

**ECONOMIA NUCLEAR**

**Rubén F. Ortega Carmona**

**1ª Edición 1987**

**D-73**



DEPFI

-- DEPFI

D-73

1987

E.2

DIVISION DE ESTUDIOS DE POSGRADO

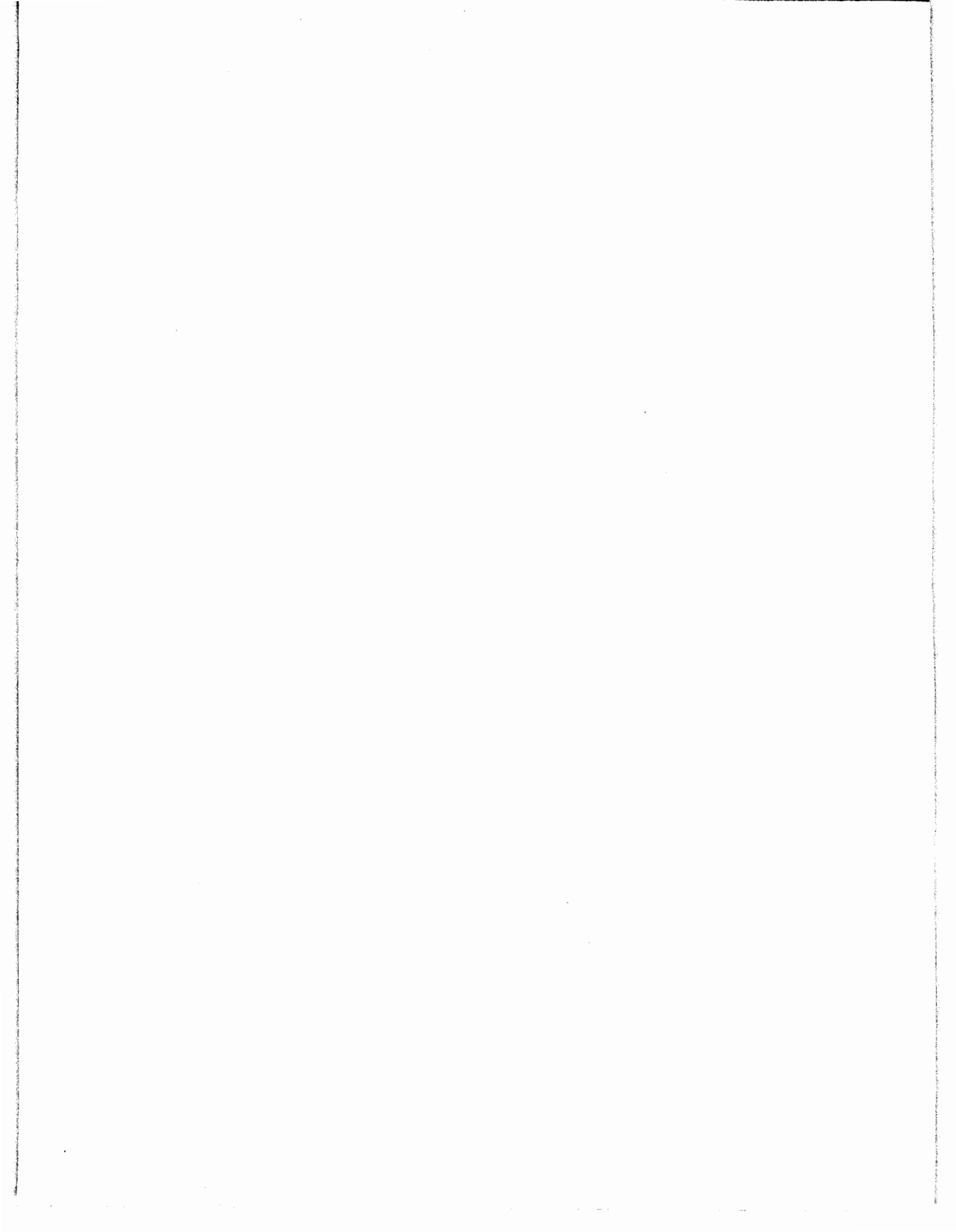
FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.

ECONOMIA NUCLEAR

RUBEN F. ORTEGA CARMONA.

DICIEMBRE 1936

G(2) 702375



## INTRODUCCIÓN

El material de este libro sobre "Economía Nuclear" proviene de un curso que impartió el autor en el Departamento de Ingeniería Nuclear de la Universidad del Estado de Iowa en los Estados Unidos, como profesor invitado Fullbright-Hays en la primavera de 1981.

En el texto se presenta una descripción de los costos que deben tomarse en cuenta para determinar la inversión de capital, la operación y mantenimiento y el combustible tanto de centrales nucleoeeléctricas como de centrales termoeléctricas en general. Asimismo se presentan metodologías que si bien son aplicables al caso de una empresa eléctrica privada, pueden ser adaptadas con facilidad a las empresas públicas que estén interesadas en conocer la eficiencia y el retorno de sus inversiones.

Especficamente el tratamiento del ciclo de combustible nuclear fue el que se aplicó en la evaluación de ofertas de combustible nuclear de la Central Nucleoeléctrica de Laguna Verde en 1972 por la Comisión Federal de Electricidad. Esta metodología fue transferida posteriormente al Organismo Internacional de Energía Atómica (Reporte Técnico No. 175, Viena, 1976).

La metodología de determinación de costos de inversión de capital es la que recomienda el mismo OIEA a países en vías de desarrollo en sus cursos sobre "Expansión de Sistemas Eléctricos" que imparte periódicamente en los Laboratorios Nacionales de Argonne, en Argonne, Illinois, E.U.A. El autor ha asistido varias veces como conferencista invitado a estos cursos.

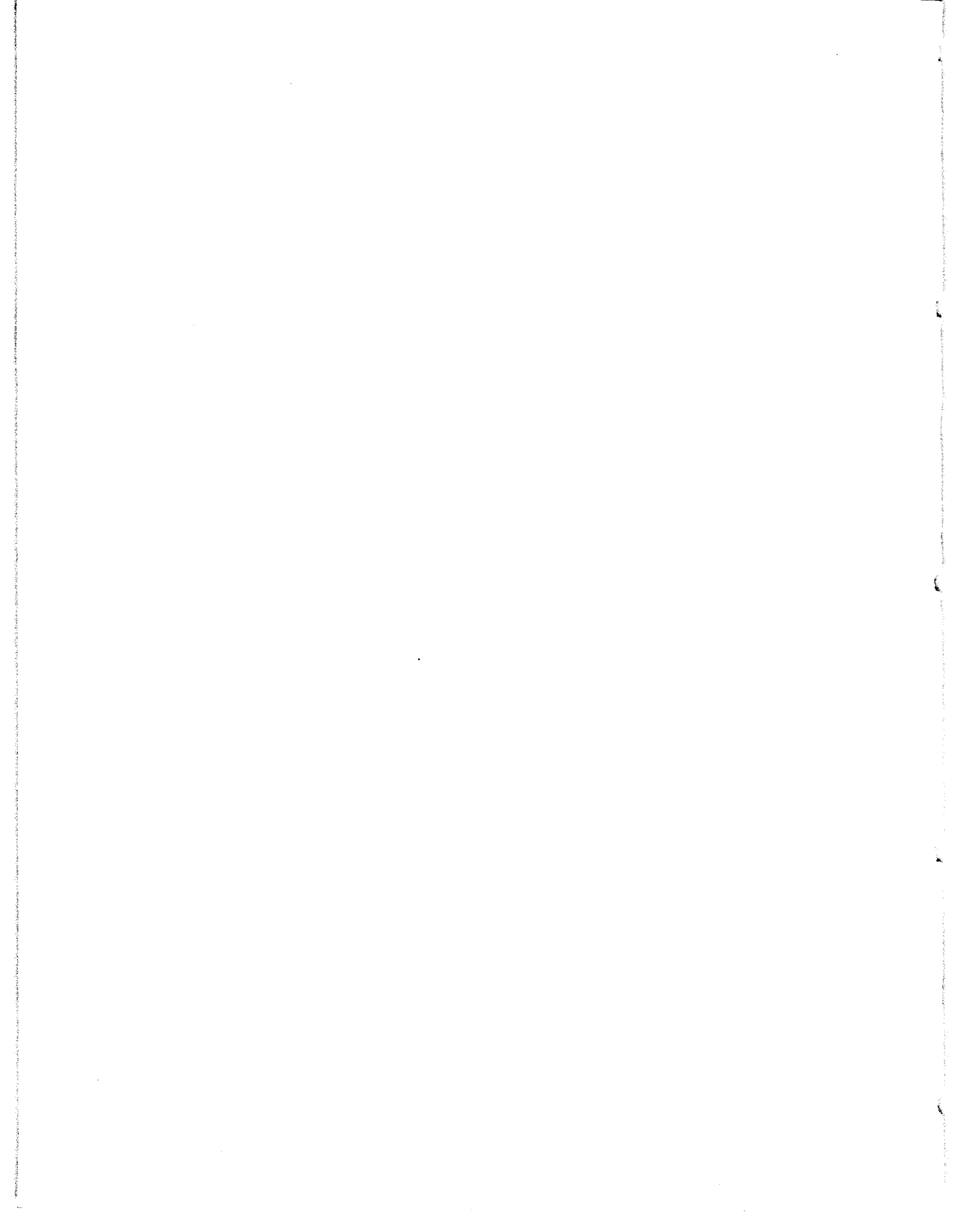
Esperamos que esta obra sea también de alguna utilidad para los especialistas involucrados en determinaciones de costos en general. Finalizamos señalando que el autor es universitario y profesor de tiempo parcial en los posgrados de la Facultad de Química e Ingeniería de la UNAM y se ha especializado en dictar cursos sobre ciclo de combustible, seguridad nuclear y economía nuclear.

EL AUTOR

Mayo de 1987.

## INDICE GENERAL

<u>SECCION</u>	Páginas
1- Economía de la Empresa Eléctrica	1
Referencias	19
2- Modelos simplificados para la Estimación de Costos de Energía Eléctrica	20
Referencias	31
3- Planeación de la Generación de los Sistemas Eléctricos	32
4- Ingeniería Económica Básica	45
5- Estudio de Alternativas de Inversión de Capital	64
Referencias	76
6- Costos de Capital de Plantas de Potencia	177
7- Modelos para la Estimación de Costos de Capital de Plantas en Potencia: ORCOST	94
Referencias	112
8- Costos de Operación y Mantenimiento de Plantas de Potencia	113
9- Costos del Ciclo de Combustible Nuclear	121
10- Modelos detallados para la Estimación de Costos del Ciclo de Combustible Nuclear: FUELCASH	139





## ECONOMIA NUCLEAR

### 1. Economía de la empresa eléctrica

1.1 La necesidad que tiene una empresa eléctrica de estimar regularmente sus costos de generación de energía nucleoelectrónica y compararlos a los de plantas convencionales a base de carbón o combustóleo es importante en diversas etapas:

#### Etapa de Planeación

- Evaluación de tendencias de los costos de plantas de potencia para poder planear la expansión de un sistema eléctrico.
- Estudios de mercado y pronósticos de precios de las componentes del ciclo de combustible nuclear.

### Etapa de Evaluación de Ofertas

- Comparación económica de plantas nucleoelectricas y plantas convencionales.
- Evaluación económica de ofertas de combustible de recarga para plantas nucleoelectricas.

### Etapa de Construcción

- Seguimiento y control de costos de construcción de plantas nucleoelectricas.

### Etapa de Operación

- Cálculo de costos del ciclo de combustible nuclear para evaluar alternativas de recarga de combustible.
- Despacho de carga de plantas nucleoelectricas.
- Gestión de combustible nuclear - suministro, contratación y utilización óptima de combustible nuclear.

1.2 Las empresas eléctricas se encuentran frecuentemente frente a decisiones de tipo económico, como la de invertir en nuevas plantas generadoras de potencia o en la optimización de la operación de sus plantas existentes. Estas decisiones tienen un fuerte impacto sobre la sana economía de la empresa eléctrica: la decisión de construir una planta nucleoelectrica le representa un compromiso financiero irreversible y de muy elevado costo de inversión de capital.

Por esta razón en la etapa de planeación e ingeniería preliminar de una planta nucleoelectrica, se debe tener mucho

cuidado en llevar a cabo un estudio detallado de costos - para la nueva unidad generadora que se considera, incluyen do un análisis de sensibilidad sobre los parámetros económicos más importantes.

En igual forma, la empresa debe estar preparada para plannear cuidadosamente el suministro del combustible para sus plantas fósiles y nucleares, tanto para las que están en operación, como para las nuevas unidades contempladas en su programa de expansión.

En el caso de las plantas nucleoelectricas este suministro debe hacerse muy anticipadamente a la carga del combustible al reactor y por lo tanto será necesario minimizar los cargos fijos y otros cargos financieros, derivados de la adquisición anticipada del combustible.

- 1.3 La evaluación de ofertas representa un problema diferente. En este caso, la empresa eléctrica debe tener la capacidad de poder determinar diferencias de costo entre varias alternativas de diseños de plantas nucleoelectricas o convencionales y su suministro de combustible, y estar preparada para llevar a cabo negociaciones, definición de garantías y ejecución de contratos con las ofertas más favorables.

Desde el punto de vista del vendedor de los equipos o combustibles, obviamente éste debe ser capaz de llevar a cabo las mismas evaluaciones que la empresa eléctrica, bajo sus parámetros y reglas de evaluación, para poder preparar ofertas -

que sean competitivas y sigan al mismo tiempo las especificaciones que haya preparado la empresa, considerando sus restricciones técnicas y financieras.

Una vez que se inicia la construcción de la planta, la empresa debe preparar informes periódicos de avance y costo para identificar y corregir a tiempo cualquier desviación sobre las estimaciones preliminares del costo de construcción. Finalmente, tanto las empresas como los vendedores de equipos, son regulados por agencias federales o estatales que les solicitan continuamente informes de contabilidad o financieros para fines de control de tarifas, impuestos o concesiones de licencias.

- 1.4 Todas estas tareas requieren de un cierto nivel de conocimiento de la economía de la empresa eléctrica, principalmente de su estructura de capital, tasa de cargos fijos, retorno sobre la inversión, depreciación, impuestos, costo del dinero y otros, mismos que dependen del tipo de empresa.

En algunos países existen empresas públicas y privadas, en tanto que en México la generación de electricidad es una atribución exclusiva del Estado Mexicano. En ambos casos las empresas operan como monopolios sobre determinadas regiones del país, constituyendo sistemas eléctricos que pueden llegar a estar interconectados.

En el caso de las empresas privadas, nos encontramos frente a un tipo de empresa que está fuertemente regulada en cuanto

a sus tarifas al público y la calidad de su servicio. Por otro lado, son empresas que requieren de grandes inversiones de capital que generalmente obtienen a través de financiamientos o emisiones de bonos y acciones al público. Por esta razón su estructura tarifaria es regulada de tal manera que obtengan un retorno adecuado sobre su inversión, que sirva para dar servicio al capital, sin necesidad de elevar demasiado el costo de la energía eléctrica y mantener una reserva para la operación y el mantenimiento de las plantas.

1.5 Actualmente en los Estados Unidos existen los siguientes tipos de empresas eléctricas (fig. 1.1):

76% privados

12% agencias federales

10% proyectos públicos, estatales, municipales

2% cooperativa.

Estas empresas actúan como monopolios (concesiones) y son reguladas por las Comisiones de las Empresas Públicas.

Estas comisiones revisan las estructuras tarifarias de las empresas, para poder garantizar un retorno sobre la inversión razonable que esté basado en el costo de generación de la energía eléctrica.

1.6 El servicio eléctrico también varía de acuerdo a su destino pudiendo éste ser residencial, comercial o industrial (fig. 1.2), dado que la energía eléctrica es un producto que tiene

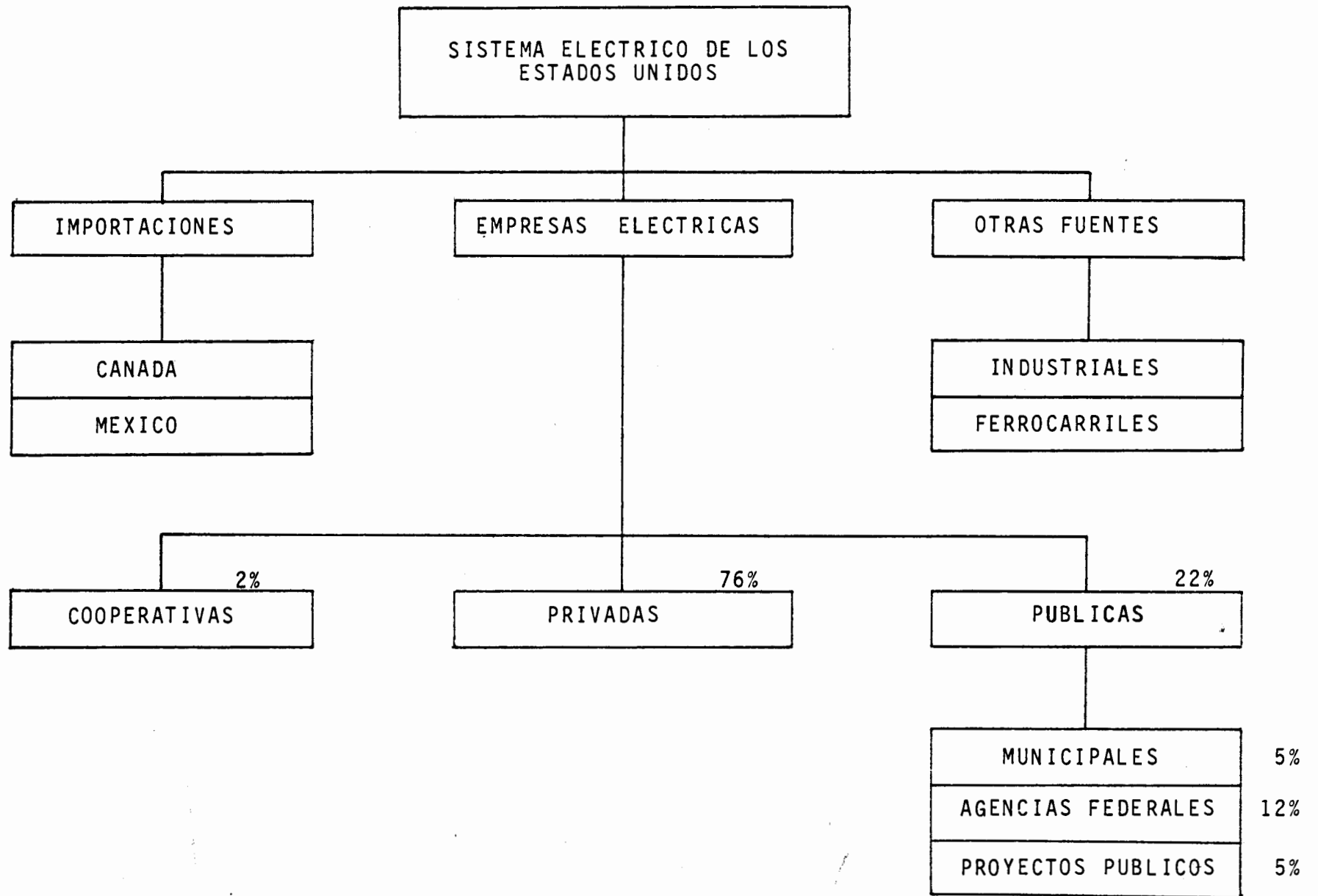


FIG. 1.1 TIPOS DE EMPRESAS ELECTRICAS EN LOS ESTADOS UNIDOS

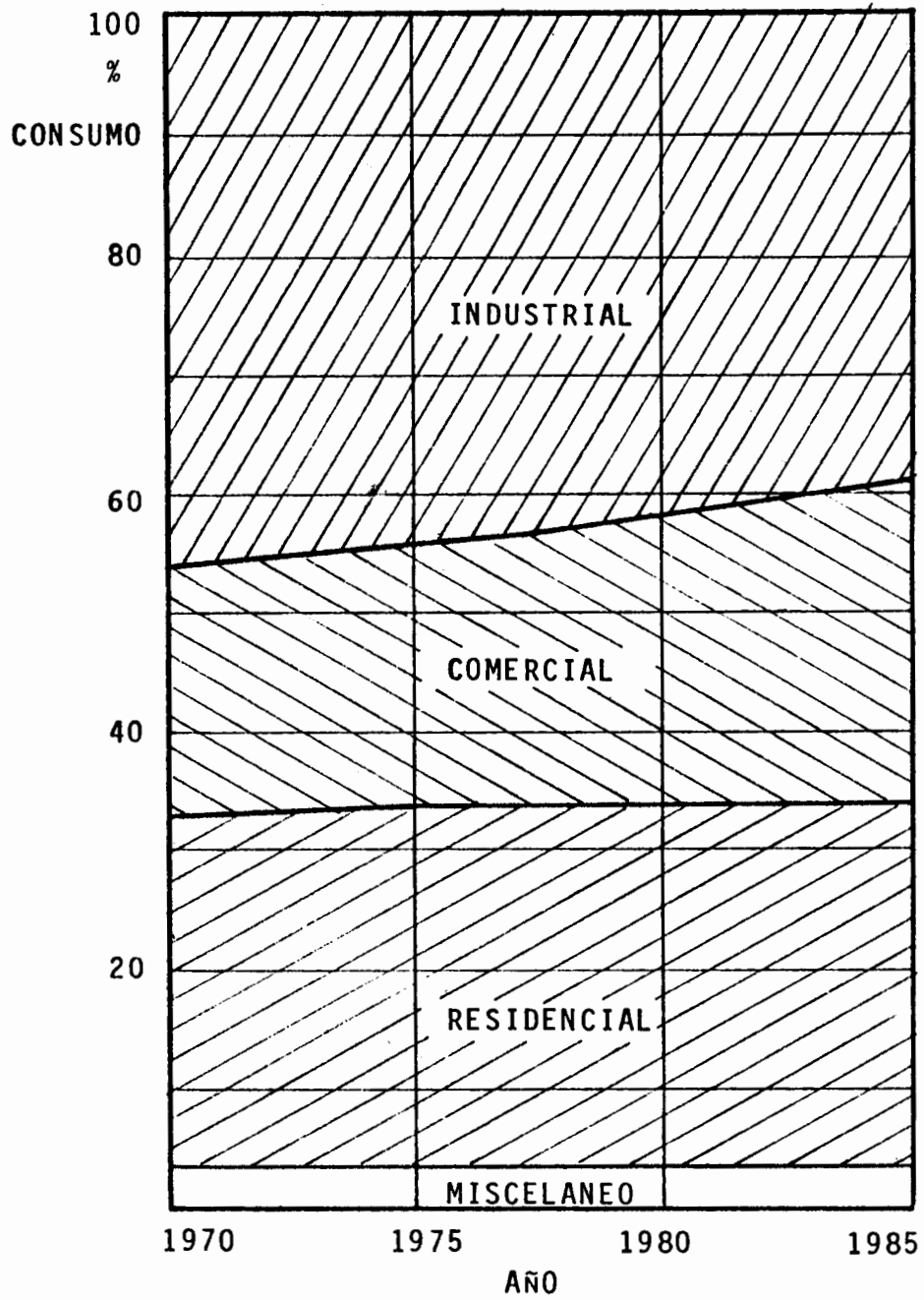


FIG. 1.2 CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA DE ACUERDO A SU DESTINO FINAL EN LOS ESTADOS UNIDOS.

que suministrarse en forma continua y el cliente es el que decide cuál es su utilización final.

- 1.7 En términos generales, el costo de generación de energía eléctrica tiene los siguientes componentes:

Generación

Transmisión (alto voltaje)

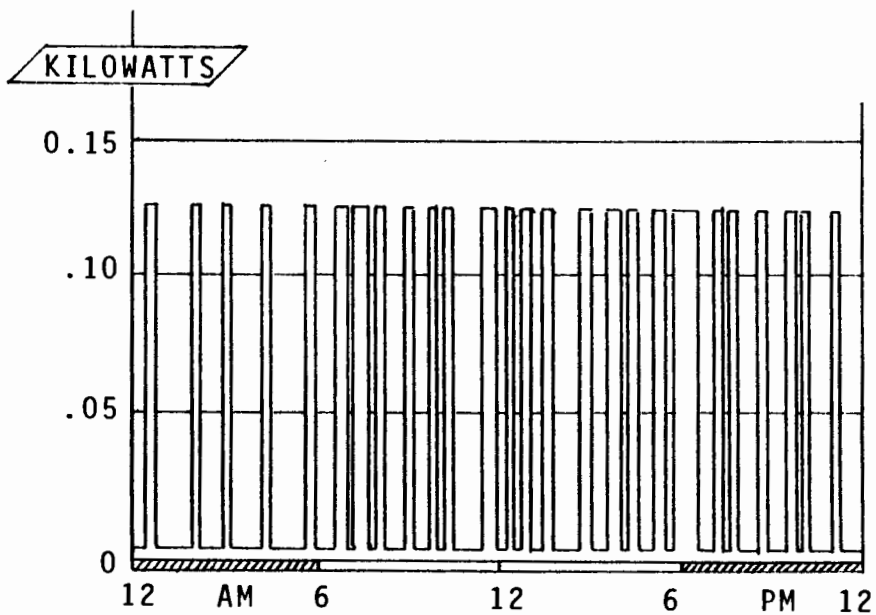
Distribución (bajo voltaje)

Gastos administrativos

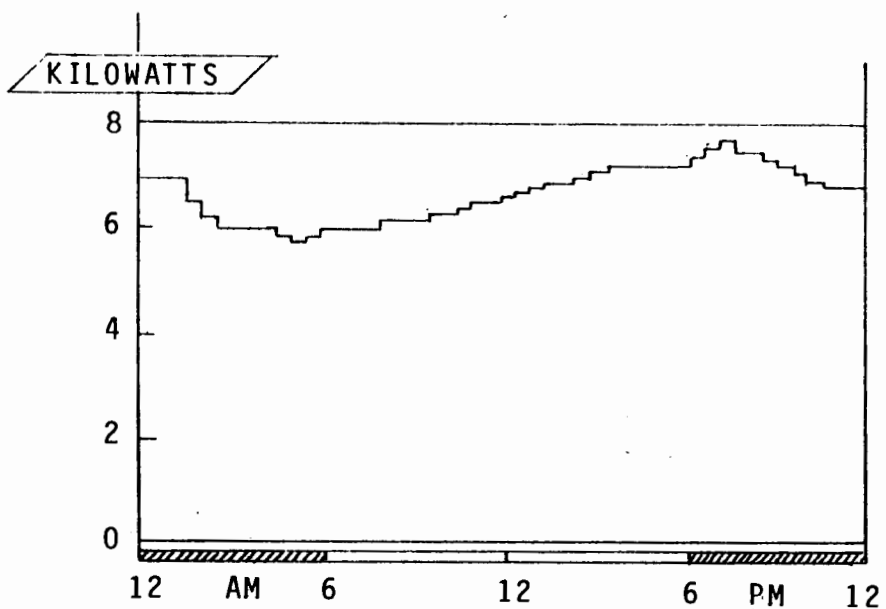
Los porcentajes de estos componentes varían de acuerdo al sistema eléctrico considerado y se calculan de la siguiente forma: el costo de generación hasta las terminales de bajo voltaje de los transformadores principales de la planta, el costo de transmisión sobre las líneas de transmisión de alto voltaje y el costo de distribución sobre las líneas de transmisión de bajo voltaje; p. ej. la red de distribución interna de un pueblo o una ciudad. A estos costos habría que agregar los gastos administrativos de la empresa que incluyen los servicios de medición y cobro de la electricidad suministrada.

- 1.8 Un sistema eléctrico debe ser diseñado de tal manera que pueda satisfacer la demanda esperada en un período de tiempo  $t$ , con un cierto margen de reserva. La demanda se estima del conocimiento de la utilización final del usuario y del número de usuarios (fig. 1.3). En el caso de comunidades o países, depende fuertemente de variables como el consumo de energía eléctrica *per capita* y la tasa de crecimiento de la





CARGA TIPICA DE UN REFRIGERADOR



CARGA TIPICA DE 100 REFRIGERADORES

FIG. 1.3 DEMANDA DE ELECTRICIDAD DE ACUERDO AL DESTINO FINAL Y EL NUMERO DE USUARIOS (REFRIGERADORES)

población. Por ejemplo, se espera que en México la capacidad instalada por habitante actual de 0.25 kW/habitante se eleve a 0.5 kW/habitante aproximadamente en el año 2000, al mismo tiempo que la población se incremente de 80 a 100 millones de habitantes. Sin embargo, recientemente se han incluido otros factores en los modelos de estimación de demanda, como el MAED del Organismo Internacional de Energía Atómica (1) (fig. 1.4), que incorpora otros parámetros que afectan la demanda, como el precio, políticas de conservación o el advenimiento de mejores tecnologías en la generación y uso de la energía eléctrica. Hasta hace algunos años se tenían crecimientos sostenidos en la demanda de energía eléctrica hasta de un 10% anual, pero recientemente debido a la recesión económica ocurrida en el país a partir de 1981, estos niveles han bajado hasta un 5% e inclusive en algunos años de crisis han tenido decrementos mayores.

- 1.9 Un sistema eléctrico se diseña en base a plantas generadoras de diferentes tipos. Por ejemplo la oferta en México para el año de 1985 estuvo compuesta de la siguiente manera (2):

<u>Sistema Eléctrico Nacional</u> (MW instalado)	<u>1985</u>	<u>1994</u>
Plantas Hidroeléctricas	6532	10284
Plantas Geotérmicas	425	1120
Plantas Combustóleo	9124	16426
Ciclo Combinado	1423	1623

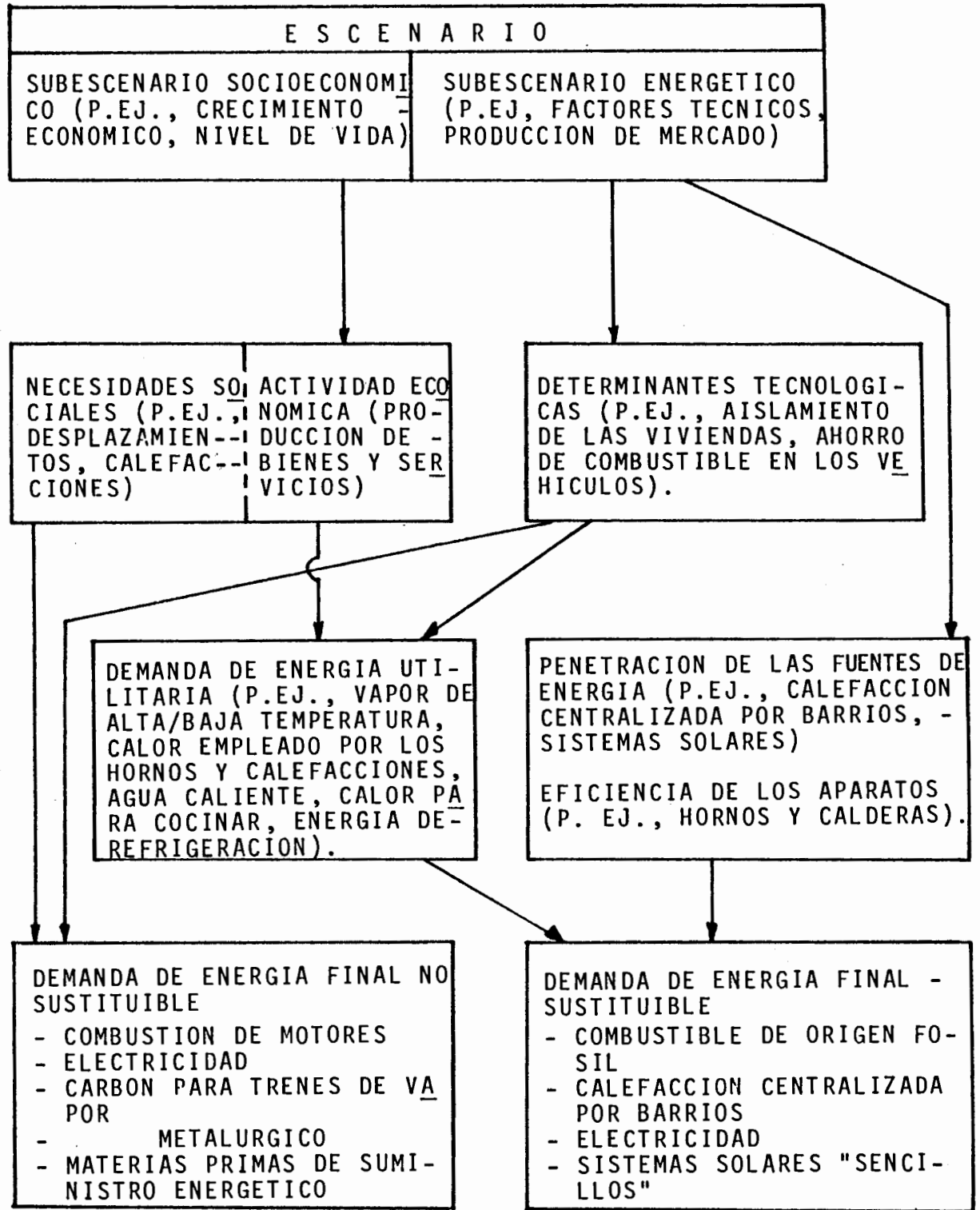


FIG. 1.4 MODELO INTEGRAL DE DEMANDA DE ENERGIA PARA UNA COMUNIDAD O UN PAIS.

Turbogas (MW)	1734	1924
Combustión Interna	41	137
Nucleoeléctricas	0	1308
Carboeléctricas	600	3825
	<hr/>	<hr/>
Total (Sistema Eléctrico Nacional)	19879	36647
Sma. Interconectado	17921	33276
Generación (Gwh) Max. estimada	93780	178743
Demanda Max (MW)	12802	25001
Reserva	5119	8275
	45%	33.1%

En la mayoría de los países el potencial hidroeléctrico es el primero en explotarse debido a su bajo costo de generación. Hoy en día la base de crecimiento de los sistemas en el mundo son las plantas termoeléctricas a base de carbón o combustóleo y las nucleoeléctricas a base de uranio.

1.10 El costo de generación de cada una de estas plantas es diferente, siendo generalmente más económicas las grandes plantas hidroeléctricas, termoeléctricas o nucleoeléctricas y más caras las pequeñas plantas generadoras a base de turbinas de gas o sistemas de combustión interna (diesel).

Hay otras plantas, como las termoeléctricas de mediano o pequeño tamaño que tienen un costo intermedio. Las más econó-

micas se denominan plantas de base del sistema, las más caras son plantas de pico y las de costo intermedio se denominan cíclicas, ya que pueden operar tanto en la base como en el pico de la demanda del sistema.

- 1.11 Un sistema debe ser diseñado para cubrir la demanda y además debe tener una cierta capacidad de reserva, para dar un margen sobre la demanda pico esperada. Este margen se calcula de un estudio probabilístico de la pérdida de carga en el sistema y depende de factores tales como los tamaños de las plantas generadoras, la estabilidad de las líneas de transmisión y distribución, y el costo de la energía de reemplazo para el sistema, entre otros.

La pérdida de carga se puede deber a salidas planeadas o forzadas (accidentales) de las plantas generadoras, paros programados de mantenimiento de las unidades, recarga de combustible de las plantas nucleoelectricas o alguna otra contingencia.

