



Centrales de Generación de Energía Eléctrica

Profesores:

Inmaculada Fernández Diego

Arsenio Ramón Robles Díaz

Licencia: Creative Commons 3.0 BY-NC-SA

UNIDAD DIDÁCTICA 3: CENTRALES HIDRÁULICAS

**3.1. FUNCIONAMIENTO DE UNA CENTRAL
HIDROELÉCTRICA**

**3.2. ASPECTOS BÁSICOS DE UNA CENTRAL
HIDROELÉCTRICA**

3.3. CLASIFICACIÓN DE LAS CENTRALES HIDRÁULICAS

3.4. CENTRALES DE BOMBEO

3.5. ELEMENTOS DE LAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

3.6. REGULACIÓN Y CONTROL

3.1. FUNCIONAMIENTO DE UNA CENTRAL HIDROELÉCTRICA

Las centrales hidroeléctricas aportan un modesto porcentaje a la producción de energía en España. Sin embargo juegan un papel fundamental ya que, dada su flexibilidad de operación, pueden adaptarse a las variaciones de demanda. Por lo tanto, la energía hidroeléctrica es clave para la estabilidad y la garantía del sistema eléctrico.

Tabla 3.1. Producción anual energía eléctrica. Total de España (GWh).

Año	Hidroeléctrica	Eólica y solar	Térmica	Nuclear	TOTAL
2009	23862	49437	171227	52761	297287
2010	38738	55632	149059	61991	305420

La industria hidroeléctrica necesita un aporte masivo de agua, aunque estos caudales retornan íntegramente a las masas de agua tras su uso, si bien puede producirse en un lugar a cierta distancia de aquel en el que se produjo la detracción. Por lo tanto, el funcionamiento característico de las centrales hidroeléctricas supone una importante presión por las fuertes variaciones en los caudales circulantes en los cauces.

Una central hidroeléctrica puede definirse como instalaciones mediante las que se consigue aprovechar la energía contenida en una masa de agua situada a una cierta altura, transformándola en energía eléctrica. Esto se logra conduciendo el agua desde el nivel en el que se encuentra, hasta un nivel inferior en el que se sitúan una o varias turbinas hidráulicas que son accionadas por el agua y que a su vez hacen girar uno o varios generadores produciendo energía eléctrica.

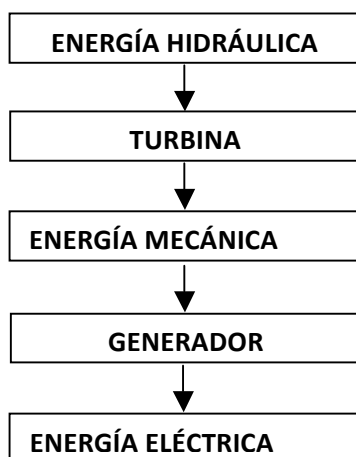


Figura 3.1. Transformación de la energía hidráulica en una central hidroeléctrica.

En la central hidroeléctrica se pueden distinguir tres unidades:

- Unidad de generación.

La unidad de generación esta generalmente compuesta de una tubería que transporta el agua hacia la turbina, en la cual se produce la primera transformación de la energía potencial del agua en energía mecánica. El elemento básico de la turbina es el rotor, que cuenta con palas, hélices, o cuchillas colocados alrededor de su circunferencia, de tal forma que el fluido en movimiento provoca una fuerza tangencial que impulsa la rueda y la hace girar.

La energía mecánica se transfiere a través de un eje para proporcionar el movimiento del rotor del generador que gira dentro de un estator fijo. El eje de la turbina en su parte superior, tiene instalado el rotor que gira en el interior del estator fijo, girando el rotor con los electroimanes se inducen corrientes en los circuitos del estator y con ello se efectúa una segunda transformación, de energía mecánica a energía eléctrica.

- Unidad de transformación

La unidad de transformación son máquinas eléctricas estáticas, cuya función es la de cambiar los parámetros de la energía eléctrica. Es decir, permite transmitir energía eléctrica desde un sistema con una tensión dada a otro sistema con una determinada tensión deseada.

Arrollamiento primario: Es al que se le aplicará la tensión que va a ser reducida o ampliada, dicho arrollamiento generará un campo magnético que inducirá una corriente eléctrica en el secundario.

Arrollamiento secundario: Hace referencia al bobinado que se verá inducido por el campo magnético producido por el arrollamiento primario, pudiendo adoptar de esta forma una corriente eléctrica cuando se cierra el circuito a través de sus extremos.

Núcleo: Es un armazón hecho de un metal ferroso y es por donde circulan las líneas de flujo magnético que produce el bobinado primario.

- Unidad de salida de línea

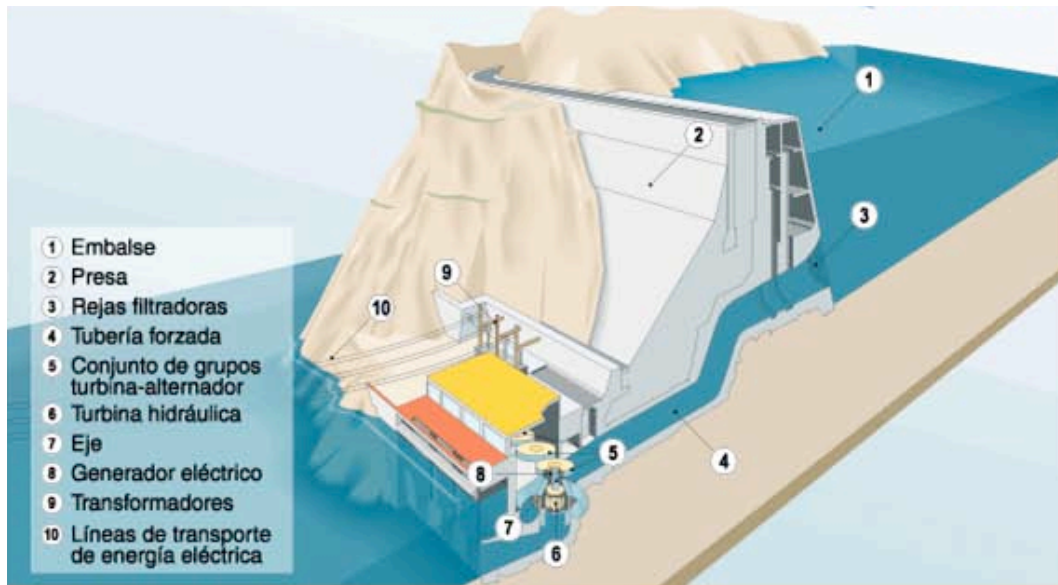


Figura 3.2. Esquema de una central hidroeléctrica. [www.unesa.es]

3.2. ASPECTOS BÁSICOS DE UNA CENTRAL HIDROELÉCTRICA

Potencia instalada P_{inst}

La potencia instalada P_{inst} (también denominada potencia útil nominal) de la central hidroeléctrica puede ser obtenida a partir de:

$$P_{inst} = \gamma * Q_e * H_n * \eta_t * \eta_m * \eta_g * \eta_{tr}$$

siendo:

- P_{inst} : Potencia instalada o potencia útil nominal [kW]
- γ : Peso específico del agua (9,81 kN/m³)
- Q_e : Caudal de equipamiento [m³/s]
- H_n : Salto neto [m]
- η_t : Rendimiento de la turbina
- η_m : Rendimiento del multiplicador
- η_g : Rendimiento del generador
- η_{tr} : Rendimiento del transformador

Para centrales hidroeléctricas se puede tomar, como primera aproximación, el producto de todos los rendimientos, comprendido entre 0,8 y 0,85.

Si no se conocen las eficiencias reales de los elementos se puede considerar como una primera aproximación:

$$P_{inst} = 8 * Q_e * H_n$$

Sin embargo, para un estudio en profundidad de la potencia generada para cada caudal, conviene tomar el valor exacto de los rendimientos.

Si en lugar de caudal de equipamiento Q_e se utiliza el caudal en un momento dado, la potencia corresponderá a la potencia instantánea.

Energía producida y horas equivalentes h_e

La energía producida se obtiene del producto de la potencia generada por el número de horas en las que el generador trabaja a esa potencia.

Una central hidroeléctrica se puede caracterizar por el número de horas equivalentes h_e . Este número se obtiene del cociente entre la energía anual producida por la central y su potencia nominal.

Atendiendo al número de horas equivalentes, las centrales hidroeléctricas se pueden clasificar en: centrales base, con un número de horas equivalentes en torno a 5000 horas; centrales semipunta, con un número de horas equivalentes en torno a 3000 horas; y centrales punta, con un número de horas equivalentes en torno a 2000 horas o menos.

Otro concepto similar es el factor de carga f_c , que determina el porcentaje entre el número de horas equivalentes frente a las 8760 h que tiene un año de 365 días.

$$h_e = \frac{E_{anual}}{P_{nominal}}$$

$$f_c = \frac{h_e}{8760}$$

h_e : Número de horas equivalentes [h]

E_{anual} : Energía generada anualmente [kWh]

$P_{nominal}$: Potencia nominal de la instalación [kW]

f_c : Factor de carga

Otra posible definición para el factor de carga se deduce de la particularidad de las centrales hidroeléctricas estacionales. Estas instalaciones trabajan a prácticamente plena potencia durante unos meses al año, quedando paradas durante el resto del tiempo. En este caso el factor de carga se puede calcular en relación con las horas de funcionamiento h_{fun} , menores de 8760 h.

$$f_c = \frac{h_e}{h_{fun}}$$

Las horas equivalentes pueden servir de guía para saber si una central está bien dimensionada.

Es necesario determinar lo más ajustadamente posible la energía anual generada, ya que esto permitirá conocer con mayor precisión la rentabilidad de la inversión.

Para conocer con exactitud la energía anual que se espera generar es necesario obtener, en primer lugar, la potencia de generación para cada caudal a turbinar. Aquí hay que tener en cuenta que el rendimiento del generador también varía con la potencia transmitida por la turbina. Multiplicando la potencia por el número de horas que corresponde a cada caudal se obtiene la energía generada por este caudal. Sumando las energías calculadas se obtiene la energía total generada a lo largo del año.

Se puede obtener con gran fiabilidad la energía que se va a producir si se conocen las potencias instantáneas correspondientes a los diferentes caudales. Además hay que saber el número de horas en las que la central trabaja con la potencia dada.

Ejemplo

En un determinado emplazamiento, se dispone de un generador de 650 kW. Este generador ha estado trabajando a lo largo de un día en las siguientes condiciones:

- a potencia nominal durante 6 horas.
- a media potencia durante 3 horas.

Calcular la energía diaria y mensual producida:

Altura del salto de agua H

La potencia y la energía producida, son directamente proporcionales a la altura del salto de agua del aprovechamiento. Llamamos altura del salto de agua a la distancia vertical recorrida por una masa de agua desde un determinado nivel superior a otro inferior.

Se distinguen cuatro tipos de saltos:

- Salto bruto (H_b)
- Salto útil (H_u)
- Pérdidas de carga (H_p)
- Salto neto (H_n)

La canalización del agua hasta la turbina se hace por acequias o canales y tuberías. En ambas se producen pérdidas debidas al rozamiento, que se traducen en un salto real menor. Por esto, tanto canales como tuberías se deben dimensionar para que las pérdidas sean mínimas, siempre que no se encarezca mucho el precio de la instalación.

Habitualmente, los canales o acequias se construyen de hormigón; en ellos la velocidad de circulación es del orden de 1,5 m/s y la pendiente del 0,5 al 1 por 1000. En el caso de utilizar tuberías, cuanto más lisa es la superficie interior del tubo, menores serán las pérdidas por rozamiento. Los tubos de canalización deben estar dimensionados para que las pérdidas de rozamiento sean inferiores al 4% del salto total disponible.

Caudal

El caudal se define como el volumen de agua por unidad de tiempo que atraviesa una superficie. Sus unidades en el sistema internacional son [m³/s]

En general, el caudal de un aprovechamiento sufre grandes variaciones tanto estacionales como anuales.

Por este motivo es conveniente disponer del número de datos suficiente como para asegurar que se abarcan todos ellos. Debería disponerse de, al menos, un dato del caudal diario durante un periodo de 15 a 20 años, aunque esto dependerá de la cuenca concreta que se analice.

A partir de todos estos datos se obtienen:

- La curva de caudales medios diarios de un año tipo
- La curva de caudales medios clasificados, de esta curva se obtienen los siguientes caudales:
 - Caudal máximo (Q_M)
 - Caudal mínimo (Q_m)
 - Caudal de servidumbre o ecológico (Q_{sr})
 - Caudal de equipamiento (Q_e)

$$Q_e = Q_{medio} - Q_{sr}$$

- Caudal mínimo técnico (Q_{mt})

$$Q_{mt} = k * Q_e$$

Donde el factor K es un factor que depende del tipo de turbina utilizada; generalmente, y si no se dispone de otros valores se pueden usar los siguientes:

Tabla 3.2. Valor de K en función del tipo de turbina.

Turbinas	K
Pelton	0,1
Flujo cruzado (Ossberger)	0,15
Kaplan	0,22
Semikaplan	0,35
Francis	0,35
Hélice	0,65

- La curva de caudales del año más seco

Cálculo de la energía anual en función de Q_e

El proceso es el siguiente:

1. En primer lugar debe hacerse el análisis de caudales con el cual se obtiene la curva de caudales medios clasificados.
2. A continuación se obtiene el salto neto.
3. A partir de estos datos se calcula la potencia instalada.
4. Con estos datos se puede elegir la o las turbinas adecuadas.
5. Cálculo de la energía

La potencia de la central y, por lo tanto, la energía anual generada dependerá del caudal de equipamiento seleccionado. La selección de este caudal se realiza atendiendo a razones de rentabilidad económica.

1. Para obtener la curva de caudales medios clasificados, se organizan los datos de caudales medios diarios de mayor a menor.

Además de las curvas anteriores y para completar el informe de viabilidad, conviene identificar el año de menor caudal y el año de mayor caudal, y representarlo junto con el año medio.

2. Dado que tanto la potencia como la energía del aprovechamiento dependen directamente del salto neto H_n , es necesario realizar una estimación lo más precisa posible del mismo.

La pérdida de altura depende de los elementos utilizados en el transporte del agua, desde la obra de toma hasta la entrada a la turbina, y en los casos en que la turbina es de reacción deben tenerse en cuenta las pérdidas en el tubo de aspiración de la misma. La pérdida de altura dependerá, por tanto, del dimensionamiento de estos elementos y del caudal que en cada momento circule por ellos.

Se plantean dos opciones:

- Considerar una pérdida de salto constante e independiente del caudal de equipamiento seleccionado.
- Calcular las pérdidas para cada caudal analizado.

3. Para el cálculo de la energía anual es necesario conocer la potencia media diaria generada. Se calcula de manera análoga a la potencia instalada, pero en vez de Q_e se aplica el caudal medio diario obtenido en la curva de caudales medios clasificados. Además deberán tenerse en cuenta los siguientes aspectos:

El caudal mínimo técnico de la turbina Q_{mt} :

Por debajo de este caudal no se produce potencia.

5. Una vez conocida la potencia media diaria para cada uno de los días del año medio, el cálculo de la energía diaria se obtiene multiplicando dicha potencia por el número de horas durante las que se obtiene esta potencia, es decir, por 24 h. La energía anual será la suma de la energía producida durante los 365 días del año.

3.3. CLASIFICACIÓN DE LAS CENTRALES HIDRÁULICAS

Las centrales hidroeléctricas pueden clasificarse atendiendo a distintos criterios:

- Clasificación administrativa
 - Centrales de más de 50 MW
 - Centrales de entre 10 y 50 MW
 - Centrales de menos de 10 MW

- Clasificación según modo de operación
 - Centrales de embalse
 - Centrales de agua fluyente
 - Centrales mixtas
 - Otras

Centrales de embalse

Estas centrales tienen como característica básica la existencia de un embalse en el que se almacena el agua y del que se realiza la toma de agua, con capacidad suficiente como para permitir una regulación del caudal superior a un día.

Su capacidad de regulación es utilizada para entregar la energía en los momentos de máxima demanda, con lo que se obtienen dos beneficios: por un lado, permite regular el mercado energético; por otro, la venta de energía puede realizarse cuando esta alcanza precios elevados.

Generalmente, las presas de las que toman el agua tienen otras funciones prioritarias a la generación de energía, tales como regulación del caudal en el cauce para evitar avenidas o para el suministro de agua de boca, de agua de riego o con fines industriales. Al realizar el desembalse para las actividades anteriores, el agua es conducida a través de la turbina produciendo la energía eléctrica, que en la mayoría de los casos queda como una actividad de segundo orden.

No todas las centrales tienen exactamente la misma configuración: así, existen centrales de pie de presa (ubicadas en la misma presa), o centrales alejadas cierta distancia y que toman el agua llevándola hasta la central por medio de un canal y/o tubería.

Un tipo específico de central dentro de las centrales de presa lo constituyen las centrales de bombeo o centrales reversibles. Estas centrales, además de disponer de una o varias turbinas,

disponen de una o varias bombas, o bien de grupos de turbinas reversibles. También de dos embalses, uno aguas arriba de la central y otro aguas abajo.

Su funcionamiento es muy simple. En momentos de alta demanda energética funcionan como centrales turbinando el agua. Sin embargo, en momentos de baja demanda energética, en la que el precio de la energía es muy bajo (y el nivel del embalse superior lo permite), funcionan bombeando agua del embalse inferior al embalse superior, asegurando de esta forma la posibilidad de turbinar cuando la demanda de energía lo requiere.

Estas centrales actúan como almacenes energéticos.

No solo hay centrales reversibles de gran potencia, también existen en el grupo de las minicentrales e incluso en el de las microcentrales. En estos casos, y para ahorrar costes, la turbina es reversible, haciendo las veces de turbina y de bomba.

Centrales de agua fluyente

Este es el tipo de central más habitual entre las minicentrales. Son centrales que no disponen de embalse de regulación y que deben turbinar el agua que circula por el cauce del río o del canal a medida que esta pasa. Si la central se para, el agua no puede ser almacenada, por lo que sigue circulando y, desde el punto de vista de la producción energética, se pierde.

