



Universidad de León



Escuela Superior y Técnica
de Ingenieros de Minas

GRADO EN INGENIERÍA DE LA ENERGÍA

TRABAJO FIN DE GRADO

PERSPECTIVA Y DESARROLLO DE LAS
CENTRALES HIDROELÉCTRICAS EN EL
2020.

León, (Junio) de 2015

Autor: Alberto González Fernández

Tutor: Ana María Díez Suárez

El presente proyecto ha sido realizado por D. Alberto González Fernández, alumno de la Escuela Superior y Técnica de Ingenieros de Minas de la Universidad de León para la obtención del título de Grado en Ingeniería de la Energía.

La tutoría de este proyecto ha sido llevada a cabo por Dña. Ana María Díez Suárez, profesora del Grado en Ingeniería de la Energía.

Fdo.: D. Alberto González Fernández
El autor del Trabajo Fin de Grado

Fdo.: Dña. Ana María Díez Suárez
La Tutora del Trabajo Fin de Grado

RESUMEN

En el presente documento se hace referencia a las diferentes tecnologías utilizadas en la actualidad para la producción de energía hidroeléctrica. Algunas de estas tecnologías se encuentran completamente desarrolladas y presentan unos rendimientos excelentes, aunque existen muchas otras que de momento se encuentran en vías de desarrollo y cuyo potencial energético puede ser muy interesante en el futuro.

En el ámbito de las energías renovables, la energía hidroeléctrica es de las más importantes, por lo que se puede llegar a la conclusión de que si se desea aumentar la producción de energía renovable de un país será necesario invertir en las centrales hidráulicas y minihidráulicas, ya sea construyendo infraestructuras nuevas ó rehabilitando antiguas centrales que actualmente se encuentre fuera de uso. En España se desea alcanzar para el año 2020 una producción de energía renovable del 20% con respecto al total de energía producida, y para ello el desarrollo de los centros de producción de energía hidroeléctrica es fundamental.

ABSTRACT

Reference herein to the different technologies used today for the production of hydropower is made. Some of these technologies are fully developed and have excellent yields, although there are many others that are currently developing and whose energy potential can be very interesting in the future.

In the field of renewable energy, hydropower is the most important, so you can conclude that if you want to increase the production of renewable energy in a country will require investment in hydroelectric plants and mini-hydro, either by building new facilities or renovating old plants that is currently out of use. In Spain you want to achieve by 2020 a production of renewable energy from 20% over the total energy produced, and for that development centers hydropower production is fundamental.

ÍNDICE

1 Energía hidroeléctrica, historia y desarrollo futuro	1
1.1 Evolución histórica de la hidroenergética de pequeña potencia.....	1
1.2 Clasificación de las centrales hidroeléctricas.....	12
1.3 Las pequeñas centrales hidroeléctricas en el mundo.....	38
1.4 Tendencias actuales y perspectivas de desarrollo.....	43
2 Recursos hídricos nacionales disponibles	46
2.1 Precipitación media anual en España.....	46
2.2 Evapotranspiración.....	48
2.3 Escorrentía.....	49
2.4 Embalses en España.....	50
3 Energía hidráulica	53
3.1 Importancia de esta fuente.....	53
3.2 Tipos de aprovechamiento.....	55
4 Estudios hidrológicos	56
4.1 Estudio hidrológico de un río.....	56
4.2 Cuenca.....	61
4.3 Aportación y aforos.....	63
4.4 Pluviometría.....	74
4.5 Escorrentía.....	81
4.6 Tipos de caudales.....	84
4.7 Curva de caudales clasificados.....	87
4.8 Potencia.....	89
5 Elementos hidráulicos generales	91

5.1 Presas y azudes.....	92
5.2 Canales de derivación.....	108
5.3 Desagües, aliviaderos y tomas de agua.....	109
5.4 Cámara de turbinas.....	111
5.5 Tubería forzada.....	113
5.6 Compuertas.....	115
5.7 Órganos de obturación.....	117
5.8 Tubo de aspiración.....	120
5.9 Canal de desagüe.....	121
5.10 Casa de máquinas.....	121
6 Turbinas hidráulicas.....	122
6.1 Introducción. Clasificación de las turbinas hidráulicas.....	122
6.2 Turbinas Pelton.....	126
6.3 Turbinas Francis.....	132
6.4 Turbinas Kaplan y Bulbo.....	137
6.5 Turbinas Michell-Banki.....	140
6.6 Turbinas Deriaz.....	144
6.7 Turbinas Matrix.....	144
6.8 Elección del tipo de turbina.....	145
7 Centrales de bombeo.....	147
7.1 Filosofía de funcionamiento.....	147
7.2 Aspectos económicos de centrales de bombeo y equipos electromecánicos de centrales de bombeo.....	150
7.3 Centrales de bombeo en el mundo y en España.....	151
7.4 Otras tecnologías disponibles de almacenamiento de energía.....	153

