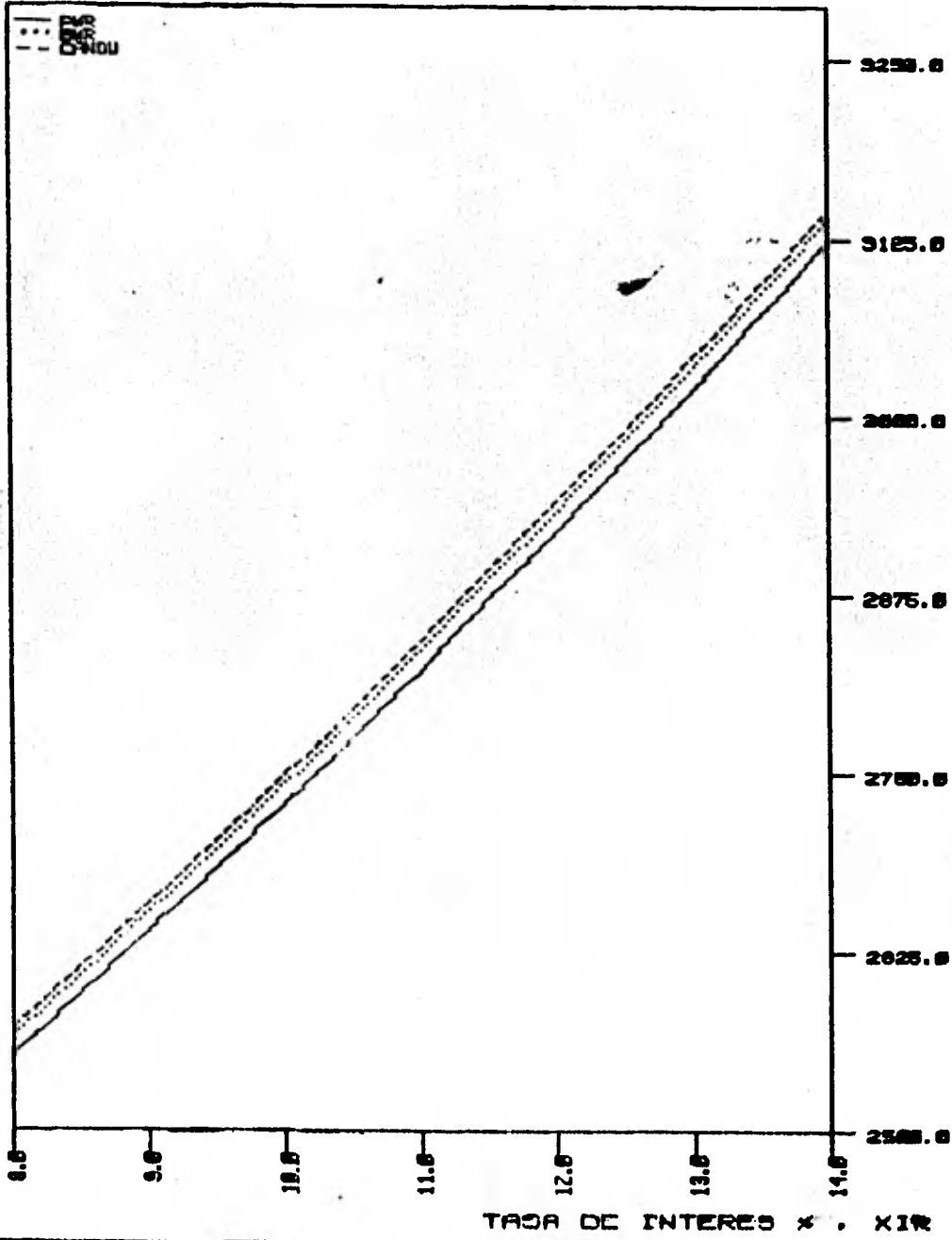
\$/KWH ESCOLOSADOS a Y/D



AÑO DE INICIO DE LA OPERACION COMERCIAL, Y/D

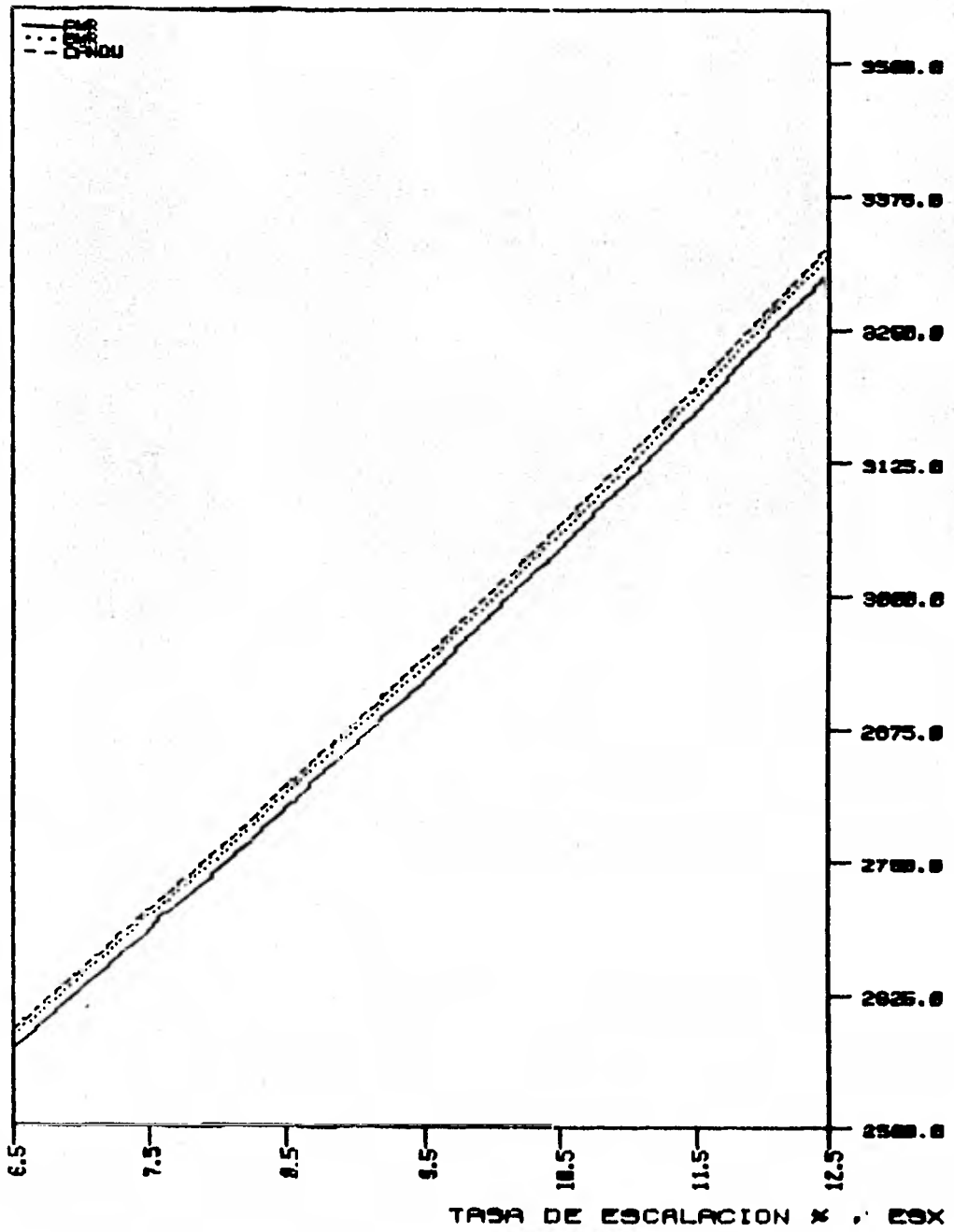
ESTUDIOS DE COSTOS DE CAPITAL  
 PLANTAS NUCLEOELÉCTRICAS  
 EFECTO DE LA TASA DE INTERÉS

1/1000 ESCALADOS A 1991



ESTUDIOS DE COSTOS DE CAPITAL  
 PLANTAS NUCLEOELÉCTRICAS  
 EFECTO DE LA TASA DE ESCALACION

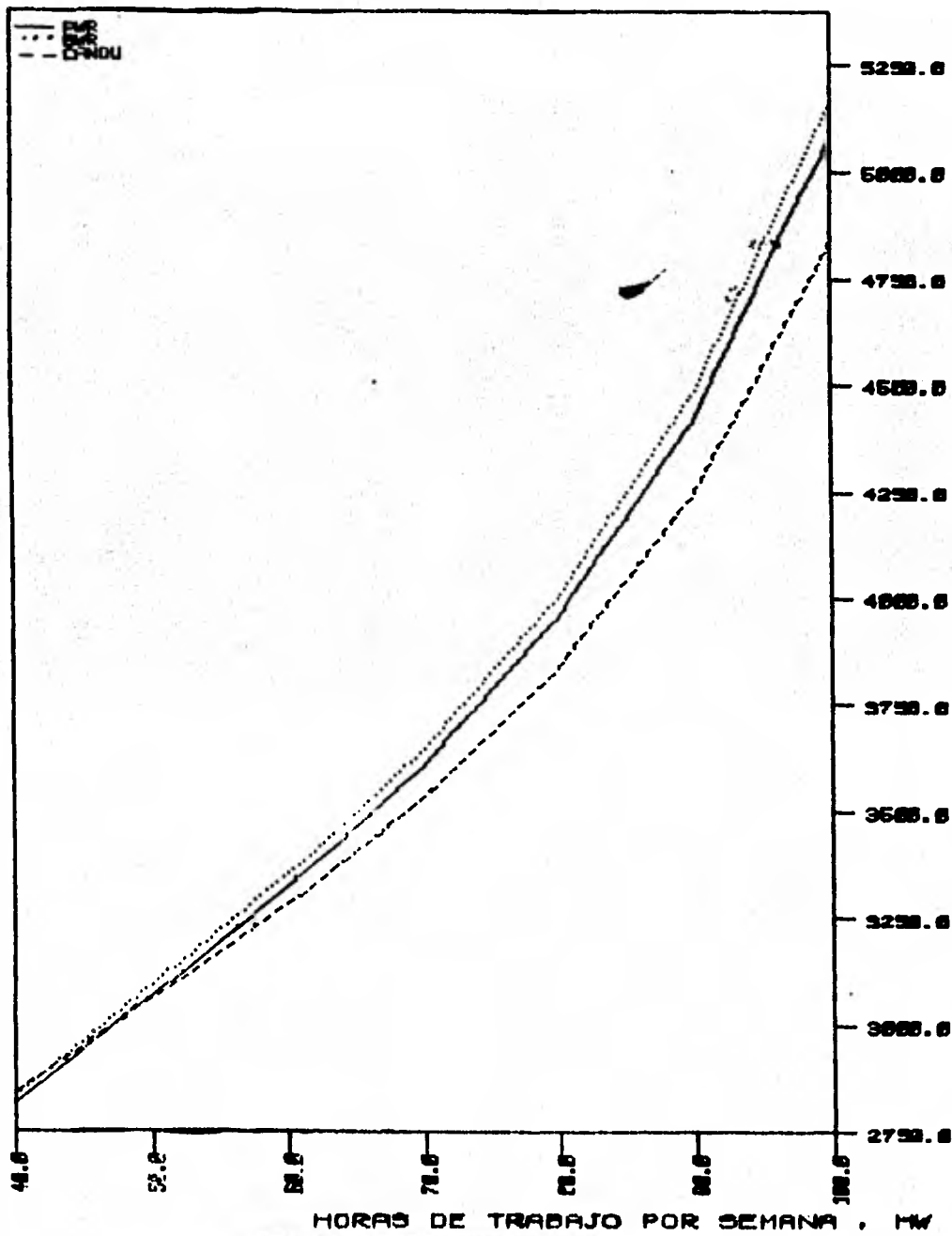
\$/KWE ESCALADOS A 1991



ESTUDIOS DE COSTOS DE CAPITAL  
 PLANTAS NUCLEOELÉCTRICAS

AUMENTO DE LAS HORAS DE TRABAJO POR SEMANA

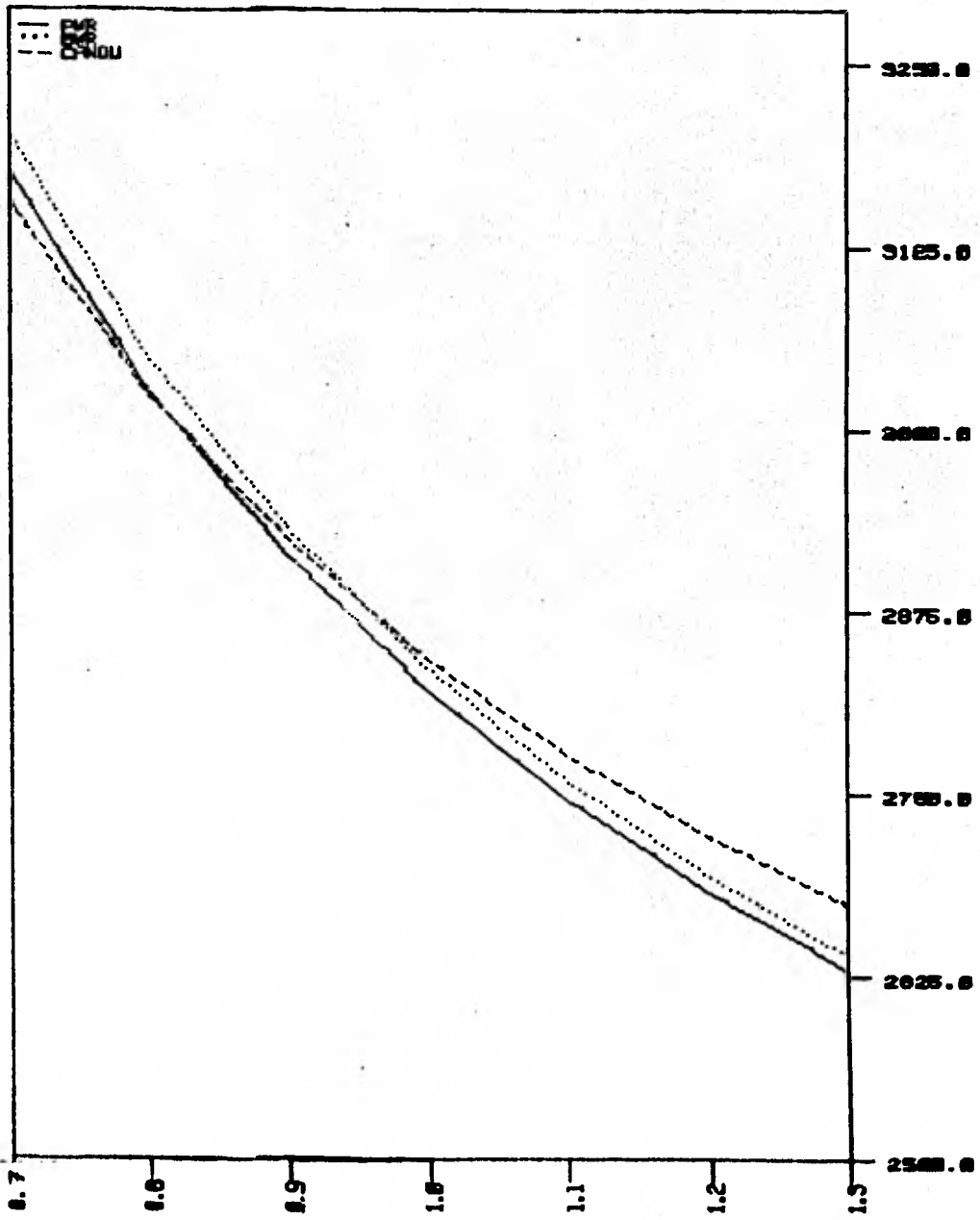
4/19/81 ESCALADOS A 1991





ESTUDIOS DE COSTOS DE CAPITAL  
 PLANTAS NUCLEOELECTRICAS  
 EFECTO DE LA PRODUCTIVIDAD DEL TRABAJO

\$/KWE ESCALADOS A 1991



INDICE DE PRODUCTIVIDAD DEL TRABAJO : SLPI

MODELO DE REGRESION LINEAL: COSTO VS. TAMAÑO.

Con el propósito de que los resultados que hemos obtenido puedan ser llevados a cualquier tamaño de planta emplearemos una ecuación del tipo:

$$\frac{\text{COSTO A}}{\text{COSTO B}} = \left( \frac{\text{TAMAÑO A}}{\text{TAMAÑO B}} \right)^X$$

Tomaremos como el tamaño B el tamaño base de 1000 MWe por lo que:

$$\text{COSTO } (\$/\text{kWe}) = \text{COSTO BASE } (\$/\text{kWe}) \left( \frac{\text{TAMAÑO A (MWe)}}{1000 \text{ MWe}} \right)^X$$

Los costos base son los siguientes:

$$\text{PWR} = 2820.8 \text{ \$ / kWe}$$

$$\text{BWR} = 2836.0 \text{ \$ / kWe}$$

$$\text{CANDU} = 2842.4 \text{ \$ / kWe}$$

A partir de los datos obtenidos de los estudios paramétricos de tamaños determinamos el exponente X mediante un programa de regresión lineal del módulo "Master Library 1" de la calculadora de bolsillo TI - 58C. Los exponentes son:

$$\text{PWR} = -0.5613$$

$$\text{BWR} = -0.5657$$

$$\text{CANDU} = -0.4589$$

Esto nos permite llevar cualquiera de nuestros resultados a otro tamaño cualquiera mediante nuestra ecuación de correlación para cada tipo de planta. Las ecuaciones son entonces:

$$\text{COSTO PWR (\$/kWe)} = \left( \frac{\text{TAMAÑO (MWe)}}{1000 \text{ MWe}} \right)^{-0.5613} \times 2820.8$$

$$\text{COSTO BWR (\$/kWe)} = \left( \frac{\text{TAMAÑO (MWe)}}{1000 \text{ MWe}} \right)^{-0.5657} \times 2836.0$$

$$\text{COSTO CANDU (\$/kWe)} = \left( \frac{\text{TAMAÑO (MWe)}}{1000 \text{ MWe}} \right)^{-0.4589} \times 2842.4$$

Las correlaciones anteriores nos permiten obtener analíticamente las capacidades a las cuales los costos de capital de los reactores son iguales. Estas capacidades son:

928 MWe - para PWR y CANDU

980 MWe - para BWR y CANDU

No hay cruce entre los reactores PWR y BWR para el intervalo de capacidad menor a 1300 MWe.

CONCLUSIONES.

- \* No se observó ninguna diferencia sustancial entre los - costos de capital de los reactores PWR, BWR y CANDU de 1000 MWe. Tomando como base el reactor PWR resulta que el BWR es 0.54 % más caro que éste y el CANDU 1.4 % más caro que el PWR. Empleando costos "instantáneos" el BWR y el CANDU son 0.54 % y 0.55 % respectivamente, más caros que el PWR.
- \* Para capacidades menores a 928 MWe el reactor CANDU es más barato que el PWR y para capacidades menores a 980 MWe más barato que el BWR. Para un tamaño de 600 MWe el reactor CANDU es 4.23 % más barato que el PWR y 4.97% más barato que el BWR. La economía de escala es mucho más fuerte para el caso de los reactores de agua ligera que para el reactor CANDU, esto se puede ver claramente de las relaciones encontradas:

$$\text{COSTO PWR (\$/kWe)} = 2820.8 \left( \frac{\text{TAMAÑO (MWe)}}{1000 \text{ MWe}} \right)^{-0.5613}$$

$$\text{COSTO BWR (\$/kWe)} = 2836.0 \left( \frac{\text{TAMAÑO (MWe)}}{1000 \text{ MWe}} \right)^{-0.5657}$$

$$\text{COSTO CANDU (\$/kWe)} = 2842.4 \left( \frac{\text{TAMAÑO (MWe)}}{1000 \text{ MWe}} \right)^{-0.4589}$$

- \* Los costos de los intereses durante la construcción y los de escalación durante construcción constituyen un 50 % de los costos de capital totales. Esto significa que condiciones financieras y económicas favorables deben hacer altamente competitiva a la energía nuclear, mientras que condiciones desfavorables (como devaluaciones y altas tasas inflacionarias) hacen muy riesgoso un proyecto nucleoelectrico e incluso pueden hacer que las ventajas económicas derivadas del costo de combustible, mucho más barato en el caso nuclear en comparación al fósil, desaparezcan.
- \* El costo de la primera carga de combustible de los reactores de agua ligera es un 3.6 % de los costos de capital totales en comparación al 1.0 % en el caso del reactor CANDU . Si se incluye el inventario de agua pesada la situación se invierte, el costo de la primera carga de combustible mas el agua pesada es un 6.5% de los costos de capital totales, situación desfavorable para el CANDU. Se presenta aquí un problema de evaluación económica derivado de que la primera carga de combusti-

ble de los reactores LWR no es equivalente a la primera carga de combustible del reactor CANDU debido a los diferentes quemados y esquemas de recarga.

Este problema no se consideró aquí pero creemos que tomado en cuenta desfavorece un poco más al reactor CANDU.

- \* Los efectos de los diversos parámetros sobre los costos se dan en las siguientes tablas:

EFEECTO DE LOS DIVERSOS PARAMETROS

\$ / kWe X lo que se indica

	PWR	BWR	CANDU
Retraso en la construcción	357.7 /año	359.7 /año	360.4 /año
Retraso en el proyecto	279.5 /año	278.6 /año	259.0 /año
Horas de trabajo por semana	37.6 / hr	38.9 / hr	33.22 /hr
Tasa de escalación	121.9 /1 %	122.5 /1 %	122.9 /1 %
Tasa de interés	94.9 /1 %	95.4 /1 %	95.5 /1 %
Indice de productividad del trabajo	-91 /0.1*	-94 /0.1	-80 /0.1

---

\* Los \$ / kWe se dan por 0.1 de aumento del índice de productivilidad. El signo (-) aparece debido a que un 0.1 de aumento en dicho índice produce un AHORRO y no un costo extra como en todos los otros casos.



EFEECTO DE LOS DIVERSOS PARAMETROS.

	\$ / kWe X 1 % de variación del parámetro		
	PWR	BWR	CANDU
Retraso en la construcción	28.62	28.77	28.83
Retraso en el proyecto	22.36	22.29	20.72
Horas de trabajo por semana	15.04	15.56	13.29*
Tasa de escalación	13.70	13.76	13.81
Tasa de interés	8.25	8.31	8.30
Indice de productividad del trabajo.	9.10	9.40	8.00

---

\* Observar que el orden de importancia relativo de los parámetros difiere en el caso del CANDU.

De dichas tablas se concluye que el orden de importancia de los distintos factores en relación a los costos es el siguiente en el caso de los reactores de agua ligera:

PARAMETRO	PESO RELATIVO*	
	PWR	BWR
Retraso en la construcción	1.0	1.01
Retraso en el proyecto	0.78	0.78
Horas de trabajo por semana	0.53	0.54
Tasa de escalación	0.48	0.48
Indice de productividad del trabajo	0.32	0.33
Tasa de interés	0.29	0.29

Mientras que para el caso de CANDU:

PARAMETRO	PESO RELATIVO
Retraso en la construcción	1.01
Retraso en el proyecto	0.72
Tasa de escalación	0.48

---

\* Valores redondeados a dos dígitos.

Horas de trabajo por semana	0.46
Tasa de interés	0.29
Índice de productividad del trabajo	0.28

No hay diferencia en el comportamiento a las variaciones paramétricas entre los reactores de agua ligera. Se observa que en el caso del CANDU es más importante sobre los costos la variación en la tasa de escalación (inflación) que las horas de trabajo por semana; sin embargo, el efecto de la tasa de escalación tiene el mismo peso relativo en los tres tipos de plantas.

El efecto del retraso en el proyecto castiga menos a los reactores CANDU.

Los efectos de la mano de obra (su aumento y las variaciones en el índice de productividad) son menos importantes para el reactor CANDU.

\* Los costos de capital de las plantas nucleares aunque constituyen un alto porcentaje del costo de generación de electricidad (75 %), no dan elementos de juicio para la selección de una tecnología en particular. Debe ser

más importante la evaluación cuidadosa de la economía de los ciclos de combustible asociados a los diferentes reactores, así como las cuestiones de transferencia de tecnología e integración a la industria nacional para la selección de una tecnología dada. Debido a que es importante la integración de una industria nuclear nacional no se considera conveniente para el desarrollo de un programa nucleoelectrico una mezcla de las distintas tecnologías.

- \* Los efectos de los retrasos temporales y condiciones económicas desfavorables pueden fácilmente hasta quintuplicar los costos de inversión de capital planeados inicialmente para una central nucleoelectrica. Esto hace muy riesgosa para un país la inversión de capital para el desarrollo de un programa nucleoelectrico si no se cuenta con continuidad en los programas y administración y un riguroso control de costos y tiempos programados. Los riesgos consisten en acarrear proyectos onerosos de valor dudoso por su retraso y costo, parar la construcción de centrales por falta de fondos, no cumplir con los requerimientos de suministro de energía eléctrica programados y colocar a la opinión pública contra el indispensable uso de la energía nuclear.

