



# Centrales eléctricas I

**Politext 9**

# **Centrales eléctricas**

## **I**

**Introducción al sector eléctrico y al sistema de energía eléctrica**  
**Centrales hidroeléctricas**  
**Centrales térmicas**

**Ángel Luis Orille Fernández**

**Obra galardonada por la UPC**

Primera edición: septiembre de 1993  
Segunda edición: febrero de 1996  
Reimpresión: septiembre de 1997

La presente obra fue galardonada en el primer concurso «Ajut a l'elaboració de material docent» convocado por la UPC

Con la colaboración del Servei de Publicacions de la UPC

Diseño de la cubierta: Antoni Gutiérrez

© Ángel Luis Orille Fernández, 1993  
© Edicions UPC, 1993  
Edicions de la Universitat Politècnica de Catalunya, SL  
C. Jordi Girona Salgado 31, 08034 Barcelona  
Tel. 401 68 83 Fax. 401 58 85

Producción: CPET (Centre de Publicacions del Campus Nord)  
La Cup. C. Gran Capità s/n 08034 Barcelona

Depósito legal: B-34.357-97  
ISBN 84-89636-50-8

Quedan rigurosamente prohibidas, sin la autorización escrita de los titulares del «copyright», bajo las sanciones establecidas en las leyes, la reproducción total o parcial de esta obra por cualquier medio o procedimiento, comprendidos la reprografía y el tratamiento informático, y la distribución de ejemplares de ella mediante alquiler o préstamo públicos, así como la exportación e importación de ejemplares para su distribución y venta fuera del ámbito de la Unión Europea.

## Prólogo

Esta obra recopila la primera parte del programa de la asignatura *Centrales eléctricas* impartida por el autor en la Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales de Tarrasa. El libro abarca tres temas. En el primero se hace un somero estudio histórico del sector eléctrico español, pasando a continuación a introducir el concepto de sistema de energía eléctrica, los conceptos de carga y demanda así como sus parámetros respectivos. A este tema, le sigue el de las centrales hidroeléctricas, incluyéndose un capítulo de centrales de acumulación por bombeo. En el tema tercero se pasa revista a las centrales térmicas convencionales y nucleares. Algunos apartados de estos temas se han desarrollado con mayor intensidad que otros de una manera intencionada, sobre todo pensando en evitar los posibles solapamientos y repeticiones que se pueden dar con otras asignaturas troncales de la carrera de ingeniero industrial, y en particular con asignaturas de la especialidad en electricidad (por ejemplo: Termodinámica, Motores térmicos, Física nuclear y Tecnología nuclear). Por tanto, no es de extrañar que se hayan abordado en algunas ocasiones con mayor extensión aspectos tecnológicos que no se suelen tratar en dichas asignaturas, mientras por el contrario, se ha reducido considerablemente en otras, como es el caso del último capítulo dedicado a las centrales nucleares.

Este curso de centrales eléctricas se complementa con otros dos volúmenes dedicados a elementos de centrales. En el primero, se tratan los generadores, servicios auxiliares, las subestaciones y el fenómeno de ruptura. En el segundo, se abordan los temas de aparamenta eléctrica, relés de protección, protecciones eléctricas, coordinación de aislamiento y la puesta a tierra de las instalaciones eléctricas.

Terrassa, junio 1993.

El autor

## **Presentación**

En la actualidad, las compañías de generación, transporte y distribución de la energía eléctrica se ven sometidas a grandes presiones para dar una mejor calidad en el suministro, lo que les exige poner en marcha extensos y complejos proyectos de investigación y desarrollo encaminados a implantar nuevas tecnologías y métodos de explotación que subsanen las deficiencias en la continuidad de suministro y la calidad de la onda de tensión.

Esta presión viene acentuada por la integración de España en la CEE, que obliga a tomar medidas para mejorar paulatinamente el precio de coste de producción del kWh, para poder equipararse con los países de nuestro entorno.

Además, todos los sectores energéticos coinciden con las políticas de gobierno, en el sentido de que hay que fomentar la explotación de las energías alternativas. Las minicentrales conectadas a las redes generales de distribución van en aumento, a pesar de las complicaciones que acarrearán, para lograr una buena automatización de las protecciones integradas con las de control de la compañía madre distribuidora, a fin de lograr seguridad de las personas, bienes y equipos.

Todos éstos campos de gran crecimiento y desarrollo, requieren ingenieros emprendedores, que no les falte imaginación y con sólidos conocimientos de electricidad y sistemas eléctricos de potencia.

No es posible incluir en los planes de estudio todas éstas materias, como formando parte de programas reglados, pero sí es posible desarrollar una asignatura básica, con buenos fundamentos, que capacite al alumno para profundizar y seguir ampliando conocimientos.

Mi opinión, que está contrastada con la de muchos industriales y miembros de asociaciones científicas, es que la formación que se debe dar en nuestras escuelas de ingenieros debe ser generalista, básica y rigurosa. Esto es fundamental para que en pocos años de experiencia empresarial uno pueda situarse ventajosamente.

Es por ello, que la principal motivación que ha guiado al Prof. Orille, es la de poner a disposición de los estudiantes y personas interesadas en el tema una obra concisa que les permita introducirse dentro del mundo de los sistemas de generación y almacenamiento de la energía eléctrica y que les sirva de base para el ejercicio profesional.

Por último, hay que remarcar la gran vinculación existente entre el nivel de desarrollo de la industria eléctrica de un país y el nivel económico del mismo, por lo que un crecimiento del PIB va asociado a un aumento del consumo de energía per cápita. Además, el número de centrales eléctricas, las potencias unitarias y las nuevas tecnologías empleadas, siempre van en aumento

*Luis Humet Coderch*

*Doctor Ingeniero Industrial, Catedrático de Universidad y  
Director del Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Politécnica de Cataluña.*

## Índice

### TEMA 1 INTRODUCCIÓN

#### Capítulo 1 La energía eléctrica.

1.1 Introducción .....	11
1.2 Situación del sector .....	12
1.3 Evolución histórica del sector en España .....	12
1.4 Intervención de la administración .....	16
1.5 Potencia instalada y energía producida .....	17
1.6 Red eléctrica peninsular .....	18
1.7 Estructura del sector eléctrico .....	19
1.8 Ordenación en el sector en cuanto a seguridad .....	19
1.9 Principales empresas del sector eléctrico .....	20
1.10 Centrales y empresas extrapeninsulares .....	20
1.11 Bibliografía .....	21

#### Capítulo 2 El sistema de energía eléctrica.

2.1 El sistema de energía eléctrica .....	23
2.2 Centrales eléctricas: Terminología y símbolos (MIE-RAT y UNE 20-004-7) .....	25
2.3 Clasificación de las centrales eléctricas .....	28
2.4 Carga .....	29
2.5 Demanda .....	29
2.6 Curvas de carga.....	29
2.7 Parámetros de la demanda .....	32
2.8 Parámetros relativos a la producción .....	33
2.9 Aspectos económicos y técnicos de los medios de producción de electricidad .....	35
2.10 Aspectos técnicos de los medios de producción de electricidad .....	39

2.11 La cobertura de la curva de carga .....	40
2.12 Bibliografía .....	48

## TEMA 2 CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

### Capítulo 3 Elementos hidrológicos e hidrodinámicos de un aprovechamiento hidráulico.

3.1 Utilización de la energía hidráulica .....	49
3.2 Métodos de reducción de las pérdidas .....	49
3.3 Elementos hidrológicos e hidrodinámicos de un aprovechamiento hidráulico .....	51
3.4 Obras en un aprovechamiento hidráulico .....	59
3.5 Bibliografía .....	83

### Capítulo 4 Centrales hidroeléctricas.

4.1 Elementos constitutivos de una central hidroeléctrica .....	85
4.2 Turbinas hidráulicas.....	94
4.3 Leyes de semejanza de las turbinas hidráulicas .....	102
4.4 Bibliografía .....	109

### Capítulo 5 Centrales hidroeléctricas de acumulación por bombeo.

5.1 Introducción .....	111
5.2 Principio del funcionamiento .....	111
5.3 Aspectos económicos de las centrales de bombeo .....	115
5.4 Balance económico .....	117
5.5 Equipo electromecánico .....	119
5.6 Métodos de arranque de los grupos de bombeo binario .....	123
5.7 Bibliografía .....	136

## TEMA 3 CENTRALES TÉRMICAS (CONVENCIONALES Y NUCLEARES)

### Capítulo 6 Centrales térmicas

6.1 Introducción .....	137
6.2 El ciclo de Rankine .....	137
6.3 Modificación y mejoras del ciclo de Rankine .....	139



---

6.4 Bibliografía .....	144
------------------------	-----

Capítulo 7 Centrales térmicas de turbinas de vapor.

7.1 Centrales térmicas de turbinas de vapor .....	145
7.2 Esquema de instalación .....	147
7.3 El circuito agua-vapor .....	181
7.4 Bibliografía .....	189

Capítulo 8 Centrales térmicas de turbinas de gas.

8.1 Centrales térmicas de turbinas de gas .....	191
8.2 Centrales térmicas con ciclo combinado .....	196
8.3 Bibliografía .....	197

Capítulo 9 Centrales nucleares.

9.1 La fisión nuclear .....	199
9.2 Tipos de reactores nucleares .....	201
9.3 Bibliografía .....	205

## Capítulo 1 La energía eléctrica

### 1.1 Introducción

La energía eléctrica debido a sus numerosas ventajas:

- facilidad de empleo,
- la no contaminación del medio ambiente,
- facilidad de transporte a grandes distancias,
- el que pueda obtenerse a partir de variadas fuentes de energía (hidráulica, térmica, nuclear, eólica, fotovoltaica, etc.),

ha incrementado su participación en el consumo mundial de energía, sustituyendo a casi todas las demás fuentes de energía en los procesos tecnológicos de carácter mecánico. Y además de ser básica en la industria electroquímica, va incrementando, en forma progresiva, su participación en:

- los procesos térmicos,
- usos domésticos,
- usos comerciales,
- comunicaciones.

Se puede decir que ha sido la pieza fundamental en el gran desarrollo económico experimentado por los países industrializados en las últimas décadas, representando, en cierta medida, el consumo de energía eléctrica "per capita" un índice del desarrollo y del nivel de vida de un país. Así, por ejemplo, en la tabla 1.1.1 se dan algunos valores del consumo per cápita anual y del PIB de algunos países europeos.

**Tabla 1.1.1** Consumo de energía por cápita y PIB.

Países	Año 1982		Año 1986		Año 1988		Año 1989	Año 1990
	PIB (\$/hab.año)	Consumo de electricidad (kWh/hab.año)	PIB (\$/hab.año)	Consumo de electricidad (kWh/hab.año)	PIB (\$/hab.año)	Consumo de electricidad (kWh/hab.año)	Consumo de electricidad (kWh/hab.año)	Consumo de electricidad (kWh/hab.año)
Dinamarca	13416	4418	15090	5254	11517	5511	6023	6029
R. F. de Alemania	13177	5424	14533	6088	10949	6294	6570	6520
Francia	12274	4490	12763	5314	10109	5542	6064	6185
Gran Bretaña	9555	4157	10600	4574	8984	4806	5280	5355
Italia	6869	2913	8866	3199	8132	3524	3985	4100
España	5678	2464	6069	2781	4821	3015	3538	3665

## 1.2 Situación del sector

### 1.2.1 Perspectivas mundiales

La situación actual del mercado energético es de un exceso de oferta, tanto de petróleo como de carbón y de combustible nuclear, derivado del impacto económico mundial de los fuertes incrementos de los precios de los mismos producidos por las crisis de 1973 y 1979.

### 1.2.2 Descubrimientos decisivos del sector

- 1867 Werner v. Siemens: Efecto dinamoeléctrico
- 1887 F. A. Haselwander: Construye el primer alternador trifásico
- 1889 M. v. Dolivo-Dobrowolsky: Inventa el transformador trifásico ( y el motor de jaula de ardilla).

### 1.2.3 Comienzos de la distribución de energía eléctrica

- 1882 Edison: Crea en Nueva York la primera empresa pública de distribución de energía eléctrica.  
  
Oscar v. Miller: En la exposición eléctrica de Munich, hace una demostración de una transmisión de corriente continua de 1,5 kW, a 2 kV y a una distancia de 57 km.
- 1884 Primera central eléctrica en Berlin: 540 kW.
- 1891 Primera transmisión en corriente alterna entre Lauffen y Frankfurt/Main, sobre una distancia de 178 km, con una tensión de 15 kV y una potencia de 200 kW, con un rendimiento del 70 %.

## 1.3 Evolución histórica del sector en España

- 1876 Inicios en Barcelona: Sres. Xifré y Dalmau.
- 1890 Instalación de alumbrado publico en Madrid, en corriente continua.

### 1.3.1 Creación de las compañías eléctricas

- 1894 Compañía Sevillana de Electricidad.
- 1901 Hidroeléctrica Ibérica.

- 1906 Electra del Viesgo.
- 1907 Hidroeléctrica Española.
- 1911 Barcelona Traction Light and Power.
- 1912 Unión Eléctrica Madrileña.
- 1918 Saltos del Duero.
- 1920 Iberduero: Fusión de Hidroeléctrica Ibérica y Saltos del Duero.
- 1936 Riegos y Fuerzas del Ebro, filial de la Barcelona Traction Light and Power (La canadiense), que después se convertiría en FECSA.

### 1.3.2 Desarrollo del sector

En el desarrollo del sector hay que distinguir tres etapas:

Primera etapa:	1920 - 1936
Segunda etapa:	1940 - 1955
Tercera etapa:	1956 - 1973

#### 1.3.2.1 Primera etapa 1920 - 1936

Los valores característicos de esta época aparecen representados en la tabla 1.3.2.1.1. Cabe destacar que la potencia del equipo generador instalado se repartía del modo siguiente:

- 75 % hidráulica.
- 25 % térmica.

**Tabla 1.3.2.1.1** Valores orientativos de la potencia y energía producida durante la etapa 1920 - 1936.

Año	Energía producida (TWh)	Incremento anual de la demanda (%)	Potencia del equipo generador instalado (GW)
1929	2,4		
1935	3,3	4,3	
1936	2,8		2

### 1.3.2.2 Segunda etapa 1940 - 1955

Durante esta segunda etapa se produce un incremento anual medio de la demanda del 8,5 %. Este elevado crecimiento se debió a:

- reconstrucción en la postguerra.
- inicios de la industrialización.

Durante este periodo se producen grandes restricciones. Para subsanar estas carencias el INI, a través de sus empresas potencia la instalación de centrales térmicas e hidráulicas, y así surgen:

#### Térmicas

- La Empresa Nacional de Electricidad S.A. (ENDESA). Aprovecha los menudos de antracita de la cuenca minera de León.
- La Empresa Nacional de Córdoba (ENECO). Aprovecha yacimientos de hulla de baja calidad.
- La Empresa Nacional Calvo Sotelo, instala tres centrales térmicas en:  
Puertollano (Ciudad Real) (Utiliza hulla de baja calidad).  
Escatrón (Zaragoza) (125 MW) (Quema lignitos).  
Puentes de García Rodríguez (La Coruña) (Quema lignitos pardos)
- AUXINI instala tres centrales térmicas en:  
Almería  
Cádiz  
Málaga

#### Hidráulicas

El INI a través de ENHER promovió el aprovechamiento del río Noguera Ribagorzana. Otras empresas creadas durante la segunda etapa fueron:

1941 Saltos del Narcea.

1944 FENOSA que posteriormente pasará a la órbita Unión Eléctrica Madrileña.

1945 Saltos del Sil, absorbida en 1973 por IBERDUERO.

1946 Hidroeléctrica de Cataluña, que pasa en 1985 a la órbita de Hidroeléctrica Española.

En la Tabla 1.3.2.2.1 se representa un resumen de la evolución del sector eléctrico durante este periodo.

**Tabla 1.3.2.2.1** Evolución de la potencia instalada y de la energía producida durante el periodo 1940-1955.

Año	Potencia instalada (GW)			Energía producida (TWh)
	Térmica	Hidráulica	Total	
1.940	0,381	1,35	1,731	3,6
1.955	0,903	3,20	4,103	11,8

Las interconexiones con los países limítrofes datan de antiguo, principalmente con Andorra, y así, en los años de restricciones eléctricas recibimos energía eléctrica de este país (en 1945 importamos del Principado de Andorra 58.174 MWh). En el año 1950 entró en servicio la interconexión con Francia y posteriormente con Portugal (1953).

### 1.3.2.3 Tercera etapa 1956 - 1973

Los crecimientos anuales medios durante esta época fueron:

- de 1955 a 1960, del 10 %
- de 1960 a 1973, del 12 %.

Durante esta época se eleva la tensión de transporte de 110 + 132 kV a 220 kV y se incrementan los intercambios de energía eléctrica con Francia en la Tabla 1.3.2.3.1 vemos el resultado de dicho intercambio de energía.

Durante este periodo se pueden observar los siguientes hechos:

- a) una reducción en el número de empresas (de unas 4000 se pasó a unas 400).
- b) el 80 % de la producción se concentra en 10 empresas.
- c) las 23 empresas que forman UNESA generan el 96 % de la producción total de energía eléctrica.

**Tabla 1.3.2.3.1** Intercambio de energía eléctrica con países limítrofes (MWh).

Año	Francia	Portugal	Andorra	Total
1955	(+) 59.744	(-) 2.158	(+) 77.393	(+) 134.979
1960	(-) 163.477	0	(+) 26.748	(-) 136.729
1970	(-) 1.481.243	(-) 17.528	(-) 14.754	(-) 1.513.525
	(+) = Importación		(-) = Exportación	

España y Francia se benefician mutuamente de tener sistemas hidráulicos complementarios.

## 1.4 Intervención de la administración

La intervención de la Administración se materializa en:

- dos planes eléctricos nacionales.
- nuevas tarifas eléctricas.

### 1.4.1 Primer Plan (1953-1963)

Se prevé un incremento de la demanda del 7 % anual acumulativo, superándose las previsiones. La producción de energía eléctrica en 1962 alcanzó el valor de 22,9 TWh. En 1968 se instala en España la primera central nuclear, la central nuclear de Juan Cabrera, Zorita (Guadalajara), 160 MW.

### 1.4.2 Segundo Plan (1972-1981)

El segundo Plan, publicado en 1969, acometía los siguientes puntos:

- previsión de demandas y producciones. Prevé que la producción de origen térmico supere a la de origen hidráulico en 1975. Sin embargo, esto ya sucede en 1970:

$$E_{\text{hidráulico}} = 27,9 \text{ TWh}, E_{\text{térmico}} = 27,6 \text{ TWh (convencional)} + 0,91 \text{ TWh (nuclear)}$$

- fijaba las siguientes directrices:

- 1 - Localización de las centrales.
- 2 - Potencia mínima de los grupos térmicos.
- 3 - Aportación de tecnologías.
- 4 - Participación de la industria nacional.
- 5 - Escala de prioridades del funcionamiento de las centrales en el repartidor de carga (RECA) de UNESA.

Otros puntos a señalar de este periodo son:

1971: Introducción de la tarifa binomia.

1972: Se superan las previsiones realizadas.

1973: Primera crisis energética, a causa de la cual ya no se cumplen las previsiones.

### 1.4.3 Planes del 79, 83 y 91

1979: Creación del P.E.N. 79 (Revisado en 1981).

1983: Creación del P.E.N.83.

El objetivo básico del P.E.N 83 era: la utilización óptima de los recursos para satisfacer la demanda. En él caben distinguir dos vertientes:

a) Absorción del exceso de capacidad mediante la reducción del volumen de inversiones (en el año 1984 las inversiones fueron 1/3 de las de 1983); b) La parada nuclear (7,6 GW nucleares en 1992).

El año horizonte del plan 91 es el año 2000. Hace hincapié sobre las energías renovables (4179 GWh) y de cogeneración (9519 GWh).

### 1.5 Potencia instalada y energía producida

En las figuras 1.5.1 y 1.5.2 se dan las evoluciones de la potencia total instalada y la energía producida en España desde el año 1940 hasta la actualidad.

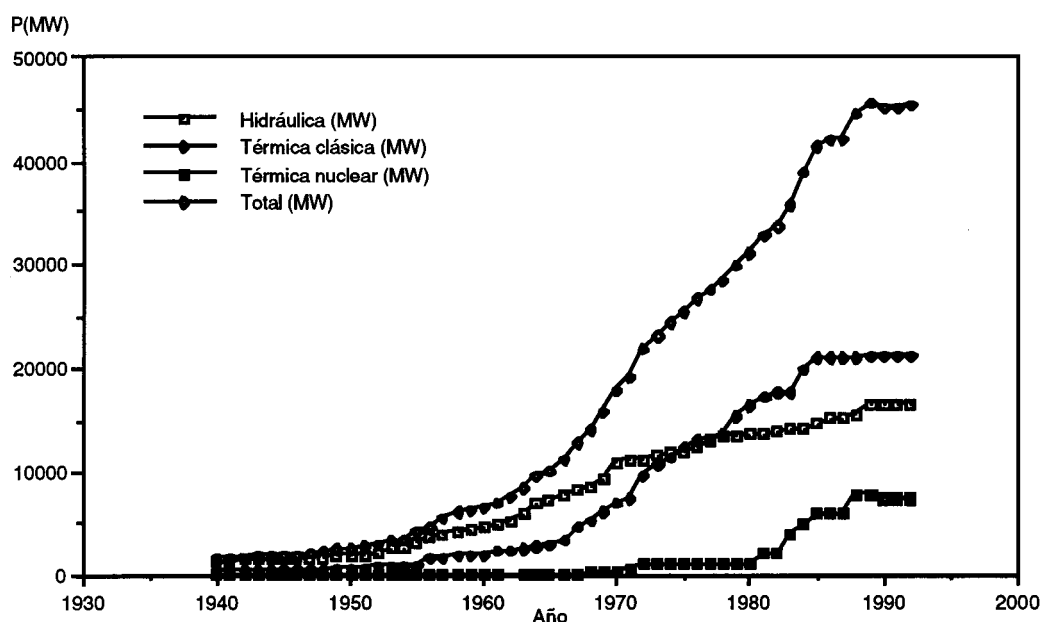


Fig. 1.5.1 Evolución de la potencia instalada en España desde 1940.



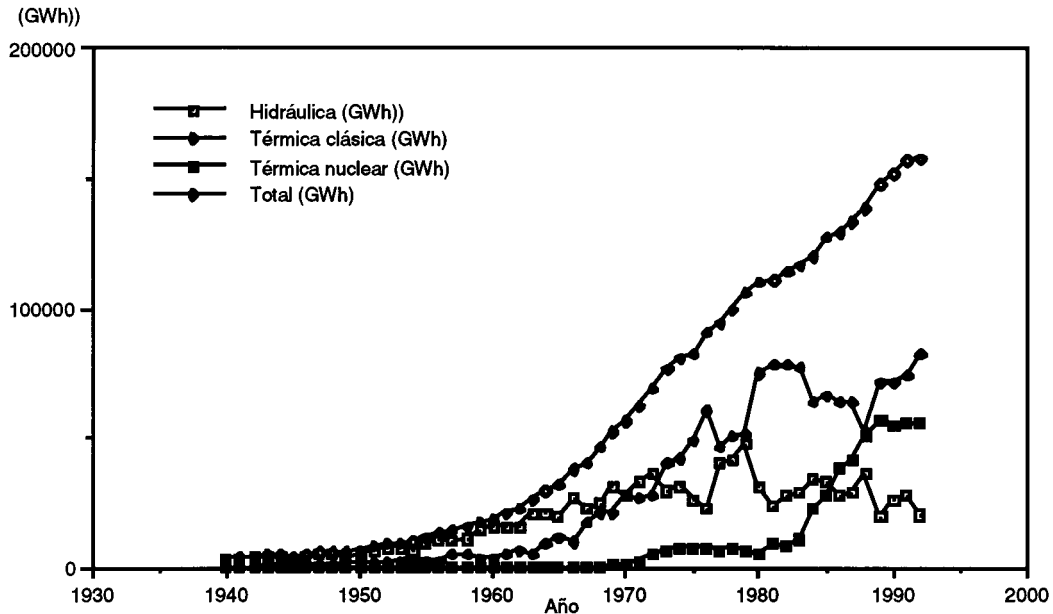


Fig. 1.5.2 Evolución de la energía producida en España desde 1940.

## 1.6 Red eléctrica peninsular

En la tabla 1.6.1 se dan las longitudes de la red eléctrica general peninsular para distintos años y para tres niveles distintos de tensión.

Tabla 1.6.1 Red eléctrica peninsular.

Año	Longitud (Km)			
	Nivel de tensión (kV)	110-132	220	380
1984		19.962	14.579	10.015
1987		18.600	15.000	12.500
1991		18.959	15.058	12.831
1992		19.008	15.263	13.138

Los niveles de tensión anteriores se emplean en :

- 110-132 kV: Distribución.
- 220 kV: En unión de la red transporte con centros de consumo importantes.
- 380 kV: Transporte.

En 1984 se nacionaliza la red eléctrica de AT, con mayoría pública del capital (51%) a través de ENDESA y capital privado (49 %) a través de UNESA. Se crea para la explotación conjunta de la red de AT, ASELECTRICA y CECOEL. Posteriormente desaparecen ASELECTRICA y CECOEL y el R.D. 91/85 crea REDESA que asume las funciones de las anteriores. El capital de REDESA deberá ser siempre mayoritariamente público, y en su constitución fue suscrito por el INI, a través de ENDESA y ENHER, y por las empresas privadas, que lo hicieron aportando sus propiedades y compromisos de la red de alta tensión.

Los objetivos de REDESA son los siguientes:

- Establecer directrices y controlar el cumplimiento para la explotación del sistema.
- Asegurar la optimización de la explotación y controlar y determinar el nivel de garantía del sistema eléctrico nacional.
- Aprobar y modificar los programas de generación e intercambios anuales de las compañías.
- Mantener y explotar las redes nacionales de 220 kV y 380 kV, ampliándolas si fuese necesario, y coordinar los planes de mantenimiento de las instalaciones de producción y transporte.
- Realizar operaciones de intercambios internacionales.

## 1.7 Estructura del sector eléctrico

El sector eléctrico en el año 1990 estaba formado por:

462	Empresas eléctricas.
186	Autoproductoras.
21	Integradas en UNESA.

## 1.8 Ordenación del sector en cuanto a seguridad

- Reglamento de Centrales Generadoras de Energía Eléctrica. O.M. 23/2/49.
- Reglamento de Estaciones de Transformación. O.M. 23/2/49 modificada por O.M. 11/3/71.
- Reglamento de condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación. Real decreto 3275 / 1982 de 12 de Noviembre. B.O.E. nº 288, 1/12/1982.
- Instrucciones técnicas complementarias. O.M. 18/10/1984. BOE nº 256, 25/10/1984.
- Reglamento Técnico de Líneas Eléctricas de A.T. Decreto 28/11/1968.
- Reglamento Electrotécnico para B.T. Decreto 2413/1973, 20/9. B.O.E. nº 242, 9/10/1973.

## 1.9 Principales empresas del sector eléctrico

Las principales empresas de sector eléctrico ( en 1986) aparecen representadas en la tabla 1.9.1.

**Tabla 1.9.1** Principales empresas del sector eléctrico (1992).

Compañías eléctricas	Mercado		Facturación (Mpta)	Producción neta (GWh)
	(GWh)	(%)		
Iberdrola I	25248	19,9	302959	19372
Iberdrola II	24698	19,5	331485	21823
Unión Eléctrica Fenosa	19844	15,6	212255	19771
Cía. Sevillana de Electricidad	18126	14,3	229353	13319
Fecsa	13809	10,9	171731	10191
Enher	9255	7,3	112776	2771
Hidroeléctrica del Cantábrico	5700	4,5	43299	6736
Electra del Viesgo	3017	2,4	35043	3715
Hidroeléctrica de Cataluña	3590	2,8	50223	2084
Eléctricas Reunidas Zaragoza	3673	2,9	48129	1303
Suma	126960	100	1537253	101085

### *Endesa:*

No factura al abonado final. Su actividad eléctrica en el año 1991 (sin empresas del Grupo) según su Memoria fue: Producción bruta 39804 GWh y ventas a empresas eléctricas 346784 Mpta.

El mercado eléctrico de Cataluña y del área de Madrid se reparte de forma aproximada de la manera siguiente:

#### Distribución Cataluña

54 % FECSA  
32 % ENHER  
14 % Hidroeléctrica de Cataluña

#### Distribución Madrid

40 % Unión Eléctrica Madrileña  
40 % Hidroeléctrica Española  
20 % Iberduero

## 1.10 Centrales y empresas extrapeninsulares

A continuación se nombran las empresas extrapeninsulares y su producción en 1992:

GESA (Baleares)..... 1,9 TWh  
ENDESA (Ceuta y Melilla)..... 0,15 TWh  
UNELCO (Canarias)..... 2,0 TWh

## 1.11 Bibliografía

- [1] MIE: *Plan Energético Nacional, 1978* (Rev. 1981).
- [2] Pozo Portillo, José: *La revisión del Plan Energético Nacional*; Papeles de Economía núm. 14 , pags. 21-51, 1983.
- [3] MIE: *El sector eléctrico en 1984*; Economía Industrial, Mayo-Junio, pags. 137-157, 1985.
- [4] Salmador Alvarez, Francisco: *Evolución de la industria eléctrica en España*; Energía Nov.-Dic , pags. 69 -73,1989.
- [5] UNESA: *Memoria estadística ,1992*.
- [6] MIE: *Plan Energético Nacional, 1991*.

## Capítulo 2 El sistema de energía eléctrica

### 2.1 El sistema de energía eléctrica

Es el conjunto de todas las instalaciones electrotécnicas, redes eléctricas incluidas, y todas las instalaciones adicionales para la generación, transporte y utilización de la energía eléctrica dentro de una determinada unidad territorial.

En un sistema de energía eléctrica, siguiendo uno de los posibles caminos del flujo de energía desde la generación hasta un consumidor, nos encontramos con las siguientes unidades estructurales, tal como se representa en la figura 2.1.1:

Central eléctrica,

Estación transformadora elevadora (Subestación de transformación),

Línea de transporte (Red de transporte a 380 kV),

Subestación (de maniobra o de transformación),

Línea de interconexión (220kV),

Red de distribución (primaria: 132 kV, 110 kV, 66 kV, 45 kV),

Subestación de transformación,

Red de distribución (secundaria: 30 kV, 20 kV, 15 kV, 10 kV, 6 kV, 3 kV),

Centro de transformación,

Red de baja tensión a 380 V.

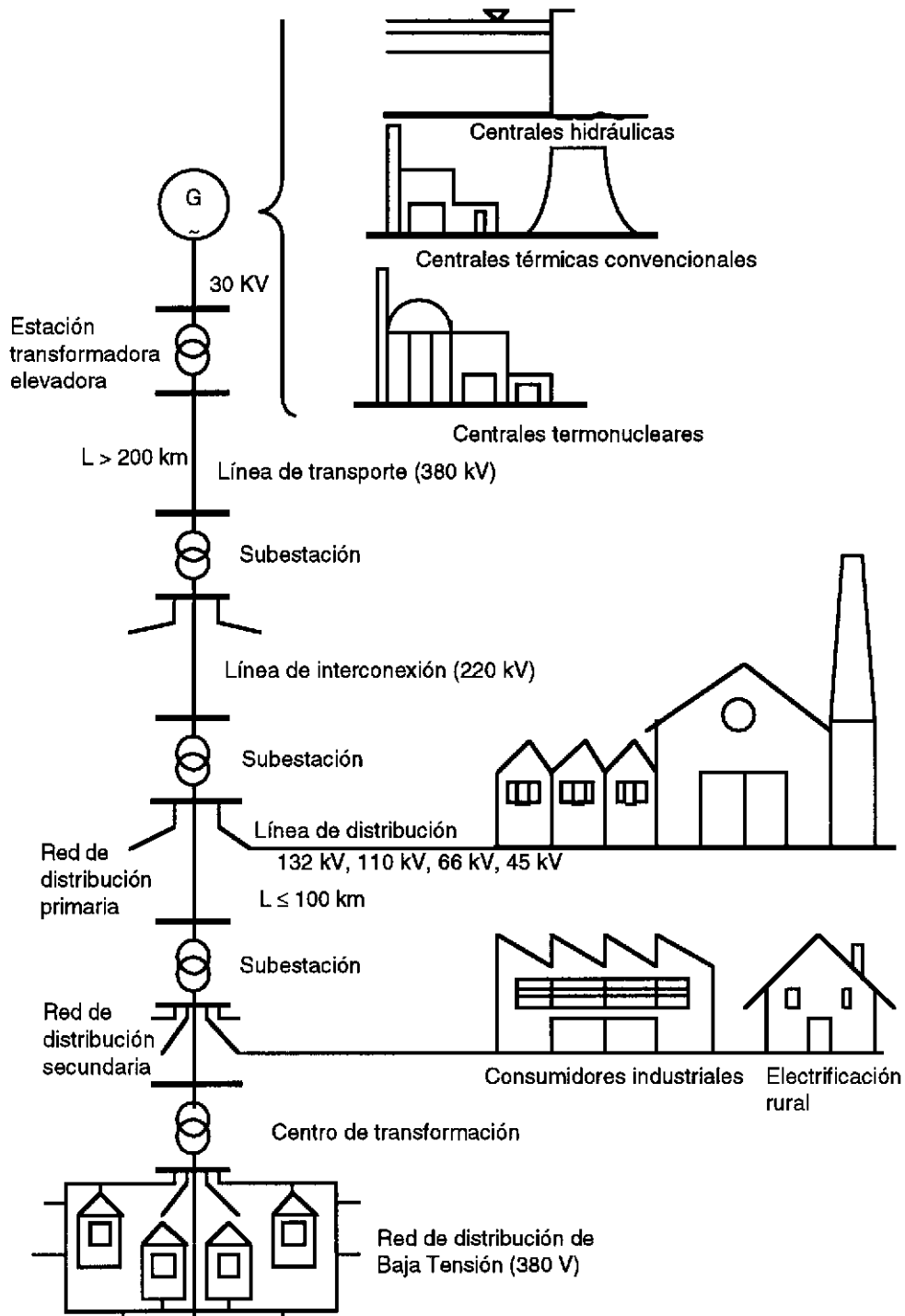


Fig. 2.1.1 Elementos estructurales del sistema de energía eléctrica.

## **2.2 Centrales eléctricas: terminología y símbolos**

### **2.2.1 Central eléctrica**

Instalación de producción de energía eléctrica que comprende los grupos generadores, la aparamenta asociada y la parte de las obras en las que están instaladas.

En el MIE-RAT 01 § 6 se define como: "Lugar y conjunto de instalaciones, incluidas las construcciones de obra civil y edificios necesarios, utilizados directa o indirectamente para la producción de energía eléctrica".

La norma UNE 20- 004-7 recoge, entre otros, los símbolos utilizados en centrales eléctricas. De ella se han sacado los símbolos empleados en centrales hidráulicas que se representan en la tabla 2.2.1.1. De la misma fuente proceden los símbolos para centrales térmicas de la tabla 2.2.1.2.

El objeto de las centrales eléctricas es el de transformar los distintos tipos de energía primaria en energía eléctrica.

### **2.2.2 Subestación**

Conjunto situado en un mismo lugar, de la aparamenta eléctrica y de los edificios necesarios para realizar alguna de las funciones siguientes: Transformación de la tensión, de la frecuencia, del número de fases, rectificación, compensación del factor de potencia y conexión de uno o más circuitos. Quedan excluidos de esta definición los centros de transformación (MIE-RAT 01 § 55).

#### **2.2.2.1 Subestación de maniobra**

Está destinada a la conexión de dos o más circuitos y su maniobra (MIE-RAT 01 § 56).













#### **2.2.2.2 Subestación de transformación**

Es la destinada a la transformación de la energía eléctrica mediante uno o más transformadores cuyos secundarios se emplean en la alimentación de otras subestaciones o centros de transformación (MIE-RAT 01 § 57).

### **2.2.3 Centro de transformación**















Instalación provista de uno o varios transformadores reductores de Alta a Baja tensión con la aparamenta y obra complementaria precisa (MIE-RAT 01 § 8).

Tabla 2.2.1.1 Símbolos empleados en centrales hidráulicas según la norma UNE20-004-7.

SÍMBOLO		SIGNIFICACIÓN
EN PROYECTO	EN SERVICIO	
		CENTRAL ELÉCTRICA, símbolo general (Si fuese necesario puede dibujarse un rectángulo)
		SUBESTACIÓN, Símbolo general
		CENTRAL HIDROELECTRICA, símbolo general
		CENTRAL DE AGUA FLUYENTE
		CENTRAL HIDROELÉCTRICA CON EMBALSE
		CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE BOMBEO CON EMBALSE



**Tabla 2.2.1.2** Símbolos empleados en centrales térmicas según la norma UNE 20- 004-7.

SÍMBOLO		SIGNIFICACIÓN
EN PROYECTO	EN SERVICIO	
		CENTRAL TERMOELÉCTRICA, símbolo general
		CENTRAL TÉRMICA ALIMENTADA POR CARBÓN O LIGNITO
		CENTRAL TÉRMICA ALIMENTADA CON ACEITE PESADO O GAS
		CENTRAL NUCLEAR
		CENTRAL GEOTÉRMICA
		CENTRAL TÉRMICA ALIMENTADA CON ACEITE PESADO O GAS CON TURBINA DE GAS
		CENTRAL TÉRMICA ALIMENTADA CON ACEITE PESADO O GAS CON MOTOR DE PISTÓN

## 2.3 Clasificación de las centrales eléctricas

La clasificación se realiza atendiendo a diversos criterios como pueden ser: tipo de energía transformada, función que desempeñan dentro del sistema de energía eléctrica, tipo de mando, etc.

A) Según tipo de energía primaria que utilizan:

- *Hidroeléctricas*: convencionales, de bombeo, mareomotrices.
- *Térmicas*: convencionales (carbón, fuel, gas), nucleares.
- *Eólicas*.
- *Solares*: fotovoltaicas, termoeléctricas.
- *Geotérmicas*.
- *Biomasa*.
- *M.H.D.*

B) Según la función que desempeñan dentro del sistema de energía eléctrica:

*Centrales de base.*

Suministran la mayor parte de la energía eléctrica de forma continua, es decir, están sometidas a variaciones de carga muy limitadas. Por ejemplo, las centrales eléctricas de agua fluyente, centrales nucleares y grandes centrales térmicas.

*Centrales de punta.*

Trabajan en paralelo con las centrales de base y cubren las puntas de carga (funcionamiento periódico). Como centrales de punta se emplean centrales hidráulicas y centrales con turbinas de gas.

*Centrales de reserva.*

Sirven para sustituir total o parcialmente a las centrales hidráulicas de base en casos de escasez de agua o avería de algún elemento del sistema eléctrico. Son de uso intermitente. Como centrales de reserva se suelen emplear centrales térmicas de carbón o grupos diesel.

*Centrales de socorro o de emergencia.*

De rápida puesta en funcionamiento y próximas a los centros de consumo. Sirven para paliar los efectos del fallo o avería de las líneas de transporte o de las subestaciones. Son móviles, y las pequeñas, por lo general, grupos diesel.

### *Centrales de acumulación o de bombeo.*

Aprovechan el sobrante de potencia que en determinados momentos puede tener el sistema de energía eléctrica (por ejemplo, por menor consumo) para acumular energía hidráulica aguas arriba de la presa.

C) Según el tipo de mando:

*Centrales con mando manual.*

*Centrales con mando semiautomático.*

*Centrales con mando automático.*

## **2.4 Carga**

Carga de un sistema o de una parte del mismo es la suma de las potencias nominales de todos los receptores instalados en él o ella respectivamente.

## **2.5 Demanda**

Por demanda de una instalación eléctrica receptora se entiende el valor medio de la carga (kW) que absorbe durante un intervalo de tiempo determinado (por ejemplo: 15 minutos, un día, una hora, etc).

La demanda es variable en cada época del año, en cada día del año y, dentro de cada día, es variable a las distintas horas del día. Es decir, la principal característica de la demanda de electricidad es su variabilidad con el tiempo. Sin embargo, aunque las variaciones no se pueden predecir de una manera rigurosa, distan mucho de tener un comportamiento aleatorio. Por el contrario, presentan una regularidad muy notable sobre la base de una serie de ciclos temporales. En definitiva, la demanda total de electricidad no es más que la suma de las potencias demandadas por cada uno de los abonados, y éstos tienen unos hábitos de consumo perfectamente definidos.

## **2.6 Curvas de carga**

Es la representación cartesiana de la variación temporal de la carga.

### **2.6.1 Curvas de carga diaria**

En ordenadas se representan las potencias y en abscisas el tiempo en horas. A lo largo del día la demanda del conjunto del sistema, la demanda para usos domésticos, la demanda para usos industriales y la demanda para usos comerciales, para un día laborable, varían según la figura 2.6.1.1.

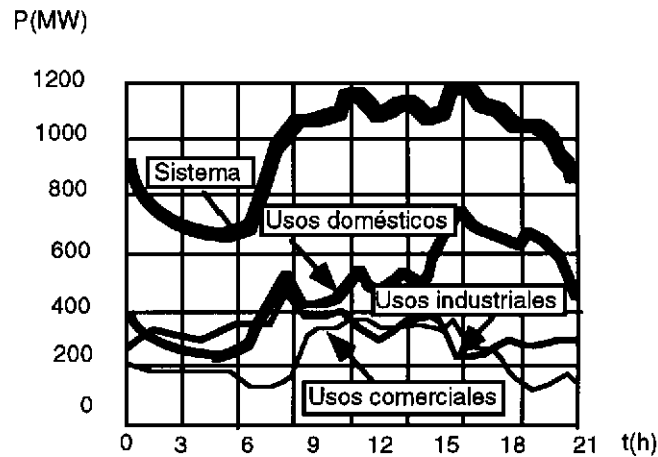


Fig. 2.6.1.1 Curva de carga diaria.

En la curva que corresponde al sistema pueden apreciarse tres puntas de consumo, que en este caso corresponden a las 12, 15 y 18 horas, siendo debida ésta última principalmente al alumbrado. Las horas de menor consumo (horas de valle) corresponden siempre a la noche y a las primeras horas de la madrugada. En algunos casos se suele presentar un valle de consumo a las 14 horas. Las mayores variaciones de la demanda se producen en el sector doméstico y comercial. El mayor consumo de las horas centrales del día se debe en gran parte a la actividad laboral que trabaja de forma discontinua, ya que las grandes industrias que trabajan de forma ininterrumpida presentan una demanda mucho más uniforme. Por tanto, entre los factores que modifican la curva de carga se puede considerar, en primer lugar, el hecho de que se trate de un día laborable o no. La figura 2.6.1.2 pone de manifiesto el factor anteriormente citado.

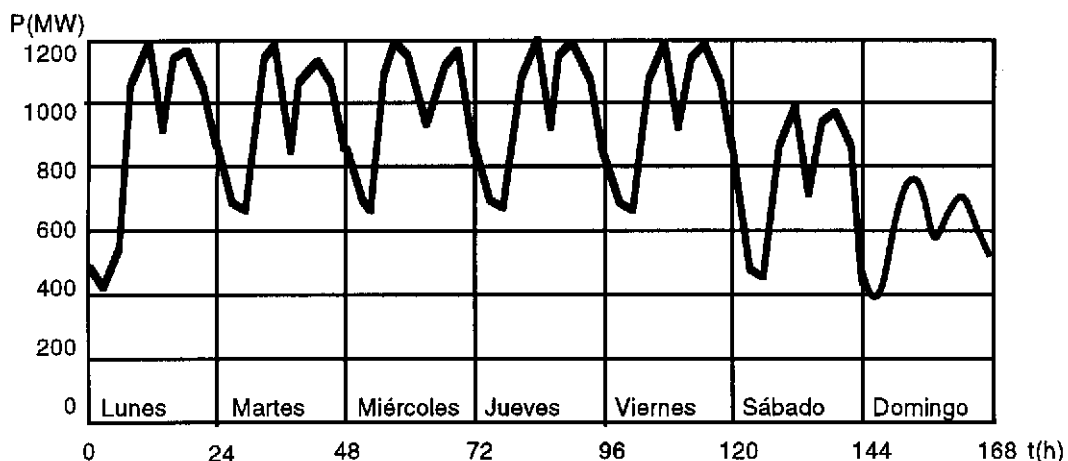


Fig. 2.6.1.2 Curva de carga diaria a lo largo de la semana .

De forma análoga, la estación del año (figura 2.6.1.3), y los factores climatológicos, principalmente la temperatura, influyen de una forma muy notable sobre la curva de carga.

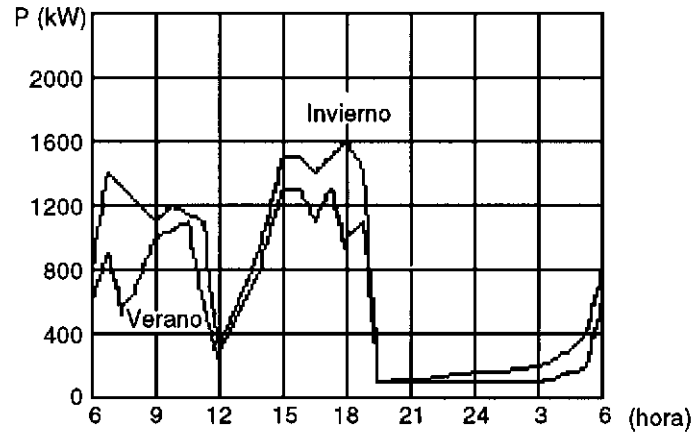


Fig. 2.6.1.3 Curvas de carga diarias de una pequeña central con una demanda casi exclusivamente para usos industriales en verano e invierno.

## 2.6.2 Curvas de carga diaria a lo largo de un año: Curva de demanda anual o curva monótona de carga

La información obtenida de la curva de carga diaria no es útil a fin de programar la producción a largo plazo, dada la gran cantidad de factores que influyen sobre ella, sobre todo las oscilaciones de tipo semanal, estacional y anuales, así como otras influencias de tipo aleatorio. Sin embargo, para el fin anteriormente citado, se prefiere utilizar la curva de demanda anual o curva monótona de carga, la cual se deduce, a partir de las curvas de carga diaria a lo largo de un año, sumando para cada nivel de potencia demandada el número de horas en que dicha potencia se ha igualado o superado a lo largo del año (figura 2.6.2.1).

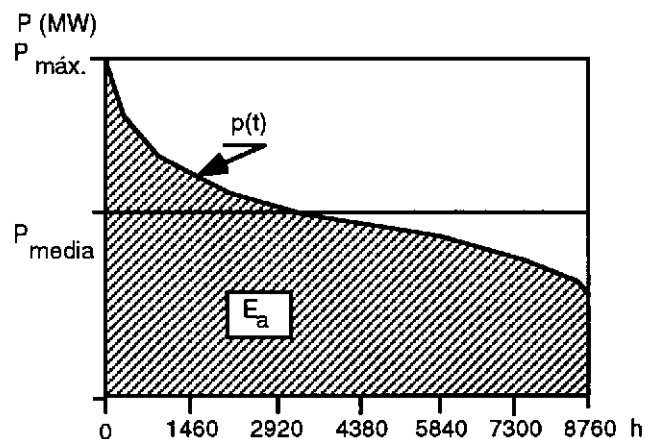


Fig. 2.6.2.1 Curva de demanda anual.

## 2.7 Parámetros de la demanda

A partir de la curva de demanda anual o curva monótona de carga se pueden definir los siguientes parámetros:

### 2.7.1 Energía consumida

El área comprendida entre los ejes cartesianos y la curva de carga anual representa la energía consumida por el sistema durante el año ( $E_a$ ).

### 2.7.2 Carga media anual

La carga media anual o potencia media se define como:

$$P_{\text{med}} = \frac{E_a}{T_o}$$

Siendo:

$E_a$  = La energía anual demandada (kWh);  $T_o$  = 8760 horas ( 1 año).

### 2.7.3 Factor de carga

Es la relación entre la energía consumida y la que se consumiría si el sistema absorbiese constantemente la potencia máxima.

$$C = \frac{P_{\text{med}} \cdot T_o}{P_{\text{máx}} \cdot T_o} = \frac{P_{\text{med}}}{P_{\text{máx}}}$$

### 2.7.4 Potencia conectada

Es la suma de las potencias que figuran en los contratos de los abonados.

### 2.7.5 Factor de simultaneidad (s)

El factor de simultaneidad se define como:

$$s = \frac{P_{\text{máxima}}}{P_{\text{conectada}}}$$

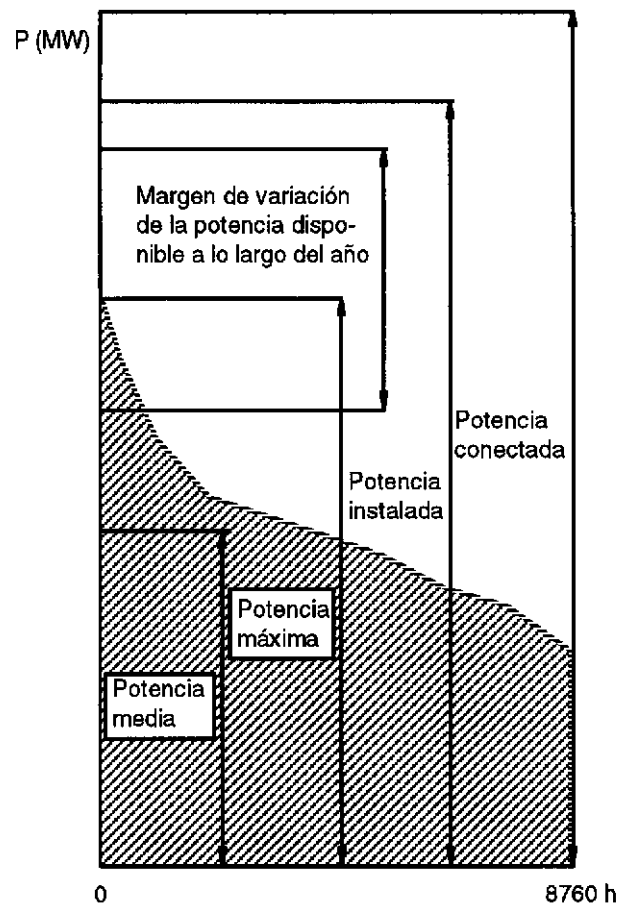
El factor de simultaneidad varía con el número de abonados según la tabla 2.7.5.1.

**Tabla 2.7.5.1** Evolución del factor de simultaneidad con el número de abonados.

Nº de abonados	1	6	13	20	≥ 50
Factor s	1	0,8	0,6	0,5	0,4

## 2.8 Parámetros relativos a la producción

En la figura 2.8.1 se representan algunos parámetros relacionados con la producción.



*Fig. 2.8.1* Curva monótona de producción y parámetros relacionados con la producción.

### 2.8.1 Potencia instalada

Es la suma de las potencias nominales de los grupos generadores que componen el parque de producción.

### 2.8.2 Potencia disponible

Es la suma de las potencias de los grupos generadores con que se puede contar en un momento determinado para cubrir el consumo. Se diferencia de la potencia instalada en la capacidad de los grupos que se encuentran fuera de servicio o en revisión, o que por avería de un componente no pueden funcionar a potencia máxima.

### 2.8.3 Factor de reserva

En ausencia de intercambios de energía, la red debe hacer frente a la demanda de sus propios abonados y en particular a la punta de potencia anual. Pero es evidente que la potencia instalada debe ser en alguna medida mayor que esta demanda máxima, por dos razones fundamentales:

La potencia máxima anual se conoce a priori sólo de una manera estimativa, tanto en lo que concierne a su magnitud como al momento de producirse.

La probabilidad de avería de los grupos generadores durante las horas del año en que se presenta esa demanda máxima es un factor variable dentro de márgenes reducidos.

$$f_r = \frac{P_{\text{disp}}}{P_{\text{máx}}}$$

### 2.8.4 Factor de instalación

Es la relación entre la potencia instalada y la potencia conectada.

$$f_i = \frac{P_{\text{instalada}}}{P_{\text{conectada}}}$$

### 2.8.5 Factor de utilización

Es el cociente entre la energía que ha producido realmente una instalación a lo largo de un determinado periodo de tiempo (generalmente un año) y la que podría haber producido de haber funcionado todo el tiempo a su potencia máxima.



$$f_u = \frac{E_a}{P \cdot T_0} = \frac{P_{med}}{P}$$

$P$  = Potencia nominal del grupo o potencia instalada, en el caso de una central con varios grupos, de una red general.

### 2.8.6 Horas de utilización anual

Se define para cada grupo o central como el número de horas que debería funcionar de forma permanente a su potencia máxima a lo largo de todo el año para producir la misma cantidad de energía  $E_a$ .

$$h_i = \frac{P_{med, i}}{P_{n, i}} \cdot 8760 \text{ h} = f_{u, i} \cdot 8760 \text{ h}$$

## 2.9 Aspectos económicos y técnicos de los medios de producción de electricidad

Las empresas del sector se plantean la producción de energía eléctrica desde una doble perspectiva:

Minimizar los costes de producción.

Afrontar una demanda variable en el tiempo, que tiende a crecer, pero manteniendo una condiciones mínimas de calidad del servicio.

### 2.9.1 Aspectos económicos

*Costes de capital o costes fijos:*

Derivados de la propia capacidad productora instalada.

*Costes de explotación o costes variables:*

Debidos al coste de la energía primaria y a los costes de mantenimiento.

Hipótesis simplificativas:

a) Los costes fijos son proporcionales a la potencia instalada.

- b) Estos costes fijos se mantienen constantes, es decir, cada año se hace repercutir una cantidad constante sobre el coste de producción de la central, que se denominará coste fijo anual.
- c) El precio del combustible, mano de obra, etc., se supondrá constante. En realidad este precio es el valor actualizado de los precios previstos para cada año según la tasa de inflación que se considere.
- d) Los costes variables se supondrán proporcionales a la energía eléctrica producida.

### 2.9.1.1 Costes fijos anuales

Los costes fijos anuales viene dados por la expresión:

$$C_{\text{fijos}} = P_{\text{ins}} \cdot p \cdot i \quad [\text{pta/a}]$$

Siendo:

$P_{\text{inst}}$  = Potencia instalada [kW].

$p$  = Precio del kW instalado actualizado a la fecha de puesta en servicio de la central.

$i$  = Tasa de gastos fijos (cantidad de dinero que hay que pagar anualmente como gasto fijo por cada peseta invertida ).

### 2.9.1.2 Costes variables anuales

Los costes variables anuales viene dados por la expresión:

$$C_{\text{var}} = E_a \cdot c = P_{\text{ins}} \cdot h \cdot c \quad [\text{pta/a}]$$

Siendo:

$E_a$  = Energía total anual [kWh / a].

$c$  = Precio de la energía eléctrica en barras de la central [pta/kWh].

$h$  = Horas de utilización.

### 2.9.1.3 Coste total anual

El coste total anual resulta:

$$C_{\text{tot}} = C_{\text{fijos}} + C_{\text{var}} = P_{\text{ins}} \cdot p \cdot i + P_{\text{ins}} \cdot h \cdot c \quad [\text{pta/a}]$$

Dicho valor representa el coste total anual necesario para mantener en servicio la central produciendo  $E_a$  [kWh/a].

### 2.9.1.4 Coste anual por kW instalado: $c_p$

El coste anual por kilovatio instalado se obtiene como:

$$c_p = \frac{C_{\text{tot}}}{P_{\text{ins}}} = p.i + c.h \quad \left[ \frac{\text{pta}}{\text{kW.a}} \right]$$

En la figura 2.9.1.4.1 se representa la variación de  $c_p$  en función de las horas de funcionamiento.

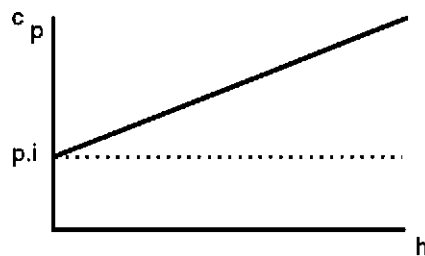


Fig. 2.9.1.4.1 Coste anual del kW instalado en función de las horas de utilización anual.

### 2.9.1.5 Coste anual por kWh producido: $c_e$

El coste anual por kilovatio-hora generado se obtiene como:

$$c_e = \frac{C_{\text{tot}}}{E_a} = \frac{p.i}{h} + c \quad \left[ \frac{\text{pta}}{\text{kWh.a}} \right]$$

En la figura 2.9.1.5.1 se representa la variación de  $c_e$  en función de las horas de funcionamiento.

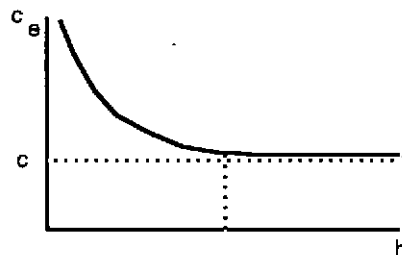


Fig. 2.9.1.5.1 Coste anual del kWh producido en función de las horas de utilización anual.

### 2.9.1.6 Comparación económica de dos centrales con distintos costes fijos y variables

Si representamos los costes  $c_p$  y  $c_e$  de dos centrales A y B en función del número de horas de funcionamiento anual (figura 2.9.1.6.1), se obtiene que, para un tiempo de funcionamiento de  $h_0$  horas, los costes  $c_p$  y  $c_e$  son iguales:

$$h_0 = \frac{P_A \cdot i_A - P_B \cdot i_B}{c_B - c_A} \quad [h]$$

Para valores superiores a  $h_0$ , la central más barata es aquella que tiene el menor coste  $c$  de la energía en barras de la central; en este ejemplo, la central A ( $c_A < c_B$ ).

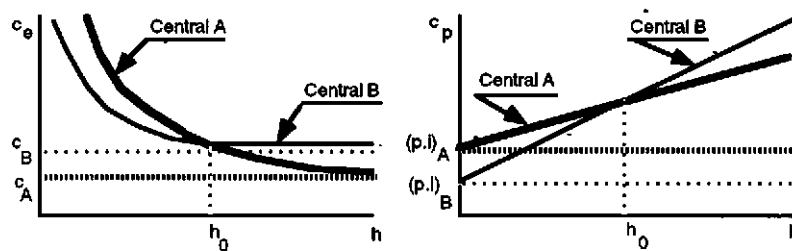


Fig. 2.9.1.6.1 Comparación de los costes anuales del kW instalado y del kWh producido en función de las horas de utilización anual entre dos centrales A y B.

En la figura 2.9.1.6.2 se representan gráficamente los costes anuales por kilovatio de potencia instalada en función de las horas de funcionamiento para distintos tipos de centrales.

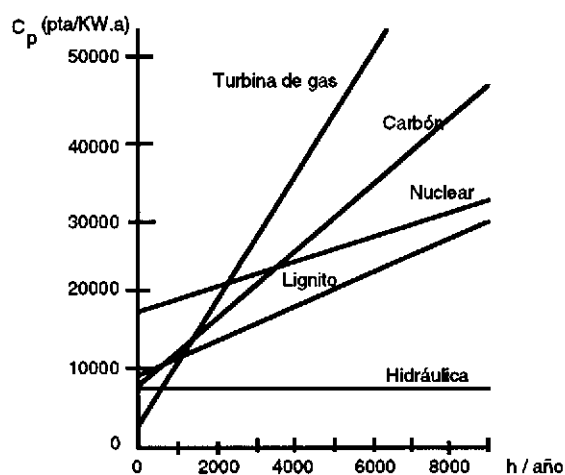


Fig. 2.9.1.6.2 Costes anuales del kW instalado en función de las horas de utilización anual para diversos tipos de centrales.