Generalmente, en estas centrales se dispone de un azud (pequeño muro transversal al cauce del río o canal) para elevar el nivel del agua, que permite tomar el caudal que va a ser turbinado. Existen dos configuraciones:

- Central ubicada directamente en el azud
- Central con canal de derivación

Un tipo particular de centrales de agua fluyente lo forman las centrales situadas en canales de riego: estas centrales presentan la característica básica de que el agua que turbinan se halla supeditada a las necesidades del riego a las que sirve el canal, lo que implica un funcionamiento estacional.

Centrales mixtas

En este grupo se encuentran las centrales que, disponiendo de un pequeño embalse de captación de agua, no tienen capacidad de regulación, o, en caso de tenerla, esta no es superior a

un día. Por lo tanto, son centrales que pueden decidir en qué momento del día turbinan, pero que no pueden estar paradas más de un día sin perder agua.

Generalmente, se ubican en zonas montañosas, en las que el embalse capta el agua de las lluvias o procedentes del deshielo.

Su configuración es similar a las de agua fluyente, sustituyendo el azud por un pequeño embalse, que en ocasiones no es más que un depósito de grandes proporciones.

Otras

En este grupo se encuentran las centrales que presentan alguna característica específica que merece la pena ser resaltada. Existen dos subgrupos:

- Microcentrales (< 100 kW)

Lo forman las centrales de menos de 100 kW. En el mercado pueden encontrarse soluciones para centrales desde 50 W.

Generalmente, son instalaciones que deben satisfacer las necesidades de núcleos aislados tales como granjas, chalets o similares. Por lo tanto, tienen unas necesidades de regulación específicas.

También existen múltiples instalaciones conectadas a la red. Suelen ser rehabilitaciones de pequeños saltos utilizados previamente como molinos ubicados en canales de riego.

- Centrales en circuitos de agua potable

En ciertos circuitos de agua potable, el desnivel existente entre los depósitos de agua y el núcleo urbano o industrial que lo aprovecha es muy elevado. En estas condiciones es necesario instalar válvulas de disipación energética cuya misión es reducir la presión existente en el circuito, para que el agua llegue al usuario final con la presión adecuada; si no se instalasen, el circuito experimentaría presiones excesivas que harían incluso imposible la instalación de los grifos.

La solución propuesta en algunos casos es la de sustituir las válvulas por turbinas hidráulicas. Estas turbinas presentan una característica de funcionamiento que las diferencia del resto: así, mientras que en el resto de las centrales la turbina tiene la misión de extraer toda la energía del agua, en estas instalaciones debe dejar la

presión suficiente como para que el agua llegue a los usuarios en las condiciones adecuadas, por lo que estas turbinas deben trabajar a contrapresión.

Centrales hidráulicas en España

La distribución de la producción hidroeléctrica en España es muy desigual por las distintas disponibilidades de recursos hidráulicos y posibilidades topográficas de los territorios para poder aprovechar la energía potencial del agua.

Tabla 3.3. Producción hidroeléctrica de cada Cuenca Hidrográfica.

Cuenca Hidrográfica	Nº de aprovechamientos	Potencia máxima instalada (kW)
C.I. DE CATALUÑA	18	0
CANARIAS	1	0
DUERO	127	853420
EBRO	306	1250839
GALICIA COSTA	21	122408
GUADALQUIVIR	26	417200
GUADIANA	10	50400
JÚCAR	45	495200
NORTE	216	56140
SEGURA	18	29334
SUR	15	398400
TAJO	62	2731005

3.4. CENTRALES DE BOMBEO

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.

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.

Las centrales de acumulación por bombeo se vienen empleando desde principios del siglo veinte.

En la Figura 3.3 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.

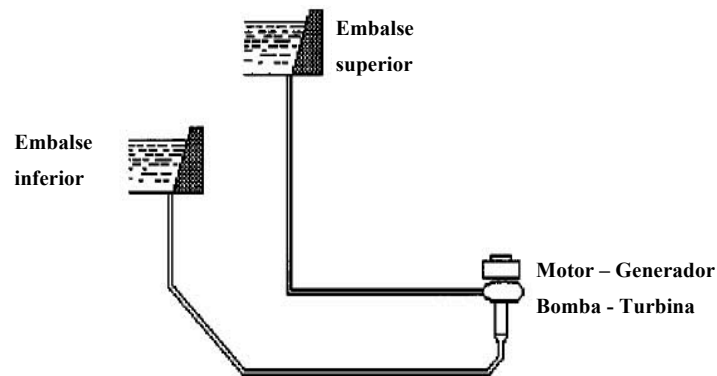


Figura 3.3. Esquema de una instalación de bombeo. [Ángel Luis Orille Fernández, Centrales Eléctricas I]

Las centrales de acumulación por bombeo pueden clasificarse en:

- centrales puras de acumulación
- centrales mixtas de acumulación

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 3.4). Estos aprovechamientos están situados frecuentemente en zonas montañosas con ríos de pequeño caudal.



Figura 3.4. Esquema simplificado de una central mixta de acumulación por bombeo. [Ángel Luis Orille Fernández, Centrales Eléctricas I]

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.
- b) Cuando bombean durante las horas valle se convierten en consumidores produciendo el deseado efecto de nivelación de la curva de carga diaria.
- c) Las centrales de bombeo de una zona de la red pueden restablecer el equilibrio producción-consumo de dicha zona cuando ésta queda aislada como consecuencia de un fallo de alguna línea de alimentación de la misma.

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.

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 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 3.5).

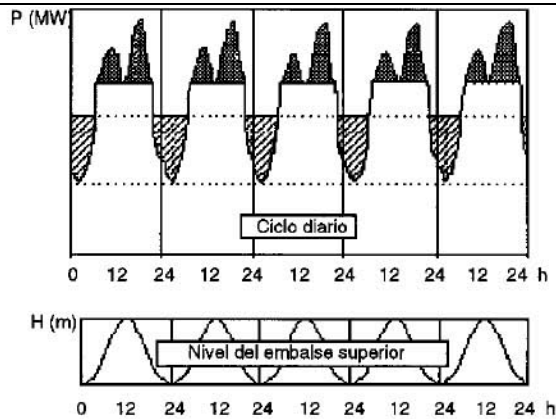


Figura 3.5. Bombo de ciclo diario. Nivel del embalse superior. [Ángel Luis Orille Fernández, Centrales Eléctricas I]

Mientras que en el caso de ciclo semanal, la duración del bombo suele ser de 35 horas y realizarse durante el fin de semana. La turbinación se realiza a lo largo de los cinco días laborables, (Figura 3.6).

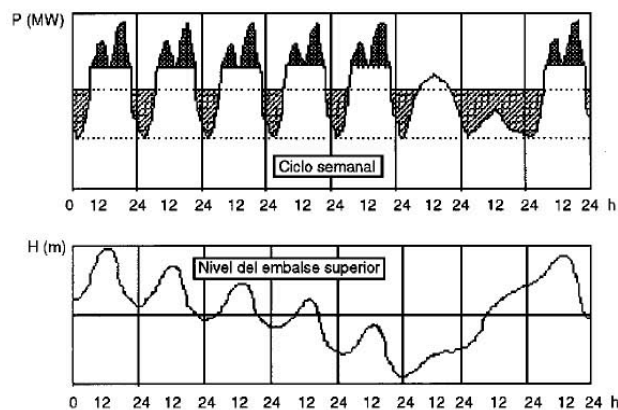


Figura 3.6. Bombo de ciclo semanal. Nivel del embalse superior. [Ángel Luis Orille Fernández, Centrales Eléctricas I]

En una central de acumulación por bombo 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, por lo que resultará más económico el generador eléctrico a emplear. En la actualidad se llegan a alturas de salto muy elevadas.

La relación L/H es el cociente entre la distancia horizontal entre los embalses superior e inferior y la diferencia de nivel entre ambos. Los valores económicos del cociente L/H suelen estar en torno a 4 y 6 para grandes y pequeños saltos respectivamente.

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 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.

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.

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:

$$W_t * C_t > W_b * C_b$$

siendo:

- W_t: La energía generada
- W_b: La energía consumida
- C_t: El coste específico de la energía de punta
- C_b: El coste específico de la energía de valle

Las posibilidades de elección del equipo a instalar en una central de bombeo son:

- 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.
- 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. 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.

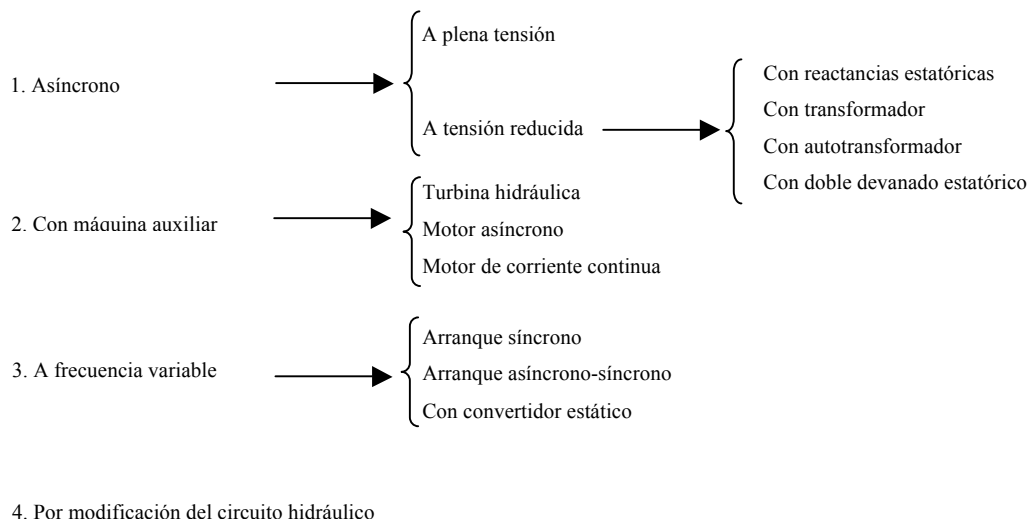
Los grupos binarios presentan frente a los ternarios una serie de ventajas:

- menor coste
- menor longitud
- menor obra civil

e inconvenientes:

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

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 el sentido de giro de las máquinas hidráulicas es el mismo durante los procesos de bombeo o de turbinación, lo que permite 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 son:



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 estatórico al ser conectado a la red.

1.1. Arranque a plena tensión

El método de arranque directo a plena tensión es el más sencillo de todos (Figura 3.7), 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

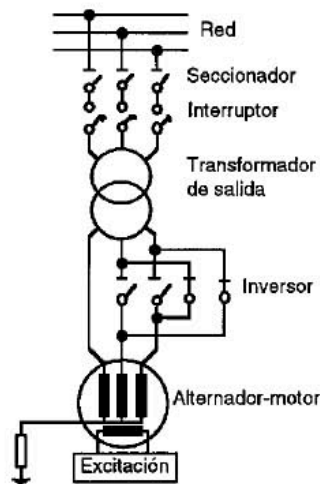


Figura 3.7. Esquema de conexión en el arranque asíncrono directo. [Ángel Luis Orille Fernández, Centrales Eléctricas I].

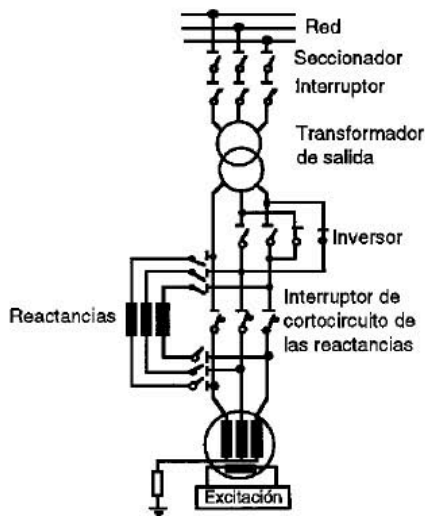
1.2.1. Arranque con reactancias estatóricas

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.

Las reactancias pueden conectarse a los bornes de salida de la máquina (Figura 3.8a) o en el neutro (Figura 3.8b).

a)



b)

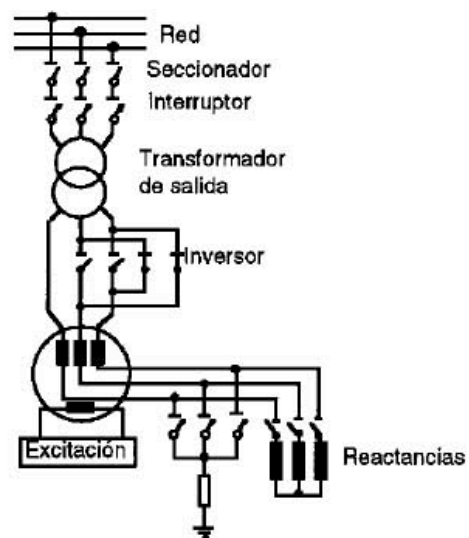


Figura 3.8. a) Arranque con reactancias estáticas intercaladas en bornes; b) Arranque con reactancias estáticas intercaladas en el neutro. [Ángel Luis Orille Fernández, Centrales Eléctricas I].

1.2.2. Arranque con transformador

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 3.9.

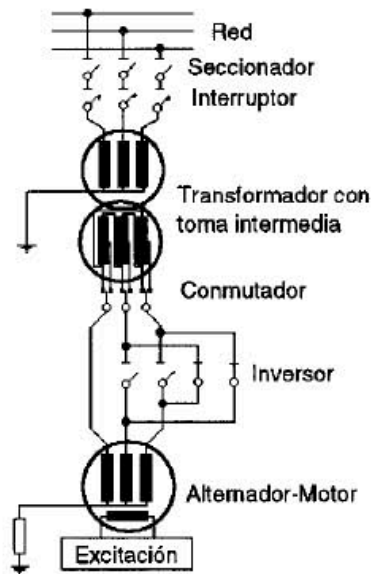


Figura 3.9. Arranque con transformador de toma intermedia. [Ángel Luis Orille Fernández, Centrales Eléctricas I].

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 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.

1.2.3. 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. 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 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.

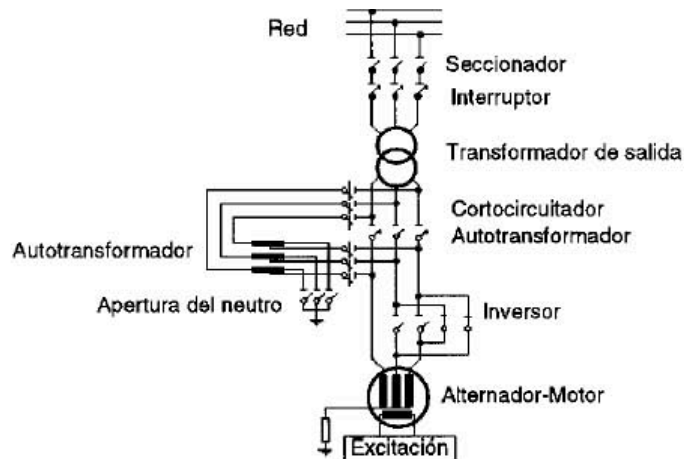


Figura 3.10. Arranque por autotransformador. [Ángel Luis Orille Fernández, Centrales Eléctricas I].

1.2.4. Arranque con doble devanado estatórico

Cuando el alternador dispone de doble devanado estatórico se puede utilizar un método de arranque que se diferencia de los anteriores 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.

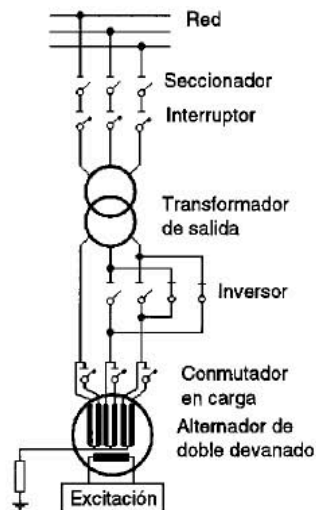


Figura 3.11. Arranque con doble devanado estatórico. [Ángel Luis Orille Fernández, Centrales Eléctricas I].

2. Arranque por máquina auxiliar

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.

2.2. Arranque con motor asíncrono

Este método utiliza como elemento de arranque un motor asíncrono de pequeña potencia con un número de polos igual al de la máquina síncrona o con un par de polos menos montado sobre el eje del grupo.

Existen dos posibilidades de conexión:

- En paralelo
- En serie

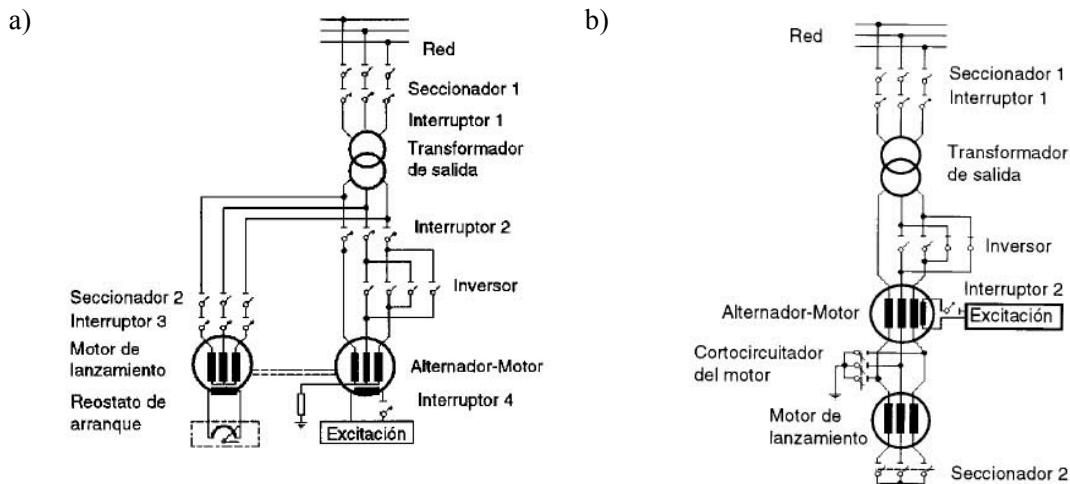


Figura 3.12. Arranque con motor asíncrono: a) En paralelo; b) En serie. [Ángel Luis Orille Fernández, Centrales Eléctricas I].