A P E N D I C E S

APENDICE 1 :-

LISTADO COMPLETO DEL PROGRAMA ORCOST.



```

600 CONTINUE
C PRINT CAPITAL COST
  CALL ORCOS2
C CALCULATE CUMULATIVE DISCOUNTED CASH OUTLAY (IF REQUIRED)
C IF(IWANT.NE.1) CALL DISC
C IF(IWANT.EQ.0.OR.IWANT.EQ.1.OR.IWANT.GT.7) GO TO 550
  CALL DISC
  GO TO 550
  END
  SUBROUTINE Q4NDM
C REVISED 11-24-75
E1 PLANT NET EFFICIENCY (RUN-OF-RIVER, W/O SO2), PERCENT
E2 EFFICIENCY FACTOR FOR HEAT SINK, DECIMAL
E3 EFFICIENCY FACTOR FOR SO2 REMOVAL, DECIMAL
4MN NET PLANT ELECTRICAL OUTPUT (SINGLE UNIT), MW
4WT THERMAL INPUT TO PLANT (SINGLE UNIT), MW
3ASM ANNUAL COST OF MAINTENANCE MATERIAL FOR SINGLE UNIT AT
REFERENCE CAPACITY FACTOR, $THOUSAND/YEAR
ISOX =1 SO2 REMOVAL SPECIFIED, =0 SO2 REMOVAL NOT SPECIFIED
PCTS SULFUR IN OIL, PERCENT
SINK TYPE OF HEAT SINK (RUN, NET, MET)
SOX4 ANNUAL COST OF MAINTENANCE MATERIAL FOR SO2 REMOVAL, SINGLE
UNIT, AT REFERENCE CAPACITY FACTOR, $THOUSAND/YEAR
TYPE PLANT TYPE (PWR, BWR, HTGR, LMFBR, COAL, OIL, GAS)
XWMT MAXIMUM THERMAL INPUT FOR GOVT. LIABILITY INSURANCE CALC.
YEAR YEAR OF OPERATION
3ASF4 ANN. COST PLANT FIXED MAINT. MATL. BEF. SO2 & TOWERS, $TH/YR
3ASV4 ANN. COST PLANT VAR. MAINT. MATL. BEF. SO2 & TOWERS, $TH/YR
COSLM COST OF LIMESTONE (BASE YEAR), $/TON
ESOIL ESCALATION RATE ON COST OF FUEL FOR DIESEL ENGINE GENERATORS
AND AUXILIARY STEAM BOILERS, PERCENT/YEAR
ISINK =1 NATURAL DRAFT EVAPORATIVE TOWERS, =2 MECHANICAL DRAFT
EVAPORATIVE TOWERS, =3 RUN-OF-RIVER
ISIZE INDEX OF UNIT SIZE =1 400-700 MWE, =2 701-1400, =3 1401-2000
MFLAG =1 NUCLEAR, =2 FOSSIL
SLURJ COST OF SLUDGE DISPOSAL (BASE YEAR), $/TON OF LIMESTONE
SOXF4 ANN. COST FIXED MAINT. MATL. FOR SO2 REMOVAL, $THOUSAND/YEAR
SOXVM ANN. COST VAR. MAINT. MATL. FOR SO2 REMOVAL, $THOUSAND/YEAR
STAFF4 ANNUAL COST OF STAFF EXCLUDING SO2 REMOVAL, $THOUSAND/YEAR
STAFF STAFF TOTAL, PERSONS
CONTINUE
C STAFFS ANNUAL COST OF SO2 REMOVAL STAFF, $THOUSAND/YEAR
SUPER PLANT SUPER. & ENGRG. AS PCT. OF WAGES & FRINGES, PCT.
TOS0 SULFUR IN OIL (ORIGINAL), TONS/YEAR
TOTAL TOTAL ANNUAL O & M COSTS, $THOUSAND/YEAR
UNITS NUMBER OF UNITS PER STATION
NETFM ANNUAL COST FIXED MAINTENANCE MATL. FOR WET TOWERS, $TH/YR
JETV4 ANNUAL COST VARIABLE MAINT. MATL. FOR WET TOWERS, $TH/YR
KLIMS TONS LIMESTONE/TON SULFUR
ADMADD ADDER TO A & G FOR SO2 REMOVAL, $THOUSAND/YEAR
ADM3AS ADMINISTRATIVE AND GENERAL (BEFORE SO2 REMOVAL), $TH/YR
AD4GEN ADMINISTRATIVE AND GENERAL (TOTAL), $THOUSAND/YEAR
AGFACT A & G PERCENT OF STAFF MAINTENANCE, SUPPLIES AND EXPENSES
ANNGEN ANNUAL NET GENERATION, MILLION KWH
3AKOIL OIL, BARRELS/YEAR
3ASEYR BASE YEAR FOR COST MODEL
3ASTAF ADMIN. OPER. & MAINT. STAFF W/O SO2 REMOVAL
3TJ3BL HEATING VALUE OF OIL, MILLION BTU/BARREL
3TUCOL HEATING VALUE OF COAL, $TU/LB
COMINS COMMERCIAL LIABILITY INSURANCE, $THOUSAND/YEAR
COSLM COST OF LIMESTONE, $/TON
COSTAF ANNUAL COST OF STAFF (TOTAL), $THOUSAND/YEAR
CTS33L SO2 REMOVAL O&M COST, CENTS/BARREL
CTS3TU SO2 REMOVAL O&M COST, CENTS/MILLION BTU

```

A  
B  
A

B



```

C 04ETV4 VARIABLE MAINTENANCE MATERIAL COST FOR COOLING SYSTEMS,
C 05COLTON SO2 REMOVAL UNIT COSTS, $/TON OF COAL
C 06SCINS ESCALATION RATE ON COST OF COMMERCIAL LIABILITY INS., PCT/YR
C 07SFEEES ESCALATION RATE ON COST OF OPERATING FEES, PERCENT/YEAR
C 08S3INS ESCALATION RATE ON COST OF GOVERNMENT LIABILITY INS., PCT/YR
C 09SLIME ESCALATION RATE ON COST OF LIMESTONE, PERCENT/YEAR
C 10SMATL ESCALATION RATE ON MATERIAL, PERCENT/YEAR
C 11SSSLUR ESCALATION RATE ON COST OF SLUDGE DISPOSAL, PERCENT/YEAR
C 12SWAGE ESCALATION RATE ON WAGES, PERCENT/YEAR
C 13TANET PLANT NET EFFICIENCY, PERCENT
C 14TBASE FIXED ANN. COST $/HR BEFORE SO2 AND TOWERS, $THOUSAND/YEAR
C 15TEEINS INSURANCE AND FEES, $THOUSAND/YEAR
C 16FIXFAC FIXED PORTION OF PLANT MAINTENANCE MATL. COSTS, DECIMAL
C 17FIXFCS FIXED PORTION OF SO2 MAINTENANCE MATL. COSTS, DECIMAL
C 18FIXMIL FIXED UNIT O & M COSTS, MILLS/KWH(E)
C 19FIXMNT ANNUAL COST FIXED MAINTENANCE MATL., $THOUSAND/YEAR
C 20FRINGE OPERATOR FRINGE BENEFITS AS PERCENT OF WAGE RATE, PERCENT
C 21FULOIL COST OF FUEL FOR DIESEL ENGINE GENERATORS AND AUXILIARY
C 22STEAM BOILERS $THOUSAND/YEAR
C 23GAL3BL GALLONS OF OIL PER BARREL
C 24GAL3S POUNDS OF OIL PER GALLON
C 25GOVINS GOVERNMENT LIABILITY INSURANCE, $THOUSAND/YEAR
C 26HTRATE PLANT NET HEAT RATE BTU/KWH(E)
C 27MANCOS ANNUAL COST OF STAFF MEMBER, $/MAN-YEAR
C 28OPFEEES OPERATING FEES, $THOUSAND/YEAR
C 29PCTSJL SULFUR IN COAL, PERCENT
C 30PLTFAC PLANT FACTOR, DECIMAL
C 31RAJWAS UNIT COST OF SUPPLIES AND EXPENSES FOR RADIOACTIVE WASTE
C 32SLURRY COST OF SLUDGE DISPOSAL, $/TON OF LIMESTONE
C 33SOXCON SO2 REMOVAL UNIT O & M COST, MILLS/KWH(E)
C 34SOXMAN OPERATING STAFF FOR SO2 REMOVAL AND WASTES DISPOSAL, PERSONS
C 35SOXTAF OPERATING STAFF FOR SO2 REMOVAL AND WASTES DISPOSAL, PERSONS
C 36SUPADD $/HR ADDER FOR LIMESTONE, SLUDGE DISPOSAL, $THOUSAND/YEAR
C 37SUPEXP COST OF CHEMICALS, GASES, LUBRICANTS, OFFICE AND PERSONNEL
C 38SUPPLY SUPPLIES, OFF SITE CONTRACT SERVICES
C 39SUPEXP SUPPLIES & EXPENSES (TOTAL), $THOUSAND/YEAR
C 40TNCOL COAL BURNED, TONS/YEAR
C 41TONLIM LIMESTONE, TONS/YEAR
C 42TONJIL JIL BURNED, TONS/YEAR
C 43TOSJL SULFUR IN COAL (ORIGINAL), TONS/YEAR
C 44TOTALS TOTAL ANNUAL COST OF SO2 REMOVAL, $THOUSAND/YEAR
C 45TOTFIX TOTAL FIXED COSTS, $THOUSAND/YEAR
C 46TOTMIL TOTAL UNIT O & M COSTS, MILLS/KWH(E)
C 47TOTMNT ANNUAL COST OF MAINTENANCE MATERIAL, $THOUSAND/YEAR
C 48TOTVAR TOTAL VARIABLE COSTS, $THOUSAND/YEAR
C 49VARFAC VARIABLE PORTION OF PLANT MAINTENANCE COSTS, DECIMAL
C 50VARFCS VARIABLE PORTION OF SO2 MAINTENANCE COSTS, DECIMAL
C 51VARMIL VARIABLE UNIT O & M COSTS, MILLS/KWH(E)
C 52VARMNT ANNUAL COST VARIABLE MAINTENANCE MATL., $THOUSAND/YEAR
C 53VARISSE VARIABLE ANN. COST $/HR BEFORE SO2 AND TOWERS, $THOUSAND/YEAR
C 54WAGE RT WAGE RATE (BEFORE ADDERS), $/HOUR
C 55REAL *4 MWT, ANN, MANCOS
C 56INTEGER *2 STAFF, SOXTAF, UNITS
C 57CJ440Y /A/ TYPE(4), CCE(8), CCM(5), CCL(8), JFLAG, MFLAG, ISOX, KFLAG
C 58CJ440Y /C/ MWT, ICT, D2CR, D2OP, FUEL1, FJEL5
C 59CJ440Y /D/ FCR, PLTFAC, FC, PIR, Y5, YEAR, LV, PCX(50)
C 60CJ440Y /F/ TOTFIX, TOTVAR, TOTAL, ANSEN, FIXMIL, VARMIL, TOTMIL,
C 61CJ551A, CTSVAR, CTSIST
C 62COMMON /CMI/ BASEYR, BASEYR, ISIZE, SOXFM, SOXVM, STAFF, UNITS, NETFM,
C 63NETVM, BASEYR, ESMAIL, FIXMNT, FSWAGE, MANCOS, SOXTAF, SUPLXF, VARANT,
C 64TOT44Y
C 65VANELIST /DATA*/ PCIS, COSLM, SLURRY, SUPER, XLIMS, BTUBBL,
C 66BTUCOL, ESCINS, SFEEES, ESINS, ESLIME, ESMATL, ESSLUR, ESWAGE, FRINGE,
C 67PCTSJL, WAGERT, ESOLL
C 68DATA BTUCOL/1.1E4/, BTUBBL/5.2/, XLIMS/4.0/, PCTS/2.5/, PCTSUL/3.5/
C 69DATA WAGERT/5.75/, FRINGE/5.5/, SUPER/10.7
C 70ISLXK = ICT
C 71IF(ICT.EQ.0) ISLXK = 3
C 72UNITS=1
C 73BASEYR = 1975.0
C 74ESLAGE = 7.0
C 75ESLIL = 10.0
C 76ESLUX = 5.0
C 77ESLIME = 5.0
C 78ESCINS = 5.0
C 79CSAINS = 5.0

```

8

8

8

```

ESFEES = 3.0
ESMATL = 6.0
SOXTAF = 0
SOXFM = 0.0
SOXVM = 0.0
I# = 5
IF(KFLAG.EQ.1) READ(5,DATA0M)
MANCOS = 52.*40.*WAGERT*(1.+FRINGE/100.)*(1.+SUPER/100.)
*(1.0+ESWAGE/100.)*(YEAR-BASEYR)
COSLIM = COSLM *(1.0+ESLIME/100.)*(YEAR-BASEYR)
SLURRY = SLURY *(1.0+ESSLUR/100.)*(YEAR-BASEYR)
HTRATE = PHR
ETANET = 3412.140 * 100. / HTRATE
MWT = MWN * 100. / ETANET
IF((MWN.LT.400.0).OR.(MWN.GT.2000.)) GO TO 701
IF(MWN.LE.700.0) GO TO 10
IF(MWN.LE.1400.) GO TO 11
ISIZE = 3
GO TO 410
11 ISIZE = 2
GO TO 410
10 ISIZE = 1
GO TO 410
701 WRITE(IW,301)
801 FORMAT(' ',T10,'NET PLANT ELECTRICAL OUTPUT OUT OF RANGE'/
, T10,'1400 TO 2000 MWE PER UNIT'/'')
STOP 3
410 ANNGEN = (MWN * 365.25 * 24. * PLTFAC / 1000.) * UNITS
RADWAS = 0.0
IF(ICOMPA(TYPE,3HWR ,3).NE.0) GO TO 420
RADWAS = .029
CALL $LWR
GO TO 600
420 IF(ICOMPA(TYPE,3HWR ,3).NE.0) GO TO 450
RADWAS = .029
CALL $LWR
GO TO 500
430 IF(ICOMPA(TYPE,4HTGR ,4).NE.0) GO TO 450
RADWAS = .021
CALL $HTGR
GO TO 600
450 IF(ICOMPA(TYPE,4HCOAL ,4).NE.0) GO TO 460
CALL $COAL
GO TO 600
460 IF(ICOMPA(TYPE,3HOIL ,3).NE.0) GO TO 470
CALL $OIL
GO TO 600
470 IF(ICOMPA(TYPE,3HGAS ,3).NE.0) GO TO 480
CALL $GAS
GO TO 500
480 IF(ICOMPA(TYPE,4HCAND,4).NE.0) GO TO 490
CALL $CANDU
GO TO 600
490 IF(ICOMPA(TYPE,4HPHWR,4).NE.0) GO TO 700
CALL $CANDU
GO TO 600
700 WRITE(IW,800)
800 FORMAT('0',T20,'NO COMPARISON OF PLANT TYPE'/'')
STOP 2
600 CONTINUE
COSTAF = STAFF * MANCOS / 1000.
STAFB = (STAFF - SOXTAF) * MANCOS / 1000.
STAFS = SOXTAF * MANCOS / 1000.
FBASSE = SUPEXF * MWN * UNITS
*(1. + ESMATL/100.)*(YEAR-BASEYR)

```

```

FUOLOIL = .70 * ANN * UNITS
* (1. + ES0IL / 100.) ** (YEAR - BASEYR)
VBASSE = RADWAS * ANNGEN
* (1. + ESMATL / 100.) ** (YEAR - BASEYR)
SUPADD = 0.0
IF (ISX.EQ.0) GO TO 19
IF (ICOMPA (TYPE, 4HCOAL, 4).EQ.0) GO TO 21
GAL3BL = 42.0
GALLBS = 7.9
BAROIL = ANNGEN * HTRATE / 3TUBBL
TONOIL = BAROIL * GALBBL * GALLBS / 2000.
TONSO = PCTS * TONOIL / 100.
TONLIM = TONSO * XLIMS
SJPADD = ((TONLIM * COSLIM) + (TONLIM + TONSO) * 2.0 * SLURRY) / 1000.
GO TO 19
21 TONCOL = ANNGEN * HTRATE * 1.ES / (3TUCOL * 2000.)
TONSUL = TONCOL * PCTSUL / 100.
TONLIM = TONSUL * XLIMS
SJPADD = ((TONLIM * COSLIM) + (TONLIM + TONSUL) * 2.0 * SLURRY) / 1000.
19 SJPEXP = FBASSE + VBASSE + SUPADD + FUOLOIL
IF (MFLAG.EQ.1) GO TO 12
COMINS = 0.0
GOVINS = 0.0
OPFEES = 0.0
GO TO 15
12 COMINS = (165.0 + 112.0 * UNITS) * (1.0 + ESCINS / 100.) ** (YEAR - BASEYR)
IF (MFLAG.EQ.3) GO TO 13
XMMT = 3000.
GO TO 14
13 XMMT = 44T
14 GOVINS = (30. * XMMT * UNITS / 1000.) * (1.0 + ESCINS / 100.) ** (YEAR - BASEYR)
OPFEES = (50. * UNITS) * (1.0 + ESFEES / 100.) ** (YEAR - BASEYR)
15 FEINS = COMINS + GOVINS + OPFEES
AGFACT = 15.
IF (MFLAG.EQ.2) AGFACT = 10.
ADMADD = 0.0
IF (ISX.EQ.1) ADMADD = AGFACT * (STAFS + SOXFM) / 100.
TOTALS = STAFS + SOXFM + SOXVM + SUPADD + ADMADD
SOXCON = TOTALS / ANNGEN

```

```

ADM3AS = AGFACT * (STAFS + SOXFM + WETFM + FBASSE) / 100.
ADM3EN = ADM3AS + ADMADD
TOTFIX = COSTAF + FIXMNT + ADM3EN + FEINS + FBASSE + FUOLOIL
TOTVAR = VARMT + VBASSE + SUPADD
TOTAL = TOTVAR + TOTFIX
FIXMIL = TOTFIX / ANNGEN
VARMIL = TOTVAR / ANNGEN
TOTMIL = TOTAL / ANNGEN
CTSFIX = FIXMIL * 1.ES / HTRATE
CTSVM = VARMIL * 1.ES / HTRATE
CTSTOT = TOTMIL * 1.ES / HTRATE
IF (ISX.EQ.1) GO TO 609
IF (ICOMPA (TYPE, 4HCOAL, 4).EQ.0) GO TO 706
CTS3BL = TOTALS * 1000. * 100. / BAROIL
CTS3TU = TOTALS * 1000. * 100. / (3TUGSL * BAROIL)
GO TO 609
706 CONTINUE
DOLTON = TOTALS * 1000. / TONCOL
CTS3TU = TOTALS * 1000. * 100. / (ANNGEN * HTRATE)
609 CONTINUE
RETURN
ENTRY OANDM2
WRITE (1, 202) YEAR
802 FORMAT (1, T10)
* SUMMARY OF ANNUAL NONFUEL OPERATION AND MAINTENANCE COSTS /
* T13 FOR BASE-LOAD STEAM-ELECTRIC POWER PLANTS IN 'F6.1/'
WRITE (1, 208) TYPE
808 FORMAT (1, T20, 'PLANT TYPE IS', T52, 4A4)
WRITE (1, 211) UNITS
*11 FOR 4AT (1, T20, 'NUMBER OF UNITS PER STATION', T55, 11)

```

```

IF (ISINK.EQ.1) GO TO 709
IF (ISINK.EQ.2) GO TO 710
IF (ISINK.EQ.3) GO TO 703
709 WRITE(IW,804)
804 FORMAT(' ',T20,'WITH NATURAL DRAFT EVAPORATIVE TOWERS')
GO TO 702
710 WRITE(IW,865)
865 FORMAT(' ',T20,'WITH MECHANICAL DRAFT EVAPORATIVE TOWERS')
GO TO 702
703 WRITE(IW,803)
803 FORMAT(' ',T20,'WITH RUN-OF-RIVER COOLING')
702 CONTINUE
IF (( ICOMP ( TYPE,4HCOAL,4) .NE. 0) .AND.
( ICOMP ( TYPE,3HOIL,3) .NE. 0)) GO TO 604
IF (ISOX.EQ.1) WRITE (IW,809)
809 FORMAT(' ',T20,'WITH SO2 REMOVAL')
IF (ISOX.EQ.0) WRITE (IW,810)
810 FORMAT(' ',T20,'WITHOUT SO2 REMOVAL')
804 CONTINUE
WRITE(IW,807) MWT
807 FORMAT(' ',T20,'THERMAL INPUT PER UNIT IS',T52,F5.0,' MWT')
WRITE(IW,827) HTRATE
827 FORMAT(' ',T20,'PLANT NET HEAT RATE',T50,F7.0)
WRITE(IW,826) ETANET
826 FORMAT(' ',T20,'PLANT NET EFFICIENCY',T51,F7.1,' PER CENT')
WRITE(IW,805) MWN
805 FORMAT(' ',T20,'EACH UNIT IS',T52,F5.0,' M4E NET RATING')
WRITE(IW,816) ANNGEN
816 FORMAT(' ',T20,'ANNUAL NET GENERATION',T52,F5.0,' MILLION KWH')
WRITE(IW,806) PLTFAC
806 FORMAT(' ',T20,'AVERAGE LIFETIME PLANT FACTOR ',T52,F7.2)
IF((PLTFAC.GT..80).OR.(PLTFAC.LT..50)) WRITE(IW,862)
862 FORMAT(' ',T10,'PLANT FACTOR OUT OF RANGE (.50 TO .80)')
WRITE(IW,814) COSTAF STAFF MANCOS
814 FORMAT(' ',T20,'STAFF $1000/YR ',T55,F6.0,' (',I3,
' PERSONS AT $',F6.0,')')
IF (ISOX.EQ.0) GO TO 704
WRITE(IW,835) STAFB
835 FORMAT(' ',T30,'PLANT ',T60,F6.0)
WRITE(IW,837) STAFS
837 FORMAT(' ',T30,'SO2 ',T60,F6.0)
704 WRITE(IW,817) TOTMNT
817 FORMAT(' ',T20,'MAINTENANCE MATERIAL, $1000/YR',T55,F6.0)
WRITE(IW,866) BASFM
866 FORMAT(' ',T30,'FIXED - PLANT ',T50,F6.0)
GO TO (711,712,713), ISINK
711 WRITE(IW,931) WETFM
931 FORMAT(' ',T30,' - NAT. DRAFT EVAP. TOW. ',T60,F6.0)
GO TO 601
712 WRITE(IW,932) WETFM
932 FORMAT(' ',T30,' - MECH. DRAFT EVAP. TOW.',T60,F6.0)
GO TO 601
713 WRITE(IW,933) WETFM
933 FORMAT(' ',T30,' - RUN-OF-RIVER COOLING ',T60,F6.0)
601 CONTINUE
IF (ISOX.EQ.1) WRITE (IW,871) SOXFM
871 FORMAT(' ',T30,' - SO2',T50,F6.0)
WRITE(IW,867) BASVM
867 FORMAT(' ',T30,'VAR. - PLANT ',T50,F6.0)
GO TO (721,722,723), ISINK
721 WRITE(IW,931) WETVM
GO TO 606
722 WRITE(IW,932) WETVM
GO TO 606
723 WRITE(IW,933) WETVM
606 CONTINUE
IF (ISOX.EQ.1) WRITE (IW,871) SOXFM
WRITE(IW,822) SUPEXP
822 FORMAT(' ',T20,'SUPPLIES AND EXPENSES, $1000/YR',T55,F6.0)
WRITE(IW,866) FBASE
WRITE(IW,819) FULOIL
819 FORMAT(' ',T30,' - FUEL OIL',T60,F6.0)
WRITE(IW,867) VBASE
IF (ISOX.EQ.0) GO TO 603

```

```

833 WRITE(IW,838) SUPADD
      FORMAT(' ',T30,' - SO2 LIMESTONE AND SLUDGE DISPOSAL',T60,F6.0/
608 CONTINUE
      WRITE(IW,833) FEEINS
833 FORMAT(' ',T20,' INSURANCE AND FEES, $1000/YR',T55,F6.0)
      WRITE(IW,820) COMINS
820 FORMAT(' ',T30,' COMM. LIAB. INS. ',T60,F6.0)
      WRITE(IW,824) GOVINS
824 FORMAT(' ',T30,' GOV. LIAB. INS. ',T60,F6.0)
      WRITE(IW,823) OPFEES
823 FORMAT(' ',T30,' OPERATING FEES ',T60,F6.0,/)
      WRITE(IW,825) ADMGEN
825 FORMAT(' ',T20,' ADMIN. AND GENERAL, $1000/YR',T55,F6.0)
      IF (ISOX.EQ.0) GO TO 18
      WRITE(IW,835) ADMBAS
      WRITE(IW,837) ADMADD
18 CONTINUE
      WRITE(IW,830) TOTFIX
830 FORMAT(' ',T20,' TOTAL FIXED COSTS, $1000/YR',T65,F6.0)
      WRITE(IW,831) TOTVAR
831 FORMAT(' ',T20,' TOTAL VARIABLE COSTS, $1000/YR',T65,F6.0)
      WRITE(IW,832) TOTAN
832 FORMAT(' ',T20,' TOTAL ANNUAL O & M COSTS, $1000/YR',T65,F6.0)
      WRITE(IW,828) FIXMIL
828 FORMAT(' ',T20,' FIXED UNIT O & M COSTS, MILLS/KWH(E) ',T65,F6.2)
      WRITE(IW,829) VARML
829 FORMAT(' ',T20,' VARIABLE UNIT O & M COSTS, MILLS/KWH(E) ',T65,
      F6.2)
      WRITE(IW,834) TOTMIL
834 FORMAT(' ',T20,' TOTAL UNIT O & M COSTS, MILLS/KWH(E) ',T65,F6.2)
      IF (ISOX.NE.1) GO TO 692
      IF (ICOMPA(TYPE,4,HC0AL,4).EQ.0) GO TO 705
      WRITE(IW,842) BTUOIL
842 FORMAT(' ',T20,' HEATING VALUE, MBTU/BARREL',T55,F8.1)
      WRITE(IW,853) BAROIL
853 FORMAT(' ',T20,' BARRELS/YEAR OIL',T55,F10.0)
      WRITE(IW,845) TONOIL
845 FORMAT(' ',T20,' TONS/YEAR OIL',T55,F8.0)
      WRITE(IW,839) PCTS
839 FORMAT(' ',T20,' PERCENT SULFUR',T55,F3.2)
      WRITE(IW,840) TONS0
840 FORMAT(' ',T20,' SULFUR (ORIGINAL), TONS/YR',T55,F8.0)
      WRITE(IW,841) XLIMS
841 FORMAT(' ',T20,' TONS LIMESTONE PER TON SULFUR',T55,F8.2)
      WRITE(IW,844) TONLIM
844 FORMAT(' ',T20,' TONS/YEAR LIMESTONE',T55,F8.0)
      WRITE(IW,847) COSLIM
847 FORMAT(' ',T20,' COST OF LIMESTONE, $/TON',T55,F8.2)
      WRITE(IW,843) SLURRY
843 FORMAT(' ',T20,' COST OF SLUDGE DISPOSAL, $/TON',T55,F8.2)
      WRITE(IW,857) TOTALS
857 FORMAT(' ',T20,' TOTAL SO2 COSTS (EXCLUSIVE OF PLANT)/T20,
      ' CAPITAL COST, $THOUSAND/YEAR',T55,F8.0)
      WRITE(IW,854) CTSBBL
854 FORMAT(' ',T37,' CENTS/3BL',T55,F8.2)
      WRITE(IW,855) CTSBTU
855 FORMAT(' ',T37,' CENTS/MBTU',T55,F8.2)
      WRITE(IW,860) SOXCON
860 FORMAT(' ',T37,' MILLS/KWH(E)',T55,F8.2)
      GO TO 602
705 CONTINUE

```

```

WRITE(IW,848) BTUCOL
848 FORMAT(' ',T20,'HEATING VALUE OF COAL, BTU/LB ',T55,F8.0)
WRITE(IW,849) FONCOL
849 FORMAT(' ',T20,'COAL BURNED, TONS/YEAR ',T54,F9.0)
WRITE(IW,839) PCTSUL
WRITE(IW,840) TONSUL
WRITE(IW,841) XLIMS
WRITE(IW,844) TONLIM
WRITE(IW,847) COSLIM
WRITE(IW,843) SLURRY
WRITE(IW,857) TOTALS
WRITE(IW,856) DOLTON
855 FORMAT(' ',T37,'S/TON COAL',T55,F8.2)
WRITE(IW,855) CTSBTU
WRITE(IW,360) SOXCON
602 CONTINUE
WRITE(IW,861) ESWAGE,ESOIL,ESSLUR,ESLINE,ESCINS,ESGINS,ESFEES
861 FORMAT(' ',T15,'ESCALATION RATES',T50,F6.1//
* . . . T20,'WAGES',T50,F6.1//
* . . . T20,'FUEL OIL COST',T50,F6.1//
* . . . T20,'SLUDGE DISPOSAL COST',T50,F6.1//
* . . . T20,'LIMESTONE COST',T50,F6.1//
* . . . T20,'CONL. LIAB. INS. COST',T50,F6.1//
* . . . T20,'GOVT. LIAB. INS. COST',T50,F6.1//
* . . . T20,'OPERATING FEES',T50,F6.1)
WRITE(IW,812) ESMATL
812 FORMAT(' ',T20,'MATERIAL',T50,F6.1)
WRITE(IW,846) WAGERT, FRINGE, SUPER
845 FORMAT(' ',T15,'ANNUAL AVERAGE SALARY COMPONENTS',T20//
* 'WAGE RATE BEFORE ADDERS (BASE YEAR), $/HR',T62,F5.2//T20,
* 'OPERATOR FRINGE BENEFITS, PCT.',T62,F5.0//T20,
* 'PLANT SUPERVISION & TECHNICAL, PCT.',T62,F5.0)
RETURN
END
SUBROUTINE SCANDU

```

THIS SUBROUTINE ADDED BY JQHN RUSSELL IAEA COMPUTER SECTION

```

REAL*4 MWN, MANCOS
INTEGER*4 UNITS, BASTAF, SOXTAF, STAFF
DIMENSION BASTAF(4,3), CWETVM(3)
COMMON /A/ TYPE(4), CCE(8), CCM(8), CCL(8), JFLAG, MFLAG, ISOX, KFLAG
COMMON /C/ MWN, ICT, DZOR, DZOP, FUEL1, FUEL2
COMMON /D/ FCR, PLTFAC, FC, PHR, Y5, YEAR, IN, PCX(50)
COMMON /F/ TOTFIX, TOTVAR, TOTAL, ANNGEN, FIXMIL, VARMIL, TOTMIL,
* CTSFIX, CTSVAR, CTSTOT
COMMON /COM1/ BASFM, BASVM, ISIZE, SOXFM, SOXVM, STAFF, UNITS, WETFM,
* WETV4, BASEYR, ESMATL, FIXMNT, ESWAGE, MANCOS, SOXTAF, SUPEXF, VARMNT,
* TOTMNT
DATA BASTAF/250,350,450,550,230,400,500,600,310,440,560,690/
DATA CWETVM/ .003, .004, .003/
DATA FIXFAC/1.0/
ISOX = 0
ISINK=ICT
IF(ICT.EQ.0) ISINK = 3
SUPEXF=0.5
VARFAC = 1.0 - FIXFAC
BASM=1.0+.45*BASTAF(1,ISIZE)*(MANCOS/1000.)
* ((100.+ESMATL)/(100.+ESWAGE))*((YEAR-BASEYR)
STAFF = BASTAF(UNITS,ISIZE)
BASFM=FIXFAC*BASM*UNITS+1500.*UNITS
WETFM = 25 * UNITS
* (1. + ESMATL/100.)*((YEAR-BASEYR)
FIXMNT = BASFM + WETFM
BASVM = VARFAC + BASM + UNITS * (PLTFAC/.80)
WETVM = CWETVM(ISINK) + ANNGEN
* (1. + ESMATL/100.)*((YEAR-BASEYR)