## 2.10 Aspectos técnicos de los medios de producción de electricidad

Los diversos tipos de grupos de generadores tienen desde el punto de vista técnico unas características propias:

### 2.10.1 Características estáticas

Capacidad de producir energía para cada nivel de potencia.

*Diferencias entre centrales térmicas e hidráulicas:*

*Centrales térmicas:* Disponibilidad de energía primaria ilimitada. Pueden funcionar teóricamente entre la potencia máxima y la potencia de mínimo técnico necesaria para que el proceso de combustión sea estable y para que el vapor tenga unas determinadas condiciones termodinámicas.

*Centrales hidráulicas:* La energía primaria está sujeta a restricciones. Hay una relación entre la potencia generada y la duración de la generación. Su producción puede verse afectada por variaciones del salto y por las disponibilidades de agua en la cuenca, cuyo carácter estocástico puede ser solucionado por una adecuada política de gestión del embalse.

### 2.10.2 Características dinámicas

Capacidad de variar el valor de la potencia instantánea producida.

*Diferencias entre centrales térmicas e hidráulicas:*

Las centrales hidráulicas permiten una mayor velocidad de variación de carga máxima (velocidad de respuesta ante cambios bruscos) que en las térmicas. Las centrales hidráulicas pueden variar la toma de carga hasta valores del orden de:

$$\frac{500\%}{\text{min}}$$

Lo cual equivale a pasar de vacío a plena carga en doce segundos.

También existen diferencias sustanciales en los siguientes aspectos:

- Duración del mantenimiento.
- Tiempo de arranque mínimo.
- Mantenimiento en la red de una reserva de acceso rápido.
- Estabilidad de la regulación cuando aparecen desequilibrios entre la generada y la consumida (intervienen una serie de constantes de tiempo mecánicas, térmicas o hidráulicas y los reguladores de potencia de los diferentes grupos).

Además, no se debe olvidar que los aspectos técnicos tienen repercusiones económicas:

- Costes de combustible durante la puesta en marcha.
- Energía calorífica perdida durante la parada de un grupo térmico.
- Coste de la fatiga a que se someten los materiales de la central cuando la potencia generada sufre considerables variaciones a lo largo del día.
- La variación del rendimiento de la central con el factor de carga.

Por tanto, teniendo en cuenta lo anteriormente expresado, los costes variables no son proporcionales a la energía producida.

## 2.11 La cobertura de la demanda

El parque de producción de electricidad es el conjunto de todos los grupos generadores instalados. Las características de este colectivo, como las de los posibles subconjuntos en que se pueda fraccionar, se deducen de las características de los correspondientes grupos que los constituyen. De acuerdo con ello, es posible identificar, por simple adición, las capacidades de generación máxima y mínima. Para potencias comprendidas dentro de este margen existen infinitas combinaciones posibles de los grupos puestos en funcionamiento y de las potencias instantáneas que cada uno de ellos genera en un momento dado. En el caso de los grupos hidráulicos se deberá tener en cuenta en todo caso la relación entre la potencia generada y la energía producible.

Asimismo, las velocidades de variación de carga de cada conjunto de generadores se puede obtener por suma de los respectivos valores individuales, teniendo en cuenta las máximas variaciones de potencia admisibles en cada unidad. Además de ésta, se pueden definir, para el parque de generación en su conjunto, otras características dinámicas relacionadas con la capacidad de transferencia de la potencia generada de un subconjunto de generadores a otro subconjunto, con motivo, bien de una acción planificada, bien de una avería. El conjunto de estas características dinámicas define la flexibilidad del sistema, es decir, su facilidad de adaptación tanto a los cambios bruscos de demanda como a las alteraciones en el propio sistema de generación.

Estas características estáticas y dinámicas del parque de producción deben ser consideradas en el contexto de la cobertura de la curva de carga. Por parte de los generadores, la capacidad de producción varía de acuerdo con las disponibilidades de agua en las centrales hidráulicas, con las necesidades de mantenimiento y con las interrupciones del servicio a causa de las averías. Por parte de la demanda, el consumo varía de acuerdo con las características vistas anteriormente.

Por todo ello, el problema de cobertura de la curva de carga implica fijar la atención en tres aspectos fundamentales:

- Fiabilidad y continuidad del servicio.
- Flexibilidad del sistema.
- Producción con el mínimo coste.

Entre los tres existe una fuerte interrelación, ya que si bien el primero de ellos afecta sobre todo a la reserva de potencia necesaria en el sistema, la composición del mismo (flexibilidad) y la forma de explotación de los diversos grupos (optimización económica) también influyen sobre la seguridad de la producción.

### 2.11.1 La reserva de potencia

Como ya se ha dicho anteriormente, esta reserva es necesaria en virtud del carácter aleatorio de la demanda de energía y de la capacidad de producción disponible en un instante dado. Se pueden distinguir tres tipos de reserva, que corresponden a tres tiempos de acceso diferentes. Se denomina tiempo de acceso al intervalo que media entre la aparición de la necesidad de una potencia adicional y el instante en que esa necesidad ha sido ya cubierta. De acuerdo con esto se puede hablar de :

- a) *Reserva rodante*: Está constituida por la capacidad de producción de los grupos en funcionamiento (sincronizados con la red) y que en un instante dado no es utilizada. En el caso de un grupo que funciona a  $3/4$  de carga, se dice que éste aporta a la reserva rodante el 25% restante de su potencia nominal. El tiempo de acceso viene determinado por la velocidad de variación de carga de cada grupo y por la consigna que se le dé a los respectivos reguladores de potencia.
- b) *Reserva rápida*: Está constituida por la suma de las potencias de los grupos de arranque rápido (hidráulicos y turbinas de gas) que se encuentran parados. Su tiempo de acceso varía entre 2 y 10 minutos.
- c) *Reserva lenta*: La integran los grandes grupos de centrales térmicas y nucleares desconectadas de la red y que tienen unos tiempos de arranque de varias horas. La reserva lenta actúa en caso de avería en grandes unidades una vez que las centrales de reserva rápida se han hecho cargo provisionalmente de la producción.

La determinación de la reserva necesaria en el sistema eléctrico es un problema de muy compleja resolución en el que se hace intervenir las probabilidades de avería de cada grupo (ésta puede ser constante o función del tiempo que la central ha funcionado previamente de forma ininterrumpida), de la función de distribución de los tiempos de avería y reparación, del nivel de fiabilidad que se desea alcanzar y por supuesto, del nivel de potencia generada en cada instante (cuando la producción aumenta, el número de centrales en funcionamiento también aumenta, y por lo tanto, la probabilidad de fallo en una de ellas).

Dentro de un horizonte temporal más amplio hay que considerar el plan de revisiones programadas de los diferentes grupos. Para ello se acude al hecho de que la demanda de electricidad presenta un mínimo anual que en España tiene lugar en verano. Esto permite el escalonar a lo largo del año las paradas programadas de las diversas centrales para proceder al mantenimiento preventivo de las mismas.

### 2.11.2 Flexibilidad del sistema

La cobertura de la curva de carga implica no sólo que el sistema de producción pueda cubrir la punta máxima de consumo, o el total de la energía demandada por los consumidores, sino también que pueda adaptarse permanentemente a las variaciones de carga máximas que se puedan presentar, pues de lo contrario se producirían graves desequilibrios de potencias con consecuencias desastrosas para el conjunto de la red.

Para cuantificar los requisitos de flexibilidad del sistema se requiere conocer la evolución del consumo, pero en este caso basta con conocer los datos de la curva de carga diaria ya que es la única que refleja las variaciones reales de la potencia demandada.

Se puede realizar una estimación aproximada que da resultados algo pesimistas, admitiendo que el parque de producción está compuesto por grupos de características homogéneas, con un mínimo técnico del 30% de la potencia máxima y que todas las máquinas varían su producción proporcionalmente a la potencia demandada.

Si con todos los grupos a plena carga se cubre la potencia máxima y las velocidades de variación de la potencia son iguales para todos, esta velocidad será, en %/min:

$$v = \frac{\frac{\Delta C}{\Delta t}}{C_M - C_m} \cdot \frac{P_M - P_m}{P_M} \cdot \frac{100}{60} \quad \left[ \frac{\%}{\text{min}} \right]$$

Siendo:

$P_M$  = La potencia máxima de cada grupo.

$P_m$  = La potencia de mínimo técnico.

$C_M$  = La punta de consumo máxima diaria.

$C_m$  = La punta de consumo mínima diaria.

$\Delta C/\Delta t$  = El máximo gradiente horario de variación del consumo.

La velocidad de variación máxima de la carga de la red española es del orden del 42,1 %/min. Valor muy elevado y que sobrepasa en un orden de magnitud la capacidad de regulación de las centrales térmicas, y es el doble de la velocidad admitida en centrales nucleares.

Pero además de esta evolución "regular" del consumo, hay que tener en cuenta las perturbaciones introducidas en los hábitos de consumo de los abonados como consecuencia de sucesos esporádicos, tales como determinadas retransmisiones de televisión o reducciones bruscas de luminosidad a causa de las tormentas, que pueden provocar oscilaciones de hasta 500 MW en periodos de tiempo muy cortos.

Estos datos, junto con el elevado número de regulaciones de potencia diarias que deben llevar a cabo, pone de manifiesto la necesidad de disponer de un conjunto de turbinas de fácil regulación, con gran velocidad de respuesta, amplios márgenes, y que no se vean afectadas en su funcionamiento por el hecho de funcionar de forma casi permanente en régimen variable.

### 2.11.3 Secuenciamiento óptimo de grupos

Con anterioridad ya se ha mostrado la forma típica de la curva de carga anual. De manera totalmente análoga se podrían construir curvas monótonas de consumo semanales o mensuales. Si se desprecian las pérdidas, los intercambios y los consumos propios, estas curvas representan también la producción durante dicho período.



Para potencias inferiores a la mínima anual, la producción se extiende a lo largo de las 8760 horas que tiene el año. Ahora bien, esto no quiere decir que haya grupos funcionando ininterrumpidamente a lo largo del mismo. Debido a los tiempos de parada programados para el mantenimiento y la revisión, incluso ante la ausencia de paradas forzadas por averías, el factor de utilización de las centrales excepcionalmente excede el 80% (7000 h/a).

Este hecho requiere que a lo largo del año hayan entrado en funcionamiento un número de centrales o grupos mayor del que sería necesario si esta indisponibilidad no existiese. Es decir, a lo largo del año se necesita acudir a la reserva lenta de potencia durante los períodos de revisión. Por tanto, la suma de las potencias unitarias de los grupos que en algún momento del año han entrado en funcionamiento será mayor que la potencia máxima de la demanda (figura 2.11.3.1).

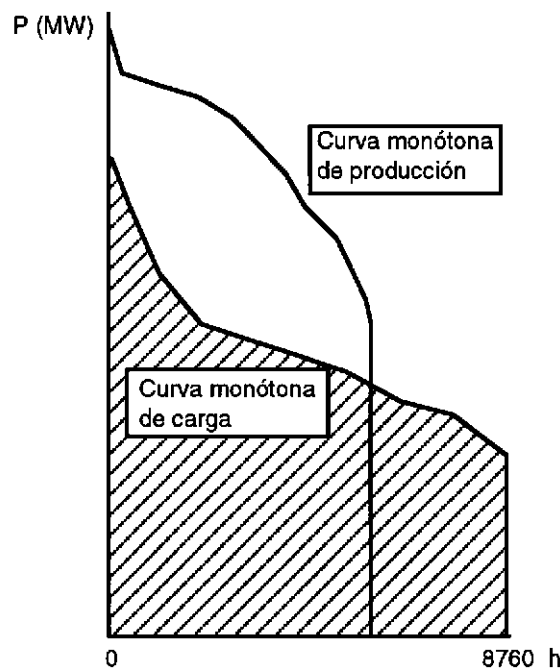


Fig. 2.11.3.1 Curvas monótonas de demanda y de producción.

Evidentemente, en las anteriores hipótesis (pérdidas nulas, etc), la energía correspondiente a cada curva, expresada por el área bajo la misma, debe ser igual en ambos casos.

### 2.11.3.1 Etapas en la planificación del secuenciamiento de los grupos generadores

Para poder llevar a cabo una buena cobertura de la demanda es necesario realizar una planificación del secuenciamiento de los grupos, que debe constar de las siguientes etapas:

- a) Definir la composición del parque de producción, teniendo en cuenta las nuevas unidades que se prevé entren en servicio en el período considerado y las que se deban dar de baja.
- b) Llevar a cabo una previsión de la demanda por períodos semanales o mensuales. En dicha previsión se han de incluir: potencias máxima y mínima en cada periodo y la forma típica de las curvas de carga .
- c) Establecer un plan de revisiones programadas conservando en todo momento una cierta reserva de potencia y de energía, respecto de los correspondientes valores de la demanda.
- d) Asignar a los grupos de que se dispone en cada período las zonas de la curva de carga diaria que deben cubrir (base, intermedia o puntas) y el orden de prioridades de los grupos.

Este secuenciamiento se lleva a cabo en varias etapas. Inicialmente las centrales se ordenan según costes específicos de producción crecientes, de forma que las contribuciones de cada grupo en la curva de carga se representan por una serie de bandas horizontales cuya altura equivale a la potencia nominal respectiva, disminuida en un pequeño porcentaje para tener en cuenta las posibles indisponibilidades (figura 2.11.3.1.1).

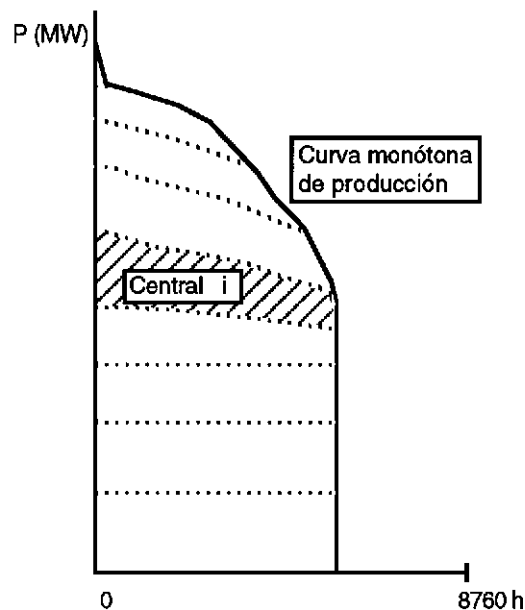


Fig. 2.11.3.1.1 Curva monótona de producción a partir de las curvas de producción - tiempo de las diferentes centrales a lo largo del año.

Dicho secuenciamiento debe ser corregido posteriormente para tener en cuenta otra serie de factores, como son los mínimos técnicos de funcionamiento, los costes de arranque de los grupos con régimen intermitente, las no-linealidades en el consumo de combustible para diferentes índices de carga o las disponibilidades de energía en los embalses de las centrales hidráulicas.

Además, este secuenciamiento debe actualizarse cuando aparezcan contingencias durante la explotación, como podrían ser averías que afecten al sistema de generación, transporte y distribución o variaciones bruscas e imprevistas de la demanda del sistema.

### 2.11.4 El despacho económico

Por despacho económico de un sistema eléctrico se entiende el proceso de carga de cada grupo generador acoplado a la red de modo que el coste de producción sea mínimo. Supongamos por ejemplo, que se dispone de dos centrales térmicas A y B ubicadas en el mismo lugar, o en lugares equivalentes desde el punto de vista de la carga, para alimentar un sistema eléctrico (figura 2.11.4.1) y que conocemos los costes de producción de las dos centrales (figura 2.11.4.2), las restricciones de carga mínima y máxima y que la demanda del sistema en un momento dado es de 1000 MW.

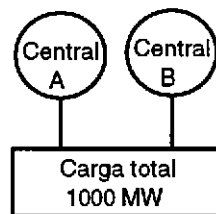


Fig. 2.11.4.1 Sistema de suministro de energía eléctrica.

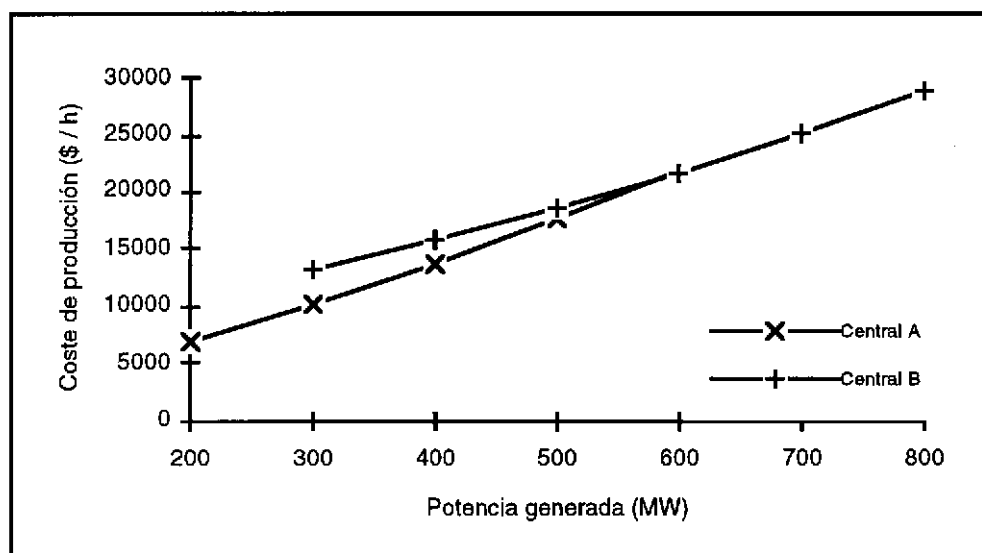


Fig. 2.11.4.2 Característica del coste de producción de una central térmica.

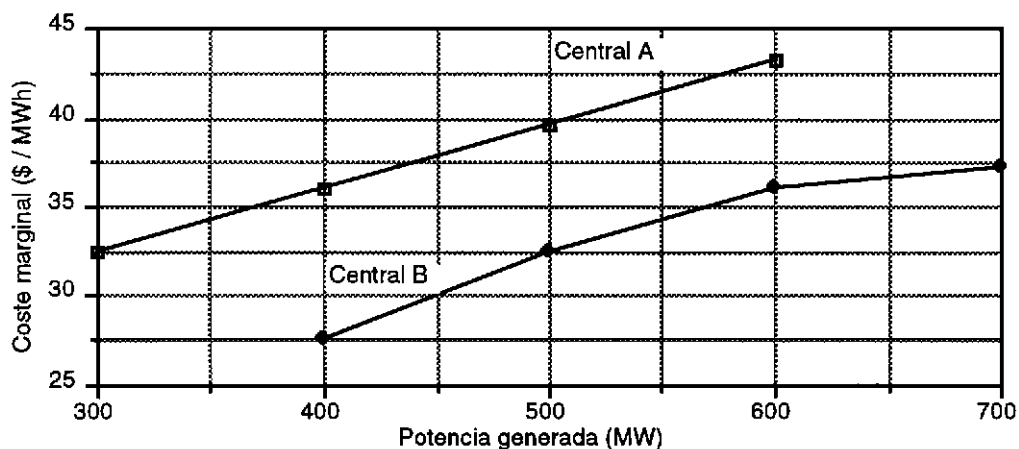
Existen múltiples posibilidades de suministrar a la carga la potencia necesaria a base de las dos centrales. Una de las soluciones posibles sería por ejemplo que las centrales A y B suministren 200 MW y 800 MW respectivamente. En tal caso, el coste total de producción del sistema es de 35760 \$ /h. Sin embargo, esta solución según se desprende de la tabla 2.11.4.1 no sería la más económica. El despacho más económico tiene lugar cuando las centrales A y B suministran 400 MW y 600 MW respectivamente.

**Tabla 2.11.4.1** Posibilidades de alimentar una carga de 1000 MW mediante las centrales A y B cuyas características de producción se dan en la figura 2.11.4.2.

Central A (MW)	Central B (MW)	Costes A \$/h	Costes B \$/h	Total A+B \$/h	Incr. coste A \$/h (+)	Incr. coste B \$/h (-)	Incr. Coste (A+B) \$/h
200	800	6840	28920	35760			
300	700	10080	25200	35280	3240	3720	480 (-)
400	600	13680	21600	35280	3600	3600	0
500	500	17640	18480	36120	3960	3240	720 (+)
600	400	21960	15720	37680	4320	2760	1550 (+)

Dividiendo el incremento del coste al variar la potencia, por ejemplo en 100 MW, por dicha potencia se obtiene el coste marginal de producción. El coste marginal de producción (\$/MWh) de una central determinada representa el coste de cada unidad adicional de energía generada (MWh) para un nivel de carga determinado (MW).

El coste total de producción de un sistema se reduce al mínimo cuando todas las centrales o unidades generadoras se cargan de modo que sus costes marginales sean los mismos (figura 2.11.4.3). Resulta obvio el que dos unidades que estén trabajando con el mismo coste marginal no tienen porque suministrar la misma potencia, así como que dos centrales idénticas situadas en lugares diferentes pueden tener cargas diferentes para satisfacer las pérdidas de transporte.



**Fig. 2.11.4.3** Costes marginales de producción de dos centrales A y B.

A veces no es posible mantener todas las unidades con el mismo coste marginal debido a sus límites de despacho superior e inferior.

El coste marginal con que trabaja un sistema para un nivel determinado de carga del mismo se designa como  $\lambda$  del sistema. Las unidades generadoras que integran dicho sistema deberán trabajar con un coste marginal igual o muy similar a la  $\lambda$  del sistema si no están operando en el límite de despacho. Al cambiar la demanda del sistema también cambia la  $\lambda$  del sistema y como se distribuye la carga entre las distintas unidades generadoras para optimizar los costes de producción.

Para el cálculo del despacho económico de las unidades acopladas en un momento dado se sigue el diagrama de flujo de la figura 2.11.4.4.

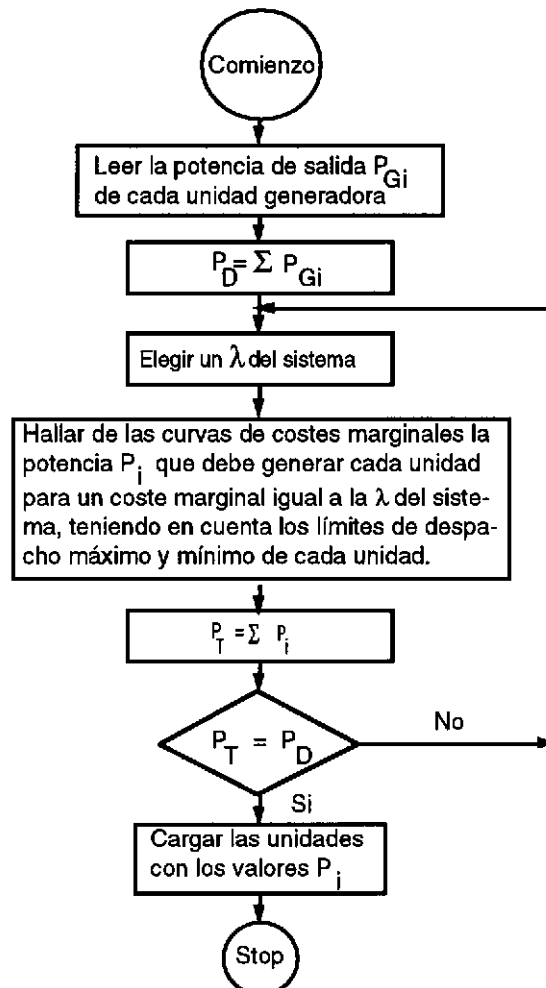


Fig. 2.11.4.4 Diagrama de flujo simplificado de un cálculo de despacho económico.

## 2.12 Bibliografía

- [1] Edelman, Hans; Theilsiefje, Klaus: *Optimaler Verbundbetrieb in der elektrischen Energieversorgung*. Springer-Verlag Berlin 1974.
- [2] Bauer, H.; Theilsiefje, Klaus: *Economical Considerations in de Planning and Design of Storage -Stations*. Latin American Electric Power Seminar, Mexico City, 31/07/-12/08/1961.
- [3] Neumann, Klaus: *Dynamische Optimierung*. Bibliographisches Institut. Mannheim, 1969.

## Capítulo 3 Elementos hidrológicos e hidrodinámicos de un aprovechamiento hidráulico

### 3.1 Utilización de la energía hidráulica

Parte de la energía del agua que evoluciona siguiendo el ciclo hidrológico de la naturaleza se puede aprovechar para obtener trabajo útil, por ejemplo, por medio de una turbina, en vez de dejar que se pierda en rozamientos, excavación del fondo del río y acarreo de materiales. La energía cinética del agua de un río no suele exceder de los 20 J/kg, mientras que, por el contrario, la energía potencial puede llegar a valores del orden de los 3.000 J/kg.

Si consideramos un tramo de un río y en él hacemos un corte longitudinal entre los puntos A y B (figura 3.1.1) aplicando la ecuación de Bernoulli entre ambos puntos se obtiene:

$$\Delta z = z_A - z_B$$

Representando  $\Delta z$  las pérdidas entre los puntos A y B.

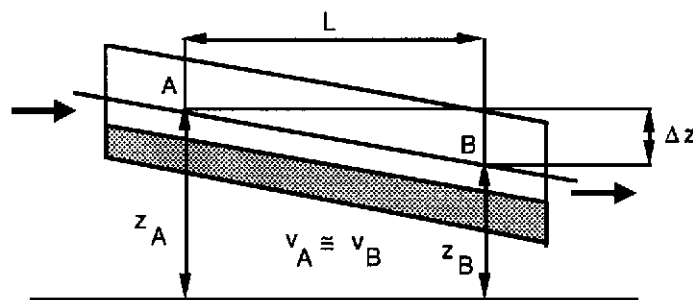


Fig. 3.1.1 Pérdidas en el curso de un río.

### 3.2 Métodos de la reducción de pérdidas

Existen básicamente dos métodos para reducir las pérdidas que se nos presentan en el curso de un río:

- a) Interceptación de la corriente por medio de una presa.
- b) Desviación de la corriente.

### 3.2.1 Intercepción de la corriente por medio de una presa

La construcción de una presa en un río eleva el nivel del mismo, lo que se traduce en una disminución de la pendiente del mismo y la consiguiente ralentización de la corriente, disminuyendo por tanto las pérdidas (figura 3.2.1.1).

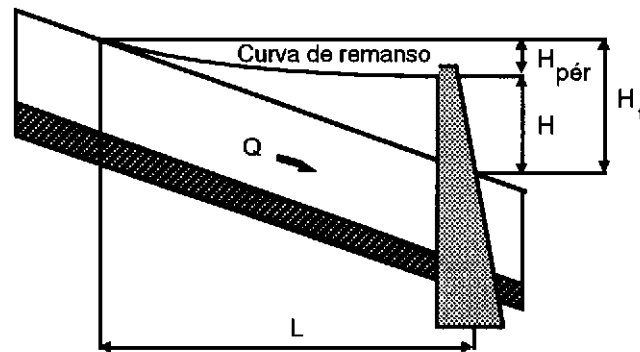


Fig. 3.2.1.1 Intercepción de la corriente por una presa.

### 3.2.2 Desviación de la corriente

La corriente de agua se intercepta por medio de un dique y se desvía por medio de un canal o un conducto artificial a la central, de donde, una vez turbinada, desagua en el propio río a una cota inferior, tal como se indica en la figura 3.2.2.1.

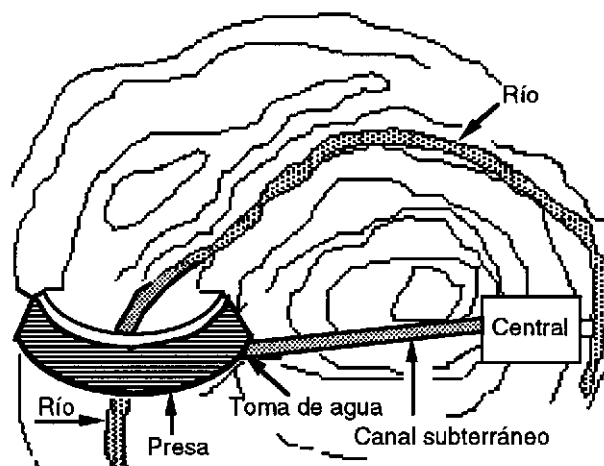


Fig. 3.2.2.1 Desviación de la corriente para el aprovechamiento hidráulico de un meandro de un río.



### 3.3 Elementos hidrológicos e hidrodinámicos de un aprovechamiento hidráulico

Para conocer la energía y la potencia aprovechables de un salto de agua hay que conocer una serie de datos sobre las condiciones:

*Hidrológicas:* Régimen de lluvias.

*Hidrodinámicas:* Facilidad de acumulación y de regulación, y desnivel.

#### 3.3.1 Datos característicos más importantes

##### 3.3.1.1 Cuenca hidráulica o afluente

La superficie en km<sup>2</sup>, proyectada sobre el plano horizontal, tal que las aguas recogidas en ella vayan al salto.

##### 3.3.1.2 Caudal específico

Volumen medio recogido en un intervalo de tiempo de un segundo por cada km<sup>2</sup> de la cuenca. (l/s.km<sup>2</sup>)

##### 3.3.1.3 Salto o altura

Tal como se indica en la figura 3.3.1.3.1, cabe distinguir:

*Salto legal o de la concesión:*

Es la diferencia de nivel entre las películas muertas del agua arriba y abajo del mecanismo motor ( $H_c$ ).

*Salto bruto disponible:*

Es la diferencia de nivel entre el depósito acumulador o cámara de carga y la salida del agua del cono difusor ( $H_b$ ). En las de agua fluyente,  $H_b = H_c$ .

*Salto motor:*

Es la altura que hay entre el nivel del líquido en el depósito acumulador (en un momento dado) y la salida del agua del cono difusor de la turbina ( $H_m$ ).

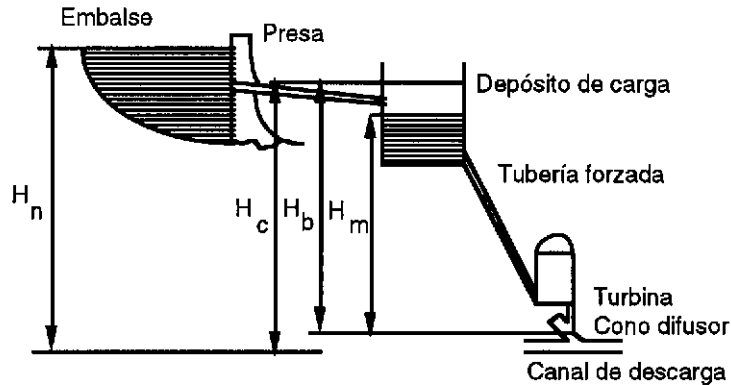


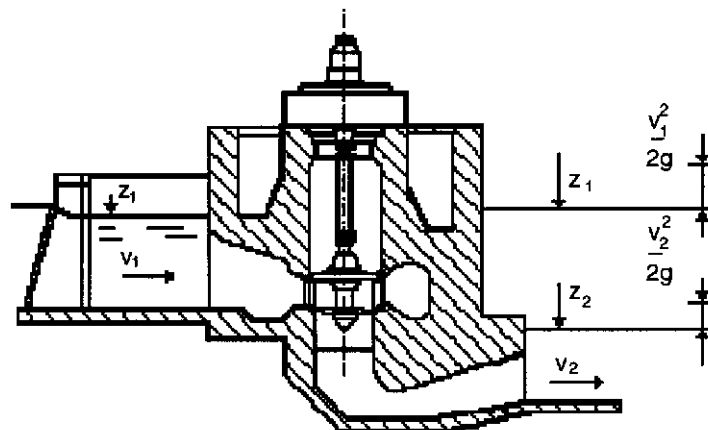
Fig. 3.3.1.3.1 Representación gráfica de las distintas alturas.

*Salto neto:*

Es la altura del salto aprovechable por la turbina, y es igual al salto útil menos las pérdidas de carga que tienen lugar a lo largo de la conducción forzada, debidas a la embocadura en la cámara de carga, tubería, codos, reducciones, válvulas, etc.

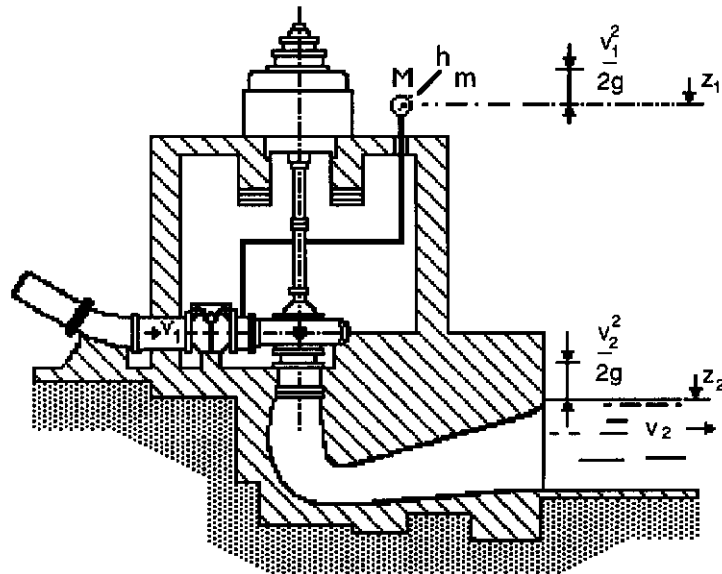
### 3.3.1.3.1 Salto en los distintos tipos de turbinas

En las figuras 3.3.1.3.1.1 a 3.3.1.3.1.3 se representa cómo se evalúa el salto motor para los distintos tipos de turbinas e instalaciones hidráulicas.



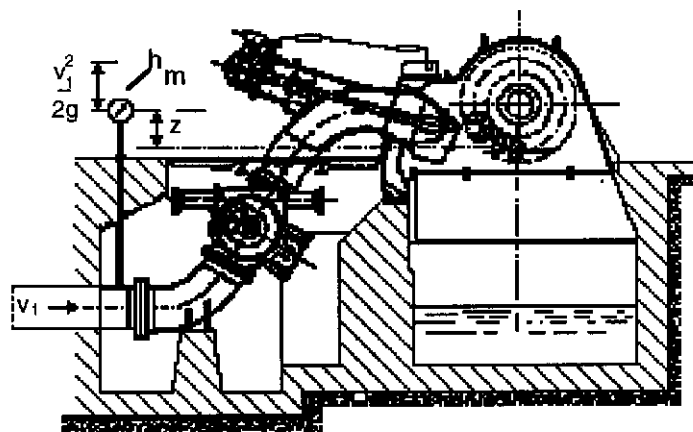
$$H_m = z_1 - z_2 + \frac{v_1^2}{2g} - \frac{v_2^2}{2g}$$

Fig. 3.3.1.3.1.1 Turbina de reacción, cámara libre.



$$H_m = z_1 - z_2 + \frac{v_1^2}{2g} - \frac{v_2^2}{2g} + h_m$$

Fig. 3.3.1.3.1.2 Turbina de reacción, cámara forzada.



$$H_m = h_m + z + \frac{v_1^2}{2g}$$

Fig. 3.3.1.3.1.3 Turbina de acción.

### 3.3.1.4 Caudal

Al analizar la potencia producible por una central hidráulica no basta con tener en cuenta la altura del salto, sino también el caudal que se va a poder turbinar. Este dependerá en cada momento de las condiciones particulares de la cuenca hidráulica, cosa que habrá de tenerse en cuenta a la hora de realizar el proyecto de nuevas instalaciones o la modificación de las existentes.

Las cantidades de agua caídas en una cuenca varían de año en año y se reparten desigualmente a través de los meses. Pero no toda el agua precipitada puede utilizarse, dado que una parte de ella es absorbida por la vegetación, otra parte se infiltra en el subsuelo, pudiendo incluso, en algunos casos, aflorar posteriormente en una cuenca distinta. Sin embargo, este último efecto, al contrario que la evaporación, no afecta a la cantidad total de agua utilizable en el conjunto. El resto de la precipitación corre superficialmente y se denomina *escorrentía*.

*Coefficiente de escorrentía de una cuenca.* Se define como el cociente entre el caudal del río y el volumen total del agua precipitada sobre dicha cuenca.

No todo el agua de escorrentía es utilizable. Las lluvias intensas dan grandes caudales de crecida durante un corto número de días y no resulta rentable dimensionar las instalaciones para estas situaciones excepcionales, debiendo en este caso verter el resto sin ningún aprovechamiento. Para un conocimiento preciso de la energía producible por un río es preciso recurrir a la elaboración de series cronológicas de datos sobre el caudal, y esto se lleva a cabo mediante los aforos.

La manera más frecuente de realizar estos aforos consiste en disponer un vertedero de pared delgada situado a todo lo ancho del río (figura 3.3.1.4.1a). Construido éste, basta con tener junto a él una escala graduada que mida el nivel del río. Como las alturas del vertedero están ligadas a la velocidad del agua, no es necesario medir ésta, pues las fórmulas del vertedero dan directamente el caudal. Las estaciones de aforos deben ser taradas periódicamente, porque las avenidas pueden provocar modificaciones del lecho del río.

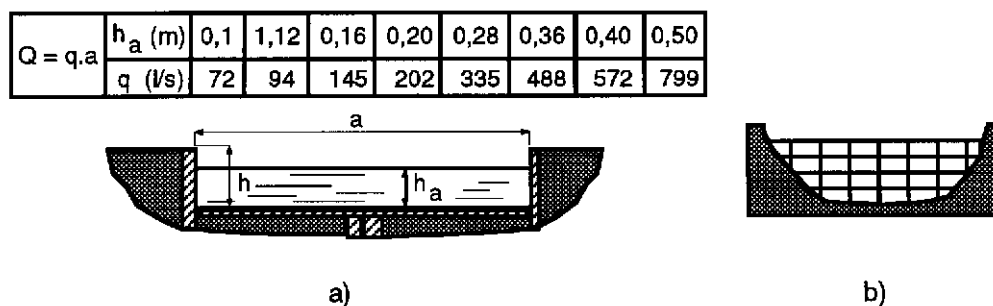


Fig. 3.3.1.4.1 Medida del aforo mediante: a) Vertedero de pared delgada; b) Molinetes dispuestos en los centros de las cuadrículas en que se supone dividida una sección transversal del cauce del río.

Otra posibilidad de realizar el aforo es mediante molinetes independientes, situados sobre una sección transversal del río, que dan la velocidad del agua en cada punto. Para hallar el caudal se divide la sección del río en una retícula con un molinete en cada cuadro y la velocidad que marca se toma como media en dicha cuadrícula; obteniéndose el caudal total como suma de todos los productos del área de cada cuadrícula (figura 3.3.1.4.1b), por la velocidad media respectiva en la misma.

### 3.3.1.5 Irregularidades del régimen hidráulico

Las características de un río no se conocen suficientemente hasta que no se dispone de un gran número de datos a lo largo de varios años (del orden de los 20 años o superior). Se pueden obtener correlaciones entre los caudales y las precipitaciones, datos estos que son normalmente mejor conocidos. A partir de todos ellos se puede determinar el régimen hidráulico del río y la influencia de los principales factores que le afectan, y que determinan su irregularidad. Se pueden distinguir tres tipos de irregularidades: diaria, estacional y anual.

*Irregularidad diaria.* Es máxima en los cursos de agua alimentados principalmente por glaciares, ya que la fusión de la nieve es mucho más acentuada por el día que por la noche. El retardo asociado a este proceso hace que el caudal máximo diario se presente hacia las últimas horas de la tarde y el mínimo hacia el mediodía.

*Irregularidad estacional.* Es máxima en los torrentes de montaña, en los cuales el estiaje ocurre en invierno (*régimen glacial*) o en las regiones áridas o semidesérticas, presentándose en este caso el estiaje durante los meses de verano (*régimen pluvial*). Cuando el río está alimentado por las nieves de las grandes alturas y por las lluvias de las alturas medias se habla de *régimen mixto*, estiajes en invierno y verano (figura 3.3.1.5.1).

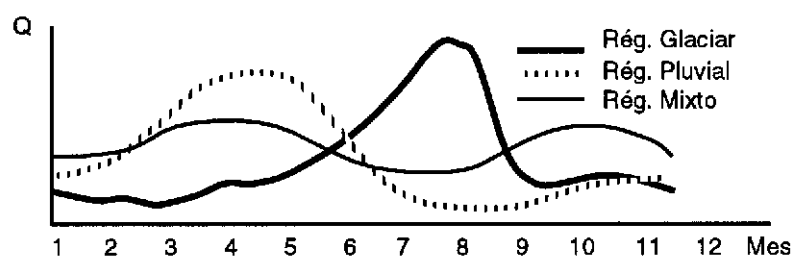


Fig. 3.3.1.5.1 Representación gráfica de los diferentes cursos de agua.

*Irregularidad anual.* Es mucho menos pronunciada, ya que el ciclo se repite de una manera más o menos constante todos los años.

### 3.3.1.6 Hidrógrafa de una estación fluvial o curva de caudales medios diarios

Es la curva que tiene por abscisas los días del año y como ordenadas los caudales medios diarios. Mayor interés tiene la hidrógrafa del año medio, que resume los aforos realizados durante 20 años, por ejemplo (cuantos más años mejor); en ella para el día 10 de septiembre,

por ejemplo, se toma como caudal la media aritmética de los caudales aforados el 10 de septiembre de estos 20 años.

El caudal disponible en una central se regula muchas veces mediante un embalse. La determinación del volumen del embalse necesario se hace también con ayuda de las hidrógrafas (o curvas cronológicas anuales) (figura 3.3.1.6.1).

Si sobre la hidrógrafa del año medio se traza una línea horizontal, que representa el caudal requerido, como se ha hecho en la figura 3.3.1.6.1, se tendrá una idea del déficit de caudal que tiene que compensarse con el embalse, como se representa en la misma figura.

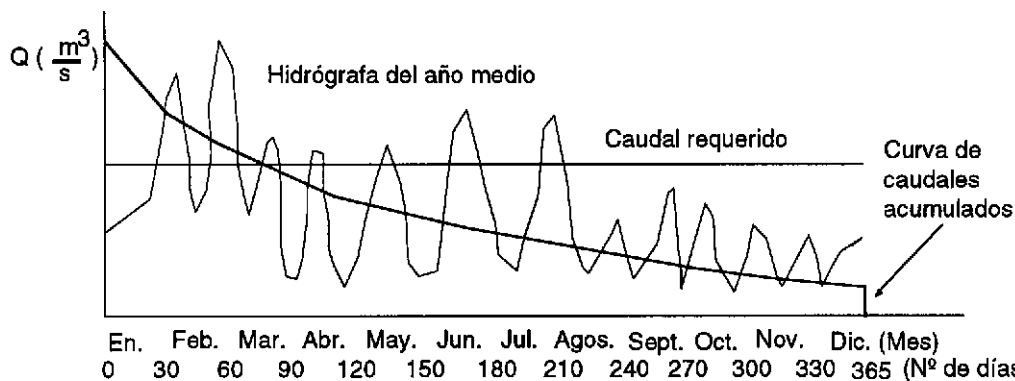


Fig. 3.3.1.6.1 Hidrógrafa o curva cronológica anual de una estación fluvial y curva de caudales acumulados.

### 3.3.1.7 Curva monótona de caudales acumulados

Se obtiene de la hidrógrafa anual sumando para cada nivel de caudal el número de horas que dicho caudal se ha igualado o superado a lo largo del año (figura 3.3.1.6.1)

### 3.3.1.8 Caudal de estiaje o limite inferior

Es aquel caudal que corresponde a la abscisa 355 días en la curva de caudales acumulados (figura 3.3.1.11.1).

### 3.3.1.9 Caudal máximo

Es aquel caudal que corresponde a la abscisa 10 días en la curva de caudales acumulados (figura 3.3.1.11.1).

### 3.3.1.10 Caudal semipermanente

Es aquel caudal que corresponde a la abscisa 180 días en la curva de caudales acumulados (figura 3.3.1.11.1).

### 3.3.1.11 Caudal medio o módulo del caudal

Cociente entre volumen anual recogido y el número de segundos del año (figura 3.3.1.10.1).

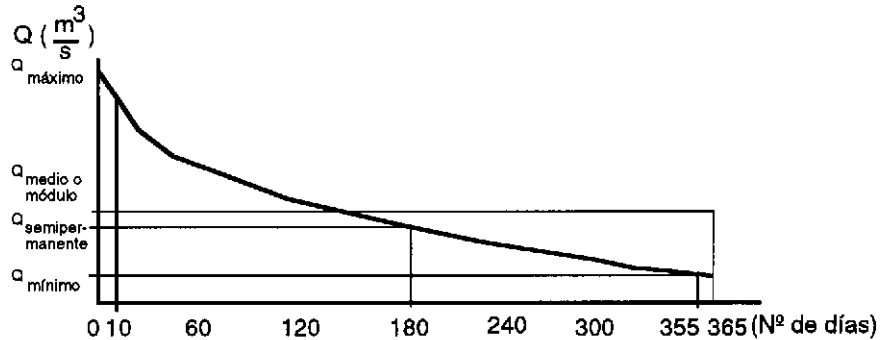


Fig. 3.3.1.11.1 Curva monótona anual de caudales acumulados.

A partir de la curva monótona anual de caudales acumulados se puede determinar el caudal de equipamiento de la central hidroeléctrica (figura 3.3.1.11.2).

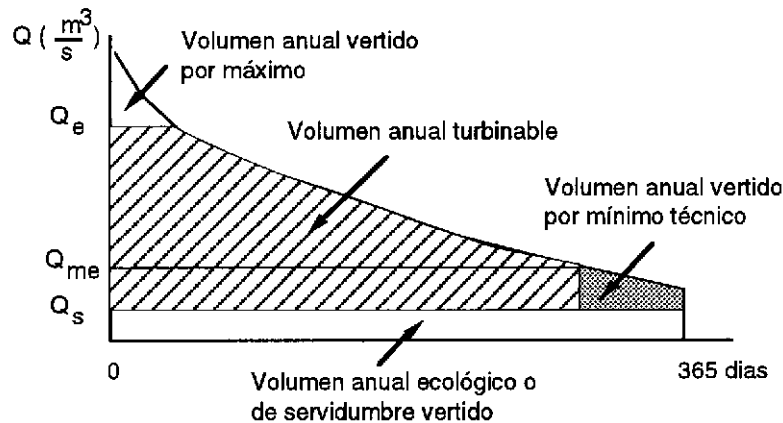


Fig. 3.3.1.11.1 Determinación del caudal de equipamiento.  $Q_s$  = Caudal ecológico o de servidumbre;  $Q_{me}$  = Caudal de equipamiento mínimo;  $Q_e$  = Caudal de equipamiento.

La relación entre el caudal de equipamiento y el caudal de equipamiento mínimo depende del tipo de turbina empleado:

$$Q_{me} = k \cdot Q_e$$

Los valores del factor  $k$  para los distintos tipos de turbinas son respectivamente: turbinas Pelton  $k = 0,10$ ; turbinas Kaplan  $k = 0,25$ ; turbinas Pelton  $k = 0,40$ .

### 3.3.1.12 Potencia de la concesión

Es la potencia que teóricamente se podrá obtener durante todo el año de forma continua. También se la designa como potencia legal, media o nominal.

$$P_c = \frac{1}{T} \int_0^T \rho \cdot g \cdot Q \cdot H_c \cdot dt$$

Siendo:

$P_c$  = Potencia de la concesión (W).

$Q$  = Caudal ( $m^3/s$ ).

$\rho$  = Densidad del fluido (para el agua  $\rho = 1.000 \text{ kg}/m^3$ ).

$g$  =  $9,81 \text{ m}/s^2$ .

$H_c$  = Altura de la concesión (m).

$T$  = Tiempo (s) ( $1 \text{ a} = 31,536 \cdot 10^6 \text{ s}$ ).

Sustituyendo los valores para el agua se obtiene:

$$P_c = \frac{9810}{T} \int_0^T Q \cdot H_c \cdot dt$$

### 3.3.1.13 Potencia efectiva

La potencia efectiva se obtiene como:

$$P_e = \eta_{\text{tubería forzada}} \cdot \eta_{\text{turbina}} \cdot \eta_{\text{generador}} \cdot P_c = \eta_{\text{total}} \cdot P_c$$

### 3.3.1.14 Potencia máxima

Es la potencia que puede obtenerse de los generadores en servicio continuo en las condiciones más favorables de salto y caudal.

$$P_{\text{máx.}} = 9,81 \cdot 10^3 \cdot Q_{\text{máx.}} \cdot H_{\text{máx.}} \cdot \eta_{\text{total}} \text{ [W]}$$

### 3.3.1.15 Potencia instalada

Es la suma de las potencias de placa de las máquinas instaladas en la central. En las centrales hidráulicas cuya misión es abastecer un centro de consumo la potencia instalada será la potencia mínima para cubrir las necesidades de las mismas. Sin embargo, si lo que se desea es vender la energía producida, la potencia instalada será la que corresponda al caudal de equipamiento máximo:

$$P_{\text{Instalada}} = P_{\text{máxima}}$$



### 3.3.1.16 Energía hidráulica de la concesión

Es la energía teórica que se puede obtener durante un año.

$$E_C = P_C \cdot T \quad [\text{J}]$$

### 3.3.1.17 Energía efectiva

La energía efectiva se obtiene como:

$$E_e = \eta_{\text{total}} \cdot E_C$$

Expresado este valor en función del caudal recogido durante un año, para un rendimiento total de 78 %, y en kWh, se obtiene la fórmula práctica aproximada de:

$$E_e = \frac{Q_a \cdot H_m}{470} \quad [\text{kWh}]$$

Siendo:

$Q_a$  = Volumen de agua recogido durante un año ( $\text{m}^3$ ).

$H_m$  = Salto motor en (m).

$\eta_{\text{total}} = 0,78$ .

## 3.4 Obras en un aprovechamiento hidráulico

En general, un aprovechamiento hidráulico requiere cuatro tipos de obras diferentes, tal como se representa en la figura 3.4.1.

- a) Obras de retención
- b) Obras de toma de agua
- c) Obras de derivación (Canal o conducto cerrado)
- d) Obras de la central



Fig. 3.4.1 Obras en un aprovechamiento hidráulico.

### 3.4.1 Presas hidráulicas

Los diferentes tipos de diques que se emplean para obtener un valle se pueden clasificar atendiendo a su forma de trabajo en dos grupos:

a) de gravedad,

b) de bóveda.

*De gravedad:* El par de vuelco producido por el empuje del agua se ve compensado por el par antagonista de la reacción que el suelo ejerce sobre la presa. La estabilidad de ésta se confía a su propio peso y al esfuerzo del terreno sobre el que se apoya (figura 3.4.1.1).

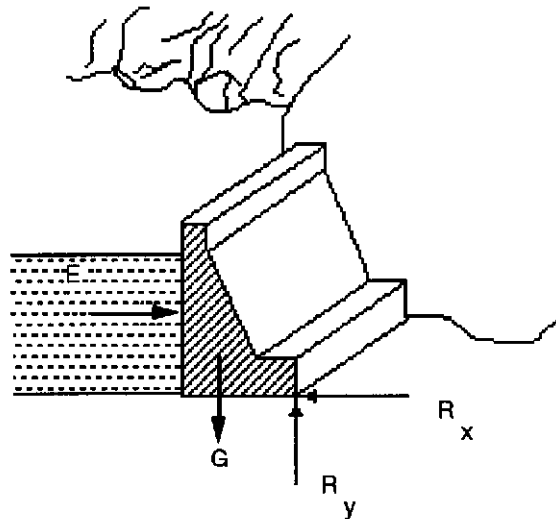


Fig. 3.4.1.1 Presa de gravedad.

*De bóveda:* En este tipo de presas, el principio de funcionamiento consiste en transmitir el esfuerzo debido al empuje del agua a las laderas del valle, por lo que, para que esto ocurra, la presa deberá tener una cierta curvatura, de tal modo que se transmita la componente horizontal del empuje hacia los laterales del valle (figura 3.4.1.2).

Las presas hidráulicas pueden estar construidas con:

a) material incoherente,

b) material coherente.

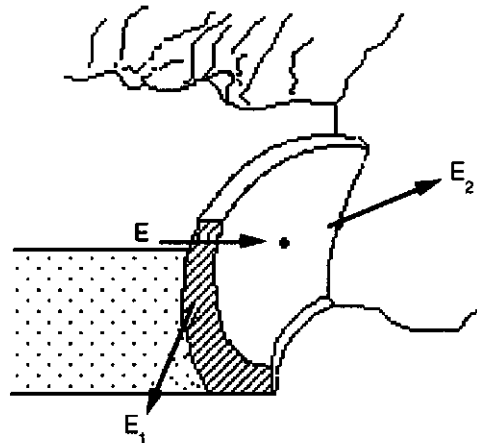


Fig. 3.4.1.2 Presa de bóveda.

### 3.4.1.1 Presas de material incoherente

En este grupo se distinguen las presas construidas con:

- tierra,
- escollera,
- mixtas.

En la figura 3.4.1.1.1 se representa una sección de una mixta.

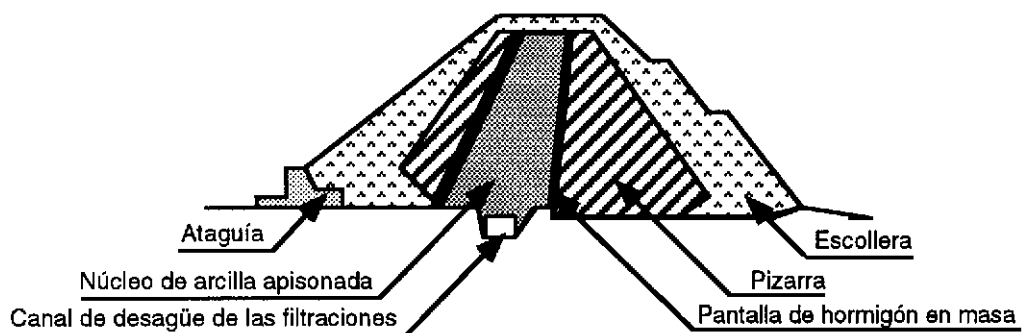


Fig. 3.4.1.1.1 Corte transversal de una presa mixta. (Altura desde la base a la coronación del orden de los 11 m; no suele ser superior a los 30 m).

### 3.4.1.2 Presas de material coherente

Estas presas se construyen con hormigón. Dentro de este grupo se encuentran:

Presas de gravedad (figura 3.4.1.2.1).

Presas de arco o bóveda (simple o múltiple con contrafuertes) (figuras 3.4.1.2.2 a y b).

Presas de gravedad aligeradas con contrafuertes (figura 3.4.1.2.3).

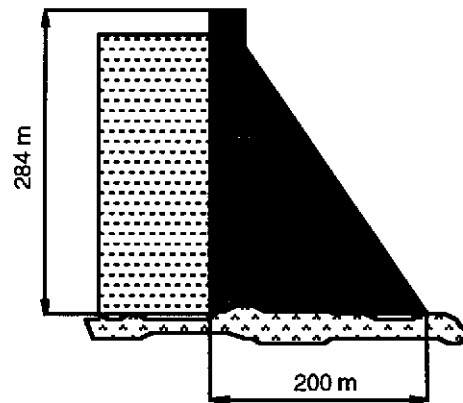


Fig. 3.4.1.2.1 Presa de gravedad de Dixence(Suiza). (Longitud de la coronación 750 m . Capacidad del embalse  $400 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ . Salto 1800 m).

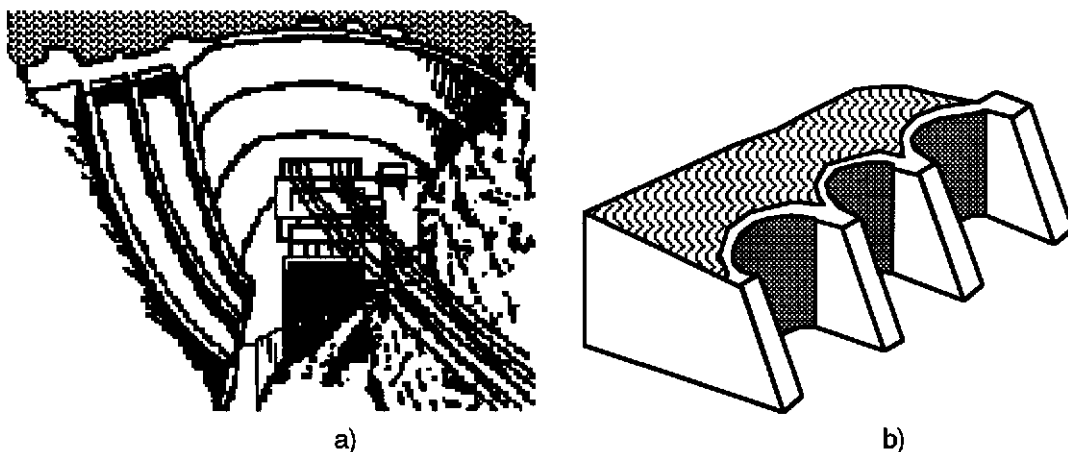


Fig. 3.4.1.2.2. Presas de bóveda : a) Simple; b) Múltiple con contrafuertes.

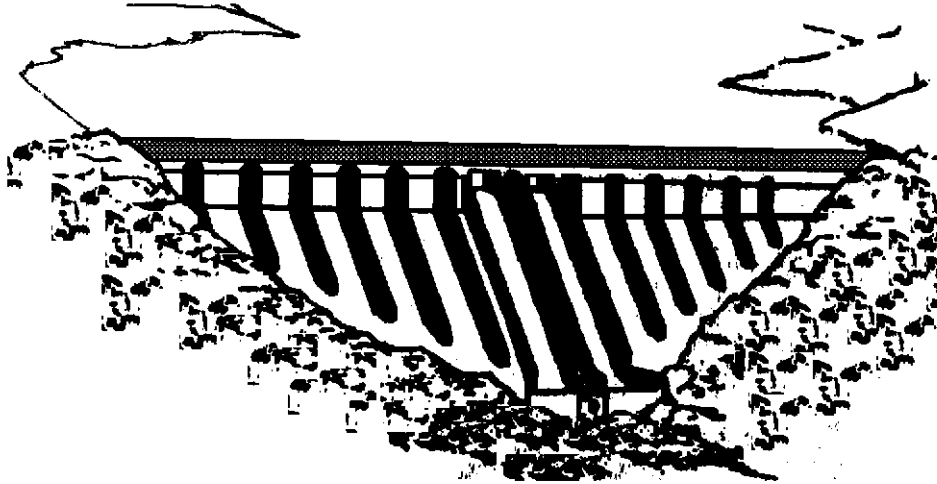


Fig. 3.4.1.2.3 Presa de de gravedad aligerada con contrafuertes.

La economía de hormigón en las de bóveda respecto de las de gravedad varía entre 1/3 y 2/3. Sin embargo el encofrado resulta mucho más difícil.

### 3.4.1.3 Partes de una presa

Dentro de una presa hidráulica caben distinguir los siguientes elementos constitutivos:

*El dique:* Base, paramentos anterior y posterior, y la coronación.

*Los aliviaderos:* Fijos y móviles (compuertas).