En términos generales no es deseable incorporar unidades generadoras de gran tamaño en sistemas eléctricos pequeños - (por ejemplo hay una regla empírica que dice que la unidad no debe ser mayor que el 10% de la capacidad total del sistema), pues dichas unidades tienden a restarle estabilidad.

Una solución adecuada a este problema es interconectar sistemas pequeños en un solo sistema. Algunos sistemas eléctricos en otros países trabajan en forma mancomunada, reduciendo

do sus necesidades de capacidad de reserva y se venden energía entre ellos. El costo de esta energía de reemplazo es importante en la planeación de la operación y la expansión de los sistemas.

Finalmente la localización de las plantas generadoras es de importancia desde el punto de vista de su abastecimiento de combustible (sobre todo en el caso de las plantas termoeléctricas) y de su costo de transmisión a los centros de carga.

1.12 Las características de la demanda definen la estructura de carga del sistema a través de las curvas cronológicas de carga. Estas curvas pueden ser diarias, semanales, mensuales o anuales y expresan las necesidades de energía eléctrica de los usuarios. En general dependen del tipo de comunidad abastecida si es esencialmente rural, comercial o industrial. En algunos países son muy sensibles también a las variaciones del clima, pues en tiempo de frío o calor extremo se incrementa la demanda de energía eléctrica de algunas comunidades en forma considerable (figs. 1.5 y 1.6).

1.13 De la curva cronológica de carga se puede obtener, mediante un reordenamiento incremental de las necesidades de carga, (de mayor a menor) durante un período de tiempo definido, la curva de duración de carga del sistema (fig. 1.7).

Esta curva de duración de carga sirve para determinar qué fracción de la carga puede ser abastecida por plantas de ba-

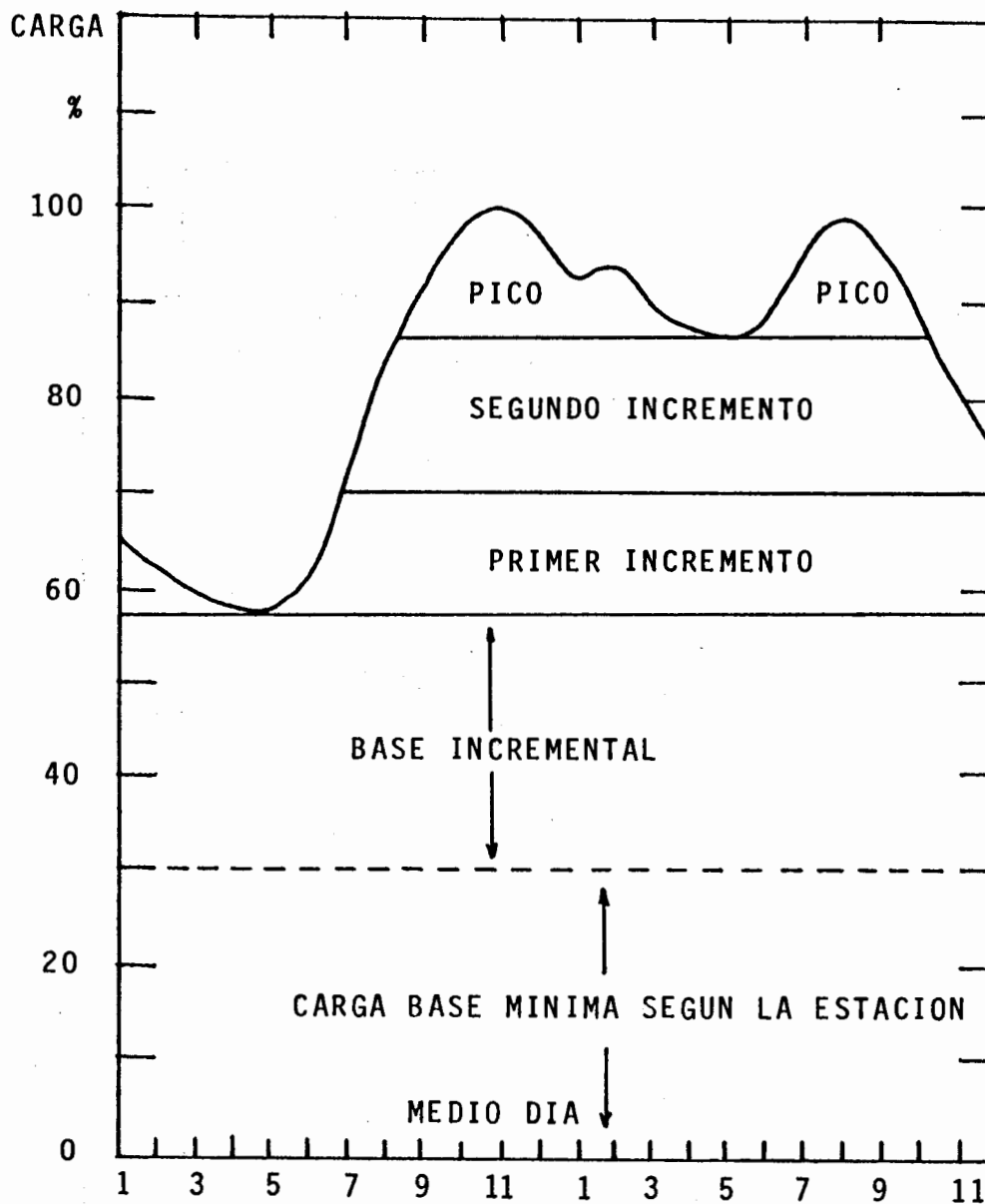


FIG. 1.5 CURVA CRONOLOGICA DE CARGA (DIARIA)

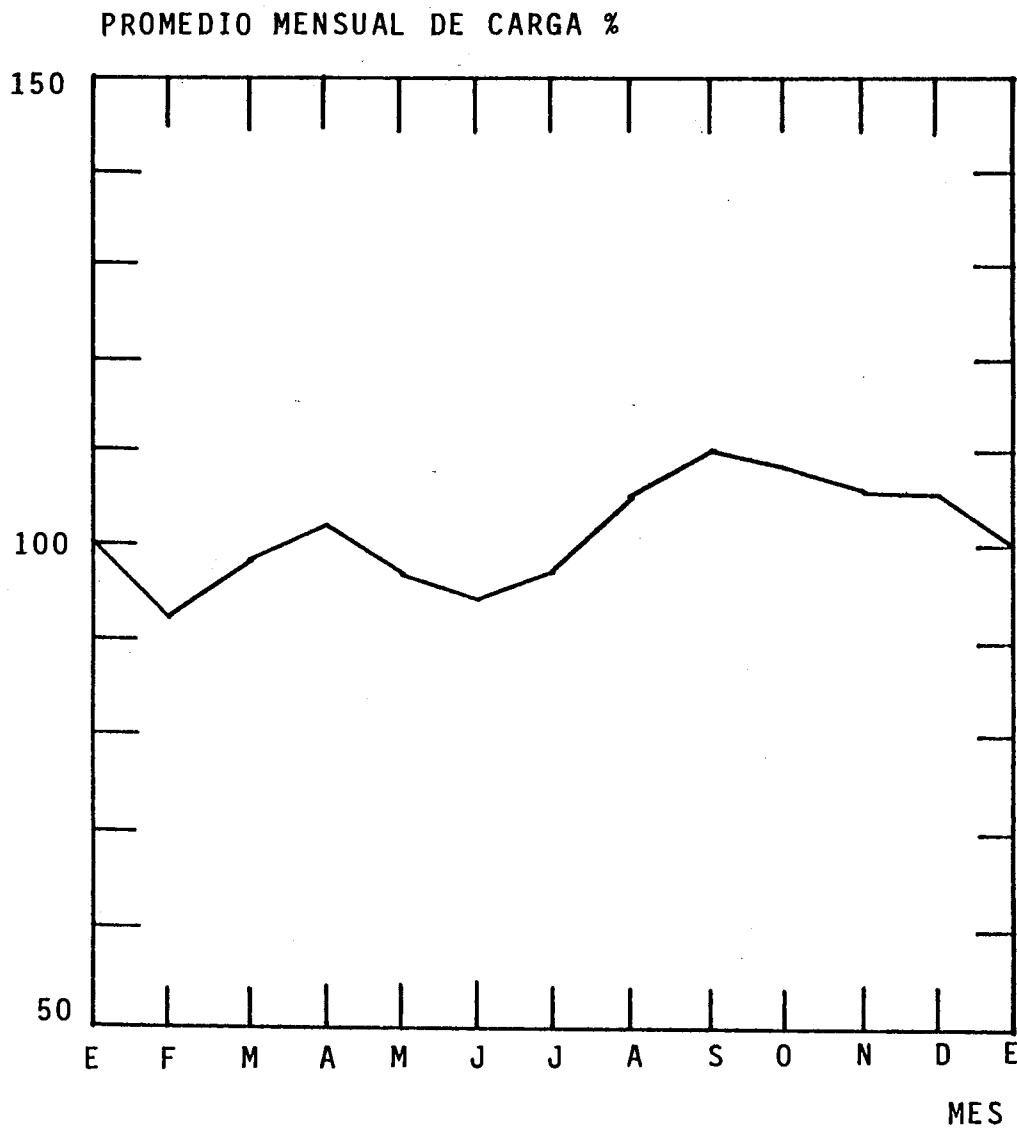


FIG. 1.6 CURVA CRONOLOGICA DE CARGA (MENSUAL)



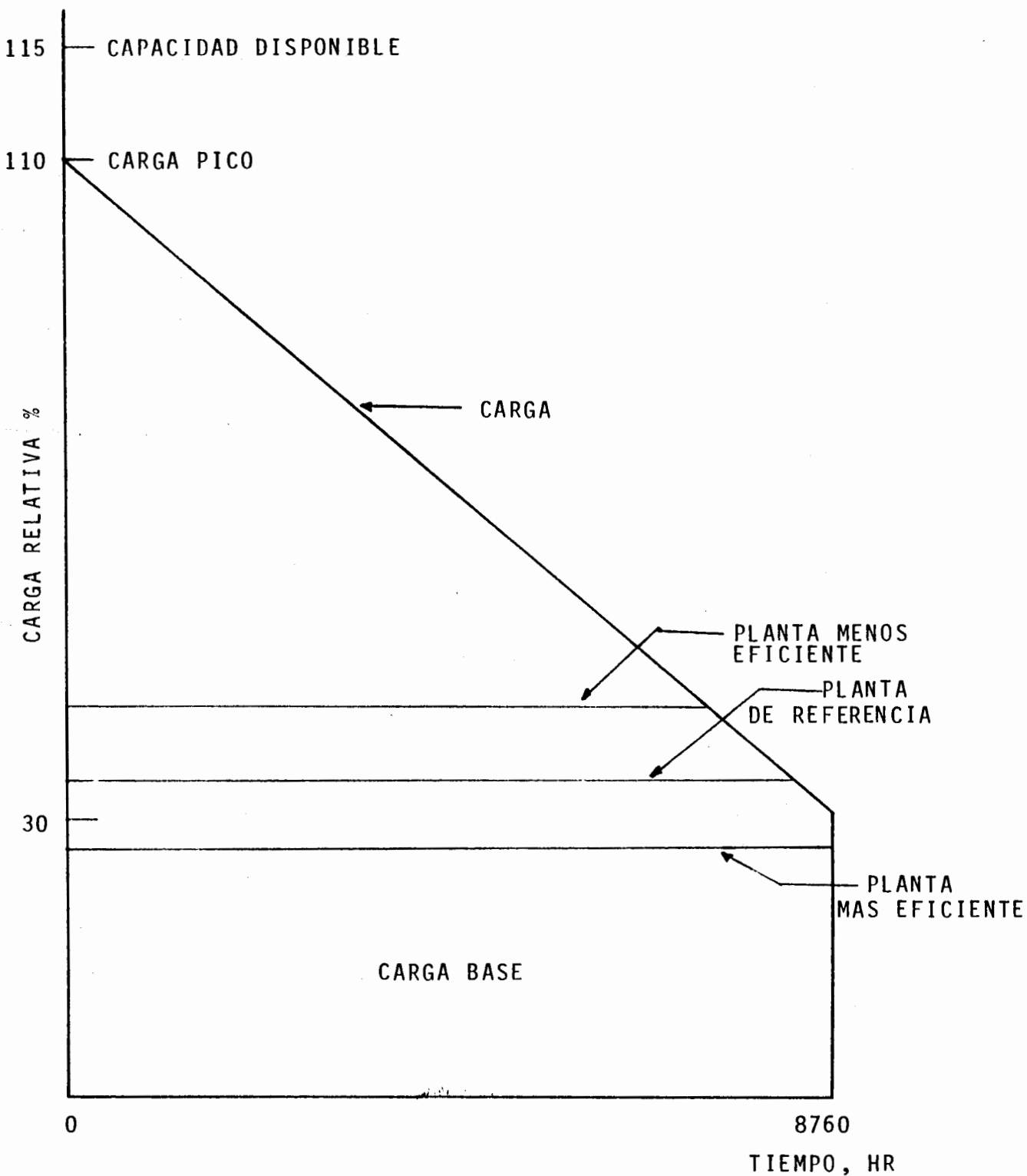


FIG. 1.7 CURVA TIPICA DE DURACION DE CARGA

se, cíclicas o de pico y determinar el despacho de carga del sistema.

Las plantas se asignan a la curva en base a su costo incremental de generación. En la base de la curva se asignan las plantas más grandes y económicas como las carboeléctricas o nucleoeeléctricas y en el pico las más pequeñas y caras (diésel o turbinas de gas).

El costo incremental de generación depende principalmente del costo de combustible de la planta y de si la planta es nueva o muy eficiente en su utilización del combustible. Generalmente la carga asignada a la planta depende de su costo de generación y confiabilidad. Durante la vida de una planta generadora (que puede ser de 30 a 40 años), esta carga va disminuyendo debido a que entran al sistema plantas nuevas, generalmente más grandes, eficientes y con menores costos de generación.

El despacho de carga del sistema o administración de potencia es un área de suma importancia desde el punto de vista económico y será examinada con mayor detalle más adelante.

REFERENCIAS

- (1) INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY, Expansion Planning for Electric Generating Systems, Technical Report Series No. 241, IAEA, Vienna (1984).
  
- (2) COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD, Oferta de Energía Eléctrica y Consumo de Combustibles 1980-1994, Subdirección de Construcción, Gerencia de Estudios, Mexico (1985).

## 2. MODELOS SIMPLIFICADOS PARA LA ESTIMACION DE COSTOS DE ENERGIA ELECTRICA.

2.1 El costo de generación de energía eléctrica de una planta nuclear depende de tres componentes:

- Costo de inversión inicial de capital
- Costo de operación y mantenimiento
- Costo de combustible

este costo puede ser representado como:

$$e_N = \frac{1000}{E} (\phi I + O + F); \text{ mills/Kwh (e)} \quad (2.1)$$

$\phi$  = Tasa de cargos fijos anuales, años

I = Costo inicial de la planta, \$

O = Costo de operación y mantenimiento, \$ / año

Costo de combustible, \$ / año  
 La electricidad neta anual generada por la planta es

$$E = 8760 \cdot LK; \text{ Kwh (e) / año} \quad (2.2)$$

misma que debe ser suministrada por el combustible nuclear

$$E = 24 \eta B U; \text{ Kwh (e) / año} \quad (2.3)$$

En estas ecuaciones

- L = Factor de capacidad de la planta
- K = Potencia eléctrica neta de la planta, Kw (e)
- $\eta$  = Eficiencia térmica de la planta, Kw (e) / Kw (t)
- B = Consumo térmico unitario del combustible, Kw (t) / KgU
- U = Masa de uranio en el reactor, KgU

Igualmente F, el costo anual de combustible puede ser representado por

$$F = C_F U \quad (2.4)$$

donde  $C_F$  = costo de combustible, \$ / KgU

Estas ecuaciones pueden agruparse como (1):

$$e_N = \frac{1000}{8760} \left[ \frac{\phi I}{K} + \frac{o}{K} \right] + \frac{1000}{24} \frac{CF}{\eta B} \quad (2.5)$$

Costos Fijos                      Costos de combustible

...o bien

...o término  $h$  en BTU / Kwh (e):

$$e_F = \frac{1000}{8760} L \left[ \frac{\phi I}{K} + \frac{0}{K} \right] + 10^{-5} hf \quad (2.7)$$

2.2 En la ecuación (2.5) puede apreciarse que  $e_N = f(L, C_F, B)$  mientras que en las ecuaciones (2.6) y (2.7)  $e_F = f(L, f)$  únicamente puesto que los demás parámetros son relativamente constantes para un diseño de planta dado.

Esto quiere decir que en el caso de una planta fósil de carbón o combustóleo, el costo de operación de la planta depende únicamente del costo del combustible y del factor de capacidad que se le asigne a la planta en el despacho de carga.

Esto puede entenderse mejor estudiando la figura 2.1.

sección anterior.

- C<sub>F</sub> - Administración del combustible fuera del núcleo del reactor y que se puede describir como la - función de "suministro" del combustible nuclear. Esta variable puede optimizarse mediante el modelo de ciclo de combustible nuclear que se estudiará más adelante.
- B - Administración de combustible dentro del núcleo del reactor y que se puede describir como la - función de "utilización" del combustible en el núcleo del reactor y depende de las características de diseño del combustible y del núcleo, - así como la forma de operación del reactor e.g. secuencia de movimientos en las barras de control.

2.4 La tasa de cargos fijos  $\phi$ , generalmente se determina por la empresa eléctrica y depende del conocimiento del flujo de efectivo (flowcash) detallado de la planta  $R_n$  (2),

$$\sum_{n=1}^N \frac{\phi I}{(1+X)^n} = \sum_{n=1}^N \frac{R_n}{(1+X)^n} \quad (2.8)$$

de donde

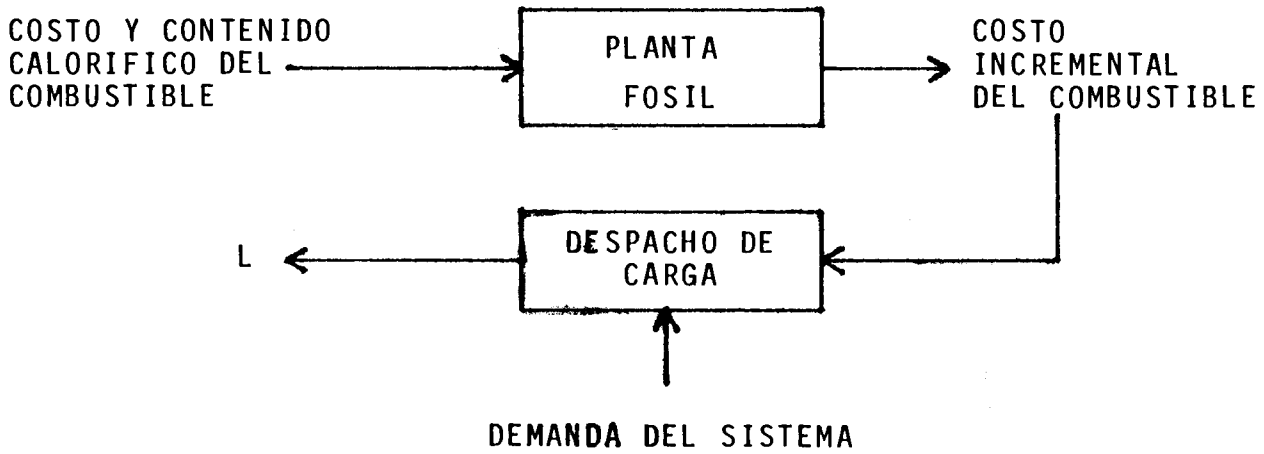


FIG. 2.1 DESPACHO DE CARGA DE UN SISTEMA CONVENCIONAL

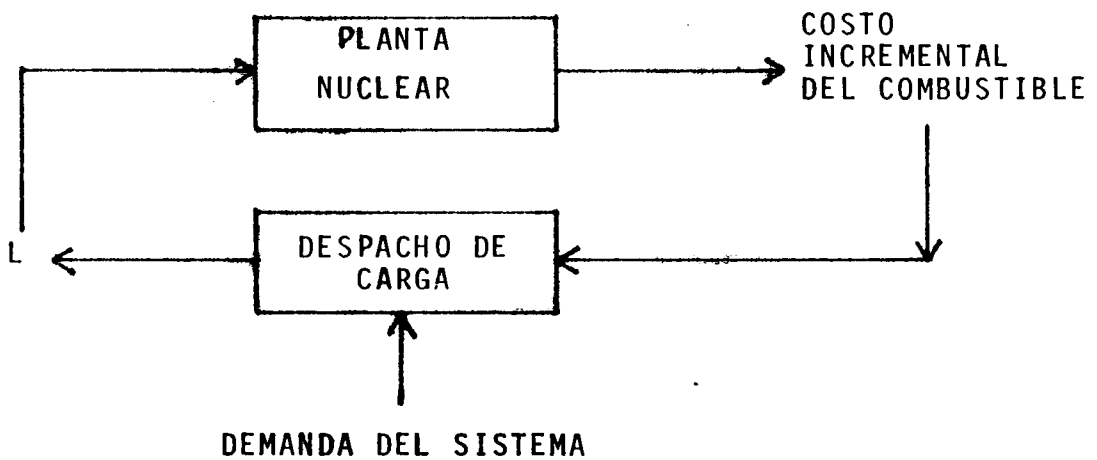


FIG. 2.2 DESPACHO DE CARGA DE UN SISTEMA NUCLEAR



sección anterior.

$C_F$  - Administración del combustible fuera del núcleo del reactor y que se puede describir como la función de "suministro" del combustible nuclear.

Esta variable puede optimizarse mediante el modelo de ciclo de combustible nuclear que se estudiará más adelante.

B - Administración de combustible dentro del núcleo del reactor y que se puede describir como la función de "utilización" del combustible en el núcleo del reactor y depende de las características de diseño del combustible y del núcleo, así como la forma de operación del reactor e.g. secuencia de movimientos en las barras de control.

2.4 La tasa de cargos fijos  $\phi$ , generalmente se determina por la empresa eléctrica y depende del conocimiento del flujo de efectivo (flowcash) detallado de la planta  $R_n$  (2),

$$\sum_{n=1}^N \frac{\phi I}{(1+X)^n} = \sum_{n=1}^N \frac{R_n}{(1+X)^n} \quad (2.8)$$

de donde

$$\phi = \frac{\sum_{n=1}^N R_n / (1+X)^n}{N} \quad (2.9)$$

$$I \sum_{n=1}^N 1/(1+X)^n$$

en donde X es la tasa de descuento de la empresa, calculada a partir de su estructura de capital, impuestos, etc...

Este procedimiento nos da los cargos fijos nivelados  $R_L$ , relacionados con la inversión inicial de capital de la planta,

$$R_L = (\phi I)_L = \frac{\sum_{n=1}^N R_n / (1+X)^n}{N \sum_{n=1}^N 1/(1+X)^n} = \phi I \quad (2.10)$$

O sea que nuestra ecuación original realmente se debería representar como

$$e_L = \frac{1000}{E} \left[ (\phi I)_L + O_L + F_L \right] \quad (2.11)$$

tomando por separado los costos de operación y combustible también nivelados por lo que puede ser sustituida por

$$e_L = \frac{1000}{E} \left[ \phi I + \frac{\sum \frac{O_n + F_n}{(1+X)^n}}{1} \right] \quad (2.12)$$

si  $O_n$  y  $F_n$  se suponen en moneda constantes sobre  $n$  años e iguales a su valor inicial  $O_0$  y  $F_0$ , entonces la ecuación final es

$$e_L = \frac{1000}{E} \left[ \phi I + O_0 + F_0 \right] \quad (2.13)$$

que es el modelo convencional con el que generalmente se hacen las comparaciones de costos de plantas generadoras de energía eléctrica.

2.5 El aumento en el factor de la inflación y del costo del dinero (tasa de interés), ha tenido un impacto - muy fuerte sobre los costos de las plantas generadoras de electricidad. Para tomar en cuenta estos nuevos factores, se ha desarrollado un modelo corregido por inflación, en base al Modelo de Costos convencional ( 3).

La tasa de inflación real  $J$ , corrige a cualquier componente de costos  $C_0$ , mediante la siguiente ecuación:

$$C_n = C_o \prod_{k=1}^n (1 + J_k) \quad (2.14)$$

y suponiendo que esta tasa de inflación no varía

$$C_n = C_o (1 + J)^n \quad (2.15)$$

Esta última ecuación puede ser utilizada para corregir nuestro costo de energía eléctrica  $e_n$ ,

$$e_n = \frac{1000}{E} \left[ (\phi I)_n + O_n + F_n \right] \quad (2.16)$$

donde

$$e_n = \frac{1000}{E} \left[ (\phi' I)_o + O_o + F_o \right] (1 + J)^n \quad (2.17)$$

en este caso la tasa de cargos fijos  $\phi'$  en condiciones inflacionarias deberá ser más baja que  $\phi$  en el modelo convencional, para compensar por la inflación en  $\phi$ .

El valor presente de un costo futuro  $C_n$  corregido por inflación será

$$C_o = \frac{C_n}{(1+J)^n} \frac{1}{(1+i')^n} \quad (2.18)$$

donde  $i'$  es la tasa efectiva de interés, que es la tasa real corregida por la inflación, o sea

$$i' = \frac{(1 + i)}{(1 + J)} - 1 \quad (2.19)$$

de donde

$$(1 + i')^n = \frac{(1 + i)^n}{(1 + J)^n} \quad (2.20)$$

por lo que

$$C_0 = \frac{C_n}{(1 + i)^n} \quad (2.21)$$

que puede compararse con la ecuación (2.18).

Entonces nuestra ecuación del modelo convencional puede ser corregida por la inflación para darnos un costo nivelado en moneda real en la siguiente forma:

$$e_L = \frac{1000}{E} \left[ \frac{\sum \frac{\phi' I + O_n + F_n}{(1 + J)^n} \frac{1}{(1 + i')^n}}{\sum \frac{1}{(1 + i')^n}} \right] \quad (2.22)$$

En condiciones no inflacionarias (cuando  $j = 0$ ), esta ecuación puede ser simplificada a (e.g. en el primer año de operación):

$$e_L = \frac{1000}{E} \left[ \phi' I + O_0 + F_0 \right] \quad (2.23)$$

que es más correcta que la ecuación equivalente del modelo convencional, pero que aún no introduce el efecto de la inflación.

Para corregir esta ecuación por el efecto de la inflación es preciso derivar una relación entre  $\phi$  y  $\phi'$ . Esta corrección ha sido desarrollada en el estudio citado y es

$$\frac{\phi}{\phi'} = \frac{\sum \frac{1}{(1+i')^n}}{\sum \frac{1}{(1+i)^n}} \quad (2.24)$$

Entonces la ecuación básica puede ser corregida por las diferentes tasas de inflación  $J$  mediante una gráfica que las relaciona con  $\phi/\phi'$ .

La expresión corregida sería

$$e_L = \frac{1000}{E} \frac{\sum \frac{1}{(1+i')^n}}{\sum \frac{1}{(1+i)^n}} (\phi' I + O_0 + F_0) \quad (2.25)$$

que dá un peso adecuado a los tres términos del costo de generación de energía eléctrica y los corrige por el efecto de la inflación.

BIBLIOGRAFIA

- (1) Mason E.A., "An Overview of the Nuclear Fuel Cycle", Nuclear News, Feb. 1971.
- (2) Sesonke A., "Nuclear Reactor Power Plant Design"
- (3) McGuire S.A. y Martín J.G., "A Monetary Correction Model of Economic Analysis Applied to Nuclear Power Costs", Nuclear Technology, Vol. 18, June 1973.

### 3. PLANEACION DE LA GENERACION DE LOS SISTEMAS ELECTRICOS

3.1 La planeación de la generación de una planta de potencia en un sistema eléctrico se lleva a cabo a través de sus factores de planta: el factor de disponibilidad, el factor de carga y el factor de capacidad. Las definiciones de estos factores son muy variadas dependiendo de cada empresa eléctrica, sin embargo aquí se exponen algunas definiciones que precisan su significado y sus interrelaciones para fines de cálculo. Estas definiciones son las que emplea el programa FUELCASH-II de evaluación de costos del ciclo de combustible nuclear que se describirá más adelante.



3.2 Factor de disponibilidad (FD).- El factor de disponibilidad de una planta de potencia nos da una idea del tiempo en que esta planta está disponible en un sistema, para ser llamada a generar energía. Esto quiere decir que la planta no necesariamente puede ser llamada y puede ser simplemente dejada en reserva. Supongamos los siguientes periodos de tiempo por año:

la planta no está disponible por	{	(1) Mantenimiento	20
		(2) Recambio de Combustible	20
		(3) Salidas forzadas	20
			60

En este caso la planta no está disponible para ser llamada a generar durante 60 días al año y su factor de disponibilidad será:

$$FD = \frac{\text{tiempo (días) que la planta está disponible para generar/año}}{365} \tag{3.1}$$

$$FD = \frac{365-60}{365} = 0.835 \text{ o } 83.5 \%$$

3.3 Factor de Carga (FC).- Para la programación de su generación la planta debe seguir la curva de despacho de carga del sistema que fue presentada en la sección 1. Entonces el factor de carga se define como la relación entre el tiempo que la planta es llamada a generar a un -

cierto nivel de potencia, entre el tiempo en que la planta está disponible para generar, sobre un período de tiempo dado, digamos un año.

$$FC = \frac{\text{tiempo (días) que la planta es llamada a generar/año}}{\text{tiempo (días) que la planta está disponible para generar/año}} \quad (3.2)$$

El factor de carga se calcula en función del porcentaje de tiempo que la planta opera a un cierto nivel de potencia (punto de válvula). En términos generales el fabricante de la turbina garantiza su eficiencia a 50%, 75% y 100% entonces:

$$FC = Z + 0.75 y + 0.5 x \quad (3.3)$$

donde x, y y z son los porcentajes del tiempo que la planta opera a 50%, 75% y 100% respectivamente. Así, si operamos 20% del tiempo a 75% y 80% del tiempo a 100%, el factor de carga será:

$$FC = 0.8 + 0.75 (0.2) = 0.95 \text{ o } \underline{95\%}$$

En la figura 3.1 se pueden observar valores típicos garantizados de una curva de eficiencias en una planta nucleoelectrica.

- 3.4 Factor de capacidad (L).- El factor de capacidad de una planta puede despejarse de la ecuación (2.2) de la sección anterior:

(1) VALORES GARANTIZADOS POR EL FABRICANTE DE LA TURBINA

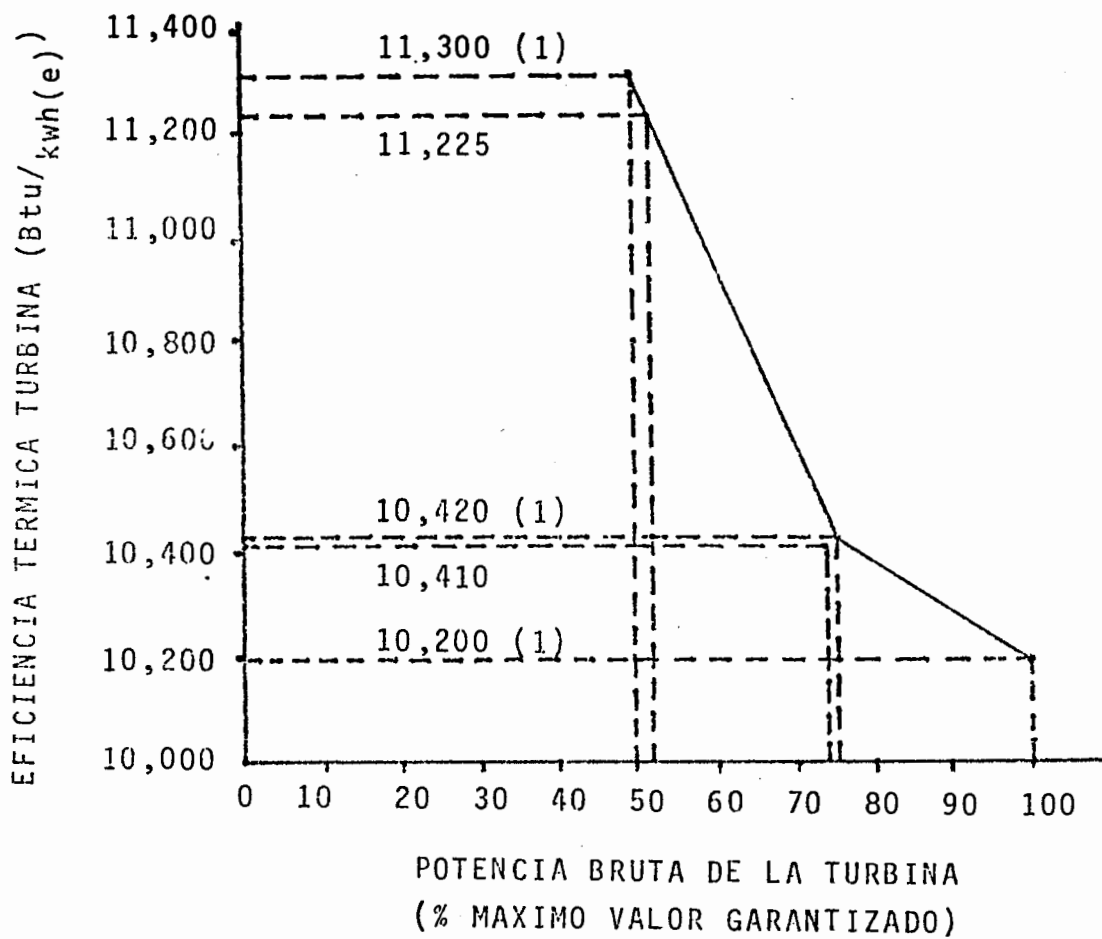


FIG. 3.1 CURVA DE EFICIENCIAS PARA UNA PLANTA NUCLEAR

$$L = \frac{E}{8760 K} = FD \times FC \quad (3.4)$$

En este caso el factor de capacidad se define en función de energía generada en Kwh (e):

$$L = \frac{\text{Energía generada/año (Kwh (e)/año)}}{8760 \times (\text{Capacidad de la Planta Kw (e)})} \quad (3.5)$$

En este caso la correlación expresada en (3.4) con el factor de disponibilidad y el factor de carga no es muy clara, sin embargo puede entenderse mediante un ejemplo:

365 (d)		- tiempo total del período (d)
292 (d)		- tiempo total de período en que la planta está disponible (d)
233.6 (d)		- tiempo total de generación (d)

$\frac{292}{365}$	x	$\frac{233.6}{292}$	=	$\frac{233.6}{365}$
(0.8)	x	(0.8)	=	(0.64)
FD	x	FC	=	L

O sea que para un factor de disponibilidad de 80% y un factor de carga de 80% correspondería un factor de capacidad de 64%.