8 Proyecto y dimensionado de aprovechamientos.....	159
8.1 Estudio geotécnico.....	159
8.2 Aspectos administrativos y normativos.....	160
8.3 Proceso de concesión.....	163
8.4 Aspectos económicos.....	164
9 El generador síncrono.....	167
9.1 Características principales del generador síncrono.....	167
9.2 Disposiciones de grandes alternadores.....	168
9.3 Acoplamiento de los alternadores a la red y maniobras de sincronización.....	169
9.4 Regulación de potencia activa y reactiva.....	171
10 Servicios auxiliares de las centrales hidroeléctricas.....	173
10. 1 Servicios auxiliares de corriente alterna.....	173
10.2 Servicios auxiliares de corriente directa.....	175
10.3 Transformador de servicios auxiliares.....	176
10.4 Sistemas de protección del alternador.....	176
10.5 Servicios auxiliares electromecánicos.....	177
10. 6 Tratamiento de aguas residuales y desechos.....	178
10.7 Mando y control de las centrales.....	178
11 Consideraciones medioambientales en la producción de energía hidroeléctrica....	180
11.1 Sistema acuático.....	180
11.2 Perdida de suelo y erosión.....	181
11.3 Destrucción de la vegetación.....	182
11.4 Alteraciones sobre la fauna.....	182
11.5 Alteraciones en la atmósfera.....	183
11.6 Alteraciones del medio social.....	183

11.7 Cambios en el paisaje.....	183
12 Lista de referencias.....	184

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Molino Vitruviano.....	1
Figura 1.2 Sakia.....	2
Figura 1.3 Molino de eje vertical.....	3
Figura 1.4 Molino de eje horizontal.....	3
Figura 1.5 Esquema de la estructura de un molino hidráulico.....	4
Figura 1.6 Molino de regolfo.....	7
Figura 1.7 Ruedas hidráulicas de eje horizontal.....	8
Figura 1.8 Esquema de Rueda de paletas planas.....	8
Figura 1.9 Esquema de Rueda colgante.....	8
Figura 1.10 Esquema de Rueda de paletas curvas o Rueda de Poncelet.....	9
Figura 1.11 Plano central “El Porvenir”.....	10
Figura 1.12 Túnel de unión de la presa con la central.....	11
Figura 1.13 Central hidroeléctrica “El Molino de San Carlos”.....	11
Figura 1.14 Central hidroeléctrica “El Molinar”.....	12
Figura 1.15 Esquema de una central de agua fluyente.....	15
Figura 1.16 Esquema de una central de pie de presa o central con embalse.....	16
Figura 1.17 Mareas causadas por la interacción de la Tierra y la Luna.....	17
Figura 1.18 Esquema de un molino de mareas.....	18
Figura 1.19 Molino de mareas en Argonos (Cantabria).....	18
Figura 1.20 Fases de las mareas.....	19
Figura 1.21 Mareas vivas.....	20
Figura 1.22 Mareas muertas.....	20
Figura 1.23 Intensidad de las mareas por influencia del nivel del mar.....	21
Figura 1.24 Central mareomotriz de La Rance.....	23