*Las tomas de agua.*

*Los órganos de evacuación o desagües.*

#### 3.4.1.3.1 Aliviaderos

El aliviadero es un elemento de seguridad previsto para evacuar el caudal máximo de crecida, evitando de este modo que se produzcan inundaciones en la presa y en el lugar. En las presas de tierra es particularmente importante que la capacidad de descarga del aliviadero sea suficientemente amplia, ya que si las aguas de las riadas pasasen sobre su coronación las presas podrían ser seriamente dañadas e incluso destruidas.

##### 3.4.1.3.1.1 Aliviaderos fijos

Se distinguen básicamente tres tipos:

- 1) *Vertederos:*
  - a) En coronación (figura 3.4.1.3.1.1.1).
  - b) En estructura lateral independiente (figura 3.4.1.3.1.1.2).

2) Pozos: (figura 3.4.1.3.1.1.3).

3) Sifones o vertederos sifónicos: (figura 3.4.1.3.1.1.4).



Fig. 3.4.1.3.1.1.1 Vertederos en coronación.

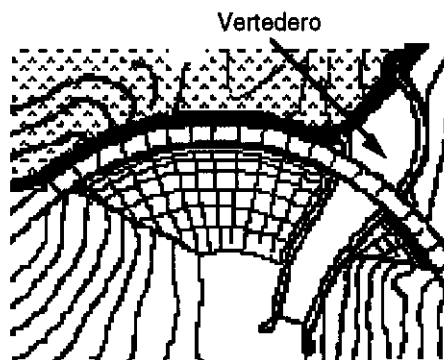


Fig. 3.4.1.3.1.1.2 Vertedero en estructura lateral independiente.

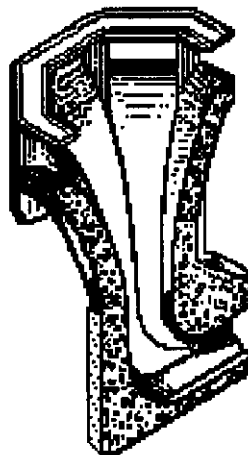


Fig. 3.4.1.3.1.1.3 Corte esquemático de un pozo.

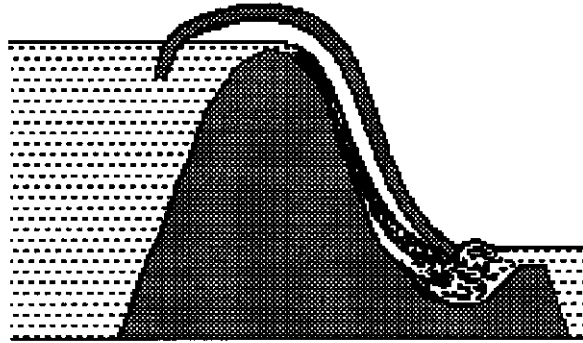


Fig. 3.4.1.3.1.4 Sifón o vertedero sifónico cebándose.

### 3.4.1.3.1.2 Aliviaderos móviles (compuertas)

Son dispositivos de obturación que permiten cortar y, en su caso, regular, el caudal del agua. Generalmente se disponen dos por cada toma. La situada aguas abajo se utiliza para el servicio normal, mientras que la situada aguas arriba, es la de emergencia y se la denomina ataguía. Esta última se utiliza para cerrar el paso del agua cuando se necesita inspeccionar o revisar la compuerta de servicio.

Los tipos más frecuentemente empleados son:

#### *Compuertas basculantes*

Estas compuertas (figura 3.4.1.3.1.2.1) son muy adecuadas para el control automático del nivel y de las inundaciones. Su control se puede realizar automáticamente de modo muy sencillo mediante servomotores de aceite (figura 3.4.1.3.1.2.2).

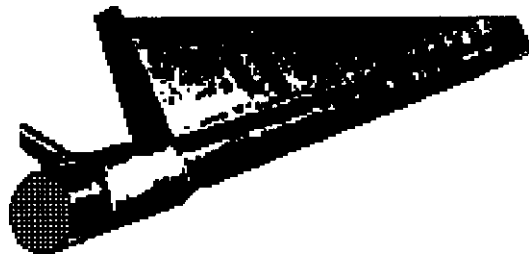


Fig. 3.4.1.3.1.2.1 Compuerta basculante.

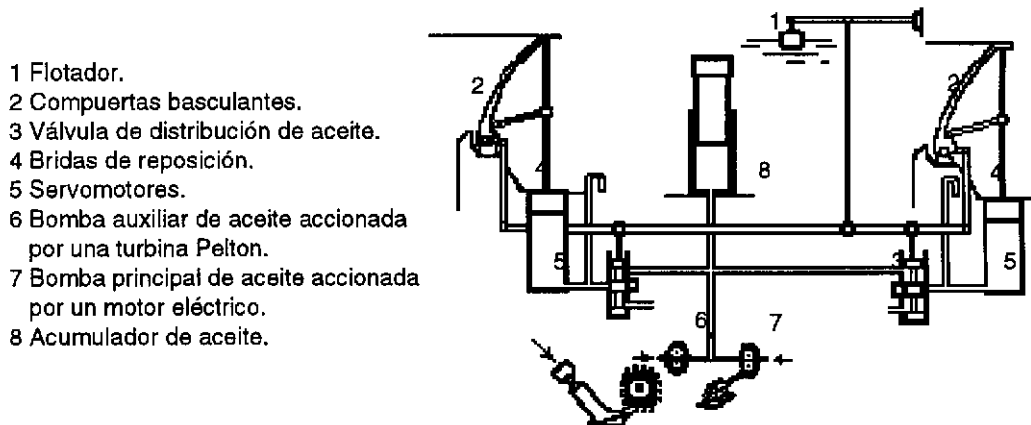


Fig. 3.4.1.3.1.2.2 Regulación automática de dos compuertas basculantes.

#### Compuertas deslizantes.

Están constituidas por un entramado de vigas de acero, que sirve de soporte a la chapa de acero que está situada en la cara enfrentada a la corriente (figura 3.4.1.3.1.2.3). Estas compuertas pueden estar constituidas por una sola hoja o por múltiples hojas. Cuando es de una sola hoja el caudal siempre fluye por debajo. Para evitar erosiones en la solera y vibraciones en la compuerta, es conveniente que el caudal vierta por encima, lo que se consigue con el empleo de compuertas de varias hojas (evacuación de objetos flotantes). A fin de evitar la cavitación cuando se obtura parcialmente la entrada, se habrán de disponer en las tomas de agua los elementos necesarios, tales como inyección de aire o aireadores.

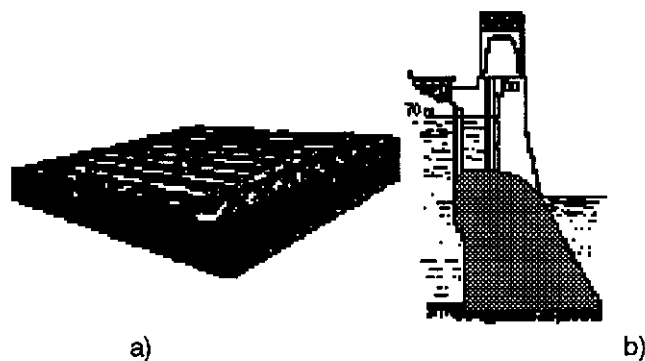


Fig. 3.4.1.3.1.2.3 Compuerta deslizante: a) Compuerta vagón; b) Ubicación posible.



### Compuertas de segmento

La superficie de contacto de estas compuertas con el agua tiene la forma de un segmento de superficie cilíndrica, figura 3.4.1.3.1.2.4. El desagüe es por debajo de la misma. La resultante del empuje del agua sobre la superficie de la misma pasa por su eje de giro, que a su vez es el eje de la superficie cilíndrica.

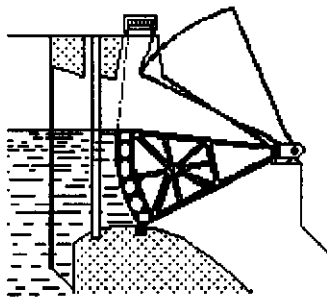


Fig.3.4.1.3.1.2.4 Compuerta de segmento.

### Compuertas de sector

Constan de un sector cilíndrico estanco OAB que puede girar introduciéndose en la fosa M (figura 3.4.1.3.1.2.5). El desagüe es por encima de la misma.

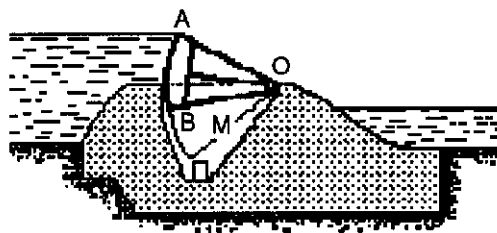
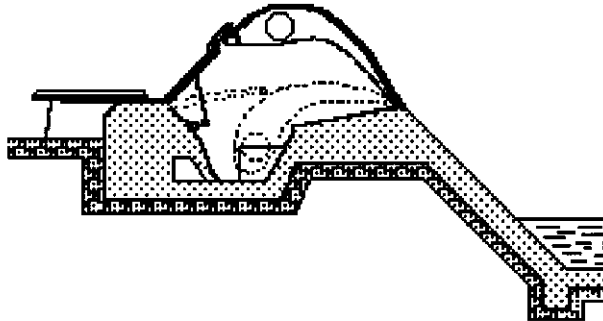


Fig. 3.4.1.3.1.2.5 Compuerta de sector.

### Compuertas de tejado

Estas compuertas (figura 3.4.1.3.1.2.6) se suelen instalar en saltos de pequeña altura.



*Fig. 3.4.1.3.1.2.6 Compuertas de tejado.*

### **3.4.1.3.2 Canalizaciones: canales, túneles y tuberías forzadas**

La alimentación de agua a las turbinas se puede hacer directamente a través de la presa en centrales a pie de embalse o a través de un complejo sistema de canalizaciones en caso de centrales en derivación.

En el caso de los canales, éstos pueden realizarse excavando el terreno en la ladera o en forma artificial mediante estructuras de hormigón. En todo caso, las pendientes de las mismas son muy débiles, del orden de algunas diezmilésimas. Para evitar grandes longitudes el desnivel del río debe de ser grande y suele ir acompañado de una orografía irregular, lo que dificulta la construcción de los canales. Por esta razón se prefiere, por lo general, la solución de túnel de carga que, no obstante su mayor coste, se adapta mejor a las condiciones geográficas. Además en este caso, la respuesta de la instalación ante aumentos bruscos de la demanda es mejor. Como contrapartida se requieren estudios geológicos exhaustivos y mayores dificultades de construcción, debiendo tener gran cuidado en la transmisión de los esfuerzos de presión al terreno.

Desde este punto de vista el perfil circular es el más adecuado, pero su realización no es cómoda debido a la dificultad de circulación de las máquinas excavadoras sobre una superficie cilíndrica, limitándose a las galerías que trabajan con presiones elevadas o en terrenos de calidad intermedia. En otros casos, se prefiere el perfil en herradura, o de curvatura continua, cuyas características se muestran en la figura 3.4.1.3.2.1. Por lo general se dispone un recubrimiento de hormigón para disminuir el rozamiento y permitir así una sección transversal menor. Cuando la presión estática es muy elevada o la longitud del túnel grande hay que recurrir al empleo de hormigón precomprimido.

La parte final del recorrido del agua desde la cámara de puesta en carga o la chimenea de equilibrio hasta la turbina se lleva a cabo mediante tuberías forzadas. Los materiales utilizados en éstas son muy variados, siendo los más comunes el acero, el hormigón y la uralita. Con tuberías metálicas el producto del diámetro por la altura del salto puede llegar a 2000 m<sup>2</sup>, con un salto máximo de 2000 m. Con tuberías de hormigón armado precomprimido se alcanzan

los 1000 m<sup>2</sup> con saltos de hasta 500 m, mientras que en tuberías de hormigón armado normal el límite se sitúa en los 200 m<sup>2</sup> con un salto máximo de 60 m. La uralita soporta presiones de 150 m de columna de agua y se alcanzan productos diámetro por altura de 90 m<sup>2</sup>.

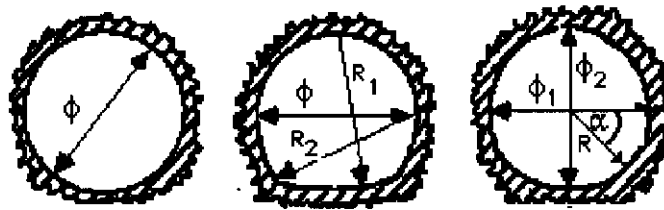


Fig. 3.4.1.3.2.1 Diversas secciones transversales de túneles.

En el caso de tuberías metálicas, y con objeto de reducir el espesor de las mismas, y por tanto el coste, se disponen unos anillos de refuerzo o blindaje, espaciados a intervalos regulares a lo largo de la tubería. En el caso de tuberías blindadas, estos anillos van unidos a roblones a la misma, o bien son introducidos en caliente cuando se trata de tubos de plancha de acero soldada. En cambio, en las tuberías predeformadas, los anillos se montan en frío, aprovechando que su diámetro es ligeramente mayor, y a continuación se somete la tubería a una presión interna de unos 2500 kg/ cm<sup>2</sup>, de modo que al deformarse queda comprimida contra los anillos, como se indica en la figura 3.4.1.3.2.2. de esta forma se consigue una reducción de peso del 50 % y un abaratamiento del 30 % respecto a los tubos soldados. Otra posibilidad de ahorrar material consiste en arrollar alrededor del tubo un cable de acero tensado, en forma de hélice, actuando como un zunchado externo.

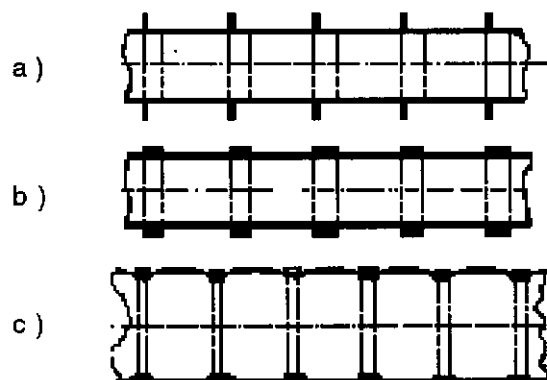


Fig. 3.4.1.3.2.2 Tuberías reforzadas: a) Zunchada; b) Blindada; c) Predeformada.

### 3.4.1.3.2.1 Número y diámetro óptimo de las tuberías

A igualdad de caudal y pérdidas de carga en las tuberías, existe evidentemente una relación entre el número de tuberías en paralelo y el diámetro de las mismas. La elección del número de tuberías no está determinado por las características físicas de aprovechamiento, sino más bien por motivos extratecnológicos que determinan el marco en el que se desarrollan los proyectos industriales. La solución más barata es desde luego la de una sola tubería, siempre que se pueda realizar de una sección suficiente, pero en este caso, el conjunto de la instalación quedaría fuera de servicio cuando, a consecuencia de un accidente o avería fuese necesario reparar la tubería o alguno de sus órganos auxiliares (válvulas, compuertas, etc.). Cuando la central consta de varios grupos, que es lo más normal, es necesario, por motivos de fiabilidad de la instalación, independizar el funcionamiento de los mismos, y este grado de independencia es algo que se habrá de determinar en cada caso. En la figura 3.4.1.3.2.1.1 se muestra la evolución del diámetro de las tuberías y del coste de las mismas conforme aumenta el número de ellas, en la hipótesis de igual caudal y conservando constantes las pérdidas de carga. Los valores numéricos están dados de forma relativa, tomando como base el caso de una única tubería.

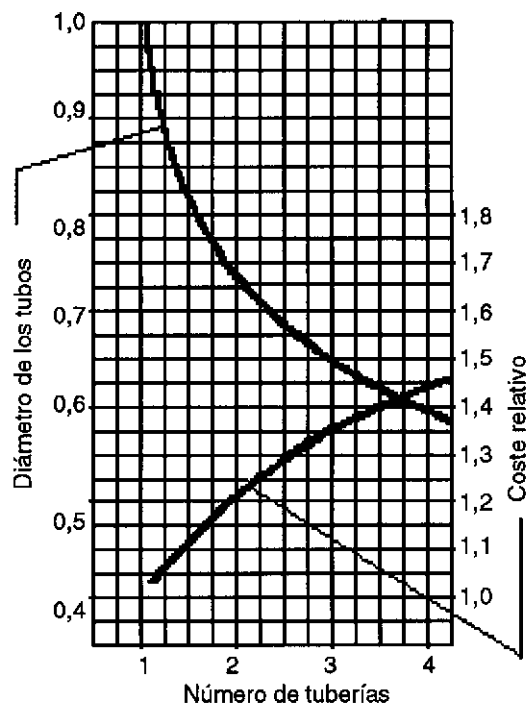


Fig. 3.4.1.3.2.1.1 Diámetro y coste de las tuberías en función del número de ellas.

Una vez seleccionado el número de tubos es necesario determinar su diámetro. Este podrá ser constante a lo largo de toda su longitud o decreciente a medida que disminuye la altura. Esta solución es la más adecuada en grandes saltos. La determinación de este diámetro óptimo se basa en un compromiso económico entre el coste de los materiales y el coste

asociado a las pérdidas de carga que se producirán. Es evidente que a mayor diámetro mayor coste, pero menores pérdidas, es decir, más capacidad de producción de energía. La valoración económica de estas pérdidas a lo largo de la vida de la central (que son un coste variable) y su comparación con el coste de la inversión realizada en las tuberías dará como resultado el diámetro óptimo, es decir, aquél que produce los costes totales (fijos más variables) menores.

La pérdida de carga según la fórmula de Darcy vale:

$$\Delta h_i = \beta \cdot \frac{Q_i^2 \cdot L}{d^5}$$

Siendo:

$\Delta h_i$  = Pérdida de carga.

$Q_i$  = Caudal en m<sup>3</sup>.

$L$  = Longitud en m.

$d$  = Diámetro en m.

$\beta$  = 0,0020 para tuberías soldadas y 0,0025 para tuberías roblonadas.

El espesor de las tuberías en función de la presión interna y de la tensión de trabajo viene expresada por:

$$e = \frac{p \cdot d}{2\sigma}$$

Siendo:

$e$  = Espesor de la tubería (mm).

$p$  = Presión media interna de la tubería incrementada en la sobrepresión del golpe de ariete (m de columna de agua).

$d$  = Diámetro de la tubería (m).

$\sigma$  = Coeficiente de trabajo a tracción (kg / mm<sup>2</sup>).

De modo que el peso de la misma será:

$$G = \frac{\pi d e \gamma L}{1000}$$

Siendo:

$G$  = Peso de la tubería (kg).

$\gamma$  = Peso específico del material (kg / m<sup>3</sup>).

$L$  = Longitud de la tubería (m).

Para tener en cuenta los roblones, recubrimiento de las láminas y los accesorios, anclajes y apoyos, se aumenta el peso arriba indicado en un 30%. En el anterior supuesto y para el caso particular de  $\sigma = 8 \text{ kg / mm}^2$  y  $\gamma = 7800 \text{ kg / m}^3$ , resulta ser:

$$G = 2 p d^2 L$$

y el coste anual correspondiente:

$$C_F = 2 p d^2 L c_1 i$$

Siendo:

$C_F$  = El coste anual fijo de la instalación (pta).

$c_1$  = El coste por kilogramo de la conducción forzada (pta / kg).

$i$  = La anualidad a pagar por cada peseta invertida (comprende el tanto por ciento de interés y la amortización del importe de la tubería).

Para valorar la energía perdida anualmente habrá que calcular la energía eléctrica que se habría podido generar de no existir las pérdidas de carga y valorarla al precio del kWh en barras de salida de la central.

Esta energía será:

$$W = 9,81 \eta \sum (\Delta h_i Q_i \eta_i) = 9,81 \eta \beta \frac{1}{d^5} L \sum (Q_i^3 \eta_i)$$

o bien, haciendo la sustitución:

$$Q^{*3} = \frac{\sum Q_i^3 \eta_i}{N}$$

Siendo:

$$N = 8760 \text{ h}$$

$$W = 9,81 \eta \beta \frac{1}{d^5} L Q^{*3} N$$

y el coste variable correspondiente:

$$C_V = W \cdot c_2$$

Siendo:

$c_2$  = Precio del kWh.

Sumando los costes fijos y variables y derivando respecto al diámetro e igualando a cero resulta:

$$d_{\text{óptimo}} = \sqrt[7]{\frac{5 \cdot 9,8 \eta \beta Q^{*3} N c_2}{4 i c_1 p}}$$

en donde se observa que el diámetro óptimo no depende de la longitud de la tubería.

La interpretación gráfica del razonamiento anterior se muestra en la figura 3.4.1.3.2.1.2.

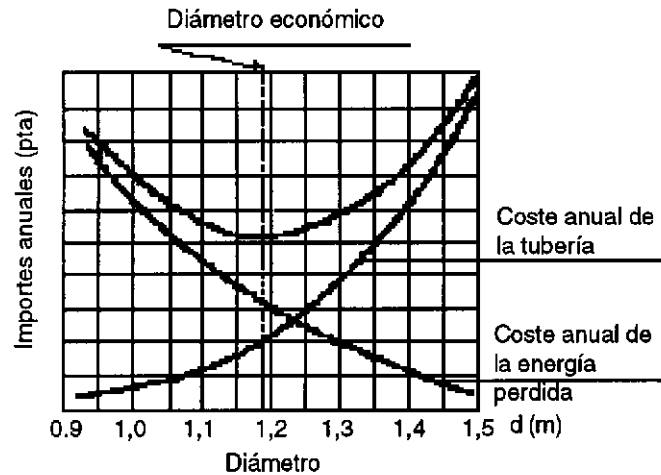


Fig. 3.4.1.3.2.1.2 Diámetro más económico de tuberías.

### 3.4.1.3.3 Válvulas

Son los dispositivos de apertura y cierre de la circulación de agua por las tuberías. Se clasifican:

A) *Por la función:*

- Válvulas de seccionamiento
- Válvulas de seguridad

*Válvulas de seccionamiento*

Se utilizan para cerrar y abrir el paso del agua hacia las turbinas.

*Válvulas de seguridad*

Están equipadas con dispositivos para el cierre automático cuando:

- a) La velocidad del agua exceda un límite prefijado.
- b) Cuando el gasto de agua exceda al que la turbina use habitualmente (embalamientos).

B) *Por la forma constructiva:*

- Tipo esférica (figura 3.4.1.3.3.1 a).
- Tipo mariposa (figura 3.4.1.3.3.1, b).
- Tipo compuerta (figura 3.4.1.3.3.1, c).
- Tipo aguja (figura 3.4.1.3.3.1, d).

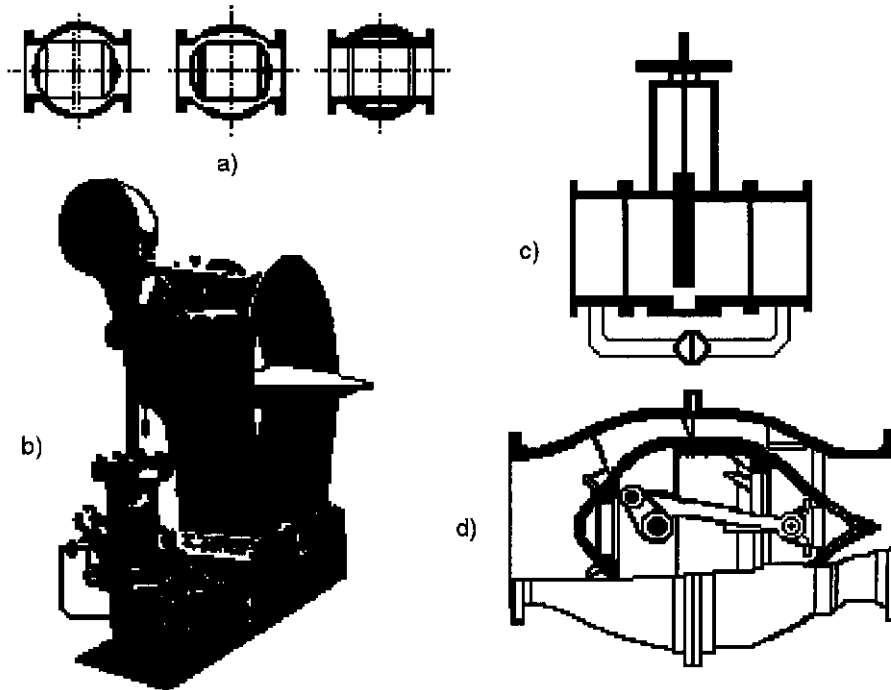


Fig. 3.4.1.3.3.1 Tipos de válvulas: a) Esférica; b) Mariposa; c) Compuerta; d) Aguja.

Las de compuerta trabajan de forma similar a las compuertas planas. Su cierre es estanco, pero para que la presión del agua sobre la cara anterior no provoque grandes esfuerzos de rozamiento, van dotadas de un by-pass que permite anegar el espacio de la tubería aguas abajo de forma que las presiones se igualen (como se puede ver en la figura 3.4.1.3.3.1, c) con lo que pueden levantarse con menor esfuerzo.

Las válvulas de mariposa se utilizan habitualmente en saltos de pequeña altura y gran caudal (Ejemplo: Válvula de mariposa de la central de Génissiat, calculada para una altura de presión de 120 m y de 6,30 m de diámetro). Tienen una forma lenticular que puede girar sobre un eje diametral. No necesita by-pass, ya que en cada posición las fuerzas están compensadas en cada mitad del órgano de obturación, pero su cierre no es estanco y en la posición de apertura máxima producen siempre unas inevitables pérdidas de carga, pudiendo aparecer también vibraciones y cavitaciones.

Las válvulas de tipo esférico están constituidas por una esfera con un taladro pasante de igual diámetro que la tubería que gira alrededor de un eje horizontal. Su cierre es estanco y no produce pérdidas de carga. Son de accionamiento lento, necesitan by-pass y con un diseño adecuado pueden servir de válvulas de regulación. Al igual que las de mariposa se accionan mediante un motor hidráulico. Por sus características de seguridad suelen instalarse justo antes de la entrada a las turbinas. Cuando la central es subterránea se instalan en una caverna especial para ellas.



Además de las válvulas, las tuberías disponen de unos elementos de seguridad tales como válvulas de entrada de aire y chimeneas de equilibrio con objeto de compensar las depresiones y sobrepresiones que se puedan producir dentro de las mismas. Las primeras son unas válvulas de seguridad que permiten la entrada de aire a la tubería cuando, a causa del cierre brusco de la válvula de entrada, ésta tiende a vaciarse. De esta forma se evita que la depresión pueda provocar el aplastamiento del tubo.

### 3.4.1.3.3.1 Golpe de ariete

Se denomina golpe de ariete a los fenómenos de elevación o disminución de la presión provocados por el cierre o apertura rápidos de las válvulas en las instalaciones hidráulicas. La teoría del golpe de ariete fue ampliamente desarrollada por L. Allievi.

Esta sobrepresión (positiva o negativa) depende de los siguientes factores:

- a) *Dimensiones de la tubería:* Longitud, diámetro, espesor.
- b) *Material de la tubería:* Hormigón, acero.
- c) *Velocidad del agua en la tubería.*
- d) *Característica de variación de velocidad en el proceso de regulación.*
- e) *Tiempo de apertura y cierre de los órganos de regulación.*

La velocidad de propagación del sonido en una tubería  $a$ , es menor que la velocidad de propagación del sonido en el agua (1425 m/s), y se obtiene por la fórmula de Jukowski:

$$a = \frac{\sqrt{\frac{E_a}{\rho_a}}}{\sqrt{1 + \frac{E_a}{E_m} \frac{D}{e}}}$$

Siendo:

$E_a$  = El módulo de elasticidad del agua.

( $E_{\text{agua}} = 2.000 \text{ MN / m}^2$ )

$E_m$  = El módulo de elasticidad del material empleado.

( $E_{\text{hormigón}} = 20.000 \text{ MN / m}^2$ ;  $E_{\text{acero}} = 200.000 \text{ MN / m}^2$ )

$D$  = El diámetro de la tubería.

$e$  = El espesor de la tubería.

$\rho_a$  = densidad del agua.

Los valores de  $a$  están comprendidos entre :

700 m/s ( $H = 50$  m) y 1200 m/s ( $H = 500$ m)

El tiempo de cierre  $T_c$  de las válvulas se suele escoger según la potencia de la turbina:

<i>Turbinas pequeñas:</i>	2 + 3 s
<i>Turbinas medianas:</i>	3 + 6 s
<i>Turbinas grandes:</i>	5 + 10 s

### 3.4.1.3.3.1.1 Tipos de cierre

*Cierre rápido:*

Se considera cierre rápido cuando se verifica :

$$T_c \leq T_r$$

$T_c$  = Tiempo de cierre.

$T_r$  = Tiempo que necesita la onda acústica en propagarse desde la válvula por la tubería hasta el embalse o chimenea de equilibrio y volver a la válvula después de haberse reflejado en el extremo ( $T_r = 2L/a$ ).

*Cierre lento:*

$$T_c \geq T_r$$

### 3.4.1.3.3.1.2 Tipos de golpes de arietes

El golpe de ariete puede ser:

- positivo (con el cierre de válvula)
- negativo ( con la apertura de válvula)

*Golpe de ariete positivo:*

Sobrepresión que se produce en el cierre rápido. Se pueden considerar:

a) *Cierre parcial:*

$$\Delta H = \frac{a(v_0 - v)}{g}$$

b) *Cierre total:*

$$\Delta H = \frac{av_0}{g}$$

Siendo :

$v_0$  = La velocidad del agua para el comienzo de la regulación.

$v$  = La velocidad del agua al final de la regulación.

Y el incremento relativo de la presión de cierre vale:

$$\zeta = \frac{\Delta H}{H_0} = \frac{av_0}{gH_0}$$

El valor admisible de  $\zeta$  disminuye al aumentar la altura neta y oscila entre:

$$\zeta = 0,70 \quad (H_0 < 40 \text{ m}) \quad \text{y} \quad \zeta = 0,2 \quad (H_0 > 100 \text{ m})$$

En el tubo de aspiración se coloca una válvula aliviadora para proteger la turbina contra la depresión que se produce en el mismo (onda de retroceso) con el cierre rápido.

#### 3.4.1.3.4 Chimeneas de equilibrio

En toda instalación que esté constituida por una galería de presión y que termine en una tubería forzada que conduce el agua a las turbinas, se construye al final de la galería un pozo piezométrico, o chimenea de equilibrio, que tiene por objeto recibir la onda de sobrepresión que circula de abajo a arriba en la tubería forzada cuando se produce un cierre del distribuidor de la turbina, que da origen a un golpe de ariete. De no existir esta chimenea de equilibrio la onda de sobrepresión se transmitiría a la galería, lo cual hay que evitar y, por ello, cuando esta onda encuentra a la chimenea, penetra en ella el agua hasta alcanzar una altura  $z$ , conforme se indica en la figura 3.4.1.3.4.1. Como las ondas de presión se repiten cambiando de signo con valor decreciente, a causa del amortiguamiento producido por las resistencias pasivas creadas por la circulación del agua, ésta se eleva y desciende en la chimenea sobre el nivel estático. Se repite la oscilación y así sucesivamente hasta llegar finalmente al nivel correspondiente en el pozo piezométrico, según el caudal circulante por las conducciones forzadas.

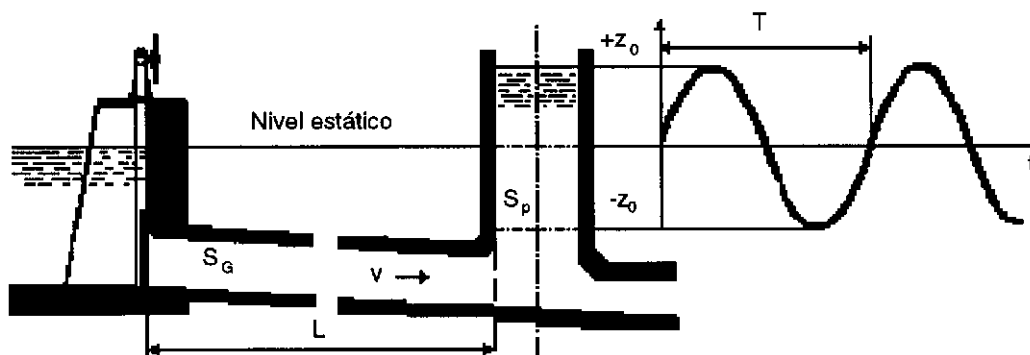


Fig. 3.4.1.3.4.1 Chimenea de equilibrio vertical. Oscilación del nivel del agua en las mismas.

La oscilación del agua es de forma senoidal, figura 3.4.1.3.4.1, y el periodo  $T$  depende de la longitud de la galería de presión y de las secciones del pozo piezométrico y de la galería, y tiene por valor:

$$T = 2\pi \sqrt{\frac{L \cdot S_p}{g \cdot S_G \cdot \sin \alpha}}$$

Siendo:

$L$  = Longitud de la galería de presión (m).

$S_p$  = Área de la sección del pozo piezométrico (m<sup>2</sup>).

$S_G$  = Área de la sección de la galería (m<sup>2</sup>).

$\alpha$  = Ángulo de inclinación de la chimenea de equilibrio (Pozos verticales  $\alpha = 90^\circ$ ).

Suponiendo que no se producen pérdidas de carga a causa de la circulación del agua, existirá igualdad entre la energía cinética de aquella y la energía potencial de la misma por lo cual podrá establecerse que:

$$L \cdot S_G \frac{\Delta v^2}{2g} = z \cdot \frac{S_p}{\sin \alpha} \cdot \frac{z}{2}$$

Siendo:

$\Delta v$  = Variación de la velocidad del agua en la galería de presión (m / s).

$z$  = Variación vertical de la altura del agua en la chimenea de equilibrio (m).

Si se trata de una chimenea de equilibrio vertical pero terminada en una cámara de expansión (figura 3.4.1.3.4.2) también cilíndrica; la igualdad anterior se convierte en:

$$L \cdot S_G \frac{\Delta v^2}{2g} = z_2 \cdot S_p \cdot \frac{z_2}{2} + z_1 \cdot S_E \cdot \left( z_2 + \frac{z_1}{2} \right)$$

Siendo:

$z_1$  = Altura del agua en la cámara de expansión a partir de su base (m).

$z_2$  = Altura del agua en el pozo piezométrico a partir del nivel estático (m).

$S_p$  = Área de la sección del pozo piezométrico (m<sup>2</sup>).

$S_G$  = Área de la sección de la galería (m<sup>2</sup>).

$S_E$  = Área de la sección de la cámara de expansión (m<sup>2</sup>).

Para variaciones bruscas de la carga, la altura que adquiere el nivel del agua en los pozos piezométricos tiene por valor:

$$z = \pm \Delta v \sqrt{\frac{L \cdot S_G}{g \cdot S_P} \operatorname{sen} \alpha}$$

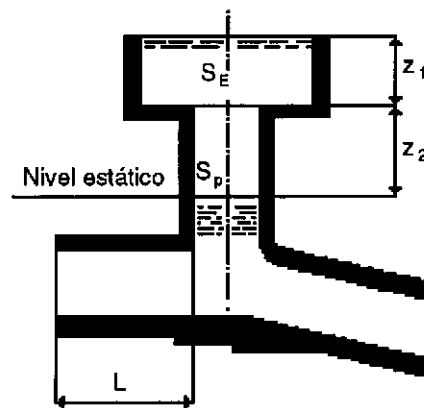


Fig. 3.4.1.3.4.2 Chimenea de equilibrio con cámara de expansión.

que alcanza su valor máximo cuando se produce la descarga total de la turbina y se cierra bruscamente el distribuidor. Entonces tiene lugar que  $\Delta v = v$ , siendo  $v$  el valor máximo de la velocidad del agua con la carga máxima, y se verificará que:

$$z_{\max} = \pm v \sqrt{\frac{L \cdot S_G}{g \cdot S_P} \operatorname{sen} \alpha}$$

expresión que permite determinar aproximadamente las dimensiones que debe tener el pozo piezométrico a fin de que las variaciones de altura de agua, positivas o negativas, con respecto al nivel estático, se mantengan dentro de un valor prudencial y especialmente en estas últimas, no descienda, dicho nivel en tal forma que quede al descubierto el vértice de la galería de presión, en cuyo caso penetraría aire y daría origen a los graves inconvenientes producidos por la formación de bolsas de aire en la misma.

Las expresiones anteriores se pueden aplicar a los casos de cierres bruscos que se producen en un tiempo  $T_c \leq T_r$ . Para variaciones de caudal que tienen lugar en un tiempo mayor que  $T_r$ , las amplitudes de las oscilaciones serán tanto menores cuanto mayor sea el valor de  $T_c$ .

La amplitud de las oscilaciones anteriormente halladas vienen sensiblemente modificadas si se tienen en cuenta las pérdidas de carga en la galería de presión (pérdidas de carga en la embocadura abocinada de la galería, en la rejilla, en los dispositivos de cierre y las producidas por rozamiento del agua en las paredes de la galería).

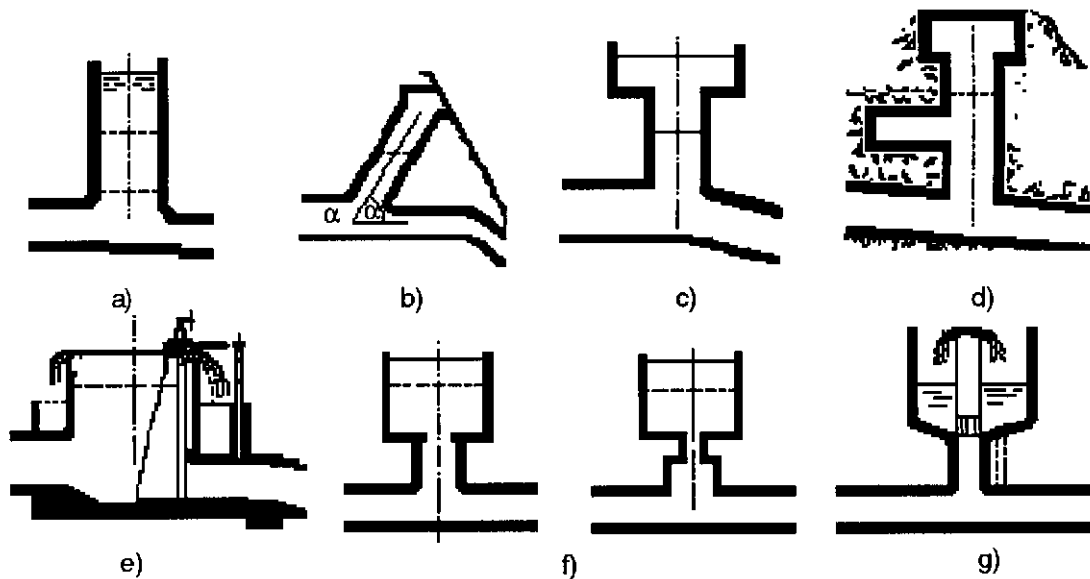


Fig. 3.4.1.3.4.3 *Diversas disposiciones de las chimeneas de equilibrio. a) vertical; b) inclinada; c) con cámara de expansión; d) con doble cámara de expansión; e) con vertedero; f) con estrangulación; g) diferencial.*

En la figura 3.4.1.3.4.3 se muestran diversas disposiciones que se pueden adoptar para las chimeneas de equilibrio, que pueden ser verticales, inclinadas, con cámara de expansión, con doble cámara de expansión, con vertedero, con estrangulación y diferenciales. Cuando la tubería de descarga tiene una longitud apreciable, se dispone asimismo una chimenea de equilibrio aguas abajo de la turbina.

### 3.4.1.3.5 Estructuras de admisión

Estas estructuras son necesarias en los ríos que transportan muchos sedimentos (figura 3.4.1.3.5.1).

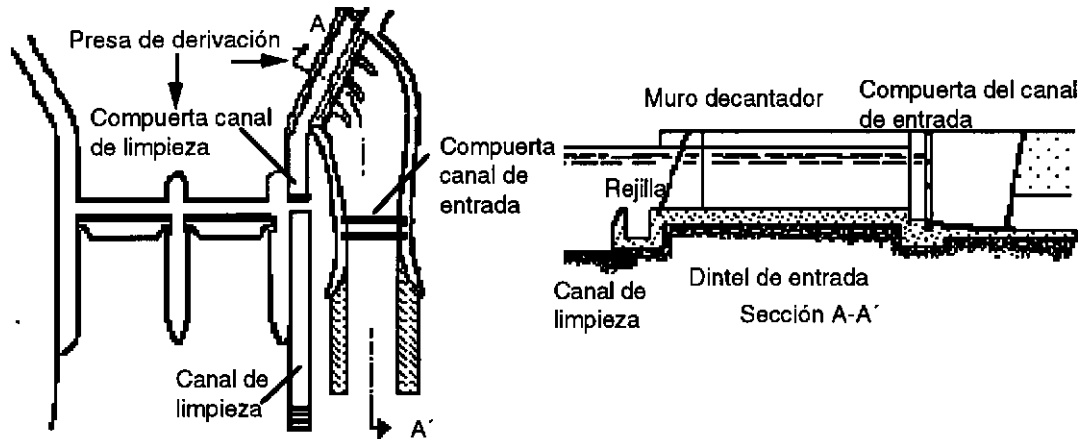


Fig. 3.4.1.3.5.1 Dibujo esquemático de una estructura de admisión.

Básicamente constan de:

a) *Dintel de entrada*

Resalte que protege contra el transporte de los sedimentos del fondo del río.

b) *Muro decantador*

Aparta los cuerpos extraños flotantes.

c) *Rejilla*

Impide la entrada de cuerpos flotantes o en suspensión de determinado tamaño que podrían dañar las tuberías o las turbinas. Las rejas están formadas por barrotes metálicos o de hormigón y el espaciado entre ellos puede oscilar entre 3 y 20 cm. En la figura 3.4.1.3.5.2 se representan las secciones habituales de los barrotes de las rejillas. La pérdida de carga que se produce en las mismas viene dada por la fórmula de Kirschmer:

$$h_r = \beta \left(\frac{s}{b}\right)^{\frac{4}{3}} \cdot \frac{v^2}{2g} \cdot \text{sen } \alpha$$

Siendo:

$s$  = Espesor de los barrotes.

$b$  = Distancia entre los barrotes.

$v$  = Velocidad de llegada del agua a la rejilla.

$\alpha$  = Ángulo de inclinación de la rejilla respecto de la horizontal.

$\beta$  = Coeficiente que depende de la forma de la sección de los barrotes.

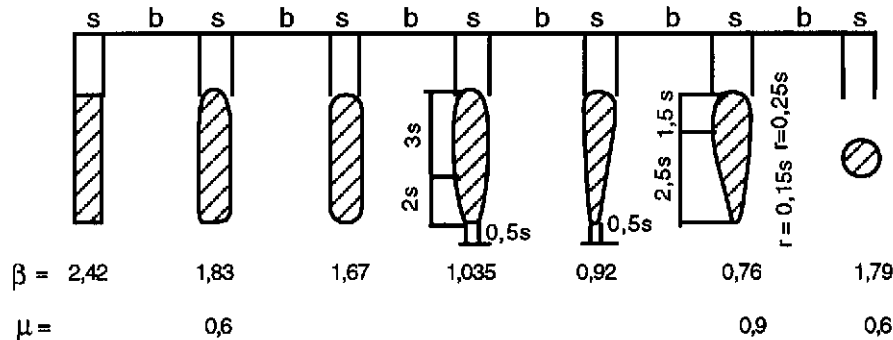


Fig. 3.4.1.3.5.2 Diversas formas de las secciones de los barrotes de las rejillas.

La presencia de la rejilla produce una contracción de la vena líquida, por lo que se reduce el caudal que la atraviesa. Si  $Q$  es el caudal necesario,  $v$  la velocidad con que llega el agua a la rejilla y  $\mu$  el coeficiente de contracción, la sección necesaria  $S$ , será:

$$S = \frac{Q}{\mu \cdot v}$$

La mayoría de las rejillas van provistas de un rastrillo mecánico. El rastrillo va provisto de un mecanismo que pone paralelos sus dientes a la rejilla cuando baja y que se introducen perpendicularmente a la misma cuando sube, recogiendo de este modo los residuos que se hayan depositado en la rejilla.

d) *Pozo de sedimentación*

En él se depositan los sedimentos aún no eliminados en el dintel de entrada.

e) *Canal de limpieza*

Sirve para remover todos los sedimentos depositados.

f) *Compuertas de cierre del canal de limpieza*

Al abrirla el agua arrastra hacia el río los sedimentos depositados.

g) *Compuerta del canal de entrada*

Controla el flujo en la estructura de admisión.

### 3.4.1.3.6 Destruccionadores de energía

Para evitar que la energía que posee el agua que cae desde el aliviadero de una presa de gran altura produzca al chocar contra el suelo grandes erosiones en el terreno, lo que podría



poner en peligro de hundimiento a la propia presa (socavamientos), se han ideado distintos dispositivos para liberar esta energía cinética en energía térmica provocando un gran rozamiento. Los destructores de energía más habituales son los siguientes:

*Dientes o prismas de cemento* (figura 3.4.1.3.6.1). Provocan un aumento de la turbulencia y remolinos.

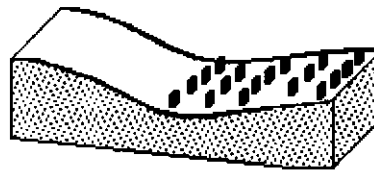


Fig. 3.4.1.3.6.1 Destructores de energía de pie de presa (prismas de cemento o dientes de "Rehbock").

*Deflectores de "salto de esquí"* (figura 3.4.1.3.6.2). La energía se disipa por un aumento del rozamiento del agua con el aire y por el choque de la lámina de agua con el "colchón" de agua de aguas abajo de la central. A veces se provoca el choque de dos láminas entre sí.

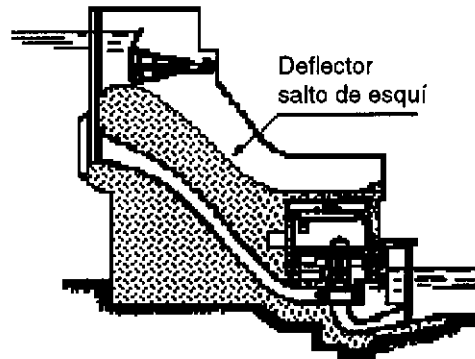


Fig. 3.4.1.3.6.2: Deflectores de "salto de esquí".

### 3.5 Bibliografía

- [1] Enríquez Harper, G.: *Elementos de centrales eléctricas I*. Ed. LIMUSA S.A. México 1982.
- [2] Fraile Mora, J.J.: *Curso de Electrotecnia III*. ETSICCP, Madrid 1980.
- [3] Ramírez Vázquez, J.: *Centrales eléctricas*. Ed. CEAC S.A. Barcelona 1972.
- [4] Mataix, C.: *Turbomáquinas hidráulicas*. Ed. ICAI, Madrid 1975.
- [5] Zoppetti Júdez, G.: *Centrales hidroeléctricas*. Ed. G. Gili. México 1982.

## Capítulo 4 Centrales hidroeléctricas

### 4.1 Elementos constitutivos de una central hidroeléctrica

El objeto de una central hidroeléctrica es albergar el equipo hidráulico y eléctrico. La central acostumbra a dividirse verticalmente, en las instalaciones con el eje de la turbina en posición vertical, en tres niveles, tal como se representa en la figura 4.1.1.

- 1 - Nivel de los tubos de aspiración, galerías de desagüe.
- 2 - Nivel de las tuberías forzadas y las turbinas.
- 3 - Nivel de los alternadores.

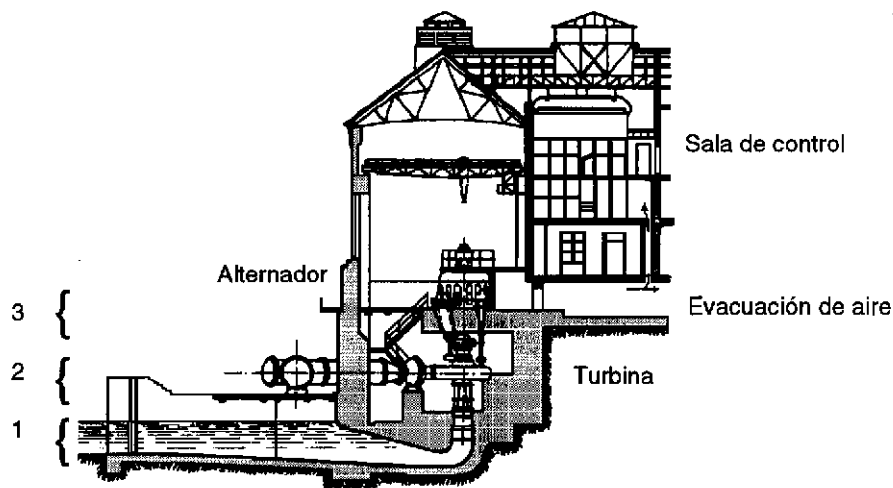


Fig. 4.1.1 Niveles en una central hidroeléctrica de eje vertical.

En las centrales hidroeléctricas de eje horizontal (figura 4.1.2) los niveles 2 y 3 son coincidentes. En estos niveles se encuentran fundamentalmente la sala de máquinas, la sala de reparaciones y revisiones de la central.

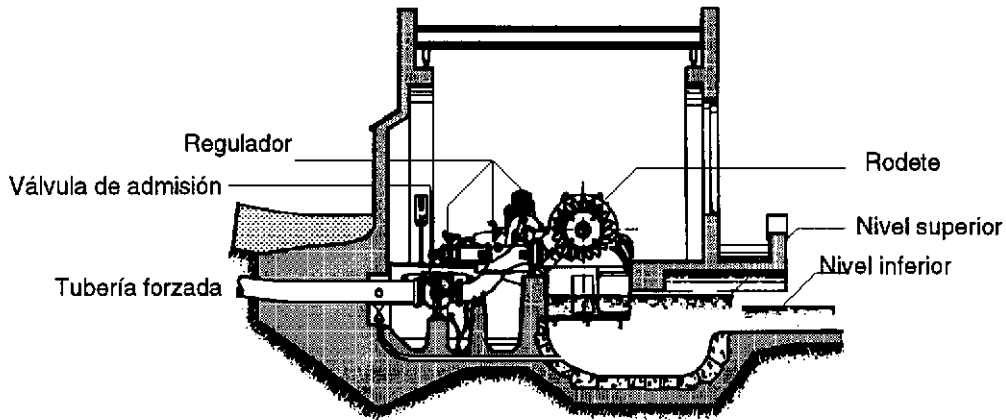


Fig. 4.1.2 Niveles en una central hidroeléctrica de eje horizontal.

#### 4.1.1 Equipo de una central eléctrica

El equipo de una central hidroeléctrica consta de:

*Material hidráulico :*

- turbinas
- válvulas
- bombas

*Material eléctrico :*

- alternadores
- transformadores
- aparatos de control, registro y protección
- fuentes de alimentación de los servicios auxiliares
- grupos electrógenos de emergencia

*Material mecánico :*

- equipo de mantenimiento
- equipo de reparación

#### 4.1.2 Tipos de centrales eléctricas

Además de las centrales hidroeléctricas normales, tal como la de la figura 4.1.2.1 que alberga el puente grúa de la sala de máquinas, podemos distinguir dos tipos más: Centrales semi-intemperie e intemperie.

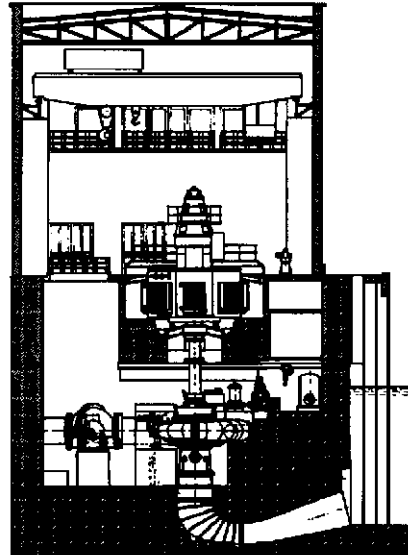


Fig. 4.1.2.1 Corte esquemático de una central en la que el edificio alberga el puente grúa.

#### Centrales semi-intemperie

El techo de las centrales está construido a una altura tal, que por encima de las excitatrices no queda espacio libre para el puente grúa. Por este motivo, el puente grúa se sustituye por una grúa pórtico exterior. Unas cubiertas removibles, situadas encima de los grupos, posibilitan el desmontaje de los grupos (figura 4.1.2.2).

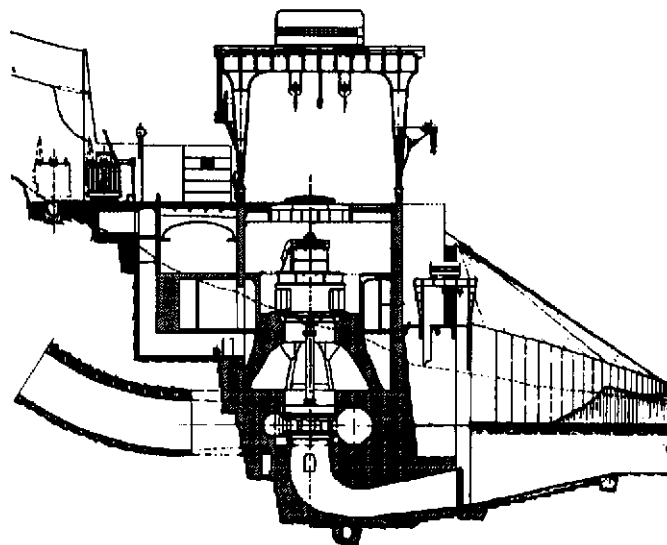


Fig. 4.1.2.2 Central semi-intemperie.

### Centrales intemperie

Carecen de techo, por lo que cada grupo va protegido por una envolvente metálica que hay que quitar cada vez que el grupo se quiera reparar (figura 4.1.2.3).

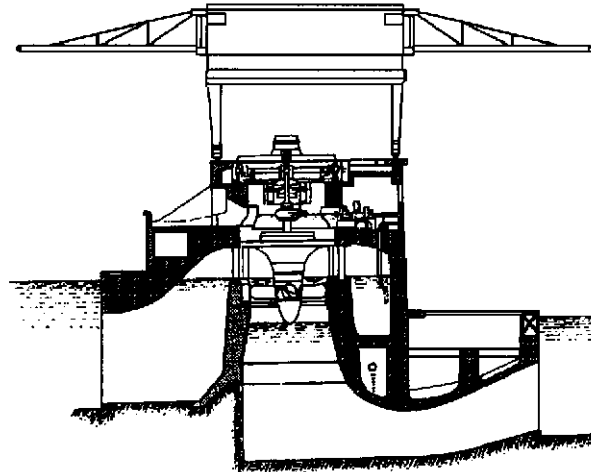


Fig. 4.1.2.3 Central intemperie.

### Centrales subterráneas

Estas centrales están excavadas en la roca (figura 4.1.2.4). Las causas que condujeron a este tipo de construcción son variadas:

- La abrupta orografía del lugar de emplazamiento de la central.
- El que resultase más barato la perforación en roca del conducto forzado.
- La mayor protección que estas centrales ofrecen contra ataques aéreos.
- El que la roca extraída en la excavación de la misma se pudiese utilizar para construir la presa.

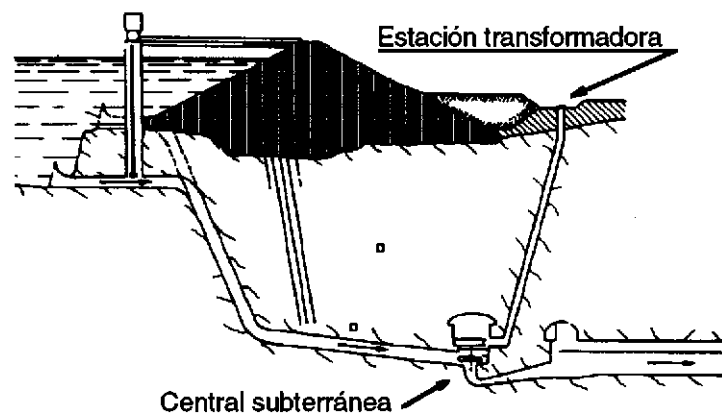


Fig. 4.1.2.4. Corte esquemático de una central subterránea.

### 4.1.3 Clasificación de las centrales hidroeléctricas

*Por el fin:*

- Centrales que suministran directamente trabajo mecánico.
- Centrales que suministran solamente energía eléctrica.
- Centrales que suministran energía eléctrica y cuyo embalse sirve para:
  - el regadío,
  - la navegación,
  - el suministro de agua a las ciudades,
  - la protección contra las inundaciones.

*Por el tipo de embalse:*

- Centrales de agua fluvente o centrales sin embalse:
  - Con reserva diaria.
  - Sin reserva diaria.
- Centrales con embalse, alimentadas por cursos naturales.
- Centrales de acumulación por bombeo.
- Centrales mareomotrices.

*Por la potencia instalada:*

- Microcentrales:  $P < 100 \text{ kW}$
- Centrales de pequeña potencia (Minicentrales):  $100 \leq P \leq 500 \text{ kW}$
- Centrales de media potencia:  $1 \leq P \leq 10 \text{ MW}$
- Centrales de gran potencia:  $P \geq 10 \text{ MW}$

*Por la altura del salto:*

- Pequeña altura:  $H < 15 \text{ m}$
- Mediana altura:  $15 \leq H < 50 \text{ m}$
- Gran altura:  $H \geq 50 \text{ m}$

En la tabla 4.1.3.1 se hace una relación de los distintos elementos que intervienen en una central hidráulica, según el tipo de salto y la importancia de los mismos, así como el coste final comparativo de las instalaciones que se erijan, según el tipo de salto, a igualdad de potencia.

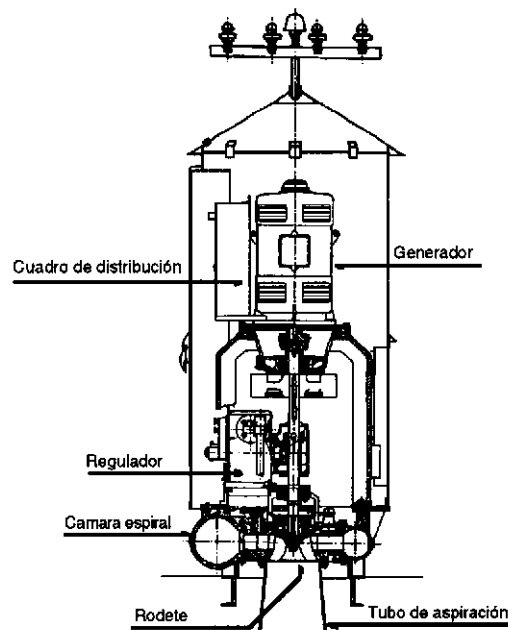
**Tabla 4.1.3.1** Relación entre los distintos elementos que intervienen en una central hidráulica en función del tipo de salto.

Tipo de salto	Tipo de terreno	Influencia del caudal en la potencia	Tipo de embalse	Allimentación del agua a la central	Construcción del salto	Tipo de turbina	Coste
Pequeña altura $H < 15$ m	Llano suave	Grande	Con o sin reserva	Directa (fluyente) Canal derivación (Sin tubería forzada)	Canal de entrada, sala de máquinas y subestructura	Kaplan Hélice Francis	Elevado (Mayor al desplazarse hacia la desembocadura)
Gran altura $H > 50$ m	Montañoso	Pequeña	Grande (acumulación anual o hiperanual)	Canal derivación o tunel con tubería forzada	Chimenea de equilibrio, tubería forzada y subestructura	Francis (lenta) Pelton	Menor

#### 4.1.4 Microcentrales

Son centrales cuyas potencias están comprendidas entre 5 y 100 kW. En Cataluña, en 1980 había un total de 147 microcentrales, con una potencia total del equipo generador instalado de 5,88 MW. Las microcentrales se caracterizan por su instalación al aire libre, su funcionamiento automático y sus equipos y recambios normalizados.