3.5 El problema básico de una empresa eléctrica es el de diseñar un sistema que pueda ser construido y operado de la forma más económica posible y al mismo tiempo dar un nivel satisfactorio de servicio al público. Este problema es especialmente complejo para la empresa eléctrica -

porque las condiciones del sistema cambian con el tiempo y de hecho nos encontramos ante una optimización continua y dinámica. Por otro lado existe incertidumbre también respecto a la operación diaria del sistema, en el sentido que inesperadamente una o varias plantas pueden salir del sistema por problemas de mantenimiento o salidas forzadas. Así pues partiendo de los principios enunciados en la sección 1, respecto al despacho de carga del sistema, éste queda configurado a través de una cierta proporción de unidades de base, pico y cíclicas que se denomina la "mezcla" (mix) de capacidad del sistema. Para entender mejor este término es preciso definir otros tres factores, que están relacionados directamente con el sistema, en lugar de las plantas individuales.

3.6 Factor de Carga del Sistema (FCS).- El factor de carga del sistema se define en relación a la capacidad máxima demandada por el sistema en Kw (e) (KWd):

$$FCS = \frac{\text{Energía total suministrada (Kwhr)}}{8760 \times \text{Kwd (capacidad máxima demandada por el sistema)}} \quad (3.6)$$

en forma semejante se define el Factor de Capacidad del Sistema (CF) en relación a la capacidad máxima instalada en el sistema en Kw (e) (KWc).

$$CF = \frac{\text{Energía total suministrada (Kwhr)}}{8760 \times KW_c \text{ (Capacidad máxima instalada en el sistema)}} \quad (3.7)$$

y puesto que la energía total suministrada es la misma en (3.6) y (3.7) entonces:

$$FCS \times KW_d = CF \times KW_c \quad (3.8)$$

El tercer factor, la reserva R, se define como

$$\text{Reserva} = \frac{\text{Capacidad} - \text{Carga Pico}}{\text{Carga Pico}} \quad (3.9)$$

o bien:

$$R = \frac{KW_c - KW_d}{KW_d} \quad (3.10)$$

y

$$KW_c = (1 + R) KW_d \quad (3.11)$$

Substituyendo (3.11) en (3.8) tenemos:

$$CF = \frac{FCS}{1 + R} \quad (3.12)$$

- 3.7 Para que las plantas de potencia operen con cierto grado de confiabilidad es preciso sacarlas de servicio periódicamente para darle mantenimiento. Si no hubiera mantenimiento, todas las salidas de las unidades serían

salidas forzadas y el equipo podría tener daños serios. Por lo anterior se debe implementar un programa de mantenimiento tanto para las unidades fósiles como para las unidades nucleares. En el caso de las unidades nucleares este mantenimiento se programa para cuando se planea llevar a cabo el recambio de combustible.

De estadísticas realizadas en plantas fósiles en los Estados Unidos, se requieren del orden de 4 semanas de mantenimiento por año para limpieza de las calderas y reparaciones y cada 4 años un mantenimiento de 6 semanas para mantenimiento mayor de turbina y generador, entonces:

$$\frac{4 + 4 + 4 + 6}{4 \times 52} = 8.7 \times 1.33 = 11.5\%$$

una indisponibilidad por mantenimiento del orden de 8.7%. Si a este factor de indisponibilidad planeado de 11.5% agregamos aproximadamente un 10% adicional de indisponibilidad forzada, tendríamos una indisponibilidad total del orden de 20%, equivalente a un factor de disponibilidad del 80%.

Entonces, aunque la unidad operara a 100% de factor de carga durante el período de tiempo restante, su factor

de capacidad anual no podría ser mayor de 80%. Existen múltiples reportes de los tipos de salidas planeadas o forzadas de las plantas nucleares (Tabla III.1).

3.8 Algunas plantas (cíclicas, pico) no pueden operar a 100% de su capacidad durante todo el tiempo por las características de demanda del sistema. En la Figura 3.2 se presenta un ejemplo de operación de una planta fósil - convencional (no base) durante una semana.

En este caso, de un estudio de la curva de demanda semanal de energía, es posible calcular un factor de carga - promedio de 90%. Suponiendo que el sábado se requiera el 90% de la carga semanal y el domingo el 90% de la carga del sábado, se puede calcular un factor de carga - semanal promedio de 86%.

Puesto que la unidad sólo puede estar disponible 80% - del tiempo, entonces el factor de capacidad anual será del orden de 69%. Los números reportados en el llamado "Grey Book" de la NRC de los Estados Unidos son más bajos, dando para 1978 un valor de 59% para el factor de capacidad anual de las plantas fósiles, contra 58% de las nucleares.

3.9 En términos generales la planeación de los factores de capacidad de un sistema y de sus plantas individuales, así como de la "mezcla" de tipos de capacidades necesarias, se hace en base a estadísticas de operación para capacidad de un sistema y de sus plantas individuales, así como de la "mezcla" de tipos de capacidades necesarias, se hace en base a estadísticas de operación para



TABLA III.1 CLASIFICACION DE SALIDOS DE PLANTAS DE POTENCIA EN LOS ESTADOS UNIDOS\*

Categoría	Tercer Trimestre 1977	Cuarto Trimestre 1977	Primer Trimestre 1978	Segundo Trimestre 1978	Tercer Trimestre 1978	Cuarto Trimestre 1978
Falla de Equipo	19.4	15.8	16.3	19.7	38.1	28.9
Mantenimiento o Pruebas	10.5	20.5	8.2	19.8	10.4	8.3
Recambio de Combustible	55.9	54.3	59.8	51.0	30.0	46.5
Restricción Regulatoria	1.6	1.1	2.0	1.3	8.1	6.5
Entrenamiento de Operadores y/o Licenciamiento	0.0	0.1	0.1	0	0.1	0.1
Administrativo	3.4	1.9	0.1	0.3	0.1	0.5
Error de Operadores	2.4	0.9	1.8	0.6	0.8	0.6
Causa múltiple y otros	6.9	5.5	11.7	7.3	12.4	8.7
Total	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
Total salidas (horas)	36,218	40,079	32,092.2	42,476	29,912	37,192

\* En porcentaje del tiempo total fuera de servicio para unidades en operación.

Referencia: "Operating Units Status Report," Comisión Reguladora de los Estados Unidos.

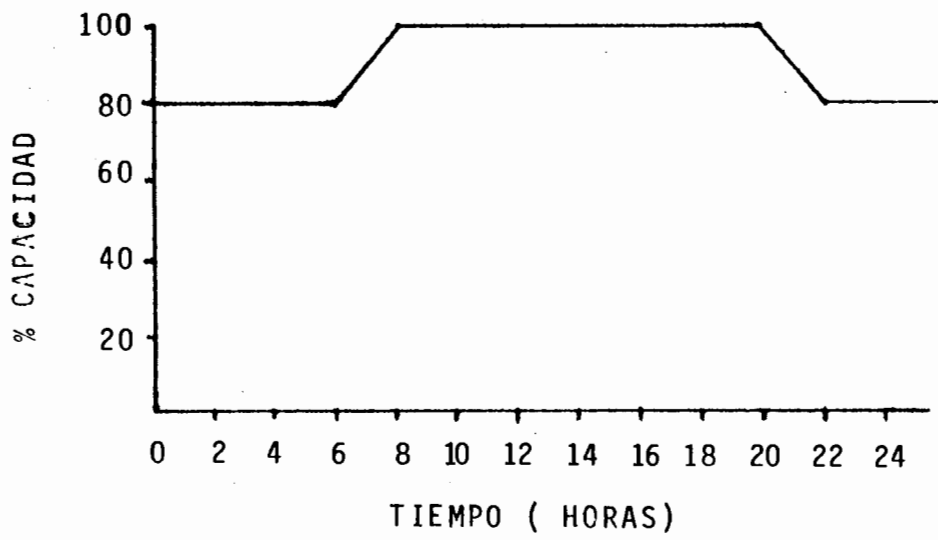


FIG. 3.2 CURVA TIPICA DIARIA DE CARGA

cada tipo de planta que están disponibles en diversos países. Para determinar el tamaño óptimo del sistema se deben emplear otros métodos:

- (1) Probabilidad de Pérdida de Capacidad (LOC).
- (2) Probabilidad de Pérdida de Carga (LOLP).
- (3) Probabilidad de Pérdida de Energía (LOEP).

Estos tres métodos están basados en la aplicación de la teoría de probabilidades para determinar los números mencionados. En el primer caso este número expresa la frecuencia de las salidas forzadas iguales o mayores que un cierto valor especificado. Generalmente se selecciona esta frecuencia y en base a ella se determina la reserva de capacidad que se requiere por un período de tiempo pre-determinado. Con esta reserva se calcula la probabilidad de que la carga exceda la reserva una vez en cinco años o sea  $8 \times 10^{-4}$ .

En el método de probabilidad de pérdida de carga, la probabilidad de pérdida de capacidad se combina con una curva que muestre la probabilidad de que la carga exceda una capacidad dada. Para capacidades mayores disminuye la probabilidad del sistema de no poder suministrar aumentos de carga. Una probabilidad de 1 día en 10 años es el número que frecuentemente se adopta y basados en un año de 250 días (omitiendo sábados y domingos) resulta una probabilidad de  $4 \times 10^{-4}$ . Lo anterior puede apreciarse en la Figura 3.3.

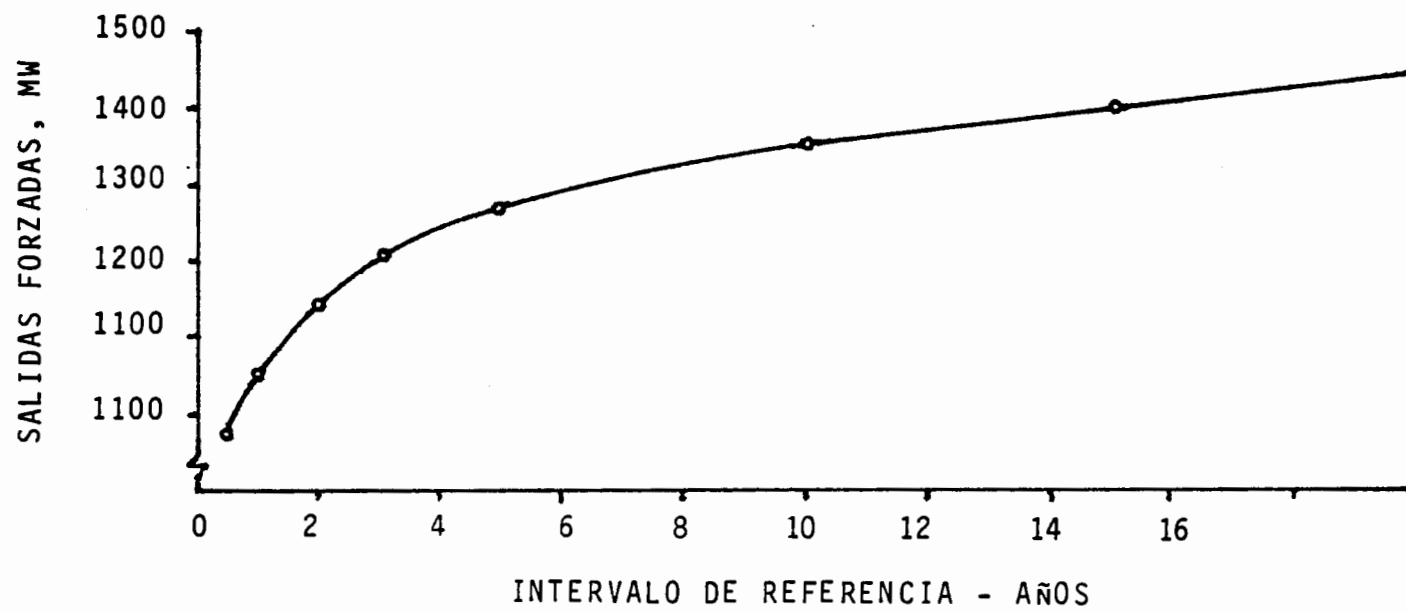


FIG. 3.3 CURVA DE SALIDAS FORZADAS CONTRA INTERVALO DE REFERENCIA PARA UN SISTEMA DE 6579 MW

#### 4. INGENIERIA ECONOMICA BASICA

4.1 Una empresa eléctrica requiere capital. Capital de inversión para la construcción de sus nuevas plantas y capital de trabajo para la operación y mantenimiento de las plantas que tiene en operación. Las fuentes de capital que tiene una empresa eléctrica privada pueden ser internas como los cargos de depreciación recuperados sobre sus inversiones o las utilidades retenidas. Por otro lado estas fuentes de capital pueden ser externas a través de la emisión y venta al público de bonos y acciones (preferentes o comunes) o bien de préstamos bancarios directos (financiamientos).

La característica principal de los bonos es que tienen una tasa de interés o retorno sobre la inversión fija (desde el punto de vista del inversionista) y dicho re t o r n o sobre la inversión es deducible de impuestos -- (desde el punto de vista de la empresa eléctrica).

Las acciones tienen un retorno sobre la inversión varia ble y son sujetas a impuestos. Existen acciones pre fe ren tes y acciones comunes, dependiendo de cuáles son pagaderas preferencialmente en el caso de una liquida ción.

4.2 El retorno sobre la inversión que otorgue la empresa eléctrica debe ser atractivo a los inversionistas con el fin de obtener el capital que requiere. En base al porcentaje de bonos y acciones que emita, la empresa - eléctrica determina su estructura de capital, p. ej.

<u>Fuente de Capital</u>	<u>%</u>	<u>Retorno sobre inv. (%) (después de impuestos).</u>	<u>Retorno sobre inv. (%) (antes de impuestos).</u>	<u>% contribución a la tasa de retorno sobre la inversión.</u>
Bonos	50	9	9	4.5
Acciones (preferentes)	15	10	20	1.5
Acciones (comunes)	35	14	30	4.9
				<u>10.9</u>

La tasa de retorno sobre la inversión, que representa el costo del dinero para la empresa se obtuvo mediante la ecuación:

$$c.d. = b \cdot i_b + (S_p \cdot i_p + (1-b-s_p) i_c) \quad (4.1)$$

En donde c.d. es el costo del dinero o retorno de la inversión específico para la empresa,  $b$  es la porción del capital emitida en bonos,  $i_b$  es la tasa de interés de los bonos,  $S_p$  es la fracción del capital emitida en acciones preferentes,  $i_p$  es la tasa de interés de las acciones preferentes antes de impuestos,  $i_c$  es la tasa de interés de las acciones comunes antes de impuestos. El costo del dinero también puede obtenerse mediante la ecuación:

$$c.c. = b i_b + (1-b) i_e \quad (4.2)$$

en donde  $i_e$  es la tasa de interés aplicable del capital en acciones. En nuestro caso  $i_e$

$$i_e = (0.15 \times 0.1 + (1 - 0.5 - 0.15 \times 0.14) = 0.128 \text{ o } 12.8\% \text{ por año.}$$

El capital de bonos es más barato y más seguro para la empresa y el accionista, ya que no está sujeto a impuestos. El capital de acciones es más especulativo. Generalmente las empresas eléctricas gubernamentales usan sólo bonos, mientras que otros tipos de empresas privadas usan sólo acciones; las empresas eléctricas privadas usan aproximadamente 50% de cada una.

4.3 En los análisis de flujo de efectivo de las compañías privadas, adicionalmente a los costos de inversión de capital en plantas de generación y otros equipos, se deben tomar en cuenta los impuestos.

Estos pueden ser impuestos federales, impuestos estatales, impuestos sobre propiedades (ad valorem) o bien impuestos sobre utilidades de la compañía. Estos impuestos forman parte muy importante del tratamiento contable de la empresa para determinar sus tarifas eléctricas.

Adicionalmente a los impuestos deben considerarse otros gastos fijos, como los seguros (de propiedad o responsabilidad civil a terceros) o los fondos internos de recuperación de inversiones sobre algunos equipos y componentes mayores. Estos fondos deben crearse para asegurar la compra de dichos equipos y componentes oportunamente.

4.4 Por último el capital de trabajo necesario para la operación de la planta debe considerarse por separado. Este es el capital que se gasta durante un año y se debe recuperar al final del mismo para deducirlo de los ingresos de la compañía, así que sólo se evalúa para propósitos contables. Este capital de trabajo se incluye en los costos del combustible, así como el interés aplicable sobre el mismo.



4.5 El flujo de efectivo de una compañía varía en su valor de acuerdo al tiempo en que ocurre. No se pueden sumar y restar flujos de efectivo que ocurren en diferentes puntos en el tiempo sin antes llevarlos a una base común.

El principio básico es muy simple, pues es evidente - que un peso recibido hoy vale más que un peso que recibiéramos dentro de un año, porque dicho peso puede ser invertido en el banco y acumular interés durante todo ese año.

Entonces dependiendo del interés que se reciba anualmente, tendríamos  $1(1 + i)$  pesos dentro de un año. De igual modo, el peso recibido dentro de un año valdría hoy  $1 / (1 + i)$ , valor que se denomina valor presente. Así pues, debido al hecho de que el dinero - puede acumular interés, esto da lugar a la creación de un mercado de dinero en donde se puede vender (invertir) o comprar (pedir prestado) dinero. Desde el punto de vista del que pide prestado el dinero:

$$\text{Interés} = \frac{\text{Dinero que se paga por el uso del dinero en el tiempo } t}{\text{Cantidad de dinero prestado}}$$

(4.3)

Desde el punto de vista del inversionista:

$$\text{Interés} = \frac{\text{Retorno sobre la inversión en el tiempo } t}{\text{Cantidad de dinero invertido}} \quad (4.4)$$

4.6 Para fines de las ecuaciones económicas básicas que se van a derivar, es preciso darlas en términos de la empresa que pide dinero prestado para sus inversiones, entonces:

P = Principal - (valor presente)

i = Tasa de interés - (S/año)

t = Período de tiempo - (en años)

S = Suma - (valor futuro)

Con estos parámetros se pueden desarrollar dos mecanismos, el del interés simple:

Período cero	$S_0 = P$	
Interés	$I_1 = Pi$	
Suma	$S_1 = P + Pi = P (1+i)$	
Interés	$I_2 = P \cdot 2i$	
Suma	$S_2 = P + P \cdot 2i = P (1 + 2i)$	
	.	
	.	
	.	
Interés	$I_n = P \cdot ni$	
Suma	$S_n = P (1 + ni)$	(4.5)

o el del interés compuesto:

Período cero	$S_0 = P$
Interés	$I_1 = Pi$

$$\begin{aligned}
 \text{Suma} \quad S_1 &= P + Pi = P (1 + i) \\
 \text{Interés} \quad I_2 &= P (1 + i) i \\
 \text{Suma} \quad S_2 &= P (1 + i) + P (1 + i) i \\
 &= P (1 + i)^2 \\
 &\cdot \\
 &\cdot \\
 &\cdot \\
 \text{Interés} \quad I_n &= P (1 + i)^{n-1} \cdot i \\
 \text{Suma} \quad S_n &= P (1 + i)^{n-1} + p (1 + i)^{n-1} \cdot i \\
 &= P (1 + i)^n \quad (4.6)
 \end{aligned}$$

El factor  $(1 + i)^n$  se llama factor de interés compuesto y puede ser encontrado en tablas como  $(F/P)_n^i$ .

4.7 El factor de valor presente es el inverso del factor de interés compuesto y puede ser encontrado en tablas como  $(P/F)_n^i$ , donde:

$$(P/F)_n^i = \frac{1}{(1 + i)^n} \quad (4.7)$$

Este factor de valor presente sirve para descontar cualquier monto a una tasa de interés  $i$ , de un valor futuro a una fecha dada, que será la fecha que sirva como referencia para la normalización de todos los flujos de efectivo que se tengan en diversos tiempos.

La tasa de interés  $i$ , usada en las ecuaciones 4.6 y 4.7 es una tasa discreta, que capitaliza en cada período de

tiempo (anual), según se puede apreciar en los mecanismos del interés simple y del interés compuesto. Si deseáramos obtener una tasa de capitalización instantánea, entonces el factor de valor presente sería:

$$\begin{aligned} (F/P)_n^i &= \left(1 + \frac{r}{M}\right)^{Mt} & (4.8) \\ &= \left(1 + \frac{r}{M}\right) \frac{rMt}{r} \end{aligned}$$

donde  $r$  es la tasa de interés continua y  $M$  es un entero que define el período de capitalización que es semejante a la expresión  $(1 + h)^{1/h}$  cuyo límite cuando  $h \rightarrow 0$  es el número  $e$ . Así pues:

$$\lim_{M \rightarrow \infty} \left(1 + \frac{r}{M}\right) \frac{rMt}{r} = e^{rt} \quad (4.9)$$

$$\text{donde } (1 + i) = e^r \quad (4.10)$$

$$r = \ln(1 + i) \quad (4.11)$$

En este caso el factor de interés compuesto continuo sería:

$$\overline{(F/P)_i^n} = e^{rt} \quad (4.12)$$

y el factor de valor presente continuo sería:

$$\overline{(P/F)_i^n} = e^{-rt} \quad (4.13)$$

o sea que el valor presente de \$1.00 puede calcularse a 11 meses y una tasa anual de 12% mediante la ecuación (4.7).

$$\frac{1}{(1 + 0.12)^{11/12}} = 0.9013292794$$

calculando la tasa equivalente mensual:

$$(1 + 0.12) = (1 + i_m)^{12}$$

$$i_m = (1 + 0.12)^{1/12} - 1 = 0.009488793$$

$$\frac{1}{(1 + 0.009488793)^{11}} = 0.9013292794$$

o mediante el factor de valor presente continuo:

$$r = \ln(1 + 0.12) = 0.1133286853$$

$$e^{r \frac{11}{12}} = 0.9013292794$$

cuya aplicación es más general

4.9 Si tenemos una serie uniforme de pagos R mensuales o anuales, la suma S de ellos será:

$$S = R + R(1 + i)^1 + R(1 + i)^2 + \dots + R(1 + i)^{n-1} \tag{4.14}$$

Donde  $R(1+i)^{n-1}$  es el primer pago recibido al final del período  $n$  y  $R$  es el último pago.

Si multiplicamos esta suma por  $(1+i)$  y le restamos la ecuación original (4.14), tenemos:

$$\begin{array}{r}
 S(1+i) = R(1+i) + R(1+i)^2 + R(1+i)^3 + \dots + R(1+i)^n \\
 - \\
 S = R + R(1+i) + R(1+i)^2 + \dots + R(1+i)^{n-1} \\
 \hline
 Si = R \left[ (1+i)^n - 1 \right]
 \end{array}$$

o bien

$$S = R \left[ \frac{(1+i)^n - 1}{i} \right] \quad (4.15)$$

El factor encerrado en los paréntesis se denomina factor de interés compuesto de series uniformes anuales y se encuentra en tablas como  $(F/A)_i^n$ . El inverso de este factor nos dará la cantidad de dinero que tenemos que invertir cada año para crear un fondo  $S$ .

$$R = S \left[ \frac{i}{(1+i)^n - 1} \right] \quad (4.16)$$

que también se encuentra en tablas como  $(A/F)_i^n$ .

4.10 Si además de pagar un cierto capital  $P$ , también tenemos que pagar el interés producido, entonces la suma  $S$  será:

$$S = P (1 + i)^n$$

y

$$P (1 + i)^n = R \left[ \frac{(1 + i)^n - 1}{i} \right]$$

o bien

$$P = R \left[ \frac{(1 + i)^n - 1}{i (1 + i)^n} \right] \quad (4.17)$$

donde el factor encerrado entre paréntesis es el factor de valor presente de series uniformes de pagos y se encuentra en tablas como  $(P/A)_i^n$ . El inverso de este factor se conoce como el factor de recuperación de capital  $(A/P)_i^n$  y sirve para calcular los pagos mensuales o anuales que debemos hacer para recuperar el capital  $P$ .

$$R = P \left[ \frac{i (1 + i)^n}{(1 + i)^n - 1} \right] \quad (4.18)$$

Existen otras series menos comunes en las que los pagos se van efectuando mediante la aplicación de un gradiente  $G$ , como en el caso de diversos tipos de depreciaciones sobre el capital. Sus fórmulas junto con las fórmulas estudiadas se encuentran resumidas en la tabla 4.1.

TABLA 4.1  
FORMULAS PARA CALCULOS ECONOMICOS

i = tasa de interés por período  
n = número de períodos

X/Y

	X	P	F	A	G
Y					
P		1	$(1 + i)^n$	$\frac{i (1 + i)^n}{(1 + i)^n - 1}$	$\frac{i^2 (1 + i)^n}{(1 + i)^n - (1 + ni)}$
F	$\frac{1}{(1 + i)^n}$		1	$\frac{i}{(1 + i)^n - 1}$	$\frac{i^2}{(1 + i)^n - (1 + ni)}$
A	$\frac{(1 + i)^n - 1}{i (1 + i)^n}$		$\frac{(1 + i)^n - 1}{i}$	1	$\frac{(1 + i)^n - 1}{(1 + i)^n - (1 + ni)} i$
G	$\frac{(1 + i)^n (1 + ni)}{i^2 (1 + i)^n}$		$\frac{(1 + i)^n - (1 + ni)}{i^2}$	$\frac{(1 + i)^n - (1 + ni)}{(1 + i)^n - 1} i$	1

Ejemplo:  $(A/F) \frac{i}{i} = \frac{i}{(1 + i)^n - 1}$



4.11 Un ejemplo de la aplicación de estas fórmulas lo constituye el método empleado por las empresas eléctricas privadas para recuperar sus inversiones. Por ejemplo en la tabla 4.2 se muestra la recuperación de \$1000 en 5 años a una tasa de 10% anual, considerando gastos anuales de efectivo de \$200.00

TABLA 4.2 METODO DE PAGOS PARA LA RECUPERACION DE CAPITAL

<u>Año</u>	<u>Saldo al inicio del periodo</u>	<u>Entrada anual</u>	<u>Gastos anuales</u>	<u>Flujo de efectivo</u>	<u>Intereses</u>	<u>Reducción de la deuda.</u>
1	1000	463.80	200.00	263.80	100.00	163.80
2	836.20	463.80	200.00	263.80	83.62	180.18
3	656.02	463.80	200.00	263.80	65.60	198.20
4	457.82	463.80	200.00	263.80	45.79	218.01
5	239.81	463.80	200.00	263.80	23.99	239.81
6	0					

En la tabla se puede apreciar que la entrada anual necesaria para saldar la inversión debe ser suficiente para cubrir el pago de los gastos anuales, la reducción de la deuda y los intereses.

El flujo de efectivo necesario se calcula mediante la ecuación (4.7) para el factor  $(\Lambda/P)_{10}^5$ . Este procedimiento es la base del método de análisis de flujo de efectivo que se verá más adelante.

4.12 Los cargos fijos de una empresa eléctrica incluyen la recuperación de la inversión (depreciación), el retorno sobre la inversión (intereses), además de los impuestos federales y locales, seguros y fondos interinos de reemplazo de componentes y equipos.

Los ingresos anuales de la empresa eléctrica deben cubrir el pago de estos cargos fijos, que se deben pagar independientemente de que las plantas y equipos están operando, más los cargos de operación y mantenimiento, que en este caso deben incluir el combustible.

$$R(n) = CF(n) + O(n) \quad (4.19)$$

R(n) - Ingresos anuales de la empresa en el año n

CF(n) - Cargos fijos en el año n

O(n) - Gastos de operación y mantenimiento en el año n para una empresa privada con una cierta estructura de capital:

$$FC(n) = R_e(n) + R_b(n) + D_B(n) + T(n) \quad (4.20)$$

donde

$R_e(n)$  - Retorno sobre la inversión del capital en acciones en el año n.

$R_b(n)$  - Retorno sobre la inversión del capital en bonos en el año n.

$D_B(n)$  - Recuperación de la inversión (depreciación en

libros)

$T(n)$  - Impuestos, seguros y otros cargos en el año  $n$ .

Los impuestos  $T(n)$  se calculan mediante la tasa de impuestos  $r$ , siendo deducibles los gastos de operación, el retorno sobre la inversión del capital en bonos y la depreciación (que puede ser diferente para fines de impuestos, p.ej. ser más acelerada).

Entonces:

$$T(n) = r \left[ R(n) - O(n) - R_b(n) - DT(n) \right] \quad (4.21)$$

substituyendo (4.19) en (4.21) y considerando que la depreciación en libros es la misma que para fines de impuestos:

$$T(n) = r \left[ CF(n) - R_b(n) - DT(n) \right] \quad (4.22)$$

substituyendo (4.20) y simplificando:

$$T(n) = r \left[ R_e(n) + D_B(n) + T(n) - D_T(n) \right]$$

$$T(n) - rT(n) = r \left[ R_e(n) + D_B(n) - D_T(n) \right]$$

o bien

$$T(n) = \frac{r}{1-r} \left[ R_e(n) + D_B(n) - D_T(n) \right]$$

$$\text{Si } D_B (n) = D_T (n)$$

$$T (n) = \frac{r}{1-r} \boxed{R_e (n)} = \frac{r}{1-r} (1-b) i_e Y (n) \quad (4.23)$$

en donde  $Y (n)$  es el saldo de la Inversión Inicial en el año  $n$ . Por ejemplo para un impuesto federal de 46% y un impuesto local (estatal) de 9%, la tasa de impuestos  $r$  sería:

$$r = 0.46 (1-0.09) + 0.09 = 0.5086$$

ya que los impuestos locales pagados son deducibles de los impuestos federales. Entonces de acuerdo a la ecuación (4.23)

$$T (n) = \frac{0.5086}{1-0.5086} = 1.035 R_e (n)$$

de tal manera que los impuestos excederán en un 3.5% al retorno sobre la inversión del capital en acciones de la empresa.

De igual modo:

$$R_e (n) = (1-b) i_e Y (n) \quad (4.23a)$$

$$R_b (n) = b \cdot i_b Y (n) \quad (4.24)$$

$$Y D_{B,T} = d_{B,T} (n) Y (1) \quad (4.25)$$

o sea que la depreciación se calcula en base a una tasa de depreciación variable para el año  $n$ , aplicada a la -

Inversión en el año 1, o sea la inversión original de capital.

4.13 Substituyendo estos resultados en nuestra ecuación original de cargos fijos (4.20), tenemos:

$$CF(n) = R_e(n) + R_b(n) + \frac{r}{1-r} \left[ R_e(n) + D_B(n) - D_T(n) \right] + D_B(n)$$

$$CF(n) = \left( 1 + \frac{r}{1-r} \right) R_e(n) + R_b(n) + \frac{r}{1-r} \left[ D_B(n) - D_T(n) \right] + D_B(n)$$

$$CF(n) = \frac{1}{1-r} \left[ (1-b) i_e + (1-r) b \cdot i_b \right] Y(n) + \frac{r}{1-r} \left[ D_B(n) - D_T(n) \right] + D_B(n)$$

Si definimos:

$$x \equiv (1-b) i_e + (1-r) b \cdot i_b \quad (4.26)$$

x será el factor de descuento o "tasa de interés" correcta aplicable a la compañía eléctrica privada, en base a su estructura de capital. Este valor se usará como tasa de interés o factor de valor presente para normalizar flujos de efectivo, en vez del costo del dinero c.d. que se calculó mediante la ecuación (4.1).

Finalmente tenemos:

$$CF(n) = \frac{x}{1-r} Y(n) + \frac{r}{1-r} \left[ D_B(n) - D_T(n) \right] + D_B(n) \quad (4.27)$$

Esta expresión describiría en una forma más detallada la tasa de cargos fijos  $\phi$ , utilizada en la Sección 2. El término  $\frac{x}{1-r}$  describe los cargos financieros aplicables después de impuestos sobre  $Y(n)$ . El segundo término desaparece si  $D_B = D_T$  y el último término es la depreciación.

Para nuestro ejemplo:

$$x = 0.5 \times (0.128 + (1-0.5086) (0.5) (0.09)) = 0.0861 \text{ ó } 8.61\% \text{ por año}$$

o sea que de acuerdo a la ecuación (4.27):

$$\phi = \frac{0.0861}{1-0.5086} + \frac{1}{30} = 0.2083 \text{ ó } 20.83\% \text{ por año}$$

suponiendo que  $D_B = D_T$  y que la depreciación en libros es lineal durante la vida de la planta (30 años).

- 4.14 En las ecuaciones simplificadas utilizadas en la sección 2,  $\phi$  representa la tasa de cargos fijos o sea el valor constante  $\phi$  que multiplicado por la inversión inicial nivelada, nos da el flujo de efectivo nivelado - que requiere la compañía:

$$\sum_{n=1}^N \frac{\phi Y (1)}{(1-x)^n} = \sum_{n=1}^N \frac{CF (n)}{(1+x)^n} \quad (4.28)$$

donde  $x$  es la tasa de descuento. Entonces para calcular el valor real de  $\phi$ , deberíamos conocer el flujo de

efectivo real de la compañía:

$$\phi = \frac{1}{Y(1) \sum_{n=1}^N \frac{1}{(1+x)^n}} \cdot \sum_{n=1}^N \frac{CF(n)}{(1+x)^n} \quad (4.29)$$

pero para evaluaciones o comparaciones aproximadas de proyectos, se puede emplear la ecuación (4.27):

$$\phi \approx \frac{x}{1-r} + \frac{1}{N} \quad (4.30)$$

donde N es la vida de la planta en años, siempre y cuando  $D_B = D_T$ .

## 5. ESTUDIOS DE ALTERNATIVAS DE INVERSION DE CAPITAL.

5.1 La solución analítica de la ecuación de flujo de efectivo fue realizada por D.R. Vondy (1), y constituye la base para múltiples códigos de computadora (2,3) que calculan los flujos de efectivo de empresas eléctricas privadas que tienen Centrales Nucleoeléctricas, tanto desde el punto de vista de la inversión de capital, como de operación, mantenimiento y combustible. En este caso estamos buscando el precio de la energía eléctrica generada por la planta. Los ingresos brutos que recibe la empresa por la venta de la electricidad pueden ser de dos tipos:



$$\text{Ingresos Brutos} = pQ(n) + V(n) \quad (5.1)$$

en donde:

$p$  - precio de venta de la energía eléctrica (\$/Kwhr)

$Q(n)$  - cantidad de electricidad producida en el año  $n$ .  
(Kwhr)

$V(n)$  - otros ingresos obtenidos en el año  $n$ . (\$)

$V(n)$  - pueden ser ingresos sujetos o no a impuestos.

Suponiendo que no son sujetos a impuestos:

$$T(n) = r \left[ pQ(n) - O(n) - R_b(n) - D_t(n) \right] \quad (5.2)$$

en donde:

$T(n)$  - Impuestos en el año  $n$

$O(n)$  - Gastos de operación y mantenimiento (deducibles de impuestos).

$R_b(n)$  - Retorno sobre la inversión del capital en bonos en el año  $n$ . (deducible de impuestos).

$D_t(n)$  - Depreciación acelerada de los activos para fines de impuestos (deducible de impuestos).

Los ingresos brutos  $R(n)$  recibidos por la empresa serán:

$$R(n) = pQ(n) + V(n) - O(n) - R_c(n) - R_b(n) - T(n) \quad (5.3)$$

restando los gastos de operación y mantenimiento  $O(n)$ , el retorno de la inversión del capital en acciones  $R_e(n)$ , el retorno de la inversión del capital en bonos  $R_b(n)$ , los impuestos  $T(n)$ , y substituyendo las ecuaciones (5.2), (4.23) y (4.24):

$$R(n) = pQ(n) + V(n) - O(n) - b i_b Y(n) - (1-b) i_e Y(n) - r \left[ pQ(n) - O(n) - b i_b Y(n) - D_t(n) \right] \quad (5.4)$$

Reordenando esta ecuación podemos encontrar una expresión que se había encontrado anteriormente:

$$R(n) = (1 - r) pQ(n) + V(n) - (1-r) O(n) + r D_t(n) - \left[ i_b b (1 - r) + i_e (1 - b) \right] Y(n) \quad (5.5)$$

donde  $x$ , la tasa de descuento:

$$x = \left[ i_b b (1 - r) + i_e (1 - b) \right] \quad (4.26)$$

5.2 Si definimos que el saldo sobre el capital inicial de un período  $Y(n)$  a otro  $Y(n + 1)$  sea:

$$Y(n + 1) = Y(n) + Z(n) - R(n) \quad (5.6)$$

donde:

$Z(n)$  - nuevos gastos relacionados con la operación de la central en el año  $n$ .