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.

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.

3.1. Arranque síncrono

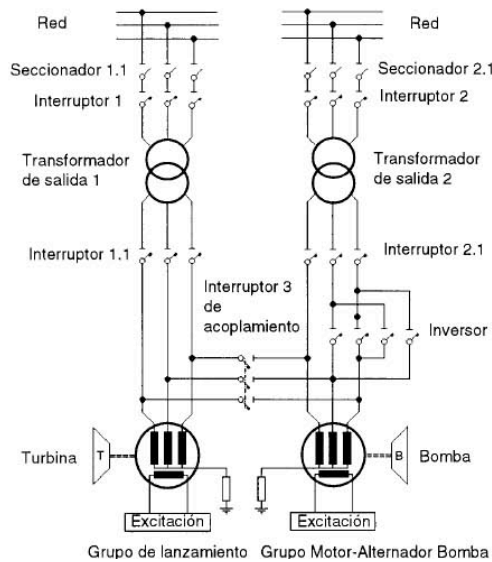


Figura 3.13. Arranque síncrono. [Ángel Luis Orille Fernández, Centrales Eléctricas I].

3.2. Arranque asíncrono-síncrono

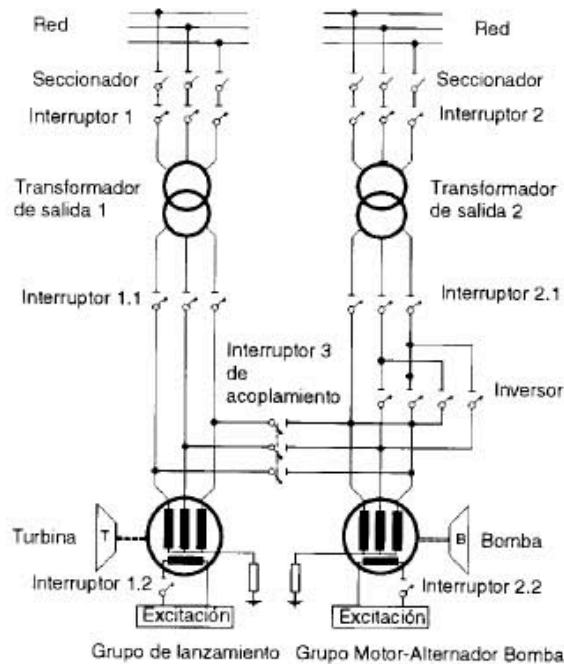


Figura 3.14. Arranque asíncrono-síncrono. [Ángel Luis Orille Fernández, Centrales Eléctricas I].

3.3. Arranque con convertidor estático

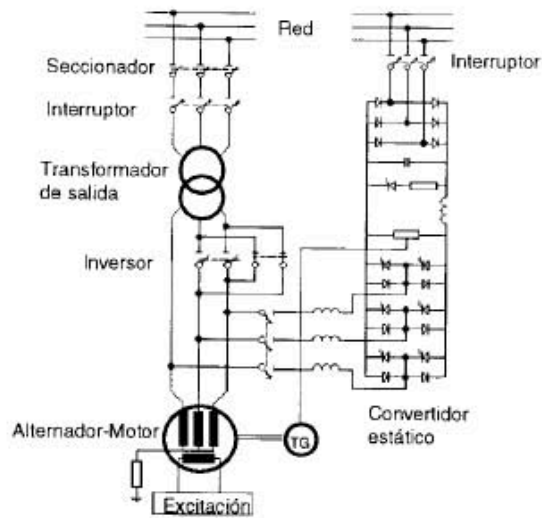


Figura 3.15. Arranque con convertidor estático. [Ángel Luis Orille Fernández, Centrales Eléctricas I].

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.

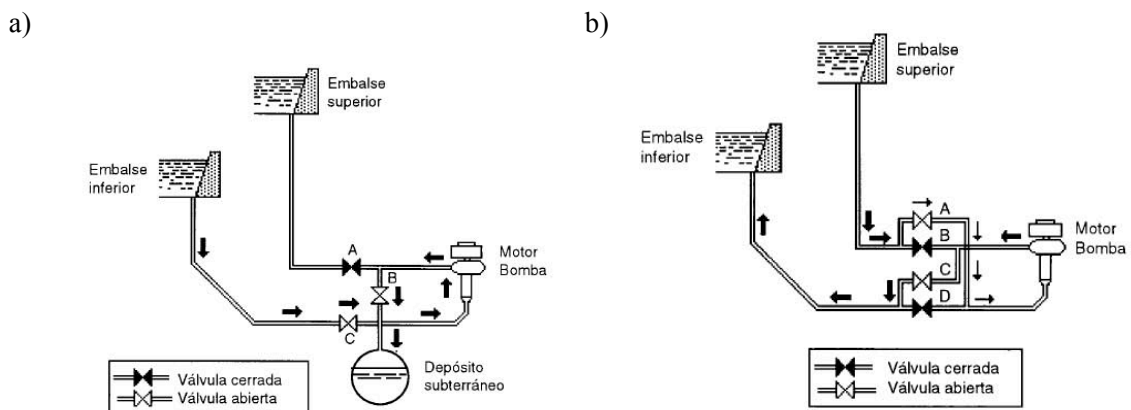


Figura 3.16. Arranque por modificación del circuito hidráulico: a) A partir del embalse inferior; b) A partir del embalse superior. [Ángel Luis Orille Fernández, Centrales Eléctricas I].

Tabla 3. 4. Centrales de bombeo en España.

	Bombeo (MW)	Turbinación (MW)	Ciclo
Villarino (Salamanca)	728	810	Estacional
La Muela I (Valencia)	555	628	Semanal
Estany-Sallente (Lérida)	468	446	Diario
Aldealdávila II (Salamanca)	400	432	Estacional
Tajo de la Encantada (Málaga)	360	380	Diario
San Miguel-Aguayo (Cantabria)	339,2	339	Semanal
Camba-Conso (Ourense)	228	298	Estacional
Moralets (Huesca)	227,7	204	Semanal
Valdecañas (Cáceres)	225	225	Estacional
Guillena (Sevilla)	210	210	Diario
Bolarque (Guadalajara)	208	239	Diario
Torrejón (Cáceres)	129,6	129,6	Diario
Tanes (Asturias)	114,5	129	Diario
Gabriel y Galán (Cáceres)	100	115	Estacional
Montamara (Lérida)	88	96	Diario
Ip (Huesca)	84	88	Estacional
Soutelo II (Ourense)	76	81,6	Estacional
Valparaíso (Zamora)	67	67,5	Estacional
Puente Bibey (Ourense)	64	285	Estacional
Guijo de Granadilla (Cáceres)	52	53	Estacional
Santiago Jares	51	51,2	Estacional
Pintado (Sevilla)	14	14	Estacional
Urdiceto (Huesca)	7	7,1	Estacional
Gobantes (Málaga)	3	3,44	Estacional

Ampliación central Aguayo

E.ON España ha puesto en marcha el proyecto de ampliación de la central hidroeléctrica de bombeo de Aguayo, situada en San Miguel de Aguayo (Cantabria).

La actual central hidroeléctrica de Aguayo, ubicada en San Miguel de Aguayo (Cantabria) esta en funcionamiento desde 1982. En la actualidad aporta un 38% de la capacidad de generación eléctrica instalada en Cantabria.

Se trata de una central reversible (también llamada de bombeo), lo que permite su utilización dentro del sistema eléctrico para compensar los momentos en los que hay exceso de producción, acumulando energía, y los momentos de exceso de demanda (generando energía) Para ello en las horas de baja demanda (noches y fines de semana fundamentalmente), se utiliza la energía eléctrica sobrante en el sistema para bombear enormes cantidades de agua a un embalse elevado. En los momentos en los que se requiere energía eléctrica adicional por existir una gran demanda, el agua se deja caer al embalse inferior, el embalse de Alsa, para mover las turbinas que vuelven a generar electricidad.

La planta de Aguayo utiliza como depósito inferior el embalse de Alsa y como depósito superior el embalse de Mediajo.

Tabla 3.5. Actual central de Aguayo.

Principales datos técnicos	
Potencia instalada actual (MW)	360
Caudal de turbinación (m ³ /s)	30
Capacidad depósito superior (Hm ³)	10
Capacidad depósito inferior (Hm ³)	22,9
Salto neto medio (m)	328,5

El proyecto de ampliación de la central hidroeléctrica de bombeo de Aguayo permite optimizar el funcionamiento de la instalación sin necesidad de realizar actuaciones ni en el embalse de Alsa ni en el depósito del Mediajo. Para ello se colocan nuevas conducciones de agua y nuevos equipos de generación que incrementarán la potencia de la central en 1.000 MW, lo que permitirá que la producción anual de energía llegue a los 2.000 GWh/año

El nuevo proyecto combina esa mayor eficiencia en la generación a partir de fuentes renovables con una instalación subterránea, sin impacto en el paisaje, aportando una solución de bajo impacto medioambiental global.

El inicio de la obra está previsto para 2014 y la entrada en operación comercial de los primeros grupos en 2017.

La inversión estimada en la ejecución del proyecto por parte de E.ON España es de 600 millones de euros.

Las principales claves de este proyecto de ampliación son:

- Todas las nuevas infraestructuras hidráulicas son subterráneas: nueva planta de turbinas en caverna y conducciones de agua (tuberías de impulsión y descarga). Se minimiza así el impacto sobre el entorno.
- No se modifican el depósito superior ni el inferior, ya que no existe necesidad de ampliar los embalses existentes, ni se realizará un mayor consumo de agua.
- Para la entrega de energía a la red se propone la reutilización de las infraestructuras de evacuación eléctrica existentes, propiedad de REE.

- El funcionamiento de los nuevos mecanismos de bombeo y generación aprovecha la energía excedente que produce la planta actual para producir más electricidad a partir de los mismos recursos naturales.

Tabla 3.6. Ampliación de Aguayo.

Principales datos técnicos

Potencia instalada actual (MW)	360
Caudal de turbinación (m ³ /s)	30
Potencia bruta de turbinación / bombeo	1014 MW-1244 MW
Potencia neta de turbinación / bombeo	993 MW / 1182 MW

Caverna

Dimensiones aproximadas	21,4 m x 79,6 m x 48 m
-------------------------	------------------------

Turbinas

Número	4 unidades
Tipo	Francis reversible turbina-bomba
Potencia (neta generación)	248 MW
Caudal (velocidad nominal)	90 m ³ /s-375 rpm

Tubería alta/baja presión

Instalación	Subterránea
Material	Blindaje de acero
Diámetro/longitud	6,8 m / 1,5 km

3.5. ELEMENTOS DE LAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

Las centrales hidroeléctricas necesitan de diversos elementos para poder funcionar. Algunos de ellos son estáticos y se utilizan para desviar el agua, conducirla hacia la turbina y desde esta hacia el cauce nuevamente: son los que habitualmente se engloban dentro del equipamiento de obra civil. Otros elementos, que son en general móviles y controlables, forman el equipamiento electromecánico; entre estos, sin duda, los más importantes son la turbina y el generador.

- Equipamiento de obra civil:
 - Elementos de retención y almacenaje de agua
 - Elementos de evacuación controlada de caudales
 - Elementos de conducción de agua
 - El edificio de la central

- Equipamiento electromecánico:
 - Rejas y limpiarrejas
 - Elementos de apertura y cierre del paso del agua
 - Equipamiento hidráulico:
 - Turbina
 - Multiplicador
 - Equipamiento eléctrico:
 - Generador
 - Transformador
 - Interruptores
 - Seccionadores
 - Equipamiento de control y protección
 - Subestación
 - Equipamiento auxiliar
 - Línea eléctrica

3.5.1. Equipamiento de obra civil

Elementos de retención y almacenaje de agua

Están formados por:

- Embalse y presa

El embalse es un volumen de agua estancada. Cuando es artificial, suele estar cerrado en alguno de sus puntos mediante una presa.

La presa origina una importante elevación del nivel del agua embalsada respecto del nivel original.

Las presas se encuentran sometidas a tres tipos de esfuerzos:

- El empuje debido al agua y los sedimentos.
- La depresión debida al paso del agua por debajo de la presa, ya que el terreno no es impermeable.
- El propio peso de la presa

Los tipos de presas más comunes:

- A) De gravedad
- B) De contrafuertes
- C) De arco
- D) De bóveda
- E) Combinaciones

- Azud

Es una estructura situada perpendicularmente al cauce del río con la misión de elevar el nivel del mismo y conseguir una zona de aguas tranquilas desde la cual se desvía el caudal necesario por la central.

Así como las presas son estructuras de gran tamaño, complejas y excesivamente caras para que una central las justifique, los azudes pueden ser extremadamente simples y muy baratos de construir. El tipo más sencillo está formado a base de rocas colocadas directamente en cauce, cuando este es rocoso.

Si el cauce no es rocoso, pueden utilizarse gaviones recubiertos con roca suelta:

Cuando el aprovechamiento requiere de un azud de mayor tamaño, este puede construirse con materiales arcillosos que aseguren la estanqueidad del núcleo: son los denominados azudes de tierra. Generalmente, dispone de un sistema de drenaje

en el paramento de aguas abajo y una protección mecánica en el paramento de aguas arriba. Se debe vigilar su impermeabilidad, puesto que si se producen filtraciones pueden quedar destruidos:

Elementos de evacuación controlada de caudales

En este grupo se incluyen aquellos elementos que permiten extraer o evacuar el caudal de una presa, de un azud de gran tamaño o incluso, en algunas ocasiones, de un canal.

Se distinguen dos grandes grupos:

- Desagües

Están formados por tuberías que atraviesan la presa. Existen dos tipos:

- Desagüe de medio fondo
- Desagüe de fondo:

En ambos casos, además de permitir controlar el volumen de agua evacuado de forma controlada, sirven como elementos de seguridad.

En algunos casos, en función de la fuerza del agua, disponen de una válvula a la entrada, y en ocasiones de una válvula de disipación de energía a la salida.

- Aliviaderos

También denominados vertederos, constituyen una disposición constructiva, en forma de canal, que permite evacuar el caudal sobrante pasando por la coronación de la presa o del azud.

Elementos de conducción del agua

Este grupo incluye toda la infraestructura necesaria para llevar el agua desde el punto de toma (en la presa o en el azud) hasta su devolución al cauce del río. En ellos están:

- Obra de toma

La obra de toma es una estructura, situada en la presa o en el azud, destinado a desviar el caudal hacia el canal de derivación o hacia la tubería. El agua debe pasar por la obra de toma con la mínima pérdida de carga posible y debe permitir el paso de todo el caudal que requiera la central, independientemente de si el río es de régimen tranquilo o turbulento. Cuando la obra de toma alimenta directamente una tubería en presión, esta coincide con lo que se denomina cámara de carga.

El diseño de la obra de toma debe realizarse considerando parámetros:

- Hidráulicos
- Operativos
- Medioambientales

En función del lugar donde se colocan se pueden clasificar en:

- I) En azud alimentado a un canal
- II) En azud alimentando una tubería
- III) En ríos de montaña
- IV) En presas
- V) En canales de riego
- VI) En otros casos

En los ríos en los que el agua arrastra arenas, limos, pequeñas piedras y otras partículas sólidas de pequeño tamaño, aun cuando la disposición de la obra sea óptima, la reja no es suficiente para impedir su entrada al canal, haciéndose necesario instalar un desarenador o cámara de sedimentación.

Este elemento consiste en un tramo de canal de gran sección en la que el agua circula a muy baja velocidad, quedando depositadas las partículas.

El desarenador debe disponer de un sistema que permita su limpieza. Un método consiste en darle a la base la forma de doble pendiente que acaba en un pequeño canal rectangular perpendicular a la sección del desarenador. Así, los sedimentos caen en este pequeño canal, que es de fácil limpieza.

- Canal de derivación

El caudal extraído del cauce (por la obra de toma) puede ser dirigido hacia la central mediante un canal o una tubería a presión. De esta forma, la central puede ubicarse en un punto alejado de la toma para aumentar el salto útil.

El canal de derivación es una estructura de conducción de agua que termina en la cámara de carga. El canal puede ser a cielo abierto o enterrado, siendo su característica esencial que el agua, en la parte superior, se encuentra en contacto directo con el aire y, por lo tanto, a presión atmosférica.

Las características básicas de un canal se agrupan en:

- A) Geométricas (pendiente y sección transversal del canal)
- B) Constructivas: hacen referencia al material con el que se construyen y la terminación que se da a la pared en contacto con el agua.

C) Hidráulicas: hacen referencia al funcionamiento del canal (caudal, velocidad del agua, pérdida de carga, etc).

Estas características dependen de la geometría del canal. Existen diversas ecuaciones para describir el movimiento del agua en canales, tales como la de Ganguillet y Kutter, Bazin o Manning.

La ecuación de Manning:

$$Q = \frac{R_h^{\frac{2}{3}} * A * i^{\frac{1}{2}}}{n}$$

donde:

Q: Caudal [m³/s]

R_h: Radio hidráulico [m]

A: Sección de paso del agua [m²]

i: Pendiente [m/m]

n: Coeficiente de Manning

$$R_h = \frac{A}{P_m}$$

La ecuación de Manning se puede expresar también con el perímetro mojado sustituyendo R_h en las ecuaciones anteriores:

$$Q = \left(\frac{A}{P_m} \right)^{\frac{2}{3}} * \frac{A * i^{\frac{1}{2}}}{n}$$

donde:

Q: Caudal [m³/s]

A: Sección de paso del agua [m²]

i: Pendiente [m/m]

p_m: perímetro mojado [m]

n: Coeficiente de Manning

En cualquier caso, todos los métodos empleados son empíricos y tratan de ajustarse a los fenómenos observados relativos al flujo del agua en el canal.