Una sección de una de estas microcentrales aparece representada en la figura 4.1.4.1, así como la designación de las distintas partes que la componen.



**Fig. 4.1.4.1** Esquema de una microcentral.

### 4.1.5 Centrales mareomotrices

Son centrales que aprovechan la energía desarrollada por las mareas. La potencia de una central mareomotriz es proporcional a la superficie del embalse y al cuadrado de la amplitud de la marea (diferencia de niveles entre la pleamar y la bajamar).

La central mareomotriz europea más importante está situada en el estuario del río Rance (figura 4.1.5.1) en las proximidades de Dinard. La amplitud media de la marea en este lugar es de 11,4 m, llegando a valores máximos del orden de los 13,5 m. La superficie del embalse, que se extiende sobre una longitud de 20 km hasta la esclusa del Chatellier, es de 22 km<sup>2</sup>. La capacidad de embalse desde la cota cero a la cota 13,5 m es de 184 millones de m<sup>3</sup>. El caudal máximo durante el flujo y reflujo puede llegar a los 18.10<sup>3</sup> m<sup>3</sup>/s.

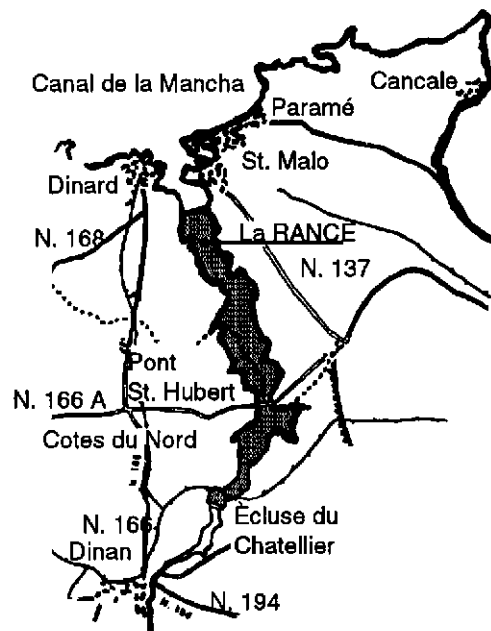


Fig 4.1.5.1 Plano de situación de la central mareomotriz en el estuario del río Rance.

### 4.1.6 Funcionamiento de las centrales mareomotrices

El modo de funcionamiento básico de las centrales mareomotrices consiste en dejar que se llene su embalse durante el tiempo que sube la marea, retener dicha agua en el mismo, durante un cierto tiempo, hasta que baje la marea, y una vez la diferencia de niveles entre el embalse y el mar sea lo suficientemente grande, turbinar el agua del embalse al mar.



### Ciclo de simple efecto durante el vaciado

Se denomina así al proceso secuencial anteriormente descrito. El transcurso secuencial-temporal de dicho ciclo se representa en la figura 4.1.6.1.

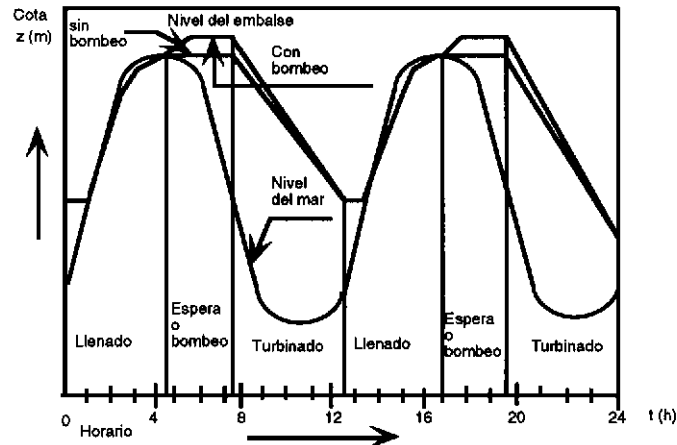


Fig. 4.1.6.1 Transcurso secuencial-temporal del funcionamiento de una central mareomotriz por ciclo simple durante el vaciado.

### Ciclo de simple efecto durante el llenado

Este proceso secuencial, podemos decir que casi es el inverso del anteriormente descrito. A base de mantener las compuertas del embalse cerradas, a partir del instante en que se alcanza la cota mínima de la bajamar, durante un intervalo de tiempo determinado, se puede conseguir una diferencia de cotas entre el mar y el embalse, con lo cual se podrá turbinar el agua del mar al embalse. El transcurso secuencial-temporal de dicho ciclo se representa en la figura 4.1.6.2.

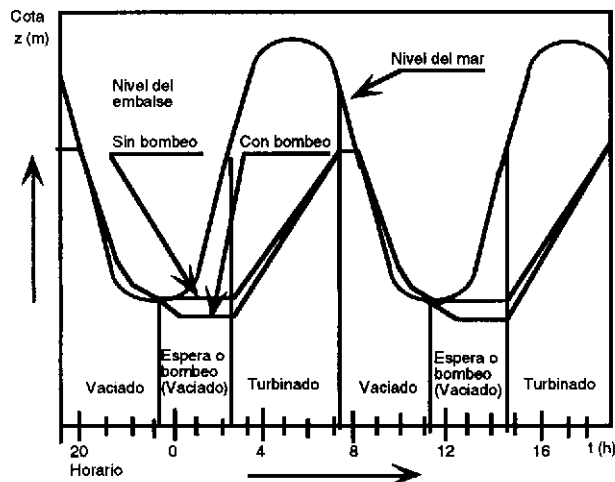


Fig. 4.1.6.2 Transcurso secuencial-temporal del funcionamiento de una central mareomotriz por ciclo simple durante el llenado.

Debido a que el perfil de las orillas no suele ser vertical, en este tipo de funcionamiento se consigue menos energía que en el anterior.

### Funcionamiento por ciclo de doble efecto

Este tipo de funcionamiento reúne en sí los dos tipos anteriormente descritos. Su diagrama secuencial temporal aparece representado en la figura 4.1.6.3. El ciclo de doble efecto, por lo explicado en el anterior párrafo, no suele aumentar la energía producida en más de un 18%.

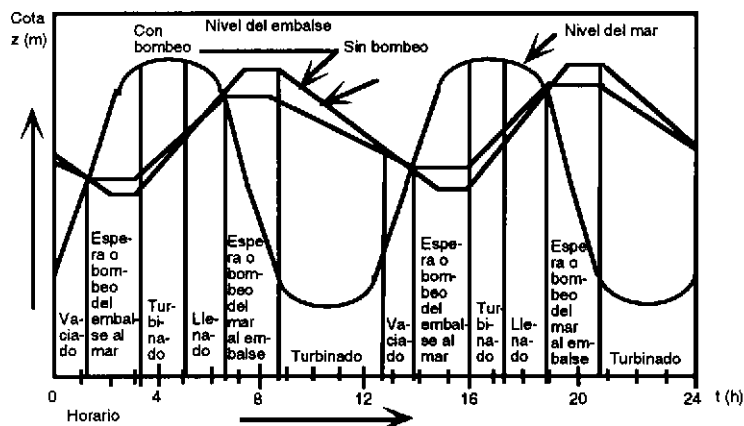


Fig. 4.1.6.3 Transcurso secuencial-temporal del funcionamiento de una central mareomotriz por ciclo doble.

Durante el transcurso de un ciclo cualquiera, por ejemplo, un ciclo simple durante el vaciado, se puede bombear agua, una vez cerradas las compuertas de llenado ( p.e. para aprovechar el exceso de producción de energía eléctrica de otras centrales de la red), con lo que el salto motor aumenta, así como el rendimiento total.

A partir de la figura 4.1.6.1, se puede ver que durante el sobrellenado las bombas elevan el agua una altura relativamente pequeña (p.e. 0,5 m) respecto del nivel del mar (cota de partida próxima a la máxima de la pleamar), y que este agua descenderá durante el turbinado una altura muy superior al valor anterior (p.e., 6 m, es decir, 12 veces la anterior).

### Ciclos múltiples

La potencia de una central mareomotriz es variable, dado que las mareas varían a lo largo del mes (coeficiente de marea), así como también varía la hora en que se producen los valores máximos y mínimos (pleamar, bajamar) de cada día del mes. Este hecho condujo a soluciones a base de ciclos múltiples, en las cuales se contempla la absorción de la energía sobrante del sistema eléctrico en los intervalos de tiempo de consumo débil (los "valles" de la curva de carga diaria) mediante bombeo. Tecnológicamente, la utilización de ciclos múltiples

se vio favorecida por el desarrollo de grupos turbina - alternador reversibles, del tipo bulbo (turbina Kaplan). Uno de estos ciclos múltiples se compone de las siguientes secuencias:

- a) Se turbinan agua del mar al embalse. Se suministra energía a la red eléctrica general.
- b) Al final de la marea ascendente, se hace un sobrellenado del embalse mediante bombeo. Se absorbe energía de la red eléctrica general.
- c) Se turbinan el agua del embalse al mar. Producción de energía eléctrica.
- d) El grupo absorbe energía de la red, produciendo sobrevaciado del embalse.
- e) Grupo parado y con la posición de los álabes que permita el paso del agua sin dificultad.

## 4.2 Turbinas hidráulicas

Las turbinas hidráulicas son el elemento fundamental para el aprovechamiento de la energía en las centrales hidráulicas. Convierten la energía potencial del agua en energía mecánica que accionará el rotor del alternador. Esta energía hidráulica debe tomarse como suma de los tres términos que componen la ecuación de Bernoulli, es decir, el correspondiente a la cota geométrica, el término de presión y el de energía cinética.

Tomando como altura de referencia la cota de entrada del agua a la turbina, el término de altura geométrica desaparece, quedando sólo los términos de energía cinética y presión. Esto permite efectuar la primera clasificación de las turbinas hidráulicas en dos categorías fundamentales:

- Turbinas de acción
- Turbinas de reacción

**Turbinas de acción.** En ellas, la energía de presión del agua se transforma, en el inyector, en energía cinética del chorro (figura 4.2.1 a). El chorro de agua que sale a gran velocidad impulsa las paletas del rodete de la turbina. Este es el caso de las turbinas Pelton.

**Turbinas de reacción.** En el distribuidor se transforma sólo parte de la energía de presión del agua en energía cinética (figura 4.2.1 b). El agua entra en el rodete a una presión superior a la atmosférica. A la salida del rodete, debido al tubo de aspiración, que no existe en las turbinas de acción, la presión es inferior a la presión atmosférica, alcanzando el agua la presión atmosférica a la salida de la turbina.

A su paso por la turbina el agua ve modificada su cantidad de movimiento empleándose la diferencia en accionar el alternador y vencer las pérdidas de rozamiento mecánico del conjunto del rotor. Se comprende que cuanto menor sea la velocidad del agua a la salida (velocidad residual) mayor será la cantidad de energía aprovechada, para unas mismas condiciones de entrada.

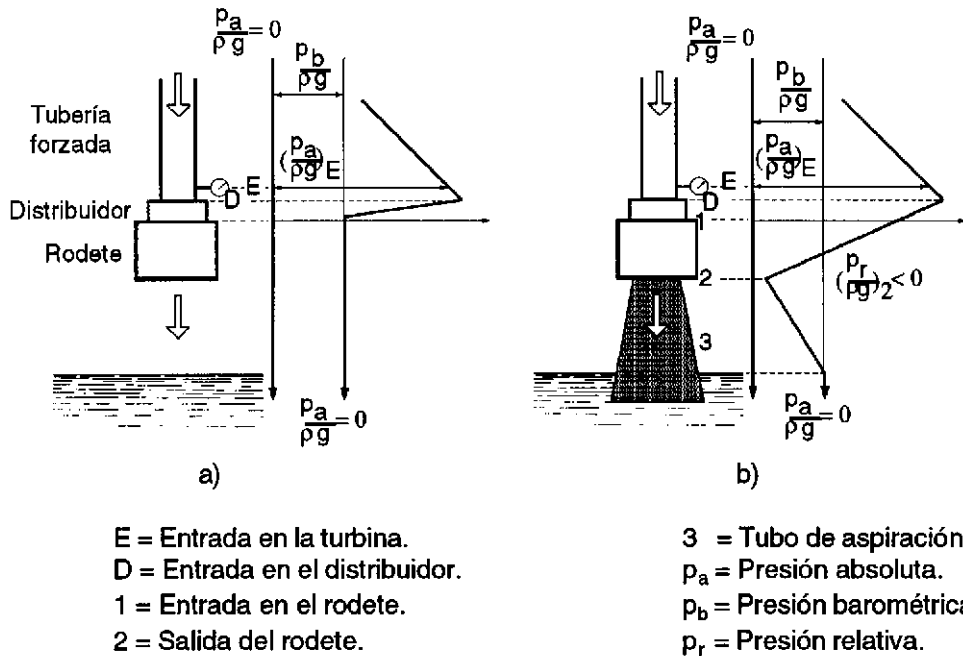


Fig. 4.2.1 Esquema de la variación de la altura de presión: a) Turbinas hidráulicas de acción (En las turbinas hidráulicas de acción el rodete trabaja a la presión atmosférica, grado de reacción  $\sigma = 0$ ). b) Turbinas hidráulicas de reacción (En las turbinas hidráulicas de reacción la presión a la salida del rodete es inferior a la presión atmosférica y tanto menor cuanto mayor es el grado de reacción  $\sigma$ ).

La turbina Pelton está formada por una rueda móvil provista de aletas o cucharas en su periferia (figura 4.2.2) sobre las cuales incide el chorro de agua a la presión atmosférica. Este chorro sale de un inyector fijo en el cual la regulación se efectúa variando la posición de la aguja que obtura más o menos el orificio de salida (figura 4.2.3). El chorro de agua incide en la arista central de las cucharas y se divide en dos partes que salen despedidas lateralmente, para caer después al canal de fuga.

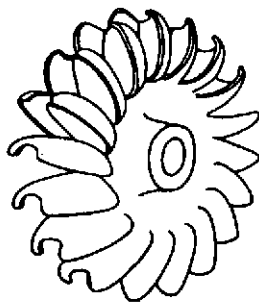
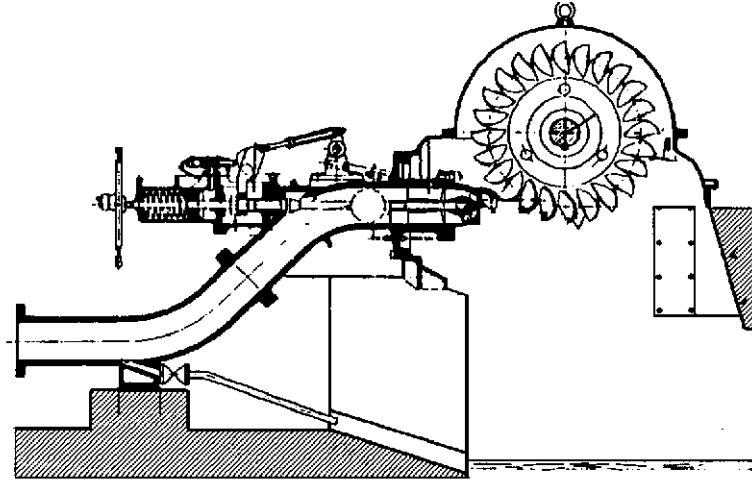


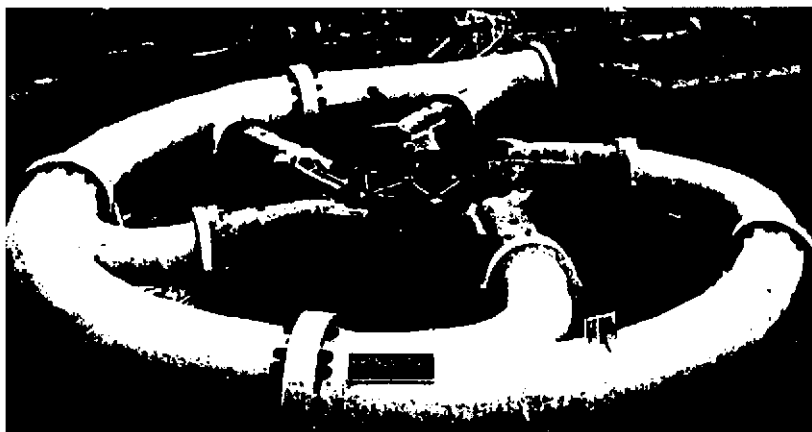
Fig.4.2.2 Rodete de una turbina Pelton.



*Fig. 4.2.3 Turbina Pelton.*

Para caudales mayores pueden disponerse varias toberas (hasta seis) en diversas posiciones del rodete (figura 4.2.4).

Este tipo de turbina tiene un excelente rendimiento porque la velocidad residual, o mejor, la componente de la misma sobre un plano perpendicular al eje de la rueda es muy pequeña. Se utiliza normalmente en saltos de gran altura y con caudales relativamente pequeños respecto al salto.



*Fig. 4.2.4 Turbina Pelton de chorro múltiple.*

En la turbina Francis el agua a presión es llevada a una cámara espiral en forma de caracol, cuya misión es repartir el caudal por toda la periferia del rodete (figura 4.2.5).

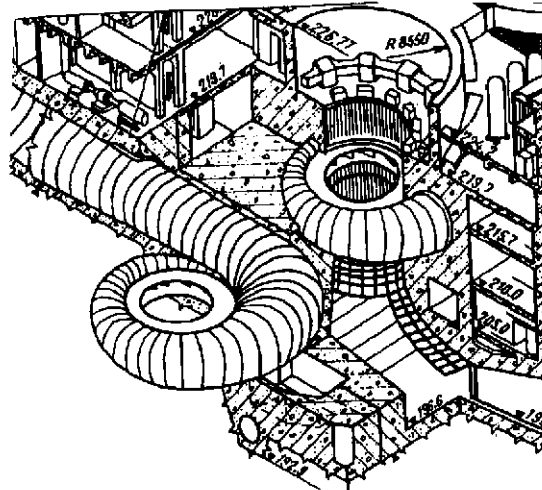


Fig. 4.2.5 Cámara espiral.

Una serie de álabes fijos se encargan de canalizar correctamente las líneas de flujo del agua. Entre esta hilera de álabes fijos y el rodete se encuentra una segunda fila de álabes móviles o palas directrices que constituyen lo que se denomina el anillo distribuidor (distribuidor de Fink, figura 4.2.6). Este distribuidor permite regular el caudal de la turbina sin que las venas líquidas sufran desviaciones bruscas o contracciones, permitiendo un rendimiento elevado incluso con cargas reducidas. Estos álabes móviles pueden girar alrededor de un eje paralelo al eje de la máquina, y el movimiento de cierre es simultáneo para todos ellos. Esto se consigue articulándolos individualmente mediante bielas a un único tambor circular que es accionado por un motor hidráulico. Dichas bielas llevan una entalladura de forma que, en caso de atascarse algún álabe directriz, aquella rompa por la sección más débil y no bloquee el conjunto. Algunos diseños modernos llevan un servomotor hidráulico por cada álabe, con la misma finalidad.

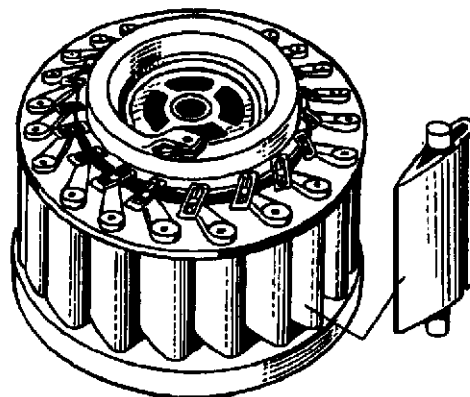
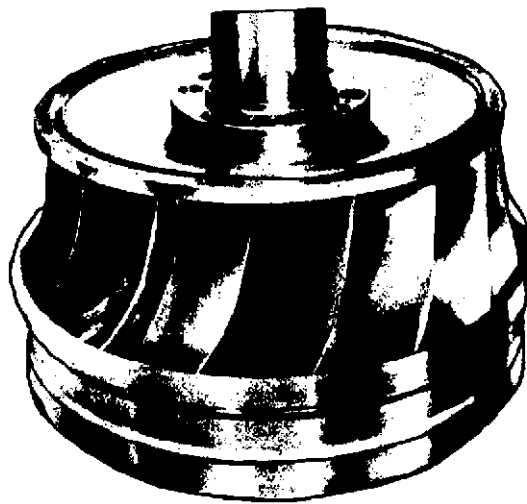


Fig. 4.2.6 Distribuidor de Fink.

El rodete (figura 4.2.7) va dotado de álabes fijos y puede ser de eje horizontal o vertical siendo ésta la disposición más corriente. La velocidad del fluido a la entrada está contenida en un plano perpendicular al eje de la turbina y tiene las dos componentes radial y circunferencial, de forma que sea tangente al borde del ataque de los álabes. La componente radial se transforma gradualmente en componente axial y la componente circunferencial se va reduciendo, de forma que a la salida del rodete el flujo es axial con un pequeño torbellino. La presión ha sido reducida a un valor inferior a la presión atmosférica y la mayor parte de la energía cinética restante se vuelve a convertir en energía de presión en la tubería de salida. En la figura 4.2.8 se muestra un corte esquemático de una central a pie de presa con una turbina Francis de eje vertical.



*Fig. 4.2.7 Rodete de una turbina Francis.*

Una evolución respecto de las turbinas Francis, lo constituyen las turbinas Deriaz, que básicamente podríamos decir que son turbinas Francis de álabes orientables (figura 4.2.9). Estas turbinas presentan ventajas sobre las Francis, como por ejemplo: a) Mejor rendimiento a cargas parciales (por orientación de los álabes), b) Ser reversibles. E igualmente sobre las Kaplan, dado que se pueden aplicar a saltos de mayor altura.

Las turbinas Kaplan responden a la necesidad de aprovechar saltos de gran caudal y poca altura, y a pesar de ser más caras que las turbinas Francis, tienen la ventaja de que a igualdad de caudal permiten un número de revoluciones mayor y por tanto la utilización de un alternador más económico (figura 4.2.10).

Están constituidas por una hélice de pocos álabes y gran sección de paso entre ellos. El agua entra al rodete desde una cámara espiral con distribuidor regulable análogo al de las turbinas Francis, pero los álabes están situados a una altura relativamente menor, de modo que el flujo es prácticamente axial.

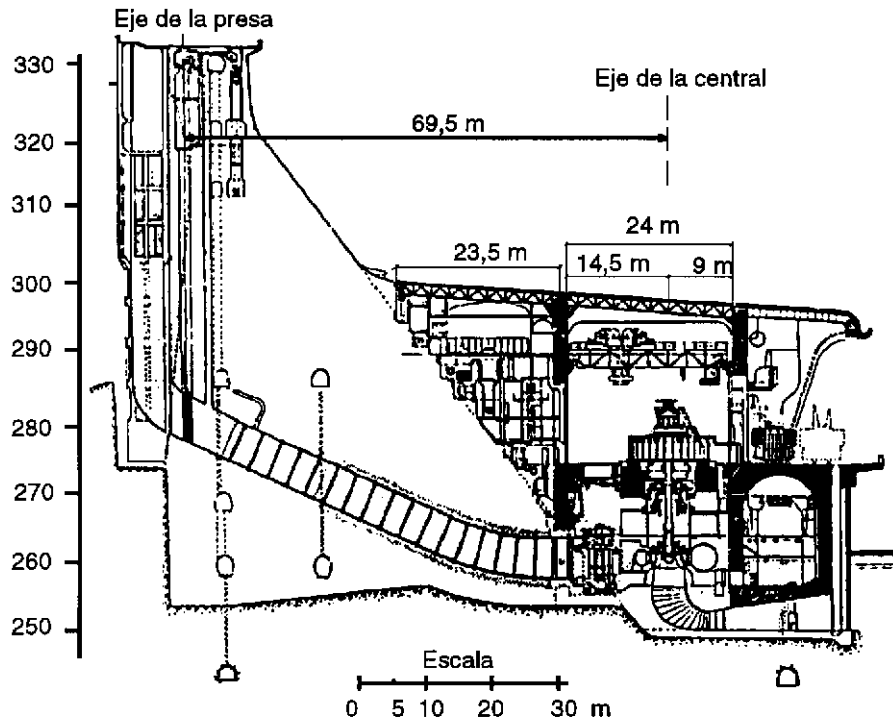


Fig.4.2.8 Sección de una central a pie de presa con una turbina Francis de eje vertical.

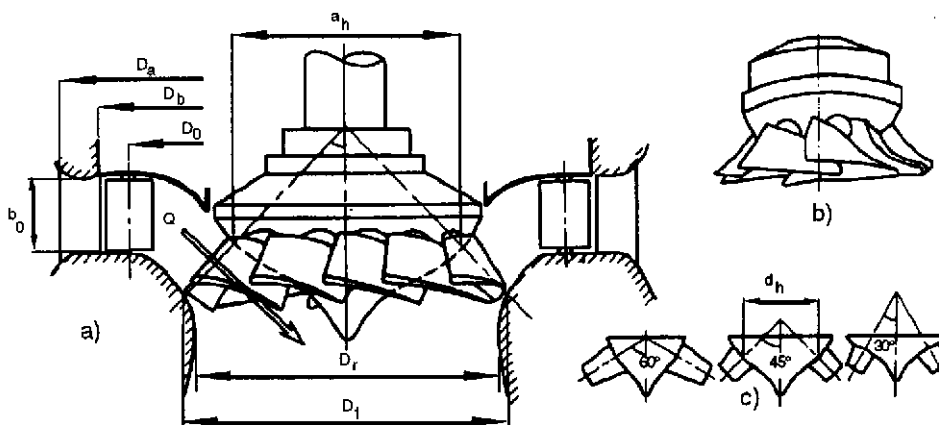


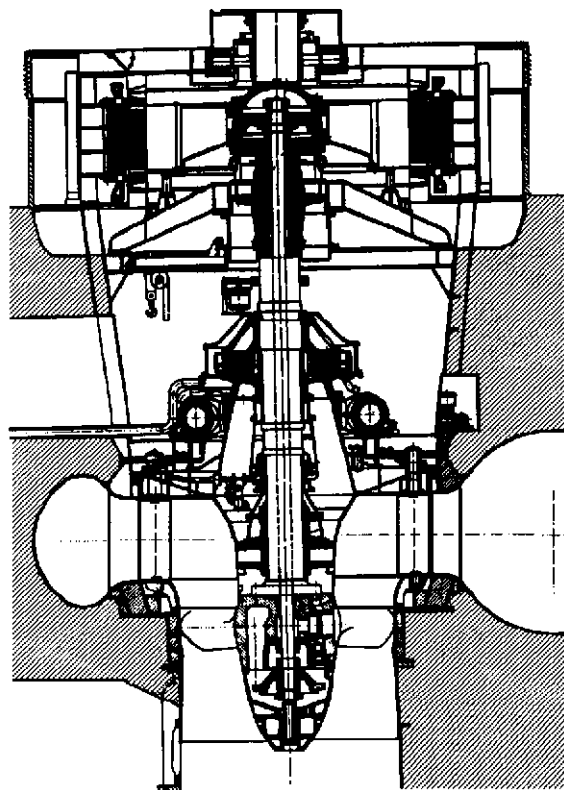
Fig. 4.2.9 a) Sección de una turbina Deriaz. b) Rodete de una turbina Deriaz. c) Secciones de rodetes.



Para conseguir el ángulo de incidencia óptimo en las venas líquidas cuando se funciona a caudal variable es necesario inclinar los álabes del rodete. El movimiento de todas las palas es simultáneo mediante un complejo sistema de bielas alojado en el interior del rodete (el cubo) (figura 4.2.11 a y b).

Los grupos bulbo constituyen la fase final del desarrollo, que con el fin de simplificar el flujo del agua y mejorar el rendimiento en los saltos de pequeña altura, comenzaron con la instalación de una turbina Kaplan de eje horizontal de manera que atraviesa el muro del canal y el alternador se instala al otro lado del muro fuera del agua.

Lo característico de los grupos bulbo es que el alternador, acoplado directamente a la turbina, va instalado herméticamente en una cápsula de chapa de acero de forma hidrodinámica, o bulbo, refrigerado por aire, de ahí el nombre con que se le designa; quedando de esta manera el grupo completo, turbina y alternador, sumergido en agua (figura 4.2.12).



*Fig. 4.2.10 Sección de una turbina Kaplan de eje vertical.*

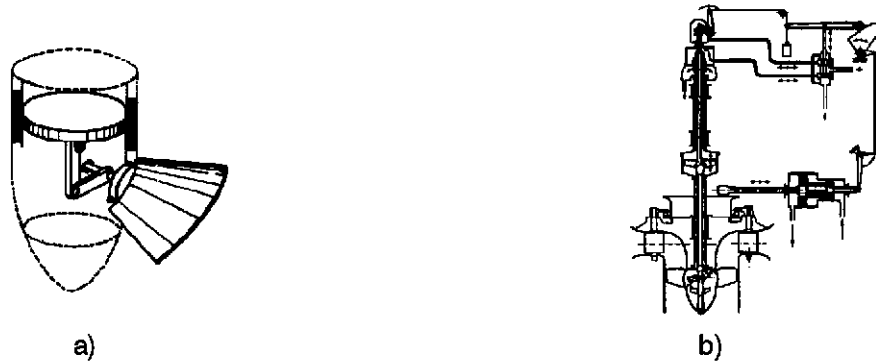


Fig. 4.2.11 a) Mecanismo de orientación de los álabes de una turbina Kaplan. b) Esquema de doble regulación de una turbina Kaplan (álabes del distribuidor y álabes del rodete).

Las ventajas de los grupos bulbo en relación a las turbinas Kaplan convencionales de eje vertical son:

- 1 - Disminución de las pérdidas hidráulicas.
- 2 - Aumento del caudal.
- 3 - Disminución de las dimensiones transversales de la turbina.
- 4 - Reducción de la obra civil a un mínimo.
- 5 - Reducción del precio.

Como inconvenientes caben señalar:

- 1 - Como consecuencia de la necesidad de reducir las dimensiones de la cápsula del alternador (bulbo) a fin de disminuir las pérdidas hidráulicas:
  - a) Diseño difícil del sistema de refrigeración del alternador.
  - b) Montaje y revisión mucho más difícil.
  - c) Encarecimiento de la construcción.
- 2 - Dificultad de alcanzar potencias unitarias elevadas.

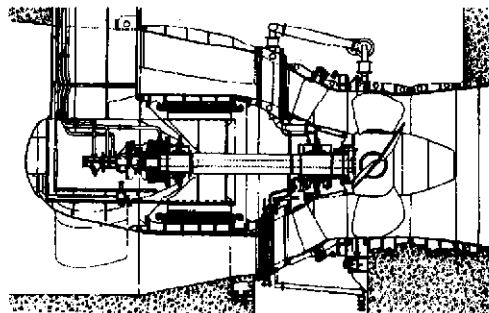


Fig. 4.2.12. Sección de un grupo bulbo.

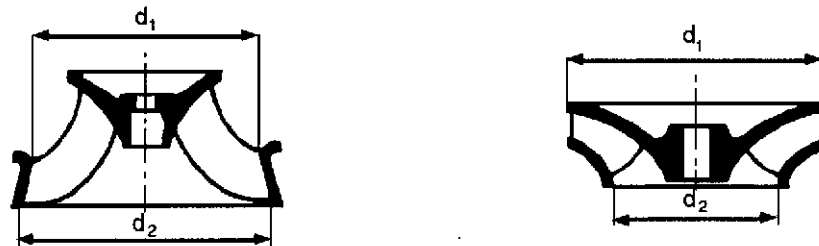
### 4.3 Leyes de semejanza en turbinas hidráulicas

- *Semejanza geométrica*: Modelos a escala.
- *Semejanza cinemática*: Triángulos de velocidad en todos los puntos, en particular en la entrada y salida del rodete semejantes.
- *Semejanza dinámica*:
  - a) Igual número de Reynolds (Esto es válido en forma aproximada para turbinas hidráulicas de reacción y bombas).
  - b) Igual número de Froude (Turbinas de acción).

#### 4.3.1 Diámetro característico

Es el diámetro convencional que caracteriza el tamaño de una turbina hidráulica, dentro de la serie de todas las turbinas hidráulicas geoméricamente semejantes a ella.

*FRANCIS*: El diámetro máximo de entrada ( $d_1$ ) (figura 4.3.1.1).



$d_1 < d_2$  : Turbinas Francis rápidas

$d_1 > d_2$  : Turbinas Francis lentas

Fig. 4.3.1.1: Diámetro característico de las turbinas Francis.

*KAPLAN*: El diámetro exterior del rodete ( $d_1 = d_2$ ) (figura 4.3.1.2).

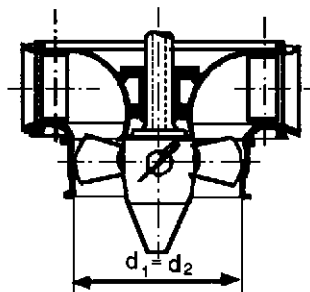


Fig. 4.3.1.2 Diámetro característico de las turbinas Kaplan.

**PELTON:** El diámetro de la circunferencia con centro en el centro de la rueda y tangente al eje del chorro (D) (figura 4.3.1.3).

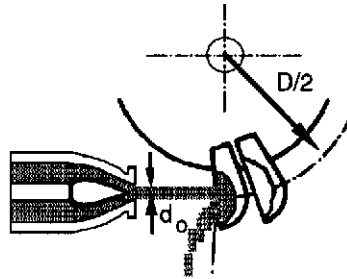


Fig. 4.3.1.3 Diámetro característico de las turbinas Pelton.

#### 4.3.2 Leyes de semejanza de las turbinas hidráulicas

Se supone la misma densidad y rendimientos iguales.

*1ª Ley : Variación del número de revoluciones con el diámetro y la altura neta.*

$$\frac{n'}{n''} = \frac{d''}{d'} \left( \frac{H'}{H''} \right)^{\frac{1}{2}}$$

*2ª Ley : Variación del caudal con el diámetro y la altura neta.*

$$\frac{Q'}{Q''} = \left( \frac{d'}{d''} \right)^2 \left( \frac{H'}{H''} \right)^{\frac{1}{2}}$$

*3ª Ley : Variación de la potencia útil con el diámetro y la altura neta.*

$$\frac{P'}{P''} = \left( \frac{d'}{d''} \right)^2 \left( \frac{H'}{H''} \right)^{\frac{3}{2}}$$

*4ª Ley : Variación del momento con el diámetro y la altura neta.*

$$\frac{M''}{M'} = \left( \frac{d'}{d''} \right)^3 \frac{H'}{H''}$$

### 4.3.3 Magnitudes reducidas

Se toma una máquina de 1 m de diámetro y funcionando bajo un salto de 1 m de altura.

*Número de revoluciones reducido:*

$$n_{11} = n \cdot d \cdot H^{-\frac{1}{2}}$$

*Caudal reducido:*

$$Q_{11} = Q \cdot d^{-2} \cdot H^{-\frac{1}{2}}$$

*Potencia reducida:*

$$P_{11} = P \cdot d^{-2} \cdot H^{-\frac{3}{2}}$$

*Par reducido:*

$$M_{11} = M \cdot d^{-3} \cdot H^{-1} = P \cdot n^{-1} \cdot d^{-3} \cdot H^{-1}$$

### 4.3.4 Número específico de revoluciones en función de la potencia

El número específico de revoluciones se obtiene de las leyes 1ª y 3ª de semejanza, eliminando la relación de diámetros (Kramerer):

$$n_s = n' \cdot P'^{\frac{1}{2}} \cdot H'^{-\frac{5}{4}} = n'' \cdot P''^{\frac{1}{2}} \cdot H''^{-\frac{5}{4}}$$

$$n_s = n \cdot P^{\frac{1}{2}} \cdot H^{-\frac{5}{4}}$$

Todas las turbinas hidráulicas geoméricamente semejantes tienen el mismo número específico de revoluciones,  $n_s$ , siempre que se considere el mismo fluido y se suponga, en todas ellas, el mismo rendimiento.

#### 4.3.4.1 Consideraciones sobre el número específico de revoluciones

1ª A cada geometría del rodete le corresponde un  $n_s$ .

2ª Una turbomáquina hidráulica tiene un campo de funcionamiento, verificándose:

- a) A cada punto de funcionamiento le corresponde un  $n_s$ .
- b) Al punto de funcionamiento nominal (generalmente el de  $\eta_{\text{óptimo}}$ ) le corresponde el  $n_s$  característico (el que se da).

3ª De todas las turbomáquinas hidráulicas de una serie caracterizada por la misma geometría (el mismo  $n_s$ ) se puede concebir una que diese una potencia de 1 CV bajo un salto de 1 m, entonces se verifica:

$$n_s = n$$

4ª Otra definición de  $n_s$ :

El valor numérico de  $n_s$  coincide con el de r.p.m. a que tendría que girar una turbomáquina hidráulica para suministrar en el eje de la turbina una potencia de un caballo en un salto de un metro con un rendimiento óptimo.

5ª Dimensiones de  $n_s$ :

$$[n_s] = (\text{rev/min}) \cdot (\text{CV})^{1/2} \cdot (\text{m})^{-5/4}$$

6ª Significado de  $(n_s)_{SI}$ :

Es el número característico de revoluciones expresado en:

$$[n_s]_{SI} = (\text{rev/s}) \cdot (\text{kW})^{1/2} \cdot (\text{m})^{-5/4}$$

7ª Relación entre  $n_s$  y  $(n_s)_{SI}$ :

$$n_s = 1,166 \cdot (n_s)_{SI} \quad (n_s)_{SI} = 0,858 \cdot n_s$$

8ª Expresión de  $n_s$  en función del caudal:

Sustituyendo en la ecuación:

$$n_s = n \cdot P \frac{1}{2} \cdot H^{-\frac{5}{4}}$$

la potencia  $P$ , por:  $P = \rho H \eta_{tot} / 75 \text{ CV}$  ( $\rho = \rho_{agua} = 1000 \text{ kg/m}^3$ ), se obtiene:

$$n_s = 3,65 \cdot n \cdot Q^{\frac{1}{2}} \cdot H^{-\frac{3}{4}} \cdot \eta_{total}^{\frac{1}{2}}$$

Se designa  $n_q$  al valor:

$$n_q = n \cdot Q^{\frac{1}{2}} \cdot H^{-\frac{3}{4}}$$

#### 4.3.5 Valores típicos del número específico de revoluciones de los distintos tipos de turbinas

Los valores típicos del número específico de revoluciones y la altura máxima admisible se dan en la tabla 4.3.5.1.

**Tabla 4.3.5.1** Número específico de revoluciones para los distintos tipos de turbinas hidráulicas y alturas máximas admisibles.

Tipos de turbinas hidráulicas		$n_s$	$n_q$	$H_{max}$ (m)
Pelton (1 inyector)		20 - 30	6 - 9	550 -
Francis	Lenta	55 - 125	18 - 38	350 - 150
	Normal	125 - 175	38 - 53	150 - 120
		175 - 225	53 - 68	120 - 80
	Rápida	225 - 350	68 - 105	80 - 35
		350 - 450	105 - 135	35 - 20
Kaplan		350 - 600	105 - 180	35 - 18
		600 - 800	180 - 240	18 - 12
		800 - 1000	240 - 300	12 - 5

### 4.3.6 Zonas de utilización de los distintos tipos de turbinas hidráulicas

Según sea el salto y la potencia puede ser más ventajoso utilizar un tipo de turbina u otro. En la figura 4.3.6.1 se representan las áreas o zonas de utilización de los distintos tipos de turbinas hidráulicas en función del salto (H) y de la potencia. Por supuesto, al intentar elegir la turbina óptima para cada caso, no se ha de olvidar el generador que ésta mueve.

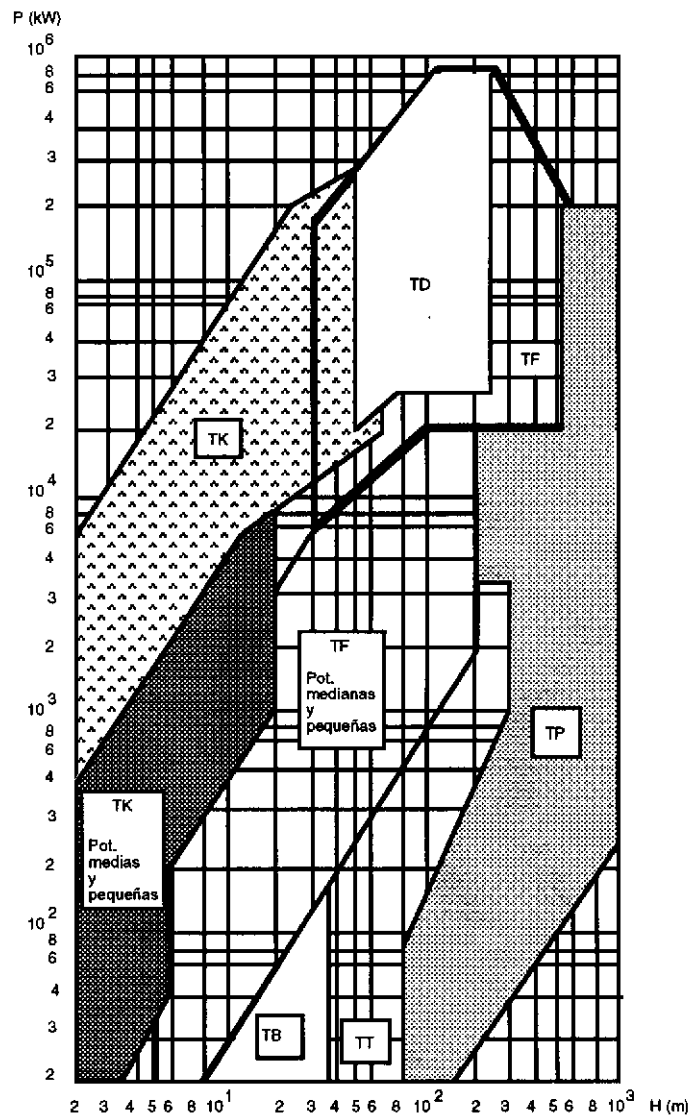


Fig. 4.3.6.1 Zonas de utilización de los distintos tipos de turbinas en función del salto (H) y de la potencia mecánica: TP = Turbinas Pelton; TK = Turbinas Kaplan; TF = Turbinas Francis; TT = Turbinas Turgo; TD = Turbinas Deriaz; TB = Turbinas Banki.



En la figura 4.3.6.2, se representa la altura máxima de salto de los diferentes tipos de turbinas hidráulicas en función del número específico de revoluciones.

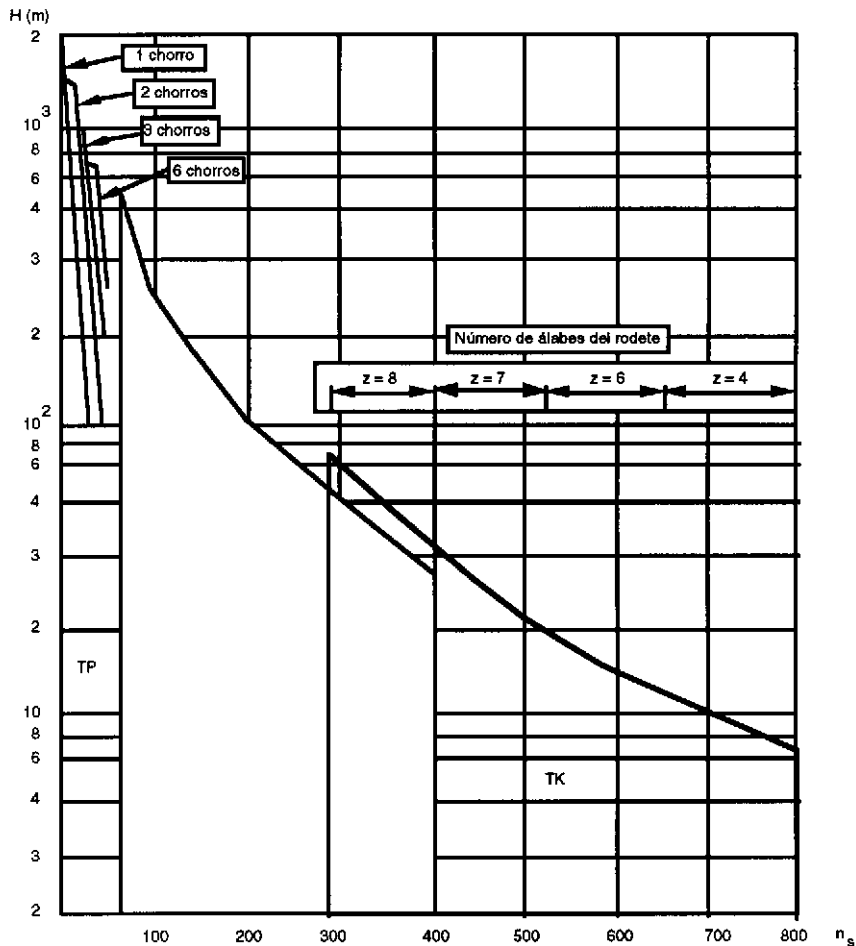


Fig. 4.3.6.2 Altura máxima de salto  $H$  de los diferentes tipos de turbinas hidráulicas en función del número específico de revoluciones  $n_s$ .

#### 4.3.7 Curvas de rendimiento total de las distintas turbinas hidráulicas en función del caudal relativo

Las turbinas Kaplan compiten con las turbinas Francis en saltos cada vez de mayor altura debido a las ventajas de la orientación de los álabes que dan curvas de rendimiento planas, mientras que las turbinas Francis tienen, a media carga, curvas de rendimiento de tipo gancho debido a que, para caudales relativos  $\leq 0,6$ , se originan regímenes transitorios (creación de remolinos en el tubo de aspiración y aristas de entrada de los álabes). Por tanto, como puede apreciarse en la figura 4.3.7.1, las turbinas Kaplan se adaptan mejor a la variabilidad de la carga con buen rendimiento.

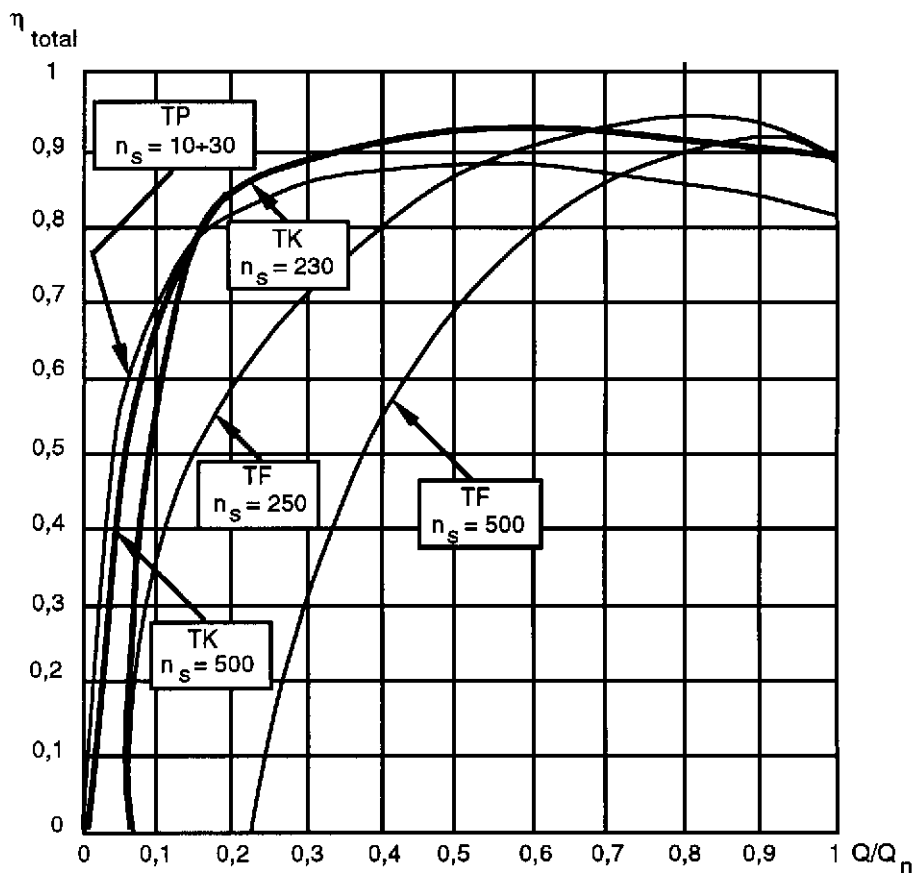


Fig. 4.3.7.1 Curvas de rendimiento total para distintos tipos de turbinas en función del caudal relativo y del número específico de vueltas.

#### 4.4 Bibliografía

- [1] Adolph, M.: *Turbomáquinas. Tratado fundamental*. Ed. EAPSA, Madrid 1971.
- [2] Enriquez Harper, G.: *Elementos de centrales eléctricas I*. Ed. LIMUSA S.A. México 1982.
- [3] Fraile Mora, J.J.: *Curso de Electrotecnia III*. ETSICCP, Madrid 1980.
- [4] Ilyinykh, I.: *Hidroelectric Stations*. Ed. Mir, Moscú 1982.
- [5] Mataix, C.: *Turbomáquinas hidráulicas*. Ed. ICAI, Madrid 1975.
- [6] Monition, L.; Lenir, M.; Roux, J.: *Micro Hydroelectric Power Stations*. Ed. John Wiley & Sons. Chichester 1984.
- [7] MOPU: *Pequeñas centrales hidroeléctricas. Manual*. MOPU. Madrid 1988.
- [9] Varlet, H.: *Aménagement, utilisation et prix de revient des usines hydrauliques*. Ed. Eyrolles. París 1961.
- [10] Varlet, H.: *Turbines hydrauliques et groupes hidroeléctriques*. Ed. Eyrolles. París 1964.
- [11] Zoppetti Júdez, G.: *Centrales hidroeléctricas*. Ed. G. Gili. México 1982.

## Capítulo 5 Centrales hidroeléctricas de acumulación por bombeo

### 5.1 Introducción

Como se ha dicho anteriormente, las compañías han de hacer frente a una demanda de electricidad muy irregular en el tiempo, lo que ha dado lugar a la aparición de las centrales de acumulación. La misión de estas centrales consiste en almacenar electricidad durante las horas de bajo consumo y devolverla a la red durante las horas punta. Las centrales eléctricas que mejor se adaptan para el almacenamiento de energía en gran escala son las centrales hidráulicas de bombeo. Sin embargo, este tipo de almacenamiento tiene la desventaja de estar ligado a las condiciones orográficas del terreno. Con la investigación de posibilidades de almacenamiento de energías independientes, aparece, en primer lugar, en los últimos años el proceso electroquímico, efecto a partir del cual, juntamente con las baterías de plomo ya probadas, se han desarrollado también nuevos sistemas como la batería sodio-azufre o la de zinc-halógeno. Una vez superado el estadio de laboratorio (prototipo), las instalaciones de almacenamiento por baterías se han instalado de forma gradual. Así, por ejemplo, en Berlín se utiliza un acumulador de energía a base de baterías de plomo con una potencia de 8,5 MW, principalmente para la regulación de la frecuencia, y en Stuttgart se utiliza una batería sodio-azufre capaz de almacenar una energía de 150 kWh, de forma experimental, para el apoyo de tensión en la red de baja tensión. Además, se ha de indicar que mundialmente existen otras instalaciones de almacenamiento de energía por batería con potencias de hasta 10 MW.

### 5.2 Principio de funcionamiento

La demanda de electricidad en una determinada red varía ostensiblemente a lo largo del día y según la época del año originando un funcionamiento muy irregular del sistema eléctrico, que tiene repercusiones de tipo económico y técnico.

Económicamente las variaciones de potencia son la causa fundamental de un bajo aprovechamiento del conjunto de la instalación, puesto que las empresas generadoras de energía eléctrica deben mantener instalada una potencia suficiente para hacer frente como mínimo a la máxima potencia de punta diaria prevista, más una cierta reserva para posibles variaciones de tipo estocástico de la demanda y posibles contingencias. Por tanto, estas instalaciones originan unas inmovilizaciones de capital y unos costes fijos.

Técnicamente la cobertura de las puntas de consumo exige que los reguladores de potencia de las turbinas modifiquen de una forma rápida la potencia generada por los diversos grupos, lo que obliga a disponer de instalaciones con gran facilidad de regulación, rápidas y carentes de limitaciones técnicas para este funcionamiento en régimen variable.

Para resolver este problema, las compañías eléctricas recurren a dos modos de actuación, con idéntica finalidad de nivelar la curva de carga evitando grandes variaciones de potencia, lo que a su vez se traduce en un aumento de las horas de utilización anual de las instalaciones generadoras. El primero consiste en modificar la curva de carga variando los hábitos de consumo de los abonados. A tal fin, se emplean medidas disuasorias, como puede ser un sistema de doble tarifa, para evitar la concentración de consumo en unas determinadas horas del día y fomentar así el desplazamiento de estos consumos hacia las horas de valle. Sin embargo, esta posibilidad es poco viable cuando se trata de consumos domésticos, pues en este caso los hábitos de consumo suelen ser muy rígidos por lo que presentan una gran inercia al cambio. Por el contrario, en el caso de consumidores industriales que trabajan por turnos los resultados obtenidos son mucho más satisfactorios.

El segundo modo de actuación consiste en una modificación de la curva de carga diaria introduciendo las propias compañías una demanda artificial durante las horas de valle utilizando centrales de acumulación por bombeo, que aprovechan este consumo de energía para almacenarla en forma de energía potencial o geodésica y devolverla posteriormente a la red en las horas punta (figura 5.2.1).

Las centrales de acumulación por bombeo se vienen empleando desde principios del siglo veinte. Así la central Voith-Brünnenmühle data de 1908.

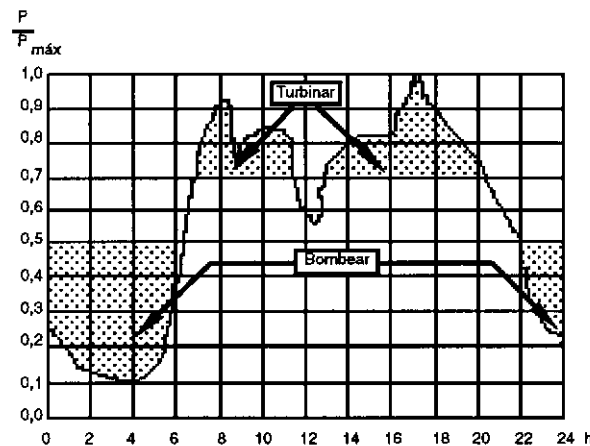


Fig. 5.2.1 Efecto del bombeo sobre la curva de carga diaria.

En la figura 5.2.2 se muestra el esquema básico de una central de bombeo hidráulico. La central está situada entre dos embalses y su maquinaria hidráulica permite el trasvase de agua del embalse inferior al superior durante el proceso de bombeo y viceversa durante el proceso de turbinado. En el primer caso la máquina eléctrica utilizada actúa como motor síncrono y en el segundo como generador.

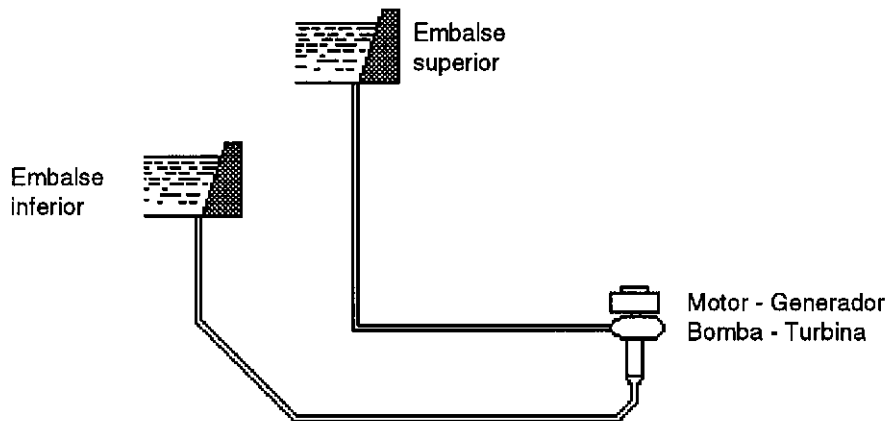


Fig. 5.2.2 Esquema de una instalación de bombeo.

### 5.2.1 Tipos de centrales de acumulación por bombeo

Las centrales de acumulación por bombeo pueden clasificarse en:

- centrales puras de acumulación.
- centrales mixtas de acumulación.

En las centrales puras de acumulación por bombeo fluye teóricamente en sentido ascendente o descendente siempre el mismo volumen de agua (excepto pérdidas hidráulicas, evaporación). Es decir el embalse superior no recibe más aportaciones de agua que las que proceden del embalse inferior a través de la bomba. Generalmente, el embalse suele ser un lago artificial construido mediante diques sobre una elevación natural del terreno (figura 5.2.1.1). El balance energético es negativo: la central recibe más energía de la red que la que manda a la red.

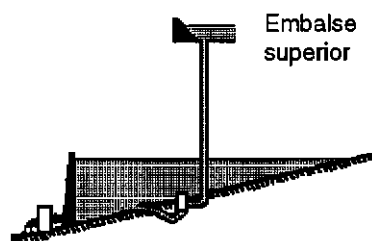
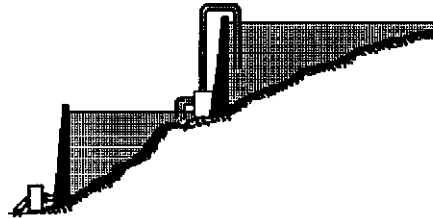


Fig. 5.2.1.1 Esquema simplificado de una central pura de acumulación por bombeo.

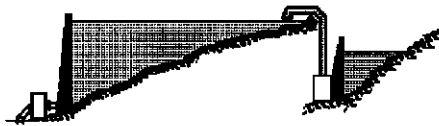
En las centrales mixtas de acumulación, el embalse superior recibe aportaciones de agua por medios naturales. Es el caso de centrales situadas consecutivamente a lo largo de un río (figura 5.2.1.2). Es evidente que en este caso las pérdidas por evaporación no son tan importantes, dado que el agua del embalse superior tiene un coste menor que para el bombeo puro, en el que dicho volumen de agua procede en su totalidad de un consumo eléctrico.

En estas centrales la energía desarrollada por las turbinas es mayor que la acumulada por las bombas; bien sea porque en el embalse superior de la turbina hay aportación no sólo de bombeo, sino por afluencia natural de un río, o bien porque el desnivel geodésico de las turbinas sea mayor que la altura geodésica de elevación de las bombas, con lo cual la energía disponible es mayor que la acumulada.



*Fig. 5.2.1.2 Esquema simplificado de una central mixta de acumulación por bombeo.*

Dentro de las centrales mixtas, existen también aprovechamientos hidráulicos que por razones económicas utilizan un sistema de bombeo diferencial. En ellos una serie de instalaciones de bombeo no reversibles funcionan elevando agua desde varios pequeños embalses hasta un gran lago superior, desde el que es turbinada (figura 5.2.1.3). Estos aprovechamientos están situados frecuentemente en zonas montañosas con ríos de pequeño caudal.



