



Universidad de Buenos Aires
Facultad de Ciencias Económicas
Biblioteca "Alfredo L. Palacios"



Propuesta de una estructura organizacional y de un esquema de costos para la prestación del servicio de energía eléctrica en la republica Argentina

Tennina, Lelio

1983

Cita APA: Tennina, L. (1983). Propuesta de una estructura organizacional y de un esquema de costos para la prestación del servicio de energía eléctrica en la republica Argentina.

Buenos Aires: Universidad de Buenos Aires. Facultad de Ciencias Económicas

Este documento forma parte de la colección de tesis doctorales de la Biblioteca Central "Alfredo L. Palacios". Su utilización debe ser acompañada por la cita bibliográfica con reconocimiento de la fuente.

Fuente: Biblioteca Digital de la Facultad de Ciencias Económicas - Universidad de Buenos Aires

BIBLIOTECA DE LA FACULTAD DE CIENCIAS ECONOMICAS
Profesor Emérito Dr. ALFREDO L. PALACIOS
UNIVERSIDAD DE BUENOS AIRES

FACULTAD DE CIENCIAS ECONOMICAS

*Este Tesis mereció la calificación de
Distinguido (8) - 22/6/1983 - 100%*

PEDRO F. J. PAVESI
Director -
Depto. de Post-Grado

T E S I S D O C T O R A L

PROPUESTA DE UNA ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL Y DE UN ESQUEMA DE COSTOS
PARA LA PRESTACION DEL SERVICIO DE ENERGIA ELECTRICA EN LA
REPUBLICA ARGENTINA

A U T O R

L E L I O T E N N I N A

Ugarteche 3348, 3er. piso - (1425) Capital Federal
Registro N° 55.415

CONSEJERO DE TESIS: DR. JOSE F. PUNTURO

Buenos Aires,

de 1982

BIBLIOTECA DE LA FACULTAD DE CIENCIAS ECONOMICAS
Profesor Emérito Dr. ALFREDO L. PALACIOS

I N D I C E G E N E R A L

	<u>PAGINA</u>
<u>Introducción</u>	A
Capítulo 1: Los costos y la producción de energía eléctrica	1
Capítulo 2: Análisis del costo	28
<u>Relevamiento de la estructura nacional</u>	
Capítulo 3: Costos por factor de costo	40
Capítulo 4: Costos por etapas del proceso eléctrico	73
Capítulo 5: Conclusiones de los Anexos I, II y III.	138
<u>Experiencia del exterior</u>	
Capítulo 6: Relevamiento de la experiencia del exterior	145
<u>Esquema propuesto</u>	
Capítulo 7: Proyección del modelo propuesto	188
Capítulo 8: Estructura organizacional	208
Capítulo 9: Requisitos básicos comunes de los sistemas de costos propuestos (ENEE y ERDEEE)	229
Capítulo 10: Costos y control de gestión	258
Capítulo 11: Costos y tarifas	299
Capítulo 12: • Costos y la toma de decisiones	321
<u>Conclusiones</u>	335
<u>Glosario técnico básico</u>	I
<u>Bibliografía</u>	V

I N T R O D U C C I O N
=====

INTRODUCCION

Los objetivos del presente trabajo se pueden dividir en dos:

- a) Recopilar el material existente en nuestro país y en el exterior para, una vez analizado, ubicarnos en la situación actual de la industria eléctrica en la República Argentina.
- b) En función de lo anterior, y de las perspectivas futuras previstas para el país, proponer:
 - b-1) Un modelo de organización para nuestro país, que nos capacite para enfrentar el desarrollo energético en su faz eléctrica de la mejor forma posible.
 - b-2) El esquema de costos necesario para el logro de los siguientes fines:
 - b-2-1) El control de los costos.
 - b-2-2) Una tarifación racional y orgánica con su base en el costos del servicio.
 - b-3) El estudio de un campo cada vez más importante dentro de la industria tratada, y que se refiere a los costos y la toma de decisiones.

Para llegar a estas propuestas, se deben recorrer varios pasos previos:

- A) Se encara una introducción general al problema de los costos y su vinculación con la industria eléctrica, resaltando sus características particulares para el caso.

También se analiza la importancia de la presupuestación y del análisis de los costos según su variabilidad y posibilidad de control.
- B) Se pasa posteriormente al punto central de esta parte del trabajo: el estudio y evaluación de la situación actual en las empresas del ramo eléctrico en nuestro país, vinculados con el tratamiento de los costos. Se hace especial hincapié en lo referente a:
 - B-1) Análisis por factores de costo.
 - B-2) Costos por procesos dentro de la industria eléctrica.
 - B-3) Elementos para los registros de costos (con desarrollo amplio en el Anexo I).
 - B-3-1) Planes de Cuentas.
 - B-3-2) Ordenes de Trabajo.
 - B-3-3) Centros de Costos.
 - B-4) Análisis de la legislación nacional acerca de la base tarifaria en el caso de las empresas eléctricas (basado en el Anexo II).

- B-5) Evaluación de la situación al momento de implementarse el Plan Nacional de Desarrollo Energético y su proyección hasta el año 2000.
El enfoque se encara fundamentalmente desde los puntos de vista aprovechables para nuestro análisis (surge del Anexo III).
- C) A continuación se presenta la recopilación referente a las experiencias que sobre el tema fue posible encontrar en el exterior.
Estas se refieren fundamentalmente a:
- C-1) Detalle de las organizaciones adoptadas por distintos países.
 - C-2) Sistemas de registros empleado (especialmente referentes al costo del producto).
 - C-3) Estudios tarifarios (que se amplían en el Anexo IV).
- D) La SITUACION PROPUESTA se divide en dos grandes campos en los cuales concluye el presente trabajo y conforman la culminación del mismo.
- D-1) Propuesta de la organización que se estima más adecuada para el logro de los fines previstos.
 - D-2) Esquemas de costos según los diferentes enfoques necesarios para el logro de los fines de la forma más económica posible.
- E) Las conclusiones finales marcan el cierre concreto de la labor.

Es conveniente recalcar aquí que el objetivo principal de este trabajo es lograr un esquema aplicable en nuestro país, partiendo del estado que surge del análisis de la situación actual de las principales empresas en operación. Es por ello que el comienzo debe ser razonablemente reducido en cuanto a los objetivos a cubrir, para una vez en marcha todo el mecanismo, poder ir perfeccionando el todo en función de las experiencias recogidas y del necesario entrenamiento de los encargados de usarlo.

Un aspecto a aclarar antes de comenzar el análisis, consiste en el hecho de que, por la disponibilidad de datos de costos en las empresas más importantes y por la incidencia de la generación térmica en el total del país, es prácticamente inevitable que se recargue el aspecto investigativo sobre este tipo particular de generación eléctrica. En lo referente al planteo propuesto, se busca generalizar la exposición abarcando también fundamentalmente el campo hidroeléctrico. Cuando aquí se comenta acerca de la importancia de las empresas involucradas, siempre se hace referencia al mayor o menor desarrollo administrativo-contable y no a su capacidad operativa técnica.

Se destaca asimismo la fundamental asistencia recibida para la realización de este trabajo de parte de todos los componentes de las Gerencias Financiera y de Control de Gestión de la ex Compañía Italo Argentina de Electricidad, y en especial dentro de ella, del personal del Departamento Costos, dirigido por el Ingeniero Héctor Panelati. También han colaborado especialmente las siguientes personas: Alberto E. Campello, Mabel de Negri de Ucha y Ana M. Biacca de González.

C A P I T U L O I

LOS COSTOS Y LA PRODUCCION DE ENERGIA ELECTRICA

I N D I C E

	<u>PAGINA</u>	
1.1.	Parte general	1
1.1.1.	Definiciones básicas	1
1.1.2.	Elementos básicos del costo	2
1.1.3.	Clasificación de los sistemas de costeo	3
1.1.3.1.	Costo por absorción	3
1.1.3.2.	Costeo directo	3
1.2.	Los costos vinculados con el proceso de la energía eléctrica	4
1.2.1.	Conceptos generales	4
1.2.2.	Descripción del proceso	5
1.2.2.1.	Generación	5
1.2.2.2.	Transmisión	5
1.2.2.3.	Distribución	6
1.2.2.4.	Entrega	6
1.2.2.5.	Costos de estructura	6
1.2.3.	La naturaleza del costo de la electricidad	9
1.2.3.1.	Costos Binomios	9
1.2.3.2.	Costos Trinomios	9
1.2.4.	Clasificación de los usuarios	10
1.2.5.	Factores que influyen en los costos de la industria eléctrica	11
1.2.5.1.	Cantidad de energía suministrada	11
1.2.5.2.	Máxima demanda de potencia	11
1.2.5.3.	Factor de carga y factor de planta	12
1.2.5.4.	Factor de Diversidad	15
1.2.5.5.	Situación geográfica del consumo	20
1.2.5.6.	Tiempo de incidencia de la carga	20
1.2.5.7.	Variaciones estacionales del consumo y de las condiciones del suministro	21
1.2.5.8.	Interruptibilidad del suministro	22
1.2.5.9.	Factor de Potencia	22
1.3.	Conclusiones	26

C A P I T U L O 1

LOS COSTOS Y LA PRODUCCION DE ENERGIA ELECTRICA

G R A F I C O S

	<u>PAGINA</u>
1 A <i>Etapas del desarrollo del proceso eléctrico</i>	8
1 B <i>Curva de carga diaria de una planta generadora</i>	14
1 C <i>Factor de Diversidad: Esquema del Sistema de Suministro</i>	17
1 D <i>Factor de Diversidad: Diversidad entre grupos o especies de carga</i>	18
1 E <i>Factor de Diversidad: Diversidad de grupo simplificada</i>	19
1 F <i>Gráfico explicativo del Factor de Potencia</i>	25

C U A D R O S

1 a <i>Ejemplo simplificado del cálculo del Factor de Diversidad de cada grupo de consumidores</i>	16
--	----

CAPITULO 1 - LOS COSTOS Y LA PRODUCCION DE ENERGIA ELECTRICA

1.1. PARTE GENERAL

En el primer punto se encara una breve introducción al concepto de los costos en forma muy resumida y general, para pasar luego a comentar la relación existente entre los costos y el caso particular que nos ocupa: el de la Energía Eléctrica.

En el primer aspecto de los mencionados no se pretende realizar un trabajo ni crítico ni de recopilación bibliográfica, sino que se buscan las definiciones mínimas necesarias que permitan los desarrollos posteriores.

En el segundo aspecto de este primer punto, se trata el caso particular de la industria eléctrica.

Primeramente con un comentario general e ilustrativo del proceso productivo y una ejemplificación de los costos considerados; en segundo término se estudia la naturaleza de los costos en la electricidad, de donde surgen consideraciones acerca de la forma de encarar el estudio de los costos en sí y de la clasificación de los usuarios para su posterior apropiación. Concluye el punto con un breve detalle de los principales factores que influyen en el costo de la energía eléctrica y que deben ser considerados en todo análisis.

1.1.1. DEFINICIONES BASICAS

Como primer paso se ha de dar una definición de lo que se entiende por costo. Para ello, lo más acertado, a nuestro juicio, pareciera ser la definición de Gordon Shillinglaw en su libro "Contabilidad de Costos-Análisis y control" (El Ateneo - Bs.As. 1977 - 1a. edición), quien en su página 10 expresa: "El costo representa los recursos que han sido o deben sacrificarse para alcanzar un objetivo". Los mismos se presentan bajo diferentes aspectos:

GASTOS: Costos aplicados contra el ingreso de un período determinado.

BIENES DE USO - BIENES DE CAMBIO - CARGOS DIFERIDOS: Costos que no pueden ser aplicados inmediatamente contra un ingreso determinado y que se activan provisoriamente, para permitir su apropiación periódica y racional.

No se deben confundir los costos y las pérdidas, ya que éstas últimas representan reducciones del capital sin un ingreso como contrapartida y contra el cual se puedan imputar.

El "costo operativo" comprende "...los costos de los recursos usados durante un período para desarrollar las actividades de la organización..." (Ibid, pág. 53).

Se puede decir en breves palabras cuáles son los objetivos que se persiguen al analizar los costos:

- a) Ubicar correcta y lógicamente las erogaciones, con el fin de determinar más precisamente los resultados alcanzados durante un cierto período.
- b) Interpretar y analizar dichas erogaciones así ordenadas, con el fin de mejorar la eficiencia en el logro de las metas que se ha fijado la organización.

Cómo se logran estos objetivos?: A través de la "contabilidad de costos" que nos permite efectuar una medición, una valuación del sacrificio efectuado para conseguir el fin propuesto. La contabilidad de costos se ocupa de la clasificación, acumulación, control y asignación de costos, de manera tal que nos permita establecer las modalidades de comportamiento de los costos. Esta acumulación de costos se puede hacer según las necesidades: por cuenta contable, por trabajos específicos, por procesos productivos, por productos y también por sectores dentro de la organización.

La "unidad de costo": es el elemento conceptual con respecto al cual se busca relacionar todo lo concerniente a las erogaciones y gastos incurridos para su procesamiento y operación.

Teniendo la información necesaria, el contador de costos calcula, informa y analiza el costo en el cual se incurre para realizar funciones tales como: operar un proceso productivo o distributivo; fabricar un producto o la realización de algún proyecto especial y determinado.

Se puede decir que los costos acumulados en las cuentas sirven para tres propósitos fundamentales:

- A) Proporcionar informes para el Balance General y el Cuadro de Resultados. (Costos de Mercaderías Vendidas y valuaciones de inventarios de materiales, materias primas, productos en proceso, etc.).
- B) Ofrecer información para el control administrativo de las operaciones y actividades de la empresa (Información de Control).
- C) Proveer información sobre la cual pueda basarse la administración central para el planeamiento y la toma de decisiones.

1.1.2. ELEMENTOS BASICOS DEL COSTO

Son los conceptos originales del gasto, y clásicamente se los presenta así:

- a) Consumo de Bienes Muebles preexistentes que pueden ser:

Ejemplo: Almacenables (Materias Primas)

No almacenables (Fuerza Motriz)

- b) Retribución del Trabajo Humano.

- c) Resto de las erogaciones:

- Representación económica del desgaste de los bienes de capital.

- Retribución de los demás factores que coadyuvan a la producción (Retribución del Capital invertido).

Si se habla de un "Costo de Fabricación", los conceptos se agrupan de la siguiente forma:

MATERIAS PRIMAS DIRECTAS
 MANO DE OBRA DIRECTA
 GASTOS GENERALES DE FABRICACION O COSTOS INDIRECTOS

El adjetivo "directo" indica la relación de los elementos del costo con el producto que se está fabricando.

Los gastos generales de fabricación generalmente agrupan:

MANO DE OBRA INDIRECTA
 MATERIALES INDIRECTOS
 GASTOS DE FABRICACION

La asignación de los costos indirectos a los productos o procesos se realiza mediante el empleo de bases o índices que reflejan la manera en que se supone se utiliza este tipo de costos en las secciones o elementos directos.

1.1.3. CLASIFICACION DE LOS SISTEMAS DE COSTEO

1.1.3.1. COSTOS POR ABSORCION:

A) De acuerdo con los desembolsos que originan:

A-1) Según el período de relevamiento:

- Costos globales o de ejercicio
- Parciales o periódicos (diarios, semanales, mensuales...)

A-2) Según la función a que están destinados:

- Etapas ciclo económico (fabricación, distribución, administración, etc.)
- Sectores operativos (línea de producción, centros de costos, departamento, etc.)

A-3) Según su identidad con la unidad de costos:

- Directos
- Indirectos

A-4) Según su relación con la operación a que están vinculados:

- Variables
- Semi-variables
- Semifijos
- Fijos

B) Según la naturaleza del relevamiento contable (cómo se determina, registra y analiza el costo):

B-1) Históricos o reales.

B-2) Predeterminados:

- Estimados
- Standard

1.1.3.2. COSTEO DIRECTO.

1.2. LOS COSTOS VINCULADOS CON EL PROCESO DE LA ENERGIA ELECTRICA

1.2.1. CONCEPTOS GENERALES

Es imprescindible, en la actualidad, contar con una información acerca del comportamiento de los costos de la energía eléctrica lo más exacta y al día posible. Es ésta una herramienta fundamental para los encargados de controlar las políticas del sector en vista a lograr una óptima estructura al servicio del mercado consumidor.

Teóricamente, se deberían medir los "Costos Sociales" de la producción y distribución de la energía eléctrica, ya que ellos reflejarían lo que le cuesta a la sociedad contar con este importante elemento.

Estos costos sociales se componen de una sumatoria:

- A) Costos propios de las empresas productoras y distribuidoras de electricidad.
- B) Costos "externos" o no vinculados directamente a las empresas. Ejemplo: Costo del control de la contaminación ambiental producida por las usinas o el costo de un apagón generalizado, etc.)
- C) Costos de los controles reguladores que se engendran para mantener dentro del marco establecido la actividad de las empresas que desarrollan esta particular tarea.

Sólo se considerará el primer aspecto de los tres antes mencionados.

Si bien se está de acuerdo en la existencia e importancia de los restantes, el tratarlos conjuntamente implicaría dar una dimensión y extensión impropias a los objetivos que se han fijado al encarar el trabajo.

La industria eléctrica presenta ciertas características especiales que es conveniente destacar:

- I - Es una industria que normalmente se desenvuelve en situación de monopolio. Sólo en algunos casos subsisten dos o más empresas de producción y distribución de energía en una misma área, que si bien en un primer momento pudieron actuar en franca competencia, actualmente tienden generalmente a integrar sus desarrollos a efectos de lograr un nivel de mayor eficiencia conjunta.
- II - Los costos fijos son altos, en proporción a otros tipos de actividades, ya que las plantas de producción deben estar dimensionadas para las cargas pico que normalmente duran proporcionalmente poco tiempo, además de que deben preverse posibilidades de mantenimiento preventivo y correctivo sin afectar al servicio. Esto hace que los costos promedio sean decrecientes ante un mayor consumo, para una planta XX con una dimensión dada.

III - Está sujeta a regulación del Estado. Esta puede basarse en dos criterios:

- a) Fijación de las tarifas (según los diferentes métodos normalmente aplicados).
- b) Establecimiento de un control de costos.

En nuestro país generalmente se aplica el primer criterio. La Secretaría de Energía fija las tarifas con las modalidades y características que cree convenientes para una mejor prestación del servicio. Es por ello que si se habla de lograr una mayor rentabilidad de la empresa (pública o privada), se debe encarar la reducción de sus costos.

1.2.2. DESCRIPCION DEL PROCESO

El proceso productivo que da por resultado poner la electricidad al alcance del consumidor comienza con la generación de la energía, sigue con el transporte (dividido en transmisión y distribución), para finalizar con la entrega al usuario o consumidor.

Estas actividades forman parte de un proceso continuo y casi simultáneo por el carácter del bien que se trata, pero se hace relativamente fácil marcar la relación entre sus etapas.

1.2.2.1. GENERACION: Se refiere a la creación de la electricidad propiamente dicha. Abarca todo lo referente a las unidades generadoras y sus equipos accesorios (calderas, depósitos de combustibles, edificios, etc.). Su límite como etapa está generalmente marcado por la barra de salida de la usina.

1.2.2.2. TRANSMISION: Comprende el traslado de la energía desde la barra de salida de la usina generadora hasta las sub-estaciones o estaciones transformadoras. Por razones fundamentalmente de economía, el transporte de energía se debe realizar en alta tensión, ya que así se evitan pérdidas de fuerza durante el trayecto. Es por ello que habitualmente se eleva la tensión al ser generada, se la transporta y se la vuelve a reducir para permitir su consumo masivo. El primer paso de esta reducción se cumple en las estaciones o sub-estaciones transformadoras. Dentro de ellas, y tomando como ejemplo lo que ocurre en la Capital Federal, la corriente eléctrica que entra a 132Kv, o 27,5Kv, es rebajada a 13,2Kv y/o 6,875Kv.

Dentro de la etapa Transmisión se incluyen, generalmente, todo lo concerniente a líneas de alta tensión y sub-estaciones de transformación.

- 1.2.2.3. DISTRIBUCION: Abarca el tramo de transporte que se efectúa desde la salida de la sub-estación transformadora, hasta la derivación desde donde sale el cable final que permite la conexión al cliente.
- Distribución en media tensión: desde la sub-estación hasta la cámara de transformación.
- Cámaras transformadoras, centros compactos de potencia o cabinas de maniobra: Aquí la corriente eléctrica que puede entrar en 13,2Kv o 6,875Kv (siguiendo el caso anteriormente mencionado) es rebajada a 380 o 220 V que es la forma en que generalmente se consume (a nivel masivo) en varios países entre los que se cuenta el nuestro.
- Distribución en baja tensión: desde la salida de la cámara de transformación hasta el empalme para la conexión al cliente.
- Esta etapa incluye todo lo concerniente a redes de distribución en media y baja tensión, así como las cámaras de transformación.

- 1.2.2.4 ENTREGA: Esta etapa del proceso eléctrico en general incluye la derivación al usuario desde el cable principal, el medidor y la conexión final al mismo. También comprende los costos de una serie de servicios directamente asignables a esta tarea de entrega del fluido al consumidor, tales como mantenimiento de los medidores de consumo, lectura periódica de estos medidores para permitir la facturación y posterior cobranza, etc.

- 1.2.2.5 COSTOS DE ESTRUCTURA: No son directamente asignables a una o varias etapas del proceso, pero sí a todo éste en general. Se incluyen aquí los costos de departamentos administrativos, las amortizaciones y los costos del capital, intereses, etc.

Estas características que hasta aquí se han expuesto someramente son descripciones a grandes rasgos de un proceso que por su complejidad propia presenta muchos casos alternativos. Tal, por ejemplo, los clientes que compran y consumen la energía en alta tensión o media tensión.

Cada una de las etapas ya comentadas poseen sus característicos componentes del costo. Como ejemplo se verá una de ellas:

GENERACION: a) Combustibles

b) Mano de Obra

- Operación de las centrales

- Mantenimiento de las unidades generadoras y de los demás equipos.

c) Cargas financieras, materiales y demás gastos generales

a) Combustibles: Se encuentran de varios tipos:

a) Fósiles: gas, petróleo, carbón (turbogeneración)

b) Uranio (generación atómica)

c) Agua a presión (generación hidroeléctrica)

d) Vapor de agua subterráneo (generación geotérmica)

De todos ellos, el más empleado actualmente es el grupo de los combustibles fósiles. La generación hidroeléctrica ocupa el segundo lugar y el resto corresponde a generación atómica y otros medios. La tendencia mundial es, sin embargo, reemplazar los combustibles consumibles por otros del tipo autorenovables como el agua corriente que se emplea para la generación hidroeléctrica, la energía solar y la eólica, etc.

Es interesante destacar aquí una relación que generalmente se da: el costo del transporte del combustible está relacionado con el gasto de transmisión de energía, ya que generalmente los centros consumidores de electricidad no se encuentran cercanos a los centros de producción de combustibles. Es por ello que si se quiere disminuir el costo del traslado del combustible (flete) se debe aumentar el costo de transmisión y viceversa.

b) Mano de obra: a) Operación de centrales

b) Mantenimiento

Es este un costo de tipo semi-fijo, ya que se producen muy pocas variaciones a corto y mediano plazo con una dimensión dada de central generadora. Esta debe necesariamente estar dimensionada en todos sus aspectos para la cobertura de picos de demanda que abarcan poco tiempo del total de la jornada. Es por ello que la estructura del personal de la empresa debe estar adaptada a ese nivel, lo que hace poco probable variaciones en el rubro del personal.

c) Cargas financieras, materiales y gastos generales: la inversión necesaria para producir energía eléctrica se centra básicamente en:

- Terrenos

- Edificios

- Equipos de generación y auxiliares

Estas inversiones dan como resultado cargas al costo que se pueden concretar en:

- Amortizaciones

- Costos del capital propio

- Impuestos (s/terrenos, edificios, etc.)

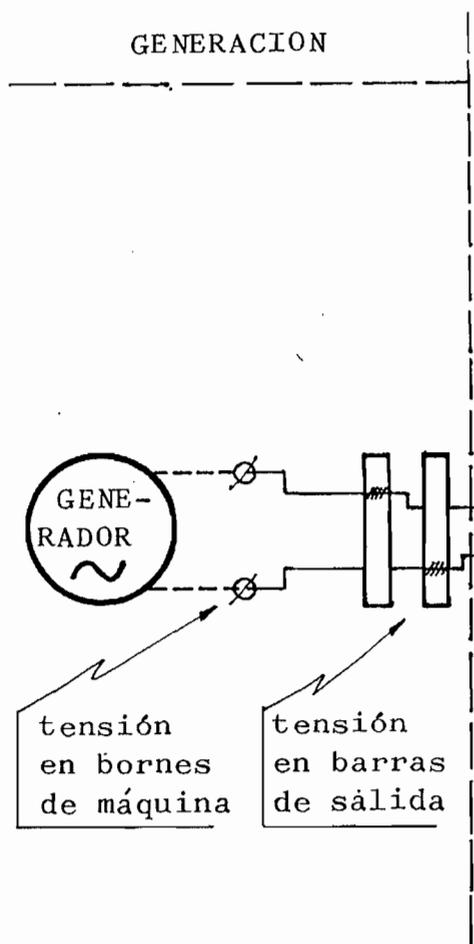
Según una estimación de la Federal Power Commission (National Public Survey, Washington U.S. Government Printing Office, 1964, Volúmenes 1 y 2), el porcentaje sobre el costo total con el que inciden estos factores del costo de las inversiones en este tipo de industrias asciende a:

- 22% Turbogeneración
- 20% Hidroelectricidad
- 23% Plantas nucleares

Esto de por sí da una idea de la gran importancia de este rubro.

Los materiales y los gastos generales son dos rubros bastante reducidos en cuanto a incidencia dentro del proceso de generación de energía. Los materiales son fundamentalmente repuestos para mantenimiento preventivo o correctivo, y materiales de uso general.

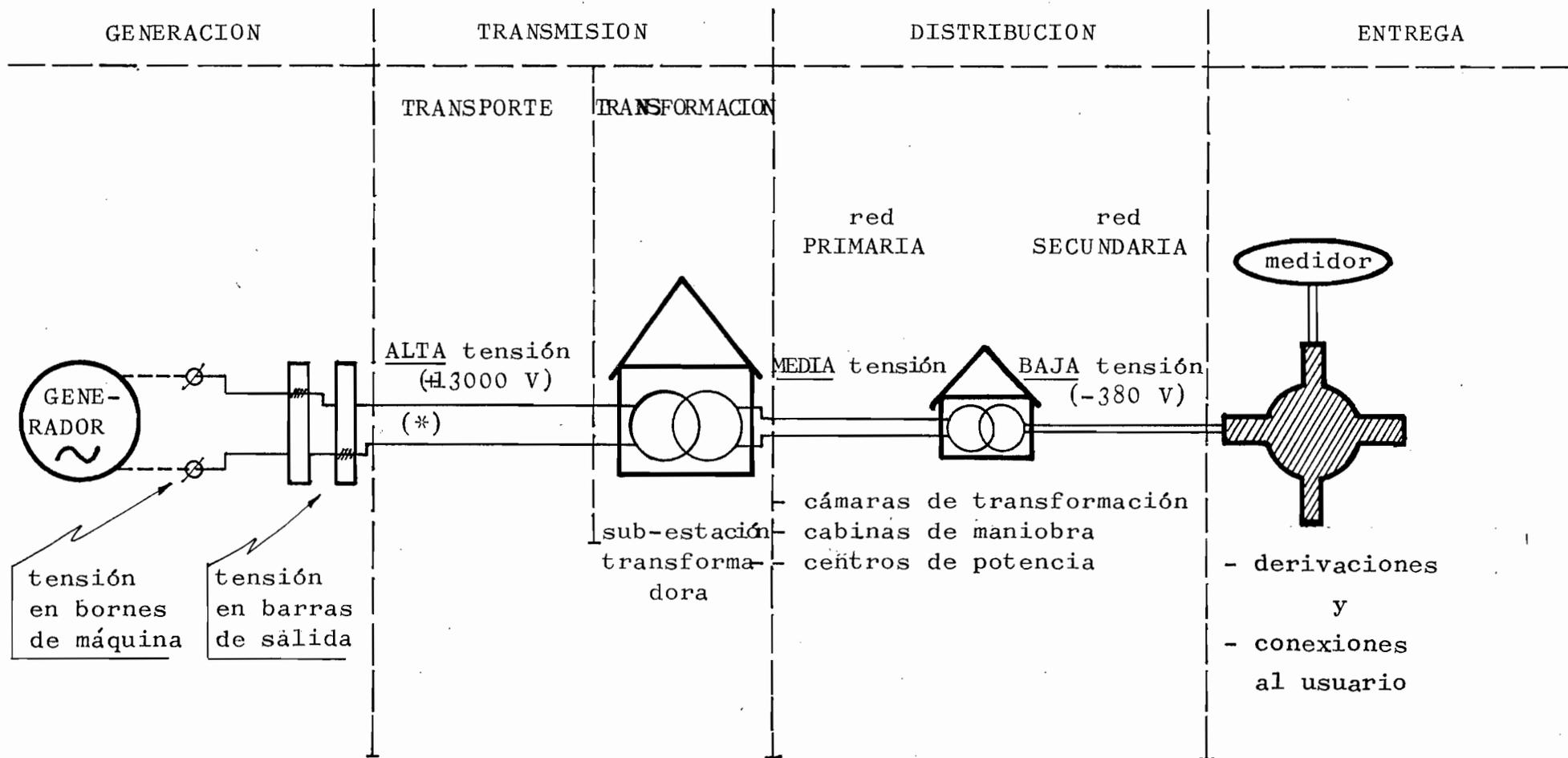
G R A F I C O 1 A



⊗ transformadores de

(*) es común encontrar ya que los T. Grup de la energía es c

PROCESO ELECTRICO - ETAPAS DE DESARROLLO



⊗ transformadores de tensión

(*) es común encontrar en este punto del proceso una subestación elevadora de voltaje ya que los T. Grupos normalmente generan en media tensión, y para el transporte de la energía es conveniente que ésta sea de alta tensión.

1.2.3. LA NATURALEZA DEL COSTO EN LA ELECTRICIDAD:

1.2.3.1. COSTOS BINOMIOS

La empresa eléctrica proporciona al usuario dos servicios distintos:

- A) La energía que consume en realidad (cuya medida es el kwh).
- B) La posibilidad de suministrarle la energía que precise cuando la necesite (servicio continuo que se mide en kw. disponibles).

El primero puede ser asimilado, en cierta forma, a los costos variables y el segundo a los fijos. La componente variable del costo puede considerarse como directamente proporcional al número de kwh. suministrados. La componente fija no es proporcional a ningún factor en especial, ya que una gran parte de los costos fijos provienen de la financiación y explotación del equipo necesario para la generación y distribución de la energía eléctrica y estos costos están a su vez determinados por la capacidad en kw. de los equipos.

Es actualmente aceptado que el usuario debe pagar no sólo la energía que consume, sino que debe contribuir a sufragar los gastos fijos de la empresa en función de su demanda máxima de potencia. Este concepto es más racional que el anteriormente empleado, de tratar todo como un bloque común de gastos dividido por los kwh. producidos.

1.2.3.2. COSTOS TRINOMIOS

Un método de análisis más exacto, lleva a determinar una nueva variable entre los llamados costos fijos. Se llega a establecer una categoría de costos fijos o semifijos que corresponden al hecho de contar con usuarios. Son independientes de la potencia instalada y se originan por la atención y mantenimiento de la cartera de usuarios o clientes. Es así que se llega al concepto de:

Componente variable: Gastos Variables

Componente fija: Componente de demanda máxima

Componente de uso

Esto nos lleva a lo siguiente: si se considera el costo como constituido por dos partes, se supone que los costos fijos son proporcionales a la máxima demanda y que los variables a la energía consumida. Si se subdivide la componente fija, se tiene el costo de máxima demanda y el de uso o de usuarios.

Es importante hacer esta distribución para distinguir el origen de estos costos, sobre todo para la fijación de precios.

1.2.4. CLASIFICACION DE LOS USUARIOS

Es comparativamente sencillo determinar los costos totales anuales de una compañía eléctrica, pero el problema más complejo consiste en repartir estos costos entre los diferentes usuarios individuales. Para ello hay que clasificar a los usuarios en categorías, de modo tal que los costos se distribuyan primero entre las diferentes categorías siguiendo algún criterio más o menos razonable; y luego en una segunda etapa, repartir los costos entre los usuarios de las categorías.

La clasificación debe agrupar en cada categoría a todos los usuarios, no sólo de una misma gama dimensional, sino con tendencias y características comunes desde el punto de vista de su repercusión sobre los costos. Se debe tender a que todos los usuarios o consumidores incluidos en una misma categoría tengan la posibilidad de acusar tendencias inherentes semejantes.

El método más práctico para clasificar a los usuarios es el que toma como base la aplicación o uso que cada uno da a la electricidad consumida. Conceptualmente, los tres usos más importantes son: luz, calor y fuerza, aún cuando no se pueden siempre discriminar con suficiente claridad. La base práctica a utilizar debe ser según la variedad de precios de las tarifas y siguiendo el principio que una vez incluidos en las categorías, a todos los usuarios dentro de la misma se les deben aplicar los mismos precios.

El precio de la electricidad está regido por la oferta y la demanda, pero no es un mercado de competencia perfecta, ya que en él interviene de manera fundamental el Estado.

Se debe considerar siempre el siguiente doble enfoque: cuánto le cuesta brindar servicio al productor y cuánto vale este servicio para el consumidor.

La fuerza que guía la demanda es la utilidad y la que guía la oferta es la de los costos. En el caso de los servicios eléctricos, no por el hecho de ser monopólicos u oligopólicos se debe dejar de considerar la demanda si se quiere proceder racionalmente. Para ello se hace necesario un análisis de la curva de elasticidad de los consumos considerando el juego de los consumos más elásticos y los menos elásticos o necesarios.

Para hacer un análisis de la demanda de electricidad se presenta el problema de aislar las variables intervinientes. Generalmente se puede hablar de dos grupos principales de demanda:

- Fuerza Motriz Industrial (FM)
- Alumbrado y otras aplicaciones domésticas y comerciales

El grupo industrial es homogéneo, ya que busca la producción de fuerza a través de la electricidad. El "doméstico" y "comercial" es más complejo, ya que incluye consumos de baja elasticidad o necesarios.

Ejemplo:

Alumbrado y también consumos más elásticos, como la calefacción.

Un esquema ya clásico en la materia muestra los siguientes valores de elasticidad tipo:

- a) La elasticidad doméstica de consumos necesarios llega a un valor cercano a 1;
- b) La de los consumos domésticos más elásticos (ejemplo: calefacción), varía entre 1,5 y 3;
- c) La de FM oscila en el 1,5.

Esto nos muestra claramente dónde se encuentran las áreas de mayor sensibilidad en función del precio.

1.2.5. FACTORES QUE INFLUYEN EN LOS COSTOS DE LA INDUSTRIA ELECTRICA

No es correcto pensar que solamente la cantidad de energía y la máxima demanda de potencia influyen en los costos de la electricidad.

Se pueden encontrar por lo menos nueve en total, catalogables como influyentes:

- a) Cantidad de energía suministrada (E)
- b) Máxima demanda de potencia (MD o DM)
- c) Factor de carga y factor de planta (Fde C o FC y CP)
- d) Factor de diversidad (FdeD o FD)
- e) Situación geográfica del consumo
- f) Tiempo de incidencia de la carga
- g) Variaciones estacionales de la carga
- h) Interruptibilidad
- i) Factor de Potencia (Coseno Φ) (FdeP o FP)

A continuación se definen y comentan brevemente cada uno de ellos.

Los gráficos y tablas aclaratorios de las definiciones de los Factores de Carga y de Diversidad han sido extractados del libro "Costos y Tarifas en el Suministro de la Electricidad" de Bolton, D.J. (ver bibliografía).

1.2.5.1. CANTIDAD DE ENERGIA SUMINISTRADA

1.2.5.2. MAXIMA DEMANDA DE POTENCIA

Dos magnitudes que son de gran importancia en los costos de suministro de electricidad: el trabajo o energía tomada por el consumidor y la potencia o velocidad a la cual esa energía es consumida. La fundamental diferencia entre la energía y la potencia es que la primera puede ser sumada durante un cierto período de tiempo y su total representa lo consumido; mientras que el segundo concepto fluctúa y es la potencia mayor de un determinado momento la que representa el tamaño de la instalación requerida por el consumidor. Para establecer los gastos de suministro a un determinado consumidor es necesario conocer su consumo de ener-

BIBLIOTECA DE LA FACULTAD DE CIENCIAS ECONÓMICAS
 Profesor Emérito Dr. ALFREDO L. PALACIOS

gía total e integrado del período (E) y sus requerimientos máximos de potencia en cualquier momento durante el período (conocido también como punto de demanda máxima o MD). Los costos totales del suministro dependen de estos dos factores. El hecho que en el caso del suministro de energía eléctrica sean los costos de MD mucho más importantes que los de E , se debe principalmente a la imposibilidad de almacenamiento a escala comercial de la energía, para poder utilizar entonces reservas amortiguadoras en los momentos de consumos pico. Actualmente y mediante las interconexiones del sistema de generación y distribución, se tiende a un mayor aprovechamiento de las reservas y a evitar duplicaciones de inversión; aunque igualmente sigue siendo este hecho factor primordial dentro de los costos del sector eléctrico: el alto grado de capitalización necesario en la industria.

Normalmente la energía suministrada se mide con medidores de consumo. En algunos casos en que la medición resultaría extremadamente costosa se pueden hacer estimaciones en función de parámetros técnicos. Ejemplo: para las pérdidas en la red de distribución.

Es corriente definir la máxima demanda para el cálculo de costos como la demanda media en kw en períodos de 15 o 30 minutos cada uno, y se expresa en kw.

Las demandas se miden en las centrales generadoras y en los grandes consumidores, pero resultaría engorroso y poco práctico hacerlo en todos los consumidores menores cuyas demandas son variables e irregulares como para ofrecer una base razonable de distribución de costos fijos. Se utilizan medios indirectos para hallar un valor aproximado a la máxima demanda de los pequeños usuarios evitando la medición (ejemplo: valuación fiscal y/o tamaño de la vivienda, etc.).

1.2.5.3. FACTOR DE CARGA Y FACTOR DE PLANTA

En su acepción más simple el factor de carga (FC) puede ser definido como la relación entre la carga media y la carga máxima. Es una relación porcentual que se expresa así:

$$FC = E/t \times MD$$

siendo E el número de kwh suministrados durante un tiempo. t . MD es la máxima demanda en kw durante t ; debiendo t ser igual en ambos casos.

Este concepto puede tener varias aplicaciones, ya que puede calcularse para todo un sistema de distribución, para una determinada categoría de consumidores o para un usuario in-

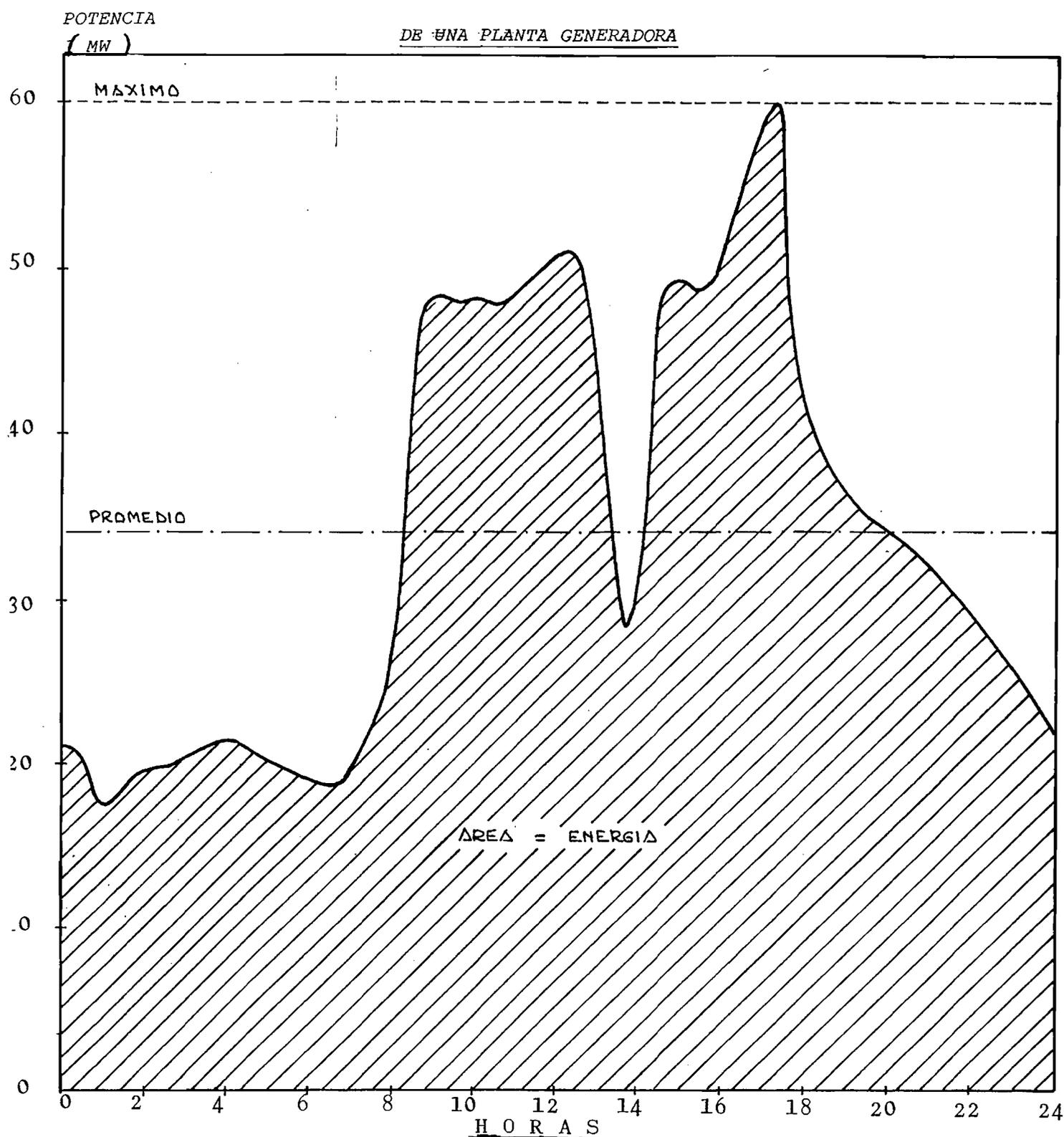
dividual. También puede calcularse para un equipo en particular o para una central o subestación transformadora.

El Factor de Planta (CP): es aquél que sustituye MD en la ecuación anterior por CP, siendo ésta la capacidad en kw de la planta.

De aquí se ve que si la capacidad de la planta es aprovechada al máximo $CP = MD$. El factor de planta es una medida del grado de aprovechamiento de la capacidad de una planta o un equipo.

Desde un punto de vista económico hay que tender a un factor de planta elevado. Para ello el factor de carga es fundamental. Existen, sin embargo, limitaciones a este criterio económico. La empresa debe conservar un cierto margen de capacidad de producción, bien sea en forma de reserva giratoria o caliente y/o como reserva fría para poder hacer frente a posibles averías o mantenimientos normales. Es fundamental garantizar la seguridad de los servicios. Por ello también se habla de un Factor de Planta en servicio o de Planta disponible.

La provisión de energía eléctrica tropieza con la dificultad de no poderse acumular en cantidades apreciables para mantener pulmones de provisión en caso de necesidad. Esto hace que haya una estrecha dependencia entre el costo de la energía y el factor de carga.



Este es un gráfico que explica la potencia en función del tiempo. Se llama Curva de Carga puesto que exhibe las fluctuaciones de la carga a través del período que se trata. El área sombreada representa la energía. El factor de carga (FdeC) se mide dividiendo esta área sombreada por el área total del rectángulo, o dividiendo la altura media del diagrama por su altura máxima.

Esta curva ejemplificativa diaria presenta una carga industrial bien desarrollada fuera de la punta. La producción total del día fue de 818.000 kWh., resultando una altura media de 818 MWh % 24: 34MW.

Como la altura máxima fue de 60MW, el factor de carga del día fue de 57%. Pero como la máxima del año fue mayor que la cantidad mencionada del mes en cuestión y la producción diaria media anual menor, resulta que el FdeC anual (que es determinante en materia de costos) tiene un valor menor y ese año puede haber sido, por ejemplo, del 36%.

1.2.5.4. FACTOR DE DIVERSIDAD (F.D.):

Es tal vez, el más importante y el más difícil de determinar de todos los involucrados en el cálculo del costo de la electricidad. Es un concepto estadístico que depende del mayor o menor número de usuarios o de categorías de usuarios considerados; es una forma de probabilidad.

La diversidad "interna" de un grupo de consumidores puede definirse como la inversa de la probabilidad de que la máxima demanda de un consumidor individual coincida con la demanda máxima del grupo. Para el factor "intergrupo" es lo mismo pero relacionado con un grupo o categoría de consumidores.

La diversidad puede también considerarse como una función combinada de la duración del uso y de la probabilidad de simultaneidad del uso de la electricidad.

Una definición del factor de diversidad es la siguiente:

Es la suma de las demandas máximas de todos los usuarios individuales que forman un grupo relacionada con la demanda máxima compuesta o coincidente del grupo en su conjunto y se debe expresar para un cierto lapso.

La importancia del factor de diversidad aparece en el momento de procederse a la distribución de la componente MD de los costos fijos; primero entre las categorías de consumidores y luego entre los usuarios individuales de cada categoría, ya que para la apropiación de estos costos fijos no es correcto decir que la suma de las demandas máximas de los consumidores de un grupo es igual a la demanda máxima de ese grupo, ya que no siempre coinciden ambos hechos en un mismo momento. Normalmente la demanda máxima del grupo es menor que la suma de las demandas máximas de sus componentes.

El factor de diversidad, en resumen, es un cociente obtenido de dividir la suma de los componentes de la demanda por una única demanda coincidente. Resulta muchas veces difícil precisar los valores del numerador y del denominador, particularmente cuando se trata de una categoría de usuarios numerosa y heterogénea. En estos casos debe recurrirse a estudios estadísticos, utilizando muestras de consumidores al azar. En el caso de consumidores más importantes, el hecho de tener que medir su M.D. hace que se defina más fielmente el numerador. Para el denominador, en cambio, se debe recurrir a procedimientos estadísticos. Para lograr una correcta distribución de los gastos fijos entre las diferentes categorías de consumidores, es necesario tener una idea bastante aproximada de las demandas máximas coincidentes para cada categoría.

Tipos de diversidad: Es conveniente subdividir la diversidad en sus partes constituyentes. Esto mostrará cómo los costos de suministros ya elaborados sobre una base bipartita deben ser modificados, antes de que se los pueda presentar al consumidor como una tarifa representativa.

La diversidad total que existe entre cualquier consumidor final y la carga sobre la usina puede considerarse como el resultado compuesto o producto de un gran número de diversidades individuales. Cada vez que dos o más conexiones se toman de un solo punto, puede ocurrir una nueva relación de demanda, causando una nueva diversidad. Para clarificar este punto se recurre al siguiente análisis gráfico comentado.

U A D R O 1 a

EJEMPLO SIMPLIFICADO DE CALCULO DEL FACTOR DE DIVERSIDAD

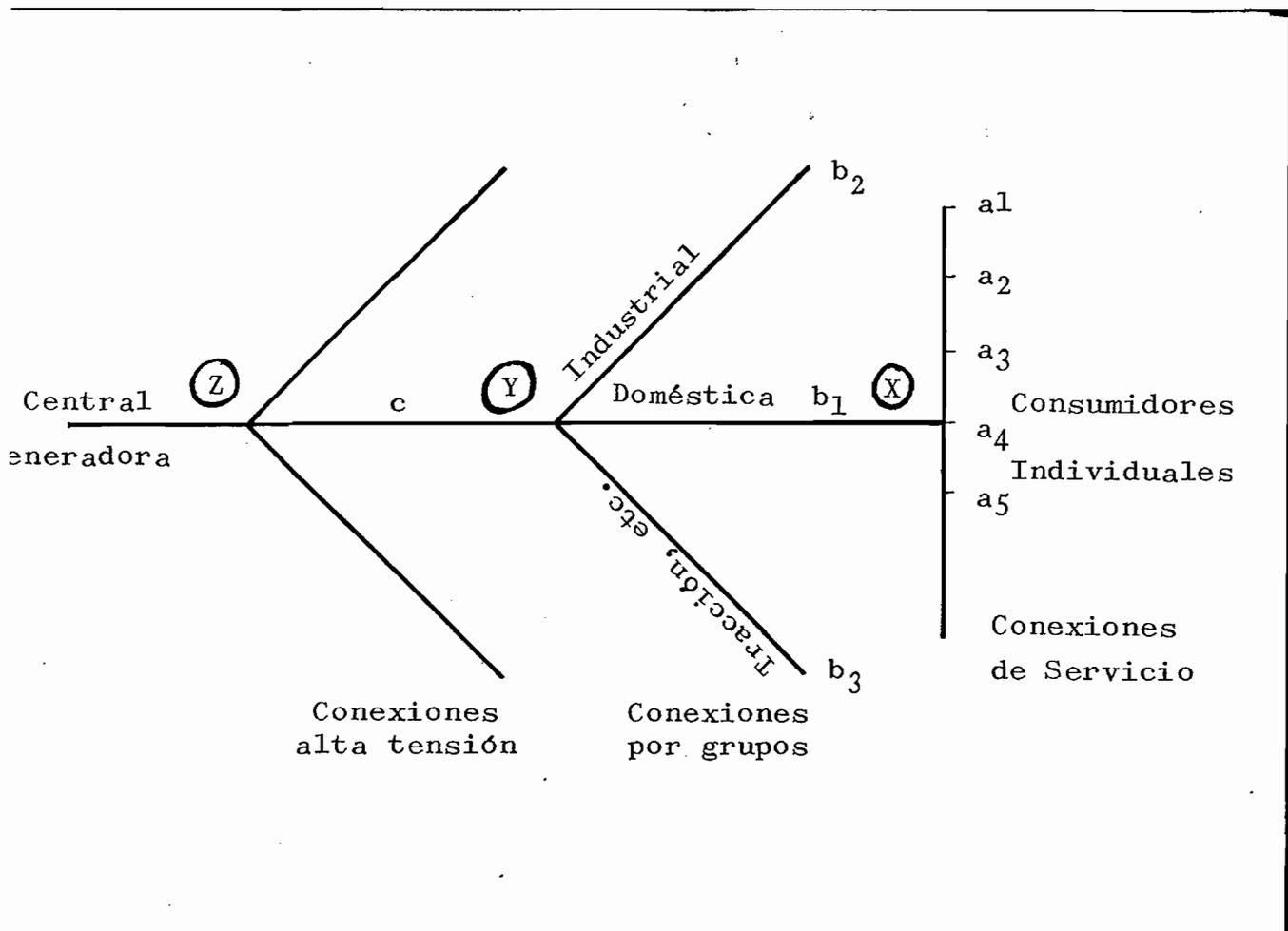
DE CADA GRUPO DE CONSUMIDORES

G r u p o	(a) Carga en el momento de punta de usina	(b) Carga máxima de cada grupo a través del año	(c) Factor de diversidad (b)/(a)
=====	=====	=====	=====
Doméstico	34,5	41,4	1,20
Industrial	13,0	24,0	1,84
Comercial	8,9	11,0	1,24
Tracción (Transporte)	7,3	9,3	1,26
Alumbrado Público	2,0	2,4	1,20
S u m a	65,7	88,1	1,34

Columna a): Altura de cada curva en el momento del día en que ocurre la punta de la usina.

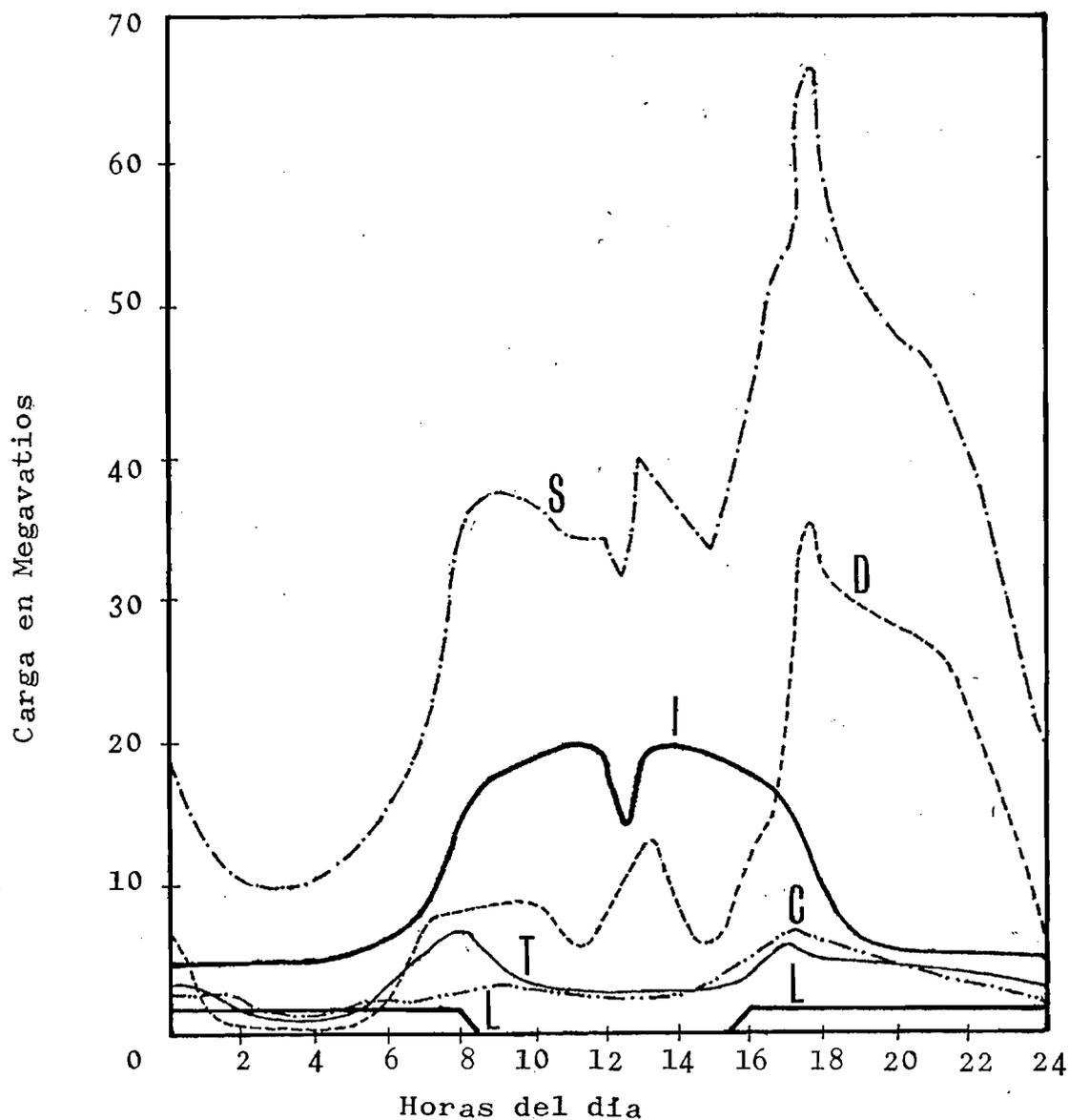
Columna b): Altura máxima de cada tipo de curva o grupo de consumo a través del año.

Columna c): Se obtiene del cociente de b dividido por a, o sea: la punta del grupo dividida por la contribución del grupo a la carga de punta de la usina.

GRAFICO 1CFACTOR DE DIVERSIDADEsquema de sistema de suministro

Diversidad entre especies de carga: de tracción o transporte, alumbrado público, fuerza motriz, fabril, etc. Se presentan estos tipos de diversidad en los puntos Y y Z de la figura.

Diversidad de grupo entre consumidores individuales de la misma especie: que depende de la naturaleza espasmódica o no del consumo, y de gastos o preferencias de los consumidores individuales. Se representa en el punto X del gráfico.

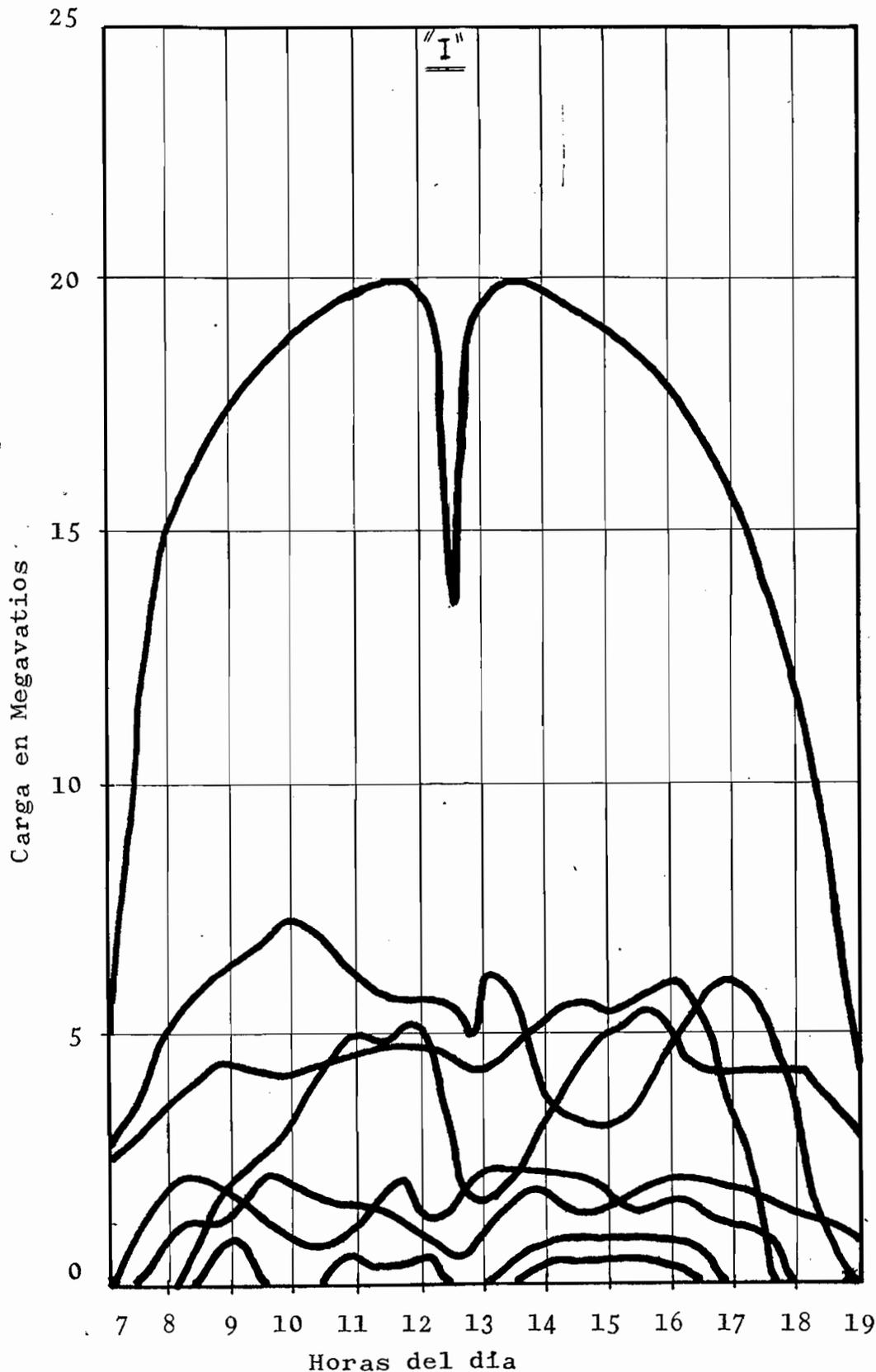
GRAFICO 1 DFACTOR DE DIVERSIDADDIVERSIDAD ENTRE GRUPOS O ESPECIES DE CARGA

En este gráfico se aprecian las curvas de carga para una usina que sirve a un distrito urbano diversificado durante 24 horas. Este día incluye la demanda máxima entre las 17,30 horas y 18 horas.

La curva S de carga total se analiza en cinco componentes:

- D: Carga Doméstica (incluyendo alumbrado y calefacción)
- I: Carga Industrial (fuerza motriz para fábricas)
- C: Carga Comercial (alumbrado y calefacción de oficinas y comercios)
- T: Carga de Tracción o Transporte (trenes, subterráneos, etc.)
- L: Carga de Alumbrado Público.

- Diversidad de grupo (simplificada)



Diversidad de grupo: Para estudiarla se subdivide un grupo (en este caso el industrial "I") en sus elementos constituyentes. Las curvas de carga individuales no se muestran como repeticiones en pequeño de la curva del grupo, sino que se presentan como líneas irregulares, resultando una curva llana sólo al sumarse.

Si se habla de consumidores pequeños, los gráficos mostrarán gran irregularidad, y por ende, factores de carga pobres, mientras que las varias máximas dentro del grupo ocurrirán en momentos diferentes del día hábil. Las demandas máximas individuales de tales consumidores sumarán considerablemente más que la demanda máxima del grupo, es decir que habrá que fijar un adicional en concepto de diversidad. En el caso tomado hay siete consumidores y sus máximas individuales totalizan 30MW, mientras que la curva del grupo tiene un máximo de 20MW. En un caso real puede haber más consumidores y la diversidad sería aún mayor.

Método I: Fijar la asignación en función de la demanda máxima del consumidor, sin tener en cuenta el momento en el cual se produce.

Método II: Fijar la asignación en función de la demanda del consumidor en el momento de máxima carga del sistema, sin tener en cuenta el valor de su demanda máxima (que puede producirse en cualquier otro momento).

Ambos métodos presentan sus problemas, ya que no toman en cuenta la duración de la MD. Para subsanar esto, surge el método de integración que dice:

A) Si todos los consumidores utilizan, aunque no en la misma medida, la planta generadora, los equipos y los servicios administrativos de la empresa suministradora, es razonable exigir que cada consumidor cargue con una parte de los costos representados por esos servicios, aún cuando no consuma kwh durante las horas de MD.

B) La demanda de kw de un consumidor no se limita a una DM en un momento dado sino que comprende también una demanda variable requerida en otros momentos. Esta demanda variable, por poca que sea, también implica el uso de los servicios y facilidades que ofrece la compañía suministradora.

Esto significa que todo método racional para distribución de costos de MD debe basarse por lo tanto, en alguna función integrada que incluya la demanda y el tiempo.

1.2.5.7. VARIACIONES ESTACIONALES DEL CONSUMO Y DE LAS CONDICIONES DE SUMINISTRO

Es dable observar una marcada influencia estacional sobre ciertas categorías de consumos, que traen aparejadas alteraciones de la demanda. Ejemplo: calefacción en invierno. También pueden influir las variaciones estacionales en las condiciones del suministro. Ejemplo: lluvias e hidroelectricidad. Esto quiere decir que afectan los costos fijos y variables.

El hecho de tratar de incluir en ellos estas variaciones estacionales se hace muy dificultoso. En general se trabaja con promedios anuales y en algunos casos con análisis trimestrales o semestrales.

La mayoría de las compañías eléctricas pequeñas o medianas no suelen considerar las variaciones estacionales por separado. El año se estudia en su conjunto, teniendo en cuenta los valores medios anuales de las variaciones estacionales, tanto en lo que afecta al consumo como al suministro.

1.2.5.8. INTERRUPTIBILIDAD DEL SUMINISTRO

Los cortes de energía pueden causar desde serios perjuicios, pasando por simples molestias hasta ser directamente inadvertidos según el consumo del que se trate. Contar con un grupo de usuarios a quienes se puede cortar el suministro de energía sin problemas, es beneficioso para la empresa productora, sobre todo en emergencias. Este hecho es una calidad que no puede valorarse cuantitativamente, pero que debería ser reconocida por su potencial cualitativo de reducción de costos fijos. También es una fracción importante a tener en cuenta a efectos del desarrollo de una política conservacionista de la energía, ya que permite utilizar al máximo las capacidades de generación renovables.

1.2.5.9. FACTOR DE POTENCIA (FP)

Tanto la componente fija como la componente variable del costo de suministro de la energía eléctrica dependen del factor de potencia con el cual esta energía es suministrada.

La demanda máxima de un consumidor puede ser medida en dos unidades: en kw o kva.

kw: son más o menos proporcionales a la inversión en los elementos mecánicos de las instalaciones de producción y distribución de energía.

kva: más o menos proporcionales a la inversión en los elementos eléctricos de las mismas.

FP = relación kw y kva.

Una carga con bajo factor de potencia necesitará una proporción relativamente mayor de equipos eléctricos, respecto a los equipos mecánicos, para cada kw de producción. Esto explica la relación entre los costos fijos y el factor de potencia. En cuanto a los costos variables: una carga con bajo factor de potencia implica una mayor intensidad de corriente (medida en amperios) que producirá mayores pérdidas en el conductor, mayores pérdidas de calor en el transporte de electricidad y su transformación.

Los costos de una empresa eléctrica para suministrar energía a sus usuarios, si éstos tienen factores de potencia menores que 1, serán mayores que si estos factores de potencia fueran iguales a 1. La evaluación de este incremento sería un buen punto de arranque para hallar la solución que plantea su reparto entre las diferentes categorías de consumidores y entre los consumidores individuales de cada categoría.

Para su mejor comprensión en el caso de no conocedores, se hace una comparación con la circulación del agua corriente.

Tensión = Voltaje = Presión del agua en la cañería.

Intensidad = Amperaje = Caudal de agua transportada.

Potencia = Wattaje = Cantidad de agua entregada.

Para conseguir una determinada potencia de consumo se puede recurrir a dos arbitrios:

Alta intensidad con bajo voltaje.

Alto voltaje con baja intensidad.

El alto voltaje necesita un conductor más pequeño (cable), pero con paredes (aislaciones) proporcionalmente más gruesas.

Ejemplo: en las líneas de alta tensión la separación de los cables.

El bajo voltaje necesita un conductor más grande pero con paredes más finas. Ejemplo: la cobertura plástica del cable de la batería de automotores.

La energía eléctrica normalmente se consume en bajo voltaje o tensión porque es menor el riesgo, pero es mayor el costo de los conductores necesarios para transmitir una determinada intensidad.

Corriente alterna = se genera normalmente en media tensión. se eleva a alta o altísima tensión para su transporte y luego se vuelve a rebajar para su consumo general. Esto evita pérdidas en el transporte.

Corriente continua = se genera en media tensión, pero este tipo de corriente no se puede transformar, lo cual dificulta su transporte a medianas y largas distancias. Para mantener la intensidad requerida se necesitarían conductores muy gruesos.

Energía: es la potencia consumida en un determinado período de tiempo y su unidad de medida es el WATT-HORA.

La potencia real de consumo de un determinado aparato o motor es igual (en el caso de corriente continua) a la intensidad por la tensión.

$$A \times V = W$$

En el caso de la corriente alterna la POTENCIA APARENTE de CONSUMO es igual al producto anterior.

$$A \times V = VA \text{ (Volt-Ampere)}$$

Para igualar a ambos y llevar la potencia aparente a real es necesario aplicar un factor correctivo denominado Factor de Potencia.

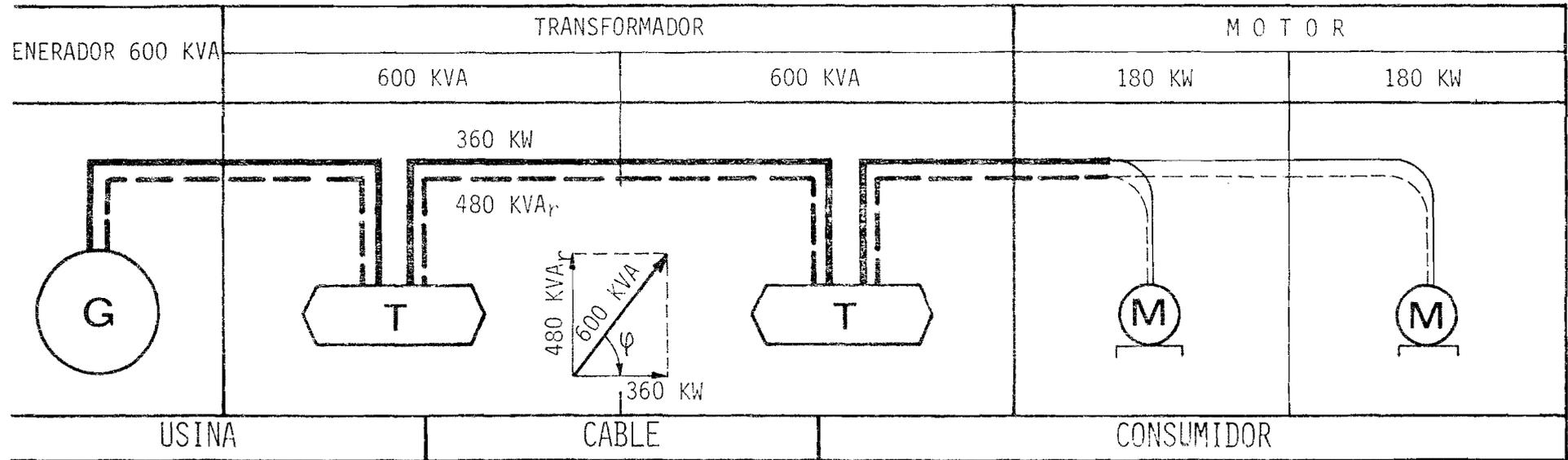
$$VA \times FdP = W$$

Este F. de P. normalmente es menor que 1 y en el mejor de los casos es igual a la unidad. Como normalmente (y tal el caso de la República Argentina) se trabaja con corriente alterna, es así que el F. de P. se transforma en causante de costos, ya que para tener una potencia real se debe pensar en potencia aparente. Esta potencia "reactiva" que obliga a sobredimensionar las instalaciones generadoras y distribuidoras de energía eléctrica, surge por el empleo de motores asincrónicos, transformadores, máquinas de soldar, alumbrado fluorescente, etc., y en general elementos donde actúa el electromagnetismo. Este efecto se puede corregir adicionando al elemento generador de corriente reactiva, por ejemplo, un condensador estático.

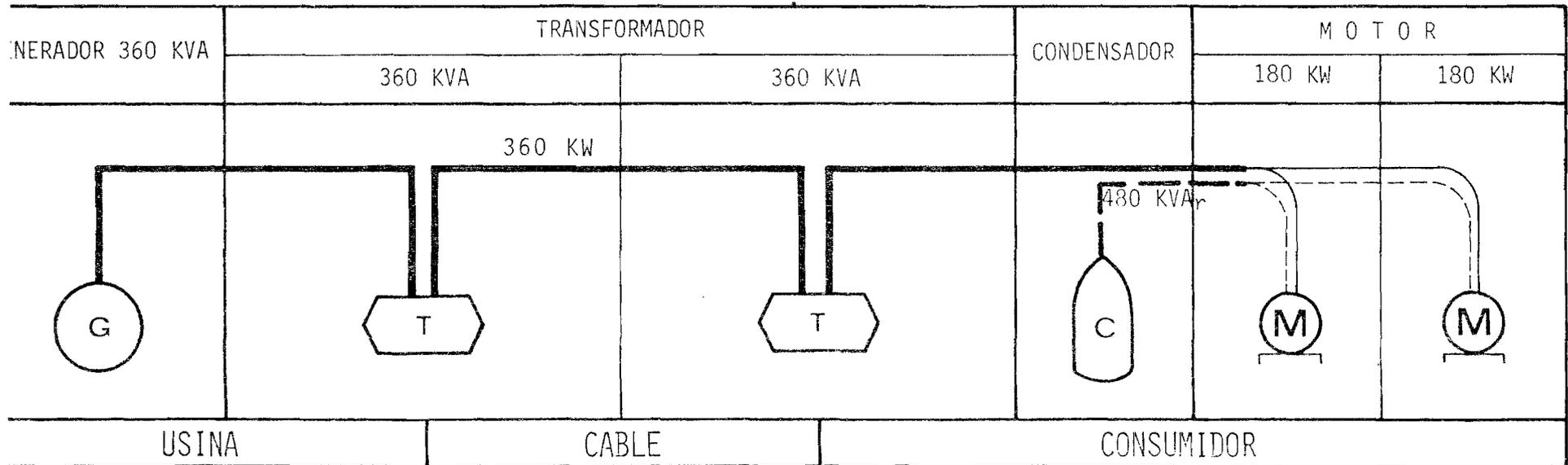
De esta forma (ver el gráfico anexo), se anula el efecto perjudicial del F. de P. menor que 1. A lograr su solución por parte de los consumidores tienden las tarifas por Factor de Potencia que gravan los bajos F. de P. mediante mediciones adecuadas del mismo.

Para dar una idea de la magnitud de cifras de pérdidas adicionales por F. de P. en conductores de cobre, se puede decir que en una red razonablemente buena la totalidad de las pérdidas y la energía incontrolada (es decir la diferencia entre la energía producida en las centrales y la vendida), no suelen representar más de un 15 a un 18% y, de ellas, las pérdidas en el cobre representan entre el 12 y el 15%. Si todos los consumidores elevasen su factor de potencia hasta alcanzar la unidad, estas pérdidas en el cobre quedarían, probablemente, reducidas a un 8 o 10%.

GRAFICO EXPLICATIVO DEL FACTOR DE POTENCIA



Factor de potencia del consumidor 0,60.- La potencia reactiva aumenta la carga de toda la instalación



Factor de potencia del consumidor 1,0.- La potencia reactiva pulsa entre motores y condensador

1.3. CONCLUSIONES

El proceso eléctrico es un proceso productivo muy particular desde el punto de vista técnico, pero que plantea los mismos requerimientos de costeo que cualquier otro. Esto debe ser considerado teniendo en cuenta las características principales de la producción de electricidad:

- 1) Situación de monopolio o cuasi monopolio en las áreas de servicio.
- 2) Control y regulación estatal sobre su actividad y sus precios.

El hecho de tratarse de un servicio público no sólo no impide, sino que prácticamente hace imprescindible el empleo de técnicas y métodos de costos que permitan la prestación racional y económica de ese servicio en beneficio de la comunidad atendida.

Un aspecto saliente a considerar es la duración muy corta del proceso productivo en sí, contra la extensión del resto de la operatoria, constituyendo una distribución más o menos compleja hasta el consumidor final. Esto permite la apertura en etapas básicas bien definidas:

Generación
Transmisión
Distribución
Entrega

Estas etapas han de ser costeadas para llegar al costo total del proceso en sí. Dentro de cada una de ellas se encuentran los tres factores del costo: MANO DE OBRA, MATERIALES y GASTOS GENERALES.

El planteo de costos debe hacerse tomando en cuenta no sólo el objetivo de conocer el costo del proceso en sí y de cada una de sus etapas, sino la provisión de bases para la implementación de tarifas. Es éste el precio del servicio brindado y a través del cual la empresa ha de recuperar los costos incurridos.

Para ello es necesario ubicar los costos con fines tarifarios, considerando las características según el siguiente esquema:

COSTOS DE LA MÁXIMA DEMANDA O DE DEMANDA: Son todos aquellos vinculados con la provisión de la posibilidad de servicio en cualquier momento que se lo requiera. Se vinculan con la capacidad instalada y son esencialmente fijos y semifijos.

COSTOS DE ENERGÍA: Se vinculan directamente con la energía efectivamente vendida y son de esencia variable.

COSTOS DE CLIENTES: Son todos los costos que la empresa debe afrontar por el hecho de contar con una determinada clientela y que se relacionan directamente con ella. Son fijos y semifijos.

También es dable contemplar los finés que se persiguen al consumir electricidad: LUZ, CALOR y FUERZA; y en base a ello las características que revisten: CONSUMOS PRESCINDIBLES o IMPRESCINDIBLES (NECESARIOS).

Un requisito esencial para los costos tarifarios es tomar en cuenta la clasificación básica de los usuarios: DOMESTICOS, COMERCIALES, INDUSTRIALES, ALUMBRADO PUBLICO, TRACCION y TRANSPORTE; ya que en función de las elasticidades de estos tipos de consumo se han de definir las tarifas de cada uno.

Al enfocarse el estudio de los costos en la energía eléctrica, se deben incluir los principales factores que influyen sobre ellos:

- Energía y Demanda de Potencia
- Factor de Carga y de Planta
- Factor de Diversidad
- Factor de Potencia
- Tiempo de incidencia de la carga
- Situación geográfica de los consumos

Respecto de estos factores, hay que aclarar que es importante conocerlos y utilizarlos, pero que no son objeto específico del presente estudio, ya que su profundización requiere una mayor formación técnica.

C A P I T U L O 2

A N A L I S I S = D E L = C O S T O

I N D I C E

	<u>PAGINA</u>	
2.1.	Proceso decisorio	28
2.2.	Fuentes de datos	28
2.3.	Objetivo general de la Contabilidad de Costos	28
2.4.	Presupuestos	29
2.4.1.	Propósitos y objetivos de un presupuesto	29
2.4.2.	Requisito fundamental para presupuestos efectivos y prácticos	30
2.4.3.	Usos administrativos de datos presupuestarios y contables	30
2.4.3.1.	Planeamiento	30
2.4.3.2.	Organización	31
2.4.3.3.	Control	31
2.4.4.	Programa presupuestario completo tipo	32
2.5.	Comportamiento de los costos	34
2.5.1.	Costos variables	34
2.5.2.	Costos semivariables	35
2.5.3.	Costos fijos	36
2.5.4.	Costos por Centros de Responsabilidad	37
2.5.5.	Costos controlables y no controlables: Contabilidad por Centros de Costos	38
2.5.5.1.	Centros de Costos	38
2.5.5.2.	Centros de Costos de Producción	38
2.5.5.3.	Centros de Costos de Servicios	39
2.5.5.4.	Centros de Costos Periódicos	39
2.6.	Conclusiones	39

CAPITULO 2 - ANALISIS DEL COSTO

2.1. PROCESO DECISORIO

La estructura de las decisiones es la siguiente (Shillinglaw, G., op. cit., página 13):

- ..." - Diagnóstico del problema
- Selección de metas
 - Identificación de restricciones
 - Identificación de alternativas
 - Pronóstico ambiental
 - Predicción de resultados y retribuciones
 - Selección y aplicación de las reglas de decisión ..."

Estos conceptos o pasos se pueden aplicar tanto a organizaciones privadas como a organizaciones sin fines de lucro. Se pueden sustituir algunos de los conceptos o modificar su contenido, pero no se pueden eliminar los pasos. Como ejemplo se puede citar el caso de organizaciones que desean la utilización de su capacidad al máximo posible como retribución ambicionada.

2.2. FUENTES DE DATOS

El objetivo de las registraciones contables es la medición, en términos monetarios, de los flujos de recursos que ingresan y egresan de la organización y de su desplazamiento dentro de la misma. (Shillinglaw, G. op. cit., página 49).

Los fines principales que se persiguen son dos:

- A) El control de las operaciones actuales.
- B) El planeamiento de las operaciones futuras.

Es conveniente evitar que las clasificaciones contables tiendan más al control interno que al planeamiento, ya que ambas funciones son importantes.

No se debe pensar tampoco que todos los datos provengan de las cuentas contables únicamente, ya que existen varias fuentes de datos complementarias (registros estadísticos, técnicos, históricos, etc.).

2.3. OBJETIVO GENERAL DE LA CONTABILIDAD DE COSTOS

Es clasificar los costos operativos desde tres puntos de vista distintos (Shillinglaw, G., op.cit., página 53):

- a) Por unidad de organigrama (centro de costos).
- b) Por elemento descriptivo (cuenta contable).
- c) Por producto, proyecto, programa o servicio (orden de trabajo, kwh, etc.).

Cada uno de estos tres enfoques tiene su tendencia implícita. En el primer caso se tiende más al control, en el tercero al planeamiento, y en el segundo a cualquiera de ambos o ambos a la vez.

En el primer caso es fundamental la existencia de un responsable de cada centro y que las actividades sean lo más homogéneas posibles dentro de cada uno. En el segundo caso el requisito de homogeneidad también es básico. En el tercer aspecto se analizan los costos directamente asignables; y los comunes a varios productos, líneas de productos, etc., que deben ser distribuidos o prorrateados entre los directos en función a bases o parámetros de usos.

2.4. PRESUPUESTOS

2.4.1. PROPOSITOS Y OBJETIVOS DE UN PRESUPUESTO

La dirección y la administración como quiera que se las llame, son requerimientos universales de las organizaciones. Se ha desarrollado gradualmente la idea de que hay ciertas funciones orgánicas de administración que deben ser efectuadas necesariamente si se espera que un administrador realice su tarea con eficiencia. Son:

- Organización
- Planeamiento
- Control

Estas funciones deben ser realizadas por cada administrador. La posición del administrador en la jerarquía administrativa generalmente determina el esfuerzo empleado en estas tres funciones.

Por ejemplo, el Gerente General de una compañía destina la mayoría de sus esfuerzos a realizar la función de planeamiento, mientras que los esfuerzos del encargado de un negocio, estarán destinados a realizar la función de control.

El presupuesto es un instrumento de administración que brinda ayuda en las funciones de planeamiento y control. En general, el objetivo del presupuesto es proveer a la administración de la información necesaria para establecer óptimos objetivos de ganancia. Este concepto de presupuesto implica que el plan de administración básico sea desarrollado en términos de los mercados que se deben servir, los procesos de producción y

distribución que serán empleados y los medios y personal requeridos. El presupuesto es un instrumento de la administración que traduce los objetivos societarios y las actividades necesarias para lograr estos objetivos a un Plan de Operaciones que se expresa en términos financieros. El plan luego se usa para evaluar lo que ocurre realmente en comparación con lo que fue planeado con antelación.

Debido a que el presupuesto es un instrumento utilizado por la administración, el procedimiento presupuestario reflejará la filosofía administrativa básica de la compañía. El éxito del sistema presupuestario también dependerá de la filosofía administrativa.

Por ejemplo, el primer propósito del presupuesto es ayudar a la administración a realizar sus funciones orgánicas de planeamiento y control. Si la administración no planifica, la habilidad para controlar esfuerzos será minimizada. El administrador está también limitado en su capacidad de planeamiento por el planeamiento llevado a cabo por su superior. Cuanto mayores sean los esfuerzos dedicados a la función de planeamiento, mayor éxito obtendrán todos los esfuerzos y será más valioso el proceso presupuestario como instrumento de la administración.

2.4.2. REQUISITO FUNDAMENTAL PARA PRESUPUESTOS EFECTIVOS Y PRACTICOS

El requisito principal para el planeamiento y confección de un programa presupuestario efectivo es el tener conocimiento de las características de comportamiento de los costos. No es necesario sólo conocer los posibles costos bajo determinadas circunstancias. Lo que también debe saberse es cómo fluctuarán los costos de acuerdo con circunstancias variables.

2.4.3. USOS ADMINISTRATIVOS DE DATOS PRESUPUESTARIOS Y CONTABLES

2.4.3.1. PLANEAMIENTO

La función administrativa de planeamiento es muy amplia y puede ser descripta con mayor propiedad como planeamiento estratégico. Incluye el desarrollo de los objetivos básicos de la compañía, planeamiento operativo, planeamiento autoajutable y desarrollo de planes de utilidades de corto y largo plazo.