```

AAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAA



```

VARMNT = BASVM + WETVM
TOTMNT = FIXMNT + VARMNT
RETURN
END
SUBROUTINE $LWR
C REVISD 11-24-75
REAL *4 M*W, MANCOS
INTEGER *4 UNITS, BASTAF, SOXTAF, STAFF
DIMENSION BASTAF(4,3), CWETVM(3)
COMMON /A/ TYPE(4), CCE(8), CCM(8), CCL(8), JFLAG, MFLAG, ISOX, KFLAG
COMMON /C/ M*W, ICT, D2OR, D2OP, FUEL1, FUEL2
COMMON /D/ FCR, PLTFAC, FC, PHR, YS, YEAR, IN, PCX(50)
COMMON /F/ TOTFIX, TOTVAR, TOTAL, ANNGEN, FIXMIL, VARMIL, TOTMIL,
* CTSFIX, CTSVAR, CTSTOT
COMMON /COM/ BASFM, BASVM, ISIZE, SOXFM, SOXVM, STAFF, UNITS, WETFM,
* WETVM, BASEYR, ESMATL, FIXMNT, ESJAGE, MANCOS, SOXTAF, SUPEXF, VARMNT,
* TOTMNT
DATA BASTAF /125,175,300,350,145,200,345,400,161,224,385,448/
DATA CWETVM / .003, .005, .003/
DATA FIXFAC /1.0/
ISOX = 0
ISINK=ICT
IF(ICT.EQ.0) ISINK = 3
SUPEXF = .50
VARFAC = 1.0 - FIXFAC
C NOTE... RATIO OF ESCALATION FACTORS ELIMINATES JAGE ESCALATION FROM
C MANCOS AND REPLACES IT WITH MATERIAL ESCALATION RATE
BAS4 = 1.0 + .45 * BASTAF(1, ISIZE) * (MANCOS/1000.)
* ((100. + ESMATL)/(100. + ESJAGE)) ** (YEAR-BASEYR)
STAFF = BASTAF(UNITS, ISIZE)
BASFM = FIXFAC * BAS4 * UNITS
WETFM = 25. * UNITS
* ((1. + ESMATL/100.) ** (YEAR-BASEYR))
FIXMNT = BASFM + WETFM
BASVM = VARFAC * BAS4 * UNITS * (PLTFAC/.80)
WETVM = CWETVM(ISINK) * ANNGEN
* ((1. + ESMATL/100.) ** (YEAR-BASEYR))
VARMNT = BASVM + WETVM
TOTMNT = FIXMNT + VARMNT
RETURN
END
SUBROUTINE $HTGR
C REVISD 11-24-75
REAL *4 M*W, MANCOS
INTEGER *4 UNITS, BASTAF, SOXTAF, STAFF
DIMENSION BASTAF(4,3), CWETVM(3)
COMMON /A/ TYPE(4), CCE(8), CCM(8), CCL(8), JFLAG, MFLAG, ISOX, KFLAG
COMMON /C/ M*W, ICT, D2OR, D2OP, FUEL1, FUEL2
COMMON /D/ FCR, PLTFAC, FC, PHR, YS, YEAR, IN, PCX(50)
COMMON /F/ TOTFIX, TOTVAR, TOTAL, ANNGEN, FIXMIL, VARMIL, TOTMIL,
* CTSFIX, CTSVAR, CTSTOT
COMMON /COM/ BASFM, BASVM, ISIZE, SOXFM, SOXVM, STAFF, UNITS, WETFM,
* WETVM, BASEYR, ESMATL, FIXMNT, ESJAGE, MANCOS, SOXTAF, SUPEXF, VARMNT,
* TOTMNT
DATA BASTAF /125,175,300,350,145,200,345,400,161,224,385,448/
DATA CWETVM / .003, .004, .003/
DATA FIXFAC /1.0/
ISOX = 0
ISINK=ICT
IF(ICT.EQ.0) ISINK = 3
SUPEXF = .45
VARFAC = 1.0 - FIXFAC
BAS4 = 1.0 + .45 * BASTAF(1, ISIZE) * (MANCOS/1000.)
* ((100. + ESMATL)/(100. + ESJAGE)) ** (YEAR-BASEYR)
STAFF = BASTAF(UNITS, ISIZE)
BASFM = FIXFAC * BAS4 * UNITS
WETFM = 25. * UNITS
* ((1. + ESMATL/100.) ** (YEAR-BASEYR))
FIXMNT = BASFM + WETFM
BASVM = VARFAC * BAS4 * UNITS * (PLTFAC/.80)
WETVM = CWETVM(ISINK) * ANNGEN
* ((1. + ESMATL/100.) ** (YEAR-BASEYR))
VARMNT = BASVM + WETVM
TOTMNT = FIXMNT + VARMNT
RETURN
END
SUBROUTINE $COAL

```

A  
A  
A

D

D

C REVISED 11-24-75

```

REAL*4 MWN, MANCOS
INTEGER*4 UNITS, BASTAF, STAFF, SOXTAF, SOXMAN
DIMENSION BASTAF(4,3), SOXMAN(4,3), CWETVM(3)
COMMON /A/ TYPE(4), CCE(8), CCM(8), CCL(8), JFLAG, MFLAG, ISOX, KFLAG
COMMON /C/ MWN, ICT, D2OR, D2OP, FUEL1, FUEL2
COMMON /D/ FCR, PLTFAC, FC, PHR, YS, YEAR, IN, PCX(50)
COMMON /F/ TOTFIX, TOTVAR, TOTAL, ANNGEN, FIXMIL, VARMIL, TOTMIL,
* CTSFIX, CTSVAR, CTSTOT
COMMON /COM1/ BASFM, BASVM, ISIZE, SOXFM, SOXVM, STAFF, UNITS, WETFM,
* WETVM, BASEYR, ESMATL, FIXMNT, ESWAGE, MANCOS, SOXTAF, SUPEXF, VARMNT,
* TOTMNT
DATA BASTAF /174, 229, 403, 458, 200, 260, 460, 520, 219, 284, 503, 568/
DATA CWETVM / .003, .004, .003/
DATA SOXMAN / 54, 78, 132, 150, 57, 88, 145, 176, 67, 97, 164, 194/
DATA FIXFAC / .75 /, FIXFCS / .33 /
ISINK=ICT
IF( (ICT.EQ.0) ) ISINK = 3
SUPEXF = .35
VARFAC = 1.0 - FIXFAC
VARFCS = 1.0 - FIXFCS
BASM = .65 + .45 * BASTAF(1, ISIZE) * (MANCOS / 1000.)

```

116

```

* * ((100. + ESMATL) / (100. + ESWAGE)) ** (YEAR - BASEYR)
IF( (ISOX.EQ.0) ) GO TO 501
SOXTAF = SOXMAN(UNITS, ISIZE)
SOXM = 1.0 * SOXMAN(1, ISIZE)
* * ((MANCOS / 1000.) * ((100. + ESMATL) / (100. + ESWAGE))) ** (YEAR - BASEYR)
SOXFM = FIXFCS * SOXM * UNITS
SOXVM = VARFCS * SOXM * UNITS * (PLTFAC / .80)
601 CONTINUE
STAFF = BASTAF(UNITS, ISIZE) + SOXTAF
BASFM = FIXFAC * BASM * UNITS
WETFM = 25. * UNITS
* * (1. + ESMATL / 100.) ** (YEAR - BASEYR)
FIXMNT = BASFM + WETFM + SOXFM
BASVM = VARFAC * BASM * UNITS * (PLTFAC / .80)
WETVM = CWETVM(ISINK) * ANNGEN
* * (1. + ESMATL / 100.) ** (YEAR - BASEYR)
VARMNT = BASVM + WETVM + SOXVM
TOTMNT = FIXMNT + VARMNT
RETURN
END

```

C SUBROUTINE BOIL

REVISED 11-24-75

```

REAL*4 MWN, MANCOS
INTEGER*4 UNITS, BASTAF, STAFF, SOXTAF, SOXMAN
DIMENSION BASTAF(4,3), SOXMAN(4,3), CWETVM(3)
COMMON /A/ TYPE(4), CCE(8), CCM(8), CCL(8), JFLAG, MFLAG, ISOX, KFLAG
COMMON /C/ MWN, ICT, D2OR, D2OP, FUEL1, FUEL2
COMMON /D/ FCR, PLTFAC, FC, PHR, YS, YEAR, IN, PCX(50)
COMMON /F/ TOTFIX, TOTVAR, TOTAL, ANNGEN, FIXMIL, VARMIL, TOTMIL,
* CTSFIX, CTSVAR, CTSTOT
COMMON /COM1/ BASFM, BASVM, ISIZE, SOXFM, SOXVM, STAFF, UNITS, WETFM,
* WETVM, BASEYR, ESMATL, FIXMNT, ESWAGE, MANCOS, SOXTAF, SUPEXF, VARMNT,
* TOTMNT
DATA BASTAF /123, 159, 232, 318, 133, 177, 316, 354, 151, 200, 351, 400/
DATA CWETVM / .003, .004, .003/
DATA SOXMAN / 40, 62, 102, 124, 47, 73, 120, 146, 51, 79, 130, 158/
DATA FIXFAC / 1.0 /, FIXFCS / .33 /
ISINK=ICT
IF( (ICT.EQ.0) ) ISINK = 3
SUPEXF = .35
VARFAC = 1.0 - FIXFAC
VARFCS = 1.0 - FIXFCS
BASM = .50 + .45 * BASTAF(1, ISIZE) * (MANCOS / 1000.)
* * ((100. + ESMATL) / (100. + ESWAGE)) ** (YEAR - BASEYR)
IF( (ISOX.EQ.0) ) GO TO 601
SOXTAF = SOXMAN(UNITS, ISIZE)
SOXM = 1.0 * SOXMAN(1, ISIZE)
* * ((MANCOS / 1000.) * ((100. + ESMATL) / (100. + ESWAGE))) ** (YEAR - BASEYR)
SOXFM = FIXFCS * SOXM * UNITS
SOXVM = VARFCS * SOXM * UNITS * (PLTFAC / .80)
601 CONTINUE
STAFF = BASTAF(UNITS, ISIZE) + SOXTAF
BASFM = FIXFAC * BASM * UNITS
WETFM = 25. * UNITS
* * (1. + ESMATL / 100.) ** (YEAR - BASEYR)
FIXMNT = BASFM + WETFM + SOXFM
BASVM = VARFAC * BASM * UNITS * (PLTFAC / .80)

```



```

WETVM = CWETVM(ISINK) * ANNGEN
* *(1. + ESMATL/100.) ** (YEAR-BASEYR)
VARMNT = BASVM + WETVM + SOXVM
TOTMNT = FIXMNT + VARMNT
RETURN
END
    
```

```

C  SUBROUTINE SGAS
  REVISED 11-24-75
  REAL *4 MWN, MANCOS
  INTEGER *4 UNITS, BASTAF, SOXTAF, STAFF
  DIMENSION BASTAF(4,3), CWETVM(3)
  COMMON /A/ TYPE(4), CCE(8), CCM(8), CCL(8), JFLAG, NFLAG, ISOX, KFLAG
  COMMON /C/ MWN, ICT, DZOR, DZOP, FUEL1, FUEL2
  COMMON /D/ FCR, PLTFAC, FCR, PHR, Y5, YEAR, IN, PCX(50)
  COMMON /F/ TOTFIX, TOTVAR, TOTAL, ANNGEN, FIXMIL, VARMIL, TOTMIL,
  * CTSFIX, CTSVAR, CTSTOT
  COMMON /COM1/ BASFM, BASVM, ISIZE, SOXFM, SOXVM, STAFF, UNITS, WETFM,
  * WETVM, BASEYR, ESMATL, FIXMNT, ESWAGE, MANCOS, SOXTAF, SJPEXF, VARMNT,
  * TOTMNT
  DATA BASTAF /105,139,244,278,119,152,271,304,130,172,302,344/
  DATA CWETVM / .003, .004, .003/
  DATA FIXFAC /1.0/
  ISOX = 0
  ISINK=ICT
  IF (ICT.EQ.0) ISINK = 3
  SUPEXF = .35
  VARFAC = 1.0 - FIXFAC
  BASM = .50 * .45 * BASTAF(1, ISIZE) * (MANCOS/1000.)
  * ((100. + ESMATL)/(100. + ESWAGE)) ** (YEAR-BASEYR)
  STAFF = BASTAF(UNITS, ISIZE)
  BASFM = FIXFAC * BASM * UNITS
  WETFM = 25. * UNITS
  * ((1. + ESMATL/100.) ** (YEAR-BASEYR))
  FIXMNT = BASFM + WETFM
  BASVM = VARFAC * BASM * UNITS * (PLTFAC/.80)
  WETVM = CWETVM(ISINK) * ANNGEN
  * ((1. + ESMATL/100.) ** (YEAR-BASEYR))
  VARMNT = BASVM + WETVM
  TOTMNT = FIXMNT + VARMNT
  RETURN
  END
    
```

```

C  SUBROUTINE ORCOST
  REVISED 11-10-75
  REVISED 10-18-76 BY JOHN RUSSELL IAEA COMPUTER SECTION
  REVISION A (SEE MAIN FOR DETAILS)
  REVISED 79-01-15 BY PABLO MOLINA
  REVISION D (SEE MAIN FOR DETAILS)
    
```

CAPITAL COST SUMMARY

THIS SUBROUTINE CALCULATES CAPITAL COSTS OF NUCLEAR AND FOSSIL-FUELED POWER PLANTS

```

*****CONCEPT III COST MODELS OCTOBER 1973*****
* = FOR COST MODEL
A(IN,1) EQUIPMENT COST INDEX
A(IN,2) MATERIALS COST INDEX
A(IN,3) LABOR COST INDEX
S PLANT SIZE, MW(E)
T PLANT TYPE
X PCT. OF CONST. PERIOD (SEE FIG. 3.7) CASH FLOW DURING CONST.
Y YEARS FROM START OF CONSTRUCTION TO COMMERCIAL OPERATION
Z PERCENT OF CASH FLOW (SEE FIG. 3.7)
AA I. D. C. FACTOR FOR QUARTERLY COMPOUNDING
AA E. D. C. FACTOR FOR ANNUAL COMPOUNDING
CE COST OF ESCALATION DURING CONSTRUCTION
CT COST OF INTEREST DURING CONSTRUCTION
CL COST OF LAND, $MILLION
E1 BASE EFFICIENCY FOR PLANT TYPE
E2 EFFICIENCY CORRECTION FACTOR FOR COOLING TOWERS
E3 EFFICIENCY CORRECTION FACTOR FOR SOX REMOVAL SYSTEM
FC FUEL COST, CENTS/MILLION BTU
    
```

```

C  M4 LENGTH OF WORKWEEK, HOURS
CONTINUE
    
```

D

A  
A  
A  
A  
D  
D  
D

B















```

IF (ICOMPA(T,3HGAS,3).EQ.0) E1 = 36.
IF (PHR.NE.0.0) GO TO 805
PHR = 3412.140 * 100. / (E1 * E2 * E3)
605 CONTINUE
IF (CST3.NE.0.0) GO TO 35
IF (PC.NE.0.) GO TO 900
XPC=0.
IF (ICT.GT.0) XPC = 100. * (1.0 - E2)
IF (ICOMPA(T,3HGAS,3).EQ.0) GOT0910
IF (IEC.EQ.1 .AND. MFLAG.EQ.2) XPC = XPC + 100. * (1.0 - E3)
GOTO910
909 XPC=PC
910 CONTINUE
IF (IWANT.EQ.10) GO TO 8016
PRINT 33, TODAY
33 FORMAT('1', T2, 'DATE OF COMPUTER RUN ', A8)
PRINT 1000, TITLE1, TITLE2
1000 FORMAT('1', T2, 'INPUT DATA://T2, 'COMMENTS- TITLE1= ',
2JA4/T2, 'TITLE2= ', 2JA4)
PRINT 820, IWANT
820 FORMAT('1', T2, 'INPUT/OUTPUT', T46, 'IWANT= ', I1)
PRINT 1004, TT(IN,1), TT(IN,2), TT(IN,3), TT(IN,4), IN
1004 FORMAT(T2, 'CITY - ', 4A4, T47, 'IN = ', I3)
PRINT 801, S, T
801 FORMAT('1', T2, 'PLANT SIZE, MW(E)', T47, 'S = ', F7.1/
* T2, 'PLANT TYPE', T47, 'T = ', 4A4)
PRINT 45, YBX
45 FORMAT(T2, 'BASE YEAR FOR ESCALATION', T47, 'YBX = ', F7.2)
PRINT 802, YS, YO
802 FORMAT('1', T2, 'YEAR CONSTRUCTION STARTED', T47, 'YS = ', F7.2/
* T2, 'YEAR OF COMMERCIAL OPERATION', T47, 'YO = ', F7.2)
PRINT 1010, HW, KIR
1010 FORMAT(T2, 'LENGTH OF WORK WEEK, HRS', T47, 'HW = ', F5.1
1/T2, 'ANNUAL INTEREST RATE, PERCENT', T47, 'KIR = ', F5.1)
IF (PC.NE.0.) PRINT 1011, PC
1011 FORMAT(T2, 'PLANT CAPABILITY PENALTY, PERCENT', T47, 'PC = ', F5.1)
IF (ESK.NE.0.) PRINT 1013, ESK
1013 FORMAT(T2, 'OVERALL ESCALATION RATE, ANNUAL PERCENT', T47, 'ESK = ',
* F5.1)
PRINT 32, EREB, ERMB, ERLB
32 FORMAT(T2
1 'INITIAL EQUIP. ESCAL. RATE, ANNUAL PERCENT', T47, 'EREB= ', F5.1/T2
2 'INITIAL MATLS. ESCAL. RATE, ANNUAL PERCENT', T47, 'ERMB= ', F5.1/T
32, 'INITIAL LAJOR ESCAL. RATE, ANNUAL PERCENT', T47, 'ERLB= ', F5.1)
PRINT 1015, ERE, ERM, ERL
1015 FORMAT(T2, 'EQUIPMENT ESCALATION RATE, ANNUAL PERCENT',
1 T47, 'ERE = ', F5.1/T2, 'MATERIALS ESCALATION RATE, ANNUAL',
2 'PERCENT', T47, 'ERM = ', F5.1/T2, 'LABOR ESCALATION RATE, ',
3 'ANNUAL PERCENT', T47, 'ERL = ', F5.1)
PRINT 1016, SLPI
1016 FORMAT(T2, 'SITE LABOR PRODUCTIVITY INDEX', T47, 'SLPI= ', F7.3)

IF (IWANT.EQ.3) PRINT 1017, FROWN, FRTAX
1017 FORMAT(T2, 'OWNERS COST, PERCENTAGE OF BASE COSTS', T46, 'FROWN= ',
* F7.2, /T2, 'TAXES AND FEES, PERCENTAGE OF PROJECT COSTS',
T46, 'FRTAX= ', F7.2)
IF (JFLAG.EQ.5) PRINT 830, JFLAG
830 FORMAT('1', T2, 'NAMELIST DATA2 OPTION NOT SELECTED', T46,
* 'JFLAG= ', I4)
IF (JFLAG.NE.0) PRINT 831, JFLAG
831 FORMAT('1', T2, 'NAMELIST DATA2 OPTION SELECTED', T46,
* 'JFLAG= ', I4)
ICTT = ICT + 1
GO TO (1091, 1093, 9094), ICTT
1091 PRINT 1092, ICT
1092 FORMAT(T2, 'HEAT REMOVAL - RUN OF RIVER',

```

B  
A  
A  
A

B  
B  
B  
A  
A  
A





```

43 FORMAT('YS GREATER THAN OR = YB, YBA LESS THAN YB, RESET YBX=YB='
1,F7.2)
50 TO 35
33 YBX=YB
IF(IWANT.NE.13) PRINT 44,YBX
44 FORMAT('YS GREATER THAN OR = YB, YBX GREATER THAN YS, RESET YBX =
1,YS',/
=' ',F7.2)
35 CONTINUE
IF(IWANT.EQ.0.OR.IWANT.EQ.1.OR.IWANT.GT.7) GO TO 600
PRINT 33, TODAY
PRINT 316
815 FORMAT(' ',T2,'INPUT DATA',/
IF(IWANT.GE.4) PRINT 819, TITLE1, TITLE2
819 FORMAT(' ',T2,'COMMENTS- TITLE1=',20A4/T12,'TITLE2=',20A4)
GO TO (603,603,603,703,703,603,703),IWANT
703 PRINT 820, IWANT
PRINT 322, CST8
822 FORMAT(' ',T2,'INITIAL CAPITAL INVESTMENT, $MILLION',T47,'CST8 =',
F7.1)
PRINT 801, S, T
PRINT 821, Y0
821 FORMAT(' ',T2,'YEAR OF COMMERCIAL OPERATION',T47,'Y0 = ',F7.2)
ICTT = ICT + 1
GO TO (704,705,705),ICTT
704 PRINT 1092, ICT
GO TO 604
705 PRINT 1094, ICT
GO TO 604
705 PRINT 9095, ICT
604 CONTINUE

IF(ICOBJECT.3HGAS.3)EQ.0) GO TO 603
IF(IEC.EQ.1.AND.MFLAG.EQ.2)PRINT 1103, IEC
IF(IEC.EQ.0.AND.MFLAG.EQ.2)PRINT 1104, IEC
603 CONTINUE
IF(IWANT.GE.6) PRINT 823, FCR
823 FORMAT(' ',T2,'FIXED CHARGE RATE, PER YEAR',T47,'FCR =',F8.4)
PRINT 803, PCF
803 FORMAT(' ',T2,'AVERAGE LIFETIME PLANT FACTOR',T47,'PCF =',F8.2)
PRINT 305, FC
805 FORMAT(' ',T2,'FUEL COST, CENTS/MMBTU',T47,'FC =',F8.2)
PRINT 306, PHR
806 FORMAT(' ',T2,'PLANT HEAT RATE, BTU/KWH',T47,'PHR =',F8.0)
IF(IWANT.GE.5) GO TO 606
PRINT 307, XFBND
807 FORMAT(' ',T2,'FRACTION DEBT IN BONDS',T47,'XFBND=',F7.2)
PRINT 308, XINB
808 FORMAT(' ',T2,'RETURN RATE ON BONDS',T47,'XINB =',F7.4)
PRINT 309, XEQTY
809 FORMAT(' ',T2,'RETURN RATE ON STOCKS',T47,'XEQTY=',F7.4)
PRINT 311, TAU
811 FORMAT(' ',T2,'FEDERAL INCOME TAX RATE',T47,'TAU =',F8.4)
PRINT 325, STARAT
825 FORMAT(' ',T2,'STATE INCOME TAX RATE',T47,'STARAT=',F8.4)
PRINT 380, PROPRT
830 FORMAT(' ',T2,'LOCAL PROPERTY TAX RATE',T47,'PROPRT=',F5.4)
PRINT 381, REPLAC
831 FORMAT(' ',T2,'INTERIM REPLACEMENT RATE',T47,'REPLAC=',F5.4)
PRINT 382, PROPIR
832 FORMAT(' ',T2,'PROPERTY INSURANCE RATE',T47,'PROPIR=',F6.4)
PRINT 312, XDLIFE
812 FORMAT(' ',T2,'DEPRECIATION LIFETIME FOR TAX CREDIT, YEARS',T47,
'XDLIFE=',F5.0)
IF(IDEP.EQ.1)PRINT 376
876 FORMAT(' ',T2,'STRAIGHT LINE DEPRECIATION')
IF(IDEP.EQ.2)PRINT 377
877 FORMAT(' ',T2,'SUM-OF-YEARS--DAYS')
IF(IDEP.EQ.3)PRINT 378
878 FORMAT(' ',T2,'DOUBLE RATE DECLINING BALANCE & STRAIGHT LINE DEPRE
CIATION')
PRINT 313, XPLIFE
813 FORMAT(' ',T2,'PLANT OPERATIONS LIFETIME, YEARS',T47,'XPLIFE=',

```

```

* F7.2)
605 CONTINUE
PRINT 314, XIFLT
814 FORMAT(' ', T2, 'NON-FUEL ESCALATION RATE, PERCENT/YEAR', T47,
* XIFLT = ', F7.2)
PRINT 315, XIFULE
815 FORMAT(' ', T2, 'FUEL ESCALATION RATE, PERCENT/YEAR', T47, 'XIFULE=',
* F7.2)
60) CONTINUE
C UNIT CAPITAL COST CALCULATIONS IF CST8 HAS BEEN INPUT
IF (CST8.NE.0.0) GO TO 507
C21E = CCE(1)
C22E = CCE(2)
C23E = CCE(3)
C24E = CCE(4)
C25E = CCE(5)
C26E = CCE(6)
CSJL = CCE(7)
C4RE = CCE(8)

```

```

C21M = CCM(1)
C22M = CCM(2)
C23M = CCM(3)
C24M = CCM(4)
C25M = CCM(5)
C26M = CCM(6)
CSU4 = CCM(7)
CHRM = CCM(8)
C21L = CCL(1)
C22L = CCL(2)
C23L = CCL(3)
C24L = CCL(4)
C25L = CCL(5)
C26L = CCL(6)
CSJL = CCL(7)
CHRL = CCL(8)
C21EF = ((1.0+.01*ERE) ** (Y3K-Y3)) * ((1.0+.01*ERE) ** (YS-YBX))
C21MF = ((1.0+.01*ERM) ** (Y3K-Y3)) * ((1.0+.01*ERM) ** (YS-YBX))
C21LF = ((1.0+.01*ERL) ** (Y3K-Y3)) * ((1.0+.01*ERL) ** (YS-YBX))
XMF = A(IN, 1) / A(IG, 2)
XLF = A(IN, 3) / (A(IG, 3) * SLPI)
X22E = C22E * C21EF * XEF
X23E = C23E * C21EF * XEF
X24E = C24E * C21EF * XEF
X25E = C25E * C21EF * XEF
X26E = C26E * C21EF * XEF
XS0E = CS0E * CS0EF * XEF
X4RE = CHRE * CHREF * XEF
X21M = C21M * C21MF * XMF
X22M = C22M * C21MF * XMF
X23M = C23M * C21MF * XMF
X24M = C24M * C21MF * XMF
X25M = C25M * C21MF * XMF
X26M = C26M * C21MF * XMF
XS0M = CS0M * CS0MF * XMF
X4RM = CHRM * CHRMF * XMF
X21L = C21L * C21LF * XLF
X22L = C22L * C21LF * XLF
X23L = C23L * C21LF * XLF
X24L = C24L * C21LF * XLF
X25L = C25L * C21LF * XLF
X26L = C26L * C21LF * XLF
XS0L = CSJL * CSJLF * XLF
X4RL = CHRL * CHRLF * XLF

```

```

C CONTINGENCY COSTS - ACCT. 21
C21CE = X21E * F21CEM
C21ME = X21M * F21CEM
C21CLE = X21L * F21CLEM
C21CT = C21CE + C21CM + C21CL
C SPARE PARTS COSTS - ACCT. 21
C21SE = X21E * F21SEM
C21SM = X21M * F21SEM
C21ST = C21SE + C21SM
C C21DT = ACCT. 21 TOTAL DIRECT COSTS LESS CONTINGENCY, SPARE PARTS,
C AND OVERTIME ALLOWANCES
C21DT = X21E + X21M + X21L
C CONTINGENCY COSTS - ACCT. 22