*Fig. 5.2.1.3 Esquema simplificado de una central mixta de acumulación por bombeo diferencial.*

Las centrales de bombeo son consumidores netos de energía eléctrica. Sin embargo, es su misión en el conjunto de la red lo que justifica su existencia, dando lugar a ventajas de tipo económico y técnico, como son:

- a) Cuando turbinan tienen las ventajas de ser centrales hidráulicas, con un tiempo de arranque muy corto, gran facilidad de regulación, por lo que resultan idóneas para cubrir las zonas de punta de consumo.
- b) Cuando bombean durante las horas valle se convierten en consumidores produciendo el deseado efecto de nivelación de la curva de carga diaria. Esto permite que algunas centrales del sistema pasen de funcionar bajo programa a funcionar como centrales de base, lo que se traduce en un mayor número de horas de utilización y una reducción en el coste de producción, permitiendo una explotación más rentable de las centrales térmicas.
- c) Las centrales de bombeo de una zona de la red pueden restablecer el equilibrio producción-consumo de dicha zona cuando ésta quede aislada como consecuencia de un fallo de alguna línea de alimentación de la misma y sin que por ello las centrales de base de la zona tengan que alterar su régimen.

En España existen actualmente 23 centrales de bombeo: siete de ellas son de bombeo puro (p.e.: Estany Gento-Sallente de 451 MW, La Muela de 628,4 MW) y las dieciséis restantes mixtas (como la de Villarino de 810 MW, Aldeadávila II de 421 MW). La potencia instalada de bombeo en España a 31 de diciembre de 1989 era de 4914,5 MW.

### 5.3 Aspectos económicos de las centrales de bombeo

Al ser negativo el balance energético de un ciclo completo bombear-turbinar de una central de bombeo, estas centrales están supeditadas a grandes condicionamientos económicos y su idoneidad sólo se puede averiguar en el contexto general del sistema eléctrico. En el coste de producción de una central de bombeo intervienen los siguientes factores: el volumen del embalse superior, la altura del salto, la relación L/H, los factores geográficos y geológicos y la localización en el conjunto de la red.

#### 5.3.1 El volumen del embalse superior

El volumen del embalse superior está relacionado con la duración del ciclo de bombeo turbinado. Las instalaciones de bombeo pueden proyectarse para trabajar sobre una base diaria, semanal o estacional, (en casos excepcionales). En el caso de ciclo diario, el bombeo suele realizarse habitualmente durante la noche y su duración suele ser de 4 a 6 horas. La turbinación se lleva a cabo en la punta del día siguiente (figura 5.3.1.1.).

Mientras que en el caso de ciclo semanal, la duración del bombeo suele ser de 35 horas y realizarse durante el fin de semana. La turbinación se realiza a lo largo de los cinco días laborables, como se ilustra gráficamente en la figura 5.3.1.2.

Como valores orientativos de los órdenes de magnitud de la capacidad de los embalses de las centrales de bombeo tenemos el de la central mixta de bombeo de Aldeadávila de 421 MW con una capacidad del embalse superior e inferior de 56 hm<sup>3</sup> cada uno y el de la central pura de bombeo de la Muela de 628,4 MW con una capacidad de 22 hm<sup>3</sup>.

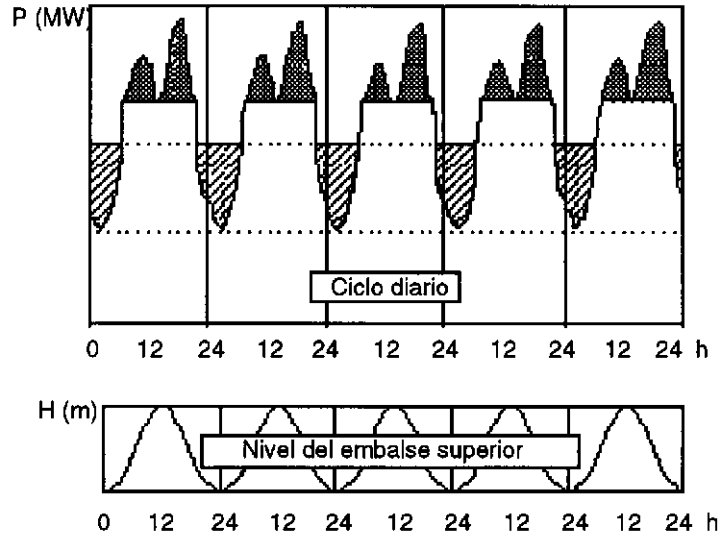


Fig. 5.3.1.1 Bombeo de ciclo diario. Nivel del embalse superior.

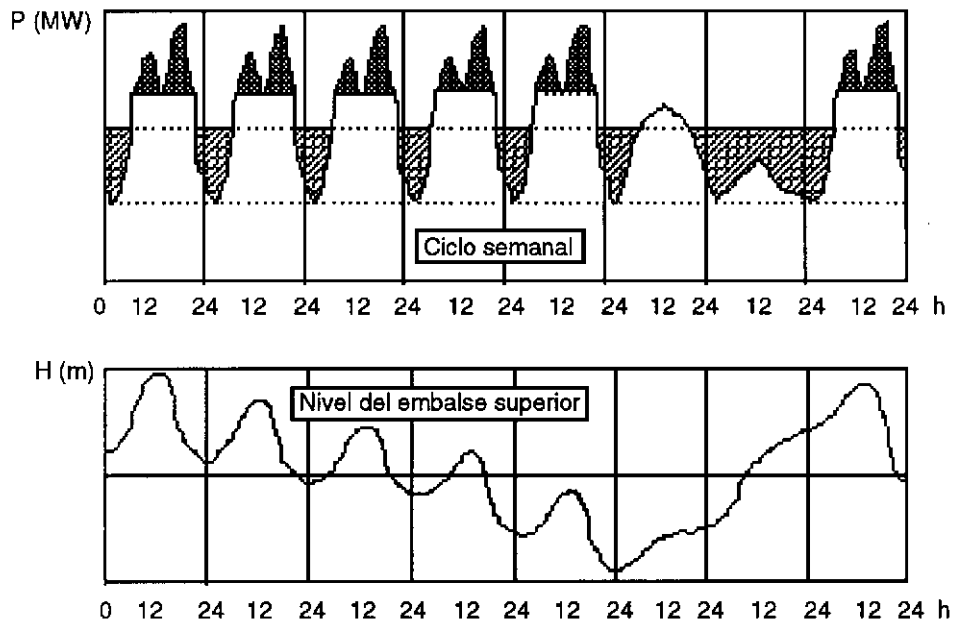


Fig. 5.3.1.2 Bombeo de ciclo semanal. Nivel del embalse superior.



### 5.3.2 Altura de salto

En una central de acumulación por bombeo la componente principal del coste de la instalación corresponde a la capacidad del embalse superior. La manera de reducir el volumen de este embalse para una potencia de la central dada es aumentar la altura del salto y disminuir el caudal. Al aumentar la altura del salto, las turbinas hidráulicas han de girar a más velocidad (menor número específico de revoluciones, tabla 4.3.5.1), por lo que resultará más económico el generador eléctrico a emplear. En la actualidad se llegan a alturas de salto muy elevadas (por ejemplo: la central de bombeo puro de Moralets de 221,4 MW tiene un salto bruto de 800 m).

### 5.3.3 Relación L/H

La relación L/H es el cociente entre la distancia horizontal entre los embalses superior e inferior y la diferencia de nivel entre ambos. Esta relación no deberá ser muy grande para minimizar el coste de las tuberías, túneles y canalizaciones en general, para unos valores dados de caudal y salto y además para disminuir el golpe de ariete y otros fenómenos transitorios en las turbinas. Los valores económicos del cociente  $L/H$  suelen estar en torno a 4 y 6 para grandes y pequeños saltos respectivamente. Como ejemplo se puede mencionar que la central de bombeo puro de Moralets de 221,4 MW y una capacidad del embalse superior de 14 hm<sup>3</sup> tiene una relación  $L/H = 5000 \text{ m}/800\text{m}$ .

### 5.3.4 Factores geográficos y geológicos

Los factores geográficos y las características geológicas del terreno juegan un papel muy importante a la hora de implantar una central de bombeo, ya que para conseguir que las tuberías sean lo más cortas posibles se ha de recurrir a centrales subterráneas. Además y a fin de evitar el efecto pernicioso de cavitación en las bombas y turbinas éstas deberán estar situadas por debajo del nivel del embalse inferior a fin de crear una contrapresión estática aguas abajo del rodete.

### 5.3.5 Localización en el conjunto de la red

La efectividad de una central de bombeo aumenta a medida que su ubicación se aproxime a un centro de producción de energía de base, por lo general constituido por grandes centrales térmicas convencionales y nucleares, y a un centro de consumo con grandes puntas de potencia. De esta manera se minimizan los costes de transporte de la energía durante las etapas de bombeo y turbinado.

## 5.4 Balance económico

A la hora de hacer un balance económico de una central de bombeo habrá que tener en cuenta las características especiales que presentan estas centrales de nivelar la curva de

carga y de formar parte de la reserva rápida. Teniendo sólo en cuenta la primera característica, una instalación de acumulación por bombeo está justificada si el coste de la energía turbinada es superior al de la empleada en el bombeo:

$$W_t C_t > W_b C_b \quad (5.4.1)$$

siendo:

$W_t$  = La energía generada.

$W_b$  = La consumida.

$C_t$  = El coste específico de la energía de punta.

$C_b$  = El coste específico de la energía de valle.

Gráficamente los valores de  $W_t C_t$  y  $W_b C_b$  integrados aparecen representados en la figura 5.4.1.

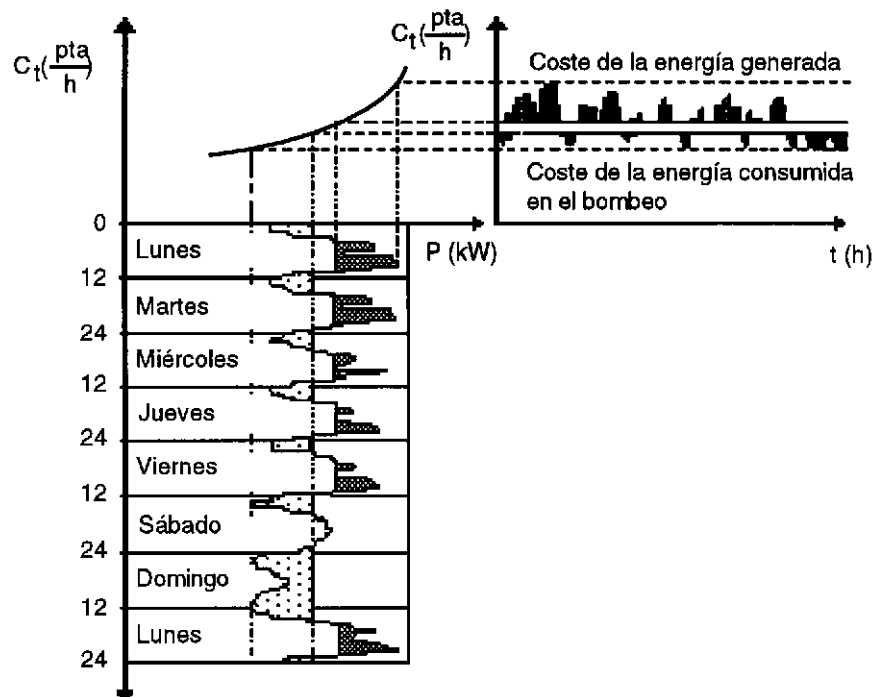


Fig. 5.4.1 Análisis gráfico del funcionamiento económico de una central de bombeo.

Y puesto que:

$$W_t = \eta W_b \quad (5.4.2)$$

siendo:

$\eta$  = Rendimiento global de la instalación.

la ecuación (5.4.1) se puede escribir como:

$$W_t \left( C_t - \frac{C_b}{\eta} \right) > 0 \quad (5.4.3)$$

## 5.5 Equipo electromecánico

### 5.5.1 Composición

Existen las siguientes posibilidades de elección del equipo a instalar en una central de bombeo: grupos cuaternarios, ternarios y binarios.

*Grupos cuaternarios:* Están constituidos por cuatro máquinas: alternador, turbina, motor y bomba. Es una opción cara que sólo se deberá adoptar en casos excepcionales.

*Grupos ternarios:* Están constituidos por tres máquinas: alternador-motor, turbina y bomba. En este caso la máquina eléctrica es única y funciona tanto como motor como generador. Sin embargo existen dos máquinas hidráulicas distintas, una turbina y una bomba.

La disposición de los grupos ternarios puede ser de eje vertical u horizontal. Cuando los grupos son de eje vertical el alternador se sitúa en la parte superior para protegerlo contra fugas de agua, la turbina se ubica en la posición intermedia y la bomba en la parte inferior (figura 5.5.1) para disminuir el fenómeno de cavitación que se presenta con mayor intensidad en las bombas que en las turbinas. Este efecto se puede paliar manteniendo una cierta presión estática en dicha zona, lo que se consigue situando la bomba a una cota que esté por debajo de la del nivel del embalse inferior.

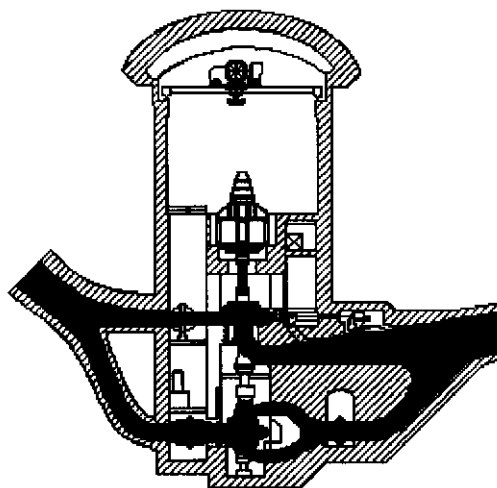


Fig. 5.5.1 Grupo de bombeo ternario de eje vertical.

Generalmente, los grupos ternarios verticales disponen de un embrague o acoplamiento mecánico entre la turbina y la bomba con el fin de reducir las pérdidas por rozamiento y ventilación en el rodete de ésta última cuando el grupo funciona como generador. Cuando el grupo funciona como bomba, el motor síncrono arrastra también la turbina por lo que es necesario desanegar el rodete superior mediante inyección de aire comprimido.

En los grupos de eje horizontal, el alternador-motor se sitúa en la parte central pudiendo instalarse un embrague a cada lado del mismo, con la misión antes indicada. Además, en este caso se instala una pequeña turbina Pelton de lanzamiento cuyo objeto es llevar al rotor a la velocidad de sincronismo, ya que el par de arranque del motor síncrono es nulo (figura 5.5.2).

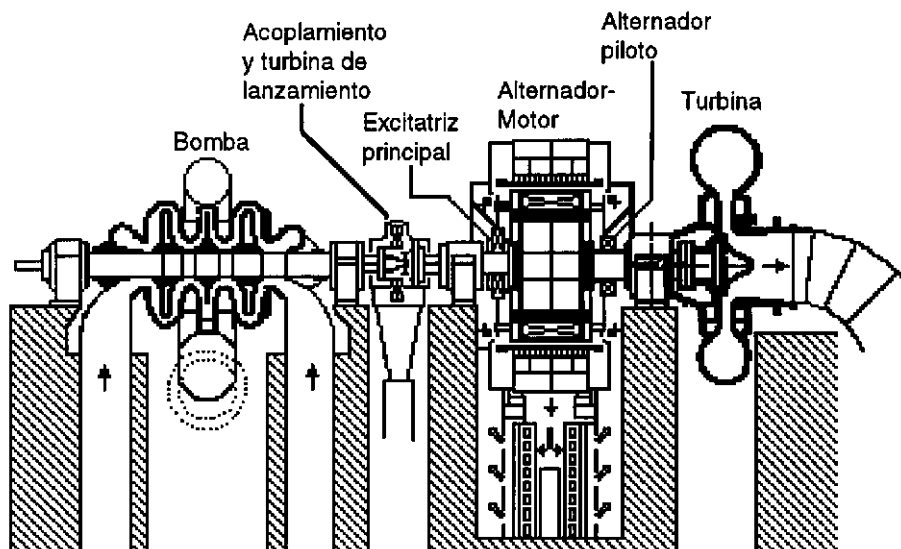


Fig. 5.5.2 Grupo ternario de eje horizontal.

La principal ventaja de los grupos ternarios es su gran flexibilidad de funcionamiento y su gran rapidez para efectuar el cambio de turbina a bomba y viceversa, puesto que las dos máquinas hidráulicas son independientes, sus álabes se pueden disponer de forma que el sentido de giro en ambos casos sea el mismo. Sin embargo, los grupos ternarios presentan el inconveniente de que la inversión es más elevada, tanto en equipos (tres máquinas de la misma potencia aproximadamente, frente a dos) como en tuberías, válvulas y accesorios.

**Grupos binarios:** Están constituidos por dos máquinas: alternador-motor y turbina-bomba. Su disposición suele ser casi siempre de eje vertical con el alternador-motor en la parte superior (figura 5.5.3). En estos grupos para pasar del funcionamiento de turbina a bomba o viceversa hay que invertir el sentido de giro de la máquina eléctrica, operación que se realiza a través de un juego de seccionadores de inversión de la secuencia de fases ubicado en bornes de la máquina síncrona.

Los grupos binarios presentan frente a los grupos ternarios las siguientes ventajas:

- menor coste.
- menor longitud.
- menor obra civil.

En el caso frecuente de que la central sea subterránea, el volumen de excavación de la caverna para un grupo binario es notablemente inferior, del orden de los  $0,1 - 0,2 \text{ m}^3 / \text{kW}$  frente a  $0,2 - 0,3 \text{ m}^3 / \text{kW}$  de un grupo ternarios.

Los grupos binarios presentan frente a los grupos ternarios los siguientes inconvenientes:

- menor rendimiento (aproximadamente un 4% menor en turbinación).
- peligro de vibraciones.
- doble sentido de giro.
- mayor tiempo de maniobra.

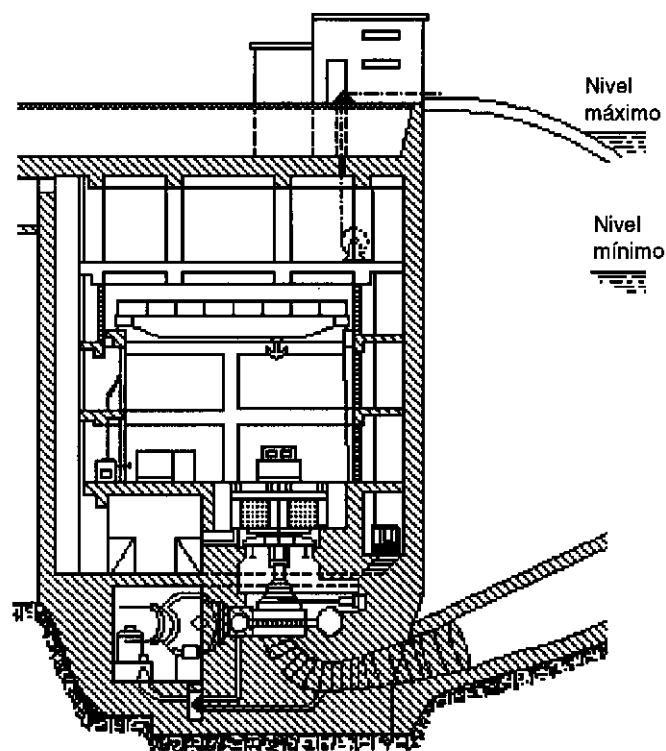


Fig. 5.5.3 Grupo de bombeo binario.

### 5.5.1.1 Velocidad de embalamiento

Es la velocidad máxima que adquiere la turbina en marcha en vacío. Esta velocidad es distinta para cada apertura del distribuidor.

**Coefficiente de embalamiento  $v_e$ :**

Es la relación entre la velocidad de embalamiento y la nominal:

$$v_e = \frac{n_e}{n_N}$$

En la figura 5.5.1.1 se representa el coeficiente de embalamiento en función de la velocidad específica.

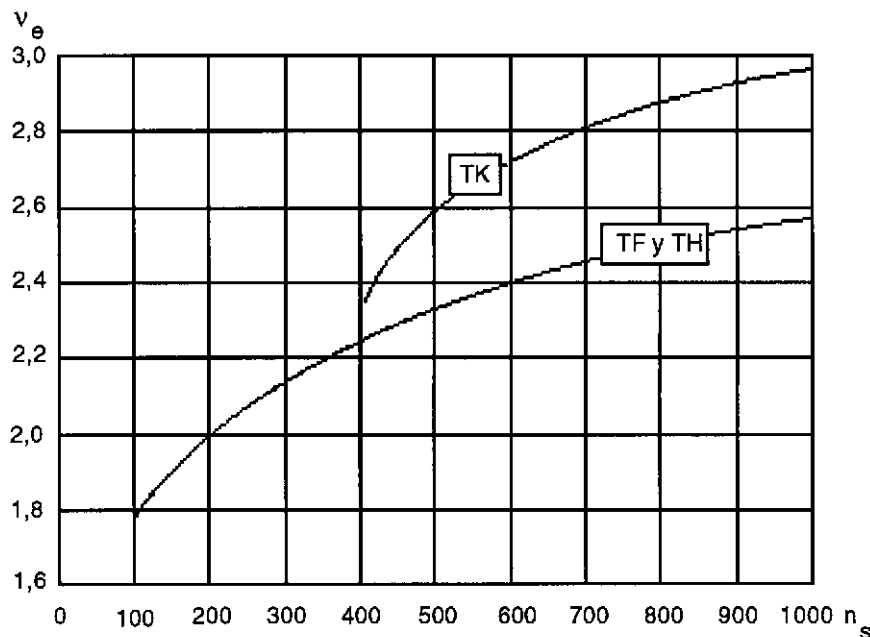


Fig. 5.5.1.1.1 Relación entre velocidad específica y el coeficiente de embalamiento para distintos tipos de turbinas (TK = T. Kaplan; TH = T. hélice; TF = T. Francis).

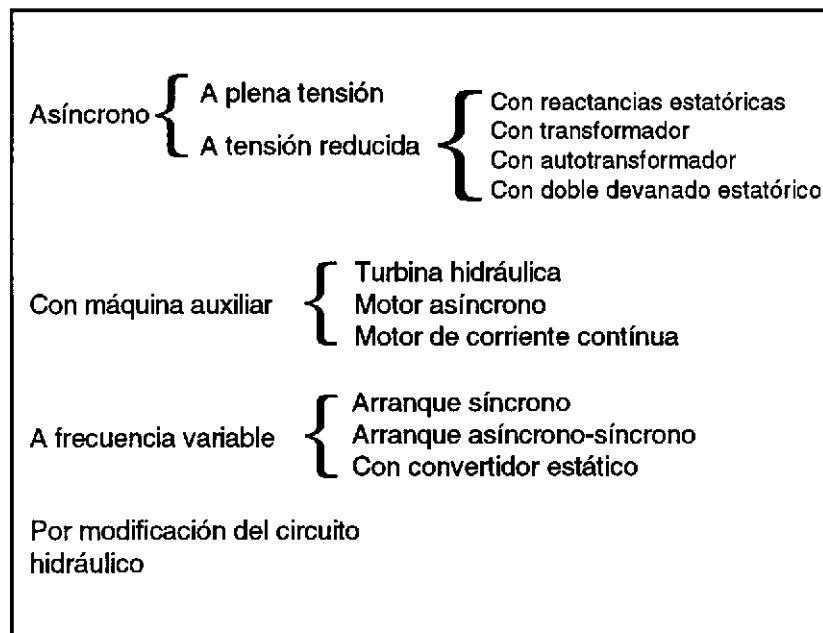
Para las turbinas Pelton la velocidad de embalamiento viene dada por la expresión:

$$n_e = \frac{c_1}{\pi d} \left[ \frac{\text{rev}}{\text{s}} \right]$$

## 5.6 Métodos de arranque de los grupos de bombeo binarios

Como ya se ha indicado anteriormente, los grupos binarios se caracterizan por tener sus máquinas hidráulica y eléctrica reversibles. Pero en la máquina hidráulica el paso de turbina a bomba se realiza invirtiendo el sentido de giro de su eje, mientras que en la máquina eléctrica acoplada al mismo la inversión del sentido de giro se realiza permutando dos fases de la alimentación del estator. En los grupos ternarios, habíamos visto que el sentido de giro de las máquinas hidráulicas era el mismo durante los procesos de bombeo o de turbinación, lo que permitía utilizar la turbina para arrancar el grupo cuando se desea bombear. Por lo expuesto anteriormente, y dado que una máquina síncrona en su funcionamiento como motor presenta el grave inconveniente, aunque su inductor esté ya excitado, de que en reposo el par medio que desarrolla al conectarla a la red es nulo, es por lo que se ha de disponer de un método de arranque para esta máquina que sea compatible con las exigencias de la instalación y de la red a la cual va a ser conectada. Las diferentes posibilidades de arranque de los grupos de bombeo binarios se muestran en el cuadro 5.6.1.

**Cuadro 5.6.1** Diferentes posibilidades de arranque de grupos de bombeo binarios.



### 5.6.1 Arranque asíncrono

El arranque como motor asíncrono es el más sencillo de todos, puesto que se trata de máquinas síncronas de polos salientes con un devanado amortiguador. El método consiste en acoplar el alternador a la red, estando la excitación desconectada, aprovechando el par asíncrono que se produce por efecto de los devanados amortiguadores de la máquina y de las corrientes inducidas en las piezas polares por el campo giratorio que excita el devanado estático al ser conectado a la red. Una vez que se alcanza el deslizamiento final y éste es

inferior al denominado deslizamiento crítico ( $s = 0,2 \% + 0,1 \%$ ) se puede conectar la excitación del rotor lográndose establecer el sincronismo entre el campo magnético de excitación (rotor) y el campo giratorio después de un cierto número de oscilaciones. A esta autosincronización contribuye también el par de reluctancia que se presenta en las máquinas síncronas de polos salientes.

Durante el proceso de arranque el arrollamiento inductor debe estar cortocircuitado por una resistencia de 4 a 10 veces el valor de la suya propia, a fin de evitar la sobretensión que se originaría si al arrancar estuviese el circuito abierto.

### 5.6.1.1 Arranque directo a plena tensión

El método de arranque directo a plena tensión es el más sencillo de todos (figura 5.6.1.1.1), pero presenta los inconvenientes asociados a la elevada intensidad de corriente en el arranque:

- elevadas caídas de tensión en la red.
- calentamientos locales en el cobre y en el circuito magnético del rotor.
- elevados esfuerzos electrodinámicos en los devanados del estator.

Debido a estos efectos puede ocurrir que cuando se produzca algún fallo, durante el proceso de arranque directo, sea necesario esperar un cierto tiempo que permita que la máquina se enfríe antes de reiniciar un nuevo proceso de arranque.

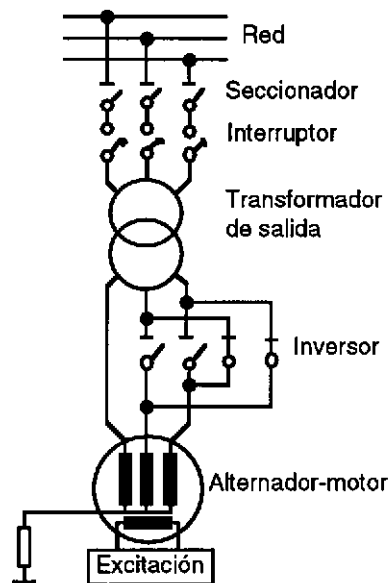


Fig. 5.6.1.1.1 Esquema de conexión en el arranque asíncrono directo.



Con el fin de facilitar el proceso de arranque y disminuir los efectos negativos anteriormente expuestos se puede desanegar el rodete inyectando aire comprimido.

### 5.6.1.2 Arranque con reactancias estáticas

Este método consiste en no conectar directamente el motor a la red sino a través de reactancias conectadas en serie con los devanados del estator, limitándose de este modo la intensidad inicial de la corriente de arranque. A medida que el grupo se acelera, la impedancia aparente del motor va aumentando mientras que la reactancia adicional se mantiene constante, de manera que la tensión aplicada al motor va creciendo progresivamente, y por tanto el par motor (proporcional al cuadrado de la tensión). Al finalizar el período de arranque las reactancias se cortocircuitan, lo que producirá un pequeño pico de intensidad de corriente.

Este método es más caro que el arranque directo a pesar de que las reactancias pueden servir para el arranque de varios grupos y presenta los inconvenientes siguientes:

- un factor de potencia muy bajo ( $\cos \varphi \approx 0,15$ ).
- un par de arranque muy reducido (si la tensión en bornes se hace  $k$  veces menor el par de arranque se reduce en  $k^2$ ).

Las reactancias pueden conectarse a los bornes de salida de la máquina (figura 5.6.1.2.1) o en el neutro (figura 5.6.1.2.2).

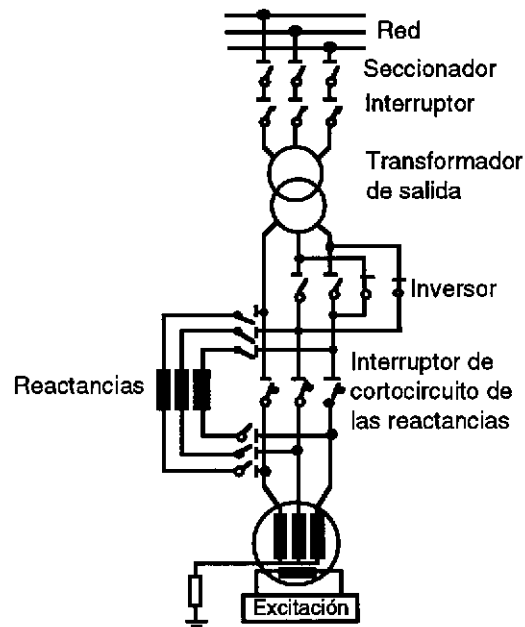


Fig. 5.6.1.2.1 Arranque con reactancias estáticas intercaladas en bornes.

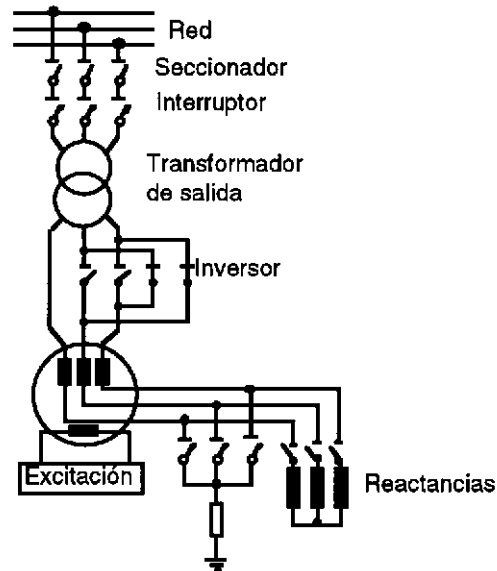


Fig. 5.6.1.2.2 Arranque con reactivas estáticas intercaladas en el neutro.

### 5.6.1.3 Arranque con transformador de toma intermedia

Cuando el transformador de salida dispone de una toma intermedia se puede utilizar la misma para alimentar a tensión reducida el motor síncrono durante el proceso de arranque como asíncrono, tal como se muestra en la figura 5.6.1.3.1.

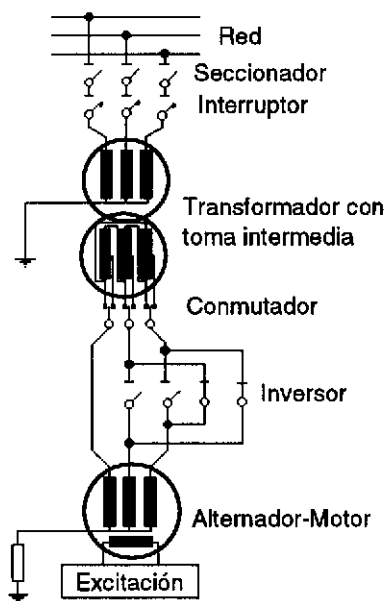


Fig. 5.6.1.3.1 Con transformador de toma intermedia.

Si durante el arranque la intensidad de la corriente en el primario del transformador es  $k$  veces menor que la intensidad de la corriente que se tendría con arranque directo, el par motor se reduce en esta proporción  $k$  y no como en el anterior caso que disminuía  $k^2$ . Por tanto, mediante este método, a igualdad de intensidad de corriente de línea en el primario, se consigue obtener un par de arranque  $k$  veces superior al caso anterior.

#### 5.6.1.4 Arranque con autotransformador

Este método utiliza un autotransformador para reducir la tensión en el momento del arranque, intercalado entre el secundario del transformador de salida y el motor síncrono, según el esquema de la figura 5.6.1.4.1. El arranque tiene lugar en tres etapas sin interrupción de la corriente de alimentación del motor. En la primera etapa de arranque se aplica al motor la tensión reducida del autotransformador y una vez arrancado cuando alcanza una cierta velocidad (segunda etapa) se abre el neutro del transformador y después de un cierto retardo, para limitar el aumento intempestivo de la corriente, se conecta directamente a la plena tensión de la red (tercera etapa), quedando el autotransformador fuera de servicio. Este proceso es similar al que se utiliza normalmente para el arranque de grandes motores asíncronos y cuyo esquema de conexión se conoce con el nombre de conexión Korndorfer.

Este procedimiento de arranque presenta las mismas ventajas e inconvenientes que el anterior, pero sólo es de utilidad práctica en centrales con varios grupos que puedan ser arrancados sucesivamente con el mismo autotransformador. De esta manera se reducen los costes que representan el que todos los transformadores de salida de los grupos de la central dispongan de una toma intermedia.

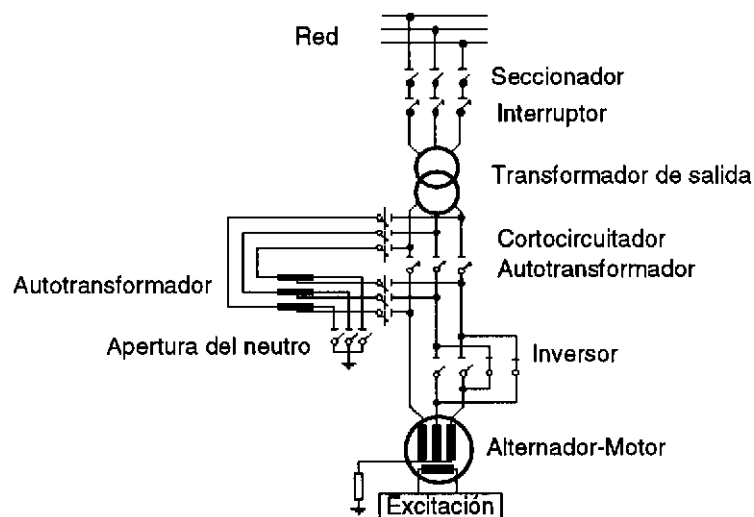


Fig. 5.6.1.4.1 Arranque por autotransformador.

### 5.6.1.5 Arranque con transformador con tomas

El principio de funcionamiento de este procedimiento de arranque es exactamente igual que el anterior, la única diferencia radica en el hecho de que el transformador tiene varias tomas de tensión escalonadas y accesibles mediante un conmutador de tomas en carga (figura 5.6.1.5.1). Sin embargo, presenta respecto al anterior la ventaja de poder ir variando la tensión de una forma gradual con lo que se puede conseguir controlar mejor la intensidad de corriente y lograr durante el arranque un par motor medio más elevado. No obstante presenta las desventajas de ser mas caro y el conmutador de tomas en carga necesita mantenimiento (contactos en baño de aceite).

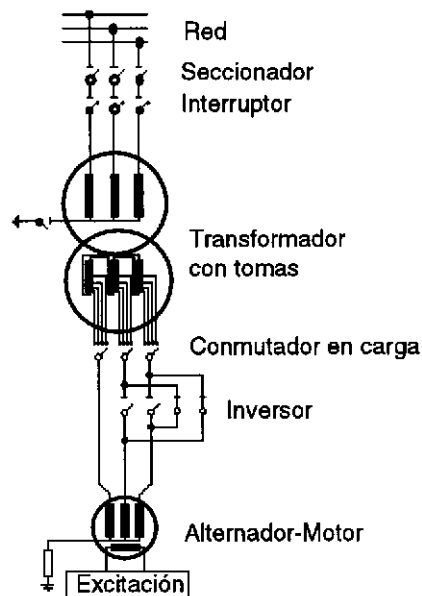


Fig. 5.6.1.5.1 Con transformador con tomas.

### 5.6.1.6 Con doble devanado estático

Cuando el alternador dispone de doble devanado estático se puede utilizar un método de arranque que se diferencia de los anteriormente tratados en que en él se aplica directamente la plena tensión de la red a la máquina durante el arranque y lo único que se modifica es la impedancia aparente de la misma, que en este caso queda duplicada, lo que limita la intensidad de corriente de arranque. La razón de ello es que si las dos ramas por fase del doble devanado en paralelo se independizan y sus extremos se llevan a la caja de bornes de la máquina la impedancia aparente entre uno de estos bornes y centro de la estrella (neutro)

es el doble del valor de la impedancia aparente por fase de la máquina cuando ambas ramas están en paralelo. Es decir, conectar una sólo rama por fase equivale a duplicar la impedancia aparente de la máquina. Por tanto, en el instante inicial del arranque sólo se conecta una de ellas y cuando se alcanza la velocidad de equilibrio, se conecta la otra mitad del devanado estático.

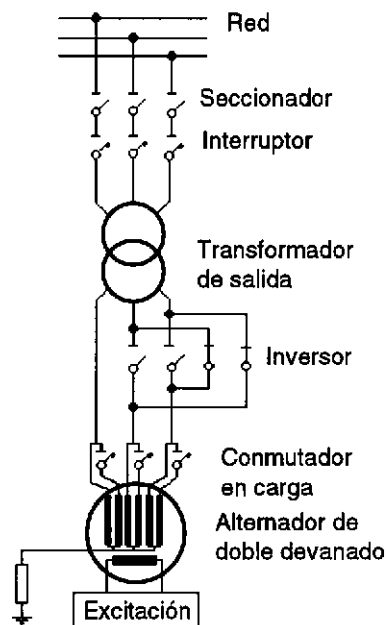


Fig. 5.6.1.6.1 Con doble devanado estático.

## 5.6.2 Arranque por máquina auxiliar

### 5.6.2.1 Arranque con turbina hidráulica

Este método consiste en utilizar turbinas auxiliares del tipo Pelton o Francis para el arranque de los grupos, procedimiento similar al que se hace en los grupos ternarios, tal como se puede ver en la figura 5.5.2. Por tanto, la principal ventaja que presenta este procedimiento de arranque, al tratarse de máquinas auxiliares hidráulicas, es la carencia de limitaciones de tipo eléctrico, por lo que si se desea se pueden arrancar simultáneamente todos los grupos. La utilización de un tipo u otro viene condicionada por la naturaleza de la instalación de bombeo. Así por ejemplo, cuando el embalse inferior se encuentra ubicado a un nivel superior al de la turbina-bomba de la central se puede utilizar una turbina Francis que evacúa mejor a contrapresión descargando en el embalse inferior, mientras que una turbina Pelton debe hacerlo por gravedad.

### 5.6.2.2 Arranque con motor asíncrono

Este método utiliza como elemento de arranque un motor asíncrono de pequeña potencia (del orden del 5 % al 10 % de la del motor síncrono cuando el rotor está desanegado) con un número de polos igual al de la máquina síncrona o con un par de polos menos montado sobre el eje del grupo. Presenta una serie de ventajas importantes, como son el pequeño efecto perturbador sobre la red y la posibilidad de arranque simultáneo de varios grupos.

Existen dos posibilidades de conexión:

**En paralelo.** Cuando el motor auxiliar tiene un número de polos igual al de la máquina síncrona, la máquina no llega a alcanzar la velocidad síncrona, pero será suficiente, tal como se ha dicho con anterioridad, para que al ser conectada a la red, previa excitación del inductor, se autosincronice. La maniobra consiste en el cierre del interruptor 2 al final del arranque y antes de conectar la excitación mediante el interruptor 4 (figura 5.6.2.2.1).

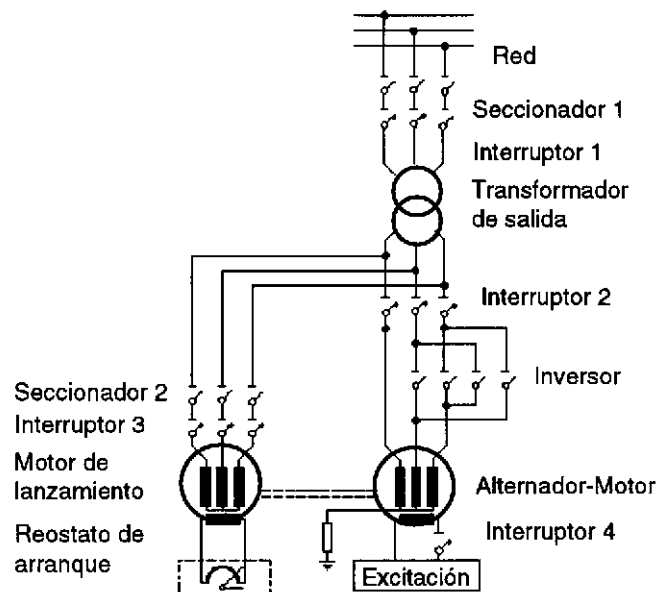


Fig. 5.6.2.2.1 Arranque con motor asíncrono. En paralelo.

Si el motor asíncrono auxiliar es de rotor bobinado y anillos rozantes y tiene un par de polos menos, el grupo alcanza una velocidad superior a la de sincronismo del motor- alternador, pero ajustando convenientemente la resistencia del reostato rotórico  $R_r$  de arranque se reduce a la velocidad síncrona y una vez excitada la máquina principal y sincronizada con la red se acopla a la misma (figura 5.6.2.2.2). A continuación se desconecta el motor auxiliar y se comienza a cargar el motor síncrono.

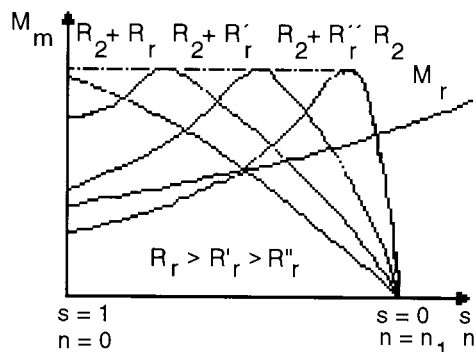


Fig. 5.6.2.2.2 Ajuste a la velocidad de sincronismo con resistencias rotóricas ( $R_2 =$  Resistencia del rotor,  $R_r$ ,  $R'_r$  y  $R''_r =$  Resistencia del reostato).

**En serie.** En este caso los dos estatores se conectan en serie estando el motor auxiliar en el lado del neutro con objeto de reducir el nivel de aislamiento. Para el arranque se cierran los seccionadores 1 y 2 y el interruptor 1, y puesto que la impedancia del alternador-motor es menor que la del conjunto alternador-motor, motor de lanzamiento, la tensión aplicada al primero también lo es, y el par acelerador lo suministra el motor de lanzamiento, con una intensidad de corriente reducida. A medida que aumenta la velocidad, la tensión aplicada al alternador va creciendo progresivamente (menos caída de tensión en la línea), y el devanado amortiguador contribuye a acelerar el grupo en la fase final del arranque (figura 5.6.2.2.3). Al final se cortocircuita el motor auxiliar, se abre el seccionador 2 y se cierra el interruptor 2.

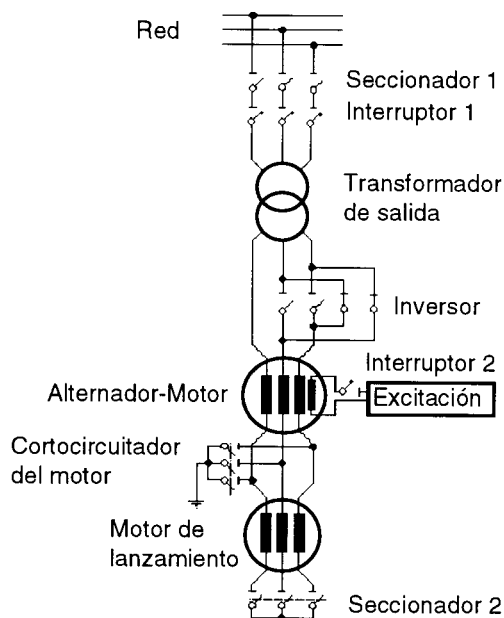


Fig. 5.6.2.2.3 Arranque con motor asíncrono. En serie.

### 5.6.2.3 Arranque con motor de continua

Este método aprovecha la facilidad de regulación de los motores de corriente continua pero necesita una fuente de corriente continua para alimentarlos que permita el arranque sucesivo de los diversos grupos.

A veces como motor de lanzamiento se utiliza la propia excitatriz del alternador siempre que se haya dimensionado convenientemente.

### 5.6.3 Arranque a frecuencia variable

Todos los sistemas de arranque a frecuencia variable se basan en alimentar el estator del motor síncrono con una fuente auxiliar, cuya frecuencia varía de 0 a 50 Hz. Esta fuente auxiliar puede estar constituida por otro grupo de la misma central o por un convertidor de frecuencia. Cuando se utiliza un grupo de lanzamiento, éste puede incluir una turbina Pelton o Francis y un alternador especialmente dimensionado para el arranque, o bien puede utilizarse uno de los grupos de la central para alimentar a los grupos restantes.

#### 5.6.3.1 Arranque a frecuencia variable con grupo de lanzamiento

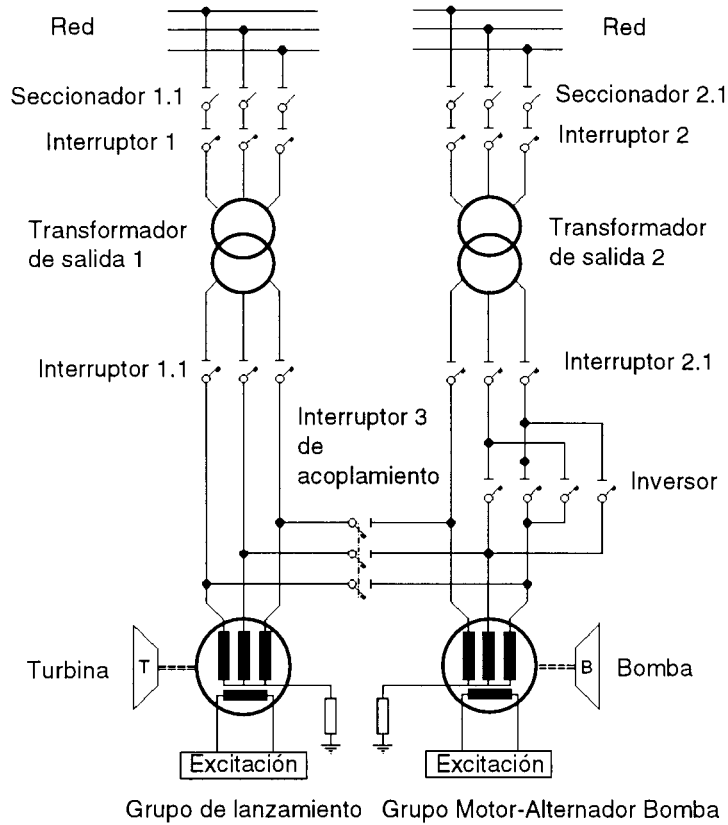
En este caso existen dos posibilidades:

- arranque síncrono.
- arranque asíncrono-síncrono.

##### 5.6.3.1.1 Arranque síncrono con grupo de lanzamiento

El circuito equivalente correspondiente a este procedimiento de arranque aparece representado en la figura 5.6.3.1.1.1. Cuando el interruptor de acoplamiento 3 está cerrado y tanto los interruptores de salida 1 y 2 como los seccionadores 1.1 y 2.1 están abiertos, se arranca el grupo generador 1 (grupo de lanzamiento) arrastrado por la turbina. Durante todo el proceso los devanados inductores de ambas máquinas deben estar alimentados por corriente continua de manera que sus rotores se encuentren acoplados electromagnéticamente. Cuando se ha alcanzado la velocidad de sincronismo se cierra el seccionador 2.1 y el interruptor 2 del motor existiendo igualdad de tensión, frecuencia y fase. A continuación, se abre el interruptor de acoplamiento 3 y se cierran paulatinamente las válvulas en la turbina 1, quedando el grupo 2 sincronizado con la red como bomba, dado que el juego de seccionadores 2.2 ha invertido con anterioridad la secuencia de fases.





*Fig. 5.6.3.1.1.1 Arranque síncrono.*

### 5.6.3.1.2 Arranque asíncrono-síncrono con grupo de lanzamiento

El método anterior tiene el inconveniente de que requiere dos fuentes independientes de alimentación en continua para los devanados de excitación, ya que los sistemas de autoexcitación no son capaces de crear una tensión suficiente para alimentar el devanado inductor cuando la máquina gira a poca velocidad. El circuito equivalente correspondiente a este procedimiento de arranque aparece representado en la figura 5.6.3.1.2.1.

Inicialmente la turbina del grupo de lanzamiento lleva el alternador a una velocidad próxima al 40% o 50% de la nominal. A esta velocidad la autoexcitación es posible y para ello basta con cerrar el interruptor de campo 1.2. La tensión del generador aumenta al tiempo que el motor 2 arranca como asíncrono gracias a sus devanados amortiguadores. Cuando las velocidades son muy próximas se aplica durante unos instantes un par de frenado al generador mientras que el motor continúa su aceleración. Cuando ambas velocidades se igualan, se cierra el interruptor de campo 2.2 del motor autoexcitándose y quedando ambas máquinas sincronizadas. A partir de este momento el proceso de aceleración prosigue de forma síncrona igual que en el caso anterior.

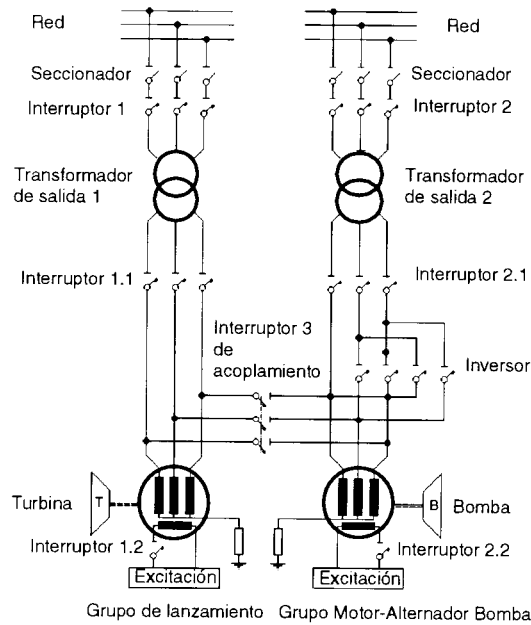


Fig. 5.6.3.1.2.1 Arranque asíncrono-síncrono.

### 5.6.3.2 Arranque con convertidor estático

Es el mejor método de arranque, pero también el más caro. Un sólo equipo (figura 5.6.3.2.1) puede emplearse para arrancar secuencialmente todos los grupos y sin que se produzcan grandes perturbaciones en la red de alimentación.

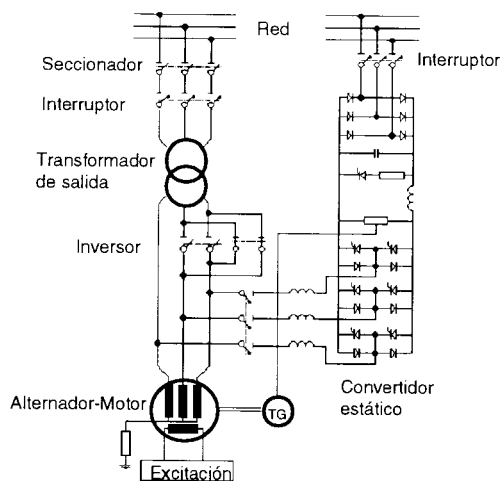


Fig. 5.6.3.2.1 Arranque con convertidor estático.

### 5.6.4 Arranque por modificación del circuito hidráulico

Este método utiliza la propia energía potencial del agua acumulada en los embalses de la instalación para arrancar el grupo como bomba. El agua empleada se puede tomar del embalse inferior o superior.

#### 5.6.4.1 A partir del embalse inferior

Se había mencionado con anterioridad que los grupos de bombeo se encuentran siempre por debajo del nivel del embalse inferior, por lo que es posible modificar el circuito hidráulico cerrando la válvula A y abriendo la C para arrancar la bomba en el sentido adecuado (figura 5.6.4.1.1). El agua utilizada en este arranque se almacena normalmente en un depósito subterráneo que habrá de vaciarse posteriormente antes de la próxima operación de arranque.

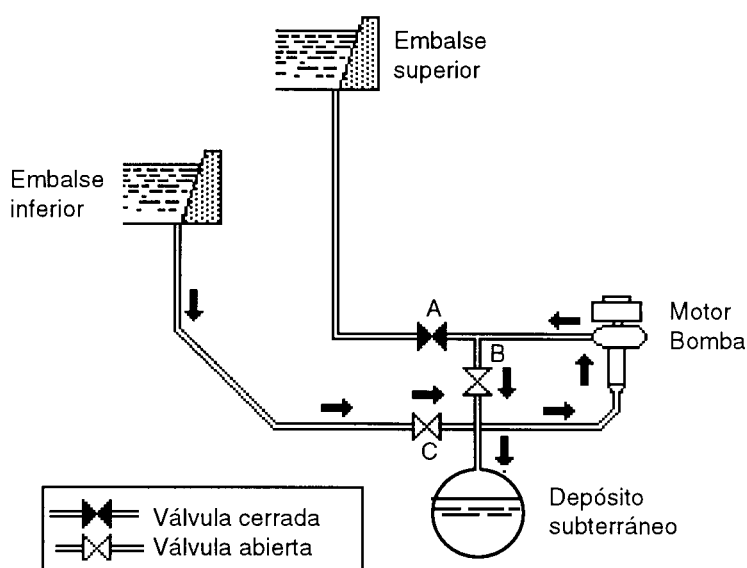


Fig. 5.6.4.1.1 Arranque por modificación del circuito hidráulico. A partir del embalse inferior.

#### 5.6.4.2 A partir del embalse superior

En este caso, para arrancar el grupo como bomba se cierran las válvulas B y D se abren las A y C, el agua del arranque es devuelta al embalse inferior. Para pasar a bombeo normal, una vez sincronizado, se cierran las válvulas A y C se abren las B y D (figura 5.6.4.2.1).

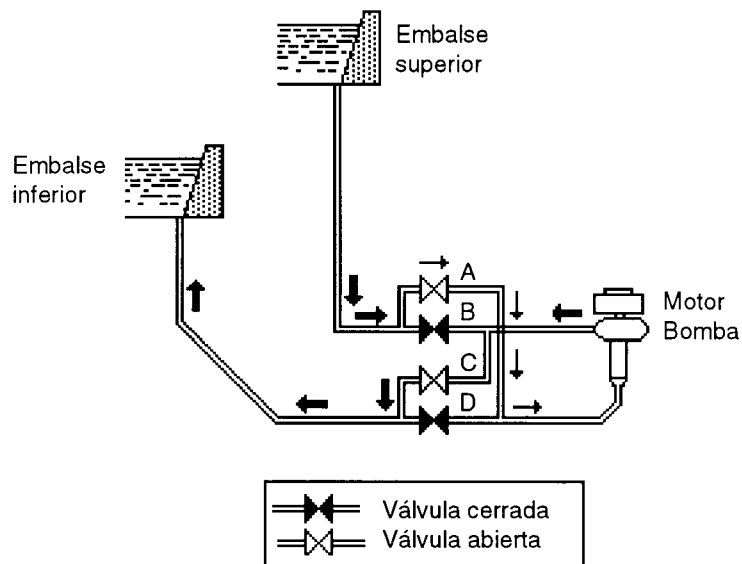


Fig. 5.6.4.2.1 Arranque por modificación del circuito hidráulico. A partir del embalse superior.

## 5.7 Bibliografía

- [1] Buchhold-Happoldt: *Centrales y redes eléctricas*. Editorial Labor. Barcelona, 1974.
- [2] Happoldt, H.; Oeding, D.: *Elektrische Kraftwerke und Netze*. Springer-Verlag. Berlin, 1978.
- [3] Cortes, M.: *Curso moderno de máquinas eléctricas rotativas*. Ed. E.T.A.S.A., Barcelona 1977.
- [4] Mataix, C.: *Turbomáquinas hidráulicas*. Ed. ICAI. Madrid, 1975.
- [5] Ramírez, J.: *Centrales Eléctricas*. Ed. CEAC, S.A. Barcelona, 1972.
- [6] Sanz, J.: *Centrales eléctricas*. Sección de Publicaciones. E.T.S.I.I.M. Madrid 1979.

## Capítulo 6 Centrales térmicas

### 6.1 Introducción

El objeto de las centrales térmicas es aprovechar la energía calorífica de un combustible para transformarla en electricidad. Es decir, utilizan la energía mecánica obtenida de un ciclo termodinámico para convertirla en electricidad.

El proceso que sigue dicha transformación es el siguiente:

- a) La energía contenida en el combustible se transforma, por combustión (en las centrales térmicas convencionales) o por fisión (en las nucleares), en energía calorífica.
- b) La energía calorífica que absorbe el fluido de trabajo se convierte al expandirse en la turbina o motor en energía mecánica.
- c) La energía mecánica es transformada en energía eléctrica a través del generador eléctrico.

Atendiendo al tipo de fluido motor que emplean en el ciclo termodinámico, las centrales térmicas se clasifican:

- a) Centrales de vapor.
- b) Centrales de turbinas de gas.
- c) Centrales diesel.

### 6.2 El ciclo de Rankine

Es el ciclo termodinámico que se emplea en las centrales térmicas de vapor (figura 6.2.1). Está constituido por un calentamiento a presión constante A - C durante el cual cede energía en forma de calor,  $Q_1$ , al fluido de trabajo; una expansión isoentrópica C - D; un enfriamiento isobárico durante el cual el vapor de agua se condensa D - E, absorbiéndose una energía en forma de calor,  $Q_2$ , del fluido motor y una compresión isoentrópica E - A.

Como fluido termodinámico las centrales de vapor utilizan el vapor de agua.

El esquema simplificado de una central térmica de vapor que trabajase según este ciclo está representado en la figura 6.2.2.

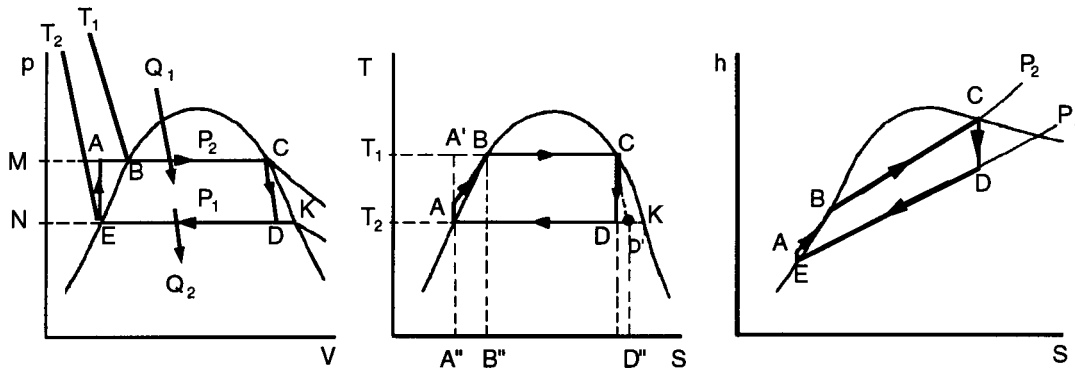


Fig. 6.2.1 Ciclo de Rankine.