La velocidad máxima en los canales depende del material en el que se construyan:

Tabla 3.7. Velocidad del agua para distintos materiales del canal. [José Francisco Sanz Osorio, Energías renovables. Energía hidroeléctrica]

Material de construcción del canal	Velocidad máxima v[m/s]
Tierra fangosa	0,1
Tierra arcillosa	0,25
Arena gruesa	0,60
Lechos pedregosos	1,25
Hormigón	1,25

- Cámara de carga

Es un depósito en el que finaliza el canal y del que sale la tubería forzada hacia la turbina. En ocasiones la tubería sale directamente de la obra de toma, cumpliendo esta la doble función de toma y cámara de carga.

La misión de la cámara de carga es doble. Por un lado, suministra el volumen de agua que necesita la central en el momento de la puesta en marcha, y, por otro, absorbe las oscilaciones que se producen cuando el caudal de la tubería y del canal no coinciden.

El diseño de la cámara de carga obedece a los mismos criterios que el de la obra de toma, aunque en este caso su diseño es más crítico, ya que el agua que sale de ella es la que va directamente a la turbina. Por este motivo se debe evitar:

- La entrada de broza, peces u otros cuerpos sólidos hacia la tubería.
- La formación de vórtices que impliquen la entrada de aire en la turbina.

Para evitar que se formen vórtices, sobre todo en el instante de la puesta en marcha, la cámara de carga debe tener una profundidad mínima respecto al diámetro de la tubería. Según Gulliver, Rindels y Lindblom, los vórtices se evitan si la sumergencia de la tubería es superior a 0,7 veces su diámetro y la velocidad del agua es

$$v < 0,5 * \sqrt{g * D}$$

siendo:

v: Velocidad del agua [m/s]

D: diámetro de la tubería [m]

g: constante de gravedad de 9,81 m/s²

Otro aspecto importante es la forma que se le da a la transición entre la cámara de carga y la tubería, puesto que supone el paso de una sección rectangular a otra circular. Cuanto más se suavice, menores serán las pérdidas.

- Tubería forzada

Es un conducto a presión que, partiendo de la cámara de carga, lleva el agua a presión hasta la turbina.

Las tuberías tienen fundamentalmente las siguientes características:

- A) Geométricas (pendiente, sección de la tubería)
- B) Constructivas (material empleado y su calidad, diámetro, espesor, tipo de unión entre tramos...)
- C) Hidráulicas (caudal, velocidad del agua, pérdida de carga, presión...)

Las tuberías pueden instalarse de dos maneras:

- A) Aéreas
- B) Enterradas

El golpe de ariete

En la parte final de la tubería forzada, justo antes de la turbina, se coloca una válvula de cierre que hace las funciones de válvula de seguridad.

Si por necesidad de funcionamiento esta válvula se cierra de forma brusca, se producirán unas ondas de presión en la tubería, fenómeno denominado golpe de ariete.

Al cerrarse bruscamente la válvula, toda el agua que hay en la tubería no se detiene de forma inmediata, sino que sigue fluyendo hacia su interior, produciéndose una compresión del agua y generando una sobrepresión en la tubería y en la válvula. Esta sobrepresión produce un ligero ensanchamiento de la tubería, ya que esta es elástica.

La onda de sobrepresión avanza desde la válvula hacia la cámara de carga a una velocidad v_0 , que depende del diámetro D , del espesor e y de una constante k que depende del tipo de tubería, según la siguiente expresión:

$$v_0 = \frac{9900}{\sqrt{48,3 + k * \frac{D}{e}}}$$

Donde k vale 0,5 para tuberías de acero y hierro, y 5 para tuberías de hormigón o de plomo. El diámetro y el espesor deben introducirse en las mismas unidades para obtener la velocidad en m/s.

Durante el tiempo que la onda de sobrepresión avanza aguas arriba, una pequeña cantidad de agua sigue entrando en la tubería. El valor de la sobrepresión en la tubería se obtiene de la fórmula de Allievi:

$$p = \gamma * \frac{v * v_0}{g}$$

siendo:

p: sobrepresión máxima a la que se somete la tubería en metros de carga de agua [m]

γ : peso específico del agua en [t/m³]

v: velocidad del agua antes del cierre en [m/s]

v₀: velocidad de la onda de presión [m/s]

g: aceleración de la gravedad [m/s²]

Una vez que la onda de sobrepresión ha alcanzado la cámara de carga, el agua actúa como si se tratase de un muelle, apareciendo una onda de depresión que impulsa el agua desde la válvula hacia la cámara de carga. En estas condiciones en el interior de la tubería puede llegar a hacerse el vacío, generándose la situación más peligrosa en el funcionamiento de la misma. Estas oscilaciones de sobrepresión y depresión se repiten de forma similar al movimiento de un muelle, viéndose amortiguadas por el rozamiento del agua.

El tiempo que la onda tarda en recorrer un ciclo completo (ida y vuelta a la válvula) es:

$$T = \frac{2 * L}{v_0}$$

Donde L es la longitud de la tubería y v₀ la velocidad de la onda.

Para evitar el golpe de ariete, hay dos soluciones:

- Cerrar la válvula lentamente
- Desviar el agua

- Chimenea de equilibrio

Una tubería preparada para soportar el golpe de ariete es muy costosa, debido al espesor requerido.

En muchas de estas instalaciones la tubería tiene dos tramos claramente diferenciados: el primero es un tramo de gran longitud en el que la tubería sale de la

cámara de carga con una pendiente mínima, de esta sale la segunda parte, de menor longitud y con elevada pendiente, que termina en la cámara de carga de la turbina. Es el caso típico de muchas instalaciones de montaña, que almacenan el agua en un pequeño embalse o ibón desde el que sale el primer tramo de tubería que atraviesa las montañas, en ocasiones durante varios kilómetros, y que dispone de un tramo final de tubería de elevada inclinación.

Construir toda la tubería para soportar el efecto del golpe de ariete es excesivamente caro. Para reducir el coste de la tubería se introduce entre uno y otro tramo lo que se conoce como chimenea de equilibrio. Esta no es más que un depósito cilíndrico vertical ubicado en la zona horizontal de la tubería, y conectado por un orificio de forma y dimensiones determinadas.

En condiciones normales el nivel del agua en la chimenea es la misma que en la obra de toma o en el embalse. En caso de un cierre rápido de la válvula de seguridad, la onda de sobrepresión avanzará desde la válvula hasta encontrarse con la chimenea de equilibrio, sin afectar al primer tramo de la tubería, limitando el efecto del golpe de ariete al segundo tramo o tubería forzada. Cuando se inicie la onda de depresión, también se verá reducida al tramo de la tubería forzada, haciendo que suba el nivel del agua en la chimenea.

La chimenea de equilibrio sirve también para aportar parte del caudal cuando la turbina se pone en marcha, reduciendo la depresión que se produce en tramos largos por el brusco incremento de la velocidad del agua.

- Cámara de turbina

Es el espacio en el que se ubica la turbina; su misión es dirigir el agua hacia la turbina con el máximo aprovechamiento posible.

Tipos de cámara de turbinas

- a) Cámara abierta
- b) Cámara cerrada

La turbina puede instalarse generalmente de dos formas:

- A) Con el eje vertical
- B) Con el eje horizontal

- Tubo de espiración

Es la tubería por la que sale el agua de la turbina, llevándola hasta el canal de desagüe.

En el caso de las turbinas de acción, no interviene en el proceso de transformación energética, por lo que únicamente se encargan de evacuar el agua que cae, prácticamente sin energía, desde los cangilones de la turbina.

Sin embargo, en el caso de las turbinas de reacción, el tubo de aspiración tiene un papel muy importante en la transformación de la energía del agua. Por este motivo su diseño es impuesto por la casa suministradora de la turbina.

- Canal de restitución

Es el canal que devuelve el agua, una vez ha sido turbinada, al cauce del río.

En algunas presas, también se dispone de un canal que devuelve el agua evacuada por el aliviadero hacia el cauce del río.

El edificio de la central

El edificio de la central o casa de máquinas es el edificio en el que se instalan los principales elementos del equipamiento electromecánico de la central, tales como la turbina, el generador, los sistemas de regulación y control, la sala de mando y otros. Fuera del edificio suele quedar únicamente el parque de transformación.

Su ubicación depende de múltiples factores:

- Búsqueda del máximo salto del aprovechamiento
- Geología
- Accesibilidad

Por otra parte en su diseño hay que tener en cuenta otros aspectos:

- Número de grupos y potencia a instalar
- Aspectos económicos
- Minimizar el impacto medioambiental
- Tipo y disposición de la turbina
- Operatividad

El edificio de la central puede clasificarse como:

- A) Edificios de exterior
- B) Edificios subterráneos

3.5.2. Equipamiento electromecánico

Está formado por los elementos que intervienen en la transformación energética de la energía cinética y potencial del agua en energía eléctrica, así como por los dispositivos de control necesarios, tanto hidráulicos como eléctricos:

Rejas y limpiarrejas

Rejas

A la entrada de las conducciones de agua deben instalarse unas rejas para impedir la entrada de cuerpos sólidos. El tamaño de los barrotes de la reja y el espacio entre ellos (luz) depende de su ubicación y del tipo de salto.

En el caso de la reja a instalar en la obra de toma, cuando esta está ubicada en el cauce de un río, debe ser especialmente robusta, sobre todo si se prevén heladas, troncos, grandes animales o similares. La reja es entonces de barrotes gruesos, de forma rectangular con separaciones de entre 30 y 50 cm.

A la entrada de la tubería, en la cámara de carga, dado que se encuentra directamente en el recorrido del agua hacia la turbina, la reja genera una pérdida de carga que no suele ser despreciable, por lo que su diseño debe ser cuidado.

La pérdida que se puede admitir en una central con un salto de 100 m no es la misma que la admisible en un salto de 5 m; así mismo, el efecto de un cuerpo sólido sobre la turbina del primer caso es más dañino que en el segundo caso, por lo que la reja no puede ser la misma.

En el diseño de la reja, además de la separación entre barrotes debe considerarse la forma de estos, puesto que la pérdida que introducen depende también de este aspecto.

Limpiarrejas

Para evitar la colmatación de la reja conviene hacer una limpieza frecuente de los objetos que quedan detenidos.

Si la central es de muy poca potencia y es vigilada, lo más sencillo y barato es limpiarla manualmente con un rastrillo. En el resto de los casos es preferible la instalación de un limpiarrejas automático.

El limpiarrejas es también un rastrillo, de mayor o menor tamaño según el modelo elegido, que es arrastrado, mediante un mecanismo, por la superficie de la reja volcando la suciedad acumulada en una pequeña canaleta ubicada en la parte superior de la cámara de carga.

Una vez en la canaleta, se inyecta un chorro de agua a presión que limpia la reja empujando la suciedad a un recipiente situado en el lateral.

Elementos de apertura y cierre del paso de agua

Son elementos ubicados en las diferentes conducciones de agua que permiten o impiden su paso. Existen tres tipos:

- Compuertas

Se instalan en conducciones de agua, tanto canales como tuberías. Pueden colocarse a la entrada de la obra de toma, a la entrada del canal, a la entrada de la cámara de carga, en los aliviaderos, en desagües de fondo y medio fondo... Pueden abrir, cerrar e incluso regular el paso del agua mediante aperturas parciales.

En función de su movimiento se clasifican en:

- Compuertas de movimiento vertical: generalmente están formados por una o varias tablas de madera o de acero laminado, situadas de forma perpendicular al sentido de circulación de la corriente, que se abren desplazándose verticalmente hacia arriba. Están encajadas en los laterales, en unas ranuras que aseguran la estanqueidad a la vez que permiten su movimiento.

Según sea el mecanismo de movimiento respecto de las guías laterales, se distinguen diversos tipos de compuertas verticales:

Compuerta deslizante

Compuerta vagón

Compuerta Stoney

Compuerta de oruga

- Compuertas de movimiento circular: son compuertas que giran alrededor de un eje horizontal. Se utilizan sobre todo en los aliviaderos de las presas.

Pueden ser de:

Segmento

Sector

Claveta

- Válvulas

Son los elementos de apertura o cierre al paso del agua utilizados en las tuberías.

Las válvulas se usan por lo general en posición totalmente abierta o cerrada, puesto

que en posiciones intermedias producen grandes pérdidas de carga debido a las turbulencias que generan. En ocasiones se utilizan como sistema para regular el caudal.

Se pueden distinguir cuatro tipos:

- Válvula de compuerta
- Válvula de mariposa
- Válvula esférica
- Válvula de chorro hueco

- **Ataguías**

Las ataguías son compuertas deslizantes de movimiento vertical, que no tienen la capacidad de abrir o cerrar cuando el agua está en movimiento. Su accionamiento debe realizarse siempre con el agua parada.

Se utilizan para poder acceder a otros elementos con el fin de realizar el mantenimiento adecuado. Por ejemplo, para realizar el mantenimiento de la compuerta de entrada a un canal, puede vaciarse el canal, pero el agua sigue estando aguas arriba de la compuerta y, por lo tanto, no puede abrirse ni realizarse el mantenimiento en esa parte. La solución consiste en colocar una ataguía aguas arriba de la compuerta del canal: como el agua está quieta, puede cerrarse, vaciar el tramo entre esta y la compuerta y realizar el mantenimiento necesario.

Otro punto típico para la instalación de ataguías es a la salida del tubo de aspiración, para poder acceder al interior de la turbina.

Equipamiento hidráulico

- **Turbina**

Para la producción de energía hidroeléctrica es fundamental la existencia de un elemento que se encargue de transformar la energía cinética y potencial del agua en energía mecánica de rotación, que luego se utiliza para mover el generador eléctrico: este elemento es la turbina hidráulica.

Los aprovechamientos hidroeléctricos se caracterizan por su caudal y su altura de salto. En la actualidad existen diferentes tipos de turbinas hidráulicas cuyo funcionamiento se adapta a las características de los diversos aprovechamientos hidroeléctricos. Estos tipos de turbinas son: Pelton, Banki-Michel, Turgo, Francis, Kaplan, Semikaplan o Deriaz.

Las turbinas hidráulicas que se fabrican actualmente se pueden clasificar en:

- Turbinas de acción: son aquellas en las que para impulsar el rodete sólo se aprovecha la velocidad del fluido, por lo que previamente se debe transformar toda la energía de presión del flujo en energía cinética.

Los principales tipos de turbinas de acción que se construyen en la actualidad son:

- Turbinas Pelton
 - Turbinas Banki-Michel
 - Turbinas Turgo
- Turbinas de reacción: además de aprovechar la energía cinética del fluido, absorben en el rodete la energía de presión del mismo.

En cuanto a las turbinas de reacción, las más importantes son:

- Turbinas Francis
- Turbinas Kaplan en sus distintas variantes: Kaplan, Semikaplan y hélice.
- Turbinas Deriaz, un tipo de turbina intermedio entre las Francis y las Kaplan

De todas estas turbinas, las más importantes son las Pelton, las Francis y las Kaplan.

Turbinas Pelton

Constan de los siguientes elementos:

A) Distribuidor

La alimentación de la turbina Pelton se realiza mediante un conducto distribuidor que comienza tras la válvula de protección de la turbina y que, mediante las oportunas bifurcaciones, llega a cada uno de los inyectores.

B) Inyectores

Los inyectores de las turbinas Pelton tienen básicamente dos funciones:

En primer lugar, son los elementos encargados de transformar la energía de presión del fluido en energía cinética.

En segundo lugar, el inyector es el elemento encargado de la regulación de la potencia producida por la turbina, mediante el aumento o disminución del caudal.

Los principales componentes del inyector son:

- La tobera
- La válvula de aguja
- El servomotor
- El deflector

C) Rodete

El rodete de las turbinas Pelton está constituido por un disco con una serie de álabes dispuestos a intervalos regulares por su periferia y que reciben el impacto de uno o varios chorros de agua procedentes de los inyectores.

Los álabes del rodete tienen forma de cuchara. Cada cuchara queda dividida simétricamente en dos partes; cada una de estas partes tiene forma elipsoidal. De este modo el chorro de agua que incide en el centro de la cuchara queda dividido en dos partes que sufren idéntica desviación, eliminándose así el empuje axial sobre el rodete.

El número de álabes y su disposición en la periferia del rodete se realiza de modo que el chorro de agua quede interceptado en todo momento por alguna cuchara y que la cara posterior de la misma no perturbe la evacuación del agua de la cuchara anterior.

Las turbinas Pelton pueden construirse con eje horizontal o vertical.

D) Carcasa y foso

La carcasa es la cubierta de chapa de acero soldado que cubre el rodete y los inyectores por razones de seguridad y para evitar el efecto de las salpicaduras.

Después del rodete existe un foso para permitir la salida del agua turbinada al canal de descarga.

Turbinas Francis

Los principales elementos que componen una turbina Francis son:

A) Cámara espiral

La cámara espiral es el primer elemento con el que se encuentra el flujo al acceder a la turbina.

La misión de la cámara espiral es distribuir el agua por toda la periferia del rodete a través de un órgano fijo llamado predistribuidor y de un órgano móvil

de regulación de caudal que se denomina distribuidor. El proyecto de la cámara espiral está íntimamente relacionado con el del predistribuidor y el del distribuidor. El rendimiento de este último, de importancia decisiva para el rendimiento total de la turbina, depende en gran manera de la magnitud y dirección de la velocidad del fluido proveniente de la cámara espiral.

La cámara espiral para potencias medias y altas presenta las siguientes ventajas en comparación con la cámara abierta:

- Prácticamente no tiene limitación de tamaño
- No tiene limitación de saltos
- Dimensiones relativamente reducidas, que permiten disminuir tanto el tamaño de la turbina como el de la central
- Excelente rendimiento
- Contribuye junto con el distribuidor a una admisión uniforme del agua por la periferia del rotor.

B) Predistribuidor

Cuando el flujo abandona la cámara espiral dirigiéndose hacia el distribuidor, pasa a través de un elemento fijo conocido como predistribuidor.

El predistribuidor de las turbinas de reacción, a veces denominado estator de la turbina, tiene por misión transmitir a los cimientos de la central las cargas debido a los órganos fijos y móviles y al empuje axial sobre el rodete. El predistribuidor no contribuye a la mejora del flujo, como la cámara espiral o el distribuidor, ni es esta su misión, sino servir de soporte a la turbina.