Entonces, substituyendo (5.5) en (5.6).

$$Y(n + 1) = Y(n) + Z(n) - \left[ (1 - r) pQ(n) + V(n) - (1 - r) O(n) + r D_t - x Y(n) \right] \quad (5.7)$$

o reajustando

$$Y(n+1) = (1+x)Y(n) + Z(n) - (1-r)pQ(n) - V(n) + (1-r)O(n) - rD_t(n) \quad (5.8)$$

Si definimos simplemente como  $A(n)$  todos los gastos en efectivo que se encuentran a la derecha de  $(1+x)Y(n)$  en la ecuación (5.8), tendremos:

$$Y(n+1) = (1+x)Y(n) + A(n) \quad (5.9)$$

Para el primer período  $Y(1)$

$$Y(1) = (1+x)Y(0) + A(0) \quad (5.10)$$

En donde  $A(0) = Z(0)$ , ya que en ese primer período no se genera energía, no hay otros gastos  $V(n)$  y no hay costos de operación y mantenimiento de depreciación aplicable.

Entonces

$$Y(1) = A(0)$$

$$Y(2) = (1+x)Y(1) + A(1) = (1+x)A(0) + A(1)$$

$$Y(3) = (1+x)Y(2) + A(2) = (1+x)^2 A(0) + (1+x)A(1) + A(2)$$

$$Y(a) = (1+x)^{a-1} A(0) + (1+x)^{a-2} A(1) + \dots + A(a-1)$$

$$Y(a) = \sum_{n=0}^{a-1} (1+x)^{a-1-n} A(n) \quad (5.11)$$

Si terminamos la deuda en el período  $N-1$ :

$$Y(N+1) = \sum_{n=0}^N (1+x)^{N-n} A(n) \quad (5.12)$$

Substituyendo el valor especificado anteriormente para A(n):

$$Y(N + 1) = \sum_{n=0}^N (1 + x)^{N-n} \left[ Z(n) - (1 - r) pQ(n) - V(n) + (1 - r) O(n) - rD_t(n) \right] \quad (5.13)$$

Despejando el valor de p:

$$p = \frac{\sum_{n=0}^N (1 + x)^{N-n} \left[ \frac{Z(n) - V(n)}{(1 - r)} + O(n) - \frac{r}{1 - r} D_t(n) \right]}{\sum_{n=0}^N (1 + x)^{N-n} Q(n)}$$

Multiplicando el numerador y denominador de esta expresión por

$(1 + x)^{-N}$  obtenemos la expresión final para p:

$$p = \frac{\sum_{n=0}^N (1 + x)^{-n} \left[ \frac{A(n) - V(n)}{(1 - r)} + O(n) - \frac{r}{1 - r} D_t(n) \right]}{\sum_{n=0}^N (1 + x)^{-n} Q(n)} \quad (5.14)$$

que es una expresión que determina el valor presente de los costos relacionados con la inversión inicial de capital, los costos de operación y mantenimiento (incluyendo el combustible) y la depreciación, y lo divide entre el valor presente de la energía generada. En cierta forma esta expresión es un modelo más detallado para una empresa privada que incluye impuestos, depreciación y otros conceptos, que la estudiada en la sección 2 de estos apuntes.

5.3 Existen otras metodologías para la evaluación de proyectos de inversión de capital más sencillas que dependen principalmente del punto de vista del que evalúa. Por ejemplo si la evaluación la hace una empresa privada tendrá que haber un perfil de costos contra beneficios, en el cual se consideren implícitamente todas las deducciones relacionadas con la inversión como impuestos, depreciación (e.g. modelo corporativo), las cuales se mencionaron en el punto anterior. Por otro lado si la inversión la lleva a cabo una empresa pública no se aplicarán estas deducciones y en su lugar deberán considerarse otro tipo de costos y beneficios sociales más complejos, como los impuestos que se generan o la tasa real de utilización de divisas que exprese la escasez verdadera de capital en moneda extranjera (en caso de países que tengan que importar gran parte de los equipos).

Así pues, existen otras metodologías generales más sencillas, que pueden ser aplicables en ciertos casos:

- a) Método de Costos anuales-método de cargos fijos-
- b) Método de capitalización de costos
- c) Método de tasa de retorno interna

5.4 Supongamos que una empresa está investigando la posibilidad de adquirir una planta de combustóleo de 50MWe o una turbina de Gas de 50MWe para satisfacer su demanda futura de energía. Cada unidad se necesitará en 1984 y tiene una vida económica de 5 años. La energía anual que generará durante su vida es de 100 GWh y la empresa espera cobrar a sus clientes aproxi-

madamente \$0.08/kWh por esa energía. Suponga que los impuestos, seguros, mantenimientos y escalación no se toman en cuenta.

a) Método de Costos Anuales-En este método básicamente calculamos el valor presente de los costos esperados y evaluamos los cargos fijos.

TIPO DE PLANTA	INVERSION DE CAPITAL		COMBUSTIBLE \$U.S. dol.
	\$U.S. dol.		
	1982	1983	
PLANTA COMBUSTOLEO	$10 \times 10^6$	$10 \times 10^6$	\$0.0165/kWh
TURBINA DE GAS	$5 \times 10^6$	$5 \times 10^6$	\$0.0388/kWh

Supongamos que se usa una tasa de descuento de 12%

AÑO	PLANTA COMB.	TURBINA DE GAS	$(F/P)_i^n$	\$U.S. dls. x 10 <sup>6</sup>	
				PTA. COMB.	TURBINA GAS
1982	$10 \times 10^6$	$5 \times 10^6$	$(1.12)^2$	12.544	6.272
1983	$10 \times 10^6$	$5 \times 10^6$	$(1.12)^1$	11.200	5.600
(1984)				23.744	11.872

Los valores \$23.744 x 10<sup>6</sup> U.S. dls. y \$11,872 x 10<sup>6</sup> U.S. dls. son la suma de los cargos fijos anuales pagaderos por concepto de inversión de capital, para nivelar estos valores a 5 años y una tasa de 12% de acuerdo a la ecuación (4.28), que es el monto que teóricamente tenemos que recuperar.

$$CFN = \frac{(A/P)^5}{12\%} \sum_{n=1}^N \frac{CF(n)}{(1+x)^n} \quad (5.15)$$

De la Tabla 4.1 (A/P)<sub>12%</sub><sup>5</sup> el factor de recuperación de capital es igual a 0.27741. Con este factor es posible determinar los cargos fijos nivelados por concepto de inversión de capital a las que se puede sumar el costo de combustible anual directamente en moneda constante (sin escalación).

$$\text{Planta Combustible; CFN} = (0.27741) \times (23.744 \times 10^6) = 6.587 \times 10^6$$

$$\begin{aligned} \text{Costo de Combustible} &= (100 \times 10^6 \text{ Kwh}) \times \\ & \quad (0.0165) = \frac{1.650 \times 10^6}{8.237 \times 10^6} \end{aligned}$$

$$\text{Turbina de Gas; CFN} = (0.27741) \times (11.872 \times 10^6) = 3.293 \times 10^6$$

$$\begin{aligned} \text{Costo de Combustible} &= (100 \times 10^6 \text{ Kwh}) \times (0.0388) = 3.880 \times 10^6 \\ & \quad \underline{7.173 \times 10^6} \end{aligned}$$

Desde el punto de vista de este análisis, la selección económica más conveniente es la Turbina de Gas, a pesar de que su costo de combustible es más elevado. Posiblemente para un análisis a 10 años, la decisión se invierta.

5.5 Para comparación, resolveremos este mismo problema por los otros dos métodos.

b) Método de Capitalización de Costos- En este método se analizan los costos (o ahorros) que puede haber durante la operación de un sistema, por ejemplo en el problema anterior:

$$\text{Ahorros en combustible} = (3.880 - 1.650) \times 10^6 = 2.230 \times 10^6 \text{ U.S. dol.}$$

Estos son los ahorros que se tendrían que usar para la planta de combustóleo, en lugar de la turbina de gas. Para capitalizar estos ahorros al año 1984 (inicio de la operación) multiplicamos por el factor  $(P/A)_{12\%}^5$ , que es el inverso del factor de recuperación de capital y representa el valor presente de una serie uniforme de pagos. De acuerdo a la ecuación (4.17).

$$P = (2.230 \times 10^6) \times \frac{1}{(0.27741)} = \$8.039 \times 10^6$$

y puesto que este valor es menor que el costo incremental de construir la planta de combustóleo:

$$(23.744 - 11.872) \times 10^6 = 11.872 \times 10^6$$

entonces deberemos concluir que la instalación de la turbina de gas será más económica.

5.6 Finalmente sería conveniente discutir el método de la tasa de retorno interno para este mismo proyecto. En este caso se calcula la tasa de retorno que hace igual a cero la diferencia entre la suma de los valores presentes de los beneficios del proyecto y la suma de los valores presentes de sus costos. Es decir que hace igual a cero la diferencia de flujo de efectivo de costos y beneficios. Esta tasa se conoce como la tasa de retorno interna de otros proyectos alternativos o con la tasa de retorno mínima esperada para el proyecto.



c) Método de Tasa de Retorno Interna-Utilizando una primera aproximación de 10% de tasa de retorno tenemos:

Planta de Combustóleo de 50 MWe

<u>AÑO</u>	<u>PAGO</u> dls. x 10 <sup>6</sup>	<u>INGRESO</u> dls. x 10 <sup>6</sup>	<u>FACTOR DE</u> <u>VALOR PRESENTE</u>	<u>VALOR PRESENTE</u> <u>PAGOS</u> dls. x 10 <sup>6</sup>	<u>VALOR</u> <u>PRESENTE</u> <u>INGRESOS</u> dls. x 10 <sup>6</sup>
1984	23.100	0	1	23.100	0
1985	1.650	8.000	1/(1.1) <sup>1</sup>	1.500	7.273
1986	1.650	8.000	1/(1.1) <sup>2</sup>	1.364	6.612
1987	1.650	8.000	1/(1.1) <sup>3</sup>	1.240	6.010
1988	1.650	8.000	1/(1.1) <sup>4</sup>	1.127	5.464
1989	1.650	8.000	1/(1.1) <sup>5</sup>	1.025	4.967
				<u>29.356</u>	<u>30.326</u>

En esta primera aproximación el valor presente de los pagos es ligeramente menor que el valor presente de los ingresos, por lo que la tasa de retorno de la planta de combustóleo debe ser ligeramente mayor a 10%. Con otros cálculos se puede encontrar esta tasa como 11%.

TURBINA DE GAS DE 50 MWe

<u>AÑO</u>	<u>PAGO</u> dls x 10 <sup>6</sup>	<u>INGRESO</u> dls x 10 <sup>6</sup>	<u>FACTOR DE</u> <u>VALOR PRESENTE</u>	<u>VALOR PRESENTE</u> <u>PAGOS</u> dls. x 10 <sup>6</sup>	<u>VALOR</u> <u>PRESENTE</u> <u>INGRESOS</u>
1984	11.550	0	1	11.550	0
1985	3.880	8.000	1(1.20) <sup>1</sup>	3.233	6.666
1986	3.880	8.000	1(1.20) <sup>2</sup>	2.697	5.555
1987	3.880	8.000	1(1.20) <sup>3</sup>	2.245	4.630
1989	3.880	8.000	1(1.20) <sup>5</sup>	1.559	3.215
				<u>23.152</u>	<u>23.924</u>

En este caso la tasa de retorno es alrededor de 20%, lo que quiere decir que el proyecto de inversión en la turbina de gas es un proyecto más rentable.

5.7 Sin embargo hay que tener algunas precauciones al aplicar estos métodos, teniendo en consideración sus limitaciones. Por ejemplo el método de tasa de retorno interna no es del todo confiable para propósitos de evaluación de proyectos, ya que la solución de polinomios del tipo  $\frac{F_0}{(1+r)^0} + \dots + \frac{F_n}{(1+r)^n}$  para el valor de  $r$  puede ser múltiple,

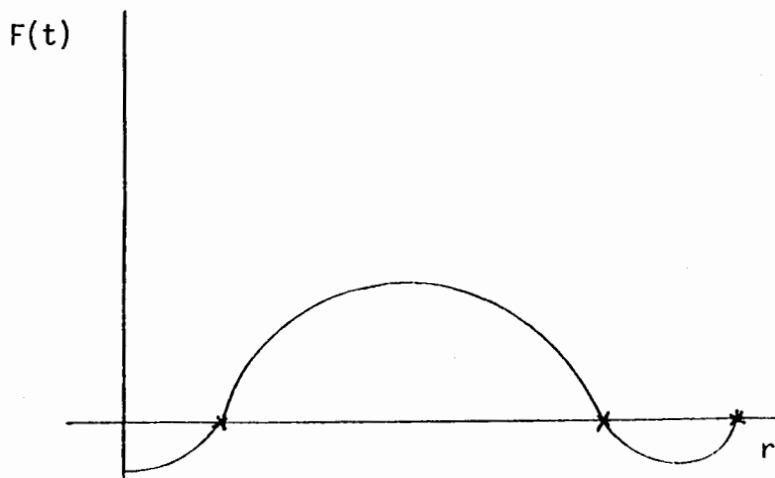


Fig. 5.1 Solución de tasa de retorno interna múltiple en donde

para varias tasa  $r$ , la  $\sum_t F_t \frac{1}{(1+r)^t} = 0$ , por lo

que es más confiable el método directo de análisis de valor presente.

De estos métodos el más detallado es el que se presenta en la Sección 5.1, pues representa al modelo corporativo de la compañía eléctrica.

REFERENCIAS

- (1) D.R. Vondy, "Basis and Certain Features of the Discount Technique in a Comparative Evaluation of Advanced Converters" -ORNL-3686, Ene 1965.
  
- (2) Salmon Royes, "POWERCO-25 a procedure and Computer code for calculating the costs of electricity produced by Nuclear Power Stations", ORNL-3944 Junio 1966.
  
- (3) POWERCO-50, ORNL-4116, Ago 1969.

6. COSTOS DE CAPITAL DE PLANTAS DE POTENCIA.

6.1 Según se mencionó en la primera sección de este texto, el costo de generación de energía eléctrica de las Plantas de Potencia se divide en 4 componentes, según se indica en la Figura 6.1, (1) el costo de Inversión de Capital; (2) el costo de operación y mantenimiento; (3) el costo de combustible y (4) costos adicionales, como el desmantelamiento de la planta en el caso de las plantas nucleoelectricas o la necesidad de equipos adicionales para eliminación de  $SO_2$ , en el caso de las plantas de carbón o combustibles. De estos costos, evidentemente los más importantes son los costos de

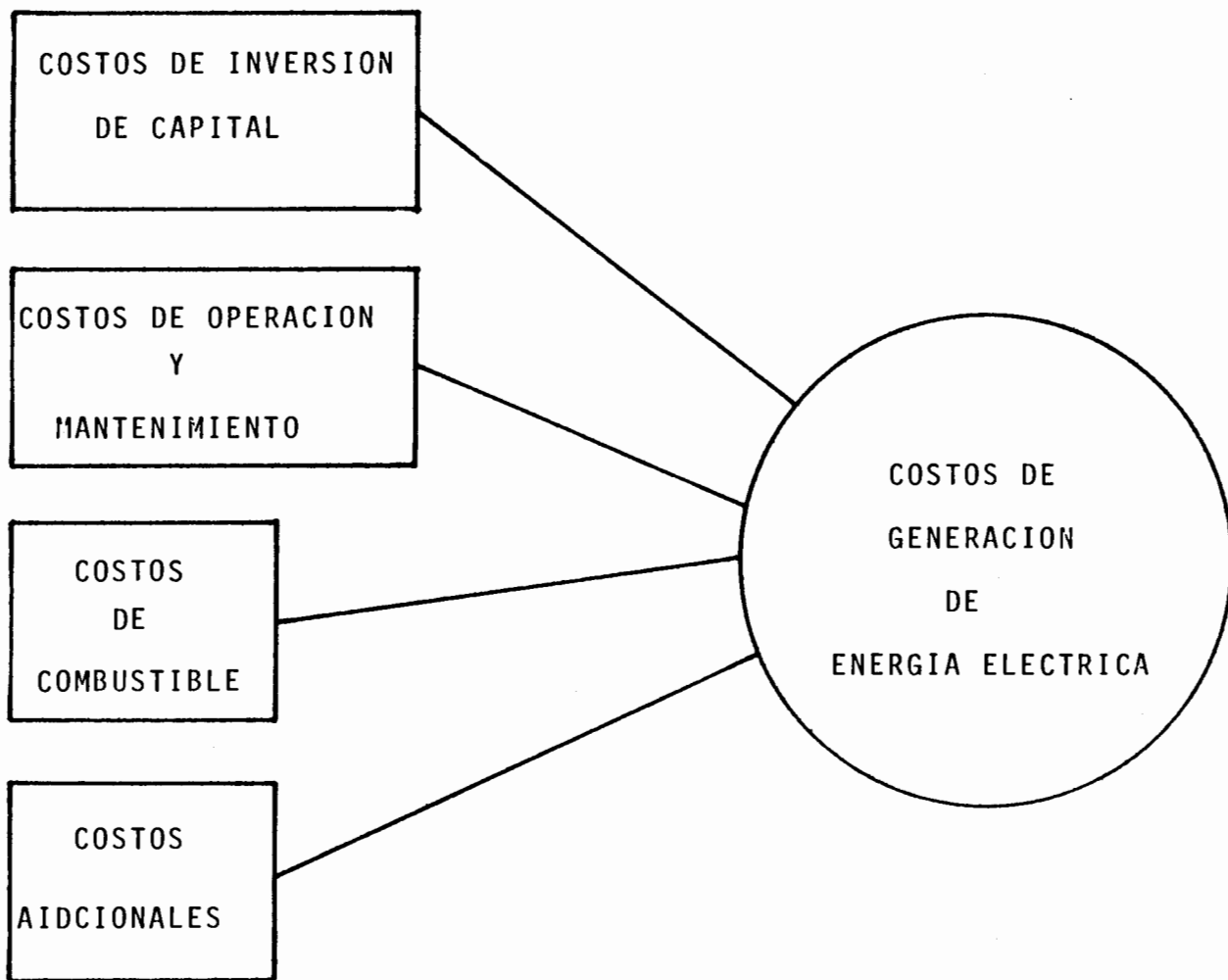


FIG. 6.1 COMPONENTES DEL COSTO DE GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA

Inversión de Capital, ya que se efectúan a lo largo de un tiempo más corto e inmediato, mientras que los otros generalmente se efectúan a lo largo de toda la vida de la planta o al final de su vida. Esto es especialmente significativo para el caso de la plantas nucleoelectricas cuyos costos de construcción constituyen hasta un 70% de los costos totales de inversión.

Es por esta razón que es preciso determinar con la mayor exactitud posible el costo de Inversión de Capital de las Plantas de Potencia, ya que se ha incurrido en muchas deficiencias en la estimación de estos costos, lo cual ha dado índices de sub-estimación del orden de 4 a 6 en plantas nucleoelectricas recientes contra índices del orden de 1.1 para las plantas fósiles.



DEPEFI

6.2 Cabe mencionar que estas sub-estimaciones han ocurrido en países desarrollados, en donde existe mayor experiencia en la construcción de estas plantas que en los países en vías de desarrollo.

Es posible demostrar que este costo puede variar hasta en  $\pm 50\%$  para un mismo sitio dependiendo de las condiciones de diseño, licenciamiento, reglamentación aplicable, requerimientos ambientales, procedimientos de control y garantía de calidad, códigos de construcción aplicables, tiempo de construcción, costos de la mano de obra, productividad, tipos de licenciamiento y otras contingencias como retrasos en la entrega de equipos o

problemas de oposición pública.

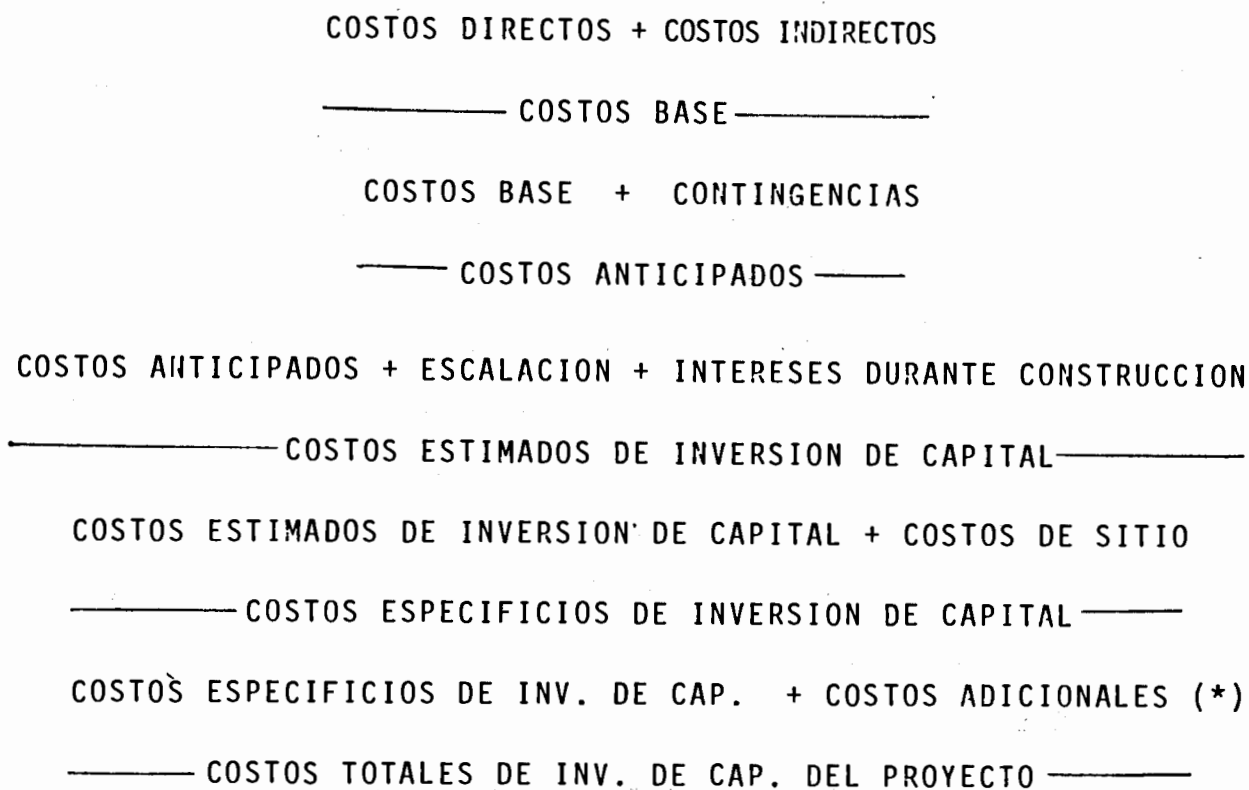
Por lo anterior es conveniente separar los costos que son claros y fáciles de determinar como pudieran ser los costos de los equipos principales, materiales y mano de obra incluyendo la obra civil aplicable, de los más difíciles de evaluar como en los debidos a cambios en la reglamentación aplicable.

En la Figura 6.2 se muestra una clasificación de los costos que ha seguido el Organismo Internacional de Energía Atómica y puede servir de guía para su entendimiento.

### 6.3 COSTOS DIRECTOS

Estos costos incluyen la adquisición de terrenos y equipos para la construcción de la planta, así como su instalación dentro de estructuras y edificios adecuados, incluyendo la mano de obra necesaria para su instalación. También se incluyen equipos e instalaciones adicionales para remoción de calor residual, como torres o sistemas de enfriamiento, en caso de ser requeridos.





- (\*) COSTOS ADICIONALES DE INVERSION DE CAPITAL
- NUCLEOELECTRICIAS: PRIMERA CARGA DE AGUA PESADA (CANDU)  
TORRES DE ENFRIAMIENTO
- FOSILES: TORRES DE ENFRIAMIENTO  
SISTEMAS DE REMOCION DE SO<sub>2</sub>

FIG. 6.2 CLASIFICACION DE LOS COSTOS DE INVERSION DE CAPITAL DE UNA PLANTA GENERADORA DE ELECTRICIDAD

El desglose de estos costos se hace de acuerdo a un sistema de cuentas de la Comisión Federal de Potencia de los Estados Unidos, que ha sido adaptado a plantas nucleoelectricas posteriormente por el OIEA.

#### Costos Indirectos

Estos costos incluyen las facilidades temporales de construcción, los servicios de ingeniería en el sitio y en las oficinas centrales de la empresa y otros costos relacionados con la etapa de construcción, como impuestos, seguros o entrenamiento del personal temporal de construcción.

#### Costos Base

Los costos base incluyen a los costos directos más los costos indirectos y constituyen la inversión nominal que representaría la planta si se construyera en un sólo instante en el tiempo.

#### Costos Anticipados

Estos costos incluyen los costos base más algunos costos relacionados con la propiedad de la planta como terrenos, campamentos, líneas de transmisión y algunos costos administrativos y de control y garantía de calidad. A estos costos se les debe agregar la contingencia esperada durante la construcción de la planta, así como partes de repuesto en inventarios.

#### 6.4 Costos Estimados de Inversión de Capital

Para estimar el flujo de efectivo en moneda corriente necesario para la construcción de la planta es preciso agregar el costo de dinero utilizado (Interés Durante Construcción IDC) y la escalación esperada (Escalación Durante Construcción-EDC) con o sin inflación-real-, e incluyendo el interés sobre la escalación. Estos costos son también llamados "costos contables" y han crecido mucho en la última década, dependiendo directamente del tiempo de construcción de la planta.

#### Costos Específicos de Inversión de Capital

Para adaptar los costos estimados de inversión de capital que son conceptuales, a un sitio específico, es preciso efectuar algunos estudios del sitio, p. ejemplo los que se presentaron en el ISPE-Informe de Seguridad de Primera Etapa de una planta nucleoelectrica- o el Informe Ambiental, para incluir costos específicos de cada sitio, efectos del tipo de terreno, sismicidad, infraestructura necesaria, entre otros.

#### Costos Totales de Inversión de Capital

En algunos casos es preciso estimar la Inversión Inicial Total que va a tener que llevarse a cabo hasta la fecha de inicio de la operación comercial de la planta y ésta deberá incluir entonces, en el caso de las plantas nucleoelectricas, la primera carga de combustible y el costo de la primera carga de agua pesada (en el caso de

los reactores tipo CANDU) o bien, en el caso de plantas fósiles, torres de enfriamiento o sistemas de remoción de  $SO_2$ .

6.5 Durante la década de los setentas aumentan considerablemente los costos de inversión de capital de las plantas de potencia en el mundo, especialmente de las nucleares y se detienen, a finales de esa década, prácticamente todos los Programas Nucleoeléctricos de los principales países industrializados. De estudios realizados por el Organismo Internacional de Energía Atómica, sobre los costos de construcción de Centrales Nucleares, se ha encontrado que su costo se ha incrementado en una tasa del orden de 18% anual, equivalente a un aumento del orden de \$100/kW por año, mientras que las plantas de carbón han aumentado alrededor del 15% anual o sea del orden de \$60/kW por año. Lo cual está en ambos casos muy por arriba de la inflación en esos países. Este efecto de incremento de los costos de inversión de capital en las plantas de potencia puede apreciarse en las Figuras 6.3 y 6.4

Este fenómeno de disminución de los programas nucleoeeléctricos, a la vista de la subida de los precios de los combustibles fósiles a partir de 1973, se ha llamado la "paradoja nuclear", ya que era de esperarse un aumento considerable en estos programas.

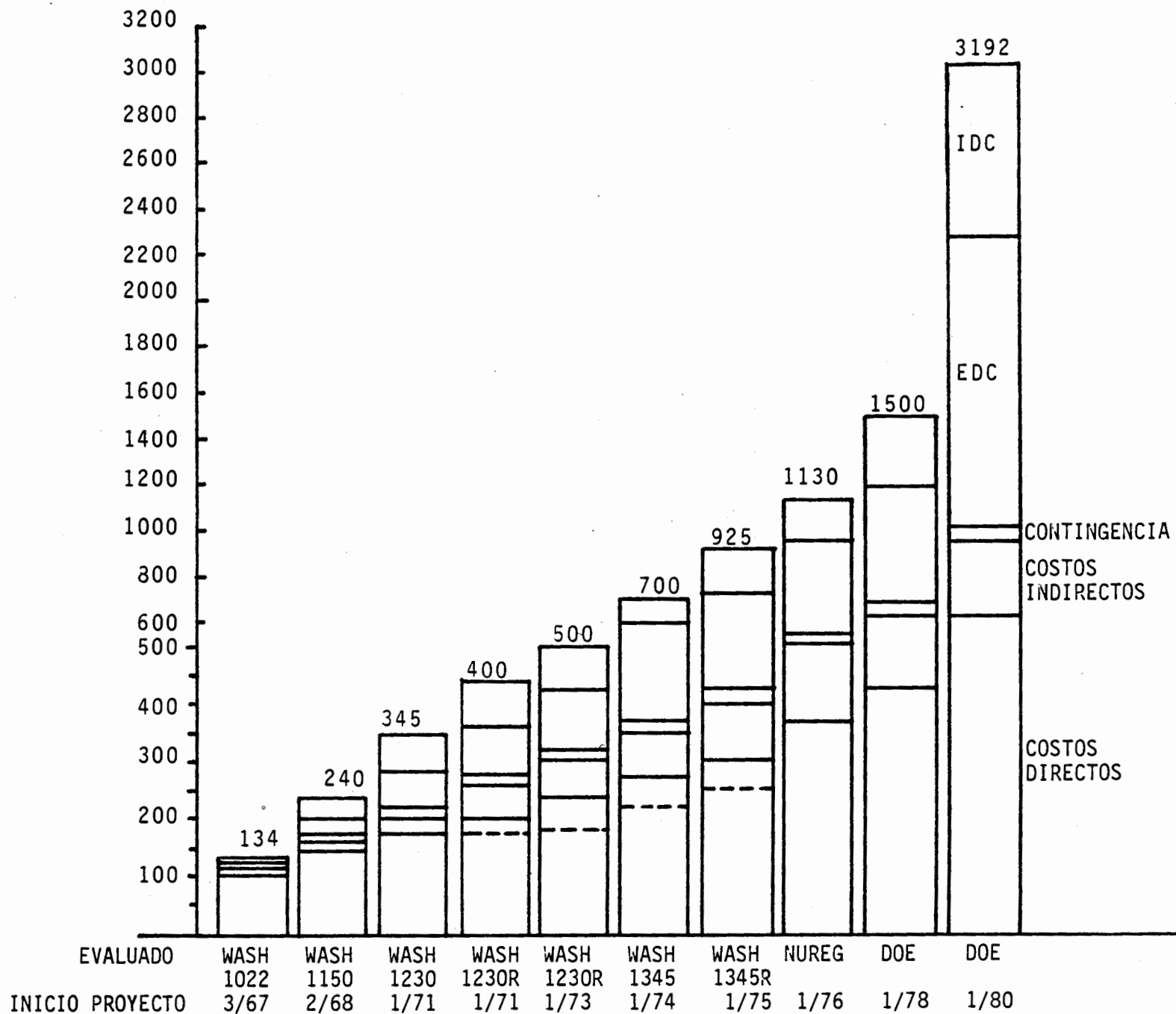


FIG. 6.3 COSTOS DE INVERSION DE CAPITAL DE PLANTAS NUCLEOELECTRICAS

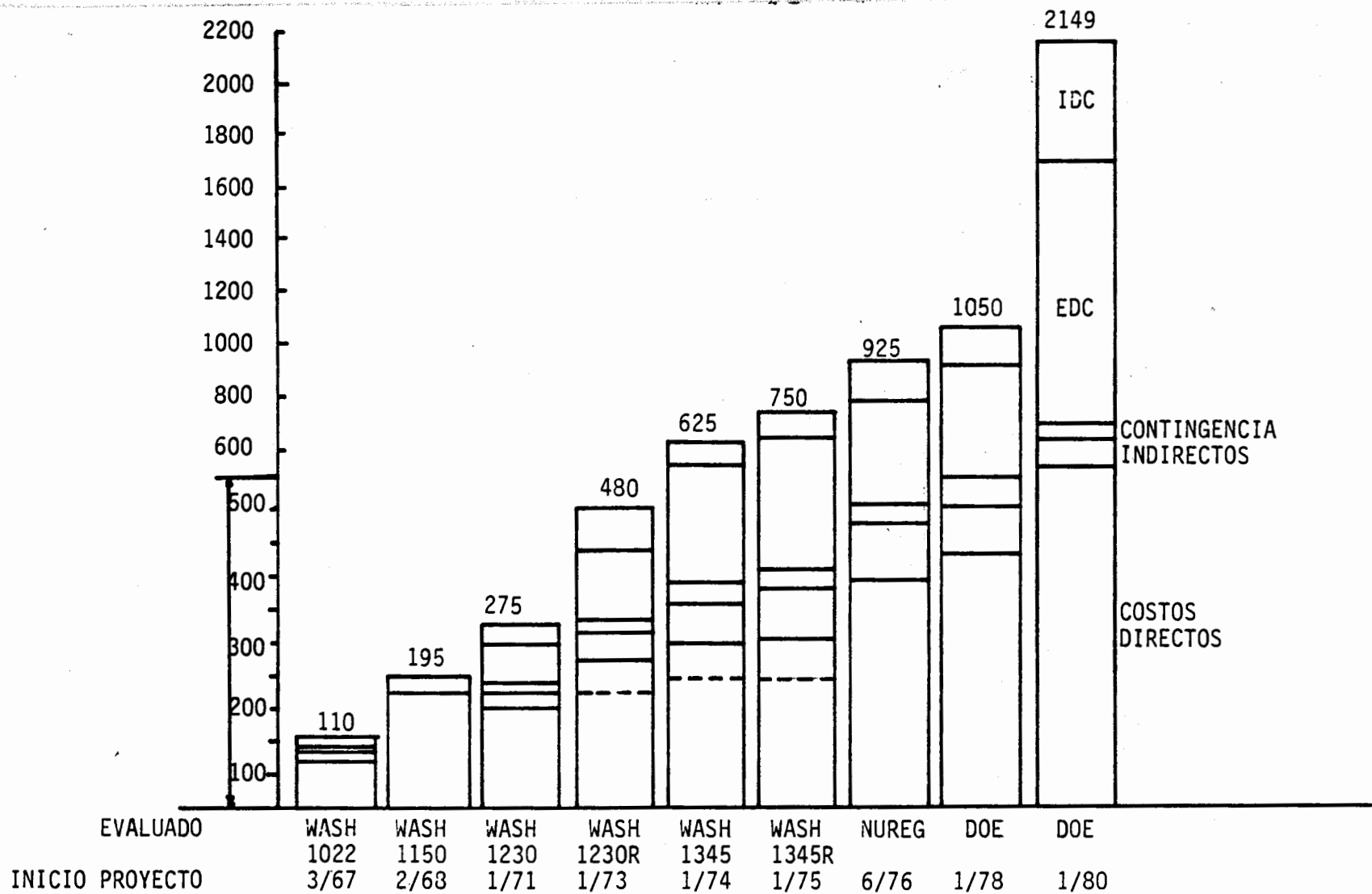


FIG. 6.4 COSTOS DE INVERSION DE CAPITAL DE PLANTAS FOSILES

- 6.6 Entre las principales causas de este efecto se encuentra la preocupación por la "proliferación nuclear" horizontal\*, expresada por el presidente americano Carter en la "Evaluación Internacional del Ciclo de Combustible" (INFCE), que hace sentir que la difusión de la tecnología nuclear en el mundo aumenta esta proliferación y el peligro de un conflicto nuclear.
- 6.7 Por otro lado, el incidente de la planta nucleoelectrica de la "Isla de Tres Millas" (TMI) en 1979 y mas recientemente "Chernobyl" en 1986, generan en el público una preocupación general respecto a la seguridad en la operación de este tipo de centrales.
- 6.8 Independientemente de estos dos aspectos, se ha venido desarrollando en los setentas una proliferación de "reglamentación" aplicable a las plantas de potencia y especialmente a las nucleoelectricas en los Estados Unidos, que se ha reflejado en el resto del mundo debido a consideraciones ambientales y de seguridad. De 1970 a la fecha han aumentado el número de normas desarrolladas de 100 a 1700, de acuerdo a la Figura 6.5. Esto ha incrementado considerablemente tanto los costos base (las cantidades de concreto, acero, tubería y cableado se han duplicado prácticamente para cumplir con los nuevos requisitos regulatorios, así como las horas-hombre de ingeniería, ver Figura 6.6, construcción, control y garantía de calidad), como los costos contables de Interés Durante Construcción (IDC) y Escala-

\* término que significa "entre países" ó "vertical" que sería el incremento de armas nucleares por parte de un mismo país.