El presupuesto cuando se aplica a la función de planeamiento brinda planes detallados para las utilidades y ventas estimadas, publicidad, costos de producción, niveles de inventario,

requerimientos de mano de obra, limitaciones de gastos, programas de investigación y costos de capital. Estos planes detallados proveen un programa preciso de planes y políticas de administración, que se refleja en términos cuantitativos y establece modelos definidos de ejecución para la administración.

2.4.3.2. ORGANIZACION

La organización de una compañía debe ser hecha de tal modo que provea una estructura dentro de la cual las operaciones se lleven a cabo con una mínima dirección superior.

Un programa presupuestario exitoso requiere una estrecha cooperación entre las funciones presupuestarias y contables.

La función presupuestaria depende fundamentalmente de los registros contables con datos históricos fidedignos que sirven de base para muchos cálculos. Por esta razón los procedimientos presupuestarios deben emplear precisamente el mismo plan de cuentas y la misma clasificación de utilidades y gastos utilizados en contaduría. El plan de cuentas debe reflejar la estructura organizativa. El sistema presupuestario y los informes de control deben también reflejar la estructura organizativa.

2.4.3.3. CONTROL

El control puede definirse simplemente como la acción necesaria para asegurar que los objetivos, planes, políticas y modelos se lleven a cabo. La función de control se realiza de algún modo en todas las firmas comerciales. En ausencia de control presupuestario, los informes corrientes se interpretan normalmente comparándolos con la experiencia del año anterior.

Tales comparaciones es probable que se hagan gradualmente y sin tomar en cuenta factores tales como cambios en las condiciones de mercado, adelantos técnicos-operativos y variaciones de precios y costos.

Un sistema presupuestario bien desarrollado supera este obstáculo porque tomará en cuenta, en el momento de evaluar el desarrollo presupuestario, la experiencia anterior y los cambios o mejoras planeadas. El proceso de evaluación se lleva a cabo sobre una base amplia y sistemática de modo que el presupuesto resultante represente un plan cuidadosamente preparado de lo que ocurrirá.

Esto es contra lo cual deben compararse los verdaderos resultados. Brinda una unidad de medida para analizar las condiciones operativas.

Por lo tanto el control efectivo descansa sobre la creación del planeamiento gerencial de la firma. La función de control implica los procesos de:

- a) Evaluación de la actividad
- b) Comparación de la actividad real con los planes
- c) Análisis de las desviaciones
- d) Acción correctiva
- e) Seguimiento para apreciar los resultados de la acción correctiva

Un aspecto importante del control efectivo es su relación con el momento de la acción. Un gasto ya hecho o una ineficiencia ya cometida pueden difícilmente ser corregidos. El control efectivo debe ejercerse con anterioridad a la comisión de los hechos. Esto implica que el individuo responsable por ciertos actos debe ejercer un control apriori; para lograrlo deben desarrollarse y comunicarse objetivos predeterminados, planes y standards.

2.4.4. PROGRAMA PRESUPUESTARIO COMPLETO TIPO

Un programa presupuestario completo abarca una variedad de técnicas e implica la aplicación de planes de ganancias y procesos de control a todas las áreas operativas y funcionales de la empresa.

Comprende la planificación periódica y la planificación proyectiva. La planificación proyectiva representa un análisis de las distintas alternativas relacionadas con proyectos o proposiciones específicas, la proyección de los resultados de cada alternativa y la selección final de una alternativa. La planificación proyectiva generalmente comprende proposiciones que tienen validez durante diferentes períodos de tiempo. La planificación periódica planifica el monto de gastos que se harán durante un cierto período de tiempo. Los planes de utilidades anuales o quinquenales (presupuestos) son ilustrativos del concepto de planificación periódica.

Con el fin de aclarar el concepto de programa presupuestario completo, seguidamente se señalarán sus componentes principales:

ESQUEMA DEL PROGRAMA PRESUPUESTARIO COMPLETO

I) Plan Estratégico o de Largo Alcance (5 años)

1. Premisas básicas sobre las que se hace el Plan de Largo Alcance.
2. Proyecciones de Ventas.
3. Proyecciones de Costos.
4. Proyecciones de Utilidades y Retornos de la Inversión.
5. Aumentos de Capital y Planes de Investigación.
6. Proyecciones de Cash-Flow.
7. Proyecciones de los requerimientos de Mano de Obra.
8. Proyecciones de Proyectos Especiales y Cambios Necesarios.

II) Plan Anual de Ganancias

1. Proyección de Ventas.
 - 1.1. Por producto
 - 1.2. Por centros de responsabilidad
2. Planeamientos de Inventarios
 - 2.1. Niveles de stock
 - 2.2. Métodos para reducir los inventarios
 - 2.3. Política de administración de inventarios
3. Presupuesto de la Producción
 - 3.1. Proyección de la producción
 - 3.2. Requerimientos de mano de obra
 - 3.3. Presupuesto de gastos variables
 - 3.4. Presupuesto de mano de obra directa
 - 3.5. Presupuesto de departamentos de servicio
4. Presupuesto de Gastos Periódicos
 - 4.1. Gastos de producción
 - 4.2. Gastos de comercialización
 - 4.3. Gastos de investigación
 - 4.4. Gastos de mantenimiento
 - 4.5. Gastos de administración general
5. Presupuesto Financiero
 - 5.1. Presupuesto de capital
 - 5.2. Cash-Flow
 - 5.3. Balance proyectado

III) Estadísticas Suplementarias.

1. Contribución de la Utilidad Bruta.
 - 1.1. Por centros de responsabilidad
 - 1.2. Por producto

2. Modelos de Crecimiento

IV) Informes para la Gerencia

1. Comparación de lo real con lo planeado
2. Análisis de las desviaciones

2.5. COMPORTAMIENTO DE LOS COSTOS

Uno de los problemas más importantes en cualquier empresa es conocer las características de comportamiento de los costos en relación con el volumen de producción. Cuando el volumen de producción cambia, algunos costos cambian proporcionalmente y de manera automática: estos son costos variables; algunos costos cambian en relación con los niveles de producción: éstos son costos semi-variables; algunos costos no están relacionados con el volumen de producción: estos son costos fijos. Debido a esto, los costos con propósito de control pueden ser clasificados como:

- A) COSTOS VARIABLES
- B) COSTOS SEMI-VARIABLES
- C) COSTOS FIJOS
- D) COSTOS POR CENTROS DE RESPONSABILIDAD
- E) COSTOS CONTROLABLES Y NO CONTROLABLES

2.5.1. COSTOS VARIABLES

Son aquellos que varían en proporción directa con cierto volumen de producción o actividad. Los costos variables a veces se denominan costos corrientes de decisión, porque se originan como resultado de decisiones corrientes con respecto al esfuerzo de producción. En realidad estos costos no existirían si no fuera por la realización de alguna actividad.

La siguiente lista destaca los principales factores que deberán considerarse para establecer una definición práctica de los costos variables:

- a) Control: Los costos variables generalmente están sujetos a un inmediato control administrativo.
- b) Están proporcional o directamente relacionados con la actividad: los costos variables se modificarán en proporción al esfuerzo de actividad o productividad más que al transcurso del tiempo. Debido a que varían en proporción directa a los cambios del output, son costos lineales cuando están relacionados con alguna medida de la actividad.

- c) *Alcance relevante*: los costos variables deben estar relacionados con la actividad dentro de un alcance de operaciones normal. Fuera de este alcance normal, la proporción de variabilidad por unidad de actividad está sujeta a cambio.
- d) *Administración regulada*: los costos variables pueden verse afectados por decisiones administrativas. Por ejemplo la administración puede decidir aumentar la calidad de las herramientas. Las herramientas nuevas costarán más, pero la vida de la herramienta será mayor. El efecto esencial de esta decisión puede ser un costo variable inferior por unidad.
- e) *Medición de la actividad*: es importante que se seleccione un modo adecuado para medir la actividad. Podrían utilizarse algunas medidas de esfuerzo comunes. Ejemplos: horas/trabajo, pesos/trabajo, horas/máquina o unidades de producción.

2.5.2. COSTOS SEMI-VARIABLES

Gasto semi-variable es, como la palabra lo indica, variable con la actividad pero no en proporción directa. Este gasto a menudo se ilustra en los gráficos como aquellos costos que suben y bajan escalonadamente.

Una de las razones para la existencia de los costos semi-variables es que las clasificaciones de costos generalmente usadas en contabilidad están basadas en el objeto por el cual se hizo el gasto o en la función realizada. Cuando los costos se clasifican sobre tales bases, los fijos y los variables a veces se agrupan juntos en una sola cuenta. Por ejemplo el trabajo indirecto puede incluir una mínima organización que es necesaria para mantener la buena disposición para operar. El costo de este trabajo es fijo, pero más allá de este mínimo, los costos adicionales varían de acuerdo con el nivel de actividad.

La definición del nivel de actividad es muy importante para los costos semi-variables. Teniendo en cuenta que este tipo de gasto tiene muchas características en común con los costos variables, se puede tratar adecuadamente sobre la base de una línea recta si se conoce el alcance relevante o normal de la actividad productiva.

2.5.3. COSTOS FIJOS

Los costos fijos son aquellos gastos que no varían con el volumen de producción. Aumentan con el transcurso del tiempo y a veces se denominan costos periódicos porque permanecen con un monto constante durante un determinado período de tiempo. Los costos fijos resultan del establecimiento de la capacidad para producir y están asociados con los medios de producción tales como la tierra, edificios, maquinarias y ciertos costos administrativos. Una característica significativa de los costos fijos es que su monto está más relacionado con el volumen total que puede producirse que con cualquier volumen corriente o promedio de producción.

Los costos fijos pueden fluctuar y generalmente fluctúan en una compañía, pero las razones de estos cambios pueden relacionarse con un cambio en la estructura del negocio, un cambio en los métodos de operaciones o cambios en la política administrativa.

Al aproximarnos al problema de definir los costos fijos, deben tenerse en cuenta los siguientes factores:

- a) Control: todos los costos fijos son controlables durante la vida de un negocio. Sin embargo, muchos costos fijos están sujetos a un control administrativo irrecuente. Un buen porcentaje de los costos fijos totales de una compañía se establecen anualmente por decisiones administrativas. En consecuencia, los costos fijos pueden representar un área fértil para la reducción potencial de costos.
- b) Actividad: los costos fijos resultan de la determinación de la capacidad para producir o para realizar alguna actividad o servicio; sin embargo no resultan de la realización de esa actividad.
- c) Alcance normal: hay pocos costos que permanecerán constantes en el amplio alcance que va de la producción cero a la producción total. Los costos fijos deben también relacionarse con el alcance normal de la actividad.
- d) Administración regulada: muchos costos fijos según lo ya establecido, dependen totalmente de decisiones administrativas específicas y pueden variar si estas decisiones cambian. Por ejemplo, en salarios presupuestados es esencial que se conozcan las políticas administrativas relativas a aumentos salariales.

e) *Tiempo*: debido a que muchos costos fijos aumentan con el transcurso del tiempo, el monto de los mismos debe relacionarse con un período de tiempo determinado. Normalmente los costos fijos se relacionan con el período contable anual y se expresan como un monto mensual constante.

Dentro de los costos fijos, es útil discriminar según el caso:

- Costos fijos de capacidad a largo plazo (Ejemplo: amortizaciones).
- Costos fijos de operación (Ejemplo: mano de obra de supervisión).
- Costos fijos programados (Ejemplo: desarrollo de la organización).

2.5.4. COSTOS POR CENTROS DE RESPONSABILIDAD

Determinar la relación de los costos con el volumen de producción es fundamental para una serie de tecnicismos, tales como los presupuestos variables, análisis de los puntos de equilibrio, costos directos y análisis de los costos diferenciales.

Sin embargo, para propósitos de control esto no es suficiente. Debido a que el control se ejerce a través de centros de costos o responsabilidad, es necesario que los costos también se planifiquen en términos de la estructura organizativa.

El plan de cuentas, según lo definido o lo establecido por el área contable, y el diseño de los informes de presupuesto y control deben ser hechos para servir a la organización de los centros de costos.

Para comprender todos los beneficios de la información por centros de responsabilidad, la compañía debe tener un efectivo sistema contable, es decir, el sistema contable debe reflejar la estructura organizativa y tener la capacidad necesaria para adaptarse a sus cambios.

En muchas compañías los métodos contables de costos todavía siguen el concepto tradicional que los relaciona con la producción de costos más que con el control de costos. Como resultado: el énfasis de la clasificación contable recae en los costos de producción más que en los aspectos de control de costos. La contabilidad por centros de costos revierte este concepto, el control de costos también es impor-

tante. Esto no significa que los costos sean menos exactos. Los costos inicialmente acumulados con propósitos de control pueden utilizarse con propósitos de producción con tanta exactitud como los costos inicialmente acumulados con propósitos de producción.

2.5.5. COSTOS CONTROLABLES Y NO CONTROLABLES

Intimamente relacionada con la clasificación de gastos de acuerdo con los centros de responsabilidad está la clasificación de costos dentro de la estructura organizativa, como controlables y no controlables. Esto no implica que algunos gastos sean controlables y otros no. Todos los costos son controlables por alguien dentro de la compañía.

Lo esencial, sin embargo, es determinar la controlabilidad de los costos por medio de los responsables de centros de costos.- Determinados gastos en cada departamento deben ser claramente identificados como controlables y no controlables por el responsable de un cierto departamento.

Un punto en la clasificación de gastos que también debe considerarse, es el referente a la teoría y la precisión. No debe permitirse que la aplicación de métodos de costos extraídos de libros teóricos esconda el tema verdadero-control de costos. El grado de precisión requerido es solamente el necesario para lograr conclusiones y tomar decisiones válidas.

CONTABILIDAD POR CENTROS DE COSTOS

La determinación de un efectivo sistema de información por centros de costos presupone la existencia de un efectivo sistema de contabilidad por centros de costos; es decir, un sistema preparado para la estructura organizativa y para determinados centros de costos, de modo que la actividad individual pueda ser evaluada.

2.5.5.1. CENTROS DE COSTOS

El centro de costos es, ante todo, un centro de autoridad y responsabilidad, donde se desarrolla una actividad relativamente homogénea. Generalmente es un área geográficamente definible.

2.5.5.2. CENTROS DE COSTOS DE PRODUCCION

Consiste en una o varias máquinas similares, líneas de ensamblado u operaciones donde la mano de obra directa se utiliza en la fabricación de un producto. Casi todos los costos

asignados a centros de costos de producción son costos variables y, por lo tanto, a menudo se los llama Centros de Costos Variables.

2.5.5.3. CENTRO DE COSTOS DE SERVICIOS

Se lo define como un centro de costo que "vende" sus servicios generalmente en base a costos de mano de obra predeterminada y cargos por porcentajes variables para los otros gastos a los Centros de Costos de Producción o Periódicos.

2.5.5.4. CENTRO DE COSTOS PERIODICOS

Cualquier centro de costos que no sea un Centro de Costos de Producción o de Servicios es un Centro de Costos Periódico.

2.6. CONCLUSIONES

- En una empresa eléctrica, sea ésta estatal o privada, actualmente es básico contar con un Sistema Presupuestario y de Planeamiento a corto y mediano plazo. Se aprecia que el proceso de toma de decisiones es el mismo, cualquiera sea el tipo de organización, y por ello deben ser similares las herramientas utilizadas en las empresas, aún cuando sus fines sean distintos. No corresponde al objetivo del presente trabajo enfocar específicamente el tema presupuestario en las empresas eléctricas, pero sí el de la presentación de los costos para un efectivo control de gestión presupuestaria.
- Al enfocarse el estudio de los costos en la energía, no debe dejarse de lado el aspecto del comportamiento de los costos en función de su variabilidad. Se está en presencia de una actividad como la eléctrica, donde la incidencia de los costos fijos es alta (alto grado de capitalización), y donde también los variables y semivariab-les son importantes, especialmente desde el punto de vista tarifario.
- Cualquier esquema de control de costos que se encare, trae aparejado el ordenamiento de gastos por Centros de Costos, ya que es éste un paso fundamental para la delimitación de la autoridad y la responsabilidad pertinentes. Lo antes expresado no debe excluir la consideración de otros aspectos, también relacionados con el control de costos, tan conocidos como las Ordenes de Trabajo, por ejemplo.

R E L E V A M I E N T O



D E L A

E S T R U C T U R A

N A C I O N A L

RELEVAMIENTO DE LA ESTRUCTURA NACIONAL

CAPITULO 3 - COSTOS POR FACTOR DE COSTO

I N D I C E

	<u>PAGINA</u>
3.1. <i>Introducción y objetivos</i>	40
3.2. <i>Mano de obra</i>	40
3.2.1. <i>Conceptos generales</i>	40
3.2.2. <i>Características específicas en la industria eléctrica</i>	42
3.2.3. <i>Secuencia del registro de los gastos de personal</i>	44
3.3. <i>Materiales</i>	45
3.3.1. <i>Conceptos generales</i>	45
3.3.2. <i>Características específicas en la industria eléctrica</i>	45
3.3.2.1. <i>Materias primas</i>	46
3.3.2.2. <i>Materiales directos</i>	47
3.3.2.3. <i>Materiales indirectos</i>	48
3.3.3. <i>Sistema de abastecimiento de materiales</i>	49
3.3.3.1. <i>Canales de información</i>	49
3.3.3.2. <i>Esquema gráfico de movimientos</i>	50
3.4. <i>Gastos generales</i>	51
3.4.1. <i>Conceptos generales</i>	51
3.4.2. <i>Conceptos de gastos que merecen comentarios complementarios</i>	52
3.4.2.1. <i>Costos del capital</i>	52
3.4.2.2. <i>Gastos financieros</i>	54
3.4.2.3. <i>Impuestos y contribuciones</i>	56
3.4.2.4. <i>Contratistas</i>	58
3.4.2.5. <i>Diferencias de cambio</i>	59
3.4.3. <i>Casos especiales</i>	60
3.4.3.1. <i>Compras de potencia y energía</i>	60
3.4.3.2. <i>Activación de gastos indirectos</i>	61
3.4.3.2.1. <i>Generalidades</i>	61
3.4.3.2.2. <i>SEGBA S.A.</i>	63
3.4.3.2.3. <i>Agua y Energía Eléctrica S.A.</i>	65
3.4.3.2.4. <i>Ex Compañía Italo Argentina de Electricidad SA.</i>	65
3.5. <i>Cuantificación de los costos por procesos, ana- lizados por factor de costo</i>	
- Período 1977/79	
- Año 1981	70
3.6. <i>Conclusiones</i>	71

RELEVAMIENTO DE LA ESTRUCTURA NACIONAL

CAPITULO 3 - COSTOS POR FACTOR DE COSTO

G R A F I C O S

	<u>PAGINA</u>
3 A <i>Secuencia de registro de los gastos de personal</i>	44
3 B <i>Sistema de abastecimientos: registros de movimientos</i>	50
- <i>Materiales con gestión de stock</i>	
- <i>Materiales sin gestión de stock</i>	

C U A D R O S

3 a <i>Costos de una empresa de energía eléctrica-República Argentina. Costos por procesos discriminados por factor de costo - Período 1977/1979</i>	68
3 b <i>Costos de una empresa de servicios eléctricos-República Argentina. Costos por procesos discriminados por factor de costo - Año 1981</i>	69

RELEVAMIENTO DE LA ESTRUCTURA NACIONAL

CAPITULO 3 - COSTOS POR FACTOR DE COSTO

3.1. INTRODUCCION Y OBJETIVOS

Se muestran a continuación los tres factores básicos del costo:

Mano de obra
Materiales
Gastos generales

según la conformación particular que adoptan al vincularse con la actividad de la industria eléctrica. Es nuestra intención brindar un enfoque resumido de las características más salientes de cada uno de ellos en el caso que se está desarrollando.

El mayor énfasis se pone en el tratamiento de los GASTOS GENERALES, ya que es allí donde se presentan los casos más interesantes y dignos de análisis. Dentro de este rubro, a su vez, se destaca el concepto que juega como regulador del mismo: LA ACTIVACION DE GASTOS INDIRECTOS.

Es este un aspecto que necesita un detenido enfoque y que se complementa con el detalle del tratamiento contable que emplean las dos principales empresas del país.

La base del presente punto se encuentra en el relevamiento de lo que acontecía en la ex Compañía Italo Argentina de Electricidad S.A. (hoy SEGBA S.A.), ya que se consideró coherente estudiar los factores del costo empleando el mismo punto de partida que el utilizado para el tratamiento de los costos por procesos. La actual fusión inter-empresa no invalida en absoluto las conclusiones a las cuales se arriba, ya que la tarea en ambas empresas, sirviendo una misma área geográfica, es muy similar. La característica de los Factores del Costo depende fundamentalmente, de la actividad y no de la empresa.

Al final del enfoque teórico se muestra un cuadro comparativo de tres años (los últimos procesados por la empresa en consideración), donde se muestran - a valores corrientes y a valores constantes - las incidencias de los distintos factores en las sucesivas etapas del proceso y se completa el análisis con el Cuadro de Costos para el año 1981 debidamente analizado.

3.2. MANO DE OBRA

3.2.1. CONCEPTOS GENERALES

La mano de obra o fuerza de trabajo se clasifica normalmente en dos tipos según sea su relación con el producto que se elabora:

- DIRECTA
- INDIRECTA

DIRECTA: comprende a los operarios u obreros que intervienen directamente en el procesado de la materia prima y demás elementos que van a constituir el producto final.

INDIRECTA: incluye todo el resto de personal de la empresa (capataces, supervisores, empleados administrativos, cuadros directivos, etc.), quienes no pueden ser vinculados directamente con el producto final.

Esta distinción en muchos casos no es tan clara como aparece definida y es necesario ubicar expresamente en una u otra clase a determinados grupos de trabajadores. En otros casos se utiliza el método de definir como SEMIDIRECTOS a los capataces y demás supervisores inmediatos de los operarios directos, para asignar su costo conjuntamente con el de la mano de obra directa por ellos supervisada.

Se logra así una mayor exactitud en la apropiación de gastos a tareas; ya que de otra forma habría que recurrir a prorrateos, distribuciones secundarias, etc. No siempre es aplicable el criterio aquí enunciado, ya que depende de la forma cómo se ejerce esta supervisión, su alcance y limitaciones. El costo de la mano de obra se define generalmente como compuesto por dos factores:

- Remuneraciones propiamente dichas
- Cargas sociales

REMUNERACIONES PROPIAMENTE DICHAS: abarca los montos abonados en concepto de sueldos, jornales y demás adicionales que son percibidos en dinero efectivo y/o en especies regularmente por el personal empleado. Se los llama también "Costos Visibles de Mano de Obra". Se pueden clasificar según su tipo en:

Básicas: generalmente estructuradas por niveles, categorías o puestos, y son las remuneraciones mínimas fijadas para cada uno de estos conceptos.

Adicionales: según las características de los puestos o tipos de tareas y los requisitos que se exijan a quien ha de cubrirlos. Complementan a las remuneraciones básicas con el pago de adicionales por título profesional, por tareas nocturnas, por tareas peligrosas o insalubres, etc. También se incluyen dentro de este grupo las primas o premios por rendimiento, reintegro de gastos, etc.

CARGAS SOCIALES: Se incluyen aquí todos los demás gastos en los cuales la empresa debe incurrir por el hecho de contar con personal a su servicio. Son costos "ocultos", de

una importancia cada vez mayor. Se pueden ordenar en:

Legales: aquellas que surgen de leyes nacionales de previsión y seguridad social, sueldo anual complementario, seguro de vida obligatorio, etc.

Contractuales: surgen como consecuencia de obligaciones adquiridas al firmarse convenios colectivos de trabajo entre la o las empresas y los sindicatos que agrupan a los trabajadores. Son muy específicas según el ramo de actividad de que se trate. Ejemplo: bonificaciones especiales, provisión de elementos de trabajo, compensaciones extraordinarias, etc.

Otras: son las que asume la empresa por decisión propia, y que surgen como consecuencia de gastos incurridos en la atención de su personal. Ejemplos: instalación de comedores, servicios sociales, servicios de refrigerio, etc.

En la energía eléctrica el rubro de Cargas Sociales es de una elevada incidencia en el costo total de la mano de obra. Llegaba; antes de la supresión de los aportes patronales y al FONAVI, e incluyendo el ausentismo, las vacaciones y otros conceptos; a un valor del 109,30% sobre la hora hombre normal. (Fuente: informe de Cargas Sociales de la ex Compañía Italo Argentina de Electricidad S.A., año 1978, Departamento de Costos, Buenos Aires, Argentina).

3.2.2. CARACTERISTICAS ESPECIFICAS EN LA INDUSTRIA ELECTRICA

Se encara a continuación un análisis global de las características más relevantes que presenta el factor en el caso que interesa directamente para el desarrollo de este trabajo: la industria eléctrica.

Es recalable aquí lo que se refiere a la mano de obra directa (MOD), ya que en lo que hace a la indirecta (MOI), no se presentan, conceptualmente hablando, aristas dignas de análisis.

La mano de obra directa se clasifica según el destino de la tarea realizada:

Tareas de explotación $\left\{ \begin{array}{l} \text{Operación de equipos} \\ \text{Mantenimiento de equipos} \end{array} \right.$

Tareas de ampliación Activables

M.O.D. OPERACION: se aplica a maniobrar y controlar los distintos elementos y equipos que permiten producir y transportar la energía eléctrica.

M.O.D. MANTENIMIENTO: Se aplica a atender las reparaciones correctivas y preventivas de los elementos y equipos operativos, así como también las de los edificios e instalaciones que los concentran. En el caso de mantenimientos extraordinarios o especializados, la mano de obra de la empresa colabora con los contratistas que pueden ser llamados a efectuarlos.

M.O.D. ACTIVABLE: Se aplica al desarrollo de tareas que por su naturaleza, se incluyen dentro de los rubros del activo del Balance General. Pueden ser de tres tipos:

- *TAREAS A SER FACTURADAS A TERCEROS:* Realizadas por la empresa por cuenta de terceros.
- *TAREAS DE ELABORACION DE BIENES MUEBLES:* Se refiere a la confección de herramientas específicas, adaptaciones de elementos, reconstrucciones, etc.
- *TAREAS DE CONSTRUCCIONES DE INMUEBLES Y EQUIPOS:* Se aplica a la ampliación de Instalaciones, Edificios o Equipos y abarca la parte civil como la eléctrica. En este caso, también su tarea generalmente es complementaria de la realizada por contratistas de obras cuando la misma es de relativa importancia.

LA MANO DE OBRA INDIRECTA comprende el resto del personal de la empresa. En el caso eléctrico se puede establecer la categoría de *SEMIDIRECTOS*. La misma estaría conformada por los capataces y sobrestantes que supervisan de manera clara y definida al personal directo a su cargo. En este caso, el grupo de *SEMIDIRECTOS* sigue la suerte, desde el punto de vista de su destino contable, del personal directo.

GRAFICO 3 A

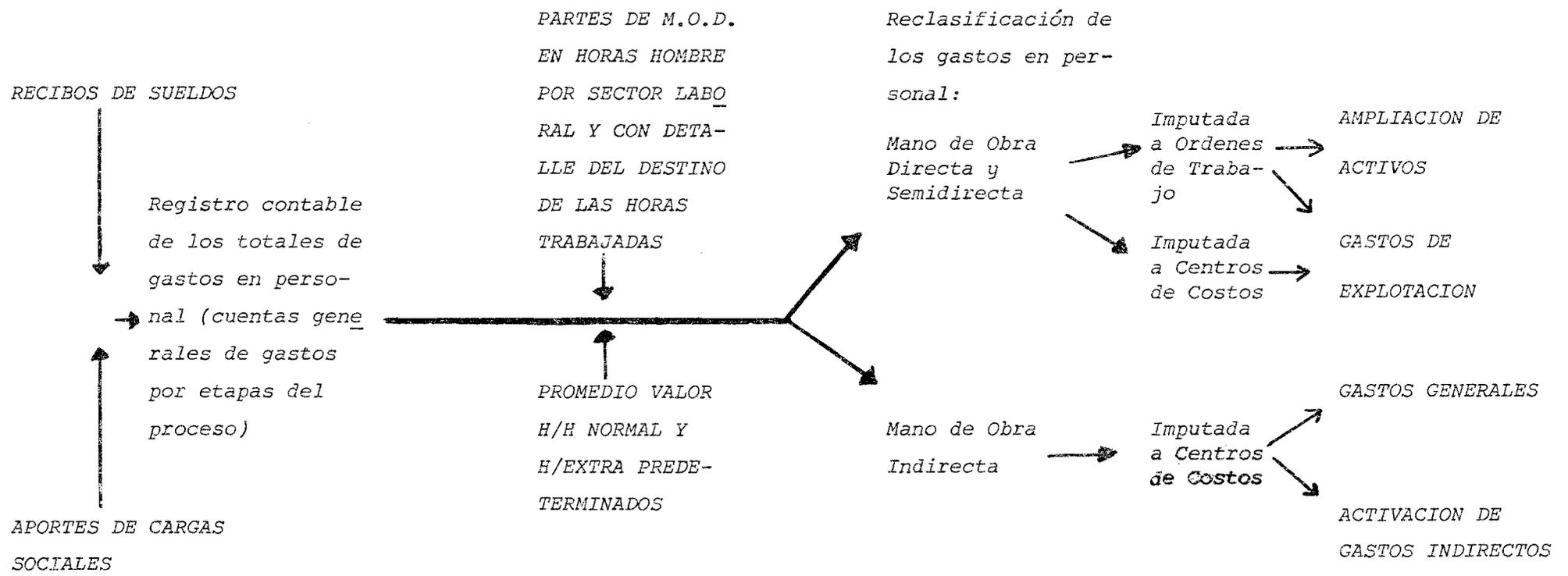
3.2.3. SECUENCIA DEL REGISTRO DE LOS GASTOS DE PERSONAL

Mensualmente se realiza el pago de haberes

Procesamiento de la M.O.D.

Mensualmente se efectúa la:

Cuentas especiales por etapas del proceso



3.3. MATERIALES

3.3.1. CONCEPTOS GENERALES

Si se enfoca el problema desde el punto de vista de su relación con el producto final, se pueden definir dos tipos de materiales:

DIRECTOS

INDIRECTOS

El primer grupo comprende generalmente las materias primas que son directas por naturaleza. El segundo incluye todo lo concerniente a suministros, economato, herramientas y útiles menores y materiales varios.

La inversión en existencias de materiales es, en casi todos los casos, muy importante; y ésto resulta aún más en el caso de las empresas de servicios eléctricos. Es por ello que se impone el control intensivo de todo lo referente a su manejo y los niveles de existencias. Este control se debe encarar desde dos puntos de vista:

- a) Lograr una óptima relación insumo producto que tienda a aumentar la eficiencia en la utilización de los elementos (eficiencia técnica).*
- b) Desarrollar y perfeccionar los métodos más apropiados en todo lo referente a procesos de operaciones de stocks, registro de operaciones, controles de existencias, etc. (eficiencia administrativa).*

El presente trabajo se ha de referir fundamentalmente a algunos aspectos del segundo ítem, ya que el tratamiento del primero escapa a su posibilidad, aún cuando conviene resaltar su indudable importancia.

3.3.2. CARACTERISTICAS ESPECIFICAS EN LA INDUSTRIA ELECTRICA

La energía eléctrica es un producto final que presenta características muy especiales. Su proceso productivo propiamente dicho es instantáneo, y se produce en la etapa de generación. El resto del proceso comprende una serie de más o menos complejos mecanismos de distribución que llevan la energía producida al usuario consumidor.

Durante esta distribución se realizan modificaciones en el producto (aumentos y rebajas de voltaje) que no alteran su esencia energética.

Además, no es un producto almacenable a escala comercial en su forma original. Si se conviene que la energía eléctrica es energía liberada y que ésta como tal no se puede almacenar, pa-

ra hacerlo hay que volverla a convertir en energía potencial. Como ejemplo de ello se tiene el caso de las centrales de generación con recarga de reservorios por medio del bombeo de agua en horas de bajo consumo. Estas centrales se utilizan para generar energía en momentos de gran consumo (picos de carga). Es así que el almacenamiento se realiza consumiendo energía barata para brindar energía cara en el momento de mayor necesidad. Todo lo referente a su almacenamiento en pilas, baterías, etc., no se puede, por el momento, referir a escalas importantes.

Otra característica que también contribuye a su originalidad la constituye el hecho de su elevada peligrosidad; lo cual incide en los cuidados y precauciones a tener en su manejo y manipuleo.

Se puede mencionar también su dilución o pérdida según la distancia recorrida. Esto implica que es necesario recurrir a procedimientos especiales que permitan eliminar, o al menos disminuir, estas pérdidas de potencia.

Todo lo antes expresado hace que los materiales que se vinculan con su procesamiento presenten algunas características especiales en esta industria, que los distinguen de otras.

3.3.2.1. MATERIAS PRIMAS

El concepto de materia prima varía, en el caso de la energía eléctrica, según sea la forma de generación de que se trate. En esencia siempre es energía potencial, pero se puede presentar de diferentes formas:

<u>Generación térmica (a vapor)</u>	Combustibles fósiles: carbón, petróleo, gas. Combustibles atómicos: uranio natural, enriquecido, plutonio.
<u>Generación hidroeléctrica</u>	Agua a presión (embalses, cursos de ríos, mareomotriz).
<u>Generación eólica</u>	Aire en movimiento
<u>Generación térmica (geotérmica)</u>	Aprovechamiento de la energía volcánica.

Esta energía potencial se transforma en energía eléctrica que es energía liberada. Dentro del concepto de materias primas necesarias para producirla, se suelen incluir en algunos casos, ciertos elementos que coadyuvan directamente al proceso, aún cuando no "forman parte" del producto final. En el caso de

la generación térmica se comprenden los elementos necesarios para purificar el agua que se utiliza en las calderas, el costo de elaboración del agua pesada de los reactores atómicos, etc. Estos elementos por la naturaleza del proceso en sí pueden asimilarse al concepto de materia prima aún cuando no son esencialmente energía liberada, ni se consumen totalmente en el primer uso.

La forma de valorizar los consumos de materias primas varía según la forma de generación. Cada una presenta características que hacen necesario definir un método de valorización para cada caso.

Combustibles fósiles: costo de adquisición.

Combustibles nucleares: costo de adquisición o de elaboración (si la empresa cuenta con posibilidades).

Agua para energía hidroeléctrica: normalmente se abona un derecho o canon por el uso del agua embalsada en diques.

3.3.2.2. MATERIALES DIRECTOS

Es este un concepto de especial interés en el caso de la industria eléctrica. Se incluye aquí un importante grupo de elementos indirectos respecto al producto final, pero directos respecto de sus etapas productivas. Una clasificación conceptual puede ser la siguiente:

De uso específico: para tareas de ampliación y para tareas de explotación: operación y/o mantenimiento.

De uso general: Para tarea de ampliación y para tareas de explotación: operación y/o mantenimiento.

Comprende este ítem fundamentalmente repuestos para los distintos elementos del proceso total de producción y distribución. Por el tipo de industria de que se trata (servicio público), es imprescindible contar con lotes de repuestos listos para ser utilizados en caso de necesidad, y evitar de este modo cortes prolongados del servicio. Es por ello que dentro de los MATERIALES DIRECTOS DE USO ESPECIFICO, se encuentran, entre otros:

Lotes de repuestos para calderas
Lotes de repuestos para generadores
Lotes de repuestos para transformadores
Lotes de repuestos para medidores

Es de hacer notar también, que por el tipo de elementos que componen las unidades generadoras, los transformadores y medidores con una duración en servicio normalmente prolongada; se hace muy difícil conseguir los repuestos para ellos en forma más o menos rápida, ya que suelen ser importados y no siempre son modelos de producción constante.

Esto hace que no se puedan hacer jugar aquí factores de cálculos de lotes económicos, reposición racional de stocks, etc.

Dentro de los MATERIALES DIRECTOS DE USO GENERAL, se encuentran:

Cables de varios tipos
Materiales para conexiones y derivaciones
Materiales para aislaciones y soldaduras

y en general, todo otro elemento de esencia menos especializada que los del grupo anterior y con posibilidades de mayor disponibilidad inmediata en plaza.

Aquí sí se pueden aplicar técnicas económicas de control de stocks (al menos parcialmente).

Para la valorización de estos elementos se pueden utilizar cualquiera de los métodos clásicos conocidos (LIFO, FIFO, P.P.P., etc.), según sea el más conveniente o el que mejor se adapte al sistema en uso. En el caso de los materiales específicos, hay que tener especial cuidado en su valuación, porque pueden resultar cifras no representativas de la realidad, ya que el valor depende de su demanda en la plaza y en este caso es de muy difícil estimación.

Normalmente se toman como básicos los valores de costo de compra con algún proceso de ajuste por inflación.

Otro aspecto a considerar es su ubicación en el BALANCE GENERAL de la empresa, ya que si bien las MATERIAS PRIMAS y los MATERIALES INDIRECTOS pueden asimilarse a los BIENES DE CAMBIO, no ocurre lo propio con el ítem que se está tratando, que podría asimilarse a los BIENES DE USO.

3.3.2.3. MATERIALES INDIRECTOS

Se incluyen aquí los MATERIALES GENERALES comunes a toda organización, y cuyo manejo en sí es generalmente similar en todas ellas. Corresponde a los materiales de economato, pa-

pelaría, útiles y herramientas varias, formularios, etc. No merece este rubro especial comentario, salvo que su monto puede alcanzar cifras muy importantes. Tampoco se considera necesario hacer hincapié en su forma de valuación (similar a la adoptada para los materiales directos de uso general).

3.3.3. SISTEMAS DE ABASTECIMIENTOS DE MATERIALES

3.3.3.1. CANALES DE INFORMACION (G R A F I C O 3 B)

Orden de Entrega de Materiales (O.E.M.): emitida por el Sector interesado para el Depósito.

Nota de Devolución de Materiales (N.D.M.): emitida por el Sector interesado para el Depósito.

Pedido de Compra (P.de C.): Emitida por el Sector interesado o por el Depósito para Compras.

Orden de Compra (O.de C.): emitida por Compras para el Proveedor.

Remito (R.): emitido por el Proveedor para la empresa.

Informe de Recepción de Materiales (I.R.M.) y

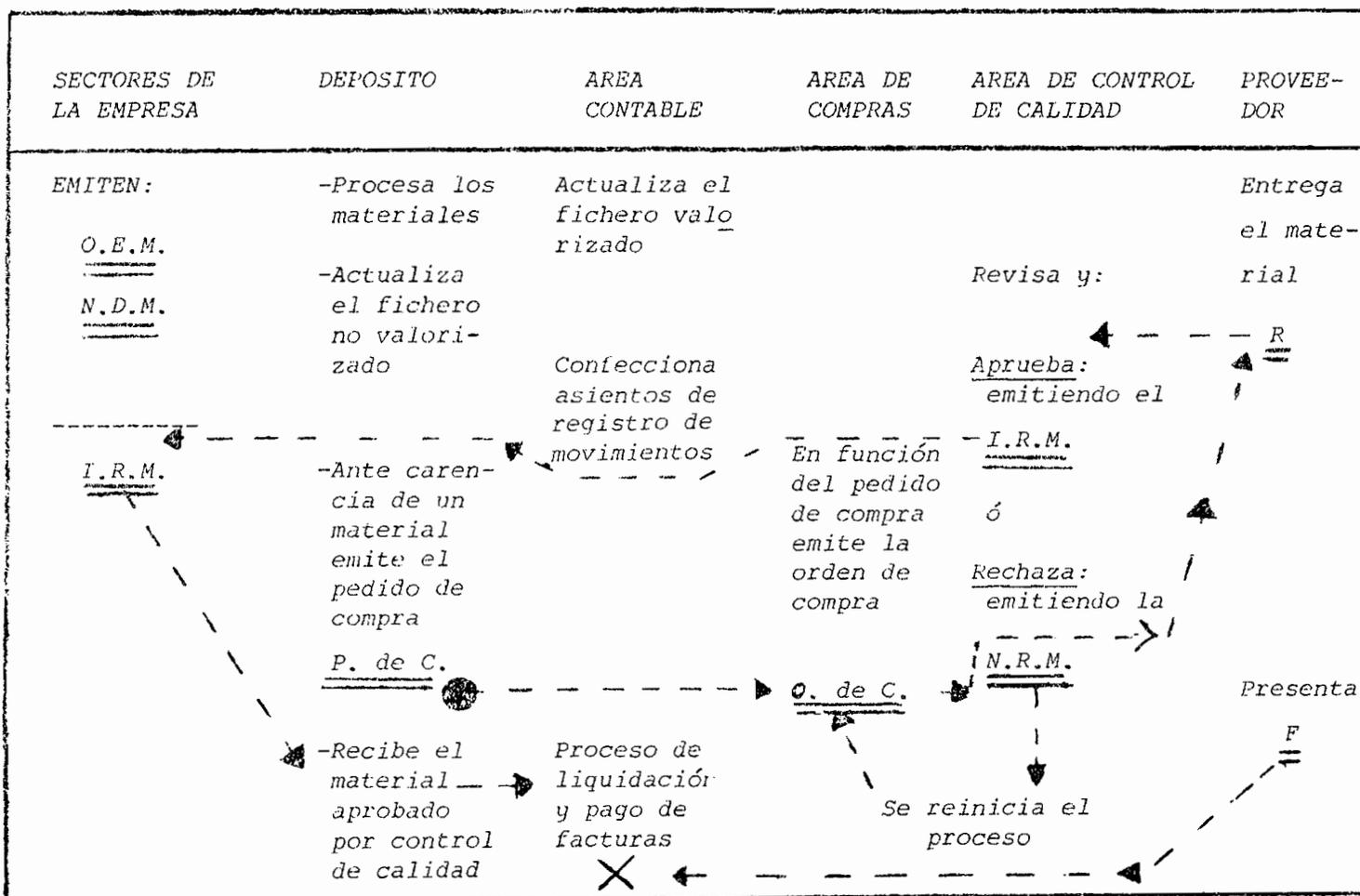
Nota de Rechazo de Materiales (N.R.M.): emitidos por Control de Calidad para el:

- Depósito
- Sector interesado según el caso

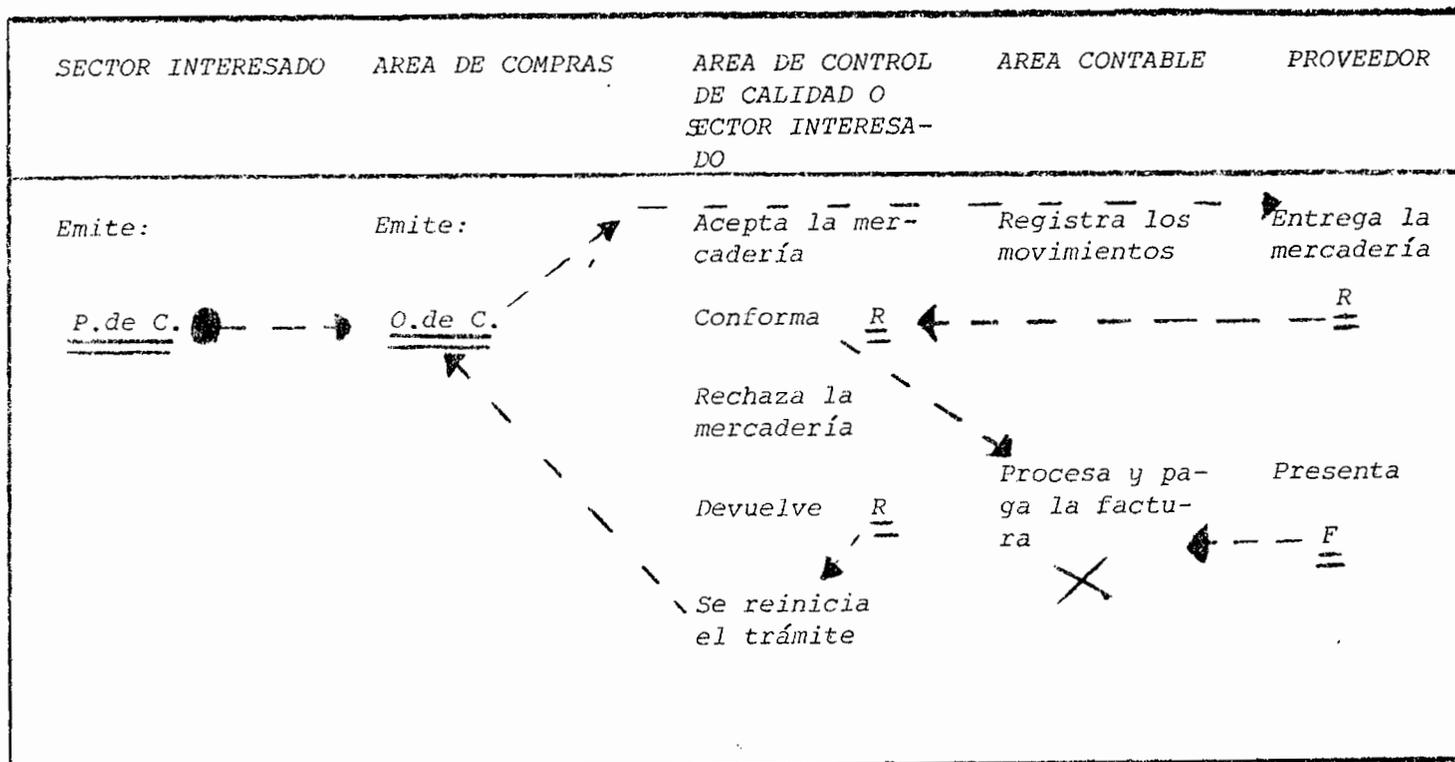
Factura del Proveedor (F.): emitida por el Proveedor para la empresa.

3.3.3.2. SISTEMA DE ABASTECIMIENTOS: REGISTROS DE MOVIMIENTOS

a) Materiales con gestión de stocks



b) Materiales sin gestión de stock



3.4. GASTOS GENERALES

3.4.1. CONCEPTOS GENERALES

Es éste el factor más heterogéneo y por ello de más difícil tratamiento para su apropiación. El siguiente comentario se referirá únicamente a aquellos aspectos vinculados con la actividad eléctrica que presentan características particulares y distintivas dignas de ser analizadas en el presente trabajo.

Existen varios criterios de clasificación de los gastos generales según sea la relación que se defina:

Respecto a:

Cada etapa del proceso o departamento productivo	<ul style="list-style-type: none"> Directos Indirectos
El producto final	<ul style="list-style-type: none"> Directos Indirectos
La posibilidad de control por parte del Centro de Responsabilidad	<ul style="list-style-type: none"> Controlables No Controlables
La estructura interna	<ul style="list-style-type: none"> Fijos Semifijos SemivARIABLES VARIABLES

En el caso de la industria eléctrica, se puede decir que todos los gastos generales son indirectos respecto al producto final. Por lo que se refiere a los demás casos, se cubren en mayor o menor medida todos los rubros.

A continuación se hace una disquisición del total de conceptos que conforman el rubro GASTOS GENERALES de la empresa, que sirve como base al presente análisis. Se tratarán aquí aquellos conceptos que merecen un comentario complementario y los casos especiales:

Conceptos de gastos sin características especiales:

- . Materiales indirectos
- . Mano de obra indirecta
- . Seguros
- . Comunicaciones
- . Honorarios
- . Transporte y movilidad

- . Promoción y Publicidad
- . Prestación de Servicios Sociales (se incluyen como carga social)
- . Capacitación de Personal
- . Alquileres pagados
- . Locación de equipos de Procesamiento de Datos
- . Varios

Conceptos de gastos que merecen comentarios complementarios

- . Amortizaciones
- . Costo del capital propio o cargas financieras
- . Gastos financieros
- . Impuestos, Contribuciones y Tasas
- . Contratistas
- . Diferencias de Cambio

Casos especiales

- . Compras de energía
- . Activación de gastos indirectos

3.4.2. CONCEPTOS DE GASTOS QUE MERECEAN COMENTARIOS ESPECIALES

3.4.2.1. COSTOS DEL CAPITAL

- . Amortización de los Bienes de Uso
- . Fondos de Renovación de los Bienes de Uso
- . Costos del Capital Propio o Cargas Financieras o Beneficio Contractual.

Es este el rubro más importante de los gastos generales en una empresa de servicios eléctricos. Ello se debe a los grandes requerimientos de inversiones en activos fijos. Es por esta razón que su tratamiento debe ser objeto de detenido análisis para permitir que a través de los costos se recuperen los fondos necesarios para facilitar el mantenimiento en óptimas condiciones operativas de los elementos del activo fijo, y permitir la incorporación de nuevas técnicas y unidades que tiendan a ofrecer un servicio cada vez más eficiente.

Es digno de notar que es éste uno de los conceptos donde más se hace sentir la influencia del factor inflacionario, por la desactualización de los valores monetarios de origen a través de los largos plazos de amortización.

De los tres conceptos mencionados en el subtítulo, dos son específicamente imputables al costo (Amortizaciones y Cargas Financieras), mientras que el tercero (Fondos de Renovación pa-

ra los Bienes de Uso) no es un factor de costo, ya que su existencia es optativa a criterio de la empresa. En el caso argentino específicamente, donde la gran mayoría de las empresas encargadas de la prestación del servicio son de propiedad estatal, el concepto Costo del Capital Propio puede ser imputado a cumplir la misión de un fondo de renovación.

Se pretende resumir aquí cómo es encarado en la práctica en las tres principales empresas eléctricas del país (Agua y Energía Eléctrica; SEGBA y ex CIAE; e Hidronor). Para ello se recurre a sus Contratos de Concesión y/o demás cuerpos legales que dan marco a sus actividades, donde los conceptos que nos ocupan son tratados en forma detallada y precisa. (Para ampliar la información dirigirse al Anexo II).

Como conclusión de los estudios realizados, se puede decir que en los tres casos vistos la política básica es uniforme y coherente: tratar de llevar al costo un monto actualizado de manera tal que se evite la negativa influencia de la inflación.

Para ello se recurre a registros auxiliares de Valores de Origen y de Amortizaciones Acumuladas llevados en moneda de valor históricamente más estable que la argentina (generalmente se toma el dólar americano).

Los Costos del Capital Propio o Cargas Financieras se calculan en todos los casos, mediante la aplicación de una tasa uniforme del 8% directo anual sobre valores residuales actualizados. También es importante notar la inclusión, bajo diversas formas, del Capital Circulante como capital sobre el cual se calculan las cargas financieras o beneficio contractual o costo del capital propio.

Concluyendo, se puede decir que los rubros que se están tratando tienen una incidencia dentro del Cuatro Tarifario que se podría conceptualizar de la siguiente forma:

Amortizaciones: porcentajes técnicamente aceptados sobre los valores de origen llevados en valor dólar, con depuración de altas y bajas y calculadas sobre el cierre del ejercicio anterior.

Cargas financieras: Cálculo de un interés (8% anual) sobre los valores residuales actualizados de los Bienes de Uso (valores de origen depurados netos con amortizaciones acumuladas depuradas), más una incidencia del Capital Circulante.

Fondos de Renovación: sólo Hidronor S.A. prevé su funcionamiento y no es incluíble dentro del Cuadro Tarifario.

3.4.2.2. GASTOS FINANCIEROS

Dentro de este concepto resultan de primordial importancia los intereses pagados por la empresa. El resto de los componentes del rubro corresponden a ítems de relevancia secundaria y siguen la suerte de aquellos, ya que normalmente surgen como consecuencia de los intereses pactados.

Los intereses se pueden genéricamente clasificar en:

- a) Provenientes de deudas a largo plazo (financiaciones de compras de bienes de activo y eventualmente de mantenimientos extraordinarios).*
- b) Provenientes de deudas a corto plazo (financiaciones del giro comercial normal).*

En el primer grupo, y en el caso de una empresa eléctrica, se incluyen los intereses de préstamos generalmente provenientes del exterior, tendientes a permitir el financiamiento del equipamiento o reequipamiento de su parque de maquinarias. Esto es así ya que por el tipo de industria y de elementos empleados, estas compras son muy onerosas y además deben hacerse normalmente fuera del país ya que no se producen en él los elementos buscados.

El enfoque del análisis desde el punto de vista de costos se debe encarar teniendo como objetivo determinar cuáles de éstos conceptos forman parte del costo de venta de la energía producida y cuáles son sólo pérdidas del ejercicio.

Al ser la actividad eléctrica regulada por el Estado, para determinar los costos de producción de la energía se deben relacionar por un lado los criterios técnicos y contables, y por otro, las normas que regulan la actuación de la empresa. En este aspecto de los gastos financieros se da un caso típico de discrepancia.

Para una empresa comercial corriente todos los intereses devengados en el ejercicio normalmente son considerados como costos del período, y es de su propia política y de su propio riesgo determinar sus niveles de endeudamiento.

En el caso de las industrias eléctricas y partiendo del concepto que se considera costo todo aquel gasto que puede ser imputado o recuperado a través de la tarifa, no es así.

Es conveniente por ello referirse como antecedentes al Artículo 11 del Contrato de Concesión celebrado en 1961 entre el Estado Argentino y la entonces CIAE S.A.

En lo atinente al presente tema decía: "...las tarifas que regirán para la energía eléctrica que suministre la compañía serán fijadas anualmente conforme a lo establecido en los apartados II y III del presente artículo, de forma tal que su producido cubra los siguientes conceptos:... b) los intereses de los préstamos y demás obligaciones que contraiga la compañía para cubrir las necesidades del giro comercial; no pudiendo el total de dichos intereses exceder del 25% del beneficio total de la compañía para el mismo período, ..."

En función de lo antedicho se puede apreciar que el objetivo del Estado es impedir el endeudamiento exagerado por parte de la empresa; ya que ésta sólo recurrirá a deudas por compras de bienes que tengan una alta rentabilidad, pues el costo de su financiación no podrá ser recuperado a través de la tarifa sino que se deducirá de la utilidad final de la empresa.

El límite para considerar los intereses como costo financiero de la producción eléctrica está establecido en el porcentaje máximo admisible como Costo Tarifario: 25% del beneficio contractual del período (que es lo que en este trabajo se considera como costo del capital propio) calculado conforme lo marcaba el Contrato de Concesión. Las demás empresas presentan también cláusulas restrictivas.

Asimismo, es de hacer notar el hecho que sólo consideraba los intereses del giro comercial. Como corolario y resumen del punto es que a continuación se presenta el siguiente cuadro:

CONSIDERACION NORMAL DE LOS INTERESES PASIVOS DEVENGADOS EN EL AÑO.

Deudas por financiación de activos o gastos a largo plazo: los intereses correspondientes se cargan como pérdidas del ejercicio comercial y no se consideran costos.

Deudas por financiación del giro comercial: del total de intereses por este concepto se deduce hasta el 10% en concepto de Gasto Indirecto Activable (ver Capitalización de Gastos Indirectos).

Del saldo se puede incluir como costo de la energía eléctrica vendida sólo hasta el monto equivalente al 25% del beneficio contractual fijado para el período considerado. El saldo debe figurar como pérdida del ejercicio.

Entre las diversas empresas pueden variar los porcentajes admitidos como capitalizables, lo que no varía es la base conceptual del tratamiento. Cuando aquí se mencionan intereses se deberán considerar incluidos los demás gastos financieros (co-

misiones, honorarios, etc.), que generalmente acompañan a la concreción de todo tipo de préstamos y que siguen la suerte de los intereses.

Por lo que pueda concernir al Impuesto de Sellos que grava a los contratos por los cuales se establezcan las cláusulas originantes de intereses, se consideran más que un impuesto, un gasto financiero y por ello sigue la suerte de los demás (ver rubro Gastos Generales: Impuestos y Contribuciones

3.4.2.3. IMPUESTOS Y CONTRIBUCIONES

Este es un campo donde la empresa actúa desde dos ópticas muy importantes:

- A) Como contribuyente
- B) Como agente de retención

En ambos casos los impuestos, tasas y contribuciones que correspondan a cada aspecto varían con bastante frecuencia a través del tiempo, y es por ello que lo que aquí se expone es básicamente conceptual y se refiere a un momento dado (años 1980/81).

COMO CONTRIBUYENTE: Es éste el enfoque que más importa desde el punto de vista de costos. Se enumeran a continuación los principales rubros impositivos que gravan a una empresa eléctrica, ubicada en la Capital Federal y con marco de acción en ella y en el Gran Buenos Aires. Cada concepto se relaciona con la autoridad que fija la carga:

AMBITO:

<u>MUNICIPAL</u>	<u>Concepto</u>	<u>Comentarios</u>
	Contribución a las municipalidades en las cuales se brinda el servicio	Tasa del 6% sobre los ingresos brutos de ventas (con algunos ajustes)
	Contribución por Alumbrado, barrido y limpieza; Contribución territorial; Contribución de pavimentos y aceras	
 <u>PROVINCIAL</u>		
	Contribución a la Provincia de Buenos Aires	Tasa del 6 o/oo sobre la misma base que el impuesto municipal
	Contribución Inmobiliaria	

NACIONAL

<u>Impuestos:</u> a los Capitales	
a las Ganancias	Las empresas son con-
IVA	tribuyentes de <u>todos</u>
A los Sellos	los Impuestos y Tasas
A la Transferencia de Ve-	enunciados en forma ge-
hículos	nérica, salvo disposi-
A la Transferencia de Tí-	ciones especiales que
tulos y Valores	las eximan
<u>Tasas:</u> Obras Sanitarias	
de la Nación	
de Justicia (a las S.A.)	

COMO AGENTE DE RETENCION: Al margen de los aspectos tradicionales en los cuales toda empresa actúa (retenciones sobre sueldos, honorarios, alquileres, etc.), se utiliza la facturación por venta de energía eléctrica como medio de recaudación de una serie de conceptos tributarios.

No es la intención del presente estudio comentar acerca de la corrección o conveniencia del procedimiento empleado, sino que se ciñe a exponer los hechos. Se verá ahora el esquema del cuadro tarifario vigente en agosto de 1978 (no ha sufrido grandes variaciones) para una empresa con ámbito de actuación: Capital Federal y Provincia de Buenos Aires.

Los porcentajes aquí mencionados incrementan el monto facturado (se calculan sobre el precio total de la venta), y luego se aportan a los organismos pertinentes.

Contribución a fondos para obras energéticas

Fondo Nacional de Energía Eléctrica (Ley 15336)	5%
Fondo Grandes Obras Eléctricas (Ley 19287)	5%
Fondo "El Chocón" (Ley 17574)	5%
Fondo "La Brava" (Ley Prov.Bs.As. 8372)	3%

Impuestos al Consumo de Energía Eléctrica

	Residencial Comercial e Industrial	
Impuesto Municipal al		
Consumo (Ciudad de Buenos Aires)	1%	1,5%
Impuesto provincial al		
consumo de energía eléctrica (Provincia de Buenos Aires en general)	4%	20%

Los totales de impuestos, tasas y contribuciones que pueden ser asignados directamente al Centro de Costos que los origina se imputan al mismo (son los menos). En general se trata de un gasto indirecto que debe ser prorrateado tomando en cuenta la base que más convenga.

Como comentario final se puede decir que sobre este gasto indirecto no se aplica porcentaje alguno de capitalización (ver Capitalización de Gastos Indirectos), salvo en el caso de Impuesto de Sellos que se considera en realidad como un costo financiero más.

3.4.2.4. CONTRATISTAS

Es éste un rubro que merece un pequeño comentario. Para ubicarlo en el contexto no se debe olvidar que el punto de partida de esta parte del análisis es una empresa de servicios eléctricos. En este marco es muy usual que la empresa recurra a contratistas para la realización de varias tareas que no está en condiciones de emprender o que directamente no le conviene encarar por sí misma.

Estas tareas son en su gran mayoría correspondientes a ampliación de activos (Bienes de Uso: equipos eléctricos y construcciones civiles). Pero también es dable encontrarse con algunas imputables a cuentas de gastos y que se presentan con dos características opuestas:

- A) Generando un gasto habitual por la provisión de un servicio o la realización de tareas permanentes (vigilancia, limpieza de edificios, transportes, etc.).
- B) Provocando un gasto extraordinario (generalmente mantenimiento de equipos productivos), que no puede ser realizado por el personal de la compañía, y debiéndose por ello recurrir al auxilio externo. En este caso, y si la magnitud del evento así lo justifica, es posible que se resuelva la activación del monto como Cargo Diferido para su amortización en varios ejercicios.

El tratamiento de la información y su imputación contable varía según el tipo de contrato. En el primer caso habitualmente los contratistas presentan sus facturas y se liquidan como gastos directamente imputables al Centro de Costos que los origina o los agrupa con fines de control (gasto directo del Centro de Costos).

En el segundo caso, en cambio, los gastos de gran magnitud van imputados a una Orden de Trabajo específica (igual que cuando se trata de una ampliación), y las Rendiciones Periódicas del Avance de Obras van cargándose a esa Orden de Trabajo como factor de costo independiente (gasto directo de la Orden de Trabajo).

Además, generalmente, esta Orden recibe cargos por mano de obra directa y materiales provistos por la compañía. Es así que al final de la reparación se tiene el monto total invertido.

3.4.2.5. DIFERENCIAS DE CAMBIO

Es digno de destacarse aquí la importancia del rubro desde el punto de vista de su incidencia económica, dada la dependencia de la provisión externa para todo lo referente a renovación y ampliación de equipos en la industria eléctrica.

Se presentan dos clases de diferencias de cambio según sea el concepto que les da origen:

- Amortización de cuotas de capital adeudado en moneda extranjera.
- Cargo de los intereses devengados por el préstamo.

En el presente caso ambas reciben el mismo tratamiento.

A su vez el crédito pactado en moneda extranjera se puede aplicar a dos destinos básicos:

- Financiación de las compras de bienes del activo (generalmente bienes de uso) que es su empleo más corriente.
- Financiación de gastos (corrientes o extraordinarios), siendo éste su uso menos frecuente pero no por ello improbable.

El tratamiento contable que se brinda a cada caso es el siguiente:

Las diferencias de cambio provenientes de préstamos destinados a la financiación de obras de ampliación (tanto sea por pago de cuotas de capital como las eventualmente surgidas por el pago de intereses), no pueden ser imputadas al costo de tarifas y corresponde que sean soportadas por el concesionario. Es ésta una cláusula que juega con las limitaciones impuestas al endeudamiento a través del tratamiento de los intereses en los gastos financieros.

Se pueden imputar, por ejemplo, contra la reserva no capitalizable del saldo de revalúo contable de la Ley 19742, previo un acuerdo con la Secretaría de Estado de Energía.

Las diferencias de cambio provenientes de préstamos destinados a la financiación de gastos podrían ser cargadas a costo de tarifas (tanto las provenientes del capital como de los intereses). No se ha presentado en la práctica ningún caso de éstos, aún cuando es posible si se piensa en la realización de una reparación extraordinaria y muy onerosa.

En resumen, se aprecia que si bien son económicamente importantes para la empresa, las diferencias de cambio no lo han sido para los costos en sí.

3.4.3. CASOS ESPECIALES

3.4.3.1. COMPRAS DE POTENCIA Y ENERGIA

COMPRA DE POTENCIA: La empresa necesita tener una cantidad determinada de potencia de máquinas a su disposición en cualquier momento para atender un eventual aumento de su demanda. Es por ello que colmada su capacidad de generación y/o transformación propia, debe recurrir generalmente por plazos determinados y períodos del día, a otra u otras empresas que se la provean. Esto se conoce con el nombre de compra de potencia o disponibilidad. Esta potencia puesta a disposición puede o no usarse, pero debe pagarse.

COMPRA DE ENERGIA: Así como se compra potencia, se compra también energía a una determinada tensión, para ser transportada y transformada y entregada por la red de la empresa. También se origina esta necesidad en insuficiencias del parque generador para ciertas horas pico del consumo diario. La energía comprada incluye, como es lógico, la parte proporcional de los costos de potencia necesarios para producirla. Las compras de energía y potencia se pueden realizar en cualquier etapa del proceso productivo y por ende, a diferentes tensiones. Una misma empresa puede ser compradora en A.T. y vendedora en B.T.

Asimismo una empresa puede comprar potencia de generación y vender potencia de transformación.

En lo atinente a la generación y transporte en alta tensión, la mayoría de las empresas del país se rigen por las disposiciones del Despacho Unificado de Cargas que actúa como una "Cámara Compensadora" en la provisión de energía a nivel nacional. Su objetivo es racionalizar económicamente la provisión de energía eléctrica mediante la mayor utilización posible de los sistemas y unidades generadores más eficientes.

Para ello es un ente supra-empresario que ordena las entradas y salidas del servicio en el orden que él decida. Los precios a los cuales se deben atener las transacciones in-

Para las transacciones en media y/o baja tensión las empresas actúan independientemente fijando entre sí los valores a los cuales se realizan las operaciones.

Técnicamente no es el Costo de Compra un costo imputable a una etapa en sí, sino que es un costo de todo el proceso.

Para llegar al COSTO TOTAL se hace necesario incluir los valores de las compras en las distintas etapas en que se producen, pero no es necesario hacerlo para determinar cuánto le cuesta a la compañía, por ejemplo, transformar a BT un Kwh. Sí le interesa para tener un denominador correcto, ya que se deben saber cuántos fueron los kwh transformados.

$$\begin{array}{l} \text{Costo Total del} \\ \text{Proceso} \end{array} = \begin{array}{l} \text{Costos Propios} \\ + \\ \text{Compras de Energía y Potencia} \end{array}$$

$$\begin{array}{l} \text{Costo Unitario de Pro-} \\ \text{cesamiento de Cada} \\ \text{Etapa} \end{array} = \frac{\text{Costos Propios de la Etapa}}{\text{Kwh Propios} + \text{Kwh Comprados}}$$

Es importante aquí discriminar entre el costo unitario de cada proceso y el costo total del servicio. Se puede pensar que adicionando los valores de costos unitarios se llega al costo total y no es así. Si se multiplican los Kwh de base por los valores unitarios de cada paso, se hace necesario adicionar los montos de las compras de energía para poder llegar al costo total operativo del servicio.

3.4.3.2. ACTIVACION DE GASTOS INDIRECTOS

3.4.3.2.1. Generalidades

Se presenta aquí un concepto interesante para comentar en forma especial.

El hecho concreto es que todas las tareas que se realizan en una empresa, y que se podrían clasificar genéricamente en trabajos de operación, mantenimiento y de ampliación o activables, reciben un apoyo imprescindible para su concreción en el entorno de gastos generales indirectos que se producen en la organización toda y que se vinculan a su capacidad para operar como tal.

En el caso específico de las obras de ampliación, éstas se activan normalmente a fin de cada ejercicio por el costo primo (mano de obra y materiales directos), gastos directos de

elaboración e intereses intercalarios devengados durante el período en curso de elaboración. Si bien este total puede parecer a primera vista correcto, y comprendiendo todas las erogaciones producidas, se están dejando de considerar dentro de él la parte correspondiente de gastos indirectos comentados en el párrafo anterior y que contribuyeran en parte a su concreción.

El principal problema en esta materia no se presenta tanto desde el punto de vista conceptual acerca de si se debe o no activar esta porción de gastos, ya que aparece bastante claro el hecho que sí se debe hacerlo (especialmente en nuestro caso al tratarse de empresas de servicios públicos con un alto grado de capitalización fija), sino desde el punto de vista práctico al tener que definirse:

- a) los gastos indirectos susceptibles de tener participación en las obras de ampliación,
- b) la forma de evaluar y cuantificar esta intervención.

Esto es realmente delicado, ya que no se trata de una mera variación de conceptos dentro del cuadro de resultados, sino que la activación de gastos indirectos origina una alteración en el resultado económico del período considerado.

GASTOS INDIRECTOS SUCEPTIBLES DE TENER PARTICIPACION EN LAS OBRAS DE AMPLIACION

Como regla general, se toman los gastos generales correspondientes a las distintas etapas del proceso productivo (el eléctrico en este caso) no asignables a tareas de operación o mantenimiento; además de los gastos de administración y comercialización.

Se incluyen aquí: Materiales Indirectos, Mano de Obra Indirecta, Alquileres pagados, Contratistas Generales, etc.

Respecto a los Gastos Financieros, normalmente reciben un tratamiento especial.

Se pueden clasificar los intereses pasivos devengados durante el período en dos grandes grupos:

- a) Correspondientes al giro comercial: giros en descubierto, descuento de documentos, etc. En todos los casos conforman intereses a corto plazo.
- b) Por financiaciones de actividades específicas: casi siempre vinculadas a ampliaciones del activo fijo. Pueden ser préstamos originales en moneda local o extranjera y son a largo plazo.

Para el primer grupo es aceptable aplicar el principio de que contribuyen en parte al financiamiento de los gastos generales indirectos. Por ejemplo se puede mencionar el caso de créditos para pago de sueldos, o bonificaciones especiales. En este caso es lógico establecer que deben seguir el curso de los gastos indirectos, y ser incluídos entre los conceptos capitalizables.

En el segundo grupo, en cambio, se sigue el criterio ya normal de considerar como pérdida el total de estos intereses desde el momento en que se contrata el préstamo hasta que se cancela, o sea que se descargan periódicamente como gastos financieros no sujetos a capitalización.

Por lo que se refiere a las amortizaciones y los impuestos que no figuran asignados a una etapa en especial, no se consideran activables por su propia naturaleza. Son cargos del ejercicio.

FORMA DE EVALUACION Y CUANTIFICACION DE LOS GASTOS CAPITALIZABLES

Aquí es donde se presentan las mayores dificultades de orden práctico. No se puede hablar de criterios generales ya que difieren bastante los distintos casos. Es por ello que se encara el comentario tomando en cuenta las soluciones particulares encaradas en cada una de las empresas principales de producción de energía eléctrica (SEGBA y Agua y Energía Eléctrica).

En el Contrato de Concesión de SEGBA se prevee la capitalización de una porción de los gastos indirectos, pero no se aclara la forma de realizarla. Esto se concretó luego mediante negociaciones con la Secretaría de Energía.

3.4.3.2.2. SEGBA S.A.

El sistema seguido en la empresa para determinar el monto anual de gastos indirectos a ser activados en el rubro Bienes de Uso, y qué se entiende como una valorización estimativa de la participación de esos gastos en el desarrollo de tareas de ampliación, es el siguiente:

Anualmente, (en el mes de octubre) cada centro de costos debe completar un presupuesto de sus gastos para el próximo año. Este se debe concretar por totales mensuales y por concepto de gastos. Además, el centro debe estimar (en función

de parámetros internos) el porcentaje que, de este total de gastos y tomando en cuenta las tareas que realiza, puede ser imputado a tareas de ampliación de activos (fundamentalmente comprenden rubros del activo fijo). Lo importante aquí es establecer el método para evaluar, lo más objetivamente posible, esta dedicación; método que además debe ser (en lo posible) aplicado constantemente ejercicio tras ejercicio. Mediante su procesado se obtiene el total presupuestado de gastos para todos los centros de costos, así como la porción de estos gastos que se ha de activar en ese ejercicio.

Mensualmente se imputa a la cuenta "Gastos Capitalizables a Distribuir" el total estimado de gastos a ser activados ese mes. Se descarga su crédito mediante las apropiaciones a las órdenes de trabajo según las inversiones del mes. Esta apropiación se hace tomando en cuenta la relación que surge al vincular el total estimado de gastos a ser activados y el Plan de Obras previsto para el ejercicio. Esto arroja un porcentaje estimado de recargo a activar sobre las inversiones en Costo Primo, más los gastos distribuidos que recibe cada O.T. Este trabajo con valores estimados permite acelerar el proceso contable de registraciones, ya que automáticamente, al recibir cada O.T. las inversiones en remuneraciones, mano de obra, contratistas, etc., también recibe la porción de gastos capitalizables. Como los demás rubros de costos dentro de las órdenes, los gastos activados permanecen discriminados como concepto aparte.

Mensualmente cada centro de costos recibe un detalle del total de gastos presupuestados y reales en que ha incurrido, teniendo que justificar las diferencias significativas y debiendo notificar al Centro Procesador de Datos cualquier alteración que se produjera en el porcentaje de activación correspondiente a ese centro.

Al fin del ejercicio, si el saldo acumulado de la cuenta Gastos Capitalizables a Distribuir no es significativo, se pasa al próximo ejercicio. Si, en cambio, es de significación, se debe reprocesar el total cargado a las órdenes de trabajo. En el caso de grandes obras de ampliación (especialmente de generación y transmisión), se trata de no capitalizar los gastos mediante este procedimiento general, sino de relacionar con ellas todos los centros de costos vinculados a su desarrollo y capitalizar sus gastos directamente (ésto sin excluir, por supuesto, los gastos directamente imputables a tales obras y que de por sí se capitalizan como, por ejemplo, los honorarios pagados por asesoramiento técnico).

Se hace así, ya que por los montos que se operan en estos casos, el aplicar porcentajes puede dar por resultado la activación de cifras irreales.

3.4.3.2.3. AGUA Y ENERGIA ELECTRICA S.A.

Se aplica el sistema de cargar a la obra en curso de ejecución, un determinado porcentaje como forma de reconocer la incidencia de los gastos generales indirectos en el desarrollo de tareas de ampliación de activo.

En esta empresa se aplican dos criterios:

- I) Sobre el monto correspondiente a obras contratadas con terceros, se reconoce un porcentaje del 8% directo anual sobre el total de cargos del período.
- II) Sobre las obras ejecutadas por administración central o áreas regionales de la empresa, el porcentaje se eleva al 12% anual directo.

Como puede verse, se trabaja con porcentajes fijos preestablecidos y sin variaciones anuales.

Como dato anexo se incluye también el resumen de la operatoria seguida en la ex C.I.A.E. S.A., ya que, por el carácter del concepto, se considera útil conocer alguna otra alternativa de tratamiento.

3.4.3.2.4. Ex C I A E S.A.

Enfocando el problema desde el punto de vista conceptual, se detecta la existencia de tres tipos de gastos en la empresa (con referencia a su factibilidad de capitalización).

- I) Gastos de Explotación específicos de cada etapa, de los cuales no corresponde activar monto alguno. Ejemplo: gastos de operación y mantenimiento específicos.
- II) Gastos asignables a tareas de ampliación que se activan total o casi totalmente. Ejemplo: honorarios y gastos para el desarrollo de proyectos de ampliación de planta.
- III) Gastos generales indirectos de cada etapa en sí, y de la empresa en general, de los cuales se activa una parte como complemento de las tareas de expansión de activos que contribuyen a realizar.

Sobre estos últimos gastos se aplicaba una coeficiente o porcentaje de activación que a continuación se comenta.

Anualmente, cada centro de costos de la empresa estimaba cuál iba a ser su dedicación a tareas de ampliación para el próximo ejercicio. Según la función del centro de costos de que se tratara, sería más o menos directa su intervención en tareas de este tipo. Para evaluarla numéricamente se debían valer de ciertos parámetros, algunos de los cuales se mencionan a continuación:

- a) En el caso de que el centro de costos tuviera dentro de su personal operarios que efectuaban tareas de mano de obra directa, era común que el porcentaje de estas tareas que se aplicó a obras de ampliación se transformara en el coeficiente a capitalizar del total de gastos indirectos del sector.
- b) Utilización de parámetros internos, propios del centro de costos. Ejemplo: cantidad de formularios procesados imputables a tareas activables, cantidad de órdenes de trabajo de ampliación abiertas en función de la totalidad del año, etc.

De la relación de esta ponderación con el total de gastos estimados para el sector surgía el porcentaje a capitalizar sobre los gastos en que incurriría este centro de costos.

Mediante promedios ponderados se llegaban a determinar distintos porcentajes para las distintas áreas de la empresa: Generación, Transmisión, Distribución y Estructura General.

Mensualmente, al elaborarse los balances de la empresa, se aplicaban estos porcentajes a las cuentas de gastos susceptibles de ser capitalizadas. Se excluía de ellas el rubro "Intereses de Giro Comercial", ya que sobre él se capitalizaba un monto uniforme que ascendía al 10% de su total (según el Contrato de Concesión).

Los importes resultantes se transferían a la cuenta "Cargas Capitalizables" (rubro Bienes de Uso), donde también se agrupaban los gastos totalmente capitalizables ya mencionados al inicio del comentario.

Al cerrarse el ejercicio se actualizaba la estimación de los centros de costos en lo que a porcentaje de activación se refiere y se efectuaban las correcciones necesarias.

Se procedía luego a la distribución del monto activado entre las distintas cuentas y sub-cuentas del rubro Bienes de Uso. Se utilizaban como base de distribución:

- a) Los costos primos de órdenes de trabajo de ampliación (mano de obra directa, materiales directos y gastos directos de contratistas), activados durante el año.
- b) Los transformadores nuevos instalados en el año, según su valor de compra y los gastos de instalación.

La distribución entre las distintas obras se hacía anualmente y no en forma mensual, debido al menor costo operativo y fundamentalmente, para evitar la despareja incidencia de gastos estacionales en las distintas obras.

El total de gastos activados figuraba dentro de la orden de trabajo como rubro separado de su costo.

Las obras de operación y mantenimiento se costeaban individualmente sólo al costo primo; ésto quiere decir que no recibían absorción de gastos indirectos.

Cuadro No. 3.2

COSTOS EN UNA EMPRESA DE ENERGIA ELECTRICA - REPUBLICA ARGENTINA

COSTOS POR PROCESOS

POR FACTOR DE COSTO

CONCEPTOS	1 9 7 7			1 9 7 8			1 9 7 9		
	\$/kwh Valores Corrientes	%	\$/kwh (1) Valores a Dic'81	\$/kwh Val. Ctcs.	%	\$/kwh (1) Valores a Dic'81	\$/kwh Val. Ctcs.	%	\$/kwh (1) Valores a Dic'81
GENERACION	5,8266	100	260,33	23,9721	100	380,26	43,6760	100	272,47
Combustibles	3,3617	57,01	148,41	12,3758	51,06	196,31	27,5991	63,2	172,18
Mano de Obra Total	1,2059	20,45	53,24	4,5078	18,8	71,51	8,4297	19,3	52,59
Cargas Financieras	0,7593	12,86	33,48	2,8744	12,0	45,60	4,2119	9,6	26,28
Amortizaciones	0,3827	6,49	16,90	1,4420	6,0	22,87	2,4976	5,0	13,71
Materiales y Otros Gastos	0,1880	3,19	8,30	2,7721	11,6	43,97	1,2377	2,9	7,71
TRANSMISION	0,9417	100	41,58	2,9482	100	45,77	6,4928	100	40,51
Mano de Obra Total	0,3395	36,0	14,99	1,0112	34,30	16,04	2,9560	45,53	18,44
Cargas Financieras	0,3438	36,5	15,18	0,8702	29,52	13,80	1,8842	29,02	11,75
Amortizaciones	0,1474	15,7	6,51	0,5047	17,12	8,01	0,9060	13,95	5,65
Materiales y Otros Gastos	0,1110	11,8	4,90	0,5621	19,06	8,92	0,7466	11,50	4,67
DISTRIBUCION	4,5092	100	199,08	9,3947	100	147,60	23,6358	100	147,45
Mano de Obra Total	1,8485	41,0	81,61	3,7671	40,5	59,76	9,8726	41,7	61,59
Cargas Financieras	1,5495	34,4	68,41	3,2318	34,7	51,27	7,5997	32,2	47,41
Amortizaciones	0,6952	15,4	30,69	1,4789	15,9	23,45	3,5953	15,2	22,43
Materiales y Otros Gastos	0,4160	9,2	18,37	0,8269	8,9	13,12	2,5682	10,9	16,02
ENTREGA	4,2571	100	187,95	12,6240	100	200,25	21,4763	100	133,98
Mano de Obra Total	1,9241	45,2	84,95	4,3395	34,4	68,84	11,3187	52,7	70,61
Cargas Financieras	0,5194	12,2	22,93	1,3478	10,6	21,38	2,7060	12,6	16,88
Amortizaciones	0,2486	5,8	10,98	0,6657	5,3	10,55	1,3140	6,1	8,20
Materiales y Otros Gastos	1,5650	36,8	69,09	6,2710	49,7	99,48	6,1376	28,6	38,29
ESTRUCTURA GENERAL	4,5956	100	202,89	13,1235	100	298,17	24,3030	100	151,61
Mano de Obra Total	2,2900	49,8	101,10	5,4113	41,2	85,84	14,5658	59,9	90,87
Cargas Financieras	0,1708	3,7	7,54	0,3490	2,7	5,53	0,8297	3,5	5,18
Amortizaciones	0,2097	4,6	9,26	0,4503	3,4	7,14	1,0748	4,4	6,70
Materiales y Otros Gastos	1,9251	41,9	84,99	6,9129	52,7	109,66	7,8327	32,2	48,86
TOTALES	20,2002	100	891,83	61,9725	100	983,05	119,5839	100	746,02
Combustibles	3,3617	16,6	148,41	12,3758	20,0	196,31	27,5991	23,1	172,18
Mano de Obra Total	7,6080	37,7	335,89	19,0369	30,7	301,98	47,1428	39,4	294,10
Cargas Financieras	3,3418	16,5	147,54	8,6732	14,0	137,58	17,2315	14,4	107,50
Amortizaciones	1,6836	8,3	74,33	4,5416	7,3	72,04	9,0877	7,6	56,69
Materiales y Otros Gastos	4,2051	20,9	185,65	17,3450	28,0	275,14	18,5228	15,5	115,55

Elaboración de Costos-Años 1977-79.
Departamento Costos - C.T.A.E. - Du. An.
Instituto de Estadística - 84 - Paraná.

(1) Ajustados s/Índice INDEC Precios al por Mayor - Nivel Nacional - No Agropecuario

COSTOS EN UNA EMPRESA DE SERVICIOS ELECTRICOSBUENOS AIRES - ARGENTINACOSTOS POR PROCESOS = POR FACTOR DE COSTO

A ñ o 1 9 8 1 (*)

<u>CONCEPTOS</u>	<u>\$/kwh</u>	<u>%</u>
GENERACION	347,46	100
Combustibles	180,36	51,9
Mano de Obra Total	55,47	16,0
Cargas Financieras	46,68	13,4
Amortizaciones	26,35	7,6
Materiales y Varios	38,60	11,1
TRANSMISION	97,64	100
Mano de Obra Total	28,58	29,3
Cargas Financieras	30,97	31,7
Amortizaciones	15,01	15,4
Materiales y Varios	23,08	23,6
DISTRIBUCION Y ENTREGA	342,72	100
Mano de Obra Total	70,14	20,5
Cargas Financieras	60,81	17,8
Amortizaciones	36,60	10,7
Impuestos sobre Ventas	50,11	14,6
Gastos de Comercialización	31,71	9,2
Materiales y Varios	93,35	27,2
TOTALES	787,82	100
Combustibles	180,36	22,9
Mano de Obra	154,19	19,6
Cargas Financieras	138,46	17,6
Amortizaciones	77,96	9,9
Materiales y Varios	155,03	19,7
Impuestos sobre Ventas	50,11	6,3
Gastos de Comercialización	31,71	4,0

(*) Valores al mes de diciembre de 1981.

FUENTE: Informe de Costos diciembre 1981, SEGBA, Buenos Aires.

3.5. CUANTIFICACION DE LOS COSTOS POR PROCESOS ANALIZADOS POR FACTOR DE COSTO

COMENTARIOS ACERCA DE LOS CUADROS ADJUNTOS

Costos por procesos discriminados por Factor del Costo tomados en función de los Kwh procesados por cada etapa.

Período 1977/79 (CUADRO Nº 3 a)

Por etapas: Se aprecia cómo se incrementa la incidencia del factor Mano de Obra a medida que transcurren las etapas.

Como contrapartida descienden los valores relativos correspondientes a las Cargas Financieras y las Amortizaciones luego del proceso de distribución.

Esto muestra dónde se ubican las mayores necesidades de inversión en activos fijos.