```



```

C CONTINGENCY COSTS - SUPPLEMENTARY HEAT REJECTION EQUIPMENT
CHRCE=XHRE*FHRCE+
CHRCM=XHRM*FHRCE+
CHRCL=XHRL*FHRCL
CHRCT=CHRCE+CHRCM+CHRCL
C SPARE PARTS COSTS - SUPPLEMENTARY HEAT REJECTION EQUIPMENT
CHRSE=XHRE*FHRSEM
CHRSM=XHRM*FHRSEM
CHRST=CHRSE+CHRSM
CHRDT = SUPPLEMENTARY HEAT REJECTION EQUIPMENT TOTAL DIRECT COSTS
C LESS CONTINGENCY, SPARE PARTS, AND OVERTIME ALLOWANCES
CHRDT=XHRE*XHRM*XHRL
C CST1 = DIRECT COST SUBTOTAL FOR PHYSICAL PLANT LESS
C CONTINGENCY, SPARE PARTS, AND OVERTIME ALLOWANCES
CST1 = C21DT+C22DT+C23DT+C24DT+C25DT+CSODT+CHRDT+C26DT
C CCT = TOTAL CONTINGENCY COSTS
CCT = C21CT+C22CT+C23CT+C24CT+C25CT+CSOCT+CHRCT+C26CT
C CSPT = TOTAL SPARE PARTS COSTS
CSPT = C21ST+C22ST+C23ST+C24ST+C25ST+CSOST+CHRST+C26ST
C CST2 = DIRECT COST SUBTOTAL FOR PHYSICAL PLANT LESS
C OVERTIME ALLOWANCE
CST2 = CST1+CCT+CSPT
C CET = TOTAL EQUIPMENT COST EXCLUDING CONTINGENCIES
CET = X21E + X22E + X23E + X24E + X25E + XSOE + XHRE + X26E
C CMT = TOTAL MATERIALS COST EXCLUDING CONTINGENCIES
CMT = X21M + X22M + X23M + X24M + X25M + XSOM + XHRM + X26M
C CLT = TOTAL LABOR COST (40 HR WORKWEEK) EXCLUDING CONTINGENCIES
CLT = X21L + X22L + X23L + X24L + X25L + XSOL + XHRL + X26L
C OTE = OVERTIME EFFICIENCY
C HW = WORKWEEK HOURS
C OTF = OVERTIME FACTOR
OTA=0.
IF(HW.LE.40.)GOTO4000
OTE = 1.4 - .01*HW
OTF = ((40.+(HW-40.)*2.)/(HW*OTE))-1.
C OTA = OVERTIME ALLOWANCE (IN EXCESS OF 40 HR WORKWEEK)
OTA = CLT*OTF
C 4000 CST3 = DIRECT COST SUBTOTAL (TOTAL PHYSICAL PLANT)
CST3 = CST2+OTA
C Y91 = INDIRECT COSTS - ACCT. 91
C CONSTRUCTION FACILITIES, EQUIPMENT, AND SERVICES
C Y92 = INDIRECT COSTS - ACCT. 92
C ENGINEERING AND CONSTRUCTION MANAGEMENT SERVICES
C Y93 = INDIRECT COSTS - ACCT. 93 (OTHER)
CST3P = CST3*.21
IF(MFLAG.EQ.2)GO TO.49
C NUCLEAR PLANT
Y91F = .04881 + 13.76/CST3P
Y92F = .13093 + 24.17/CST3P
Y93F = .04043 + 5.738/CST3P
GO TO 52
C FOSSIL PLANT
49 IF(ICOMPACT,SHGAS,3).EQ.0)GOTO50
IF(IEC.EQ.1)GOTO51
50 Y91F = .04223 + 13.76/CST3P
Y92F = .07331 + 13.27/CST3P
Y93F = .02712 + 5.895/CST3P
GO TO 52
51 Y91F = .06775 + 13.76/CST3P
Y92F = .07334 + 13.27/CST3P
Y93F = .03113 + 5.895/CST3P
52 Y91 = Y91F*CST3*F91
Y92 = Y92F*CST3*F92
Y93 = Y93F*CST3*F93
SUB9 = Y91 + Y92 + Y93
CST4 = CST3 + SUB9
TCP = S * XPC / 100
CCP = CST4 * TCP * .75 / (S - TCP)
CST5 = CST4 + CCP
Y = Y0 - YS
CIL=CL*(1.+KIR/100.)*Y -1.)
IF(ESX.EQ.0.)GOTO1890
XSK=ESX
GO TO 1900
189J CONTINUE
190J XSK = (ERE*CET+ERM*C4T+ERL*CLT)/CST1
CONTINUE
SUM1 = 0.0
SUM2 = 0.0
SUM3 = 0.0
DO 10J IPAY = 1, 100
Z = FLOAT(IPAY) - .5

```

A A



A  
A  
A  
B  
A  
A  
A

```

5010 PRINT 5011, XHRE, XHRM, XHRL, CHRDT
5011 FORMAT(T9, 'NATURAL DRAFT COOLING TOWERS ', T38, 3F6.1, T57, F6.1)
GOTO 5030
5020 PRINT 5021, XHRE, XHRM, XHRL, CHRDT
5021 FORMAT(T9, 'MECH. DRAFT COOLING TOWERS ', T38, 3F6.1, T57, F6.1)
5030 CONTINUE
PRINT 2014, CEF, CMT, CLT, CST1, CCT, CSPT, CST2, HW, QTA, CST3
2014 FORMAT(T13,
1'SUBTOTAL (PHYSICAL PLANT) ', T38, 3F6.1, T57, F6.1/T6,
2'CONTINGENCY ALLOWANCE ', (23('---')),
3'T57, F6.1/T6,
4'SPARE PARTS ALLOWANCE ', (23('---')),
5'T57, F6.1/T13,
6'SUBTOTAL (PHYSICAL PLANT) ', (17('---')), T57, F6.1/T6,
7'INVERTIME ALLOWANCE ( ', F5.1, ' HR WORKWEEK) -----',
8'T57, F6.1/T13,
9'SUBTOTAL (TOTAL PHYSICAL PLANT) -----', T57, F6.1)
PRINT 200, Y91, Y92, Y93
200 FORMAT(' ', (54('---')), '-----' /
* T5, 'INDIRECT COSTS',
1 / T2, '91 CONSTRUCTION FACILITIES, EQUIP',
2 / T2, '92 ENGINEERING AND CONSTRUCTION MANAGEMENT SERVICES -',

```

```

4 T57, F6.1
5 / T2, F6.1) OTHER COSTS ', (38('---')), T57, F6.1)
PRINT 201, SUB39
201 FORMAT(T13, 'SUBTOTAL (TOTAL INDIRECT COSTS) -----', T57, F6.1)
1 / T2, (54('---')), '-----'
PRINT 202, CST4
202 FORMAT(' ', T13, 'SUBTOTAL (DIRECT AND INDIRECT COSTS) -----',
* T57, F6.1)
PRINT 203, XPC, TCP, CCP
203 FORMAT(T6, 'CAPABILITY PENALTY ( ', F5.1, ' PCT-', F5.1, ' MW(E))', 1X,
1 ( 7('---')), T57, F6.1/T2, (54('---')), '====')
PRINT 204, CST5
204 FORMAT(' ', T13, 'SUBTOTAL (TOTAL DIRECT AND INDIRECT COSTS)',
* T57, F6.1)
PRINT 205, XSK, CE
205 FORMAT(' ', T6,
* '-----' ESCALATION DURING CONSTRUCTION ( ', F5.1, ' PCT/YR ) ',
* T57, F6.1/T2, (54('---')), '-----')
PRINT 206, CST6
206 FORMAT(' ', T13,
* 'SUBTOTAL (TOTAL PLANT COST) -----', T57, F6.1)
PRINT 207, XIR, CID, CIE, CI
207 FORMAT(' ', T6, 'INTEREST DURING CONSTRUCTION ( ', F5.1, ' PCT/YR) /
* T9, 'ON TOTAL DIRECT AND INDIRECT COSTS', (13('---')), T57, F6.1 /
* T9, 'ON ESCALATION DURING CONSTRUCTION', (14('---')), T57, F6.1 /
* T13, 'SUBTOTAL (TOTAL INTEREST DURING CONST.)', (4('---')), T57, F6.1 /
* T2, (54('---')), '-----')
PRINT 208, CST8
208 FORMAT(' ', T6, 'TOTAL PLANT CAPITAL COST ', (25('---')), T57, F6.1)
PRINT 209, CPKW2
209 FORMAT(' ', T9, '8 / K4(E) ', (37('---')), T57, F6.1)
IF(IWANT.NE.1) CALL QANDM2

```

A

```

GO TO 601
8001 CONTINUE
C
C
CALCULATE INVESTMENT SUMMARY FOR IWANT = 8,9 AND 10
IF(IWANT, EQ, 10) GO TO 8035
PRINT 817, TODAY
PRINT 818, TITLE1, TITLE2
PRINT 2001, TT(IN,1), TT(IN,2), TT(IN,3), TT(IN,4)
PRINT 2002, S, T, YS, Y0
PRINT 8004
8004 FORMAT(T2, 54(' '), 2(' '), 2(' '), 2(' '), 2(' '))
PRINT 8005, X21E, X21M, X21L, C21DT,
* X22E, X22M, X22L, C22DT,
* X23E, X23M, X23L, C23DT,
* X24E, X24M, X24L, C24DT,
* X25E, X25M, X25L, C25DT,
8005 FORMAT(/T6, 'PHYSICAL PLANT', T40, 'EQU. MAT. LAB. TOTAL TOTAL',
* /T40, 'MS MS MS $/KW(E)',
* /T2, '21 STRUCTURES AND SITE FACILITIES', T38, 3F6.1, T57, F6.1,
* /T2, '22 REACTOR/BOILER PLANT EQUIPMENT', T38, 3F6.1, T57, F6.1,
* /T2, '23 TURBINE PLANT EQUIPMENT', T38, 3F6.1, T57, F6.1,
* /T2, '24 ELECTRIC PLANT EQUIPMENT', T38, 3F6.1, T57, F6.1,
* /T2, '25 MISCELLANEOUS PLANT EQUIPMENT', T38, 3F6.1, T57, F6.1)
8035 CONTINUE
X26E=X26E+XHRE+XSOE
X26M=X26M+XHRM+XSDM
X26L=X26L+XHRL+XSOL
C25CT=C26DT+CHRDT+CSDOT
CSPKW1=CST1*1000./S
CSPKW2=SUB9*1000./S
IF(IWANT, EQ, 10) GO TO 8039
PRINT 8011, X26E, X26M, X26L, C26CT
8011 FORMAT(T2, '26 COOLING TOWERS, SO-X SYSTEM ETC.', T38, 3F6.1, T57,
* F6.1)
PRINT 8012, CET, CNT, CLT, CST1, CSPKW1
8012 FORMAT(T2, 54(' '), 2(' '), 2(' '), 2(' '))
* T13, 'SUBTOTAL (DIRECT COSTS)', T38, 3F6.1, T57, F6.1, F7.1, /T2,
* 54(' '), 2(' '), 2(' '), 2(' ')
PRINT 8013, Y91, Y92, Y93, SUB9, CSPKW2
8013 FORMAT(/T2, '91 CONSTRUCTION MANAGEMENT, EQUIPMENT AND SERVICES',
* T57, F6.1,
* /T2, '92 HOME OFFICE ENGINEERING AND SERVICES', T57, F6.1,
* /T2, '93 FIELD OFFICE ENGINEERING AND SERVICES', T57, F6.1,
* /T2, 54(' '), 2(' '), 2(' '), 2(' ')
* /T13, 'SUBTOTAL (INDIRECT COSTS)', T57, F6.1, F7.1, /T2, 54(' '),
* 2(' ')
8009 CONTINUE
CBASE=CST1+SUB9
CPKWC9=CBASE*1000./S
CCTOTA=CCT+OTA
OWNC=FROWN+CST4/100.+CL
CPLNT1=CBASE+CCT+OTA+CSPT+OWNC
CPKWC1=CPLNT1*1000./S
TAX=FRTAX*CPLNT1/100.
CID=(CPLNT1-CL)*XINT+CIL
CE=ESF*(CPLNT1-CL+D20C+FUELC)
CI=0.01*(SUM2-SUM1)-(CPLNT1-CL+D20C+FUELC+TAX)+CIL
CIE=CI-CID
CPLNT2=CPLNT1+CID
CPKWC2=CPLNT2*1000./S
CPROJ2=CPLNT2+D20C+FUELC+TAX+CIE+CE
CPKWCJ=CPROJ2*1000./S
IF(IWANT, EQ, 10) GO TO 8015
PRINT 8014, CBASE, CPKWC9, CCTOTA, CSPT, FROWN, OWNC, CPLNT1, CPKWC1,
* AIR, CID, YS, CPLNT2, CPKWC2, D20C, FUELC, FRTAX, TAX,
* XSK, CE, CIE, YO, CPROJ2, CPKWCJ
8014 FORMAT(T13, 'BASE COSTS (DIRECT AND INDIRECT COSTS)', T57, F6.1, F7.1,
* /T13, 'CONTINGENCIES (INCL. OVERTIME)', T57, F6.1,
* /T13, 'SPARE PARTS, SPECIAL TOOLS', T57, F6.1,
* /T13, 'OWNERS COSTS (LAND +', F4.1, '% OF ABOVE COSTS)',
* T57, F6.1, /T2, 54(' '), 2(' '), 2(' ')
* /T13, 'SUBTOTAL', T57, F6.1, F7.1,
* /T13, 'INTEREST DURING CONSTRUCTN (' F4.1, '% ANNUALLY)',
* T57, F6.1, /T2, 54(' '), 2(' '), 2(' ')
* /T13, 'TOTAL PLANT COSTS IN ', F6.1, 'S (WASP INPUT)', T57,
* F6.1, F7.1,
* /T13, 'HEAVY WATER INVENTORY', T57, F6.1,

```





```

30 IF (ICOMPA(T,4,HHTGR,4).NE.0) GO TO 40
CALL HTGR (C,N,EF,MF,LF,YB,CL,SS,F91,F92,F93,IB)
GO TO 80
40 IF (ICOMPA(T,4,HCAND,4).NE.0) GO TO 50
CALL CAND (C,N,EF,MF,LF,YB,CL,SS,F91,F92,F93,IB)
GO TO 80
50 IF (ICOMPA(T,4,HCOAL,4).NE.0) GO TO 60
CALL COAL (C,N,EF,MF,LF,YB,CL,SS,F91,F92,F93,IB)
GO TO 80
60 IF (ICOMPA(T,3,HOIL,3).NE.0) GO TO 70
CALL OIL (C,N,EF,MF,LF,YB,CL,SS,F91,F92,F93,IB)
GO TO 80
70 IF (ICOMPA(T,3,HGAS,3).NE.0) GO TO 75
CALL GAS (C,N,EF,MF,LF,YB,CL,SS,F91,F92,F93,IB)
GO TO 80
75 PRINT 205
205 FORMAT(10X,'NO COMPARISON OF PLANT TYPE IN SUBROUTINE CALC')
STOP 1
80 CONTINUE
IF (JFLAG.NE.0) READ(5,DATA2)
IF (IEC.EQ.0) C(7)=0.
IF (ICT.EQ.0) C(8)=0.
    
```

CALCULATE HEAVY WATER AND FUEL COSTS

```

D20C=D20P*D20R*S/SS
FUELC = FUELP * FUEL1 * S/SS
IF (IWANT.EQ.10) GO TO 400
PRINT 500, ((C(1), N(1), EF(1), MF(1), LF(1)), (1,6)
500 FORMAT (7F2,3BASE COST MODEL (REVISED JANUARY 1978)
1//T14,COST,T36,COST BREAKDOWN FACTORS
2//T12,SHILLION,EXPONENT,EQUIPMENT MATERIALS LABOR
3//T2,ACCT 21 C(1)=,F6.2,N(1)=,F4.2,EF(1)=,F4.2,
4 MF(1)=,F4.2,LF(1)=,F4.2
5//T2,ACCT 22 C(2)=,F6.2,N(2)=,F4.2,EF(2)=,F4.2,
6 MF(2)=,F4.2,LF(2)=,F4.2
7//T2,ACCT 23 C(3)=,F6.2,N(3)=,F4.2,EF(3)=,F4.2,
8 MF(3)=,F4.2,LF(3)=,F4.2
9//T2,ACCT 24 C(4)=,F6.2,N(4)=,F4.2,EF(4)=,F4.2,
1 MF(4)=,F4.2,LF(4)=,F4.2
2//T2,ACCT 25 C(5)=,F6.2,N(5)=,F4.2,EF(5)=,F4.2,
3 MF(5)=,F4.2,LF(5)=,F4.2
4//T2,ACCT 26 C(6)=,F6.2,N(6)=,F4.2,EF(6)=,F4.2,
5 MF(6)=,F4.2,LF(6)=,F4.2
GO TO (559,554),MFLAG
554 PRINT 555, C(7), N(7), EF(7), MF(7), LF(7)
555 FORMAT (7F2,3SO-X, C(7)=,F6.2,N(7)=,F4.2,EF(7)=,
1 F4.2,MF(7)=,F4.2,LF(7)=,F4.2)
559 CONTINUE
PRINT 560, C(8), N(8), EF(8), MF(8), LF(8), F91, F92, F93, SS
560 FORMAT (7F2,3C,TOW, C(8)=,F6.2,N(8)=,F4.2,EF(8)=,
1 F4.2,MF(8)=,F4.2,LF(8)=,F4.2
2//T2,INDIRECT COSTS, F91=,F5.2,F92=,F5.2,F93=,F5.2,
3//T2,BASE SIZE, M4(E),T47,SS=,F7.1)
400 CONTINUE
ZB = YB
JB = IB
DO 600 I = 1, 8
CC(I) = C(I) * (S/SS)**N(I)
CCE(I) = EF(I) * CC(I)
CCM(I) = MF(I) * CC(I)
600 CCL(I) = LF(I) * CC(I)
S1=SS
C1=CL
G91=F91
G92=F92
G93=F93
RETURN
END
    
```

C  
C  
C

A  
A  
A

B  
B  
B  
B  
B

A  
A  
B



SUBROUTINE PAR(XC,XN,ZEF,Z4F,ZLF,ZYB,C1,S1,G91,G92,G93,NIB)  
 THIS SUBROUTINE UPDATED BY JOHN RUSSELL IAEA COMPUTER SECTION  
 REAL\*4 MF,LF,N

```

DIMENSION C(3), N(8), EF(8), MF(3), LF(3)
DIMENSION XC(3), XN(8), ZEF(3), ZMF(8), ZLF(3)
COMMON /C/ S,ICT,D2OR,D2OP,FUEL1,FUELP,D2OC,FUELC
DATA C/101.33,133.48,111.23,33.43,11.8,10.1,0.,11.5/
DATA N/0.19,0.36,0.71,0.33,0.15,0.54,0.0,0.7/
DATA EF/0.05,0.2,0.72,0.74,0.33,0.54,0.0,0.7/
DATA MF/0.34,0.2,0.208,0.21,0.45,0.34,0.0,0.11/
DATA LF/0.34,0.06,0.04,0.04,0.21,0.65,0.0,0.14/
DATA YB/1976.5,SS/1139.0,CL/2.0,IB/21/
DATA F91/2.72, F92/1.75, F93/1.39/
DO 100 I=1,3
XC(I)=C(I)
XN(I)=N(I)
ZEF(I)=EF(I)
ZMF(I)=MF(I)
100 ZLF(I)=LF(I)
IF(ICT.LT.2) GO TO 30
XC(8)=21.59
30 CONTINUE
ZYB= YB
NIB= IB
S1= SS
C1= CL
G91= F91
G92= F92
G93= F93
FUEL1= 90
FUELP= 1.3
RETURN
END
SUBROUTINE BAR(XC,XN,ZEF,ZMF,ZLF,ZYB,C1,S1,G91,G92,G93,NIB)
REAL*4 MF,LF,N
DIMENSION C(3), XN(3), ZEF(8), ZMF(8), ZLF(3)
DIMENSION XC(3), N(3), EF(8), MF(3), LF(8)
COMMON /C/ S,ICT,D2OR,D2OP,FUEL1,FUELP,D2OC,FUELC
DATA C/113.324,125.734,116.673,60.745,11.375,10.489,0.,11.5/
DATA N/0.19,0.36,0.71,0.33,0.16,0.54,0.0,0.7/
DATA EF/0.05,0.2,0.72,0.74,0.34,0.51,0.0,0.84/
DATA MF/0.55,0.21,0.21,0.44,0.33,0.11,0.0,0.14/
DATA LF/0.41,0.07,0.05,0.22,0.06,0.29,0.0,0.02/
DATA YB/1976.5,SS/1190.7,CL/2.0,IB/21/
DATA F91/2.74, F92/0.747, F93/1.4/
DO 100 I=1,3
XC(I)=C(I)
XN(I)=N(I)
ZEF(I)=EF(I)
Z4F(I)=MF(I)
100 ZLF(I)=LF(I)
IF(ICT.LT.2) GO TO 30
XC(3)=-4.232
30 CONTINUE
ZYB= YB
NIB= IB
S1= SS
C1= CL
G91= F91
G92= F92
G93= F93
FJEL1= 114
FUELP= 1.05
200 RETURN
END
  
```

```

SUBROUTINE HTGR(XC,XN,ZEF,ZMF,ZLF,ZYB,C1,S1,G91,G92,G93,NIB)
REAL*4 MF, LF, N
DIMENSION XC(3), XN(8), ZEF(8), ZMF(8), ZLF(8)
DIMENSION C(3), N(3), EF(3), MF(8), LF(3)
COMMON /C/ S, ICT, DZOR, DZOP, FUEL1, FUEL2, FUEL3, DZOC, FUELC
DATA C/ 46.707, 69.866, 55.401, 21.329, 5.850, 0., 0., 1.774/
DATA N/ 3., 6., 3., 5., 3., 0., 0., 3./
DATA EF/ 0.02, 0.08, 0.22, 0.32, 0.45, 0.35, 0.0, 0.42/
DATA MF/ 0.30, 0.16, 0.16, 0.20, 0.45, 0.0, 0.0, 0.38/
DATA LF/ 1973.0, 1973.0, 1973.0, 1973.0, 1973.0, 1973.0, 1973.0, 1973.0/
DATA F91/ 1.8, F92/ 1.8, F93/ 1.8
DO 100 I = 1, 8
XC(I) = C(I)
XN(I) = N(I)
ZEF(I) = EF(I)
ZMF(I) = MF(I)
ZLF(I) = LF(I)
IF(ICT.LT.2)GOTO30
XC(8) = -1.52
30 CONTINUE
ZYB = YB
YIB = IB
S1 = SS
C1 = CL
G91 = F91
G92 = F92
G93 = F93
200 RETURN
END
SUBROUTINE CJAL(XC,XN,ZEF,ZMF,ZLF,ZYB,C1,S1,G91,G92,G93,NIB)
REAL*4 MF, LF, N
DIMENSION XC(3), XN(8), ZEF(8), ZMF(8), ZLF(8)
DIMENSION C(3), N(3), EF(3), MF(8), LF(3)
COMMON /C/ S, ICT, DZOR, DZOP, FUEL1, FUEL2, FUEL3, DZOC, FUELC
REAL*4 NLOW
DIMENSION NLOW(8)
DATA C/ 38.335, 37.073, 65.182, 24.857, 8.730, 5.826, 36.77, 6.216/
DATA N/ 0.54, 0.74, 1.19, 0.26, 0.29, 0.54, 0.75, 0.70/
DATA NLOW/ 0.75, 0.73, 0.75, 0.45, 0.35, 0.35, 0.9, 0.37/
DATA EF/ 0.07, 0.73, 0.75, 0.25, 0.35, 0.35, 0.33, 0.84/
DATA MF/ 0.37, 0.22, 0.27, 0.46, 0.33, 0.29, 0.39, 0.14/
DATA LF/ 0.55, 0.55, 0.55, 0.29, 0.58, 0.58, 0.58, 0.26, 0.021/
DATA F91/ 1.8, F92/ 1.8, F93/ 1.8
DO 100 I = 1, 8
XC(I) = C(I)
XN(I) = N(I)
IF(S1.LT.801.) XN(I) = NLOW(I)
ZEF(I) = EF(I)
ZMF(I) = MF(I)
ZLF(I) = LF(I)
IF(ICT.LT.2)GOTO30
XC(8) = -1.214
30 CONTINUE
ZYB = YB
YIB = IB
S1 = SS
C1 = CL
G91 = F91
G92 = F92
G93 = F93
RETURN
END
SUBROUTINE OIL(XC,XN,ZEF,ZMF,ZLF,ZYB,C1,S1,G91,G92,G93,NIB)
REAL*4 MF, LF, N

```

```

DIMENSION C(3), N(8), EF(3), MF(8), LF(3)
DIMENSION XC(3), XN(8), ZEF(8), ZMF(8), ZLF(8)

```



CFIT(N)	TAX DEDUCTION		
XGEN(N)	FEDERAL INCOME TAX PAID IN YEAR N	SMILLION	
XINB	ELECTRICAL GENERATION IN YEAR N, MILLIONS OF MWHE		
XNIP	INTEREST RATE ON BONDS, FRACTION		
XPVA	J-1 IF J = YEAR		
XVMO	UNIFORM SERIES PRESENT WORTH FACTOR AT DISCOUNT RATE		
CDFIT	VALIABLE O&M COST, MILLS/KWH(E)		
CDSIT	CUMULATIVE DISCOUNTED F. I. T. AT W. A. C. M.		
IDPR	CUMULATIVE DISCOUNTED S. I. T. AT W. A. C. M.		
IWANT	=1 ST LINE DEPR, =2 SYD DEPR, =3 DDB DEPR & ST LINE		
NLIFE	INPUT/OUTPUT OPTIONS (LISTED IN ORCOST SUBROUTINE)		
XAVGI	PLANT OPERATING LIFE, YEARS		
XBNDCI(N)	WEIGHTED AVERAGE COST OF MONEY, DECIMAL/YEAR		
	BOND INTEREST PAID IN YEAR N	SMILLION	
XCBAL(N)	CUMULATIVE DEBT BALANCE THROUGH YEAR N	SMILLION	B
XCDCO(N)	CUMULATIVE COSTS THROUGH YEAR N	SMILLION	
	BOND RETURN, EQUITY RETURN, FIT, FUEL O&M, SIT,		
	LOCAL PROP. TAX, INTERIM REPL. PROP. INS.		
XCLEV	LOCALIZED COST OF ENERGY (EXPRESSED IN CONSTANT		
	DOLLARS AT START OF OPERATION, MILLS/KWH		
XCOST(1, )	TOTAL ANNUAL FUEL COST (CONSTANT + ESCALATION)		
XCOST(2, )	ANNUAL CASH FLOW VARIABLE O&M (CONSTANT PORTION)		
XCOST(3, )	ANNUAL CASH FLOW FIXED O&M (CONSTANT PORTION)		
XCOST(4, )	ANNUAL CASH FLOW LOCAL PROPERTY TAX		
XCOST(5, )	PRESENT WORTH F. I. T. AT WEIGHTED AVE. COST MONEY		
XCOST(6, )	PRESENT WORTH OF LOCAL PROPERTY TAX AT W. A. C. M.		
XCOST(7, )	PLANT INVESTMENT COST + PRESENT WORTH OF TOTAL EXP.		
	(FUEL, O&M, F. I. T., S. I. T., LOC. PROP. TAX, INT. REPL.,		
	PROP. INS. AT WEIGHTED AVE. COST OF MONEY		
XCOST(8, )	PRESENT WORTH OF GROSS REVENUE AT WEIGHTED AVE. COST		OF
XCOST(9, )	PRESENT WORTH S. I. T. AT WEIGHTED AVERAGE COST OF MO		NEY
XCOST(10, )	TOTAL O&M (CONSTANT + ESCALATION)		
XCOST(11, )	PRESENT WORTH OF FUEL COST AT WEIGHTED AVERAGE COST O		F M
XCOST(12, )	PRESENT WORTH OF O&M COST AT WEIGHTED AVERAGE COST O		F M
XCOST(13, )	ANNUAL CASH FLOW INTERIM REPLACEMENTS		
XCOST(14, )	PRESENT WORTH OF INTERIM REPLACEMENTS AT W. A. C. M.		
XCOST(15, )	ANNUAL CASH FLOW PROPERTY INSURANCE		
XCOST(16, )	PRESENT WORTH OF PROPERTY INSURANCE AT W. A. C. M.		
XCOST(17, )	FUEL COST (ESCALATION PORTION OF TOTAL)		
XCOST(18, )	TOTAL O&M (CONSTANT PORTION)		
XCOST(19, )	TOTAL O&M (ESCALATION PORTION)		
XCOST(20, )	FUEL COST (CONSTANT PORTION OF TOTAL)		
XDEBT(N)	OUTSTANDING CAPITAL DEBT START YEAR N	SMILLION	
XDEPR(N)	DEPRECIATION, SMILLION/YEAR		
XDISC	SINGLE PAYMENT P. W. F. AT 'DISCOUNT RATE'	CONTINUE	B
	OR SINGLE PAYMENT P. W. F. AT 'WEIGHTED AVERAGE COST OF		
XEAR(N)	EQUITY EARNINGS PAID IN YEAR N	SMILLION	MON
XEQTY	RETURN RATE ON EQUITY, FRACTION		
XFBD	FRACTION OF DEBT IN BONDS		
XFQTY	FRACTION OF DEBT IN STOCKS		
XFULE	FUEL COST, MILLS/KWH(E)		
XGREV(N)	GROSS REVENUE IN YEAR N	SMILLION	
XIFLT	INFLATION RATE ON NON-FUEL EXPENSES, PERCENT		
XNREV(N)	NET REVENUE IN YEAR N	SMILLION	
XTCOS	TOTAL EXPENSES (CUMULATIVE)		
	PLANT INV. COST + CUMULATIVE COSTS (BOND, EQ., TAX, O		P.
XTDCO	TOTAL P. V. OF GROSS REVENUE AT DISCOUNT RATE		