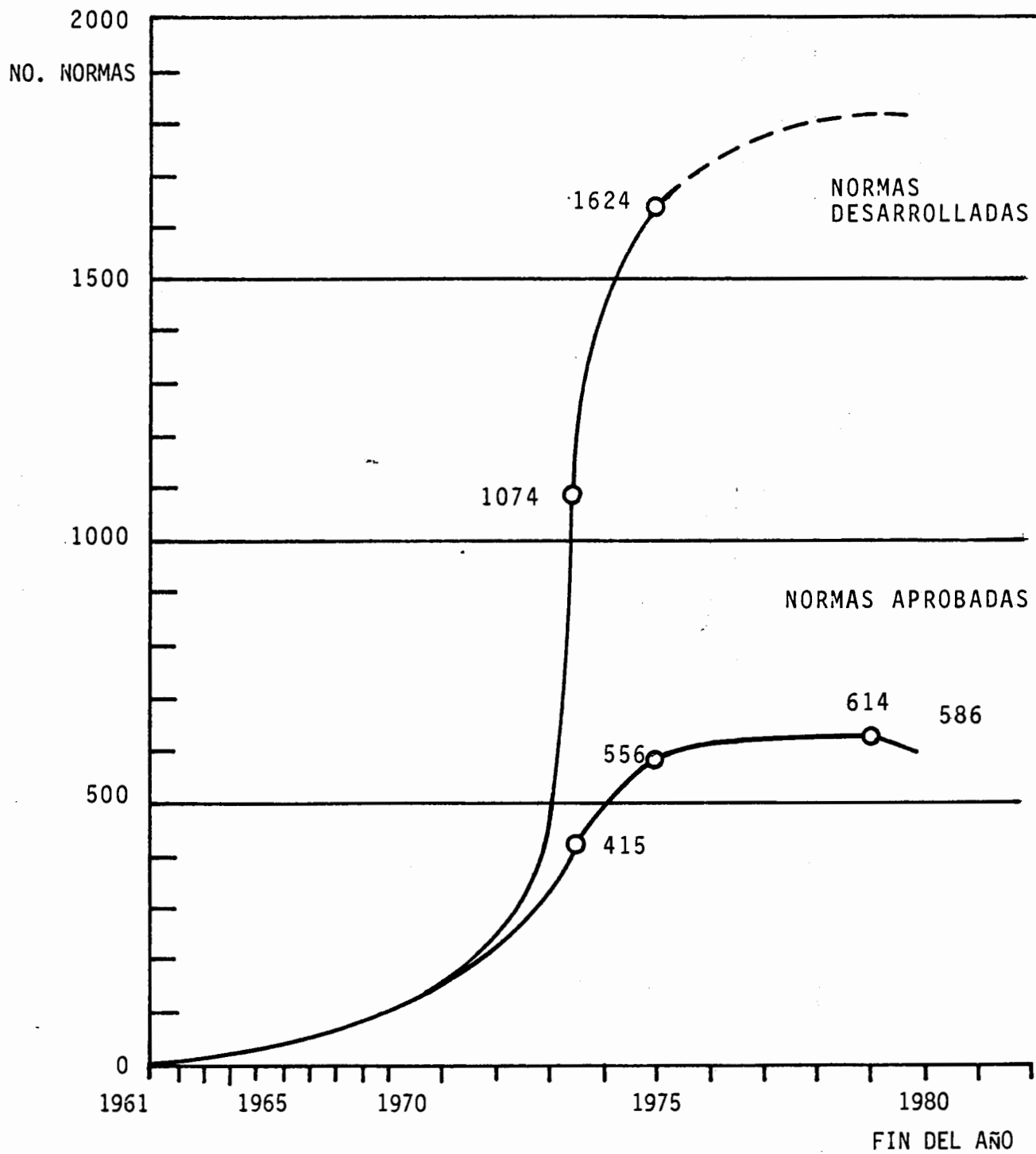


FIGURA 6.5 AUMENTO DE NORMAS REGULATORIAS APLICABLES A PLANTAS DE POTENCIA



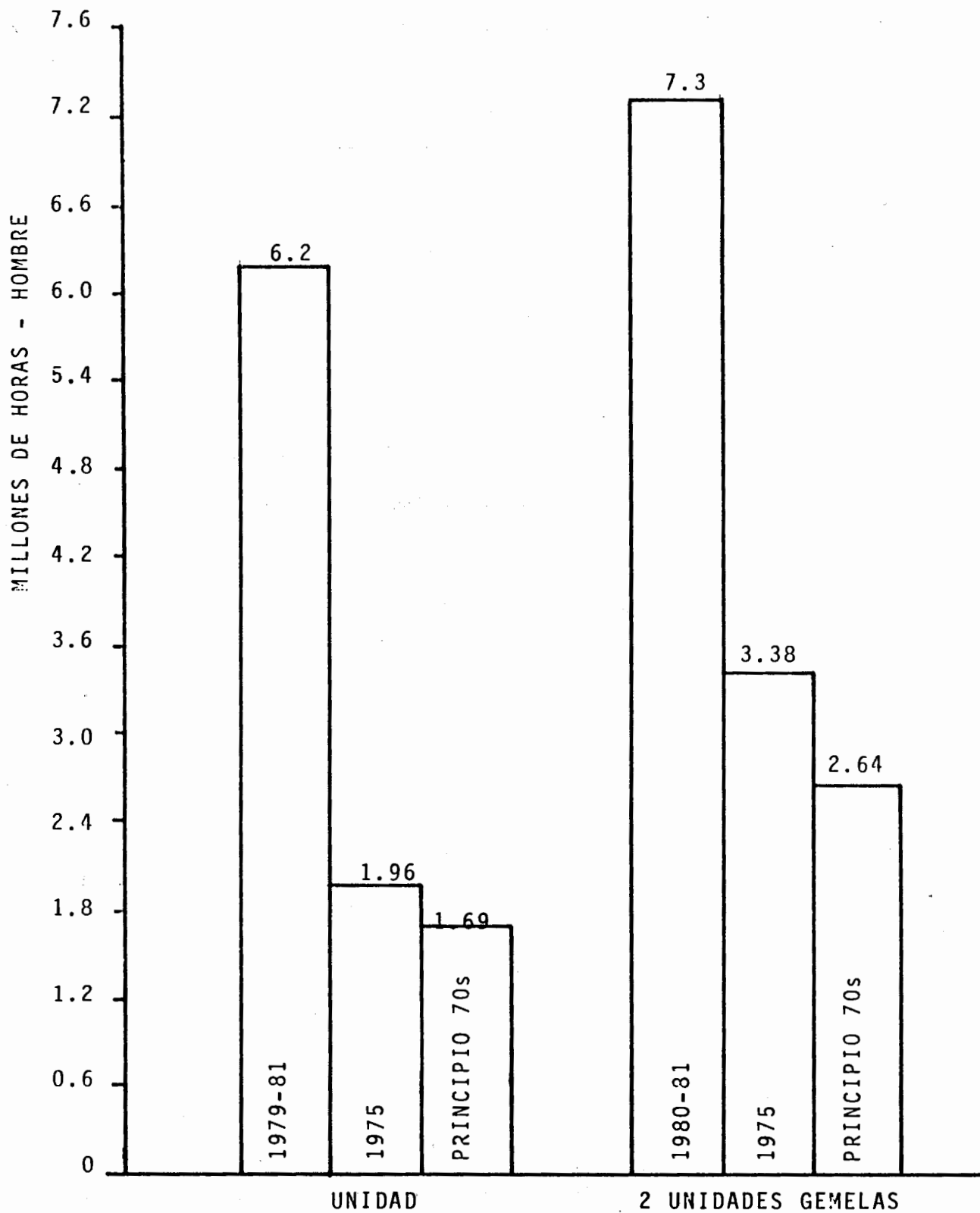


FIG. 6.6 VARIACION DE LAS HORAS-HOMBRE DE INGENIERIA DE PLANTAS NUCLEOELECTRICAS EN ESTADOS UNIDOS.

ción Durante Construcción (EDC), por el aumento notable en los tiempos de construcción de las plantas, especialmente las nucleoelectricas, debido a cambios regulatorios que tienen que implementarse en el sitio y sobre diseños previamente terminados. El impacto sobre los costos de construcción será mayor si nos encontramos en un entorno económico de alta inflación y elevados intereses sobre el uso del dinero.

6.9 El aumento en los tiempos de construcción mencionado en el punto anterior puede apreciarse en la Figura 6.7, llevando los proyectos de 6-8 años inicialmente a 12-14 años en la situación actual, lo que eleva inusitadamente su costo. Sin embargo en países como Francia, donde ha habido una mayor planeación de la construcción y estandarización de los diseños y por lo tanto de los procedimientos de construcción, este efecto no se ha presentado en forma tan dramática (Figura 6.8).

6.10 Desafortunadamente el "entorno económico" en la última década ha sido de alta inflación, que sólo ha sido controlada recientemente en los Estados Unidos y de elevados costos de capital, lo cual ha provocado un fuerte incremento de los llamados "costos contables". En 1969 la Escalación Durante Construcción constituía el 25% de los Costos Directos y en 1978 era mayor al 100% de estos costos. El Interés Durante Construcción pasó de ser 20% de los costos Directos en 1969 a ser 50% de estos costos en 1978 (Ver Figuras 6.3 y 6.4).

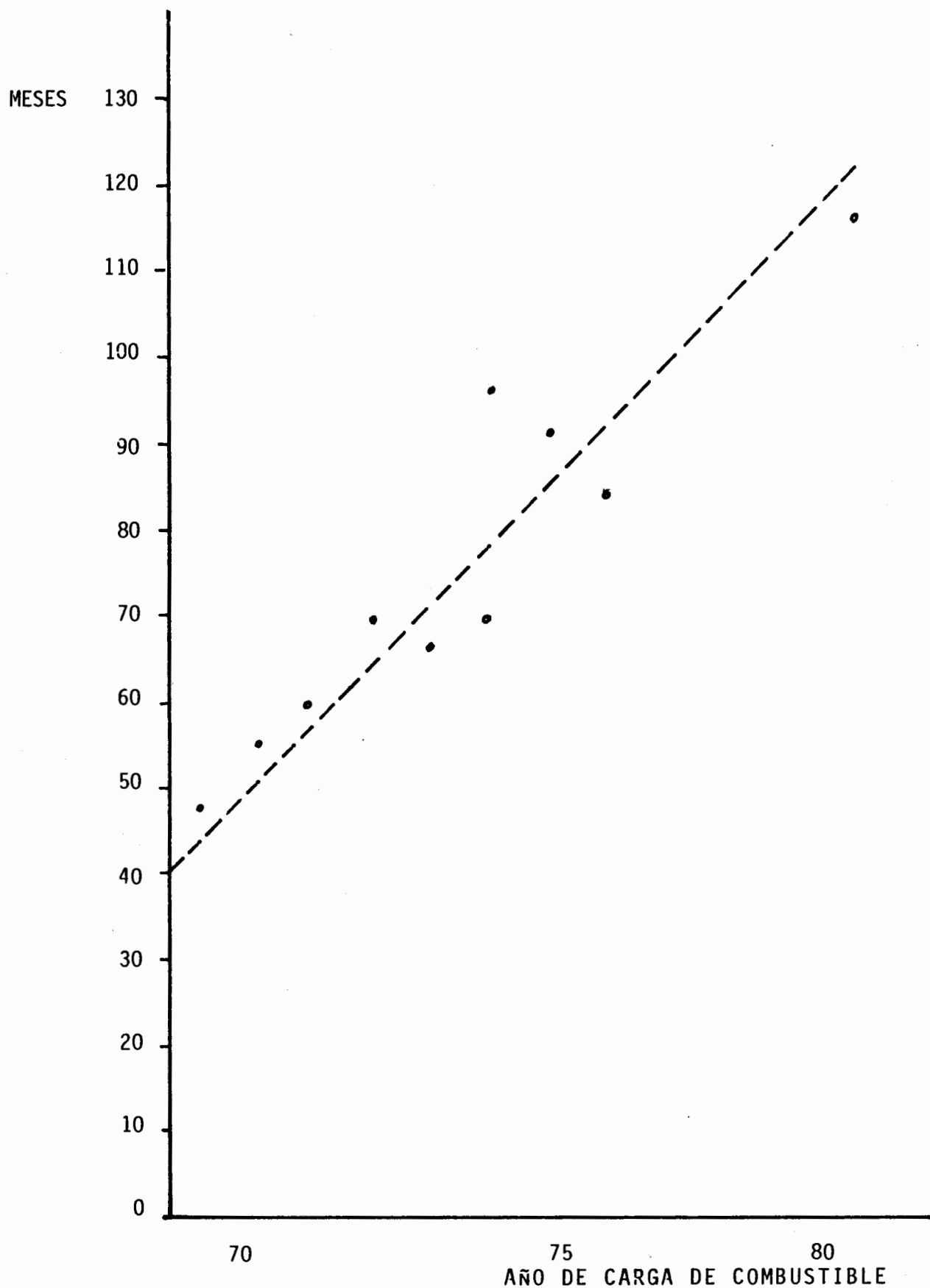


FIG. 6.7 VARIACION DE LOS TIEMPOS DE CONSTRUCCION DE PLANTAS NUCLEOELECTRICAS EN ESTADOS UNIDOS (REGRESION LINEAL)

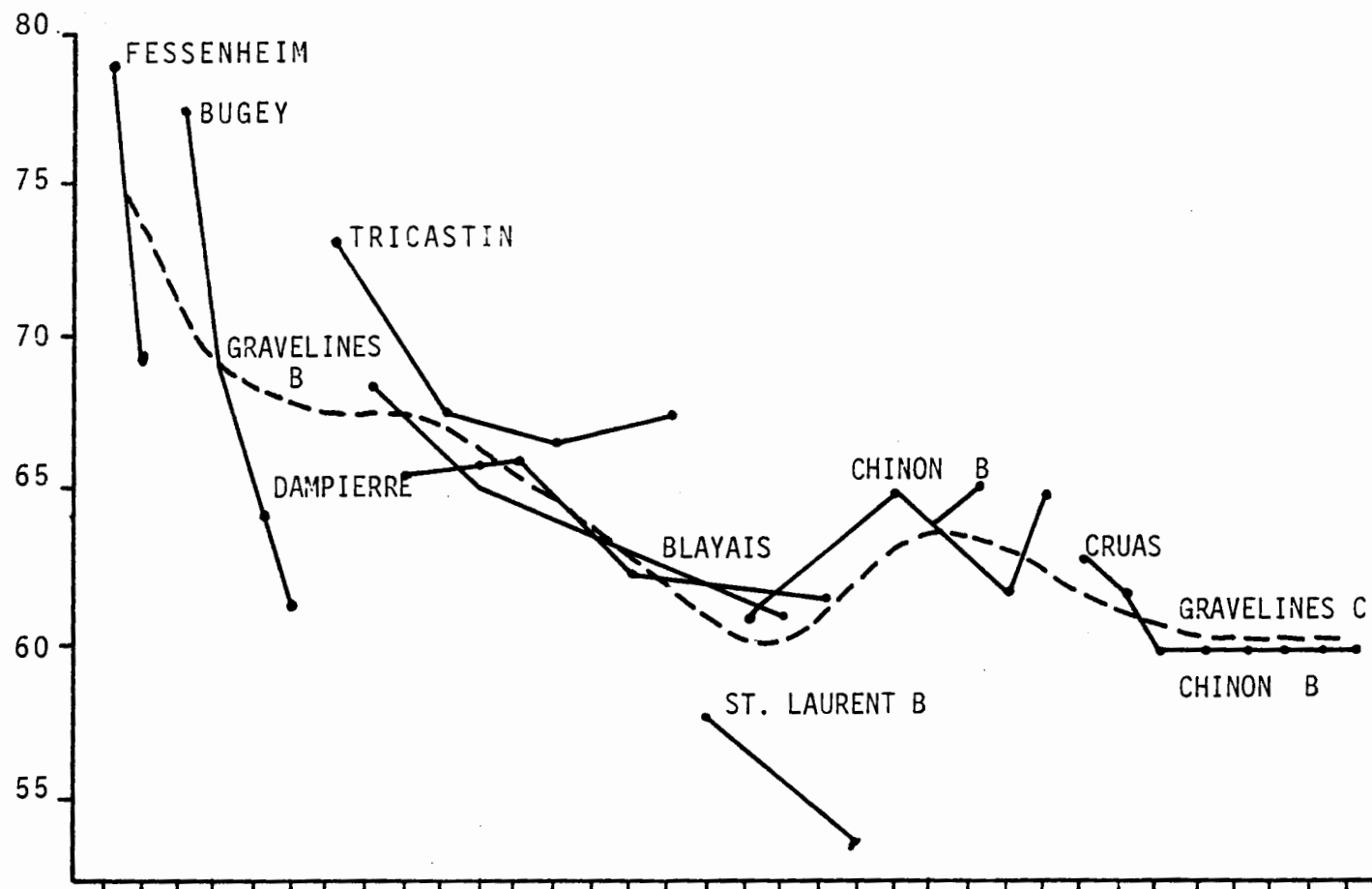


FIG. 6.8 VARIACION DE LOS TIEMPOS DE CONSTRUCCION DE PLANTAS NUCLEOELECTRICAS EN FRANCIA

6.11 Finalmente, el "entorno de demanda energética" tampoco ha sido favorable para el desarrollo de grandes proyectos de Centrales de Potencia, especialmente plantas nucleoelectricas que habían iniciado su construcción o estaban en etapa de planeación, ya que la misma depresión económica que se inició en los países occidentales a partir de la brusca subida del petróleo en 1973, afectó considerablemente la expansión industrial y éste, a su vez, la demanda de energía eléctrica. Esta demanda ha bajado en los Estados Unidos, de tasas del orden del 7% anual en los sesentas y principios de los setentas, a demandas promedio del orden de 3-5% anual actualmente. En términos generales, todos los factores apuntados han contribuido a la disminución de la generación nucleoelectrica en el mundo y a la casi total paralización de nuevos proyectos. De hecho, en los Estados Unidos no se ha ordenado una nueva central nuclear desde 1978\* y se han cancelado del orden de 84 proyectos a la fecha. En otros lugares del mundo occidental se han cancelado del orden de 10 proyectos adicionales. Sin embargo esto no quiere decir que, en un momento dado, puedan volver a darse las condiciones generalizadas en que la energía nucleoelectrica pueda volver a ser atractiva, quizá en un futuro próximo.

\* Recientemente (Septiembre 1986), Corea está negociando para la firma de un contrato con una empresa americana (Combustion Engineering) para la adquisición de una Central Nuclear.

7. MODELOS PARA LA ESTIMACION DE COSTOS DE CAPITAL DE PLANTAS DE POTENCIA - ORCOST.

7.1 Las estimaciones de costos de Inversión de Capital de plantas de potencia pueden hacerse en moneda "constante" calculando el costo instantáneo de la planta ("overnight cost") o bien usando moneda "corriente" de los años en que se lleva a cabo la construcción ("mixed current dollars"). Generalmente el primer método se utiliza para hacer estudios analíticos o de planeación, en que se comparan varias alternativas de expansión del sistema y no tomando en cuenta el marco económico futuro (Interés Durante Construcción/Escalación), mientras que el segundo se utiliza para estudios de financiamiento o inversión, de manera que se tenga una idea más clara del

flujo de efectivo que va a implicar cada proyecto.

- 7.2 La mayor parte de los modelos de cómputo para efectuar estas estimaciones, como ORCOST (1) o CONCEPT (2), utilizan metodologías basadas en las clasificaciones de cuentas desarrolladas por la compañía NUS Corporation (NUS-531) (3) para la Comisión de Energía Atómica de los Estados Unidos, o bien de la Comisión Federal de Potencia de los Estados Unidos (4) (5), posteriormente adaptadas por el Organismo Internacional de Energía Atómica en su catálogo de cuentas (6). Esta metodología se ha implementado en el programa ORCOST por el OIEA y es adecuada para llevar a cabo estudios paramétricos de los modelos de costos de capital de plantas de potencia. En estos catálogos de cuentas generalmente se utiliza una terminología estandard en que las diferentes componentes de costo (cuentas) de una planta se agrupan en sistemas de 2, 3, 4 ó 5 dígitos de acuerdo al detalle buscado y se dan listados detallados de todos los conceptos involucrados en cada cuenta. Tales catálogos de cuenta se han publicado por la compañía United Engineers and Constructors de los Estados Unidos, para cada tipo representativo de planta de potencia y se conocen con el nombre de los reportes NUREG (7).
- En la tabla I se muestra un catálogo de cuentas a 2 dígitos representativo de varios tipos de planta nucleoelectrónica, mismo que está incorporado en la última versión del programa ORCOST del OIEA y donde se muestran

TABLA I

MODELOS NUCLEOELECTRICOS BASE UTILIZADOS FOR ORCOST (1976.5)

MILLONES DE DOLARES

<u>No. de Cuenta</u>	<u>Concepto</u>	<u>Costo PWR(1)</u>	<u>Costo BWR(2)</u>	<u>Costo CANDU(3)</u>
20	Terreno (No depreciable)	2.0	2.0	1.0
21	Estructuras y Facilidades Temporales	101.4	113.3	58.46
22	Equipo del Reactor	133.5	125.7	95.98
23	Equipo de la Turbina	111.3	116.7	66.94
24	Equipo Eléctrico	39.4	40.7	21.99
25	Equipo Misceláneo	11.8	11.1	14.06
26	Sistemas Especiales de Enfriamiento	21.6	22.0	24.5
	Total (depreciable)	<u>419.0</u>	<u>429.5</u>	<u>281.93</u>
91	Coordinación de Construcción, Equipo y Servicios	70.0	72.0	42.81
92	Ingeniería y Servicios (Local)	42.2	49.6	69.66
93	Ingeniería y Servicios (Sitio)	28.6	29.5	2.63
		<u>147.8</u>	<u>151.1</u>	<u>115.1</u>
	Costos Base (Directos e Indirectos)	<u>566.8</u>	<u>580.6</u>	<u>397.03</u>
	T O T A L	<u>568.8</u>	<u>582.6</u>	<u>398.03</u>

(1) 1139 MW(e)

(2) 1190 MW(e)

(3) 638 MW(e)



costos instantáneos ("overnight costos") en millones de dólares de mediados de 1976.

7.3 A partir de tales catálogos de cuentas y los modelos correspondientes para cada tipo de planta de potencia, los programas de cómputo como ORCOST calculan las componentes en mano de obra, equipos y materiales que son necesarios para la construcción de la planta y los ajustan mediante índices apropiados a diferentes tamaños de planta y localizaciones (Figura 1), igualmente calculan necesidades de partes de repuesto e imprevistos. Adicionalmente mediante la información económica adecuada pueden también calcular los llamados costos "contables", como el interés durante construcción y la escalación durante construcción, aplicables al proyecto. De esta forma es posible calcular una hoja de resultados como la que se muestra en la Tabla II.

7.4 El programa ORCOST II consta de un programa principal MAIN que llama a las subrutinas más importantes de la manera como se ilustra en la Figura 2. La subrutina ORCOST calcula los costos de capital de plantas de potencia, las demás subrutinas tienen otras funciones específicas como la de calcular los costos de operación y mantenimiento o el cálculo de los cargos fijos nivelados, cuya aplicación no será discutida en esta sección. El programa tiene la opción de calcular el costo de la planta en un sitio con características promedio en un

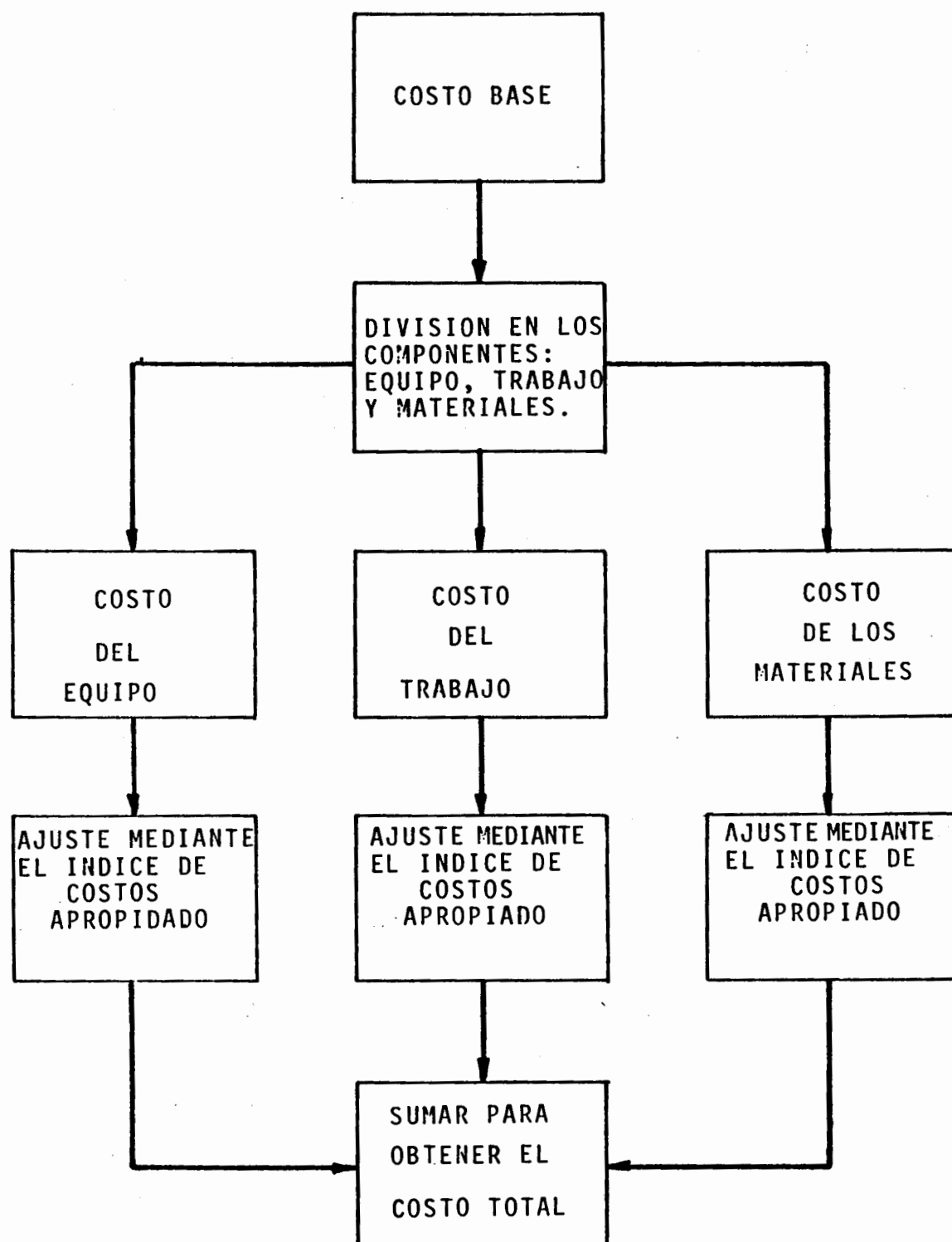


FIG. 1 MODELO USADO PARA EL AJUSTE DE CUENTAS EN ORCOST. II.

\*\*\*\*\* ORCOST II \*\*\*\*\*

PLANT CAPITAL INVESTMENT SUMMARY (MILLION)  
 COST MODEL REVISED JUNE 1978 (FOR NUCLEAR AND COAL)  
 MIDDLETOWN  
 630. OH(KE) DWR  
 1983. 00 - 1990. 50

PHYSICAL PLANT	• ECU. MAT. LAB. TOTAL TOTAL				\$/KW(E)
	M\$	M\$	M\$	M\$	
21 STRUCTURES AND SITE FACILITIES	6.6	67.9	102.6	177.2	
22 REACTOR/BOILER PLANT EQUIPMENT	118.7	11.5	39.0	169.3	
23 TURBINE PLANT EQUIPMENT	90.6	6.1	29.0	125.8	
24 ELECTRIC PLANT EQUIPMENT	18.5	12.0	27.0	57.5	
25 MISCELLANEOUS PLANT EQUIPMENT	10.1	1.0	6.1	17.2	
26 COOLING TOWERS, SD-X SYSTEM ETC.	7.4	3.6	1.5	12.4	
-----					
SUBTOTAL (DIRECT COSTS)	252.0	102.1	205.3	559.4	887.9
-----					
91 CONSTRUCTION MANAGEMENT, EQUIPMENT AND SERVICES				90.2	
92 HOME OFFICE ENGINEERING AND SERVICES				62.9	
93 FIELD OFFICE ENGINEERING AND SERVICES				37.3	
-----					
SUBTOTAL (INDIRECT COSTS)				190.4	302.2
=====					
BASE COSTS (DIRECT AND INDIRECT COSTS)				749.7	1190.1
CONTINGENCIES (INCL. OVERTIME)				38.2	
SPARE PARTS, SPECIAL TOOLS,				3.3	
OWNERS COSTS (LAND + 10.0% OF ABOVE COSTS)				81.2	
=====					
SUBTOTAL				872.7	1303.2
INTEREST DURING CONSTRUCTN ( 9.0% ANNUALLY)				295.3	
=====					
TOTAL PLANT COSTS IN 1983.00\$ (WASP INPUT)				1168.0	1953.9
HEAVY WATER INVENTORY				0.0	
INITIAL FUEL LOADING (FIRST CORE ONLY)				63.4	
TAXES AND FEES ( 0.0% OF TOTAL PLANT COSTS)				0.0	
ESCALATION (8.7% ANNUALLY)				417.1	
INTEREST ON ABOVE ITEMS				135.2	
=====					
TOTAL PROJECT COSTS (ESCALATED TO 1990.50)				1783.7	2631.2
=====					

TABLA II - EJEMPLO DE SALIDA DEL PROGRAMA ORCOST

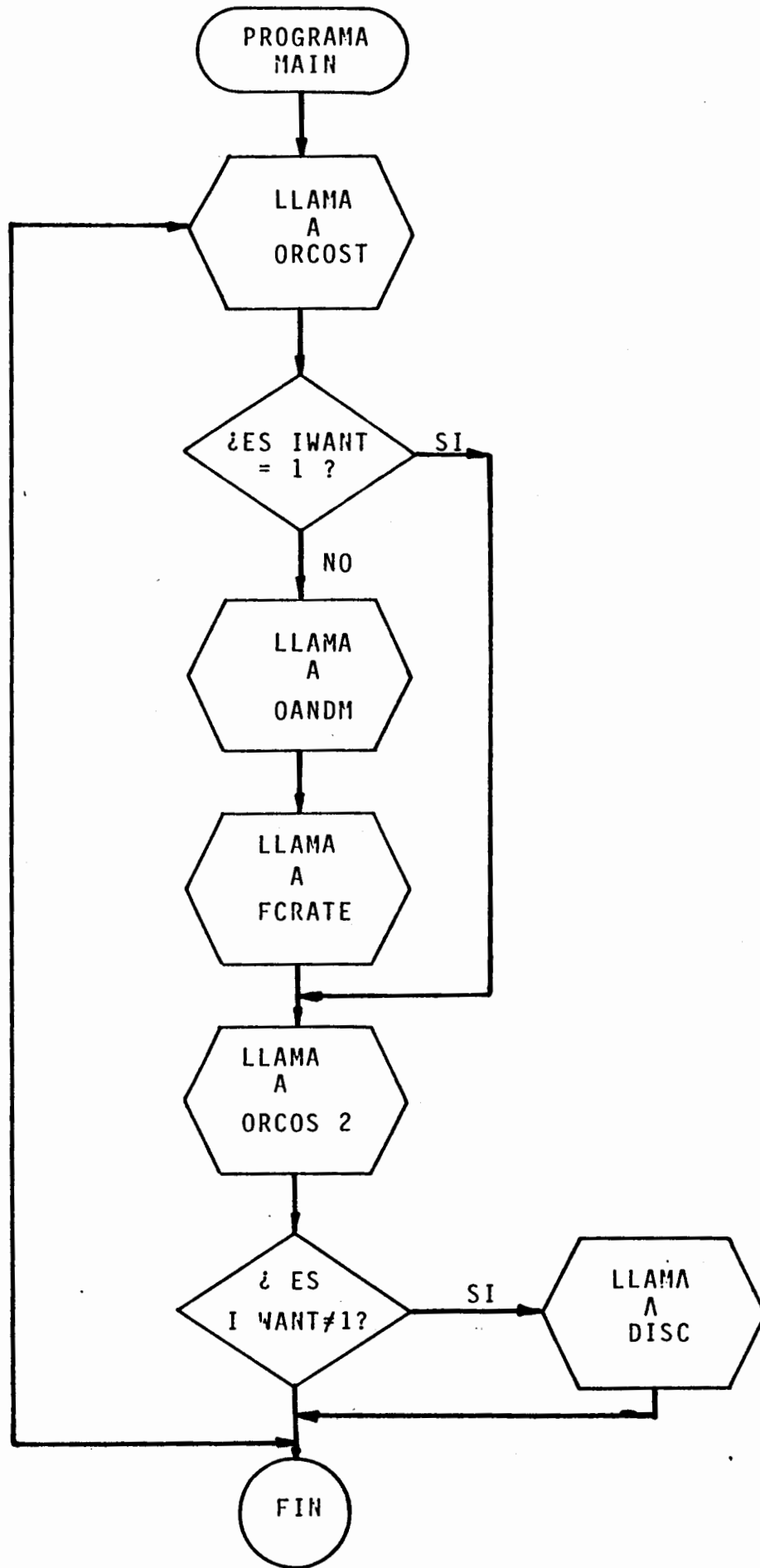


FIG. 2 PROGRAMA "MAIN"

pais desarrollado (MIDDLETOWN) o de un pais en vías de desarrollo (INTERTOWN). Igualmente tiene un catálogo de ciudades que describen regiones de los Estados Unidos en donde se desea construir la planta. El programa tiene capacidad de estimar el costo de una sola planta (no plantas duales o trenes de plantas en donde hay ahorros sustanciales en la construcción de subsecuentes unidades por compartir algunos sistemas o la ingeniería del proyecto) de tipo convencional (OIL, COAL) o nuclear convencional (PWR, BWR, CANDU), no a base de reactores nucleares más avanzados, como los reactores de cria (LMFBR).