El rubro Materiales y Otros Gastos va creciendo en importancia a medida que avanza el proceso y en Entrega y Estructura General prácticamente polariza los costos, conjuntamente con la mano de obra.

Totales: En el total del proceso y a través de los tres años analizados, se observa una estructura bastante estable, en general. Se destaca, sin embargo, la incidencia del aumento de los combustibles a través del período y una disminución de la magnitud relativa de los Materiales y Otros Gastos. Las Cargas Financieras y las Amortizaciones permanecen casi sin variaciones (índice de escasas inversiones en nuevos equipos).

Es de destacar el hecho de que juegan aquí los factores de compras y ventas de energía y potencia en cada etapa. Para profundizar el análisis - cosa que se entiende escapa al objetivo de este trabajo -, habría que tomar en cuenta el planteo técnico del cuadro de Kwh procesados.

El objetivo del cuadro presentado es simplemente ubicarse en las magnitudes concretas con las cuales se trabaja en la realidad. Hay que recalcar que el cuadro adjunto opera con: a) estructuras porcentuales; y b) datos a valores corrientes del año y trasladados a moneda constante de diciembre de 1981.

Año 1981 (CUADRO Nº 3 b)

Se presenta como complemento no comparable con los correspondientes al grupo anterior, por pertenecer a otra empresa y estar tratados con diferentes criterios y bases de prorrateo. El objetivo es presentar datos actuales de una empresa vigente.

3.6. CONCLUSIONES

Mano de Obra: su tratamiento, genéricamente hablando, no presenta características especiales. Son destacables tres aspectos:

- a) La utilidad del empleo de valores predeterminados para facilitar la imputación de la Mano de Obra Directa.
- b) La elevada incidencia (aún después de suprimidos algunos conceptos), de las cargas sociales en el costo de la mano de obra de la actividad.
- c) La necesidad de considerar la mano de obra semi-directa en el proceso de imputación de la mano de obra directa, ya que su importancia relativa no es despreciable.

Materiales: Las características más salientes son las siguientes:

- a) Materia prima prácticamente única y perfectamente definida una vez dado el tipo de generación.
- b) Gran diversidad de materiales anexos al proceso (directos e indirectos), con un manejo que puede resultar vasto y complejo, sobre todo por la valorización de los diferentes conceptos comprendidos.
- c) Procedimientos de abastecimientos standard y sin características relevantes. En este punto se puede apreciar la posibilidad de considerar diversas alternativas de operación mediante medios tecnológicamente avanzados.
- d) Prácticamente ineludible necesidad de contar con una adecuada codificación.

Gastos Generales:

Dentro de los conceptos del rubro que merecen comentarios complementarios y los casos especiales en sí, se presentan algunas características importantes:

- a) La consideración de los costos del capital propio (amortizaciones y cargas financieras) como un factor fundamental para el mantenimiento y la ampliación del parque de máquinas e instalaciones, conforme a la demanda del servicio y al avance tecnológico.

Es éste un punto tratado específicamente en la legislación nacional y con absoluta precisión en los Contratos de Concesión respectivos.

- b) La actuación de la empresa, desde el punto de vista impositivo, en dos funciones muy importantes: como agente recaudador y como contribuyente.*
- c) Los gastos financieros presentan otro caso digno de análisis, con una definida política del Estado en cuanto se refiere a la limitación del endeudamiento, poniendo coto al traslado a tarifas de los intereses pagados por las empresas. También este punto está definidamente tratado en la legislación pertinente.*
- d) Las compras de energía y potencia interempresas presentan una importancia cada vez mayor, dada la tendencia a la interconexión del despacho de cargas.*
- e) La ACTIVACION DE GASTOS INDIRECTOS es un punto bastante original, ya que mediante su manejo se pueden llegar a regular los resultados de las empresas. No se pone en duda la necesidad de su existencia, aún cuando es dable exigir una adecuada y precisa reglamentación para su operación. Es necesario que se fijen y detallen con exactitud las bases y los parámetros a considerar para su puesta en práctica. Actualmente la legislación consultada (leyes y decretos), así como los Contratos de Concesión respectivos, no dedican al tema la importancia que éste merece.*

RELEVAMIENTO DE LA ESTRUCTURA NACIONAL

CAPITULO 4 - COSTOS POR ETAPAS DEL PROCESO ELECTRICO

I N D I C E

	<u>PAGINA</u>
4.1. <i>Introducción y objetivos</i>	73
4.1.1. <i>Sistema de costos empleado</i>	74
4.1.2. <i>Definiciones del caso considerado</i>	74
4.1.3. <i>Objetivos a alcanzar</i>	77
4.1.4. <i>Clasificación de los costos en una empresa eléctrica tipo</i>	78
4.2. <i>Costo de Generación</i>	80
4.2.1. <i>Definiciones y procedimientos de cálculo</i>	80
4.2.2. <i>Esquema conceptual del tratamiento de los costos de generación</i>	84
4.2.3. <i>Análisis de los resultados obtenidos</i>	85
4.2.4. <i>Datos económicos 1975/1979 y 1981</i>	89
4.3. <i>Costo de Transmisión</i>	90
4.3.1. <i>Transporte: definiciones y procedimientos de cálculo</i>	90
4.3.2. <i>Transformación: definiciones y procedimientos de cálculo</i>	92
4.3.3. <i>Esquema conceptual del tratamiento de los costos de transmisión</i>	97
4.3.4. <i>Análisis de los resultados obtenidos</i>	98
4.4. <i>Costo de Distribución</i>	101
4.4.1. <i>Metodología</i>	101
4.4.2. <i>Determinación del costo de distribución: definiciones y procedimientos de cálculo</i>	102
4.4.3. <i>Esquema conceptual del tratamiento de los costos de distribución</i>	105
4.4.4. <i>Cuotas de gastos indirectos: definiciones y procedimientos de cálculo</i>	107
4.4.5. <i>Análisis de los resultados obtenidos</i>	109

4.5.	Costo de entrega de la energía	112
4.5.1.	Definiciones y procedimientos de cálculo	112
4.5.2.	Parte técnica	112
4.5.3.	Costos de clientes	113
4.5.4.	Esquema conceptual del tratamiento de los costos de entrega (de clientes) y Planta General	116
4.5.5.	Análisis de los resultados obtenidos	117
4.6.	Costos de explotación indirectos	118
4.6.1.	Operación de sistemas eléctricos	118
4.6.1.1.	Definiciones y procedimientos de cálculo	118
4.6.1.2.	Esquema conceptual del tratamiento de los costos de operación de sistemas eléctricos	119
4.6.1.3.	Análisis de los resultados obtenidos	120
4.7.	Costos anexos de asignación específica	121
4.7.1.	Desarrollo y control de proyectos de obras civiles y eléctricas	121
4.7.1.1.	Definiciones y procedimientos de cálculo	121
4.7.1.2.	Esquema conceptual del tratamiento de los costos del sector Desarrollo y Control de Proyectos de Obras Civiles y Eléctricas	123
4.7.1.3.	Análisis de los resultados obtenidos	124
4.7.2.	Sectores: Depósitos Generales y Transportes	125
4.7.2.1.	Definiciones y procedimientos de cálculo	125
4.7.2.2.	Análisis de los resultados obtenidos	127
4.8.	Costos anexos generales	127
4.8.1.	Supervisión superior	127
4.8.1.1.	Definiciones y procedimientos de cálculo	127
4.8.1.2.	Análisis de los resultados obtenidos	129
4.8.2.	Costos de estructura general	129
4.8.2.1.	Definiciones y procedimientos de cálculo	129
4.8.2.2.	Centro de costos general	131
4.8.2.3.	Prorrateso sobre las diversas etapas productivas	131
4.9.	Datos económicos acerca de los costos por procesos discriminados por destino del gasto (1977/79 y 1981)	136
4.10.	Conclusiones	137

C A P I T U L O 4

COSTOS POR ETAPAS DEL PROCESO ELECTRICO

G R A F I C O S

	<u>PAGINA</u>
4 A <i>Apropiación intersectorial de los costos en una empresa de servicios eléctricos tipo</i>	79
4 B <i>Esquema conceptual del tratamiento de los costos de generación</i>	84
4 C <i>Análisis del costo de potencia y energía</i>	87
4 D <i>Esquema conceptual del tratamiento de los costos de transmisión (transporte y transformación)</i>	97
4 E <i>Estructura del costo de generación y transmisión por procesos y por etapas</i>	99
4 F <i>Estructura del costo de generación y transmisión por canal de salida</i>	100
4 G <i>Estructura conceptual del tratamiento de los costos de distribución y entrega (parte técnica)</i>	105
4 H <i>Planilla resumen de los costos de distribución</i>	106
4 I <i>Determinación de la cuota de gastos generales indirectos. Etapas de distribución y entrega (parte técnica)</i>	108
4 J <i>Estructura del costo de generación, transmisión y distribución por procesos y por etapas</i>	110
4 K <i>Etapas de entrega de la energía</i>	115
4 L <i>Esquema conceptual del tratamiento de los costos de entrega (costos de clientes) y planta general</i>	116
4 M <i>Etapas de entrega: estructura de costos por factor de costo y por destino de gastos</i>	117
4 N <i>Esquema conceptual del tratamiento de los costos del sector Operación de Sistemas Eléctricos</i>	119

4 O	<i>Esquema conceptual del tratamiento de los costos del sector Desarrollo y Control de Proyectos de Obras Civiles y Eléctricas</i>	123
4 P	<i>Estructura general: planilla resumen del análisis de sus costos</i>	132
4 Q	<i>Análisis gráfico del costo por procesos</i>	133

C U A D R O S

4 a	<i>Costos en una empresa de energía eléctrica- República Argentina. Costos de generación años 1975-1979 y 1981</i>	88
4 b	<i>Costos de una empresa de energía eléctrica- República Argentina. Costos por procesos discriminados por destino del gasto - Período 1977/1979</i>	134
4 c	<i>Costos de una empresa de servicios eléctricos - República Argentina. Costos por procesos discriminados por destino del gasto - Año 1981</i>	135

RELEVAMIENTO DE LA ESTRUCTURA NACIONALCAPITULO 4 - COSTOS POR ETAPAS DEL PROCESO ELECTRICO4.1. INTRODUCCION Y OBJETIVOS

En esta parte del trabajo encarado, y como culminación de la investigación acerca de cuál es el estado actual en nuestro país del tratamiento de los costos en las empresas de servicios eléctricos, se eligió una y se realizó un relevamiento del sistema de costos empleado.

La empresa elegida fue la Compañía Italo Argentina de Electricidad S.A. y el sistema en uso fue diseñado y aplicado por el Departamento Costos. Actualmente la CTEAE S.A. se ha fusionado con SEGBA. La selección de la empresa se realizó en su momento basándose en el hecho de que era líder en el ramo en el tratamiento de los costos por procesos en forma extra-contable. La fusión no altera el panorama aquí descripto, porque es muy probable que SEGBA adopte muchos de los criterios expuestos, y además, conceptualmente, el análisis sigue vigente.

Es conveniente aclarar que si bien lo básico se ha respetado, lo aquí detallado no necesariamente refleja el tratamiento de los costos tal cual se hacía en la empresa mencionada. Se ha recurrido en muchos casos (principalmente en el diseño y presentación de los esquemas gráficos básicos y el tratamiento de los costos anexos a las etapas productivas), a simplificaciones y adaptaciones propias que permitan hacer el estudio más generalizable.

El objetivo es mostrar la forma en que se puede realizar un análisis extra-contable de los costos, comentar su utilidad y la forma de utilización de sus resultados, teniendo en vista nuestro interés en llegar a un modelo de sistema aplicable a un nivel nacional.

Mediante el procedimiento globalmente expuesto en este punto, se muestra la forma de determinar el costo unitario (analíticamente presentado) que para la empresa representa el hecho de generar, transmitir, distribuir y entregar 1 Kwh de energía eléctrica al usuario. Por otro lado, la información contable brinda el costo por etapas del proceso pero con un grado de análisis menor que el que se obtiene mediante el procedimiento antes mencionado. Si bien en ambos casos la información básica es generalmente la misma, debido a las reclasificaciones, prorrateos y reprocesados que es necesario efectuar para llegar al costo extra-contable, es probable que se produzcan diferencias que hacen que los valores contables y extra-contables no sean exactamente los mismos.

Estas diferencias no debieran ser muy significativas, y sus orígenes pueden estar en algunos de los siguientes rubros que son proclives a producirlas:

- Compras a otras empresas de energía y/o potencia disponible.
- Tratamiento de las cargas sociales de la mano de obra (en el caso extra-contable se trabaja con valores predeterminados periódicamente ajustables).
- Cargas financieras por intereses de capitales de terceros (en el caso extra-contable se incluyen sólo los correspondientes al giro comercial y hasta el máximo permitido por la reglamentación tarifaria).
- Consumos internos y pérdidas de energía.

4.1.1. SISTEMA DE COSTOS EMPLEADO

Es el de costos históricos por absorción (salvo el punto ya mencionado relativo a cargas sociales de la mano de obra).

4.1.2. DEFINICIONES DEL CASO CONSIDERADO

Según se ve en el resumen siguiente, se toman en cuenta las cuatro etapas productivas básicas:

Generación: la empresa en cuestión emplea turbogeneradores accionados por calderas de vapor que consumen combustibles fósiles. El punto final de la etapa lo constituyen las barras de salida de la central, que conectan con la subestación elevadora de voltaje.

Transmisión: se divide en dos sub-etapas:

Transporte: (132 kv y 27,5 kv) de la energía en alta tensión desde la subestación elevadora hasta las subestaciones transformadoras a media tensión.

Transformación; a) su primer eslabón lo constituye la subestación elevadora a alta tensión de la energía generada en media (debido a razones técnico-económicas). El costo de esta subestación se prorroga luego entre las de rebaja de voltaje.

b) su parte fundamental la integran las diversas subestaciones para rebaja del voltaje nuevamente a media tensión, una vez que la energía fue transportada.

Distribución: se divide en tres sub-etapas:

Distribución primaria o en media tensión: (13,2 kv y 6,875 kv): toma la energía a la salida de la subestación y la lleva a los centros de transformación.

Transformación a baja tensión: (380 v y 220 v). En los centros o cámaras de transformación la energía se procesa y se convierte a la tensión que se entrega a los usuarios generales.

Distribución secundaria o en baja tensión: la energía sale del centro transformador y llega hasta el domicilio del usuario mediante la red de baja tensión.

Entrega: consta de dos partes:

Técnica: que comprende la efectiva puesta a disposición del cliente o usuario de la energía eléctrica.

De clientes: abarca todos los gastos anexos a esa efectiva puesta a disposición.

Existen además una serie de actividades fundamentalmente administrativas, que sirven de apoyo y complemento a las antes enunciadas y que se agrupan en la etapa de :

Estructura o planta general: se incluyen aquí los gastos que no pueden directamente ser afectados a una etapa o tarea en particular; y que una vez totalizados se prorratan entre las etapas productivas.

Estas etapas, como todas en las cuales se divide un proceso continuo, no son compartimientos estancos, sino que su separación es en muchos casos oscura. Como ejemplo de ello, es común que talleres, oficinas, o en general centros de costos de una etapa realicen circunstancial o permanentemente tareas para centros de costos pertenecientes a otras.

Desde el punto de vista del análisis de costos por procesos es necesario que, siguiendo algún criterio lo más lógico posible, se evalúe esta dedicación a tareas de otras etapas del proceso, y se haga incidir en ellas la parte proporcional del costo total del centro de costos en cuestión.

Existen a su vez, sectores que realizan tareas que obligatoriamente abarcan más de una etapa del proceso. En el caso eléctrico se presentan varios ejemplos:

Operación de sistemas eléctricos: comprende la atención, supervisión y control del sistema eléctrico en conjunto: desde que

la energía es despachada de la central generadora hasta que llega a la cámara de transformación. Su actuación constante permite mantener el servicio en el óptimo rendimiento posible, detectando y corrigiendo las fallas que se presenten. Como ejemplo se puede mencionar la cobertura por salida de servicio de subestaciones transformadoras, líneas de alta y media tensión, cámaras transformadoras, etc., todo lo cual permite mantener la provisión de electricidad a los usuarios.

Desarrollo y seguimiento de proyectos de obras civiles y eléctricas: es común que se centralice todo lo referente a planificación de las grandes obras dentro de una empresa, dejando a cada una de las etapas la independencia para la proyección de su desarrollo en lo atinente a tareas de rutina o de poca importancia. Esto es todavía más racional en el caso eléctrico donde el alto costo y la baja tasa de retorno de la inversión hacen que, antes de ser éstas llevadas a la práctica, se deban efectuar rigurosos y especializados estudios de factibilidad. Una vez que el proyecto es aprobado y puesto en marcha, este sector generalmente se encarga del control del avance de las tareas, ya sea las realizadas por la propia empresa como las efectuadas por contratistas. Es común encontrar dentro de este área uno o más centros de costos dedicados al mantenimiento de obras civiles generales de toda la empresa.

Supervisión superior: corresponde a los directores ejecutivos, gerentes generales y otros niveles de supervisión que por su ubicación en el organigrama empresarial tienen ingerencia sobre dos o más etapas del proceso. Ejemplo: Director de Generación y Transmisión.

Se incluyen dentro de estos niveles las secretarías y oficinas directamente vinculadas a ellos.

Servicios de Depósitos y Transportes: comprende los depósitos generales de la empresa y no los asignables a una etapa específica. Lo mismo vale para los vehículos de transporte.

En los cuatro casos antes comentados, es conveniente su tratamiento por separado; como sectores originales de gastos que no reciben cargos de ningún otro sector productivo (ver diagrama adjunto 4A)

El resultado a obtenerse de sus costeos son cuotas de costos de estas áreas a ser aplicadas a cada una de las etapas principales del proceso.

Es digna de destacar la diferencia que existe entre un centro de costos que pertenece inequívocamente a una etapa y que eventual o periódicamente realiza tareas que deben incidir en otras (ejemplo: un taller de mantenimiento del sector de distribución que puede reparar los medidores de usuarios, que corresponden a entrega), y los otros casos mencionados anteriormente, cuya actividad principal es servir de nexo o actuar entre las etapas del proceso.

Las formas de permitir la distribución de las áreas inter-etapas son varias y se pueden mencionar:

- A) Facturación interna de servicios prestados.
- B) Horas de mano de obra, dedicadas a cada tarea.
- C) Estimación de los propios sectores respecto a cuál es su dedicación para cada etapa en función a datos internos de cada uno.

4.1.3. OBJETIVOS A ALCANZAR

Se pueden resumir en tres grupos principales los objetivos que se logran al encarar un análisis como el aquí expuesto:

- Control de Presupuestos
- Estudios Tarifarios
- Rentabilidad de los Factores Intervinientes

Control de Presupuestos: la imputación de los gastos controlables por cada Centro de Costos que los realiza, discriminados en sus factores originarios, permite un control estricto del cumplimiento de las metas presupuestarias, así como también obliga a explicar y justificar más explícitamente las eventuales desviaciones producidas. El objetivo no es cumplir un presupuesto, sino lograr un óptimo operativo, y a eso se llega mediante el análisis y mejoramiento constante de las relaciones insumo - producto de cada sector, para lo cual el estudio de costos es básico.

Estudios Tarifarios: El análisis de costos encarado con este fin, da lugar a una base importante (si bien no la única), para la determinación de clases y niveles tarifarios. Es fundamental aquí contar con un detalle de costos imputados por etapas del proceso eléctrico, para permitir correlacionar las ventas de energía en las distintas tensiones con los gastos incurridos. Es digna de destacarse también la posibilidad de proyección de costos futuros, previendo eventuales cambios en las estructuras operativas, todo lo cual constituye una herramienta muy importante en los presupuestos tarifarios.

Rentabilidad de los factores intervinientes: en general la determinación de costos debe servir para lograr una mayor eficiencia de la organización toda, y no ser un mero resumen de lo ocurrido durante un período dado. Es por ello que se los emplea en los análisis de rentabilidad de los distintos factores intervinientes en el proceso:

- Unidades generadoras (calderas y turbogrupos)
- Líneas y subestaciones de transformación para alta tensión
- Líneas y centros de transformación para media y baja tensión
- Costos de clientes
- Costos de servicios en general

Estos estudios permiten operar normalmente los equipos y líneas más económicamente, dejando los otros como reserva; además de definir la cuestión de si ciertos servicios o tareas deben de ser hechos por la misma empresa o adquiridos a terceros. Se apreciará mejor la importancia de este punto si se lleva a un nivel nacional, con un despacho unificado de la producción eléctrica.

4.1.4. CLASIFICACION DE LOS COSTOS EN UNA EMPRESA ELECTRICA TIPO

COSTOS DE EXPLOTACION

<u>Directos</u>	<u>Indirectos</u>
Por etapas del proceso	Interetapas
- Generación	- Operación de
- Transmisión	los Sistemas
- Distribución	Eléctricos
- Entrega	

COSTOS ANEXOS

<u>De asignación específica</u>	<u>Generales</u>
- Mantenimiento	- De estructura o
Obras Civiles	Planta General
- Depósitos Generales	- Supervisión
	Superior
- Transportes	

Orden de realización de los cálculos según la sucesión de receptores de costos distribuidos:

- 1) Supervisión Superior: Directores y Vicedirectores
- 2) Transportes; Depósitos Generales y Mantenimiento de Obras Civiles
- 3) Costos de Explotación Indirectos
- 4) Costos de Explotación Directos
- 5) Costo de Estructura General

Gráfico Nº 4 A

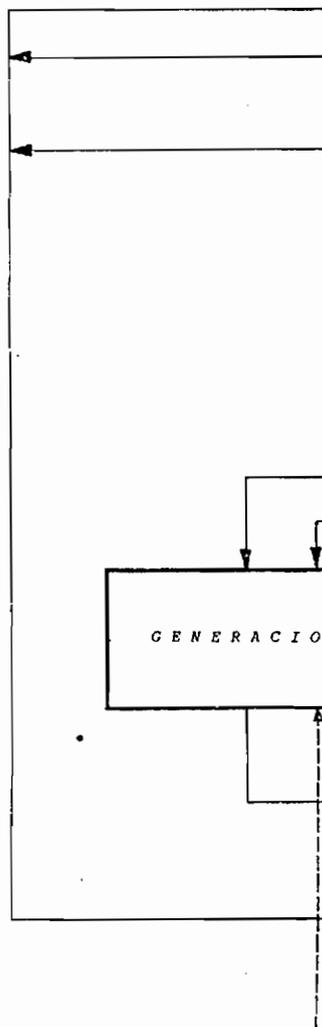
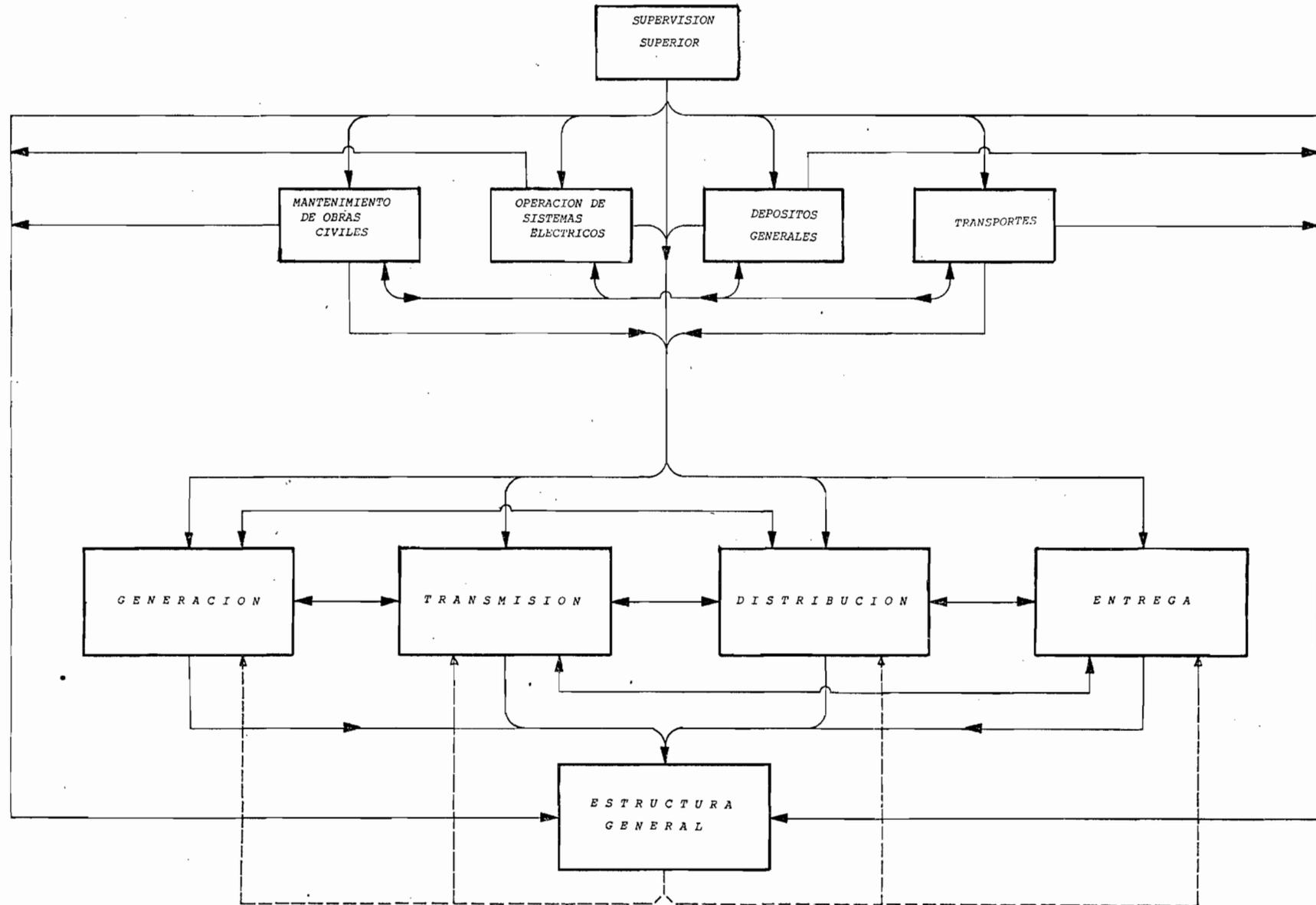


Gráfico Nº 4 A

APROPIACION INTERSECTORIAL DE LOS COSTOS EN UNA EMPRESA DE SERVICIOS ELECTRICOS TIPO



4.2. COSTO DE GENERACION

Desde el punto de vista de sus costos esta etapa comprende todas las operaciones: desde el ingreso de los combustibles a las calderas para la producción de vapor, hasta la salida de la energía eléctrica. El fin de la etapa estará determinado por el lugar donde se efectúa la medición de la electricidad generada:

- a) Bornes del generador
- b) Barras de salida de la Central.

En el primer caso no se estarían considerando los consumos internos y las pérdidas producidas en la Central. Por una razón fundamentalmente práctica es usual medir la corriente eléctrica en el segundo punto; para incluir los costos de estos conceptos de difícil estimación en el denominador.

4.2.1. DEFINICIONES Y PROCEDIMIENTOS DE CALCULO

Los gastos básicos se agrupan por factor de costo en cada centro de costos originario del gasto o responsable de la erogación. Estos centros de costos pueden ser en general:

- Operativos
- De mantenimiento
- Otros servicios y supervisión

En este caso específico, los operativos son aquellos directamente vinculados con el manejo de las calderas y los turbogeneradores, y los que se relacionan con el manejo del agua y combustibles (Ejemplo: Laboratorio de Análisis Químicos). Son de mantenimiento los centros de costos de talleres y cuadrillas de asistencia técnica a las maquinarias y edificio de la Central.

Otros servicios y supervisión agrupan todos los demás centros que no son ni de operación ni de mantenimiento. (Ejemplo: almacenes, secretaría administrativa, Gerencia de Generación, etc.). Dentro de cada centro, los factores de costo originales se agrupan así:

MANO DE OBRA: El total del costo de las remuneraciones de cada centro de costos se compone de:

- Remuneraciones básicas y adicionales
- Cargas sociales

El personal de la empresa, según la clasificación que surge del CCT de Luz y Fuerza, se divide en:

- De conducción (supervisión)
- De producción

En esta misma forma se lo ubica dentro del costo de cada etapa. Dentro del grupo de producción, a su vez, se discrimina entre:

- Mano de obra indirecta
- Mano de obra directa

en todos aquellos centros de costos donde se efectúan tareas directas (de mantenimiento o de operación) y otras. Cada caldera y turbogruppo tiene asignada una dotación de guardia que es la encargada de su operación. Es en función de esta dotación básica que se prorratea el costo de la mano de obra entre los distintos grupos.

COMBUSTIBLES: La materia prima principal del proceso de generación eléctrica a vapor, se costea mediante la valorización de los consumos registrados. Según sea el combustible utilizado (fuel oil, diesel oil o gas), se mide su consumo en un período dado de tiempo. A este dato se lo valoriza en función del costo promedio de reposición para el período considerado y que surge de las compras efectuadas. Se imputan los totales por calderas consumidoras.

MATERIALES DIRECTOS: Comprende los materiales específicos empleados en la operación (muy pocos), y el mantenimiento de los equipos productivos. Cada centro de costos recibe el cargo de los materiales y demás conceptos para llegar a determinar el total de gastos controlables del sector, pero luego, en la etapa de prorrqueo se descargan los materiales directos y se imputan al equipo para el cual fueron solicitados.

AMORTIZACIONES: Se calculan según lo particularizado al tratar los factores de costo. Se discriminan las correspondientes a los inmuebles y las de los equipos productivos propiamente dichos. Las primeras se prorrquean entre los distintos centros de costo según la superficie que ocupan. Las segundas se dividen entre los distintos equipos según sus inversiones originales actualizadas. Todo lo concerniente a bienes muebles se trata dentro de Estructura General, ya que no es identificable contablemente la ubicación física de los mismos.

OTROS GASTOS DIRECTOS E INDIRECTOS: Los materiales varios indirectos, los impuestos, seguros, honorarios, gastos generales varios, etc., se imputan por centro de costos productor del gasto.

CARGAS FINANCIERAS: El costo estimado del capital propio se calcula directamente sobre los equipos productores de energía, ya que se prorratea el total correspondiente a la etapa de generación, sobre las calderas y turbogrupos únicamente.

DISTRIBUCION DE GASTOS: Una vez realizada la apropiación de los distintos factores del costo por centros de costos de operación, mantenimiento y otros, es necesario distribuir o prorratar los mismos para que todo el costo de la etapa se concentre finalmente sobre los turbogeneradores.

Aquí entran a jugar también los cargos operativos recibidos de otros sectores y los propios que se deben imputar a otras etapas del proceso.

Cargos recibidos de otros sectores

Operación: correspondientes al área de operaciones de sistemas por el despacho de cargas a la etapa de Transmisión.

Mantenimiento: de edificios, realizados por el área centralizada de la empresa especializada en obras civiles.

De maquinarias, por cargos de otros talleres. (Ejemplo: Transmisión), que eventualmente pueden reparar elementos de la etapa de generación.

Cargos imputables a otros sectores

Operación: con respecto al manejo de la subestación elevadora de voltaje, éste puede ser efectuado en parte por personal de generación.

Mantenimiento: de maquinarias: reparaciones efectuadas por personal de talleres de generación a otras máquinas (Ejemplo: Transformadores o líneas de transmisión).

Tareas de ampliación (Activables): se detraen los cargos incurridos por los distintos centros de costos que serán activados.

Es así como al total de gastos controlables de cada centro de costos se lo depura adicionándole los cargos recibidos de otros sectores y restándole los cargos a activarse o a ser imputados a otras etapas.

Hecho ésto, se procede a distribuir los cargos de los distintos sectores. Para ello se utilizan diversos criterios:

- A) En el caso de materiales directos de uso específico para calderas y turbinas, se restan de los centros de costo de mantenimiento y servicios donde se encuentran cargados y se apropian directamente, en función de la identificación que surge de la imputación contable que los respalda.
- B) El resto de los gastos de los distintos centros de costo de la etapa se distribuye utilizando el sistema de "Cascada", que contempla la prestación de servicios entre los mismos centros de costos indirectos, así como sobre los directos de producción de energía. Los índices o bases utilizados responden a los siguientes principios básicos, según sea el que mejor refleje una distribución más racional del gasto:

- B-1): Superficie área ocupada por cada centro de costos o equipo productivo.
- B-2): Personal ocupado: dotación básica de cada centro o de cada equipo.
- B-3): Consumos de combustibles.
- B-4): Horas de mano de obra directa de mantenimiento, según sea el destino para el cual fue empleada.

Luego de prorrateados los centros de costos de servicios y mantenimiento sobre el de operación de la central, y a su vez dentro de éste por equipo productivo (de vapor y electricidad), se hace necesario distribuir los gastos generales de operación sobre estos equipos. Luego, y tomando como base el consumo de vapor por equipo generador de corriente eléctrica, absorbe cada uno de ellos los costos de calderas. Para hallar finalmente el costo de cada kwh generado se divide por el total de energía producida según el divisor que se elija (ver punto 4.2.).

4.2.2. ESQUEMA CONCEPTUAL DEL TRATAMIENTO DE LOS COSTOS DE GENERACION

TURBOGRUPOS A VAPOR

CONCEPTO	CENTROS DE COSTO										Cargos provenientes de otras áreas	Cargos imputables a otras áreas			
	Area de Generación							Otras Areas							
	Operación						Mantenimiento	Otros Servicios		Cargos provenientes de otras áreas			Cargos imputables a otras áreas		
	Calderas		Turbogrupos		Gastos Generales Operación	Varios		Supervisión de Generación							
	A	B	1	2											
Costo de la mano de obra Comprende remuneraciones más gastos sociales: Producción (indirecta) Producción { (directa) (indirecta) Costo total de la mano de obra												Ejemplos: - Operación de Sistemas Eléctricos - Mantenimiento Obras Civiles	Ejemplos: - Transmisión - Distribución - Estructura General - Activo		
Costo de los combustibles Carbón - oil Gas diesel - oil Gas natural Costo total de combustibles												- Transmisión - Distribución - Supervisión Superior - Depósitos y Transportes			
Amortizaciones Sobre los inmuebles Sobre las maquinarias Costo total de amortizaciones															
Costo de los materiales Materiales directos Costo total de materiales															
Gastos Generales Indirectos Impuestos, seguros, honorarios, etc Materiales indirectos varios Costo total de gastos generales															
COSTO TOTAL DE GASTOS CONTROLABLES	X	X	X	X	X	X	XX	XX	XX	XX					
Reparto de cargos recibidos de otros sectores	↙	↙	↙	↙	↙	↙	↙	↙	↙	↙					
Reducción de los cargos signables a otras áreas	↘	↘	↘	↘	↘	↘	↘	↘	↘	↘					
Reparto de los diversos gastos, en cascada, sobre las unidades operativas															
COSTO TOTAL DE GASTOS:	PRODUCCION DE VAPOR		PRODUCCION DE ELECTRICIDAD												
Gastos financieros Costo del capital	x	x	--	x	x	--									
Asignación del costo de producción de vapor sobre el de generación de electricidad	↙	↙		↘	↘										
<u>COSTO DE GENERACION</u> Total y por kWh generado						xx	xx								

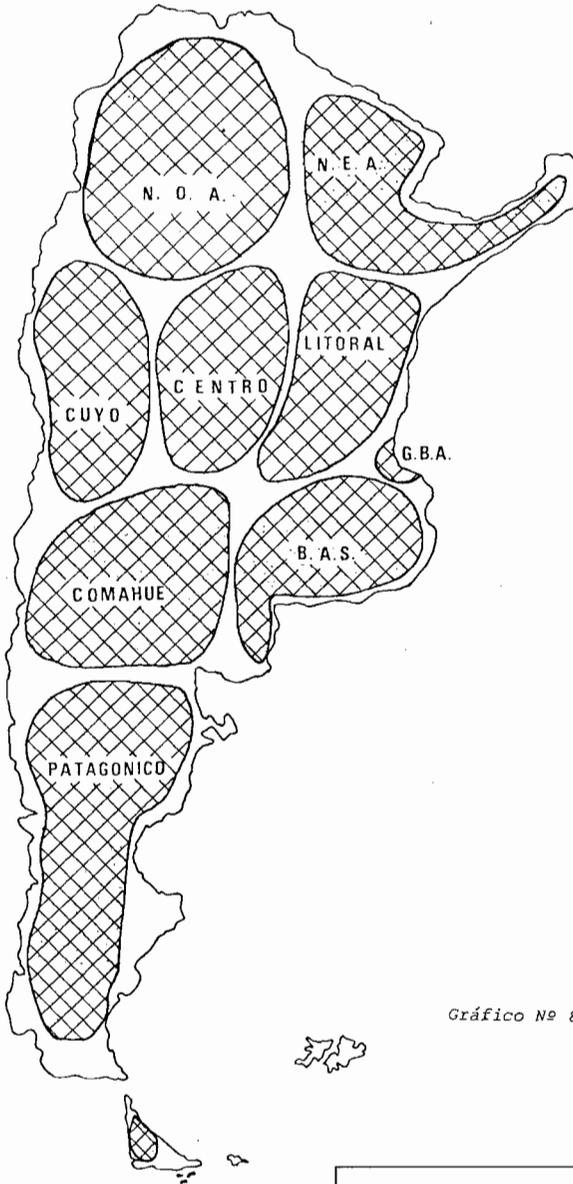
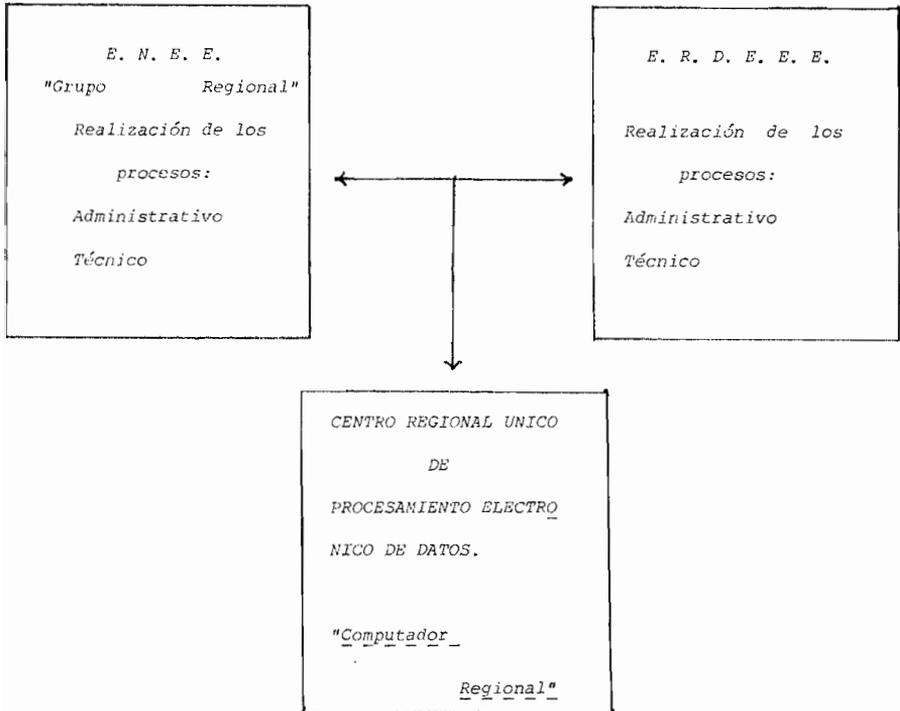


Gráfico Nº 8 D

SISTEMAS ELECTRICOS REGIONALES

-Detalle Geográfico-

Gráfico Nº 8 E

UTILIZACIÓN OPTIMA DE LOS COMPUTADORES REGIONALES

Para un aprovechamiento de este tipo es muy importante contar con una equivalencia geográfica entre los Grupos Regionales y las E.R.D.E.E.E.

8.3. EMPRESAS REGIONALES DE DISTRIBUCION Y ENTREGA DE ENERGIA ELECTRICA
(E.R.D.E.L.E.)

8.3.1. ESTRUCTURA OPERATIVA GENERAL

Sus principales funciones serán:

- Explotar las Estaciones Transformadoras, Redes de Distribución Primaria y Secundaria y realizar la entrega de la energía a los usuarios finales, a las empresas re-distribuidoras más pequeñas o a otras Empresas Regionales.
- Explotar las Centrales Regionales no conectadas al S.J.N.
- Desarrollar y llevar a la práctica todo lo concerniente a proyectos de ampliación y renovación dentro de su jurisdicción.
- Actuar coordinadamente con otras empresas regionales y la E.N.E.E. para el desarrollo de proyectos en común.

Estas Empresas Regionales serán, en principio, nueve:

- Gran Buenos Aires
- Euenos Aires
- Litoral
- Nor-Este
- Noroeste
- Cuyo
- Centro
- Comahue
- Patagonia

Su estructura, según surge del organigrama ejemplificativo adjunto, se presenta así:

- Una Dirección General
- Seis Gerencias encargadas de supervisar las operaciones. Este número es tentativo y pretende representar las principales funciones a desarrollar por la empresa. En la realidad podrán ser menos o más, según las necesidades de cada empresa.
- Cada Gerencia se dividirá en Departamentos que encararán específicamente la realización de las tareas propias de cada Gerencia. Estos departamentos podrán adoptar distintos tipos de organizaciones según sus actividades.

8.3.2. ESQUEMA DE TELEPROCESAMIENTO ADMINISTRATIVO

E.R.D.E.E.E.Nivel: Subestación reductora de voltaje

- Contacto nocturno con la Administración Central mediante líneas telefónicas con unidades especiales desmontables.

Nivel: Distrito

- Contacto con la zona mediante terminales con pantallas y/o idem subestaciones.
Fundamentalmente tareas de:
 - . Atención reclamos
 - . Información de lecturas de medidores

Nivel: Zona Geográfica

- Cuenta (en caso de necesidad) con minicomputadores intermedios
- Recopila información de distritos, reprocessa y remite a la Administración Central lo que corresponde, actuando operativamente en lo que le compete

Nivel: Central de la E.R.D.E.E.E.

- Gestión de facturación
- Gestión de cobranzas y control de cobranzas
- Liquidación de sueldos
- Gestión de stocks
- Procesamiento de información contable y extracontable
- Relaciones con la E.N.E.E.

Operatoria a seguir:

- Información de base
- Procesamiento de la información
 - . Distritos y zonas (terminales o minicomputadores)
 - . Computador Central de la Empresa
- Restituciones
 - . Para la Administración Central
 - . Para cada zona

8.4. E.N.E.E. Y E.R.D.E.E.: ORGANIZACION DEL SERVICIO DE COSTOS

8.4.1. ESTRUCTURA PREVISTA

Se prevé, tanto en la empresa nacional como en las regionales, una estructura del siguiente tipo:

A) CENTRALIZADA: a) Nivel Organizacional

E.N.E.E.: Gerencia

E.R.D.E.E.E.: Departamento

b) Carácter: Staffc) Funciones Ejemplificativas:

- Organizar, legislar y controlar todo lo referente a costos dentro de cada empresa.
- Reglamentar todo lo concerniente a planes de cuentas, formularios, circuitos de información, métodos de valuación, etc., siempre que se refirieran a costos.
- Poner en funcionamiento los sistemas de costos de acuerdo con las líneas jerárquicas involucradas.
- Centralizar las informaciones, procesarlas y difundir los resultados y conclusiones.
- Realizar estudios de factibilidad en conjunción con las áreas técnicas.

B) DESCENTRALIZADA: Cada organismo operativo de la empresa (Grupo Regional en la E.N.E.E. y zona en la E.R.D.E.E.E.), cuenta con un responsable dentro del área para entender en todo lo referente a costos. Este nexo entre el nivel central y el operativo se considera de vital importancia para poder recibir directamente las reacciones de los usuarios ante la aplicación de los sistemas, además como promotor de las reformas necesarias para su actualización permanente de acuerdo con las cambiantes necesidades de cada organismo.

Se debe tener presente que los criterios básicos para hacer de un sistema de información un sistema útil a los fines de la empresa, son genéricamente cinco:

- a) **ADAPTABILIDAD:** El sistema debe adaptarse a los requisitos de las operaciones a las cuales debe servir. Es de crítica importancia articular el objetivo del sistema, quiénes lo van a usar y cómo se manejarán con él, describiendo también claramente la forma en que el sistema va a satisfacer los objetivos para los cuales fue creado.
- b) **OPORTUNIDAD:** El tiempo de respuesta es de mucha importancia y debe ser definido antes de la implementación del sistema. Algunos casos requieren respuestas inmediatas. (Ejemplo: reservas de pasajes en avión). Otros, en cambio, pueden esperar días (en general los problemas administrativos).
- c) **ECONOMIA:** Es éste el elemento básico para determinar la eficiencia desde el punto de vista de los costos. El ideal es tratar de cuantificar el ahorro que se desea lograr con el nuevo sistema, lo cual es muchas veces difícil, (tal es el caso que nos ocupa).
- d) **EXACTITUD:** Todo sistema debe brindar seguridad respecto a la exactitud de los datos que provee, con el objetivo de evitar el surgimiento de sistemas informales anexos que deban suplir las inexactitudes del original.
- e) **FLEXIBILIDAD:** Todo sistema debe ser flexible tanto:
 - Respecto a la necesaria adaptación al crecimiento de la organización.
 - Respecto a las necesidades y políticas de la organización.

8.4.2. PASOS A SEGUIR PARA EL ESTABLECIMIENTO DE UN SISTEMA DE COSTOS

1º Paso: Definición de los centros de responsabilidad y organización del Ente.

2º Paso: Información a ser provista por el sistema:

2-1: Regularmente la necesaria para permitir un seguimiento y control presupuestario ágil, seguro y eficiente.

2-2-: A pedido: cualquier tipo de información adicional ocasionalmente necesaria.

Características de las
informaciones

Objetivos
Naturaleza o clase
Destinatario

Se deben definir en un primer lugar los objetivos de la información buscada, independientemente de la amplitud que ella deba tener y la calidad de sus destinatarios.

En un segundo lugar, las diferentes clases de información que se juzguen necesarias para responder a los objetivos definidos.

En un tercer lugar se deberán distinguir entre las informaciones recogidas, aquellas que, interesando al nivel de decisión de la Dirección, deban ser provistas por la Contabilidad Central; de las otras que, destinadas a la información de otros destinatarios, no serán provistas necesariamente por la Contabilidad Central.

3º Paso: Estudio de la recolección de la información:

FORMULARIOS

(Son los medios de transporte de la información)

REQUISITOS BASICOS

COMPRESION FACIL

UTILIZACION SIMPLE

MINIMAS POSIBILIDADES

DE ERROR

Se deben adaptar para su empleo en computadora. Los datos a ser recogidos son de dos clases:

- a) cuantitativos
- b) cualitativos

CUANTITATIVOS

Horas de mano de obra directa
Cantidades de materiales consumidos
Km. recorridos por los vehículos

CUALITATIVOS

Fecha y lugar de realización de la tarea
Naturaleza de la tarea realizada
Características de los elementos vinculados
Indicaciones complementarias y aclaraciones eventuales.

FORMULARIOS BASICOS

- Parte de mano de obra $\left\{ \begin{array}{l} \text{provista por terceros} \\ \text{propia} \end{array} \right.$
- Vales de ingresos y egresos de materiales
- Ordenes de compra y facturas por compras directas
- Contratos de obras y/o servicios
- Documentación interna varia que permita hacer conocer la información necesaria referente a:
 - . Mano de obra indirecta
 - . Gastos generales
 - . Costos del capital $\left\{ \begin{array}{l} \text{propio} \\ \text{de terceros} \end{array} \right.$
 - . Amortizaciones, etc.

4º Paso: La información a ser provista por el sistema deberá permitir un uso simple y directo (evitando adaptaciones y modificaciones). Deberá facilitar un análisis fluido y la elaboración de conclusiones valederas para el encargado de su uso; quien deberá sentirse motivado a consultarla.

5º Paso: La aplicación de un método de este tipo permitirá:

- a) Obtener toda la información normalmente destinada a los distintos centros de responsabilidad y sus jerarquías superiores e inferiores.
- b) Brindar la información para la elaboración del Balance General y el Estado de Resultados y demás anexos informativos de la organización.
- c) Tener la posibilidad de brindar información a pedido sobre ciertos aspectos o tareas dignas de análisis. Para ello se deben evitar:
 - Las codificaciones complejas
 - Las simplificaciones exageradas que pueden hacer parcialmente inútil el esfuerzo.

6º Paso: Control Presupuestario: El sistema de control de costos debe irse comparando contra un Presupuesto de Gastos, confeccionado en base a la experiencia histórica y las expectativas de modificaciones para el período de que se trate.

8.4.3. E.N.E.E.: PROCESAMIENTO DE LA INFORMACION PARA COSTOS

Las informaciones de base son procesadas por el computador regional que actúa como paso intermedio: devuelve a los grupos pertinentes las restituciones operativas locales y envía al computador central los datos necesarios para su posterior re-procesamiento.

Esta tarea centralizada origina, a su vez, efectos que directa o indirectamente vuelven a los organismos de base a través de las:

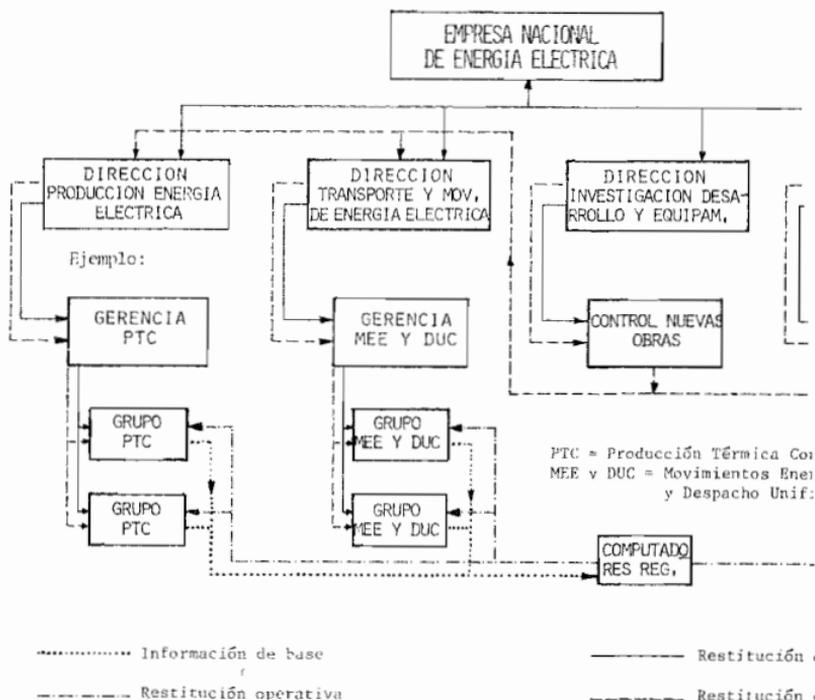
- restituciones de control jerárquico
- restituciones de control funcional,

cerrándose de esta forma los circuitos.

Gráfico No 8 F

ESQUEMA BASICO DE PROCESAMIENTO DE LA INFORMACION

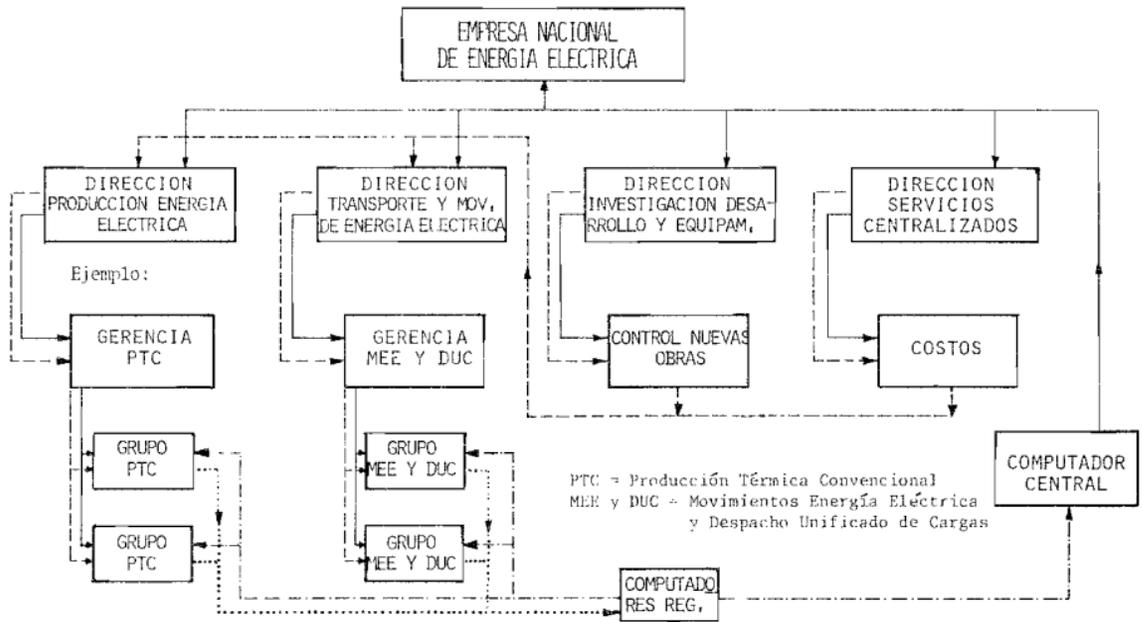
- Sistema de Costos -



ESQUEMA BASICO DE PROCESAMIENTO DE LA INFORMACION

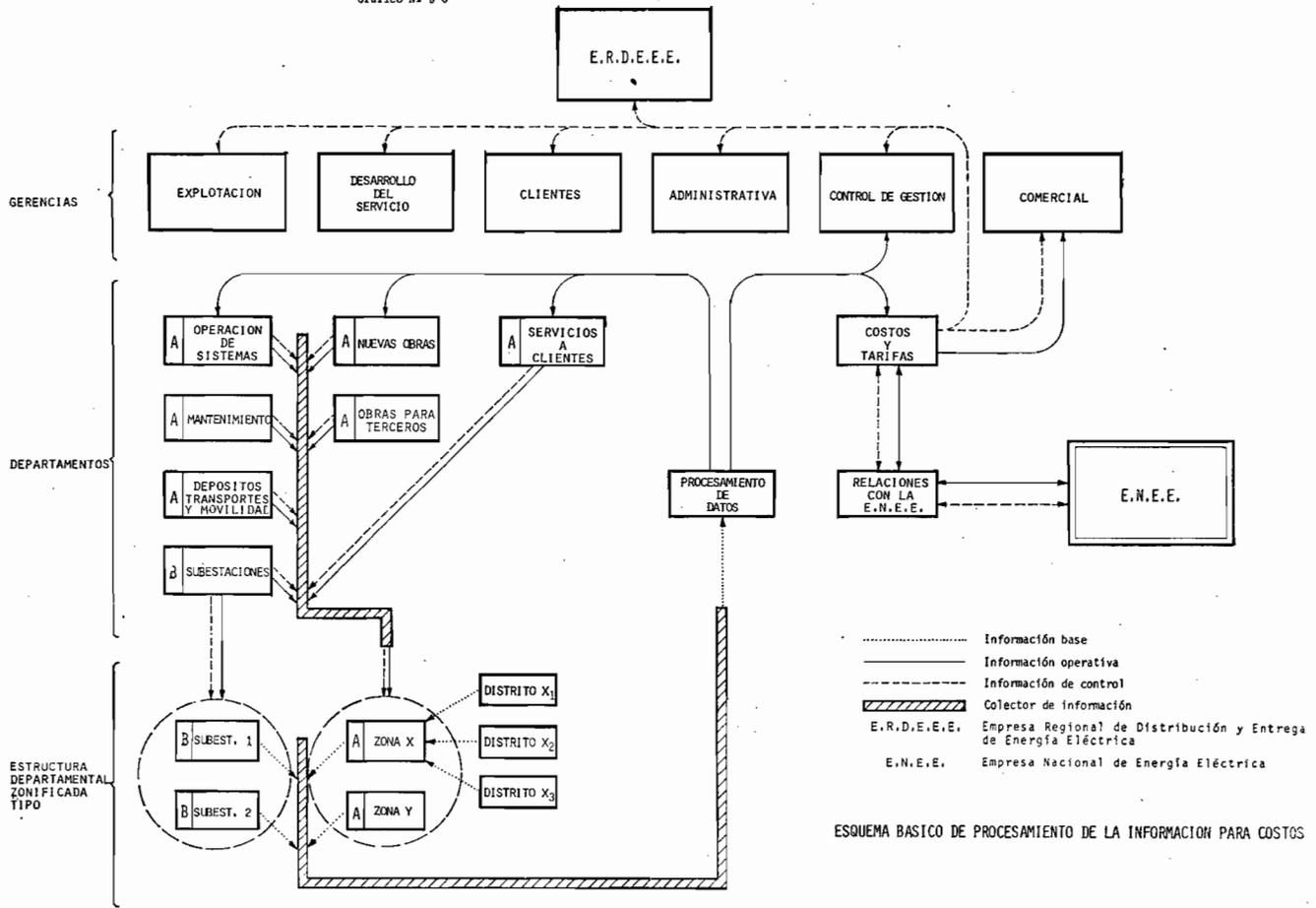
Gráfico Nº 8 F

- Sistema de Costos -



..... Información de base
Restitución operativa

———— Restitución de control jerárquico
----- Restitución control funcional



ESQUEMA BASICO DE PROCESAMIENTO DE LA INFORMACION PARA COSTOS

8.4.4. E.R.D.E.E.E.: PROCESAMIENTO DE LA INFORMACION PARA COSTOS

Los centros básicos de origen de las informaciones los constituyen en este caso:

Las subestaciones

Las zonas (con informaciones propias y recopiladas de los distritos bajo su supervisión).

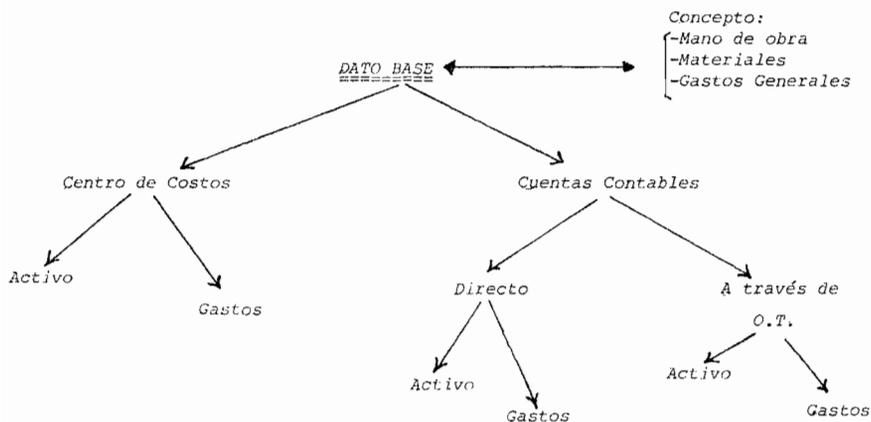
Estos datos son procesados por el Centro de Procesamiento de Datos que discrimina la información que se deberá reintegrar según el destinatario:

<i>Información para el uso local</i>	<i>Ordenes de Trabajo</i>
	<i>Centro de Costos</i>

<i>Información para el Departamento Costos Central</i>	<i>Costos por Procesos</i>
	<i>Costos para Tarifas</i>
	<i>Costos para la toma de decisiones.</i>

En ambos casos, estos procedimientos dan origen a información operativa y de control, que permite el cumplimiento de las funciones de los entes y cierra los circuitos.

8.4.5. E.N.E.E. y E.R.D.E.E.E.: ESQUEMA DE REGISTROS CONTABLES Y EXTRA-CONTABLES



ELEMENTOS FUNDAMENTALES

- Plan de cuentas analítico con su manual de uso y codificación de cuentas.
- Manual de procedimientos y normas administrativo-contables.
- Manual de Centros de Costos analítico (Organigrama actualizado de la Organización), con sus códigos y los elementos del costo discriminados y codificados:
 - Materiales
 - Mano de Obra
 - Gastos Generales
- Manual de Ordenes de Trabajo, analítico, con su funcionamiento y codificaciones según sus tipos:
 - para Activo
 - de Gastos
 - de Taller
 - Permanentes
 - Individualizadas
- Manual de Costos con los detalles de los procedimientos a emplearse para el cálculo de los costos. Puede ser un subproducto del de procedimientos y debe contener los detalles de cálculo para costos tarifarios y por procesos y los casos especiales.

E S Q U E M A P R O P U E S T O

CAPITULO 9 - REQUISITOS BASICOS COMUNES DE LOS SISTEMAS DE

COSTOS PROPUESTOS (ENEE y ERDEE)

I N D I C E

	<u>PAGINA</u>
9.1. Elección del sistema de costeo más apropiado	229
9.1.1. Costos Directos	229
9.1.2. Costeo por Absorción	230
9.1.3. Costos Standard	230
9.2. Esquema de cuentas propuesto	
9.2.1. Premisas básicas	231
9.2.2. Síntesis conceptual	233
9.2.3. Detalle de Bienes de Uso	235
9.2.4. Cuentas de Resultado Negativo	240
9.2.5. Detalle de las cuentas de Gastos de Explotación	242
9.2.6. Relación: Costos y Datos Estadísticos Técnicos	249
9.3. Especificaciones para el sistema propuesto	251
9.3.1. Tratamiento de los gastos comunes de explotación específicos	251
9.3.2. Resumen del tratamiento de los gastos de Almacenes, Transportes y Procesamiento Electrónico de Datos	253
9.3.3. Tratamiento de los gastos comunes de explotación generales	254
9.3.4. Amortizaciones y costos del capital propio o cargas financieras	254
9.3.5. Activación de gastos indirectos, tratamiento de los intereses intercalarios y gastos financieros	255
9.3.5.1. Generalidades	255
9.3.5.2. Activación de gastos indirectos	256
9.3.5.3. Gastos de financiación	256
9.3.5.4. Intereses intercalarios	257

E S Q U E M A P R O P U E S T O

CAPITULO 9 - REQUERIMIENTOS BASICOS COMUNES DE LOS SISTEMAS DE

COSTOS PROPUESTOS (E.N.E.E. y E.R.D.E.E.)

9.1. ELECCION DEL SISTEMA DE COSTEO MAS APROPIADO

Como primer paso para el análisis de un sistema de costeo a aplicar en el caso de las empresas eléctricas, se tiene que llegar a escoger el método que se considere más apropiado para este caso.

Se toman como base de comparación los tres sistemas más conocidos actualmente, y que son:

- COSTEO DIRECTO
- COSTO HISTORICO O POR ABSORCION
- COSTOS STANDARD

9.1.1. COSTOS DIRECTOS

Aunque existen numerosos aspectos relacionados con los costos directos, este concepto comprende cuatro características significativas:

- a) En la contabilidad y registros de los costos se distinguen componentes fijos y variables.
- b) Solamente los costos variables (materiales directos, mano de obra directa y gastos variables), son tratados como costos de producción.
- c) El cuadro de ganancias se reordena para enfatizar el margen contributivo o margen de ganancias; es decir, el exceso de ingresos por ventas sobre los costos variables. Los costos fijos se deducen completamente como costos periódicos.
- d) La ganancia operativa neta fluctúa directamente con los aumentos y disminuciones de los ingresos por ventas de período a período.

En el caso específico de nuestro país, los cargos directos comprenden un porcentaje estimado en aproximadamente el 20/30% del total. Para una empresa eléctrica de la Capital Federal puede resumirse en tres conceptos principales:

- Combustibles
- Impuesto del 6% al consumo de electricidad

- Mano de obra directa de operación

Esto hace que la aplicación de este método no sea recomendable, ya que no permitiría analizar el grueso de los cargos producidos y que no formarían parte del costo.

9.1.2. COSTEO POR ABSORCION

Es este método de costos reales el más utilizado aún hoy día. Los cargos se van acumulando a lo largo del período por cada etapa del proceso, permitiendo obtener un costo por unidad de producción. En el caso de la energía eléctrica es el más aconsejable, ya que:

- a) Dada la poca tendencia a las variaciones estructurales en este tipo de industria, es posible utilizar como presupuesto para el próximo ejercicio el costo real del período anterior convenientemente ajustado en lo referente a variaciones en índices de precios.
- b) Es de más fácil implementación como sistema en sí, ya que necesita, generalmente, un reordenamiento de los datos que ya se poseen por medio de la contabilidad tradicional.

Se dice que es, por ahora, el más indicado para servir de base al proceso eléctrico, sin perjuicio de que con el tiempo se lo vaya perfeccionando o modificando en caso de encontrarse mejores sustitutos.

9.1.3. COSTOS STANDARD

Los costos standard generalmente significan los costos resultantes de la aplicación de costos de material y mano de obra predeterminados a cantidades específicas de material y horas standard de trabajo para producir una cierta unidad de producción. Este sistema de costeo presenta importantes ventajas para la fijación de precios, el control de costos mediante el análisis de las desviaciones producidas, la rapidez del procesamiento de la información, etc.

En el caso de la industria eléctrica presenta actualmente en nuestro país dos inconvenientes importantes para permitir su aplicación a un nivel nacional:

- a) Presupone la existencia de un sistema de costos históricos para servirle de base y punto de referencia.
- b) El proporcionalmente escaso número de tareas que forman parte de los costos y que pueden a su vez estandarizarse.

Se tienen tres casos:

- b-1) Tareas de operación: inciden en los costos totales y son estandarizables en gran medida.
- b-2) Tareas de mantenimiento: inciden en los costos y son técnicamente estandarizables. Pero la diversidad de alternativas que se presentan para cada caso de mantenimiento las hace prácticamente no estandarizables. Este grupo de tareas conforma el grueso de las que se realizan en las empresas eléctricas.
- b-3) Tareas de primera instalación de elementos (transformadores, medidores, empalmes, etc. Son en general estandarizables, pero no forman parte del costo operativo sino que son activables.

En función de las tres opciones comentadas se puede concluir que para el establecimiento de un sistema de costos nacional para el proceso eléctrico, se tomará como base el de los costos históricos. Esto no implica necesariamente que sea el definitivo, ya que a medida que se vaya operando pueden surgir alternativas que hagan modificar parcial o totalmente esta postura.

No se debe olvidar que en el caso de nuestro país, no se cuenta con experiencia a nivel nacional en la materia y aún a nivel local o provincial; la que existe es muy escasa. Por ello conviene comenzar por lo más sencillo y conocido, para que una vez creada la conciencia de la necesidad y utilidad de un sistema de costos se lo pueda ir mejorando paulatinamente.

9.2. ESQUEMA DE CUENTAS PROPUESTO

9.2.1. PREMISAS BASICAS

Para esta propuesta final se tomaron en cuenta las siguientes premisas básicas:

- A) Se diseña un esquema general para la industria eléctrica, debiendo utilizar cada empresa (nacional o regional), la parte que le corresponda.
- B) Se evita el reflejo contable de la discriminación geográfica para simplificar los movimientos. Este detalle se puede obtener extracontablemente por medio de los procesos de Centros de Costos y Ordenes de Trabajo.
- C) Se parte de un criterio muy restrictivo en lo referente a la utilización del rubro Bienes de Cambio. Se incluyen en él dos conceptos:

- Trabajos a ser facturados a terceros
- Existencias de combustibles

Ello se basa en el hecho que se considera correcta la premisa que toma en cuenta el destino de los bienes para ubicarlos contablemente. En este caso los combustibles son la "materia prima" de la energía eléctrica y los trabajos a ser facturados son prestaciones concretas de la empresa y cuyo fin es su "venta" a terceros.

- D) Se propone una amplia apertura en Bienes de Uso y el rubro Gastos de Explotación que conforman la base fundamental de un sistema de costos y tarifario racional. El esquema propuesto podrá ser ampliado según las necesidades, mediante la utilización de las aperturas de sub-cuentas, items y sub-items contables que se requieran a fin de cubrir las necesidades de información.
- E) Respecto al rubro "Bienes de Uso", cabe destacar que aquellos bienes que se radien definitivamente del servicio figurarán como "instalaciones fuera de servicio" no debiendo amortizarse y dándoles de baja en el ejercicio en el cual se resuelve la radiación.
Aquellos que temporalmente dejen de prestar servicio activo, deberán permanecer en el rubro Plantas en Servicio.
- F) Es importante destacar la intervención del Sistema Ordenes de Trabajo para llevar un registro detallado de las obras en curso.
- G) El detalle geográfico y controles específicos de cada Depósito y/o Almacén de materiales deberá implementarse extracontablemente.
- H) Se incluye dentro de la etapa de Generación a las Subestaciones elevadoras de voltaje generalmente ubicadas a la salida de la central generadora. El objetivo de este enfoque particular es simplificar el trabajo para la obtención de los costos por procesos, aún cuando técnicamente sea más correcto ubicar a estas subestaciones dentro de la etapa de Transmisión.
- I) Dentro de los Gastos de Operación de cada etapa se encuentran todos los gastos que no son específicamente de mantenimiento. En función de la apertura del rubro Bienes de Uso se pueden imputar las amortizaciones y los costos de capital a cada etapa.
- J) El concepto Gastos Comunes de Explotación agrupa a aquellos gastos que abarcan más de una etapa. Entre

los específicos se incluyen aquellos que pueden agruparse más o menos directamente en función de parámetros objetivos. Los generales deben seguir algún sistema propuesto que se verá en detalle al plantearse el Costo por Procesos.

K) Datos estadísticos: todo buen sistema de cuentas que permita ordenar los movimientos patrimoniales y de resultados dentro de una empresa, y en especial dentro de la energía eléctrica, debe contar necesariamente con el complemento de un Esquema de Datos Estadísticos a ser tenido en cuenta.

El que se propone aquí a continuación del Esquema Conceptual de Cuentas es mínimo y podrá ser ampliado según las necesidades y requerimientos de las empresas a medida que se vayan desarrollando. Su significado en este trabajo es fundamentalmente marcar con su presencia la importancia y necesidad de su consideración permanente.

9.2.2. SINTESIS CONCEPTUAL

ACTIVO

Disponibilidades

Créditos

Inversiones

Bienes de Cambio

- Trabajos a facturar a terceros
- Combustibles y Lubricantes
 - Nucleares
 - Fósiles
 - { carbón
 - { fuel oil
 - { diesel oil
 - { gas
 - Lubricantes

Bienes de Uso

- I) Plantas en Servicio (ver detalle amplio posterior).
- II) Instalaciones fuera de servicio

(Clasificación por etapas del proceso productivo

{ Generación
 { Transmisión
 { Distribución
 { Entrega
 { Planta General y
 { Varios

ESTADO DE RESULTADOS

Ingresos

- Operativos
 - Ventas de energía
 - Ventas de potencia
 - No Operativos Ejemplo: intereses intercalarios por obras en curso de construcción.
- } - por tarifas
} - por zonas y/o regiones

Egresos

- Gastos de Explotación (ver detalle amplio)
- Otros egresos.

9.2.3. DETALLE DE BIENES DE USO

A) Plantas en servicioPlantas de producción de energíaa) Producción a vapor

- Terrenos y derechos sobre ellos: incluye el costo de la tierra y los derechos sobre ella que se vinculan con la producción a vapor.
- Estructuras y mejoras: incluye el costo de las obras civiles y mejoras instaladas en el lugar de funcionamiento utilizadas en relación con la producción a vapor.
- Equipo de Planta de Calderas: incluye el costo instalado de hogares, calderas, equipos para la manipulación del combustible y sus residuos, cañerías de vapor y de agua de alimentación, aparatos y accesorios de calderas utilizados para la producción de vapor a ser utilizados para la generación eléctrica.
- Máquinas a vapor y generadores accionados por máquinas a vapor: incluye el costo ya instalado de las máquinas a vapor de movimientos alternativos o rotativos y sus elementos auxiliares correspondientes y generadores principales a motor, salvo unidades turbo generadoras.
- Unidades Turbogeneradoras: incluye el costo de unidades principales de turbina y equipo accesorio utilizado para generar electricidad mediante el impulso de vapor, ya completamente instalado.
- Equipo eléctrico accesorio: incluye el costo con instalación incluida de aparatos auxiliares de generación, equipo de conversión y equipo utilizado principalmente en relación con el control e interrupción de la energía eléctrica producida y la protección de circuitos eléctricos y equipo eléctrico.

- Equipos varios de central eléctrica: incluye el costo con instalación incluída de equipos varios de la central generadora, dedicados al uso general de la central y que no se incluyen entre los conceptos precedentemente enumerados. Ejemplo: gruas, equipos extintores de incendios, equipos de ventilación, etc.
- Subestaciones elevadoras de voltaje: incluye el costo con instalación incluída de todas las subestaciones elevadoras de voltaje ubicadas en la terminal de la central generadora: obra civil, transformadores, equipo eléctrico accesorio y equipos varios de subestaciones (con una apertura analítica igual a la de la etapa de transmisión).

b) Producción Nuclear

- Terrenos y derechos sobre ellos (1)
- Estructuras y mejoras (1)
- Equipo del reactor nuclear: incluye el costo del reactor instalado, los equipos de: almacenaje y manejo de combustible nuclear, presurización, enfriamiento, purificación, descarga y tratamiento de los residuos nucleares. Cañerías de alimentación y descarga de calderas, aparatos vinculados con el manejo de vapor en sí y todo otro equipo y/o accesorio usado para la producción de vapor como medio para generar electricidad. Se incluye aquí también el equipo auxiliar de cambios de temperaturas y presión de vapor para el sistema del reactor.
- Unidades turbogeneradoras (1)
- Equipo eléctrico accesorio (1)
- Equipos varios de centrales (1)
- Subestaciones elevadoras de voltaje (1)

(1) Idem producción a vapor pero correspondientes a energía nuclear.

c) Producción hidroeléctrica y de centrales por bombeo

- Terrenos y derechos sobre ellos (2)
- Estructuras y mejoras (2)
- Reservas de aguas, diques y canales: esta cuenta incluirá el costo instalado de los elementos y medios usados para las represas, la recolección, el almacenaje, la desviación, derivación, regulación y entrega del agua usada principalmente para generar electricidad.

- Paletas, Turbinas y Generadores: esta cuenta incluirá el costo instalado de las paletas, turbinas hidráulicas (desde la conexión con componentes de la exclusiva o canal de entrada hasta los conductos de salida), y generadores instalados allí dedicados a la producción de electricidad por generación hidráulica.
- Equipo eléctrico accesorio (2)
- Equipos varios de centrales (2)
- Rutas, vías férreas y puentes: incluye el costo de rutas, vías férreas y puentes usados principalmente como auxiliares de la función producción de energía hidroeléctrica (salvo que sean públicos).
- Subestaciones elevadoras de voltaje (2)

(2): Idem producción a vapor pero correspondientes a hidroelectricidad y centrales por bombeo.

d) Otras fuentes de generación de energía eléctrica

d-1) Turbogas	} Se podrá efectivar un análisis detallado de cada una si se considera necesario.
d-2) Diesel oil	
d-3) Otras	

- Terrenos y derechos sobre ellos (3)
- Estructuras y mejoras (3)
- Depósitos de combustibles y accesorios: se incluyen aquí los costos del equipo de manejo y almacenaje de combustible ya instalado y que comprende el tramo desde el ingreso del combustible a la planta generadora hasta su consumo por la unidad generadora. Se deben incluir también los costos de los productores de gas y sus accesorios.
- Generadores de arranque: incluye el costo de los arrancadores de los equipos generadores y de sus elementos auxiliares y todos los factores componentes del equipo generador ya instalado.
- Equipo eléctrico accesorio (3)
- Equipos varios de centrales (3)
- Subestaciones elevadoras de voltaje (3)

(3) : Idem producción a vapor pero para otras fuentes de generación.

Planta del Despacho Unificado de Cargas

- Terrenos y derechos sobre ellos (4)
- Estructuras y mejoras (4)
- Equipos del D.U.C. Incluye todos los equipos principales y pe-

riféricos que corresponden a la operación del D.U.C. (computación técnica, telecomandos, comunicaciones, etc.) y a su mantenimiento específico.

- Equipos varios y accesorios del D.U.C.
 - Muebles, instalaciones y equipos de oficinas
- (4): Idem producción a vapor pero para el Despacho Unificado de Cargas.

Plantas de transmisión de energía

- Transporte en AT
 - . Torres, postes y accesorios: incluirá el costo de las torres, postes y accesorios correspondientes ya instalados, utilizados para sostener los conductores aéreos de transmisión. (5)
 - . Conductores y dispositivos aéreos: incluirá el costo de los conductores y dispositivos aéreos de transporte ya instalados (5).
 - . Conductores subterráneos: incluirá el costo de los conductores subterráneos y túneles utilizados para el tendido de cables de transporte en AT. (5)
 - Transformación reductora de voltaje
 - . Terrenos y derechos sobre ellos (6)
 - . Estructuras y mejoras (6)
 - . Equipo eléctrico de subestaciones transformadoras: incluye el costo del equipo de transformación, conversión e interrupción utilizado para cambiar las características de la electricidad en relación con su transporte o para controlar los circuitos de transmisión (salvo el transformador). (5)
 - . Transformadores de alta tensión (5)
 - . Equipos varios de subestaciones transformadoras.
- (5): Clasificados por voltaje
 (6) Idem producción a vapor pero para transmisión.

Plantas de distribución de energía

- Terrenos y derechos sobre ellos (7)
- Estructuras y mejoras (7)
- Equipos eléctricos de centros de transformación. Incluye el costo del equipo eléctrico de transformación ya instalado que se emplea para rebajar el voltaje de la electricidad distribuida.

- Equipos varios de centros de transformación: incluye el costo de los equipos accesorios de los Centros de Transformación.
- Postes, torres y accesorios. (8)
- Conductores y dispositivos aéreos (8)
- Conductos subterráneos (8)
- Conductores y dispositivos subterráneos (8)
- Alumbrado público y sistema de señalización: incluye el costo y la instalación de los elementos enunciados en el título; en el caso que la empresa se reserve el derecho de propiedad y efectúe su mantenimiento.

(7): Idem producción a vapor pero para distribución.

(8): Clasificados por voltaje.

Planta de Entrega

Faz Administrativa

- Cuenta de Clientes
- Atención de Clientes

Se incluyen aquí todos los bienes de uso que puedan específicamente ser imputados a la etapa de entrega. Esta apropiación debe ser cuidadosa ya que en muchos aspectos los bienes pueden ser asimilados o compartidos con Planta General.

Faz Técnica

- Derivaciones y conexiones: incluye el costo ya instalado de los conductores aéreos y subterráneos que saliendo desde el cable de distribución se conectan con la caja-toma del usuario. Se incluyen aquí los costos de las conexiones necesarias, sus accesorios y el de los conductos subterráneos que sean necesarios para realizar la obra.
- Medidores: incluye el costo propio y de instalación de los medidores y sus anexos correspondientes empleados para medir la electricidad y la potencia entregada a los usuarios. Los registros extracontables de medidores deberán permitir suministrar información acerca del número de medidores de distintas capacidades en servicio y en reserva.
- Instalaciones en locales de clientes: incluirá el costo instalado del equipo luego del medidor del cliente cuando la empresa incurre en tal costo y conserva la propiedad del bien instalado y asume plena responsabilidad por el mantenimiento y reemplazo de las unidades en cuestión.
- Instalaciones arrendadas o prestadas a clientes: incluye el

costo de los bienes alquilados o cedidos a los clientes cuando éstos se hacen cargo de su mantenimiento. La empresa conserva el pleno derecho de propiedad.

Planta General

- Terrenos y derechos sobre ellos (9)
- Estructuras y mejoras (9)
- Muebles y equipos de oficinas (salvo Planta procesadoras de datos).
- Equipo de transporte y locomoción
- Equipo de almacenes
- Equipo de procesamiento electrónico de datos
- Herramientas y equipo de taller
- Equipo de laboratorio
- Equipo de comunicaciones
- Equipos varios
- Otras propiedades
- Varios

(9): Idem producción a vapor pero para Planta General, que incluye todo cargo no imputable a las otras etapas.

Varios

Alumbrado Público

Abarcará las instalaciones mencionadas cuando sean propiedad de las empresas.

9.2.4. CUENTAS DE RESULTADO NEGATIVO

Gastos de Explotación - (Resumen) -

Gastos de Producción de Energía Eléctrica

Apertura

- Generación a Vapor
 - Generación nuclear
 - Generación hidroeléctrica
 - Otros medios de generación
 - Compras de energía y potencia
 - Subestaciones elevadoras de voltaje
- } Gastos de Operación
y Mantenimiento

Gastos de Transmisión de Energía EléctricaApertura

Clasificadas por tensión	<ul style="list-style-type: none"> - Líneas de Transporte - Subestaciones reductoras de voltaje 	Gastos de Operación y Mantenimiento
-----------------------------	---	--

Gastos de Despacho Unificado de Cargas

- Operación
- Mantenimiento

Gastos de Distribución de Energía Eléctrica

Clasificadas por tensión	<ul style="list-style-type: none"> - Líneas de distribución primaria - Centros de transformación - Líneas de distribución secundaria - Alumbrado público 	Operación y Mantenimiento
-----------------------------	--	------------------------------

Gastos de Entrega de Energía Eléctrica

Parte técnica	<ul style="list-style-type: none"> - Conexiones y derivaciones - Medidores y mediciones 	Operación y Mantenimiento
Parte administrativa	<ul style="list-style-type: none"> - Cuentas de clientes - Atención de clientes 	Operación

Gastos Comunes de Explotación

<ul style="list-style-type: none"> - Específicos - Generales 	Operación y Mantenimiento
--	------------------------------

Gastos de Planta General

- Comercialización
- Financieros
- Administración General

9.2.5. DETALLE DE LAS CUENTAS DE GASTOS DE EXPLOTACION

A) Gastos de producción de energía eléctricaa) Generación de Energía Eléctrica a VaporOperación

- Supervisión e ingeniería de operación
- Combustible
- Gastos de vapor
- Compras y ventas de vapor (saldo del intercambio con otros organismos)
- Gastos de electricidad
- Gastos varios de operación en energía a vapor
- Amortizaciones generación a vapor
- Costos del capital propio generación a vapor
- Gastos de operación de las subestaciones elevadoras de voltaje

Mantenimiento

- Supervisión y gastos indirectos de mantenimiento
- Mantenimiento de obras civiles
- Mantenimiento de plantas de calderas
- Mantenimiento de equipos varios de producción a vapor
- Mantenimiento de la planta eléctrica
- Mantenimientos varios
- Mantenimiento de las subestaciones elevadoras de voltaje

b) Generación de Energía NuclearOperación

- Supervisión e ingeniería de operación
- Combustible nuclear
- Refrigerantes y agua para vapor
- Gastos de vapor
- Compras y ventas de vapor (saldo del intercambio con otros organismos)
- Gastos de electricidad
- Gastos varios de operación de energía nuclear
- Amortizaciones generación nuclear
- Costos del capital propio generación nuclear
- Gastos de operación de las subestaciones elevadoras de voltaje

Mantenimiento

- Supervisión y gastos indirectos de mantenimiento
- Mantenimiento de obras civiles
- Mantenimiento de reactor nuclear
- Mantenimiento de equipos varios de producción de vapor
- Mantenimiento de la planta eléctrica
- Mantenimientos varios
- Mantenimiento de las subestaciones elevadoras de voltaje

c) Generación de Energía Hidroeléctrica y por bombeoOperación

- Supervisión e ingeniería de operación
- Costo del agua para generación
- Gastos de operación de centrales hidroeléctricas y por bombeo parte hidráulica (netos de otros usos)
- Gastos de operación de centrales hidroeléctricas y por bombeo parte eléctrica
- Gastos varios de operación de centrales hidroeléctricas y por bombeo
- Amortizaciones generación hidroeléctrica y por bombeo (netos de otros usos)
- Costos de capital propio generación hidroeléctrica y por bombeo (netos de otros usos)
- Gastos de operación de las subestaciones elevadoras de voltaje

Mantenimiento

- Supervisión y gastos indirectos de mantenimiento
- Mantenimiento de las obras civiles de las centrales de generación
- Mantenimiento de diques, embalses y las vías acuáticas (neto de lo que deba imputarse a otros usos)
- Mantenimiento de la planta eléctrica
- Mantenimientos varios
- Mantenimiento de las subestaciones elevadoras de voltaje

d) Otras fuentes de generación de energía eléctrica

- | | | |
|-------|------------|-------------------------------|
| d - 1 | Turbogas | Se podrá efectuar un análisis |
| d - 2 | Diesel oil | detallado de cada una si se |
| d - 3 | Otras | considera necesario |

Operación

- Supervisión e ingeniería de operación
- Combustibles
- Gastos varios de operación
- Amortizaciones de otras fuentes de generación
- Costos del capital propio de otras fuentes de generación
- Gastos de operación de las subestaciones elevadoras de voltaje

Mantenimiento

- Supervisión y gastos indirectos de mantenimiento
- Mantenimiento de obras civiles
- Mantenimiento de la planta generadora y eléctrica
- Mantenimientos varios
- Mantenimiento de las subestaciones elevadoras de voltaje

e) Gastos del Despacho Unificado de CargasOperación

- Supervisión e ingeniería de operación
- Gastos de operación del D.U.C.
- Amortizaciones del D.U.C.
- Costos del capital propio del D.U.C.