C DOUBLE RATE DECLINING BALANCE AND STRAIGHT LINE DEPRECIATION

```

7 ZZ=0.0
DCST=CST8
DO 611 I=1, NDLIFE
IF(ZZ.NE.0.0) GO TO 612
STLIN=DCST/(XDLIFE+1.0-I)
DD=2.0*DCST/XDLIFE
612 IF(STLIN.GE.DD)GO TO 613
XDEPR(I)=DD
GO TO 614
613 ZZ=STLIN
XDEPR(I)=ZZ
614 DCST=DCST-XDEPR(I)
611 CONTINUE
609 CONTINUE
PRINT 840
840 FORMAT('0',T6,'YEAR PLANT CAP./T11,'FACTOR')
DO 1 I=1,NLIFE
PRINT 839 I,PCX(I)
839 FORMAT('1',T4,T12,T11,F5.2)
XFEQY = 1. - XFBND
XAVGI = XFBND * XINB + XFEQY * XEQTY
COMBTX = 1. - (1.0 - TAU)*(1.0 - STARAT)
XCHI = (1. - COMBTX) * XFBND * XINB + XFEQY * XEQTY
PWACM = 0.0
XPVA = 0.0
DO 2 J=1,NLIFE
P4ACM = PWACM + ((1. + XAVGI)**(-J))
2 XPVA = XPVA + ((1. + XCHI)**(-J))
FCRCAP = 1.0/PWACM - XAVGI
XPVGEN = 0.0
XPWDEP = 0.0
DO 3 K=1,50
DO 3 J=1,20
3 KCOST(J,K) = 0.0
DO 4 J=1,10
4 XLVCST(J) = 0.0
4 XPVCST(J) = 0.0
DO 500 J=1,NLIFE
KNP = -J
EFFECTIVE DISCOUNT RATE
XDISC = (1. + XCHI)**XNP
XVIP = J - 1
XGEN(J) = S * PCX(J)*8755. / 1.0E+6
KXOST(20,J) = XFULE*XGEN(J)
KXOST(17,J) = XFULE*XGEN(J)*((1. + XIFUEL)**XNIP - 1.)
KXOST(1,J) = KCOST(20,J) + KCOST(17,J)
KXOST(3,J) = TOTFIX/1000
KXOST(2,J) = VARMIL*XGEN(J)
KXOST(18,J) = KCOST(2,J) + KCOST(3,J)
KXOST(19,J) = KCOST(18,J) * ((1. + XIFLAT)**XNIP - 1.)
KXOST(10,J) = KCOST(18,J) + KCOST(19,J)
KXOST(12,J) = PROPRT*CST8*(XDLIFE+1.-J)/XDLIFE
KXOST(15,J) = REPLAC*CST8
KXOST(15,J) = PROPIN*CST8
XPVGEN = XPVGEN + XGEN(J)*XDISC
XPWDEP = XPWDEP + XDEPR(J)*XDISC
XPVCS(1) = XPVCS(1) + KCOST(20,J)*XDISC
XPVCS(2) = XPVCS(2) + KCOST(13,J)*XDISC
XPVCS(3) = XPVCS(3) + KCOST(13,J)*XDISC
XPVCS(4) = XPVCS(4) + KCOST(4,J)*XDISC
XPVCS(5) = XPVCS(5) + KCOST(15,J)*XDISC
600 CONTINUE
XP1DEP = XPWDEP/CST8
XTDCO = (CST8/(1. - COMBTX))*(1. - COMBTX*XP1DEP) + XPVCS(1) + XPVCS(2)
* XPVCS(3) + XPVCS(4) + XPVCS(5)
XCLEV = XTDCO/XPVGEN
SKIP CALCULATION OF FCR WHERE IT IS INPUT DATA
IF(I.NE.6) GO TO 605
FCR = (XTDCO - XPVCS(1) - XPVCS(2))/(CST8*XPVA)
D = P4ACM*CST8
605 CONTINUE
RETURN

```



```

ENTRY DISC
XLVCST(1) = XPVCST(1)/XPVA
XLVCST(2) = XPVCST(2)/XPVA
XLVCST(3) = CST8*FCR
XLVCST(4) = XLVCST(1) + XLVCST(2) + XLVCST(3)
XLVGEN = XPVGEN/XPVA
XLVCST(5) = XLVCST(1)/XLVGEN
XLVCST(6) = XLVCST(2)/XLVGEN
XLVCST(7) = XLVCST(3)/XLVGEN
XLVCST(8) = XLVCST(5) + XLVCST(6) + XLVCST(7)
XDEBT(1) = CST8
DO 602 K = 1, NLIFE

```

## WEIGHTED AVERAGE COST OF MONEY

\*\*\*

```

XDISC = (1.+XAVGI)**(-K)
XGREV(K) = XGEN(K)*XCLEV + XCOST(19,K) + XCOST(17,K)
XBNDI(K) = XDEBT(K)*XFBND*XINB
XEARN(K) = XDEBT(K)*XFEQY*XESTY
STATAX(K) = STARAT*(XGREV(K) - XBNDI(K) - XCOST(1,K) - XCOST(10,K)
* -XCOST(4,K) - XCOST(13,K) - XCOST(15,K) - XDEPR(K) - XCOST(10,K)
XFIT(K) = (AU*(XGREV(K) - XBNDI(K) - XCOST(1,K) - XCOST(10,K)
* -XCOST(4,K) - XCOST(13,K) - XCOST(15,K) - XDEPR(K) - STATAX(K))
XNREV(K) = XGREV(K) - XBNDI(K) - XEARN(K) - XFIT(K) - STATAX(K) - XCOST(1,K)
* -XCOST(4,K) - XCOST(13,K) - XCOST(15,K) - XCOST(10,K)
KK = K+1
XDEBT(KK) = XDEBT(K) - XNREV(K)
KK = K-1
IF(KKK.GT.0) GO TO 60
XCOST(5,K) = XFIT(K)*XDISC
XCOST(11,K) = XCOST(1,K)*XDISC
XCOST(12,K) = XCOST(10,K)*XDISC
XCOST(9,K) = STATAX(K) + XDISC
XCOST(6,K) = XCOST(4,K)*XDISC
XCOST(14,K) = XCOST(13,K)*XDISC
XCOST(16,K) = XCOST(15,K)*XDISC
XCOST(7,K) = CST8 + XCOST(11,K) + XCOST(12,K) + XCOST(6,K) + XCOST(14,K)
* +XCOST(16,K) + XCOST(9,K) + XCOST(5,K)
XCOST(8,K) = XGREV(K)*XDISC
XCDREV(K) = XGREV(K)
XCDCO(K) = XBNDI(K) + XEARN(K) + XFIT(K) + XCOST(1,K) + XCOST(10,K)
* +STATAX(K)
* +XCOST(4,K)
* +XCOST(13,K) + XCOST(15,K)
GO TO 601
63 XCDCO(K) = XCDCO(KKK) + XBNDI(K) + XEARN(K) + XFIT(K) + XCOST(1,K)
* + XCOST(10,K) + STATAX(K) + XCOST(4,K) + XCOST(13,K) + XCOST(15,K)
XCDREV(K) = XCDREV(KKK) + XGREV(K)
XCOST(5,K) = XCOST(5,KKK) + XFIT(K)*XDISC
CDFIT = XCOST(5,K)
XCOST(11,K) = XCOST(11,KKK) + XCOST(1,K)*XDISC
XCOST(12,K) = XCOST(12,KKK) + XCOST(10,K)*XDISC
XCOST(9,K) = XCOST(9,KKK) + STATAX(K)*XDISC
CDSIT = XCOST(9,K)
XCOST(6,K) = XCOST(6,KKK) + XCOST(4,K)*XDISC
CDPTAX = XCOST(6,K)
XCOST(14,K) = XCOST(14,KKK) + XCOST(13,K)*XDISC
XCOST(16,K) = XCOST(16,KKK) + XCOST(15,K)*XDISC
XCOST(7,K) = CST8 + XCOST(11,K) + XCOST(12,K) + XCOST(6,K)
* + XCOST(9,K) + XCOST(5,K) + XCOST(14,K) + XCOST(15,K)
XCOST(8,K) = XCOST(8,KKK) + XGREV(K)*XDISC
601 XTCOS(K) = CST8 + XCDCO(K)
602 XCBAL(K) = XTCOS(K) - XCDREV(K)
FCRFIT = CDFIT/D
FCRSIT = CDSIT/D
FCRPTX = CDPTAX/D
FCRTOT = XAVGI + FCRCAP + FCRFIT + FCRSIT + FCRPTX + REPLAC +
* PROPIN
IF(IWANT.EQ.1) GO TO 603
PRINT 810, T, DAY
813 FORMAT('1', T2, 'DATE OF COMPUTER RUN ', A3//)
PRINT 811, T1, TITLE1, TITLE2
811 FORMAT('1', T2, '20A4/T2, 20A4//)
PRINT 812, CST8
812 FORMAT('1', T4, 'INITIAL CAPITAL INVESTMENT', T42, F6.1, 4X, '$MILLION')
$MLFIX = TOTFIX/1000.
PRINT 813, $MLFIX
813 FORMAT('1', T4, 'FIXED O&M COST', T42, F6.1, 4X, '$MILLION/YEAR')
$MLVAR = TOTVAR/1000.
PRINT 815, $MLVAR
815 FORMAT('1', T4, 'VARIABLE O&M COST', T42, F6.1, 4X, '$MILLION/YEAR')

```

B

A

A



```

603 CONTINUE
603 CONTINUE
701 GO TO (604, 604, 701, 604, 701, 604, 504), I WANT
PRINT 810, TODAY
PRINT 811, TITLE1, TITLE2
PRINT 803
803 FORMAT(' ', T21, 'ANNUAL CASH FLOWS, MILLIONS OF DOLLARS'//)
PRINT 808
808 FORMAT(T2, 'YEARS OF', T14, 'GROSS', T26, 'BOND', T38, 'EQUITY', T50,
* 'FEDERAL', T52, 'T74', T85, 'STATE INC.', T98, 'LOC. PROP.',
* T110, 'INTERIM', T122, 'PROP.',
* T2, 'OPER.', T14, 'REVENUE', T26, 'RETURN', T38, 'RETURN', T50, 'TAXES',
* T55, 'FUEL', T74, 'O&M', T86, 'TAXES', T98, 'TAXES', T110, 'REPLACE.',
* T122, 'INS',
DO 805 K=1, NLIFE
805 PRINT 806, K, XGREV(K), XBNDI(K), KEARN(K), XFIT(K), X COST(1, K),
* X COST(10, K), X STATAK(K), X COST(4, K)
* X COST(13, K), X COST(15, K)
806 FORMAT(' ', T2, T12, T8, T10(6X, F6.1))
PRINT 829
829 FORMAT('1', T10, 'CUMULATIVE CASH FLOWS'//
* T2, 'YEARS OF', T15, 'GROSS', T30, 'TOTAL', T45, 'DEBT'//
* T2, 'OPERATION', T15, 'REVENUE', T30, 'EXPENSES', T45, 'BALANCE'//)
K = 0
PRINT 804, K, CSTB
804 FORMAT(' ', T4, T12, T45, F8.1)
DO 703 K=1, NLIFE
703 PRINT 828, K, XCDREV(K), XTCOS(K), XCBAL(K)

```

```

828 FORMAT(' ', T4, T12, T15, F8.1, T30, F8.1, T45, F8.1)
PRINT 830
830 FORMAT('1', T10, 'CUMULATIVE DISCOUNTED CASH FLOWS'//
* T2, 'YEAR OF', T14, T26, T38, 'FEDERAL', T50, 'ST. INC.',
* T65, 'LOC. PROP.', T74, 'INTERIM', T85, 'PROP.', T98, 'TOTAL', T110,
* 'GROSS',
* T2, 'OPER.', T14, 'FUEL', T26, 'O&M', T38, 'TAXES', T50, 'TAXES', T62
* 'TAXES', T74, 'REPLACE.', T85, 'INS.', T98, 'EXPENS.', T110, 'REVENUES'//)
K = 0
PRINT 807, K, CSTB
807 FORMAT(' ', T4, T12, T98, F7.1)
DO 705 K=1, NLIFE
705 PRINT 831, K, X COST(11, K), X COST(12, K), X COST(5, K), X COST(9, K),
* X COST(6, K), X COST(14, K), X COST(16, K), X COST(7, K), X COST(3, K)
831 FORMAT(' ', T4, T12, T9, 9(5X, F7.1))
604 CONTINUE
RETURN
END
BLOCK DATA
REVISED 4-17-75

```

C  
C  
C  
C  
C

D  
D  
D  
D  
D

REVISED 01-15-77  
REVISION D (SEE MAIN FOR DETAILS)

```

COMMON /A/ T(4), CCE(8), CCM(8), CCL(8), JFLAG, MFLAG, IEC, KFLAG
COMMON /B/ TITLE1(20), TITLE2(20), TT(21, 4), A(21, 3), XFBND, XINB,
* XERTY, TAU, XDLIFE, XPLIFE, XIFLT, XIFULE, REPLAC, PROPIN,
* PROPRF, CST3, STARAT, IDEPR
COMMON /C/ S, ICT, D2OR, D2OP, FUEL1, FUEL2, D2OC, FUEL3
COMMON /D/ FCR, PCF, FC, PHR, YS, YO, IN, PCK(50)
COMMON /I/ I WANT
DATA A/ 21(4), .850, .857, .776, .967, .883,
1 .840, .857, .781, .833, .898, .954, .816, .907,
2 .805, .857, .806, .947, .793, .827, .839, 1.
3 .815, .803, .720, .940, .751, 1.005, 1.039, .764,
4 .809, 1.095, .955, 1.050, .909, .781, 1.135, .968,
5 .931, .939, 1.122, .860, 1.
DATA S/ 1000.1, IN/ 21
DATA T/ PHR
DATA TT/ ATLA, BALI, BIRM, BOST, CHIC, CINC, CLEV, DALL,
1 DENV, DETR, KANS, LOS, MINN, NEW, NEW,
2 PHIL, PITT, ST, SAN, SEAT, MIDD,
3 NTA, IMOR, INGH, ON, AGO, INVA, ELAN, AS

```



APENDICE 2: - FUNCIONES Y SUBROUTINAS DE UTILERIA EN

FORTRAN IV.

El programa ORCOST original tiene dos subrutinas y una función escritos en lenguaje ENSAMBLADOR IBM / 360 que la computadora BURROUGHS de la UNAM no es capaz de compilar.

Las subrutinas son la "IDAY" que da la fecha en que se hizo la corrida y la "TIME" que da la hora a la que se hizo la corrida. Dichas subrutinas no son relevantes para los cálculos de ORCOST y fueron sustituidas por dos subrutinas de utilería.

La función "ICOMPA" sí es relevante para el funcionamiento de ORCOST, dicha subrutina dirige el flujo de información del programa según el tipo de planta, pero su funcionamiento es simple. La función "ICOMPA" toma el valor de cero cuando las variables alfanuméricas T y PLANTA son iguales, de otra forma tomará el valor de uno. Como la computadora BURROUGHS toma 6 caracteres alfanuméricos en el modo REAL \* 8 y el número máximo de caracteres necesarios para la comparación es 5 (correspondiente a CANDU) se usan variables de este tipo.



```
FUNTION ICOMP ( T, PLANTA, N)
```

```
ICOMPA = 1
```

```
IF (T.EQ. PLANTA) ICOMP = 0
```

```
RETURN
```

```
END
```

```
SUBROUTINE IDAY (TODAY)
```

```
REAL * 8 TODAY
```

```
TODAY = ' 1 / 82'
```

```
RETURN
```

```
END
```

```
SUBROUTINE TIME (CLOCK)
```

```
REAL * 8 CLOCK
```

```
CLOCK = ' 12 HRS'
```

```
RETURN
```

```
END
```

APENDICE 3: - CALCULO DEL INTERES Y LA ESCALACION

DURANTE CONSTRUCCION.



APENDICE 3 : - CALCULO DE LA ESCALACION Y DEL INTERES DURANTE CONSTRUCCION.\*

ORCOST II usa el programa de pagos que se muestran en la Figura 6. La curva continua mostrada se representa por 100 etapas discretas de igual incremento de costo; así, el 1% de los costos totales es pagado en cada intervalo de tiempo. La filosofía básica seguida por ORCOST es que la escalación es agregada a los costos hasta el tiempo en que ocurre el pago; es decir, el interés es cargado al pago escalado desde ese tiempo hasta el final de la construcción.

A continuación se derivarán las expresiones para la escalación durante construcción (EDC) y del interés durante construcción (IDC). Las suposiciones básicas son:

- 1.- Las tasas de escalación y de interés son constantes durante el periodo de diseño y construcción.
- 2.- La escalación es compuesta anualmente.
- 3.- El interés es compuesto trimestralmente.
- 4.- Los pagos son hechos en incrementos iguales del 1% de los costos totales.

Las variables que se emplearán son:

$P_n$  = Valor del n-ésimo pago en dólares constantes del inicio de la construcción.

---

\* Referencia ( 7 ).

$t_n$  = Tiempo del n-ésimo pago en años después de la fecha de inicio del diseño y la construcción

$T$  = Duración del periodo de diseño y construcción en años.

$r_e$  = Tasa de escalación anual, fracción.

$r_i$  = Tasa de interés anual, fracción.

$C_{IE}$  = Interés durante construcción de la escalación durante construcción.

$C_{ID}$  = Interés durante construcción sobre el total de costos directos e indirectos antes de la escalación durante construcción.

$C_E$  = Escalación durante construcción

$C_I$  = Interés total durante construcción (incluido el interés sobre la escalación).

$C_D$  = Total de costos directos e indirectos antes del interés y la escalación.

$C_T$  = Costo total de la planta tomando como base el inicio de la operación comercial.

Tenemos entonces que:

Pago total escalado hecho a  $t_n = c_n(t_n) = P_n(1+r_e)^{t_n}$  (1)  
 agregando el efecto del interés desde  $t_n$  al final de la

construcción se obtiene el valor futuro (al tiempo T) del n-ésimo pago  $c_n(t_n, T)$ :

$$C_n(t_n, T) = P_n(1+r_e)^{t_n} \left(1 + \frac{r_i}{4}\right)^{4(T-t_n)} \quad (2)$$

De modo que para los 100 pagos tendremos:

$$C_T = \sum_{n=1}^{100} c_n(t_n, T) = \sum_{n=1}^{100} P_n(1+r_e)^{t_n} \left(1 + \frac{r_i}{4}\right)^{4(T-t_n)} \quad (3)$$

ORCOST II presenta por separado la escalación durante construcción, el interés durante construcción sobre los costos directos e indirectos totales y el interés durante construcción. El programa ORCOST II hace las siguientes distinciones:

1. La escalación durante construcción no incluye los incrementos sobre los cargos de interés.
2. El interés durante construcción incluye el interés sobre los costos directos e indirectos totales antes de la escalación y el interés de la escalación durante construcción. Estos son tabulados por separado y también combinados.

Los multiplicadores que usa ORCOST para el cálculo de IDC y EDC, denominados ESF y XINT son obtenidos a continuación.

Tenemos que:

$$C_E = C_D * ESF \quad (4)$$

$$= \sum_{n=1}^{100} P_n (1+r_e)^{t_n} - C_D \quad (5)$$

$$= \frac{C_D}{100} \sum_{n=1}^{100} (1+r_e)^{t_n} - C_D \quad (6)$$

$$= C_D \left[ \frac{1}{100} \sum_{n=1}^{100} (1+r_e)^{t_n} - 1 \right] \quad (7)$$

Utilizando (4) y (7) se obtiene :

$$ESF = \frac{1}{100} \sum_{n=1}^{100} (1+r_e)^{t_n} - 1.0 \quad (8)$$

ESF es entonces el incremento fraccional en  $C_D$  que puede ser atribuido a la escalación durante construcción cuando el interés no ha sido incluido. De modo similar tenemos:

$$C_{ID} = C_D * XINT \quad (9)$$

$$= \sum_{n=1}^{100} P_n \left( 1 + \frac{r_i}{4} \right)^{4(T-t_n)} - C_D \quad (10)$$

$$= \frac{CD}{100} \sum_{n=1}^{100} \left(1 + \frac{r_i}{4}\right)^{4(T-t_n)} - C_D \quad (11)$$

$$= C_D \left[ \frac{1}{100} \sum_{n=1}^{100} \left(1 + \frac{r_i}{4}\right)^{4(T-t_n)} - 1 \right] \quad (12)$$

$$XINT = \frac{1}{100} \sum_{n=1}^{100} \left(1 + \frac{r_i}{4}\right)^{4(T-t_n)} - 1 \quad (13)$$

La ecuación (9) se usa para calcular el interés sobre los costos directos e indirectos no escalados de la siguiente forma:

$$C_T = \sum_{n=1}^{100} p_n \left(1 + r_e\right)^{t_n} \left(1 + \frac{r_i}{4}\right)^{4(T-t_n)} \quad (14)$$

$$= \frac{C_D}{100} \sum_{n=1}^{100} \left(1 + r_e\right)^{t_n} \left(1 + \frac{r_i}{4}\right)^{4(T-t_n)} \quad (15)$$

$$C_I = C_T - C_D - C_E$$

$$= \frac{C_D}{100} \sum_{n=1}^{100} \left(1 + r_e\right)^{t_n} \left(1 + \frac{r_i}{4}\right)^{4(T-t_n)}$$

(continúa en la hoja siguiente)

$$- C_D - C_D \left[ \frac{1}{100} \sum_{n=1}^{100} (1 + r_e)^{t_n} - 1 \right] \quad (16)$$

$$C_I = \frac{C_D}{100} \left[ \sum_{n=1}^{100} (1 + r_e)^{t_n} \left(1 + \frac{r_i}{4}\right)^{4(T-t_n)} - \sum_{n=1}^{100} (1 + r_e)^{t_n} \right] \quad (17)$$

$$C_{IE} = C_I - C_{ID} \quad (18)$$

La ecuación (17) se usa para calcular el costo total del interés durante construcción incluyendo el interés sobre la escalación durante construcción. La ecuación (18) se usa para calcular el costo del interés de la escalación durante construcción. Es decir XINT es el incremento fraccional en el costo de capital de la planta atribuible al interés durante construcción sin contar el interés de la escalación durante construcción.

APENDICE 4: - TABLAS DE RESULTADOS (SUMARIOS).

## INDICE DE LAS TABLAS.

- 1.- Estudio de tamaños: PWR.
- 2.- Estudio de tamaños: BWR.
- 3.- Estudio de tamaños: CANDU
- 4.- Estudio del retraso en la construcción: PWR.
- 5.- Estudio del retraso en la construcción: BWR.
- 6.- Estudio del retraso en la construcción: CANDU
- 7.- Estudio del retraso en el proyecto: PWR.
- 8.- Estudio del retraso en el proyecto: BWR.
- 9.- Estudio del retraso en el proyecto: CANDU
- 10.- Estudio de tasas de interés: PWR.
- 11.- Estudio de tasas de interés: BWR.
- 12.- Estudio de tasas de interés: CANDU.
- 13.- Estudio de tasas de escalación: PWR.
- 14.- Estudio de tasas de escalación: BWR.
- 15.- Estudio de tasas de escalación: CANDU.



- 16.- Estudio del aumento en HW:\*PWR.
- 17.- Estudio del aumento en HW: BWR.
- 18.- Estudio del aumento en HW: CANDU.
- 19.- Estudio del índice de productividad del trabajo: PWR.
- 20.- Estudio del índice de productividad del trabajo: BWR.
- 21.- Estudio del índice de productividad del trabajo: CANDU.
- 22.- Costos "instantáneos".

---

\* Horas de trabajo por semana.

```
&DATA1 TITLE1='EJEMPLO DE UN ARCHIVO DE DATOS DE ENTRADA',  
TITLE2='ESTUDIO PARAMETRICO DE CAPACIDADES - PWR Y SWR',  
INANT=9, IN=21, S=600., T='PWR', Y9X=1983.0, YS=1983.0, Y0 1991.0,  
HW=40.0, XIR=11.0, EREB=11.25, ERMB=11.25, ERLB=11.25, ERE=8.7, ERM=8.7,  
ERL=8.7, SLPI=1.0, JFLAG=0, ICT=1 &END  
&DATA1 S= 700.0 &FND  
&DATA1 S= 800.0 &FND  
&DATA1 S= 900.0 &FND  
&DATA1 S= 1000.0 &FND  
&DATA1 S= 1100.0 &FND  
&DATA1 S= 1200.0 &FND  
&DATA1 S= 600.0, T='SWR' &END  
&DATA1 S= 700.0 &END  
&DATA1 S= 800.0 &END  
&DATA1 S= 900.0 &END  
&DATA1 S= 1000.0 &END  
&DATA1 S= 1100.0 &END  
&DATA1 S= 1200.0 &END
```

SUMMARY OUTPUT OF TOTAL COST (MILLION \$)

ESTUDIOS PARAMETRICOS DE COSTOS DE CAPITAL 1

160

TYPE	PWR	PWR	PWR	PWR	PWR	PWR	PWR
MW(E)	600.	700.	800.	900.	1000.	1100.	1200.
CONSTR. START	1983.0	1983.0	1983.0	1983.0	1983.0	1983.0	1983.0
OPERTN. START	1991.0	1991.0	1991.0	1991.0	1991.0	1991.0	1991.0
SO-X REMOVAL							
<b>ACCOUNTS</b>							
21 STRUCTURES	179.3	184.7	189.4	193.7	197.6	201.2	204.6
22 REACTOR/BOILR	211.8	223.9	234.9	245.1	254.6	263.5	271.8
23 TURBINE	141.3	157.6	173.3	188.4	203.0	217.3	231.1
24 ELECTRIC	63.8	67.1	70.2	72.9	75.5	77.9	80.2
25 MISC.	21.3	21.8	22.3	22.7	23.1	23.5	23.8
26 SPECL SYS (1)	29.0	31.9	34.6	37.3	39.8	42.3	44.6
<b>DIRECT COSTS</b>	<b>646.5</b>	<b>687.0</b>	<b>724.7</b>	<b>760.2</b>	<b>793.7</b>	<b>825.6</b>	<b>856.1</b>
91 CONST SERVICES	101.6	107.2	112.5	117.4	122.1	126.6	130.8
92 HOME ENGRNG	72.7	76.9	80.8	84.5	88.0	91.3	94.5
93 FIELD ENGRNG	42.1	44.5	46.8	48.9	50.8	52.7	54.6
<b>INDIRECT COSTS</b>	<b>216.4</b>	<b>228.7</b>	<b>240.1</b>	<b>250.8</b>	<b>260.9</b>	<b>270.6</b>	<b>279.9</b>
SUBTOTAL (BASE)	862.9	915.7	964.8	1010.9	1054.6	1096.2	1136.0
BASE COST \$/KW	1438.2	1308.1	1206.0	1123.3	1054.6	996.6	946.7
CONTINGENCIES	42.9	45.5	47.9	50.1	52.2	54.3	56.2
SPARES	4.3	4.6	4.9	5.2	5.4	5.7	5.9
OWNERS COSTS (2)	93.0	98.6	103.8	108.6	113.2	117.6	121.8
SUBTOTAL	1003.2	1064.4	1121.3	1174.9	1225.5	1273.8	1319.9
SUBTOTAL \$/KW	1672.0	1520.6	1401.7	1305.4	1225.5	1158.0	1099.9
INTEREST	466.9	495.3	521.7	546.5	570.0	592.4	613.8
PLANT CST (WASP)	1470.1	1559.7	1643.0	1721.4	1795.5	1866.1	1933.7
PLANT COSTS \$/KW	2450.1	2228.1	2053.8	1912.6	1795.5	1696.5	1611.4
HEAVY WATER	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
FUEL	61.6	71.9	82.2	92.4	102.7	113.0	123.3
TAX	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ESCALATION	511.3	545.7	578.0	608.7	638.0	666.2	693.3
INTEREST (3)	218.4	236.0	252.7	268.9	284.5	299.8	314.6
TOTAL PROJ. COST	2261.4	2413.2	2556.0	2691.4	2820.8	2945.0	3064.9
TOTAL PROJ. \$/KW	3769.0	3447.5	3195.0	2990.5	2820.8	2677.3	2554.0

(1) SPECIAL SYSTEMS INCLUDE COOLING TOWERS, SO-X REMOVAL SYSTEM ETC.