7.5 Los costos directos se dividen en depreciables y no depreciables (terrenos). Los depreciables se separan en materiales, equipos y mano de obra (Figura 3), mismos que se utilizan por separado para la estimación de las partes de respuesta o los imprevistos, o bien para propósitos de escalación, de acuerdo a ecuaciones del tipo:

$$P = f_1 P_0 + \left( f_2 \frac{a_1}{A_1} + f_3 \frac{a_2}{A_2} + \dots \right) P_0$$

(7.1)

<u>CONCEPTO</u>	<u>MATERIALES</u>	<u>MANO DE OBRA</u>
EDIFICIOS Y ESTRUCTURAS	Concreto, varilla, techos, pisos, ventanilla, servicios.	salarios de personal de construcción, prestaciones, impuestos.
EQUIPOS DE LA PLANTA	Precio base del equipo, transporte, pruebas de fábrica, dibujos, manuales.	Instalación, pruebas de campo, supervisión, costos de control y garantía de calidad.

FIGURA 3. EJEMPLO DE LAS SUBCLASIFICACIONES DE COSTOS DE CONCEPTOS DEPRECIABLES DE LA PLANTA.

- $P_0$  - precio del concepto en la fecha base de referencia
- $P$  - precio del concepto en la fecha futura
- $A_1$  - índice de escalación (materiales) en la fecha base
- $a_1$  - índice de escalación en la fecha futura (materiales)
- $A_2$  - índice de escalación (mano de obra) en la fecha base
- $a_2$  - índice de escalación en la fecha futura (mano de obra)
- $f_1$  - fracción firme del precio
- $f_2$  - fracción escalable correspondiente a materiales
- $f_3$  - fracción escalable correspondiente a mano de obra

Esta ecuación puede usar tantos índices  $a_i$ ,  $A_i$  y  $f_i$  como sean necesarios para ajustar el precio dado y generalmente son parte de los contratos de suministro e.g. se especifican los índices  $a_i$  y  $A_i$  de publicaciones de estadísticas de índices económicos aplicables a los precios de cada localidad.

7.6 Los índices de contingencia (o imprevistos) se estiman mayores (del orden de 10%) respecto al costo de mano de obra (paros, huelgas), que para los materiales (5%) o para el costo de los equipos (1%), sobre todo si estos se especifican mediante contratos a precio firme. Las partes de repuesto que se consideran en esta sección son aquellas de elevado costo que deben incluirse como parte del costo inicial de capital de la planta, como

transformadores de respaldo, rotores de bombas grandes, etc., y no aquellas partes de repuesto pequeñas (válvulas, fusibles) que son necesarias desde el punto de vista de operación y mantenimiento y forman parte del capital de trabajo de la planta.

7.7 Los costos indirectos se definen como todos aquellos conceptos de naturaleza general que son necesarios para construir la planta y llevarla a su operación e incluyen construcciones temporales, equipos y servicios (concepto 91), servicios de ingeniería (concepto 92), seguros, impuestos y entrenamiento del personal de construcción (concepto 93; este concepto debe incluir además costos relacionados con el licenciamiento de la planta, control y garantía de calidad), e interés durante la construcción (concepto 94). Estos costos se han resumido como administración de la construcción, equipos y servicios (concepto 91), ingeniería y servicios del arquitecto-ingeniero en sus oficinas (concepto 92) e ingeniería y servicios en el campo (concepto 93), en el caso ejemplificado en la tabla II.

7.8 Los modelos de cada tipo de planta, desglosados en cuentas de 2 dígitos son extraídos por la subrutina ORCOST de una biblioteca interna y se ajustan por tamaño de planta dentro de un rango de 500 a 1500 MWe mediante la ecuación:

$$CC (I) = C (I) * \left[ \frac{S}{SS} \right]^N \quad (7.2)$$



en donde  $C(I)$  es el costo conocido del tamaño base  $SS$ ,  $N$  el exponente de escalación característica para cada planta (también conocido) y  $CC(I)$  el costo calculado para el nuevo tamaño  $S$ .

Una vez llevado a cabo este ajuste por tamaño, ORCOST separa los costos de acuerdo a la Figura 1 mediante las ecuaciones:

$$CC(I) = EF(I) * CC(I) \quad (7.3)$$

$$CCM(I) = MF(I) * CC(I) \quad (7.4)$$

$$CCL(I) = LF(I) * CC(I) \quad (7.5)$$

En donde los factores  $EF(I)$ ,  $MF(I)$  y  $LF(I)$  dependen del tipo de planta y se extraen de la biblioteca mencionada junto con el modelo de costos.

- 7.9 El siguiente paso consiste en recoger las fracciones correspondientes de equipos, materiales y mano de obra en su cuenta correspondiente de acuerdo a la instrucción:

$$C21E = CCE(I) \quad (7.6)$$

por ejemplo para la cuenta 21, fracción de equipos.

Estos costos son escalados mediante el factor  $C21EF$  del año base del modelo  $YB$  al año base para la escalación  $YBX$  o al año del inicio de la construcción de la planta  $YS$ , tomando en cuenta las tasas de escalación  $EREB$  y  $ERE$  de acuerdo a la Figura 4, mediante la ecuación:

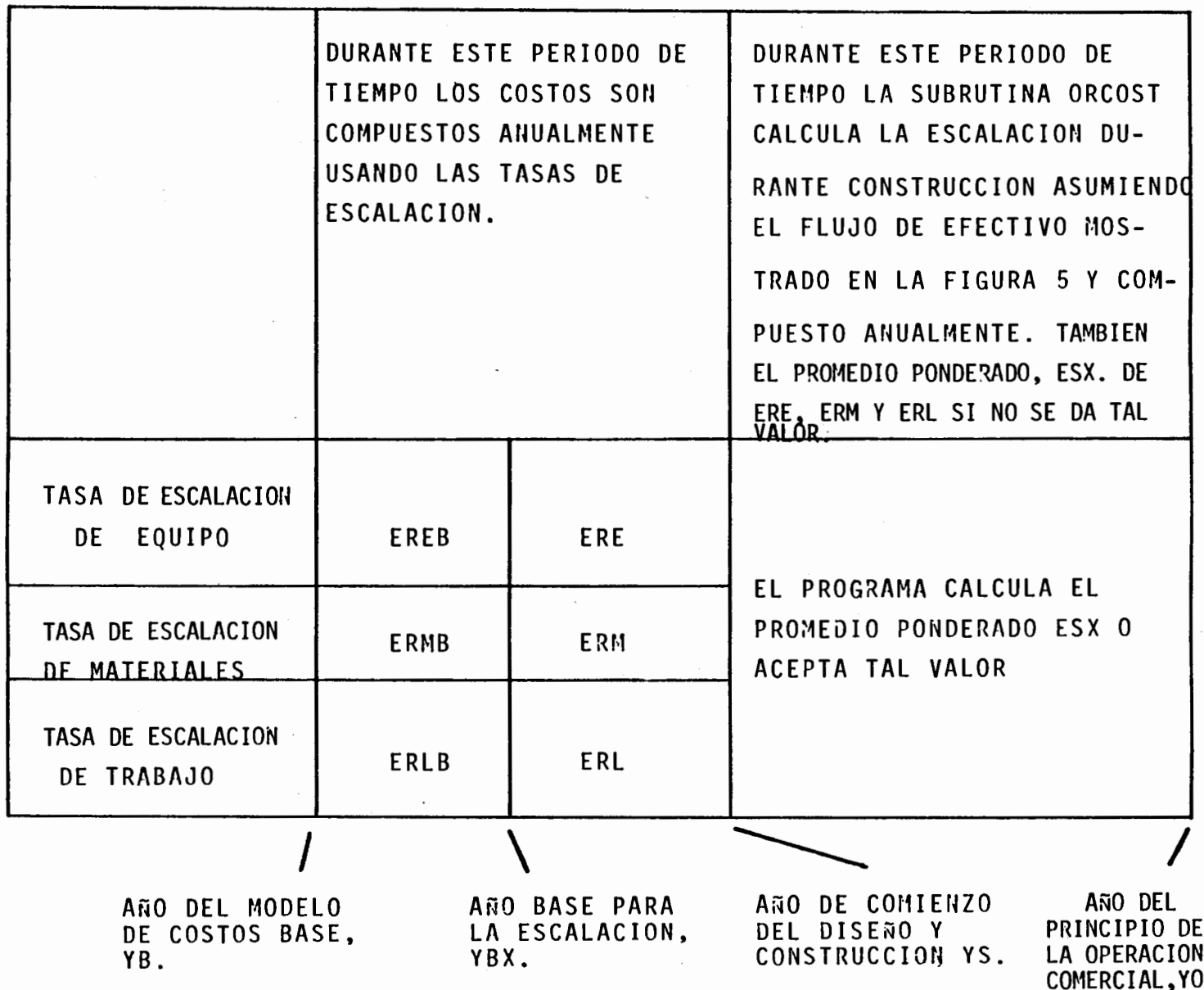


FIG. 4 MANEJO DE LA ESCALACION EN LA SUBROUTINA ORCOST.

$$C21EF = ( ( 1.0 + .01 * EREB ) ** (YBX - YB ) ) * \\ ( ( 1.0 + .01 I ERE ) ** (YS - YBX ) ) \quad (7.7)$$

Lo anterior sirve para incorporar alguna tasa de escalación histórica diferente EREB de la tasa ERE de escalación pronosticada para algunos años anteriores al inicio de la construcción. Posteriormente los factores de escalación C21EF, C21MF y C21LF son ajustados para el sitio de referencia mediante los factores XEF, XMF y XLF que son:

$$XEF = \frac{A (IN, 1)}{A (IB, 1)} \quad (7.3)$$

En donde los índices  $a (IN, 1)$ ,  $A (IN, 2)$  y  $A (IN, 3)$  son respectivamente para equipo, materiales y mano de obra correspondientes al sitio identificado por IN con respecto al sitio base IB.

El ajuste final de cada cuenta por escalación y sitio se lleva a cabo mediante la ecuación:

$$X21E = C21E * C21EF * XEF \quad (7.9)$$

en donde C21E se calcula mediante la ecuación (7.7) y XEF mediante la ecuación (7.8). Quedando los parámetros ajustados por tamaño, tiempo y lugar de la construcción.

7.10 ORCOST calcula posteriormente partes de repuesto multiplicando por los factores tipo F21DEM y contingencias por los factores F21CEM a los costos X21E y posteriormente con otras ecuaciones empíricas calcula tiempo extra (overtime), costos indirectos y aplica penalizaciones adicionales sobre los costos totales (por ejemplo debido a peor eficiencia de la planta por mayor temperatura del agua de enfriamiento al condensador principal).

7.11 Finalmente el programa calcula los costos contables, la escalación durante construcción (EDC) y el interés durante construcción (IDC) mediante los factores ESF y XINT.

$$CE = CSTS * ESF \quad (7.10)$$

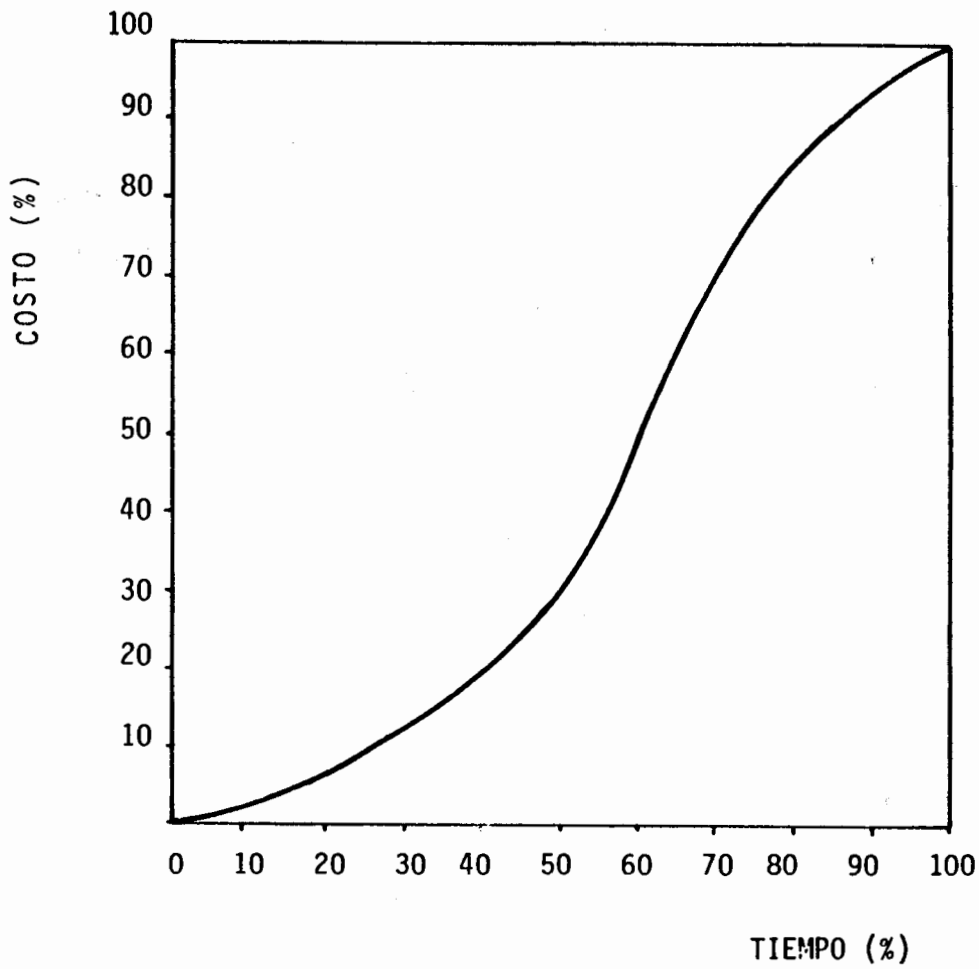
donde

$$ESF = \left[ \frac{1}{100} \sum_{n=1}^{100} \left( 1 + \frac{XSF}{100} \right)^{XT} - 1 \right] \quad (7.11)$$

donde XSF is la tasa de escalación aplicable y XI es la fecha del pago n, en donde n puede variar de 1 a 100 pagos y se obtiene de una curva polinomial ajustada al flujo de efectivo de la construcción, semejante a la de la Figura 5.

Esta escalación durante construcción (CE) se agrega al costo total CST5 para obtener el costo corregido CST6.

$$CST6 = CSTS + CE \quad (7.12)$$



AÑO DE INICIO DE  
LA CONSTRUCCION

AÑO DE INICIO DE  
LA OPERACION  
COMERCIAL

FIG. 5 INVERSION DE CAPITAL EN FUNCION DEL TIEMPO.

El Interés durante construcción (CIE) de la fracción depreciable se obtiene de forma semejante:

$$CIE = CST5 * XINT \quad (7.13)$$

donde

$$XINT = \frac{1}{100} \sum_{n=1}^{100} \left[ 1 + \frac{XIR}{400} \right]^{4(Y-XT)} \quad (7.14)$$

en donde XIR es la tasa de interés que se aplica trimestralmente a la misma curva mencionada anteriormente sobre la base del año y que es el año 0, de inicio de la construcción.

A este costo se le agrega el interés aplicable a la fracción no depreciable (terrenos) CIL.

$$CID = CIE + CIL \quad (7.15)$$

El total del Interés durante construcción (CI) será:

$$CI = \frac{1}{100} \sum_{n=1}^{100} \left[ 1 + \frac{XSX}{100} \right]^{XT} \left[ 1 + \frac{XIR}{400} \right]^{4(Y-XT)} + \sum_{n=1}^{100} \left( 1 + \frac{XSX}{100} \right)^{XT} CST5 + CIL \quad (7.16)$$

de donde se puede calcular CI - CID que será el interés aplicable a la escalación durante construcción y se da por separado en la hoja de resultados (Tabla II)

El costo total final será

$$CST8 + CST6 + CI + CIL \quad (7.17)$$

del cual se calculará el costo específico CPkW2 en \$/kWe sobre la inversión total del proyecto que puede incluir la compra de la carga inicial del combustible o del agua pesada en el caso de los reactores nucleoelectrónicos tipo CANDU. La información detallada sobre el manejo del programa se encuentra en la referencia (1).

REFERENCIAS

- (1) "ORCOST II - A computer Code For Estimating The Cost of Power From Steam - Electric Power Plants"  
ERDA - 76-38.
- (2) "Concept - Computerized Conceptual Cost Estimates For Steam - Electric Power Plantas.  
(Phase II User's Manual)".  
H.I. Bowers; L.D. Reynolds; R.C. DeLozier; B.E. Srite.  
ORNL - 4809.
- (3) Guide for Economic Evaluation of Nuclear Reactor Plant Designs, NUS-531, NUS Corporation, Ene. 1969.
- (4) AEC Manual, Appendix 1101, USAEC Accounting Handbook  
P.XV.
- (5) Uniform System of Accounts prescribed for Public Utilities and Licences (class A and B), Federal Power Commission,  
Mar. 1965.
- (6) "Economic Evaluation of Bids For Nuclear Power Plants  
(A Guidebook)".  
Technical Reports Series No. 175.  
International Atomic Energy Agency, Vienna, 1976.
- (7) Capital Cost: Pressurized Water Reactor Plant, NUREG-0241,  
C00-2477-5 y otros.



8. COSTOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO DE PLANTAS DE POTENCIA.

8.1 Los costos de Operación y Mantenimiento de una planta de potencia son aquellos que son necesarios para mantener su operación segura confiable y económica. Estos costos representan aproximadamente el 10% de los costos de generación y excluyen el costo del combustible, ya sea fósil como carbón o combustóleo, o nuclear.

También al igual que los costos de Inversión de Capital se dividen en directos e indirectos. Los costos directos incluyen la nómina del personal de operación de la planta, los equipos y suministros consumibles, los servicios de soporte externos, los materiales consumibles especiales (como el caso del agua pesada en el caso de

los reactores tipo CANDU), y otros costos administrativos y generales.

Los costos indirectos tienen relación con el capital de trabajo necesario para la operación de la planta, ya sea en forma de efectivo o bien como equipos y materiales en inventario.

Algunos de estos costos, como los costos de entrenamiento y reentrenamiento de personal de operación y mantenimiento de equipos relacionados con la eliminación de la contaminación ambiental o bien costos relacionados con la seguridad física de la planta, especialmente en el caso de las plantas nucleoelectricas, han aumentado considerablemente en los últimos años.

- 8.2 A pesar de que en términos generales se excluyen los costos del combustible, en algunos casos se pueden incluir costos relacionados con el manejo, transporte y almacenamiento del mismo, como operaciones de recarga o recambio, recibo, inspección y almacenamiento del combustible nuevo, administración del combustible dentro del núcleo del reactor y manejo, almacenamiento y disposición temporal o final (definitiva) del combustible gastado (en el caso de plantas nucleoelectricas).
- 8.3 En términos generales no existe una correlación directa entre la planilla y organización del personal de operación y el tipo o tamaño de la planta de potencia. Esta depende muchas veces de la política de la compañía: por

ejemplo algunas compañías cuentan con un grupo de soporte central para sus operaciones, otras tienen un grupo reducido de operación respaldado por soporte externo o bien tienen un grupo de operación numeroso donde rotan 5 o 6 grupos de operación. Esta política depende también de los acuerdos sindicales que se tengan o bien del tipo de respaldo general y administrativo de que se disponga.

La planilla y organización del personal también depende del número de unidades que se tengan en el sitio y si se trata de un sitio remoto o cercano a centros de población, del grado de automatización implementado, confiabilidad deseada y programas de mantenimiento e inspección en servicio.

Las suposiciones más comunes son que se tiene un grupo de soporte central de operación para la resolución de problemas técnicos más complejos que mantener al día la operación de la planta, también que se tiene algún grado de soporte externo (dosimetría, lavandería y otros).

En estas condiciones la Figura 7.1 muestra una organización y planilla típica de una central con un reactor nuclear.

- 8.4 Los equipos y suministros consumibles incluyen resinas de intercambio iónico y reactivos químicos asociados, ácido bórico para el control de los reactores de agua a presión (PWR), cloro para tratamiento de agua y otros

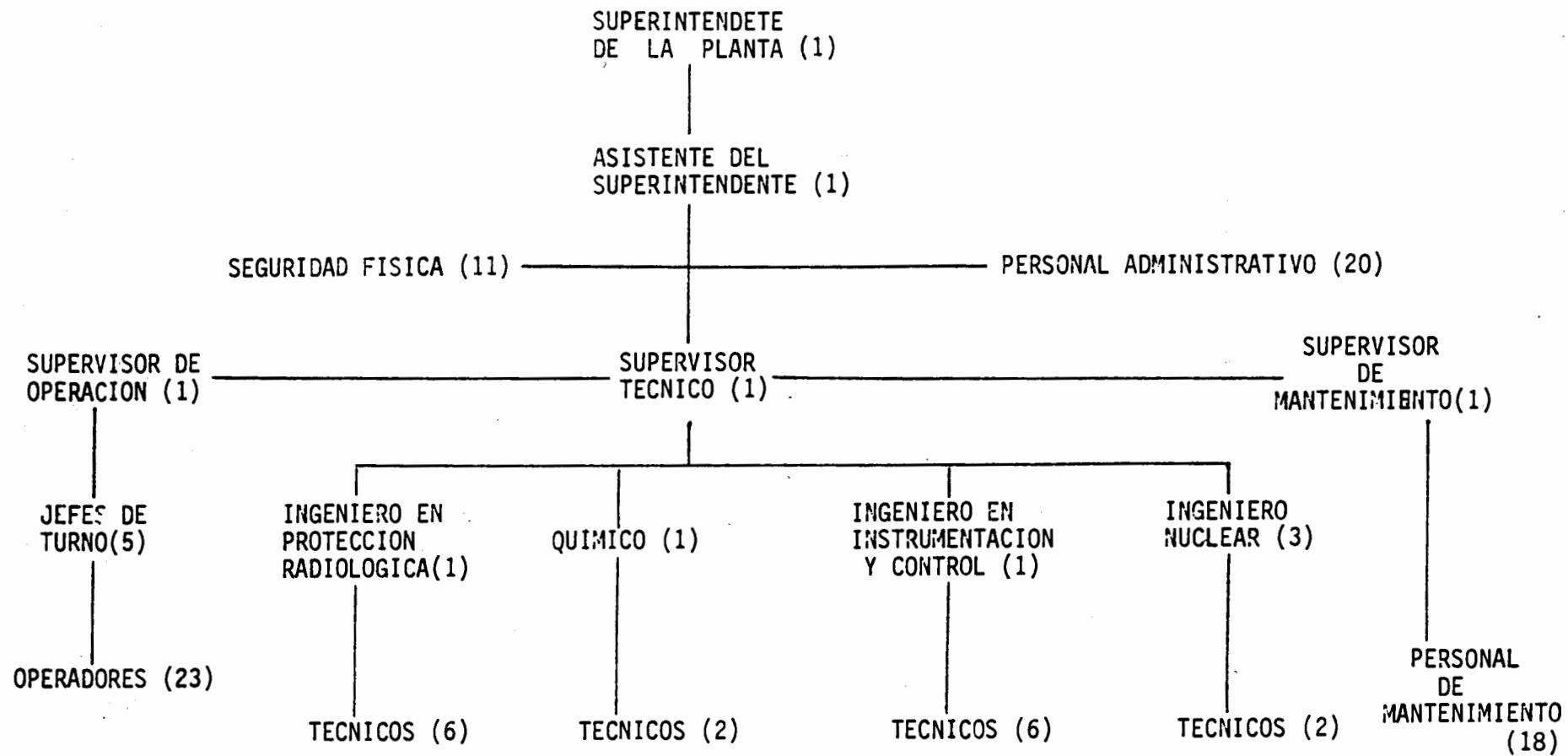


FIG. 7.1 PLANTILLA DE PERSONAL TIPICA PARA UNA PLANTA NUCLEAR.

reactivos químicos necesarios en dicho tratamiento, gases como nitrógeno, hidrógeno o helio que se utilizan como agentes inertizantes o como enfriadores en algunos tipos de reactores (HTGR), agua potable y agua de enfriamiento, contenedores para el manejo de desechos radiactivos de bajo y medio nivel, aceites y lubricantes y otros materiales necesarios en el mantenimiento de la planta.

Entre los equipos que requieren de un reemplazo periódico se encuentran filtros, barras de control, detectores de neutrones, canales de los elementos combustibles y otros.

Todos estos materiales y equipos deben definirse y asignarse un reemplazo periódico para cada uno de ellos con el fin de determinar su costo anual.

- 8.5 Los materiales consumibles especiales son aquellos que por su naturaleza constituyen una fracción importante de los costos de operación y mantenimiento, como es el caso del agua pesada en los reactores tipo CANDU o el Helio en el caso de los reactores tipo HTGR. En términos generales la primera carga de agua pesada de un reactor CANDU se incluye junto con la Inversión Inicial de Capital y solo se cargan a los costos de operación y mantenimiento las pérdidas irre recuperables debidas a la descomposición química del agua pesada (degradación) o bien pérdidas por fugas en el sistema primario.

Estas pérdidas anuales representan de 0.5% en el CANDU a 2% en los sistemas de agua pesada a alta presión (PHWR).

Las pérdidas de Helio en un reactor tipo HTGR pueden constituir hasta el 20% anual.

8.6 Los servicios de soporte externo incluyen servicios especiales para reparaciones o mantenimientos mayores, recarga de combustible, servicios de dosimetría y lavandería nuclear, de contaminación, manejo y depósito de desechos radiactivos de bajo y medio nivel, monitoreo ambiental y radiológico y consultoría entre otros.

8.7 En un rubro aparte se manejan gastos como recalificación y reentrenamiento de personal, ya que un buen número de personal calificado es promovido, transferido, retirado o simplemente sale del sistema por alguna otra causa y es necesario capacitar personal constantemente y licenciarlo. Otros gastos misceláneos pueden ser renta de equipo o propiedades fuera del sitio, viajes, licencias y pago de cuotas, relaciones públicas, combustible para vehículos y otros gastos de tipo administrativo y general.

8.8 Finalmente dentro de los costos directos se mencionaron los costos relacionados con impuestos o seguros, principalmente el seguro nuclear que es necesario pagar para cubrir cualquier eventualidad catastrófica de tipo nuclear que pudiera afectar a la planta.

En los Estados Unidos el gobierno ha organizado un grupo de aseguradores y contribuye al mismo con gran parte de la cobertura dentro de la llamada Acta Price Anderson, que garantiza una cantidad de dinero respetable en caso de un accidente nuclear que afecte al público en general en sus propiedades o personas. La prima de este seguro debe de ser pagada anualmente por el operador de la planta.

- 8.9 Como se mencionó anteriormente los costos indirectos los constituye el capital de trabajo que es necesario en la operación de la planta. En los análisis de flujo de efectivo que se estudiaron en la sección 4, se indicó que este capital de trabajo es recuperable directamente de los ingresos de la planta o sea no es considerado como una inversión recuperable.

El efectivo necesario generalmente se estima como el 3% de costos directos de operación y mantenimiento, excluyendo los seguros nucleares mencionados en el punto 8.8 y sólo incluyendo el 50% de costo del pago de la prima de estos seguros.

Respecto al costo de equipos y materiales en inventarios generalmente se consideran 3 meses de inventario y se agrega el inventario necesario de materiales moderadores o enfriadores. Como imprevistos en este renglón de costos se agrega generalmente un 25% al renglón de costos anuales en materiales y equipos consumibles.

8.10 Existen algunos programas de cómputo o subrutinas que calculan los costos de operación y mantenimiento como el programa OMCST, o el mismo programa ORCOST en algunas de sus opciones. Estos programas calculan el salario promedio del personal respecto a la organización, incluyendo prestaciones y beneficios adicionales, además del costo de supervisión de la operación de la planta. Todo esto en función del tamaño, política y organización de la central. Adicionalmente se calculan los costos de la operación de equipos adicionales requeridos para el control de contaminación ambiental, como es el caso de sistemas para eliminación de  $SO_2$  en plantas de carbón y para varias alternativas de enfriamiento: uso de torres de enfriamiento, borde de río o mar. Adicionalmente se calculan materiales y equipos consumibles mediante relaciones internas en función del tipo y tamaño de la central. Por ejemplo, uso de reactivos como óxido de calcio y tratamiento de desechos químicos en el caso de equipos desulfurizadores.

Finalmente, estos programas calculan costos relacionados con los seguros de la planta, incluyendo el seguro nuclear e incluyendo otros gastos de licenciamiento y cuotas para servicios de soporte externo.



Debido a problemas de no proliferación de materiales nucleares, el ciclo de combustible actualmente no se encuentra cerrado en la mayoría de los países y el combustible irradiado se está almacenando en espera de su reprocesamiento eventualmente, o de su depósito final como desecho nuclear.

9.2 Los parámetros del ciclo de combustible dependen del tipo de reactor en que se irradiarán los elementos combustible y aún dentro de estos se presentan varias opciones de utilización o administración del mismo. En la figura 9.1 se muestra el ciclo de combustible genérico de un reactor nucleoelectrico de agua ligera (LWR), con dos alternativas en las figuras 9.2 y 9.3 de administración del combustible, reciclando el uranio residual del combustible irradiado (Figura 9.2) o bien reciclando el uranio residual y el plutonio producido en el núcleo del reactor (Figura 9.3). En ambos casos se tiene un ahorro sustancial de material de alimentación (uranio natural) al ciclo y de servicios de enriquecimiento requeridos. Existen otros ciclos como los de los reactores HWR (reactor de agua pesada) (Figura 9.4), HTGR (reactor de alta temperatura enfriado con gas) (Figura 9.5), o bien LMFBR (reactor de cría rápido enfriado con metal líquido (Figura 9.6), que constituyen ciclos de reactores más avanzados llamados "convertidores" o de "cría", en que la relación de producción de

## 9. COSTOS DEL CICLO DE COMBUSTIBLE NUCLEAR.

9.1 Los costos del ciclo de combustible nuclear son el segundo costo más importante (después de los costos de Inversión de Capital), en la determinación de los costos de generación de las plantas nucleoelectricas.

El ciclo de combustible se define como el "conjunto de operaciones que intervienen en el procesamiento y la fabricación del combustible nuclear, su utilización en el reactor y la recuperación de materiales fisiles del combustible "irradiado", incluyendo la fabricación del nuevo combustible y el depósito temporal o definitivo de los desechos nucleares".

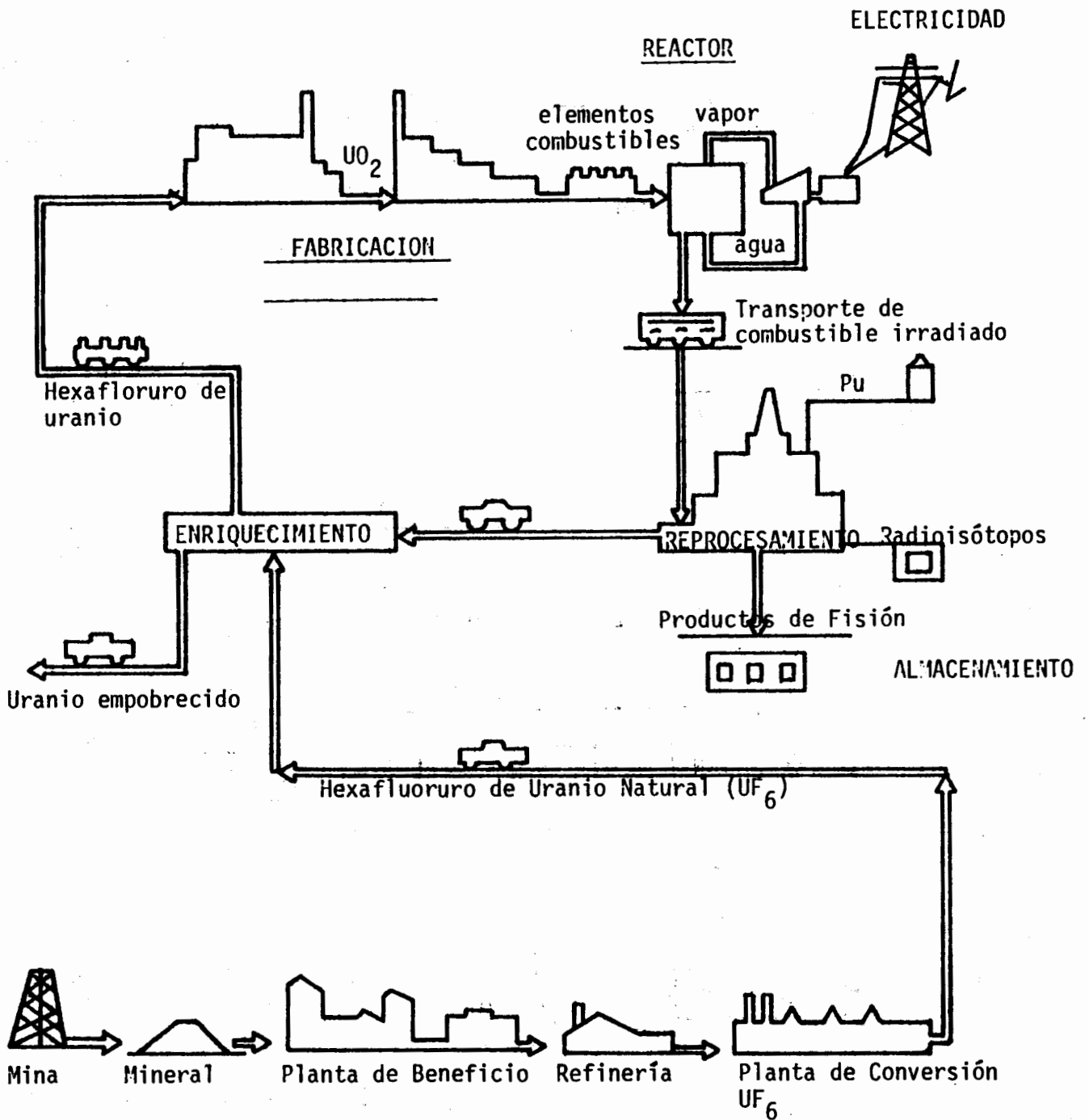


FIG. 9.1 CICLO DE COMBUSTIBLE DE UN REACTOR LWR.