Mantenimiento

- Supervisión y gastos indirectos de mantenimiento
- Mantenimiento de obras civiles
- Mantenimiento de los equipos específicos del D.U.C.
- Mantenimientos varios

f) Generación: otros gastos

- Intercambios de energía
- Intercambios de potencia
- Gastos varios de generación

La apertura contable de los gastos de operación y mantenimiento de las subestaciones elevadoras de voltaje será similar a la propuesta para las SS,EE. reductoras.

B) Gastos de Transmisióna) Transporte en ATOperación

- Supervisión e ingeniería de operación
- Operación de líneas aéreas de AT ← discriminadas
- Operación de líneas subterráneas de AT ← por voltaje
- Gastos varios de operación de líneas de transporte en AT
- Amortizaciones de transporte en AT
- Costos del capital propio de transporte en AT

Mantenimiento

- Supervisión y gastos indirectos de mantenimiento
- Mantenimiento de líneas aéreas de AT ← discriminadas
- Mantenimiento de líneas subterráneas de AT ← por voltaje
- Mantenimientos varios

b) Gastos generales de transporte

- Intercambios de energía
- Intercambios de potencia
- Varios

c) Transformación reductora de voltaje (discriminada por voltaje)Operación

- Supervisión e ingeniería de operación
- Operación de subestaciones transformadoras para reducción del voltaje
- Despacho de cargas
- Gastos varios de operación de subestaciones transformadoras reductoras de voltaje
- Amortizaciones de transformación
- Costos de capital propio de transformación

Mantenimiento

- Supervisión y gastos indirectos de mantenimiento
- Mantenimiento de subestaciones transformadoras: obra civil
- Mantenimiento de subestaciones transformadoras: planta eléctrica (salvo transformadores)

- Mantenimiento de transformadores de AT
- Mantenimientos varios en subestaciones transformadoras

d) Gastos generales de transformación

- Intercambios de energía
- Intercambios de potencia
- Varios

C) Gastos de Distribución

Operación

- Supervisión e ingeniería de operación
- Operación de líneas aéreas ← Discriminadas por voltaje
- Operación de líneas subterráneas ← (MT y BT)
- Gastos de energía transportada por terceros
- Operación de cámaras de transformación, centros de potencia y cabinas de maniobras (centros de transformación) - discriminadas por voltaje (MT y BT)
- Operación de alumbrado público y señalización pública
- Despacho de cargas de distribución
- Gastos varios de operación de distribución
- Amortizaciones de distribución
- Costos de capital propio de distribución

Mantenimiento

- Supervisión y gastos indirectos de mantenimiento
- Mantenimiento de líneas aéreas ← Discriminadas por voltaje (MT y BT)
- Mantenimiento de líneas subterráneas ←
- Mantenimiento de centros de transformación: obras civiles
- Mantenimiento de centros de transformación: plantas eléctricas (salvo transformadores)
- Mantenimiento de transformadores de líneas (MT a BT)
- Mantenimiento de alumbrado público y sistemas de señalización pública
- Mantenimientos varios de distribución

Gastos generales de Distribución

- Intercambios de energía
- Intercambios de potencia
- Varios

D) Gastos de Entrega - Parte Técnica

Operación

- Supervisión e ingeniería de operación
- Operación de derivaciones y conexiones
- Operación de medidores
- Operación de instalaciones de clientes
- Gastos varios de operación de entrega
- Amortizaciones de entrega
- Costos de capital propio de entrega

Mantenimiento

- Supervisión y gastos indirectos de mantenimiento
- Mantenimiento de derivaciones y conexiones
- Mantenimiento de instalaciones de clientes
- Mantenimientos varios de entrega

Gastos generales de entrega - Parte técnica

E) Gastos de entrega - Parte administrativa

a) Gastos de cuentas de clientes

Operación

- Supervisión
- Lectura de medidores
- Cuentas corrientes de clientes
- Facturación
- Cobranzas y control de cobranzas
- Deudores incobrables
- Gastos varios de clientes
- Amortizaciones de cuentas de clientes
- Costos de capital propio de cuentas de clientes

b) Gastos de atención de clientes

Operación

- Supervisión
- Gastos por asistencia a clientes (reclamos)
- Gastos por informaciones a clientes
- Gastos varios de atención de clientes
- Amortizaciones de atención de clientes
- Costos de capital propio de atención de clientes

F) Gastos comunes de Explotación

a) Específicos

- Almacenes y Depósitos
 - . Operación
 - . Mantenimiento
- Flotas de Transporte
 - . Operación
 - . Mantenimiento
- Procesamiento Electrónico de Datos
 - . Operación
 - . Mantenimiento

b) Generales

- Operación
- Mantenimiento

Los gastos comunes de Explotación corresponden a conceptos que se montan entre dos o más etapas productivas y que deben ser prorrateados entre ellas, según algún criterio específico a los fines de obtener un costo por procesos.

G) Gastos de Planta General

a) Comercialización

Operación

- Sueldos y salarios de comercialización
- Gastos de publicidad
- Gastos de promoción de ventas y demostraciones
- Gastos varios de comercialización

b) Financiación

- Intereses pagados
- Comisiones y sellados pagados
- Gastos financieros varios

c) Administración general

Operación

- Sueldos y salarios administración general
- Suministros y gastos de oficina
- Contratistas de administración general
- Seguros
- Beneficios sociales al personal
- Impuestos, tasas y contribuciones

- Honorarios
- Movilidad
- Franquicias, derechos y regalías pagadas
- Alquileres
- Capacitación
- Gastos varios de administración general
- Amortizaciones
- Costos del capital propio de Planta General
- Gastos generales transferidos - saldo acreedor - (activación de gastos indirectos o gastos a facturar a terceros)

Mantenimiento

- Mantenimiento de la Planta General

9.2.6. RELACION: COSTOS Y DATOS ESTADISTICOS TECNICOS

$$\text{Costos} = \frac{\text{Gastos}}{\text{Datos técnicos}}$$

Numerador: cuentas detalladas que indiquen la cantidad de \$ que se están gastando y dónde se están gastando.

Denominador: datos estadísticos que permitan determinar qué demandas de energía y potencia provocaron esos gastos.

Un buen sistema de costos exige dos tipos de información básica. En primer lugar un buen detalle de cuentas que indique cuánto y cómo se gasta el dinero, y por otro lado un buen sistema de mediciones que provean datos de demanda de potencia y energía lo más exactos y completos posibles, para permitir la apropiación de los costos. Las mediciones y datos estadísticos necesarios incluyen, además de los consumos de Kwh y las demandas de kw en los diferentes puntos de la red, otros tipos de información, como por ejemplo el consumo de combustible en las centrales térmicas, el número de consumidores en cada categoría, número de medidores instalados, superficies promedio de viviendas atendidas, etc.

A) Producción de Kwh

Es imprescindible poder computar con detalle todos los Kwh producidos para hacer un balance energético coherente. Esto requiere una base de mediciones como la siguiente:

- Producción conjunta de todos los grupos generadores que alimentan la red, y también un detalle de producción individualizada por turbo grupo para permitir un mejor despacho de cargas.
- Consumos de los equipos auxiliares de estos grupos.
- Pérdidas en las líneas de transporte.
- Pérdidas en las redes de distribución de AT, MT y BT separadamente.
- Energía globalizada comprada o vendida por la empresa.
- Energía vendida a cada consumidor.
- Energía incontrolada (entrega menos pérdidas). A veces no se puede tener idea exacta de este último concepto, pero sí una aproximación aceptable.

B) Máximas demandas en Kw

Para proceder a la distribución preliminar de los gastos fijos entre las diferentes categorías de consumidores, es necesario conocer por lo menos las siguientes demandas máximas (DDMM) en Kw:

- a) Máxima demanda coincidente que deben satisfacer todos los grupos generadores (tanto la bruta como la neta), es decir, antes y después de deducir las DM de los equipos auxiliares de las centrales generadoras.
- b) La DM compuesta para cada categoría de carga, considerando los suministros globalizados y la totalidad de la red de distribución BT como categorías separadas.

Si estas mediciones se pueden efectuar exactamente, la distribución preliminar de costos fijos entre las diversas categorías se puede hacer partiendo de la Diversidad Inter-categorías.

Si no, se debe partir de estimaciones, lo más correctas posibles, para llegar a la apropiación final a los consumidores individuales.

Demanda máxima coincidente: se registra mediante la suma de los medidores de los equipos productores cada 15 o 30 minutos. El valor máximo diario es la DM diaria. Se determinan asimismo valores mensuales, estacionales, anuales, etc.

Demandas máximas compuestas de las diferentes categorías de consumidores: en general no son tan fáciles de determinar. En algunos casos sí. Ejemplo: alumbrado público = potencia

instalada; grandes consumidores: medición directa. En los casos de consumidores más pequeños se hace prácticamente imposible la medición directa.

Es por ello que hay que recurrir a deducciones indirectas por muestreos estadísticos, tratando de determinar la incidencia de la diversidad interna del grupo.

En el caso que se deseen aplicar incentivos por el factor de potencia, se hace necesario recoger datos en Kw y en Kva. La distribución de los costos fijos en función de las Demandas Máximas, primero entre las categorías de consumidores y luego entre éstos individualmente, requiere un análisis profundo. Al ser prácticamente imposible determinar la DM individual, se toma como base de prorrateo algún parámetro más fácilmente asequible:

- Superficie de la vivienda
- Valuación impositiva de la misma

C) Otros datos a ser obtenidos

Consumos de combustibles por unidades de generación, número de consumidores por categorías, medidores instalados, etc.

9.3. ESPECIFICACIONES PARA EL SISTEMA PROPUESTO

9.3.1. TRATAMIENTO DE LOS GASTOS COMUNES DE EXPLOTACION ESPECIFICOS: SERVICIOS DE ALMACENES; PROCESAMIENTO ELECTRONICO DE DATOS Y TRANSPORTES

- PUNTOS DE VISTA CONTABLE Y EXTRACONTABLE

- A) Contable: los gastos de los conceptos enunciados se cargan periódicamente en las cuentas previstas para ello. Mensualmente cada Centro de Costos que procesa Ordenes de Trabajo efectúa el prorrateo de los gastos que le son asignados por estos conceptos; según el sistema de Costos por Centros de Costos; entre las Ordenes de Trabajo del mes, en función de parámetros propios.
- Se realiza el pertinente registro contable. Esto hace que a fin de ejercicio queden en las Cuentas Contables sólo los gastos atribuibles a Planta General y a las distintas etapas productivas que no se incluyen en las Ordenes de Trabajo. De es-

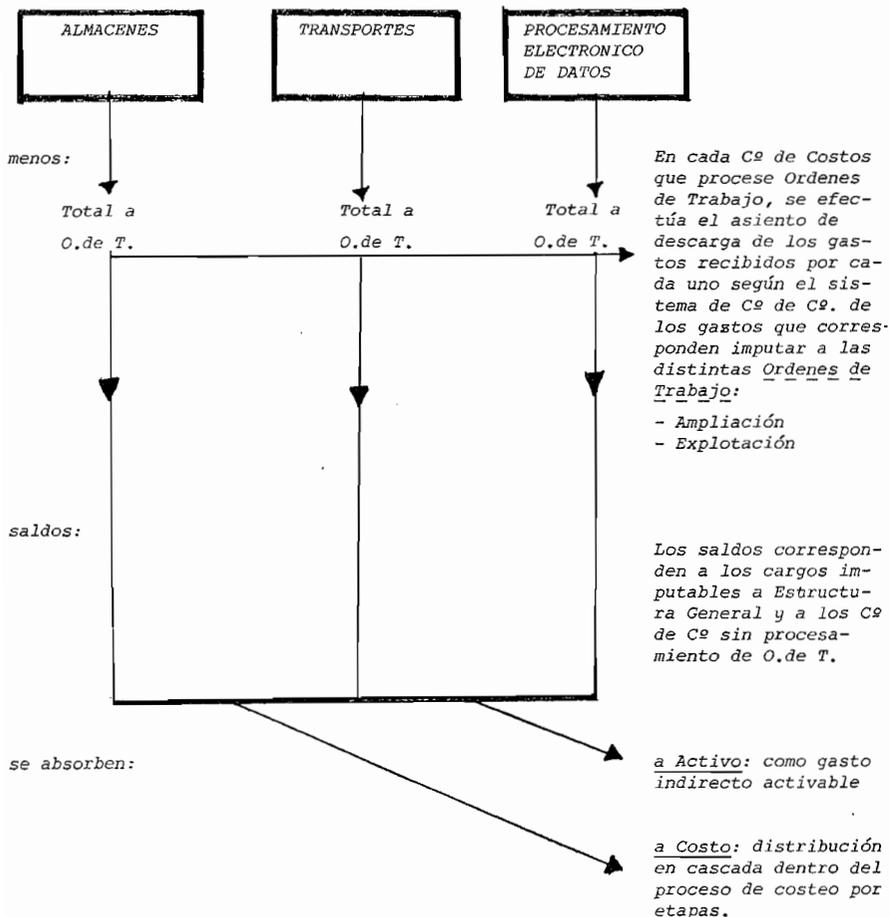
te saldo se detraerá la parte activable como Gasto Indirecto Capitalizado.

B) Extracontable: existen dos procesamientos:

- a) Costos por Centros de Costos: El total de los gastos que corresponden a los servicios enumerados se distribuyen entre los Centros de Costos según bases de prorrateo prefijadas y que permiten obtener un total de gastos indirectos asignable a cada Centro.
- b) Costos por Procesos: del saldo que resta en las Cuentas Contables (una vez que se han distribuido los montos correspondientes a Ordenes de Trabajo), se deduce el porcentaje a activarse como gasto indirecto capitalizable general. El saldo final remanente se prorratea en cascadas según lo previsto en el Sistema de Costos por Procesos.

9.3.2. RESUMEN DEL TRATAMIENTO DE LOS GASTOS DEALMACENES, TRANSPORTES, PROCESAMIENTO ELECTRONICO DE DATOS

Totales en cuentas contables:



9.3.3. *TRATAMIENTO DE LOS GASTOS COMUNES DE EXPLOTACION - GENERALES**- PUNTOS DE VISTA CONTABLE Y EXERACONTABLE -*

- A) Contable: del total acumulado en la Cuenta Contable se deduce la parte activable como gasto indirecto capitalizable.
- B) Extracontable: el saldo que resta luego del paso antes descrito, se prorratea en cascadas según el Sistema de Costos por Procesos.

9.3.4. *AMORTIZACIONES Y COSTOS DEL CAPITAL PROPIO O CARGA FINANCIERA*

Ambos conceptos se calculan sobre valores actualizados, con el objetivo de permitir una adecuada capitalización de las empresas, previendo las futuras necesidades y una cobertura realista para los requerimientos de renovación de los equipos. Las tasas a aplicarse serán las normales de plaza para el caso de las Amortizaciones y una tasa similar a la determinada para los Intereses Inter-calarios en el punto correspondiente al cálculo de los Costos del Capital Propio. Esta última tasa se aplicará sobre los valores residuales de los Bienes de Uso y sobre los valores al cierre del ejercicio de los Bienes de Cambio. Como sistema más conveniente de Amortización se propone el lineal, fundamentalmente por su practicidad y tomando en consideración los valores actualizados de las bases sobre las cuales se calcula.

La razón básica que subyace en esta propuesta es que se debe tratar de asegurar al máximo posible la provisión de fondos de capital necesarios para el mantenimiento y desarrollo de la industria eléctrica. Por sus características es una industria que requiere altos niveles de inversión, y debe atender ineludiblemente a dos aspectos de su evolución:

- el que surge del crecimiento del consumo en sí (en todas sus formas)
- el que requiere su constante adaptación a las evoluciones tecnológicas.

Esto hace vital que los recuperos de costos a través de las tarifas correspondan a valores reales. Es por ello que se debe establecer claramente la forma del cálculo de los cargos por amortizaciones y costo del capital propio. Se estima más correcto hablar del costo del capital propio y no de beneficio contractual. No se trata de garantizar a la empresa un lucro, sino de permitirle un correcto recupero de costos. Se puede presentar

la idea de esta manera: las amortizaciones sirven para cubrir el desgaste y permitir la reposición de los elementos que constituyen la base del suministro, mientras que a través del costo del capital propio se hace frente al compromiso de atender el crecimiento del consumo y su adaptación al paulatino desarrollo técnico, que permiten incorporar las innovaciones que se van produciendo.

Si se garantizara a la empresa un cierto nivel de utilidades, se puede propender a una ineficiencia propia de quien sabe su ganancia segura. La utilidad puede provenir de una reducción racional de los gastos y de un manejo eficiente de todas las variables técnicas bajo su control.

9.3.5. ACTIVACION DE GASTOS INDIRECTOS Y TRATAMIENTO DE LOS INTERESES INTERCALARIOS Y GASTOS FINANCIEROS

9.3.5.1. GENERALIDADES

Acerca de estos tres aspectos se puede decir lo siguiente: respecto de los Gastos Indirectos y los Intereses Intercalarios las opiniones son generalizadas y coincidentes sobre su inclusión como componentes del costo de los activos construidos por la empresa. En este caso el autor comparte ampliamente esos criterios, y propone la continuación de las prácticas actuales en las empresas argentinas. Estos factores son de gran importancia, ya que:

- a) Incrementan las utilidades de la empresa en el ejercicio en el cual se apropian.
- b) Incrementan la base sobre la cual se calcula el costo del capital propio (valores residuales de los Bienes de Uso).

Respecto de los Gastos Financieros, propone una variante en el tratamiento de los intereses pagados. No se deberá activar ninguna porción de los intereses comerciales, ya que es muy difícil establecer con cierta precisión cuál ha sido su contribución a las obras de ampliación, y el autor no estima necesaria la fijación de una tasa de activación dada por el solo hecho de tener que incluir una porción de dichos intereses en el activo. Por otro lado, y refiriéndose a los intereses provenientes de créditos utilizados en la financiación de obras de ampliación, propone su tratamiento como si fueran gastos indirectos.

tos activables directamente asignables a una o varias obras determinadas, a cuya financiación concurren. La activación cesa en el momento en el cual se habilita la obra, y desde allí en más los gastos financieros deben ser considerados como gastos del ejercicio que se trate.

En función de lo estudiado en el país y de lo extractado de la experiencia externa, se propone lo siguiente:

9.3.5.2. ACTIVACION DE GASTOS INDIRECTOS

Se activará, prorrateada entre las Ordenes de Trabajo de ampliación realizadas durante el ejercicio, una parte de los gastos indirectos incurridos en el mismo. A ese fin se definen como tales (según el esquema de cuentas propuesto):

- GASTOS COMUNES DE EXPLOTACION
 - . Específicos (por el saldo asignable a estructura general)
 - . Generales
- GASTOS DE PLANTA GENERAL
 - . Comercialización
 - . Administración general

Por lo que se refiere a los Gastos de Financiación, se expone más adelante el tratamiento sugerido. El porcentaje a activarse será el que surja de la apreciación ponderada de la actividad de la empresa dedicada a tareas de ampliación, y el prorrateo entre las Ordenes de Trabajo se realiza en función de lo invertido en cada una de ellas durante el período tratado.

9.3.5.3. GASTOS DE FINANCIACION

Se presentan dos aspectos:

- Intereses del giro comercial: no se activará ningún porcentaje de los mismos, ya que se consideran vinculados sólo a la explotación del servicio.
- Intereses por préstamos para financiar la construcción o compra de activos: se activa el monto devengado, hasta el momento de la habilitación del bien, de los intereses pactados por créditos específicamente dedicados a la financiación de obras de ampliación. La razón principal radica en el hecho

de que, dado el tipo especial de industria - la eléctrica -, las obras deben ser hechas cuando así lo requiere la demanda y no necesariamente cuando el momento económico lo aconseja. Es por ello que normalmente se debe recurrir al crédito para su financiación (dados los grandes montos de dinero necesarios). Es así que el interés abonado por esos créditos casi pasa a ser un factor más del costo.

En el caso de tratarse de créditos del exterior, las diferencias de cambio provenientes de los pagos, tanto sea del capital como del interés, seguirán la suerte contable de los conceptos principales.

9.3.5.4. INTERESES INTERCALARIOS (Intereses sobre el capital propio invertido en la construcción de bienes de uso)

Se aplicará sobre el total de cargos recibidos por las Ordenes de Trabajo de ampliación operadas durante el período, una tasa predeterminada de interés desde el momento en el cual se produce el gasto hasta el cierre del ejercicio. Los factores del costo sobre los cuales se ha de calcular incluirán los Gastos Indirectos Capitalizados, pero no los Intereses Activados.

La tasa a aplicarse se determinará conforme convenga y podrá tomar en cuenta las de la plaza financiera u otra que se considere representativa. (Ejemplo: promedio de las pagadas a terceros, etc.).

CAPITULO 10 - COSTOS Y CONTROL DE GESTION

I N D I C E

	<u>PAGINA</u>
10.1. Costos por Ordenes de Trabajo (O.T.)	258
10.1.1. Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE)	258
10.1.1.1. Generalidades y objetivos	258
10.1.1.2. Clasificación de informaciones: contable y extracontable	259
10.1.1.3. Naturaleza de los gastos y recolección de la información	259
10.1.1.4. Síntesis de elementos de gastos imputados	260
10.1.1.5. Algunos comentarios acerca de la contabilización	261
10.1.1.6. Documentos de creación y cierre de O.T.	261
10.1.1.7. Esquema de circulación de la información	262
10.1.1.8. Codificación de las Ordenes de Trabajo	263
10.1.1.9. Diferentes niveles de restituciones	263
10.1.2. Grupo Regional de Producción Hidroeléctrica (GRPH)	264
10.1.2.1. Naturaleza de las actividades	264
10.1.2.2. Relación ejemplificativa: Esquema de Cuentas y Ordenes de Trabajo	266
10.1.2.3. Restituciones del sistema de O.T. en la ENEE	267
10.1.2.3.1. Ordenes de Trabajo de Explotación	268
10.1.2.3.2. Ordenes de Trabajo de obras de ampliación según presupuestos	273
10.1.3. Empresas Regionales de Distribución y Entrega de Energía Eléctrica (ERDEEE)	275
10.1.3.1. Generalidades	275
10.1.3.2. Naturaleza de la actividad	275
10.1.3.3. Relación ejemplificativa: Esquema de Cuentas y Ordenes de Trabajo	278
10.1.3.4. Restituciones del sistema de O.T. en las ERDEEE	280
10.1.3.4.1. Ordenes de Trabajo de explotación	280
10.1.3.4.2. Ordenes de Trabajo de obras de ampliación según presupuestos	281

10.1.4.	Esquema conceptual de los componentes finales del costo de la orden de trabajo (ENEE y ERDEEE)	282
10.2.	Sistema de planeamiento y control de costos por Centros de Costos	283
10.2.1.	Objetivos	283
10.2.2.	Informes a los Centros de Costos	284
10.2.3.	Elementos de base para el sistema por Centros de Costos	285
10.2.4.	ENEE: ejemplos de Centros de Costos	285
10.2.4.1.	Acumuladores	285
10.2.4.2.	Presupuestarios	286
10.2.5.	ERDEEEE: ejemplos de Centros de Costos	286
10.2.5.1.	Acumuladores	286
10.2.5.2.	Presupuestarios	286
10.2.6.	Codificación del sistema de Centros de Costos	287
10.2.7.	Elementos de gastos en el sistema de Centros de Costos	288
10.2.8.	Restituciones del sistema de Centros de Costos	289
10.2.8.1.	Centros de Costos Presupuestarios	289
10.2.8.2.	Costos incurridos	291
10.2.8.3.	Costos Imputados	293
10.3.	Sistema de control de gestión - Resumen de restituciones	295
10.3.1.	E N E E	295
10.3.2.	E R D E E E	296

E S Q U E M A P R O P U E S T OCAPITULO 10 - COSTOS Y CONTROL DE GESTION10.1 COSTOS POR ORDENES DE TRABAJO (O.T.)

10.1.1. EMPRESA NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA (ENEE)

10.1.1.1. GENERALIDADES Y OBJETIVOS

El empleo de las OT en la E.N.E.E. se realiza fundamentalmente a nivel de grupo regional. Es por ello que se elige a uno de ellos como base ejemplificativa para el desarrollo siguiente (Grupo Regional de Producción Hidroeléctrica).

Se utilizan las OT en los casos de las actividades ejercidas para la explotación (operación y mantenimiento) y desarrollo de nuevas obras de ampliación (centrales, líneas, derivaciones, inmuebles, etc.). La codificación de la OT resume las cuentas de la contabilidad analítica y permite realizar algunos análisis no disponibles por la información contable. Brida la forma de aislar, con fines de gestión, las actividades que se agrupan dentro de una misma cuenta.

Un gasto no puede ser realizado sin que alguien no sea responsable. Esto significa que cada número de OT debe ir acompañado del número de Centro de Costos responsable que soportará el gasto.

Tres son los tipos de información a recoger:

A) ORDENES DE TRABAJO PERMANENTES

Actividades corrientes: Actos que considerados aisladamente no presentan características resaltables de su costo; pero que son muy repetitivos y por lo tanto necesarios de control (O.T.P.). Pueden ser de ampliación: ejemplo: realización de conexiones, instalación de medidores monofásicos, etc.; o de explotación: ejemplo: costo de operación de una unidad determinada, costo de mantenimiento de una subestación, etc.

B) ORDENES DE TRABAJO INDIVIDUALIZADAS

Operaciones individualizables: actos menos repetitivos donde la apertura de una OT se decide a nivel de cada servicio responsable para establecer el costo de la tarea (O.T.I.).

C) ORDENES DE TRABAJO DE TALLER

Actividades de reacondicionamiento y fabricación de Bienes de Uso en talleres de la empresa (O.T.T.)

de los documentos emitidos por los sectores directamente intervinientes:

- Ficha individual por agente Mano de Obra directa (ausentismo parcial o total, horas extra, imputaciones a las O.T. para las cuales trabajó).
- Ficha individual por vehículo: Km. recorridos, mantenimiento, imputaciones para las O.T. que correspondan.
- Vales de movimientos de materiales en depósitos (entradas y salidas de almacenes).

En cambio para el caso de:

- Intereses intercalarios y capitalización de gastos indirectos.
- Facturas de proveedores con imputación directa
- Certificados de obras de contratistas
- Facturaciones internas o prorrateos de gastos
- Comprobantes de gastos,

se debe recurrir a sectores contables internos de la empresa. Hay que tener presente que la colecta de la información básica no la hace generalmente gente con formación contable, por lo cual se aconseja siempre simplificar los requerimientos al máximo.

10.1.1.4. SINTESIS DE ELEMENTOS DE GASTOS IMPUTADOS

A) A valorizar

{ Vales Mano de Obra directa
Vales de materiales
Gastos transporte (Km. recorridos)

La colecta de información básica se hace en unidades físicas y su valorización mediante el empleo de valores predeterminados.

B) Valorizados

{ Compras directas
Facturas de certificados de obras
de contratistas
Cargos provenientes de otros organismos de la empresa (facturación interna y prorrateos)

C) Elementos complementarios del costo de O.T.:

- Intereses intercalarios
- Montos de gastos indirectos capitalizables → de Ampliación
- Varios

Los factores del costo se imputan siguiendo el mismo esquema que se utiliza en el sistema de Centros de Costos.

10.1.1.5. ALGUNOS COMENTARIOS ACERCA DE LA CONTABILIZACION

Mano de Obra Directa: El total del gasto de Mano de Obra se carga a las cuentas contables según la etapa que corresponda. Luego, y mediante la valorización de los Partes de Mano de Obra Directa emitidos en cada Cº de Cº que opera con Ordenes de Trabajo, se descarga a las distintas O.T. la parte correspondiente.

Materiales de Almacenes y Depósitos: su incidencia en las Ordenes de Trabajo se refleja mediante la valorización de los pedidos de materiales internos.

Materiales, Gastos y Contratistas: estos elementos que provienen del exterior de la empresa ya llegan valorizados a las O.T. por su propia naturaleza (ejemplo: factura del proveedor).

Los prorrateos de gastos comunes de explotación específicos, la activación de gastos indirectos y de intereses intercalarios, así como el tratamiento de los demás gastos comunes de explotación, se ven en detalle en los puntos correspondientes a esquema de cuentas y costos por procesos, en otra sección del trabajo.

10.1.1.6. DOCUMENTOS DE CREACION Y CIERRE DE O.T.

Las O.T. serán creadas previa aprobación del Jefe de Servicio o Jefe de Subgrupo responsable (debe evitarse la generalización injustificada, especialmente de Ordenes Individualizadas), a solicitud de sus subordinados o cumpliendo órdenes de la superioridad.

O.T. Talleres	Para fabricación de elementos en talleres de la empresa
O.T. Permanentes	{ Explotación Ampliación de Activos
O.T. Individualizadas	{ Explotación Ampliación de Activos

La apertura técnica originará la apertura contable.

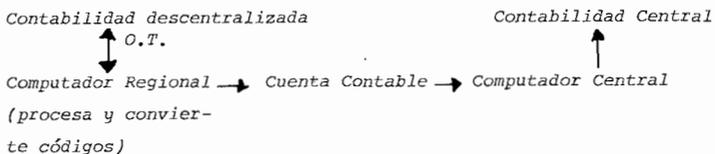
Al cierre de cada ejercicio se obtendrá el total de O.T. cerradas durante el período y aquellas en curso al cierre.

El cierre técnico de la orden provendrá del mismo sector emisor cuando la O.T. se desarrolle en una misma área; o del área que actúe como coordinadora en el caso de participación de más de un Centro de Costos.

Contenido de la designación de una O.T.

- Características de la O.T.
- Definición del tipo de trabajo a compendiar
- Centro de Costos que la origina
- Subgrupo y/o Servicio de quien depende
- Número de identificación de la partida presupuestaria, contra la cual se debe imputar (si existe)
- Número de cuentas de imputación contable final
- Monto previsto de gastos en los casos de Orden de Trabajo Individualizada

10.1.1.7. ESQUEMA DE CIRCULACION DE LA INFORMACION



Contabilidad descentralizada: (sólo O.T.)

- Valoriza Unidades Físicas
- Mayoriza Gastos Generales
- Obtiene Costos por O.T.
- Permite el seguimiento de O.T.
 - en unidades físicas
 - en unidades valorizadas

Contabilidad Central: (sin O.T.)

- Resume actividades descentralizadas
- Centraliza información
- Produce Balance General Final.

10.1.1.8. CODIFICACION DE LAS ORDENES DE TRABAJO

Se toman por ejemplo cinco números para codificar las O.T. Los números según se ubican deben corresponder a la cuenta, sub-cuenta e ítems del código del Plan de Cuentas, mientras que los dos últimos dígitos se utilizan para la identificación individual de la O.T. Esta codificación permite enfocar un análisis de la información recogida según las necesidades.

Análisis reducido: agrupamiento por el primer dígito

Análisis intermedio: agrupamiento por los dos primeros dígitos

Análisis detallado: agrupando los tres primeros dígitos de la O.T.

Cada sector debe fijar los niveles de análisis y de apertura de O.T. que requiere.

Cada imputación a una O.T. debe ser completada con la del Centro de Costos ejecutor del gasto, para permitir la interacción del control interno.

10.1.1.9. DIFERENTES NIVELES DE RESTITUCIONES

Se trata de distinguir las restituciones según los destinatarios, en función de las necesidades de éstos últimos, tales como: Centros de Costos o responsables de niveles y jerarquías superiores. En el caso de niveles inferiores, serán los jefes de Centros de Costos quienes decidirán sobre la información a serles provista.

Naturaleza de la restitución

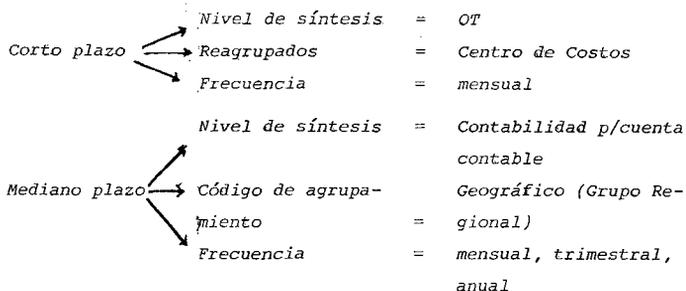
{ Según nivel de síntesis
 { Según frecuencia

Es por ello que se utilizarán generalmente:

Agrupamiento para 1er. dígito		Contabilidad General Centralizada
y 2do. dígito O.T.	=	lizada
Agrupamiento para tres primeros dígitos	=	Costos globales para Grupos Regionales
Agrupamiento para cinco dígitos	=	Costos de operaciones específicas

Esquemáticamente para un nivel dado de la responsabilidad de la gestión, se comprenden dos niveles de restitución:

- Documentos correspondientes a la gestión a corto plazo.
- Documentos correspondientes a la gestión a mediano plazo.



A nivel de Dirección General de la empresa los documentos de gestión presupuestaria a corto plazo y de gestión a más largo plazo se confunden en la práctica. En estos casos es necesaria una confrontación plurianual. Cuando se menciona Centro de Costos, se entiende que se refiere a los Presupuestarios como receptores de la información según se explicita en el Sistema de Centros de Costos.

10.1.2. GRUPO REGIONAL DE PRODUCCION HIDROELECTRICA (GRPH)

Se ejemplifica a continuación el desarrollo específico del esquema de O.T. en la ENEE dentro de un grupo regional.

10.1.2.1. NATURALEZA DE LA ACTIVIDAD

Las actividades de un servicio de generación pueden ser clasificadas en forma bien definida. Ejemplo:

Generación hidroeléctrica

- a) Operación de las instalaciones
 - b) Mantenimiento de las instalaciones
 - c) Controles técnicos
 - del Nivel Central de la Empresa
 - del Grupo Regional en sí
 - d) Otras funciones técnicas
 - capacitación
 - seguridad
 - e) Otros gastos
 - servicios administrativos
 - gastos generales de explotación
 - gastos comunes a distribuir
- a) Operación de las instalaciones: las instalaciones son explotadas según el programa del Despacho Unificado de Cargas

que permite la óptima utilización del sistema en su conjunto. Dentro de este concepto se agrupan todas las diversas operaciones tendientes a la concreción de este uso óptimo:

- Operación de los equipos
- Mantenimiento ligero y supervisión técnica local (limpieza, engrase, mediciones, ensayos, controles periódicos, etc.).
En general toda aquella tarea realizada con carácter periódico.
- Otros gastos de operación (personal, combustibles para equipos auxiliares, provisión de materiales especiales, etc.).

- b) Mantenimiento de las instalaciones: son los trabajos necesarios para salvar o prevenir cualquier disminución del rendimiento en los equipos.
- c) Controles técnicos: abarca todos los gastos provenientes de mediciones y ensayos realizados en las Centrales por los equipos del Servicio Regional o por equipos externos (estudios hidráulicos, ingeniería civil, mecánica, etc.).
- d) Otras funciones técnicas: comprende los gastos necesarios para la capacitación del personal, estudio y puesta en marcha de normas de seguridad, etc.
- e) Otros gastos:
 - e-1) Gastos de los servicios administrativos, contables, médicos, etc.
 - e-2) Gastos generales de explotación = cargas fiscales, seguros, etc.
 - e-3) Gastos comunes = gastos de personal comunes a todos o varios servicios, papelería, formularios, gastos de comunicación, alquileres, amortizaciones, etc.

10.1.2.2. RELACION EJEMPLIFICATIVA: ESQUEMA DE CUENTAS Y ORDENES DE TRABAJO

Base contable según esquema de cuentas

- Gastos de Explotación
- Generación de Energía Hidroeléctrica y por bombeo
- Operación
Supervisión e ingeniería de operación del agua para generación.
- Gastos de operación de Centrales hidroeléctricas y por bombeo - Parte hidráulica.
- Gastos de operación de Centrales hidroeléctricas y por bombeo - Parte eléctrica
- Gastos varios de operación de Centrales hidroeléctricas y por bombeo.
- Mantenimiento:
Supervisión y gastos indirectos de mantenimiento
- Mantenimiento de las obras civiles de las centrales de generación hidroeléctricas.
- Mantenimiento de diques, embalses y las vías acuáticas.
- Mantenimiento de la planta eléctrica.
- Mantenimientos varios.
- Otros gastos de Generación
Gastos generales de Generación.
- Gastos administrativos y generales
Todas las subcuentas.

Tareas a identificar por O.T.

- Operación:
 - . Operación de los equipos (se puede llegar a discriminar por unidad generadora).
 - . Mantenimiento ligero de operación
 - . Conducción y coordinación de operación
 - . Controles técnicos:
 - .. estudios y mediciones hidráulicas
 - .. estudios p/obras civiles
 - .. estudios y mediciones p/obras mecánicas
 - .. estudios y mediciones p/obras eléctricas
 - .. estudios y mediciones varias
- Mantenimiento:
 - Obras de toma, manejo y descarga de agua.
 - Obras en terrenos y vías de acceso a la central.
 - Construcciones principales (para personal, administración y centrales).
 - Material hidráulico de producción (turbinas, bombas, etc.).
 - Material eléctrico de producción (alternadores, generadores, etc.).
 - Tablero de mando, telecomunicaciones, y servicios auxiliares.
 - Obras de navegación y desvíos de agua.
 - Máquinas varias, útiles y mobiliario.
 - Mantenimientos no individualizados.

Base contable según esquema de cuentas

- Activo:
- Bienes de Cambio:
Trabajos a facturar a terceros
- Bienes de Uso:
- Obras en Curso de Elaboración
Generación = Hidroelectricidad.
Planta General.
Trabajos en talleres propios.

Tareas a identificar por O.T.

- Conducción y coordinación de mantenimiento.
- Gastos generales de Generación:
Gastos de dirección y administración de las unidades regionales y centrales.
Gastos Generales comunes de personal (vacaciones, ascensos, etc.).
Gastos financieros (costos del capital, amortizaciones e intereses).
Capacitación y seguridad.
Gastos generales varios, (según necesidades).
- Ampliación:
(Apertura idem mantenimiento).
- Trabajos reembolsables:
A facturar a terceros.
Costo de venta de Bienes de Uso.
- Trabajos de Taller:
(según detalle técnico).

La apertura de Ordenes de Trabajo comprenderá las unidades de análisis que se consideren útiles y que especialmente tiendan a lograr la discriminación geográfica que, actuando conjuntamente con el Sistema de Centros de Costos, permita complementar al Plan de Cuentas.

Los Gastos Generales de Generación pueden eventualmente dar motivo a Ordenes de Trabajo cuyo objetivo sea controlar alguno de sus conceptos o permitir un agrupamiento determinado.

10.1.2.3. RESTITUCIONES DEL SISTEMA DE ORDENES DE TRABAJO EN LA ENEE

Se deben respetar tres conceptos básicos:

- A) Adaptación a las necesidades del destinatario.
- B) Concepción de manera tal que permitan una gestión bivalente a corto y a mediano plazo (como base de futuras decisiones).
- C) Tender a instaurar el diálogo entre los diferentes niveles de gestión por el hecho de tratarse de documentos normalizados.

10.1.2.3.1. ORDENES DE TRABAJO DE EXPLOTACION

Se encara el análisis partiendo de los listados más detallados hasta los resúmenes sintéticos. Cada listado se presenta según el siguiente esquema:

- Nombre
- Contenido
- Nivel mínimo de análisis (unidad del organigrama analítico a la cual llega)
- Frecuencia de su emisión
- Circulación = Cantidad de ejemplares mínima y su distribución básica. Dentro de circulación cuando se dice área contable se refiere también al archivo del listado.

A) ORDENES DE TRABAJO DE TALLER (OTT)

Contenido: total de los gastos del mes con el detalle por naturaleza de cada uno.

Total de horas de Mano de Obra Directa imputadas.
Total acumulado hasta el mes de los gastos por su naturaleza y de las horas de Mano de Obra Directa correspondientes a todas las Ordenes de Taller (tanto las vigentes como las que se cierran en el mes).

Nivel mínimo de análisis: taller (en caso que éste sea Centro de Costos) o Centro de Costos que agrupe a varios talleres.

Frecuencia: mensual.

1 para responsable del taller
o Centro de Costos.

Circulación: 3 ejemplares

1 para Jefe del Servicio responsable del taller.
1 para área contable.

B) ORDENES DE TRABAJO INDIVIDUALIZADAS (OTI)

Este listado tiene dos aspectos:

- a) Recapitulativo para las cerradas en el mes.
- b) Acumulativo para las que siguen en vigencia al cierre del mes.

- a) Contenido: . Servicio y/o subgrupo responsable.
 . Nombre de la OTI y monto previsto del gasto total.
 . Detalle del trabajo y presupuesto del costo.
 . Total de gastos por mes desde su apertura hasta su cierre por naturaleza del gasto y totales horas Mano de Obra Directa insumidas por mes.
 . Total general de gastos por naturaleza del gasto y total general de horas Mano de Obra Directa.
 . Desvíos con el presupuesto.
- b) Contenido: . Servicio y/o subgrupo responsable.
 . Nombre de la OTI y monto previsto del gasto.
 . Total de gastos acumulados desde el comienzo del ejercicio, por naturaleza del gasto. En caso de abarcar más de un ejercicio se totaliza lo acumulado hasta el ejercicio anterior.
 . Total de gastos disponibles o excedidos sobre el presupuesto.

Nivel mínimo de análisis: Centro de Costos

Frecuencia de su emisión: mensual

Circulación: según sea el responsable de las OTI.

Jefe de Subgrupo

4 ejemplares . 1 para el Centro de Costos
 . 1 para el Jefe de Subgrupo
 . 1 para el Jefe de Servicio operación
 . 1 para el área contable

Jefe de Servicio Responsable

4 ejemplares . 1 para el Centro de Costos
 . 2 para el Jefe de Servicio Responsable
 . 1 para él
 . 1 para el responsable de la OTI dentro del Servicio
 . 1 para el área contable

C) ORDENES DE TRABAJO PERMANENTE (OTP)Contenido: Número de cada OT

Detalle del contenido de cada una

Monto del gasto acumulado mes a mes por naturaleza del gasto

Monto total de lo gastado en cada OT por naturaleza del gasto acumulado del ejercicio.

Nivel mínimo de análisis: Centro de CostosFrecuencia de la emisión: MensualCirculación:

4 ejemplares

- 1 para el responsable del Centro de Costos
- 1 para el Servicio del cual depende el Centro de Costos
- 1 para la Gerencia de Costos de la ENEE
- 1 para el área contable

La copia para la Gerencia de Costos es importante para la obtención de Costos promedios y marginales de operación para los grupos generadores, ya que se pueden abrir dos o más OT para cada grupo generador:

- 1 de operación
- 1 de mantenimiento

D) ORDENES DE TRABAJO EN GENERAL (OTI, OTT, OTP)Contenido: Número de cada OT

Total del gasto mensual por naturaleza del mismo.

Nivel mínimo de análisis: Centro de CostosFrecuencia: MensualCirculación:

3 ejemplares

- 1 para el responsable de Centro de Costos
- 1 para el Jefe del Subgrupo o Servicio del cual depende el Centro de Costos
- 1 para el área contable

E) ACUMULADO DE ORDENES DE TRABAJO EN GENERAL (OTI, OTT, OTP)Contenido: Total mes a mes de los Costos totales incurridos por naturaleza del gasto.

Total acumulado del ejercicio
 Total acumulado hasta el ejercicio anterior
 (órdenes de duración prolongada)
 Total general por cada Orden de Trabajo

Nivel mínimo de análisis: Centro de Costos

Frecuencia: Trimestral

Circulación:

1 para el responsable del Centro
 de Costos
 3 ejemplares 1 para el Jefe de Servicio o Subgrupo
 del cual depende el Centro de Costos
 1 para el área contable

F) ANALISIS DE GASTOS DE EXPLOTACION POR NATURALEZA - ANALITICO

Contenido: Gastos agrupados según los tres primeros dígitos
 de las OT
 Detalle de la cuenta y subcuenta e ítem contable
 Acumulado mes a mes durante todo el ejercicio por
 su naturaleza
 Comparación con las previsiones y determinación
 de desvíos

Nivel mínimo de análisis: Centro de Costos, con resúmenes con-
 centrados por Subgrupos y Servicios del Grupo Re-
 gional

Frecuencia: Mensual

Circulación:

1 Jefatura del Grupo Regional
 1 Jefe de Servicio de Explotación u
 otro Servicio
 4 ejemplares 1 Jefe del Subgrupo o Jefe del Servi-
 cio Responsable
 1 Area contable

G) ANALISIS DE GASTOS DE EXPLOTACION POR NATURALEZA - SINTETICO

Contenido: total de los gastos del grupo, uno y dos prime-
 ros dígitos de las OT, acumulados mes a mes por
 cuenta y sub-cuenta contable desde el comienzo
 del ejercicio. Se compara con los Presupuestos
 y se determinan las diferencias.

Nivel mínimo de análisis: Grupo Regional

10.1.2.3.2. ORDENES DE TRABAJO DE OBRAS DE AMPLIACION SEGUN PRESUPUESTOS

A) CONTROL DEL AVANCE DE OBRAS (OTI DE AMPLIACION)

Contenido: Designación del concepto de la partida presupuestaria
Detalle por OTI de gastos (propios y de terceros)
por naturaleza

Total mensual por OTI. Relación con el presupuesto

Total acumulado por año por OTI. Relación con el presupuesto

Total general acumulativo en caso de abarcar más de un ejercicio. Relación con el presupuesto.

Nivel mínimo de análisis: Centro de Costos

Frecuencia de emisión: Mensual

Circulación:

4 ejemplares

- 1 para el Centro de Costos.
- 1 para el Jefe del Servicio responsable del Centro de Costos
- 1 para el Servicio de Nuevas Obras
- 1 para el área contable

B) CONTROL DEL AVANCE DE OBRAS - SINTETICO

a) Contenido: Ordenes de Trabajo de ampliación correspondientes a cada Servicio. Se muestra acumulada, la situación de cada Orden mes a mes, en relación a la partida presupuestaria asignada:

- Crédito original
- Actualización
- Total utilizado
- Desvíos

Nivel mínimo de análisis: Servicio del Grupo

Frecuencia de emisión: Mensual

Circulación:

3 ejemplares

- 1 para el Jefe del Servicio
- 1 para el Jefe del Grupo
- 1 para el área contable

b) Contenido: Idem anterior pero resumido por Grupo Regional

Nivel mínimo de análisis: Grupo Regional

Frecuencia de emisión: Trimestral

Circulación:

4 ejemplares

1 para la Gerencia de la cual depende el Grupo

1 para la Jefatura del Grupo

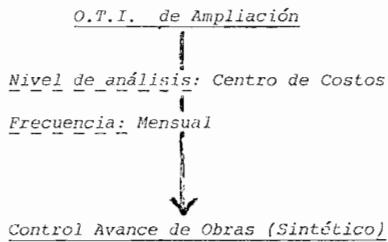
1 para el Servicio de Nuevas Obras

1 para el área contable

~~1 para el área contable~~

E. N. E. E.

ESQUEMA DE RESTITUCIONES DE ORDENES DE TRABAJO - AMPLIACION



a) Nivel de análisis: Servicio

Frecuencia: Mensual

b) Nivel de análisis: Grupo Regional

Frecuencia: Trimestral

10.1.3. EMPRESAS REGIONALES DE DISTRIBUCION Y ENTREGA DE ENERGIA ELECTRICA (ERDEEE)

10.1.3.1. GENERALIDADES

A continuación se exponen los principales conceptos que marcan una diferencia entre la E.N.E.E. y la E.R.D.E.E.E. en lo referente a Ordenes de Trabajo. Por lo que respecta al resto del Sistema, se entiende que prácticamente es aplicable a la empresa regional lo señalado para la nacional, con las pequeñas adaptaciones en lo referente a sus diferentes estructuras organizativas.

- La naturaleza de la actividad es totalmente distinta en el caso de la ERDEEE.
- Como consecuencia de lo anterior, varía el aspecto que se refiere a la relación entre las cuentas contables del esquema de cuentas y el código de OT correspondiente.
- En la empresa regional alcanzan mayor relieve las OTP, ya que una parte importante de las tareas son de tipo repetitivo; si se quiere hasta cierto punto standarizables:

- . Derivaciones
- . Conexiones
- . Mediciones
- . Ciertas intervenciones con los usuarios

- En la empresa regional distribuidora de energía adquieren relieve preponderante las tareas administrativo-comerciales propias del manejo de una nutrida clientela.

10.1.3.2. NATURALEZA DE LA ACTIVIDAD

Se detallan a continuación las principales tareas que desarrolla una ERDEEE y que servirán de base a su sistema de Ordenes de Trabajo.

CONCEPTO

APERTURA ANALITICA

A) DISTRIBUCION Y ENTREGA: PARTE TECNICAa) Construcciones

- . Edificación
- . Mantenimiento
 - preventivo
 - correctivo

Terrenos
Edificios y obra civil
Instalaciones
Planta eléctrica para:
.. Subestaciones
.. Cámaras de transformación (clasificadas por voltaje).

b) Cables y Servicios de Derivaciones y Conexiones

. Tendido de cables	{ aéreos subterráneos	
. Mantenimiento de cables	{ aéreos subterráneos	
. Realización de Servicios	{ aéreos subterráneos	
Derivaciones	Monofásicas	Por voltaje de las líneas:
Conexiones	Trifásicas	.. AT
	Para alumbrado público	.. MT .. BT
. Mantenimiento de Servicios	{ aéreos subterráneos	y para algunas líneas o casos particulares
Derivaciones	Monofásicas	
Conexiones	Trifásicas Alumbrado Público	

c) Desmantelamientos

{ Edificios e Instalaciones
Planta eléctrica
◀ Cables aéreos
Cables subterráneos
Varios

d) Otras Funciones de Distribución

{ Planeamiento de Actividades
◀ Desarrollo de nuevas obras
Varios

e) Medidores

{ Instalaciones
◀ Reparaciones
Recambios
Pruebas y certificaciones

f) Cambio de Equipos de Provisión de Energía a Usuariosg) Servicios Auxiliares

{ Almacenes
◀ Transportes
Procesamiento de Datos

B) SERVICIOS A CONSUMIDORES

- a) Puestas en Servicio
- b) Inspecciones
- c) Emergencias y Reclamos
- d) Estudios de Mercado
- e) Registros de Consumos
- f) Servicios Auxiliares

Almacenes
Transportes
Procesamiento de Datos

C) FACTURADO

- a) Lectura de Medidores
- b) Facturado
- c) Cuentas Corrientes de los Consumidores
- d) Gestión de Cobranzas
- e) Gestión de Morosos e Incobrables
- f) Servicios Auxiliares

Almacenes
Transportes
Procesamiento de Datos

D) ADMINISTRACION GENERAL

- a) Personal
- b) Contaduría y Finanzas
- c) Auditoría Interna
- d) Legales
- e) Compras
- f) Relaciones con la E.N.E.E.
- g) Organización, Métodos y Estudios de Trabajos
- h) Administración de Tarifas
- i) Auditoría Externa - Honorarios
- j) Servicios Varios
- k) Servicios Auxiliares

Almacenes
Transportes
Procesamiento de Datos

E) CAPACITACIONF) GASTOS GENERALES

- a) Alquileres
- b) Seguros
- c) Tasas

G) CONTRATISTAS

H) COSTOS DE VENTAS - TRABAJOS PARA TERCEROS

10.1.3.3. RELACION EJEMPLIFICATIVA: ESQUEMA DE CUENTAS Y ORDENES DE TRABAJO

Esquema Contable

GASTOS DE EXPLOTACION

Gastos de Transmisión

- Transformación Reductora de Voltaje
 - . Operación
 - . Mantenimiento

Gastos de Distribución

- Operación
- Mantenimiento

Gastos de Entrega-Parte Técnica

- Operación
- Mantenimiento

Gastos de Entrega-Parte Administrativa

- Cuentas de Clientes
- Atención de Clientes

Gastos de Comercialización

Gastos Administrativos y Generales

Todo el detalle anterior corresponde a las subcuentas que se discriminan en el Esquema de Cuentas - Costos por Procesos.

Tareas a Identificar por OT

Operación

De los equipos

- Conducción de operaciones
- Subestaciones de AT
- Líneas de AT
- Líneas de MT
- Centros de Transformación
- Líneas de BT
- Derivaciones
- Conexiones
- Medidores
- Instalaciones para clientes
- Controles técnicos y mediciones

Mantenimiento

- Conducción y coordinación de mantenimiento

- Edificios y Obras Civiles

- Planta eléctrica de Transformación

SS.EE.
Centros de Distribución Administrativos y Varios
Transformadores (clasificados por su capacidad)
Alternadores
Equipos de conexiones
Varios

Esquema Contable

ACTIVOS

Bienes de Cambio

- Trabajos a facturar a terceros

Bienes de Uso

- Obras en curso de Elaboración:

- . Distribución
- . Entrega
- . Planta General
- . Trabajos en Talleres Propios

Tareas a identificar por O.T.

- Cables { Aéreos } Discriminados
 { Subterráneos } por voltaje

- Derivaciones y conexiones { Monofásicas }
 { Trifásicas }

Medidores

Gastos Generales de Distribución

- Gastos Dirección y Administración General
- Gastos Financieros
- Gastos de Comercialización

Ampliación

- Inversiones en Activos Fijos:

- a) Tierras Para subestaciones y centros de transformación y por otros motivos operacionales
- Para oficinas administrativas
- Varios

b) Edificios: Idem Tierras

- c) Otros Equipos de Planta (transformadores, interruptores, etc.)
- Herramientas
- Cables y { aéreos }
 Servicios { subterráneos }
- Medidores
- Equipos de Procesamiento de Datos
- Equipos de Administración General
- Varios

Trabajos reembolsables

- Trabajos a facturar a terceros
- Costo de Ventas de Bienes de Uso

Trabajos de Taller: (según detalle técnico).

La apertura en Órdenes de Trabajo deberá abarcar las unidades de análisis que se consideren útiles (en ciertos casos individualizando unidades o conceptos y en otros agrupándolos), y especialmente tender a lograr la apertura geográfica necesaria que actúe conjuntamente con el Sistema de Centros de Costos como complemento del Plan de Cuentas.

Respecto a los Gastos Generales de Distribución, se incluyen como posibles fuentes generadoras de OT, ya que puede ser necesaria la especial individualización de uno o varios de sus conceptos integrantes.

10.1.3.4. RESTITUCIONES DEL SISTEMA DE OT EN LAS ERDEEE

Se destacan a continuación las variaciones a introducir en la circulación de cada listado enumerado para la ENEE. Dadas las características estructurales de la empresa regional, se considera adecuado asimilar el Centro de Costos de la empresa nacional a la Zona de la empresa regional

<u>Identificación del listado original</u>	<u>Circulación en la ERLEEE</u>
--	---------------------------------

10.1.3.4.1. Órdenes de Trabajo de Explotación

A) O.T.T.	1 Zona de la cual depende el taller
3 ejemplares	1 Departamento del cual depende la Zona
	1 Area Contable
B) O.T.I.	
a) Recapitulativo	1 Zona
3 ejemplares	1 Departamento responsable de Zona
(Dpto.zonificado)	1 Area Contable
b) Acumulativo	2 Departamento
3 ejemplares	1 para Jefatura
(Dpto.sin zonificar)	1 para responsable OTI. dentro departamento
	1 Area Contable

C) O.T.P.		1 Zona
	4 ejemplares	1 Departamento
		1 Departamento Costos
		1 Area Contable
D) O.T. de Explotación en General (OTT, OTI, OTP)	3 ejemplares	1 Zona
- Gastos mensuales		1 Departamento
		1 Area Contable
E) O.T. de Explotación en General (OTI, OTP OTT)	3 ejemplares	1 Zona
- Acumulado		1 Departamento
		1 Area Contable
F) Análisis de Gastos de Explotación por Naturaleza - Analí- tico -	4 ejemplares	1 Gerencia
		1 Departamento
		1 Zona
		1 Area Contable
Nivel de análisis: Zonas con resúmenes concentrados por departamentos		
G) Análisis de Gastos de Explotación por Naturaleza - Sinté- tico -	3 ejemplares	1 Dirección General: Ge- rencia de Control de Gestión
		1 Gerencia
		1 Area Contable
Nivel de análisis: Gerencias		

10.1.3.4.2. Ordenes de Trabajo - Obras de Ampliación

A) Control de Avance de Obras (OTI de Ampli- ación)	4 ejemplares	1 Zona
		1 Departamento
		1 Gerencia Desarrollo del Servicio
		1 Area Contable
B) Control de Avance de Obras - Sintético	a)	1 Departamento
a) Nivel de análisis: Departamen- to	3 ejemplares	1 Gerencia
		1 Area Contable

b) Nivel de análisis: Gerencia y

Total ERDEEE

1 Dirección General: Ge-
rencia de Control de
Gestión

b)

1 Gerencia Desarrollo del
Servicio

4 ejemplares

1 Gerencia

1 Area Contable

10.1.4. ESQUEMA CONCEPTUAL DE LOS COMPONENTES FINALES DEL COSTO DE LA
ORDEN DE TRABAJO (ENEE y ERDEEE).O.T. EXPLOTACIONO.T. AMPLIACION

- Mano de Obra	} Propia De Terceros	Ídem
Directa		
- Materiales	} De Almacenes Pro- pios Compras Directas	Ídem
Directos		
- Contratistas		
Directos		
- Gastos Directos	Ídem	
- Absorción de Gastos de:	} Ídem	
Almacenes		
Procesamiento Electrónico de Datos		
Transportes		
-	Gastos Indirectos	
	Activados	
-	Intereses Intercalarios	

En ninguno de los dos casos se incluyen como factores del costo las amortizaciones, los costos del capital y un mayor número de gastos indirectos distribuidos, por considerarse poco operable una clasificación de tal naturaleza con la exactitud requerida.

Los métodos de valuación de la mano de obra directa y los materiales de depósitos propios no se comentan en esta parte del trabajo, ya que se consideran suficientemente expuestos al tratarse el punto referente a los costos de una empresa de la República Argentina.

10.2. SISTEMA DE PLANEAMIENTO Y CONTROL DE COSTOS POR CENTROS DE COSTOS10.2.1. OBJETIVOS

- 1) Colaborar con la Dirección en la presupuestación y el control de los costos.
- 2) Permitir a la Alta Dirección el delegar autoridad operacional y responsabilidad a las Gerencias Subordinadas.
- 3) Registrar y mantener presupuestos que incluyen todos los costos de capital, de operación, de mantenimiento y de ampliación de activos fijos.
- 4) Registrar e informar acerca de los costos reales por factor de costo incurridos, así como por destino del gasto para cada unidad organizacional, indicando además las variaciones producidas con respecto a lo presupuestado.
- 5) Preparar detalladamente informes para cada nivel de Dirección.

La operación de un sistema de Centros de Responsabilidad requiere el establecimiento de Centros de Costos detallados por cada gerencia y basados en sus necesidades de colecta y control de costos por unidad organizacional. Todo gasto debe ser autorizado por un agente de la organización, y todo agente pertenece a algún centro de costos. En consecuencia, todo gasto va a estar asociado a un centro de costos. El total de gastos recogidos por los centros de costos debe ser igual al total de gastos que reflejan las cuentas contables. Las siguientes precisiones son fundamentales:

- Centro de Costos: unidad organizacional bajo el control de un responsable que puede decidir sobre el uso de recursos de la organización y su consecuente imputación final.
- Centros de Costos Acumuladores: actúan como receptores de los cargos reales que efectúan; es decir que no tienen capacidad o responsabilidad presupuestaria.
- Centros de Costos Presupuestarios: tienen responsabilidad presupuestaria por los gastos propios y por los de los centros acumuladores que de ellos dependen.

Se identifican los Centros de Costos mediante un código numérico.

Definiciones { Costo incurrido: lo es por factor de costo.
 { Costo imputado: lo es por destino del gasto o tarea realizada.

Cada Centro de Costos presupuestario se subdividirá (o no) en centros acumuladores si es requerido un mayor detalle de análisis, pero la responsabilidad presupuestaria va a estar establecida siempre a nivel de Centro Presupuestario. Los costos se recolectarán por Centro de Costos acumulador, pero la distribución de los datos siempre habrá de hacerse a nivel de Centro de Costos Presupuestario.

Los costos se habrán de presupuestar, acumular e informar en dos formas: en función de los factores del costo y por destino del gasto. Todo Centro de Costos habrá de presupuestarse en estas dos formas.

10.2.2. INFORMES A LOS CENTROS DE COSTOS

Cada Centro de Costos habrá de recibir informes detallados de los costos presupuestados e incurridos de sus operaciones. Cada nivel superior sucesivo al del Centro de Costos habrá de ir recibiendo informes de los mismos conceptos pero resumidos. Todos los gastos han de ser identificados por un concepto del gasto (por factor del costo), y deberán pertenecer a una categoría (gastos de operación, mantenimiento o ampliación de activos). Los gastos distribuidos (cargos por servicios específicos provistos por otro Centro de Costos) van a ser informados a cada Centro de Costos a continuación de los costos propios, pero no van a ser presupuestados por los centros receptores sino por los responsables del gasto. Ejemplo: Procesamiento de Datos, Transportes, Almacenes. Esto permite dividir a los gastos en Controlables y no Controlables por cada Centro de Costos. El sistema de Centro de Costos actúa en conjunto con el de Ordenes de Trabajo y el de Cuentas Contables (Costos por Proceso). El sistema deberá proveer información suficiente para permitir a la Dirección Superior delegar parte de su autoridad y responsabilidad para supervisar las operaciones presupuestarias de rutina de Gerencias y Departamentos, sin perder el control de los costos de la organización.

El sistema de Centros de Costos debe funcionar dentro del Sistema Presupuestario general de la organización: a) Presupuesto de inversiones; y b) Presupuesto de gastos. La aprobación de los gastos de rutina debe ser delegada a los niveles inferiores, siempre y cuando se ajusten a lo presupuestado. Cada Centro de Costos debe contar con un definido responsable de su manejo, para evitar la dilución de responsabilidades.

También es imprescindible un adecuado entrenamiento y capacitación para los encargados del manejo del sistema. La Dirección Superior se puede concentrar en el planeamiento y en el desarrollo de mejores decisiones de gestión, al no tener que ocupar su tiempo en controles de rutina. Los responsables de los Centros de Costos tendrán el total control de los costos de los organismos bajo su dependencia en un solo reporte que incluirá además las eventuales diferencias presupuestarias.

10.2.3. ELEMENTOS DE BASE PARA EL SISTEMA POR CENTROS DE COSTOS

a) Real

- Mano de Obra $\left\{ \begin{array}{l} \text{Liquidación de sueldos y jornales} \\ \text{Partes Mano de Obra Directa} \end{array} \right.$
- Vales de movimientos de materiales
- Facturas de proveedores y Certificados de Obra de Contratistas
- Comprobantes de gastos varios
- Provisos por el sistema contable $\left\{ \begin{array}{l} \text{Amortizaciones} \\ \text{Intereses} \\ \text{Cargas financieras} \end{array} \right.$

b) Presupuesto

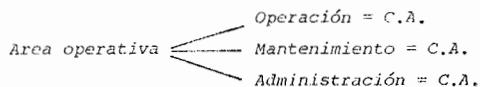
- Presupuesto de Gastos Anuales con base mensual $\left\{ \begin{array}{l} \text{por factor de costo} \\ \text{por destino del gasto} \end{array} \right.$

10.2.4. ENEE: EJEMPLOS DE CENTROS DE COSTOS

10.2.4.1. Acumuladores (C.A.): Subgrupo de Producción Térmica Convencional (P.T.C.)

(Ver organigrama ejemplificativo en el Capítulo 8)

Dentro de una central generadora importante cada una de las sub-áreas de:



Area operativa: cada una de las centrales pequeñas de generación que la componen = C.A.

Area Talleres de

Mantenimiento = C.A. Cada taller puede ser un C.A. en caso de definirse la necesidad.

Area Administrativa = C.A.

Area Movilidad = C.A.

Servicios del Grupo Regional

Administrativo: cada área = C.A.

Mantenimiento: cada área - taller = C.A.

10.2.4.2. Presupuestarios (C.P.): Subgrupo de Producción Terminal Convencional (P.T.C.)

(Según organigrama ejemplificativo en el Capítulo 8)

Area Operativa: Cada central generadora importante = C.P.

Area Operativa: Cada grupo operativo conjunto de pequeñas centrales generadoras = C.P.

Sub-grupo Regional: C.P.

Servicios del Grupo Regional

Cada uno de ellos = C.P.

Grupos Regionales = C.P.

Departamentos de las Gerencias = C.P.

Gerencias = C.P.

Direcciones=C.P.

10.2.5. ERDEEE: EJEMPLOS DE CENTROS DE COSTOS

10.2.5.1. Acumuladores (C.A.)

- Cada distrito dentro de las zonas operativas.

- Cada área o función dentro de un departamento, sin zonificar, que se defina. (Ejemplo: Subdivisiones dentro de Personal, Finanzas, Comercialización, etc.).

10.2.5.2. Presupuestarios (C.P.)

- Cada Subestación Transformadora A.T. = C.P.

- Cada zona operativa dentro de los departamentos zonificados = C.P.

- Todos los departamentos zonificados y sin zonificar = C.P.

- Todas las Gerencias = C.P.

10.2.6. CODIFICACION DEL SISTEMA DE CENTROS DE COSTOS

Ejemplos de Esquema basado en 5 dígitos (BNEE)

1er. Dígito	2do. Dígito	3er. Dígito	4to. y 5to. Dígitos
Dirección de Pertenencia	Gerencia de Dirección	Ubicación Geográfica	Nº correlativo de cada Centro de Costos
1 y 2 Producción	10 a 29	1 a 9 Grupos Regionales y 0 Sede Central	00 a 99
3 y 4 Transporte y Movimientos de Energía	30 a 49		
5 y 6 Investigación y Desarrollo	50 a 69		
7 y 8 Servicios Centralizados	70 a 89		
9 General	90 a 99		

10.2.7. ELEMENTOS DE GASTOS EN EL SISTEMA DE CENTROS DE COSTOS

Mano de Obra: Incluye todos los costos asociados con mano de obra full-time, part-time y temporaria empleados en la empresa.

- Sueldos
- Jornales
- Cargas sociales:
 - . Legales
 - . Contractuales o voluntarias de la empresa.
- Horas extra
- Tiempo improductivo

Materiales: Incluye todo gasto correspondiente a items adquiridos o consumidos en la operación, mantenimiento o ampliación de los elementos de la empresa. Incluye los combustibles empleados en la generación.

- Materiales provenientes de depósitos propios.
- Materiales provenientes de terceros.
- Combustibles, lubricantes y demás elementos para generación.
- Adquisiciones de bienes de uso.

Otros gastos: Todo otro concepto no incluido como mano de obra ni como materiales.

- Servicios profesionales contratados.
- Servicios de oficina contratados
- Servicios de explotación de Bienes de Uso
 - . Services ascensores
 - . Mantenimiento aire acondicionado
 - . Service edificios, etc.
- Servicios varios contratados con terceros
- Gastos de imprenta
- Tasas
- Alquileres
- Seguros
- Franqueos
- Consumos internos de energía y combustibles
- Donaciones
- Movilidad
- Impuestos
- Amortizaciones

- Intereses
- Costos del capital propio
- Costos distribuídos:
 - . Procesamiento de datos
 - . Transportes
 - . Almacenes

Los costos distribuídos se acumulan en los Centros de Costos correspondientes y luego se prorratan y distribuyen entre los distintos Centros de Costos responsables.

Gastos de Depósitos: Costos de operación de los depósitos, manejo de materiales, distribución interna, etc. Incluye también las diferencias de inventario. Se apropian en función de los materiales consumidos por cada Centro de Costos receptor.

Gastos de Transportes: Costos de operación y mantenimiento de las flotas de vehículos de la empresa. Se apropian en función de los Km. recorridos o de las horas dedicadas a cada Centro de Costos receptor.

Centros de Cómputos: Costos de operación y mantenimientos de los Centros de Computación. Se prorratan en función de las horas de uso dedicadas a cada Centro de Costos o por facturación interna.

10.2.8. RESTITUCIONES DEL SISTEMA DE CENTROS DE COSTOS

10.2.8.1. Centro de Costos Presupuestarios

Mensualmente recibirán un listado con el total de gastos del mes por naturaleza del mismo y por destino del gasto (ver modelos conceptuales adjuntos).

Para el caso de Centros de Costos Presupuestarios que acumulan Centros de Costos acumuladores, recibirán un listado por los conceptos propios y otro que incluya los gastos de cada uno de los Centros de Costos acumuladores bajo su responsabilidad.

= La Gerencia de Costos - Nivel Central - deberá recibir anualmente:

- *Total de gastos reales acumulados por Centro de Costos:*
 - a) *por destino del gasto*
 - b) *por factor de costo*
- *Idem para cada Central, Grupo de Centrales, Talleres de mantenimiento, Administración y Movilidad de cada Subgrupo Regional.*
- *Idem para cada Servicio del Grupo Regional.*
- *Idem total por cada Gerencia.*
- *Idem total por cada Dirección.*
- *Conciliación final al cierre de cada Ejercicio.*

Total gastos acumulados *Total de gastos imputados*
por cada Centro de Costos = *por cuentas contables*

10.2.8.2. COSTOS INCURRIDOS

A) Centros de Costos

Ejemplo: Centro de Costos "A"

Cargos del mes			F A C T O R D E C O S T O	Acumulado del año			Presupuesto Total Anual
P	R	D	<u>Gastos Directos</u>	P	R	D	xxx
r	e	i	Mano de Obra (abierto según	r	e	i	xxx
c	a	f	sus distintos conceptos)	e	a	f	xxx
s	l	e	Total Mano de Obra	s	l	e	xxx
u	e	r		u	e	r	===== xxx
p	s	e	Materiales (abierto según	p	s	e	xxx
u		n	sus distintos conceptos)	u		n	xxx
e		c		e		c	xxx
s		i	Total materiales	s		i	xxx
t		a		t		a	===== xxx
a		s	Otros Gastos (abierto según	a		s	xxx
d			sus distintos conceptos)	d			xxx
o				o			xxx
s			Total Otros Gastos	s			===== xxx
xx	xx	xx	Total Gastos Directos	xx	xx	xx	xxx
			<u>Gastos Absorbidos</u>				
-	xx	-	Transportes	-	xx	-	-
-	xx	-	Procesamiento de datos	-	xx	-	-
-	xx	-	Almacenes y Depósitos	-	xx	-	-
-	xxx	-	Total Gastos Absorbidos	-	xxx	-	-

TOTAL GENERAL CENTRO DE COSTOS "A"

En el caso de Centros de Costos Acumuladores, la parte correspondiente a Presupuestos y a Diferencias va totalmente en blanco.

B) Resúmenes para Centros de Costo Superiores

B-a) Jefatura del Departamento o Grupo Regional

M A N O D E O B R A

Cargos del mes Acumulado del año

Centro de Costos:

P	R	D	"A" Costos di-	P	R	D	
r	e	i	rectos + Absor	r	e	i	
e	a	f	bidos	e	a	f	
s	l	e	-----	s	l	e	La apertura es
u		r	"B" Idem	u		r	igual para Mate-
p		e		p		e	riales y Otros
u		n		u		n	Gastos
e		c		e		c	
s		i		s		i	
t		a		t		a	
a		s		a		s	
d				d			
o				o			

Listados totales de los Centros de Costos bajo su dependencia.

B-b) Gerencias: Listados totales de los Departamentos y Grupos Regionales bajo su dependencia. La apertura es igual que para las Jefaturas de Departamento, pero en lugar de totales por Centro de Costos tiene totales por Departamento o Grupo Regional.

B-c) Direcciones: Listados totales de las Gerencias bajo su supervisión. La apertura es igual que para las Gerencias, pero en lugar de totales por Departamentos tiene totales por Gerencias.

En el caso de las ERDEEE, se llega a este nivel como el máximo para las restituciones.

B-d) Dirección General: (o quien ésta designe): Listados totales de las Direcciones bajo su supervisión. La apertura es similar a las anteriores, pero incluyendo los totales por cada Dirección de los Costos Directos solamente (no de los absorbidos) para tener un total por la empresa sin duplicar la consideración de los gastos absorbidos.

10.2.8.3. COSTOS IMPUTADOS

A) Centro de Costos

Ejemplo: Centro de Costos "A"

Cargos del mes			Tipo de tareas	Acumulado del año			Presupuesto total anual
P	R	D	<u>Ampliación</u>	P	R	D	
r	e	i	Mano de Obra	r	e	i	xx
e	a	f	Materiales	e	a	f	xx
s	l	e	Otros Gastos	s	l	e	xx
u		r	Total Ampliación	u		r	xxx
p		e	<u>Operación</u>	p		e	
u		n	Mano de Obra	u		n	xx
e		c	Materiales	e		c	xx
s		i	Otros Gastos	s		i	xx
t		a	Total Operación	t		a	xxx
a		s	<u>Mantenimiento</u>	a		s	
d			Mano de Obra	d			xx
o			Materiales	o			xx
			Otros Gastos				xx
			Total Mantenimiento				xxx
xx	xx	xx	Total Centro de Costos "A"	xx	xx	xx	xxx

Este análisis no abarca los gastos absorbidos por cada Centro de Costos, ya que para ello habría que prorratear los conceptos recibidos de otras áreas entre las tareas desarrolladas, lo cual originaría un gran trabajo administrativo que no se justificaría, existiendo el análisis anexo por Factor del Costo.

B) Resúmenes para Centros de Costos superiores

B-a) Jefatura del Departamento o Grupo Regional: Listado incluyendo todos los Centros de Costos bajo su dependencia.

Para operación y mantenimiento la apertura es igual.

10.3. SISTEMA DE CONTROL DE GESTION - RESUMEN DE RESTITUCIONES

10.3.1. E.N.E.E.

<u>Nivel Jerárquico</u>	<u>Contenido del informe</u>
Alta Dirección	<p>-Gastos totales mensuales y acumulados de cada una de las Direcciones por naturaleza del gasto y por tipo de tareas. Comparación con el presupuesto y determinación de desvíos.</p> <p>-Gastos totales mensuales y acumulados de cada una de las Gerencias por naturaleza del gasto y por tipo de tarea. Comparación con el presupuesto y determinación de los desvíos.</p>
Gerencias	<p>-Gastos totales mensuales y acumulados de los Departamentos y de los Grupos Regionales bajo su dependencia por naturaleza del gasto y por tipo de tareas. Comparación con el presupuesto y determinación de desvíos.</p> <p>-Control del Avance de Obras de Ampliación por cada Grupo Regional. Relación con la partida presupuestaria asignada y determinación de los desvíos producidos.</p> <p>-Gastos totales de explotación por cada Grupo Regional acumulado a nivel de cuentas y sub-cuentas por naturaleza del gasto. Comparación con el presupuesto y determinación de desvíos.</p>
Grupo Regional o Departamento	<p>-Gastos de Explotación totales del Grupo Regional a nivel de cuentas, sub-cuentas e items contables por naturaleza del gasto. Comparación con el presupuesto y determinación de desvíos.</p> <p>-Control del Avance de Obras de Ampliación. Relación con la partida presupuestaria asignada y establecimiento de los desvíos.</p> <p>-Detalle del total de gastos mensuales y acumulados de los centros de costos bajo su dependencia por tipo de tareas y naturaleza del gasto. Comparación con el presupuesto y determinación de los desvíos.</p>

Servicio del
Grupo
Regional o
Sub-Grupo
Regional

-Total mensual de gastos de las Ordenes de Trabajo de Explotación por naturaleza del gasto (OTT, OTI y OTP).
-Idem anterior pero acumulado mes a mes.

Centro de
Costos

-Listado de OT Permanentes: de Explotación y de Activo.
-Listado de OT Individualizadas de Explotación.
-Listado de OT de Taller (cuando corresponda).
-Listado de OT Individualizadas de Ampliación correspondientes al Control de Avance de Obras.
Todos los listados anteriores incluyen totales mensuales y acumulados del Ejercicio por naturaleza del gasto. También incluyen totales de Hora^ñ de Mano de Obra Directa empleada. En los casos en que existe, se compara con el presupuesto y se determinan los desvíos producidos.
-Listados totales mensuales y acumulados del ejercicio de Ordenes de Trabajo.
-Listado de costos incurridos (por factor del costo) y costos imputados (por destino del gasto), clasificados en controlables y no controlables para el Centro de Costos. Comparación con los montos presupuestados y determinación de los desvíos. Totales mensuales y acumulados del ejercicio.

10.3.2. E.R.D.E.E.E.

Nivel
jerárquico

Contenido del informe

Dirección

-Gastos totales mensuales y acumulados del ejercicio de cada una de las Gerencias bajo su dependencia, clasificados por naturaleza del gasto y por tipo de

tareas. Comparación con el presupuesto y determinación de los desvíos.

-Control sintético del Avance de Obras de Ampliación por Gerencia. Relación con las partidas presupuestarias y determinación de los desvíos.

-Análisis acumulado de los gastos de explotación por naturaleza del gasto a nivel de cuenta y sub-cuenta contable por Gerencia. Comparación con el presupuesto y determinación de desvíos.

Gerencias

-Gastos totales mensuales y acumulados del ejercicio de los Departamentos bajo su dependencia ordenados por tipo de tareas y por factor de costo. Comparación con el presupuesto y determinación de desvíos.

-Control del Avance de Obras de Ampliación de la Gerencia clasificadas por Departamentos. Relación con la partida presupuestaria asignada. Determinación de los desvíos producidos.

-Análisis de los gastos de explotación por naturaleza de los mismos, hasta el nivel de ítem contable, clasificados por Zonas y Departamentos. Comparación con el Presupuesto y determinación de desvíos.

Departamento

-Detalle del total de gastos de los Centros de Costos bajo su dependencia, por tipo de tareas y naturaleza del gasto. Comparación con el Presupuesto y determinación de desvíos. Totales mensuales y acumulados del Ejercicio.

-Análisis de gastos de explotación totales por Zonas del Departamento, llevados a nivel de ítem contable. Comparación con el presupuesto y determinación de desvíos (copia del que recibe la Gerencia correspondiente).

-Totales de Ordenes de Trabajo de Explotación en general. Mensual y acumulado del ejercicio (copia del que reciben las Zonas respectivas).

-Control del Avance de Obras (OTI de Ampliación). Por Zonas y total del Departamento. Comparación con el presupuesto y determinación de desvíos (copias de los que reciben la Gerencia y las Zonas correspondientes).

Zona

-Lista de OT de Taller (si corresponde).

-Lista de OT Permanentes: de Explotación y de Activo.

-Lista de OT Individualizadas de Explotación.

-Lista de OT Individualizadas de Ampliación (Control de Avance de Obras).

-Listados totales - mensuales y acumulados del ejercicio - de OTT, OTP y OTI. Los totales de gastos se presentan por naturaleza y corresponden a los cargos del mes y lo acumulado hasta ese mes. Se incluyen totales de horas de Mano de Obra Directa por OT.

Se compara con los montos presupuestados (cuando existen) y se determinan los desvíos.

-Listado de costos incurridos y costos imputados - controlables y no controlables - por cada Zona. Totales mensuales y acumulados hasta el mes. Comparación con el presupuesto y determinación de los desvíos.

CAPITULO 11 - COSTOS Y TARIFAS

I N D I C E

	<u>PAGINA</u>	
11.1	Costos por procesos - ENEE y ERDEEE	299
11.1.1.	Generalidades y objetivos	299
11.1.2.	Orden de distribución	301
11.1.2.1.	Gastos comunes de explotación específicos	301
11.1.2.2.	Gastos comunes de explotación generales	302
11.1.2.3.	Planta general	302
11.1.3.	Tratamiento del D.U.C.	305
11.1.4.	Gastos por procesos detallados	306
11.2.	Costos y base tarifaria - ENEE y ERDEEE: Propuesta para el tratamiento de los costos y su aplicación a tarifas	310
11.2.1.	Pasos para su procesamiento	310
11.2.1.1.	Funcionalización de costos	310
11.2.1.2.	Clasificación de costos	310
11.2.1.2.1.	Generación y transporte	310
11.2.1.2.2.	Distribución y entrega	311
11.2.1.2.3.	Clasificación contable de los gastos para la base tarifaria	313
11.2.1.3.	Apropiación de los costos	315
11.2.2.	Tarifas para transferencias de energía eléctrica	317
11.2.2.1.	E N E E	317
11.2.2.2.	E R D E E E	319

E S Q U E M A P R O P U E S T O

CAPITULO 11 - COSTOS Y TARIFAS

G R A F I C O S

	<u>PAGINA</u>
11 A Prorrateo de gastos comunes de explotación y de planta general	304
11 B ENEE: Despacho Unificado de Cargas	305
11 C ENEE: Resumen de prorrateos	307
11 D Clasificación de costos para tarifas	312
11 E Esquema del tratamiento de los costos como base tarifaria	316

E S Q U E M A P R O P U E S T O

CAPITULO 11 - COSTOS Y TARIFAS

11.1. COSTOS POR PROCESOS - ENEE y ERDEEE

11.1.1. GENERALIDADES Y OBJETIVOS

El objetivo fundamental al obtener un costo por procesos es el de proveer una buena base tarifaria mediante una correcta funcionalización de los costos.

La guía básica para obtener estos costos será el Plan de Cuentas de la empresa, cuyo esquema ya se ha propuesto y su procesamiento se realizará extracontablemente. El resultado final del análisis será el siguiente:

a) Llegar a un costo total por cada etapa principal del proceso eléctrico:

- . Producción
- . Transmisión
- . Distribución
- . Entrega

b) Brindar la posibilidad dentro de cada una de ellas, de presentar un análisis por:

- . Tipo de generación
- . Líneas de transporte según voltaje (AT)
- . Subestaciones de transformación según voltaje (de AT a MT)
- . Líneas y centros de transformación según voltaje (de MT a BT)
- . Procesos de la etapa de entrega

Las características principales del proceso eléctrico desde el punto de vista del costo son las siguientes:

- Un solo producto final sin subproducto
- Un solo departamento productivo
- Un proceso productivo instantáneo
- Una serie de departamentos distribuidores
- La carencia de movimientos de existencias finales e iniciales de productos elaborados.