(2) OWNERS COSTS INCLUDE LAND, TRAINING, CONSTR. CAMP, TRANSMISSION FACILITIES, CONDU

(3) INTEREST ON FUEL, HEAVY WATER AND ESCALATION

SUMMARY OUTPUT OF TOTAL COST (MILLION \$)

ESTUDIOS PARAMETRICOS DE COSTOS DE CAPITAL 2

161

TYPE	BWR	BWR	BWR	BWR	BWR	BWR	BWR
MW(E)	600.	700.	800.	900.	1000.	1100.	1200.
CONSTR. START	1983.0	1983.0	1983.0	1983.0	1983.0	1983.0	1983.0
OPERTN. START	1991.0	1991.0	1991.0	1991.0	1991.0	1991.0	1991.0
SO-X REMOVAL							
ACCOUNTS							
21 STRUCTURES	199.0	204.9	210.1	214.9	219.2	223.2	227.0
22 REACTOR/BOILER	196.5	207.7	217.9	227.4	236.2	244.4	252.2
23 TURBINE	143.5	160.1	176.0	191.3	206.2	220.6	234.7
24 ELECTRIC	65.0	68.4	71.5	74.3	76.9	79.4	81.7
25 MISC.	19.8	20.3	20.8	21.2	21.5	21.9	22.2
26 SPECL SYS (1)	29.7	31.6	34.3	36.9	39.5	41.9	44.2
DIRECT COSTS	652.5	693.0	730.6	766.0	799.5	831.4	861.9
91 CONST SERVICES	103.2	108.9	114.2	119.1	123.9	128.3	132.6
92 HOME ENGNRNG	72.4	76.5	80.4	84.0	87.4	90.7	93.9
93 FIELD ENGNRNG	42.8	45.2	47.5	49.6	51.6	53.5	55.3
INDIRECT COSTS	218.4	230.6	242.0	252.7	262.9	272.6	281.8
SUBTOTAL (BASE)	870.9	923.6	972.7	1018.8	1062.4	1104.0	1143.7
BASE COST \$/KW	1451.4	1319.4	1215.8	1132.0	1062.4	1003.6	953.1
CONTINGENCIES	43.6	46.2	48.6	50.8	52.9	55.0	56.9
SPARES	4.3	4.6	4.9	5.2	5.4	5.6	5.9
OWNERS COSTS (2)	93.9	99.4	104.6	109.5	114.1	118.5	122.6
SUBTOTAL	1012.7	1073.8	1130.7	1184.2	1234.8	1283.0	1329.1
SUBTOTAL \$/KW	1687.8	1536.1	1413.4	1315.8	1234.8	1166.4	1107.6
INTEREST	471.3	499.7	526.0	550.8	574.3	596.7	618.0
PLANT COST (WASP)	1484.0	1573.5	1656.8	1735.1	1809.1	1879.7	1947.2
PLANT COSTS \$/KW	2473.3	2247.9	2071.0	1927.8	1809.1	1708.8	1622.7
HEAVY WATER	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
FUEL	60.4	70.4	80.5	90.5	100.6	110.6	120.7
TAX	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ESCALATION	515.2	549.5	581.7	612.3	641.5	669.5	696.5
INTEREST (3)	219.3	236.7	253.3	269.3	284.8	299.9	314.6
TOTAL PROJ. COST	2278.9	2430.1	2572.3	2707.2	2836.0	2959.7	3079.0
TOTAL PROJ. \$/KW	3798.1	3471.6	3215.4	3008.0	2836.0	2690.7	2565.8

- (1) SPECIAL SYSTEMS INCLUDE COOLING TOWERS, SO-X REMOVAL SYSTEM ETC.  
 (2) OWNERS COSTS INCLUDE LAND, TRAINING, CONSTR. CAMP, TRANSMISSION FACILITIES, CONSU  
 (3) INTEREST ON FUEL, HEAVY WATER AND ESCALATION

SUMMARY OUTPUT OF TOTAL COST (MILLION \$)

ESTUDIOS PARAMETRICOS DE COSTOS DE CAPITAL 3

162

TYPE	CANDU	CANDU	CANDU	CANDU	CANDU	CANDU	CANDU
MW(E)	600.	700.	800.	900.	1000.	1100.	1200.
CONSTR. START	1983.0	1983.0	1983.0	1983.0	1983.0	1983.0	1983.0
OPERTN. START	1991.0	1991.0	1991.0	1991.0	1991.0	1991.0	1991.0
SO-X REMOVAL							
ACCOUNTS							
21 STRUCTURES	115.5	119.1	122.3	125.3	127.9	130.4	132.7
22 REACTOR/BOILR	187.8	198.4	208.1	217.0	225.3	233.1	240.4
23 TURBINE	127.3	144.7	161.6	178.2	194.5	210.5	226.3
24 ELECTRIC	43.0	45.5	47.8	49.9	51.9	53.8	55.6
25 MISC.	27.8	28.6	29.4	30.1	30.8	31.3	31.9
26 SPECL SYS (1)	46.6	52.8	58.7	64.5	70.2	75.7	81.2
DIRECT COSTS	548.0	589.1	628.0	665.0	700.6	734.9	768.0
91 CONST SERVICES	78.1	83.2	88.0	92.6	97.0	101.2	105.4
92 HOME ENGNRNG	133.2	142.3	150.9	159.1	166.9	174.5	181.9
93 FIELD ENGNRNG	26.1	27.8	29.5	31.1	32.6	34.0	35.5
INDIRECT COSTS	237.5	253.3	268.4	282.7	296.5	309.8	322.7
SUBTOTAL (BASE)	785.5	842.5	896.4	947.8	997.1	1044.7	1090.7
BASE COST \$/KW	1309.1	1203.5	1120.4	1053.1	997.1	949.7	908.9
CONTINGENCIES	35.9	38.5	40.9	43.2	45.5	47.6	49.7
SPARES	3.8	4.1	4.4	4.7	4.9	5.2	5.4
OWNERS COSTS (2)	83.5	89.5	95.2	100.6	105.7	110.7	115.6
SUBTOTAL	908.7	974.5	1036.8	1096.2	1153.2	1208.2	1261.4
SUBTOTAL \$/KW	1514.4	1392.1	1296.0	1218.0	1153.2	1098.3	1051.1
INTEREST	422.2	452.8	481.6	509.2	535.6	561.1	585.8
PLANT CST (WASP)	1330.9	1427.3	1518.4	1605.4	1688.8	1769.3	1847.2
PLANT COSTS \$/KW	2218.1	2038.9	1898.1	1783.8	1688.8	1608.5	1539.3
HEAVY WATER	94.0	109.7	125.4	141.1	156.7	172.4	188.1
FUEL	17.1	20.0	22.8	25.7	28.5	31.4	34.2
TAX	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ESCALATION	490.1	530.7	569.6	607.1	643.4	678.8	713.3
INTEREST (3)	233.5	257.2	280.2	302.7	324.8	346.5	367.9
TOTAL PROJ. COST	2165.7	2344.9	2516.5	2682.0	2842.4	2998.4	3150.7
TOTAL PROJ. \$/KW	3609.5	3349.8	3145.6	2980.0	2842.4	2725.8	2625.6

(1) SPECIAL SYSTEMS INCLUDE COOLING TOWERS, SO-X REMOVAL SYSTEM ETC.

(2) OWNERS COSTS INCLUDE LAND, TRAINING, CONST. CAMP, TRANSMISSION FACILITIES, CONSR

(3) INTEREST ON FUEL, HEAVY WATER AND ESCALATION

SUMMARY OUTPUT OF TOTAL COST (MILLION \$)

ESTUDIOS PARAMETRICOS DE COSTOS DE CAPITAL 4

163

TYPE	PWR	PWR	PWR	PWR	PWR	PWR	PWR
MW(E)	1000.	1000.	1000.	1000.	1000.	1000.	1000.
CONSTR. START	1983.0	1983.0	1983.0	1983.0	1983.0	1983.0	1983.0
OPERTN. START	1991.0	1992.0	1993.0	1994.0	1995.0	1996.0	1997.0
SO-X REMOVAL							
ACCOUNTS							
21 STRUCTURES	197.6	197.6	197.6	197.6	197.6	197.6	197.6
22 REACTOR/BOILER	254.6	254.6	254.6	254.6	254.6	254.6	254.6
23 TURBINE	203.0	203.0	203.0	203.0	203.0	203.0	203.0
24 ELECTRIC	75.9	75.9	75.9	75.9	75.9	75.9	75.9
25 MISC.	23.1	23.1	23.1	23.1	23.1	23.1	23.1
26 SPECL SYS (1)	39.8	39.8	39.8	39.8	39.8	39.8	39.8
DIRECT COSTS	793.7	793.7	793.7	793.7	793.7	793.7	793.7
91 CONST SERVICES	122.1	122.1	122.1	122.1	122.1	122.1	122.1
92 HOME ENGRNG	88.0	88.0	88.0	88.0	88.0	88.0	88.0
93 FIELD ENGRNG	50.8	50.8	50.8	50.8	50.8	50.8	50.8
INDIRECT COSTS	260.9	260.9	260.9	260.9	260.9	260.9	260.9
SUBTOTAL (BASE)	1054.6	1054.6	1054.6	1054.6	1054.6	1054.6	1054.6
BASE COST \$/KW	1054.6	1054.6	1054.6	1054.6	1054.6	1054.6	1054.6
CONTINGENCIES	52.2	52.2	52.2	52.2	52.2	52.2	52.2
SPARES	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4
OWNERS COSTS (2)	113.2	113.2	113.2	113.2	113.2	113.2	113.2
SUBTOTAL	1225.5	1225.5	1225.5	1225.5	1225.5	1225.5	1225.5
SUBTOTAL \$/KW	1225.5	1225.5	1225.5	1225.5	1225.5	1225.5	1225.5
INTEREST	570.0	661.5	758.7	861.7	971.2	1087.4	1211.0
PLANT CST (WASP)	1795.5	1887.1	1984.2	2087.3	2196.7	2312.9	2436.5
PLANT COSTS \$/KW	1795.5	1887.1	1984.2	2087.3	2196.7	2312.9	2436.5
HEAVY WATER	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
FUEL	102.7	102.7	102.7	102.7	102.7	102.7	102.7
TAX	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ESCALATION	638.0	739.1	845.8	958.7	1077.9	1203.9	1337.2
INTEREST (3)	284.5	370.7	473.2	594.1	735.7	900.3	1090.8
TOTAL PROJ. COST	2820.8	3099.6	3406.0	3742.8	4113.0	4519.9	4967.2
TOTAL PROJ. \$/KW	2820.8	3099.6	3406.0	3742.8	4113.0	4519.9	4967.2

(1) SPECIAL SYSTEMS INCLUDE COOLING TOWERS, SO-X REMOVAL SYSTEM ETC.

(2) OWNERS COSTS INCLUDE LAND, TRAINING, CONSTR. CAMP, TRANSMISSION FACILITIES, CONGR

(3) INTEREST ON FUEL, HEAVY WATER AND ESCALATION

SUMMARY OUTPUT OF TOTAL COST (MILLION \$)

ESTUDIOS PARAMETRICOS DE COSTOS DE CAPITAL 5

164

TYPE	BWR	BWR	BWR	BWR	BWR	BWR	BWR
MW(E)	1000.	1000.	1000.	1000.	1000.	1000.	1000.
CONSTR. START	1983.0	1983.0	1983.0	1983.0	1983.0	1983.0	1983.0
OPERIN. START	1991.0	1992.0	1993.0	1994.0	1995.0	1996.0	1997.0
SO-X REMOVAL							
ACCOUNTS							
21 STRUCTURES	219.2	219.2	219.2	219.2	219.2	219.2	219.2
22 REACTOR/BOILER	236.2	236.2	236.2	236.2	236.2	236.2	236.2
23 TURBINE	206.2	206.2	206.2	206.2	206.2	206.2	206.2
24 ELECTRIC	76.9	76.9	76.9	76.9	76.9	76.9	76.9
25 MISC.	21.5	21.5	21.5	21.5	21.5	21.5	21.5
26 SPECL SYS (1)	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5
DIRECT COSTS	799.5	799.5	799.5	799.5	799.5	799.5	799.5
91 CONST SERVICES	123.9	123.9	123.9	123.9	123.9	123.9	123.9
92 HOME ENGNRNG	87.4	87.4	87.4	87.4	87.4	87.4	87.4
93 FIELD ENGNRNG	51.6	51.6	51.6	51.6	51.6	51.6	51.6
INDIRECT COSTS	262.9	262.9	262.9	262.9	262.9	262.9	262.9
SUBTOTAL (BASE)	1062.4	1062.4	1062.4	1062.4	1062.4	1062.4	1062.4
BASE COST \$/KW	1062.4	1062.4	1062.4	1062.4	1062.4	1062.4	1062.4
CONTINGENCIES	52.9	52.9	52.9	52.9	52.9	52.9	52.9
SPARES	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4
OWNERS COSTS (2)	114.1	114.1	114.1	114.1	114.1	114.1	114.1
SUBTOTAL	1234.8	1234.8	1234.8	1234.8	1234.8	1234.8	1234.8
SUBTOTAL \$/KW	1234.8	1234.8	1234.8	1234.8	1234.8	1234.8	1234.8
INTEREST	574.3	666.6	764.4	868.3	978.5	1095.6	1220.1
PLANT CST (WASP)	1809.1	1901.4	1999.2	2103.1	2213.3	2330.5	2454.9
PLANT COSTS \$/KW	1809.1	1901.4	1999.2	2103.1	2213.3	2330.5	2454.9
HEAVY WATER	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
FUEL	100.6	100.6	100.6	100.6	100.6	100.6	100.6
TAX	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ESCALATION	641.5	743.1	850.4	963.9	1083.7	1210.4	1344.4
INTEREST (3)	284.8	371.3	474.1	595.5	737.5	902.8	1094.0
TOTAL PROJ. COST	2836.0	3116.3	3424.4	3763.0	4135.2	4544.3	4994.0
TOTAL PROJ. \$/KW	2836.0	3116.3	3424.4	3763.0	4135.2	4544.3	4994.0

- (1) SPECIAL SYSTEMS INCLUDE COOLING TOWERS, SO-X REMOVAL SYSTEM ETC.
- (2) OWNERS COSTS INCLUDE LAND, TRAINING, CONSTR. CAMP, TRANSMISSION FACILITIES, CONDU
- (3) INTEREST ON FUEL, HEAVY WATER AND ESCALATION



SUMMARY OUTPUT OF TOTAL COST (MILLION \$)

ESTUDIOS PARAMETRICOS DE COSTOS DE CAPITAL 6

165

TYPE	CANDU	CANDU	CANDU	CANDU	CANDU	CANDU	CANDU
MW(E)	1000.	1000.	1000.	1000.	1000.	1000.	1000.
CONSTR. START	1983.0	1983.0	1983.0	1983.0	1983.0	1983.0	1983.0
OPERTN. START	1991.0	1992.0	1993.0	1994.0	1995.0	1996.0	1997.0
80-X REMOVAL							
ACCOUNTS							
21 STRUCTURES	127.9	127.9	127.9	127.9	127.9	127.9	127.9
22 REACTOR/BOILR	225.3	225.3	225.3	225.3	225.3	225.3	225.3
23 TURBINE	194.5	194.5	194.5	194.5	194.5	194.5	194.5
24 ELECTRIC	51.9	51.9	51.9	51.9	51.9	51.9	51.9
25 MISC.	30.8	30.8	30.8	30.8	30.8	30.8	30.8
26 SPECL SYS (1)	70.2	70.2	70.2	70.2	70.2	70.2	70.2
DIRECT COSTS	700.6	700.6	700.6	700.6	700.6	700.6	700.6
91 CONST SERVICES	97.0	97.0	97.0	97.0	97.0	97.0	97.0
92 HOME ENGNRNG	166.9	166.9	166.9	166.9	166.9	166.9	166.9
93 FIELD ENGNRNG	32.6	32.6	32.6	32.6	32.6	32.6	32.6
INDIRECT COSTS	296.5	296.5	296.5	296.5	296.5	296.5	296.5
SUBTOTAL (BASE)	997.1	997.1	997.1	997.1	997.1	997.1	997.1
BASE COST \$/KW	997.1	997.1	997.1	997.1	997.1	997.1	997.1
CONTINGENCIES	45.5	45.5	45.5	45.5	45.5	45.5	45.5
SPARES	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9
OWNERS COSTS (2)	105.7	105.7	105.7	105.7	105.7	105.7	105.7
SUBTOTAL	1153.2	1153.2	1153.2	1153.2	1153.2	1153.2	1153.2
SUBTOTAL \$/KW	1153.2	1153.2	1153.2	1153.2	1153.2	1153.2	1153.2
INTEREST	535.6	621.6	712.8	809.6	912.4	1021.5	1137.5
PLANT CST (WASP)	1688.8	1774.8	1866.1	1962.8	2065.6	2174.7	2290.7
PLANT COSTS \$/KW	1688.8	1774.8	1866.1	1962.8	2065.6	2174.7	2290.7
HEAVY WATER	156.7	156.7	156.7	156.7	156.7	156.7	156.7
FUEL	28.5	28.5	28.5	28.5	28.5	28.5	28.5
TAX	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ESCALATION	643.4	745.3	853.0	966.8	1087.0	1214.1	1348.5
INTEREST (3)	324.8	417.8	527.6	656.4	806.4	980.1	1180.4
TOTAL PROJ. COST	2842.4	3123.3	3432.0	3771.3	4144.3	4554.3	5004.9
TOTAL PROJ. \$/KW	2842.4	3123.3	3432.0	3771.3	4144.3	4554.3	5004.9

(1) SPECIAL SYSTEMS INCLUDE COOLING TOWERS, 80-X REMOVAL SYSTEM ETC.

(2) OWNERS COSTS INCLUDE LAND, TRAINING, CONSTR. CAMP, TRANSMISSION FACILITIES, CONSL

(3) INTEREST ON FUEL, HEAVY WATER AND ESCALATION



SUMMARY OUTPUT OF TOTAL COST (MILLION \$)

ESTUDIOS PARAMETRICOS DE COSTOS DE CAPITAL 7

166

TYPE	PWR	PWR	PWR	PWR	PWR	PWR	PWR
MW(E)	1000.	1000.	1000.	1000.	1000.	1000.	1000.
CONSTR. START	1983.0	1984.0	1985.0	1986.0	1987.0	1988.0	1989.0
OPERTN. START	1991.0	1992.0	1993.0	1994.0	1995.0	1996.0	1997.0
SO-X REMOVAL							
<b>ACCOUNTS</b>							
21 STRUCTURES	197.6	214.8	233.5	253.8	275.9	299.9	326.0
22 REACTOR/BOILER	254.6	276.7	300.8	327.0	355.4	386.3	419.9
23 TURBINE	203.0	220.7	239.9	260.8	283.5	308.1	334.9
24 ELECTRIC	75.5	82.1	89.2	97.0	105.4	114.6	124.6
25 MISC.	23.1	25.1	27.3	29.7	32.3	35.1	38.1
26 SPECL SYS (1)	39.8	43.3	47.0	51.1	55.6	60.4	65.7
<b>DIRECT COSTS</b>	<b>793.7</b>	<b>862.7</b>	<b>937.8</b>	<b>1019.4</b>	<b>1108.1</b>	<b>1204.5</b>	<b>1309.2</b>
91 CONST SERVICES	122.1	131.8	142.3	153.8	166.3	179.8	194.6
92 HOME ENGNRING	88.0	95.2	103.0	111.5	120.8	130.9	141.9
93 FIELD ENGNRNG	55.8	55.0	59.4	64.3	69.6	75.4	81.7
<b>INDIRECT COSTS</b>	<b>260.9</b>	<b>281.9</b>	<b>304.8</b>	<b>329.6</b>	<b>356.7</b>	<b>386.1</b>	<b>418.2</b>
SUBTOTAL (BASE)	1054.6	1144.7	1242.6	1349.0	1464.8	1590.6	1727.4
BASE COST \$/KW	1054.6	1144.7	1242.6	1349.0	1464.8	1590.6	1727.4
CONTINGENCIES	52.2	56.8	61.7	67.1	72.9	79.3	86.2
SPARES	5.4	5.9	6.4	7.0	7.6	8.2	9.0
OWNERS COSTS (2)	113.2	122.7	133.1	144.3	156.5	169.8	184.3
<b>SUBTOTAL</b>	<b>1225.5</b>	<b>1330.1</b>	<b>1443.8</b>	<b>1567.4</b>	<b>1701.8</b>	<b>1847.9</b>	<b>2006.8</b>
SUBTOTAL \$/KW	1225.5	1330.1	1443.8	1567.4	1701.8	1847.9	2006.8
INTEREST	570.0	618.5	671.2	728.5	790.9	858.6	932.3
PLANT CST (WASP)	1795.5	1948.6	2115.0	2295.9	2492.6	2706.5	2939.1
PLANT COSTS \$/KW	1795.5	1948.6	2115.0	2295.9	2492.6	2706.5	2939.1
HEAVY WATER	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
FUEL	102.7	102.7	102.7	102.7	102.7	102.7	102.7
TAX	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ESCALATION	638.0	688.3	743.0	802.5	867.1	937.4	1013.9
INTEREST (3)	284.5	303.2	323.5	345.6	369.6	395.7	424.1
<b>TOTAL PROJ. COST</b>	<b>2820.8</b>	<b>3042.8</b>	<b>3284.2</b>	<b>3546.7</b>	<b>3832.1</b>	<b>4142.4</b>	<b>4479.7</b>
TOTAL PROJ. \$/KW	2820.8	3042.8	3284.2	3546.7	3832.1	4142.4	4479.7

- (1) SPECIAL SYSTEMS INCLUDE COOLING TOWERS, SO-X REMOVAL SYSTEM ETC.  
 (2) OWNERS COSTS INCLUDE LAND, TRAINING, CONETR. CAMP, TRANSMISSION FACILITIES, CONCR  
 (3) INTEREST ON FUEL, HEAVY WATER AND ESCALATION

SUMMARY OUTPUT OF TOTAL COST (MILLION \$)

ESTUDIOS PARAMETRICOS DE COSTOS DE CAPITAL

167

TYPE	BWR	BWR	BWR	BWR	BWR	BWR	BWR
MW(E)	1000.	1000.	1000.	1000.	1000.	1000.	1000.
CONSTR. START	1983.0	1984.0	1985.0	1986.0	1987.0	1988.0	1989.0
OPERTN. START	1991.0	1992.0	1993.0	1994.0	1995.0	1996.0	1997.0
SO-X REMOVAL							
ACCOUNTS							
21 STRUCTURES	219.2	238.3	259.0	281.6	306.1	332.7	361.7
22 REACTOR/BOILER	236.2	256.7	279.0	303.3	329.7	358.4	389.6
23 TURBINE	206.2	224.1	243.6	261.8	287.9	312.9	340.1
24 ELECTRIC	76.9	83.6	90.9	98.8	107.4	116.7	126.9
25 MISC.	21.5	23.4	25.4	27.7	30.1	32.7	35.5
26 SPECL SYS (1)	39.5	42.9	46.6	50.7	55.1	59.9	65.1
DIRECT COSTS							
91 CONST SERVICES	123.9	133.7	144.4	156.0	168.7	182.5	197.5
92 HOME ENGNRING	87.4	94.6	102.4	110.9	120.1	130.1	141.0
93 FIELD ENGNRNG	51.6	55.8	60.3	65.3	70.6	76.5	82.9
INDIRECT COSTS							
SUBTOTAL (BASE)	1062.4	1153.1	1251.8	1359.0	1475.6	1602.4	1740.2
BASE COST \$/KW	1062.4	1153.1	1251.8	1359.0	1475.6	1602.4	1740.2
CONTINGENCIES	52.9	57.6	62.6	68.0	73.9	80.3	87.3
SPARES	5.4	5.9	6.4	6.9	7.5	8.2	8.9
OWNERS COSTS (2)	114.1	123.7	134.1	145.4	157.7	171.1	185.6
SUBTOTAL							
SUBTOTAL \$/KW	1234.8	1340.2	1454.8	1579.3	1714.8	1862.0	2022.1
INTEREST	574.3	623.2	676.3	731.1	796.9	865.2	939.4
PLANT CST (WASP)							
PLANT COSTS \$/KW	1809.1	1963.4	2131.1	2313.4	2511.7	2727.2	2961.5
HEAVY WATER	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
FUEL	100.6	100.6	100.6	100.6	100.6	100.6	100.6
TAX	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ESCALATION	641.5	692.2	747.3	807.2	872.4	943.2	1020.2
INTEREST (3)	281.8	303.6	324.1	346.4	370.6	396.9	425.5
TOTAL PROJ. COST							
TOTAL PROJ. \$/KW	2836.0	3059.8	3303.1	3567.6	3855.2	4167.8	4507.8

- (1) SPECIAL SYSTEMS INCLUDE COOLING TOWERS, SO-X REMOVAL SYSTEM ETC.  
 (2) OWNERS COSTS INCLUDE LAND, TRAINING, CONSTR. CAMP, TRANSMISSION FACILITIES, CONSL  
 (3) INTEREST ON FUEL, HEAVY WATER AND ESCALATION

SUMMARY OUTPUT OF TOTAL COST (MILLION \$)

ESTUDIOS PARAMETRICOS DE COSTOS DE CAPITAL 9

168

TYPE	CANDU	CANDU	CANDU	CANDU	CANDU	CANDU	CANDU
MW(E)	1000.	1000.	1000.	1000.	1000.	1000.	1000.
CONSTR. START	1983.0	1984.0	1985.0	1986.0	1987.0	1988.0	1989.0
OPERTN. START	1991.0	1992.0	1993.0	1994.0	1995.0	1996.0	1997.0
SO-X REMOVAL							
ACCOUNTS							
21 STRUCTURES	127.9	139.1	151.2	164.3	178.6	194.1	211.0
22 REACTOR/BOILER	225.3	241.9	266.2	289.3	314.5	341.9	371.6
23 TURBINE	194.5	211.4	239.8	269.8	271.6	295.2	320.9
24 ELECTRIC	51.9	56.4	61.4	66.7	72.5	78.8	85.7
25 MISC.	30.8	33.4	36.3	39.5	42.9	46.7	50.7
26 SPECL SYS (1)	70.2	76.3	82.9	90.1	98.0	106.5	115.8
DIRECT COSTS	700.6	761.5	827.8	899.8	978.1	1063.2	1155.7
91 CONST SERVICES	97.0	104.6	112.8	121.8	131.6	142.2	153.8
92 HOME ENGNRING	166.9	180.5	195.2	211.2	228.6	247.6	268.2
93 FIELD ENGNRNG	32.6	35.2	38.0	41.1	44.5	48.1	52.1
INDIRECT COSTS	296.5	320.2	346.0	374.1	404.6	437.9	474.1
SUBTOTAL (BASE)	997.1	1081.7	1173.8	1273.9	1382.7	1501.1	1629.7
BASE COST \$/KW	997.1	1081.7	1173.8	1273.9	1382.7	1501.1	1629.7
CONTINGENCIES	45.5	49.4	53.7	58.4	63.5	69.0	75.0
SPARES	4.9	5.3	5.8	6.3	6.9	7.5	8.1
OWNERS COSTS (2)	105.7	114.7	124.3	134.9	146.3	158.8	172.3
SUBTOTAL	1153.2	1251.2	1357.7	1473.5	1599.4	1736.3	1885.1
SUBTOTAL \$/KW	1153.2	1251.2	1357.7	1473.5	1599.4	1736.3	1885.1
INTEREST	535.6	581.0	630.4	684.1	742.5	806.0	875.0
PLANT CST (WASP)	1688.8	1832.2	1988.1	2157.6	2341.9	2542.3	2760.2
PLANT COSTS \$/KW	1688.8	1832.2	1988.1	2157.6	2341.9	2542.3	2760.2
HEAVY WATER	156.7	156.7	156.7	156.7	156.7	156.7	156.7
FUEL	28.5	28.5	28.5	28.5	28.5	28.5	28.5
TAX	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ESCALATION	643.4	690.5	741.8	797.5	858.1	923.9	995.5
INTEREST (3)	324.8	342.3	361.3	382.0	404.5	429.0	455.6
TOTAL PROJ. COST	2842.4	3050.3	3276.5	3522.4	3789.7	4080.5	4396.5
TOTAL PROJ. \$/KW	2842.4	3050.3	3276.5	3522.4	3789.7	4080.5	4396.5