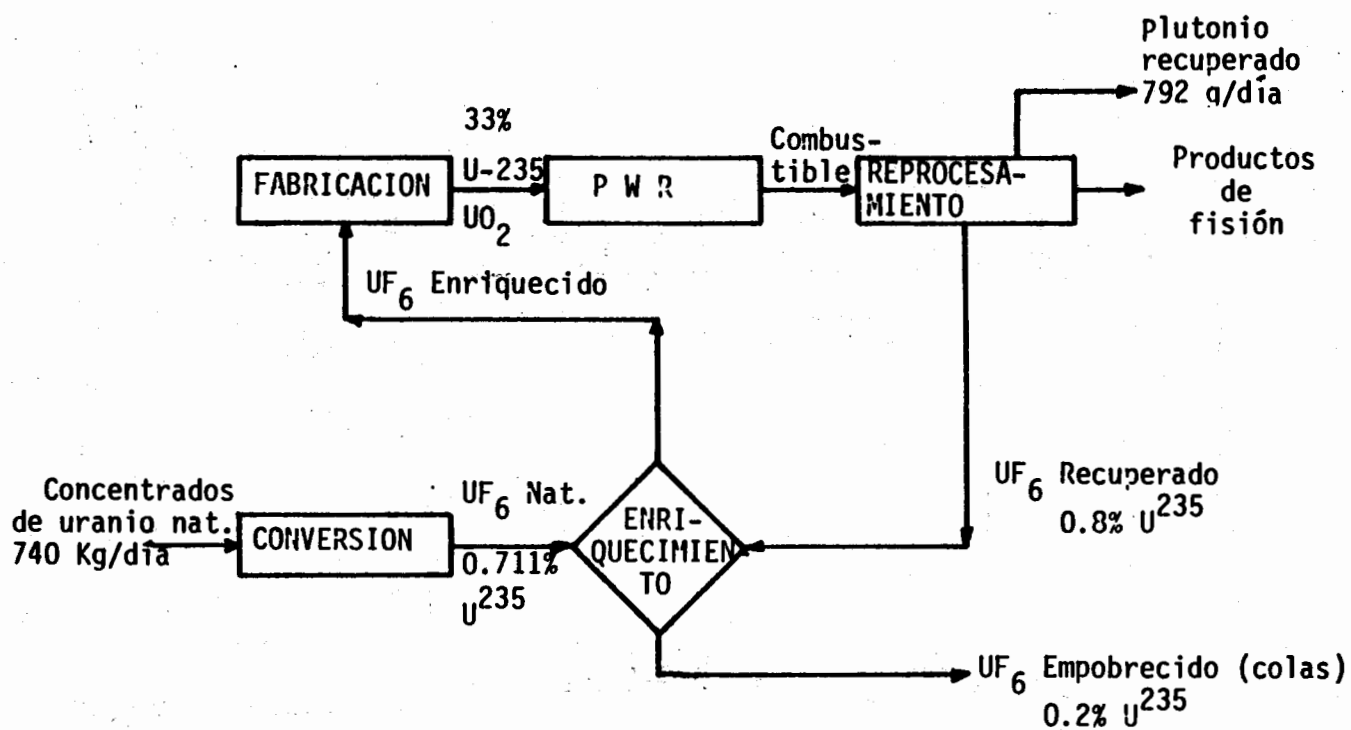


FIG. 9.2 CICLO DE COMBUSTIBLE DE UN REACTOR DE AGUA LIGERA (PWR) DE 1000 MWe.

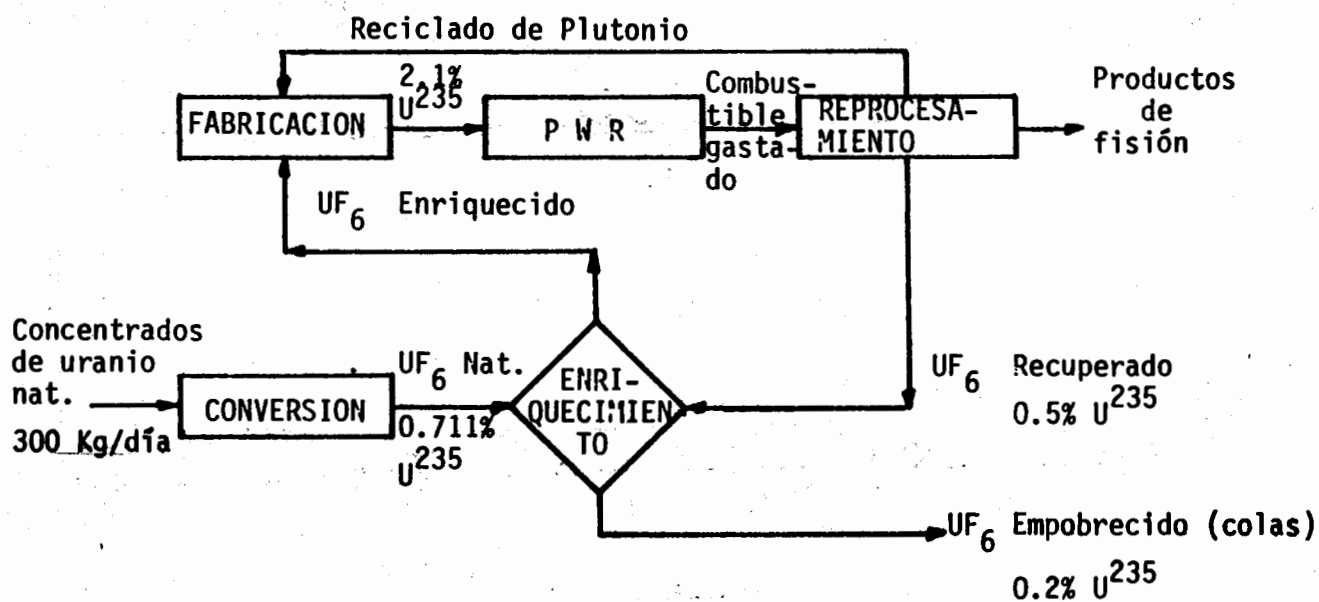


FIG. 9.3 CICLO DE COMBUSTIBLE DE UN REACTOR DE AGUA LIGERA (PWR) DE 1000 MWe CON RECICLADO DE PLUTONIO.

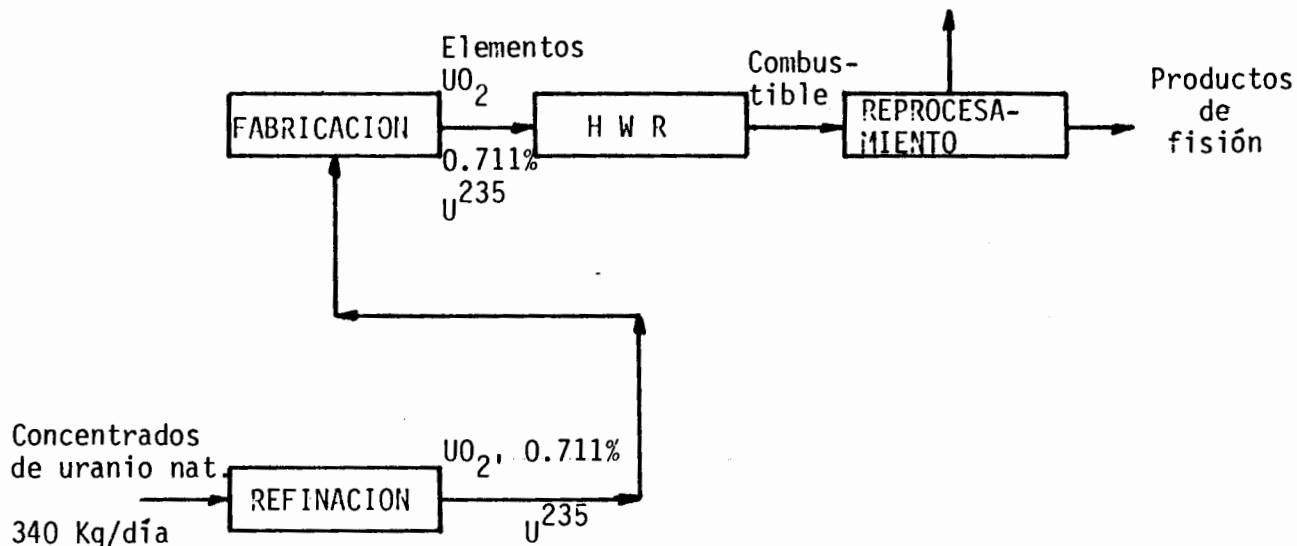


FIG. 9.4 CICLO DE COMBUSTIBLE DE UN REACTOR DE AGUA PESADA (HWR) DE 1000 MWe

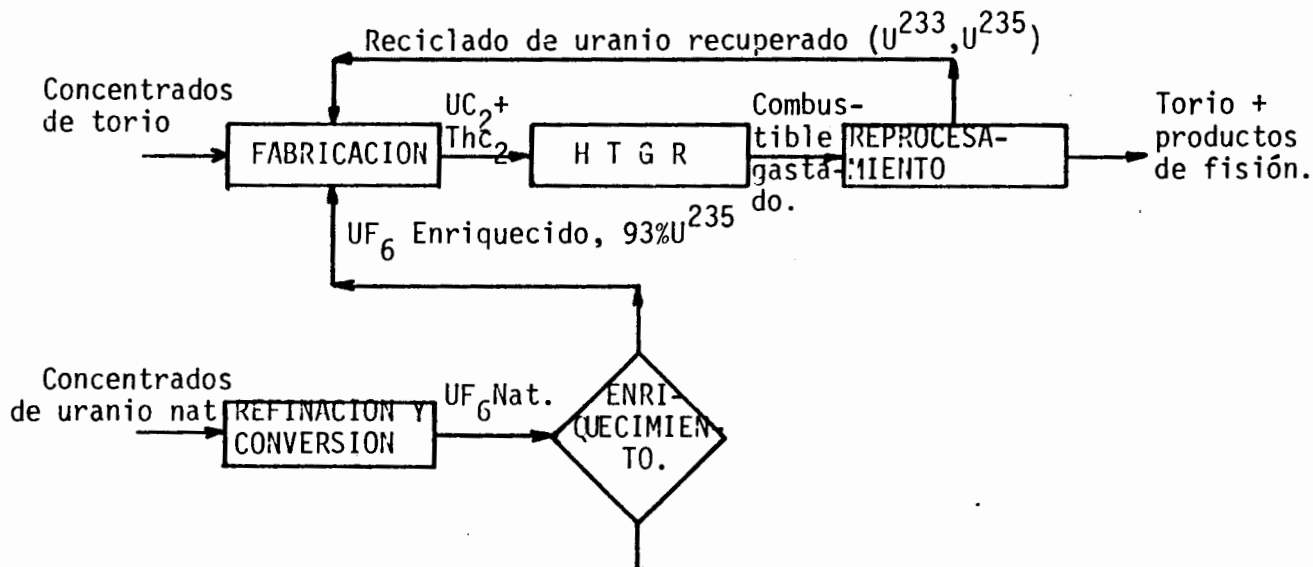


FIG. 9.5 CICLO DE COMBUSTIBLE DE UN REACTOR DE ALTA TEMPERATURA ENFRIADO CON GAS (HTGR) DE 1000 MWe.

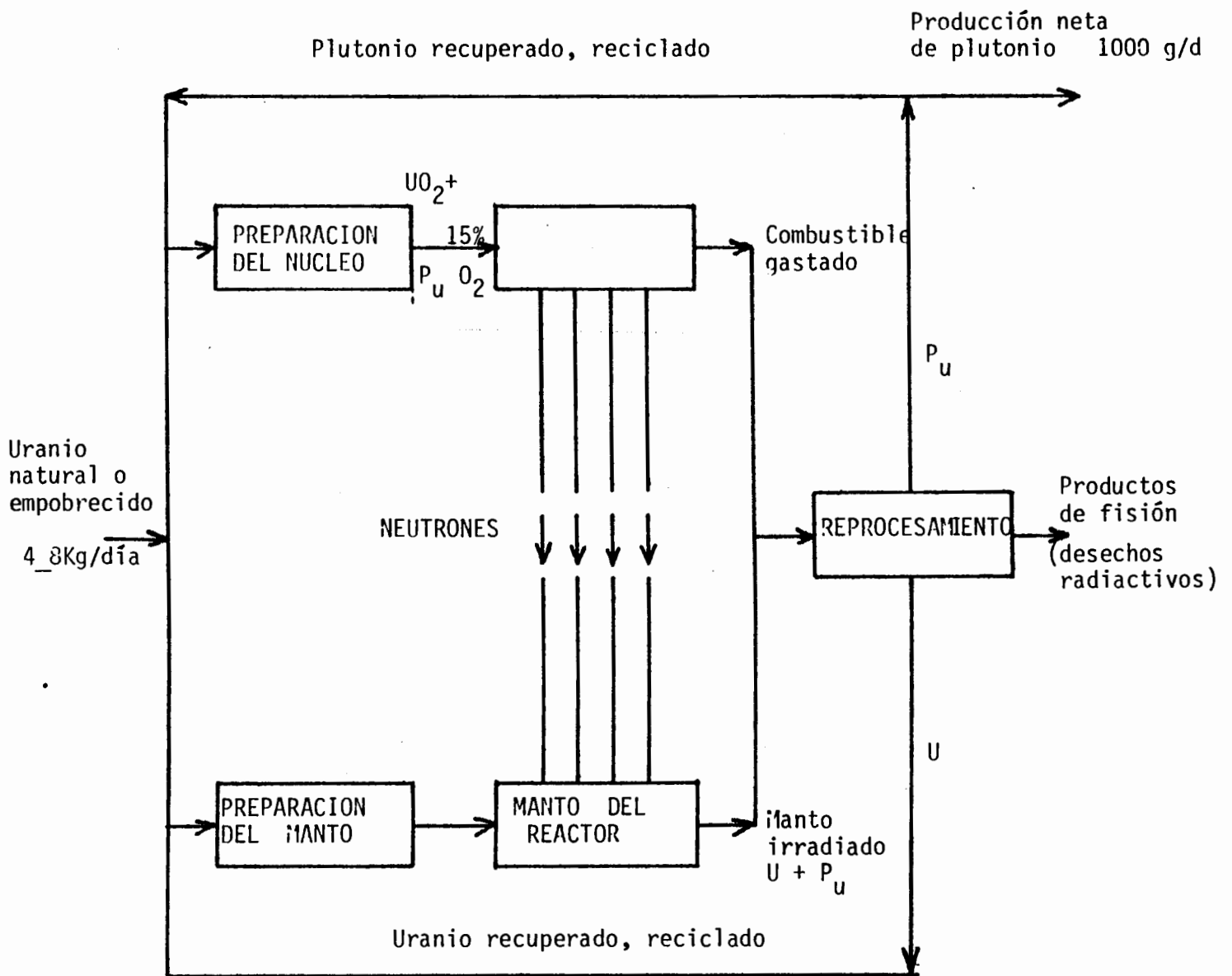


FIG. 9.6 CICLO DE COMBUSTIBLE DE UN REACTOR DE CRIA RAPIDO DE 1000 MWe

material físil ( $U^{233}$  ó  $Pu^{239}$ ), a partir de material fértil ( $Th^{232}$  ó  $U^{238}$ ), es mayor que en el caso de los reactores de agua ligera.

9.3 El ciclo se inicia con la minería y beneficio de la materia prima, ya sea torio o uranio, el cual es convertido en un concentrado en polvo llamado "torta amarilla" (yellow cake) que puede ser un diuranato de sodio o amonio y es la forma comercial en que se suministra el uranio en el mercado internacional. En el ciclo de uranio enriquecido de un reactor LWR, este concentrado de uranio debe ser convertido en hexafluoruro de uranio, que es el gas que constituye el material de alimentación a las plantas de enriquecimiento.

El contenido de el isótopo U-235 en el gas es de 0.7% en peso, que es la concentración de este isótopo en el uranio natural. Para que este uranio pueda ser utilizado en los reactores de potencia su enriquecimiento debe efectuarse para aumentar su concentración a 2 ó 3% en U-235.

Este enriquecimiento puede llevarse a cabo comercialmente por procesos de difusión gaseosa o centrifugación gaseosa. Para el futuro se están investigando procesos más eficientes como el enriquecimiento por medio de lasers.

- 9.4 Posteriormente este hexafluoruro de uranio enriquecido es convertido en polvo de dióxido de uranio, mismo que es convertido en pastillas sinterizadas que son cargadas en barras de circaloy (aleaciones de circonio). Este proceso se denomina la fabricación de los elementos combustibles, los cuales se fabrican de acuerdo a un diseño específico según el tipo de reactor en el cual se van a irradiar. En el caso de los reactores tipo BWR, cada elemento lleva un arreglo cuadrado de 8 x 8 barras de diferentes enriquecimientos, en tanto que un elemento de un reactor PWR puede llevar hasta 17 x 17 barras. (Figuras 9.7 y 9.8).
- 9.5 Una vez que el combustible ha generado la energía correspondiente en el núcleo del reactor se denomina combustible gastado o irradiado. Es de notar que en el núcleo del reactor se consume únicamente del 2 al 3% del uranio originalmente cargado y casi la totalidad de este material aparece en el combustible irradiado junto con el plutonio producido en diversas reacciones de cría que ocurren dentro del reactor. Estos materiales residuales pueden ser recuperados en una planta de re-procesamiento, constituyendo de hecho créditos aplicables al costo del ciclo de combustible. Por otro lado se pueden recuperar los productos de fisión, que son el mayor componente en términos de radiactividad de los "desechos nucleares" del reactor y deben ser convertidos



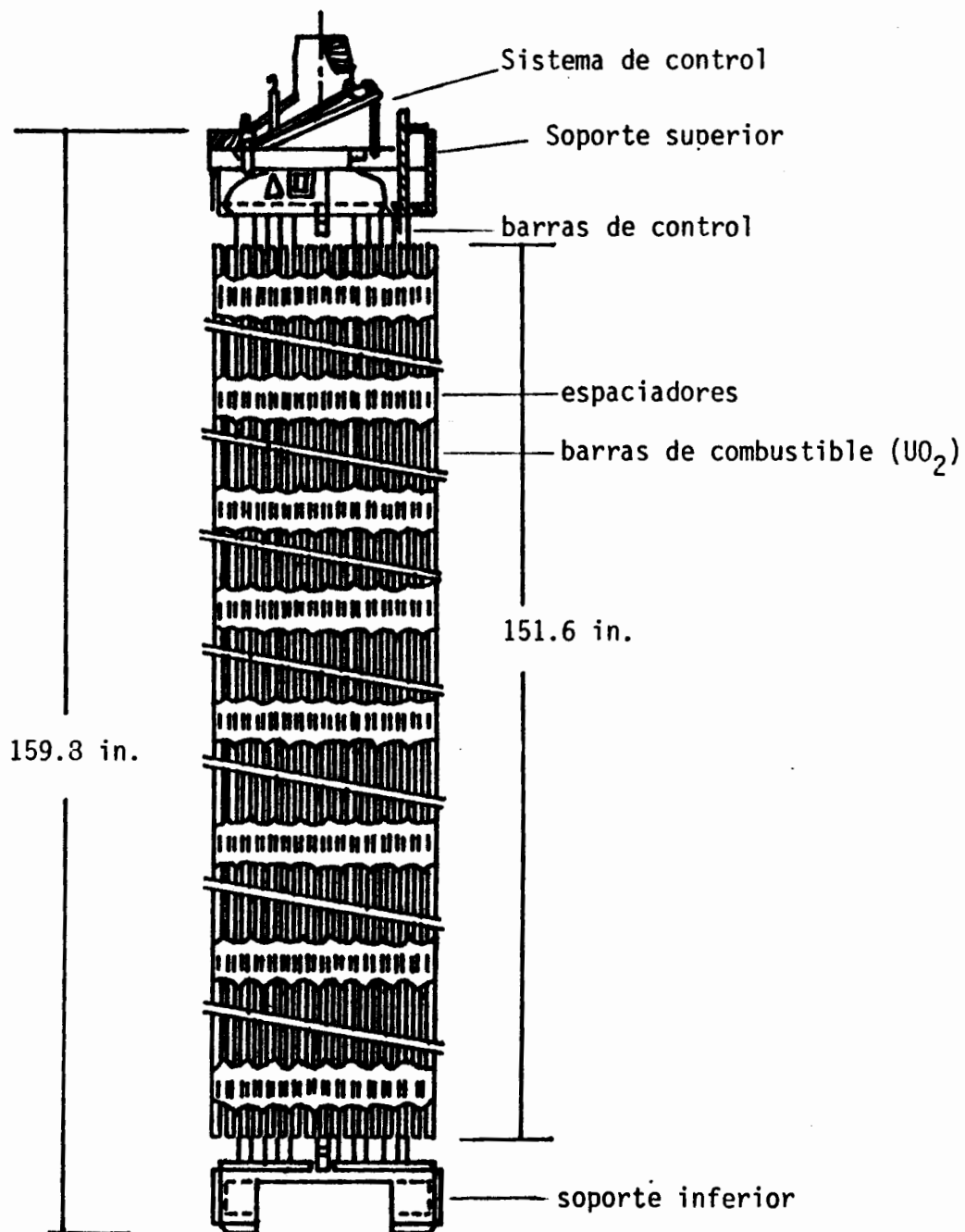


FIG. 9.7 ELEMENTO COMBUSTIBLE 17 x 17 DE UN REACTOR PWR

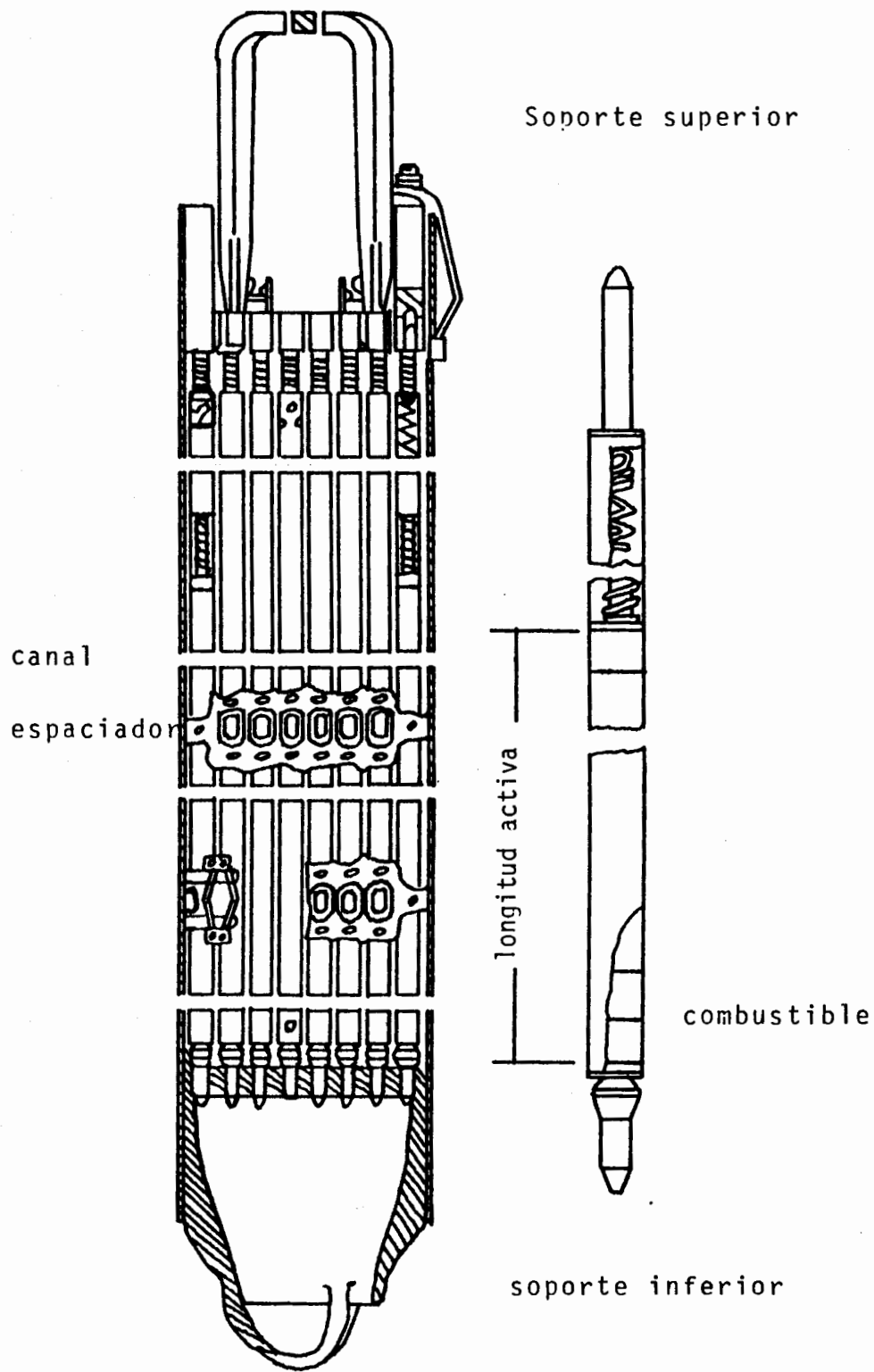


FIG. 9.8 ELEMENTO COMBUSTIBLE 8 x 8 DE UN REACTOR BWR

a una forma química relativamente estable e inerte, antes de ser confinados en depósitos temporales o permanentes, donde no presenten riesgos para la salud pública.

Con el reciclado del uranio residual o el plutonio en el llamado combustible de óxido mixto (óxido de uranio y plutonio), se cierra el ciclo de combustible nuclear.

- 9.6 Como se dijo anteriormente, en este momento no se lleva a cabo el reprocesamiento en forma comercial (excepto en algunos países que no han descartado esta posibilidad) y se debe almacenar temporalmente el combustible irradiado en la piscina de combustible irradiado del reactor (expandingo su capacidad normal de operación), o bien en una piscina construída ex-profeso fuera del reactor. También se están estudiando estrategias de almacenar en seco este combustible o empacarlo como un desecho para su almacenamiento o depósito definitivo.
- 9.7 Los demás ciclos de combustible mostrados en las figuras 9.4, 9.5 y 9.6 son similares, excepto que el del tipo HWR o del reactor CANDU no requiere del proceso de enriquecimiento del combustible y que el HTGR y LMFBR requieren de "mantos" de Th-232 en el caso del HTGR y de U-238 en el caso del reactor LMFBR. En estos mantos se llevan a cabo las reacciones de "cría" que fueron descritas anteriormente. En ambos casos los núcleos del reactor son de uranio altamente enriquecido (92% en U-235).

9.8 Como puede apreciarse, el procesamiento del combustible nuclear difiere al del combustible fósil en múltiples aspectos: (I) un gran número de operaciones son necesarias para convertir la materia prima (mineral), en el combustible listo para entrar al reactor (elemento combustible); esto implica que la planeación del diseño y suministro deba hacerse cerca de dos años antes de la inserción del combustible para el caso de la primera carga y de alrededor de un año para las recargas de un LWR, con las consiguientes inversiones y cargos fijos que éstas impliquen durante ese lapso; (II) en el reactor solamente una fracción del combustible (alrededor de 2-3%) es utilizado para producir energía y la acumulación de cenizas nucleares (productos de fisión) termina con la reactividad del combustible (combustible agotado). (III); es por lo tanto necesario separar estos materiales (reprocesar) del combustible útil, junto con otros subproductos valiosos (plutonio y radioisótopos) producidos durante la irradiación y volver a utilizarlos en la forma más económica posible. Estos créditos se recuperan también cerca de un año después de la irradiación del combustible dentro del reactor.

9.9 El término "costo de combustible nuclear" o "costo del ciclo de combustible nuclear", se refiere a aquel costo unitario (por unidad de energía producida), que debe ser recuperado durante la generación de energía para

poder cubrir exactamente todos los gastos asociados con el consumo y la propiedad del combustible en una planta nucleoelectrica. Estos "costos de combustible" deben incluir los costos de los materiales nucleares, fabricacion del combustible, transporte, reprocesamiento quimico y administracion de los desechos, junto con los creditos recuperados por la venta o uso de uranio, plutonio u otros materiales. El procedimiento general para derivar estos costos se divide en los siguientes tres pasos:

1. Determinar el monto y el tiempo en que se incurre en gastos directos o se reciben creditos por cada una de las componentes, dentro del ciclo de combustible nuclear, durante el periodo de tiempo analizado.
2. Determinar la cantidad y el tiempo en que se produce la energia por el combustible, durante dicho periodo de tiempo.
3. Calcule el valor presente del dinero gastado o credito recibido de acuerdo a procedimientos apropiados contables de la empresa y dividirlo entre el valor presente de la energia producida durante el mismo periodo de tiempo, para calcular una cifra de merito que represente el costo del ciclo de combustible nuclear.

Lo importante del procedimiento anterior es que sea uniforme en cuanto a tecnica contable, para poder detectar diferencias economicas relacionadas unicamente al diseno, costos de materiales, procesos y

servicios del combustible. Por otro lado este procedimiento debe ser lo suficientemente flexible para poder evaluar diferentes tipos de combustibles, ciclos y reactores.

- 9.10 El primer paso de la secuencia de cálculo consiste entonces en determinar, de acuerdo a la información por lote adecuada, un calendario completo de fechas de entrada y salida del combustible para el reactor en cuestión que sean consistentes con la demanda de energía de la red de generación de energía eléctrica y con el contenido energético del combustible. Posteriormente a partir de la información de costos de procesos y materiales que es vigente, de acuerdo a las fechas estimadas de carga y descarga del combustible, se calculan los costos directos relacionados con cada lote de combustible y los créditos que de dicho lote puedan recibirse. Este procedimiento se repite para tantos lotes como haya en el período de vida analizado del reactor. Aparte de los costos directos, otros métodos de cálculo también pueden estimar los costos indirectos, o cargos fijos relacionados, que cubren principalmente los intereses sobre el capital invertido en el combustible. La alternativa de cálculo introducida en el método aquí utilizado, consiste en calcular el valor presente de cada pago efectuado a una fecha de referencia predeterminada y considerar por separado cualquier tipo de financiamiento relacionado con el combustible.

Aparentemente el método de valor presente es más efectivo para detectar pequeñas diferencias relacionadas con el tiempo en que se efectúan los pagos, que el método de cargos fijos que es el que tradicionalmente se ha utilizado en la evaluación de costos de combustible nuclear. Este es por lo tanto el método más adecuado para utilizarse a nivel de planeación o evaluación, en donde es importante determinar estas pequeñas diferencias en el costo.

Finalmente de acuerdo al tipo de contabilidad de la empresa y utilizando la combinación adecuada de costos por lote, se puede calcular el flujo de gastos de ésta, a diferentes incrementos de tiempo o bien por lote o por núcleo, calculando el valor presente de cada gasto o crédito y actualizando de esa manera el costo del combustible. En esta forma se puede conocer la cantidad de dinero invertido en el combustible en cualquier momento por materiales o procesos que ha de ser recuperado mediante la generación de energía y los créditos que del combustible gastado pueden obtenerse.

- 9.11 En un momento dado de la vida del reactor hay varios lotes diferentes de combustible dentro del núcleo, cada uno en una etapa diferente de su vida y cada uno contribuyendo con una fracción diferente a la energía generada. Asimismo cada lote puede tener diferentes costos de procesos y materiales y una generación total de energía di-

ferente. El problema básico es, entonces, representar correctamente la contribución de cada lote en el costo total y en la producción de energía del combustible y de esta representación deducir un costo unitario de la energía en cualquier momento.

El primer paso de este cálculo es el de representar adecuadamente la secuencia de lotes, núcleos, ciclos y períodos de recambio del combustible nuclear.

La figura 9.9 muestra el esquema de recambio de combustible de un reactor PWR. Este reactor se carga inicialmente con tres lotes de diferentes enriquecimientos utilizando una técnica mixta de arreglo de combustible de afuera hacia adentro colocando los lotes con los enriquecimientos más altos en la periferia y los de enriquecimientos más bajos dispersos en el centro del núcleo en forma de un tablero de ajedrez. Cuando termina el primer ciclo se saca del centro del núcleo el primer lote (una tercera parte del núcleo) de combustible inicialmente menos enriquecido y se mueve el combustible de la periferia hacia el centro, colocando el combustible fresco en la zona exterior del núcleo. De esta manera es posible llegar a una condición de equilibrio en que al final de cada ciclo se descarga y carga una tercera parte del núcleo, como se muestra en el diagrama.

En los demás reactores se utilizan esquemas de recambio más o menos complicados en donde se llega generalmente a condiciones de equilibrio o muy cercanas al equilibrio



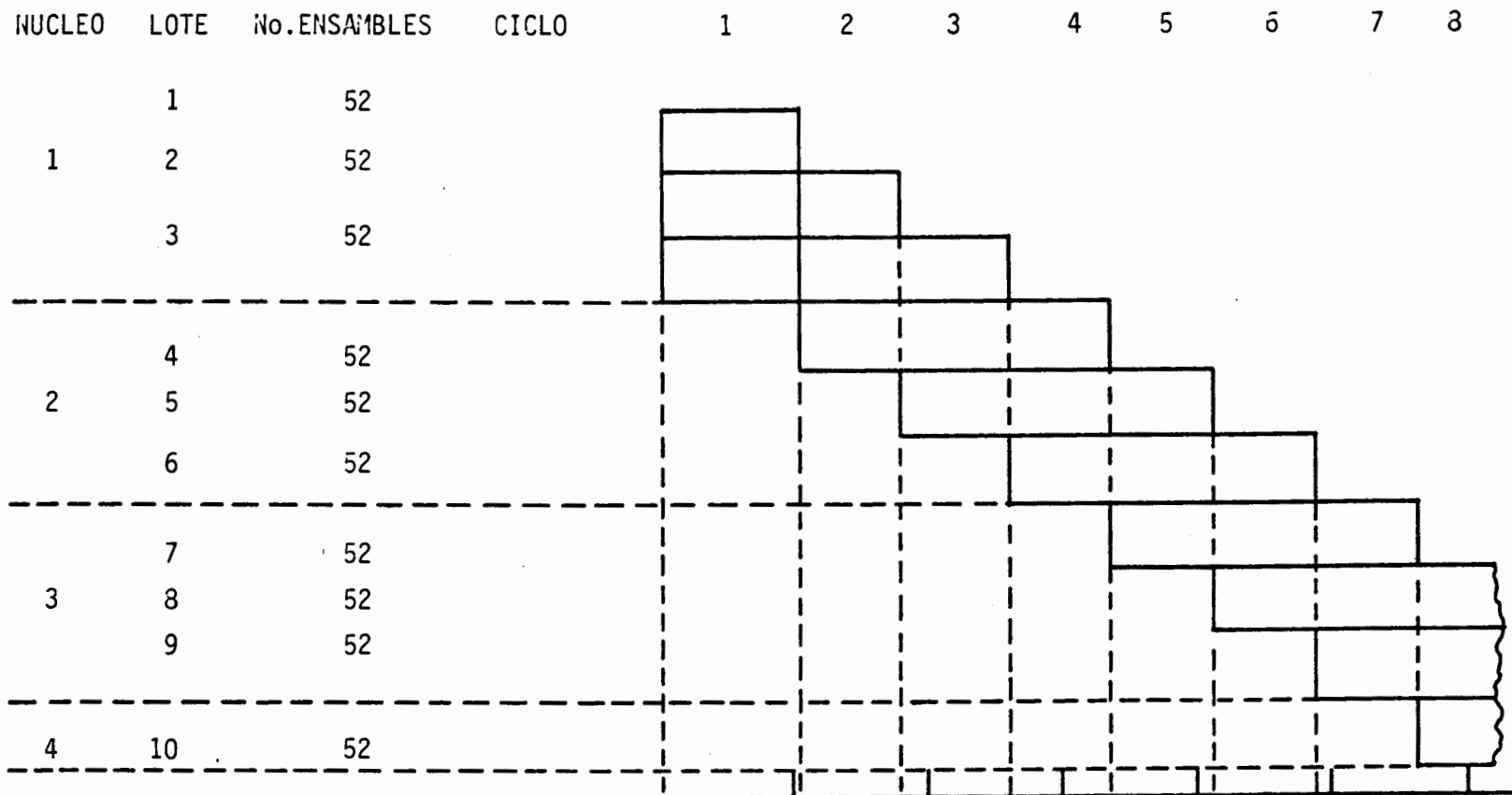


FIG. 9.9 ESQUEMA DE RECAMBIO DE COMBUSTIBLE DE UN REACTOR PWR

al igual que en el reactor PWR.