Este elemento puede construirse de dos maneras:

- a) En forma de unidades aisladas
- b) En forma de unidad completa

C) Distribuidor

Después de atravesar la cámara espiral y el predistribuidor, y antes de llegar al rodete, el flujo pasa por el distribuidor.

La función principal del distribuidor es la regulación de la potencia de la turbina según la carga, mediante la regulación del caudal; para ello está dotado de una serie de álabes cuya apertura o cierre permiten dicha regulación.

Según la disposición de los ejes de giro de los álabes directrices del distribuidor, este elemento se puede clasificar en:

- a) Cilíndrico
- b) Radial
- c) Cónico

El distribuidor consta de los siguientes elementos:

1. Anillo inferior, donde van montados los álabes.
2. Álabes directrices giratorios de perfil aerodinámico montados entre el anillo inferior y el superior.
3. Anillo superior.
4. Manivelas solidarias a los álabes.
5. Bielas fijas por un extremo a las manivelas y por otro al anillo de regulación.
6. Anillo de regulación, que al girar provoca el giro simultáneo de todos los álabes directrices en un mismo ángulo.

La regulación de caudal se realiza mediante la apertura y cierre de los álabes directrices.

Aunque la función del distribuidor no es dejar en seco la turbina para proceder a su revisión y desmontaje (esta función es realizada por la válvula de admisión de la turbina), el distribuidor cerrado, a pesar de no ser totalmente estanco, debe reducir por razones de seguridad el caudal a un valor inferior al caudal de la turbina en la marcha en vacío.

D) Rodete

El rodete se encuentra situado entre la salida del distribuidor y la entrada al tubo de aspiración, de forma que el flujo de agua proveniente del distribuidor pasa a través de este elemento cediendo su energía, y sale hacia el tubo de aspiración.

Por tanto, el rodete es el elemento de la turbina cuya función consiste en aprovechar la energía cinética y/o potencial del agua para producir un movimiento de rotación que se transfiere mediante un eje al generador.

Los álabes del rodete Francis están constituidos por una serie de paletas fijas torsionadas de forma que reciben el flujo de agua en dirección radial y lo orientan axialmente. La forma de estos álabes puede variar mucho de un rodete a otro, dando lugar a turbinas de muy diferente aspecto, desde rodetes donde el

flujo es prácticamente radial hasta rodetes donde la corriente es predominantemente axial.

La corriente entra en los álabes por la arista de entrada, y sale por la arista de salida. De esta manera queda limitado todo el espacio que será ocupado por los álabes.

E) Tubo de aspiración

El tubo de aspiración, que se instala en todos los tipos de turbinas hidráulicas de reacción, se encuentra situado después del rodete y es el último elemento por el que pasa el flujo de agua antes de llegar a la cámara de descarga. Sus funciones principales son:

- a) conducir la corriente ordenadamente
- b) Recuperar la altura estática de aspiración H_{asp}
- c) Recuperar la altura dinámica de corriente a la salida del rodete

Existen distintos tipos de tubo de aspiración, de los cuales, los principales son: el tubo de aspiración cilíndrico, el tubo de aspiración troncocónico y el tubo de aspiración acodado.

- Tubo de aspiración cilíndrico
- Tubo de aspiración troncocónico
- Tubo de aspiración acodado.

Cuando se realiza el diseño hidráulico de cualquiera de los tres tipos anteriores de tubos de aspiración, deben determinarse las principales dimensiones geométricas del tubo, buscando reducir las pérdidas hidráulicas del flujo a su paso por este elemento.

Turbinas Kaplan

Existen diversos tipos de turbinas Kaplan, que pueden clasificarse atendiendo a distintos criterios.

En función de su sistema de regulación	<ul style="list-style-type: none"> Turbinas Kaplan de doble regulación Turbinas Kaplan de simple regulación <ul style="list-style-type: none"> - Turbina Semikaplan - Turbina Hélice
En función de que tengan o no cámara espiral	<ul style="list-style-type: none"> Turbinas con cámara Turbinas sin cámara <ul style="list-style-type: none"> - Turbina Kaplan en S - Turbina Bulbo

Turbinas Kaplan con cámara espiral

Son similares a las turbinas Francis, constando de los siguientes componentes:

- A) Cámara espiral
- B) Predistribuidor
- C) Distribuidor
- D) Rodete

Tiene una forma de hélice de barco con un número de álabes que oscila entre tres y ocho, y que pueden girar para conseguir la orientación más adecuada para un eficiente intercambio energético, en función del salto existente y del caudal que se desea turbinar.

El rodete consta de tres partes principales: el cubo, los álabes o palas y el mecanismo de orientación.

El sistema utilizado para la orientación de los álabes del rodete consiste en un cilindro de doble efecto albergado en el interior del rodete de la turbina. Dado que el rodete se encuentra continuamente girando, el aceite a presión necesario para la actuación del cilindro se envía a través de dos conductos anulares concéntricos, que discurren por el interior del eje de la turbina.

- E) Tubo de aspiración

Turbinas Kaplan en S (Sin cámara espiral)

En las turbinas Kaplan sin cámara espiral la admisión del fluido se realiza mediante un conducto de toma, los álabes del distribuidor se encuentran situados en un plano perpendicular al eje de la turbina y el rodete de la misma se encuentra situado en la prolongación del tubo de admisión.

Desde el punto de vista hidráulico, esta disposición es más eficiente que la de las turbinas Kaplan con cámara espiral, en las que el flujo entra horizontalmente en la cámara espiral, donde adquiere una dirección de desplazamiento tangencial, girando hacia el centro de la turbina a través del predistribuidor y del distribuidor, girando 90° para atravesar el rodete y luego (si el tubo de aspiración es de tipo acodado) girando otros 90° para salir horizontalmente.

Dentro de esta clase de turbinas Kaplan se pueden encontrar dos configuraciones básicas:

- Turbinas en S con el codo aguas arriba: en ellas el conducto de admisión gira un cierto ángulo orientando el flujo hacia el rodete, lo que permite la salida del eje de la turbina; después de este giro se encuentran el predistribuidor y el distribuidor, en los que se dota al flujo de un movimiento rotacional para un adecuado intercambio de energía con el rodete, tras el que se encuentra el tubo de aspiración, que puede ser acodado o troncocónico.
- Turbinas en S con el codo aguas abajo: el conducto de admisión suele ser horizontal y el flujo atraviesa el predistribuidor, el distribuidor y el rodete, tras el cual se encuentra con un giro del tubo de aspiración hacia abajo, que permite sacar el eje de la turbina, y después con un nuevo codo se vuelve a una orientación horizontal.

Se puede concluir que el único elemento que presenta diferencias significativas respecto a los componentes de una turbina Kaplan con cámara espiral es el distribuidor.

El distribuidor de las turbinas Kaplan sin cámara espiral se encarga de la regulación del caudal que entra en la turbina, orientándolo hacia el rodete de forma que el intercambio energético sea lo más eficiente posible.

Sin embargo, al no existir cámara espiral, el flujo incide en él de forma axial. Esto provoca que su configuración geométrica sea totalmente distinta a la del distribuidor Fink.

Los ejes de los álabes se encuentran posicionados en dirección radial, de forma que imprimen un movimiento tangencial al flujo que incide sobre ellos; así se consigue que el fluido empuje los álabes del rodete de forma suave, sin choques ni desprendimientos.

Turbina bulbo (sin cámara espiral)

La característica más importante de las turbinas tipo bulbo es que el alternador se encuentra encerrado en una cámara de acero sumergida en la corriente, la cual a su vez está apoyada sólidamente en la solera de la cámara de admisión. Esta disposición limita el diámetro del alternador (que suele ser un 5-10% superior al del rodete) y además dificulta su refrigeración. Esto obliga a construir máquinas más compactas y con menor inercia, por lo que se limita la potencia unitaria que se puede obtener.

El grupo bulbo, que generalmente se encuentra situado aguas arriba de la turbina, tiene dos pozos verticales para permitir tanto el acceso a ambos lados del alternador como la instalación de los cables y las tuberías de agua y de aceite necesario. Además, también incorpora una tapa movable cuya sección ha de ser lo suficientemente grande para permitir el montaje y desmontaje del alternador. El conjunto turbina-alternador puede tener un único eje con dos cojinetes situados entre la turbina y el alternador, o bien utilizar dos ejes unidos por una junta embrizada con un cojinete guía junto al rodete y otro combinado en el extremo aguas arriba del eje del alternador

El rodete de la turbina se encuentra situado en la prolongación de la punta del bulbo y suele tener un número de álabes variable entre 3 y 5, cuyo mecanismo de orientación se encuentra colocado junto al cojinete guía de la turbina. El distribuidor tiene forma cónica y su accionamiento es similar al de las turbinas Kaplan convencionales. Este consiste en un anillo de regulación situado alrededor de la parte cónica exterior que acciona los álabes del distribuidor mediante un sistema de biela-manivela. El movimiento del anillo de regulación se consigue mediante dos servomotores apoyados verticalmente en el foso de la turbina.

La envolvente del rodete tiene la forma de un casquete esférico en la zona de los álabes, que está unido a dos superficies troncocónicas (convergente la de aguas arriba, y divergente la de aguas abajo). En la prolongación del cono divergente se coloca un tubo de aspiración recto. Su tramo inicial es blindado y de sección

circular, a continuación va una zona de transición y en el tramo final la sección se vuelve rectangular.

Selección de turbinas

La selección de un tipo u otro de turbina para un determinado aprovechamiento viene condicionada por diversos aspectos, tales como:

- A) Altura y caudal
- B) Determinación de la velocidad de giro

Una vez determinados el caudal y la altura de salto, es necesario obtener el valor de la velocidad de rotación. Para ello, previamente debe fijarse el rango de velocidades específicas dentro del cual trabaja la turbina que se va a diseñar.

La velocidad específica de una turbina es la velocidad en revoluciones por minuto [r.p.m.] de una turbina en estudio que, supuesta la misma eficiencia y un salto unidad (1 m), produzca una potencia unitaria (1 kW).

En la siguiente tabla se da una orientación sobre rango de velocidades específicas, que ha de adoptarse en función de la altura de salto, y sobre el tipo de turbina recomendable para dicho salto,

Tabla 3.8. Elección de turbina según salto y velocidad específica.

Salto neto H_n [m]	Tipo de turbina	Velocidad específica n_s [r.p.m.]
1-200	Flujo cruzado (Ossberger, Michell-Banki)	10-200
Más de 400	Pelton con un inyector	Hasta 25
400-100	Pelton con un inyector	26-35
400-100	Pelton con dos inyectores	36-50
800-400	Pelton con dos inyectores	26-35
400-100	Pelton con cuatro inyectores	51-72
400-200	Francis muy lenta	58-70
200-100	Francis lenta	70-120
100-50	Francis media	120-200
50-25	Francis rápida	200-300
25-15	Francis muy rápida	300-450
Hasta 15	Hélice muy rápida	400-500
50-15	Kaplan lenta	270-500
15-5	Kaplan rápida	500-800
Menos de 5	Kaplan muy rápida	800-1100

Existen rangos de altura de salto donde puede colocarse más de un tipo de turbina. En estos casos la decisión final depende de aspectos técnico-económicos.

El siguiente paso es establecer la velocidad de giro de la turbina que corresponde a la velocidad específica obtenida. Para ello se utiliza la siguiente expresión empírica:

$$n_s = \frac{n^* \sqrt{P_{turb}}}{H_n^{1,25}}$$

siendo:

n_s : Velocidad específica [r.p.m.]

n : Velocidad de la turbina [r.p.m.]

P_{turb} : potencia mecánica nominal de la turbina [kW]

H_n : Altura neta [m]

Una vez obtenido el rango de velocidades de giro de la turbina, hay que tener en cuenta que esta debe trabajar acoplada a un generador para suministrar corriente eléctrica a una frecuencia 50 Hz; es decir, la velocidad de giro n , además de estar dentro del rango, deberá ajustarse a la ecuación:

$$n = \frac{60 * f}{p}$$

siendo:

n : Velocidad de la turbina [r.p.m.]

f : Frecuencia [Hz], en Europa 50 Hz.

p : Número de pares de polos del alternador

Las velocidades de los grupos hidroeléctricos en función del número de pares de polos del alternador se indican a continuación:

Tabla 3.9. Velocidad del grupo hidroeléctrico en función de los pares de polos.

P (pares de polos)	N [r.p.m.]
1	3000
3	1000
5	600
6	500
8	375
10	300

Si el número de pares de polos es muy elevado, se puede optar por emplear un multiplicador para ajustar las velocidades. En este caso se suele usar un generador con solo un para de polos, porque es la opción más económica. El

factor de multiplicación de velocidad es entonces igual al número de pares de polos p que se calculó anteriormente.

Una vez fijada definitivamente n , se recalcula la velocidad específica n .

La velocidad específica junto con los datos de caudal y altura neta de salto son los tres parámetros básicos que se utilizan para el dimensionado de la turbina.

C) Altura de aspiración

La altura de aspiración es la diferencia de cota a la que debe situarse la turbina respecto del nivel del agua a la salida. Este parámetro es únicamente aplicable a las turbinas de reacción, puesto que todas las turbinas de acción deben quedar, evidentemente, por encima del nivel del agua a la salida.

En las turbinas Francis se mide desde el punto medio del distribuidor, en tanto que para las Kaplan la referencia es el eje del rodete.

Si se obtiene un valor positivo, significa que la turbina debe situarse por encima del nivel del agua, pero si este es negativo, la turbina se ubicará por debajo del nivel del agua a la salida

D) Rendimiento de la turbina hidráulica

Cuando para una altura de salto determinada se puede colocar más de un tipo de turbina, uno de los parámetros decisivos a la hora de seleccionar uno u otro tipo es el rendimiento de la misma a cargas parciales, es decir, a caudales que representan un cierto porcentaje del caudal nominal Q_n (o caudal de equipamiento Q_e). Este porcentaje se llama grado de carga q :

$$q = 100\% * \frac{Q}{Q_n}$$

En la curva siguiente (Figura 3.17) se muestra la comparación de la evolución del rendimiento de una turbina Pelton, Francis y Kaplan en función del caudal.

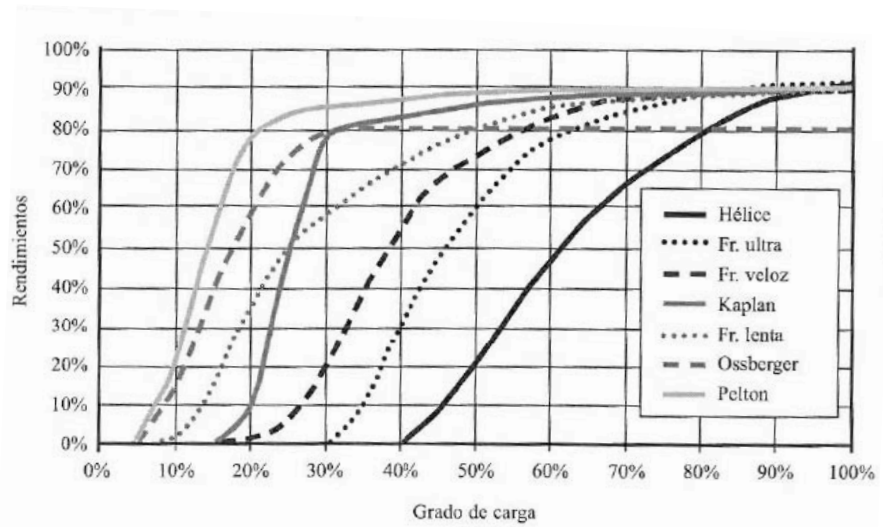


Figura 3.17. Rendimiento de las diferentes turbinas en función del grado de carga.
[José Francisco Sanz Osorio, Energías Renovables. Energía Hidroeléctrica]

E) Velocidad de embalamiento

Cuando la turbina está funcionando en condiciones de plena carga, si se produce la apertura intempestiva del interruptor de la central, la velocidad que esta puede llegar a alcanzar antes de que se corte el suministro del agua puede ser de varias veces la velocidad nominal.

Este empalamiento se debe a que se elimina bruscamente el par de freno que supone el generador, en tanto que el flujo de agua no ha sido eliminado.

El tiempo de corte del agua dependerá del tiempo de reacción de los diferentes órganos de control, fundamentalmente del distribuidor de la turbina o de la válvula de guardia. Generalmente, las velocidades alcanzadas se encuentran entre el 130 y el 180% de la velocidad nominal del grupo.

Sin embargo, si por alguna razón se produjera un fallo en los elementos de cierre, el agua seguiría fluyendo, actuando sobre la turbina y alcanzando mayores velocidades.

Se llama velocidad de empalamiento a la velocidad máxima que alcanza una turbina con el distribuidor en posición de máxima apertura y con el generador desconectado de la red. El valor de esta velocidad depende del tipo de turbina.

Tabla 3.10. Velocidad de embalamiento según tipo turbina.

Tipo de turbina	Velocidad de embalamiento n_{emb}
Pelton	1,9
Francis, Ossberger	1,8
Kaplan	3

- Multiplicador

La turbina debe arrastrar un generador de energía eléctrica en el que se realizará la transformación de energía mecánica en eléctrica.

Los generadores presentan unas velocidades de giro determinadas por el número de polos para poder funcionar como tales, por lo que las turbinas deben girar a estas velocidades. Sin embargo, en el caso de turbinas de pequeñas potencias que trabajan con saltos bajos, la velocidad de giro de la turbina es muy pequeña, lo que supondría la necesidad de un generador de gran número de polos y, por lo tanto, excesivamente grande y costoso. En estas situaciones se dispone de un multiplicador de velocidad entre turbina y generador que, mediante unos engranajes situados sobre ejes que se apoyan en rodamientos, aumenta la velocidad obtenida en el eje de la turbina hasta el valor adecuado para el generador. En otras ocasiones, el multiplicador puede ser de polea. Además de adecuar la velocidad, el multiplicador deberá absorber las cargas y choques que puedan aparecer en los momentos de puesta en marcha, así como los pequeños desplazamientos que se puedan producir en el eje.