Según el esquema que se desarrolla en este trabajo, se debe visualizar el enfoque desde dos ángulos:

- A) Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE)
- B) Empresas Regionales de Distribución y Entrega de Energía Eléctrica (ERDEEE)

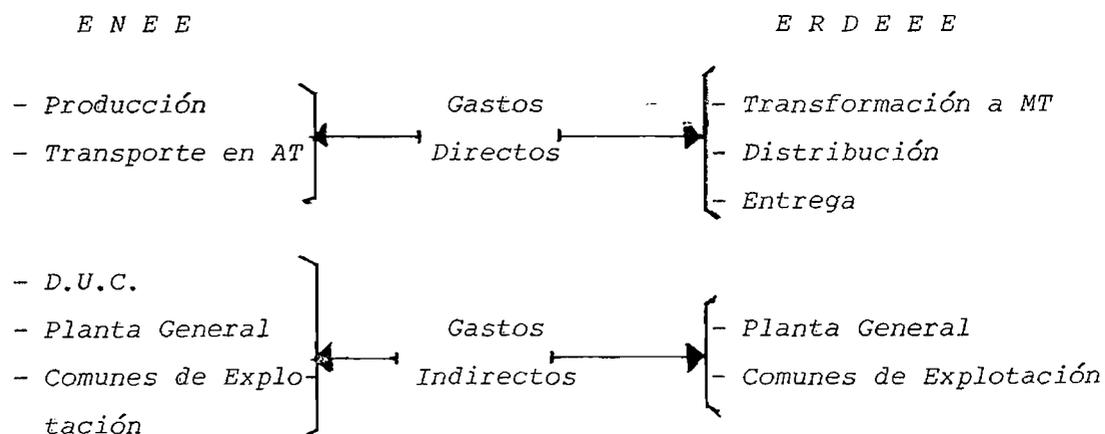
De acuerdo con el Esquema de Cuentas propuesto, se encuentran los gastos acumulados por etapas del proceso productivo y por sus características según el siguiente detalle:

Gastos de:

- . Producción
- . Despacho Unificado de Cargas
- . Transmisión
- . Distribución
- . Entrega
- . Planta General
- . Comunes de Explotación

Dentro de cada uno de los subrubros que conforman estos procesos se encuentra la apertura correspondiente a los Factores de Costo que integran el gasto.

Al adaptar el esquema anterior a la organización administrativa propuesta para el sistema eléctrico, se tiene que:



El objetivo final será llegar a un costo por procesos que permita concentrar los gastos en:



Para ello es necesario distribuir los gastos indirectos sobre los directos siguiendo algunos criterios que se explicitan a continuación.

11.1.2. ORDEN DE DISTRIBUCION

Normalmente se basa en el criterio de mayor a menor generalidad del concepto distribuido, así como también se debe tomar en cuenta la reciprocidad de prestaciones de servicios para evitar círculos viciosos. En este caso se adopta el criterio de distribuirlos según el orden que se describe más adelante.

TRATAMIENTO DE LAS PERDIDAS: Como premisa básica se establece que las pérdidas y consumos internos que se producen en los procesos considerados han de ser siempre incluidas disminuyendo los denominadores del costo (Kw y Kwh), a efectos de simplificar su tratamiento.

11.1.2.1. GASTOS COMUNES DE EXPLOTACION ESPECIFICOS

- a) Almacenes y Depósitos
- b) Flota de Transporte
- c) Procesamiento Electrónico de Datos

Esto se hace así aún cuando es aceptable la idea que estos servicios reciben cargos de la Planta General. Pero como se suponen mayores los servicios brindados que los recibidos por parte de ese sector Planta General, se opta por distribuirlos en primer término.

Es conveniente destacar aquí, que de acuerdo con lo establecido, una porción de los gastos de estos servicios indirectos deberán **ACTIVARSE** como parte de los gastos indirectos activables. Es por ello que el esquema se presenta así:

a) Gastos de Transporte y Movilidad: Se apropian a las distintas etapas directas e indirectas en función de las horas de servicios dedicadas a cada sector requirente. También se puede optar por la facturación interna de servicios.

b) Almacenes y Depósitos: En función de los vales despachados para los distintos sectores. Un factor que también podría tenerse en cuenta sería el de los materiales consumidos por los sectores, pero esto atrasaría los procedimientos y los complicaría, y se entiende que no daría proporcionalmente un resultado más beneficioso.

c) Procesamiento Electrónico de Datos (P.E.D.): Se sigue aquí el criterio de establecer un sistema de absorción por horas-má-

quina dedicadas al procesamiento de las informaciones de los distintos sectores. Aquí también se puede pensar en un sistema alternativo de facturado interno del servicio.

Esta distribución de gastos se hace en concordancia con el Sistema de Centros de Costos y lo detallado en el punto pertinente del esquema de Cuentas - tratamiento de ciertos conceptos especiales. Para simplificar los cálculos se puede optar en un primer paso por distribuir solo los Costos Directos de estos servicios, dejando para apropiar como parte de Planta General los costos indirectos, las amortizaciones y los costos del capital. En una segunda etapa se pueden incluir todos los Gastos Comunes de Explotación Específicos como total a prorratear.

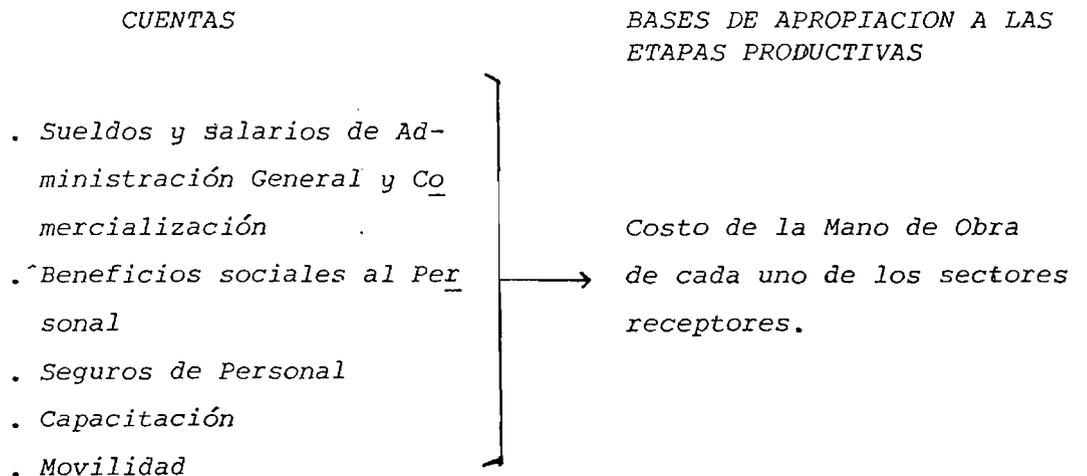
11.1.2.2. GASTOS COMUNES DE EXPLOTACION GENERALES

Se puede incluir aquí el caso de algún taller que comprenda dos etapas, o alguna repartición que preste servicios compartidos. Se entiende que deberán ser pocos los casos aquí comprendidos y su distribución se efectuará según la siguiente propuesta:

- a) Si es un servicio identificable con dos o tres etapas, se prorratean sus gastos de operación y mantenimiento tomando en cuenta los gastos de operación y mantenimiento de las etapas receptoras.
- b) Si no es identificable con algunas de las etapas, se distribuirá entre todas siguiendo el mismo criterio antes mencionado.

11.1.2.3. PLANTA GENERAL

Este es el caso más complejo, ya que abarca una serie de servicios y gastos disímiles y no es posible trabajar con una base única de prorrateo lo suficientemente exacta. Es por ello que se debe discriminar su contenido y tratarlo separadamente. Tomando como base el Esquema de Cuentas Propuesto se tiene:



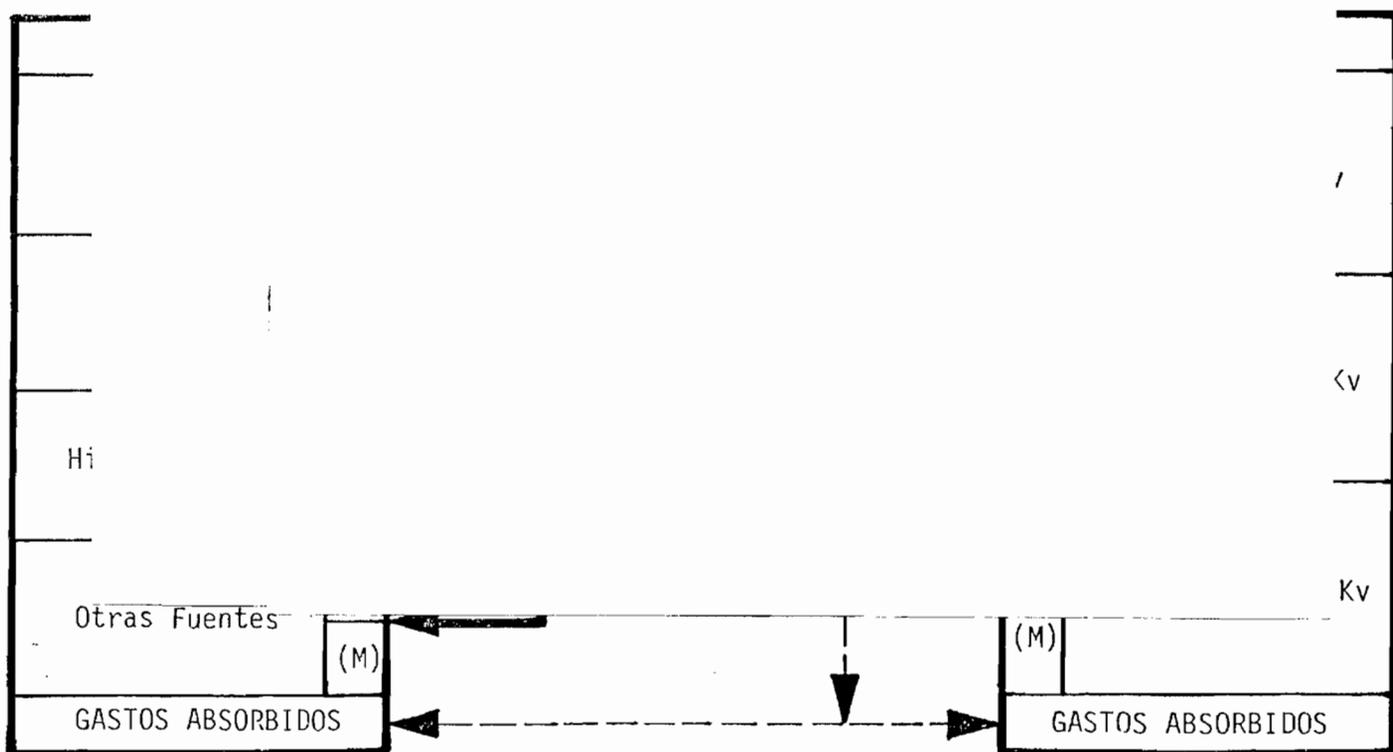
. Impuesto a la venta de Energía eléctrica	→	Se apropia a la etapa de Entrega
. Seguros sobre propiedades	→	Superficie ocupada por cada sector receptor
. Impuestos sobre propiedades	→	Superficie ocupada por cada sector receptor
. Amortizaciones		Monto de los conceptos idénticos correspondientes a cada sector receptor
. Costos del Capital	→	Monto de los conceptos idénticos correspondientes a cada sector receptor
. Gastos de Publicidad	}	Corresponden a las ERDEEE únicamente y se prorratean en función de los totales de egresos en Mano de Obra, Materiales y gastos de cada etapa
. Gastos de Promoción de Ventas y Demostraciones		
. Gastos varios de comercialización		
. Suministros y gastos de oficina	}	Se apropian según los totales de Materiales y Otros Gastos que correspondan a cada una de las etapas
. Contratistas de Administración Central		
. Honorarios		
. Impuestos (saldo no imputado)		
. Franquicias, derechos y regalías pagadas		
. Alquileres		
. Gastos varios de Administración Central		
. Intereses pagados	}	Se apropian en función de los requerimientos de financiación externa que corresponden a cada etapa, según el cronograma de obras
. Comisiones y sellados pagados		
. Gastos financieros varios		
. Gastos de Mantenimiento de Planta General	→	Se apropian en función de los gastos de mantenimiento de cada una de las etapas receptoras
. Gastos comunes de Explotación recibidos por apropiación	→	Se apropian a cada etapa en función de los mismos gastos recibidos por cada una de ellas

También aquí parte de los Gastos de Planta General van a ser Activados como coadyuvantes al proceso de ampliaciones de cada empresa. Esta activación se realiza conforme a las bases establecidas.

11.1.3. TRATAMIENTO DEL D.U.C.

En el caso de la ENEE se presenta el tratamiento del Despacho Unificado de Cargas (D.U.C.), que se podría definir como un Servicio Productivo Indirecto, y que se debe prorratear entre la

tro
ner
es
eja-
enera-
es
su-
ón
ide-



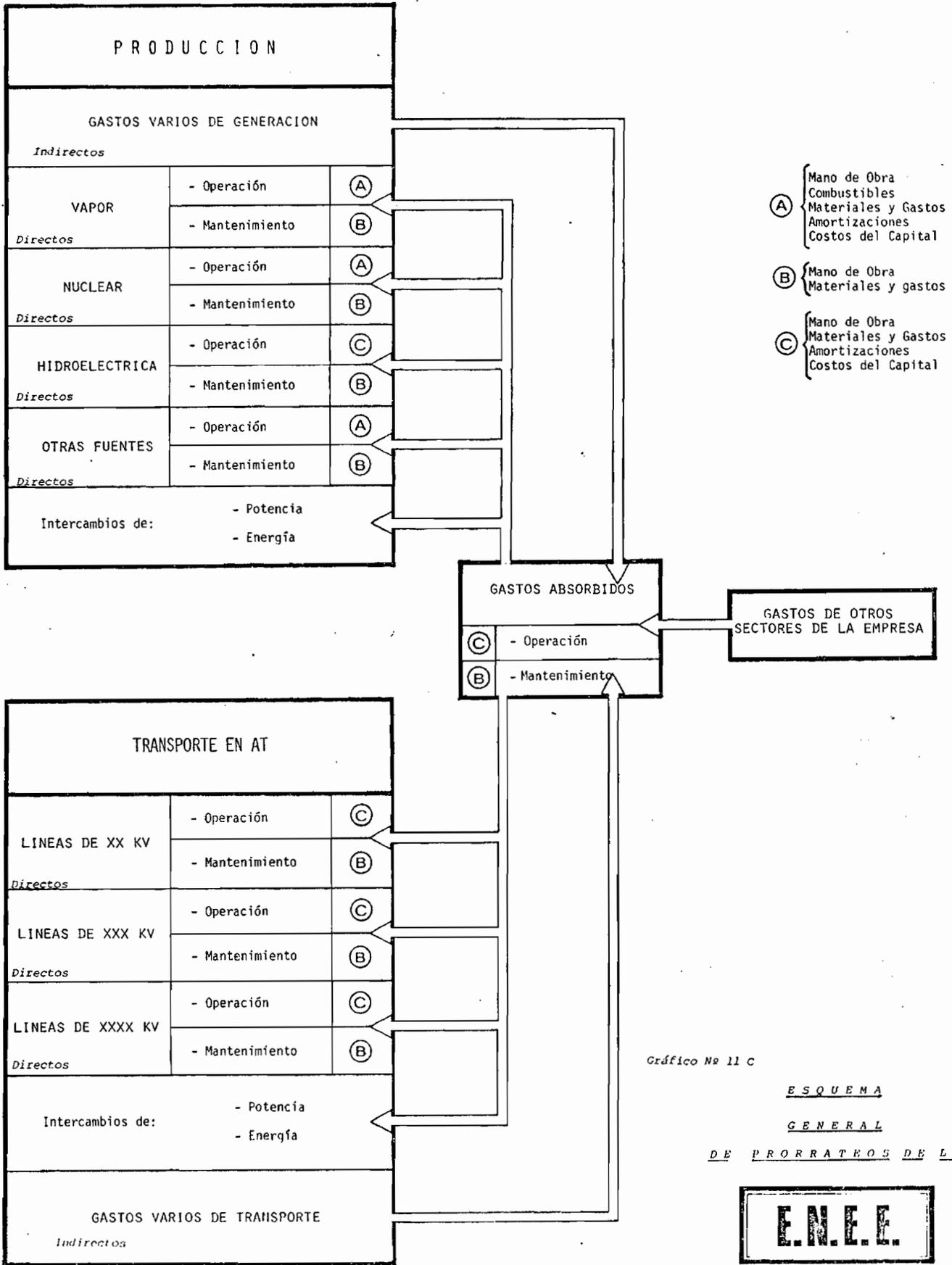


Gráfico Nº 11 C

ESQUEMA
GENERAL
DE PRORRATEOS DE LA



Del Gráfico Nº 11 C se concreta lo siguiente:

E. N. E. E.

PRODUCCION		TRANSPORTE EN AT	
<u>Vapor:</u>		<u>Líneas de:</u>	
Operación	Directos	Discrimina-	
	Absorbidos	dos por fac	XX Kv ⊕
Mantenimiento	Directos	tor del cos	
	Absorbidos	to	XXX Kv ⊕
<u>Nuclear:</u>		<u>Intercambio de:</u>	
Operación	Directos	Idem	- Potencia
	Absorbidos	Vapor	- Energía
Mantenimiento	Directos		⊕ <u>Apertura de cada rubro:</u>
	Absorbidos		Idem Producción a Vapor
<u>Hidroeléctrica:</u>			
Operación	Directos	Idem	
	Absorbidos		
Mantenimiento	Directos	Vapor	
	Absorbidos		
<u>Otras Fuentes:</u>			
Operación	Directos	Idem	
	Absorbidos		
Mantenimiento	Directos	Vapor	
	Absorbidos		
<u>Intercambio de:</u>			
Potencia			
Energía			

En las ERDEEE se tiende a obtener un costo por:

- Subestaciones transformadoras a media tensión clasificadas por el voltaje de operación.
- Líneas de Distribución Primaria según voltaje operativo.
- Transformación a Baja Tensión.
- Distribución secundaria en Baja Tensión.
- Proceso de Entrega:

- . *Faz técnica:*
 - .. *Servicios a clientes*
 - .. *Medidores*

- . *Faz administrativa:*
 - .. *Lectura de medidores*
 - .. *Cuentas corrientes y facturación*
 - .. *Cobranza y control de cobranza*
 - .. *Impuestos directos de la venta de energía*

Se considera conveniente en las etapas de Entrega mantener discriminados los Impuestos Directos a la Venta de Energía.

11.2. COSTOS Y BASE TARIFARIA - ENEE Y ERDEEE: PROPUESTA PARA EL TRATAMIENTO DE LOS COSTOS Y SU APLICACION A TARIFAS

La siguiente es la conclusión que sobre el punto se adopta para el presente trabajo tomando como base lo expuesto en los puntos pertinentes.

11.2.1. PASOS PARA SU PROCESAMIENTO

11.2.1.1. Funcionalización de Costos: Según el esquema propuesto de COSTOS POR PROCESOS.

11.2.1.2. Clasificación de Costos: Se proponen las siguientes conclusiones:

11.2.1.2.1. GENERACION Y TRANSPORTE

a) Costo de Combustible: Variable 100%. Relacionado totalmente con la Energía. (Fundamentalmente la elección se basa en una simplificación del cálculo. Se piensa que al avanzar la aplicación del presente esquema, se puede llegar a aplicar un concepto técnicamente más correcto en el tratamiento de los combustibles).

b) Costo de Operación: Para todos los tipos de generación:
 - Mano de Obra: 100% fijo (relacionado con la Demanda).
 - Materiales y Otros Gastos: 100% variable (relacionados con la Energía).

c) Costo de Mantenimiento:

	Centrales Térmicas y Nucleares = 100% fijo. <u>Demanda</u>
- Mano de Obra	Centrales Turbo Gas y Diesel Oil= 100% variable. <u>Energía</u>
- Materiales y Gastos	Centrales Hidroeléctricas. Mantenimiento de las represas = 100% <u>Energía</u> Mantenimientos restantes = 100% <u>Demanda</u>

d) Costo de energía y/o potencia comprada: según se facture:

Potencia: Demanda y Energía

Energía: Energía

e) Inversiones en planta generadora y costos del capital: se relacionan directamente con la necesidad de la planta en función de su capacidad = Demanda. Salvo el caso de la energía hidroeléctrica, donde se debe asignar un costo a la materia prima (ver 11.2.1.2.3.).

- f) Transporte: En general son costos fijos de Demanda. Los equipos de transmisión se construyen para una carga máxima y no dependen de la energía transportada.
- g) Despacho de Cargas = Costos de Demanda.

11.2.1.2.2. DISTRIBUCION Y ENTREGA

Sus costos se pueden ordenar de la siguiente manera:

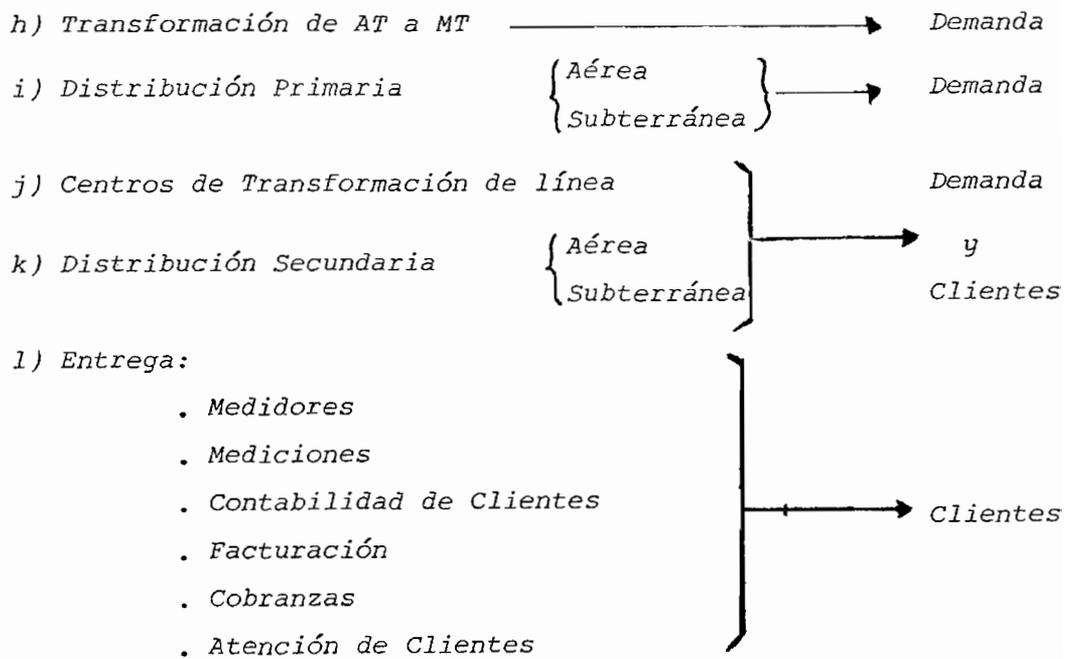
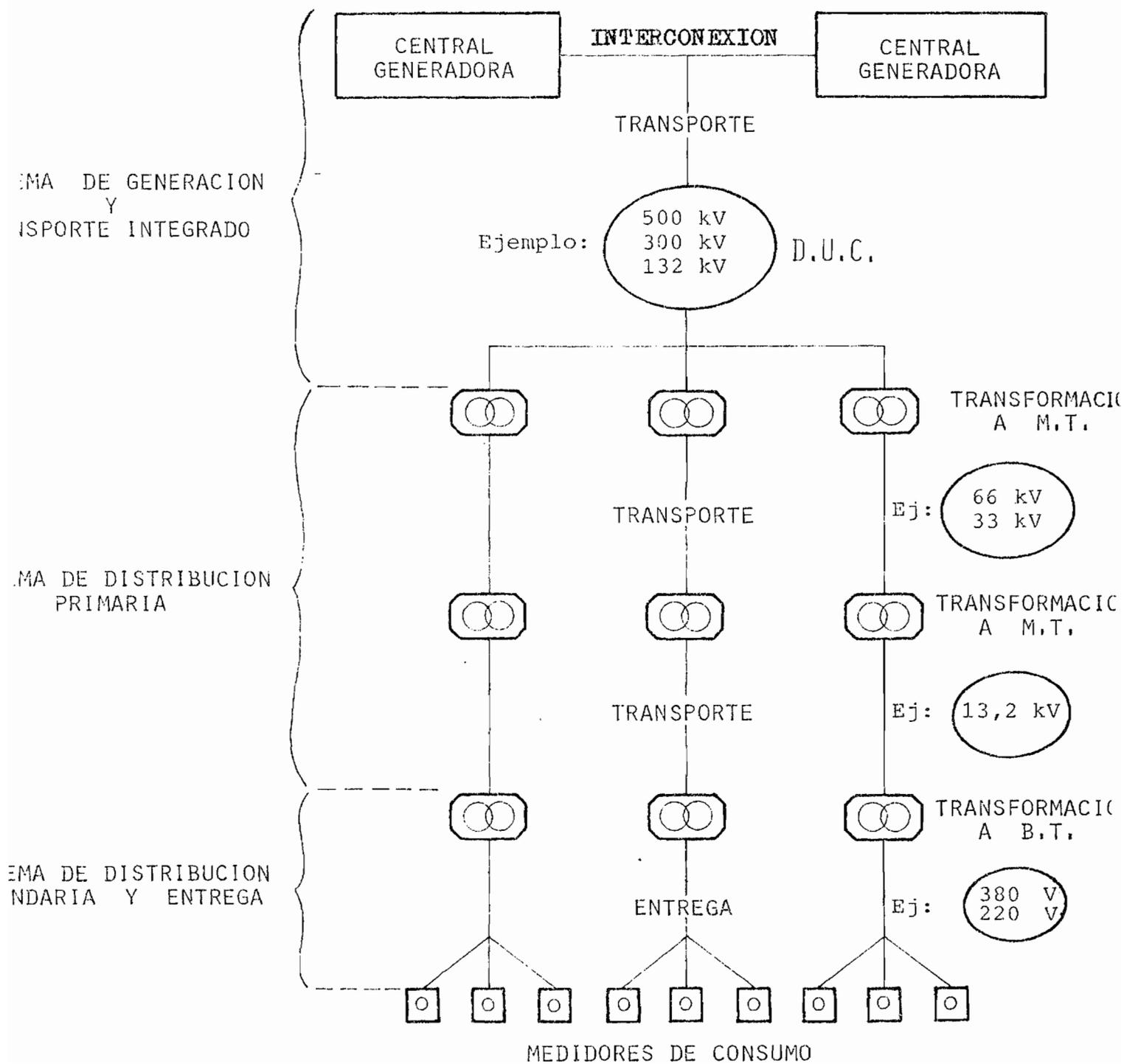


Gráfico Nº 11 D

CLASIFICACION EN COSTOS PARA TARIFAS



11.2.1.2.3. CLASIFICACION CONTABLE DE LOS GASTOS PARA LA BASE
TARIFARIA

Se detalla aquí, por tipo de gasto, la relación con el esquema de cuentas propuesto que se presenta.

A) GASTOS DE PRODUCCION DE ENERGIA ELECTRICA

	C O S T O D E:		
	DEMAN- DA	ENER- GIA	CLIEN- TES
a) <u>Generación de energía eléctrica a vapor</u>			
- <u>Operación:</u>			
Combustible	-	X	-
Gastos de Operación: (vapor, electricidad, varios) :			
+ Mano de obra	X	-	-
+ Materiales y otros gastos	-	X	-
Saldo intercambio de vapor con terceros	-	X	-
Amortizaciones y costos del capital generación a vapor	X	-	-
Gastos de Operación subestaciones:			
elevadoras de voltaje en energía a vapor	X	-	-
- <u>Mantenimiento:</u>	X	-	-
b) <u>Generación de energía nuclear</u>			
- <u>Operación:</u>			
Combustible	-	X	-
Gastos de Operación:			
+ Mano de Obra	X	-	-
+ Materiales y otros gastos (refrigerantes y agua para vapor, vapor, electricidad, varios).	-	X	-
Saldo del intercambio de vapor con terceros	-	X	-
Amortizaciones y costos de capital generación nuclear	X	-	-
Gastos de operación subestaciones elevadoras de voltaje en energía nuclear	X	-	-
- <u>Mantenimiento:</u>	X	-	-
c) <u>Generación de energía hidroeléctrica y por bombeo</u>			
- <u>Operación:</u>			
Gastos de Operación:			
+ Mano de obra	X	-	-

	C O S T O D E		
	DEMAN- DA	ENER- GIA	CLIEN- TES
+ Materiales y otros gastos (parte hidráulica, eléctrica, varios) ..	-	X	-
Costo del agua para generación (pagos de derechos)	-	X	-
Amortizaciones y costos del capital - generación hidroeléctrica y por bombeo:			
+ Represas, diques y anexos	-	X	-
+ Resto de los equipos	X	-	-
Gastos de operación subestaciones elevadoras de voltaje - generación hidroeléctrica y por bombeo	X	-	-
- <u>Mantenimiento:</u>			
De diques, embalses y vías acuáticas..	-	X	-
Resto de los gastos de mantenimiento..	X	-	-
d) <u>Otras fuentes de generación de energía</u>			
- <u>Operación:</u>			
Combustibles	-	X	-
Gastos de operación (específicos y varios)			
+ Mano de Obra	X	-	-
+ Materiales y otros gastos	-	X	-
Amortizaciones y costos del capital otras fuentes de generación	X	-	-
Gastos de operación subestaciones elevadoras de voltaje - Otras fuentes de generación	X	-	-
- <u>Mantenimiento:</u>	-	X	-
e) <u>Gastos del despacho unificado de cargas</u>			
- <u>Todos los gastos</u>	X	-	-
f) <u>Otros gastos de generación:</u>			
Compras de energía (1)	X	X	-
Compras de potencia	-	X	-
Gastos generales de generación (2) ...	X	X	-
B) GASTOS DE TRANSMISION DE ENERGIA ELECTRICA			
- <u>Todos los gastos</u>	X	-	-
C) GASTOS DE DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA			
- <u>Todos los gastos</u>			
Distribución primaria (3)	X	-	-
Transformación (4)	X	-	-
Distribución secundaria (5)	X	-	-
D) GASTOS DE ENTREGA DE ENERGIA ELECTRICA (6)			
- <u>Todos los gastos</u>	-	-	X
Parte técnica			
Parte administrativa			

ACLARACIONES AL CUADRO ANTECEDENTE

- (1) Según se discrimine en el facturado, ya que toda compra de energía implica una compra de potencia.
- (2) Se prorratean entre Demanda y Energía en función de los totales de gastos de operación y mantenimiento de la etapa.
- (3) Comprende los gastos de operación y mantenimiento correspondientes a los conductos y conductores - aéreos y subterráneos - de alta y media tensión que salen de las subestaciones reductoras de voltaje.
- (4) Comprende los gastos de operación y mantenimiento de los centros de transformación.
- (5) Comprende los gastos de operación y mantenimiento correspondientes a los conductos y conductores - aéreos y subterráneos - en baja tensión desde la salida del centro de transformación hasta la derivación para la conexión final al usuario.
- (6) Comprende los gastos de operación y mantenimiento desde la derivación del cable de baja tensión hasta la instalación del cliente consumidor.

11.2.1.3. APROPIACION DE LOS COSTOS

Para la apropiación de los costos se seleccionan y proponen los siguientes caminos:

A) Demanda: Como base y al menos para la primera etapa del sistema, se propone el método de demanda coincidente, tomando como base de apropiación los promedios mensuales de picos de demanda (máximo, medio y mínimo de cada mes). La elección se basa fundamentalmente en que es un sistema que requiere menores datos para su aplicación. Hay que pensar que el hecho de aplicar un sistema uniforme para todo el país debe hacerse sobre la base más sólida posible, y aprovechando los elementos de los cuales se dispone actualmente o se puede disponer sin mayores complicaciones.

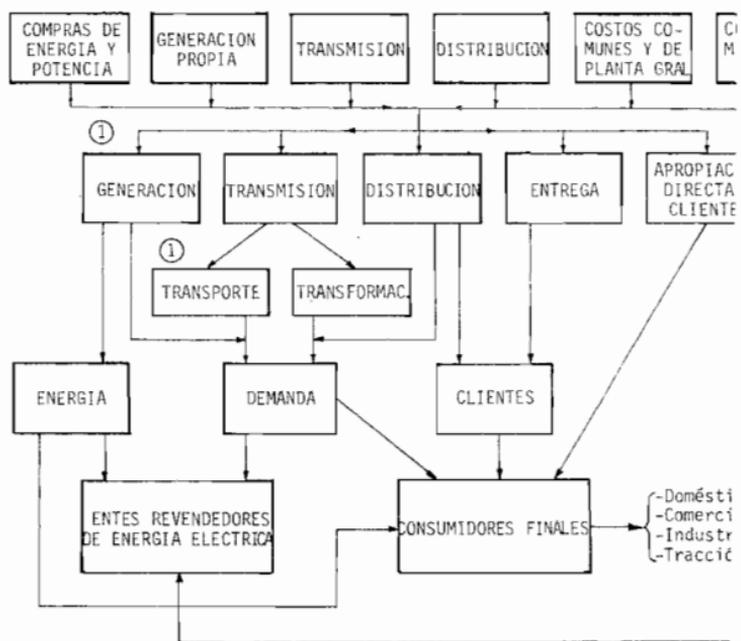
Además, y a pesar de las fundadas críticas que se le hacen, no deja de ser cierto que ataca los consumos en las horas de pico, al castigarlos con una mayor responsabilidad en sus costos de demanda. Se deja planteada la inquietud del estudio del método que considere, conjuntamente con los picos de demanda, los costos marginales.

B) Energía: Los costos de energía se apropian en función de los Kwh consumidos.

C) De Clientes: Los costos de clientes se apropian en función de los medidores instalados.

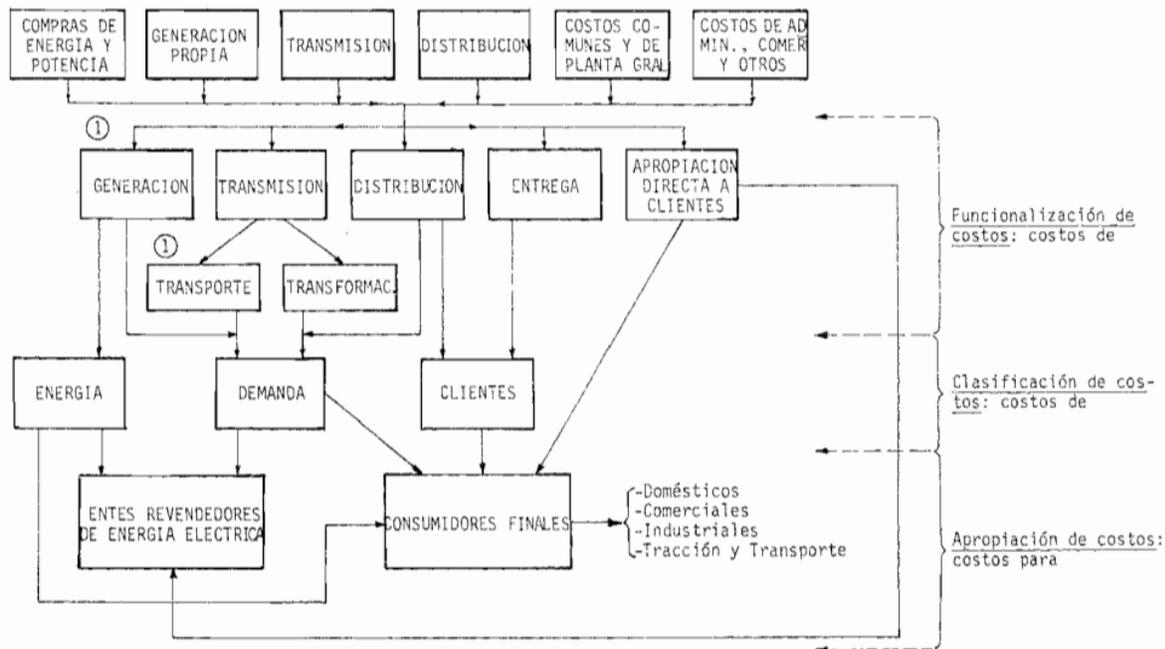
Gráfico Nº 11 E

ESQUEMA DEL TRATAMIENTO DE LOS COSTOS COMO E



① Sistema común de provisión de energía con despacho unificado de carga

ESQUEMA DEL TRATAMIENTO DE LOS COSTOS COMO BASE TARIFARIA



11.2.2. TARIFAS PARA TRANSFERENCIA DE ENERGIA ELECTRICA

11.2.2.1. E N E E

En este caso se plantea una alternativa digna de comentario. Si bien técnicamente correspondería aplicar el criterio de clasificación de costos para tarifas expuesto en 11.2.1.2.1., se debe recurrir a una tarifa simplificada para la transferencia de energía a las ERDEEE, a efectos de lograr una operatoria más fluida y ágil. Esto no invalida lo expuesto en el punto mencionado, sino que lo refiere fundamentalmente a empresas más pequeñas y que abarquen el proceso completo. Se presenta aquí un caso de diferencia de criterios entre costos para tarifas y la tarifa final de transferencia. El siguiente esquema se basa en la operatoria del Despacho Unificado de Cargas.

a) Facturación de la energía

La energía se facturará a las tarifas que resultan de valorizar al precio básico del fuel oil de poder calorífico de 9.800 cal/kg. o menos para centrales de generación del servicio público de electricidad las calorías por kwh transferido que se indican en los siguientes períodos de intercambio.

		<u>cal/kwh</u>
Pico	17,30 a 23,30	3.500
Valle	23,30 a 7,30	2.200
Horas restantes	7,30 a 17,30	2.800

La energía se mide básicamente en bornes de máquinas. Para calcular las transacciones a nivel económico en el punto de interconexión, se deberán incrementar los valores anteriores a efectos de tomar en cuenta:

- a) Los consumos internos de las centrales (para trabajar con un solo valor nacional se deberán ponderar las cantidades según su tipo de generación por su incidencia relativa en el parque de generación total).
- b) El hecho de pasarse de tensión de barras de generación (bornes de máquinas) a tensión de barras de central (cuando sea necesario).
- c) Las pérdidas por transporte en AT hasta el punto de interconexión con la subestación transformadora de la empresa regional de distribución.

Para cada período de intercambio se multiplicarán las cantidades de energía medidas en los puntos de interconexión con las empresas regionales distribuidoras por las tarifas defi-

nidas anteriormente.

Las tarifas de energía se reajustarán automáticamente en toda ocasión en que sufra variaciones el precio del fuel oil para centrales del servicio público de electricidad. Esto permite simplificar el método de cálculo al considerar sólo como costo de la energía el combustible consumido, con su valorización según el momento en el cual se produce el consumo.

B) Facturación de la potencia puesta a disposición

La potencia efectiva disponible en el sistema integrado de generación del D.U.C. será determinada diariamente a partir de las potencias efectivas en bornes de máquinas de generación, reducidas en el valor que corresponda por indisponibilidades y/o limitaciones de turboalternadores, calderas, equipos auxiliares, líneas de transmisión y de toda otra índole que pudieran existir, siempre que tales indisponibilidades y/o limitaciones ocurran dentro del período de pico (el pico para potencia es el mismo que para energía).

Serán considerados como potencia efectiva disponible del Sistema de Generación Interconectado los aportes efectivos que le suministren terceros ajenos al mismo.

Cada media hora de todos los días se determinará la carga de las centrales del sistema, midiendo las potencias en bornes de los generadores mediante lecturas simultáneas de los instrumentos correspondientes. El valor máximo del día (equivalente a la suma de todas estas cargas leídas simultáneamente), será la DM conjunta del sistema.

Cuando las mediciones de potencia no se realicen en bornes de máquinas, los valores deberán incrementarse con similares porcentajes a los vistos para energía, lo mismo que para incluir la consideración de:

a) Consumos Internos

b) Pérdidas de Transmisión

La reserva de potencia efectiva disponible en el período de pico será la diferencia entre la potencia efectiva disponible y la demanda máxima conjunta del sistema. En este caso serán las demandas de las ERDEEE.

Las fórmulas de tarifas a regir anualmente para la potencia puesta a disposición, tendrán una estructura en función de los precios de los combustibles, los salarios de la mano de obra y la paridad del peso argentino respecto al dólar estadounidense.

Los coeficientes de reajuste en función de estas variables se determinarán anualmente, de acuerdo con lo expresado para la energía vendida. Las bases son las siguientes:

- D: Cotización del u\$s tipo vendedor en el mercado libre de cambios al cierre del último día del mes de facturación.
- S: Sueldo básico vigente en el mes de facturación para una determinada categoría del personal escalafonado del convenio del Sindicato de Luz y Fuerza (para que se vincule a la Mano de Obra específica de la industria).
- C: Precio básico promedio ponderado del mes de facturación de la Tn. de fuel oil de 9.800 calorías para centrales de generación del servicio público de electricidad.

C) Propuesta para el esquema tarifario

El producido total de la tarifa debe cubrir exclusivamente los costos de las prestaciones realizadas, incluidos los gastos de la explotación, la dotación anual al fondo de depreciación y renovación, los beneficios sobre la base tarifaria y todo otro costo que corresponda.

La tarifa para la potencia puesta a disposición se calculará de tal manera que su producido más el que provenga de la energía intercambiada, cubran los costos incurridos por la empresa proveedora. La previsión anual y la liquidación de la empresa nacional de energía (si la misma también abasteciera a usuarios finales), comprenderán sólo los ingresos, gastos y cargos relacionados con el D.U.C. (incluida la participación pertinente de gastos generales).

11.2.2.2. E R D E E E

La asignación final entre los usuarios individuales se puede realizar aplicando generalmente una tarifa binomia o trinomia. Para ello es necesario conocer el factor de diversidad interno de cada categoría, o el factor que lo sustituye y que permite dar una base de asignación coherente para los costos de MD. (Ejemplo: superficies de viviendas, valuaciones fiscales, etc.).

Tipos básicos de Tarifas

Binomia:

- | | |
|--------------|--------------------|
| - Parte Fija | Costos de Demanda |
| | Costos de Clientes |

Se expresan generalmente en pesos por Kw de carga.

- *Parte Variable: Costos de Energía*
Se expresan en pesos por Kwh consumidos.

Trinomia:

- *Costos de Demanda: Se expresan en pesos por kw de carga instalado.*
- *Costos de Clientes: Se expresan en pesos por medidor instalado.*
- *Costos de energía: Se expresan en pesos por kwh consumido.*

Estas tarifas serán reguladas por los organismos regionales de control (de carácter oficial), que deberán permitir un fluído recupero de costos a través de las mismas, sin conceder por ello el cargo a los usuarios de las ineficiencias empresarias. Para ello requerirán y controlarán todos los índices de gestión que sean necesarios, algunos de los cuales se tratan en el punto siguiente.

E S Q U E M A P R O P U E S T O

CAPITULO 12 - COSTOS Y LA TOMA DE DECISIONES

I N D I C E

	<u>PAGINA</u>	
12.1	Generalidades y objetivos	321
12.2.	Costos standard	323
12.3.	Costeo directo	323
12.4.	Costos para estudios de factibilidad y mantenimiento de estadísticas actualizadas	324
12.5.	Costos comparados	325
12.5.1.	Generalidades	325
12.5.2.	Caso ejemplificativo: autogeneración versus compra de energía eléctrica	325
12.6.	Análisis marginales	328
12.6.1.	Costos marginales	328
12.6.2.	Relación entre ingresos y costos marginales	329
12.7.	Relación costo - utilidad-volumen	330
12.8.	Los costos y la eficiencia de los servicios	332
12.8.1.	Identificación y medida de la productividad en empresas de servicios públicos	332
12.8.2.	Índices básicos de productividad aplicables en empresas de servicios públicos	334

E S Q U E M A P R O P U E S T O

CAPITULO 12 - COSTOS Y LA TOMA DE DECISIONES

G R A F I C O S

		<u>PAGINA</u>
12 A	<i>Punto de indiferencia</i>	326
12 B	<i>Gráfico marginal</i>	329
12 C	<i>Costo - Utilidad - Volumen</i>	330
12 D	<i>Costos semifijos</i>	331

E S Q U E M A P R O P U E S T O

CAPITULO 12 - COSTOS Y LA TOMA DE DECISIONES

12.1. GENERALIDADES Y OBJETIVOS

En este punto se exponen algunos conceptos vinculados con la necesidad de información acerca de los costos en la industria eléctrica que permitan llegar a decisiones correctas.

Según un esquema ya clásico, se pueden genéricamente clasificar las decisiones en:

POLITICAS

TACTICAS

OPERATIVAS

basadas en el nivel de la escala decisoria que las toma

SUPERIOR

MEDIO

INFERIOR

Estas decisiones son necesarias en cualquier tipo de organización, y en los tres casos, en mayor o menor medida, se requiere contar con información acerca de los costos involucrados.

Relacionando el caso con la energía eléctrica, se tiene que las decisiones Políticas dependen fundamentalmente de ciertos factores que hacen que el concepto COSTO pase a un segundo plano:

- Crecimiento de la demanda
- Necesidad ineludible de cobertura de esa demanda
- Disponibilidad de recursos energéticos
- Plan de desarrollo nacional
- Consideraciones acerca de la seguridad nacional.

Por lo antes detallado, y aún cuando se lo considere implícitamente, la influencia del factor costo no es decisiva.

En cambio, al enfocarse las decisiones Tácticas que permiten llevar adelante las políticas fijadas, es donde cobra primordial importancia el contar con todo el bagaje de información acerca de los costos - parte de lo cual se pretende mostrar en el presente trabajo -, a efectos de permitir una correcta evaluación de las alternativas para llevar a la acción las decisiones adoptadas.

Esto se nota especialmente en el caso del sector eléctrico, donde las cuantiosas erogaciones hacen necesario un cuidadoso planteo de alternativas y una exhaustiva evaluación como pasos previos a la decisión final.

Refiriéndonos a las decisiones Operativas, las necesidades de información de costos son similares a las de otras actividades industriales, ya que por la naturaleza de las tareas en sí éstas no difieren mucho, conceptualmente hablando, entre las diferentes actividades realizadas. Los requisitos que debe cumplimentar la información a ser provista; Relevancia (según el nivel al cual se dirija), Oportunidad, Corrección, Continuidad, y todo ello al menor costo posible; se deben cumplir también en el caso de la actividad eléctrica.

Otro comentario a efectuarse se refiere al estado en el cual se toman las decisiones:

CERTEZA

RIESGO

INCERTIDUMBRE

En este caso que se trata, se puede afirmar que la gran mayoría de las decisiones del campo eléctrico se pueden ubicar en la franja que va desde el riesgo a la certeza, más que la que apunta a la incertidumbre, ya que por el grado de avance de las técnicas estadístico-matemáticas es posible prever con bastante aproximación las alternativas que se relacionan con la oferta y la demanda del sector. Un ejemplo de ello es el Plan de Desarrollo Energético 1979 - 2000.

A continuación se exponen algunos enfoques que se deben incluir en el quehacer del área de Costos de una empresa eléctrica y que no se encuentran específicamente tratados en los puntos anteriores. Este es el aspecto donde más se puede innovar y avanzar en lo referente a la aplicación de costos para la gestión empresarial de la actividad eléctrica. Es aquí donde se puede proponer la aplicación de modernas técnicas administrativo-contables tendientes al logro de una mayor eficiencia operativa. El objetivo debe ser considerar y evaluar todos los costos implícitos y explícitos de las alternativas que se traten, para evitar que se escapen al examen costos muchas veces invisibles y que suelen ser muy importantes (Ejemplo: costos de oportunidad).

Los casos que se presentan en la realidad han de ser, necesariamente, más que los aquí tratados. Esto sólo pretende ser ejemplificativo. Es así como también se plantean algunas alternativas de acción para aspectos ya tratados dentro de Costos y Control de Gestión y Costos para Tarifas.

12.2. COSTOS STANDARD

Aún cuando su aplicación no es generalizable a toda la actividad de la industria eléctrica, ello no obsta para que pueda y deba impulsarse su uso en ciertos casos de actividades altamente repetitivas o con variaciones standarizables. Como casos a analizarse, se pueden citar:

- a) Contraste, Colocación y Control de Medidores.
- b) Empalmes de Cables según sus Elementos Constitutivos y sus Tensiones de Operación.
- c) Derivaciones y Conexiones a Usuarios.

Al enfocarse el estudio de estas tareas con miras a su standarización, se establecen cantidades y tipos de materiales standard, y mano de obra standard. Esto redundará en la posibilidad de un mayor control del proceso en sí. También hay que enfocar la aplicación de procedimientos de "ESTUDIOS DE METODOS DE TRABAJO", que permitan establecer standards confiables en la forma de realización y duración de las tareas (no todas ellas obligatoriamente costeables). La standarización de tareas con miras a lograr un nivel de costos razonable, marca una necesidad impostergable, sobre todo con los cada vez mayores intereses económico sociales en juego.

Un campo propicio también para el ensayo de estudios acerca de la aplicación de costos standard lo puede constituir el área de las CUOTAS DE GASTOS DE DISTRIBUCION, que se puedan aplicar para la presupuestación de trabajos. Se pueden asimismo estudiar métodos de valuación standard para los MATERIALES DIRECTOS y la MANO DE OBRA DIRECTA en general.

12.3. COSTEO DIRECTO

Este método tiende a valuar los productos según los elementos directamente imputables a su realización. Esto pretende evitar la capitalización de gastos periódicos y favorecer los análisis de rentabilidad e incrementales.

La inexistencia de stocks iniciales y finales en el proceso eléctrico hace que contablemente se igualen los resultados finales según se aplique el costeo directo o el de absorción.

La totalidad de los costos del proceso nacen y se aplican en el período. Lo interesante es el estudio en detalle y la forma de operar de estos costos periódicos. La no aplicabilidad del costo directo para el proceso eléctrico no lo invalida para la industria en su totalidad, ya que refiriéndonos a las Ordenes de Trabajo, sí se pueden dar alternativas interesantes. No está de más recordar que no existe un método

de costeo único para todo propósito. Se deben elegir los métodos según sean los fines perseguidos.

Algunos aspectos que pueden operar bajo el sistema de Costeo Directo son los siguientes:

- 1) *COSTEO DE ORDENES DE TRABAJO DE TALLER:* La simplificación de su operatoria sería significativa, y respecto al fin perseguido, se piensa que no se alteraría por el hecho de tomar sólo los elementos directos constitutivos del costo.
- 2) *COSTEO DE ORDENES DE TRABAJO A SER FACTURADAS A TERCEROS:* Otra alternativa a tener en cuenta consiste en el hecho de establecer que estas órdenes se costeen por el sistema de Costeo Directo.
- 3) *COSTEO DE ORDENES DE TRABAJO EN GENERAL:* Su realización según costos directos merece en general un estudio, especialmente para las permanentes y algunas individualizadas que no justifiquen la asignación de costos indirectos y la realización de prorrateos.

12.4. COSTOS PARA ESTUDIOS DE FACTIBILIDAD Y MANTENIMIENTO DE ESTADÍSTICAS ACTUALIZADAS

Esta es una actividad importante del área de Costos. Mantener un stock de información disponible y permanentemente actualizado es una necesidad cada vez más imperiosa. Esto se aprecia especialmente en momentos como los actuales, donde las variaciones de los valores son constantes.

La influencia del factor inflacionario se siente en la industria eléctrica, no tanto por su incidencia en el manejo de los bienes de las empresas (gran importancia de los bienes inmuebles), sino por las influencias políticas que pueden trabar el traslado de los mayores costos a las tarifas, lo cual tiende a la descapitalización de la empresa.

Respecto a los estudios de factibilidad, es resaltable la constante relación con el exterior, ya que por la escala de inversiones y los tipos de equipos necesarios, es prácticamente imposible lograr la cobertura de nuestras necesidades energéticas sin recurrir al aprovisionamiento externo.

Esto obliga a llevar los registros de datos en por lo menos dos formas, desde el punto de vista decisivo:

- a) Valores constantes en la moneda del país.
- b) Valores en monedas extranjeras con tendencia a mantener una cierta constancia en el tiempo y a facilitar las comparaciones de información (Ejemplo: U\$S.).

Otro aspecto importante a tomar en cuenta es la forma de presentación de la información, con agrupamientos conceptualmente uniformes que permitan validar las conclusiones a las cuales se arribe.

El desarrollo de todo proyecto energético, así como la operación del sistema en condiciones óptimas, requiere indefectiblemente de este auxilio informático.

12.5. COSTOS COMPARADOS

12.5.1. GENERALIDADES

Una mayor eficiencia requiere también una constante comparación. Es por ello que se impone el cotejo de costos entre:

- a) EMPRESAS DE SIMILARES CARACTERISTICAS DEL EXTERIOR (especialmente para el caso de la ENEE)
- b) EMPRESAS DISTRIBUIDORAS REGIONALES DENTRO DEL MISMO PAIS Y DEL EXTERIOR (caso de las ERDEEE).

Estas comparaciones críticas, y el análisis de la información surgida, permiten adaptar, modificar o continuar los cursos de acción adoptados a efectos de mantenerlos eficientemente en marcha.

Un aspecto importante en la comparación de costos, consiste en la evaluación analítica de casos específicos como el que a continuación se detalla, y que constituye una apropiada herramienta decisoria.

12.5.2. CASO EJEMPLIFICATIVO: AUTOGENERACION VERSUS COMPRA DE ENERGIA ELECTRICA

Este caso se refiere fundamentalmente a las empresas industriales que cuentan con una infraestructura y una capacidad económico-financiera que las capacita para plantearse la alternativa de cuál de los dos caminos le conviene elegir.

Las alternativas a ser tenidas en cuenta no sólo han de ser las dos posiciones extremas, sino que es interesante contemplar las soluciones intermedias que muchas veces dan posibilidades más realistas.

También es fundamental determinar la sensibilidad de los distintos factores del costo en cada caso.

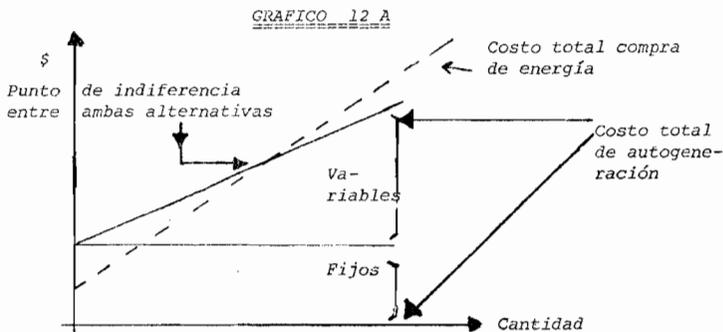
a) **OBJETIVOS:** Determinar los costos de autogeneración mínimo y máximo factibles (en función de las condiciones de operación razonables y reales), que permitan su comparación con una tarifa eléctrica industrial.

Una vez determinados estos costos de autogeneración, se debe medir la sensibilidad de los factores (especialmente el combustible), para establecer una tendencia, dadas las características del momento.

Esto se realiza tomando en cuenta distintas posiciones según sean los incrementos previstos.

A su vez, maniobrar con la tarifa industrial y llegar a variadas combinaciones.

Si el costo mínimo factible de autogeneración es siempre superior al máximo de la tarifa, no hay comparación posible y resulta conveniente la compra de energía. Pero es usual que se presenten cruces entre los costos de ambas alternativas y que gráficamente expresados llevan a determinar un "punto de indiferencia". Ejemplo gráfico:



Este punto marca el corte de los costos totales de ambas alternativas y en él es indistinto inclinarse por alguna de ellas. Para decidir se han de considerar las tendencias de las funciones de costo de ambas.

b) **RESUMEN DEL ESQUEMA DE ANALISIS:**

- COSTO DE AUTOGENERACION TOTAL (Máximo y Mínimo Factibles).
- COSTO DE LA COMPRA TOTAL
- COSTO DE ALGUNAS ALTERNATIVAS MIXTAS

c) **AUTOGENERACION:** Factores a ser tomados en cuenta. Gastos de:

- Los grupos electrógenos
- Los materiales y la mano de obra para su montaje
- Las obras civiles necesarias para su puesta en marcha
- Explotación
 - ↳ Combustibles y Lubricantes
 - ↳ Mano de Obra
 - ↳ Materiales
 - ↳ Operación y Mantenimiento
- Capital
 - ↳ Sobre los equipos instalados
 - ↳ Sobre el capital circulante invertido
- Amortizaciones

Una alternativa de composición para un gasto total de autogeneración podría ejemplificarse así:

Combustibles	51%
Lubricantes	4%
Mano de Obra Operación	6%
Mantenimiento General	6%
Amortización y Costos del Capital	33%

Las variaciones entre el máximo factible y el mínimo factible podrían ubicarse entre + 14% y - 12% respecto al básico. Una variación del 100% en el costo de los combustibles y lubricantes supondría un aumento del costo total del orden del 58%. Estos datos fueron estimados por el autor para el mes de junio de 1977.

d) **COMPRA DE ENERGIA:** Los gastos de instalación de equipos y su puesta en marcha son a cargo de la empresa proveedora. Los factores a considerar son:

- Tarifa básica: según capacidad instalada, la energía consumida y el número de medidores.
- Impuestos y recargos al consumo
- Bonificaciones a los consumos durante el horario nocturno
- Recargos por consumo en horas pico
- Incidencia del factor de potencia

e) **SOLUCION FACTIBLE:** Se puede dar como practicable la alternativa básica de compra de energía salvo para el momento pico de

la carga diaria del sistema (entre las 18 hs. y las 21 hs., aproximadamente), donde sería conveniente el auxilio parcial de la autogeneración.

12.6. ANALISIS MARGINALES

Se presentan dos facetas de análisis con relación a este enfoque. Se comentan a continuación.

12.6.1. COSTOS MARGINALES

Su empleo es fundamental para el Despacho Unificado de Cargas (D.U.C.). En este caso, y especialmente para la operación del parque térmico, es indispensable contar con datos técnico-contables actualizados, que permitan incorporar al servicio las unidades generadoras de mayor economicidad, a medida que aumenta la curva de carga. Es por ello que, considerando en principio sólo variables los costos de combustibles y con las características de consumos técnicos que correspondan a cada unidad o grupo de unidades generadoras, se llega al siguiente modelo de Despacho de Cargas en tres etapas que en principio se empleará en nuestro país:

- a) En primer lugar se despachan las centrales hidroeléctricas, de manera de aprovechar toda la energía que puedan generar y maximizando la potencia operada. Esto se hace así partiendo de un principio conservacionista (hoy en día primordial), que propone utilizar al máximo posible las fuentes de energía renovables.
- b) En segundo término se despachan las centrales de bombeo, en la medida que la relación entre los costos marginales térmicos de base y de punta no superen en rendimientos a los de bombeo. Se realiza aquí la primera comparación de Costos Marginales: BOMBEO VERSUS GENERACION A VAPOR.
- c) En la tercera etapa se despachan las centrales térmicas, tomando en cuenta para el orden de su entrada en servicio las curvas de potencia y el costo marginal de cada máquina generadora. Esto posibilita la segunda utilización de costos marginales: UNIDADES DE GENERACION A VAPOR ENTRE SI.

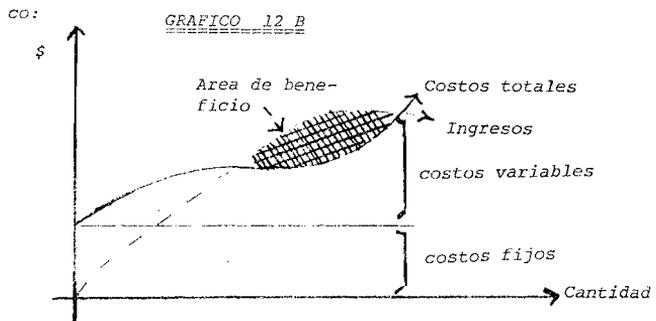
Los datos básicos requeridos para el presente planteo son los siguientes:

- a) Consumos de combustibles de cada máquina térmica para cada nivel de energía generada.
- b) Costos de los combustibles consumidos.
- c) Potencia instalada y energía generada por cada central hidroeléctrica.
- d) Máximos y mínimos técnicos de operatividad de cada máquina.
- e) Factor de disponibilidad por grupo generador.

Todos estos datos se relacionan con la CURVA DE CARGA del sistema. El método presentado es esquemáticamente simple y pretende resaltar la importancia del empleo de Costos Marginales en su operatoria.

12.6.2. RELACION ENTRE INGRESOS Y COSTOS MARGINALES

El empleo del gráfico marginal de la teoría económica tiene su aplicación en el campo de la energía eléctrica. Ejemplo gráfico:



La teoría dice que el área de máximo beneficio se limita cuando la curva de ingreso marginal corta a la curva del costo marginal.

INGRESOS: La forma de la curva da el hecho que, llegado a un cierto punto, la organización debe comenzar a bajar sus precios para conseguir vender más unidades.

COSTOS MEDIOS VARIABLES: Primero tienen una tendencia a disminuir según los rendimientos crecientes, pero luego de cierto punto la tendencia se invierte y tiende a crecer según la ley de rendimientos decrecientes.

Estos elementos deben ser tomados como lo que son, herramientas

de análisis, y no necesariamente se dan siempre de esta forma (especialmente en el mediano y más largo plazo, con las posibilidades de avances tecnológicos y las ampliaciones de las plantas productivas).

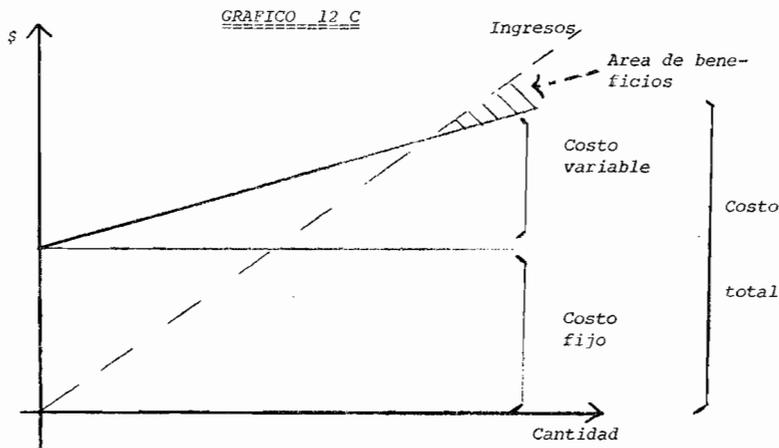
Pero lo útil, para este caso que se trata en el presente desarrollo, es el hecho de que el análisis tiende a enfocar la adjudicación de recursos entre las actividades productivas, con el énfasis puesto en la incidencia de los precios sobre las unidades vendidas. Esto abre un campo de aplicación en los estudios de las tarifas por diferentes categorías de consumidores y también en los distintos momentos en los cuales se producen los consumos. Se puede llegar a la conclusión de que se justifique la aplicación de TARIFAS PROMOCIONALES para ciertos consumidores y/o consumos. El objetivo de estas tarifas ha de ser el lograr una cobertura total de los costos marginales, y el saldo que se logre deberá contribuir a la absorción de los costos fijos. Un beneficio adicional puede ser el mejoramiento del factor de carga de las unidades generadoras.

12.7. RELACION COSTO-UTILIDAD-VOLUMEN

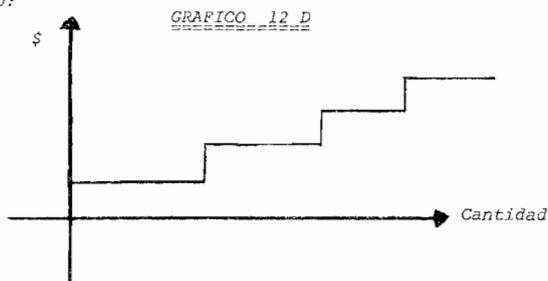
Este elemento de análisis presenta un interesante campo de aplicación, ya que varios de los principios sobre los cuales se basa pueden ser asimilados a la industria eléctrica.

- Precio de venta constante cualquiera sea la cantidad vendida. (*)
- Costo variable medio constante. Es el caso de la industria eléctrica dentro de rangos de operación bastante amplios.
- Máximo beneficio: se logra a máxima capacidad de producción.

Este es el gráfico tipo de la relación costo-utilidad-volumen:



Este enfoque hace hincapié en los efectos que producen los cambios de cantidades vendidas en los costos y en la utilidad. Al poderse contar para nuestro análisis en el campo eléctrico, con una estimación en alto grado fiable de la demanda y con una estructura de costos bastante estable (gran incidencia de los fijos y semifijos), se pueden establecer gráficos del tipo del presentado, con un alto grado de realidad. Se puede afinar más su cálculo mediante el empleo de variables probabilísticas y el desdoblamiento del estudio de los costos fijos entre COMPROMETIDOS (no modificables) y PROYECTADOS (modificables en mayor medida). Esto permite elaborar "costos por escalones" en el caso de los fijos. Ejemplo gráfico:



Es importante en este tipo de análisis manejar prudentemente los costos semifijos, cuyo coeficiente de variabilidad debe ser cuidadosamente operado.

El punto de equilibrio es un enfoque conceptualmente muy claro, pero válido sólo para las condiciones presupuestas.

Su empleo en el área de la energía eléctrica puede ser el siguiente:

Tomando como base una tarifa media como dato para el ingreso total, se pueden establecer:

- A) Punto de equilibrio por cada central generadora
- B) Punto de equilibrio por cada tipo de generación
- C) Punto de equilibrio de la ENEE
- D) Punto de equilibrio para cada ERDEEE

En función de ellos, hacer jugar las distintas variables tendientes a lograr una combinación óptima para el empleo de los factores involucrados.

12.8. LOS COSTOS Y LA EFICIENCIA DE LOS SERVICIOS

La proliferación de problemas económicos trae como resultado nuevos sistemas de control y un renovado interés en el estudio de la productividad. En el caso de las empresas de servicios públicos, se hace necesaria su consideración ante el rápido avance del costo de los combustibles, tasas de interés y salarios.

Según lo analizado por los especialistas, es imprescindible contar con estructuras normalizadas de costos por tipo de industrias con el fin de conocer:

- a) La composición porcentual de los factores integrantes de los costos, para poder cuantificar la incidencia inflacionaria sobre ellos.
- b) La componente "Ineficiencia", eventualmente incluída en los costos analizados.

Estos datos son básicos para encarar un control racional y efectivo.

El término productividad se aplica generalmente a toda medida que indique el nivel de eficiencia de una firma. Se tienen que cumplir los siguientes objetivos:

- Producir más con los mismos recursos.
- Producir lo mismo con menos recursos.

12.8.1. IDENTIFICACION Y MEDIDA DE LA PRODUCTIVIDAD EN EMPRESAS DE SERVICIOS PUBLICOS

A) Factor de Medida Total: $\frac{\text{Total Producido}}{\text{Total gastado}}$

Este índice normalmente se da en valores monetarios, aunque el ideal sería hacerlo en unidades físicas, pero se tropieza con una gran dificultad para hacerlo así, especialmente en la elaboración del denominador. Lo que sí se hace es trabajar con moneda constante para permitir comparaciones válidas. Su permanente seguimiento da idea de una evolución marcando una tendencia, aunque no indica los montos de variación de la productividad.

B) Factores Parciales de Productividad: $\frac{\text{Total Producido}}{\text{Total gastado en A) o en los factores productivos empleados.}}$

Ejemplo: Mano de Obra (preferentemente en Horas Hombre)
 Materiales
 Combustibles (en cantidades)
 Costos del Capital

Su empleo es aconsejable en conjunto para evitar llegar a conclusiones erróneas e interpretaciones parciales. Ejemplo: la productividad de la mano de obra pudo haber aumentado debido a un mayor empleo de maquinaria (aumento de los costos de capital invertido). Tampoco es posible aquí trabajar por adiciones de índices, ya que se torna factible la consideración de factores duplicados.

C) Costos Unitarios Promedios: Se deben trabajar en moneda constante, y su comparación a través del tiempo indica una tendencia, así como su comparación con los costos de alternativas sustitutivas es siempre útil.

D) Costos de Elementos Operativos:

Total del Gasto por factor de costo
 Total de Gastos de la Organización

Se emplea para valorar la importancia relativa de los factores del costo en el total de la producción. En general se trata igual que el B).

E) Análisis de la Función Producción y/o Función Costo: Es el más completo de los índices, y lleva a establecer mediante el juego de ecuaciones matemáticas basadas en la regresión, el desarrollo de la función producción o costo de un determinado producto o servicio. Para cada uno de ellos es necesario desarrollar la propia, tomando en cuenta las variables intervinientes y su forma normal de operar.

Una vez medida la productividad, se verá cómo se puede incluir su consideración en las técnicas regulatorias. Al conocerse los factores de productividad de años anteriores, y contarse con evaluaciones probabilísticas de ocurrencias futuras, se pueden incluir esas variaciones por productividad en las consideraciones regulatorias de las tarifas. Esto pretende asegurar que las eficiencias ganadas en el servicio se reflejen cuanto antes en los precios pagados por los consumidores. El objetivo final ha de ser no permitir las ganancias excesivas, pero tampoco la descapitalización de las empresas de servicios públicos.

12.8.2. INDICES BASICOS DE PRODUCTIVIDAD APLICABLES EN EMPRESAS DE SERVICIOS ELECTRICOS

Contando con los datos que nos proveen los modelos vistos y las informaciones contables y técnicas, se puede presentar una serie de índices específicos para las empresas de servicios eléctricos. Estas no son, lógicamente, todas las relaciones útiles que se pueden obtener, pero muestran los criterios básicos a seguir.

a) GENERACION: Dentro de los conceptos de OPERACION se necesita determinar la eficiencia de la Mano de Obra mediante la relación del total de horas hombre empleadas y el total que ellas representan en unidades monetarias; con respecto al total de energía generada.

Si se menciona al combustible, se requiere conocer la relación entre el total consumido por cada equipo y su generación de energía.

Al tratar los Costos del Capital, es necesario estudiar la evolución del índice de relación entre el total de Costos de Capital y la inversión realizada.

Respecto al MANTENIMIENTO, es básico determinar el Factor de Disponibilidad de las plantas y la incidencia de los gastos de mantenimiento por equipo productor.

Con relación a la ENERGIA COMPRADA, se debe vincular su costo con el de la generada en las plantas propias.

b) TRANSMISION Y DISTRIBUCION: Tanto en OPERACION como en MANTENIMIENTO se relacionan los totales de horas hombre empleadas y los montos que ellos implican con respecto de los totales instalados en equipos de transformación y líneas de AT. Lo mismo ocurre en el caso del COSTO ANUAL DEL CAPITAL.

c) COSTOS DE CLIENTES: Son índices básicos aquellos que tienden a mostrar el total de facturas emitidas por horas hombre empleadas, el total de reclamos atendidos por horas hombre realizadas y el costo por factura emitida del equipo electrónico de Procesamiento de Datos.

d) ADMINISTRACION GENERAL: Es útil controlar la evolución a través del tiempo de la relación

Total de gastos de Administración General

Total Kwh vendidos.

PROPUESTA DE UNA ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL Y DE UN ESQUEMA DE COSTOS

PARA LA PRESTACION DEL SERVICIO DE ENERGIA ELECTRICA EN LA

REPUBLICA ARGENTINA

C O N C L U S I O N E S

- A) *Requisitos básicos y principales ventajas de la propuesta*
- B) *Conclusiones Generales*

PROPUESTA DE UNA ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL Y DE UN ESQUEMA DE COSTOS

PARA LA PRESTACION DEL SERVICIO DE ENERGIA ELECTRICA EN LA

REPUBLICA ARGENTINA

C = O N C L U S I O N E S

I N D I C E

	<u>PAGINA</u>
A) <i>Requisitos básicos y principales ventajas de la propuesta</i>	335
A 1) <i>Organización propuesta</i>	335
A 2) <i>Esquema de cuentas unificado</i>	336
A 3) <i>Costos y control de gestión</i>	336
A 4) <i>Costos por procesos</i>	337
A 5) <i>Costos y base tarifaria</i>	337
A 6) <i>Costos y toma de decisiones</i>	338
B) <i>Conclusiones generales</i>	338

PROPUESTA DE UNA ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL Y DE UN ESQUEMA DE COSTOS

PARA LA PRESTACION DEL SERVICIO DE ENERGIA ELECTRICA EN LA

REPUBLICA ARGENTINA

C O N C L U S I O N E S

Este punto final se divide en dos partes:

- A) La primera, donde se resumen los requisitos básicos y los elementos anexos imprescindibles para el normal funcionamiento de todo el esquema propuesto. Se exponen, además, las principales ventajas que, a juicio del autor, traería aparejada la implementación de los modelos descriptos.
- B) Una segunda, incluye una serie de conclusiones generales respecto al tema.

A) REQUISITOS BASICOS Y PRINCIPALES VENTAJAS DE LA PROPUESTA

A 1) ORGANIZACION PROPUESTA

Requisito

Es imprescindible contar con un Manual de Organización detallado y con actualización permanente.

Ventajas

La organización planteada:

- a) Aúna y coordina los esfuerzos, permitiendo un mayor rendimiento, especialmente en lo relativo a la generación y el transporte en AT, sin llegar a la gran empresa única.
- b) Permite contemplar las necesidades regionales, sin perder de vista el interés general, al presentar una estructura, tanto para la empresa generadora y transportadora como, por supuesto, para las regionales vinculadas con las regiones a las cuales sirven.
- c) Permite un D.U.C. centralizado completo.
- d) Se especializa por tipo de planta de generación.
- e) Evita, en gran medida, la duplicación de tareas.

- sabilidades y obligando a rendir cuentas de lo actuado.
- b) Hacer que cada responsable tome conciencia de los gastos que debe autorizar y los sienta como propios.
 - c) Delegar la autoridad decisoria sin por ello perder la responsabilidad por lo actuado.
 - d) El funcionamiento de un Sistema Presupuestario, elemento básico en toda empresa moderna.
 - e) Lograr un ordenamiento extracontable de gastos que complemente los registros contables, fundamentalmente añadiendo discriminaciones geográficas.

A 4) COSTOS POR PROCESOS

Requisito

Para que su empleo brinde la mayor utilidad posible, los datos contenidos deben ser ciertos y estar correctamente imputados.

Ventajas

El sistema propuesto:

- a) Permite evaluar cuantitativamente las alteraciones estructurales del proceso productivo y distributivo.
- b) Permite comparaciones con sus similares del exterior y sus análisis correspondientes.
- c) Permite proyectar costos futuros sobre bases ciertas.
- d) Provee las bases para, mediante costos unitarios, realizar análisis de rentabilidad y eficiencia de los elementos operativos.

A 5) COSTOS Y BASE TARIFARIA

Requisito

Se debe trabajar con valores reales y actualizados, así como con bases estadísticas fieles referentes a los denominadores técnicos del costo (kw y kwh).

Ventajas

El esquema previsto:

- a) Proporciona una base racional y lógica para la determinación de tarifas.
- b) Permite lograr un uso eficiente de los factores involucrados, al conseguir su optimización de acuerdo con sus costos de producción y venta.

- c) Tiende a evitar las tarifas políticas. Esto, siempre y cuando se cuente con una política acorde por parte del Estado.
- d) Tiende a evitar la descapitalización empresaria, especialmente en épocas inflacionarias como las actuales.
- e) Es digno de destacar que para la correcta elaboración de tarifas, se deben considerar otros factores aparte de los costos (elasticidades de las demandas, momentos de los consumos, características de los usuarios, etc.).

A 6) COSTOS Y LA TOMA DE DECISIONES

Se expone en este punto la variada gama de aplicaciones que, en el caso que nos ocupa, tienen algunas de las distintas herramientas empleadas para la toma de decisiones. Su empleo para el futuro se prevé cada vez más amplio y profundo, dado que la energía eléctrica es, sin duda, uno de los pilares del desarrollo y su manejo debe ser encarado con un mayor criterio eficientista y tendiente a lograr la más alta rentabilidad posible.

B) CONCLUSIONES GENERALES

- I) La energía eléctrica es y seguirá siendo, por el momento, una de las principales fuentes de energía con las que cuenta el ser humano para enfrentar el desarrollo futuro. El problema a resolver es técnico: cómo generarla y distribuirla lo más económicamente posible, no estando en discusión la esencia de sus virtudes.
- II) Existe en nuestro país, a través de las empresas del ramo, una subyacente capacidad estructural y profesional para emprender las tareas que, según lo propuesto en el presente trabajo, se deben llevar a cabo.

EXISTEN LOS ELEMENTOS CONCEPTUALES
BASICOS CONSIDERADOS ESENCIALES

{ CONTROL DE COSTOS
COSTEO POR PROCESOS
DESARROLLO TARIFARIO

EXISTEN LOS SISTEMAS BASICOS NECESARIOS

{ PLANES DE CUENTA
SISTEMAS DE OT
SISTEMAS DE Cº DE Cº

Resta coordinar esfuerzos, aunar criterios, capacitar a los intervinientes y se puede poner en marcha el proyecto.

- III) Se ha desarrollado, principalmente a nivel oficial, la necesidad de planificar seriamente el avance energético tomando en cuenta las posibilidades y capacidades reales del país.
- IV) Existen, en la base legal que sustenta el esquema eléctrico nacional, las disposiciones que establecen que el costo debe ser la base de las tarifas. Lo que hay que propugnar es:
- que no se ceda a la tentación del empleo de tarifas políticas, que desvirtúen lo que establece la razón y que lleven a la descapitalización del sector;
 - que no se institucionalice la ineficiencia, mediante el traslado al costo de todo tipo de gasto, sea éste necesario o no para el proceso en sí.
- V) Respecto de la energía en general, es útil propender al desarrollo de políticas conservacionistas que tiendan al empleo de fuentes de energía renovables, así como al desarrollo de nuevas fuentes de energía. También se concluye en que hay que seguir encarando el plan nuclear a pesar de sus actuales inconvenientes, y que el Despacho Unificado de Cargas es una forma eficiente y de uso generalizado, tendiente a evitar inversiones en reservas de generación.
- VI) La novedad del presente trabajo no se ha de buscar en el empleo de determinado método de costeo por procesos o en el enunciado del método de Ordenes de Trabajo, ambos conocidos suficientemente. Se debe enfocar su contribución desde la óptica de su aplicación a un Sistema Eléctrico Nacional como caso genuinamente único en nuestro país. La propuesta de un esquema de organización y un sistema integral de costos con factibilidad práctica de aplicación en condiciones eficientes, como base de una solución al problema de la energía eléctrica en el país. Se pretende seguir, a través de un ordenamiento administrativo-contable, el desarrollo técnico que propone el Plan de Equipamiento Nacional hasta el año 2000.
- VII) Un objetivo anexo, y también importante, es dirigir el interés de los profesionales en Ciencias Económicas hacia un campo que hasta ahora no ha recibido la atención necesaria y que presenta amplias posibilidades investigativas.

G L O S A R I O

T E C N I C O

B A S I C O

G L O S A R I O T E C N I C O B A S I C O

I) CONCEPTOS TECNICOS

- ENERGIA: Generalmente se refiere a energía eléctrica. Técnicamente es igual a potencia consumida por tiempo de duración del consumo. Su unidad de medida es el Watt hora (Wh).
- DEMANDA: Desde el punto de vista del consumidor, el consumo individual de energía eléctrica.
Desde el punto de vista de la empresa productora, la suma de todos los consumos individuales que debe ser cubierta por su generación.
Generalmente se expresa en kilowatts.
- DEMANDA EXCEDIDA: La diferencia entre la demanda máxima del grupo y su demanda media.
- DEMANDA COINCIDENTE: La suma de dos o más demandas de grupos diferentes que ocurren en un mismo período de tiempo.
- DEMANDA MAXIMA NO COINCIDENTE: Suma de dos o más demandas máximas de grupos diferentes que no tienen lugar en el mismo período de tiempo.
- CARGA: La cantidad de energía eléctrica entregada o consumida en un determinado punto o puntos de un sistema. La carga se origina en primer lugar por el consumo de energía que efectúan los usuarios.
- FACTOR DE CARGA: Medida del esquema de uso de electricidad por un cliente. Técnicamente es el ratio de la energía eléctrica consumida durante un período específico de tiempo, y la energía que se hubiera consumido si el pico de demanda durante ese período se hubiera mantenido todo el tiempo.
- BAJO FACTOR DE CARGA: Nivel inconstante de consumo de energía eléctrica. Se caracteriza por altos consumos durante ciertos períodos y bajos durante otros.
- ALTO FACTOR DE CARGA: Nivel constante de consumo de energía eléctrica.
- CARGA DE BASE: Carga mínima durante un período determinado de tiempo.
- FACTOR DE DISPONIBILIDAD: Relación entre la potencia efectiva real de un sistema y la potencia teórica del mismo.

PICOS DE CARGA ESTIVALES E INVERNALES: Cargas máximas estacionales.

CAPACIDAD PARA LA CARGA PICO: Capacidad de generación prevista normalmente para ser usada durante un período de carga máxima en un determinado momento.

MARGEN DE CAPACIDAD: Diferencia entre los requerimientos del sistema de capacidad básica y el sistema de carga máxima (carga pico). Es el margen de capacidad disponible para encargarse del mantenimiento previsto, los cortes de energía ante emergencias, los requerimientos operativos del sistema y las cargas imprevistas.

ENERGIA ELECTRICA FUERA DE PICO: Energía provista durante períodos de carga relativamente baja. Ejemplo: durante la noche.

ENERGIA ELECTRICA DENTRO DEL PICO: Energía provista en el momento de máxima demanda del sistema. Se puede medir en un instante, cada 15, 30 o 60 minutos, según se establezca.

DESPACHO UNIFICADO DE CARGAS (DUC): Dos o más sistemas eléctricos interconectados, operados para proveer la energía de la forma más confiable y económica posible, tomando en cuenta sus factores de carga y sus programas de mantenimiento.

FACTOR DE DIVERSIDAD: El resultado de la suma de demandas máximas no coincidentes de dos o más grupos referido o dividido por su demanda máxima coincidente total.

FACTOR DE POTENCIA: El coeficiente que iguala la unidad de potencia real (kw) con la de potencia aparente (kVA). Cuantifica la energía que se consume sin transformarse en potencia efectiva debido a la acción de factores varios.

II) EL PROCESO ELECTRICO

Centrales de generación: su clasificación

GENERADOR A TURBINA DE COMBUSTION INTERNA: Tipo de unidad generadora, en la cual la fuerza motriz proviene de una turbina de combustión interna. Ejemplo: gas.

GEOTERMICA: Tipo de unidad generadora en la cual la fuerza motriz proviene de una turbina a vapor alimentada por el calor volcánico.

HIDROELECTRICA: Tipo de unidad generadora en la cual la fuerza motriz proviene de paletas impulsadas por agua a presión proveniente de un dique o de un río.

COMBUSTION INTERNA: Tipo de unidad generadora en la cual la fuerza motriz proviene de una máquina de combustión interna. Ejemplo: diesel oil.

NUCLEAR: Tipo de unidad generadora en la cual la fuerza motriz proviene de una turbina a vapor, siendo éste producido por un reactor nuclear.

VAPOR CONVENCIONAL: Tipo de unidad generadora en la cual la fuerza motriz proviene del vapor producido por una caldera que consume combustibles fósiles.