Figura 1.25 Componentes de una turbina de bulbo.....	24
Figura 1.26 Central mareomotriz de Sihwa.....	25
Figura 1.27 Boya en las costas de Gran Canaria.....	26
Figura 1.28 Partes principales de una boya.....	27
Figura 1.29 Pelami.....	28
Figura 1.30 Esquema de los componentes de un pelami.....	29
Figura 1.31 Esquema Columpio de olas de Arquímedes.....	30
Figura 1.32 Esquema columna de agua oscilatoria.....	31
Figura 1.33 Esquema de un molino de agua.....	33
Figura 1.34 Esquema Turbina axial vertical.....	33
Figura 1.35 Osmosis por presión retardada.....	35
Figura 1.36 Electrodiálisis invertida.....	35
Figura 1.37 Energía maremotérmica.....	36
Figura 1.38 Ciclo de Rankine aplicado a la energía maremotérmica.....	36
Figura 1.39 Diferencia de temperaturas entre la superficie y 1000 m de profundidad.....	37
Figura 1.40 Potencial hidroeléctrico en el mundo.....	39
Figura 1.41 Centrales minihidroeléctricas (menores de 10MW) en Europa.....	39
Figura 1.42 Energías renovables en España.....	40
Figura 1.43 Aprovechamientos hidroeléctricos en España.....	41
Figura 1.44 Central hidroeléctrica de Selga de Ordás.....	42
Figura 2.1 Precipitación media anual en España.....	46
Figura 2.2 Año hidrológico periodo 01/10/2013 a 30/09/2014.....	47
Figura 2.3 Comparación de las precipitaciones en los inviernos 2009/2010 y 2011/2012.....	48
Figura 2.4 Precipitaciones medias anuales.....	48
Figura 2.5 Evapotranspiración real media anual en mm/m ²	49

Figura 2.6 Escorrentía total en mm/m ²	50
Figura 2.7 Potencia instalada y producción anual de las centrales hidráulicas españolas..	52
Figura 4.1 Ciclo hidrológico.....	56
Figura 4.2 Los ojos del Guadiana.....	57
Figura 4.3 Procesos del ciclo hidrológico.....	61
Figura 4.4 Cuencas hidrográficas de la península ibérica.....	62
Figura 4.5 Esquema del trazado de una cuenca hidrográfica.....	62
Figura 4.6 Trazado de curvas isócronas.....	63
Figura 4.7 Esquema Aforo volumétrico.....	64
Figura 4.8 Sección transversal para el método área velocidad.....	65
Figura 4.9 Aforo de vertido constante.....	68
Figura 4.10 Aforo de vertido único o de integración.....	69
Figura 4.11 Limnígrafo.....	70
Figura 4.12 Limnigrama.....	71
Figura 4.13 Limnímetro o Escala limnimétrica.....	72
Figura 4.14 Limnimetro inclinado.....	72
Figura 4.15 Curva de gastos $Q = f(h)$	73
Figura 4.16 Ejemplo de cálculo de la media aritmética.....	77
Figura 4.17 Ejemplo de cálculo Polígono de Thiessen.....	79
Figura 4.18 Ejemplo de cálculo de isohietas.....	80
Figura 4.19 Curva de caudales clasificados.....	87
Figura 4.20 Volumen de agua turbinada.....	88
Figura 5.1 Salto bruto (H_b) y salto útil (H_u).....	91
Figura 5.2 Tipos de azudes.....	93
Figura 5.3 Esfuerzos en presas de gravedad y presas de bóveda.....	93

Figura 5.4 Presa del Mayés.....	95
Figura 5.5 Partes de una presa de terraplén.....	96
Figura 5.6 Presa Kleine Kinzig (Alemania).....	97
Figura 5.7 Embalse de Alcántara (Cáceres).....	97
Figura 5.8 Esquema de esfuerzos sobre una presa de gravedad.....	98
Figura 5.9 Esquema de presa de arco, bóveda y arcos múltiples.....	99
Figura 5.10 Presa de contrafuerte Roselend (Francia).....	99
Figura 5.11 Esquema esfuerzos en una presa de contrafuerte.....	100
Figura 5.12 Presa Hoover (EEUU).....	100
Figura 5.13 Embalse de Tibi (Alicante).....	101
Figura 5.14 Paramentos, caras o taludes de una presa.....	102
Figura 5.15 Coronación del embalse de San Antón (Navarra).....	102
Figura 5.16 Aliviadero presa de Itaipú.....	103
Figura 5.17 Desagüe presa de Riaño.....	103
Figura 5.18 Compuertas presa de Águeda (Salamanca).....	104
Figura 5.19 Torre de toma.....	104
Figura 5.20 Escalera de peces en la presa de John Day (EEUU).....	105
Figura 5.21 Esquema de secciones de canales de derivación.....	108
Figura 5.22 Esquema de conductos cerrados.....	109
Figura 5.23 Recogida de agua de filtraciones en un canal.....	109
Figura 5.24 Esquema aliviadero.....	110
Figura 5.25 Esquema desagüe de fondo.....	110
Figura 5.26 Turbina de eje vertical en cámara abierta.....	112
Figura 5.27 Turbina de eje horizontal en cámara abierta.....	112
Figura 5.28 Turbina de eje vertical en cámara cerrada.....	113