Equipo eléctrico de potencia

Este equipo está formado por los elementos necesarios para, una vez obtenida la energía eléctrica en bornes del generador, poder entregarla en el lugar exigido con las características adecuadas:

- Generador

El generador tiene como misión transformar en energía eléctrica la energía mecánica suministrada por la turbina. En función de la red que debe alimentar, se puede escoger entre generadores síncronos o asíncronos.

Ambos tipos de máquina están formados por una parte estática, denominada estator, y una parte móvil, denominada rotor. En cada uno de ellos existe un circuito eléctrico denominado devanado: devanado estatórico y devanado rotórico.

El diseño del devanado estatórico es el mismo en ambas máquinas; sin embargo, el devanado rotórico es muy diferente.

El rotor, a través de los acoplamientos necesarios, se encuentra unido al eje de la turbina, o del multiplicador, y recibe la energía mecánica producida por la turbina. Esta energía es convertida en energía magnética y transmitida al devanado estatórico, que en forma de corriente eléctrica la entrega a la red a la que se conecta.

- Transformador de potencia

Los transformadores son máquinas eléctricas estáticas formadas por dos devanados eléctricos (por cada fase) arrollados sobre un mismo núcleo ferromagnético. Uno de los arrollamientos, llamado primario, recibe energía eléctrica con unos determinados valores de tensión e intensidad (V_1, I_1). Esta energía es convertida en energía magnética, que posteriormente vuelve a transformarse en energía eléctrica, con unos valores de tensión y corriente (V_2, I_2) distintos, en el segundo devanado, llamado secundario.

Por tanto, el transformador transforma la energía eléctrica absorbida en otra energía eléctrica por medio de un campo magnético que hace de medio de acoplamiento.

La tensión de trabajo de los generadores es media o baja, y si el transporte de la energía se realizara a estos niveles de tensión, las corrientes eléctricas circulantes serían demasiado altas, lo que implicaría un tremendo derroche por pérdidas en los conductores, además de que estos deberían ser de elevada sección. La misión de los transformadores es elevar el valor de la tensión generada de manera que la corriente a transmitir se reduzca en la misma proporción, reduciéndose así las pérdidas y la sección en los conductores.

- Interruptores automáticos

Son elementos cuya misión es la apertura y cierre de un circuito en condiciones de carga. Son capaces de establecer, mantener e interrumpir la intensidad de la corriente de servicio nominal, o de interrumpir automáticamente o establecer un circuito, en condiciones de intensidades anormalmente elevadas tales como las intensidades de cortocircuito. Es decir, son capaces de operar tanto en condiciones normales como en condiciones excepcionales de funcionamiento. Por tanto, un interruptor está diseñado para conducir las corrientes de plena carga del sistema en el que se encuentra y soportar los esfuerzos electrodinámicos debidos a las corrientes de cortocircuito.

Los parámetros básicos que definen el funcionamiento de un interruptor de potencia son:

- Tensión nominal
- Tensión de diseño
- Potencia de ruptura
- Tensión de recuperación
- Capacidad de cierre
- Tiempo de reenganche

Las técnicas de ruptura de arco empleadas son, básicamente:

- Ruptura en aire
- Ruptura en aire comprimido
- Ruptura en vacío
- Ruptura en SF₆
- Ruptura en aceite

- Seccionadores

Son dispositivos de maniobra cuya misión es interrumpir de forma visible la continuidad del circuito. Pueden accionarse generalmente bajo tensión, pero con corriente despreciable, o bien cuando no se produzca un cambio notable de tensión entre los bordes de cada uno de sus polos, ya que poseen una capacidad de interrupción casi nula.

Por tanto, su característica más importantes es que las maniobras de conexión y desconexión a la red deben hacerse en vacío, es decir, sin que haya carga en la instalación que interrumpe, ya que de otra forma podrían producirse arcos eléctricos que provocarían graves accidentes. Para evitar esta circunstancia suelen incluir algún dispositivo de enclavamiento que impide su apertura en carga.

Existen distintas clasificaciones de los seccionadores:

- Según el tipo de servicio
- Según el número de polos
- Según el tipo de maniobra
- Según el accionamiento de los contactos
- Según su función

- Elementos de mando y protección

- Elementos de control: incluyen los principales elementos necesarios para el control de la turbina y el generador.

a) Elementos de control de la turbina

Regulador de velocidad: en las centrales en las que existe la posibilidad de regular el caudal de agua a turbinar (de embalse y mixtas), el regulador de velocidad tiene la misión de mantener la velocidad de la turbina a un determinado valor, independientemente de las condiciones de la carga. Así, por ejemplo, si aumenta el par resistente del generador, la turbina tenderá a reducir la velocidad. Es entonces cuando el regulador deberá realizar las actuaciones necesarias para evitar que esto ocurra.

Reguladores de nivel: en el caso de centrales de agua fluyente en las que no se regula el caudal de agua a turbinar, el regulador de nivel permite mantener constante el nivel del agua en la cámara de carga o en el canal, independientemente del caudal fluyente. Al mantener el nivel constante se asegura que el caudal turbinado sea el caudal instantáneo disponible, adecuando la potencia inyectada en la red al valor de la potencia hidráulica disponible.

El regulador de nivel actúa sobre el regulador de turbina que a su vez actúa sobre los elementos móviles de la turbina. Este regulador no puede actuar cuando la central trabaja en isla puesto que éste no asegura una determinada velocidad de giro y, por tanto, una frecuencia, sino que simplemente asegura el nivel en la cámara de carga. Por este mismo motivo, las maniobras de puesta en marcha y parada no pueden ser gobernadas por el regulador de nivel.

b) Elementos de control del generador

Regulador de tensión: la misión fundamental del regulador de tensión es mantener constante la tensión en bornes del alternador, independientemente de las variaciones de carga que pueda sufrir la central. También debe ser capaz de restablecer los valores adecuados de la tensión en caso de que se produzca alguna perturbación grave en la red.

Las características más importantes que debe tener un regulador de tensión son:

- Rapidez de respuesta
- Exactitud.

- Sensibilidad
- Amortiguación.

Equipo de sincronización: El equipo de sincronización se encarga de realizar todas las operaciones necesarias para la conexión a red de los generadores síncronos. Estas operaciones son igualar la tensión y la frecuencia de la máquina a la de la red, y finalmente dar la orden de conexión del grupo a la red.

- Elementos de protección: estos elementos tiene como función la de proteger algún elemento de la central o la central como conjunto.

a) Red de tierras

La función de la instalación de puesta a tierra es evitar que se produzcan diferencias de potencial peligrosas entre diferentes elementos de la instalación. También debe permitir la evacuación a tierra de las corrientes derivadas o las descargas de origen atmosférico, sin exceder los límites de operación de los equipos.

La puesta a tierra de la instalación depende de las características del terreno, puesto que la resistividad de este es función de su constitución, de la humedad, la temperatura, la salinidad y la estratigrafía.

Se distinguen dos tipos de instalaciones de puesta a tierra:

- Puesta a tierra de protección
- Puesta a tierra de servicio

b) Pararrayos autoválvulas

La misión de los pararrayos es proteger la instalación frente a perturbaciones debidas a tormentas o maniobras sobre las instalaciones de transmisión de energía eléctrica. Estas perturbaciones dan lugar a sobretensiones que pueden provocar daños importantes al material, comprometiendo así el suministro de energía a los consumidores.

Los parámetros más importantes de los pararrayos son:

- Tensión de disparo
- Tensión residual
- Corriente de derivación
- Corriente de fuga

c) Transformadores de medida y protección

La misión de los transformadores de medida y protección es separar los circuitos de potencia (de los que se desea conocer sus valores) de los circuitos de medida/protección y convertir los valores de las magnitudes a medir en otros normalizados de B.T. Estos valores son 110 V, para tensión y 5 A para corriente.

De esta manera se evita la conexión directa entre los instrumentos de medida y protección y los circuitos de alta tensión, que sería peligroso para los operarios y requeriría cuadros de instrumentos con aislamiento especial.

Se distinguen dos tipos de transformadores, según la función de los equipos que se conecten en el secundario:

- Transformadores de protección
- Transformadores de medida: dentro de éstos, se distinguen otros dos tipos de transformadores que se diferencian en la magnitud a transformar y en el modo de operación:
 - Transformadores de tensión
 - Transformadores de intensidad

d) Protecciones eléctricas y mecánicas

Los distintos elementos que componen la central pueden verse afectados por perturbaciones de origen mecánico o de origen eléctrico. Las protecciones instaladas en la central deberán evitar que estas perturbaciones produzcan daño a los elementos que protegen. Incluso, en algunos casos, deberán predecir la aparición del problema antes de que surja.

La activación de estas protecciones puede suponer la necesidad de un paro de urgencia de la central, la puesta en marcha de un equipo auxiliar que permita parar el equipo principal, la puesta en funcionamiento el equipo auxiliar sin interrumpir la producción de energía, o simplemente un aviso de que existe alguna irregularidad que debe ser revisada. En el caso de que sea necesario parar la central, una vez desconectada de la red, se activa un proceso automático de puesta en marcha que intentará arrancar la central si el fallo desaparece.

Protecciones mecánicas

Existen multitud de dispositivos con la misión de proteger, frente a perturbaciones de origen mecánico, los diferentes elementos de la central.

De entre las distintas protecciones mecánicas cabe destacar:

- Protección contra el empalamiento de turbina y generador
- Detección de la temperatura de eje y cojinetes en turbina y generador.
- Control de niveles y circulación del líquido de refrigeración.
- Control del tiempo de apertura de compuertas.
- Detección de la temperatura del aceite del multiplicador de velocidad.
- Control de los niveles y circulación del aceite de regulación de los elementos de la turbina.
- Control de la temperatura de transformador y generador.

Protecciones eléctricas

Al igual que en el caso de perturbaciones mecánicas, existen multitud de dispositivos con la misión de proteger, frente a perturbaciones de origen eléctrico, los diferentes elementos de la central.

I) Protección del generador

Las protecciones en los generadores varían en función de si éstos son síncronos o asíncronos y de si el coste que supone añadir la protección en concreto merece la pena o no.

A continuación se enumeran dichas protecciones:

- protección diferencial
- protección de sobretensión
- protección de subtensión
- protección de subexcitación
- protección de cortocircuitos entre espiras
- protección de contactos a tierra en el estator
- protección de fallos a tierra en el rotor
- protección frente a retornos de energía
- protección frente a cargas asimétricas
- protección de subfrecuencia

II) Protecciones del transformador

- protección frente a sobretensiones en primario

- protección con relé Buchholz
- protección diferencial
- protección de sobreintensidad
- protección de sobretensión
- protección diferencial de neutro
- protección de cuba

III) Protección de la línea eléctrica de interconexión

Las líneas de interconexión son, generalmente, los elementos más castigados por las perturbaciones, ya que se hallan permanentemente sometidos a los fenómenos meteorológicos y a otros problemas tales como incendios, excavaciones... En el caso de líneas subterráneas, estas se pueden ver afectadas por mayores calentamientos, además de otros problemas. Las principales protecciones en las líneas son:

- protección de sobreintensidad
- protección frente a derivaciones a tierra
- protección de cortocircuito

- Servicios auxiliares

Los servicios auxiliares de una central hidroeléctrica están constituidos fundamentalmente por los elementos que, sin intervenir directamente en la producción de energía eléctrica, son necesarios e incluso indispensables en este proceso, junto con sus fuentes de alimentación y los sistemas de distribución asociados, tanto en corriente alterna como en corriente continua.

Los servicios auxiliares se clasifican según dos aspectos:

- Según la tensión de alimentación
 - Servicios alimentados en corriente continua
 - Servicios alimentados en corriente alterna
- Según el grado de seguridad y fiabilidad en la alimentación:
 - Servicios auxiliares esenciales

Pertencen a este grupo aquellos servicios que deben estar siempre disponibles, sin sufrir perturbaciones por defectos o maniobras incorrectas, se incluyen los elementos que permiten su abastecimiento.

Se consideran todos aquellos elementos que ante la existencia de un fallo o la activación de una protección aseguren la desconexión controlada y segura de la instalación.

Es necesario asegurar que nunca falle la alimentación de estos equipos, ya que en caso contrario los problemas producidos pueden ser de extrema gravedad. Para asegurar su correcto funcionamiento aun en caso de ausencia de tensión, generalmente se alimentan en corriente continua mediante unas baterías diseñadas con tal fin.

Entre estos se pueden citar:

- Equipos de protección y automatismos que permitan el mantenimiento y la puesta en servicio de la central
- Circuitos de mando, protección y señalización de la aparata de alta tensión
- Equipos de comunicación
- Control de los grupos
- Sistemas de presión de SF₆

Los servicios esenciales de corriente continua pueden agruparse en dos apartados: servicios de control y servicios de fuerza.

- Servicios auxiliares seguros o principales

Los servicios auxiliares seguros o principales son aquellos que pueden permitir una falta de alimentación de corta duración, dando lugar a graves perturbaciones de funcionamiento si esta perdura.

Algunos ejemplos de este tipo de servicios son:

- Iluminación de emergencia
- Rectificadores de carga de las baterías
- Motores de interruptores
- Sistema de refrigeración del generador, turbina y transformador
- En general, servicios que admitan ceros de tensión

Pueden alimentarse tanto en corriente continua o en corriente alterna.

- Servicios auxiliares normales

Están formados por aquellos que pueden quedar sin alimentación durante un periodo prolongado de tiempo sin que el funcionamiento de la central quede comprometido, por lo que el fallo en alguno de estos sistemas

únicamente origina la señalización correspondiente, no el paro de la central.

Entre estos se encuentran: tomas de fuerza, la iluminación normal, el puente grúa, la calefacción del generador, algunos sistemas de refrigeración...

Todos estos elementos se alimentan a través del denominado transformador de servicios auxiliares.

Las características nominales de estos transformadores quedan supeditadas a la carga que deben alimentar; suelen ir conectados a las barras de M.T. de la central, y están protegidos generalmente mediante fusibles.

Existen diferentes configuraciones de alimentación de los servicios auxiliares (S.A.) atendiendo a diversos parámetros. Es posible encontrar S.A. alimentados directamente desde el generador, o bien a través del transformador de S.A. También, en función de la seguridad de alimentación, se distinguen sistemas de alimentación no redundantes, redundantes, de barra simple o de doble barra, con o sin apoyo de grupos electrógenos... En general, cuanto más cara y compleja es la instalación, más complejos son también los métodos de alimentación de los S.A.

Algunos esquemas simplificados de métodos de alimentación de S.A. son:

- Alimentación no redundante, de barra simple, alimentado directamente desde el generador
- Alimentación no redundante de barra simple, alimentada desde el transformador de servicios auxiliares
- Alimentación doble con enclavamiento y barra simple
- Alimentación doble con enclavamiento, barra partida y grupo eléctrico

Alimentación de los servicios auxiliares con corriente continua

La alimentación de los distintos equipos que funcionan con corriente continua se realiza mediante un equipo rectificador y la batería de acumuladores.

Suelen existir varias fuentes de alimentación: una para fuerza, mando y protección a 110 ó 125 voltios, y otras para señalización, autómatas, etc., a 48 ó 24 voltios.

El grado de seguridad exigible a las distintas alimentaciones de corriente continua depende de la función de los equipos que alimenten.

En general, la importancia de las funciones asignadas a los servicios auxiliares alimentados con corriente continua hace que su grado de disponibilidad y fiabilidad

exigible sea muy alto. Debido a ello se requiere una alta calidad de sus componentes y un diseño cuidadoso y flexible de su configuración eléctrica.

Baterías

En las centrales eléctricas es prácticamente indispensable la presencia de baterías de acumuladores, constantemente preparadas para actuar, cumpliendo las siguientes funciones:

- Soportar las fuertes cargas momentáneas producidas por la conexión de los interruptores de potencia, contactos de relés de protección...
- Asegurar el suministro a elementos de maniobra y a los servicios auxiliares prioritarios en caso de que falte la energía en la línea principal.

Una de las características principales de una batería es su capacidad, que puede considerarse como la cantidad de electricidad almacenada durante la carga y entregada en la descarga.

Se calcula como el producto de la intensidad de descarga por el tiempo que dura esta, hasta que se alcanza una tensión final determinada a una temperatura dada.

La carga de acumuladores se realiza mediante un rectificador que suministra intensidad a una tensión determinada.

Existen diversos tipos de carga:

- Carga a intensidad constante
- Carga a tensión constante
- Carga con intensidad decreciente

Mantenimiento de las baterías

El mantenimiento corriente consiste en añadir periódicamente agua destilada, de tal forma que las placas de los acumuladores no queden nunca descubiertas, mantener las baterías limpias y verificar el estado de las conexiones.

- Mantenimiento del nivel de agua
- Mantenimiento de las cajas y el chasis
- Control de la densidad de electrolito

Equipos de carga de baterías

Los equipos cargadores de baterías están formados por rectificadores contruidos con tiristores que regulan la tensión o la intensidad, en función del modo de carga deseado.

Régimen de carga

- A) Carga excepcional o puesta en servicio
- B) Flotación
- C) Carga rápida

Los equipos de carga de baterías deben cumplir una serie de especificaciones como, por ejemplo:

- En régimen de flotación deben ser capaces de mantener la tensión de flotación en una banda de fluctuación del 1%, para una variación del 10% de la tensión de alimentación.
- Deben estar dotados de unas alarmas que permitan detectar un mal funcionamiento del equipo.

Rectificadores

El rectificador de tensión constante es una fuente de tensión constante e intensidad limitada. Cuando se alcanza una intensidad un 5% superior a la nominal, el rectificador limita la corriente y hace que disminuya la tensión de carga, protegiendo la salida contra corrientes elevadas debidas a cortocircuitos o a que la batería esté muy descargada.

El rectificador suele tener dos niveles de tensión, uno para funcionamiento en flotación y otro para una carga rápida.

Durante el funcionamiento en flotación la batería se mantiene en un porcentaje de carga del 70 al 90%. Si se produce un corte del suministro en alterna, será la batería la que pase a alimentar los consumos.

En el rectificador trifásico pueden distinguirse dos partes fundamentales, que son las etapas de control y potencia.