TRANSMISION: Proceso de transporte de la energía eléctrica en forma global, desde una fuente o fuentes de provisión hasta otras del sistema. Puede incluir transformaciones de voltaje intermedias. Se refiere también a la clasificación funcional del sector de la empresa que se encarga de transmitir la energía eléctrica en forma global.

DISTRIBUCION: El proceso de distribuir energía eléctrica desde determinados puntos de transmisión o de despacho de carga central a los consumidores. Se refiere también a la clasificación funcional del sector de la empresa que se encarga de distribuir la energía eléctrica a los consumidores. Normalmente incluye transformación de voltaje. Se puede discriminar la parte final del mismo como proceso de entrega, que comprende la puesta a disposición directa de la energía al usuario o consumidor.

III) UNIDADES DE MEDIDA

VOLTIO (V): Unidad de fuerza electromotora o presión eléctrica que produce una corriente de un ampere aplicado a un circuito con una resistencia de un ohm.

WATT (W): Unidad eléctrica de medida de fuerza que representa la corriente de un ampere bajo la presión de un voltio. Un Hp equivale aproximadamente a 746 W.

AMPERE (A): Unidad de medida de la corriente eléctrica, producido en un circuito por un voltio que actúa a través de una resistencia de un ohm. Es proporcional a la cantidad de electrones que pasan a través de un conductor, por un determinado punto, en un segundo.

OHM: Unidad de medida de la resistencia eléctrica. Es la resistencia a través de la cual la diferencia de energía potencial o electromotora de un voltio produce una corriente de un ampere.

VOLTIOAMPERE (VA): Unidad de medida que expresa la potencia aparente que equivale a 1 Watt por el Factor de Potencia.

BTU (UNIDAD TERMICA INGLESA): Unidad standard para medir la cantidad de energía calórica, por ejemplo el calor contenido en el combustible. Es la cantidad de energía calórica necesaria para elevar un grado Fahrenheit la temperatura de una libra de agua.

WATT/HORA (Wh): Equivale a un Watt de potencia provisto o consumido por un circuito eléctrico durante una hora.

KILOWATT (Kw): Mil watts. Unidad usada para medir la capacidad de producción de los generadores eléctricos y también los requerimientos de potencia de los artefactos que consumen energía eléctrica. Equivale aproximadamente a 1,33 HP.

KILOWATT/HORA (Kwh): Unidad básica de la energía eléctrica equivalente a un Kw de potencia provisto o consumido por un circuito eléctrico durante una hora. Se utiliza para medir la cantidad de energía generada, vendida y consumida.

MEGAWATT (Mw): Mil kilowatts.

MEGAWATT/HORA (Mwh): Mil kilowatts/hora.

GIGAWATT (Gw): Mil megawatts.

GIGAWATT/HORA (Gwh): Mil megawatts/hora.

B I B L I O G R A F I A
=====

B I B L I O G R A F I A

I) LIBROS

- Backer, Morton y Jacobsen, Lyle. "Contabilidad de Costos: Un enfoque Administrativo y de Gerencia". Libros "Mc Graw - Hill México" S.A. - México (Código 0-07-0028354) - 1970 - 1 Vol., 734 Pgs.
- Bolton, D.J. "Costos y Tarifas en el suministro de Electricidad". Editor José Montesó - 1944 - Buenos Aires - Paraná 480 - Biblioteca de la Asociación Argentina de Electrotécnicos - 1 Vol., 348 Pgs.
- Gafasso, J. y Recchi, E. "Economía Energética Argentina" (Los esclavos Mecánicos). Editorial Don Bosco - Buenos Aires - 1976 - 1 Vol., 421 Pgs.
- Naciones Unidas (Nueva York - E.F.U.U. de América). Departamento de Asuntos Económicos y Sociales. "Costes y Tarifas de la Electricidad: Estudio General". - 1973 - 1 Vol., (Código st-eca-156) - 247 Pgs.
- Shillinglaw, Gordon. "Contabilidad de Costos: Análisis y Control". Editorial "El Ateneo" - Pedro García S.A. Biblioteca de Ciencias Económicas - Serie Contabilidad - Año 1977 - 1 Vol., 438 Pgs.
- Simon, Herbert A. "El Comportamiento Administrativo" - Biblioteca de Economía, Organización y Problemas de las Empresas - Editorial Aguilar, 2da. edición 1964 (Nº 5228/62) - 1 Vol., 240 Pgs.

II) ARTICULOS

- Asociación Argentina de Contabilidad y Administración - Sarmiento 299 - Buenos Aires - Argentina. Revista "Contabilidad Gerencial".
 - Battista, G.L. y Crowningshield, G.R. Boletín Nº 14/1969. "Comportamiento de los Costos y Análisis del Punto de Equilibrio".
 - Bell, Albert T. Boletín Nº 14/1969. "Diagrama del Punto de Equilibrio versus Gráfico Marginal".
 - Comité de Prácticas de Dirección Contable (M.A.P.) EE.UU. de América. Boletín Nº 38/1977. "Contabilidad del Activo Fijo: la capitalización de gastos".

- Elicetche, Daniel O. y Agulleiro Moreiras, Norberto. Boletín Nº 43/1979. "Mejor Información para Mejores Decisiones".
- Schenffzig, Dieter D., Mazer, Horacio y Punturo, J.F. Boletín Nº 17/1970. "Mesa Redonda: Costeo Directo versus Costeo por Absorción".
- Stambaugh, David M. Boletín Nº 35/1975. "Costos de Oportunidad Imputados".
- Swalley, Richard W. Boletín Nº 34/1974. "Beneficios del Costeo Directo".
- Toyos, M. y Spina, Hugo C. País: Colombia. Boletín Nº 48/1980. XIII Conferencia Interamericana de Contabilidad. "Las Decisiones Financieras en un Contexto Inflacionario".
- Vázquez, Juan C. Boletín Nº 10/1968. "Los Gastos de Fabricación"; "Distribución de Departamentos de Servicios Indirectos: el problema más controvertido de los costos"; "Departamentalización Contable de la Fábrica" y "Los Gastos de Fabricación llegan al Producto".
- Boley, T.A. "Pricing Policy and Tariffs for Electricity in England and Wales" - Electronics and Power Review - August 1977 (Pgs 636 - 640). London - England.
- Boley, T.A. y Fowler, G.J. "The Basis for Cost Reflective Retail Tariffs in England and Wales" - IEE - Third International Conference on Metering, Apparatus and Tariffs for Electricity Supply - London, 15-18 November - 1977 - Pgs. 1-7.
- Comissao de Integração Eletrica Regional (C.I.E.R.)
 - Subcomité de Gestao Empresarial - "Plano de Contas como Instrumento de Condução Gerencial" - Río de Janeiro - Brasil - Outubro 1974, 2 tomos (Catálogo CIER-SG-128 - T.II - T.III).
 - Subcomité de Gestao Empresarial - Orban, Lazlo; "Consideraciones sobre los Intereses Intercalarios y su Aplicación a las empresas Argentinas" - Río de Janeiro - 1974 - Publicación CIER-SG-128 - T. IV - 1974.

- Edison Electric Institute (E.E.I.) - The Association of Electric Companies - 90 Park Avenue New York (U.S.A.)
 - Edison Electric Institute Publication "31 Answers to 32 Questions About the Electric Utility Industry" - November 1976 - 1 Vol., 40 Pgs.
 - Pocket Book of Electric Utility Industry Statistics, 24th edition, 1978.
 - Texas Electric Service Company: "Media Guide Book-Rates" (File copy) - November 7 - 1977 - E.E.I. Library - 1 Vol., 23 Pgs.
- Federal Power Commission (F.P.C.) - Washington - U.S.A.
 - Bureau of Power "Factors Affecting the Electric Power Supply - 1980-85" - "Executive Summary and Recommendations" December 1 - 1976 - 1 Vol., 52 Pgs.
- Givogri, Carlos "Fundamentos Económicos de las Tarifas Marginalistas". Seminario sobre economía de la energía. Buenos Aires - 1971. Subsecretaría de Energía y Fundación Bariloche. Resumen de trabajos presentados.
- Houston Lighting and Power Company (H.L. y P.) (Houston, Texas, U.S.A.)
 - "Cost Planning and Control System Conceptual Design Report". Hasking and Sells - Houston Lighting and Power Company - H.L. y P. Building, 1 Vol., 62 Pgs. - 1977.
- Kaiser Aluminium and Chemical Corporation (California - U.S.A.)
 - "At Issue=Electricity - Pricing a critical Resource in an Energy Short Environment". Publication by Kaiser Aluminium and Chemical Corporation - 300 Lakeside Drive - Daklan - California, U.S.A. - October 1976 - 1 Vol., 29 Pgs.
- Martín, Miguel Angel. "Análisis en Base al Punto de Indiferencia". Revista Administración de Empresas - Editorial Arindo S.A. - Tomo III - B - Pgs. 965 y subsiguientes.

- Moia, Horacio M. "Costo de la Energía Eléctrica en la República Argentina y su comparación con otros países". Revista Ciencia Energética Nº 32 - Diciembre 1979 - Pgs. 39-47 - Publicación del Colegio de Ingenieros Mecánicos y Electricistas de Buenos Aires - Buenos Aires, Argentina.
- National Association of Regulatory-Utility Commissioners (NARUC) 1102 Interstate Commerce Commission Building - Constitution Avenue and 12th Street, Washington D.C. - U.S.A.
 - "Electric-Utility Cost Allocation Manual" 1973 - 1 Vol., 124 Pgs. (Library of Congress, Catalog Number 73-93497).
 - "Productivity and Public Utility Regulations". February 21/1977. Economic Paper Nº 5 prepared by the Staff Sub Committee on Economics.
 - Report of the Committee on Electric and Nuclear Energy". 86th NARUC Annual Convention - 1974.
 - "The Measurement of Electric Utility Cost Performance - A Proposed Methodology". By J. Edward Smith Jr., Director of Economics, February 1976 - 1 Vol., 414 Pgs.
 - "Uniform System of Accounts for Class A and B - Electric Utilities". 1972 - revised 1976 - 1 Vol., 187 Pgs. Published by National Association of Regulatory-Utility Commissioners - P.O. Box 684-112 ICC Building Washington D.C., U.S.A.
- National Electric Reliability Council (N.E.R.C.) - Research Park - Terhume Road, Princeton, New Jersey - U.S.A.
 - "1977 - Annual Review" - Published March 1978 - 1 Vol., 40 Pgs.
 - "8th Annual Review" - August 1978 - 1 Vol., 48 Pgs.

- *Public Utilities Fortnightly Review (P.U.F.) - Public Utilities Reports, Inc. - Publishers Washington - U.S.A.*
 - Anderson, Randall K. "The Problem of Marginal Cost Pricing and its Progeny". October 1978 - Pgs. 17-21.
 - Cohn, Herbert. "Current Proposals in Rate Design". December 1975, Pgs. 21-26.
 - Clark, Myrtle y Holmes, James R. "Inflation and Accounting Utilities", July 17, 1980 - Pgs. 13-20.
 - Fenton, Chester G. y Stone, Robert F. "Cost Allocation and Rate Structure. Concepts and Misconceptions". July 3, 1980 Pgs. 15-22.
 - Granger, Robert M. "On the Allocation of Capacity Costs". December 1976, Pgs. 26-29.
 - Hunter, Samuel R. "Long-Run Marginal Cost Lower Than Average Costs". January 3, 1980 - Pgs. 17-19.
 - Killoch, Maxwell G. "The Distribution of Utility Costs". August 1978 - Pgs. 21-26.
 - Kirsten, Jack B. "The Incremental Costs of Capital and a Reasonable Rate of Return". July 5, 1979 - Pgs. 17-22.
 - Nissel, Hans E. "The European Experience with Peackload Pricing". March 1977 - Pgs. 13-18.
 - *Public Utilities Fornightly Review, "Marginal Costs in Electric Rate Structures". November 1976 - Pgs. 52-54.*
 - Ritter, Thomas J. "What Current Costs Accounting Means to Utilities". July 31, 1980 - Pgs. 19-23.
 - Samuels, Warren J. "Problems of Marginal Cost Pricing in Public Utilities". January 31, 1980 - Pgs. 21-24.
 - Willrich, Mason. "American's Energy Future, Political and Institutional Issues". January 17, 1980 - Pgs. 17-20.

III) PUBLICACIONES Y REGISTROS VARIOS

- *Central Electricity Generating Board Publications (London - England)*
 - *National Control Centre - Pgs. 1-20.*
 - *Annual Report and Accounts - 1977-78.*
 - *Statistical Year Book - 1977-78.*
- *Comité de Integración Eléctrica Regional (C.I.E.R.) - Boulevard Artigas 996 - Montevideo, Uruguay.*
 - *Datos Estadísticos de las Empresas Eléctricas - Años 1971-1979. Informes de la Secretaría General.*
- *Contrato de Concesión - SEGBA S.A.*
- *Contrato de Concesión - Ex-CIAE S.A.*
- *Contrato de Concesión - Hidronor S.A.*
- *Curso de Costos - Universidad de Buenos Aires, Cascarini R. (1967).*
- *Electricité de France (París - France)*
 - *Rapport d'activité - Comptes de Gestion 1971/1977.*
 - *Annuaire Statistique 1976.*
- *Ex Compañía Italo Argentina de Electricidad (Buenos Aires-Argentina)*
 - *Informes de Cargas Sociales - 1977 - Departamento Costos.*
 - *Informes de Costos por Procesos - 1975/1979 - Departamento Costos.*
 - *Informes sobre el Sistema de las Ordenes de Trabajo - 1975 - Departamento Costos. (Autores: Tolosa, E.J. y Sampayo, N.).*
 - *Manual de Imputaciones para Centros de Costos - 1977 - Departamento Costos.*

- Giménez, Carlos M. "Los Costos, la Inflación y los Controles de Precios". Facultad de Ciencias Económicas, UBA.
- Leyes, Decretos y Decretos Leyes Nacionales y Provinciales.
- Plan de Cuentas de Agua y Energía Eléctrica.
- Plan de Cuentas de SEGBA S.A.
- Plan de Cuentas de Servicios Eléctricos ex-CIAE.
- Plan de Cuentas de la Empresa Provincial de Energía - Provincia de Córdoba.
- Plan de Cuentas de la Dirección de la Energía - Provincia de Buenos Aires.
- Secretaría de Estado de Energía - Ministerio de Economía de la Nación - Argentina.
 - "Plan Nacional de Desarrollo para el Equipamiento de Generación y Transmisión de la Energía Eléctrica". - "Años 1979-2000". (Buenos Aires - 1979).
 - Resolución Nº 308/76.
- Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires (SEGBA S.A.)
 - Informe de Costos Año 1981 - Area de Costos - Gerencia de Finanzas.
- The Electricity Council Publications - (London - England)
 - Statement of Accounts and Statistics - 1977-78.
 - E.C. Annual Report - 1977-78.

UNIVERSIDAD DE BUENOS AIRES
FACULTAD DE CIENCIAS ECONOMICAS

T E S I S D O C T O R A L

PROPUESTA DE UNA ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL Y DE UN ESQUEMA DE COSTOS

PARA LA PRESTACION DEL SERVICIO DE ENERGIA ELECTRICA EN LA

REPUBLICA ARGENTINA

A U T O R

L E L I O T E N N I N A

Ugarteche 3348, 3er. Piso - (1425) Capital Federal

Registro Nº 55.415

CONSEJERO DE TESIS: DR. JOSE F. PUNTURO
=====

R E S U M E N

Buenos Aires,

de 1982

BIBLIOTECA DE LA FACULTAD DE CIENCIAS ECONOMICAS
Profesor Emérito Dr. ALFREDO L. PALACIOS

R E S U M E N

I) DEFINICION DEL PROBLEMA: El objeto de este trabajo es proponer una estructura de organización y un esquema integral de Sistema de Costos aplicables - ambos - en el área de prestación del servicio de energía eléctrica en nuestro país.

Sería redundante destacar la importancia del desarrollo energético, ya que éste cuenta actualmente en nuestro país con el impulso técnico necesario para ubicar sus reales posibilidades y encarar su desarrollo.

El proyecto presentado aquí pretende apoyar dicho desarrollo técnico con un adecuado marco administrativo que le brinde agilidad y eficiencia, adaptándose a las necesidades locales y aplicándose con un mínimo de esfuerzo.

La agilización en la concreción de los objetivos se logrará racionalizando la actual estructura organizativa. La misma presenta una tendencia a la atomización y duplicación de esfuerzos, con un desarrollo interno que se ha ido produciendo a medida que fueron presentándose las necesidades. Se advierte una marcada centralización hacia el sector de mayor consumo= Buenos Aires, y una asignación de importancia prioritaria a la generación térmica convencional a vapor. Ante las perspectivas ciertas de cambios a corto plazo, se hace necesario revisar profundamente esa estructura. A esto apunta esta parte del presente trabajo.

La mayor eficiencia en la utilización de los factores de la producción que este futuro desarrollo técnico implica, trae aparejada la necesidad del manejo orgánico de los conceptos de costos. Esto permitirá concretar los logros de la forma más económica posible. No se quiere significar con esto que actualmente no se empleen sistemas

de costos en las empresas del sector, sino que la estructura organizativa que se propone necesita un replanteo de todo el sistema para hacerlo coherente con la propuesta. No se pretende lograr originalidad con los planteos de los conceptos de los costos en sí, sino que se quiere ordenarlos dentro del nuevo esquema.

La idea básica de la presente propuesta subyace en el hecho de que la energía eléctrica es la forma de energía controlada más útil y práctica con que cuenta hasta ahora el hombre, y por eso el desarrollo de su industria debe ser cimentado sobre bases sólidas y eficientes a efectos de aprovechar al máximo sus posibilidades.

II) DESARROLLO Y METODOLOGIA EMPLEADA: El desarrollo de los pasos seguidos se puede concretar en los siguientes conceptos:

a) Definición de las características generales de los costos y de las específicas aplicables al campo de la energía eléctrica.

b) Recopilación de los antecedentes de la experiencia nacional en este campo:

- Organización actual del servicio en el país.
 - Elementos administrativos vinculados con el tratamiento de los costos actualmente en uso en el país.
 - * Características de los factores del costo en la industria eléctrica.
 - * Relevamiento del sistema integral de costos por procesos en una empresa argentina.
 - Registros de costos:
 - * Planes de Cuentas, Sistemas de Centros de Costos y Sistemas de Ordenes de Trabajo en uso en el país.
 - * Reglamentaciones y antecedentes referentes a los costos y la base tarifaria emergentes de la legislación y los contratos de concesión de servicios.
 - Proyección del desarrollo técnico futuro.
-

c) *Recopilación de la experiencia extranjera que, proveniente de países más desarrollados que el nuestro en el aspecto tratado, puede contribuir a nuestros fines.*

- *Organización de los servicios eléctricos de Francia, Italia, Estados Unidos de América, Gran Bretaña y la República Federal de Alemania.*
- *Tratamiento de sus costos, tanto desde el punto de vista de los costos de producción y de control de costos, como desde el necesario enfoque tarifario.*
- *Aportes doctrinarios de autores especializados acerca de los problemas de la industria eléctrica actual y también de sus tarifas.*

d) *En función del análisis crítico de lo recopilado y de su enfoque a través de una óptica nacional, se llega a la propuesta final.*

Los aspectos salientes pueden comentarse respecto de la metodología seguida:

- A) *EXPERIENCIA NACIONAL: El estudio busca determinar lo que se realiza actualmente en el país y cuáles son los motivos para que ello ocurra. Se destacan especialmente las características resaltables. El enfoque es eminentemente pragmático, y se basa en relevamientos, registros, leyes y contratos.*
- B) *EXPERIENCIA EXTRANJERA: Su análisis se basa en la realidad práctica de lo que se informa que ocurre en los diferentes países, y también en las opiniones de especialistas en la materia, especialmente en todo lo concerniente a: herramientas administrativas, propuestas tarifarias y problemas acerca del desarrollo de esta industria en particular. Aquí se aprecia una mayor profundización teórica, proveniente del estudio de la doctrina moderna acerca de los puntos bajo análisis.*

III) CONCLUSIONES: La propuesta final se centra en dos campos:

A) ORGANIZACION DEL SERVICIO: Se propone una estructura que equilibre adecuadamente las necesidades de centralización, propias de las grandes obras a ser encaradas orgánicamente, y de descentralización regionalizada, que surge como característica de un país de gran amplitud geográfica. Es destacable aquí la dispersión y lejanía de las futuras fuentes de provisión de energía eléctrica respecto de los actuales grandes centros de consumo.

Por otro lado, se busca equilibrar la necesaria participación estatal con la deseable intervención privada en el desarrollo local y regional.

B) SISTEMA DE COSTOS: La propuesta se fundamenta en tres de los aspectos básicos que se relacionan con la prestación del servicio de energía eléctrica.

B-1) CONTROL DE GESTION: Mediante el control de los gastos por su tipo (registros de Ordenes de Trabajo), y por responsable de su concreción (registro por Centros de Responsabilidad).

B-2) COSTOS Y TARIFAS: Se enfoca el costeo del proceso eléctrico como base para lograr, conjuntamente con otros factores, una adecuada Base Tarifaria.

B-3) TOMA DE DECISIONES: Se propone en este caso el uso de herramientas de decisión que no siempre se relacionan con los servicios públicos, y que son imprescindibles en la actualidad como factores de mayor eficiencia.

Dos aspectos colaterales dignos de análisis surgen del presente trabajo: la propuesta de un Esquema de Cuentas unificado para el sector bajo estudio, y una recopilación orgánica de aspectos específicos de

la actividad eléctrica en nuestro país, que puede servir como base para futuras investigaciones.

Mediante las propuestas a las cuales se llega se cree haber cumplido con el objetivo expuesto en la definición del problema. No se trata de una solución definitiva (ninguna en mayor o menor grado lo es), sino que puede considerarse como un paso más dado en aras de un futuro mejor.

1500/1087

UNIVERSIDAD DE BUENOS AIRES
FACULTAD DE CIENCIAS ECONOMICAS

T E S I S - - D O C T O R A L

Este tesis mereció la calificación de
Distinguido (8) el 29 de junio 1983

PEDRO F. J. PAVESI
Director
Escuela de Post-Grado

PROPUESTA DE UNA ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL Y DE UN ESQUEMA DE CUBRIMIENTO

PARA LA PRESTACION DEL SERVICIO DE ENERGIA ELECTRICA EN LA

REPUBLICA ARGENTINA

A U T O R

L E L I O T E N N I N A

Ugarteche 3348, 3er. Piso - (1425) Capital Federal

Registro Nº 55.415

CONSEJERO DE TESIS: DR. JOSE F. PUNTURO

TESIS
422213
T2

ANEXO I - IV

Buenos Aires,

de 1982.

BIBLIOTECA DE LA FACULTAD DE CIENCIAS ECONOMICAS
Profesor Emérito Dr. ALFREDO L. PALACIOS

A N E X O I

RELEVAMIENTO DE CIERTOS ELEMENTOS ORGANIZATIVOS EN

EMPRESAS DE SERVICIOS ELECTRICOS

= REGISTROS DE COSTOS =

A N E X O I

RELEVAMIENTO DE CIERTOS ELEMENTOS ORGANIZATIVOS EN EMPRESAS

DE SERVICIOS ELECTRICOS

= REGISTROS DE COSTOS =

- I - 1 *Generalidades*
- I - 2 *Planes de Cuentas*
- I - 3 *Sistemas de Ordenes de Trabajo*
- I - 4 *Sistemas de Centros de Responsabilidad*

A N E X O I

I-2 - - P L A N E S D E - C U E N T A S

I N D I C E

	<u>PAGINA</u>	
I-2-1	Generalidades	
I-2-1-1	Definición	1
I-2-1-2	Objetivos	1
I-2-1-3	Características básicas	3
I-2-1-4	Codificación	3
I-2-2	Estructura general del Plan de Cuentas de SEGBA S.A.	
I-2-2-1	Conceptos básicos	4
I-2-2-2	Sistema de imputaciones del Plan de Cuentas de SEGBA S.A.	7
I-2-3	Estructura general del Plan de Cuentas de AyEE	
I-2-3-1	Conceptos básicos	10
I-2-3-2	Sistema de Ordenes de Trabajo de AyEE	12
I-2-3-3	Sistema de Centros de Responsabilidad de AyEE	12
I-2-4	Estructura general del Plan de Cuentas de EPEC	
I-2-4-1	Conceptos básicos	14
I-2-4-2	Modalidades de Imputación: inversiones normales en EPEC	15
I-2-4-3	Centros de Costos en EPEC	17
I-2-5	Estructura general del Plan de Cuentas de Ex CIAE	
I-2-5-1	Conceptos básicos	19
I-2-5-2	Resumen del esquema general de imputaciones de ex CIAE	20

I-2-6	Rubro Bienes de Cambio (SEGBA - AyEE - EPEC - Ex CIAE)	
I-2-6-1	Resumen de las cuentas y subcuentas que lo componen	21
I-2-6-2	Análisis de las cuentas y sus contenidos	22
I-2-6-3	Comparación de los diferentes enfoques en los casos tratados	23
I-2-7	Rubro Bienes de Uso (SEGBA - AyEE - Ex CIAE)	
I-2-7-1	Estructuras conceptuales resumidas de los diferentes planes de cuentas	25
I-2-7-2	Análisis de las cuentas y sus contenidos	27
I-2-7-3	Comparaciones de los diferentes enfoques de los casos tratados	31
I-2-8	Rubro de conceptos de Costos y Gastos (SEGBA - AyEE - EPEC - Ex CIAE)	
I-2-8-1	Síntesis por Plan de Cuentas del contenido conceptual de cada rubro	32
I-2-8-2	Contenidos y comparaciones de los planes de cuentas considerados	35
I-2-9	Estructura general del Plan de Cuentas de DEBA	
I-2-9-1	Generalidades	38
I-2-9-2	Comentario general del Plan de Cuentas de DEBA	41
I-2-9-3	Sistema de Centros de Costos	41
I-2-9-4	Sistema de Ordenes de Trabsjo	44
I-2-10	Conclusiones generales	46

A N E X O I

I-1 GENERALIDADES

Se enfocan en este punto tres facetas del problema de la organización administrativo-contable de algunas de las principales empresas de energía eléctrica en el país. Estos tres conceptos son los siguientes:

- a) Planes de Cuentas
- b) Sistemas de Ordenes de Trabajo
- c) Sistemas de Centros de Responsabilidad.

Las empresas seleccionadas son las que se mencionan seguidamente:

- SEGBA S.A.
- AGUA Y ENERGIA ELECTRICA S.A.
- EMPRESA PROVINCIAL DE ENERGIA DE CORDOBA
- DIRECCION DE LA ENERGIA DE LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES.

También se incluyen, como antecedentes dignos de análisis, los datos correspondientes a la ex CIAE S.A. (actualmente parte de SEGBA), ya que su estructura administrativo-contable era conceptualmente interesante.

I-1-1 PLANES DE CUENTAS

Se seleccionan tres rubros que destacan mejor las características propias de la actividad eléctrica:

- Bienes de Cambio
- Bienes de Uso
- Gastos de Explotación,

de los Planes de Cuentas de las empresas mencionadas.

Los pasos seguidos se pueden generalizar en tres:

- Resumen de las cuentas y sub-cuentas incluídas en cada rubro.
- Análisis de su contenido conceptual.
- Comparación y comentarios de las diferencias entre los distintos planes.

I-1-2 SISTEMAS DE ORDENES DE TRABAJO

Se establece un procedimiento esquemático tipo, basado en un estudio realizado en la ex Compañía Italo Argentina de Electricidad, y se le agregan las características distintivas que el mismo procedimiento puede tener en SEGBA S.A., ya que en Agua y Energía Eléctrica S.A. no se presentan rasgos relevantes dignos de análisis. Se incluye aquí un análisis del concepto de intereses intercalarios, tan importante en las empresas de servicio público de electricidad.

I-1-3 SISTEMAS DE CENTROS DE RESPONSABILIDAD

Se resumen los sistemas empleados actualmente en SEGBA S.A. y en su momento en la ex Compañía Italo Argentina de Electricidad S.A., ya que son los dos casos metodológicamente más interesantes como exponentes del punto bajo estudio. El sistema de Agua y Energía Eléctrica S.A. no agrega nada nuevo a lo expuesto.

=====

Es conveniente aclarar que por las características propias de cada caso, el comentario del Plan de Cuentas de EPEC incluye la parte correspondiente a lo que en la empresa se denomina "Inversión Normal", y que se asimila aproximadamente a una Orden de Trabajo en otras empresas, así como también lo atinente a los Centros de Responsabilidad.

El comentario referente a todo el material de DEBA se presenta agrupado al final del enfoque de los Planes de Cuentas, ya que por sus características especiales no permite comparaciones directas con los demás casos tratados.

Los datos comentados se refieren a relevamientos realizados durante 1980, salvo el caso de DEBA, que se efectuó en 1979.

A N E X O I

I-2 = - P L A N E S = D E = C U E N T A S

I-2-1 GENERALIDADES

I-2-2-1 DEFINICION

Un plan de cuentas es un modelo contable según el cual se registran los activos y pasivos de una organización, así como las variaciones o resultados que se vayan produciendo. Mediante él, también se refleja la forma según la cual los datos primarios de información deben ser agrupados.

Es un elemento básico que permite a una empresa, a través de registraciones sistemáticas, la obtención de informes necesarios para la conducción económico-financiera del negocio.

No sólo se requiere la existencia de un plan de cuentas sino también un manual complementario, donde se explique, breve y concisamente, el contenido de cada cuenta y su funcionamiento. Desde el punto de vista de la realización de una eficiente tarea de determinación de costos, es fundamental encarar la estructuración de un plan de cuentas homogéneo, simple, con un grado de análisis lo suficientemente profundo como para permitir realizar una correcta tarea de interpretación de datos, y que además sea fácilmente actualizable.

Se pasa a continuación a reseñar el que se entiende como conjunto básico de requerimientos componentes de este plan de cuentas tipo.

I-2-1-2 OBJETIVOS

Entre los principales que guían la elaboración de un plan de cuentas, se encuentran los siguientes:

- a) Servir de base para la formulación del Balance General y Cuadro de Resultados, según las exigencias legales y técnicas.
- b) Reflejar contablemente el conjunto de operaciones del ente.

- c) Tomando como base la estructura organizativa de la empresa, debe permitir efectuar un control por área de responsabilidad.
- d) Permitir la comparación de los estados contables de las diversas empresas.
- e) Constituir la columna vertebral de un sistema de informaciones integrado.
- f) Informar acerca de los costos de producción, administración, comercialización y otros estudios tarifarios, controles fiscales y análisis financieros.
- g) Lograr un análisis por conceptos lo suficientemente detallado que permita una individualización del gasto lo más exacta posible.

En este último punto se debe tener la precaución de no exigir por parte del encargado de volcar la información primaria en los formularios de origen, una capacidad de discernimiento mayor de la que realmente tiene para efectuar imputaciones, porque se puede llegar al manipuleo de cifras erróneas.

El proceso contable debe desenvolverse teniendo como escenario toda la empresa, íntimamente ligado al proceso administrativo general, proveyendo la base informativa oportuna a un costo razonable, para la permanente tarea de toma de decisiones.

Es por ello que el análisis de las características más salientes de los planes de cuenta de las principales empresas de servicios eléctricos del país, es algo fundamental si se pretende encarar un estudio global.

Las fórmulas oficiales de Balance, al igual que las normas mínimas para la confección de estados contables, tienden a uniformar características en la práctica contable, con el fin de facilitar la comparación y análisis de balances.

En nuestro país, la elaboración de fórmulas para estos estados ha permitido el establecimiento de un esquema contable que comprende un "marco de cuentas" que configura un concepto más amplio que el de plan de cuentas tipo. En aquél se define la estructura principal o formal a seguirse, los grupos de cuentas, su contenido y correlación, pero no se determinan las cuentas específicas a ser utilizadas. Un marco de cuentas así concebido está previsto para ser utilizado como base de elaboración de los planes de cuenta aplicables a un conjunto de empresas similares, y permite entonces la formación de una estructura independiente del plan de cuentas individual de cada empresa.

En lo referente a las empresas de electricidad, si bien las inquietudes han sido varias, no existe un plan de cuentas tipo. Uno de los principales motivos lo constituye el hecho que dentro del sistema eléctrico-energético nacional existen empresas encuadradas en la Ley de Contabilidad de la Nación, y otras que no lo están. Sin embargo, no se debe cejar en el intento, ya que de lograrse tal cometido sus ventajas serían evidentes, sobre todo en lo referente a la elaboración de balances consolidados y para la realización de comparaciones entre empresas (nacionales y extranjeras).

I-2-1-3 CARACTERISTICAS BASICAS

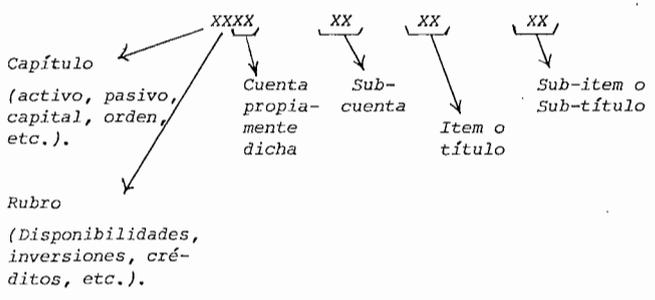
Un buen plan de cuentas debe:

- a) Ser elástico y permitir la incorporación y supresión de cuentas sin alterar su estructura básica.
- b) Reflejar la organización de la empresa (centralizada o no), teniendo en cuenta sus características especiales (en el caso de la industria eléctrica es fundamental la consideración de la dispersión geográfica).
- c) Permitir el control por áreas de responsabilidad a través del sistema de costos, y teniendo fundamentalmente en vista el procesamiento electrónico de datos.

I-2-1-4 CODIFICACION

Para facilitar el manejo de la información, es prácticamente imprescindible codificar las cuentas que conforman el plan. Un sistema de codificación bastante común y cómodo es el siguiente:

Ejemplo: 10 dígitos



El número de dígitos se puede ampliar o disminuir según las necesidades.

5 - PATRIMONIO NETO

5101 - 5199	Capital Suscripto
5201 - 5299	Reservas
5301 - 5399	Resultados acumulados

6 - CUENTAS TRANSITORIAS

7 - CUENTAS DE ORDEN

7101 - 7199	Cuentas de orden deudoras
7201 - 7299	Cuentas de orden acreedoras

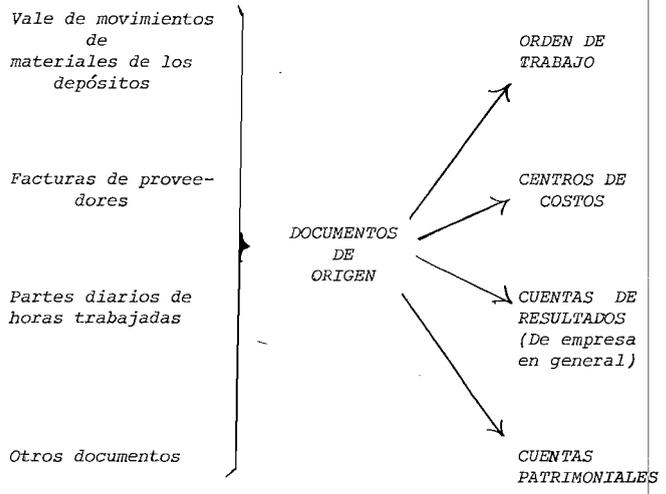
9 - RESULTADOS

9101 - 9199	Ingresos por venta de corriente eléctrica
9201 - 9299	Costo de venta
9301 - 9399	Otros gastos operativos
9401 - 9499	Otros ingresos ordinarios
9501 - 9599	Otros egresos ordinarios
9601 - 9699	Resultados de operaciones extraordinarias
9701 - 9799	Ajuste de ejercicios anteriores.

BIBLIOTECA DE LA FACULTAD DE CIENCIAS ECONOMICAS
Profesor Emérito Dr. ALFREDO L. PALACIOS

I-2-2-2 SISTEMA DE IMPUTACIONES DEL PLAN DE CUENTAS DE SEGBA SA.

En forma general se puede esquematizar el sistema de imputaciones de la siguiente manera:



La imputación de los documentos básicos del sistema de información contable (Informes de entradas, vales de salida de material, informes diarios de horas trabajadas, facturas, etc.).

Se hace a:

- una orden de trabajo,
- a un centro de costos,
- a una cuenta de resultados, o
- a una cuenta patrimonial

Un cargo se debe imputar a una "Orden de Trabajo" en los siguientes casos:

- A) Los trabajos de ampliación, retiro y/o transferencias de bienes destinados al servicio.
- B) Los trabajos de traslado y remoción de instalaciones u otros, que se realicen por cuenta de terceros.

- C) Los trabajos de mantenimiento preventivo o correctivo de las redes o líneas de transmisión y distribución.
- D) Los trabajos de ampliación o reparación realizados en los talleres de la Empresa.
- E) Los trabajos en los cuales no se conoce la imputación definitiva al momento de su iniciación.
- F) Los trabajos de reparación a ser realizados por la propia sección u otra en Centrales, Subestaciones, Cámaras e Inmuebles varios y en oficinas de la Empresa cuyo costo exceda de una cierta cantidad fijada por la superioridad.

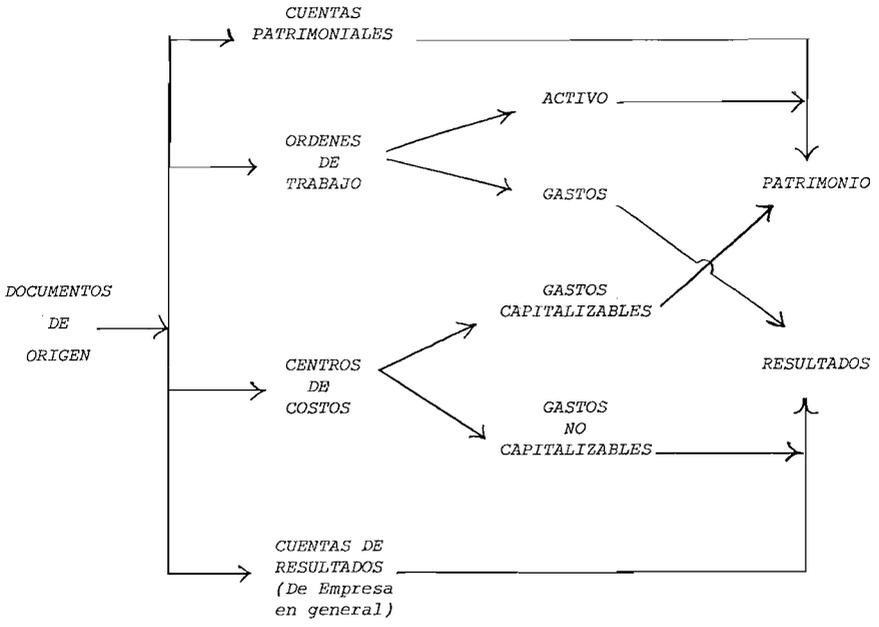
Se deben imputar a un "Centro de Costos" todos los gastos de operación y mantenimiento del servicio (excepto los enumerados en el párrafo anterior), que puedan ser asignados a un área de responsabilidad determinada.

Se debe imputar un gasto a una "Cuenta de resultados" (de empresa en general) cuando dicho gasto no pueda ser asignado directamente a un área de responsabilidad determinada.

Se deben imputar a una "Cuenta patrimonial" todas aquellas operaciones que afecten al activo (excepto las que correspondan a órdenes de trabajo) y al pasivo de la empresa.

Las distintas modalidades de imputación tienen la siguiente incidencia en el esquema contable que se presenta a continuación:

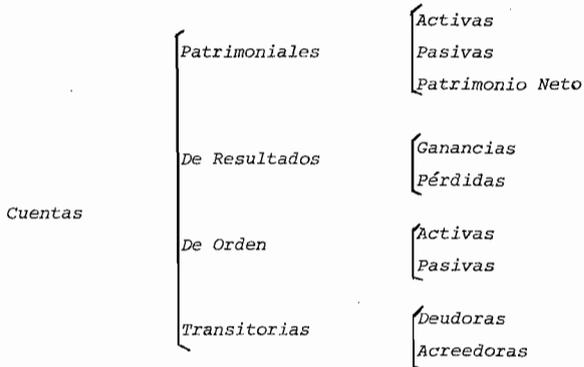
RESUMEN DEL ESQUEMA GENERAL DE IMPUTACIONES DE SEGBA S.A.



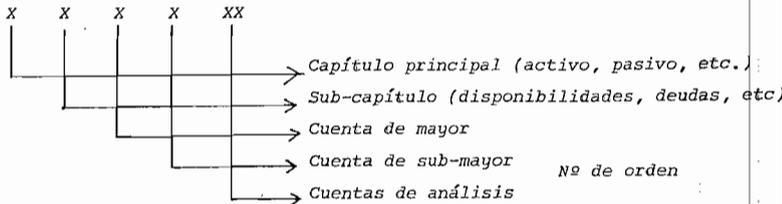
I-2-3 ESTRUCTURA GENERAL DEL PLAN DE CUENTAS DE AGUA Y ENERGIA ELECTRICA S.A. (AyEE).

I-2-3-1 CONCEPTOS BASICOS

El plan de cuentas de la empresa ha sido trazado en un modelo cuya estructura responde a las exigencias de tipo legal, y suministra las informaciones que la técnica actual le asigna a la contabilidad como herramienta de control.

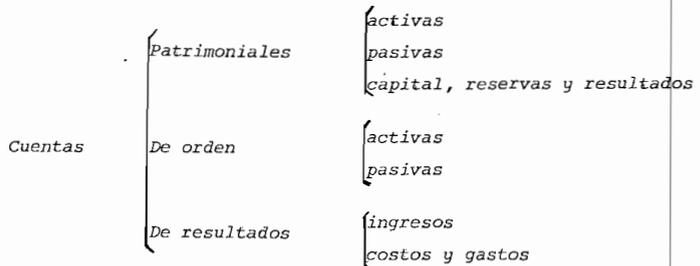


El código asignado a cada rubro consta de seis posiciones, dentro del cual los dos primeros dígitos responden a su ubicación en el esquema de ordenamiento del balance, y los restantes contemplan su contenido objetivo y funcional de acuerdo con el siguiente gráfico:

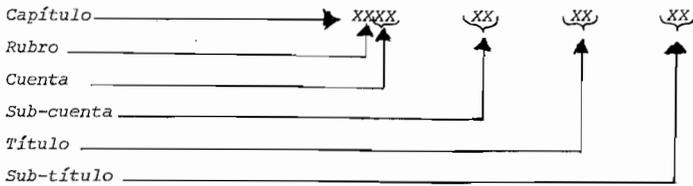


te. En base a esta información, que sirve para el control presupuestario, también se confecciona el Balance Consolidado Total de la Empresa.

Los sistemas presupuestarios por centros de responsabilidad y de órdenes de trabajo presentan conceptualmente mucha similitud con los empleados por las empresas comentadas, por lo cual se omiten sus detalles.

I-2-4 ESTRUCTURA GENERAL DEL PLAN DE CUENTAS DE EPECI-2-4-1 CONCEPTOS BASICOS

Se sigue un sistema numérico de codificación según el siguiente cuadro:



Cada capítulo lleva el siguiente numerador:

Activo	1
Pasivo	2
Capital, reservas y resultados	3
Cuentas de orden - Activas	4
Cuentas de orden - Pasivas	5
Ingresos de Explotación	6
Costos y Gastos de explotación	7
Movimientos anexos a la explotación y ajustes ejercicios anteriores	8

Y cada uno se abre, a su vez, en las siguientes series numéricas:

Activo

Disponibilidades	1101 a 1199
Créditos	1211 a 1299
Bienes de cambio	1311 a 1399
Inversiones	1401 a 1499
Bienes de uso	1511 a 1599
Bienes inmateriales	1601 a 1699
Cargos diferidos	1701 a 1799

Pasivo

Deudas	2111 a 2199
Provisiones	2221 a 2299
Previsiones	2301 a 2399
Utilidades diferidas y a realizar en ejercicios futuros	2401 a 2499

Capital, Reservas y Resultados 3110 a 3399

Cuentas de Orden

Activo	4101 a 4199
Pasivo	5101 a 5199

Cuentas de ResultadoIngresos de Explotación

Ventas de energía de zona "A" a "H"	6100 a 6800
Ventas de energía varias	6900

Costos y Gastos de Explotación

Costo de producción de energía	7110 a 7199
Generación Vapor	7110
Hidráulica	7120
Combustión interna-Diesel	7130/40/50/60
Combustión interna-Turbogas	7170
Otros gastos suministros de energía	7190
Gastos de Transmisión	7200
Gastos de Alimentación y Distribución	7300
Gastos de Comercialización	7400
Gastos de Administración	7500

Ingresos anexos a la explotación 8011 a 8099

Gastos anexos a la explotación 8511 a 8599

Ajustes ejercicios anteriores 8910 a 8999

I-2-4-2 MODALIDADES DE IMPUTACION = INVERSIONES NORMALES EN EPEC

Si bien se prevé para las distintas imputaciones del Plan la existencia de un par de dígitos como análisis o detalle final de cualquier imputación con el nombre de sub-título, por el momento no se encuentran utilizados en ningún rubro.

En el caso específico de las imputaciones de la cuenta de Obras en Curso de Ejecución (1512), se sigue un proceso distinto del normal en la Compañía. Esta cuenta está destinada a la contabilización de los movimientos originados en la ejecución por vía administrativa, contratación con terceros o en forma mixta, de obras públicas de electrificación financiadas con recursos propios y extraordinarios. Se debitará por los materiales, sueldos y cargas sociales, fletes, certificaciones de obras, proporción de gastos administrativos (capitalización de gastos indirectos) y todo otro cargo directo o indirecto originado en las obras que se ejecutan.

Al fin del ejercicio se acreditará con débito a la cuenta 1511 "Inmovilizaciones", por el costo de las obras terminadas y transferidas a explotación.

Toda imputación de cargos a Proyectos de Obras (obras en curso), deberá ser hecha a través de una "Inversión Normal" (IN) (especie de hoja de costos individualizada), según la metodología que se explica:

Las primeras cuatro posiciones corresponden a la cuenta 1512. La quinta posición será siempre 0 para las obras iniciadas después de 1974.

Desde la sexta a la décima posición (5 dígitos), serán ocupadas por el número de IN que corresponda. Los dos primeros dígitos de éstos cinco identifican a la sub-cuenta y título correspondiente del Plan de Cuentas. Ejemplos: IN Nº 33.000 = sub-cuenta 3, título 30. IN Nº 42.000 = sub-cuenta 4, título 20.

La última o undécima posición será un código que indica dónde se realiza la obra (administración central o zona A, zona B, y así hasta zona H o Alta Gracia).

En el caso de IN correspondiente a Muebles, Útiles y Herramientas, Máquinas y Equipos de Oficina, Máquinas y Equipos de Taller, Equipos de Seguridad, de Transporte, Sistema de Comunicación e Inversiones fijas a clasificar, su código será de 6 dígitos, y se anula la identificación del lugar geográfico dentro de la provincia donde se efectúa el cargo (ver ejemplos al final del comentario).

También para las imputaciones correspondientes al rubro Nº 7 "Costos y Gastos de Explotación", la formalización de los cargos a una cuenta de este grupo presupone el completado de las once posiciones de la imputación prevista según la siguiente

metodología:

Las primeras 4 posiciones corresponden al número de la cuenta.

Las posiciones 6, 7, 8 y 9 a la sub-cuenta y al título.

En este caso no se utilizan todavía sub-cuentas para este rubro, y se debe completar con 00 el lugar previsto para ellas.

Los títulos corresponden a los conceptos de gastos detallados en el análisis del Plan de Cuentas propiamente dicho.

Las posiciones 9, 10 y 11 corresponden a los Centros de Costos y Gastos que implican un análisis geográfico más específico dentro de las zonas previstas para el análisis por inversiones normales, ya comentado.

Ejemplo:

	<u>1º dígito</u>	<u>2do y 3ros.</u>
Administración Central	0	01 a 99
Zona A Córdoba	1	00 a 99
Zona B La Falda	2	00 a 99
Zona C Villa María	3	00 a 99
Zona D San Francisco	4	00 a 99
Zona E Río Ceballos	5	00 a 99
Zona F Río Cuarto	6	00 a 99
Zona G Bell Ville	7	00 a 99
Zona H Alta Gracia	8	00 a 99

I-2-4-3 CENTROS DE COSTOS EN EPEC

Desarrollo ejemplificativo de los correspondientes a:

Administración Central:

Directorio	001
Secretaría administrativa	002
Relaciones públicas	005
Organización y Métodos	006
Sub-Gerencia Inspección	007
Utilización de materiales	
Asesoría y Gestión Legal	009
Comisión de Adjudicaciones	010
Sub-Gerencia adscripta a la	
Dirección General	011
Centro de Computación	012
Auditoría General	013
Gerencia de Programación	017

Gerencia de Ingeniería	025
" " Inspecciones	043
" " Finanzas y Abastecimientos	052
" " Personal	065
" " Producción	076

<u>Zona D</u> - San Francisco	400
San Francisco	401
Devoto	411
Balnearia	412
Santiago Temple	413

Se observa aquí que el enfoque dado al uso de lo que se podría genéricamente llamar Orden de Trabajo y que en EPEC se denominan "Inversiones Normales", es únicamente empleado para obras de ampliación. Un detalle geográfico general de ubicación se utiliza para los inmuebles en curso, mientras que en cualquier otro caso, el agrupamiento se formaliza de acuerdo con un número de IN no individualizado geográficamente.

Ejemplo del primer caso: Inmuebles.

Una obra en curso correspondiente a Construcciones Transitorias Desmontables: un galpón realizado en la zona E - Río Ceballos, en 1976:

	<u>Cuenta</u>	<u>Año</u>	<u>IN</u>	<u>Zona</u>
Imputación	1512	0	31110	5

Ejemplo del segundo caso: Equipo de Taller.

Construcción de una máquina herramienta en el año 1976.

	<u>Cuenta</u>	<u>Año</u>	<u>IN</u>
Imputación	1512	0	131.120

En el caso de los Centros de Costos, su empleo tiende a una identificación fundamentalmente geográfica del gasto. Su utilización es obligatoria en el caso de todas las cuentas de gastos y como complemento de la imputación contable.

Ejemplo: Un gasto en lubricantes realizado en la zona "D" - Devoto, e imputable a Distribución:

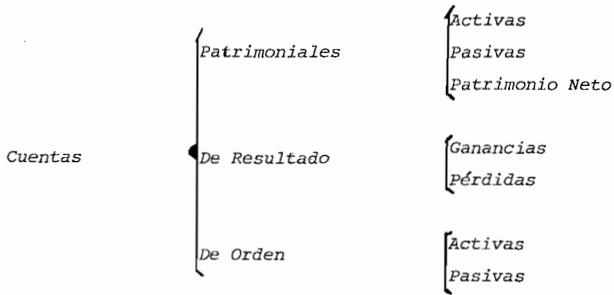
	<u>Cuenta</u>	<u>Sub-cuenta</u>	<u>Título o concepto del gasto</u>	<u>Centro de Costos</u>
Imputación	7350	00	37	411

En definitiva, la Inversión Normal identifica a toda ampliación que se realiza en la empresa, mientras que el Centro de Costos se utiliza para ubicar geográficamente el lugar donde se realiza el gasto.

I-2-5 ESTRUCTURA GENERAL DEL PLAN DE CUENTAS DE LA Ex CIAE S.A.

I-2-5-1 CONCEPTOS BASICOS

Conceptualmente, se puede resumir así la estructura de su Plan de Cuentas:



Cada cuenta estaba individualizada por un número de código compuesto por cuatro dígitos, que podía ser seguido (o no) por uno, dos o tres pares de dígitos, según el grado de análisis con el que la cuenta fuera utilizada.

El 1º de los cuatro dígitos indicaba el rubro al cual correspondía la cuenta (activo, pasivo, etc.).

El 2º dígito la ubicaba en el capítulo pertinente (Créditos, Bienes de Cambio, etc.).

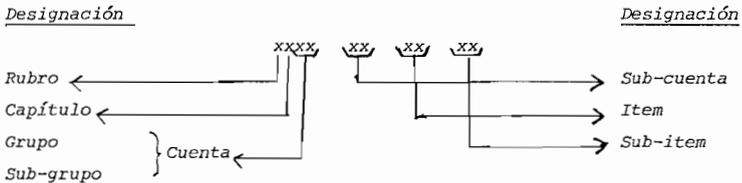
El 3º dígito marcaba el grupo al que pertenecía la cuenta dentro del capítulo (Ejemplo: dentro de Deudas: deudas financieras, bancarias, etc.).

El 4º dígito mostraba el subgrupo básico.

El 3º y 4º dígitos componían la cuenta en sí.

Si se necesitaba ahondar el análisis, se podía recurrir a los tres pares de dígitos siguientes (sub-cuenta, ítem y sub-ítem).

Ejemplo:



Cuentas de Resultados: Para su codificación se tuvieron en cuenta principios similares al grupo anterior, pero se incluyó dentro de esta parte el concepto del centro de costos responsable del gasto.

La imputación completa de un gasto se debía efectuar (siempre y cuando

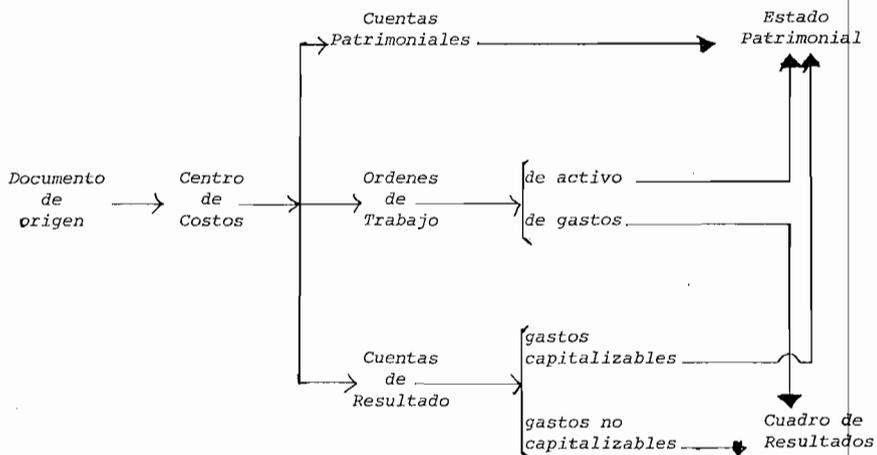
no correspondiera a una O.T.), así:

- Cuenta
- Sub-cuenta
- Item
- Sub-item
- Centro de Costos

Para el caso de existencia de una Orden de Trabajo, se imputaba de la siguiente forma:

- Orden de Trabajo (de ampliación o gasto)
- Centro de Costos.

I-2-5-2 RESUMEN DEL ESQUEMA GENERAL DE IMPUTACIONES DE Ex-CIAE SA.



I-2-6 RUBRO BIENES DE CAMBIO (SEGBA - AyEE - EPEC - Ex CIAE)

I-2-6-1... RESUMEN DE LAS CUENTAS Y SUBCUENTAS QUE LO COMPONEN

SEGBA	AyEE
Combustibles; Carbón, Fuel Oil, Diesel Oil, Gas-oil, Gas	Almacenes
Combustibles en viaje	Combustibles y Lubricantes
Trabajos por cuenta de terceros	Fletes y acarreos (de combustibles y lubricantes)
Materiales varios: de atención instalaciones, prevención y lucha contra incendios, préstamos de materiales	Obras por cuenta de terceros
Previsión por diferencias de Bienes de Cambio	Trabajos en taller por cuenta de terceros
Otros activos corrientes	Ex-CIAE
Materiales de economato en existencia	Combustibles
Medicamentos y materiales de servicios asistenciales	Materiales y repuestos en almacenes y depósitos
	Materiales y repuestos en viaje
	Materiales y repuestos en poder de terceros
	Materiales de rezago
	Trabajos por cuenta de terceros en curso
	Materiales en elaboración (talleres propios)
	Previsión para deterioros, merma y desvalorización de materiales
	Trabajos por cuenta de terceros terminados
	Bienes de Uso radiados de servicio
EPEC	
Materiales y repuestos en almacenes y depósitos	
Combustibles y lubricantes	
Materiales y repuestos en viaje	
Materiales y repuestos en poder de terceros	
Materiales de rezago	
Trabajos de taller en ejecución	
Bienes de Uso radiados de servicio	
Previsiones por mermas de materiales, deterioros y desvalorizaciones	

I-2-6-2 ANALISIS DE LAS CUENTAS Y SU CONTENIDO

SEGBA

Combustibles: Ubicados por tipo de combustible y dentro de cada tipo por depósito donde se encuentran.

Trabajos por cuenta de terceros: No se discriminan a nivel de cuenta ni de subcuenta, los tipos de trabajos ni los lugares donde se realizan ni los destinatarios. Se entiende que estos detalles pueden provenir del sistema de O.T.

Materiales varios: Se incluyen solamente los materiales de atención de instalaciones, los materiales de prevención y lucha contra incendios y los préstamos de materiales.

El resto está incluido en el rubro Bienes de Uso.

Previsión por diferencias de Bienes de Cambio: Es la cuenta regularizadora del rubro ante eventuales desvalorizaciones y pérdidas.

AyEE

Combustibles y Lubricantes: Refleja el costo de los combustibles y lubricantes ingresados en los depósitos de la empresa (incluyendo los gastos de fletes y acarreos).

Fletes y acarreos: Los fletes y acarreos devengados que corresponden a Combustibles y Lubricantes aún no ingresados a los depósitos.

Obras por cuenta de terceros (en curso): Contra esta cuenta se cargan todas las erogaciones que demandan las obras realizadas para terceros y su saldo son las obras en curso.

Trabajos de taller por cuenta de terceros: Es similar a la anterior, pero se refiere específicamente a los trabajos realizados en talleres de la empresa.

EPEC

Materiales y Repuestos en almacenes y depósitos: Los materiales en existencia se discriminan por ubicación física del depósito donde se encuentran.

Combustibles y Lubricantes: Similar a la cuenta anterior, sin discriminación del tipo de combustible del que se trata.

Materiales y repuestos en poder de terceros: Se ordenan según el carácter de la entrega (préstamo, arrendamiento y consignación).

Trabajos de taller en ejecución: En esta cuenta se involucran los trabajos de taller para uso propio de la empresa (que pueden comprender la fabricación de materiales y/o repuestos, o la reparación de bienes), y los trabajos a facturar para terceros. Se discriminan por ubicación del taller que realiza el trabajo, así como por la región donde se originan las "Inversiones Normales".

EX-CIAE

Combustibles: Apertura discriminando por Depósitos, y dentro de cada uno de ellos por tipo de combustible.

Materiales y Repuestos en almacenes y depósitos: Las subcuentas 01 a 05 previstas en este rubro marcaban una división por etapa del proceso donde se ubicaban aquellos bienes directamente asignables a cada etapa.

Materiales y repuestos en poder de terceros: Las subcuentas aclaraban el motivo de su destino, así como la ubicación física de los depósitos de terceros que contaban con materiales de la empresa (especialmente cables y medidores).

Trabajos por cuenta de terceros - en curso - terminados :- En el caso de los trabajos por cuenta de terceros en curso se discriminaban las imputaciones por factor de costo, mientras que en los terminados a facturar, se detallaba el destino de la obra.

Materiales en elaboración: En la empresa se elaboraban cierto tipo de materiales y repuestos en sus propios talleres. Mientras estaban en curso se imputaban por factor de costo en el taller que los elaboraba. Al estar terminados, pasaban a la cuenta de Materiales y Repuestos que correspondiera.

I-2-6-3 COMPARACION DE LOS DIFERENTES ENFOQUES EN LOS CASOS TRATADOS

Se encuentran aquí algunas diferencias de criterio en la ubicación de algunos conceptos:

- a) En el caso de AyEE no se incluye dentro de los Bienes de Cambio el total de los Materiales y Repuestos para reparaciones, mantenimiento, economato, etc. SEGBA, en cambio, incorpora sólo lo concerniente a materiales de atención, instalaciones y lucha contra incendios. Los materiales de economato y medicamentos y otros materiales de Servicios Sociales figuran como activos corrientes pero fuera de Bienes de Cambio.
- En estos dos casos anteriores, figuran en el rubro Bienes de Uso los materiales no incluidos en Bienes de Cambio. Ex CIAE y EPEC, por el contrario, consideran conceptualmente incluidos dentro del rubro que se analiza todo lo concerniente a materiales, repuestos, rezagos, etc.
- b) Es común a los cuatro casos, la inclusión, con diferentes grados de análisis, de los trabajos u obras realizadas por cuenta de terceros. En el caso de Ex CIAE, se discriminaban los no facturados de los facturados a cobrar.
- c) Salvo AyEE, los restantes tres planes prevén una previsión para desvalorización y/o merma de los bienes de cambio.
- d) Ex CIAE y EPEC incluyen dentro de este rubro lo concerniente a Bienes de Uso radiados de servicio.
- e) En el caso de Ex CIAE, se especificaba un análisis de los productos que la empresa fabricaba en sus propios talleres.

I-2-7 RUBRO BIENES DE USO (SEGBA - AyEE - EPEC - Ex CIAE)

I-2-7-1 ESTRUCTURAS CONCEPTUALES RESUMIDAS DE LOS DIFERENTES PLANES DE CUENTAS

Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires:

- Instalaciones en servicio
- Sistema de Generación: Centrales
- Sistema de Transmisión: Subestaciones y líneas de alta tensión
- Sistema de Distribución: Redes de media y baja tensión, cámaras de transformación, conexiones y medidores, alumbrado público, etc.
- Propiedades e Instalaciones Generales
- Enseres y Utiles
- Actualización Valor de Bienes de Uso
- Diferencias de Cambio
- (Fondos de Depreciación)
- Bienes de Uso en Construcción: Detalle de gastos capitalizables
- Cuentas Regularizadoras: Estimaciones de cargos para cierre de Balances
- Otros Bienes de Uso
- Materiales en Almacenes

Agua y Energía Eléctrica

- Inmuebles en servicio
- Generación: Clasificados según el tipo de combustible utilizado para la generación
- Transmisión: Estaciones transformadoras y líneas de alta tensión
- Distribución: Centros de distribución, líneas de media y baja tensión, medidores, conexiones, etc.
- Riego y Agua Potable
- Otros Inmuebles afectados al Servicio
- Muebles Afectados al Servicio: Muebles, útiles, equipos diversos, herramientas, etc.
- Inmuebles no Afectados al Servicio
- Muebles no Afectados al Servicio
- Obras en Curso
- Diferencias de Cambio

I-2-7-2 ANALISIS DE LAS CUENTAS Y SU CONTENIDO

SEGBA

El rubro Bienes de Uso se divide, en el caso de esta empresa, en los siguientes grupos de cuentas conceptualmente agrupadas:

- Instalaciones en servicio: Que abarca las tres principales etapas del proceso eléctrico, incluyendo los correspondientes ajustes por diferencias de cambio y revalúos.
- Enseres y Utiles
- Cuentas Regularizadoras de Bienes de Uso en Servicio
- Bienes de Uso en Construcción: Con una apertura similar a la de Bienes de Uso en servicio y Enseres y Utiles
- Cuentas Transitorias: Intereses y gastos capitalizables
- Cuentas Regularizadoras: Gastos estimados
- Otros Bienes de Uso: Registra los activos fijos a liquidar
- Existencias en Almacenes

En la parte referente a Instalaciones en Servicio, no presenta este plan de cuenta aspectos dignos de un comentario especial, en comparación con los otros tres vistos.

Es en el rubro Bienes de Uso en Construcción donde se registra una apertura similar a la cuenta Bienes de Uso en Servicio, salvo en "Cuentas Transitorias", donde se aprecia un especial énfasis puesto en el estudio de los diferentes conceptos, principalmente de gastos estimados a capitalizar que se agrupan aquí y que serán absorbidos por las obras en curso.

Dentro de las Cuentas Regularizadoras se hallan incluídas las estimaciones de diversos gastos que se utilizan para ser apropiados al ejercicio correspondiente, cuando no se pueda determinar su monto exacto.

Otros Bienes de Uso: También presenta una amplia apertura para mostrar las existencias de Instalaciones y Enseres y Utiles retirados a liquidar según las etapas del proceso eléctrico. Materiales: Es este el conjunto de cuentas que revela las existencias de repuestos y materiales varios en almacenes y depósitos de la empresa, tanto nacionales como importados. También se encuentran aquí los materiales depreciados y la cuenta regularizadora por diferencias de inventarios.

AyEE

Tomando en cuenta sólo lo vinculado a la electricidad, y no lo referente a otros servicios que presta la Empresa, la división por cuentas también sigue las etapas del proceso eléctrico:

- Generación
- Transmisión e Interconexión
- Distribución
- Otros Inmuebles Afectados a la Explotación
- Otros Muebles afectados a la Explotación
- Otros Inmuebles no Afectados a la Explotación
- Otros Muebles no Afectados a la Explotación

Dentro de cada etapa, como cuenta destacable, se presenta la denominada "Bienes en proceso de Transferencia", que incluye aquellos items cuya ubicación contable se ha de ver alterada por cambios en su naturaleza productiva.

Obras en curso: Se subdivide en:

- Adiciones: Se debita por los cargos a obras en curso y se acredita contra las imputaciones definitivas, una vez terminada la obra
- Retiros: a) Gastos de remoción
b) Valor salvado

Se registran aquí todos los montos que demandan las obras en curso referidas a retiros de bienes del Activo Fijo y su valor residual, hasta su imputación definitiva (por cuenta de Resultados).

Inversiones a Clasificar: Es una cuenta transitoria que se debita por las compras de bienes no clasificados y se acredita a medida que se determina su destino final.

Almacenes: Este concepto de Bienes de Uso abarca todo lo concerniente a materiales para Instalaciones y mantenimiento, así como también repuestos de maquinarias. Lo que no se incluye dentro de esta cuenta es lo referente a combustibles y lubricantes, que figura en Bienes de Cambio.

Ex CIAE

Los Bienes de Uso se clasificaban en cinco grandes grupos de cuentas de activo:

- Generación
- Transmisión
- Distribución
- Planta General
- Obras en Curso

Y dos clases de cuentas regularizadoras:

- Ajustes por Diferencia de Cambio
- Depreciaciones, Amortizaciones y Fondos Acumulados

En el primer grupo de cuentas se detallaban en sub-cuentas e items, dentro de cada etapa, los principales componentes de cada concepto con su apertura técnica.

En las cuentas regularizadoras se incluían, entre otros, los ajustes que sobre este rubro autorizaba a efectuar el Contrato de Concesión. El análisis contable se efectuaba por etapas del proceso eléctrico, para aquellos bienes afectados directamente al mismo, mientras que se agrupaban en cuentas generales dentro de Planta General, todos los demás conceptos cuyo análisis no podía o no interesaba efectuar con mayor grado de detenimiento.

Obras en curso: Se dividían según el origen de los fondos con que se financiaban, especificándose aquellas en que intervenían los fondos del Banco Interamericano de Desarrollo. Este era un requerimiento del banco para efectuar un control de las inversiones de los créditos concedidos. Las obras en curso se abrían por sub-cuentas para cada etapa del proceso eléctrico, y dentro de cada una de ellas por factor de costo.

Depreciaciones y Amortizaciones, etc.: Dentro de este concepto se incluía el total del crédito a favor del Estado que surgía del artículo 5º del contrato de concesión. Este monto se estableció al renovarse la concesión en el año 1961, y era una cantidad no exigible por parte del Estado y que se descontaría del activo de la empresa al producirse la toma de posesión por parte de aquél.

Cargos Capitalizables: Incluía los gastos capitalizados por ser, indirectamente, coadyuvantes a obras de ampliación.

I-2-7-3 COMPARACIONES DE LOS DIFERENTES ENFOQUES DE LOS CASOS TRATADOS

Conceptualmente este rubro no presenta grandes diferencias en los cuatro casos tratados.

Algunos aspectos salientes de cada plan se comentan a continuación:

Ex CIAE: Contabilización de las obras en curso según el origen de los fondos empleados.

SEGBA: Análisis detallado en las Cuentas Transitorias de los gastos estimados a capitalizar.

AyEE: Discriminación de inmuebles y muebles afectados y no afectados al servicio (además de la apertura correspondiente al servicio de agua).

EPEC: Uso de sólo dos cuentas principales para discriminar los Bienes de Uso (en actividad y obras en curso). El resto del detalle lo realiza mediante el empleo de sub-cuentas.

En los casos vistos se sigue el criterio de agrupar los gastos por procesos, salvo en la empresa EPEC, que se guía por el tipo de los bienes.

I-2-8 RUBRO DE CONCEPTOS DE COSTOS Y GASTOS (SEGBA - AyEE - EPEC - Ex CIAE)

I-2-8-1 SINTESIS POR PLAN DE CUENTAS DEL CONTENIDO CONCEPTUAL DE CADA RUBRO

SEGBA

Cuentas y Sub-Cuentas de Gastos

- Costo de venta
- Gastos de producción y distribución
- Generación
- Transmisión
- Distribución
- Otros gastos de explotación (compras de energía, gastos de talleres y transporte, gastos estimados, etc.)
- Cuentas regularizadoras
- (Créditos por gastos capitalizables)
- Otros gastos operativos
- Gastos de administración
- Alquileres
- Donaciones y subvenciones
- Reparación de inmuebles varios
- Retribuciones Directores y Síndicos
- Primas de seguros
- Comisiones bancarias
- Gastos de comercialización
- Departamento Comercial, ajustes reenumeraciones, gastos estimados, varios
- Gastos de financiación. Intereses pagados
- Impuestos y contribuciones
- Amortizaciones
- Otros ingresos ordinarios
- Otros egresos ordinarios
- Quebrantos varios
- Resultados de operaciones extraordinarias
- Ajustes de ejercicios anteriores

Conceptos de Gastos

En este caso se utilizan como complemento de las imputaciones por cuenta contable, centro de costos y/o orden de trabajo.

- Remuneraciones del personal. Producción, conducción, contratados, honorarios médicos, transferencias
- Materias primas - Combustibles
- Suministros - Materiales varios, lubricantes útiles de oficina, herramientas
- Otros gastos: Honorarios, propaganda y publicidad, gastos de correo, alquileres equipos, gastos de transporte, comisiones bancarias, transferencias, etc.

AyEE

Cuentas de Gastos

- Costo de generación, transmisión y distribución de energía
- Generación, compra e intercambio de energía
- Transmisión e interconexión
- Distribución
- Medidores y conexiones
- Costo del tratamiento de agua y otros no relativos a la provisión de energía eléctrica
- Gastos de administración :
Explotación de energía eléctrica y de agua
- Gastos de comercialización :
Explotación de energía eléctrica y de agua
- Gastos de financiación :
Explotación de energía eléctrica y de agua
- Otros gastos :
Explotación de energía eléctrica y de agua (amortizaciones, etc.)
- Otros egresos
- Pérdidas extraordinarias
- Ajustes ejercicios anteriores (pérdidas)
- Procesos auxiliares a distribuir

Sub-Cuentas de Gastos

- Sueldos, contribuciones sociales y otros gastos en personal
- Combustibles y lubricantes
- Compras de energía a empresas con intercambio y a otras empresas

- Materiales
- Gastos generales (servicio médico asistencial, teléfono, comisiones bancarias, propaganda, previsión para incobrables, etc.)
- Intereses pagados
- Amortizaciones y contribuciones sobre entradas brutas
- Gastos por distribución de procesos auxiliares

EPEC

Cuentas de Gastos

- Costos y gastos de explotación
- Costo de producción y compra de energía
- Gastos de transmisión de energía
- Gastos de alimentación y distribución de energía
- Gastos de comercialización (incluye medidores)
- Gastos de administración
- Gastos anexos a la explotación
- Costo de venta o retiro de Bienes de Uso y materiales o repuestos
- Costos de trabajos por cuenta de terceros
- Intereses varios
- Diferencias de cambio
- Faltantes de inventario, etc.

Títulos de Gastos

- Gastos de personal
- Materias primas para la producción de energía (combustibles, lubricantes, derechos de agua, energía comprada y varios)
- Depreciaciones Bienes de Uso
- Suministros, materiales, papelería, útiles de oficina y varios
- Otros gastos generales (honorarios, comunicaciones, alquileres pagados, propaganda, impuestos, automotores, varios)
- Gastos transferidos y prorrates de gastos de administración.

Ex CJAECuentas de Gastos

- Costos de explotación
- Gastos de producción y compra de energía
- Gastos de transmisión
- Gastos de distribución
- Gastos de dirección, administración, ventas, etc.
- Gastos de administración y estructura general
- Gastos de ventas
- Cuentas de clientes
- Pérdidas y ganancias varias
- Fondo para renovación y/o amortización Bienes de Uso
- Ajustes de ejercicios anteriores
- Sobrecargos de remuneraciones (adicionales a las remuneraciones que percibían los empleados)

Sub-Cuentas de Gastos

Se clasificaban por grupos y comprendían los análisis más detallados de:

- Gastos de personal
- Cargas sociales (legales y contractuales)
- Amortizaciones
- Mantenimiento específico para cada componente de etapa del proceso eléctrico
- Mantenimiento de la planta general
- Gastos generales (intereses, impuestos, seguros, honorarios, etc.)
- Compras de energía (con el detalle del proveedor y del concepto de la compra)
- Gastos de operación discriminados por etapa del proceso
- Varios (gastos a analizar y transferidos)

I-2-8-2 CONTENIDOS Y COMPARACIONES DE LOS PLANES DE CUENTA CONSIDERADOS

En los cuatro casos se presenta una estructura similar para este rubro:

- Una apertura por cuenta (y que en el caso de SEGBA alcanza también a las sub-cuentas, items y sub-items), donde se ordenan los gastos de producción y distribución de energía eléctrica por etapa del proceso, mientras que los correspon-

dientes a otros gastos se agrupan por concepto del egreso (de administración general, de comercialización, financieros, etc.).

- Una apertura por sub-cuentas (en el caso de EPEC títulos y en el caso de SEGBA, conceptos de gastos), donde se profundiza el análisis que comienza en la cuenta según el siguiente esquema:

..AyEE y EPEC: las sub-cuentas y títulos corresponden al factor de costo específico del gasto contabilizado. (Ejemplo: mano de obra, cargas sociales, materiales, combustibles, etc.).

..Ex CIAE: correspondía una sub-cuenta a cada componente de la etapa productiva, tanto fuera para operación como para mantenimiento. Dentro de las sub-cuentas se encontraba el análisis profundo de cada caso, lo que permitía realizar una imputación contable del gasto más precisa. El mismo criterio se seguía para el mantenimiento de la estructura general de la empresa, como para los gastos generales (honorarios, intereses, impuestos, etc.).

..SEGBA: aquí el conjunto de factores de costos acompañan al análisis por cuenta, sub-cuenta, ítem y sub-ítem. Es decir que el detalle puesto en la discriminación geográfica de los egresos por el tipo de codificación empleado comprende mayor cantidad de dígitos, pero conceptualmente es similar al de AyEE y EPEC.

Dentro del conjunto de cuentas del rubro Gastos vinculados a la generación y transporte de la energía, se observa que ex CIAE y AyEE discriminan las imputaciones entre Gastos de Operación (relativos a la normal marcha del proceso productivo, y Mantenimiento del mismo en condiciones de operatividad. SEGBA profundiza el análisis de los gastos de Mantenimiento y los clasifica en mantenimiento correctivo y mantenimiento preventivo. La empresa EPEC no hace ninguna discriminación en este sentido. En el caso de la ex CIAE, como ya se viera al comentar las subcuentas, el detalle se amplía al presentar subcuentas específicas para cada tipo de gasto (operación y mantenimiento), por etapas del proceso.

Respecto a lo que se puede comentar como diferencias de criterio en los casos que se están estudiando, se ve que:

I-2-9 ESTRUCTURA GENERAL DEL PLAN DE CUENTAS DE LA DIRECCION DE ENERGIA DE LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES (DEBA)

I-2-9-1 GENERALIDADES

La Dirección de Energía de la Provincia de Buenos se divide internamente en dos sectores definidos:

- A) Explotación del Servicio Público de Electricidad
- B) Dirección de Energía

El primero de ellos se encarga de todo lo referente a la prestación del servicio eléctrico, en forma directa o indirecta. En este último caso (donde una cooperativa u otro ente es el prestatario al consumidor final), la función de DEBA termina con la venta en block al distribuidor final.

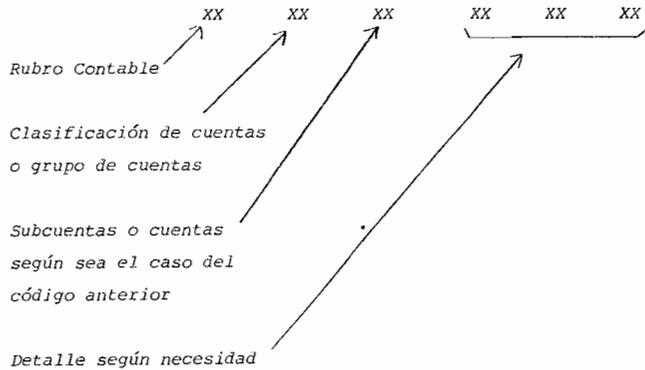
El segundo sector se encarga del control y supervisión de la prestación del servicio eléctrico en la Provincia de Buenos Aires y de la ejecución del plan de obras eléctricas. Ambos sectores realizan Balances Generales por separado y el servicio contable administrativo es prestado - con cargo -, por la rama de Explotación del Servicio Público de Electricidad a la Dirección de Energía.

La principal fuente de ingresos del sector (denominado internamente cuenta) Servicio Público de Electricidad, lo constituyen los ingresos por facturación por ventas de energía, mientras que en la cuenta Dirección de Energía, su principal ingreso lo constituye la recaudación proveniente de las contribuciones provinciales, (Leyes 7290 y 8372).

ESTRUCTURA BASICA DE CUENTAS



Se utiliza en la empresa un sistema de codificación digital o numérico que esquemáticamente se comporta así:



Rubro Contable: Comprende cada uno de los conceptos siguientes:

<u>NUMERO</u>	<u>DENOMINACION</u>
	<u>ACTIVO</u>
01	Disponibilidades
02	Créditos
03	Bienes de Cambio
04	Inversiones
05	Bienes de Uso
06	Bienes Inmateriales
07	Cargos Diferidos
	<u>PASIVO</u>
10	Deudas
11	Provisiones
12	Previsiones
13	Utilidades diferidas y a realizar en ejercicios futuros
15	Capital, Reservas y Re- sultados
	<u>GANANCIAS</u>
17	Ingresos de Explotación
18	Ingresos extras de Ex- plotación
19	Otros Ingresos
20	Contribuciones

PERDIDAS

24	Otros egresos
27	Cuentas de Gastos a Distribuir
60/79	Servicio de Electricidad Lobería

CUENTAS O GRUPOS DE CUENTAS: Este segundo par de dígitos se utiliza para designar:

a) Cuentas

Ejemplo: Caja

Bancos

Fondo Fijo

Previsión para Incobrables

Capital

b) Grupo de Cuentas

Ejemplo: Créditos por Ventas

Otros Créditos

Bienes de Cambio - Fabricación de materiales va-
rios

Deudas Comerciales

Ventas de Producción

Egresos Financieros

Tercer par de dígitos: Según el caso cuenta o subcuenta:

Ejemplo de Cuenta: Gastos de Distribución - Operación

Gastos de Distribución - Mantenimiento

Ingresos Financieros - Descuentos de Pro-
veedores

Ejemplo de Subcuenta: Previsión amortización Equipos de ofi-
cina

Provisión para otras Cargas Sociales

Anticipos de Clientes - de consumido-
res.

Los tres últimos pares de dígitos se van empleando sucesivamen-
te en algunos rubros y según la necesidad de análisis.

Es común su empleo en Bienes de Uso, Créditos y Deudas.

I-2-9-2 COMENTARIO GENERAL DEL PLAN DE CUENTAS DE DEBA

El objetivo del presente comentario es opinar sobre la compatibilidad de los criterios aplicados en el presente plan, en relación con los de las otras empresas comentadas. No se pretende encarar aquí ninguna crítica a los esquemas y procedimientos empleados, ya que no es ese el objetivo general del trabajo.

Hecha esta salvedad, se puede decir que en vista de una eventual unificación de criterios contables a aplicarse en el caso argentino, y tomando el conjunto de Planes de Cuentas vistos, se llega a la conclusión que DEBA deberá encarar una revisión casi total del concepto de registraciones contables que aplica. Esto no significa que sus registros de base sean inexactos, sino que sería necesario ver la forma de presentarlos de una manera más uniforme respecto del resto de las empresas del país. Se aprecia aquí, a grandes rasgos, que la evolución técnica de la empresa ha ido acompañada de una evolución administrativo-contable no totalmente orgánica, sino que ha sido el resultado de dar soluciones a los distintos problemas que se le fueron presentando, yuxtaponiendo ideas y decisiones. Esto se ve bastante claro en la cuenta Dirección de Energía, ya que una de las principales razones de su existencia consistió en el hecho de mantener discriminados los ingresos provenientes de las recaudaciones impositivas provinciales destinadas a DEBA.

La revisión recomendada se estimaría también aún en el caso de no tratarse la unificación de criterios, ya que sería útil también para el desarrollo de la empresa, que se presenta promisorio a corto y mediano plazo (Centrales La Brava, Bahía Blanca, etc.).

I-2-9-3 SISTEMA DE CENTROS DE COSTOS

La empresa se divide en 6 grandes Centros de Costos, que equivalen a sus etapas productivas y de planta general:

Generación
 Transmisión
 Alimentación
 Distribución
 Comercialización
 Administración

Dentro de ellos se acumulan los gastos en que incurre cada uno para permitir un cotejo y análisis de los desvíos producidos respecto del Presupuesto anual. La siguiente es la lista de conceptos de gastos para cada Centro de Costos:

	Directa	{ Normal Horas Extra
1. Mano de Obra		
	Indirecta	{ Normal Horas Extra
2. Compras de energía		
3. Consumos de combustible		
4. Consumos de lubricantes		
5. Consumos de productos químicos		
6. Mantenimiento y Funcionamiento		
7. Gastos de Transporte - Medios propios de cada Centro de Costos		
8. Fletes, Combustibles y Lubricantes		
9. Sistematización de Datos		
10. Máquinas Copiadoras		
11. Varios de administración		
12. Intereses y gastos de la deuda		} Conceptos internos de la empresa sin interés específico
13. Duodécimos		
14. Fondo rotativo		
15. Reserva Gerencia de Explotación		
16. Costo del Capital		
	- Intereses sobre capital propio	
	- Amortizaciones	

Estos registros son llevados por un sector de la empresa que no efectúa el seguimiento y control presupuestario en forma pormenorizada sino global, por áreas o Centros de Costos y por el período anual.

Complementa también al área contable en el costeo histórico del proceso de generación y venta de la energía eléctrica. Los cálculos y presupuestos se realizan en pesos y en dólares. El esquema conceptual de la tarea efectuada es el siguiente:

CENTRO DE COSTOS: Distribución y Comercialización

Totales anuales de:

- Costo de Distribución Con detalle de los conceptos
- Costo de Comercialización ya mencionados

ABSORCION ADMINISTRACION CENTRAL

\$ M M M M

M M M M ./ . ENERGIA VENDIDA^(*) A DISTRIBUIDORES + ENERGIA VEN-
DIDA A USUARIOS = \$/Kwh Costo de la energía vendida.