10. MODELOS DETALLADOS PARA LA ESTIMACION DE COSTOS DEL CICLO DE COMBUSTIBLE NUCLEAR: FUELCASH-II.

10.1 Fuelcash-II es un programa que sirve para determinar el costo del ciclo de combustible nuclear de plantas nucleoelectricas a base de un ciclo de uranio natural (CANDU), de uranio enriquecido (LWR) o de uranio-plutonio (reciclado de plutonio en LWR o reactores rápidos de cría tipo LMFBR o LWFBR).

Entre sus características se encuentra que es un código sencillo y rápido que determina los costos del ciclo de combustible y los lleva a valor presente a una fecha dada, considerando explícitamente el tiempo de recambio de combustible o si se desea incluyéndolo en el factor de capacidad que puede ser calculado a partir de las

condiciones de operación del reactor: factor de carga, factor de disponibilidad y tiempo de operación a los diferentes factores de carga cuya eficiencia sea garantizada por el fabricante del turbogenerador.

Adicionalmente usa el método de valor presente continuo para el cálculo del valor presente del dinero y la energía generada, lo cual permite apreciar diferencias pequeñas entre alternativas de esquemas de recambio de combustible. Igualmente puede simular anomalías en los esquemas de recambio, como re-inserción de combustible, disminución de la potencia del reactor para alargar el ciclo, etc.

Finalmente tiene opción para utilizar costos unitarios de combustible en moneda constante o a precios escalados y valores de pagos anticipados o diferidos que puedan simular cualquier esquema de pago propuesto contractualmente para las componentes del ciclo de combustible.

10.2 En la Fig. 10.1 se puede observar el diagrama inversión-tiempo para algunas componentes del ciclo de combustible en donde se pueden apreciar algunas de las características principales del costo del ciclo de combustible nuclear. Por ejemplo, se puede observar que a una variación del factor de capacidad de la planta, se tiene una variación de la pendiente de recuperación de la inversión a través de la generación de energía en el reactor y durante el tiempo en que el reactor se para y deja de

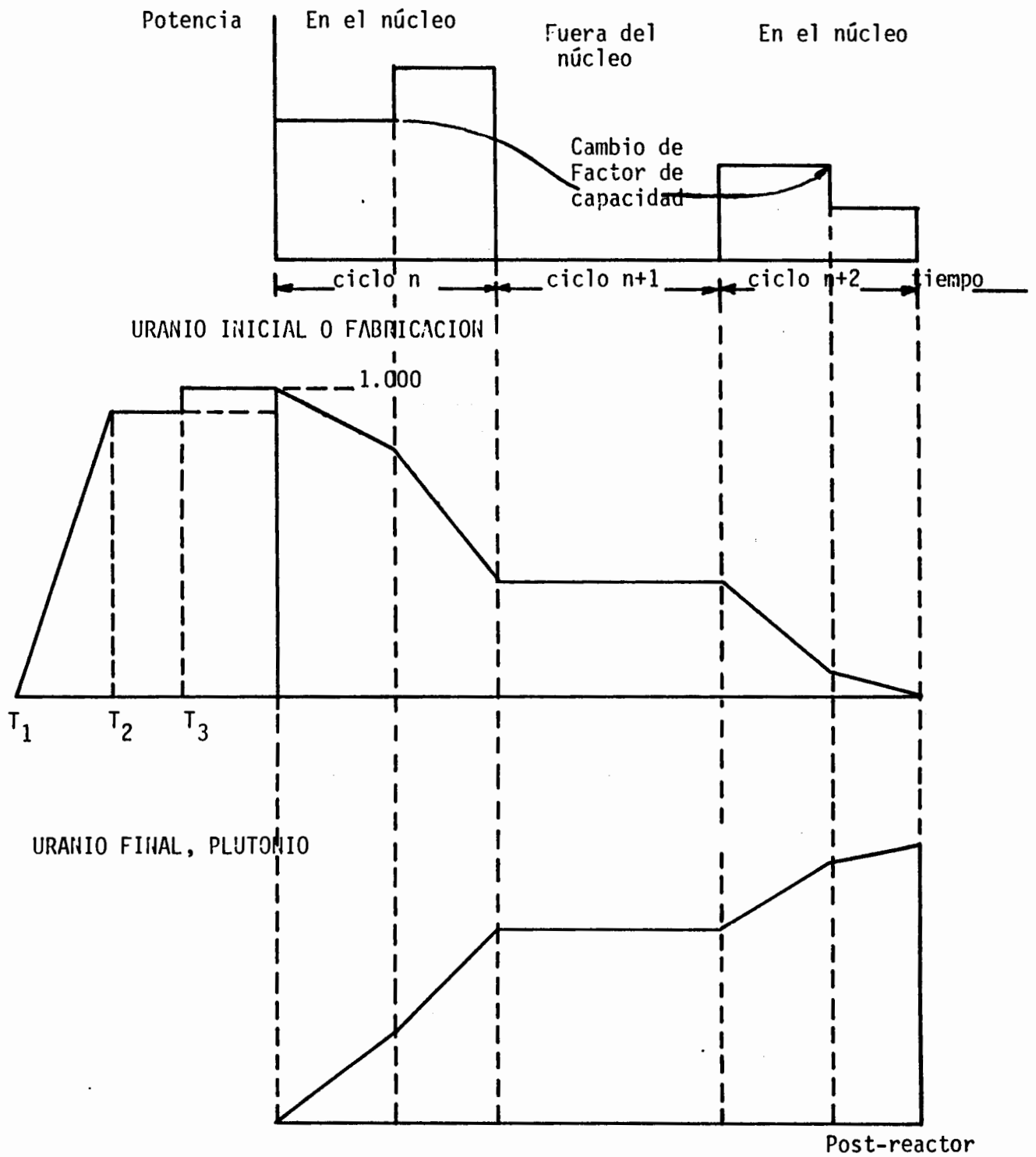


FIG. 10.1 DIAGRAMA INVERSION-TIEMPO GASTOS DIRECTOS

generar energía, esta recuperación se detiene (pero el capital invertido puede seguir acumulando intereses durante ese período), hasta que el reactor vuelve a generar energía y la inversión eventualmente se lleva a un valor de cero (punto de depreciación total).

En el caso de los productos físi les generados en el reactor (plutonio), éstos se van acumulando hasta alcanzar un valor máximo que representa un crédito aplicable al ciclo de combustible.

En todo caso, se puede contabilizar un costo indirecto fuera del núcleo, de pre-irradiación, que puede ser agregado al costo directo, un costo indirecto dentro del núcleo por el tiempo de residencia del combustible y un costo indirecto fuera del núcleo de post-irradiación, que puede ser descontado, si es aplicable.

Existen métodos en que se consideran solamente los costos directos (Utility Accounting Method), o bien los costos directos más los indirectos (Accrual/Discount Method), que se aumentan si son de pre-irradiación o se descuentan si son de post-irradiación (Figura 10.2). El método más empleado para fines de evaluación de ofertas o comparación de alternativas del ciclo de combustible es el que determina el valor presente de los costos o créditos obtenidos y lo divide entre el valor presente de la energía generada, todo durante un período de tiempo predeterminado que puede ser un ciclo, un año o durante toda la vida del reactor. Igualmente estos costos pueden

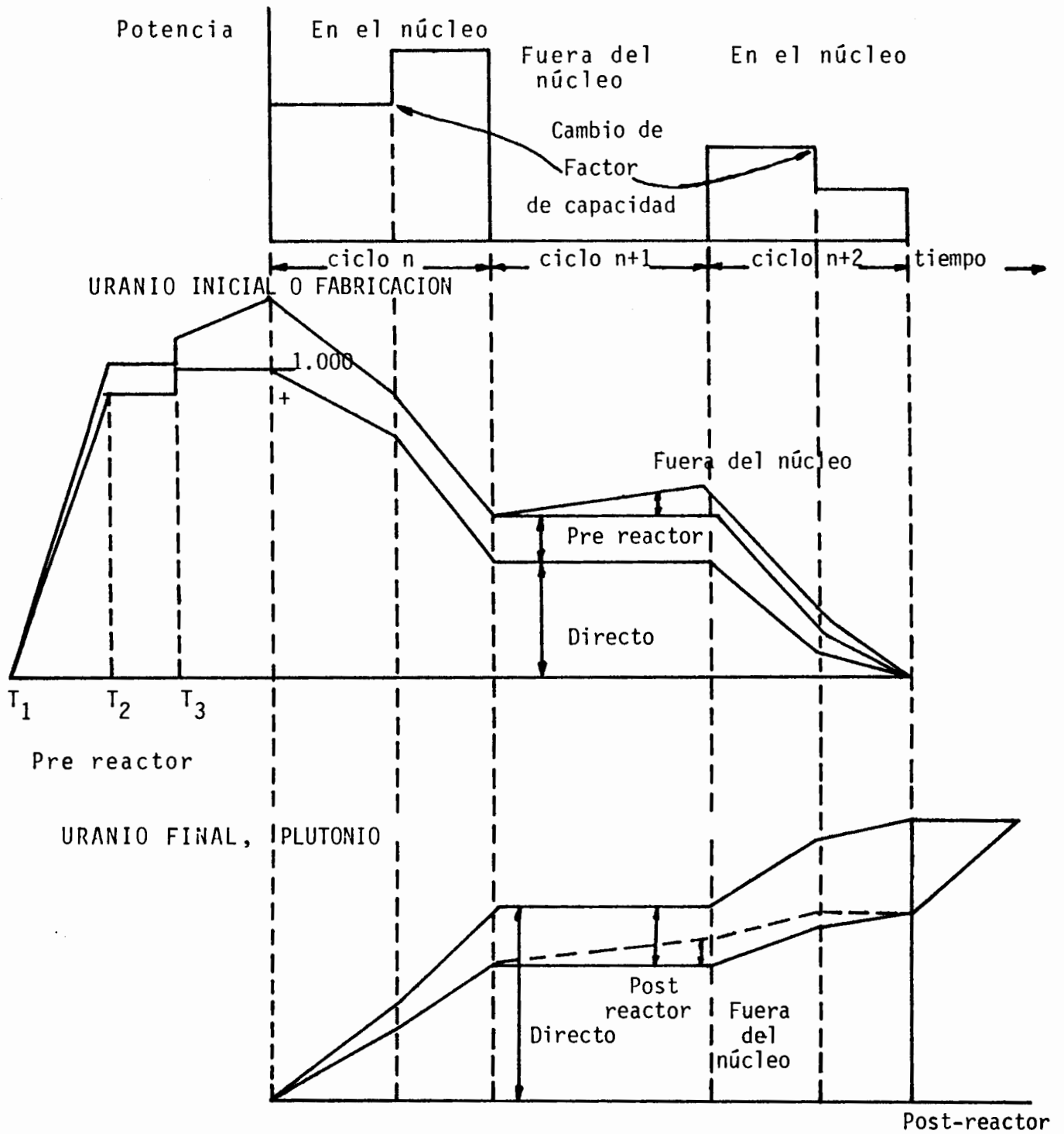


FIG. 10.2 DIAGRAMA INVERSION-TIEMPO PARA GASTOS DIRECTOR E INDIRECTOS

ser determinados por lote, por región o por cada ensamble individual de combustible que resida en el núcleo del reactor.

10.3 La figura 10.3 muestra el diagrama de flujo del programa FUELCASH-II, en el aparecen las principales subrutinas que se llaman a partir del programa principal MAIN. En términos generales, CAPFTR es la subrutina que hace todos los cálculos auxiliares para determinar el factor de capacidad del reactor a partir de las condiciones de operación de la planta. LWFBR expande la memoria del programa para utilizar varios tipos de combustible, como para el caso de un reactor de cría en que hay un tipo de combustible para el núcleo del reactor y otro para el manto de cría, que pueden tener costos sustancialmente diferentes y residir tiempos diferentes en el núcleo del reactor.

INTRVL calcula los intervalos de cada ciclo en base a la energía contenida en cada lote de combustible, adicionalmente verifica de que el combustible efectivamente pueda cumplir con el programa de generación para el cual fué diseñado. FLCASH determina el flujo de efectivo para cada componente del ciclo de combustible a partir de un balance de materiales y servicios que le proporciona UCOST. FLOW determina el valor presente de cada componente a partir de la subrutina de valor presente continuo VPDLS y ENERGY hace lo mismo para la energía generada a



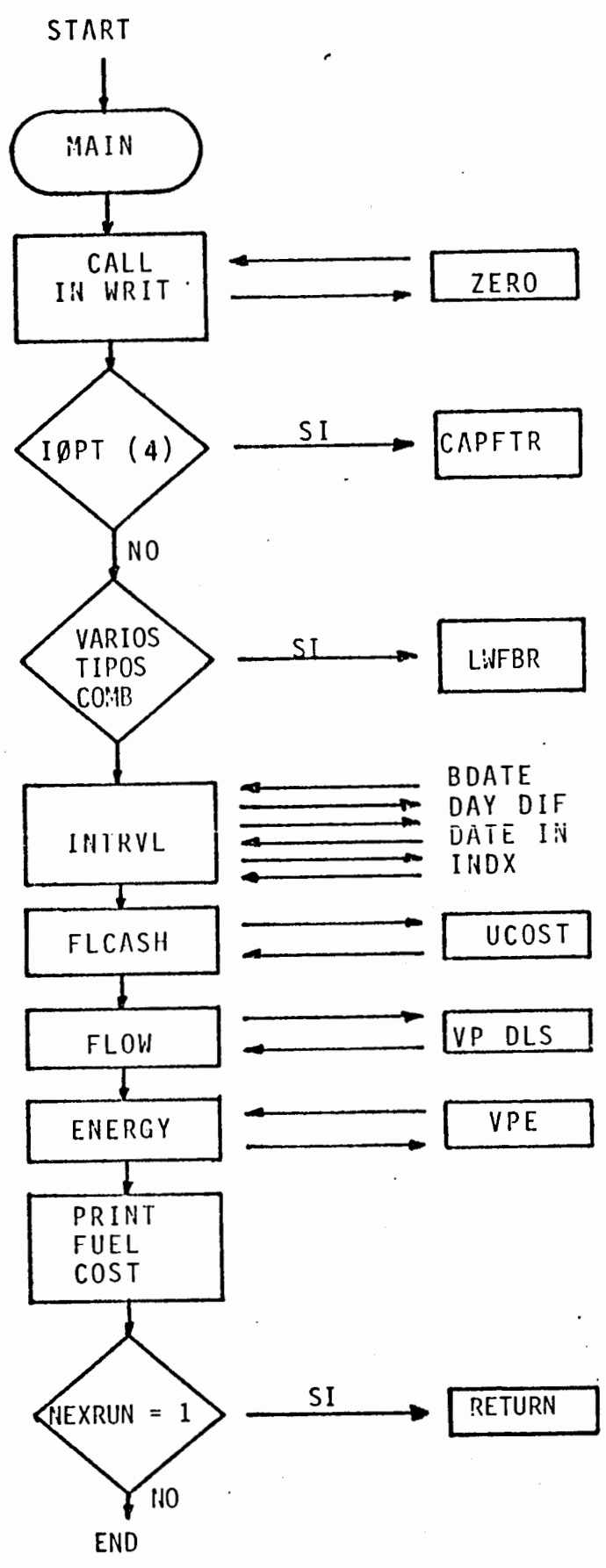


FIG. 10.3 PROGRAMA FUELCASH II

partir de la subrutina de valor presente continuo para la energía VPE. Finalmente el programa imprime el costo nivelado del combustible para toda la vida de la planta o para el período estudiado y puede tener varias iteraciones según el índice NEXRUN, para análisis de sensibilidad del costo del ciclo de combustible a diferentes factores de costo, tasa de descuento, factores de capacidad y otros.

A continuación se describen, en cierto detalle, los cálculos que se llevan a cabo en cada una de las subrutinas principales.

- 10.4 El programa FUELCASH-II tiene dos opciones para inicializar los cálculos, una en que los datos del sistema, factor de capacidad y potencia eléctrica neta o consumo térmico neto, se dan directamente; y otra opción en que el programa calculó estos datos, a partir del factor de disponibilidad y los consumos térmicos garantizados a 100%, 75% y 50% de la potencia de el turbogenerador. La subrutina CAPFTR parte de los datos mencionados anteriormente, y calcula el consumo térmico promedio anual mediante la ecuación:

$$HR_a = X \quad HR_{50} + Y \quad RH_{75} + z \quad HR_{100}$$

(10.1)

donde:

$HR_a$  = Consumo térmico unitario anual (Btu/kWh).

$HR_{50}$  = Consumo térmico unitario neto garantizado a 50% de carga (Btu/kWh).

$HR_{75}$  = Consumo térmico unitario neto garantizado a 75% de carga (Btu/kWh).

$HR_{100}$  = Consumo térmico unitario neto garantizado a 100% de carga (Btu/kWh).

X = Número de horas de operación por año (como porcentaje) a 50% de carga.

Y = Número de horas de operación por año (como porcentaje) a 75% de carga.

Z = Número de horas de operación por año (como porcentaje) a 100% de carga.

a continuación esta subrutina calcula un factor de capacidad (L) promedio anual, mediante la ecuación:

$$L = F A \frac{HR_a}{\frac{HR}{100}} \quad (10.2)$$

donde:

F = Factor de carga

A = Factor de disponibilidad

y el factor de carga (F), se puede definir como:

$$F = Z + 0.75 Y + 0.5X \quad (10.3)$$

el factor de disponibilidad ( $\Lambda$ ), depende de la indisponibilidad planeada para la planta por mantenimiento y recarga de combustible, y de la indisponibilidad por salidas forzadas estimada.

10.5 Los parámetros de cada lote y las características de cada ciclo incluyendo las fechas de entrada y salida de cada lote, se calculan en la subrutina INTRVL. La entrada de los datos de los lotes consiste en el número de ciclo de entrada y el número de ciclo de salida, y los quemados incrementales por ciclo de cada lote en MWD/TMM\*. El primer paso consiste en calcular la energía térmica generada en cada ciclo ( $\epsilon_c$ ) en MWD (t) que es:

$$\epsilon_c = \sum M_b \cdot B_{b,c} \quad (10.4)$$

donde:

$M_b$  = lote b dentro del núcleo en el ciclo c (TMM).

$B_{b,c}$  = quemado incremental por ciclo del lote b en el ciclo c (MWD) (t)/TMM).

a partir de esta energía es posible calcular el número de días a potencia plena ( $D_p$ ), que puede operar el reactor, dividiendo entre la potencia térmica del mismo.

\* MWD/tonelada métrica metal pesado, metal pesado incluye uranio y plutonio.

$$D_p = \frac{E_c}{P} \quad (10.5)$$

$D_p$  = días a potencia plena por ciclo

$P$  = potencia térmica del reactor en MW (t)

Posteriormente se establece un calendario de días a potencia plena ( $D_{p1}$ ,  $D_{p2}$ ,  $D_{p3}$  ...) para cada ciclo, sin incluir el tiempo de recambio de combustible, éste puede ser incluido mediante la expresión:

$$D'_{pn} = D_{pn} + d'L \quad (10.6)$$

donde:

$D'_{pn}$  = días a potencia plena del ciclo  $n$  corregidas por el período de recambio.

$d'$  = días de duración del período de recambio.

En esta forma se inserta el período de recambio precisamente donde ocurre y no tiene que considerarse explícitamente, e.g. dentro del factor de capacidad.

Para obtener las fechas de calendario de cada ciclo, se compara el calendario de días a potencia plena corregidos por ciclo, con un calendario de días a potencia plena equivalentes por ciclo que se puede obtener de:

$$D'_n = d L_n \quad (10.7)$$

donde:

$D'_n$  = días a potencia plena equivalentes que  
corresponde al factor de capacidad  $L_n$

$d$  = días en que se opera al factor de capacidad

$L_n$  = factor de capacidad en el período  $n$ .

En esta comparación podemos tener que, en el ciclo  
inicial:

$$D'_p = D_1 + D_2 f + d' L_2 \quad (10.8)$$

donde  $f$  es una fracción del ciclo inicial en que cambia  
el factor de capacidad.

Para convertir a días de calendario del ciclo, sólo  
tenemos que dividir entre el factor de capacidad  
correspondiente.

$$d_{c1} = \frac{D_1}{L_1} + \frac{fD_2}{L_2} + d' \quad (10.9)$$

Finalmente estos períodos se convierten en fechas de  
calendario, tomando como referencia el día inicial de  
operación del reactor, mediante la subrutina BDATE.

10.6 Una vez calculadas las fechas de entrada y salida de  
cada ciclo, se pueden calcular las fechas de entrada  
y salida de cada lote, tomando en cuenta el período  
de recambio correspondiente en días reales.

Con esta información se pueden calcular los días de  
operación y la duración de cada ciclo, junto con la  
energía térmica y la energía eléctrica generada.

Para el cálculo de la energía térmica se utiliza la ecuación,

$$\mathcal{E} = (0.341275) (2.4 \times 10^{-5}) P (d - d') L \quad (10.10)$$

y la energía eléctrica se calcula a partir de los mismos parámetros, mediante la ecuación,

$$E = \frac{(0.341275) (0.24) P (d-d') L}{HR_a} \quad (10.11)$$

donde:

$\mathcal{E}$  = energía térmica por ciclo  $10^{13}$  Btu

E = energía eléctrica por ciclo  $10^9$  kWh

d = días de duración de ciclo

10.7 Para finalizar este cálculo, es preciso obtener el valor presente de la energía eléctrica generada, para poder calcular el costo unitario del combustible, mediante la ecuación,

$$E = \frac{365 E}{a (d - d')} \left[ d^{-a (t_1 - t_0)} - e^{-a (t_2 - t_0)} \right] \quad (10.12)$$

donde:

E = valor presente de la energía a la fecha  $t_0$

a = factor de valor presente continuo

$t_1$  = fecha decimal de inicio de generación de energía

$t_2$  = fecha decimal de término de generación de energía

$t_0$  = fecha de referencia para llevar el valor presente

El factor  $\delta$  es igual a:

$$\delta = \ln (1 + i) \quad (10.13)$$

donde:

$i$  = tasa de interés o factor de descuento

Los cálculos de estos valores presentes se efectúan en la subrutina ENERGY, mediante la subrutina VPE.

10.8 El procedimiento seguido por el programa FUELCASH-II para el cálculo de los costos directos por lote, es el siguiente:

1. Cada componente de costo se calcula en \$/Kg de metal pesado inicial (\$/Kg Mi), tomando en cuenta que el uranio final y el plutonio final son créditos.
2. A continuación se puede obtener el costo unitario del combustible por lote multiplicando esta cantidad (\$/Kg Mi) por el siguiente factor:

$$G = \frac{1000}{24 B \eta} \quad (10.14)$$

para pasar a mills/kWh (e)

Donde  $B$  y  $\eta$  son el quemado promedio y la eficiencia neta de la planta durante el período en cuestión. Estos cálculos se llevan a cabo en las subrutinas FLCASH y FLOW. Para cada una de las componentes de costos direc-



tos, el costo en \$/Kg Mi se calcula mediante la ecuación,

$$C'_j (\$/KgMi)_j = f_j w_j C_j; \quad j = 1 \text{ a } 7 \quad (10.15)$$

donde:

$C'_j$  = costo normalizado para la componente  $j$  en \$/KgMi

$f_j$  = factor de pérdida estimada en el proceso para la componente  $j$

$w_j$  = factor de peso de material nuclear para la componente  $j$

$C_j$  = factor de costo en \$/Kg de la componente  $j$

Los factores de pérdida para cada proceso están incluidos dentro del programa como valores de una biblioteca interna, pero pueden ser cambiados mediante los datos de entrada.

Los factores de peso de los materiales nucleares son simplemente factores de ajuste, y los factores de costo se obtienen directamente a partir de la información proporcionada en los datos de entrada. Los costos del uranio inicial ( $C_1$ ) y final ( $C_2$ ) se calculan a partir de los enriquecimientos inicial y final, los costos del uranio natural, la conversión a  $UF_6$  y el enriquecimiento, incluyendo la composición de las colas de la planta de difusión gaseosa. Puesto que esta información se proporciona al programa en función del tiempo (e.g. por año), el programa debe primeramente seleccionar qué

tipo de costo va a aplicar, de acuerdo al tiempo de carga o descarga del lote en cuestión.

Los valores  $C_3$  y  $C_4$  se refieren al costo del plutonio inicial (en caso de reciclado de plutonio) y final (crédito). Estos valores se pueden dar como  $\$/g$  ó como una fracción de paridad con respecto al valor de  $U^{235}$  en uranio enriquecido al 90% (paridad = 1.0 indica que el plutonio tiene el mismo valor que el  $U^{235}$  en uranio enriquecido al 90%).

El costo de fabricación,  $C_5$ , es uno de los costos que se da como entrada al programa. Este costo se puede suministrar por lote o por año al programa e incluye todos los pasos desde el retiro de  $UF_6$  de las unidades de enriquecimiento, hasta la entrega de los ensambles de combustible fabricados en el sitio de la planta.

El costo de transporte de combustible gastado,  $C_6$ , también debe ser suministrado en términos de  $\$/Kg$  Mi o bien como  $\$/Kg$  M final que sale del reactor.

El costo de reprocesamiento,  $C_7$ , debe darse como  $\$/Kg$  M final que sale del reactor listo para ser reprocesado.

El costo de reconversión a  $UF_6$  del uranio, puede ser suministrado por separado y se agrega al costo estimado para un costo total de reprocesamiento.

- 10.9 Una vez calculado el costo normalizado  $C'_j$  de cada componente del ciclo, el programa, mediante la subrutina FLOW, calcula los flujos de dinero por lote y

si es necesario por año para cada componente del ciclo, según el detalle requerido, mediante la ecuación,

$$F'_j (\$) = C'_j M_j \quad j = 1 \text{ a } 7 \quad (10.20)$$

el flujo de dinero por el lote b será,

$$F'_b (\$) = \sum_{j=1}^7 C'_{j,b} M_{j,b} \quad (10.21)$$

y en el año a, será,

$$F'_a (\$) = \sum_{j=1}^7 C'_{j,a} M_{j,a} \quad (10.22)$$

donde,

$F'_j$  = flujo de dinero correspondiente a la componente j, en \$

$M_j$  = masa correspondiente a la componente j, en Kg M

$F'_b$  = flujo de dinero correspondiente al lote b

$M_{j,b}$  = masa correspondiente a la componente j, lote b, en Kg M.

$F'_a$  = flujo de dinero correspondiente al año a.

$M_{j,a}$  = masa correspondiente a la componente j, año a, en Kg M.

A continuación se debe obtener el valor presente de cada una de estas componentes, para obtener una cantidad de dinero equivalente que pueda ser dividida entre

el valor presente de la energía que se obtuvo mediante la ecuación (10.12).

10.10 El programa FUELCASH-II puede suponer que los pagos para las componentes de pre-irradiación o sea uranio natural, enriquecimiento y fabricación, se pueden efectuar de acuerdo a la Figura 10.4.

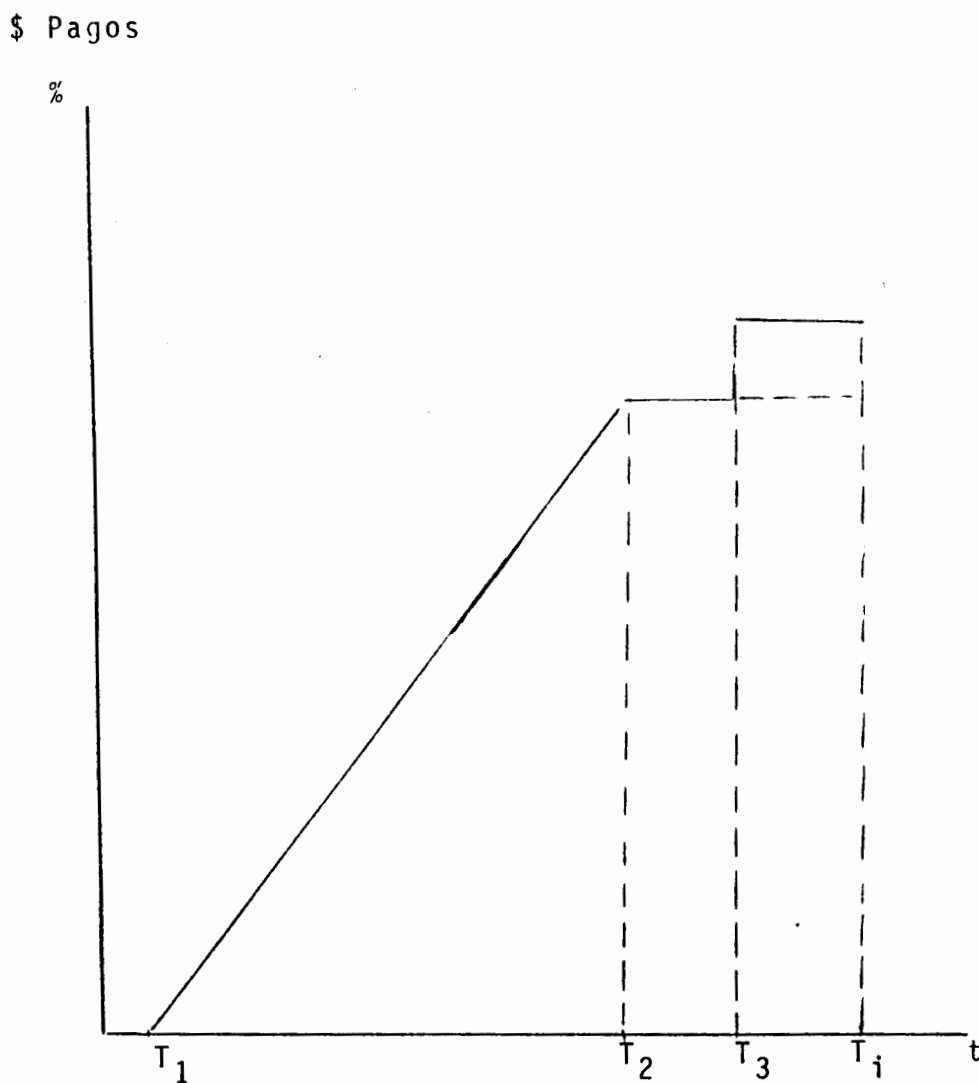


FIGURA 10.4 FORMA DE EFECTUAR LOS PAGOS DE LAS COMPONENTES DE PREIRRADIACION.

En la figura 10.4,  $T_1 - T_2$  es un período de tiempo en que se efectúan una serie de pagos regulares para cubrir la fracción  $f$  del costo total de la componente en cuestión y  $T_3$  es el tiempo en que se paga la diferencia en un solo pago.  $T_1$  es el tiempo en años y/o fracciones de año en que se inicia esta serie de pagos y  $T_2$  es el tiempo de terminación, ambas referidas a la fecha  $T_i$  de carga del lote en cuestión.  $T_3$  si es positivo, es el tiempo en que se efectúa el pago final, anterior a la fecha  $T_i$  y si es negativo, se considera el pago después de la carga del lote.

Para el cálculo del valor presente de la serie de pagos efectuados de  $T_1$  a  $T_2$ , tenemos que considerar una ecuación semejante a la del cálculo del valor presente de energía producida.

Suponemos que un flujo de dinero se recibe en forma uniforme de  $q$  dólares por año, durante el intervalo de tiempo de  $T_1$  a  $T_2$ .

El dinero recibido en el intervalo  $dt$  es  $q dt$ , y el factor de valor presente al tiempo  $t$  es  $e^{-at}$ .

Entonces el valor presente total ( $I$ ) de los pagos recibidos será,

$$I = \int_{T_1}^{T_2} q e^{-at} dt \quad (10.23)$$

en el caso de la energía, q es equivalente a la potencia térmica del reactor P en MW (t), o sea,

$$E = \int_{t_1}^{t_2} P e^{-\delta t} dt \quad (10.24)$$

la integración de la ecuación (10.23) no da,

$$I = \frac{q}{\delta} (e^{-\delta T_1} - e^{-\delta T_2}) \quad (10.25)$$

que es equivalente a,

$$I = F'_j(T_1, T_2) = \left[ \frac{e^{-\delta T_1} - e^{-\delta T_2}}{\delta T_2 - \delta T_1} \right] \quad (10.26)$$

para el componente j, donde

$$F'_j(T_1, T_2) = q (T_2 - T_1) \quad (10.27)$$

$F'_j(T_1, T_2)$  representa en este caso el total del dinero erogado en el período  $T_1 - T_2$  para la componente j y es equivalente a la energía en la ecuación (10.12). Si se lleva este valor presente a una fecha  $t_0$  la ecuación (10.28) será,

$$I = F'_j(T_1, T_2) \left[ \frac{e^{-\delta(T_1 - t_0)} - e^{-\delta(T_2 - t_0)}}{\delta T_2 - \delta T_1} \right] \quad (10.29)$$

en donde el factor de valor presente es la cantidad que aparece entre paréntesis, o sea,

$$FVP' = \left[ \frac{e^{-\alpha(T1 - to)} - e^{-\alpha(T2 - to)}}{\alpha T2 - \alpha T1} \right] \quad (10.30)$$

Posteriormente, a partir del valor presente del costo de la componente y el costo real de ella, se puede obtener una fecha equivalente a partir de,

$$PWF'' = \frac{I}{F'_{j(T1, T2)}} = e^{-\alpha(Te - to)} \quad (10.31)$$

por lo cual,

$$T_e = \frac{(\ln PWF' - (\alpha to))}{-\alpha} = \frac{\alpha to - \ln PWF'}{\alpha} \quad (10.32)$$

para el caso del tercer pago en T3

$$I = F'_{jT3} e^{-\alpha(T3 - to)} \quad (10.33)$$

Estos cálculos tanto para calcular el valor presente de la energía, como para calcular el valor presente del dinero, se efectúan en las subrutinas VPE y VPDLS sucesivamente.

- 10.11 Finalmente para obtener el costo unitario de combustible Cf en mills/kWh, el programa divide los valores presentes I de todos los pagos efectuados n, durante el período de tiempo examinado entre el valor presente de las energías generadas  $\bar{E}$  en ese mismo período, o sea,

$$C_f \text{ (mills/kWh)} = \frac{\sum_{i=1}^n I_i}{\sum_{i=1}^n \bar{E}_i} \quad (10.34)$$

En esta ecuación  $C_f$  representa ser el costo nivelado que necesita ser recuperado mediante la generación de energía eléctrica, para poder cubrir todos los gastos directos tratados en la sección anterior.

\*



F-DEPFI/D-73/1987/Ej.2



702375

F-DEPFI  
D-73  
1987  
Ej.2

G(2) 702375