- La etapa de control es la encargada de mandar los impulsos de disparo a los tiristores que forman la etapa de potencia.

El objetivo es mantener una determinada tensión en el bus de continua, cualquiera que sea la carga. Para ello la etapa de control toma la tensión de

salida, la compara con la de consigna, y hace que el ángulo de disparo de los tiristores sea mayor o menor según sea el error de tensión.

Además de la señal de realimentación, la etapa de control debe recibir las tensiones de entrada al circuito de potencia, para poder sincronizar los disparos.

Como se ha mencionado anteriormente, esta etapa debe incluir una limitación de corriente para proteger al sistema frente a sobreintensidades.

- La etapa de potencia está compuesta por un puente rectificador controlado o semicontrolado, compuesto por tiristores o IGBT.

La salida de este puente rectificador puede presentar una ondulación importante, y es necesario alisarla. Para ello se utiliza un filtro pasabajo compuesto por una combinación L-C.

- Línea eléctrica

3.6. REGULACIÓN Y CONTROL

Las centrales hidroeléctricas tienen por finalidad transformar energía hidráulica en energía eléctrica. Esta energía eléctrica se entrega a la red eléctrica nacional, o bien se utiliza para alimentar un sistema aislado. En cualquiera de los dos casos, la entrega de esta energía ha de hacerse en unas condiciones de tensión y frecuencia deben variar muy poco en el entorno de sus valores especificados. Para conseguir este objetivo de calidad de servicio es necesario proceder a la supervisión continua de esas magnitudes, debiendo iniciarse las acciones correctoras pertinentes cuando se detecten desviaciones en las mismas.

El regulador de tensión de los generadores síncronos actúa sobre su sistema de excitación modificando la intensidad de campo cuando la tensión en los terminales de la máquina se desvía del valor previsto.

En el caso de generadores asíncronos, estos no tienen circuito de excitación, por lo que no puede realizarse una regulación de la tensión generada, sino que esta viene impuesta por la red a la que conecten. Sin embargo, esta tensión, al igual que en caso de los generadores síncronos, está fuertemente condicionada por la demanda de energía reactiva. Para satisfacer esta demanda y controlar de alguna manera la tensión en el punto de conexión a la red, es habitual disponer de bancos de condensadores con un sistema de control automático que conecta más o menos condensadores con el objetivo de regular el factor de potencia de la energía entregada a la red.

El regulador de velocidad de las turbinas hidráulicas tiene la función de modificar el punto de funcionamiento de la turbina hidráulica para adaptar la potencia generada a la demanda, manteniendo la velocidad de giro de la misma. Dentro de la respuesta en régimen transitorio se distinguen dos casos según que las variaciones de carga sean pequeñas o grandes.

En el primer caso se trata de estudiar la respuesta de un sistema dinámico a pequeñas perturbaciones, siendo válidos en general los métodos de la teoría de sistemas lineales. Interesa asegurar la estabilidad de la respuesta y también determinar las características de la misma, con objeto de evaluar la calidad de la regulación que puede efectuar la central en cuestión.

En el segundo caso se trata de obtener la respuesta del sistema en condiciones límite, para asegurar que las variables del sistema no rebasen los valores admisibles, tanto en lo que se refiere a la integridad estructuras de equipos y componentes como en lo relativo a los aspectos funcionales.

1. Regulación de la tensión de generación

Existen numerosas variantes y patentes de sistemas de regulación y control de tensión, en las que cada fabricante introduce sus mecanismos particulares en orden a lograr un comportamiento idóneo del sistema de excitación.

En la Figura 3.18 se muestra el esquema de un regulador de tensión convencional. La tensión de salida del generador es recogida por un dispositivo de medida y comparada con un valor de referencia que corresponde a la consigna de explotación de la central. El error se amplifica y se utiliza para modificar la corriente de campo de la excitatriz, con lo cual se modificará a su vez la excitación del generador. Se trata, pues, básicamente, de un sistema de control de lazo cerrado con realimentación directa. Sin embargo, para mejorar la respuesta del sistema es necesario introducir alguna modificación en el esquema descrito, como la que se muestra en la Figura 3.18, que utiliza un transformador para corregir la entrada al amplificador con una señal proporcional a la derivada de i_{st} ; de esta forma, cuando v_r está aumentando de valor se reduce la entrada al amplificador, y viceversa, con lo que se corrigen acciones de control excesivamente enérgicas que introducirían oscilaciones inadecuadas en la respuesta.

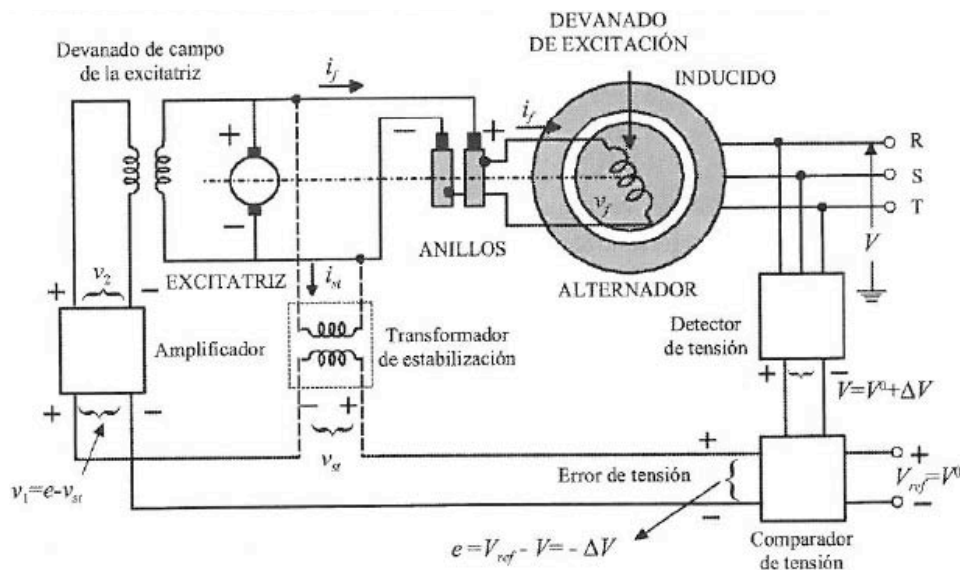


Figura 3.18. Regulador de tensión convencional. [José Francisco Sanz Osorio, Energías renovables. Energía hidroeléctrica].

En la Figura 3.19 se muestra el esquema de una regulador de tensión sin escobillas. La tensión de salida del generador se lleva a un elemento de rectificación y filtrado, después de haber reducido su nivel mediante un transformador de tensión (PT Figura 3.19). La señal obtenida se compara con la referencia y el error es amplificado para actuar sobre la corriente de campo de la excitatriz. La corriente alterna generada en la excitatriz se rectifica y alimenta al devanado de campo del generador principal.

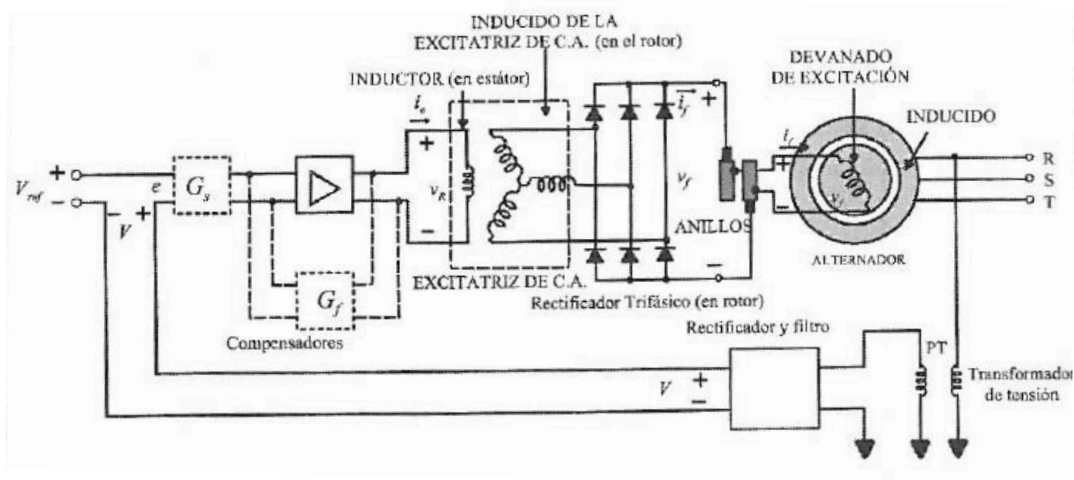


Figura 3.19. Regulador de tensión convencional. [José Francisco Sanz Osorio, Energías renovables. Energía hidroeléctrica].

1.1. Generador asíncrono

Las máquinas asíncronas o de inducción funcionan sin necesidad de disponer de un sistema de excitación que suministre la corriente de campo. En su realización más frecuente tienen un estator devanado de forma similar al de las máquinas síncronas, que se conecta a la red, y un rotor cuyos devanados se conectan en circuito cerrado, sin fuentes exteriores.

Si se hace girar el rotor a la velocidad de sincronismo, w_s , y se conecta el estator a la red, circulando entonces por su devanado trifásico la corriente I , se tienen las mismas condiciones de funcionamiento de una máquina síncrona, pero con $E_0 = 0$, ya que no existe sistema de excitación, y en el circuito rotórico la corriente es nula. Sin embargo, si se modifica la velocidad de giro del rotor, se inducen tensiones en el devanado rotórico que provocan la circulación de corrientes en el mismo que interactúan con las del estator, dando lugar a un par electromagnético y, por consiguiente, a un intercambio de energía entre el estator y el rotor.

La diferencia entre la velocidad de giro del rotor, w_r , y la velocidad de sincronismo se expresa en tanto por uno de esta última mediante el deslizamiento, que viene dado por:

$$S = \frac{w_s - w_r}{w_s}$$

Las condiciones de funcionamiento de la máquina dependen del valor del deslizamiento. Si este es elevado, las corrientes inducidas en el rotor tienen asimismo valores altos y, aunque en principio pueda aumentar el intercambio de energía entre estator y rotor, las pérdidas por efecto Joule en el rotor llegan a ser excesivas y el rendimiento disminuye. Por ello

lo normal es diseñar la máquina de inducción de forma que el deslizamiento en el punto de funcionamiento nominal tenga un valor bastante pequeño, del orden del 1%.

La máquina de inducción absorbe siempre de la red la potencia reactiva que necesita para mantener los flujos magnéticos alternos en su circuito magnético; y esto sucede tanto cuando funciona como motor como cuando funciona como generador. La potencia activa puede intercambiarse con la red en ambos sentidos, motor o generador, pero la potencia reactiva siempre es absorbida de la red a la que está conectado el estator de la máquina.

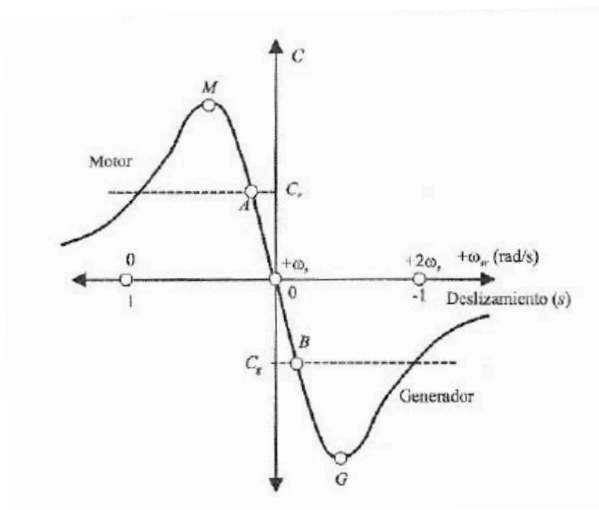
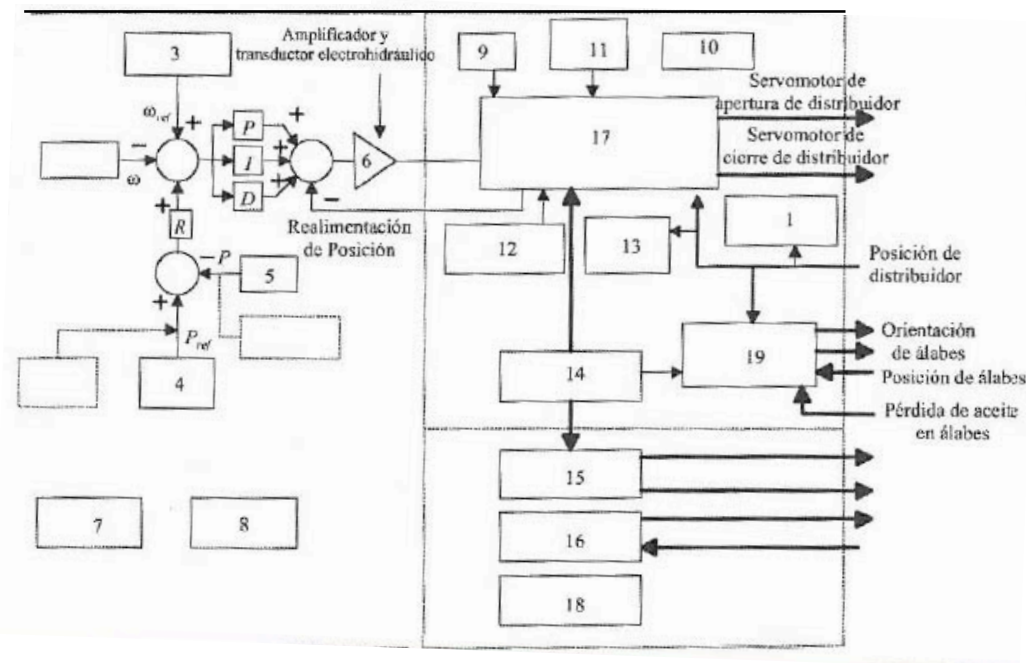


Figura 3.20. Curva par-velocidad de una máquina asíncrona. [José Francisco Sanz Osorio, Energías renovables. Energía hidroeléctrica].

2. Regulador de velocidad de la turbina

El punto de funcionamiento de la turbina depende de la posición del distribuidor. En general el régimen de funcionamiento de un grupo hidroeléctrico es variable, adaptando su producción a las variaciones de carga. Sin embargo, la velocidad debe mantenerse constante para que la frecuencia de la tensión generada coincida con la de la red. Todo ello requiere la existencia de un dispositivo que actúe de forma automática sobre el distribuidor de la turbina, o sobre los inyectores.

Esta función se realiza mediante el regulador de velocidad, que debe ser capaz de detectar las condiciones que obligan a modificar el punto de funcionamiento y transmitir la información necesaria al órgano de accionamiento del distribuidor. Cabe distinguir en el regulador dos secciones:



A) Sección de control frecuencia-potencia

- 2 Detector de velocidad
- 3 Punto de ajuste de velocidad
- 4 Punto de ajuste de potencia
- 5 Transductor de potencia
- 6 Amplificador y transductor electrohidráulico (señal de error)
- 7 Detector de grupo conectado/desconectado
- 8 Alimentaciones al regulador

B) Actuador mecano-hidráulico

- 1 Contactos de posición del distribuidor
- 9 Posiciones límite del distribuidor
- 10 Bloqueo del actuador
- 11 Control manual del distribuidor
- 12 Auxiliares de arranque y parada
- 13 Detector de posición del distribuidor
- 14 Sistema de aceite a presión del regulador
- 15 Controles de bloqueo del servomotor del distribuidor
- 16 Controles del frenado por aire del generador
- 17 Amplificador hidráulico
- 18 Sistema de detección y extinción de incendios
- 19 Amplificador hidráulico de control de orientación de álabes; entradas: salto neto y posiciones del distribuidor y álabes (turbina Kaplan)

Figura 3.21. Diagrama de bloques del regulador de velocidad. [José Francisco Sanz Osorio, Energías renovables. Energía hidroeléctrica].

a) Sección de control frecuencia-potencia. Es la parte inteligente del regulador; su misión consiste en elaborar la señal de control que se transmitirá a la otra sección. El regulador toma como referencia dos señales que se fijan, bien manualmente por el operador de la central, o bien automáticamente por telecontrol: el punto de ajuste de velocidad (3), w_{ref} , y el punto de ajuste de

potencia (4), P_{ref} . Esta última se compara con la señal procedente del transductor de potencia (5), que suministra la información sobre la potencia que se está generando en ese momento, P , para dar la correspondiente señal de error:

$\Delta P = P_{ref} - P$. A su vez esta señal, afectada por el factor R , se añade a la señal de error de frecuencia: $\Delta f = (w_{ref} - w) / (2 * \pi)$, obtenida a partir de (3) y del detector de velocidad (2), dando lugar a la señal de error frecuencia-potencia: $\Delta f + R * \Delta P$.

En general, la señal se acondiciona mediante unos módulos de control. El objeto de este proceso es obtener unas características adecuadas en la respuesta dinámica del regulador. Finalmente, la señal resultante se transmite a la otra sección, una vez amplificada en (6).

b) Actuador mecano-hidráulico. Es la parte de accionamiento del regulador. Se dispone de una fuente de energía: el aceite a presión (14), que alimenta un amplificador hidráulico (17) similar al que se aprecia en la Figura 3.22 con la denominación servopiloto. La salida del amplificador hidráulico sirve para accionar el servomotor acoplado al vástago del distribuidor.