Figura 5.29 Turbina de eje horizontal en cámara cerrada.....	113
Figura 5.30 Esquema de apoyo y anclaje de un codo.....	114
Figura 5.31 Esquema de compuertas giratorias de eje horizontal (izquierda) y vertical (derecha).....	116
Figura 5.32 Esquema compuertas deslizantes.....	116
Figura 5.33 Esquema de válvulas de compuerta.....	118
Figura 5.34 Esquema válvula de by-pass.....	118
Figura 5.35 Esquema de válvula de mariposa.....	119
Figura 5.36 Esquema de válvula esférica.....	119
Figura 6.1 Esquema de presiones en una Turbina de acción y Turbina de reacción.....	124
Figura 6.2 Esquema de componentes de una Turbina Pelton.....	126
Figura 6.3 Esquema de un distribuidor con dos equipos de inyección.....	127
Figura 6.4 Turbina Pelton con dos rodetes escanear.....	127
Figura 6.5 Esquema de las partes de un inyector de una turbina Pelton.....	128
Figura 6.6 Esquema de un rodete Pelton.....	130
Figura 6.7 Acción del chorro de agua sobre un cangilón de una turbina Pelton.....	131
Figura 6.8 Componentes de una turbina Francis.....	133
Figura 6.9 Antedistribuidor.....	134
Figura 6.10 Palas directrices en posición cerrado y abierto.....	134
Figura 6.11 Rodete de una turbina Francis.....	135
Figura 6.12 Tubo de aspiración de una turbina Francis.....	136
Figura 6.13 Esquemas de turbina Kaplan de eje vertical (izquierda) y de eje horizontal (derecha).....	137
Figura 6.14 Esquema de componentes de una turbina Kaplan.....	138
Figura 6.15 Esquema grupo bulbo.....	140
Figura 6.16 Turbina de doble efecto (Michell-Banki).....	141

Figura 6.17 Rodete de una turbina Michell-Banki.....	143
Figura 6.18 Sección transversal de una turbina Deriaz.....	144
Figura 6.19 Turbina Matrix.....	145
Figura 7.1 Funcionamiento de centrales de bombeo según horas punta y horas valle....	147
Figura 7.2 Esquema central de bombeo.....	148
Figura 7.3 Central de bombeo con turbina y bomba.....	149
Figura 7.4 Central de bombeo La Muela II.....	152
Figura 7.5 Esquema sistema de almacenamiento por aire comprimido.....	155
Figura 7.6 Volante de inercia.....	156
Figura 7.7 Esquema almacenamiento magnético.....	157
Figura 9.1 Esquema de maquina síncrona con el inducido en el estator de polos salientes y de polos lisos.....	168
Figura 9.2 Maniobras de sincronización de alternadores.....	170
Figura 9.3 Consumo de corriente por la potencia reactiva.....	171
Figura 10.1 Conexión de cargas en corriente directa.....	175

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1 Ejemplo tabla de mareas.....	22
Tabla 1.2 Aprovechamientos hidroeléctricos en España.....	41
Tabla 1.3 Clasificación de las centrales minihidráulicas.....	43
Tabla 2.1 Datos embalses en explotación.....	50
Tabla 2.2 Potencial energético de las cuencas hidrográficas.....	51
Tabla 2.3 Orden de prioridad de uso del agua en las diferentes cuencas hidrográficas.....	52
Tabla 4.1 Datos sobre los depósitos de agua.....	59
Tabla 4.2 Ejemplo de tabla para determinar el coeficiente de escorrentía.....	82
Tabla 4.3 Constantes del método Nadal.....	83
Tabla 6.1 Tipo de turbina más adecuada en función de la velocidad específica.....	146
Tabla 7.1 Centrales de bombeo más importantes en el mundo.....	151
Tabla 8.1 Distribución porcentual de la inversión en una minicentral hidroeléctrica.....	164
Tabla 8.2 Principales parámetros que definen las centrales.....	165
Tabla 8.3 Coste de generación del kWh hidroeléctrico.....	165
Tabla 9.1 Perdidas en función del $\cos \varphi$	172

1 Energía hidroeléctrica, historia y desarrollo futuro.

1.1 Evolución histórica de la hidroenergética de pequeña potencia.

No se sabe con exactitud quién, dónde o cuando aprovechó por primera vez la fuerza y energía que posee una corriente de agua.