- (1) SPECIAL SYSTEMS INCLUDE COOLING TOWERS, SO-X REMOVAL SYSTEM ETC.
- (2) OWNERS COSTS INCLUDE LAND, TRAINING, CONSTN. CAMP, TRANSMISSION FACILITIES, CONST
- (3) INTEREST ON FUEL, HEAVY WATER AND ESCALATION

SUMMARY OUTPUT OF TOTAL COST (MILLION \$)

ESTUDIOS PARAMETRICOS DE COSTOS DE CAPITAL 10

169

TYPE	PWR	PWR	PWR	PWR	PWR	PWR	PWR
MW(E)	1000.	1000.	1000.	1000.	1000.	1000.	1000.
CONSTR. START	1983.0	1983.0	1983.0	1983.0	1983.0	1983.0	1983.0
OPERTN. START	1991.0	1991.0	1991.0	1991.0	1991.0	1991.0	1991.0
SO-X REMOVAL							
<b>ACCOUNTS</b>							
21 STRUCTURES	197.6	197.6	197.6	197.6	197.6	197.6	197.6
22 REACTOR/BOILER	254.6	254.6	254.6	254.6	254.6	254.6	254.6
23 TURBINE	203.0	203.0	203.0	203.0	203.0	203.0	203.0
24 ELECTRIC	75.5	75.5	75.5	75.5	75.5	75.5	75.5
25 MISC.	23.1	23.1	23.1	23.1	23.1	23.1	23.1
26 SPECL SYS (1)	39.8	39.8	39.8	39.8	39.8	39.8	39.8
DIRECT COSTS	793.7	793.7	793.7	793.7	793.7	793.7	793.7
91 CONST SERVICES	122.1	122.1	122.1	122.1	122.1	122.1	122.1
92 HOME ENGNRNG	88.0	88.0	88.0	88.0	88.0	88.0	88.0
93 FIELD ENGNRNG	50.8	50.8	50.8	50.8	50.8	50.8	50.8
INDIRECT COSTS	260.9	260.9	260.9	260.9	260.9	260.9	260.9
SUBTOTAL (BASE)	1054.6	1054.6	1054.6	1054.6	1054.6	1054.6	1054.6
BASE COST \$/KW	1054.6	1054.6	1054.6	1054.6	1054.6	1054.6	1054.6
CONTINGENCIES	52.2	52.2	52.2	52.2	52.2	52.2	52.2
SPARES	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4
OWNERS COSTS (2)	113.2	113.2	113.2	113.2	113.2	113.2	113.2
SUBTOTAL	1225.5	1225.5	1225.5	1225.5	1225.5	1225.5	1225.5
SUBTOTAL \$/KW	1225.5	1225.5	1225.5	1225.5	1225.5	1225.5	1225.5
INTEREST	389.6	447.4	507.5	570.0	635.0	702.7	773.1
PLANT COST (WASP)	1615.1	1672.9	1733.0	1795.5	1860.6	1928.2	1998.7
PLANT COSTS \$/KW	1615.1	1672.9	1733.0	1795.5	1860.6	1928.2	1998.7
HEAVY WATER	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
FUEL	102.7	102.7	102.7	102.7	102.7	102.7	102.7
TAX	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ESCALATION	638.0	638.0	638.0	638.0	638.0	638.0	638.0
INTEREST (3)	196.3	224.7	254.1	284.5	316.0	349.5	382.2
TOTAL PROJ. COST	2552.2	2638.4	2727.9	2820.8	2917.3	3017.5	3121.6
TOTAL PROJ. \$/KW	2552.2	2638.4	2727.9	2820.8	2917.3	3017.5	3121.6

(1) SPECIAL SYSTEMS INCLUDE COOLING TOWERS, SO-X REMOVAL SYSTEM ETC.  
 (2) OWNERS COSTS INCLUDE LAND, TRAINING, CONSTR. CAMP, TRANSMISSION FACILITIES, CONSL  
 (3) INTEREST ON FUEL, HEAVY WATER AND ESCALATION

SUMMARY OUTPUT OF TOTAL COST (MILLION \$)

ESTUDIOS PARAMETRICOS DE COSTOS DE CAPITAL 11

170

TYPE	BWR	BWR	BWR	BWR	BWR	BWR	BWR
MW(E)	1000.	1000.	1000.	1000.	1000.	1000.	1000.
CONSTR. START	1983.0	1983.0	1983.0	1983.0	1983.0	1983.0	1983.0
OPERTN. START	1991.0	1991.0	1991.0	1991.0	1991.0	1991.0	1991.0
SO-X REMOVAL							
ACCOUNTS							
21 STRUCTURES	219.2	219.2	219.2	219.2	219.2	219.2	219.2
22 REACTOR/BOILER	236.2	236.2	236.2	236.2	236.2	236.2	236.2
23 TURBINE	206.2	206.2	206.2	206.2	206.2	206.2	206.2
24 ELECTRIC	76.9	76.9	76.9	76.9	76.9	76.9	76.9
25 MISC.	21.5	21.5	21.5	21.5	21.5	21.5	21.5
26 SPECL SYS (1)	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5
DIRECT COSTS	799.5	799.5	799.5	799.5	799.5	799.5	799.5
91 CONST SERVICES	123.9	123.9	123.9	123.9	123.9	123.9	123.9
92 HOME ENGNRNG	87.4	87.4	87.4	87.4	87.4	87.4	87.4
93 FIELD ENGNRNG	51.6	51.6	51.6	51.6	51.6	51.6	51.6
INDIRECT COSTS	262.9	262.9	262.9	262.9	262.9	262.9	262.9
SUBTOTAL (BASE)	1062.4	1062.4	1062.4	1062.4	1062.4	1062.4	1062.4
BASE COST \$/KW	1062.4	1062.4	1062.4	1062.4	1062.4	1062.4	1062.4
CONTINGENCIES	52.9	52.9	52.9	52.9	52.9	52.9	52.9
SPARES	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4
OWNERS COSTS (2)	114.1	114.1	114.1	114.1	114.1	114.1	114.1
SUBTOTAL	1234.8	1234.8	1234.8	1234.8	1234.8	1234.8	1234.8
SUBTOTAL \$/KW	1234.8	1234.8	1234.8	1234.8	1234.8	1234.8	1234.8
INTEREST	392.5	450.8	511.3	574.3	639.8	708.0	779.0
PLANT CST (WASP)	1627.4	1685.6	1746.1	1809.1	1874.7	1942.9	2013.8
PLANT COSTS \$/KW	1627.4	1685.6	1746.1	1809.1	1874.7	1942.9	2013.8
HEAVY WATER	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
FUEL	100.6	100.6	100.6	100.6	100.6	100.6	100.6
TAX	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ESCALATION	641.5	641.5	641.5	641.5	641.5	641.5	641.5
INTEREST (3)	196.5	225.0	254.4	284.8	316.3	348.9	382.6
TOTAL PROJ. COST	2565.9	2652.6	2742.6	2836.0	2933.0	3033.8	3138.4
TOTAL PROJ. \$/KW	2565.9	2652.6	2742.6	2836.0	2933.0	3033.8	3138.4

- (1) SPECIAL SYSTEMS INCLUDE COOLING TOWERS, SO-X REMOVAL SYSTEM ETC.  
 (2) OWNERS COSTS INCLUDE LAND, TRAINING, CONSN. CAMP, TRANSMISSION FACILITIES, CONSN.  
 (3) INTEREST ON FUEL, HEAVY WATER AND ESCALATION

SUMMARY OUTPUT OF TOTAL COST (MILLION \$)

ESTUDIOS PARAMETRICOS DE COSTOS DE CAPITAL 12

171

TYPE	CANDU	CANDU	CANDU	CANDU	CANDU	CANDU	CANDU
MW(E)	1000.	1000.	1000.	1000.	1000.	1000.	1000.
CONSTR. START	1983.0	1983.0	1983.0	1983.0	1983.0	1983.0	1983.0
OPERTN. START	1991.0	1991.0	1991.0	1991.0	1991.0	1991.0	1991.0
SO-X REMOVAL							
ACCOUNTS							
21 STRUCTURES	127.9	127.9	127.9	127.9	127.9	127.9	127.9
22 REACTOR/BOILR	225.3	225.3	225.3	225.3	225.3	225.3	225.3
23 TURBINE	194.5	194.5	194.5	194.5	194.5	194.5	194.5
24 ELECTRIC	51.9	51.9	51.9	51.9	51.9	51.9	51.9
25 MISC.	30.8	30.8	30.8	30.8	30.8	30.8	30.8
26 SPECL SYS (1)	70.2	70.2	70.2	70.2	70.2	70.2	70.2
DIRECT COSTS							
91 CONST SERVICES	97.0	97.0	97.0	97.0	97.0	97.0	97.0
92 HOME ENGRNG	166.9	166.9	166.9	166.9	166.9	166.9	166.9
93 FIELD ENGRNG	32.6	32.6	32.6	32.6	32.6	32.6	32.6
INDIRECT COSTS							
SUBTOTAL (BASE)	997.1	997.1	997.1	997.1	997.1	997.1	997.1
BASE COST \$/KW	997.1	997.1	997.1	997.1	997.1	997.1	997.1
CONTINGENCIES	45.5	45.5	45.5	45.5	45.5	45.5	45.5
SPARES	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9
OWNERS COSTS (2)	105.7	105.7	105.7	105.7	105.7	105.7	105.7
SUBTOTAL							
SUBTOTAL \$/KW	1153.2	1153.2	1153.2	1153.2	1153.2	1153.2	1153.2
INTEREST	366.1	420.4	476.9	535.6	596.7	660.3	726.5
PLANT COST (WASP)							
PLANT COSTS \$/KW	1519.4	1573.6	1630.1	1688.8	1750.0	1813.5	1879.7
HEAVY WATER	156.7	156.7	156.7	156.7	156.7	156.7	156.7
FUEL	28.5	28.5	28.5	28.5	28.5	28.5	28.5
TAX	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ESCALATION	643.4	643.4	643.4	643.4	643.4	643.4	643.4
INTEREST (3)	223.9	256.4	290.0	324.8	360.9	398.2	436.8
TOTAL PROJ. COST							
TOTAL PROJ. \$/KW	2571.9	2658.7	2748.8	2842.4	2939.5	3040.4	3145.1

(1) SPECIAL SYSTEMS INCLUDE COOLING TOWERS, SO-X REMOVAL SYSTEM ETC.  
 (2) OWNERS COSTS INCLUDE LAND, TRAINING, CONSTN. CAMP, TRANSMISSION FACILITIES, CONDU  
 (3) INTEREST ON FUEL, HEAVY WATER AND ESCALATION



SUMMARY OUTPUT OF TOTAL COST (MILLION \$)

ESTUDIOS PARAMETRICOS DE COSTOS DE CAPITAL 13

172

TYPE	PWR	PWR	PWR	PWR	PWR	PWR	PWR
MW(E)	1000.	1000.	1000.	1000.	1000.	1000.	1000.
CONSTR. START	1983.0	1983.0	1983.0	1983.0	1983.0	1983.0	1983.0
OPERTN. START	1991.0	1991.0	1991.0	1991.0	1991.0	1991.0	1991.0
SO-X REMOVAL							
<b>ACCOUNTS</b>							
21 STRUCTURES	197.6	197.6	197.6	197.6	197.6	197.6	197.6
22 REACTOR/BOILR	254.6	254.6	254.6	254.6	254.6	254.6	254.6
23 TURBINE	203.0	203.0	203.0	203.0	203.0	203.0	203.0
24 ELECTRIC	75.5	75.5	75.5	75.5	75.5	75.5	75.5
25 MISC.	23.1	23.1	23.1	23.1	23.1	23.1	23.1
26 SPECL SYS (1)	39.8	39.8	39.8	39.8	39.8	39.8	39.8
<b>DIRECT COSTS</b>	<b>793.7</b>	<b>793.7</b>	<b>793.7</b>	<b>793.7</b>	<b>793.7</b>	<b>793.7</b>	<b>793.7</b>
91 CONST SERVICES	122.1	122.1	122.1	122.1	122.1	122.1	122.1
92 HOME ENGNRNG	88.0	88.0	88.0	88.0	88.0	88.0	88.0
93 FIELD ENGNRNG	50.8	50.8	50.8	50.8	50.8	50.8	50.8
<b>INDIRECT COSTS</b>	<b>260.9</b>	<b>260.9</b>	<b>260.9</b>	<b>260.9</b>	<b>260.9</b>	<b>260.9</b>	<b>260.9</b>
SUBTOTAL (BASE)	1054.6	1054.6	1054.6	1054.6	1054.6	1054.6	1054.6
BASE COST \$/KW	1054.6	1054.6	1054.6	1054.6	1054.6	1054.6	1054.6
CONTINGENCIES	52.2	52.2	52.2	52.2	52.2	52.2	52.2
SPARES	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4
OWNERS COSTS (2)	113.2	113.2	113.2	113.2	113.2	113.2	113.2
<b>SUBTOTAL</b>	<b>1225.5</b>	<b>1225.5</b>	<b>1225.5</b>	<b>1225.5</b>	<b>1225.5</b>	<b>1225.5</b>	<b>1225.5</b>
SUBTOTAL \$/KW	1225.5	1225.5	1225.5	1225.5	1225.5	1225.5	1225.5
INTEREST	570.0	570.0	570.0	570.0	570.0	570.0	570.0
PLANT CST (WASP)	1795.5	1795.5	1795.5	1795.5	1795.5	1795.5	1795.5
PLANT COSTS \$/KW	1795.5	1795.5	1795.5	1795.5	1795.5	1795.5	1795.5
HEAVY WATER	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
FUEL	102.7	102.7	102.7	102.7	102.7	102.7	102.7
TAX	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ESCALATION	459.2	536.3	620.7	708.9	749.8	894.6	993.2
INTEREST (3)	218.0	247.7	278.3	309.9	342.6	376.4	411.3
<b>TOTAL PROJ. COST</b>	<b>2571.5</b>	<b>2682.2</b>	<b>2797.3</b>	<b>2916.7</b>	<b>3040.6</b>	<b>3169.2</b>	<b>3302.7</b>
<b>TOTAL PROJ. \$/KW</b>	<b>2571.5</b>	<b>2682.2</b>	<b>2797.3</b>	<b>2916.7</b>	<b>3040.6</b>	<b>3169.2</b>	<b>3302.7</b>

- (1) SPECIAL SYSTEMS INCLUDE COOLING TOWERS, SO-X REMOVAL SYSTEM ETC.
- (2) OWNERS COSTS INCLUDE LAND, TRAINING, CONST. CAMP, TRANSMISSION FACILITIES, CONSU
- (3) INTEREST ON FUEL, HEAVY WATER AND ESCALATION

SUMMARY OUTPUT OF TOTAL COST (MILLION \$)

ESTUDIOS PARAMETRICOS DE COSTOS DE CAPITAL 19

173

TYPE	BWR	BWR	BWR	BWR	BWR	BWR	BWR
MW(E)	1000.	1000.	1000.	1000.	1000.	1000.	1000.
CONSTR. START	1983.0	1983.0	1983.0	1983.0	1983.0	1983.0	1983.0
OPERTN. START	1991.0	1991.0	1991.0	1991.0	1991.0	1991.0	1991.0
SO-X REMOVAL							
ACCOUNTS							
21 STRUCTURES	219.2	219.2	219.2	219.2	219.2	219.2	219.2
22 REACTOR/BOILR	236.2	236.2	236.2	236.2	236.2	236.2	236.2
23 TURBINE	206.2	206.2	206.2	206.2	206.2	206.2	206.2
24 ELECTRIC	76.9	76.9	76.9	76.9	76.9	76.9	76.9
25 MISC.	21.5	21.5	21.5	21.5	21.5	21.5	21.5
26 SPECL SYS (1)	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5
DIRECT COSTS	799.5	799.5	799.5	799.5	799.5	799.5	799.5
91 CONST SERVICES	123.9	123.9	123.9	123.9	123.9	123.9	123.9
92 HOME ENGNRNG	87.4	87.4	87.4	87.4	87.4	87.4	87.4
93 FIELD ENGNRNG	51.6	51.6	51.6	51.6	51.6	51.6	51.6
INDIRECT COSTS	262.9	262.9	262.9	262.9	262.9	262.9	262.9
SUBTOTAL (BASE)	1062.4	1062.4	1062.4	1062.4	1062.4	1062.4	1062.4
BASE COST \$/KW	1062.4	1062.4	1062.4	1062.4	1062.4	1062.4	1062.4
CONTINGENCIES	52.9	52.9	52.9	52.9	52.9	52.9	52.9
SPARES	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4
OWNERS COSTS (2)	114.1	114.1	114.1	114.1	114.1	114.1	114.1
SUBTOTAL	1234.8	1234.8	1234.8	1234.8	1234.8	1234.8	1234.8
SUBTOTAL \$/KW	1234.8	1234.8	1234.8	1234.8	1234.8	1234.8	1234.8
INTEREST	574.3	574.3	574.3	574.3	574.3	574.3	574.3
PLANT CST (WASP)	1809.1	1809.1	1809.1	1809.1	1809.1	1809.1	1809.1
PLANT COSTS \$/KW	1809.1	1809.1	1809.1	1809.1	1809.1	1809.1	1809.1
HEAVY WATER	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
FUEL	100.6	100.6	100.6	100.6	100.6	100.6	100.6
TAX	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ESCALATION	457.7	539.2	624.1	712.3	804.1	899.4	998.6
INTEREST (3)	218.0	247.8	278.5	310.4	343.2	377.2	412.2
TOTAL PROJ. COST	2585.3	2696.7	2812.4	2932.4	3057.0	3186.3	3320.5
TOTAL PROJ. \$/KW	2585.3	2696.7	2812.4	2932.4	3057.0	3186.3	3320.5

(1) SPECIAL SYSTEMS INCLUDE COOLING TOWERS, SO-X REMOVAL SYSTEM ETC.  
 (2) OWNERS COSTS INCLUDE LAND, TRAINING, CONSTR. CAMP, TRANSMISSION FACILITIES, CONSU  
 (3) INTEREST ON FUEL, HEAVY WATER AND ESCALATION



SUMMARY OUTPUT OF TOTAL COST (MILLION \$)

ESTUDIOS PARAMETRICOS DE COSTOS DE CAPITAL / 8

174

TYPE	CANDU	CANDU	CANDU	CANDU	CANDU	CANDU	CANDU
MW(E)	1000.	1000.	1000.	1000.	1000.	1000.	1000.
CONSTR. START	1983.0	1983.0	1983.0	1983.0	1983.0	1983.0	1983.0
OPERTN. START	1991.0	1991.0	1991.0	1991.0	1991.0	1991.0	1991.0
SO-X REMOVAL							
<b>ACCOUNTS</b>							
21 STRUCTURES	127.9	127.9	127.9	127.9	127.9	127.9	127.9
22 REACTOR/BOILR	225.3	225.3	225.3	225.3	225.3	225.3	225.3
23 TURBINE	194.5	194.5	194.5	194.5	194.5	194.5	194.5
24 ELECTRIC	51.9	51.9	51.9	51.9	51.9	51.9	51.9
25 MISC.	30.8	30.8	30.8	30.8	30.8	30.8	30.8
26 SPECL SYS (1)	70.2	70.2	70.2	70.2	70.2	70.2	70.2
DIRECT COSTS	700.6	700.6	700.6	700.6	700.6	700.6	700.6
91 CONST SERVICES	97.0	97.0	97.0	97.0	97.0	97.0	97.0
92 HOME ENGNRNG	166.9	166.9	166.9	166.9	166.9	166.9	166.9
93 FIELD ENGNRNG	32.6	32.6	32.6	32.6	32.6	32.6	32.6
INDIRECT COSTS	296.5	296.5	296.5	296.5	296.5	296.5	296.5
SUBTOTAL (BASE)	997.1	997.1	997.1	997.1	997.1	997.1	997.1
BASE COST \$/KW	997.1	997.1	997.1	997.1	997.1	997.1	997.1
CONTINGENCIES	45.5	45.5	45.5	45.5	45.5	45.5	45.5
SPARES	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9
OWNERS COSTS (2)	105.7	105.7	105.7	105.7	105.7	105.7	105.7
SUBTOTAL	1153.2	1153.2	1153.2	1153.2	1153.2	1153.2	1153.2
SUBTOTAL \$/KW	1153.2	1153.2	1153.2	1153.2	1153.2	1153.2	1153.2
INTEREST	935.6	935.6	935.6	935.6	935.6	935.6	935.6
PLANT CST (WASP)	1688.8	1688.8	1688.8	1688.8	1688.8	1688.8	1688.8
PLANT COSTS \$/KW	1688.8	1688.8	1688.8	1688.8	1688.8	1688.8	1688.8
HEAVY WATER	156.7	156.7	156.7	156.7	156.7	156.7	156.7
FUEL	28.5	28.5	28.5	28.5	28.5	28.5	28.5
TAX	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ESCALATION	459.1	540.9	626.0	714.5	806.5	902.2	1001.6
INTEREST (3)	257.7	287.6	318.5	350.4	383.4	417.5	452.6
TOTAL PROJ. COST	2540.9	2702.6	2818.6	2939.1	3064.1	3193.8	3328.3
TOTAL PROJ. \$/KW	2540.9	2702.6	2818.6	2939.1	3064.1	3193.8	3328.3

(1) SPECIAL SYSTEMS INCLUDE COOLING TOWERS, SO-X REMOVAL SYSTEM ETC.  
 (2) OWNERS COSTS INCLUDE LAND, TRAINING, CONSTR. CAMP, TRANSMISSION FACILITIES, CONDL  
 (3) INTEREST ON FUEL, HEAVY WATER AND ESCALATION

SUMMARY OUTPUT OF TOTAL COST (MILLION \$)

ESTUDIOS PARAMETRICOS DE COSTOS DE CAPITAL 76

175

TYPE	PNR	PWR	PWR	PWR	PWR	PWR	PWR
MW(E)	1000.	1000.	1000.	1000.	1000.	1000.	1000.
CONSTR. START	1983.0	1983.0	1983.0	1983.0	1983.0	1983.0	1983.0
OPERTN. START	1991.0	1991.0	1991.0	1991.0	1991.0	1991.0	1991.0
SO-X REMOVAL							
<b>ACCOUNTS</b>							
21 STRUCTURES	197.6	197.6	197.6	197.6	197.6	197.6	197.6
22 REACTOR/BOILER	254.6	254.6	254.6	254.6	254.6	254.6	254.6
23 TURBINE	203.0	203.0	203.0	203.0	203.0	203.0	203.0
24 ELECTRIC	75.5	75.5	75.5	75.5	75.5	75.5	75.5
25 MISC.	23.1	23.1	23.1	23.1	23.1	23.1	23.1
26 SPECL SYS (1)	39.8	39.8	39.8	39.8	39.8	39.8	39.8
<b>DIRECT COSTS</b>	<b>793.7</b>	<b>793.7</b>	<b>793.7</b>	<b>793.7</b>	<b>793.7</b>	<b>793.7</b>	<b>793.7</b>
91 CONST SERVICES	122.1	133.0	144.0	156.3	171.4	191.6	221.0
92 HOME ENGRNG	28.0	96.1	104.3	113.4	124.7	139.6	161.4
93 FIELD ENGRNG	50.8	55.5	60.2	65.4	71.8	80.4	92.9
<b>INDIRECT COSTS</b>	<b>260.9</b>	<b>284.7</b>	<b>308.4</b>	<b>335.1</b>	<b>367.9</b>	<b>411.6</b>	<b>475.3</b>
SUBTOTAL (BASE)	1054.6	1078.3	1102.1	1128.8	1161.6	1205.3	1268.9
BASE COST \$/KW	1054.6	1078.3	1102.1	1128.8	1161.6	1205.3	1268.9
CONTINGENCIES	52.2	135.9	219.6	313.6	428.9	582.3	805.5
SPARES	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4
OWNERS COSTS (2)	113.2	124.0	134.7	146.8	161.6	181.3	210.0
<b>SUBTOTAL</b>	<b>1225.5</b>	<b>1343.7</b>	<b>1461.9</b>	<b>1594.6</b>	<b>1757.5</b>	<b>1974.3</b>	<b>2289.9</b>
SUBTOTAL \$/KW	1225.5	1343.7	1461.9	1594.6	1757.5	1974.3	2289.9
INTEREST	570.0	624.8	679.6	741.1	816.7	917.2	1063.6
<b>PLANT COST (WASP)</b>	<b>1795.5</b>	<b>1968.5</b>	<b>2141.5</b>	<b>2335.7</b>	<b>2574.2</b>	<b>2891.6</b>	<b>3353.4</b>
PLANT COSTS \$/KW	1795.5	1968.5	2141.5	2335.7	2574.2	2891.6	3353.4
HEAVY WATER	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
FUEL	102.7	102.7	102.7	102.7	102.7	102.7	102.7
TAX	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ESCALATION	638.0	694.9	751.7	815.6	893.9	998.3	1150.0
INTEREST (3)	284.5	305.6	326.8	350.5	379.6	418.3	474.7
<b>TOTAL PROJ. COST</b>	<b>2820.8</b>	<b>3071.7</b>	<b>3322.7</b>	<b>3604.4</b>	<b>3950.4</b>	<b>4410.9</b>	<b>5080.8</b>
TOTAL PROJ. \$/KW	2820.8	3071.7	3322.7	3604.4	3950.4	4410.9	5080.8

(1) SPECIAL SYSTEMS INCLUDE COOLING TOWERS, SO-X REMOVAL SYSTEM ETC.  
 (2) OWNERS COSTS INCLUDE LAND, TRAINING, CONSTR. CAMP, TRANSMISSION FACILITIES, CONSTR.  
 (3) INTEREST ON FUEL, HEAVY WATER AND ESCALATION

SUMMARY OUTPUT OF TOTAL COST (MILLION \$)