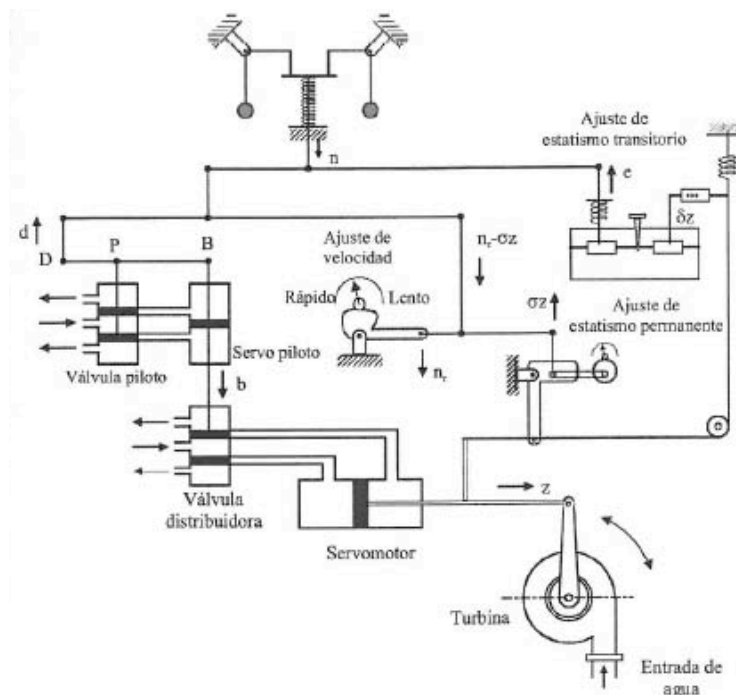


Figura 3.22. Regulador de velocidad. [José Francisco Sanz Osorio, Energías renovables. Energía hidroeléctrica].

Considerando en conjunto la acción del regulador, su funcionamiento puede describirse como la transmisión al distribuidor de un movimiento en función del error frecuencia-potencia: $\Delta f + R * \Delta P$.

En efecto, una vez alcanzado el equilibrio tras una perturbación, la señal de error frecuencia-potencia debe ser nula en principio; es decir, $\Delta f + R \cdot \Delta P \rightarrow 0$. Por tanto, si se representa en unos ejes frecuencia-potencia los diferentes estados de equilibrio, se obtiene una recta de pendiente $-R$ (Hz/MW). Esto significa que, al aumentar la potencia generada, disminuye la frecuencia proporcionalmente a R ; este parámetro es ajustable dentro de un rango de valores limitado, de forma que en todo caso las desviaciones de frecuencia sean admisibles. Si ambas magnitudes, frecuencia y potencia, se expresan en tanto por uno (p.u.) de los respectivos valores nominales: f_n, P_n , se obtiene la relación:

$$\Delta f = - \left(R * \frac{P_n}{f_n} \right) * \Delta p$$

Donde $\Delta p = \Delta P / P_n$, y el parámetro:

$$\sigma_R = R * \frac{P_n}{f_n}$$

Se denomina estatismo del grupo. Su valor está comprendido generalmente entre 0,01 y 0,06 p.u. (1 a 6%).

Aunque es posible hacer que el valor del estatismo se anule, ello solo resulta adecuado cuando no hay más que un grupo alimentando a las cargas (sistema en isla o funcionamiento en isla). En este caso la ventaja es evidente: la frecuencia del sistema se mantiene constante, independientemente de las cargas conectadas. Se dice entonces que el grupo es astático o con regulación en modo isócrono.

Cuando hay más de un grupo trabajando en paralelo, si uno de ellos fuera astático, al variar la carga, la frecuencia se mantendría constante, absorbiendo dicho grupo la totalidad de las variaciones de carga.

Respuesta dinámica de una central hidroeléctrica

Para analizar la respuesta dinámica es necesario tener un modelo de la central. A continuación, se va a construir un modelo de la misma mediante submodelos de las distintas partes de la central.

a) Regulador de velocidad

En la Figura 3.23 se puede ver una representación esquemática de un regulador de velocidad de tipo mecano-hidráulico.

El regulador mide la velocidad n del grupo y la compara con el punto de ajuste de la velocidad n_r . En función de esa diferencia y valor del estatismo (permanente σ_z y transitorio), actúa sobre la posición del distribuidor z . En la Figura 3.24 se muestra el diagrama de bloques del regulador. En la actualidad, los reguladores de turbina suelen ser del tipo electro-hidráulico, que actúan de manera similar; la detección de velocidad y la compensación permanente se realizan eléctricamente y la señal obtenida se procesa en un transductor electro-hidráulico que actúa sobre una válvula piloto y un servomotor.

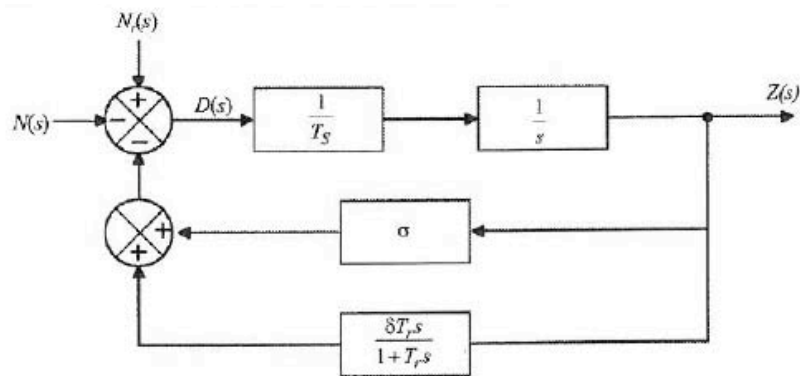


Figura 3.23. Diagrama de bloques del regulador. [José Francisco Sanz Osorio, Energías renovables. Energía hidroeléctrica].

b) Conjunto turbina-conducciones

El sistema hidráulico está compuesto en todas las centrales hidroeléctricas por la tubería forzada y la turbina. Además, en las centrales con central en derivación son también componentes del sistema hidráulico la chimenea de equilibrio y la galería en presión.

La tubería forzada lleva el agua desde la chimenea de equilibrio hasta la turbina. En ella se produce una transformación de energía potencial, expresada por la diferencia de altura entre chimenea y turbina, en energía cinética, expresada por el caudal de agua que hace llegar a la turbina. Su dinámica está caracterizada por un parámetro denominado tiempo de arranque del agua, T_a , que representa el tiempo necesario para acelerar sin rozamiento la masa de fluido contenido en la tubería forzada, desde el reposo hasta el caudal nominal sometido al salto nominal. Esta constante de tiempo toma unos valores que van desde una fracción de segundo hasta varios segundos.

La turbina es una máquina hidráulica que transforma la energía hidráulica del agua que le trae la tubería forzada en energía mecánica de rotación. Su funcionamiento viene definido por sus curvas características. Un punto de funcionamiento tiene cinco parámetros: salto neto, velocidad de giro, posición del distribuidor, caudal y par en el eje. Tres de ellos fijan un punto de funcionamiento, en general los dos primeros y el par en el eje, ya que el salto lo determina, esencialmente, la topografía de la central, la velocidad de giro la fija la red eléctrica y el par

viene determinado por la necesidad de satisfacer la potencia demandada (fijada la velocidad de giro, una consigna de potencia es equivalente a una consigna de par). Esos tres dan como resultado la posición del distribuidor y el caudal que turbina.

La chimenea de equilibrio tiene la misión de impedir que entre aire en la tubería forzada y que se transmitan a la galería en presión las oscilaciones que se puedan producir en la tubería forzada. Esencialmente, es un gran depósito de agua cuyo nivel viene fijado por la diferencia entre el caudal que entra, procedente de la galería en presión, y el que sale por la tubería forzada. Su dinámica viene determinada por su constante de tiempo T_c , que expresa el tiempo que tarda en llenarse la chimenea con el caudal nominal de la central. Es del orden de cientos de segundos. La galería en presión tiene una dinámica similar a la de la tubería forzada.

c) Lazo de regulación primaria

La velocidad del grupo turbina-alternador está determinada por el equilibrio entre el par motor desarrollado en la turbina y el par resistente que se desarrolla en el generador. La dinámica del grupo está caracterizada por un parámetro, T_m , denominado tiempo de lanzamiento, que representa el tiempo necesario para acelerar las masas rotatorias hasta la velocidad nominal, partiendo del reposo y aplicando un par igual al nominal (potencia nominal entre velocidad de giro nominal). Su valor varía de unos segundos a unas pocas decenas de segundos.

d) Estabilidad dinámica

En el estudio de estabilidad se consideran por separado el lazo de regulación primaria y la chimenea de equilibrio. Esto es así porque, debido a la gran diferencia en las constantes de tiempo involucradas, el lazo de regulación primaria ve a la chimenea como si el agua en ella tuviera altura constante y la chimenea ve al lazo como si cambiara el punto de funcionamiento de la turbina de manera instantánea.

La estabilidad del lazo de regulación primaria puede asegurarse siempre realizando una elección adecuada de los parámetros T_r y δ . La recomendación de Painter es:

$$T_r = 5 * T_a$$

$$\delta = 2,5 * \frac{T_a}{T_m}$$

En cuanto a la chimenea de equilibrio, la estabilidad de las oscilaciones que se produzcan en ella depende de que su sección sea mayor que un cierto valor mínimo (condición de Thoma) dado por:

$$T_c > \frac{T_g}{r_g}$$

Siendo r_g el parámetro de pérdidas de la galería en presión.

Acoplamiento de generadores a la red

a) Sincronización de un alternador a la red

Con objeto de aumentar el rendimiento y fiabilidad del sistema, las diferentes centrales están conectadas entre sí en paralelo, por medio de líneas de transporte y distribución. La red así constituida representa un generador gigantesco en el que prácticamente la tensión y la frecuencia se mantienen constantes. Esto se debe a que sobre esta gran red la introducción de un nuevo generador no altera los parámetros básicos anteriores, por representar una potencia muy reducida frente al conjunto total.

La conexión en paralelo de un alternador a la red implica una serie de operaciones complejas que constituyen la llamada sincronización de la máquina. Es evidente que, para que tal conexión se realice sin ninguna perturbación, se hace necesario que el valor instantáneo de la tensión del generador tenga igual magnitud y fase que el valor instantáneo de la tensión de la red. De esta exigencia se deducen las siguientes condiciones necesarias para poder acoplar en paralelo un alternador a la red:

1. Las secuencias de fases del alternador y la red deben ser idénticas.
2. La tensión del generador debe tener un valor eficaz igual a la tensión de la red, y sus fases deben coincidir.
3. Las frecuencias de ambas tensiones deben ser iguales.

Para verificar estas condiciones se emplean en la práctica unos aparatos denominados sincronoscopios, que en el caso más simple están formados por tres lámparas incandescentes. En la Figura 3.24 se muestra un circuito de este tipo. La operación comienza arrancando la máquina por medio del motor primario (turbina, diesel...) hasta una velocidad cercana a la de sincronismo: $n_s = 60 \cdot f/p$. Se introduce entonces la excitación en el inductor del alternador y se va elevando esta gradualmente hasta que la tensión en bornes del generador coincide con la tensión de la red. En estas condiciones, si la secuencia de las fases del generador y la red son idénticas y las tres lámparas del sincronoscopio se colocan formando los vértices de un triángulo equilátero con las conexiones indicadas en la Figura 3.24, aparecerá una rotación en la iluminación de las lámparas cuyo brillo cambiará con el tiempo.

En la práctica, en los grandes alternadores se ha sustituido el sincronoscopio de lámparas por otro de aguja cuyo principio de funcionamiento es el del motor de inducción (con un devanado monofásico en el estator y un devanado bifásico en el rotor). La posición de la aguja muestra el ángulo de desfase entre las tensiones del generador y de la red. Cuando las frecuencias son iguales, la aguja se para, y cuando las frecuencias difieren, la aguja gira en uno u otro sentido, dependiendo de si el generador va más deprisa o más despacio que la red. La velocidad de la aguja está en relación directa con la diferencia de velocidades (frecuencias). Si $\omega' > \omega$, la aguja gira en sentido contrario a las agujas del reloj y en el cuadro del sincronoscopio se indica que es necesario desacelerar o retardar la velocidad del grupo actuando sobre el motor primario o máquina motriz que impulsa el generador. La igualdad de fases se determina por la posición vertical superior de la aguja, que indica el momento en el que hay que proceder al acoplamiento a la red.

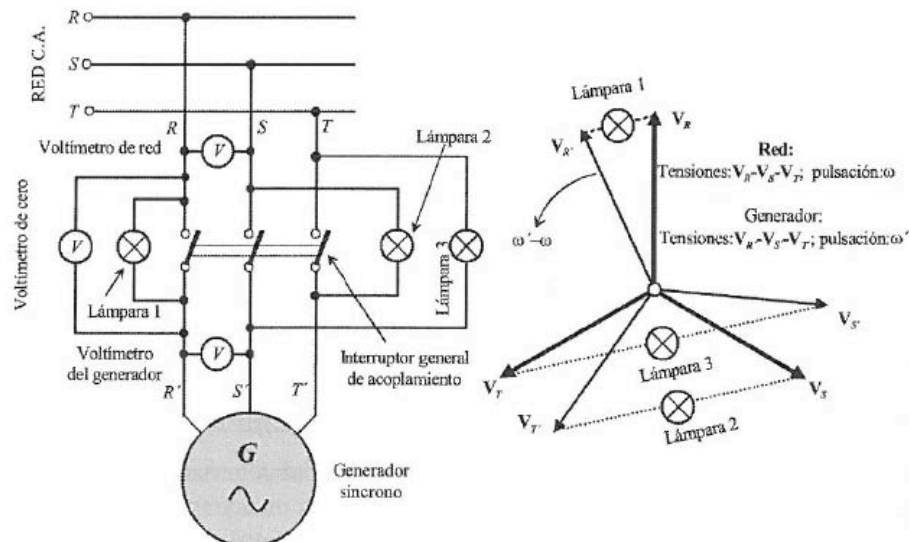


Figura 3.24. Maniobra del acoplamiento en paralelo. [José Francisco Sanz Osorio, Energías renovables. Energía hidroeléctrica].

En las modernas instalaciones se emplean unas columnas de sincronización compuestas por un brazo saliente y giratorio del cuadro general de la central y por dos voltímetros (red y generador), dos frecuencímetros (red y generador), un voltímetro de cero y un sincronoscopio de aguja. En las centrales automáticas o con telemando, el acoplamiento se hace automáticamente con la ayuda de equipos electrónicos.

b) Acoplamientos a la red de generadores asíncronos

Los generadores asíncronos, al carecer de devanados de excitación, no tienen tensión en bornes, ni tensión interna, en tanto en cuanto no estén conectados a una red exterior. Esto hace

que, aparentemente, se puedan conectar directamente a la red sin tomar ninguna precaución adicional. Si se hace esto, la máquina ha de pasar de no tener flujo en el entrehierro a flujo nominal. Este transitorio hace que absorba de la red una corriente mucho mayor (de 5 a 20 veces la corriente de plena carga) durante los ciclos que dure el transitorio. Esta punta de corriente puede hacer disparar el interruptor. Para evitar dicho fenómeno se pueden utilizar dispositivos de conexión progresiva similares a los arrancadores estáticos utilizados en los motores asíncronos. La tensión de red se aplica al generador asíncrono de forma suave reduciendo progresivamente el ángulo de disparo de los tiristores. La distorsión en la forma de onda de tensión y de corriente no es significativa en este caso, y, una vez obtenida la conexión, este dispositivo puede puentearse mediante el interruptor de salida.

Área de control. Regulación secundaria

En la realidad los sistemas de energía eléctrica están constituidos generalmente por un gran número de centrales, interconectadas entre sí y con los centros de consumo por líneas de transporte que forman redes más o menos malladas. Cuando hay dos o más grupos generadores trabajando en paralelo, el estatismo de los mismos se debe mantener en un valor finito, lo cual implica que la frecuencia experimentará modificaciones al variar la carga. Es, pues, necesario supervisar la frecuencia del sistema y actuar sobre los puntos de ajuste de los reguladores para mantener dicha magnitud en su valor nominal.

A tal efecto es conveniente considerar al sistema dividido en lo que se denominan zonas de regulación o áreas de control, comprendiendo cada una de ellas conjuntos de centrales y subestaciones rígidamente interconectadas, con emplazamientos relativamente próximos y que constituyan una unidad de explotación. La tarea de supervisión se efectúa en el ámbito de estas áreas de control y se denomina regulación secundaria.

El objetivo de la regulación secundaria es mantener la frecuencia en su valor nominal, a la vez que se supervisa la magnitud de los intercambios de potencia con otras áreas de control. Este segundo aspecto guarda una estrecha relación con el primero, puesto que cualquier desajuste en el balance producción-consumo en el área de control da lugar a una variación de frecuencia que introduce el correspondiente desfase con respecto a otras áreas de control; esto provoca, a su vez, modificaciones en la circulación de potencias por las líneas de interconexión, en un sentido tal que tienden a compensar el desequilibrio inicial. En general, interesa mantener las potencias intercambiadas con otras áreas de control ajustadas a sus valores programados, puesto que las desviaciones tienen un impacto económico negativo sobre la explotación del sistema.

Las medidas de potencia y frecuencia realizadas en el área de control se utilizan para generar en tiempo real la señal denominada error de control de área, que se define por:

$$ACE = \Delta P_i + B * \Delta f \quad ; \quad B \geq 0$$

En donde ΔP_i es la desviación de la potencia de intercambios, considerada positiva cuando es exportadora. El factor B mide el peso de la frecuencia en el proceso de regulación y determina el grado de apoyo del área a la regulación en las otras áreas interconectadas con ella.

En la Figura 3.25 se muestra un esquema de un área de control.

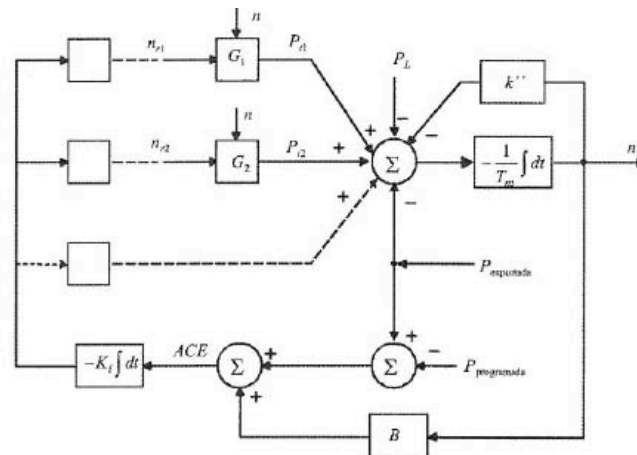


Figura 3.25. Regulación secundaria. [José Francisco Sanz Osorio, Energías renovables. Energía hidroeléctrica].