(*) Valores netos de pérdidas de Distribución

Determinación del costo medio de la energía vendida (sin cos-
to de potencia):

COSTO KWH COMPRADO + COSTO GENERACION DE ENERGIA + COSTO
TRANSMISION + COSTO DISTRIBUCION Y ENTREGA.

Determinación del costo medio total de la energía vendida:

EL MISMO DATO ANTERIOR + COSTOS DE POTENCIA

Como comentario general, se aprecia el interés de la empresa en emplear y aprovechar las técnicas de control Presupuestario y del Costeo del Proceso. Es de esperar que sobre la base que ya se tiene en marcha, se profundice el análisis, ya que se trata de una herramienta fundamental en la gestión empresarial.

I-2-9-4 SISTEMA DE ORDENES DE TRABAJO

El método de registro de gastos por órdenes de trabajo existe en esta empresa, pero se encuentra en un proceso de adaptación, por lo cual no se puede hacer de él un estudio detallado.

En ambas "cuentas" (Dirección de la Energía y Explotación del Servicio Público de Electricidad), se trabaja con este sistema extracontable de registro de gastos. Se emplea para:

- 1) Obras de ampliación (realizadas por Administración Central o contratistas).
- 2) Obras de taller y mantenimiento.
- 3) Gastos de mantenimiento y funcionamiento.

Su sistema de codificación se rige por el Plan de Cuentas de la empresa.

El control de su funcionamiento se realiza en forma centralizada.

Todo lo referente a documentos empleados, formas de apertura y cierre, formas de apropiación de los gastos incurridos, etc., se encuentra en período de prueba, por lo cual no se puede emitir un comentario al respecto.

I-2-10 CONCLUSIONES GENERALES

Se aprecia la necesidad de:

- 1) Uniformar los requisitos formales dentro de la industria.
- 2) Obtener uniformidad de criterios acerca de los conceptos a ser incluidos en cada rubro, ya que por el tipo de industria no se pueden presentar diferencias notables. Tal es el caso de los Bienes de Cambio, con los repuestos de materiales y la existencia de la previsión para la desvalorización de elementos.
- 3) Establecer los niveles de análisis que han de abarcar las sub-divisiones contables de:
 - Cuentas
 - Sub-cuentas
 - Items
 - etc.

Esto se ve claramente en los rubros Bienes de Uso y Gastos, donde cada caso presenta una alternativa propia.

- 4) Es dable resaltar también la uniformidad de criterio básico en lo atinente a la consideración del proceso productivo eléctrico como subyacente en todo el planteo de los rubros Bienes de Uso y Gastos de Explotación.
- 5) El caso de DEBA conforma una alternativa especial que no puede integrarse al resto de las empresas sin previo análisis crítico general.

A N E X O I

I-3 - SISTEMAS DE ORDENES DE TRABAJO

I-3-1 GENERALIDADES

Las Ordenes de Trabajo son hojas de costo de unidades de obras. Cuando se realiza una inversión en planta y/o equipo, o un mantenimiento que necesiten ser individualizados, se abre una Orden de Trabajo, donde se vuelcan todos los cargos que origina la tarea.

El uso de la Orden de Trabajo no quita que se imputen los conceptos contablemente a las cuentas correspondientes. El registro por O.T. es normalmente un análisis extra-contable que complementa la información retenida en los registros contables.

Es el de los costos por órdenes un aspecto ampliamente tratado dentro de la literatura de costos, y por ello, en este caso, no se pretende pormenorizar el análisis. Se busca sólo dar una idea resumida de lo que se podría definir como un procedimiento tipo para el seguimiento de los movimientos a ser registrados en Ordenes de Trabajo en una empresa eléctrica. Para ello se utilizó el procedimiento seguido en la Ex Compañía Italo Argentina de Electricidad, que presenta un sistema intermedio entre los más simples de AyEE, EPEC y DEBA y el más complejo y amplio de SEGBA.

La idea es esquematizar las operaciones, complementando luego el punto con los detalles de lo que en la empresa SEGBA se incluye dentro del registro de Ordenes de Trabajo.

Los aspectos más destacables del proceso sobre los que corresponde hacer hincapié son los conceptos de:

- a) GASTOS INDIRECTOS CAPITALIZABLES: ya tratados con amplitud al enfocarse el análisis del costo según sus Factores, en la parte central del presente trabajo.
- b) INTERESES INTERCALARIOS: como componentes del costo de Ordenes de Trabajo de ampliación.

I-3-2 SISTEMA DE ORDENES DE TRABAJO EN LA EX COMPAÑIA ITALO ARGENTINA DE ELECTRICIDAD

I-3-2-1 CODIFICACION DE ORDENES DE TRABAJO

Para imputar los distintos rubros que integraban una Orden de Trabajo, y ajustándose a la nomenclatura del plan de cuentas en vigor, al emitirse el formulario se debía proceder según sigue a continuación:

A) Se definía el trabajo según su destino, ubicándolo en alguno de los conceptos contenidos en las cuentas que se detallan. Para facilitar su imputación, se debían referir a ellas mediante el número de código que figura a la derecha.

ORDENES DE TRABAJO DE AMPLIACION Y MANTENIMIENTO

Número de código (primer dígito de la OT)

Cuentas del rubro	Trabajos por cuenta de terceros	
Bienes de Cambio	(discriminados según el tercero que originara la obra)	1.
Cuentas del rubro	Obras en curso financiadas con recursos propios.	2.
Bienes de Uso, Obras en curso de elaboración		
	Obras en curso financiadas con recursos de terceros	3.
Cuentas del rubro	Retiro de instalaciones en curso	4.
Gastos		
	Trabajos en ejecución de conservación, reparaciones, etc.	5.

En los cuatro casos mencionados (2-5), se discriminaba la imputación según fuera la etapa productiva a la cual se destinaba la inversión o el gasto.

ORDENES DE TRABAJO DE ELABORACION

Cuentas del rubro	Materiales en elaboración	7.
Bienes de Cambio		

En este caso el detalle se efectuaba por taller donde se estaba elaborando el material o producto.

B) Seguidamente se determinaba el origen de OT (emisor), para lo cual se habían previsto dos dígitos. Ejemplo:

Gerencia de Centrales	Ampliación	01.
	Conservación y Reparaciones	02.
Gerencia de Distribución	Ampliación	04.
	Conservación y Reparaciones	05.
Gerencia de Operación de Sistemas	Ampliación	10
	Operación y Mantenimiento	11

Trabajos por cuenta de terceros, etc., etc.

C) A continuación, y en un espacio previsto de cuatro dígitos, se consignaba el número correlativo de las órdenes por centro emisor. Cuando dos trabajos estaban vinculados entre sí se abría una OT para cada uno de ellos.

D) Se consignaban el número y concepto de cuenta contable que correspondiera a su imputación final en el activo.

Ejemplo:

Bienes de Uso: (según el capítulo que le correspondía de acuerdo con el tipo de bien)

Bienes de Cambio: cuando se trataba de materiales fabricados en la Empresa

A continuación se ejemplifica el uso del código:

La Gerencia de Centrales efectuaba la apertura de una OT para la revisión y eventual reparación del equipo de extinción de incendios en la Central Nuevo Puerto.

La OT llevaba el siguiente número:

5	-	02	-	0841
Reparaciones		Centrales		Nº Correlativo

La cuenta de imputación final era:

7112	-	13	-	03
Gastos Mantenimiento Central Nuevo Puerto.		Mantenimiento Equipos Varios de Centrales		Equipo Extinción de Incendios

El Centro de Costos ejecutor era el: 72167

Taller Mecánico
Volante

I-3-2-2 DESCRIPCIÓN SINTÉTICA DEL PROCEDIMIENTO DE ORDENES DE TRABAJO

La siguiente es una síntesis conceptual donde se resumen las principales características del procesado general de las Ordenes de Trabajo en la Ex CIAE.

Es de destacar que existían genéricamente cuatro tipos de órdenes:

Ampliación y Retiros: que surgían como consecuencia del Plan General de Obras de la Empresa para un período determinado; o del Área Comercial como corolario de un pedido de suministro que mereciera especial atención; o algún otro motivo que originara un aumento de los activos fijos o su disminución.

Mantenimiento: se emitían ante reparaciones normales o extraordinarias que se resolviera individualizar.

Trabajos por Cuenta de Terceros

Órdenes de Fabricación en Talleres Propios

El centro emisor, cumplidos los recaudos necesarios en lo atinente a la aprobación, emitía la Orden de Trabajo y le daba el número correspondiente. Informaba el hecho mediante la remisión de una copia del formulario de OT al Departamento Contaduría General - Sección Contabilidad Auxiliar de Instalaciones y Trabajos (C.A.I.T.). Era éste último sector el encargado de la registración contable y extracontable de las Ordenes de Trabajo. Una vez abierta administrativamente la OT, comenzaba su puesta en práctica por el o los Centros Ejecutores.

Para el cumplimiento de los trabajos se hacía necesaria la emisión de los siguientes formularios:

Procesado de materiales con gestión de stocks en la empresa	Orden de entrega de materiales (OEM) Nota de devolución de materiales (NDM)
---	--

Utilización de mano de obra	Parte mensual de mano de obra directa horas normales y extras (PMMOD)
-----------------------------	---

Procesado de materiales sin gestión de stocks en la compañía	Pedido de Compra (PDC) Orden de Compra (ODC)
--	---

Tareas realizadas por
terceros mediante con Certificados de Obra aprobados (CDO)
tratos (contratistas)

Estos formularios se remitían a los siguientes sectores:

OEM } NDM }	A los depósitos de la empresa para su provisión al ejecutor
PDC	Al departamento compras para la emisión de la correspondiente orden de compra
PM.MOD	Al Departamento Contaduría General Sección C.A.I.T. para su valorización
CDO }	Al Departamento Contaduría General Sección Facturas de Plaza para su liquidación

En el área de Abastecimientos, que incluía las funciones de Compras, Depósitos y Control de Calidad, se procedía a proveer los materiales necesarios para la obra en curso.

En caso de ser materiales que se encontraban en los depósitos propios de la empresa y ante el pedido proveniente de una OEM, o la entrega en devolución según una NDM, se procedía a complementar lo solicitado remitiendo o recibiendo los materiales en cuestión.

En caso de tratarse de elementos sin stock en la empresa, se emitía la correspondiente orden de compra para su adquisición en plaza. Previo paso por el Sector Control de Calidad, el o los materiales requeridos eran entregados al sector usuario. Se remitían luego, para posibilitar los registros correspondientes en el área contable, los formularios intervinientes a las secciones abajo indicadas:

OEM } NDM }	Sección de Contabilidad de Almacenes
ODC }	Centro ejecutor (para control del material a recibir) Sección Facturas de Plaza

Se detallan aquí las principales tareas vinculadas con el procesamiento de la OT que se está desarrollando, llevadas a cabo dentro del área Contable:

Sección Contabilidad de Almacenes: Actualizaba los ficheros valorizados de materiales en almacenes y depósitos de la empresa.

- Instalación de medidores comunes
- Ejecución de conexiones
- Ejecución de derivaciones, etc.

Su principal sentido consistía en proveer costos promedios anuales de estas tareas homogéneas repetitivas de costo unitario reducido. Funcionaban como verdaderas cuentas acumuladoras de cargos, que anualmente se descargaban al rubro Bienes de Uso en su clasificación contable correspondiente. Estas OT recibían cargos por intereses intercalarios y gastos capitalizables y pasaban luego a devengar beneficio contractual.

En el caso de las ORDENES DE FABRICACION Y TRABAJOS POR CUENTA DE TERCEROS que se emitían en la empresa, no hace falta entrar en comentarios especiales, ya que actuaban exactamente igual que en cualquier empresa industrial.

Se empleaban para elaborar o reacondicionar elementos en talleres propios de la Empresa. No recibían cargos por intereses intercalarios, gastos capitalizables ni devengaban beneficio contractual. Se costeaban por sus costos primos como las de gastos.

I-3-2-3 RESUMEN DE LOS FACTORES DEL COSTO DE UNA ORDEN DE TRABAJO

En resumen, los factores que componían el costo de una Orden de Trabajo eran los siguientes, según ésta se activara o se enviara a gastos:

ACTIVABLES:

- Mano de Obra Directa
- Materiales Directos
- Ajustes por Diferencias de Cambio y de Valuación de Bienes de Cambio
- Gastos Directos (contratistas)
- Intereses Intercalarios
- Gastos Generales Indirectos Activados

GASTOS:

Los Órdenes de Trabajo de Gastos se costeaban directamente al costo primo y no recibían cuota de Gastos Indirectos alguna. Sus factores de costo eran:

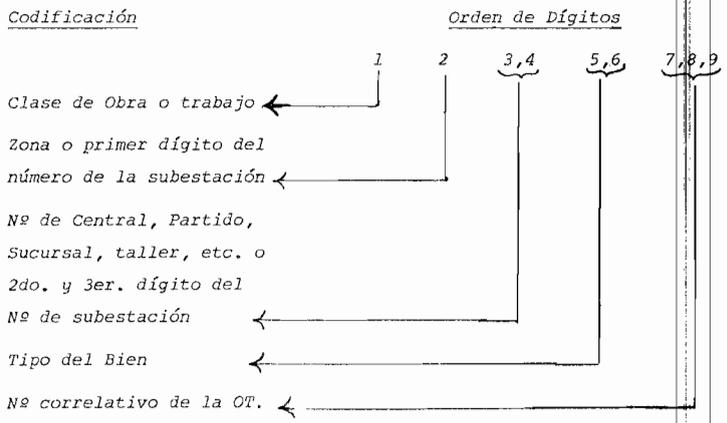
- Mano de Obra Directa
- Materiales Directos
- Gastos Directamente Asignables (contratistas)

I-3-3 SISTEMA DE ORDENES DE TRABAJO DE LA EMPRESA SEGBA S.A.

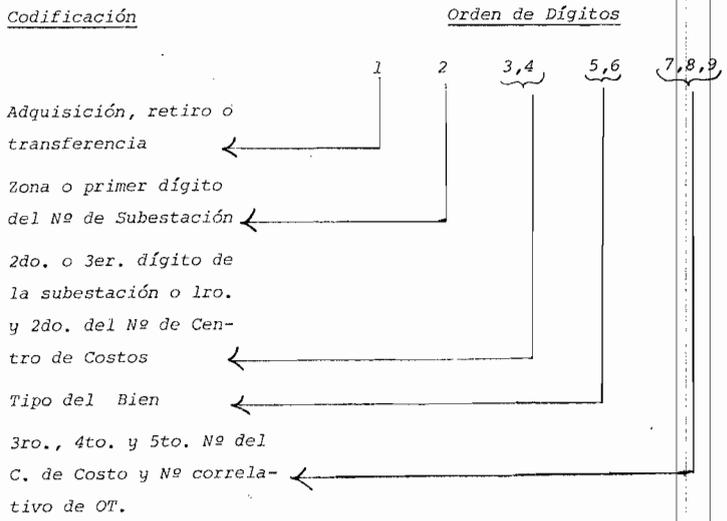
I-3-3-1 GENERALIDADES Y CODIFICACION

Existen en SEGBA dos tipos de OT., cada una de las cuales presenta una característica de codificación especial:

a) Ordenes de Mantenimiento (preventivo o correctivo):



b) Ordenes de adquisición y retiros de enseres y útiles:



A continuación se da un detalle más explícito de cada dígito que compone el número de código de OT.

1.a. Cifra: Clase de Trabajo: las siguientes son las diferentes opciones dentro de las cuales se deben incluir los órdenes de trabajo emitidas.

- 1 - OM - DAC - Orden de Montaje y de Ampliación de Cables.
- 2 - ORI - ORC Orden de Retiro de Instalaciones y Cables.
- 3 - OAEU Orden de Adquisición de Enseres y Utiles.
- 4 - OREU Orden de Retiro de Enseres y Utiles.
- 5 - OGO Orden de Guía de Obra.
- 6 - P.D. Pedido Directo para trabajos propios de la Empresa.
- 7 - O.R.R. Orden de Reparación de Redes
- 9 - P.D. Pedido Directo para trabajos a facturar a terceros.
- 0 - O.T.T. Orden de Trabajo de Talleres.

2da. Cifra: Zona de Tarea: Especifica la zona donde se va a ejecutar la tarea. Ejemplo: 5 - Capital Federal. En el caso de afectar a subestaciones, corresponde incluir aquí el primer dígito del código identificatorio de las mismas.

3ra. y 4ta. Cifras: Comprende los números de códigos de la Central, Partido, Sector, Taller, etc., donde se va a desarrollar el trabajo. Cuando se trata de subestaciones, estos dos dígitos completan el número de código iniciado con el anterior, así como si se trata de órdenes de adquisición o retiro de enseres, etc.; estos 2 números son los primeros del código del Centro de Costos receptor de la obra.

5ta. y 6ta. Cifras: Se aplica aquí el código del tipo de bien principal a que se refiere la tarea (enseres, útiles, tipo de obra, etc.).

7ma., 8va. y 9na. Cifras: Para las órdenes de mantenimiento se utilizan como número correlativo de las mismas. Si se trata, en cambio, de órdenes de adquisiciones o retiros, estos tres números son los tres últimos del Centro de Costos afectado por la tarea.

Ejemplos: Orden de Trabajo para retiro de un cable en una subestación:

2 - 0-1 1	- 3 5	- 1 8 1
Subestación	Construccio-	Nº correlativo
Mitre en Ca-	nes civiles	de la O.T.
pital Federal		

Orden de Adquisición de enseres y útiles: Compra de 1 escritorio para el Centro de Costos 33551

3 - 6	3 3	-1 6	- 5 5 1
Zona: Prov.	Muebles y Utiles	Nº del Centro	
de Bs.As.		de Costos	

I-3-3-2 TAREAS A SER IMPUTADAS EN UNA ORDEN DE TRABAJO

Las siguientes tareas o trabajos deben dar origen a una OT.:

- A) Los trabajos de ampliación, retiro y/o transferencias de bienes destinados al servicio.
- B) Los trabajos de traslado y remoción de instalaciones u otros realizados por cuenta de terceros.
- C) Los trabajos de mantenimiento preventivo o correctivo de las redes o líneas de transmisión y distribución.
- D) Los trabajos de ampliación o reparación realizados en los talleres de la Empresa.
- E) Los trabajos que al momento de iniciarse no tengan definida una imputación.
- F) Los trabajos que se realizan en Centrales, Subestaciones, Cámaras, Inmuebles Varios, etc., y cuyo costo exceda de una determinada suma.

I-3-3-3 CLASIFICACION DE LAS ORDENES DE TRABAJO

Las Ordenes de Trabajo se pueden clasificar según el rubro contable que afecten en:

<u>DE A C T I V O</u>		<u>DE G A S T O S</u>	
<u>Rubro: CREDITOS</u>	<u>Rubro: BIENES DE USO</u>	<u>CODI-</u>	<u>CONCEPTO</u>
<u>ORD. VARIA-</u>	<u>ORD. VARIA-</u>	<u>GO</u>	
<u>BLES</u>	<u>BLES</u>	<u>(1)</u>	
<u>CODI-</u>	<u>CODI-</u>		
<u>GO (1)</u>	<u>GO (1)</u>		
9	1	5	Orden de Guía de Obra. Se emiten por disposición superior cuando el monto de la erogación supera cierto límite. Su objetivo es seguir el rastro de un gasto importante. Puede en algunos casos, corresponder a un concepto activable.
Pedido directo a facturar. Fundamentalmente cuando se reparan instalaciones dañadas por terceros y se hacen los trabajos por su cuenta. También cuando se realizan tareas a pedido de clientes	Orden de Montaje y de ampliación Cables.		
	2	6	Pedido Directo para trabajos propios de la empresa. Similar a la anterior y emitida fundamentalmente para reparaciones urgentes. Pueden ser de activos eventualmente.
	3	7	Ordenes de reparación redes.
	4	0	Ordenes de Trabajo de Talleres.
	0		

(1) Código: 1er. dígito de cada Orden de Trabajo

Para reparaciones en Centrales se usan: Ordenes Nº 5 u Ordenes de Reparaciones Pijas con descarga anual. Ejemplo: Reparación de calderas, Reparación de Turbogrupos, etc.

I-3-3-4 PRORRATEO DE GASTOS INDIRECTOS ENTRE ORDENES DE TRABAJO

En el caso de la empresa SEGBA S.A., se presenta como digno de comentario el hecho de que se produce una distribución de ciertos gastos indirectos entre las Ordenes de Trabajo, según Bases de Prorrateo definidas y abarcando tanto sea los conceptos activables como los de gastos.

Existen en la empresa ciertos conceptos de Gastos Indirectos que se centralizan y prorratean siguiendo criterios especiales. Esto se aplica para los conceptos de gastos de:

- Depósitos
- Transportes
- Herramientas de Taller

Todos los cargos a estos rubros (tanto provengan de Centros de Costo como de OT) se centralizan en las cuentas "Gastos de X X X X a Distribuir" que corresponden a cada uno de los títulos mencionados.

Mensualmente, al emitirse el Balance General, se distribuye el saldo de estas cuentas de la siguiente forma:

Al Activo: (como cargo capitalizable) Un monto del saldo que corresponda al porcentaje de activación aplicado en la empresa. Este monto se prorratea entre las distintas OT en función de las bases determinadas para cada concepto de gasto, y pasa a formar parte del costo de OT sobre el que se carga el porcentaje de los gastos indirectos capitalizables. (Costo Primo + Gastos Distribuidos).

A Gastos: Como parte de los gastos totales de los Centros de Costo y Ordenes de Mantenimiento, según la base que más se ajuste al concepto. Como ejemplo se puede decir que los Gastos de Depósitos se distribuyen como una cuota sobre el total de materiales y demás elementos salidos de los depósitos de la empresa con destino a un Centro de Costo u OT.

En este aspecto es más completo el tratamiento de los Gastos Generales en la empresa SEGBA S.A. que en la Ex CIAE S.A., ya que en ésta última no se contaba con este procedimiento ni se distribuían los gastos indirectos sobre las Ordenes de Trabajo de Explotación.

I-3-3-5 RESUMEN DE LOS FACTORES DEL COSTO DE UNA ORDEN DE TRABAJO

Ordenes de Trabajo de Activo (Obras en Curso de Elaboración):

- Mano de Obra Directa
- Materiales Directos
- Gastos Directos
- Gastos Indirectos Prorrateados:
 - .. Almacenes
 - .. Transportes
 - .. Herramientas
- Gastos Indirectos Activables
- Intereses Intercalarios

Ordenes de Trabajo de Resultados (Gastos) y de Activo (Rubro Créditos):

- Mano de Obra Directa
- Materiales Directos
- Gastos Directos
- Gastos Indirectos Prorrateados:
 - .. Almacenes
 - .. Transportes
 - .. Herramientas

Ordenes de Trabajo de Activo (Adquisición de Enseres y Utiles):

- Costo de los Bienes Adquiridos
- Gastos Directos de Compra
- Gastos Activables
- Intereses Intercalarios

I-3-4 INTERESES INTERCALARIOS

I-3-4-1 GENERALIDADES

El problema acerca de la capitalización o no de los intereses en el período de construcción de obras, o sea durante el término de la inmovilización, es bastante antiguo y su importancia, en general, no sólo vinculada a las empresas de servicios públicos.

Las grandes empresas deben enfrentar una optimización múltiple dentro de las áreas que abarcan: productiva, de inversiones y financiera.

La primera se relaciona con la composición óptima de la mezcla del o de los productos, mientras que las otras dos se refieren, una a hallar la mejor combinación de los diferentes activos para realizar dicha producción, y otra, la óptima ecuación de financiamiento de esa combinación. Es fundamentalmente con las dos últimas áreas que tienen que ver los intereses intercalarios.

I-3-4-1-1 LA INMOVILIZACION EN LA ESTRUCTURA DEL SERVICIO PUBLICO

La capitalización de intereses significa la incorporación de los insumos reales o implícitos (equivalentes al concepto financiero del costo de oportunidad), que corresponden a capitales inmovilizados en Bienes de Uso. Esto se realiza mediante el procedimiento contable por el cual la cuenta Obras en Curso se debita por el interés real pagado o devengado por el uso de fondos de terceros, y el interés imputado (intercalario) a una tasa pre-determinada sobre los fondos propios empleados en la construcción. Esto incrementa los valores del activo y también las utilidades, lo cual hace que sea un tema muy delicado y polémico.

Entrando específicamente en el campo del servicio eléctrico, tanto en nuestro país como en la mayoría de los países, es una práctica generalmente aceptada cargar a los costos de las obras en ejecución el interés de todos los fondos usados para las obras de ampliación, sean éstos provenientes de terceros o propios. La razón fundamental está dada por el hecho de que las disposiciones contractuales de los poderes concedentes del servicio, generalmente limitan la renta proveniente del mismo a un porcentaje aplicado al monto de las inversiones en servicio.

Muchas empresas reinvierten esta utilidad para enfrentar la creciente demanda de electricidad.

Sus inversiones, pues, están íntimamente ligadas a su rentabilidad, y así su utilidad es una carga directa que incide en la determinación de las tarifas a aplicar.

Al incluir el interés intercalario en el costo de las obras en ejecución, las tarifas podrán considerar este costo incorporado al activo sobre el que se calcula la utilidad (base tarifaria), representando ello una forma de resarcimiento para los accionistas por la falta de rentabilidad de sus fondos durante el período improductivo del capital, cuando sus bienes estuvieron en construcción. La recuperación total de esta renta se realiza solamente durante un período largo de tiempo, que equivale al período de vida útil estimado del bien.

Como antecedentes legales o doctrinarios respecto de la postura expuesta de activación de intereses, sólo encontramos en nuestro país los decretos que ratifican los contratos de explotación de los servicios públicos. Por ejemplo, en el caso de SEGBA y de Hidronor, se menciona expresamente que los intereses intercalarios están incluidos en la base tarifaria como un cargo necesario para desarrollar una obra de activo fijo.

En Estados Unidos, donde existe para la industria eléctrica un sistema uniforme de cuentas propuesto, elaborado por la Comisión Federal de Energía, las disposiciones son más concretas. De acuerdo con ellas, el interés real de los fondos prestados y una renta razonable sobre los fondos propios de la compañía, tales como los provenientes de la emisión de nuevas acciones o de la acumulación de utilidades retenidas, son permitidos como cargos adicionales al costo de la construcción.

I-3-4-1-2 FORMAS DE REGISTRO

En la mayoría de los casos, la capitalización se efectúa como un débito a los activos fijos y como un ingreso o crédito al Estado de Resultados.

Otra forma puede ser el cargar el interés en cuentas a liquidar o pendientes, para luego periódicamente, transferirlo a las cuentas de Instalaciones en Ejecución o directamente a las Instalaciones Terminadas.

Otro criterio sustenta el incluirlos como Cargos Diferidos, con amortizaciones similares a los Gastos de Organización.

I-3-4-1-3 METODOS DE CALCULO

Existen dos métodos usuales para tratar los intereses, cuyo resumen conceptual es el siguiente:

- I) Incluir las obras en construcción en los costos de la base tarifaria, acreditando las obras con los intereses cargados a la construcción a medida de su avance.
- II) Considerar las obras en construcción dentro de los costos de la base tarifaria, y no acreditar los intereses cargados a la construcción hasta su terminación total.

Cualquiera de ellos produce resultados razonables en tanto que la compañía recupera totalmente su inversión, incluyendo un beneficio, al término de la vida útil del bien.

Se puede aplicar una tasa equivalente mensual sobre las inversiones promedio mensuales, para cubrir los diferentes plazos en los cuales se van produciendo los cargos. Los intereses deberán cargarse hasta el momento de la habilitación de la obra, y en rubros separados del resto de los costos incurridos.

Se ve entonces, que los dos principios básicos que sustentan la capitalización del interés durante la construcción son:

- a) El reconocimiento de que éste no es un gasto financiero, sino una parte integrante del activo contruido.
- b) El reconocimiento de un rendimiento para los inversores o accionistas.

Los métodos que incluyen los intereses intercalarios en la base tarifaria ofrecen fundamentalmente las dos alternativas: incluir o no su contrapartida en los ingresos del ejercicio. La recuperación total de la inversión se produce en ambos casos con diferencia de plazos.

Si bien está ausente la legislación de fondo y son escasas las disposiciones normativas sobre los principios y procedimientos básicos de registro relacionados con los intereses intercalarios en nuestro país, mayor es aún la ausencia de las disposiciones sobre los procedimientos especiales derivados de este problema y que se centran en:

- a) Limitación de la computabilidad de los intereses por la duración de la ejecución de las obras y por otros factores.
- b) Financiación de las obras en ejecución con fondos propios y ajenos que llevan distinta tasa de interés e identificación de esas fuentes.

c) Incidencia de la variación del poder adquisitivo del dinero sobre los intereses.

I-3-4-1-4 LIMITACION DE LOS CARGOS POR INTERESES

La limitación de los cargos por intereses puede estar determinada por diversos factores (duración, monto de la inversión, etc.) El factor más importante es quizás el período que dura la ejecución de la obra. Generalmente las empresas no capitalizan el interés si el período de construcción no excede por lo menos un mes.

La duración excesiva de las obras con respecto a los cronogramas presentados puede traer una "penalización" del período precedente, o sea un cargo a resultados de los intereses correspondientes a este período. No sería en este caso el interés capitalizado un resarcimiento de la inmovilización, sino utilización ineficiente.

Se exponen a continuación y a título de ejemplo, un resumen gráfico de tres métodos de cálculo de intereses intercalarios.

I N V E R S I O N E S		
<u>CONCEPTO</u>	<u>AÑOS ANTERIORES</u>	<u>DEL AÑO</u>
T O T A L	a	b
Puesto en servicio durante el ejercicio	a1	b1
Saldo en ejecución al cierre del ejercicio	a2	b2
<u>SISTEMA I</u>	<u>SISTEMA II</u>	<u>SISTEMA III</u>
$0,08 \times b$	$0,04 \times a1$	$0,08 \times (a2 + b2)$
	$0,08 \times a2$	
	$0,04 \times b2$	
	Tasa media	

Es en el cálculo de los intereses sobre obras que se liberan al servicio durante el ejercicio donde se pueden producir superposiciones entre intereses intercalarios y beneficio contractual. Es por ello que se suelen adoptar soluciones simplificadoras como las del Sistema III.

Normalmente no se aplican intereses sobre bienes listos para entrar en servicio. (Ejemplo: medidores, alternadores, etc.).

BIBLIOTECA DE LA FACULTAD DE CIENCIAS ECONOMICAS
Profesor Emérito Dr. ALFREDO L. PALACIOS

También se establecieron montos mínimos por debajo de los cuales el interés no se capitaliza.

I-3-4-1-5 FUENTES DIVERSAS DE FINANCIACION

La expansión de la industria eléctrica tuvo como consecuencia que las fuentes de recursos adquiriesen una gran variedad. Ejemplo: aumentos de capital accionario, endeudamiento a largo plazo, retención de utilidades, disminución del capital de trabajo, etc. La variedad del origen de los fondos dificulta normalmente la computación de los intereses que correspondan a los diversos recursos a ser incorporados a cada obra. Para evaluar la tasa a aplicarse, la más real es el valor promedio ponderado del costo potencial del endeudamiento destinado a las obras. Este coeficiente debe ser permanentemente actualizado. Esta tasa puede ser limitada hasta la tasa de rentabilidad interna de la Empresa. Una tercera solución dentro de las tasas determinadas, sería la sustitución de la tasa promedio por una tasa fija idéntica o derivada de la tasa de utilidad tarifaria según el contrato de concesión.

I-3-4-1-6 RESARCIMIENTO POR VARIACION DEL PODER ADQUISITIVO
EN PERIODOS INFLACIONARIOS

Las instalaciones en servicio de las empresas de servicio público, para cubrirse del problema inflacionario, deben recibir rentas sobre una base tarifaria formada por los valores residuales de las inversiones revaluados.

En el caso de las instalaciones en ejecución, correspondería idéntico tratamiento cuando éstas no están revaluadas mediante un sistema correctivo. Se hace así aconsejable la implantación de un sistema de tasas fluctuantes para los intereses sobre obras en ejecución, por lo menos cuando el índice inflacionario supera ciertos límites dentro del periodo de la ejecución.

La política de endeudamiento selectivo para la financiación de obras en ejecución con fondos ajenos, cuando existe una opción entre fondos del mercado de capitales nacionales o del exterior, puede también determinar exposiciones inflacionarias negativas o positivas, y así pueden obtenerse diferencias significativas entre la renta del capital inmovilizado del servicio público en construcción y su costo de capital.

I-3-4-1-7 CONCLUSIONES

En su mayoría, la escasa doctrina existente en el país admite la registración de los intereses intercalarios para los servicios públicos que tengan tarifas reguladas.

Es este un medio de resarcimiento del uso de los fondos obtenidos del mercado de capitales. En los casos donde no es posible obtener una identificación e imputación individualizada de las obras, la tasa aplicable deberá ser fluctuante mediante un coeficiente predeterminado, producto de un sistema reajutable que acompañe a los niveles reales de los diversos recursos usados por la empresa. La limitación de la capitalización de los intereses debe ser condicionada por la duración de la obra en ejecución, usando estimaciones en caso de no poder establecer fehacientemente el tiempo standard. En caso de exceder los plazos fijados, correrían cláusulas de penalización para los intereses de esos períodos excedidos.

Si la duración de las obras es prolongada, se debe prever la actualización de los costos históricos.

I-3-4-2 SEGBA S.A.: SU CALCULO

Se describen a continuación los dos últimos métodos empleados por SEGBA para la determinación de los montos a activar en concepto de intereses intercalarios.

En este campo, como en tantos otros, la gran empresa (y tal es el caso de SEGBA), debe ceder en lograr la completa exactitud matemática de los cálculos en función de la practicidad y economicidad de la gestión total. Esto es aplicable al tema que se está tratando, ya que si bien es admisible que para llegar a una cifra correcta de intereses intercalarios a activar, sería necesario registrar obra por obra, las inversiones realizadas desde el comienzo de las mismas hasta su incorporación al servicio y calcular los intereses devengados durante ese lapso; también es aceptable que se hace éste un procedimiento complejo y costoso. Es por ello que se recurre a métodos simplificados de procesamiento.

Se dan a continuación las definiciones de los dos últimos empleados en SEGBA (el anterior y el actual). En ambos casos la tasa de interés es la misma y coincide con la de beneficio contractual de la empresa: 8% anual directo.

A) SISTEMA ANTERIOR

Se aplicaba la siguiente fórmula: el total anual de intereses intercalarios es igual al 4% de la suma de las obras en ejecución al principio y al fin de cada año. No se tomaba en cuenta aquí la duración de ejecución de las obras, ni la fecha en las cuales se las libraba al servicio. La suposición en la que se basa esta fórmula es que las inversiones se efectúan a lo largo del año en forma continuada y en cantidades iguales todos los meses. El importe así determinado de intereses intercalarios se cargaba contablemente de la siguiente forma:

4% de las obras libradas al servicio durante el año y que estuvieran en ejecución al principio del año.

8% de las obras en ejecución al comienzo del ejercicio y que siguen en ejecución al final del año.

4% de las inversiones realizadas durante el año en obras que continúan en ejecución al final del ejercicio.

B) SISTEMA ACTUAL

Se aplica el 8% sobre todas las obras en ejecución al fin del ejercicio, sin considerar si las inversiones que contienen son del año o de años anteriores.

E S Q U E M A S C O M P A R T I D O S

<u>INVERSIONES</u>	<u>AÑOS ANTERIORES</u>	<u>DEL AÑO</u>
TOTALES	a	b
Puesto en servicio durante el año	a1	b1
Saldo al final del ejercicio	a2	b2
A) $0,04 a1 + 0,08 a2 + 0,04 b2$		
B) $0,08 a2 + b2$		

En la práctica y a largo plazo, la aplicación de ambos métodos lleva a resultados similares, difiriendo ambos en la mayor o menor simplicidad de cálculos.

Para corregir y atenuar los efectos inflacionarios, la tasa se aplica sobre valores de origen en U\$S, ya que las obras se costean en la empresa extracontablemente en esa moneda, activándose contablemente los intereses intercalarios al cambio de cierre del ejercicio. Los intereses intercalarios se calculan sobre las inversiones de la obra por todo el plazo en que ésta figure en ejecución. Durante este período estos montos activados en obras en curso no se amortizan, y recién después de terminada la obra pasa a devengar el beneficio contractual.

I-3-4-3 AGUA Y ENERGIA ELECTRICA S.A.: SU CALCULO

Todos los cargos efectuados a obras de ampliación de activo, devengan un interés intercalario que se calcula así:

- A) El 8% anual directo sobre los totales invertidos hasta el cierre del ejercicio anterior al que se trata. Esta tasa se calcula sobre los valores de origen actualizados según el valor del U\$S.
- B) 4% anual directo (tasa media de la anterior), sobre los totales invertidos en obras de ampliación durante el ejercicio.

Los montos correspondientes a Instalaciones en Ejecución no se amortizan y recién al finalizarse la obra se activa definitivamente y comienza a devengar el beneficio del 8% anual.

I-3-4-4 EX CIAE S.A.: SU CALCULO

Las inversiones de todo tipo en obras de ampliación (mano de obra, materiales, contratistas, ajustes por diferencia de valuación en bienes de cambio y diferencias de cambio, gastos indirectos activados), ganaban una tasa fija del 8% directo anual desde el día 15 del mes correspondiente a su contabilización, hasta el 31 de diciembre del año en el cual se produjera la inversión. Las inversiones del mes de diciembre sólo ganaban intereses por 15 días. A la norma general del cálculo indicado en el apartado anterior escapaban:

- A) Los transformadores, sobre los cuales se calculaba el 4% sobre el costo del material. Se incluían únicamente los colocados en el año (se presumía una colocación uniforme a lo largo del año y por eso se trabajaba con una tasa media del 8% anual = 4%).
- B) Los anticipos de fondos a proveedores y contratistas, (iniciación financiera de la obra), a los cuales se aplicaba el interés del 8% teniendo en cuenta los días transcurridos entre la fecha del adelanto y la imputación del mismo contra la factura que correspondía.

Los valores de base sobre los cuales se calculaban los intereses intercalarios eran los siguientes:

- Mano de obra directa
- Materiales directos
- Otros gastos directos (contratistas)
- Ajustes por diferencias de cambio y valuaciones de bienes de cambio
- Gastos indirectos activados

Los valores se tomaban sobre bases actualizadas en U\$S. Los montos de intereses calculados pasaban a formar parte del costo total de la OT. Los intereses siempre se incluían en alguna OT, ya que toda obra en curso de construcción estaba respaldada por una OT.

I-3-5 CONCLUSIONES GENERALES

Como conclusión general se puede decir que se aplican sistemas standard en sí, con un funcionamiento clásico.

Es destacable la necesidad de codificaciones elaboradas por el tipo de conceptos a identificar.

Como aspectos salientes más notables se presentan los manejos de conceptos tales como los de GASTOS ACTIVABLES e INTERESES INTERCALARIOS, que junto a los de BENEFICIO CONTRACTUAL o CARGAS FINANCIERAS o COSTO DEL CAPITAL PROPIO, conforman una importante característica del sector eléctrico.

Estos puntos se detallan también en el Anexo correspondiente al estudio de los Contratos de Concesión y el Capítulo de los Factores del Costo. Su utilidad y la propiedad de su inclusión como factores del costo se consideran fuera de toda duda. Este es un rubro que no presenta mayores dificultades en cuanto a su eventual generalización de uso.

A N E X O I

I-4 - SISTEMAS DE CENTROS DE RESPONSABILIDAD

I N D I C E

	<u>PAGINA</u>	
I-4-1	SEGBA S.A.	
I-4-1-1	Objetivo	72
I-4-1-2	Tareas a ser imputadas a los Centros de Costos	72
I-4-1-3	Registro contable de los cargos	73
I-4-1-3-1	Centros de Costos con funciones indirectas	73
I-4-1-3-2	Centros de Costos con funciones directas	74
I-4-1-4	Codificación	74
I-4-1-5	Estructuras de Centros de Costos en la empresa y ejemplos	75
I-4-2	Ex CIAE S.A.	
I-4-2-1	Objetivo	78
I-4-2-2	Esquema conceptual de la clasificación por Centros de Costos	78
I-4-2-3	Manual de Imputaciones	81
I-4-3	Conclusiones generales	83

A N E X O I

I-4 - SISTEMAS DE CENTROS DE RESPONSABILIDAD

I-4-1 SEGBA S.A.

I-4-1-1 OBJETIVO

Mediante este sistema se pretende en la Empresa asignar a los responsables de cada área, el control de los gastos producidos en ellas. Para ello se han abierto "Cuentas de Gastos" especiales para cada uno de los niveles en que está organizada la empresa. Se reconoce a estos Centros de Costos la responsabilidad por el gasto y función o destino del mismo. Las erogaciones propias de cada sector se agrupan y se identifican para diferenciarlas de las que les puedan corresponder por distribuciones y prorrateos de otras áreas.

El objetivo es hacer una clara división entre Gastos Controlables y No Controlables.

Conceptualmente los Centros de Costos se definen en la Empresa como: las divisiones lógicas originadas en el agrupamiento de las máquinas, los métodos, los procesos, las operaciones, etc., y cuyo fin es controlar sus gastos. Esto quiere decir que dentro de un sector pueden existir Centros de Costos que agrupan tipos de tareas realizadas, personal según sus especialidades, máquinas o elementos según las funciones que cumplan, etc. Esto se aprecia mejor en el ejemplo que se presenta más adelante.

I-4-1-2 TAREAS A SER IMPUTADAS A LOS CENTROS DE COSTOS

Se deben imputar aquí todos los gastos de operación y mantenimientos de instalaciones, máquinas, servicios, etc., (excepto aquellos que correspondan a órdenes de trabajo de mantenimiento), así como toda otra erogación que pueda ser asignada a un área de responsabilidad determinada. Como regla general se puede decir que se relacionan con los Centros de Costos los Gastos de Producción, Transmisión y Distribución de Energía y

los Gastos de Administración y Comercialización en general.
Cada Centro de Costos confecciona anualmente (en octubre):

- Un presupuesto de Gastos
- Un presupuesto de Enseres y Utiles (altas y bajas),

para el próximo año.

Una vez aprobados ambos, sirven para el control presupuestario mensual, determinación del monto de gastos indirectos a activarse, elaboración del cash-flow general de la Empresa, etc.

I-4-1-3 REGISTRO CONTABLE DE LOS CARGOS

La Empresa se encuentra dividida en tantos Centros de Costos como cada área lo estime conveniente y según el grado de análisis que se haya fijado.

Es por ello que no se encuentra uniformidad en el nivel de detalle alcanzado en todos los sectores de la empresa.

Aquí se pueden clasificar dos tipos principales de Centros de Costos:

- a) Aquellos que realizan tareas indirectas respecto del proceso productivo de la energía eléctrica. Ejemplo: Sectores Administrativos y Comerciales.
- b) Aquellos que desarrollan actividades vinculadas directamente con algunas de las etapas productivas del proceso de generación y distribución de energía, tanto sea en tareas de operación como de mantenimiento.

I-4-1-3-1 CENTROS DE COSTOS CON FUNCIONES INDIRECTAS

Cualquier erogación que afecte a este tipo de centros, deberá llevar el código identificador del mismo, así como también el del concepto de gastos de que se trate. Esto permitirá:

- A) Totalizar por cada centro de costo las erogaciones incurridas, efectuando de esta manera el control presupuestario con lo presupuestado.
- B) Registrar contablemente, mediante una conversión de códigos internos de computadora el cargo a las cuentas de resultados afectadas por los gastos producidos. Se realizan también las descargas por gastos capitalizables si corresponde, y el tratamiento específico que se da a ciertos gastos indirectos como los de depósitos, transporte y herramientas.

Esto significa que las cuentas de resultados involucradas no reciben cargos directas sino a través de los Centros de Costos que efectúan los gastos.

I-4-1-3-2 CENTROS DE COSTOS CON FUNCIONES DIRECTAS

Las áreas que realizan funciones de este tipo presentan Centros de Costos que actúan de distinta manera, según se verá. Algunos de ellos se utilizan para agrupar los gastos de mano de obra según la liquidación mensual de haberes. A su vez, y mediante los partes de mano de obra directa, se proratean según sea la dedicación en horas, entre los Centros de Costo de operación y mantenimiento y las órdenes de trabajo para los cuales desarrollaron tareas. Es decir, que deben quedar a cargo cada fin de mes.

Otros, como los de operación y mantenimiento, reciben los cargos de materiales y otros gastos que surgen de la acumulación de documentos de origen (vales de salida o devoluciones de materiales de depósitos, órdenes de compra, etc.), debidamente codificados.

En lo referente al control presupuestario y movimiento de las cuentas de resultados, actúan similarmente a los Centros de Costos con funciones indirectas.

Se ha dicho que cada imputación a un Centro de Costo deberá estar acompañada o completada por el Concepto de Gasto que la identifica. Estos conceptos se agrupan en cinco grandes divisiones ya presentadas:

- A) Remuneraciones del Personal
- B) Materias Primas
- C) Suministros
- D) Otros Gastos
- E) Créditos

I-4-1-4 CODIFICACION

Cada Centro de Costos se identifica con cinco dígitos, representando la posición de cada uno de ellos, la acumulación de gastos en los distintos niveles, según sigue:

- 1er. dígito: Acumulación de gastos totales correspondientes a cada gerencia (primer nivel).
- 2do. dígito: Acumulación de los gastos totales correspondientes a cada subgerencia (segundo nivel).

3er. dígito: Acumulación de los gastos totales correspondientes a las secciones o jefaturas y los del propio subgerente de quien dependan.

4to. y 5to. dígitos: Acumulación de los gastos correspondientes a los Centros de Costos dependientes que integran cada uno de los tres primeros niveles.

I-4-1-5 ESTRUCTURA DE CENTROS DE COSTOS EN LA EMPRESA Y EJEMPLOS

La estructura total de los Centros de Costos en SEGBA era la siguiente al año 1980:

a) Primer y segundo nivel:

	<u>CODIGO</u>
<u>Presidencia y Directorio</u>	10.000
<u>Gerencia y Vicepresidencia Ejecutiva</u>	20.000
<u>Gerencia Técnica</u>	30.000
Gerencia propiamente dicha y varios	31.000
Subgerencia de transmisión	32.000
Subgerencia de generación	33.000
Subgerencia de estudios y obras	35/36.000
<u>Gerencia de Distribución y Ventas</u>	40.000
Zona Capital	41.000
Zona Noroeste	42.000
Zona Sur	43.000
Subgerencia Comercial	45.000
Subgerencia de Distribución	46.000
Gerencia propiamente dicha	49.000
<u>Gerencia Administrativa y Financiera</u>	50.000
Gerencia propiamente dicha y secretaría	51.000
Subgerencia Administrativa	52/53.000
Subgerencia Financiera	54.000
<u>Gerencia de Planificación y Control de Gestión</u>	60.000
Gerencia propiamente dicha y varios	61.000
Subgerencia de Planificación	62.000
Subgerencia de Control de Gestión y Sistemas	63.000

<u>Gerencia de Personal</u>	70.000
Subgerencia de asuntos laborales	71.000
Gerencia propiamente dicha y varios	72.000
Subgerencia de administración de personal	73/74.000
Gerencia y Varios (Servicios Asistenciales)	77.000
<u>Gerencia de Suministros</u>	90.000
Gerencia propiamente dicha	91.000
Subgerencia de Suministros	92.000
b) Ejemplo de tercer nivel de análisis:	
Subgerencia Financiera	54.000
Subgerencia y varios	54.100
División Financiera	54.200
División Contable	54.300
c) Ejemplos de cuarto nivel de análisis de Centro de Costos con funciones indirectas solamente:	
División Financiera	54.200
Supervisión y Administración	54.211
Recursos Financieros	54.222
Tesorería	54.232
Cambio	54.242
Control de Fondos	54.252
d) Ejemplo de Centros de Costos con funciones Directas e Indirectas: Sucursal La Plata	
43.300	
FUNCIONES DIRECTAS	
Media Tensión Subterránea	43.341
Media Tensión Aérea	43.342
Centros de Transformación Cámaras	43.343
Centros de Transformación Plataformas	43.344
Centros de Transformación Transformadores	43.345
Baja Tensión Subterránea	43.346
Baja Tensión Aérea	43.347
Alumbrado Público Subterráneo	43.348
Alumbrado Público Aéreo	43.349
Alumbrado Público Focos y Comandos	43.351
Conexiones Subterráneas	43.352
Conexiones Aéreas	43.353
Medidores y Equipos de Medición	43.354
Generación Diesel	43.356

FUNCIONES INDIRECTAS - ADMINISTRACION

<i>Contaduría y Control Trabajos</i>	<i>43.314</i>
<i>Personal</i>	<i>43.315</i>
<i>Intendencia</i>	<i>43.316</i>
<i>Capacitación y Seguridad</i>	<i>43.317</i>
<i>Reparación y Conservación de Inmuebles Varios</i>	<i>43.318</i>

I-4-2 Ex CIAE S.A.

I-4-2-1 OBJETIVO

El objetivo perseguido en la empresa, y coincidente con el general que dió origen al concepto de apropiación de los gastos por Centros de Costos, era el de permitir la determinación exacta de los costos en que había incurrido cada sector. Se podía de esta forma encarar la elaboración de presupuestos por áreas, tendientes a lograr un control mucho más racional y estricto del cumplimiento de la política de erogaciones adoptada por la compañía.

La imputación de todo movimiento debía constar de:

- a) Cuenta, sub-cuenta y demás análisis contable u Orden de Trabajo (cuando correspondiera)
- b) Centro de Costos ejecutor del gasto

El análisis por Orden de Trabajo y Centro de Costos se hacía en forma extracontable. El detalle de gastos por cada centro ejecutor se realizaba en forma semicomputerizada.

Esto significaba que se procesaba con el auxilio de una minicomputadora, independiente del equipo central. El resultado de esta tarea era un listado de gastos controlables, donde se incluían los tres conceptos del costo total (Materiales, Mano de Obra y Gastos), por cada Centro de Costo de la Empresa.

Estos datos se utilizaban para la elaboración de los costos históricos por etapas del proceso eléctrico, como paso previo a su empleo para el sistema de Control Presupuestario por Centros de Responsabilidad, que nunca llegó a implementarse totalmente como en el caso de SEGBA.

I-4-2-2 ESQUEMA CONCEPTUAL DE LA CLASIFICACION POR CENTROS DE COSTOS

A continuación se explica la clasificación de los distintos organismos de la Empresa en lo referente a su ubicación como Centros de Costos. Si bien ésta era una estructura dinámica, es interesante resaltar aquí la filosofía utilizada en su confección.

Para ejemplificar se han elegido dos de las cuatro divisiones de la Empresa y se detallan los Centros de Costos a ellas pertenecientes.

La organización contaba con una Dirección Superior que concentraba en el Administrador Delegado su poder decisorio. A su vez, existía un Director General a cargo del manejo operativo de la Empresa.

Las cuatro divisiones en las cuales se agrupaban las distintas funciones eran:

- División Comercial y Financiera
- División de Administración
- División de Transmisión y Distribución
- División de Producción

Respecto a la Codificación utilizada, el primer dígito de los cinco correspondía a:

- Dirección Superior Nº 1
- Dirección General Nº 2,

y cada una de las Divisiones antes mencionadas contaba respectivamente con el Nº 3-5, 6-7. El Nº 9 quedaba reservado para el Centro de Costos General.

Los segundos dígitos siguientes separaban las Gerencias dentro de cada División.

Los tres últimos correspondían indistintamente a Departamentos, Servicios u otro tipo de clasificación que se estimara necesaria dentro de la Gerencia en cuestión, y según fuera su modalidad operativa.

Ejemplo:

11.000	<u>Dirección Superior</u>
12.000	Comité de Dirección
13.000	Administrador Delegado
21.000	<u>Dirección General</u>
21.100	Gerencia de Asuntos Legales
21.300	Auditoría Interna
21.500	Secretaría General
	<u>División Comercial y Financiera</u>
30.000	Director a cargo de la división
30.200	Relaciones Públicas
30.400	Cómputos
30.430	Departamento Compras - Jefatura
30.431	Importación
30.432	Compras Locales
31.010	Gerencia Financiera
31.100	Contaduría General

31.300	<i>Estudios Contables y Administrativos</i>
31.600	<i>Tesorería</i>
31.700	<i>Planeamiento Financiero</i>
32.010	<i>Gerencia Comercial</i>
32.100	<i>Lectura y Recaudación - Jefatura y Tesorería</i>
32.101	<i>Lectura</i>
32.102	<i>Facturaciones Especiales</i>
32.103	<i>Vía de Apremio (cobro extrajudicial)</i>
32.104	<i>Recaudación</i>
32.200	<i>Ventas</i>
32.300	<i>Atención Clientela</i>
32.350	<i>Secretaría Ventas y Atención Clientela</i>
32.400	<i>Jefatura Provincia</i>
32.401	<i>Oficina Avellaneda</i>
32.402	<i>Oficina Lomas</i>
32.403	<i>Oficina Quilmes</i>
	<u><i>División Producción</i></u>
70.000	<i>Vicedirector</i>
71.010	<i>Gerencia Operación de Sistemas y Subestaciones</i>
71.171	<i>Jefatura Subestaciones</i>
71.172	<i>Operación</i>
71.173	<i>Mantenimiento, Depósitos, Taller y Servicios Generales</i>
71.210	<i>Guardias</i>
71.220	<i>Computación Técnica</i>
71.230	<i>Guardia A - Despacho</i>
71.240	<i>Guardia B - Distribución</i>
71.250	<i>Electrónica y Comunicaciones</i>
71.260	<i>Secretaría Técnico-Administrativa</i>
71.270	<i>Guardia C - Baja Tensión</i>
71.280	<i>Telemando</i>
72.010	<i>Gerencia de Centrales Central Nuevo Puerto</i>
72.110	<i>Control Operativo</i>
72.120	<i>Operaciones</i>
72.121	<i>Servicios Generales</i>
72.130	<i>Laboratorio Químico</i>
72.140	<i>Instrumentos y Controles</i>
72.161	<i>Jefatura, Mantenimiento, Programación y Oficina Técnica</i>
72.163	<i>Taller Electromecánico</i>

72.164	Taller Reparación Calderas
72.165	Taller Reparación Turbinas
72.166	Taller Mecánico Fijo
72.167	Taller Mecánico Volante
72.169	Almacenes
72.180	Departamento Administrativo
72.190	Central Pedro de Mendoza
73.010	Gerencia Ingeniería de Centrales
99.999	Centro de Costos General (donde se imputaban los impuestos, intereses y gastos que no tuvieran ubicación dentro de otro más específico).

I-4-2-3 MANUAL DE IMPUTACIONES

Como complemento del control por áreas de responsabilidad y a los efectos de que cada Centro de Costo contara con una definida base de consulta a la cual referirse, es que se elaboró el Manual de Imputaciones.

Para ello fue necesario efectuar un relevamiento técnico-contable exhaustivo con miras a describir la totalidad de las tareas que se desarrollaban en cada Centro de Costos, asignándole a cada una la imputación correspondiente según el plan de cuentas en vigencia.

El ordenamiento de las tareas dentro de cada Centro era el siguiente:

- Tareas de Operación
- Tareas de Mantenimiento
- Tareas de Ampliación (activables)
- Tareas Generales

Cada caso cubría, lógicamente, las tareas que ese Centro realizara, y contaba, además, con un complemento informativo que se refería a la posibilidad de existencia de número de Orden de Trabajo que completara la imputación. En caso afirmativo, aclaraba el tipo de Orden que correspondía.

De esta forma, cada responsable de Centro de Costo contaba con un vademecum de tareas que su sector llevaba a cabo, y la correcta forma de informarlas contablemente.

Este tipo de procedimientos es posible sólo en el caso de industrias con una gran diversidad de tareas, pero con poca variación en el carácter de las mismas.

Presenta, además, sus ventajas e inconvenientes:

Ventajas:

- 1) Se logra un nivel de confiabilidad grande en la información de base, ya que, dada la tarea, sólo es cuestión de individualizarla en el manual.
- 2) Se obtiene un análisis de imputaciones detallado, conforme a las necesidades y requerimientos de la empresa.
- 3) Es posible asignar a cada usuario o grupo de usuarios sólo la parte del manual que le interesa específicamente. El funcionamiento es similar al de un manual de normas administrativas o contables.

Inconvenientes:

- 1) Para que su implantación y posterior funcionamiento puedan hacerse con éxito, se requiere un cuidadoso plan de capacitación previo de los usuarios, así como también un minucioso seguimiento de sus primeros pasos (elevado costo de arranque).
- 2) Para que su utilidad sea óptima, se necesita también su actualización permanente en lo referente a tipos de tareas e imputaciones, ya que aún cuando las variaciones no son demasiado frecuentes, se producen adiciones o retiros de tareas de un Centro de Costos, modificaciones de las estructuras internas de los Centros y también adiciones o supresiones de cuentas y demás rubros contables (elevado costo de mantenimiento).

Es por ello que su adopción debe analizarse cuidadosamente y a la luz de las condiciones particulares del momento y lugar de implantación.

El esquema conceptual que se sigue en su planteo es el siguiente:

- Nombre del Centro de Costos
- Número de Código
- Áreas componentes: se cubre únicamente en el caso de que el Centro se subdivida internamente en varios sectores operativos.
- Síntesis de las principales tareas desarrolladas
- Descripción de cada tarea
- Especificación de la imputación
- Cuenta contable
- Orden de Trabajo (cuando corresponda).

I-4-3 CONCLUSIONES GENERALES

Se detallan seguidamente algunas conclusiones a las que lleva el breve análisis de los dos casos más interesantes en nuestro país, ya que las otras empresas relevadas no ofrecían en este campo opciones novedosas dignas de análisis.

SEGBA: El empleo del Centro de Costos es intenso, con un fin definido de control presupuestario y como paso necesario previo a la imputación contable. Su implementación y puesta en marcha ha sido muy dificultosa y su grado de análisis es profundo. Se complementa con el detalle por tipo de gastos.

Ex CIAE: El sistema empleado se mostraba como un complemento de la información contable, y su finalidad real fue, durante la existencia de la empresa, constituirse en un acumulador de gastos, de manera de facilitar el análisis de los costos por procesos más que el control presupuestario. Así lo demuestra el empleo del Manual de Imputaciones, cuyo fin era el de lograr exactitud en la imputación de tareas.

Ambos sistemas siguen fielmente el organigrama de la empresa. Es interesante tomar en cuenta la alternativa del "Manual de Imputaciones" como auxilio para contar con informaciones más exactas y correctas, aún cuando su empleo presupone una tarea previa de capacitación para su uso.

UNIVERSIDAD DE BUENOS AIRES
FACULTAD DE CIENCIAS ECONOMICAS

T E S I S = D O C T O R A L

PROPUESTA DE UNA ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL Y DE UN ESQUEMA DE COSTOS

PARA LA PRESTACION DEL SERVICIO DE ENERGIA ELECTRICA EN LA

REPUBLICA ARGENTINA

A U T O R

L E L I O T E N N I N A

Ugarteche 3348, 3er. Piso - (1425) Capital Federal

Registro Nº 55.415

CONSEJERO DE TESIS: DR. JOSE F. PUNTIRO

ANEXOS II, III y IV

Buenos Aires,

de 1982.

A N E X O I

D I S P O S I C I O N E S = S O B R E = L A = B A S E = T A R I F A R I A

E N = L A = R E P U B L I C A = A R G E N T I N A

DISPOSICIONES SOBRE LA BASE TARIFARIA EN LA REPUBLICA ARGENTINA

I N D I C E

	<u>PAGINA</u>	
II-1	Objetivos	1
II-2	Agua y Energía Eléctrica S.A.	
II-2-1	Comentarios acerca de la Ley 15.336 = Bases Tarifarias	2
II-2-2	Ley 17.004	4
II-2-3	Decreto 404/67 - Tarifas	5
II-3	SEGBA S.A.	
II-3-1	Amortizaciones y costo del capital propio	6
II-3-2	Base tarifaria	7
II-3-3	Definición del dólar U.S.A.	8
II-3-4	Tratamiento fiscal	9
II-4	HIDRONOR S.A.	
II-4-1	Registros para la determinación del capital afectado a la concesión	11
II-4-2	Fondo de depreciaciones y renovación y amortizaciones	13
II-4-3	Base tarifaria	13
II-4-4	Definición del dólar U.S.A.	14
II-4-5	Tratamiento fiscal	15
II-5	Ex CIAE S.A.	
II-5-1	Crédito a favor del Estado Argentino	16
II-5-2	Tratamiento de las inversiones de la empresa hasta el momento de la firma del Contrato de Concesión	17
II-5-3	Nuevas inversiones a partir de ese momento	19
II-5-4	Definición del dólar U.S.A.	20
II-5-5	Base tarifaria	20
II-5-6	Tratamiento fiscal	21
II-6	Conclusiones	22

A N E X O IIII-1 OBJETIVOS

El objetivo del presente Anexo es el de resumir orgánicamente las principales disposiciones que emergen de:

- Leyes y Decretos nacionales.
- Contratos de Concesión entre el Estado y las Empresas Cesionarias, que se refieren a:
 - a) Tratamiento de los Costos del Capital Propio
 - b) Tratamiento de las amortizaciones de los Bienes de Uso
 - c) Determinación de los Costos conformantes de la Base Tarifaria.
 - d) Tratamiento impositivo y fiscal de las empresas involucradas.

Para ello se consideraron los siguientes elementos:

- Leyes y Decretos que regulan el accionar de Agua y Energía Eléctrica S.A.
- Contratos de Concesión que establecen las bases para la prestación del servicio eléctrico en los casos de SEGBA e HIDRONOR.

Se incluye también el actualmente derogado contrato de concesión de la Ex Compañía Italo Argentina de Electricidad S.A. (hoy SEGBA), dado que era el único en este último tiempo celebrado entre el Estado y una compañía privada cesionaria del servicio eléctrico, y se estima útil su consideración como antecedente del caso.

II-2 AGUA Y ENERGIA ELECTRICA S.A.

En lo relativo al tratamiento de las amortizaciones, beneficios sobre inversiones y tarifas, la empresa se deberá atener a los siguientes cuerpos legales.

II-2-1 COMENTARIOS ACERCA DE LA LEY 15.336 (1960) = BASES TARIFARIAS

El ejercicio por particulares de actividades relacionadas con la generación, transformación, transmisión y distribución de la energía eléctrica de jurisdicción nacional cualquiera sea la fuente de energía utilizada, requiere concesión del Poder Ejecutivo. Esto es válido tanto sea para el aprovechamiento de las fuentes de energía hidroeléctricas, cuando la potencia instalada excede los 500 kw, como para el ejercicio de actividades destinadas a un servicio público de electricidad. En las concesiones de servicios públicos de jurisdicción nacional, se establecerán especialmente (entre otros):

- a) El sistema de justiprecio de los bienes afectados a la concesión, cuando fuere necesario para determinar las tarifas, la utilidad del concesionario o la adquisición de los mismos por el Estado.
- b) El régimen para la constitución de los fondos de depreciación, renovación, ampliaciones y otros que sea necesario prever.
- c) El régimen tarifario.

Todas las funciones y atribuciones del gobierno, inspección y policía, en materia de generación, transformación, transmisión y distribución de la energía eléctrica de jurisdicción nacional, serán ejercidas por la Secretaría de Estado de Energía y Combustibles, la que tendrá a su cargo (entre otras), la función de someter a aprobación del Poder Ejecutivo las tarifas y precios de compra y venta de la energía a los productores y a los distribuidores de la Red Nacional de Interconexión y Servicios Públicos de Jurisdicción Nacional.

El Poder Ejecutivo Nacional fijará los precios y tarifas para la energía eléctrica que se comercialice en las centrales y líneas que integren la Red Nacional de Interconexión y para los Servicios Públicos de jurisdicción nacional, los cuales (dentro del principio de lo justo y razonable), deberán responder básicamente a los siguientes conceptos:

a) Costos del Capital: se incluyen aquí:

- a-1) Las dotaciones al fondo de renovación que se determinarán sobre la base de un porcentaje fijo a establecerse sobre el valor de reposición de la potencia instalada, con sus equipos y elementos conexos.
- a-2) Las dotaciones a los fondos de reservas.
- a-3) Los impuestos.
- a-4) Los seguros.
- a-5) Las amortizaciones del capital, siempre que en la correspondiente concesión o autorización existan cláusulas de traspaso total o parcial sin cargo para el Estado, de los bienes del concesionario o permisionario al vencer la concesión o autorización.
- a-6) Los intereses del capital, que se reglarán de acuerdo con las normas de la correspondiente concesión o autorización.

b) Costo de los sueldos del personal:

- b-1) Los sueldos, jornales y en general toda remuneración que se pague de acuerdo con normas legales que los autoricen.
- b-2) Los beneficios de carácter social establecidos y a establecerse por normas legales y las sumas que anualmente deben destinarse a constituir o incrementar los fondos de reservas especiales que aseguren el cumplimiento de estas obligaciones.

c) Gastos generales de administración, de dirección técnica y asesoría.

d) Combustibles, lubricantes y en general todos los materiales cuyo consumo resulte necesario en el período correspondiente y que estén destinados a la generación, transformación, transmisión y distribución de electricidad en su caso.

e) Valor de la energía que se adquiere a terceros.

f) Intereses y gastos complementarios de financiación sobre bonos y otros capitales crediticios destinados a la explotación y que hayan sido aprobados previamente por el Poder Ejecutivo. El total de dichos intereses no podrá exceder del 10% anual sobre los respectivos capitales.

- g) Los demás gastos no especificados en los rubros anteriores, siempre que guarden relación de causalidad con las actividades de la explotación.
- h) Las pérdidas de energía por todo concepto, de acuerdo con las normas que establezca la Secretaría de Estado de Energía y Combustibles.
- i) Cláusula de ajuste:
 - i-1) Los costos de capital, mantenimiento y varios se ajustarán anualmente.
 - i-2) Los cambios que sufre el precio de la mano de obra y de los combustibles, serán reajustables dentro de los treinta días de producidos, de acuerdo con las normas que establezca la Secretaría de Estado de Energía y Combustibles.
 - i-3) Las disminuciones de costo originadas en una mayor eficiencia técnica serán acreditadas por partes iguales a favor de los consumidores y la empresa o entidad productora, transportadora o distribuidora que la haya originado.

Las tarifas y precios serán establecidos sobre la base de la demanda probable, estimada como conveniente, que soporte cada central durante el año.

Las empresas del Estado o privadas que integren los sistemas eléctricos nacionales ajustarán sus libros y contabilidades a un plan general de cuentas, para permitir la fiscalización contable permanente de la Secretaría de Estado de Energía y Combustibles.

II-2-2 LEY 17.004 (31/10/66)

Por ella se declaran de Jurisdicción Nacional los Servicios Públicos de Electricidad que prestan Agua y Energía y sus otros entes especializados en todas sus etapas del proceso de producción y venta.

La prestación de dichos servicios se hará respetando los derechos y atribuciones de los poderes locales en todo aquello que sea compatible con la jurisdicción nacional.

II-2-3 DECRETO 404/67 - TARIFAS

Las tarifas de los servicios públicos de electricidad que Agua y Energía Eléctrica presta serán establecidas por la Secretaría de Estado de Energía y Combustibles.

Las mismas serán fijadas por zonas geográficas, atendiendo a las características técnicas y económicas de los respectivos servicios.

Se establece aquí que en la determinación del precio medio de venta de la energía eléctrica de Agua y Energía Eléctrica, la tasa de interés a aplicarse para determinar los intereses del capital propio será del 8% directo anual. La misma se aplicará sobre el valor del activo fijo afectado al servicio eléctrico, del cual se habrá deducido el fondo de depreciación, y al que se sumará el capital circulante. Los valores del activo fijo y del fondo de depreciación se actualizarán anualmente, de acuerdo con el sistema que determina la Secretaría de Estado de Energía y Combustibles, y que permita tomar en cuenta las variaciones del poder adquisitivo de la moneda. El capital circulante determinado no podrá exceder del 5% del activo fijo neto actualizado.

Se establece en este decreto, también, el Impuesto sobre el Ingreso Bruto por Venta de Energía a aplicarse a la empresa Agua y Energía Eléctrica, con destino a las municipalidades en las cuales presta servicios. La alícuota del citado gravamen será del 6% y su base de imposición serán los montos de facturación totales brutos, excluidas las ventas a entes oficiales y las ventas en bloques para ser distribuidas por terceros (cooperativas, otras empresas eléctricas, etc.).

II-3 SEGBA S.A.

II-3-1 AMORTIZACIONES Y COSTOS DEL CAPITAL PROPIO

La empresa llevará dos registros:

- a) El "Registro del Valor no depreciado de los bienes destinados al Servicio".
- b) El "Registro de la depreciación acumulada" de esos bienes.

Ambos registros se llevarán en dólares norteamericanos.

Se entienden por Bienes Destinados al Servicio: las centrales, estaciones, cámaras, redes, instalaciones de alumbrado público, conexiones, medidores, talleres e inmuebles auxiliares (administrativos, para servicios sociales, etc.), y todos los demás bienes e instalaciones que la empresa destina a la prestación de los servicios a su cargo. Se adicionan además los bienes incluidos en la cuenta enseres y útiles.

Se parte de un monto inicial para ambos registros correspondiente a la fecha de la firma del contrato de concesión. A partir de esa fecha el "Registro del valor no depreciado de los bienes destinados al Servicio", estará constituido de la siguiente forma:

Al valor de origen a la fecha de la firma del convenio se le adicionará la suma de los importes anuales convertidos en U\$S, al cambio libre medio del respectivo año, de las ampliaciones que se hayan incorporado en el curso de ese año al servicio y al inventario de la empresa; incluyendo como parte del costo de aquellos, además de los materiales y de la mano de obra, la proporción que corresponda de los gastos de depósito, de transporte y generales, los intereses intercalarios y todos los demás gastos y cargas necesarios para la completa habilitación de las respectivas instalaciones. Además se sumará también el total de los importes anuales, convertidos a U\$S al cambio libre medio del respectivo año, de las inversiones correspondientes a la cuenta "Enseres y Utiles" que se hayan efectuado en el curso del año.

A este total así determinado (SALDO INICIAL + INCORPORACIONES DEL EJERCICIO) se le restará la suma de los importes anuales de los "Bienes destinados al Servicio" que se hubieran retirado en el curso de ese año, de acuerdo con el valor con que figuran los respectivos bienes en el "Registro del valor no depreciado de los bienes destinados al Servicio".

Esto permite llegar a un total actualizado del citado registro a la fecha de cierre del ejercicio.

Por otro lado, el "Registro de las depreciaciones Acumuladas" de los bienes destinados al servicio, se actualizará a partir del valor inicial al momento de la firma del convenio de concesión, adicionándole el total de las dotaciones anuales al Fondo de Depreciación y Renovación en la proporción que técnicamente proceda sobre el importe en U\$S que arroje al final del respectivo año el "Registro del valor no depreciado de los bienes destinados al Servicio", y se le restará la suma de los importes anuales de los "Bienes destinados al Servicio" que se hubieran retirado en el curso del año.

Dentro de los registros antes mencionados no se incluirán las sumas con las cuales hubiesen contribuido los usuarios a la ampliación de las instalaciones.

La base sobre la cual la empresa tendrá derecho a obtener el beneficio anual neto previsto (que se considera como Costo del Capital Propio o Carga Financiera en este trabajo) del 8% directo anual, se calculará de la siguiente manera:

Se considerará el promedio de ambos Registros mencionados, entre las fechas de cierre del ejercicio en cuestión y el inmediato anterior, y la base será la diferencia entre ambos promedios (Valor Residual Promedio de los bienes destinados al Servicio) convertida a pesos, al cambio libre del dólar al cierre del último día hábil del año para el cual se determina el beneficio, más un 5% en concepto de Capital Circulante. Se prevé también que, aún cuando expresado en dólares, si el valor de los bienes resultara irreal, se podrá reajustar de común acuerdo entre las partes contratantes.

II-3-2 BASE TARIFARIA

Las tarifas que regirán para la energía eléctrica suministrada por la empresa serán fijadas para cada año en forma tal que su producido cubra los siguientes conceptos:

- A) GASTOS DE EXPLOTACION: Incluidos contribuciones, impuestos y tasas nacionales, provinciales y municipales de cualquier naturaleza, como así también los que gravan capital y los beneficios de SEGBA.

B) DOTACION AL FONDO DE DEPRECIACION Y RENOVACION: Que técnicamente procedan sobre el valor en dólares que arroje al final del año del cual se trate el Registro del Valor no Depreciado de los bienes destinados al Servicio (ver Base Tarifaria), pero sin excluir las sumas con las cuales hubieran contribuído los usuarios a la ampliación de las instalaciones. La dotación en U\$S será convertida a pesos al cambio libre del dólar al cierre del último día hábil del año del cual se trate.

C) BENEFICIO SOBRE CAPITAL PROPIO: Neto después del pago de todo impuesto igual al 8% del valor de la base tarifaria que resulte. Esta tasa podrá ser reajustada de común acuerdo entre la empresa y el Estado Nacional.

El ente encargado de controlar el fiel cumplimiento de lo establecido es la Secretaría de Estado de Energía y Combustibles, mediante el análisis de los informes de la empresa. En caso de haber sobre o sub cobertura del beneficio contractual, se ajustará compensatoriamente la declaración del próximo ejercicio o podrá, en caso de excedente y previa autorización del ente contralor, aplicarlo a obras de ampliación. Las tarifas se reajustarán durante el ejercicio para el cual han sido fijadas conforme a variaciones que se produzcan en:

- a) precio medio de los combustibles.
- b) costo de la mano de obra.
- c) variaciones de la situación económica general.

Las dos primeras están formalizadas en la concesión, mientras que la tercera quedará al criterio de la Secretaría de Estado de Energía y Combustibles.

II-3-3 DEFINICIONES DEL DOLAR U.S.A.

Es el definido por la paridad reconocida por el FMI. Si dicha paridad se altera en más o menos un 5% respecto del valor fijado en el momento de la firma de la concesión, se reajustarán los valores expresados en U\$S conforme a la nueva paridad. En caso de no existir mercado libre del U\$S en Buenos Aires, se calculará el tipo de cambio del peso respecto del dólar en varios mercados mundiales y se considerará el menor.

II-3-4 TRATAMIENTO FISCAL

Están exentos de todo impuesto, derecho, gravamen o tasa fiscal de carácter nacional:

- a) el contrato de concesión y los actos constitutivos del mismo.
- b) todas las demás operaciones y hechos imponibles tendientes a su ejecución y posterior realización. Ejemplo: contrataciones de obras, los aumentos de capital social que estas obras impliquen, modificaciones de los estatutos sociales y/o de los valores nominales de las acciones en circulación, la emisión y entrega de acciones representativas de los nuevos valores, la emisión y entrega de debentures u obligaciones, la venta u otra forma de transferencia al Estado de las instalaciones y demás bienes de la empresa, así como el recibo del importe correspondiente (en dinero u obligaciones) y la entrega por parte de SEGBA a sus accionistas y obligacionistas de dichos importes, obligaciones e intereses que les correspondan.

Están exentos de todo impuesto o contribución municipal y provincial: Las obras e instalaciones de generación, transformación y transmisión a las cuales se refiere el presente convenio, como asimismo la energía generada y transportada en las mismas. Estas obras no podrán ser sujetas a medidas de legislación local que restrinjan o dificulten la libre producción o circulación de dicha energía. En esta exención se incluyen las propiedades inmuebles afectadas a las obras e instalaciones de referencia.

Se excluyen las tasas retributivas por servicios o mejoras de carácter local, las cuales estarán sujetas a lo siguiente:

Se exime a la empresa SEGBA de:

- el pago del impuesto a los Ingresos Brutos o cualquiera similar (gravamen o tasa) provincial o municipal que grave la producción, transformación, transporte, transmisión y/o venta de la energía eléctrica.
- el pago de contribuciones o tasas que graven la ocupación o el uso de espacios públicos cuando éstos se destinen a permitir la instalación de elementos para la producción, transporte y/o suministro de energía eléctrica.

- el pago de derechos de patentes para automotores de su propiedad.
- el pago del estampillado provincial y municipal en todo lo referente a la prestación del servicio público de entrega de energía eléctrica (la exención no es tal cuando se trata de otros actos).
- el pago de derechos de edificación e inspección de obras nuevas.

Deberá en cambio abonar: las tasas de mejoras correspondientes a sus propiedades, las tasas por servicio de alumbrado, barrido y limpieza y otros similares correspondientes a esas propiedades y los derechos establecidos o a establecerse por habilitación y/o contraste de medidores de consumo de energía por la autoridad que preste efectivamente ese servicio.

Como compensación por las exenciones comentadas SEGBA abonará trimestralmente, a la Municipalidad de la Ciudad de Buenos Aires y a la municipalidad de la provincia en cuya jurisdicción preste el servicio, en concepto de único impuesto y contribución, el 6% de sus entradas brutas recaudadas por venta de energía eléctrica dentro de cada municipio. Se exceptuarán las ventas a Ferrocarriles y alumbrado público. Tampoco se incluyen los ingresos provenientes de negocios u operaciones ajenas a la venta de energía propiamente dicha.

SEGBA abonará anualmente al fisco de la Provincia de Buenos Aires como único impuesto y contribución por sus actividades como prestataria del servicio público de electricidad en jurisdicción de dicha provincia, el 6 % sobre sus entradas brutas recaudadas en esa jurisdicción por la venta de energía eléctrica dentro de la misma, y con las excepciones previstas para el caso del impuesto municipal. Las obras que SEGBA realice destinadas a ampliar sus instalaciones de generación, transformación, transporte, interconexión, distribución y/o compra-venta de energía eléctrica, se reconocerán de interés nacional y gozarán de los beneficios que por ello les pudiera corresponder.

II-4 HIDRONOR S.A.

II-4-1 REGISTROS PARA LA DETERMINACION DEL CAPITAL AFECTADO A LA CONCESION

Tarifas y Utilidad del Concesionario: Hidronor deberá llevar los siguientes registros en dólares (U\$S):

- a) "Registro de los Bienes destinados al Servicio", donde se asentará el valor no depreciado de todos los bienes incorporados al servicio e inventario de Hidronor, descontándose el valor de los bienes retirados.
- b) "Registro del Fondo de Depreciación y Renovación", donde se asentará la dotación anual calculada conforme al procedimiento que se detalla más adelante, deduciéndose la correspondiente a los bienes retirados y a sus costos de remoción.
- c) "Registro de las Obras Excluidas", donde se asentará el valor de las obras (o la proporción que corresponda), que por su vinculación con el riego y la atenuación de crecidas no corresponda incluir con las eléctricas, ya que son financiadas con fondos provenientes del Estado Nacional y se amortizan de otra forma.

Bienes destinados al servicio: Las presas evacuadoras de crecidas, canales de alimentación y aducción y demás obras hidráulicas de saneamiento, las centrales eléctricas, subestaciones, líneas de transmisión, sistemas de distribución, talleres e inmuebles auxiliares y todos los demás bienes que Hidronor destina a los fines de la presente concesión (incluyendo inmuebles auxiliares de administración, etc.).

El valor de estos bienes se determinará conforme a las siguientes reglas:

= Las sumas de los importes anuales, convertidos a U\$S al cambio libre medio del respectivo año, de las inversiones de las obras proyectadas y sus ampliaciones, que se hayan incorporado en el curso de ese año al servicio y al inventario de Hidronor. Se incluirán como partes del costo:

- a - Gastos de materiales y mano de obra.
- b - Gastos de ingeniería y estudios previos.
- c - La proporción que corresponda de los gastos de depósitos, de transportes y generales, (gastos indirectos activables).

d - Los intereses intercalarios calculados a una tasa del 8% directo anual.

e - Todas las demás cargas y gastos necesarios para la completa habilitación de las instalaciones.

En el caso de obras cuya ejecución abarque más de un año se actuará de la siguiente manera:

- = Las obras materiales, gastos y cargas cuyos precios hayan sido fijados en U\$S o una divisa cuyo valor no haya variado con respecto al dólar durante el período en cuestión, serán registradas directamente en dólares.
- = Para todas las demás obras, materiales, gastos y cargas se establecerá el valor en pesos de lo ejecutado y/o apropiado durante cada año, hasta que se hayan incorporado al servicio e inventario de Hidronor. Esos valores parciales serán convertidos a dólares al cambio libre medio de cada uno de los respectivos años.

La determinación de la base sobre la cual Hidronor tendrá derecho a obtener el beneficio del 8% directo anual luego de haber pagado todos los impuestos, se efectúa de la siguiente forma:

- a) Se tomará el "Registro de Bienes Destinados al Servicio" con saldo al 31 de diciembre del año anterior a aquél en el cual se calcula el beneficio, y se le sumará o restará el valor de los bienes incorporados o retirados del servicio, tomando para ésto un monto proporcional al tiempo de afectación retiro.
- b) Se hará lo mismo para el "Registro de las Obras Excluidas".
- c) La "Base Tarifaria de Bienes de Uso" correspondiente al año de que se trata será la diferencia entre a) y b), convertida a pesos al cambio libre del dólar al cierre del último día hábil del año, más un 4% en concepto de capital circulante. El hecho de tomar como dato de referencia el valor a dólar no implica que, en caso de llegarse a valores no representativos, las partes firmantes puedan renegociar el acuerdo.

II-4-2 FONDO DE DEPRECIACIONES Y RENOVACION Y AMORTIZACIONES

La cuota anual de "Depreciación y Renovación" para los bienes destinados al Servicio se compone de dos elementos, a saber:

- a) Una suma fija igual al monto constante anual que con sus intereses compuestos acumula el "Valor a Depreciar del Bien" al fin de su vida útil. Valor a depreciar del bien: diferencia entre el anotado en el "Registro de Bienes Destinados al Servicio" y el correlativo del "Registro de las Obras Excluidas".
- b) Una suma variable igual a los intereses calculados sobre el acumulado al principio de cada año en el Fondo de Depreciación y Renovación.

La tasa de interés a emplearse asciende al 8% directo anual. La suma fija a) se cargará al costo de tarifas y la b) a la cuenta de utilidades de la empresa. Ambas jugarán contra el Fondo de Depreciación y Renovación. Las sumas indicadas precedentemente serán convertidas a pesos al cambio libre del dólar al cierre del último día hábil del año para el cual se las haya establecido.

El procedimiento de depreciación que antecede se basa en el método del Fondo Amortizante y por consiguiente, para el cálculo de beneficios de la empresa se tomará el valor de los bienes destinados al servicio sin deducción de la amortización acumulada.

Este sistema podrá ser modificado por las partes de común acuerdo, así como la tasa a aplicarse y la estimación de la vida útil de los bienes.

Los "Bienes Excluidos del Servicio" financiados con fondos del Estado se amortizarán conforme lo convengan las partes en función de la vida útil de dichos bienes.

II-4-3 BASE TARIFARIA

A los efectos de la fijación de las tarifas de Hidronor, se establecerán los siguientes elementos:

- a) Gastos de Explotación: comprenderán todos los gastos necesarios para la operación, mantenimiento, supervisión y dirección de las obras hidráulicas, las centrales eléctricas, líneas de transmisión, estaciones transformadoras y todas las obras complementarias y auxiliares de

las mismas. Se incluirán asimismo los gastos comerciales, administrativos y generales de la empresa, incluso las eventuales contribuciones, impuestos y tasas nacionales, provinciales y municipales de cualquier naturaleza, así como también los que graven el capital o los beneficios de Hidronor. La enumeración es meramente ilustrativa y no taxativa. Los intereses de los préstamos que contraiga Hidronor no serán computados como gastos de explotación.