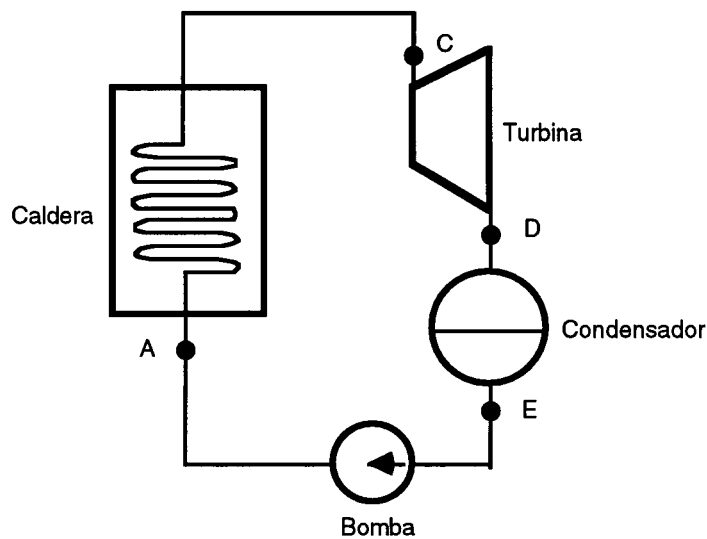


Fig. 6.2.2 Esquema simplificado de una central térmica de vapor.

### 6.2.1 Rendimiento del ciclo de Rankine básico

El rendimiento del ciclo termodinámico de Rankine viene dado por:

$$\eta = 1 - \frac{h_D - h_E}{h_C - h_A} \quad (6.2.1.1)$$

De la ecuación (6.2.1.1) se deduce que cuanto mayor sea la entalpía absorbida por el condensador ( $h_D - h_E$ ), menor será el rendimiento térmico del ciclo.

La utilización práctica del ciclo de vapor mostrado en la figura 6.2.1 presenta serias desventajas en la práctica. La desventaja más importante que comporta el empleo del ciclo de vapor dimana del hecho de que al trabajar en la zona de vapor húmedo, las gotas de vapor de agua en la parte final de la expansión en la turbina pueden producir erosiones importantes en los álabes a causa de la gran velocidad del vapor. Por este motivo se reduce el contenido de humedad en la salida de la turbina que se limita a valores del orden del 10%.

Debido a las pérdidas de calor a través de las paredes, a las fricciones, turbulencias, aceleraciones de flujo, y a la irreversibilidad del ciclo, el ciclo real de Rankine presenta una eficiencia inferior al ciclo ideal o teórico. Así, al ser irreversible la expansión C-D en la turbina, se produce un aumento de la entropía, por lo que dicha expansión en el diagrama T-S ya no es el segmento vertical CD sino el segmento oblicuo CD'.

### 6.3 Modificaciones y mejoras del ciclo de Rankine

Por ser el ciclo de Rankine el ciclo fundamental que siguen las turbinas de vapor, ha sido mejorado a lo largo del tiempo siguiendo las tendencias siguientes:

- Disminuir la presión en el condensador.
- Aumentar la presión en la caldera.
- Emplear vapor sobrecalentado
- Emplear recalentador intermedio
- Precalentar el agua de alimentación
- Emplear ciclos binarios

A continuación trataremos algunas de estas modificaciones.

#### 6.3.1 Ciclo de Rankine con sobrecalentamiento. Ciclo de Hirn

El rendimiento térmico del ciclo de Rankine se puede mejorar aumentando la temperatura máxima del vapor, a base de aumentar la presión o sobrecalentar el vapor saturado. Esto se consigue mediante el ciclo de Hirn (figura 6.3.1.1), que utiliza vapor recalentado, es decir vapor que sin aumentar la presión adquiere una temperatura superior a la de saturación; para ello al vapor se le hace recorrer un haz de tubos dentro de la caldera, con lo que el rendimiento mejora. Mediante este sobrecalentamiento se observa que disminuye el contenido en humedad del vapor de agua en el punto E respecto al ciclo sin sobrecalentamiento, punto E'.

El aumento de la temperatura en el punto D produce un incremento del rendimiento térmico total, ya que origina un mayor trabajo específico en la expansión en la turbina, que como se sabe es proporcional ( $h_D - h_E$ ). Este incremento de trabajo se ve parte contrarrestado por un aumento del calor cedido en el condensador, área A'AED' (antes A'AE'C').

El rendimiento de este ciclo es:

$$\eta = \frac{(h_D - h_E) - (h_A - h_F)}{h_D - h_A} \quad (6.3.1.1)$$

Como se ve en la figura 6.3.1.1, la superficie del ciclo ha aumentado, así como la temperatura media a la que se absorbe el calor, pero la mayor ventaja radica en que el vapor permanece seco durante casi toda la expansión adiabática en la turbina evitando los efectos de erosión que el vapor húmedo efectúa sobre las superficies de la turbina.

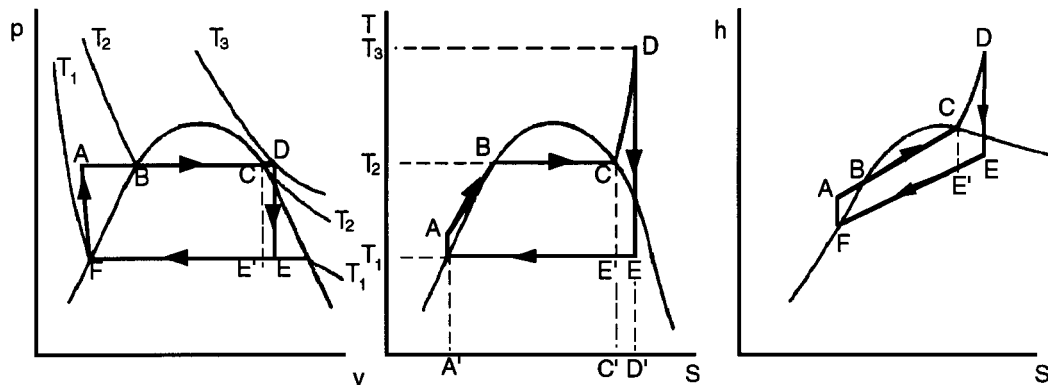


Fig. 6.3.1.1 Ciclo con sobrecalentamiento.

El ciclo real con sobrecalentamiento presenta unas ligeras discrepancias respecto al ideal, como son:

- El calentamiento entre A y C se realiza a presión decreciente, debido a las pérdidas de carga en la caldera.
- Las pérdidas en la turbina producen un incremento de la entropía. El segmento DE en el diagrama S-T no es vertical, sino ligeramente inclinado.
- La compresión F-A tampoco es completamente adiabática.
- La temperatura del condensado puede ser ligeramente inferior a la correspondiente a la presión de la curva de saturación. Es decir, en el diagrama S-T el punto F estaría algo más bajo en la curva de saturación.
- En un ciclo real hay pérdidas de vapor en los cierres de las turbinas y pérdidas de calor. En la figura 6.3.1.2 se representa el esquema simplificado de una central térmica de vapor con sobrecalentamiento.



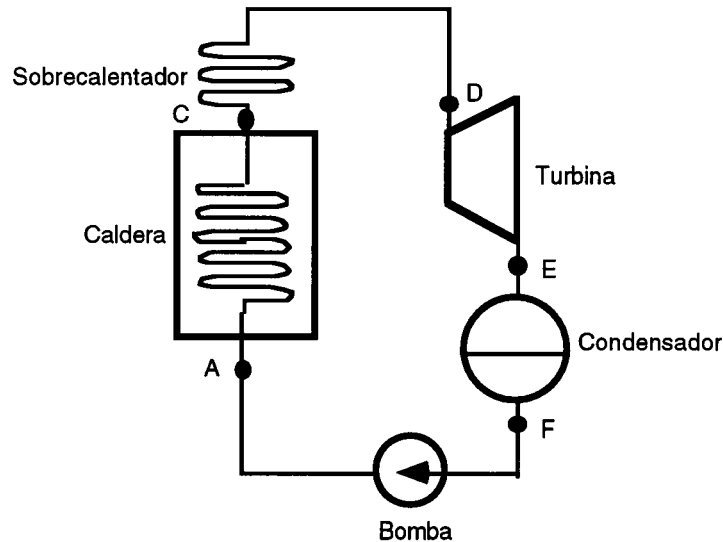


Fig. 6.3.1.2 Esquema simplificado de una central térmica de vapor con sobrecalentamiento.

Como conclusión, se puede decir que tanto el aumento de la temperatura máxima  $T_D$  como el aumento de la diferencia de presiones, incrementan el rendimiento del ciclo.

La temperatura máxima que puede adquirir el vapor sobrecalentado está normalmente limitada por los materiales empleados en la zona de sobrecalentamiento de la caldera. Actualmente la temperatura máxima es del orden de los 540°C. La presión máxima es del orden de los 150 bar y está limitada por problemas de diseño mecánico de la turbina y por la humedad admisible a la salida de la misma (10 %). La presión mínima es función de la temperatura del condensador y su magnitud suele estar situada en el intervalo de 0,03 bar a 0,14 bar, lo que corresponde a una temperatura del condensador de 26 °C y 52 °C respectivamente.

### 6.3.2 Ciclo de Rankine con recalentamiento intermedio

El modo de poder aumentar la presión de entrada sin aumentar la humedad ni la temperatura límite, es recalentar el vapor en uno de los estados intermedios como se indica en la figura 6.3.2.1. Esta nueva modificación en el ciclo de Rankine básico consiste en que el vapor, después de expandirse parcialmente en el cuerpo de alta presión de la turbina, vuelve a la caldera, calentándose hasta normalmente la misma temperatura inicial del vapor de entrada a la turbina (figura 6.3.2.2).

Las centrales térmicas modernas de potencia superior a los 100 MW utilizan un ciclo de Rankine con recalentamiento intermedio.

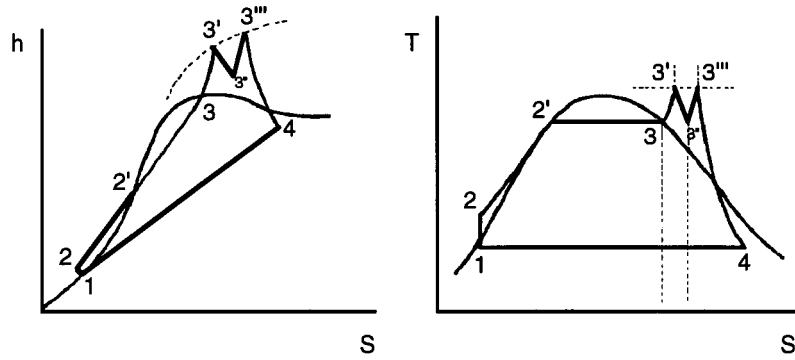


Fig. 6.3.2.1 Ciclo de Rankine con recalentamiento intermedio.

El rendimiento de este ciclo es:

$$\eta = 1 - \frac{h_4 - h_1}{(h_3 + h_{3''}) - (h_2 + h_{3'})} \quad (6.3.2.1)$$

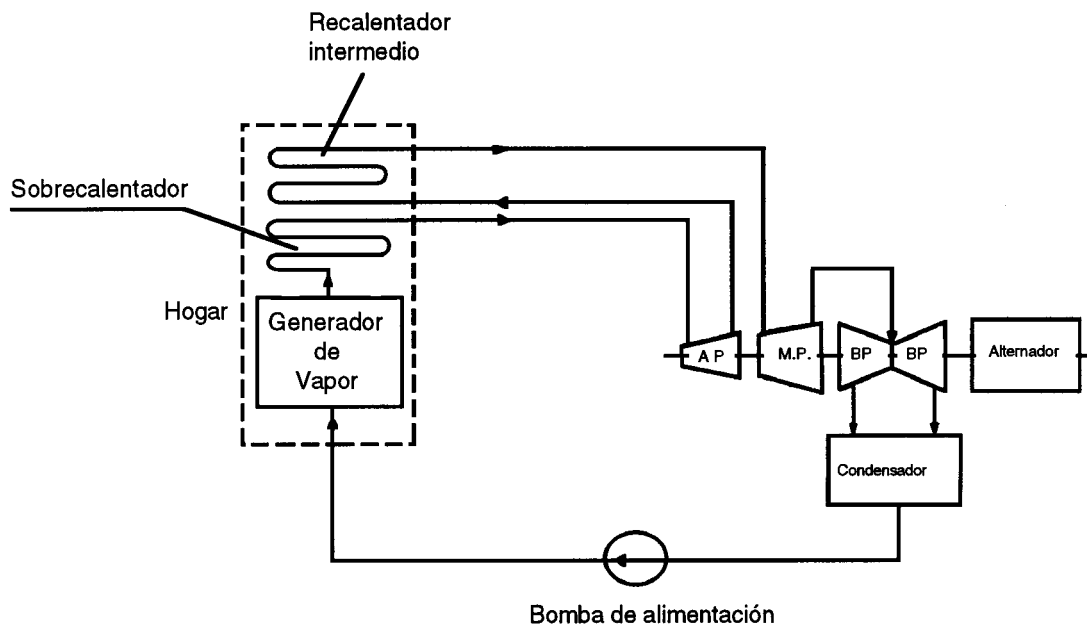


Fig. 6.3.2.2 Esquema simplificado de una central térmica con recalentador intermedio.

### 6.3.3 Ciclo de Rankine con precalentamiento regenerativo del agua de alimentación

En este caso el agua que se introduce en la caldera ha sido precalentada previamente a base de extraer calor del vapor de la turbina para ser cedido al agua de retorno de la caldera, mediante cambiadores de calor adecuados (figura 6.3.3.1 y figura 6.3.3.2).

El número de extracciones varía entre cuatro y nueve, en función del tamaño del grupo, existiendo un compromiso entre la complejidad del sistema y la mejora del rendimiento. Al contrario que en el caso del recalentamiento intermedio, que solo se utiliza en grandes centrales, el precalentamiento regenerativo se emplea incluso en centrales de pequeña potencia, mejorando su rendimiento.

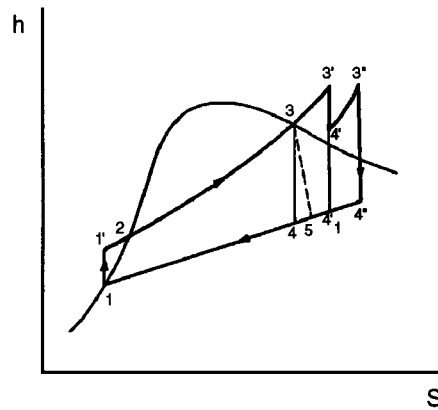


Fig. 6.3.3.1 Ciclo con precalentamiento regenerativo del agua de alimentación.

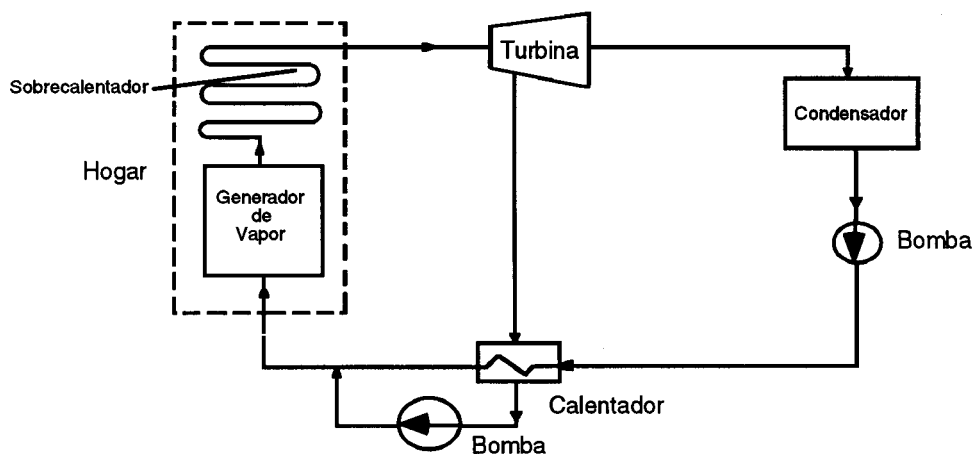


Fig. 6.3.3.2 Esquema simplificado de una central térmica con precalentamiento regenerativo del agua de alimentación.

## 6.4 Bibliografía

- [1] Aguilar, M.: *Criterios de diseño de plantas termoeléctricas*. Ed. Limusa, México 1981.
- [2] Mataix, Claudio: *Termodinámica técnica y máquinas térmicas*. Ed. ICAI. Madrid 1978.
- [2] Ramírez, J.: *Máquinas motrices. Generadores de energía eléctrica*. Ed. CEAC, S.A. Barcelona 1972.
- [4] Ricard, J.: *Equipement thermique des usines generatrices d'énergie électrique*. Dunod. Paris 1962.
- [5] Sanz, J.: *Centrales eléctricas*. UPM. Madrid 1988.

## **Capítulo 7 Centrales térmicas de turbinas de vapor**

### **7.1 Centrales térmicas de turbinas de vapor**

Una gran central térmica se compone de:

- Un parque de almacenamiento del combustible, con las instalaciones para las descargas y alimentación del mismo.
- Un cuarto de calderas, con los dispositivos relativos a las mismas.
- Una sala de máquinas o edificio de turbinas.
- Un departamento eléctrico, con los locales para los cuadros de maniobra y medida y la subestación transformadora elevadora.
- Los edificios de servicios.

#### **El cuarto de calderas**

Constituido por:

- La caldera o el generador de vapor.
- El economizador o precalentador del agua.
- El alimentador de agua a la caldera.
- El depurador del agua de alimentación.

#### **El edificio de turbinas o sala de máquinas**

Constituido por:

- El grupo turbo-alternador.
- El condensador.

En el edificio de turbinas o contiguo a él está :

#### **La sala de control**

Constituida por:

- Los cuadros de maniobra y medida, con todos los dispositivos y aparatos de medición, maniobra y regulación que son necesarios para la explotación de la central.

### **El departamento eléctrico**

Constituido por:

- El parque de transformadores ( cuando se hallan en la central).
- La aparamenta de alta tensión, con sus interruptores, seccionadores, transformadores de medida, pararrayos, etc.

En las instalaciones modernas este departamento está generalmente al aire libre.

### **El departamento de servicios auxiliares**

Constituido por:

- El parque de transformadores de servicios auxiliares.
- La aparamenta de media y baja tensión.

El consumo propio de energía eléctrica de las centrales de vapor es muy elevado.

De los tipos de centrales térmicas, el más importante por el tamaño y número de las instalaciones es el de las centrales térmicas de vapor, ya que cubren tanto las necesidades propiamente industriales (centrales en fábricas de papel, textiles , de productos alimenticios, de productos químicos, etc.) como las del sector eléctrico de producción y distribución de energía eléctrica.

En el sector industrial, la elección del tipo de turbina de vapor viene condicionada por la necesidad de disponer o no de grandes cantidades de vapor para cocción, calefacción, secado, etc.. Cuando se necesitan grandes cantidades de vapor el tipo turbina de vapor empleado es el de turbina a contrapresión o de recuperación térmica, que utiliza con un elevado rendimiento la fase inicial de expansión del vapor para la producción de energía mecánica o eléctrica, y a la salida de la turbina recuperan la energía calorífica contenida en el vapor dedicándolo a los fines antes mencionados.

En las empresas del sector eléctrico que se dedican a la producción de energía eléctrica se emplean turbinas de condensación, lo cual además de permitir el empleo de cualquier tipo de combustible, se presta mejor a la obtención de elevadas potencias unitarias, como se requiere para las centrales térmicas conectadas a grandes sistemas eléctricos.

Las centrales térmicas necesitan gran cantidad de agua de refrigeración por lo que se ubicarán en zonas próximas al mar o a ríos.

En las tablas 7.1.1 se dan valores habituales de las centrales de vapor. En dicha tabla, la potencia nominal es la potencia máxima continua, es decir la potencia con la válvula de admisión completamente abierta y con el ciclo de vapor en las condiciones normales.

**Tabla 7.1.1** Valores habituales de las turbinas de vapor.

Potencia nominal (MW)	25+30	50+55	60	80	120
Presión del vapor (kg/cm <sup>2</sup> )	42+64	64+88	88	88+105	105+125
Temperatura del vapor (°C)	455+500	485+520	500+525	500+525	540+565
Temperatura del calentamiento intermedio (°C)	-	-	-	500+525	540+565
Número de extracciones	-	3	4	4+5	5+6

En la tabla 7.1.2 se indica la variación el rendimiento en función del número de extracciones para las centrales en funcionamiento continuo.

**Tabla 7.1.2** Aumento del rendimiento con el número de extracciones.

Presión de vapor (Kg/cm <sup>2</sup> )	Temperatura del agua de alimentación (°C)	Número de extracciones	Aumento del rendimiento (%)
40+70	150	3	8
70+90	190	4	9
90+125	200	5+6	10

## 7.2 Esquemas de instalación

Actualmente, en la implantación de centrales se tienen en cuenta los siguientes aspectos:

a) Reducción del número de unidades, con aumento de la potencia unitaria.

De este modo se consigue una disminución del coste específico, una mejora del rendimiento y una reducción del personal de servicio.

b) Adopción de un esquema unitario de bloques para el conjunto caldera - turboalternador.

Actualmente, la potencia de las calderas ha aumentado, de forma que ya se construyen calderas capaces de alimentar turbinas de 250 MW. En muchas ocasiones, por razones de fiabilidad del sistema, se disponen tres calderas por cada dos turbinas. A veces una turbina puede estar alimentada por dos calderas.

c) Automatización completa del funcionamiento y de la regulación del bloque.

La disposición de las calderas y de los turboalternadores depende de la forma y dimensiones del terreno disponible, así como de la instalación de alimentación del combustible (figura 7.2.1).

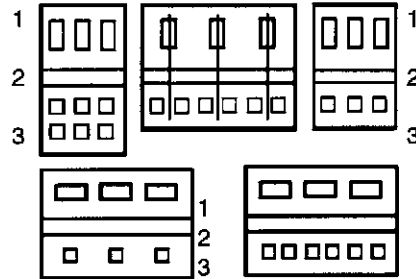


Fig. 7.2.1 Esquemas de disposiciones de calderas y turboalternadores. 1 = Turboalternadores; 2 = Bombas y recalentadores. Pilas de carbón; 3 = Calderas.

Los turboalternadores se pueden disponer perpendiculares o paralelos a la pared divisoria, cuando existe, entre ambos (figuras 7.2.2 y 7.2.3).

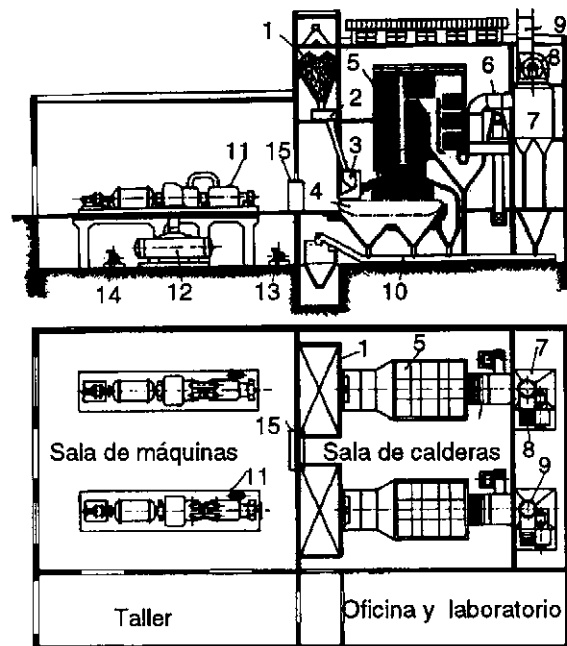


Fig. 7.2.2 Esquema de una central térmica de vapor con turbogrupos perpendiculares a la pared divisoria: 1 = Depósitos de carbón; 2 = Dispositivos de pesado del carbón; 3 = Tolva de carga del carbón; 4 = Hogares; 5 = Calderas; 6 = Ventiladores de soplado del aire de combustión; 7 = Separadores electrostáticos; 8 = Ventiladores de tiro forzado; 9 = Chimenea; 10 = Evacuador de cenizas; 11 = Turbogrupos; 12 = Condensadores; 13 = Bombas de alimentación de las calderas; 14 = Bombas de circulación del agua de refrigeración; 15 = Cuadro de mando.



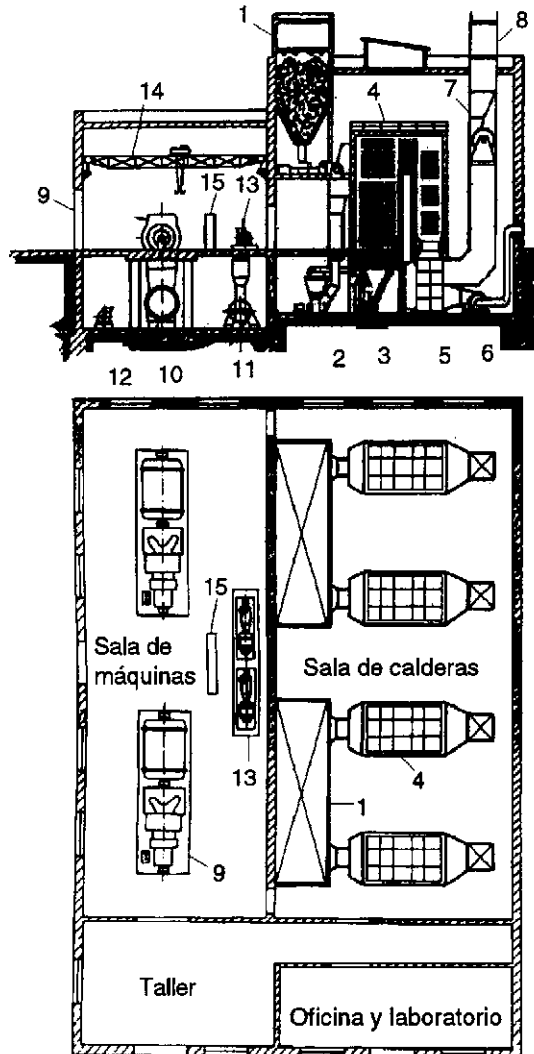


Fig. 7.2.3 Esquema de una central térmica de vapor con turbogrupos paralelos a la pared divisoria: 1 = Depósitos de carbón; 2 = Dispositivos de pesado y carga del carbón; 3 = Hogares; 4 = Calderas; 5 = Precalentadores del aire de combustión; 6 = Ventiladores de soplado del aire de combustión; 7 = Ventiladores de tiro forzado; 8 = Chimeneas; 9 = Turbogrupos; 10 = Condensadores; 11 = Precalentadores del agua de alimentación; 12 = Bombas de circulación del agua de refrigeración; 13 = Bombas de alimentación de las calderas; 14 = Grúa puente; 15 = Cuadro de mando.

Desde el punto de vista del funcionamiento el proceso completo de una central térmica de vapor puede agruparse en subprocesos o bloques funcionales, interrelacionados, que designaremos como circuitos. Dichos circuitos básicos, representados esquemáticamente en la figura 7.2.4, son:

- Circuito aire-combustible-gases-cenizas
- Circuito agua-vapor
- Circuito de agua de circulación
- Circuitos eléctricos
- Circuitos auxiliares

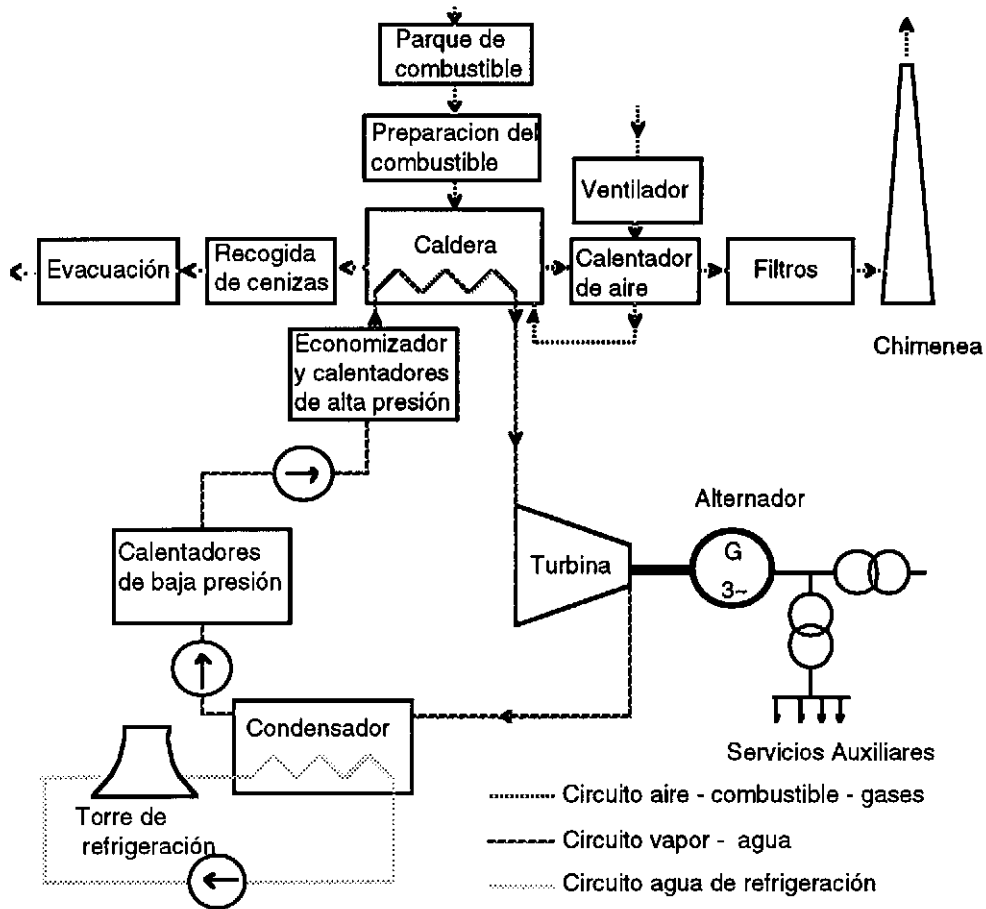


Fig. 7.2.4 Esquema funcional de una central térmica de vapor.

## 7.2.1 El circuito aire-combustible-gases-cenizas

Este circuito (figura 7.2.1.1), es el encargado de realizar los siguientes cometidos:

- Recepción y almacenamiento del combustible.
- Preparación del combustible para ser quemado en condiciones óptimas.
- Transporte del combustible hasta el hogar o cámara de combustión.
- Evacuación y filtrado de gases.
- Evacuación de cenizas y residuos de la combustión.

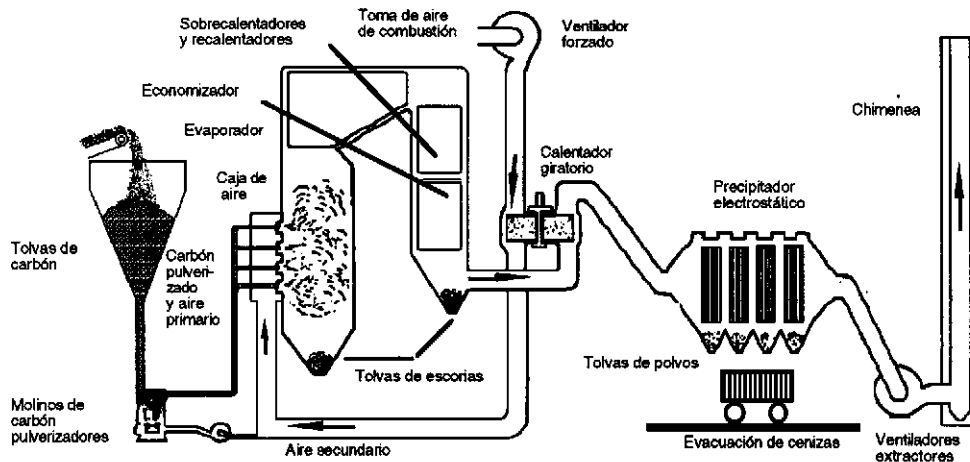


Fig. 7.2.1.1 Circuito aire-combustible-gases-cenizas.

## 7.2.2 Tipos y propiedades de los combustibles

Los combustibles empleados en las centrales térmicas convencionales se clasifican de la forma siguiente:

- Combustibles sólidos: Turba, lignito, hulla y antracita.
- Combustibles líquidos: Fuel-oil y gas-oil.
- Combustibles gaseosos: Gas natural y gas de alto horno.

Una clasificación y estudio sistemático de los diversos combustibles debe llevarse a cabo sobre la base de un análisis inmediato y un análisis elemental.

El análisis inmediato consiste en la determinación del carbono fijo, de las materias volátiles, de la ceniza y de la humedad.

**Carbono fijo:** Cantidad de carbono, C, contenida en el combustible.

**Volátiles:** Es el porcentaje de pérdida de peso que experimenta un combustible al calentarlo a 925 °C en ausencia de aire.

**Cenizas:** Es el residuo sólido que queda después de una combustión completa del combustible.

**Humedad :** Porcentaje de agua que contiene un combustible.

En el análisis elemental se determinan los porcentajes de carbono, hidrógeno, nitrógeno y azufre por métodos analíticos y directos.

**Poder calorífico:** Es el calor desprendido por la combustión completa de 1 kg de combustible sólido o líquido, o de 1 m<sup>3</sup> a 0 °C y 1 atm. de presión si se trata de un gas. Normalmente se dan dos valores para el poder calorífico; el superior incluye el calor latente de vaporización de la humedad contenida en el combustible.

**Temperatura de inflamación:** Es la temperatura a la que empiezan a desprenderse vapores inflamables del combustible.

**Temperatura de ignición:** Es la temperatura a la cual la velocidad de desprendimiento de los vapores inflamables del combustible iguala a la velocidad de combustión (estable).

### 7.2.2.1 Carbones naturales

Las composiciones elementales de los carbones naturales, después de secados al aire, expresadas en tanto por ciento están representadas en la tabla 7.2.2.1.1.

**Tabla 7.2.2.1.1** Composición de los carbones naturales.

Tipo de carbón	Carbono C	Hidrógeno H <sub>2</sub>	Azufre S	Oxígeno O <sub>2</sub>	Nitrógeno N <sub>2</sub>	Agua H <sub>2</sub> O	Otros componentes
Madera	38 a 42	4,8 a 5,1	0	35 a 37	0	15 a 20	1
Turba	35 a 45	3,0 a 4,0	1 a 3	15 a 25	1 a 2	20	10 a 25
Lignito	40 a 50	3,5 a 4,5	0,5 a 2	10 a 20	0,5 a 2	12 a 20	2 a 25
Hulla	70 a 82	4,0 a 5,0	0,5 a 2	5 a 10	1 a 3	1 a 4	3 a 6
Antracita	88 a 92	2 a 3	0,5 a 1	1,5 a 2,5	0,5 a 1	0,5 a 1	1 a 5

Si se tiene el análisis elemental se puede calcular el poder calorífico,  $P_{cal}$ , de la mayoría de los carbones por medio de la fórmula de Dulong:

$$P_{cal} = 8080.C + 34460.(H - O/8) + 2250.S \quad [\text{kcal / kg}]$$

En la que C, H, O y S son los pesos unitarios, o fraccionarios, obtenidos en el análisis del contenido de carbono, hidrógeno, oxígeno y azufre, respectivamente.

La combustión espontánea del carbón se debe al proceso de oxidación del mismo. La oxidación de los carbones sólo aumenta lentamente con la temperatura hasta los 50 °C. A partir de dicha temperatura, si las condiciones son favorables para la oxidación y desfavorables para la evacuación del calor generado, la temperatura puede aumentar produciendo una oxidación más energética y un aumento consiguiente de la temperatura, pudiendo llegar a alcanzar la temperatura de encendido, que en la mayoría de los carbones bituminosos es de 150 °C. Este hecho deberá tenerse en cuenta cuando se almacene carbón.

### 7.2.2.2 Gas-oil

Se emplea como combustible para calefacción, para turbinas de combustión interna y para motores Diesel.

Las características medias del gas-oil se dan en la tabla 7.2.2.2.1.

**Tabla 7.2.2.2.1** Características medias del gas-oil.

---

Densidad .....	0,87 kg/l
Viscosidad Engler a 20 °C .....	1,60
Punto de inflamación .....	68 °C
Punto de combustión .....	100 °C
Punto de solidificación .....	- 8 °C
Poder calorífico inferior .....	10000 kcal/kg
Carbono .....	86,2 %
Hidrógeno .....	12,65 %
Oxígeno y nitrógeno .....	0,20 %
Azufre .....	0,40 %
Asfalto .....	0,52 %
Cenizas .....	0,03 %

---

### 7.2.2.3 Fuel-oil

Se emplea como combustible para calderas industriales.

Las características principales de varios tipos de fuel-oil se dan en la tabla 7.2.2.3.1.

**Tabla 7.2.2.3.1** Características principales de varios tipos de fuel-oil

---

País de origen	Carbono [% ]	Hidrógeno [%]	Azufre [%]	Poder calorífico kcal/kg	Densidad relativa a 15,6 °C	Punto de inflamación [°C]	Viscosidad a 37,8 °C [cs]
México	83,52	11,68	3,27	10420	0,950	> 66	370
Texas	86,30	12,22	1,33	10680	0,928	71	43
Borneo	86,74	10,67	0,03	10460	0,962	107	6,5

---

**Tabla 7.2.2.3.2** Características físico químicas de varios tipos de fuel-oil.

Fuel-oil	BP Britoleum	Fuel-oil pesado Shell	Fuel-oil pesado Shell B
Densidad relativa a 15,6 °C .....	0,935	0,950	0,970
Punto de inflamación cerrado, °C, min. ....	65,5	65,5	65,5
Viscosidad en cs a 100 °F, máx. ....	54	234	860
Punto de fluidez crítica °C, máx. ....	2	21	21
Poder calorífico superior, kcal/kg .....	10450	10330	10170
Agua, % vol. máx. ....	0,1	0,2	0,25
Temperatura de almacenamiento mín. °C .....	7	18,5	24
Temperatura de atomización °C .....	60 a 71	82 a 105	105 a 127

La combustión del azufre contenido en los combustibles anteriormente citados, si bien produce calor, da como resultado óxidos de azufre que son perjudiciales desde el punto de vista ecológico.

#### 7.2.2.4 Gas natural

Es un combustible excelente para motores de combustión interna y turbinas de gas.

El gas natural que se desprende de las prospecciones petrolíferas está compuesto básicamente por metano.

La composición del gas seco (procedente de los pozos de petróleo seco) y el gas húmedo (procedente de los pozos productores de petróleo) después de la separación del propano y butano es:

Metano: Del 68 % al 96 %

Etano: Del 3 % al 30 %

Su poder calorífico superior varía de 8900 a 11600 kcal/m<sup>3</sup> y es muy superior a la mayor parte de los combustibles gaseosos:

Gas de hulla: 4450 kcal/m<sup>3</sup>

Gas de agua: 2760 kcal/m<sup>3</sup>

Gas de gasógeno: 1340 kcal/m<sup>3</sup>

Gas de alto horno: 890 kcal/m<sup>3</sup>

### 7.2.3 Almacenamiento de los combustibles

Básicamente, el almacenamiento del combustible se ha de hacer por razones de seguridad frente a posibles restricciones o irregularidades en su suministro y cuando la calidad y composición del combustible no es homogénea, es decir cuando varía de forma importante de un envío a otro, o de un suministrador a otro.

El combustible sólido se transporta hasta la central por tren o barco cuando se trata de combustibles de cierta calidad. Para calidades inferiores (lignito, turba etc.) de bajo poder calorífico, el transporte a gran distancia resulta antieconómico y la central se debe construir a boca de mina. El transporte se realiza entonces por cinta transportadora. En este caso, al corresponder la explotación de la mina a la empresa eléctrica propietaria de la central (por lo general) las irregularidades del suministro son menores, pero en cambio las variaciones de calidad son muy importantes y es necesaria la homogeneización.

Los combustibles líquidos se transportan por vía férrea, marítima o incluso por medio de un oleoducto.

Para el transporte de combustibles gaseosos se utilizan preferentemente gaseoductos. Cuando la central está situada en las proximidades de una refinería se consigue un mejor aprovechamiento de la infraestructura de ambas instalaciones.

Por lo general, el almacenamiento se realiza en dos etapas. La primera es el parque de combustible, con una capacidad de almacenamiento de varios meses de funcionamiento de la central. La segunda está constituida por unos depósitos o tolvas en donde se almacena el combustible que va a consumir la central en un periodo más corto, del orden de varias horas.

El combustible líquido se almacena en depósitos y se envía a la caldera o generador de vapor por medio de bombas.

Cuando se trata de fuel-oil, se han de prever dos etapas de calentamiento. Una para que pueda ser bombeado con más facilidad del depósito, y otra más próxima a la caldera para facilitar la pulverización y la combustión del mismo.

En el caso de combustibles gaseosos (gas natural) el almacenamiento se lleva a cabo en los propios depósitos de la compañía suministradora, que lo entrega a la central mediante gaseoductos a una presión media de 10 bar.

### 7.2.4 Molinos de trituración de carbones

Actualmente todo el carbón que se quema en las centrales térmicas es en forma de carbón en polvo. El carbón pulverizado presenta las siguientes ventajas frente al carbón en trozos:

- Combustión más completa.
- Menor costo de la mano de obra.

- Mayor potencia calorífica por unidad de volumen de hogar.
- Equipos de combustión adaptables a otros combustibles.
- Posibilidad de utilizar carbones más baratos y de peor calidad.
- Fácil control del aire y combustible suministrados.
- Extracción de escorias más sencilla.
- Ausencia de humos.
- Rendimiento más elevado.

Como desventajas caben señalar:

- Mayor costo de la instalación.
- Mayor costo de preparación del combustible.
- Mayor emisión de cenizas por la chimenea .

Existen dos esquemas fundamentales para el sistema de molienda y trituración del combustible. La alimentación separada y la alimentación directa. Ambas se muestran de forma esquemática en las figuras 7.2.4.1 y 7.2.4.2.

Con la alimentación separada, el carbón se hace llegar a los molinos, desde donde es transportado a unos silos de carbón pulverizado, en donde se almacena hasta que es inyectado a los quemadores.

El carbón se pulveriza y mezcla simultáneamente con el aire (aire primario) en los molinos y se transporta por medio de un ventilador hasta el interior del hogar. Para evitar el desgaste, por el polvo de carbón, de las palas del ventilador se hace que los molinos trabajen a una presión superior a la atmosférica, a base de inyectar aire.

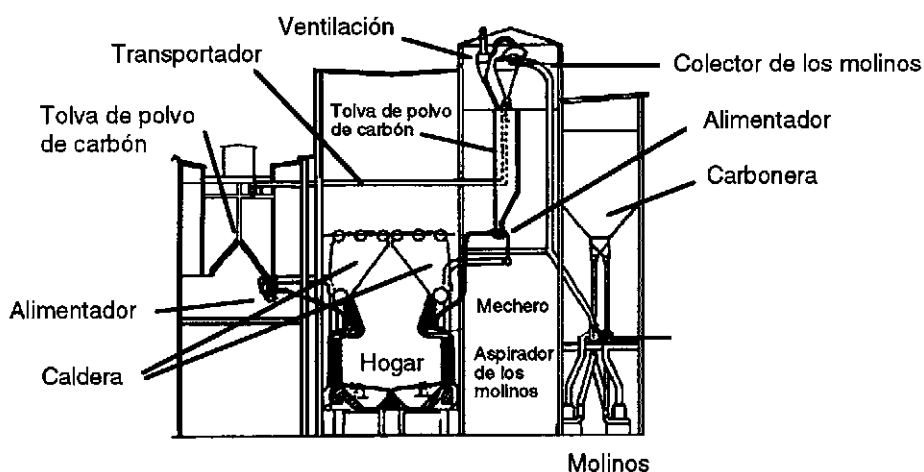


Fig. 7.2.4.1 Disposición general de un sistema de preparación separada.



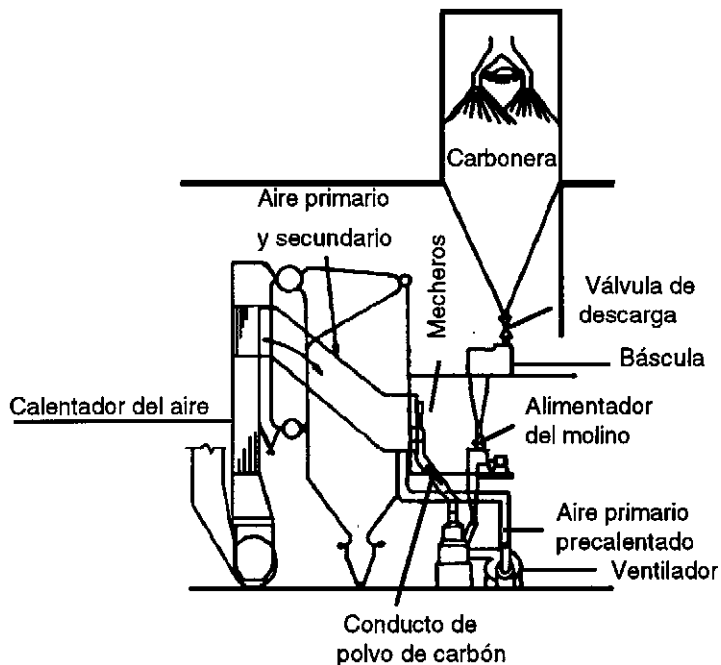


Fig. 7.2.4.2 Disposición general de un sistema de preparación directa.

Los molinos de trituración de carbones se pueden clasificar según el método que utilicen para pulverizar el carbón en:

*Molinos tubulares:* Hardinge, Foster-Wheeler, Kennedy van Saun.

*Molinos de percusión:* Erie City, Combustion Engineering, atrita, Riley Stoker.

*Molinos de rodillos:* Babcock & Wilcox, Raymond, Combustion Engineering.

El molino de bolas tipo Hardinge (figura 7.2.4.3) consta de un cilindro horizontal con bolas de acero en su interior, que gira a velocidad constante. Su interior tiene un revestimiento metálico de barras en cuña, ondulado o de nervaduras de fácil sustitución. En ambos extremos dispone de unas tapaderas cónicas que devuelven al centro del tambor las bolas que rebotan en ellas. Este molino de bolas se construye para la pulverización seca de combustibles. Puede ir provisto de uno o dos clasificadores en sus extremos. El aire caliente, para secar el carbón mientras se pulveriza, entra por un extremo y arrastra el carbón pulverizado, introduciéndolo, a través del otro extremo, en un clasificador espiral. Las partículas demasiado gruesas que fueron rechazadas en el clasificador vuelven a la zona de molienda por medio de un transportador en espiral fijado al tubo de aire y que gira con éste.

Las bolas se van desgastando con el tiempo y es necesario mantener su peso completo ( de 1130 a 2700 kg para los diferentes carbones y 3600 kg para el cok), lo que se consigue añadiendo bolas a través del alimentador durante el funcionamiento normal en una proporción de 0,04 a 0,23 kg por tonelada de carbón pulverizado obtenido (3,6 kg/ton para el cok). La potencia eléctrica absorbida por el molino, para una finura óptima ( tamiz de 80 mallas por pulgada) del 70 al 85 % ( 85 a 90 % para el cok), varía entre 11 y 30 kWh/ton (35 a 45 kWh/ton para el cok) y la potencia absorbida por el alimentador  $0,5 + 1$  kWh/ton y por el extractor  $4 + 7$  kWh/ton. Es un molino muy simple, adecuado para antracitas, ruidoso, de velocidad limitada, y que no controla muy bien la finura del polvo. No obstante, debido a la considerable cantidad de carbón que tiene en su interior responde muy bien a aumentos de carga. Incluso en caso de corte total de la alimentación de carbón es capaz de seguir suministrando a la caldera durante unos 6-10 minutos.

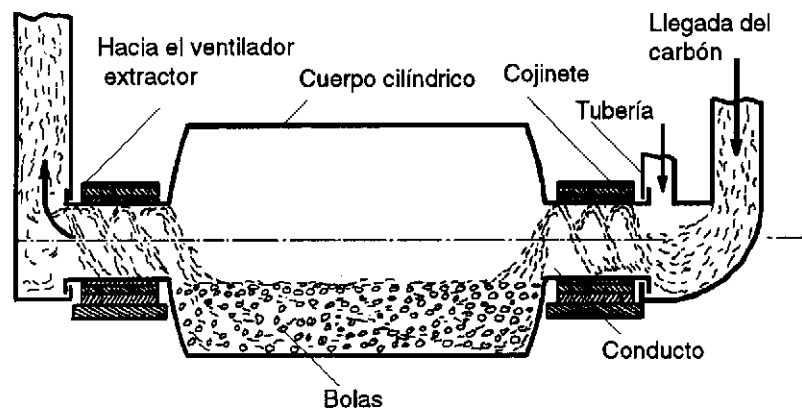


Fig. 7.2.4.3 Molino de bolas de Hardinge.

También se utiliza mucho el molino de bolas de Babcock-Wilcox (figura 7.2.4.4). El molino es accionado por un motor que ataca directamente al árbol horizontal. Este árbol lleva un engranaje cónico que arrastra la corona dentada que va fijada al árbol principal vertical del molino. Este árbol principal lleva un anillo giratorio solidario sobre el que ruedan las bolas. El mecanismo de accionamiento está separado de la cámara de molienda por un cárter de estanqueidad que se mantiene a presión superior a la de la cámara de molienda para evitar filtraciones de polvo de carbón de la misma, que podrían dañar los dispositivos del accionamiento. El carbón se introduce por la parte superior y descarga sobre el anillo superior fijo. El aire que se introduce por la parte lateral del cilindro y las toberas de distribución arrastra consigo el polvo de carbón triturado, que entra tangencialmente en el clasificador. Las partículas más gruesas vuelven a caer dentro del molino. La mezcla de aire-carbón sale del molino por la envolvente. Los cuerpos extraños que no pueden ser triturados se desechan por la trampilla. Las bolas tienen un diámetro de unos 51 mm y su velocidad lineal media es de 5 a 6,5 m/s. El consumo de energía (ventilador, alimentador y molino) es de 8 a 12 kWh por tonelada.

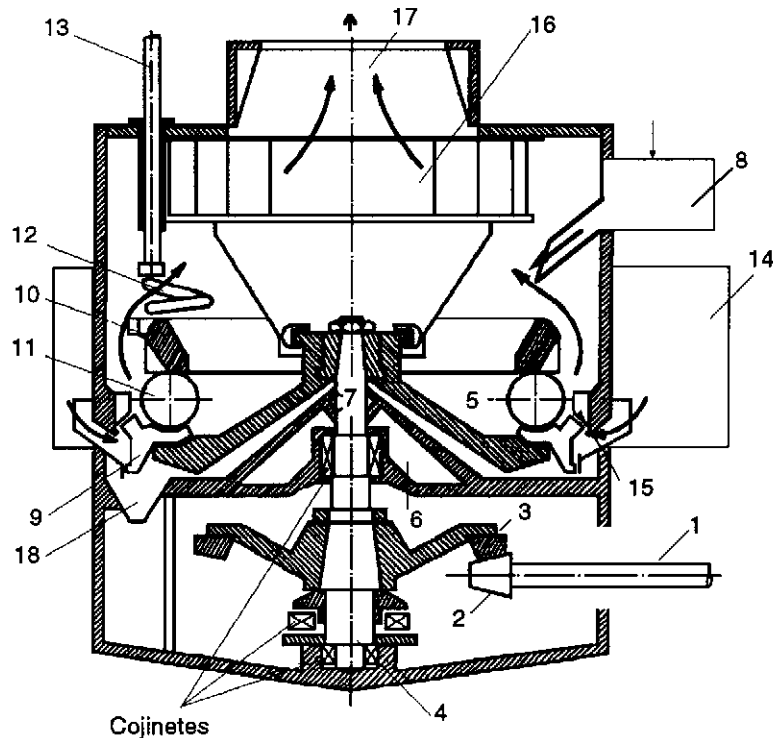


Fig. 7.2.4.4 Molino de bolas de Babcock-Wilcox : 1 = Arbol horizontal; 2 = Engranaje cónico; 3 = Corona dentada; 4 = Arbol principal vertical; 5 = Cámara de molienda; 6 = Cárter de estanqueidad; 7 = Junta de estanqueidad; 8 = Entrada del carbón; 9 = Anillo inferior giratorio; 10 = Anillo superior fijo; 11 = Bolas; 12 = Muelle de presión; 13 = Tornillo de apriete; 14 = Entrada del aire; 15 = Las toberas de distribución; 16 = Clasificador; 17 = Descarga del polvo de carbón; 18 = Colector de partículas de hierro.

El molino de rodillos de Raymond, consta de tres rodillos o muelas que giran locas sobre un camino de rodadura (figura 7.2.4.5). El mantenimiento de la presión correcta de los rodillos se consigue mediante unos resortes exteriores ajustables. Tiene las ventajas del bajo coste de mantenimiento y de funcionamiento silencioso. Se consiguen capacidades de 65 a 70 toneladas de carbón pulverizado por hora. La potencia eléctrica absorbida por el molino, alimentador y el extractor, para una finura óptima del 70 % (tamiz de 200 mallas por pulgada), varía entre 11 y 16 kWh/ton. Entre los factores que afectan a la capacidad de producción de los molinos se pueden mencionar los siguientes: La humedad y la desintegrabilidad del carbón, el tamaño de los trozos, el grado de llenado, la finura del carbón molido, la temperatura del aire de entrada y el estado de los elementos trituradores.

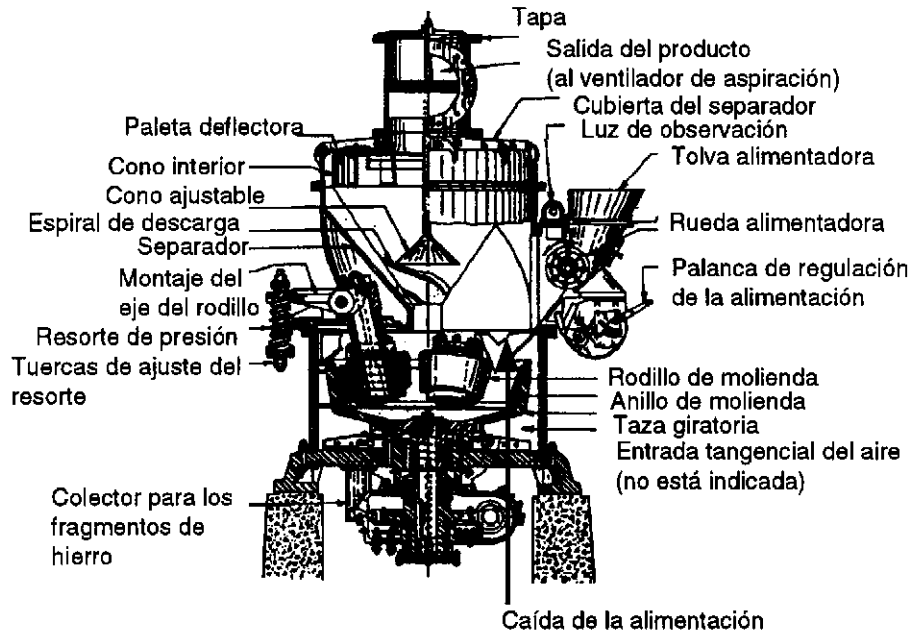


Fig. 7.2.4.5 Molino de rodillos de Raymond.

## 7.2.5 El circuito aire gases de un generador de vapor

El aire tomado de la atmósfera es enviado a la caldera por los ventiladores de tiro forzado, a través de los precalentadores de aire (figura 7.2.5.1).

Las misiones de los precalentadores son las siguientes:

- Recuperar el calor contenido en los gases a la salida de los intercambiadores de agua y de vapor.
- Elevar la temperatura del aire que se empleará en la combustión para mejorarla. Cuando el combustible es carbón pulverizado, el aire caliente también se utiliza para secar el carbón.

A la salida de los precalentadores, el aire se envía a la cámara de combustión de diferentes maneras:

- A través de los quemadores, como aire primario mezclado con el combustible.
- Alrededor de los quemadores, como aire secundario.
- A lo largo del recorrido de la llama, como aire terciario.

En la cámara de combustión (hogar) el combustible se quema desprendiendo calor y gases. Esta cámara está recubierta interiormente de tubos (pantalla vaporizadora, pantalla de paredes de agua) que absorben una gran parte de la energía de la combustión. A continuación los gases son conducidos a los sobrecalentadores y recalentadores. A partir de aquí, los gases, que ya han cedido la mayor parte de su energía al agua y al vapor de agua, se hacen pasar a través del economizador que calienta el agua que alimenta a los tubos de la pantalla vaporizadora. Por último, los gases pasan por un intercambiador de calor, el precalentador de aire, antes de introducirse en los colectores de polvo.

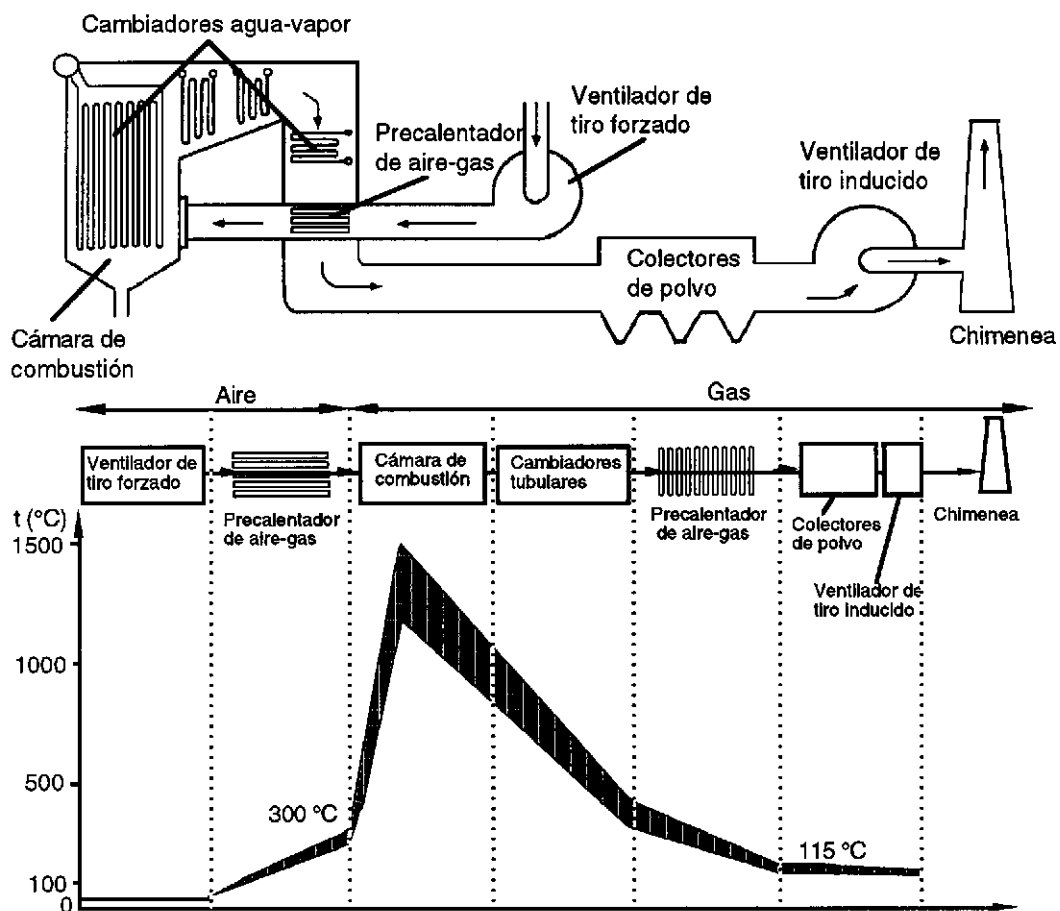


Fig. 7.2.5.1 El circuito aire gas.