ESTUDIOS PARAMETRICOS DE COSTOS DE CAPITAL / \*

176

TYPE	BWR	BWR	BWR	BWR	BWR	BWR	BWR
MW(E)	1000.	1000.	1000.	1000.	1000.	1000.	1000.
CONSTR. START	1983.0	1983.0	1983.0	1983.0	1983.0	1983.0	1983.0
OPERTN. START	1991.0	1991.0	1991.0	1991.0	1991.0	1991.0	1991.0
SO-X REMOVAL							
<b>ACCOUNTS</b>							
21 STRUCTURES	219.2	219.2	219.2	219.2	219.2	219.2	219.2
22 REACTOR/BOILR	236.2	236.2	236.2	236.2	236.2	236.2	236.2
23 TURBINE	206.2	206.2	206.2	206.2	206.2	206.2	206.2
24 ELECINIC	76.9	76.9	76.9	76.9	76.9	76.9	76.9
25 MISC.	21.5	21.5	21.5	21.5	21.5	21.5	21.5
26 SPECL SYS (1)	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5
<b>DIRECT COSTS</b>	<b>799.5</b>	<b>799.5</b>	<b>799.5</b>	<b>799.5</b>	<b>799.5</b>	<b>799.5</b>	<b>799.5</b>
91 CONST SERVICES	123.9	135.2	146.6	159.5	175.2	196.2	226.8
92 HOME ENGNRNG	87.4	95.7	104.0	113.4	124.8	140.1	162.3
93 FIELD ENGNRNG	51.6	56.4	61.3	66.7	73.4	82.3	95.3
<b>INDIRECT COSTS</b>	<b>262.9</b>	<b>287.4</b>	<b>311.9</b>	<b>339.5</b>	<b>373.4</b>	<b>418.6</b>	<b>484.4</b>
SUBTOTAL (BASE)	1062.4	1086.9	1111.5	1139.0	1172.9	1218.1	1283.9
BASE COST \$/KW	1062.4	1086.9	1111.5	1139.0	1172.9	1218.1	1283.9
CONTINGENCIES	52.9	139.4	225.9	322.9	442.0	600.5	831.1
SPARES	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4
OWNERS COSTS (2)	114.1	125.2	136.3	148.7	164.0	184.4	214.0
<b>SUBTOTAL</b>	<b>1234.8</b>	<b>1356.9</b>	<b>1479.0</b>	<b>1616.1</b>	<b>1784.4</b>	<b>2008.4</b>	<b>2334.4</b>
SUBTOTAL \$/KW	1234.8	1356.9	1479.0	1616.1	1784.4	2008.4	2334.4
INTEREST	574.3	630.9	687.5	751.1	829.2	933.1	1084.2
<b>PLANT CST (WASP)</b>	<b>1809.1</b>	<b>1987.8</b>	<b>2166.6</b>	<b>2367.2</b>	<b>2613.6</b>	<b>2941.5</b>	<b>3418.7</b>
PLANT COSTS \$/KW	1809.1	1987.8	2166.6	2367.2	2613.6	2941.5	3418.7
HEAVY WATER	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
FUEL	100.6	100.6	100.6	100.6	100.6	100.6	100.6
TAX	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ESCALATION	641.5	700.2	758.9	824.9	905.9	1013.6	1170.5
INTEREST (3)	284.8	306.6	328.4	352.9	383.0	423.0	481.2
<b>TOTAL PROJ. COST</b>	<b>2836.0</b>	<b>3095.2</b>	<b>3354.5</b>	<b>3645.6</b>	<b>4003.0</b>	<b>4478.8</b>	<b>5170.9</b>
TOTAL PROJ. \$/KW	2836.0	3095.2	3354.5	3645.6	4003.0	4478.8	5170.9

- (1) SPECIAL SYSTEMS INCLUDE COOLING TOWERS, SO-X REMOVAL SYSTEM ETC.
- (2) OWNERS COSTS INCLUDE LAND, TRAINING, CONSTR. CAMP, TRANSMISSION FACILITIES, CONBL
- (3) INTEREST ON FUEL, HEAVY WATER AND ESCALATION

SUMMARY OUTPUT OF TOTAL COST (MILLION \$)

ESTUDIOS PARAMETRICOS DE COSTOS DE CAPITAL 18

TYPE	CANDU	CANDU	CANDU	CANDU	CANDU	CANDU	CANDU
MW(E)	1000.	1000.	1000.	1000.	1000.	1000.	1000.
CONSTR. START	1983.0	1983.0	1983.0	1983.0	1983.0	1983.0	1983.0
OPERTN. START	1991.0	1991.0	1991.0	1991.0	1991.0	1991.0	1991.0
SO-X REMOVAL							
ACCOUNTS							
21 STRUCTURES	127.9	127.9	127.9	127.9	127.9	127.9	127.9
22 REACTOR/BOILR	225.3	225.3	225.3	225.3	225.3	225.3	225.3
23 TURBINE	194.5	194.5	194.5	194.5	194.5	194.5	194.5
24 ELECTRIC	51.9	51.9	51.9	51.9	51.9	51.9	51.9
25 MISC.	30.8	30.8	30.8	30.8	30.8	30.8	30.8
26 SPECL SYS (1)	70.2	70.2	70.2	70.2	70.2	70.2	70.2
DIRECT COSTS	700.6	700.6	700.6	700.6	700.6	700.6	700.6
91 CONST SVCS	97.0	105.1	113.1	122.2	133.4	148.2	169.9
92 HOME ENGRNG	166.9	181.3	195.7	211.9	231.8	258.3	296.8
93 FIELD ENGRNG	32.6	35.3	38.1	41.2	45.1	50.2	57.6
INDIRECT COSTS	296.5	321.7	347.0	375.4	410.2	456.7	524.4
SUBTOTAL (BASE)	997.1	1022.3	1047.6	1075.9	1110.8	1157.3	1225.0
BASE COST \$/KW	997.1	1022.3	1047.6	1075.9	1110.8	1157.3	1225.0
CONTINGENCIES	45.5	119.0	184.5	262.5	358.2	485.7	671.0
SPARES	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9
OWNERS COSTS (2)	105.7	115.2	124.7	135.3	148.4	165.8	191.1
SUBTOTAL	1153.2	1257.4	1361.7	1478.7	1622.4	1813.7	2092.0
SUBTOTAL \$/KW	1153.2	1257.4	1361.7	1478.7	1622.4	1813.7	2092.0
INTEREST	535.6	583.9	632.3	686.6	753.2	841.9	971.0
PLANT CBT (WASP)	1688.8	1841.4	1993.9	2165.2	2375.6	2655.6	3063.0
PLANT COSTS \$/KW	1688.8	1841.4	1993.9	2165.2	2375.6	2655.6	3063.0
HEAVY WATER	156.7	156.7	156.7	156.7	156.7	156.7	156.7
FUEL	28.5	28.5	28.5	28.5	28.5	28.5	28.5
TAX	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ESCALATION	643.4	693.6	743.7	800.0	869.1	961.2	1095.1
INTEREST (3)	324.8	343.4	362.1	383.0	408.6	442.8	492.5
TOTAL PROJ. COST	2842.4	3063.6	3285.0	3533.5	3838.6	4244.8	4835.8
TOTAL PROJ. \$/KW	2842.4	3063.6	3285.0	3533.5	3838.6	4244.8	4835.8

(1) SPECIAL SYSTEMS INCLUDE COOLING TOWERS, SO-X REMOVAL SYSTEM ETC.  
 (2) OWNERS COSTS INCLUDE LAND, TRAINING, CONSTR. CAMP, TRANSMISSION FACILITIES, CONSU  
 (3) INTEREST ON FUEL, HEAVY WATER AND ESCALATION

SUMMARY OUTPUT OF TOTAL COST (MILLION \$)

ESTUDIOS PARAMETRICOS DE COSTOS DE CAPITAL 19

178

TYPE	PWR	PWR	PWR	PWR	PWR	PWR	PWR
MW(E)	1000.	1000	1000.	1000.	1000.	1000.	1000.
CONSTR. START	1923.0	1983.0	1983.0	1983.0	1983.0	1983.0	1983.0
OPERIN. START	1991.0	1991.0	1991.0	1991.0	1991.0	1991.0	1991.0
SO-X REMOVAL							
<b>ACCOUNTS</b>							
21 STRUCTURES	244.1	274.8	209.7	197.6	187.7	179.5	172.6
22 REACTOR/BOILR	277.3	267.8	260.5	251.6	249.8	245.7	242.3
23 TURBINE	221.3	213.7	207.8	203.0	199.2	195.9	193.2
24 ELECTRIC	90.1	84.0	79.3	75.5	72.4	69.9	67.7
25 MISC.	26.5	25.1	24.0	23.1	22.4	21.8	21.3
26 SPECL SYS (1)	42.0	41.1	40.4	39.8	39.4	39.0	38.7
DIRECT COSTS	901.3	856.5	821.6	793.7	770.9	751.8	735.7
91 CONST SERVICES	137.6	131.1	126.1	122.1	118.8	116.1	113.8
92 HOME ENGRING	99.5	94.7	91.0	88.0	85.6	83.5	81.8
93 FIELD ENGRNG	57.4	54.7	52.6	50.8	49.5	48.3	47.3
INDIRECT COSTS	294.5	280.5	269.6	260.9	253.8	247.9	242.9
SUBTOTAL (BASE)	1195.8	1137.0	1091.2	1054.6	1024.7	999.7	978.6
BASE COST \$/KW	1195.8	1137.0	1091.2	1054.6	1024.7	999.7	978.6
CONTINGENCIES	63.0	58.5	55.0	52.2	50.0	48.1	46.4
SPARES	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4
OWNERS COSTS (2)	128.4	122.1	117.2	113.2	110.0	107.3	105.1
SUBTOTAL	1392.6	1323.0	1268.8	1225.5	1190.1	1160.5	1135.6
SUBTOTAL \$/KW	1392.6	1323.0	1268.8	1225.5	1190.1	1160.5	1135.6
INTEREST	647.5	615.2	590.1	570.0	553.6	539.9	528.3
PLANT CST (WASP)	2040.1	1938.2	1858.9	1795.5	1743.6	1700.4	1663.8
PLANT COSTS \$/KW	2040.1	1938.2	1858.9	1795.5	1743.6	1700.4	1663.8
HEAVY WATER	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
FUEL	102.7	102.7	102.7	102.7	102.7	102.7	102.7
TAX	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ESCALATION	718.4	684.9	658.9	638.0	621.0	606.8	594.7
INTEREST (3)	314.4	301.9	292.3	284.5	278.2	272.9	268.5
TOTAL PROJ. COST	3175.7	3027.8	2912.8	2820.8	2745.5	2682.8	2629.8
TOTAL PROJ. \$/KW	3175.7	3027.8	2912.8	2820.8	2745.5	2682.8	2629.8

- (1) SPECIAL SYSTEMS INCLUDE COOLING TOWERS, SO-X REMOVAL SYSTEM ETC.
- (2) OWNERS COSTS INCLUDE LAND, TRAINING, CONSTR. CAMP, TRANSMISSION FACILITIES, CONDL
- (3) INTEREST ON FUEL, HEAVY WATER AND ESCALATION

SUMMARY OUTPUT OF TOTAL COST (MILLION \$)

ESTUDIOS PARAMETRICOS DE COSTOS DE CAPITAL 20

179

TYPE	BWR	BWR	SWR	BWR	BWR	BWR	BWR
MW(E)	1000.	1000.	1000.	1000.	1000.	1000.	1000.
CONSTR. START	1983.0	1983.0	1983.0	1983.0	1983.0	1983.0	1983.0
OPERTN. START	1991.0	1991.0	1991.0	1991.0	1991.0	1991.0	1991.0
SO-X REMOVAL							
<b>ACCOUNTS</b>							
21 STRUCTURES	270.9	249.4	232.6	219.2	208.3	199.1	191.4
22 REACTOR/BOILER	257.4	248.6	241.7	236.2	231.7	227.9	224.7
23 TURBINE	224.8	217.0	211.0	206.2	202.3	199.0	196.2
24 ELECTRIC	91.4	85.4	80.7	76.9	73.9	71.3	69.1
25 MISC.	24.6	23.3	22.3	21.5	20.9	20.4	19.9
26 SPECL SYS (1)	41.6	40.7	40.0	39.5	39.0	38.6	38.3
<b>DIRECT COSTS</b>	<b>910.7</b>	<b>864.4</b>	<b>828.3</b>	<b>799.5</b>	<b>775.9</b>	<b>756.3</b>	<b>739.7</b>
91 CONST SERVICES	140.0	133.2	128.0	123.9	120.4	117.6	115.2
92 HOME ENGRNG	99.2	94.3	90.5	87.4	85.0	82.9	81.1
93 FIELD ENGRNG	58.4	55.6	53.4	51.6	50.1	48.9	47.9
<b>INDIRECT COSTS</b>	<b>297.6</b>	<b>283.1</b>	<b>271.9</b>	<b>262.9</b>	<b>255.5</b>	<b>249.4</b>	<b>244.2</b>
SUBTOTAL (BASE)	1208.2	1147.5	1100.2	1062.4	1031.5	1005.7	983.9
BASE COST \$/KW	1208.2	1147.5	1100.2	1062.4	1031.5	1005.7	983.9
CONTINGENCIES	64.1	59.4	55.8	52.9	50.6	48.6	47.0
SPARES	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4
OWNERS COSTS (2)	129.8	123.2	118.1	114.1	110.7	108.0	105.6
<b>SUBTOTAL</b>	<b>1407.5</b>	<b>1335.5</b>	<b>1279.6</b>	<b>1234.8</b>	<b>1198.2</b>	<b>1167.7</b>	<b>1141.9</b>
<b>SUBTOTAL \$/KW</b>	<b>1407.5</b>	<b>1335.5</b>	<b>1279.6</b>	<b>1234.8</b>	<b>1198.2</b>	<b>1167.7</b>	<b>1141.9</b>
INTEREST	654.4	621.0	595.1	574.3	557.3	543.2	531.2
<b>PLANT CST (WASP)</b>	<b>2061.9</b>	<b>1956.5</b>	<b>1874.6</b>	<b>1809.1</b>	<b>1755.5</b>	<b>1710.9</b>	<b>1673.1</b>
<b>PLANT COSTS \$/KW</b>	<b>2061.9</b>	<b>1956.5</b>	<b>1874.6</b>	<b>1809.1</b>	<b>1755.5</b>	<b>1710.9</b>	<b>1673.1</b>
HEAVY WATER	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
FUEL	100.6	100.6	100.6	100.6	100.6	100.6	100.6
TAX	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ESCALATION	724.5	689.9	663.0	641.5	623.9	609.2	596.8
INTEREST (3)	315.7	302.8	292.8	284.8	278.3	272.8	268.2
<b>TOTAL PROJ. COST</b>	<b>3202.6</b>	<b>3049.9</b>	<b>2931.1</b>	<b>2836.0</b>	<b>2758.3</b>	<b>2693.5</b>	<b>2638.7</b>
<b>TOTAL PROJ. \$/KW</b>	<b>3202.6</b>	<b>3049.9</b>	<b>2931.1</b>	<b>2836.0</b>	<b>2758.3</b>	<b>2693.5</b>	<b>2638.7</b>

(1) SPECIAL SYSTEMS INCLUDE COOLING TOWERS, SO-X REMOVAL SYSTEM ETC.  
 (2) OWNERS COSTS INCLUDE LAND, TRAINING, CONSTR. CAMP, TRANSMISSION FACILITIES, CONSU  
 (3) INTEREST ON FUEL, HEAVY WATER AND ESCALATION

SUMMARY OUTPUT OF TOTAL COST (MILLION \$)

ESTUDIOS PARAMETRICOS DE COSTOS DE CAPITAL 21

180

TYPE	CANDU	CANDU	CANDU	CANDU	CANDU	CANDU	CANDU
MW(E)	1000.	1000.	1000.	1000.	1000.	1000.	1000.
CONSTR. START	1983.0	1983.0	1983.0	1983.0	1983.0	1983.0	1983.0
OPERTN. START	1991.0	1991.0	1991.0	1991.0	1991.0	1991.0	1991.0
SO-X REMOVAL							
ACCOUNTS							
21 STRUCTURES	158.8	146.0	135.9	127.9	121.4	115.9	111.3
22 REACTOR/BOILR	243.5	235.9	230.0	225.3	221.4	218.2	215.5
23 TURBINE	209.1	203.0	198.3	194.5	191.4	188.8	186.7
24 ELECTRIC	61.1	57.3	54.3	51.9	50.0	48.4	47.0
25 MISC.	36.7	34.2	32.3	30.8	29.5	28.4	27.6
26 SPECL SYS (1)	80.7	76.3	72.9	70.2	68.0	66.1	64.5
DIRECT COSTS	790.0	752.7	723.8	700.6	681.6	665.8	652.5
91 CONST SERVICES	108.4	103.6	99.9	97.0	94.6	92.6	90.9
92 HOME ENGNRNG	187.3	178.8	172.2	166.9	162.6	159.0	156.0
93 FIELD ENGNRNG	36.5	34.9	33.6	32.6	31.7	31.1	30.5
INDIRECT COSTS	332.2	317.3	305.8	296.5	289.0	282.7	277.3
SUBTOTAL (BASE)	1122.1	1070.0	1029.5	997.1	970.6	948.5	929.8
BASE COST \$/KW	1122.1	1070.0	1029.5	997.1	970.6	948.5	929.8
CONTINGENCIES	54.4	50.7	47.8	45.5	43.6	42.0	40.6
SPARES	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9
OWNERS COSTS (2)	119.1	113.6	109.2	105.7	102.9	100.5	98.5
SUBTOTAL	1300.6	1239.2	1191.4	1153.2	1122.0	1095.9	1073.9
SUBTOTAL \$/KW	1300.6	1239.2	1191.4	1153.2	1122.0	1095.9	1073.9
INTEREST	404.0	375.5	353.3	335.6	321.1	309.1	298.8
PLANT CBT (WASP)	1904.6	1814.7	1744.8	1688.8	1643.1	1605.0	1572.8
PLANT COSTS \$/KW	1904.6	1814.7	1744.8	1688.8	1643.1	1605.0	1572.8
HEAVY WATER	156.7	156.7	156.7	156.7	156.7	156.7	156.7
FUEL	28.5	28.5	28.5	28.5	28.5	28.5	28.5
TAX	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ESCALATION	714.3	684.8	661.8	643.4	628.4	615.9	605.3
INTEREST (3)	351.1	340.2	331.6	324.8	319.2	314.6	310.7
TOTAL PROJ. COST	3155.3	3024.9	2923.5	2842.4	2776.0	2720.7	2673.9
TOTAL PROJ. \$/KW	3155.3	3024.9	2923.5	2842.4	2776.0	2720.7	2673.9

- (1) SPECIAL SYSTEMS INCLUDE COOLING TOWERS, SO-X REMOVAL SYSTEM ETC.
- (2) OWNERS COSTS INCLUDE LAND, TRAINING, CONSTR. CAMP, TRANSMISSION FACILITIES, CONSL
- (3) INTEREST ON FUEL, HEAVY WATER AND ESCALATION

## SUMMARY OUTPUT OF TOTAL COST (MILLION \$)

22

## ESTUDIOS DE COSTOS DE CAPITAL

TYPE	PWR	BWR	CANDU
MW(E)	1000.	1000.	1000.
CONSTR. START	1983.0	1983.0	1983.0
OPERTN. START	1983.0	1983.0	1983.0
SO-X REMOVAL			
<b>ACCOUNTS</b>			
21 STRUCTURES	197.6	219.2	127.9
22 REACTOR/BOILER	254.6	236.2	225.3
23 TURBINE	203.0	206.2	194.5
24 ELECTRIC	75.5	76.9	51.9
25 MISC.	23.1	21.5	30.8
26 SPECL SYS (1)	39.8	39.5	70.2
DIRECT COSTS	793.7	799.5	700.6
91 CONST SERVICES	122.1	123.9	97.0
92 HOME ENGNRNG	88.0	87.4	166.9
93 FIELD ENGNRNG	50.8	51.6	32.6
INDIRECT COSTS	260.9	262.9	276.5
SUBTOTAL (BASE)	1054.6	1062.4	997.1
BASE COST \$/KW	1054.6	1062.4	997.1
CONTINGENCIES	52.2	52.9	45.5
SPARES	5.4	5.4	4.9
OWNERS COSTS (2)	113.2	114.1	105.7
SUBTOTAL	1225.5	1234.8	1153.2
SUBTOTAL \$/KW	1225.5	1234.8	1153.2
INTEREST	0.0	0.0	0.0
PLANT CST (WASP)	1225.5	1234.8	1153.2
PLANT COSTS \$/KW	1225.5	1234.8	1153.2
HEAVY WATER	0.0	0.0	156.7
FUEL	102.7	100.6	28.5
TAX	0.0	0.0	0.0
ESCALATION	0.0	0.0	0.0
INTEREST (3)	0.0	0.0	0.0
TOTAL PROJ. COST	1328.2	1335.4	1338.5
TOTAL PROJ. \$/KW	1328.2	1335.4	1338.5

(1) SPECIAL SYSTEMS INCLUDE COOLING TOWERS, SO-X REMOVAL SYSTEM ETC.

(2) OWNERS COSTS INCLUDE LAND, TRAINING, CONSTR. CAMP, TRANSMISSION FACILITIES, CONSULTANTS

(3) INTEREST ON FUEL, HEAVY WATER AND ESCALATION



APENDICE 5:- ESTUDIOS DETALLADOS DE LOS MODELOS DE  
COSTOS DE ORCOST.

APENDICE 5.- Estudios detallados de los modelos de costos de ORCOST.

- 1.- Capital Cost: Pressurized Water Reactor Plant  
NUREG-0241, COO-2477-5
- 2.- Capital Cost: Boiling Water Reactor Plant  
NUREG-0242, COO-2477-6
- 3.- Capital Cost: High and Low Sulfur Coal  
Plants-1200 MWe  
NUREG-0243, COO-2477-7
- 4.- Capital Cost: Low and High Sulfur Coal  
Plants-800 MWe  
NUREG-0244, COO-2477-8
- 5.- Capital Cost Addendum: Multi-Unit Coal and NUCLEAR  
STATIONS.  
NUREG-0245, COO-2477-9
- 6.- Fuel Supply Investment Cost: Coal and Nuclear  
NUREG-0246, COO-2477-10
- 7.- Cooling Systems Addendum: Capital and Total  
Generating Cost Studies  
NUREG-0247, COO-2477-11
- 8.- Total Generating Costs: Coal and Nuclear Plants  
NUREG-9248, COO-2477-12

9.- CANDU 600 MWe  
PRESSURIZED HEAVY WATER REACTOR PLANT  
SUMMARY: "INVESTMENT COST STUDY AND PLANT DESCRIPTION"  
DECEMBER 1976  
CANATOM

REFERENCIAS.

- 1.- ECONOMIC STUDIES SECTION, DIVISION OF NUCLEAR POWER.  
I.A.E.A.  
"REVIEW AND COMPARISON OF CAPITAL INVESTMENT COSTS  
FOR NUCLEAR AND COAL FIRED POWER PLANTS IN THE USA"  
DRAFT No. 1. OCTOBER 1981.  
P.1
- 2.- "ECONOMIC EVALUATION OF BIDS FOR NUCLEAR POWER PLANTS  
(A GUIDEBOOK)".  
TECHNICAL REPORTS SERIES No. 175, IAEA, VIENNA 1976  
PP. 8 - 13.
- 3.- "TECHNICAL EVALUATION OF BIDS FOR NUCLEAR POWER PLANTS  
(A GUIDEBOOK)".  
TECHNICAL REPORTS SERIES No. 204, IAEA, VIENNA 1981.
- 4.- MASON, E.A.  
"OVERALL VIEW OF THE NUCLEAR FUEL CYCLE"  
SYMPOSIUM ON EDUCATION AND RESEARCH IN THE NUCLEAR  
FUEL CYCLE, UNIVERSITY OF OKLAHOMA, OCTOBER 5 - 7,  
1970.  
PP. 3 - 4.

- 5.- Mc GUIRE, S. A.; MARTIN. J.G.  
"A MONETARY CORRECTION MODEL OF ECONOMIC ANALYSES  
APPLIED TO NUCLEAR POWER COSTS".  
NUCLEAR TECHNOLOGY, VOL. 18, JUNE 1973  
PP. 258 - 263
- 6.- Mc GUIRE, S. A.; MARTIN, J.G. OP. CIT. P. 261
- 7.- OAK RIDGE NATIONAL LABORATORY  
"ORCOST - A COMPUTER CODE FOR SUMMARY CAPITAL  
COST ESTIMATES OF STEAM - ELECTRIC POWER PLANTS"  
ORNL - 3743 (1972)
- 8.- "ECONOMIC EVALUATION OF BIDS FOR NUCLEAR POWER PLANTS  
(A GUIDEBOOK)"  
TECHNICAL REPORTS SERIES No. 175. IAEA, VIENNA 1975.  
APPENDIX B.
- 9.- BOWERS, H. J.; REYNOLDS, L.D; DELOZIER, R.C.; SRITE,  
B.E. " CONCEPT - COMPUTERIZED CONCEPTUAL COST ESTIMA-  
TES FOR STEAM - ELECTRIC POWER PLANTS (PHASE II -  
USER'S MANUAL)".  
ORNL - 4809 (1973)
- 10.- KNOX, R.

"CANDU 950 - UN MODELO DE MAYOR CAPACIDAD DESTINADO  
AL MERCADO INTERNACIONAL"

NUCL. ENG. INT, JUNIO 1981 (REPRINT).

11.- LESTER, R.K.

"NUCLEAR POWER PLANT LEAD- TIMES"

INTERNATIONAL CONSULTATIVE GROUP ON NUCLEAR ENERGY,  
NOV. 1978.

THE ROCKEFELLER FOUNDATION / THE ROYAL INSTITUTE OF  
INTERNATIONAL AFFAIRS.

TABLE III, FIGURE 5.

12.- OLDS. F.C.

"OUTLOOK FOR NUCLEAR POWER"

POWER ENGINEERING, NOV. 1981

P. 72

13.- HARDIE, R.W.; THAYER, G.R.

"ANALYSIS OF NUCLEAR POWER ECONOMICS"

LA - 8899 - MS , VC - 97c

JUNE 1981.

PP. 12 - 13

14.- EPRI

"TECHNICAL ASSESSMENT GUIDE - 1982"

(DRAFT REPORT)

P. A - 1

- 15.- ECONOMICS STUDIES SECTION, DIVISION OF NUCLEAR POWER,  
IAEA. OP. CIT. P. 4
- 16.- IDEM. p. 4
- 17.- IDEM. ANNEX I.
- 18.- BUDWANI, R. N.  
"POWER PLANT CAPITAL COST ANALYSIS"  
POWER ENGINEERING, MAY. 1980.  
P. 63
- 19.- WOITE, G.; MOLINA, P.  
"CARACTERISTICAS ECONOMICAS DE UNIDADES GENERADORAS  
DE ELECTRICIDAD".  
ANEXO 2 del "ESTUDIO DE PLANEACION NUCLEOELECTRICA  
PARA COLOMBIA", OIEA, 1981.  
P. 249.
- 20.- U.S. NRC.  
"COMMERCIAL ELECTRIC POWER COST STUDIES - COOLING  
SYSTEMS ADDENDUM: CAPITAL AND TOTAL GENERATING COST  
STUDIES"  
NUREG - 0247, SEPTEMBER 1978  
P. 1.1 - 1.6

- 21.- BUDWANI, R.N. OP. CIT. P. 70
- 22.- EPRI OP. CIT. EXHIBIT B4 - 25b
- 23.- EPRI  
"TECHNICAL ASSESMENT GUIDE"  
PS - 1201 - SR, JULY 1979  
P. 8 - 15 ( EXHIBIT 8-6b).
- 24.- OLDS, F.C. OP. CIT. P. 76
- 25.- M.C MAHON, W. M.  
"THE ECONOMICS OF LARGE AND SMALL NUCLEAR AND FOSSIL-  
FIRED POWER PLANTS"  
THE FIRST ARAB NUCL. POWER CONF., SYRIA, JUNE 15 -  
19 1981.  
CORREGIDO A 12 - VIII - 81 (DRAFT)  
P. 7.
- 26.- ECONOMIC STUDIES SECTION, DIVISION OF NUCLEAR POWER,  
IAEA OP. CIT. P. 5
- 27.- KETTLER, D.J.  
"NUCLEAR VERSUS FOSSIL COST POST TMI"  
EBASCO SERVICES INC.  
FIFTY - FIRST ANNUAL EXECUTIVE CONF.



MARCO ISLAND, FLA. SEPT. 29, 30, OCT. 1, 1980.

CHART 14.

28.- FRIEDLANDER, G.D.

"NUCLEAR VS. COAL COMPARING COST TRENDS"

ELECTRICAL WORLD, DECEMBER 1981.

P. 81

29.- GRAVES, H. W.

"NUCLEAR FUEL MANAGEMENT"

JOHN WILEY & SONS, USA. 1979

P. 244

30.- DE GARMO, E.P.; CANADA, J.R.

"INGENIERIA ECONOMICA".

CECSA. MEXICO. 1981.

P. 554.