- b) La dotación al Fondo de Depreciación según lo ya comentado (parte fija).
- c) Las cuotas anuales de amortización de los "Bienes excluidos del Servicio".
- d) Un beneficio neto después de haber pagado todo impuesto, igual al 8% anual del valor de la Base Tarifaria. Esta tasa podrá ser reajustada de común acuerdo entre las partes.

Este último concepto no debe incluirse en el caso de las tarifas promocionales de la región del Comahue. Este defecto de beneficio en dicha región deberá compensarse con las otras ventas de la empresa, hasta llegar a la suma establecida. En caso de no llegarse a cubrir este objetivo, y previo acuerdo con la Secretaría de Estado de Energía y Combustibles, el Poder Ejecutivo compensará a Hidronor el beneficio no percibido.

II-4-4 DEFINICION DEL DOLAR USA

Es el definido por la paridad reconocida por el FMI a la fecha de la firma del contrato. Si esa paridad resultara modificada por cualquier causa en más de un 5% o en menos de esa proporción, cualquiera de las partes firmantes podrá requerir que se ajusten los valores establecidos en función de esa variación. Se tomará como base de cálculo la paridad a la firma del contrato. El ajuste correrá desde el momento en el cual se formule la exigencia.

Cambio libre del USA: Mercado libre de Buenos Aires. En caso de no contarse con ese dato, las partes deberán recabar del Banco Central de la República Argentina la cotización del dólar que a juicio del mismo sea expresiva de su valor real de mercado.

II-4-5 TRATAMIENTO FISCAL

Estarán exentos de todo impuesto, derecho, gravamen o tasa fiscal de carácter nacional: El presente convenio, los actos constitutivos de la concesión y todas las demás operaciones y hechos imponibles tendientes a su ejecución y posterior realización de sus estipulaciones.

Además, y dado el hecho de que las obras descriptas en este contrato son de jurisdicción nacional, aclárase que dichas obras e instalaciones de generación, transformación y transmisión de la energía eléctrica y la energía generada y/o transportada en las mismas, no pueden ser gravadas con impuestos y contribuciones, o sujetas a medidas de legislación local que restrinjan o dificulten su libre producción y circulación. No se comprenden en esta exención las tasas retributivas por servicios y mejoras de orden local.

Los bonos, títulos y obligaciones emitidos por Hidronor gozarán de las exenciones o franquicias impositivas acordadas o que se acuerden a los papeles emitidos por la Nación.

II-5 EX COMPAÑIA ITALO ARGENTINA DE ELECTRICIDAD S.A.

En el caso de CIAE, el contrato de concesión preveía la creación de un crédito a favor del Estado por una cierta cantidad de bienes y conceptos comprendidos en contratos de concesión anteriores al último celebrado.

II-5-1 CREDITO A FAVOR DEL ESTADO ARGENTINO

A partir de la fecha de firma del Contrato de Concesión de 1961, la empresa reconocía un crédito a favor del Estado que se determinaba así:

- a) Se convertía a dólares (U\$S), al cambio libre medio del respectivo año, el total de las inversiones en instalaciones y demás bienes efectuados por la compañía hasta el 9-2-1917 y desde la fecha de instalación de la empresa (1911).
- b) Las amortizaciones del 2% anual sobre las inversiones, netas de retiros, efectuadas por la compañía con posterioridad al 9-2-1917 se actualizaban de la siguiente forma:
 - b-1) Se establecía el costo de origen según libros en pesos de las inversiones efectuadas por la compañía anualmente con posterioridad al 9-2-1917.
 - b-2) Se deducía del costo de origen del respectivo año de inversión, el costo de origen según libros en pesos de los bienes e instalaciones comprendidos en b-1), que se hubieran retirado con posterioridad al 9-2-1917.
 - b-3) La diferencia resultante representaba la inversión neta anual de cada año, sobre cuyo monto acumulado al fin de cada año se calculaba la amortización del 2% anual. Cada cuota de amortización que resultara se actualizaba al cambio medio U\$S de cada año.
 - b-4) Se totalizaban todas las cuotas en U\$S acumuladas hasta la firma del contrato de concesión.
- c) Se convertían en U\$S, al cambio libre medio del respectivo año, los importes anuales de los saldos constituí-

dos para el fondo de depreciación para renovaciones y reparaciones establecidos según los convenios de concesión anteriores.

- d) El importe que resultaba de la suma de a), b) y c) se convertía a pesos (\$) al cambio libre del dólar (U\$S), a la fecha del Contrato de Concesión último. Este era el valor de origen del crédito a favor del Estado que la compañía reconocía.

Este crédito no era exigible por el Estado salvo en el caso de transferencia de la empresa al Estado. Devengaba mientras tanto un interés del 6% anual sobre los bienes anteriores al 31-12-1927 y del 8% sobre los posteriores. Estos intereses eran cargados al costo de tarifas, de manera que no representaban pérdida para la empresa.

Estos intereses podían ser cobrados por el Estado siempre y cuando la empresa hubiera cubierto su beneficio contractual. En caso contrario debían compensarse los conceptos. El registro se mantendría siempre referido a los U\$S y seguiría el mismo régimen que los demás en cuanto a su evaluación.

II-5-2 TRATAMIENTO DE LAS INVERSIONES DE LA EMPRESA HASTA EL MOMENTO DE LA FIRMA DEL CONTRATO DE CONCESION

La compañía tenía derecho a un beneficio anual fijo, acumulativo, libre de impuestos, tasas, contribuciones o recargos de cualquier origen y neto de gastos, intereses a abonar al Estado y/u otros, amortizaciones y deducciones de cualquier naturaleza equivalente al 6% sobre los valores de las instalaciones y demás bienes físicos incorporados hasta el 31-12-1927, y del 8% sobre los valores correspondientes a las inversiones de años posteriores.

Ambos porcentajes se calculaban sobre los valores actualizados de las inversiones e instalaciones y demás bienes físicos (muebles e inmuebles) afectados al servicio público de electricidad, a los servicios sociales de la empresa, administración, etc.

El valor inicial de las inversiones a las cuales se refiere el punto anterior se determinaba de la siguiente manera:

- a) Se convertía a U\$S, al cambio libre medio de cada año, el costo de origen en pesos según libros de las inversiones efectuadas en instalaciones y demás bienes muebles e

inmuebles ya mencionados.

- b) Se convertían a U\$S de la misma forma que en a), los valores de origen de los bienes retirados del servicio.
- c) Se convertían a U\$S, al cambio libre medio de cada año, las dotaciones anuales a los fondos de renovación y amortización calculadas conforme a los contratos de concesión anteriores y de acuerdo con los coeficientes aceptados por la Dirección General Impositiva.
- d) Del total de a) se deducían los totales de b) y de c), y el del crédito a favor del Estado ya comentado. Se obtenía de esta forma un valor residual neto de las inversiones de la empresa, hasta la firma del último convenio, correspondiente a los Bienes de Uso. No se debían incluir en este total las sumas con que hubieran contribuido los usuarios a la ampliación de las instalaciones y/o extensión de redes.
- e) Bienes de cambio y otros casos no considerados en apartados anteriores:

Los combustibles, repuestos, materiales varios, muebles y útiles y medios de locomoción y transporte existentes a la fecha del contrato de concesión, se actualizaban de la siguiente forma:

e-1) Se convertía a U\$S, al cambio medio de cada año, el costo de origen en pesos según libros de los materiales sin uso de procedencia extranjera con más los gastos que hubieran importado el transporte, impuestos, recargos, seguros, etc., hasta su almacenaje en depósitos de la compañía.

e-2) Se convertía a U\$S, al cambio libre de la fecha del presente convenio, el valor de plaza en pesos a la misma fecha de los combustibles y demás materiales y elementos.

- f) Al importe neto determinado en d) correspondiente a los bienes de uso, se le adicionaba el total de los valores de e) correspondiente a los bienes de cambio (combustibles y repuestos). Este monto en U\$S se convertía a pesos (\$) al cambio libre del U\$S a la fecha de firma del Convenio. El importe así resultante era el valor inicial de las inversiones de la compañía sobre el cual se calculaban los beneficios del 6% y 8% establecidos. Es digno de notarse que para 1979 ya no existían bienes

en la empresa anteriores a 1927, por lo cual el beneficio contractual era prácticamente del 8%. Esta cantidad se cargaba a las tarifas, según se verá más adelante.

Para mantener actualizado el valor determinado anualmente, se deducirían al valor de origen los retiros que se produjeran y los importes anuales que correspondiera descargar según el coeficiente de amortización. Para el caso de los bienes de cambio y demás bienes, la base a ser considerada anualmente era la que correspondía a las existencias finales al cierre del ejercicio de estos rubros, procediéndose luego de la manera ya descripta.

Esto quiere decir que son dos los tipos de dólares que se tomaban en cuenta para los ajustes: el cambio medio libre promedio del año para los bienes de uso y sus amortizaciones, y el de cierre de ejercicio para los bienes de cambio y el cálculo del beneficio.

II-5-3 NUEVAS INVERSIONES A PARTIR DE ESE MOMENTO

Sobre las nuevas inversiones que la compañía realizara a partir de la firma del último Contrato de Concesión, el beneficio a devengarse sobre el valor residual actualizado era del 8% anual. Para determinar este valor se procedía de forma similar que para las inversiones que se hubieran realizado en fechas anteriores:

- a) Se convertía a U\$S, según el cambio libre medio del respectivo año, el costo de origen en \$ según libros de las inversiones realizadas en bienes e instalaciones y demás bienes físicos (Muebles e Inmuebles), destinadas al servicio público de electricidad, a los servicios sociales y a viviendas del personal.
- b) Se actualizaban los valores de origen de los bienes retirados durante el año, al cambio libre medio de U\$S del respectivo año de inversión.
- c) Se deducían asimismo los importes de los fondos de renovación y amortización que la compañía constituía anualmente, tomando como factor de actualización el valor medio del U\$S de ese año según su cambio libre.

d) Al saldo de a) menos (b + c) se lo convertía a \$ según el cambio libre de cierre del U\$S al 31-12 del ejercicio que se tratara y sobre él, se calculaba el beneficio del 8% anual.

Dentro del total de Bienes no se incluían las sumas con las cuales hubieran contribuído los usuarios para las extensiones de redes.

II-5-4 DEFINICION DEL DOLAR U.S.A.

Es el que resultaba de la paridad reconocida por el FMI a la firma del contrato. En caso de variar esta paridad en más o en menos 5% en el futuro, cualquiera de las partes podía reclamar el reajuste a las nuevas paridades y sus eventuales variaciones futuras. En caso de eliminarse el mercado libre de Buenos Aires, se tomaba el menor de los valores que resultara de la cotización del \$ en los mercados de Nueva York, Londres y Zurich.

II-5-5 BASE TARIFARIA

Las tarifas que regían para la energía eléctrica que suministraba la compañía, eran fijadas anualmente previa conformidad de la Secretaría de Energía y Combustibles, debiendo cubrir los siguientes conceptos:

- a) Gastos de explotación, administración, dirección y todos los demás gastos que tuvieran relación de causalidad con las actividades de la explotación de energía eléctrica, incluso contribuciones, impuestos y tasas nacionales, provinciales y municipales.
- b) Los intereses de los préstamos y demás obligaciones que contrajera la compañía para cubrir las necesidades del giro comercial, no pudiendo el total de dichos intereses exceder el 25% del beneficio total de la compañía para el mismo año, establecidos según las pautas del contrato de concesión.
- c) Las dotaciones a los fondos de renovación y/o amortizaciones que técnicamente procedieran, sobre el valor actualizado al fin del año inmediato anterior, de las instalaciones y demás bienes de la compañía.

- d) Los beneficios contractuales garantizados sobre el valor de las inversiones anteriores a la firma del convenio y de las nuevas que se produjeran actualizadas conforme a lo ya visto, además de los correspondientes intereses sobre el crédito a favor del Estado.

La liquidación para la Secretaría de Energía y Combustibles sobre los resultados del año anterior debía ser presentada antes del 31 de mayo del año siguiente, y el presupuesto para el próximo año debía ser presentado el 1 de diciembre de cada año. En este proyecto de tarifas para el año siguiente se debían contemplar los excesos o defectos de beneficio producidos el año anterior. El cuadro de tarifas aceptado por la Secretaría de Estado de Energía y Combustibles preveía reajustes bimestrales por variaciones en el costo de la Mano de Obra y en el precio de los combustibles.

II-5-6 TRATAMIENTO FISCAL

- a) Estaban exentos de todo impuesto nacional, provincial y municipal, así como de cualquier tasa o contribución: el Contrato de Concesión y todas las operaciones y demás hechos imponibles tendientes a su ejecución y posterior realización. Ejemplos: Ampliación de Capital Social, emisión de debentures, revalúos de capital, venta u otra forma de transferencia al Estado, etc.
- b) Salvo esta excepción y otras expresamente estipuladas en el Contrato, la compañía, como prestataria del servicio público, se debía ajustar a las disposiciones impositivas en vigor o las que se dictaren en el futuro.
- c) Los impuestos, tasas, retribuciones, prestaciones de servicios, recargos y/o cualquiera otra carga o gravamen con cargo directo a la compañía y/o a la energía suministrada a sus usuarios, y que le correspondiera como prestataria del servicio público de electricidad, no serían en ningún caso superiores a los que se aplicarían a cualquier otra prestataria del mismo servicio público que actuara en la misma área (salvo las cooperativas).
- d) Las obras e inversiones que la compañía realizara para la ampliación de sus instalaciones de generación, transformación, transporte, distribución, y/o compra-venta de energía eléctrica a partir del Contrato de Concesión, se reconocían de interés nacional (Ley 11.682).

II-6 CONCLUSIONES

Se desprenden de lo expuesto las siguientes conclusiones:

- a) Existe gran homogeneidad entre los tratamientos dispensados a los distintos conceptos analizados en los diferentes casos.
- b) En todos los casos se prevé la utilización de registros de moneda normalmente más constante que la nuestra, para evitar las incidencias inflacionarias.
- c) Si se aplicaran correctamente los convenios analizados, no se produciría la aparición de tarifas políticas.
- d) En el caso particular del contrato de concesión de SEGBA S.A. se prevé la inclusión, como costo de elaboración de los bienes de capital, de gastos indirectos y de intereses intercalarios.
- e) En el caso particular del contrato de concesión de HIDRONOR S.A. se prevé la constitución de un Fondo de Renovación de Bienes de Uso con cargo a las utilidades de la Empresa y no a las tarifas, y no se incluyen los intereses pagados como Base Tarifaria.
- f) El tratamiento impositivo y fiscal es homogéneo y tiende a unificar los impuestos que recaen sobre las empresas.

Se deja constancia de que a diciembre de 1981 las empresas involucradas en el presente estudio son responsables del pago de ciertos impuestos nacionales, tales como:

- Impuesto al Valor Agregado
- Impuesto a los Capitales
- Impuesto a las Ganancias,

que tienden a equiparar las empresas estatales, cualquiera sea su función, a las del sector privado. Se espera lograr con ello un aumento de su eficiencia y productividad.

A N E X O III

ANÁLISIS ESTADÍSTICO Y PROYECCIONES SEGUN EL PLAN NACIONAL

DE DESARROLLO ENERGÉTICO AÑOS 1979 A 2000

A N E X O III

ANÁLISIS ESTADÍSTICO Y PROYECCIONES SEGUN EL PLAN NACIONAL

DE DESARROLLO ENERGÉTICO AÑOS 1979 A 2000

- Evolución de la situación en el país hasta el 31 de diciembre de 1978
- Proyección del período 1979-2000
- La República Argentina y Sudamérica

A N E X O III

ANALISIS ESTADISTICO Y PROYECCIONES SEGUN EL PLAN NACIONAL

DE DESARROLLO ENERGETICO AÑOS 1979 A 2000

I N D I C E

	<u>PAGINA</u>	
III-1	Objetivos y fuentes consultadas	1
III-2	Situación energética global en la República Argentina al 31 de diciembre de 1978	
III-2-1	Recursos disponibles	2
III-2-2	Consumo energético total en 1978	3
III-2-3	Proyección de la demanda energética total	4
III-2-4	Organización del servicio eléctrico argentino	4
III-2-5	Situación técnica de la energía eléctrica al 31 de diciembre de 1978	
III-2-5-1	Potencia instalada del servicio público de electricidad al 31 de diciembre de 1977	6
III-2-5-2	Incorporaciones del año 1978 y potencia instalada total al 31 de diciembre de 1978	7
III-2-5-3	Líneas de transmisión existentes en 1978	8
III-3	Proyección de la curva de demanda del servicio público de electricidad hasta el año 2000	9
III-4	Proyección de la situación hasta el año 2000	
III-4-1	Potencia instalada del Servicio de Interconexión Nacional (SIN) hasta 1995: Detalle estadístico anualizado	10
III-4-2	Equipamiento del servicio público en 1995: Gráfico de potencia instalada SIN	11
III-4-3	Detalle de incorporaciones de las regiones geográficas al SIN	12
III-4-4	Aprovechamientos hidroeléctricos considerados en el plan y su ubicación geográfica	13/14
III-4-5	Proyección del período 1996-2000	15
III-4-6	Resumen años 1979 al 2000	15

III-5	Composición de la oferta de energía eléctrica total del país	16
III-6	Evaluación del recurso hidroeléctrico en el abastecimiento del país	17
III-7	Enfoques económicos	
III-7-1	Análisis gráfico de la estructura prevista de los gastos de explotación hasta 1990 = Generación	18
III-7-2	Desagregación de la inversión en generación hasta 1990	19
III-8	Sistema de transmisión de 500 KV en 1995	20
III-9	Evaluación del incremento relativo de los precios de la energía eléctrica	21
III-10	Conclusiones técnicas generales del plan de desarrollo	22
III-11	Argentina y Sud América	
III-11-1	Generación por país	23
III-11-2	Generación por tipo de planta	24

III-1 OBJETIVOS Y FUENTES CONSULTADAS

El objetivo del presente capítulo es mostrar la evolución de la situación de la energía eléctrica en la República Argentina hasta el 31 de diciembre de 1978, - fecha en la cual entra en vigencia la principal fuente de este estudio - y las previsiones para el desarrollo hasta el año 2000.

Se persigue en este punto la presentación del esquema del cuadro energético en el futuro del país y la influencia que ello puede tener, fundamentalmente para la definición de la estructura organizacional que se propondrá como la más conveniente.

No es nuestro interés criticar las fuentes consultadas, ni establecer si sus conclusiones y previsiones se han de cumplir estrictamente.

Nuestra idea es obtener una base técnica de la proyección de las tendencias que subyacen en la estructura energética del país, y que seguirán siendo fundamentalmente las mismas se cumpla o no el plan previsto.

Se presenta además un breve cuadro de la situación de Argentina y Sud América en lo referente a la generación eléctrica y sus fuentes.

- FUENTES:
- 1) Plan Nacional para el equipamiento de generación y transmisión de la energía eléctrica - Secretaría de Energía - Ministerio de Economía de la Nación Argentina, 1979.
 - 2) Primer capítulo de la Memoria del Ejercicio 1980 de la Cámara Argentina de Comercio - Buenos Aires, Argentina, 1981.
 - 3) Datos estadísticos de las empresas eléctricas - Informes de la Secretaría General - años 1977/78/79 del Comité de Integración Eléctrica Regional (CIER) - Montevideo, Uruguay.

III-2 SITUACION ENERGETICA GLOBAL EN LA REPUBLICA ARGENTINA AL 31 DE DICIEM-
BRE DE 1978

III-2-1 RECURSOS DISPONIBLES

La Argentina cuenta con un panorama bastante equilibrado en lo que se refiere a demanda y oferta energéticas y con una razonable dotación de recursos (renovables y no renovables). La ubicación geográfica de estos recursos no es la más conveniente, ya que los centros de producción se encuentran alejados de los principales centros de consumo, lo que encarece su aprovechamiento por la alta incidencia del costo del transporte.

La unidad de medida para comparar las distintas fuentes de energía es la TEP = Tn equivalente de petróleo, que es igual a la capacidad de generación calórica de 1 Tn de petróleo y equivale aproximadamente a 11.628 Kwh.

Para considerar la hidroelectricidad se adoptó el consumo equivalente a las centrales térmicas convencionales (alrededor de 2500 K cal/Kwh en la actualidad); valor que tenderá a ir disminuyendo a medida que aumente la eficiencia del parque térmico.

En relación con algunos exponentes del resto del mundo, nuestra ubicación era la siguiente en 1976:

CONSUMO DE ENERGIA POR HABITANTE (kg.e.P.)

E.E.U.U.	=	7860
U.R.S.S.	=	3578
C.E.E.	=	3321
Promedio Países Desarrollados	=	4346
Promedio Países en Desarrollo	=	290
Promedio Mundial	=	1407
República Argentina	=	1433 (1978)

La cuantificación de los recursos energéticos totales del país al 31-12-78 era la siguiente:

	(10 ⁶ Tep)	
Hidroelectricidad	1.429	(55,6%)
Petróleo	341	(13,2%)
Gas Natural	383	(14,9%)
Carbón	80	(3,1%)
Uranio	281	(10,9%)
Combustibles vegetales	60	(2,3%)
	<u>2.574</u>	<u>(100%)</u>

Estas apreciaciones se hacen en función de las siguientes bases:

Hidroelectricidad: período de generación de 30 años y un potencial estimado anual de 200.000 GWh.

Hidrocarburos: Reservas comprobadas y recuperables.

Uranio: Recursos existentes obtenibles hasta un valor de 130 U\$S/Kg, sin prever el uso de reactores reproductores.

No se consideran en el plan los recursos energéticos no convencionales (energía mareomotriz, eólica, geotérmica, solar, etc.), ya que todavía no se cuenta con información suficiente, referida al país, que permita la necesaria comparación con los recursos convencionales. Tampoco se consideran yacimientos aún no completamente definidos de minerales útiles.

III-2-2 CONSUMO ENERGETICO TOTAL (1978)

	(10 ⁶ Tep)	
Hidroelectricidad	2,2	(5,8%)
Petróleo	23,7	(62,7%)
Gas natural	8,4	(22,2%)
Carbón	1,0	(2,6%)
Uranio	0,7	(1,9%)
Combustibles vegetales	1,8	(4,8%)
	<u>37,8</u>	<u>(100%)</u>

De este total, el 26% aproximadamente fue dedicado a la producción de electricidad.

Se debe hacer notar que el grado de empleo del potencial hidroeléctrico respecto del estimado es de 4,6%.

III-2-3 PROYECCION DE LA DEMANDA ENERGETICA TOTAL

Se realiza la estimación correlacionando la demanda con el PBI. Se incluye una alternativa con un ahorro de energía que llega al 10% en el año 2000, considerando las actuales tendencias conservacionistas de la energía.

<u>AÑO</u>	<i>(Miles de Tep)</i>	
	<u>con ahorro</u>	<u>sin ahorro</u>
1980	42.925	42.925
1985	54.250	52.620
1990	72.445	68.825
1995	92.870	86.370
2000	118.825	106.940

III-2-4 ORGANIZACION DEL SISTEMA ELECTRICO ARGENTINO

El abastecimiento de energía eléctrica en la Argentina está regulado por la Secretaría de Estado de Energía dependiente del Ministerio de Economía de la Nación. Esta repartición tiene la responsabilidad final para planificar el abastecimiento global de energía eléctrica del país, así como otorgar y administrar las concesiones para la prestación del servicio de jurisdicción nacional. Las empresas prestatarias del Servicio Público más importantes y que en conjunto representan alrededor del 98% de la energía generada son:

AGUA Y ENERGIA ELECTRICA (AyEE)

SEGBA

HIDRONOR

COMISION NACIONAL DE ENERGIA ATOMICA (CNEA)

EMPRESA PROVINCIAL DE ENERGIA DE CORDOBA (EPEC)

DIRECCION DE ENERGIA DE LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES (DEBA)

El resto del servicio público es atendido por 14 entes provinciales (ejemplo: Dirección de Energía de Santa Fe, de Mendoza, etc.), 24 municipales y numerosas cooperativas que generan aproximadamente sólo el 20% de la energía que venden a sus usuarios, siendo en el resto de los casos intermediarias en la distribución de la energía eléctrica. Existen también algunas pocas empresas privadas.

El proyecto y la construcción de los grandes aprovechamientos

hidroeléctricos, compartidos con los países limítrofes, están a cargo de los siguientes organismos internacionales:

- Comisión Técnica Mixta de Salto Grande (Argentino-Uruguay) (CTMSG)
- Comisión Mixta Argentino-Paraguaya del Río Paraná (CMAPRP)
- Ente Binacional Yacyretá (Argentino-Paraguay) (EBY)

Existen comisiones que tienen a su cargo estudios que se relacionan con el sector eléctrico, algunas de ellas internacionales, como las de los aprovechamientos del Alto Paraná y del Río Uruguay, y de las interconexiones con Chile y Uruguay y otras interprovinciales, como las del Río Colorado.

La Secretaría de Estado de Energía coordina directamente a las empresas prestatarias: Agua y Energía Eléctrica, SEGBA e Hidronor. El Ministerio de Relaciones Exteriores y Culto controla la representación argentina en las tres entidades binacionales en las cuales participa el país (EBY, CTMSG y CMAPRP). La Comisión Nacional de Energía Atómica está bajo el control directo de la Presidencia de la República. Los gobiernos provinciales prestan servicios directamente, o bien controlan, entre otras, a las empresas provinciales y a las cooperativas.

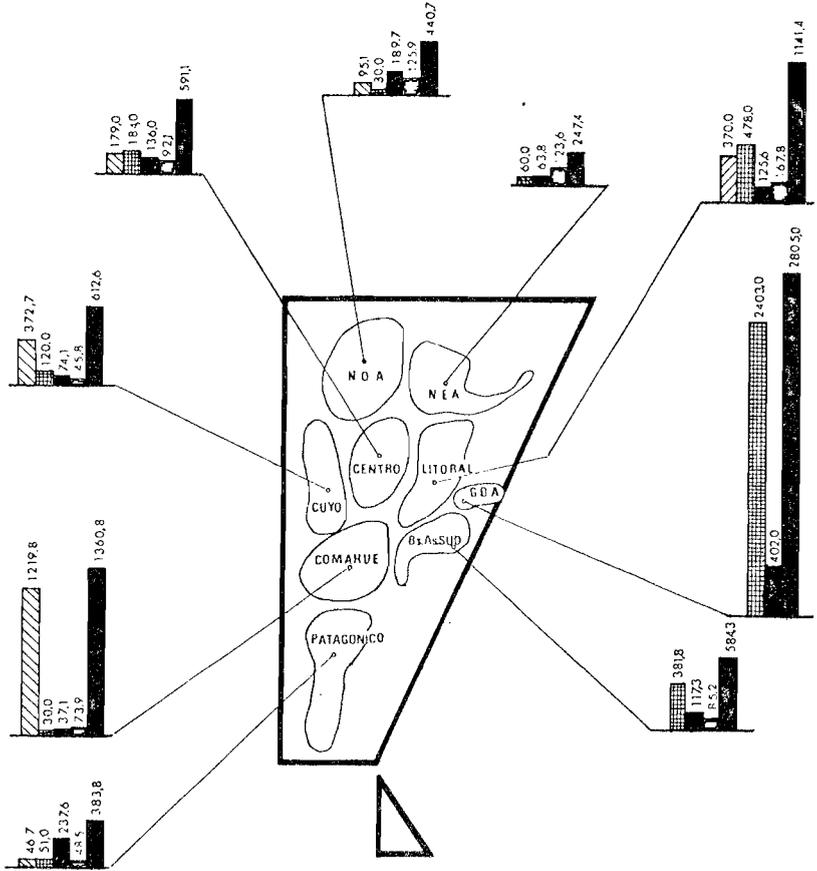
El Consejo Federal de la Energía está constituido por representantes de las provincias y es un organismo asesor de la Secretaría de Energía, actuando como coordinador para el establecimiento de políticas sectoriales y planes zonales.

Los sistemas de generación y transmisión en Alta Tensión de las distintas regiones del país que se encuentran en un proceso de integración constituyen el Sistema Interconectado Nacional (S.I.N.) Hasta la fecha conforma el precitado sistema las regiones de Gran Buenos Aires, Litoral, Comahue, Buenos Aires Sur y Centro.

El Despacho Unificado de Cargas (DUC) tiene a su cargo la operación de los sistemas eléctricos interconectados, en lo que respecta a la compra y venta de la energía eléctrica producida por sus centrales a empresas y organismos prestatarios del servicio público de electricidad, y el establecimiento del régimen anual de funcionamiento de estas centrales, impartiendo las órdenes necesarias para el despacho de cargas de acuerdo con normas preparadas por la Secretaría de Estado de Energía. El SIN abarcará todo el país en etapas sucesivas de desarrollo.

31 DE DICIEMBRE DE 1978

III-2-5-1



EQUIPAMIENTO DEL SERVICIO PUBLICO EN 1977		
POTENCIA INSTALADA-TOTAL DEL PAIS		
MW		
Hidráulica		1913,3
Nuclear		370,0
Turbovapor		3737,8
Turbinas		1383,2
Diesel		762,8
Total		8167,1

III-2-5-2 INCORPORACIONES AL SERVICIO PUBLICO EN 1978

Equipamiento	Región	<u>TOTAL DEL PAIS</u>		Potencia en MW Energía en GWh	
		Potencia instalada	Potencia efectiva	Potencia neta (1)	Energía media (2)
<u>Hidráulico</u>					
Planicie Banderita (3)	Comahue	450,0	220,0 (4)	220,0 (4)	1500,0
Futaleufú	Patag.	448,0	408,0	408,0	2560,0
Cabra Corral	NOA	100,0	20,0 (4)	20,0 (4)	179,0
TOTAL HIDRO		<u>998,0</u>	<u>648,0</u>	<u>648,0</u>	<u>4329,0</u>
<u>Térmico TV</u>					
Pilar (3)	Centro	<u>75,0</u>	<u>75,0</u>	<u>71,0</u>	
<u>Térmico Turbogas</u>					
San Pedro	NOA	23,5	21,0	21,0	
Tucumán	NOA	23,5	21,0	21,0	
Sierra Grande	Patag.	32,0	29,0	29,0	
Posadas	NEA	23,5	21,0	21,0	
TOTAL TG		<u>102,5</u>	<u>92,0</u>	<u>92,0</u>	
<u>Térmico Diesel (5)</u>		<u>2,6</u>	<u>2,2</u>	<u>2,2</u>	
T O T A L		1178,1	817,2	813,2	

- 1) Descontado uso propio
 2) De centrales hidráulicas
 3) Pertenecientes al SIN
 4) No se habilitó el compensador
 5) Total de incorporaciones menos retiros

POTENCIA INSTALADA AÑO 1978 (EN MW)

hidroeléctrica	2911	31,2%
nuclear	370	3,9%
turbovapor	3813	40,8%
turbogas	1486	15,9%
diesel Oil	765	8,2%
T o t a l e s	9345	100%



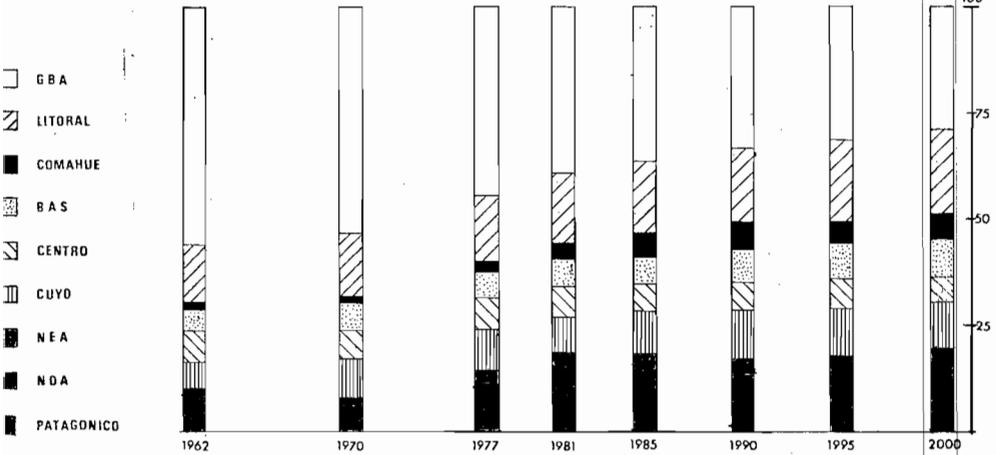
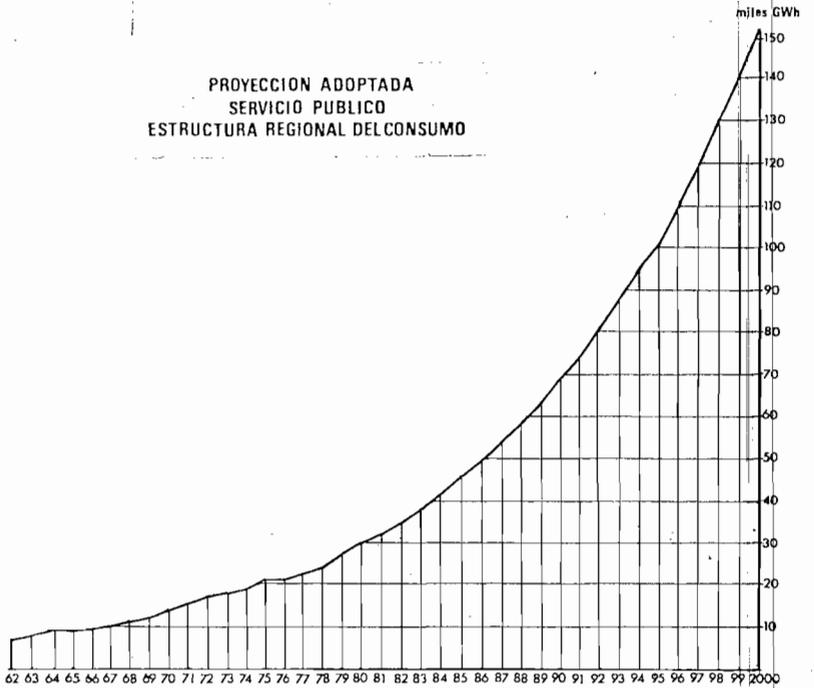
LÍNEAS DE TRANSMISIÓN
TENSIONES SUPERIORES A 132 kV
- 1978 -

- Líneas construídas
- - - Líneas en construcción
- Circuito simple
- == Circuito doble

SECRETARÍA NACIONAL DE LA SIEMPA
DEL PUERTO ANTARCTICO E ISLAS
DEL ATLANTICO SUR

DE ELECTRICIDAD HASTA EL AÑO 2000

PROYECCION ADOPTADA
SERVICIO PUBLICO
ESTRUCTURA REGIONAL DEL CONSUMO



ENERGIA CONSUMIDA (Gwh)	33.000	46.000	69.000	103.000	153.000
ENERGIA CONSUMIDA A RED (Gwh)	38.000	52.000	79.000	118.000	175.000
POTENCIA MAXIMA (MW)	7.200	10.100	15.400	23.200	34.500

EQUIPAMIENTO DEL SERVICIO PUBLICO EN 1995:

GRAFICO DE POTENCIA INSTALADA S.I.N.

18704
9024

II.

HII
NUK
TUB
TUB
DII
TOI

INX
CEA

TV
TV
CH
CN
TV
TV
TV
CH
CH
TV
TV
TV
TV
CH
CH
CN
CH
CH

CH
CH
TUR.

SUB
RAC.

RET.

BAL

(1)
(2)

Térmica	6 679
Total	29465

III-4-3

DETALLE DE INCORPORACIONES DE LAS REGIONES GEOGRAFICAS AL S.I.N.

El plan de equipamiento prevé también, en función de las necesidades y las posibilidades, las fechas de incorporación al SIN de las distintas regiones:

SIN Actual: - Gran Buenos Aires (GBA)
 - Litoral (LIT)
 - Comahue (COM)
 - Buenos Aires Sur (BAS)

Incorporaciones futuras:

- Centro 1979 (CEN)
- Cuyo 1983 (CUY)
- Noreste 1983 (NEA)
- Noroeste 1983 (NOA)
- Patagonia 1984 - 1a. parte (PAT)
 1987 - 2a. parte (PAT)
 1995 - 3a. parte (PAT)

Esto permitirá tener en 1995 incorporado al SIN el 99% de la demanda total de energía eléctrica del país.

III-4-4

APROVECHAMIENTOS HIDROELECTRICOS CONSIDERADOS EN EL PLAN
DE EQUIPAMIENTO ELECTRICO Y SU UBICACION GEOGRAFICA

APROVECHAMIENTO	RIO	POTENCIA DE	ENERGIA MEDIA	T0	T1	T2
		REFERENCIA	ANUAL			
		(1)		(2)	(3)	(4)
		MW	GWh	AÑOS	AÑOS	AÑOS
CORPUS (5)	Paraná	4020	18900	4,0	6,5	2,5
YACYRETA (5)	Paraná	2700	17750	(7) -	6,5	4,0
PARANA MEDIO PATI	Paraná	3300	17000	5,5	7,0	3,0
PARANA MEDIO CHAPETON	Paraná	2304	16500	3,0	7,0	2,0
RONCADOR (6)	Uruguay	2800	9900	4,0	6,0	1,0
GARABI (6)	Uruguay	2196	7160	3,0	6,0	1,5
SAN PEDRO (6)	Uruguay	745	3680	4,0	5,5	2,0
ZANJA DEL TIGRE	Bermejo	463	1170	3,0	5,0	1,5
POTRERO DEL CLAVILLO	Medina	120	220	2,0	5,0	0,5
EL TAMBOLAR	San Juan	137	390	2,5	4,5	0,5
TUPUNGATO INFERIOR (Cordón del Plata)	Tupungato	151	335	5,0	5,5	0,5
PUNTA VACAS-RIO BLANCO (Cordón del Plata)	Mendoza	78	200	3,5	5,5	0,5
POTRERILLOS-CACHEUTA (Cordón del Plata)	Mendoza	106	530	2,5	5,0	0,5
LOS BLANCOS I	Tunuyán	278	770	1,5	5,0	0,5
LOS BLANCOS II	Tunuyán	144	405	3,0	4,0	0,5
EL BAQUEANO	Diamante	154	470	5,0	6,0	0,5
EL CHIHUIDO	Neuquén	1875	2860	2,0	5,5	1,5
ALICURA	Limay	750	2360	0,5	5,0	0,5
COLLON CURA	Collón Curá	700	2260	4,0	4,5	1,0
PIEDRA DEL AGUILA	Limay	2100	5930	4,0	5,0	1,5
PICHI PICUN LEUFU ,	Limay	400	1640	4,0	3,5	1,0
MICHIBUAO	Limay	600	2440	4,0	4,0	1,0
EL TURBIO (La Leona)	La Leona	500	1040	4,5	5,5	1,0
CONDOR CLIFF	Santa Cruz	1400	3360	4,0	7,0	2,0
LA BARRANCOSA	Santa Cruz	750	2040	4,5	5,5	1,5
LA BRAVA	Lag. La Brava	1200	1739	1,5	5,0	1,5
RIO BLANCO-CERRO NEGRO (Cordón del Plata)	Mendoza	1170	1980	3,5	7,0	1,5

(1) Corresponde a las estudiadas por los proyectistas.

(2) T0: Período correspondiente a estudios y proyectos, gestiones financieras y licitación contratados a partir del 30/6/79. Los valores han sido aproximados a períodos de seis meses.

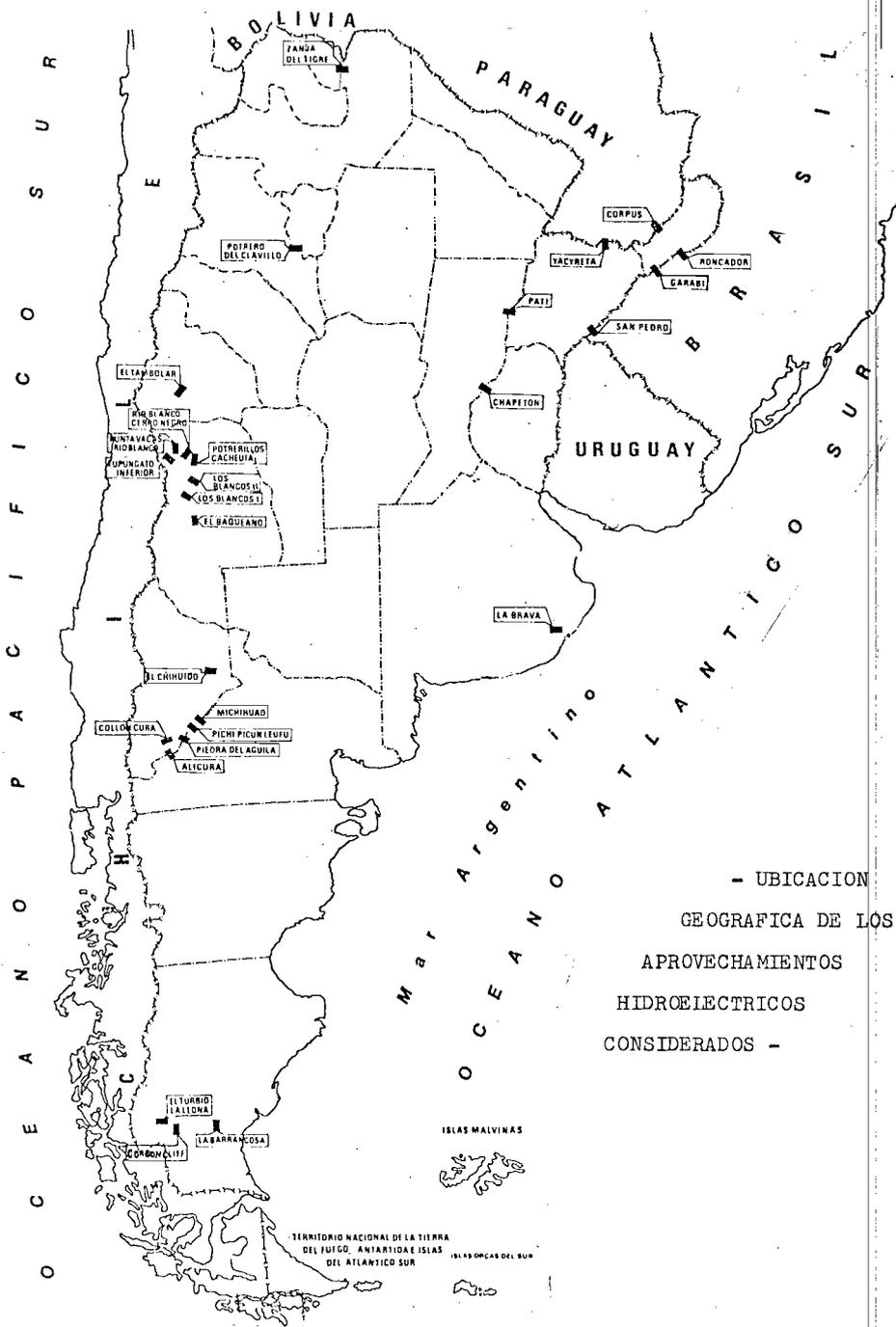
(3) T1: Período de construcción hasta la habilitación del primer grupo. Los valores han sido aproximados a períodos de seis meses.

(4) T2: Período entre las habilitaciones del primer y último grupo. Corresponde al número de grupos considerados por los proyectistas. Los valores han sido aproximados a períodos de seis meses.

(5) Potencia y energía total del aprovechamiento; se ha supuesto que la Argentina absorbe la totalidad del mismo.

(6) Potencia y energía total del aprovechamiento; se ha supuesto que la Argentina absorbe el 50% del mismo.

(7) En construcción accesos y villas.



- UBICACION
GEOGRAFICA DE LOS
APROVECHAMIENTOS
HIDROELECTRICOS
CONSIDERADOS -

TERRITORIO NACIONAL DE LA TIERRA
DEL FUEGO, ANTIARTIDAS ISLAS
DEL ATLANTICO SUR

ISLAS MALVINAS

ISLAS ORCAS DEL SUR

O
C
E
A
N
O
P
A
C
I
F
I
C
O
S
U
R

B
R
A
S
I
L

U
R
U
G
U
A
Y

P
A
R
A
G
U
A
Y

B
O
L
I
V
I
A

M
a
r
A
r
g
e
n
i
n
o

O
C
E
A
N
O
A
T
L
A
N
T
I
C
O

III-4-5 PROYECCION DEL PERIODO 1996 - 2000

Esta parte se presenta globalizada, sin detalles específicos, ya que se entiende que su definición se producirá al transcurrir el tiempo y observarse el desarrollo del resto del plan.

	<u>Potencia (MW)</u>	<u>Energía (GWH)</u>
<u>Incremento de la Demanda</u>		
(incluyendo pérdidas y reserva)	11.150	57.000
<u>Oferta</u>		
Con centrales iniciadas antes de 1996		
Hidráulicas	750	6.000
Nucleares	---	3.000
Con nuevas Centrales		
Hidráulicas (65%)	6.800	31.000
Nucleares (25%)	2.600	17.000
Equipamiento de reserva (10%)	1.000	---
	<u>11.150</u>	<u>57.000</u>

III-4-6 RESUMEN AÑOS 1979 AL 2000

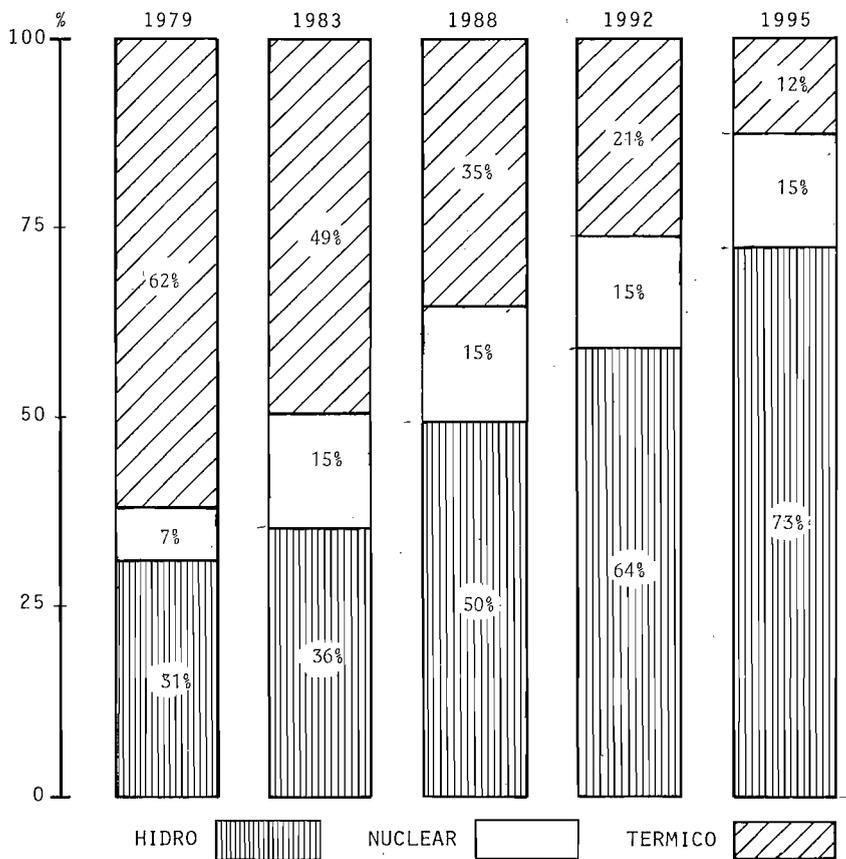
Para el año 2000 se espera contar con la siguiente estructura del parque generador:

	<u>MW</u>	<u>%</u>
Hidroeléctrico	24.479	74
Nuclear	5.176	16
Turbovapor	1.755	5
Turboogas	1.424	4
Diesel Oil	330	1
	<u>33.164</u>	<u>100</u>

Hay que pensar que para los primeros años del siglo XXI los recursos hídricos habrán sido prácticamente totalmente utilizados, por lo cual se hará necesario el desarrollo de los nucleares (técnicas actuales y en desarrollo), y de las fuentes no convencionales de energía para lograr la cobertura de las necesidades inevitables.

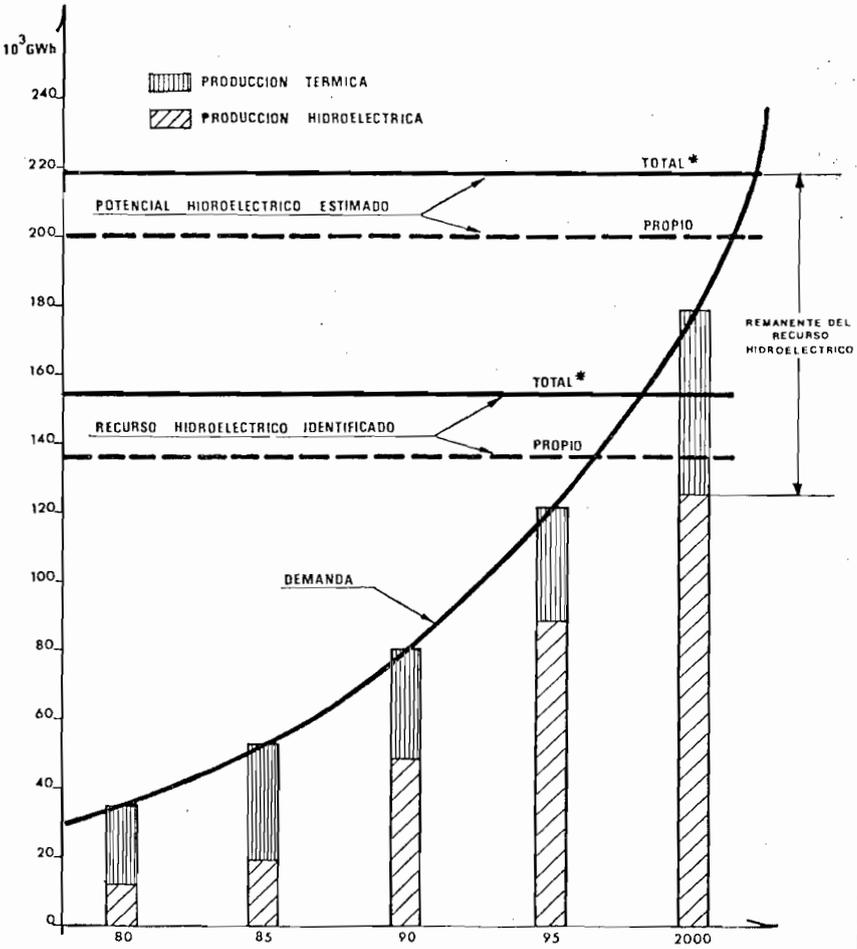
BIBLIOTECA DE LA FACULTAD DE CIENCIAS ECONOMICAS
 Profesor Emérito Dr. ALFREDO L. PALACIOS

III-5 COMPOSICION DE LA OFERTA DE ENERGIA TOTAL DEL PAIS
 - Energía Eléctrica -



III-6

EL RECURSO HIDROELECTRICO EN EL ABASTECIMIENTO DE LA DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA DEL TOTAL DEL PAIS

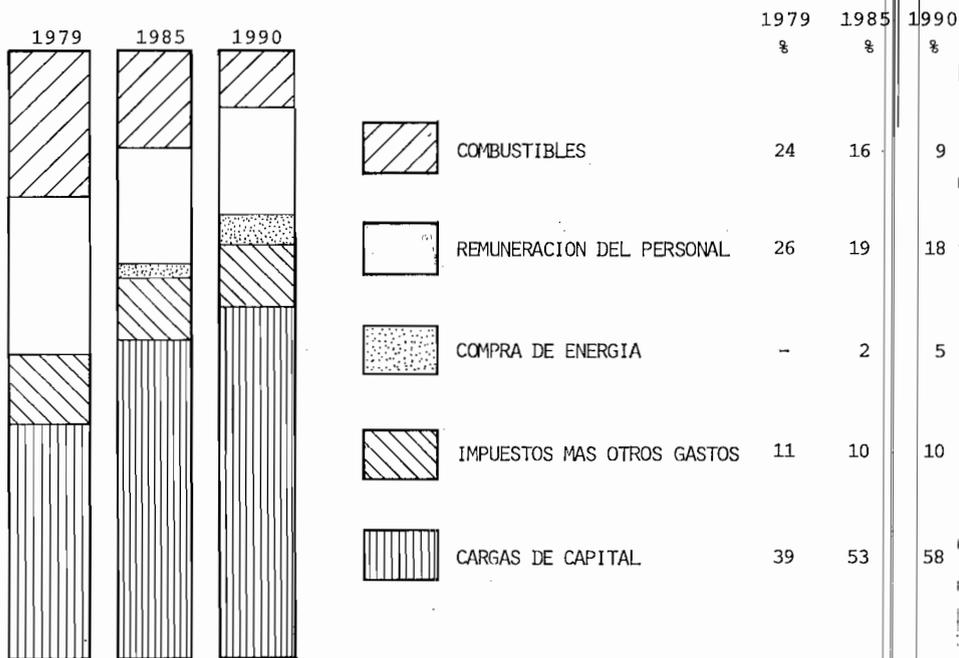


* INCLUYE ENERGIA ADQUIRIDA DE LOS APROVECHAMIENTOS BINACIONALES

III-7 ENFOQUES ECONOMICOS

III-7-1

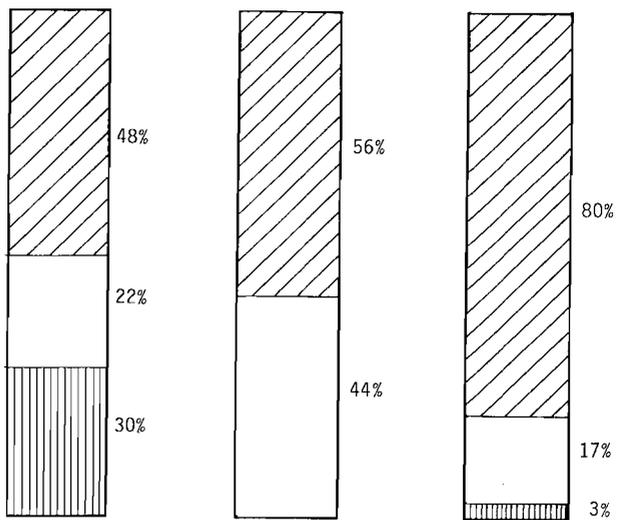
ANALISIS GRAFICO DE LA ESTRUCTURA PREVISTA DE LOS
GASTOS DE EXPLOTACION HASTA 1990 = GENERACION



III-7-2

DESAGREGACION DE LA INVERSION EN GENERACION

MILLONES U\$S



1979 1985 1990



HIDRO

378

287

987



NUCLEAR

175

222

206

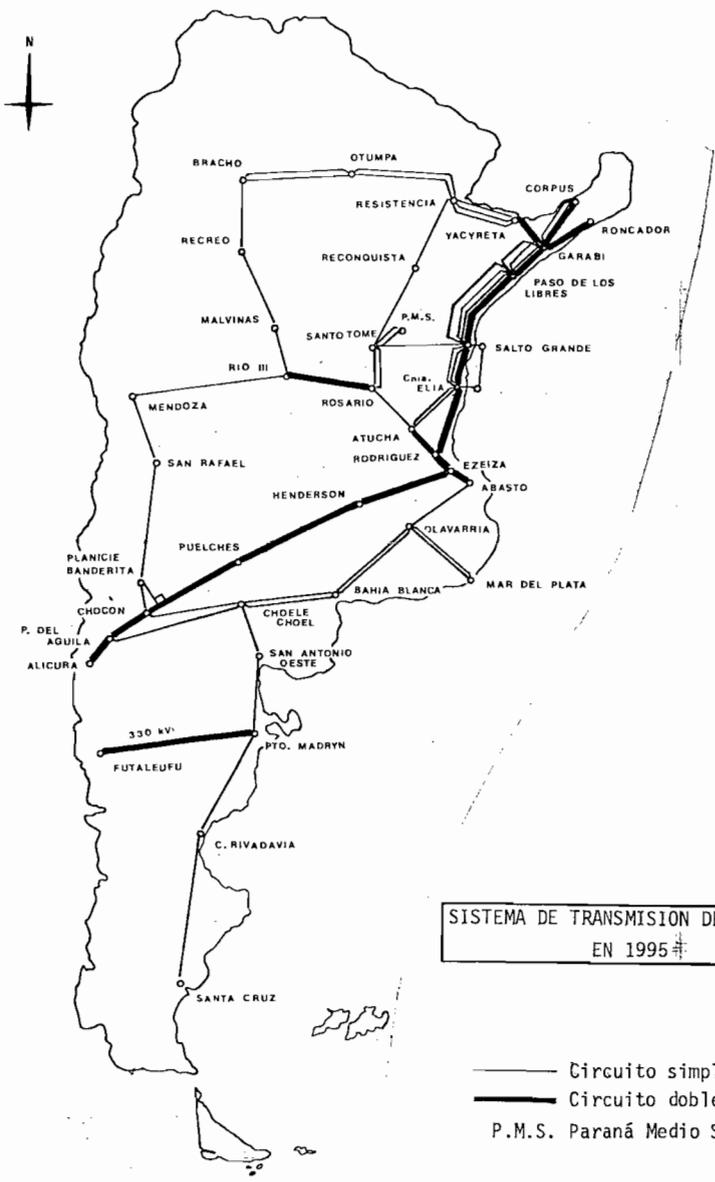


TERMICO CONV.

231

-

33



SISTEMA DE TRANSMISION DE 500 kv
EN 1995

— Circuito simple
= Circuito doble
P.M.S. Paraná Medio Sur

III-9 EVALUACION DEL INCREMENTO RELATIVO DE LOS PRECIOS DE LA ENERGIA ELECTRICA

Fuente: Cámara Argentina de Comercio - Memoria del Ejercicio 1980.

Primer Capítulo (Buenos Aires - Argentina)

Los datos correspondientes a 1981 fueron elaborados por el autor.

COMPARACION DE LA EVOLUCION DE LOS INDICES DE PRECIOS

BASE DICIEMBRE 1977 = 100

<u>Precios Mayoristas</u>	<u>Dic.1978</u>	<u>Dic.1979</u>	<u>Dic.1980</u>	<u>Dic.1981</u>
Nivel General	241,8	556,5	878,3	2454,8
Agropecuario	249,8	550,6	756,8	
No Agropecuario Nacional	246,8	582,4	963,1	
No Agropecuario Importado	165,5	340,3	543,3	
<u>Precios al Consumidor</u>				
Nivel General	269,8	646,9	1213,8	2807,3
Alimentación y Bebidas	269,9	641,8	1166,3	
Indumentaria	254,3	562,0	889,7	
Vivienda	251,5	617,6	1105,6	
Electricidad	320,1	685,1	1781,0	3771,7
Combustible	253,4	546,5	1403,2	
Equipamiento y funcionamiento del hogar	258,3	623,8	1150,8	
Productos medicinales, farmacéuticos y accesorios terapéuticos	267,4	672,5	1249,3	
Servicios prestados por profesionales médicos y auxiliares	289,3	917,7	2038,5	
Transporte y Comunicaciones	264,1	637,4	1233,1	
Esparcimiento y Educación	276,4	663,9	1321,7	
Bienes y Servicios varios	296,9	724,4	1393,7	
Dólar USA	166,5	268,8	331,6	1634,8

Se refleja en esta serie la tendencia a recuperar las posiciones relativas de los precios de la electricidad, desfasados por el empleo de tarifas políticas. Esta tendencia se frena durante el año 1981. se produce allí una disminución en el ritmo del crecimiento de las tarifas eléctricas en relación con el aumento general del Índice de Precios al consumidor.

III-10 CONCLUSIONES TECNICAS GENERALES DEL PLAN DE DESARROLLO

Se puede decir que:

- a) Existe una explotación muy baja del potencial hidroeléctrico.
- b) Hay un uso excesivo de hidrocarburos líquidos y un parque térmico convencional antiguo.
- c) Se nota un incipiente aprovechamiento de la energía nuclear.
- d) Es reducido el uso del carbón mineral.

PUNTOS BASICOS PARA EL PLANEAMIENTO ELECTRICO

- A) Disponibilidad de recursos hidroeléctricos que permitirían a la Argentina abastecer el total del crecimiento de la demanda eléctrica hasta los primeros años del siglo venidero, sin desarrollar otro tipo de centrales.
- B) Los recursos conocidos comprobados de hidrocarburos líquidos son insuficientes si se mantiene el actual ritmo de consumo y no se incorporan nuevas reservas.
- C) Las disponibilidades de gas en base a yacimientos recientemente descubiertos son considerables.
- D) La disponibilidad de carbón mineral alcanza para mantener un moderado nivel de consumo.
- E) Las reservas de uranio son alentadoras, pero se requieren cuantiosas inversiones y el logro de tecnología especializada para alcanzar la autosuficiencia en este campo.
- F) Los recursos no convencionales no representan hasta el presente una oferta importante a nivel industrial.

Esto lleva a los siguientes puntos básicos para el desarrollo del Plan Eléctrico:

- = Limitar las instalaciones de generación eléctrica de origen térmico convencional a lo estrictamente indispensable.
- = Intensificar la participación de la energía hidroeléctrica.
- = Desarrollar un programa de instalaciones nucleares.

III-11 ARGENTINA Y SUD AMERICA

III-11-1 GENERACION POR PAIS (GWH)

<u>PAIS</u>	<u>1976</u>	<u>1977</u>	<u>1978</u>
Argentina	30.328	32.437	33.482
Bolivia	1.069	1.245	1.354
Brasil	88.383	99.869	119.070
Colombia	14.677	15.410	17.309
Chile	9.218	9.747	10.332
Ecuador	1.830	2.150	2.603
Paraguay	660	578	627
Perú	7.767	8.022	8.740
Uruguay	2.663	2.864	3.039
Venezuela	20.508	23.065	25.385
	<u>177.103</u>	<u>195.387</u>	<u>221.941</u>

Fuente de Datos: "Publicaciones del Comité de Integración Eléctrica Regional" (C.I.E.R.), Boulevard Artigas 996, Montevideo, Uruguay.

"Datos Estadísticos de las Empresas Eléctricas"

Informes de la Secretaría General años 1977/1978/1979.

CRECIMIENTO COMPARADO DE LA GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA

	<u>1976</u>	<u>1977</u>	<u>1978</u>
Igualando el año 1976 a 100, se tiene la siguiente relación			
Argentina	100	106,95	110,40
Brasil	100	113,0	134,72
Venezuela	100	112,47	123,78

Se percibe una tendencia del crecimiento argentino de generación bastante menor que la del Brasil y la de Venezuela.

III-1

ARCE
BOLI
BRAS
COLO
CHIL
EQUA
PARA
PERU
URUG
VENE

Empr
Tota
Públ
rical

T =
H =
OTRO

Fuent

A N E X O IV

SISTEMAS DE TARIFAS PARA LA ENERGIA ELECTRICA

I N D I C E

	<u>PAGINA</u>	
IV-1	Generalidades	1
IV-2	Propuestas para la elaboración de tarifas	4
IV-2-1	Restricciones que influyen en la elaboración de tarifas	4
IV-2-2	Métodos de tarificación	
IV-2-2-1	Clásicos	5
IV-2-2-2	Modernos	6
IV-2-3	Conclusiones	12

IV-1 GENERALIDADES

Existe la idea generalizada de que a partir de la década del '80 se van a tener que extremar las medidas para evitar que el problema de la energía eléctrica provoque una gran crisis, ya que se corre el riesgo de no poder atender las demandas de energía previstas. Para ello coadyuvan:

- La actuación mundial de los países de la OPEP
- Las trabas al desarrollo nuclear
- Las trabas al desarrollo carbonífero (por problemas del desarrollo minero en sí y por contaminación ambiental)
- Los problemas conservacionistas y del medio ambiente en general
- La persistente inflación, con el incremento de costos y las crecientes trabas a través de los organismos reguladores para su traslado a las tarifas.

Como dos puntos básicos (aún cuando no los únicos), se presentan las alternativas siguientes para atemperar los riesgos enunciados:

a) El desarrollo de los sistemas de transmisión e interconexión.

Una forma eficiente para ir solucionando el problema de la generación futura es encarar la interconexión de los servicios regionales con mucho énfasis, cosa que actualmente se hace. Se conocen cuatro tipos genéricos de transferencias interregionales:

- Servicio continuo { a corto plazo
 { a largo plazo
- Servicio de emergencia
- Servicio interrumpible { venta de capacidad
 { venta de energía

(En este caso el servicio puede ser interrumpido en cualquier momento por el cedente, sin previo aviso. Por esta razón las tarifas son bajas).

- Servicio de conservación { continuo
de fuentes de energía { interrumpible
(Permite intensificar los usos de energía renovable).

Las tarifas en general y las de las transferencias interregionales en especial, son reguladas por el Estado central o local y tienen su base en la recuperación de los costos reales incurridos (costos históricos promedio), con absorción total de los costos fijos. En los casos de transferencias bajo condiciones especiales, se pueden emplear conceptos de costos marginales. También son considerados los costos de transmisión con sus correspondientes pérdidas.

- b) Dotar a las empresas de un fluído flujo de capitales a través de tarifas basadas en los costos.

De todas las cuestiones que se le plantean a los organismos reguladores, la discusión de las tarifas es la de más difícil solución. La electricidad tradicionalmente ha sido tarifada tomando como base el principio del costo del servicio. Este principio establece que el total de gastos de una compañía es imputado a las diferentes clases de consumidores, basándose primero en la apropiación directa de los costos identificables, y luego en base al prorrateo entre todas las clases de los costos generales no atribuibles directamente, tomando en cuenta la estimación de la cuota de responsabilidad con la cual cada grupo ha contribuido a generar estos costos.

Tradicionalmente se incluyen en tres grupos los consumidores:

Residenciales

Comerciales

Industriales,

que reciben los gastos de explotación del proceso productivo, los de administración y comercialización, los financieros, impuestos y los costos del capital, bajo el agrupamiento de:

Costos de capacidad instalada

Costos de energía

Costos de clientes

Un enfoque amplio del problema con el que se enfrenta la industria eléctrica en general nos muestra dos caras:

- Inflación de costos no siempre reconocida con celeridad y en su dimensión real por las comisiones reguladoras de tarifas, lo cual da por resultado disminución de utilidades y hasta descapitalización. Esto se aprecia claramente en

nuestro país, donde normalmente se ha trabajado con tarifas políticas.

- La inhabilidad de la industria para atraer el mayor capital necesario para la expansión requerida, mediante la oferta de atractivas o al menos aceptables tasas de retorno, dadas sus características básicas (alta inversión y baja rotación).

Qué opción queda para superar el problema? La única salida parece ser la conservación de la energía y su uso más racional. La conservación de la energía tiene varios significados: para algunos es la reducción de todos los consumos; para otros, la disminución debe operarse sobre los consumos de lujo o desperdicios; para unos terceros, deben reducirse sólo los consumos de las horas pico de demanda.

El problema es cómo hacerlo sin afectar los principios de justicia y equidad que deben regir toda tarificación, y no crear otros problemas anexos al dejar de lado el principio de tarifas según el costo del servicio. Otra posición sostiene que debe propenderse al consumo de electricidad ya que es la mejor fuente de energía, lo que hay que lograr es el desarrollo de alternativas de generación.

La crítica fundamental al basamento de tarifas por costos es que según este sistema a quién más consume, más barato le sale el kwh promedio. En esto también incide el hecho de que normalmente los consumidores industriales lo hacen en media o alta tensión, por lo cual usan menor red de distribución que los consumidores generales, absorbiendo por ende, menores costos.

La aplicación de una tarifa en bloques de consumo de costos decrecientes, basada en los costos del servicio, hace que el costo promedio por kwh consumido sea menor para un consumidor grande comparado con el de uno chico (absorción de costos fijos por una base mayor).

También influye, para el caso del consumidor industrial, el hecho de que su factor de carga es normalmente mejor (consumo más continuo), que el de un consumidor común (consumos espasmódicos).

Esto explica por qué si bien el costo por kwh promedio es generalmente menor en el caso de los consumidores industriales, no lo es por subvención de los consumidores generales, sino debido a las razones apuntadas.

IV-2 PROPUESTAS PARA LA ELABORACION DE TARIFAS

El siguiente punto es un extracto de los principales conceptos actualmente sustentados en los países industrializados, con referencia al problema de las tarifas en la energía eléctrica.

IV-2-1 RESTRICCIONES QUE INFLUYEN EN LA ELABORACION DE TARIFAS

Se debe partir de la premisa que las tarifas de servicios públicos deben proporcionar ingresos que, en conjunto, cubran todos los costos en los cuales hay que incurrir para brindar el mencionado servicio (incluido el costo de capital), y que también dejen un margen suficiente (en el caso de industrias privadas), para atraer el mayor capital requerido a efectos de financiar las nuevas inversiones necesarias para cubrir crecientes demandas.

Dentro de este principio enunciado, que es el que debe gobernar el total de los ingresos admisibles para una empresa de servicios públicos, coexisten una cierta flexibilidad lícita en la elaboración de tarifas particulares, junto con ciertas restricciones legales y prácticas aplicables a las tarifas especiales. Estas restricciones se pueden resumir conceptualmente así:

- a) Las tarifas de servicios públicos no deben ser irrazonablemente discriminatorias y, en general, los costos por servicios prestados en condiciones sustancialmente similares a clientes situados en lugares semejantes, no deben ser diferentes.
- b) Las tarifas deben relacionarse con el costo del servicio prestado. Se acepta como válido el hecho que la tarifa mínima admisible es aquella que cubra, por lo menos, los costos incrementales asociados con el servicio, de modo que un grupo de clientes no tenga que subvencionar forzosamente a otros; mientras que la tarifa máxima debe incluir una ganancia razonable para que se tienda a continuar con la prestación del servicio.
- c) Las clasificaciones de tarifas son admisibles siempre y cuando se fundamenten en una razonable clasificación de clientes y tengan en cuenta las lógicas cuestiones de practicidad y de grado.
- d) Las tarifas de un servicio público deben ser simples y comprensibles. Su diseño debe tender, por un lado, a

que el control por parte del usuario se haga una norma, facilitando de esta forma el funcionamiento interno del servicio, y por otro lado, a que los costos de medición, registro, facturación y cobranza no se hagan desproporcionados en relación con las utilidades del servicio prestado.

IV-2-2 METODOS DE TARIFACION

IV-2-2-1 CLASICOS

Normalmente las tarifas de grandes consumidores se conforman teniendo en cuenta:

- a) La potencia requerida por el cliente, que se establece al considerar su demanda máxima posible. El uso que se haga de esta potencia disponible se mide mediante medidores especiales, y es común que la tarifa por potencia cubra los costos fijos y los costos de clientes.
- b) La energía realmente consumida, que se mide con medidores de consumo (kwh). El producido de esta parte de la tarifa debe cubrir los costos variables.

En el caso del cliente domiciliario común, fundamentalmente por razones de practicidad, sólo se mide la energía consumida. Para establecer una forma de apropiación de la potencia requerida se dividen los consumos en bloques de Kwh, facturándose cada bloque de manera tal de ir cubriendo los costos fijos y de clientela en forma decreciente (el primer bloque de consumo, por ejemplo, de 0 a 100 Kwh, soporta una carga por costos fijos y de clientes de X\$, el segundo bloque 101 a 200 Kwh recibe una carga de Y\$ que es menor que X, y así sucesivamente). Los costos variables de la empresa proveedora se cubren con una cuota por Kwh. De esta forma disminuye el costo promedio al aumentar el consumo. Se obtiene así un costo menor por Kwh para el cliente de mayor consumo. El costo fijo de los primeros bloques, más caros, es absorbido por la mayor cantidad de Kwh consumidos.

Este sistema de tarificación se emplea aún en muchos casos. Su estructura tiende a alentar el consumo de energía eléctrica y permite lograr una reducción de los costos mediante el aprovechamiento en gran escala de las usinas generadoras.

IV-2-2-2 MODERNOS

Ultimamente, sin embargo, se nota una reversión de la situación, ante el hecho del incremento masivo del costo de los combustibles fósiles y la necesidad de su empleo racional. Es por ello que surgen los llamados métodos modernos de determinación de tarifas. Estos métodos tienden a lograr, justamente, un desaliento en el consumo energético o al menos una reducción sensible. Los cinco grupos que se comentan brevemente son los siguientes:

- Tarifas invertidas (inverted rates)
- Tarifas achatadas (flattened rates)
- Tarifas según picos de cargas (peak load pricing)
- Tarifas incrementales (incremental pricing)
- Tarifas subvencionales (lifeline)

a) Tarifas invertidas: En orden cronológico, es esta una de las primeras propuestas tendientes al desaliento del consumo eléctrico. Su premisa básica dice que debe haber una inversión en las tarifas de los bloques de consumo, de modo que los iniciales sean facturados a un menor precio que los sucesivos.

Este tipo de propuesta es esencialmente política, y no acepta otro fundamento técnico que el de desalentar el consumo. Entre algunos de los inconvenientes que su aplicación trae aparejada se pueden mencionar:

- El cliente que consume poco no se hace cargo prácticamente de ningún costo fijo y de clientela.
- A la inversa, los mayores consumidores estarían sopor tando prácticamente la totalidad de estos costos.

Esto implica, lisa y llanamente, subvencionar consumos, al ir contra el hecho de que las tarifas deben basarse en los costos de explotación del servicio, y no en criterios irracionales de discriminación.

b) Tarifas achatadas: Este concepto se basa en la eliminación de los distintos niveles de facturación entre los escalones de los bloques de consumo. Se tiende por este procedimiento a lograr un costo Kwh uniforme. Circunstancias cambiantes pueden dar lugar de por sí al "achatamiento" de los niveles de los bloques de facturación, ya que una

alteración en la composición del costo así lo puede inducir, sobre todo si se tiene en cuenta el hecho de que las tarifas deben relacionarse con los costos del servicio. Es más, en cierta medida, con el incremento de los costos variables (combustibles), se da por sí solo este caso.

Como objeción principal a este tipo de tarifas se puede decir que su base simplista la hace alejarse de la relación que debe mantener el costo con la tarifa. Es evidentemente distinto el costo de un Kwh consumido en una hora nocturna y el de otro consumido en una hora de carga pico.

c) Tarifas según picos de cargas: Este tercer grupo de propuestas señala que las tarifas deben reflejar los mayores costos asociados con la prestación del servicio en los momentos de picos de carga. O sea que el consumidor que hace uso del servicio en el momento de mayor carga, debe pagar más que aquel que lo hace en cualquier otro momento. Los principales argumentos en favor de esta postura se pueden resumir en:

- Las demandas en los períodos de pico son las que dimensionan las plantas generadoras y los equipos de distribución de un sistema eléctrico.
- Las demandas en los momentos pico requieren el funcionamiento de toda la capacidad generadora, incluyendo la menos eficiente y la de mayores costos operacionales.
- El hecho de cobrar una mayor tarifa tiende a lograr una utilización del servicio más racional, obteniendo una distribución más homogénea de la curva de carga del sistema.

Por supuesto no todas son ventajas, ya que también surgen algunas críticas y objeciones para este tipo de tarifas:

- Debe estudiarse la curva de carga en forma muy minuciosa y continua, ya que la existencia de picos de carga de poca duración puede llevar a que la empresa no sólo cubra sus mayores costos sino que obtenga rentas adicionales debido a un exceso de cobertura de los picos.
- Este sistema requiere la instalación de medidores más costosos y de mayores gastos de mantenimiento, para permitir el registro de los consumos hora por hora. Este hecho incrementa indudablemente los "costos de

clientela". Es por ello que se debe tener en cuenta que para cubrir mayores costos fijos no se excedan exageradamente los costos de clientela.

- No es una verdad irrefutable, al menos sin una completa prueba previa, que se desalentará el consumo en horas críticas mediante un mayor precio. Hay muchos factores por considerar en cada zona en particular para poder dar como válida una afirmación así.
- Otro factor que se debe tener en cuenta en este tipo de facturación, es que no se produzca el efecto de trasladar meramente los picos de carga de un punto a otro de la curva (picos variables).

Estos pro y contra antes expuestos llevan a la conclusión de que este grupo de propuestas de facturación, tomando en cuenta los puntos críticos de carga, merecen un estudio atento y profundo relacionado con cada caso en particular. Debidamente aplicados pueden ser una solución, o al menos un principio de solución, para el problema de las tarifas.

d) Fijación de tarifas sobre la base de costos marginales: El concepto a verificar es, si los costos marginales brindan una base razonable para determinar la estructura tarifaria de la empresa eléctrica.

Como primera medida es aconsejable dar una definición de lo que suele entenderse como costo marginal. Se dice que es el costo de los escasos recursos de que dispone una sociedad y que deben utilizarse para producir una unidad adicional de un determinado bien. Enfocado desde otro punto de vista, sería el valor de los recursos que se ahorrarían produciendo una unidad menos de ese bien.

Tomando el caso de la energía eléctrica se puede ver que si el precio del Kwh fuera fijado por debajo de su costo marginal, los consumidores serían llevados a pensar que es más barato comprar una unidad adicional de electricidad de lo que realmente le cuesta producirla a la sociedad. Esto haría aumentar el consumo irracionalmente e induciría a dedicar a la producción de electricidad más recursos de los que realmente se deberían disponer si se condujera eficientemente el problema.

Los partidarios de la aplicación de costos marginales a la determinación de las tarifas, apoyan la tesis de que mediante este sistema se logran, en mucha mayor medida, cum-

plimentar los requisitos de equidad, eficiencia y suficiencia que son objetivos propios de toda estructura tarifaria.

- Equidad: A los consumidores se les cobraría de acuerdo con los costos impuestos sobre el sistema. Esto está directamente vinculado con los consumos en horas de carga pico. Es justo, se afirma, que los consumidores que se restringen de consumir en esos momentos de mayor demanda, sean recompensados por esa retracción que permite ahorrar recursos a la sociedad, mientras que, viceversa, es también justo que quienes consumen en esas horas se hagan cargo de los mayores costos que generan.
- Suficiencia: Se alcanzaría mucho mejor este enunciado, ya que bajo tarifas eléctricas basadas en costos marginales, los ingresos de las empresas tenderían a expandirse o contraerse con el consumo creciente o decreciente de energía. Esto permitiría lograr una relación más directa y más rápida entre los ingresos de las empresas y sus gastos.
- Eficiencia: Esta mayor precisión y rapidez en las señales que se reciben de las reacciones del mercado ante el inmediato conocimiento de las variaciones de costos, hace que se tiendan a evitar el uso antieconómico de la energía y a eludir los picos de carga, permitiendo un achatamiento de las curvas de carga con una distribución más equitativa.

Un beneficio adicional, según los partidarios de estas teorías marginales, lo da el hecho de cubrir más rápidamente los problemas de descapitalización provocados por las crecientes tendencias inflacionarias, ya que el uso de costos promedio como base única para la fijación de tarifas retarda el reflejo de las variables inflacionarias en el precio.

Los que se presentan en franco desacuerdo con la teoría de los costos marginales, dicen que:

- Es ilegal la discriminación de clientes según su más fácil asequibilidad (grandes consumidores industriales, por ejemplo), para el cobro a éstos de tarifas diferenciales en beneficio de consumidores comunes más pequeños a quienes se cobrarían tarifas basadas en costos promedios. Esta crítica hace referencia al problema práctico que se presenta para instalar a todos los consumidores medidores de consumo y de potencia, con el objeto de permitir, en todos los casos (como sería justo) el cobro de las tarifas diferenciales.
- La cobertura de las presiones inflacionarias, dicen los llamados antimarginalistas, deriva indefectiblemente en exceso de utilidades para la empresa de servicios públicos, ya que de cobertura de mayores costos se pasa a ingresos extras ante eventuales variaciones inflacionarias en sentido descendente.
- El uso de tarifas diferenciales puede derivar en un objetivo altamente perjudicial, como es la aplicación de tarifas políticas o subvencionales.
- Por último, hacen también referencia al problema de la determinación y actualización prácticamente constante de los costos que se usarán como base para el cálculo tarifario.

Como conclusión general respecto de este método, se puede decir que aunque no son la panacea universal ni el remedio milagroso de todos los males, es actualmente imposible ignorar la factibilidad de aplicación de tarifas diferenciales por costeo marginal en la energía eléctrica. Esto no implica su aceptación total lisa y llana sin previos estudios de cada caso en particular, pero es de por sí una herramienta importante para tratar de solucionar los problemas actuales de las empresas de energía eléctrica.

Una variante del costo marginal sería el costo incremental.

La teoría del costo incremental sostiene que se deben tomar en cuenta los costos proyectados de las nuevas plantas, y que es el costo futuro el que debe considerarse para determinar la tarifa, como señal de aviso acerca del nuevo costo de la energía. Esto implica contar con una presupuestación exacta, y asimismo conocer el destino a darse a los fondos excedentes recolectados hoy en función de los costos de mañana. Se sostiene que puede ser considerado un impues-

to a los consumidores actuales en beneficio de los futuros.

Se puede aquí presentar como alternativa válida ejemplificativa, el uso posible de un sistema intermedio que se basaría en principios del "peak load pricing" (cuando se haya comprobado su viabilidad económica), y de las tarifas mediante costos marginales. De esta forma los usuarios en las horas de mayor carga absorberían los mayores costos provenientes de las nuevas instalaciones más caras, mientras que las facturaciones basadas en costos promedio de los demás consumos, fuera de esas horas, contribuirían a reducir la eventual existencia de una ganancia excesiva.

e) Tarifas subvencionales, especiales para consumidores ubicados en condiciones desventajosas: Estas propuestas para el tratamiento de clientes ubicados en condiciones económicas desfavorables, se basan en tres premisas que se detallan a continuación:

- Una mínima parte, por lo menos, de la energía eléctrica que se consume actualmente debe considerarse como una necesidad.
- Existen personas en condiciones tales que no les es posible afrontar el gasto de ese consumo considerado esencial.
- El servicio público les debe ser suministrado, entonces, a un costo más bajo que el corriente (pudiendo, en algunos casos, ser menor el precio que el propio costo de producción).

Esta postura implica la fijación de tarifas políticas con fines de subvención. Si bien se puede estar de acuerdo con las dos primeras premisas de esta propuesta, la forma de permitir al consumidor ubicado en una desventajosa posición económica lograr un mejor nivel de desarrollo, puede y debe ser solucionado por la sociedad, pero no mediante la aplicación de tarifas políticas.

La respuesta a este problema debe hacerse de manera más integral y no sólo con paliativos parciales que, si bien pueden brindar algún alivio temporariamente, a la larga sólo difieren el problema. Es muy difícil, sin estudios previos y profundos, determinar el grado de real utilidad que reporta la aplicación de subvenciones a los consumos.

IV-2-3 CONCLUSIONES

Como concreción de lo expuesto hasta aquí, quedan planteadas tres alternativas para tratar de solucionar el problema energético mediante las tarifas:

- 1) Impulsar el desarrollo del manejo de las curvas de carga mediante las tarifas especiales para cargas en los picos (peak load pricing), y las ventas interrumpibles de capacidad sobrante a las industrias, para fomentar su uso en períodos fuera de los picos.
- 2) Tender a aplicar tarifas basadas en otros principios que no sean los de costo del servicio, (elasticidad de la demanda) con mejoras o descuentos en los casos de conservación de la energía, desahuciantes de mayores consumos (ejemplo: tarifas invertidas).
- 3) Utilizar como base tarifaria los costos marginales actuales o los incrementales a largo plazo (costos futuros). Mediante ello se tiende a que el costo de la generación eléctrica esté dado por el costo de la planta más nueva (más eficiente, pero más cara).