En los colectores de polvo, los gases son liberados de las partículas sólidas en suspensión (cenizas volantes) y se envían a la atmósfera a través de la chimenea.

Por lo general, al no ser suficiente el tiro de la chimenea, en la base de la misma se instalan ventiladores de tiro inducido que aseguren la circulación de los gases que salen de la combustión. De este modo se mantiene todo el circuito de gases, incluso la caldera, con una cierta depresión.

### **7.2.6 Quemadores para combustible pulverizado**

Los quemadores son dispositivos que inyectan aire y combustible pulverizado a la cámara de combustión. Los quemadores deben estar diseñados de modo que permitan:

- a) El ajuste y control del punto de ignición.
- b) La estabilidad de la ignición y la estabilidad de la llama.
- c) La combustión completa.
- d) Distribución uniforme del exceso de aire y de la temperatura a la salida del hogar.
- e) Fácil acceso para limpieza y mantenimiento.

Y eviten:

- f) La formación de depósitos locales de escorias.
- g) Su recalentamiento.
- h) Combustiones en su interior.
- i) El desgaste excesivo del quemador.

#### **7.2.6.1 Quemadores de carbón pulverizado**

Funcionalmente los quemadores de carbón pulverizado se pueden clasificar en:

- a) Quemadores de tipo laminar.
- b) Quemadores de turbulencias.

En los quemadores de tipo laminar las turbulencias en la mezcla de aire y polvo de carbón se producen espontáneamente por la propia velocidad de la mezcla, por el uso de deflectores (quemadores circulares de Babcock & Wilcox), el paso a través de los tubos pantalla (quemador "inter-tubes" de Babcock & Wilcox) y por la entrada de aire secundario y terciario (figuras 7.2.6.1.1, 7.2.6.1.2 y 7.2.6.1.3).

En los quemadores de turbulencias se imprime un movimiento rotativo al flujo de carbón-aire primario y a la corriente de aire secundario (quemadores circulares de Rosencrants) (figura 7.2.6.1.4).

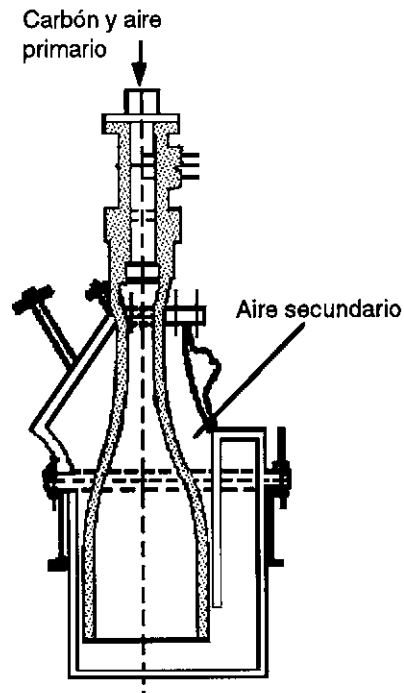


Fig. 7.2.6.1.1 Quemador laminar Lopulco-Roubaix.

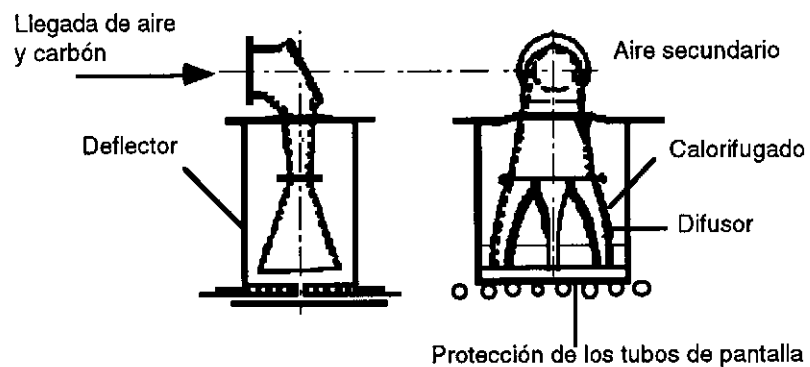


Fig. 7.2.6.1.2 Quemador laminar "inter-tubes" de Babcock & Wilcox.

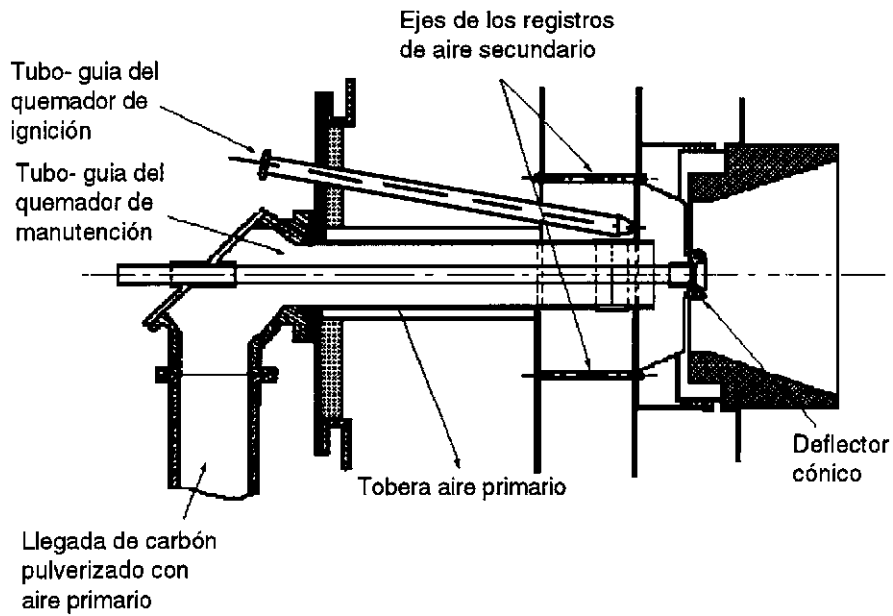


Fig. 7.2.6.1.3 Quemador laminar de fachada de Babcock & Wilcox.

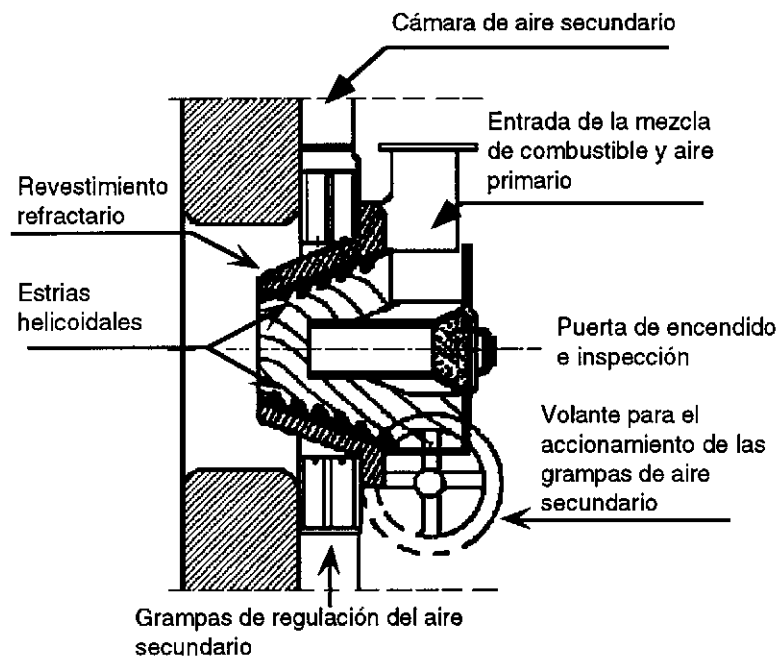


Fig. 7.2.6.1.4 Quemador turbulento de Rosencrants (tipo R).



En las calderas de gran potencia suele emplearse el encendido por ángulos (figura 7.2.6.1.5). En tal caso los mecheros se pueden inclinar respecto al plano horizontal, con lo que la posición de la región de combustión turbulenta del hogar se puede bajar o subir para mantener una temperatura constante de vapor sobrecalentado (figura 7.2.6.1.6).

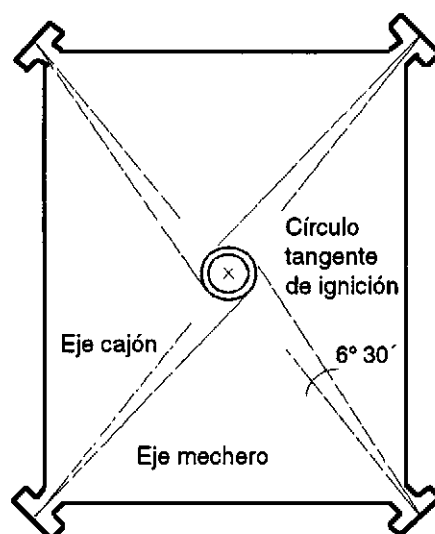


Fig. 7.2.6.1.5 Sistema tangencial.

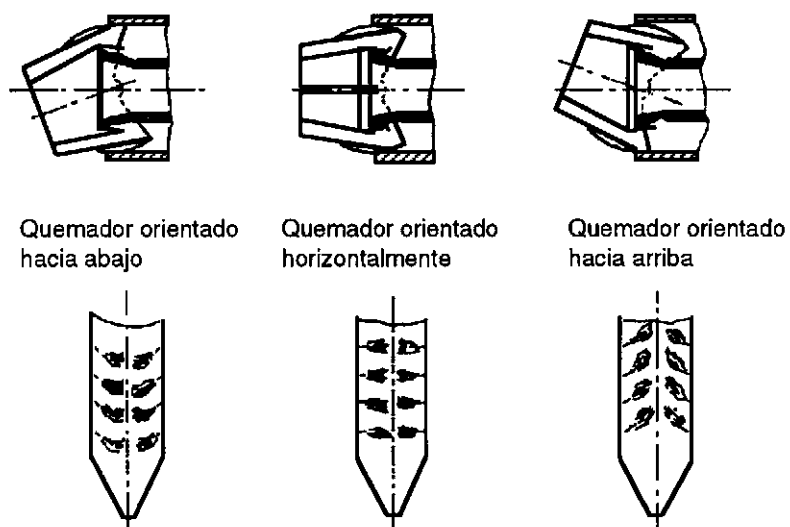


Fig. 7.2.6.1.6 Diversas posiciones de la llama según la inclinación de los quemadores.

### 7.2.6.2 Quemadores para combustibles líquidos

Los quemadores para combustibles líquidos se pueden clasificar, atendiendo a la manera de lograr la pulverización del combustible, en:

- a) Quemadores con pulverización hidráulica :
  - De inyección total
  - Con retorno de combustible
- b) Quemadores con pulverización por medio de fluido auxiliar:
  - Con vapor de agua
  - Con aire
- c) Quemadores de copa rotativa.

Todos los quemadores constan de un cuerpo en forma de tubo alargado, cuyo extremo anterior queda fuera del hogar, mientras que el otro extremo se sitúa en la parte interior, con el fin de llevar el combustible al lugar conveniente.

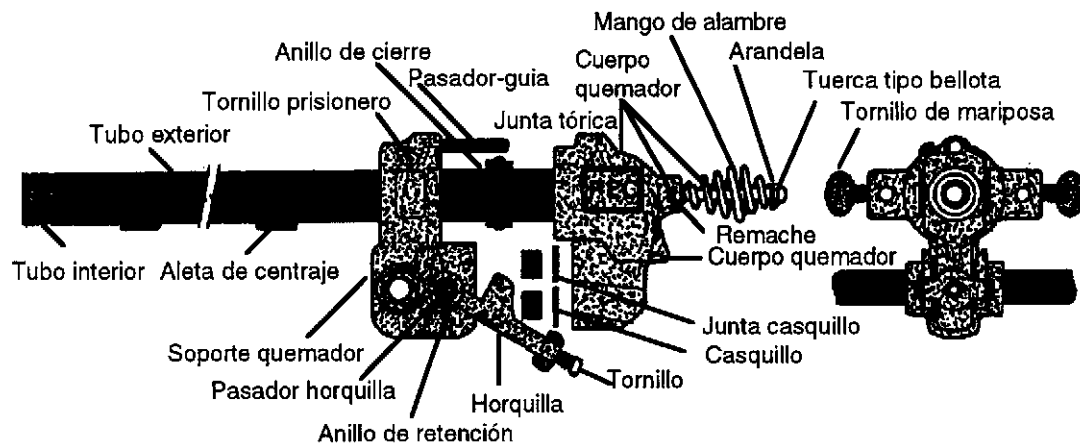


Fig. 7.2.6.2.1 Esquema de un quemador para combustibles líquidos.

a) Dentro del grupo de quemadores con pulverización hidráulica caben distinguir los siguientes:

- Pulverizador de plato con orificio central ( figura 7.2.6.2.2).
- Pulverizador centrífugo (figura 7.2.6.2.3).
- Pulverizador con cámara de turbulencia (figura 7.2.6.2.4).

En todos ellos la presión (5 a 20 atmósferas) del fuel-oil a la entrada no tiene apenas influencia sobre la finura del pulverizado sino sobre el caudal, y éste no varía linealmente con la presión. Además, con el inconveniente de que cuando la presión es baja se produce una mala pulverización del combustible.

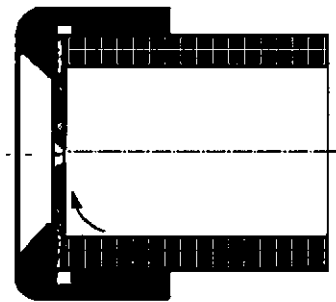


Fig. 7.2.6.2.2 Esquema de un pulverizador de plato con orificio central.

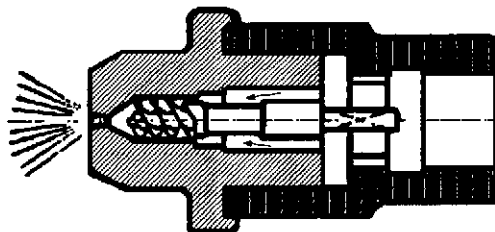


Fig. 7.2.6.2.3 Esquema de un pulverizador centrífugo.

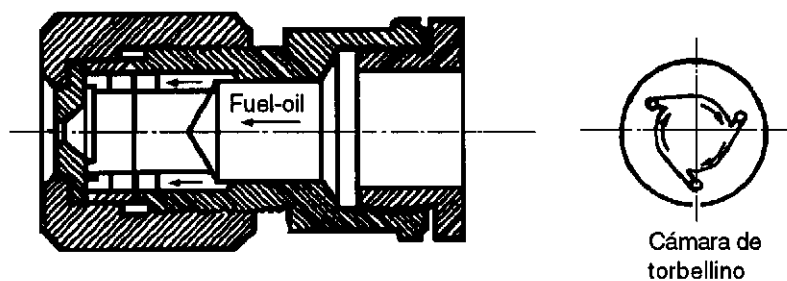


Fig. 7.2.6.2.4 Pulverizador de cámara de turbulencia.

En la figura 7.2.6.2.5 se muestra el esquema de una instalación completa de pulverizadores de cámara de turbulencia.

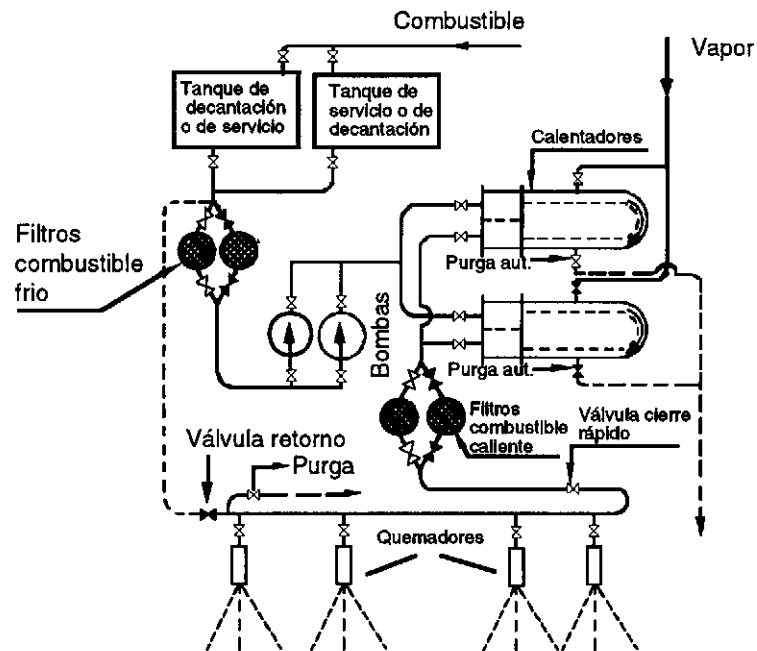


Fig. 7.2.6.2.5 Esquema de la instalación.

Una mejora de la pulverización se consigue con los sistemas de pulverización que utilizan quemadores con retorno de combustible (figura 7.2.6.2.6). En los que una parte del caudal que llega a la cámara de turbulencias se pulveriza en el hogar y otra parte se puede hacer recircular de nuevo a través de una válvula de regulación (figura 7.2.6.2.7). Cuando la válvula de regulación está cerrada el caudal que se pulveriza en el hogar es máximo. Con este sistema se logra así una buena pulverización y una relación casi lineal entre fuel-oil inyectado y la presión.

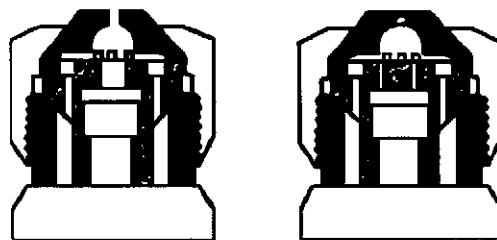


Fig. 7.2.6.2.6 Quemadores para combustibles líquidos con retorno.

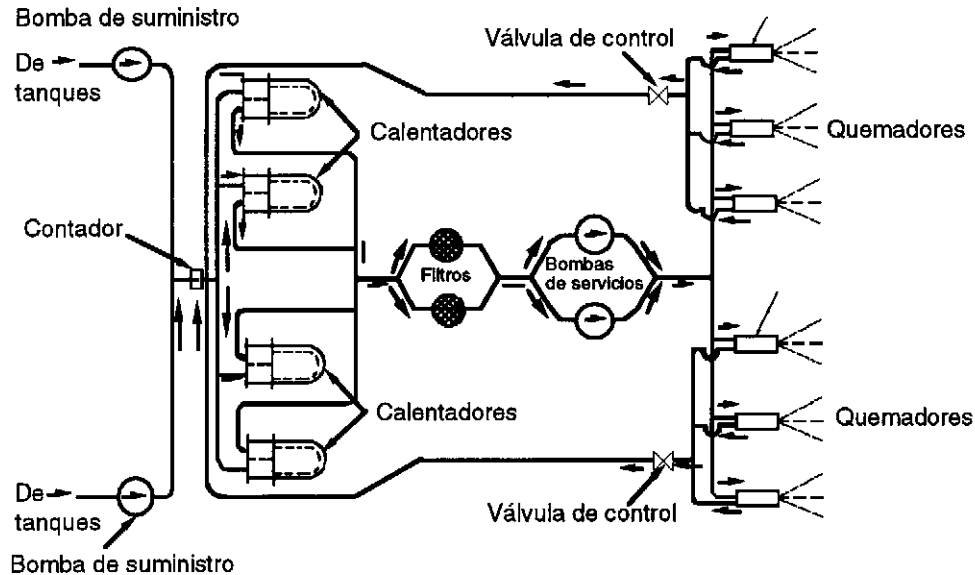


Fig. 7.2.6.2.7 Esquema de instalación con quemadores de retorno.

b) Quemadores de inyección total con auxilio de vapor: Estos dispositivos combinan la acción de la pulverización mecánica con la acción emulsionante del vapor (figura 7.2.6.2.8). En ellos la presión con la que llega el fuel-oil al quemador es mucho menor y las secciones de paso mayores. En el atomizador por vapor, el combustible llega a la tobera a través de un tubo central y pasa a través de la tobera atomizante adquiriendo un movimiento de rotación por efecto de los surcos tangenciales que desembocan en una cámara de turbulencia. El chorro pulverizado fluye en el emulsor. El vapor de atomización, conducido por el tubo externo, atraviesa la tobera atomizante, después la pastilla y llega al emulsor, en donde se mezcla con el combustible. La emulsión homogénea resultante atraviesa la cámara de mezcla y sale a través de los taladros de la tobera distribuidora hacia el hogar. La expansión del vapor en la tobera distribuidora provoca la atomización final del combustible.

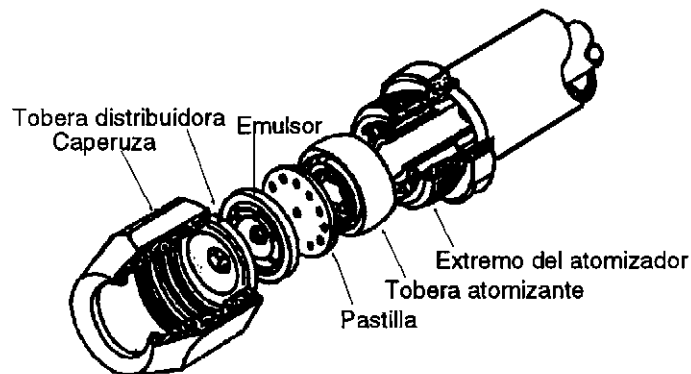


Fig. 7.2.6.2.8 Atomizador de pulverización mecánica con ayuda de vapor o aire a presión.

Estos quemadores pueden funcionar con fuel-oil pesado de gran viscosidad gracias al calentamiento que produce el propio vapor. Además la mezcla de vapor y aceite es muy detergente y resulta muy eficaz en la limpieza de tubos y orificios.

Cuando se utiliza aire a presión como fluido para la pulverización por el porcentaje de peso de aire que se requiere es mayor (figura 7.2.6.2.9).

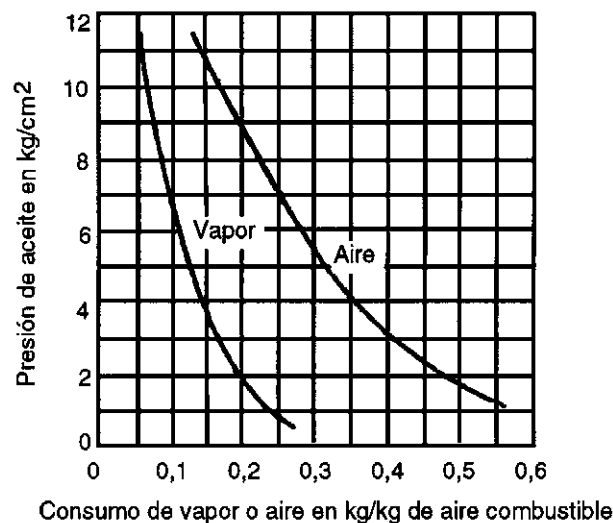


Fig. 7.2.6.2.9 Curvas de funcionamiento de los quemadores con fluido auxiliar

c) Pulverizadores de copa rotativa: En ellos el combustible se envía a una pieza en forma de copa que gira a gran velocidad. Dicha pieza suele estar accionada por el motor del ventilador del aire primario. El fuel-oil se mueve en el interior de la copa hasta llegar a su borde de salida, donde la abandona y sale proyectado por centrifugación hacia el exterior creando grandes turbulencias (figura 7.2.6.2.10).

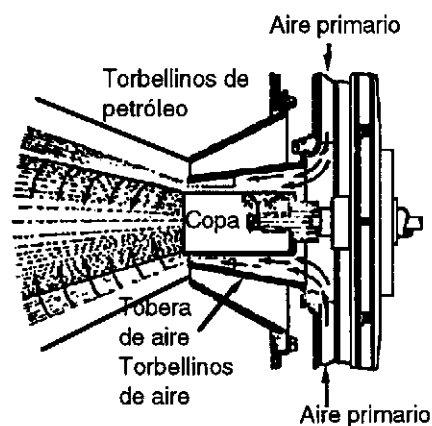


Fig. 7.2.6.2.10 Quemador de copa giratoria.

### 7.2.7 Vaporizadores y sobrecalentadores

La temperatura en las distintas zonas de la caldera es variable debido a diferencias en la transmisión de calor. Así, en el extremo del dardo de la llama se pueden superar los 1700 °C y en las paredes de la caldera los 1200 °C. Para proteger las paredes de la caldera contra estas temperaturas, se desarrollaron las pantallas de agua, que a la vez sirven como vaporizadores. Para no dañar las paredes de la caldera es necesario que la combustión se realice por completo en el hogar, para lo que se habrá de suministrar en cada instante, a la temperatura adecuada, el aire necesario para la misma.

La temperatura externa de los tubos de ebullición no rebasa los 410 °C, por lo que suelen ser de acero al carbono con un espesor del orden de los 4 mm para 40 ata y de 7 mm para 180 ata.

La temperatura del vapor sobrecalentado puede llegar a los 580 °C, a 180 ata, por lo que los sobrecalentadores y recalentadores se suelen construir con aceros especiales, con espesores de 3,3 mm para 40 ata. y de 6 mm para 180 ata.

Según donde se ubiquen y protejan los sobrecalentadores, la transferencia de calor en ellos puede ser por convección, por radiación o por una combinación de ambos procesos (figura 7.2.7.1).

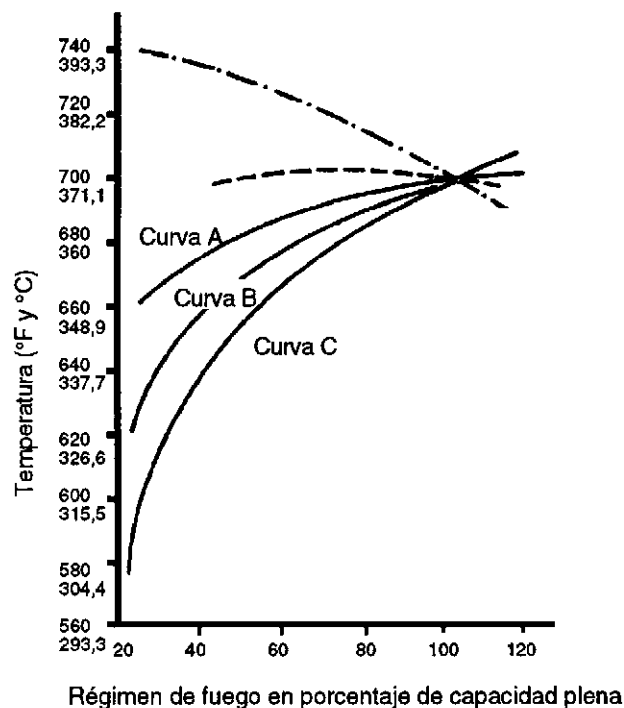


Fig. 7.2.7.1 Gráficas de funcionamiento de los sobrecalentadores. (Curva A = Dos hileras de tubos de la caldera se anteponen al sobrecalentado; Curva B = Tres hileras de tubos de la caldera se anteponen al sobrecalentado; Curva C = Cuatro hileras de tubos de la caldera se anteponen al sobrecalentado).

## 7.2.8 Precalentadores de aire

Son calentadores regenerativos que se sitúan en la parte final del recorrido de los gases, a continuación del economizador o precalentador del agua de alimentación a la caldera. Su misión es recuperar parte del calor que todavía poseen los gases de la combustión para volver a introducirlo en la caldera, aumentando de esa forma el rendimiento del conjunto (una reducción de la temperatura de los gases de escape en 56 °C elevará la eficiencia general de la planta entre un 2,3 y un 2,6 por ciento). Los ahorros totales de combustible atribuibles al precalentamiento del aire oscilan entre el 5 y 10 por ciento. Las ventajas que se obtienen del uso del precalentador de aire no derivan solamente del calor que se recupera de los gases de escape, sino también de las condiciones de combustión, que son mejoradas.

Los precalentadores se pueden clasificar en dos tipos básicos: a) precalentadores recuperativos; b) precalentadores regenerativos.

a) *Precalentadores recuperativos*: En ellos los gases y el aire están separados por una pared metálica a través de la cual intercambian calor. Dentro de este tipo los que más se utilizan son: Precalentadores tubulares (figura 7.2.8.1), precalentadores de placas.

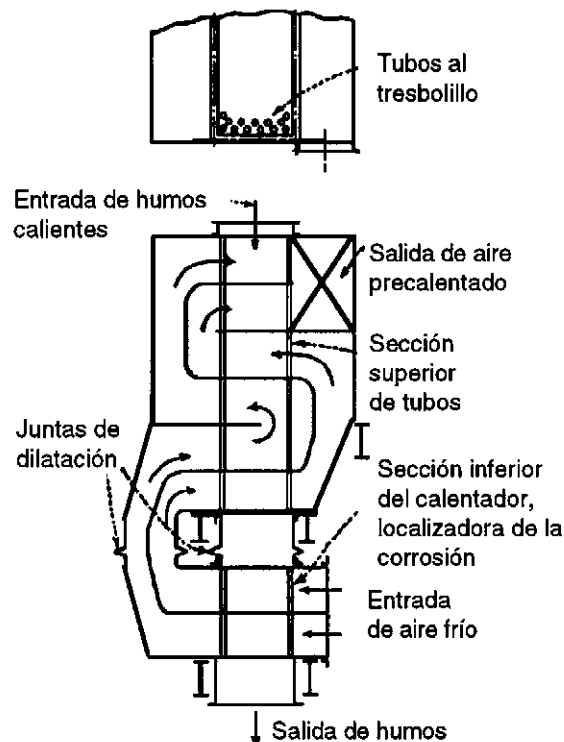


Fig. 7.2.8.1 Precalentador tubular.



b) *Pre calentadores regenerativos*: En este tipo, la superficie metálica es calentada por los gases y enfriada por el aire de modo alternante.

Dentro de este tipo de pre calentadores los más utilizados son el de Ljungstrom (figura 7.2.8.2) y el de Rothemuhle (figura 7.2.8.3).

El pre calentador de Ljungstrom está constituido por un rotor cilíndrico formado por sectores de chapa ondulada, que permiten el flujo axial del aire y los gases separadamente y que gira lentamente a velocidad constante. Cuando las chapas pasan enfrente de la corriente de gases calientes toman calor de éstos, para cederlo posteriormente a la corriente de aire fresco de entrada que los atravesará cuando el rotor haya girado media vuelta .

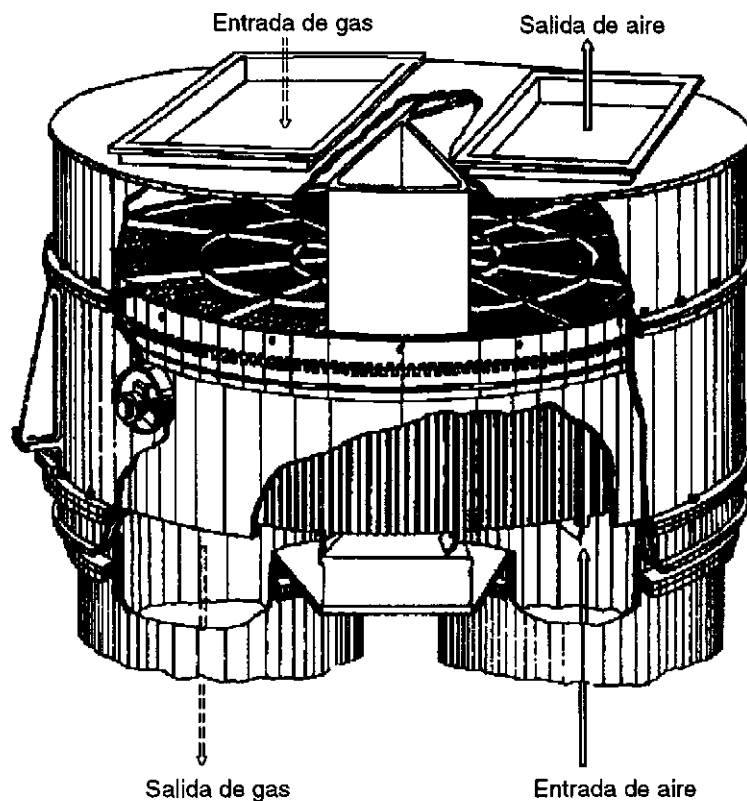


Fig. 7.2.8.2 Pre calentador de aire de Ljungstrom.

El pre calentador de Rothemuhle difiere del de Ljungstrom por el hecho de que los elementos cambiadores de calor son fijos y que, por el contrario, son los conductos del aire los que están dotados de un movimiento de rotación lenta (1 r.p.m.).

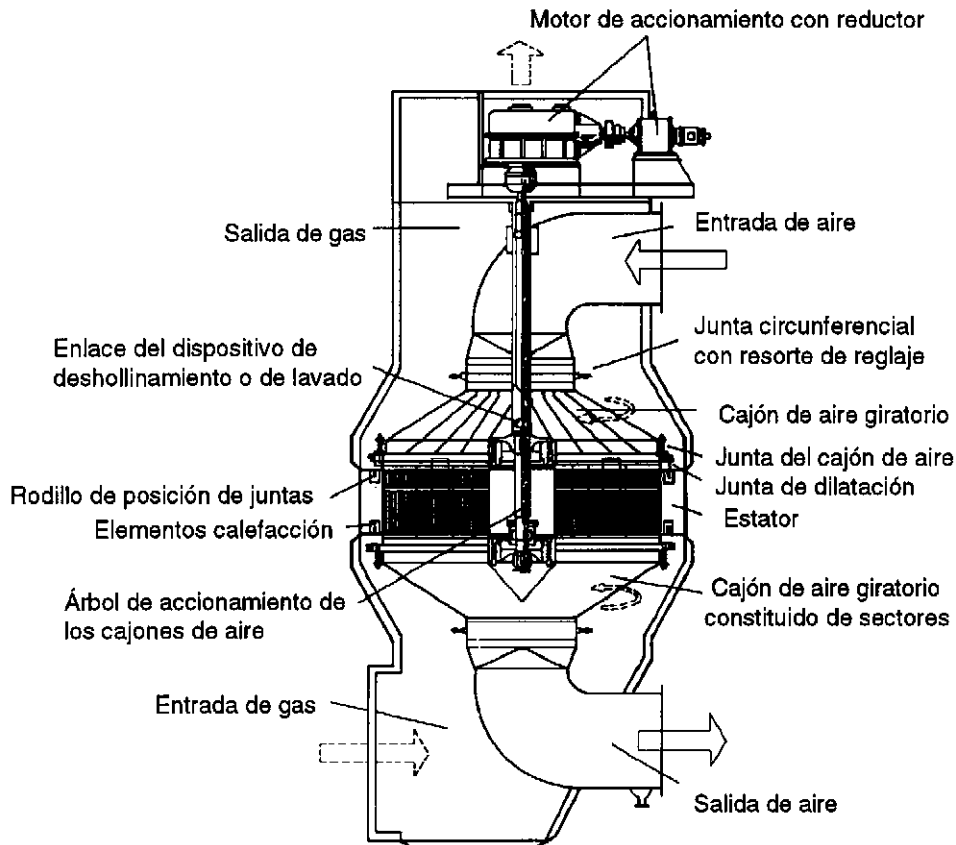


Fig. 7.2.8.3 Precalentador de aire de Rothemuhle.

## 7.2.9 Residuos de la combustión

La mayoría de los combustibles que se emplean en las centrales térmicas convencionales producen residuos de combustión sólidos (excepto los combustibles gaseosos), que se denominan cenizas. El combustible más desfavorable desde este punto de vista es el carbón. Las cenizas se pueden clasificar en: a) cenizas volantes y b) escorias.

- a) Las cenizas volantes son las arrastradas por los gases de la combustión.
- b) Las escorias son las que quedan depositadas en el fondo del hogar, en los ceniceros.

A la hora del diseño de los elementos de la caldera y de los vaporizadores, sobrecalentadores, etc., y de los conductos de humos, se han de tener en cuenta el ataque químico de las cenizas, que dependerá del tipo de combustible y de la calidad del mismo (contenido en Fe), sobre los materiales empleados en su construcción, así como el punto de fusión de las mismas. Además se tendrá en cuenta el impacto ecológico que sobre el medio ambiente producen determinados gases de la combustión ( $\text{SO}_x$ ,  $\text{NO}_x$ ,  $\text{N}_x\text{H}_x$ ,  $\text{CO}$ , etc.), tomándose las medidas correctoras oportunas.

### 7.2.9.1 Extracción de los residuos de la combustión

Las cenizas que no han sido arrastradas por los gases de la combustión, las escorias, caen en el interior de un cenicero situado en la parte inferior del hogar. Dicho cenicero está formado por una tolva metálica, simple o múltiple, revestida interiormente por un material refractario y llena de agua (figura 7.2.9.1.1). En la figura anterior se aprecia el cierre hidráulico que existe entre la caldera y el cenicero. Dicho cierre hidráulico mantiene la presión del hogar permitiendo la dilatación de las calderas que van suspendidas de la parte superior. En el cenicero las cenizas se mezclan con el agua, enfriándose. Transcurrido un cierto tiempo las cenizas salen, a través de la compuerta de evacuación lateral, a la cámara de trituración, de donde, una vez trituradas, se transportan hidráulicamente por medio de una bomba de impulsión a balsas o silos de decantación, en donde se mezclan con las cenizas volantes que proceden de las tolvas cuyas cenizas volantes no se devuelven al hogar para ser quemadas (figura 7.2.9.1.2).

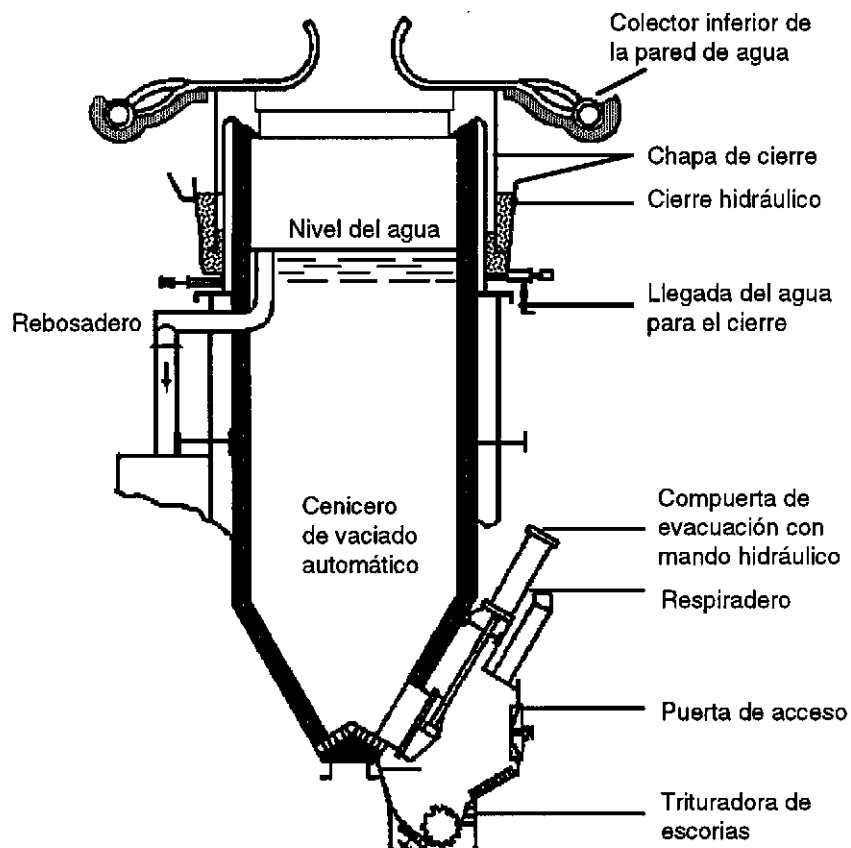


Fig. 7.2.9.1.1 Cenicero con cierre hidráulico.

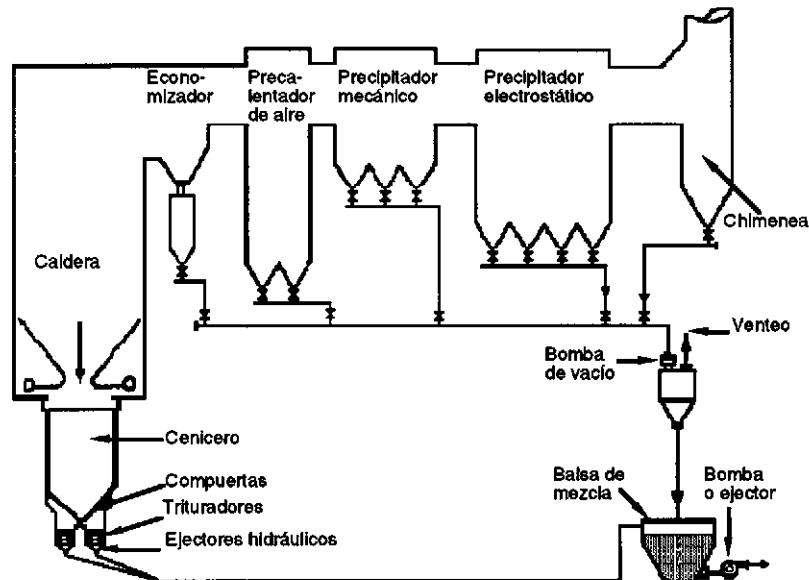


Fig. 7.2.9.1.2 Sistemas de recogida y evacuación de cenizas.

### 7.2.9.2 Colectores de polvo

Para limitar la evacuación de grandes cantidades de polvo a la atmósfera (del orden de 70 t/d para una generación 500 t/h de vapor, utilizando como combustible carbón) se han instalado en las centrales térmicas convencionales colectores de polvo, que aparte de los efectos beneficiosos sobre el medio ambiente, también producen un ahorro en el coste de mantenimiento de los rotores de los ventiladores de tiro inducido.

El tamaño tan reducido de las partículas de polvo (del orden de los 50  $\mu\text{m}$ ) crea un grave problema a los sistemas de filtrado por medio de tamices (hay casos en los que el 95 % del polvo pasa a través de un tamiz de 130 mallas/cm<sup>2</sup>). Básicamente se emplean tres tipos:

- a) Colectores mecánicos.
- b) Colectores electrostáticos.
- c) Colectores mixtos (electromecánicos).

a) Los colectores mecánicos separan el polvo por efecto centrífugo (figuras 7.2.9.2.1 y 7.2.9.2.2). El aire y el polvo entran tangencialmente en un ciclón en donde el polvo precipita, saliendo el aire purificado por la parte superior. Producen pérdidas de tiro en las calderas.

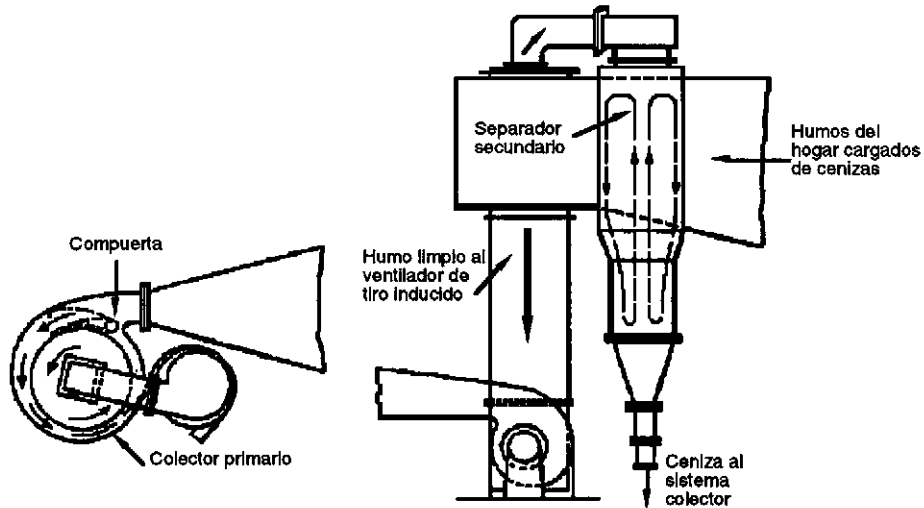


Fig. 7.2.9.2.1 Colector mecánico de cenizas Buell.

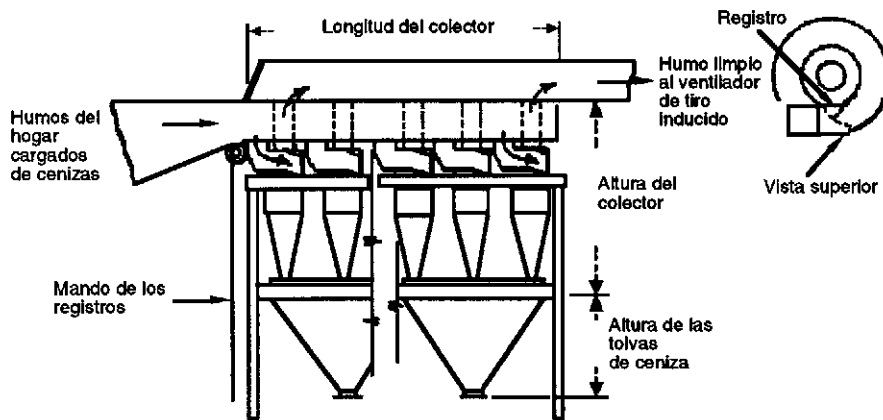
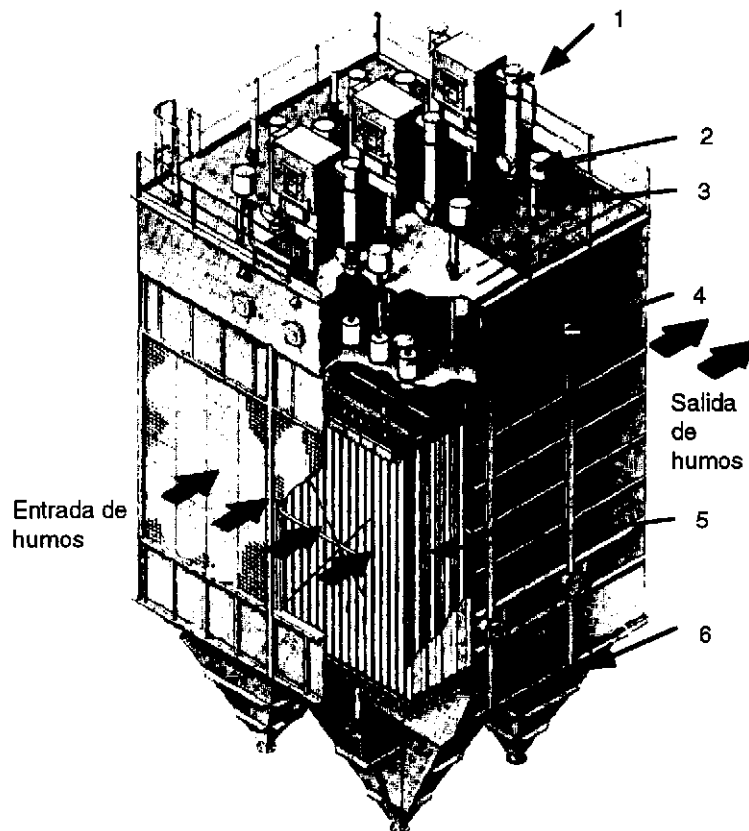


Fig. 7.2.9.2.2 Colector multiciclón Prat-Daniel.

b) Los colectores electrostáticos (figura. 7.2.9.2.3) separan las partículas de polvo a base de ionizarlas, para lo que en primer lugar se las hace pasar a través de dos juegos de electrodos entre los cuales se mantiene un campo electrostático elevado. Para ello, uno de los juegos de electrodos, el de alta tensión (cátodos), se conecta a un potencial del orden de los 30 kV a 60 kV. Para favorecer la ionización de las partículas que pasan a través de ellos, se construyen a base de alambres de pequeño diámetro (efecto de puntas o efecto corona). El otro juego de electrodos, electrodos colectores (ánodos), va unido a tierra. Los electrodos

colectores unidos a tierra presentan una forma de gran superficie sobre la que se deposita el polvo separado. Estos electrodos pueden estar formados por dobles placas verticales de acero, tela metálica, etc. Para separar el polvo acumulado, estas chapas se percuten periódicamente, cayendo el polvo acumulado sobre las mismas dentro de una tolva situada debajo.



*Fig. 7.2.9.2.3 Colector electrostático de polvo ACEC: 1 = Bornes de alta tensión; 2 = Martillos neumáticos; 3 = Vibradores electromagnéticos; 4 = Aisladores de los electrodos de descarga; 5 = Placas colectoras de polvo; 6 = Tolvas de polvo.*

c) Los colectores mixtos, electromecánicos (figura 7.2.9.2.4) utilizan una separación escalonada. A la entrada del filtro se coloca el colector mecánico, que separa las partículas más pesadas, y a continuación el electrostático, que separa las partículas más finas. En caso de que el colector electrostático quedase fuera de servicio, el colector mecánico puede seguir funcionando sin problemas.

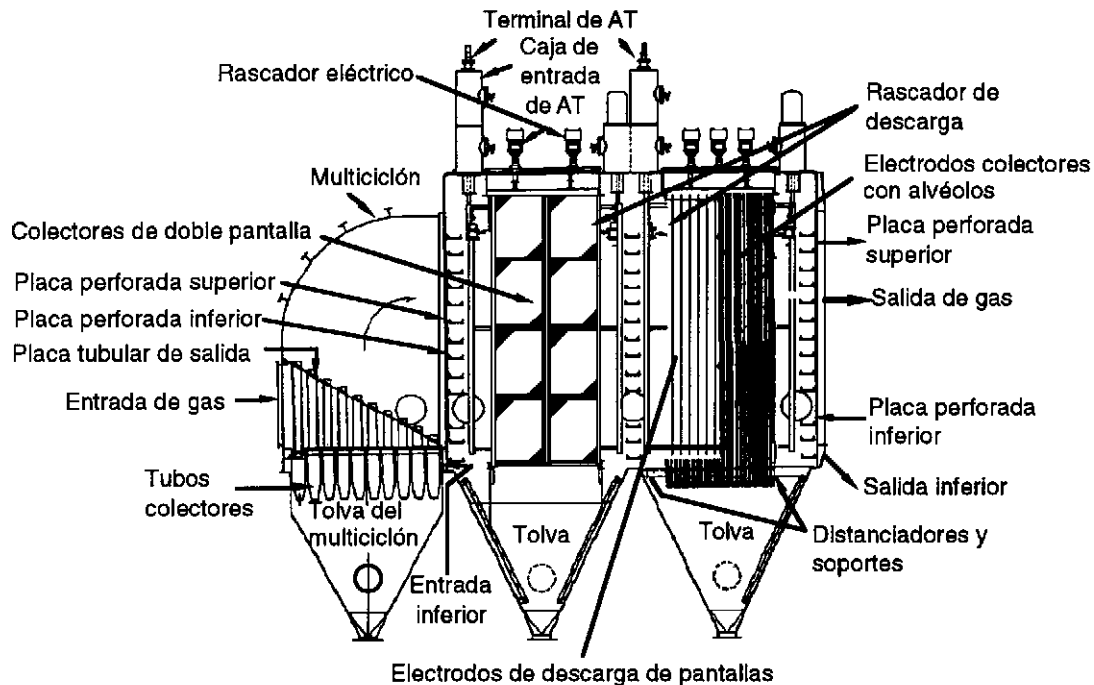


Fig. 7.2.9.2.4 Separador electromecánico de polvo.

## 7.2.10 El tiro en las calderas

El tiro en las calderas tiene la misión de proporcionar el aire necesario para la combustión y evacuar los gases que se producen en la misma. El tiro en una caldera se puede crear de una manera natural o artificial.

### 7.2.10.1 El tiro natural

En el tiro natural los gases de la combustión se evacuan a la atmósfera a través de la chimenea gracias a la diferencia entre la densidad de los gases calientes dentro de la chimenea y la del aire frío del exterior, que dependerá de las condiciones meteorológicas. Además, para que la circulación de los gases tenga lugar con una cierta velocidad, se habrán de vencer las pérdidas de carga que se producen en su recorrido. Por tanto, se intuye que las instalaciones de tiro natural estarán limitadas a pequeñas centrales térmicas, si no se quiere llegar a alturas de chimenea inviables desde el punto de vista económico-técnico, o serán complementarias de las instalaciones de tiro artificial. En la figura 7.2.10.1.1 se representa la presión relativa a lo largo del circuito aire-gas.

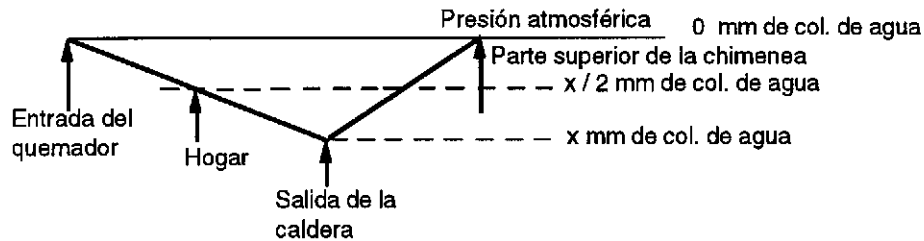


Fig. 7.2.10.1.1 Variación de la presión relativa a lo largo del circuito aire-gas en una caldera de tiro natural.

### 7.2.10.2 El tiro artificial

En las calderas, además del tiro natural se utilizan dispositivos auxiliares para la producción de tiro que aseguren el mismo en todas las condiciones, que sea independiente de las condiciones atmosféricas, que permita una regulación sencilla y que se adapte de forma fácil a las variaciones bruscas de carga de la central.

En el tiro artificial pueden distinguirse las siguientes modalidades: Tiro forzado, tiro inducido y tiro mixto.

En el tiro forzado la circulación del aire de combustión y de los gases procedentes de la misma se consigue exclusivamente por medio de los ventiladores de tiro forzado (figura 7.2.10.2.1), que introducen aire a presión al hogar para vencer los rozamientos y las pérdidas de carga en todo el recorrido de los gases de combustión. Esto da lugar a que el hogar de la caldera se encuentre presurizado. En la figura 7.2.10.2.2 se representa la presión relativa a lo largo del circuito aire-gas en una caldera de tiro forzado. En el tiro inducido se aspiran los gases del hogar.

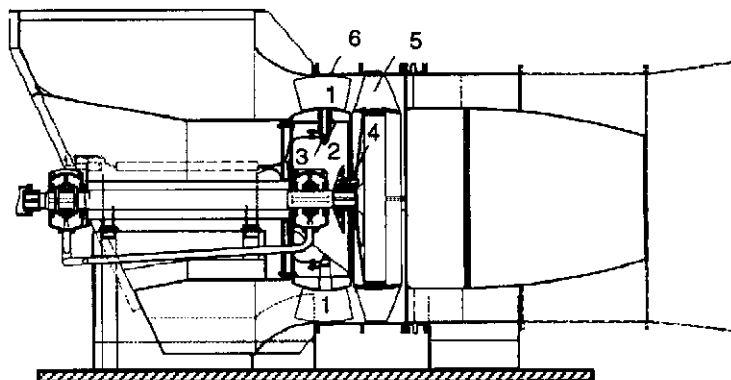


Fig. 7.2.10.2.1 Ventilador axial Sulzer: 1 = Palas directrices; 2 = Fijación palas; 3 = Mecanismo de regulación; 4 = Cubo del rodete; 5 = Palas móviles; 6 = Pieza intermedia .



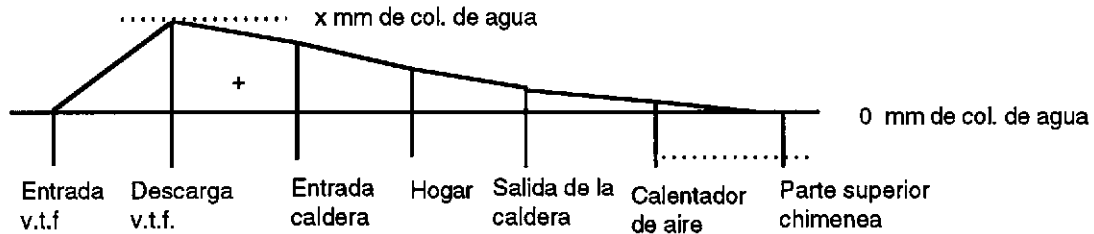


Fig. 7.2.10.2.2 Variación de la presión relativa a lo largo del circuito aire-gas en una caldera de tiro forzado.

El tiro mixto o equilibrado es una solución intermedia entre los anteriores. Se combina el tiro forzado, indicado anteriormente, con el tiro inducido provocado por los ventiladores de tiro inducido que normalmente se encuentran inmediatamente antes de la chimenea. En la figura 7.2.10.2.3 se representa la presión relativa a lo largo del circuito aire-gas en una caldera de tiro equilibrado.

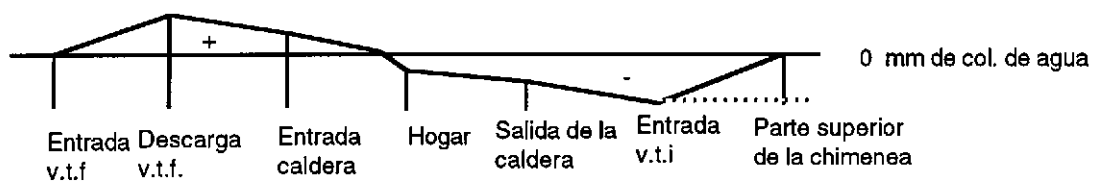


Fig. 7.2.10.2.3 Variación de la presión relativa a lo largo del circuito aire-gas en una caldera de tiro equilibrado.

### 7.3 El circuito agua-vapor

El objetivo principal de este circuito es el de suministrar vapor. Los elementos principales del circuito agua-vapor son:

El economizador, que recibe el agua de alimentación de la caldera para un calentamiento previo.

El calderín, que junto con las pantallas vaporizadoras constituyen el sistema generador de vapor. El calderín sirve de reserva de agua para los circuitos generadores de vapor y como cámara de mezcla del agua de alimentación y la de recirculación que procede de las paredes de agua.

Los sobrecalentadores primario y secundario, cuya misión es elevar la temperatura de vapor producido, aumentando su contenido energético.

El recalentador intermedio, que recibe el vapor que ha pasado por la etapa de alta presión de la turbina elevando de nuevo la temperatura del vapor. A su salida alimenta el cuerpo de la turbina de media presión y baja presión.

El circuito agua-vapor consta, por lo tanto, de caldera, con sus etapas de vaporización, sobrecalentamiento, recalentamiento, turbina, condensado y de drenaje, desgasificador y economizador.

### 7.3.1 La caldera

En la caldera, el agua que procede del economizador se calienta hasta la temperatura de ebullición.

Atendiendo a la manera en que el agua circula en la caldera, éstas se pueden clasificar en calderas de:

- Circulación natural
- Circulación forzada
- Circulación asistida

Las calderas de circulación natural funcionan aprovechando el efecto de termosifón. En efecto, al calentarse los tubos de la pared fría, básicamente por radiación, la densidad del agua en su interior disminuye y se pone en circulación por la diferencia de peso entre el agua de los tubos bajantes A y los de la pared de tubos B (figuras 7.3.1.1 y 7.3.1.2).

Los tubos de la pared de agua (figura 7.3.1.3) llevan ésta desde el colector inferior al colector superior y de allí va a parar al calderín (figura 7.3.1.4). Dependiendo la velocidad de circulación solamente del flujo térmico del circuito.

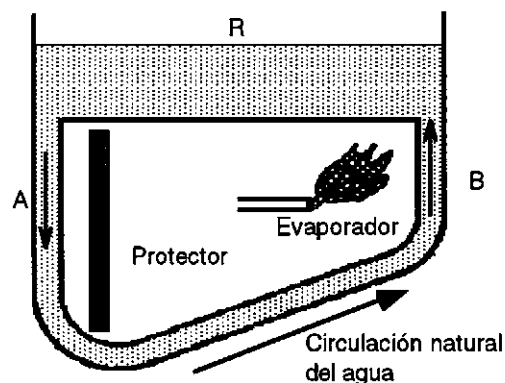


Fig. 7.3.1.1 Principio de funcionamiento de la circulación natural.

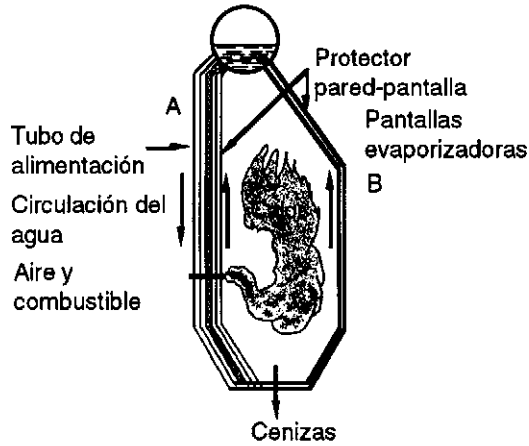


Fig. 7.3.1.2 Principio de funcionamiento de la circulación natural.

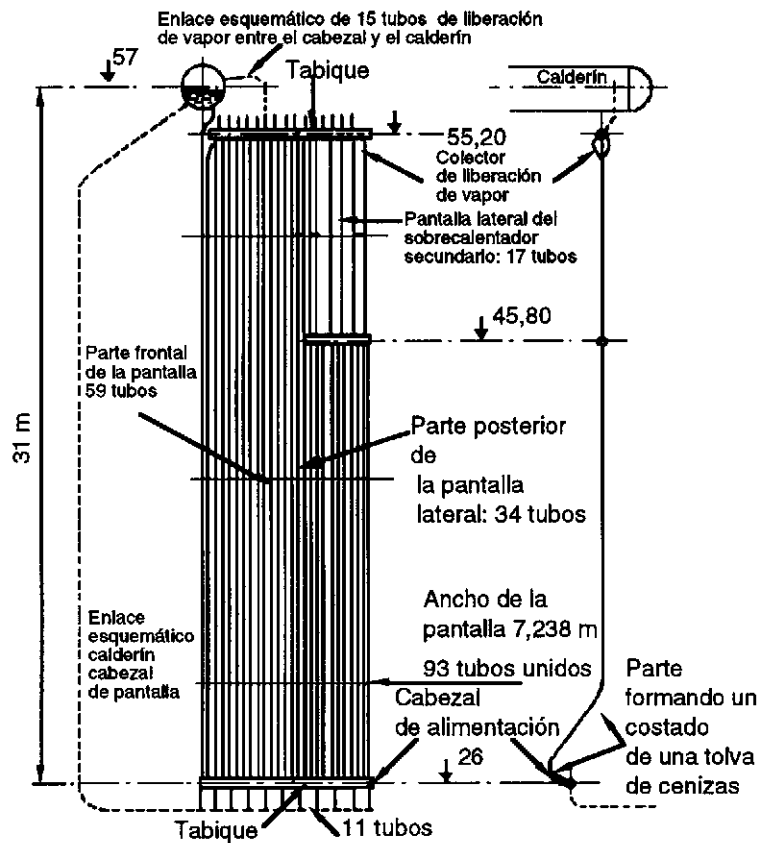


Fig. 7.3.1.3 Esquema de pared de tubos.

En el calderín se lleva a cabo la separación del vapor seco de las gotas de agua líquida que vuelven a recircular por los tubos bajantes (downcomers). El gasto de agua en forma de

vapor seco que sale del calderín se compensa por un aporte de agua al mismo procedente del economizador.

A medida que aumenta la presión de la mezcla vapor-agua, disminuye la diferencia de densidades entre las ramas caliente y fría, y por tanto la circulación en la caldera se ve dificultada. A partir de presiones del orden de los 200 bar apenas existe circulación natural, por lo que el sistema deja de funcionar correctamente.

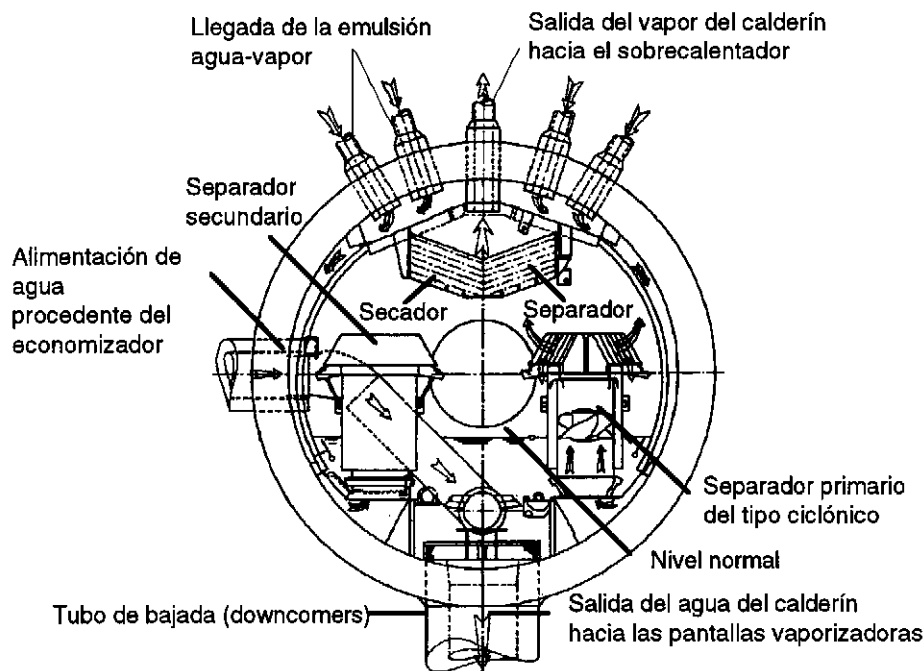


Fig. 7.3.1.4 Esquema de un calderín.

Para hacer frente, entre otros, al inconveniente antes mencionado, se utilizan sistemas de circulación asistida, que permiten trabajar con presiones más elevadas y mayor flexibilidad de funcionamiento, sobre todo durante los períodos de arranque y de variación de carga. En estos sistemas, se mantiene la circulación en el circuito dentro de los límites de funcionamiento por medio bombas de agua instaladas en los tubos bajantes (figura 7.3.1.5).

Las calderas de circulación forzada se denominan también generadores de vapor, calderas de circuito abierto, calderas de flujo unidireccional o monotubulares. En ellas el agua es impulsada únicamente por bomba de alta presión, y conforme va recorriendo los tubos de la pared de agua se calienta, se evapora y se sobrecalienta.

Pueden trabajar a presiones superiores a la crítica (alrededor de los 230 bar) y, dado que el vapor que sale se encuentra en estado seco, no necesitan calderín. Sin embargo, para el proceso de arranque, disponen de un separador de vapor (figura 7.3.1.6). Generalmente no se emplean calderas de circulación forzada para presiones inferiores a los 80 bar.

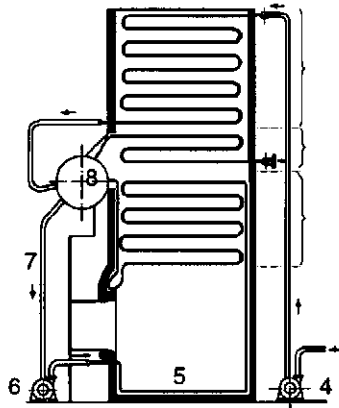


Fig. 7.3.1.5 Caldera de circulación asistida La Mont. 1= Economizador; 2 = Recalentador; 3 = Vaporizador; 4 = Bomba de alimentación de la caldera; 5 = Pantalla de tubos de agua; 6 = Bomba de circulación; 7= Colectores; 8 = Calderín.

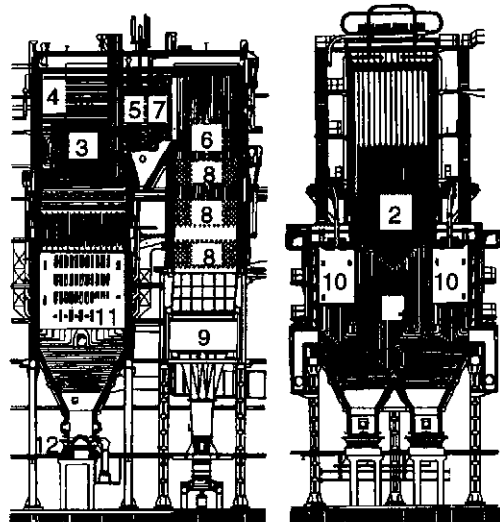


Fig. 7.3.1.6 Secciones verticales de un generador de vapor ( circulación forzada) monotubular Sulzer. (Presión de vapor 148 bar, temperatura del vapor recalentado 546 °C, potencia de vaporización 185 t/h ): 1 = Vaporizador; 2, 3, 4 y 5= Recalentadores; 6 y 7 = Recalentadores intermedios; 8 = Economizador; 9 = Precalentador de aire; 10 = Quemadores de polvo de carbón; 11 = Quemadores de fuel-oil; 12 = Extractor húmedo de cenizas.

### 7.3.2 El condensador y el circuito de agua de circulación

El vapor de agua con un pequeño contenido de humedad procedente de la etapa final de baja presión de la turbina pasa a través de un recipiente vacío de aire denominado condensador. Su misión es licuar el vapor de agua que llega a él y devolverlo por medio de las bombas de circulación de condensado a la caldera. El condensador constituye el foco frío del ciclo termodinámico.

Las ventajas que se pueden obtener de utilizar una instalación condensadora son:

- a) Disminuir la temperatura final del vapor con lo que aumenta el rendimiento.
- b) Disminuir la presión de escape del vapor con lo que aumenta la energía utilizable (aumenta el salto entálpico en la turbina).
- c) Recuperar el vapor condensado para utilizarlo como agua de alimentación de la caldera.

En las centrales térmicas se utilizan los siguientes tipos de condensadores:

- a) Condensadores de superficie.
- b) Condensadores de chorro.

*a) Condensadores de superficie:* Es el tipo más utilizado en las grandes centrales térmicas. En ellos el vapor se condensa en la parte externa de unos tubos por los que fluye el agua de circulación que actúa como agente refrigerante del condensador. Es decir que en ellos no se produce mezcla, ni contacto directo, entre el agua de refrigeración y el vapor a condensar, por lo que el condensado es de gran pureza.

La presión absoluta del condensador suele ser del orden de los 33 mbar. Este vacío se produce por medio de eyectores de aire que son bombas de chorro (efecto Venturi) que aspiran el aire y los gases no condensables y los evacúan a la atmósfera.

Estos eyectores actúan utilizando como elemento impulsor vapor a presión conveniente extraído del proceso. El de la figura 7.3.2.1, consta de dos escalones, con sus respectivos condensadores, el intermedio y el posterior, para recoger y recircular hacia el circuito principal el vapor de agua condensable. Los gases no condensables que entran por la boca del primer eyector son comprimidos y arrastrados al condensador intermedio. Allí se enfrían y son lanzados a través del segundo eyector siendo nuevamente comprimidos y enviados al condensador posterior, en el que la presión es superior a la atmosférica por lo que ya pueden ser expulsados fácilmente a la atmósfera.

Para obtener un funcionamiento adecuado de un condensador de superficie ha de extraerse el condensado de forma continua. Para tal fin se utilizan bombas centrífugas (bombas de condensado).

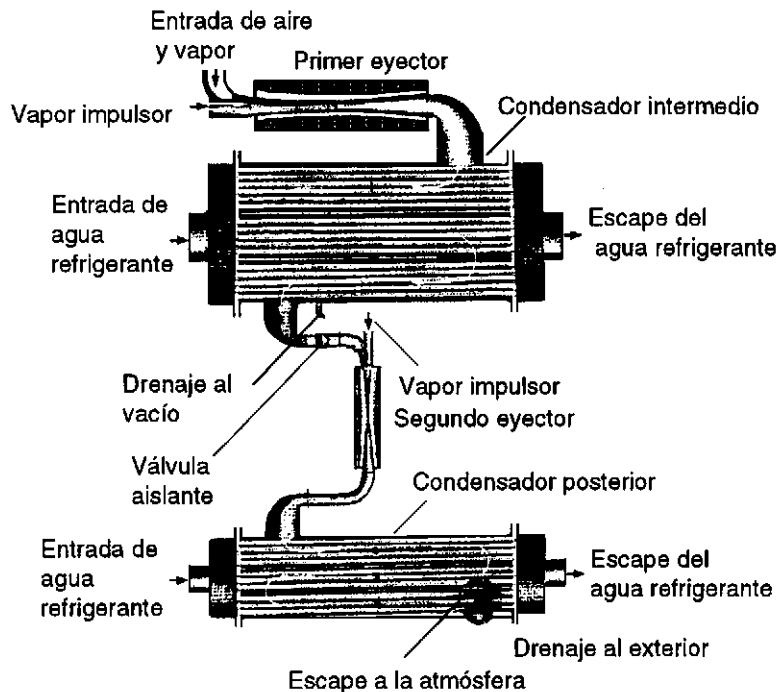


Fig. 7.3.2.1 Ejector Ingersoll Rand de dos escalones.

### 7.3.2.1 Instalaciones refrigeradoras del agua de circulación del condensador

El agua de circulación debe evacuar el calor que se desprende en la condensación del vapor de escape en el condensador. Asimismo, se puede dar el caso de que el agua de circulación se utilice para satisfacer las necesidades de refrigeración de otros equipos auxiliares de la central (figura 7.3.2.1.1). Para que el circuito del agua de circulación cumpla dicho cometido se pueden adoptar las siguientes disposiciones básicas: Circuito abierto, circuito cerrado y circuito mixto.

En el circuito abierto se toma agua fría de un río, lago o del mar y por medio de las bombas de circulación se envía al condensador. El agua que sale del condensador se descarga, en el caso de río, en un punto situado aguas abajo de la toma, y en el caso de un lago o del mar, en un punto suficientemente alejado como para considerar que este agua no es recirculada.

Cuando el río o el lago no tienen capacidad suficiente para evacuar el calor que se desprende de la central térmica sin que se produzcan aumentos excesivos de la temperatura del condensador o del agua del río o del lago, se recurre a circuitos cerrados y mixtos.

En este caso, que se presenta frecuentemente, por ejemplo en las centrales de lignito, que por razones de economía deben instalarse a boca de mina, donde no siempre existen cursos de agua de capacidad suficiente, el calor extraído del condensador debe ser cedido a la atmósfera por medio de una torre de refrigeración.

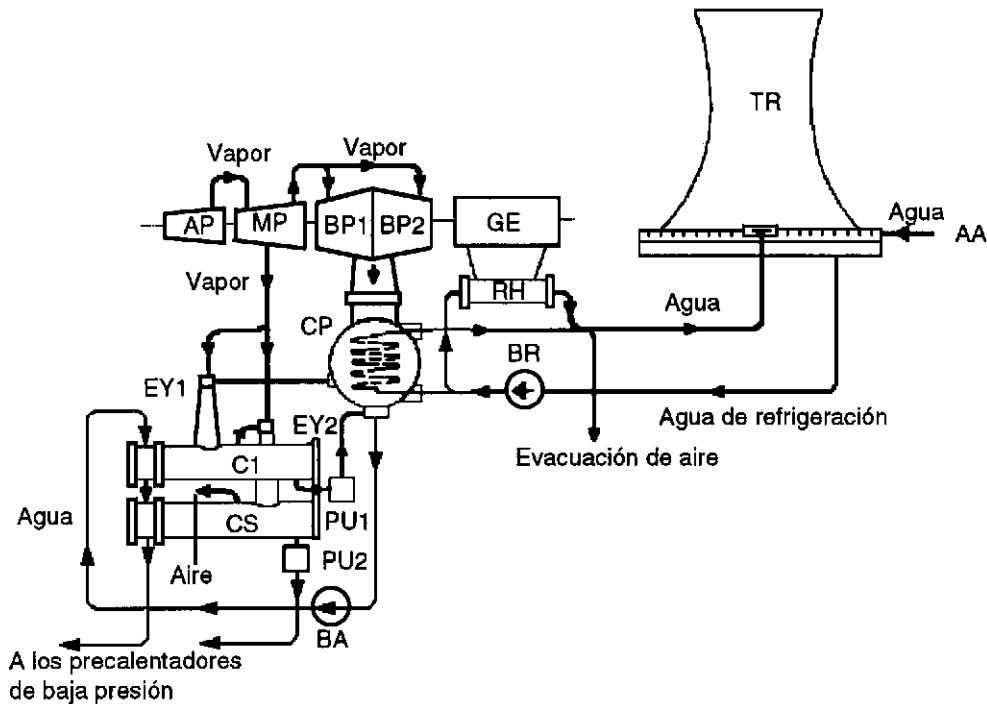


Fig. 7.3.2.1.1 Esquema de una instalación refrigeradora completa: AT, MT, BT1 y BT2 = Turbinas de alta, media, baja y baja presión; GE = Generador refrigerado por hidrógeno; CP, CI y CS = Condensadores principal, intermedio y de salida; EY1 y EY2 = Eyectores; PU1 y PU2 = Purgadores; BA = Bomba de agua de alimentación; TR = Torre de refrigeración; AA = Aporte de agua a la torre de refrigeración; BR = Bomba de agua de refrigeración; RH = Refrigeradores de hidrógeno.

Cuando se trata de circuitos de agua de circulación cerrados, la única aportación exterior de agua es la necesaria para compensar las pérdidas por evaporación y por fugas. El enfriamiento del agua de circulación se realiza por medio de dispositivos atmosféricos.

El circuito mixto es una combinación de los anteriores, es decir, solo se recircula una parte del agua de circulación, el resto se evacúa al río o lago.

El principio de funcionamiento de una torre de refrigeración es el siguiente (figura 7.3.2.1.2). El agua procedente del condensador es llevada a la parte superior de la torre y distribuida por medio de una red de tuberías provistas de toberas por las que cae en forma de lluvia fina a un estanque inferior. Durante la caída las gotas de agua ceden su calor a una corriente de aire que fluye en sentido contrario. El agua refrigerada del estanque inferior se recircula al condensador por medio de las bombas de circulación.



Las torres de refrigeración se pueden clasificar por:

- El tipo de tiro: Natural, inducido y forzado.
- El flujo: A contracorriente y cruzado.

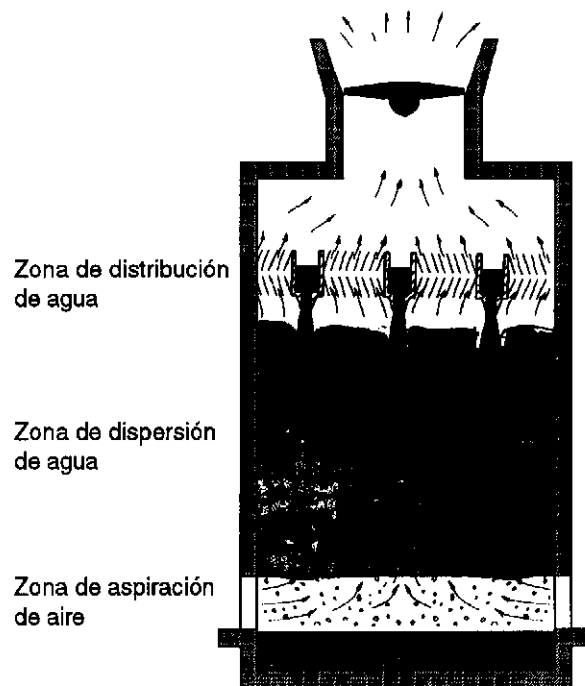


Fig. 7.3.2.1.2 Corte esquemático de una torre de refrigeración por aire forzado.

## 7.4 Bibliografía

- [1] Aguilar, M.: *Criterios de diseño de plantas termoeléctricas*. Ed. Limusa, México 1981.
- [2] Buchhold-Happoldt: *Centrales y redes eléctricas*. Editorial Labor. Barcelona, 1974.
- [3] Happoldt, H.; Oeding, D.: *Elektrische Kraftwerke und Netze*. Springer-Verlag. Berlín, 1978.
- [4] Mataix, Claudio: *Termodinámica técnica y máquinas térmicas*. Ed. ICAI. Madrid 1978.
- [5] Ramírez, J.: *Centrales eléctricas*. Ed. CEAC, S.A. Barcelona 1972.
- [6] Ricard, J.: *Equipement thermique des usines generatrices d'énergie électrique*. Dunod. Paris 1962.
- [7] Sanz, J.: *Centrales eléctricas*. Sección de Publicaciones. E.T.S.I.I.M. Madrid, 1979.
- [8] Troyanovski, B.M., Filipov, G.A., Bulkin, A.E.: *Turbinas de vapor y de gas para las centrales nucleoelectricas*. Editorial Mir Moscú, 1987.
- [9] Rizhkin, V. Ya.: *Centrales termoeléctricas: Primera parte y Segunda parte*. Editorial Mir. Moscú, 1979.

## Capítulo 8 Centrales térmicas de turbinas de gas

### 8.1 Centrales térmicas de turbinas de gas

Las centrales con turbinas de gas tienen la ventaja de que prácticamente no contaminan. Además, como apenas tienen inercia térmica se utilizan como centrales de punta o como centrales de reserva, es decir para sustituir total o parcialmente a las centrales hidráulicas o térmicas de base en el caso de escasez de agua o de avería. Para centrales de punta y potencias unitarias de 10 a 25 MW son más convenientes las centrales térmicas de gas que las centrales de vapor o que las centrales con grupos motor Diesel-alternador. Para potencias inferiores a los 10 MW se ha de descartar por razones económicas la central de vapor, siendo las dos soluciones restantes equivalentes. En las zonas donde hay escasez de agua y existen próximos yacimientos de gas natural se suelen utilizar centrales con turbinas de gas como centrales de base.

Las turbinas de gas funcionan siguiendo un ciclo de Brayton. El ciclo de Brayton no regenerativo aparece representado en la figura 8.1.1, consta de:

- Compresión adiabático-isentrópica 1-2
- Combustión o adición de calor isobárica 2-3
- Expansión adiabático-isentrópica 3-4
- Expulsión de los gases y cesión de calor isobárica 4-1

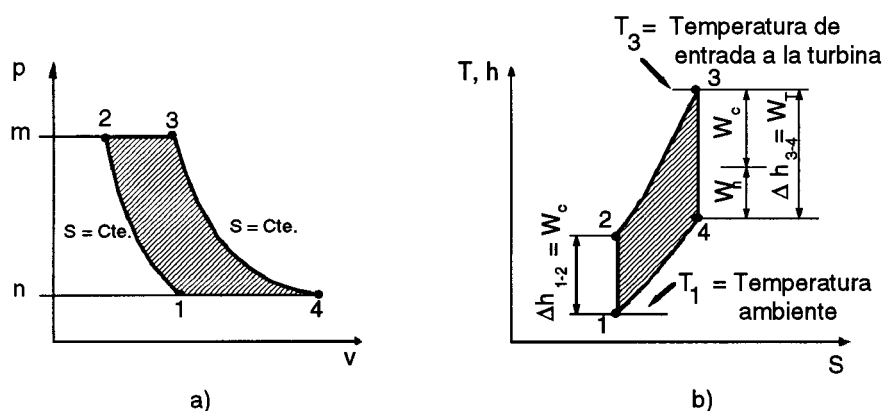


Fig. 8.1.1 Ciclo de Brayton no regenerativo. a) Diagrama p-v; b) Diagrama h-s.

La diferencia esencial del ciclo de Brayton con el ciclo de Rankine es que en el primero el fluido de trabajo es un gas, mientras que en el segundo es un vapor que se condensa y evapora en el ciclo. Además, la compresión en el ciclo de Brayton absorbe mayor trabajo que en el ciclo de Rankine por realizarse en la fase gaseosa y fase líquida respectivamente.

El rendimiento térmico del ciclo de Brayton para gas perfecto ( $\gamma = \text{cte}$ ) viene dado por:

$$\eta_t = \frac{1}{\frac{\gamma - 1}{(p_2/p_1)^\gamma}}$$

$\epsilon_c =$  Relación de compresión

$$m = \frac{\gamma - 1}{\gamma}$$

$$\eta_t = 1 - \frac{1}{\epsilon_c^m}$$

El ciclo real difiere del ideal en que los procesos 1-2 y 3-4 son prácticamente adiabáticos pero no isentrópicos y en que los procesos 2-3 y 4-1 no son isobáricos por las pérdidas de presión en los conductos antes y después de la turbina, y porque hay pérdida de presión en el escape de la turbina (figura 8.1.2).

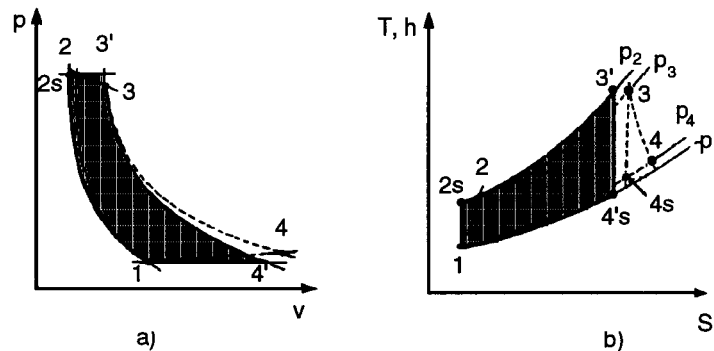


Fig. 8.1.2 Ciclo de Brayton ideal ( línea de puntos ) y real de una turbina de gas. a) Diagrama p-v; b) Diagrama h-s.

En la figura 8.1.3 se representa un esquema de una turbina de este tipo en la que aparecen los elementos básicos de la misma: El compresor, la cámara de combustión y la turbina de gas.

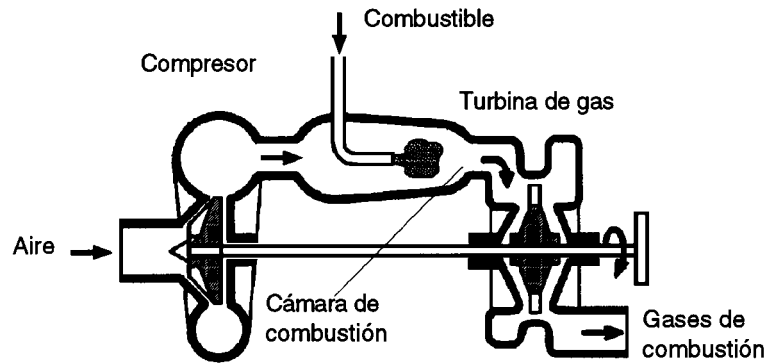


Fig. 8.1.3 Esquema de una turbina de combustión a presión constante.

En el ciclo no regenerativo de Brayton los gases de escape de la turbina a elevada temperatura ceden a la atmósfera una gran cantidad de calor. El ciclo regenerativo consiste en recuperar parte de este calor para calentar el aire que sale del compresor y entra en la cámara de combustión con lo que se mejora el rendimiento del ciclo y se ahorra combustible, figura 8.1.4. En las figuras 8.1.5 y 8.1.6 se representan el esquema de funcionamiento de una turbina de gas con ciclo regenerativo y el ciclo real correspondiente respectivamente.

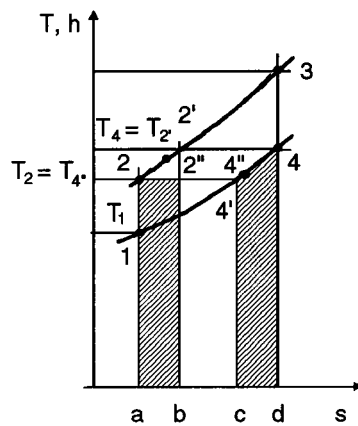


Fig. 8.1.4 Ciclo de Brayton regenerativo. Diagrama T-s.

El rendimiento térmico del ciclo regenerativo de Brayton para gas perfecto ( $\gamma = \text{cte.}$ ) viene dado por:

$$\eta_t = 1 - \frac{T_1}{T_3} \epsilon_c^m$$

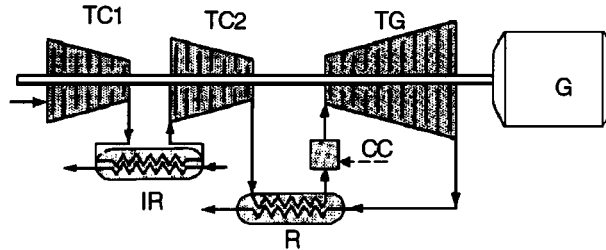


Fig.8.1.5 Esquema de una turbina a gas de ciclo abierto regenerativo con dos turbocompresores, un refrigerador intermedio, un refrigerador previo, una turbina y un eje. (CC= Cámara de combustión; TG= Turbina de gas; TC1 y TC2= Turbocompresores de baja y alta presión; IR = Refrigerador intermedio; R = Refrigerador).

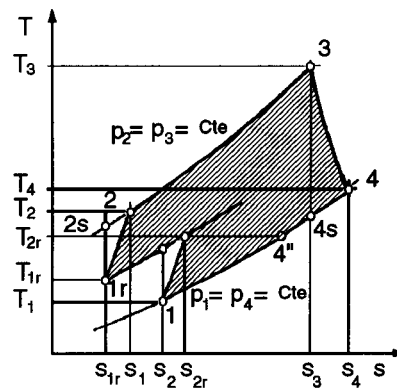


Fig.8.1.6 Ciclo real regenerativo de la turbina de gas de la figura anterior con dos etapas de compresión y refrigeración intermedia.

La figura 8.1.7 y 8.1.8 representan el esquema de una turbina a gas del tipo de ciclo abierto regenerativo.

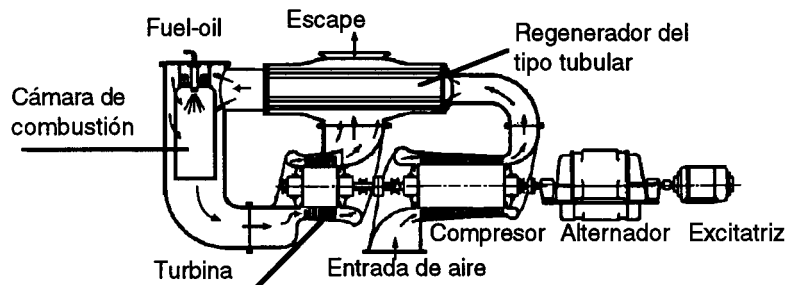


Fig.8.1.7 Esquema de una turbina a gas Brown Boveri con un turbocompresor y un solo eje que realiza un ciclo abierto regenerativo con precalentamiento del aire.

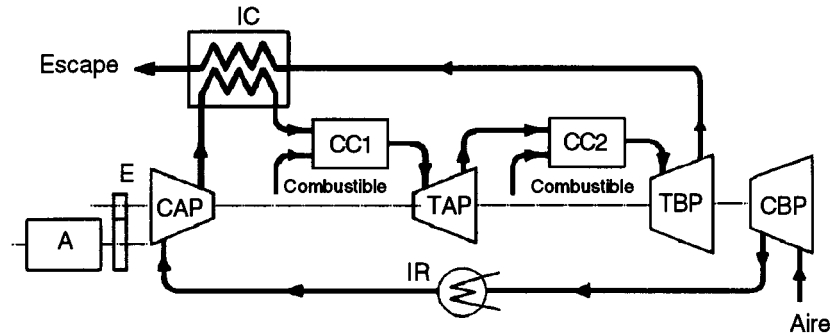


Fig. 8.1.8 Esquema de una turbina de gas de ciclo abierto con refrigeración, regeneración y recalentamiento: CBP y CAP = Compresores de baja y de alta presión; TBP y TAP = Turbinas de baja y de alta presión; CC1 y CC2 = Cámaras de combustión de baja y de alta presión; IC = Intercambiador de calor (regenerador); IR = Refrigerador intermedio; E = Reductor; A = Alternador

En los ciclos con regeneración con varias etapas de compresión se puede llegar a rendimientos del 34 al 35% y la potencia unitaria límite del orden de los 30 MW. A base de un solo compresor (4,5 bar) y una sola turbina con un cambiador de calor se alcanzan rendimientos del 24 % y la potencia límite es del orden de los 10 MW.

Los ciclos de las turbinas de gas se clasifican en ciclos abiertos y cerrados, según los gases de la turbina sean evacuados directamente a la atmósfera o se recirculen haciéndolos pasar al compresor a través de un intercambiador de calor (figura 8.1.9).

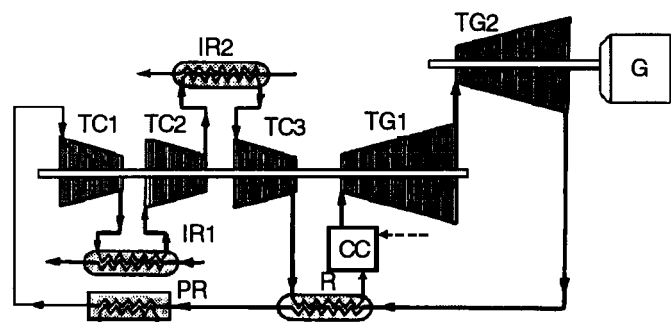


Fig.8.1.9 Esquema de una turbina a gas de ciclo cerrado con tres compresores, dos refrigeradores intermedios, un refrigerador previo, dos turbinas y dos ejes. (CC= Cámara de combustión; TG = Turbina de gas; TC = Turbocompresor; R = Refrigerador; IR = Refrigerador intermedio; PR = Refrigerador previo).

En el ciclo cerrado se trabaja con presión mucho más elevada que en el ciclo abierto, con la consiguiente reducción del volúmen de aire y de las dimensiones de tuberías y maquinaria. La presión a la salida de la turbina es del orden de los 5 bar y el calentamiento del aire se efectúa a 25 bar para centrales de hasta 10 MW de potencia, pudiendo llegar hasta los 50 bar para potencias superiores. Los rendimientos de los ciclos cerrados pueden llegar al 32% y 34% con potencias límites unitarias de unos 10 MW (para presiones de 30 bar) o 20 MW (para presiones del orden de los 60 bar)

Como ejemplo, en la figura 8.1.10 se muestra el principio de funcionamiento de la turbina de gas de ciclo abierto regenerativo utilizada en la central de Weinfelden, Suiza. Esta central trabaja como central de base en invierno. Su potencia nominal en bornes del generador es de 10 MW. Su rendimiento térmico a la potencia nominal es del 26,5%. El compresor axial comprime al aire que aspira de la atmósfera (temperatura de 5 °C) a una presión de servicio de 4,5 bar, siendo la temperatura máxima del gas a la entrada de la turbina de 650 °C. La temperatura de entrada del agua de refrigeración es de 5 °C. La potencia calorífica mínima del combustible ha de ser de 9700 kcal/ kg

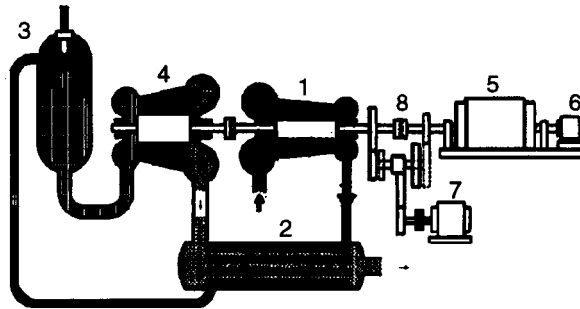


Fig. 8.1.10 Principio de funcionamiento de una turbina de gas Sulzer de ciclo abierto de 10 MW.: 1 = Compresor de aire; 2 = Regenerador; 3 = Cámara de combustión; 4 = Turbina; 5 = Alternador; 6 = Excitatriz; 7 = Motor de arranque; 8 = Acoplamiento magnético y transmisión de arranque

Finalmente hay que señalar que la turbina de gas es mecánicamente más sencilla que la turbina de vapor. Exige un motor eléctrico o un motor de combustión interna para el arranque. No exige apenas agua de refrigeración.

## 8.2 Centrales térmicas con ciclo combinado gas-vapor

Para recuperar parte de la energía calorífica de los gases de escape de la turbina de gas se pueden utilizar estos para recalentar el agua de alimentación de una caldera, pudiendo ahorrarse los recuperadores de la turbina de vapor (figura 8.2.1) o combinar el funcionamiento de ambos tipos de recuperadores, de modo que cuando la turbina de gas esté parada funcionen los recuperadores de la turbina de vapor o viceversa. También

podrían utilizarse los gases de combustión de la turbina de gas para calentar el aire de combustión de la caldera. Es decir, que lo que se pretende con el ciclo mixto gas-vapor es utilizar del mejor modo posible las características favorables de los dos sistemas: La mayor elasticidad del turbogenerador a gas y el mayor rendimiento del turbogenerador a vapor.

La utilización del sistema mixto gas-vapor reporta las siguientes ventajas respecto al sistema a base sólo de vapor:

- Notable reducción del coste, del volumen y del peso.
- Mayor rendimiento global del ciclo.
- Ahorro de los ventiladores de alimentación del aire de la caldera y del tiro, su misión la realiza la turbina de gas.
- Arranque mucho más rápido y admite mayor gradiente de carga

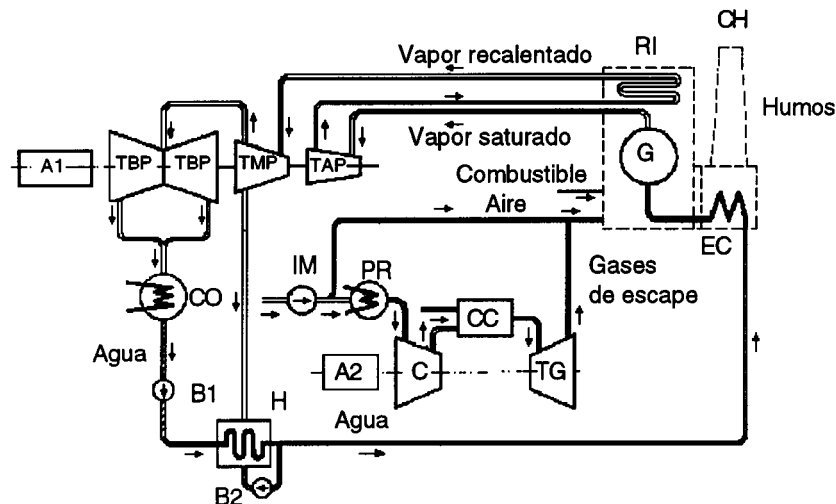


Fig. 8.2.1 Esquema de principio de un ciclo combinado gas-vapor de la central Lake Nasworthy (Westinghouse): TAP, TMP y TBP = Turbinas de vapor de alta, media y baja presión; A1 = Alternador accionado por la turbina de vapor; RI = Recalentador intermedio; G = Caldera; EC = Economizador; CH = Chimenea; CO = Condensador; B1 = Bomba de alimentación de la caldera; B2 = Bomba de desagüe del recuperador; H = Recuperador; IM = Impulsor del aire; PR = Refrigerador previo; C = Compresor; CC = Cámara de combustión; TG = Turbina de gas; A2 = Alternador accionado por la turbina de gas.

### 8.3 Bibliografía

- [1] Mataix, Claudio: Termodinámica técnica y máquinas térmicas. Ed. ICAI. Madrid 1978.
- [2] Ramírez, J.: Máquinas motrices. Generadores de energía eléctrica. Ed. CEAC, S.A. Barcelona 1972.



## Capítulo 9 Centrales nucleares

### 9.1 La fisión nuclear

La utilización de la energía nuclear a nivel industrial está basada en el proceso de fisión nuclear, que ha sido una de las realizaciones que ha hecho posible muchas de las aplicaciones pacíficas de la energía nuclear. En la escisión nuclear se produce un defecto másico que se convierte en energía y cuya equivalencia se puede hallar por la ecuación de Einstein,  $E= mc^2$ .

La primera fisión se alcanzó en 1934 y su reacción en cadena se investigó más a fondo en 1939. El 2 de diciembre de 1942, en la universidad de Chicago, un grupo de investigadores bajo la dirección de E. Fermi y de S. Zilard obtiene la primera reacción en cadena controlada. El dispositivo experimental empleado se conoce desde entonces como reactor.

Un reactor nuclear es básicamente una instalación en la que puede iniciarse, mantenerse y controlarse una reacción nuclear de fisión en cadena, con los medios apropiados para extraer el calor generado.

#### 9.1.1 Elementos de un reactor nuclear

##### 9.1.1.1 Combustible

El combustible de un reactor nuclear es un material sólido fisionable (uranio natural, U-238, enriquecido con U-235) en cantidades tales que alcance la masa crítica y dispuesto de tal manera que sea posible extraer rápidamente el calor que se produce en su interior a causa de la reacción en cadena.

##### 9.1.1.2 Moderador

El papel del moderador es el de disminuir la energía cinética de los neutrones (rápidos) que se generan en el proceso de fisión. Al ralentizarlos, aumenta la probabilidad de que al colisionar con otros átomos del combustible sean capturados por ellos y así mantener la reacción en cadena.

Como moderadores se emplean: grafito, agua ligera y agua pesada.

### 9.1.1.3 Refrigerante

La misión del refrigerante es extraer de una forma rápida la energía que se genera en el reactor. Los refrigerantes deben de cumplir los siguientes requisitos: tener una elevada capacidad calorífica, no ser corrosivos ni para las vainas de los elementos combustibles ni para las partes con las que está en contacto y tener una sección eficaz baja.

Como fluidos refrigerantes se utilizan: Agua ligera, agua pesada y anhídrido carbónico.

### 9.1.1.4 Reflector

Tiene por misión reducir la fuga de neutrones de la reacción en cadena. Se trata de un material de baja sección eficaz que rodea al reactor cambiando la dirección de muchos de los neutrones que sin él escaparían de la reacción.

### 9.1.1.5 Blindaje

Es un recubrimiento de protección (blindaje biológico) que envuelve por completo al reactor con el fin de proteger a las personas contra las radiaciones de gran poder de penetración (rayos  $\gamma$  y neutrones).

Como materiales de construcción de los blindajes biológicos se utilizan: hormigón, agua y plomo.

## 9.1.2 Control de los reactores nucleares

Los reactores nucleares deben de mantenerse durante su funcionamiento con un exceso de reactividad sobre su valor crítico que compense las diversas pérdidas de neutrones. Ahora bien, como la reactividad del combustible varía desde un valor máximo para combustible fresco hasta un valor nulo cuando se agota el combustible se ve la necesidad de controlar la fisión para mantener la criticidad.

En los reactores nucleares moderados por agua ligera pueden emplearse varios sistemas de control independientes o simultáneos:

#### a) Introducir barras de control

Las barras de control están constituidas a base de metales o aleaciones de cadmio, plata o indio de gran sección eficaz. Con estas barras se obtiene un control rápido, pero tiene el inconveniente de producir puntos calientes en los elementos del combustible del reactor por distorsión del flujo neutrónico.

#### b) Disolver en el moderador un absorbente de neutrones.

Generalmente se emplea ácido bórico. Tiene la ventaja de no producir el efecto anteriormente expuesto de distorsión del flujo neutrónico, pero el control es lento.

## 9.2 Tipos de reactores nucleares

Los distintos tipos de reactores se obtienen de las diversas combinaciones de combustible, moderador y refrigerante.

Se distinguen los siguientes tipos:

### a) Reactor de agua a presión (PWR)

Combustible: Uranio enriquecido (en forma de óxido)  
 Moderador: Agua o grafito  
 Refrigerante: Agua

Centrales de este tipo: José Cabrera, Almaraz, Ascó, Vandellós II y Trillo.

El agua circula a gran presión desde el núcleo al intercambiador de calor. Son los más ampliamente utilizados

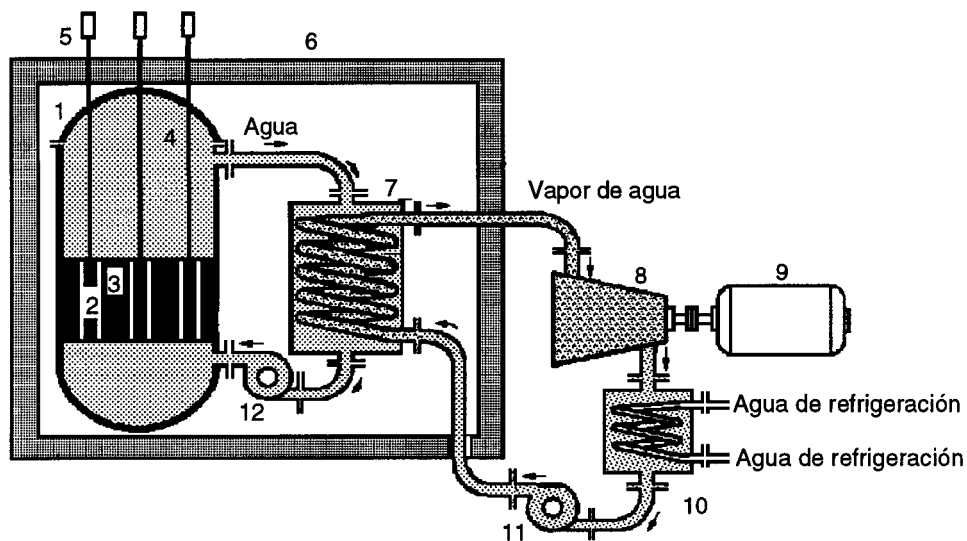


Fig. 9.2.1 Reactor de agua a presión (PWR): 1 = Vasija del reactor; 2 = Combustible (uranio enriquecido); 3 = Moderador (grafito); 4 = Refrigerante (agua a 43 bar); 5 = Barras de control; 6 = Blindaje biológico; 7 = Cambiador de calor; 8 = Turbina de vapor; 9 = Generador eléctrico; 10 = Condensador; 11 = Bomba centrífuga de recirculación de agua de la turbina; 12 = Bomba centrífuga de recirculación del refrigerante.

### b) Reactor de agua en ebullición (BWR).

- Combustible: Uranio enriquecido (en forma de óxido)
- Moderador: Agua
- Refrigerante: Agua

Centrales de este tipo: Santa María de Garoña y Cofrentes.

El agua hierve en el interior del núcleo del reactor (presión más baja que en el anterior). El vapor generado se separa del caudal de agua refrigerante y se seca, pasando a continuación a la turbina.

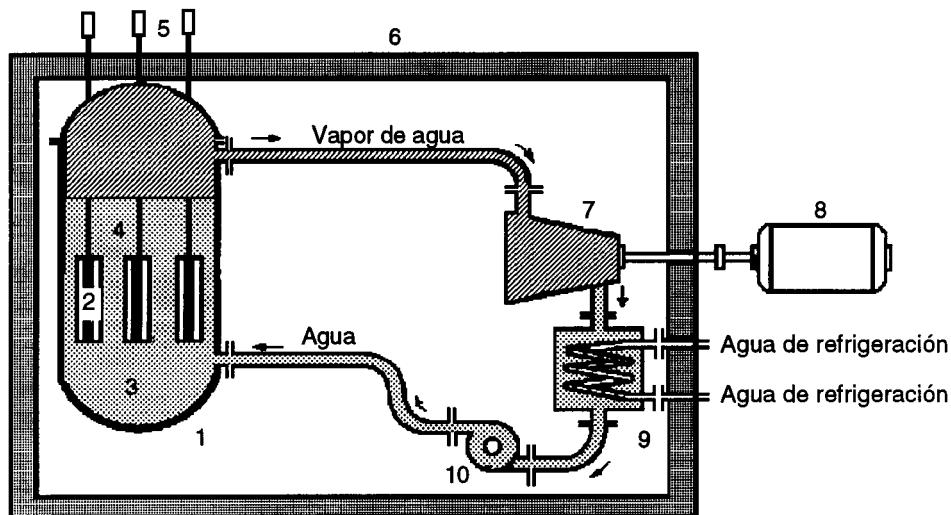


Fig. 9.2.2 Reactor de agua en ebullición (BWR): 1 = Vasija del reactor; 2 = Combustible (uranio enriquecido); 3 = Moderador (agua natural); 4 = Refrigerante (agua natural); 5 = Barras de control; 6 = Blindaje biológico; 7 = Turbina de vapor; 8 = Generador eléctrico; 9 = Condensador; 10 = Bomba centrífuga de recirculación de agua de la turbina.

### c) Reactor de uranio natural, gas y grafito (GCR).

- Combustible: Uranio natural (en forma de metal en tubos de magnox)
- Moderador: Grafito
- Refrigerante: Anhídrido carbónico

Central de este tipo: Vandellós I.

Circuito cambiador de calor: Puede estar en el interior o en el exterior de la vasija.

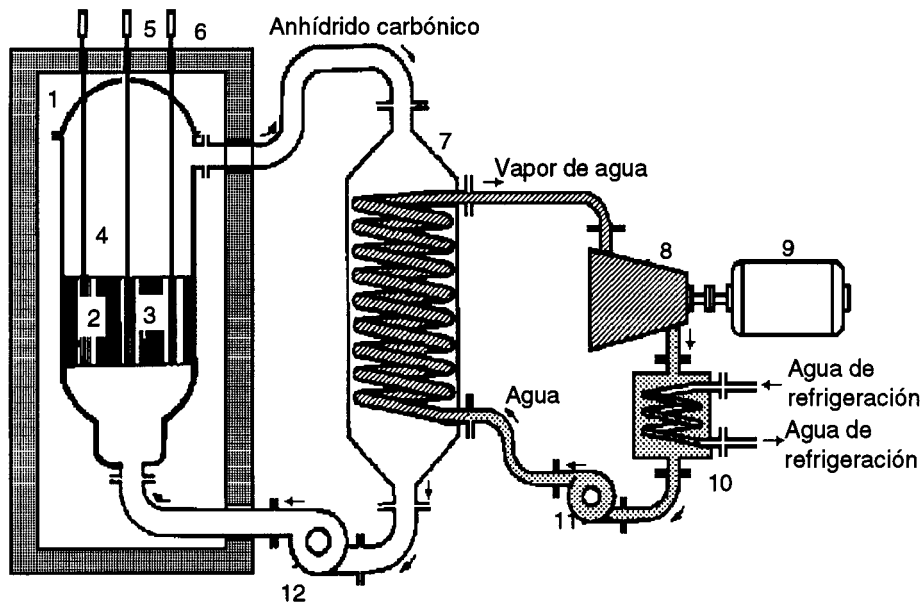


Fig. 9.2.3 Reactor de uranio natural, gas y grafito (GCR): 1 = Vasija del reactor; 2 = Combustible (uranio natural); 3 = Moderador (grafito); 4 = Refrigerante (anhídrido carbónico a 7 bar); 5 = Barras de control; 6 = Blindaje biológico; 7 = Cambiador de calor; 8 = Turbina de vapor; 9 = Generador eléctrico; 10 = Condensador; 11 = Bomba centrífuga de recirculación de agua de la turbina; 12 = Impulsor centrífugo del gas refrigerante.

#### d) Reactor refrigerado por gas a temperatura elevada (AGR).

- Combustible: Uranio natural (en forma cerámica)
- Moderador: Grafito
- Refrigerante: Helio

Centrales de este tipo se están desarrollando en : Alemania, Reino Unido y Estados Unidos.

#### e) Reactor de agua pesada (HWR).

- Combustible: Uranio natural (en forma de óxido en tubos de circonio)
- Moderador: Agua pesada
- Refrigerante: Agua pesada

Centrales de este tipo se están desarrollando en : Canadá.

El agua pesada circula a gran presión, para que no hierva desde el núcleo a los intercambiadores de calor.

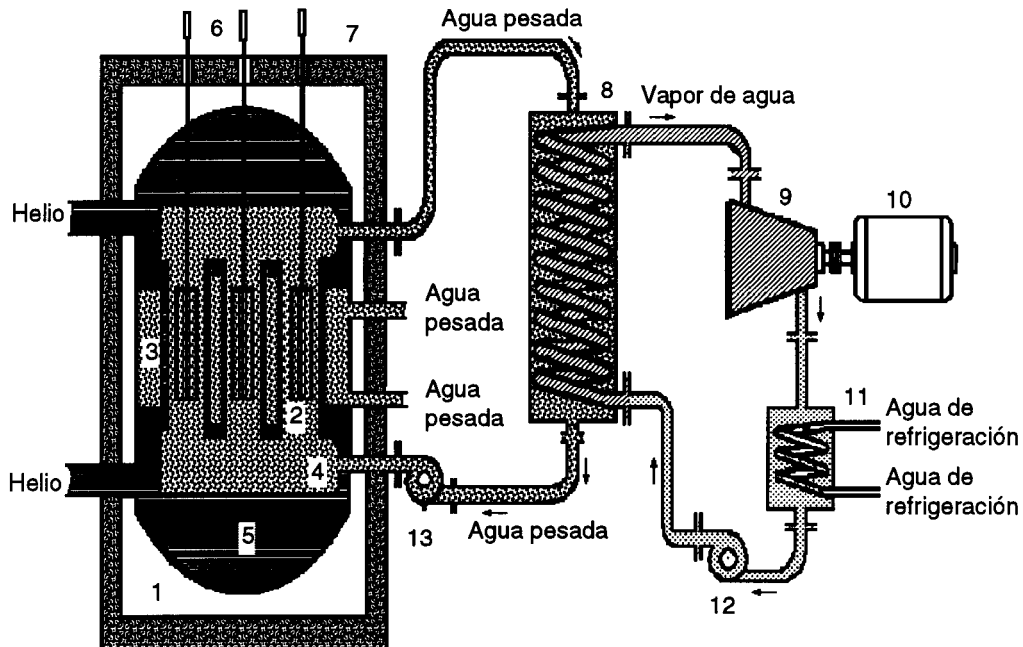


Fig. 9.2.4 Reactor de agua pesada (HWR): 1 = Vasija del reactor; 2 = Combustible (uranio natural); 3 = Moderador (agua pesada); 4 = Refrigerante (agua pesada); 5 = Atmósfera de helio; 6 = Barras de control; 7 = Blindaje biológico; 8 = Cambiador de calor; 9 = Turbina de vapor; 10 = Generador eléctrico; 11 = Condensador; 12 = Bomba centrífuga de recirculación de agua de la turbina; 13 = Bomba centrífuga de recirculación del refrigerante.

#### f) Reactor reproductor rápido (FBR).

- Combustible: Núcleo de U-235 o Pu-239 rodeado de U-238 o Th-232 (materiales fértiles) que se transforma en Pu-239 o U-233
- Moderador: No lo utilizan
- Refrigerante: Sodio líquido

Centrales de este tipo se están desarrollando en : Alemania, Francia y Rusia.

Con lo anteriormente expuesto, se puede ver que las centrales nucleares se diferencian de las térmicas convencionales básicamente solo en la manera de proporcionar el calor al agua para que se convierta en vapor y actúe sobre la turbina. El resto de la instalaciones son prácticamente idénticas (figura 9.2.6), y ya han sido tratadas con anterioridad.

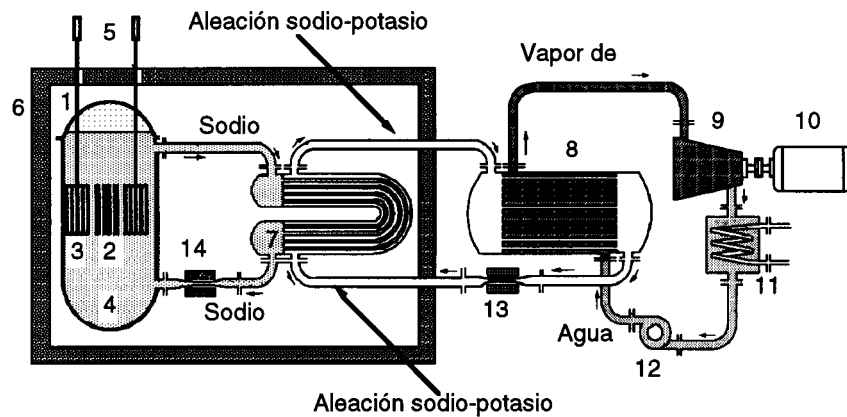


Fig. 9.2.5 Reactor reproductor rápido (FBR): 1 = Vasija del reactor; 2 = Núcleo de combustible U-235; 3 = Capas de combustible de U-238; 4 = Refrigerante (sodio); 5 = Barras de control; 6 = Blindaje biológico; 7 = Cambiador de calor intermedio; 8 = Cambiador de calor final; 9 = Turbina de vapor; 10 = Generador eléctrico; 11 = Condensador; 12 = Bomba centrífuga de recirculación de agua de la turbina; 13 = Bomba electromagnética para la recirculación de la aleación sodio potasio; 14 = Bomba electromagnética para la recirculación del refrigerante (sodio).

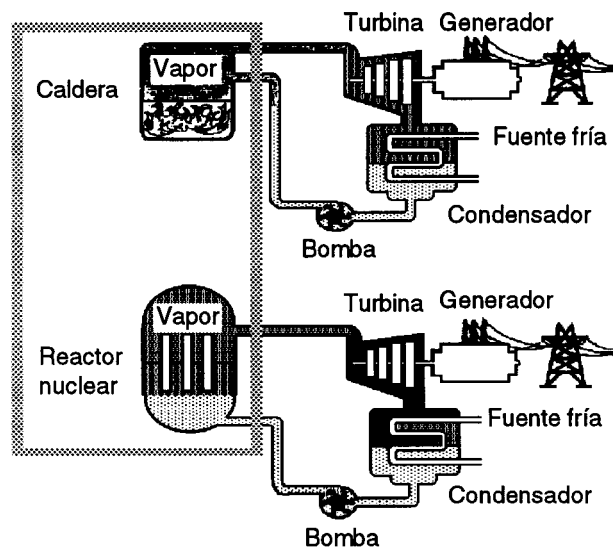


Fig. 9.2.6 Elementos diferenciales y comunes entre una central térmica convencional y una nuclear.

### 9.3 Bibliografía

- [1] Enríquez Harper, Gilberto: *Elementos de centrales eléctricas I*. Ed. Limusa, México 1982.
- [2] FAE: *El libro de la energía*. Fórum Atómico Español. Madrid, 1990.
- [3] Ramírez, J.: *Centrales eléctricas*. Ed. CEAC, S.A., Barcelona 1972.