El primer uso energético del agua fue la rueda hidráulica que se trata de un dispositivo conocido por el hombre desde hace unos 5.000 años.

La rueda hidráulica es considerada el motor hidráulico más antiguo y está constituida por una serie de palas dispuestas en forma de rueda; en la cual el agua, al caer, choca contra las palas e impulsa a éstas con lo que se consigue el movimiento de la rueda.

La utilización de la energía hidráulica data de la época de los griegos, quienes empleaban la rueda hidráulica llamada noria, que se atribuye a Arquímedes, el cual describió una rueda hidráulica de canjilones para elevar agua movida por la propia corriente del cauce fluvial.

Sin embargo, las primeras referencias detalladas de la rueda hidráulica, así como sus aplicaciones son desde los tiempos del imperio romano, cuando aparece el molino de rueda vertical de paletas, que generalmente es denominado "molino tipo vitruviano", llamado así en honor al Ingeniero romano Vitruvio.

Vitruvio en el libro X de su obra "De Architectura" nos describe técnicamente su molino de rueda vertical, que utiliza dos ejes engranados para transmitir el movimiento desde la turbina hasta las muelas.

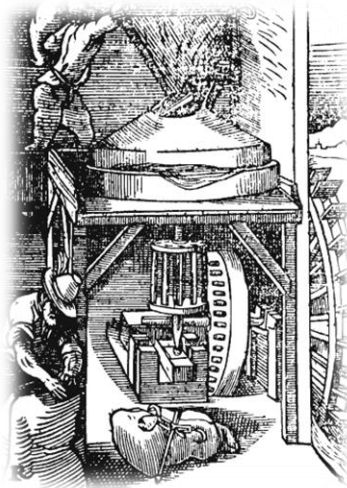


Figura 1.1 Molino Vitruviano.

La rueda vitruviana se denominó "rota aquaria" y se divulgó por el resto del mundo. Esta rueda con múltiples modificaciones y mejoras se mantuvo en uso hasta el siglo XIX en algunos lugares.

Además de los griegos y los romanos, en la antigüedad los egipcios emplearon la Sakia, que era una rueda hidráulica de compartimentos o cubos utilizada para elevar agua.

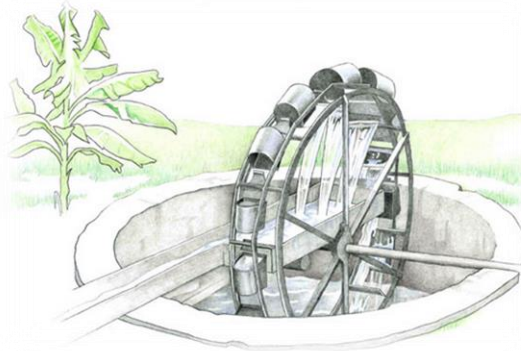


Figura 1.2 Sakia.

Una de las primeras utilizaciones de este tipo de ruedas hidráulicas de compartimentos o cubos se presenta en el siglo V a.C. para irrigar los jardines colgantes de Babilonia. El mecanismo que fue utilizado es muy simple, se basa en la colocación de varias ruedas de pequeño tamaño de forma escalonada para solventar el desnivel existente entre el cauce del río y la zona que se desea irrigar. Este tipo de disposición será mucho más eficiente y manejable que la de colocar una única rueda de gran tamaño que sea la encargada de subir el agua hasta el punto más alto.

Es difícil separar históricamente la rueda hidráulica del molino.

Aunque el primer uso de la rueda hidráulica parece que fue agrícola, existen referencias de que el pueblo sumerio disponía de molinos movidos por agua.

Se han encontrado también alusiones de autores latinos a molinos antes de Cristo.

La aparición del molino hidráulico supuso un importante desarrollo ya que dos hombres molían en una hora unos cinco kilogramos de trigo y un molino hidráulico unos ciento ochenta kilogramos en el mismo tiempo.

Podemos diferenciar entre dos tipos de molinos hidráulicos:

- Molinos de ruedas de eje vertical o molinos griegos.

El molino griego estaba constituido por un eje de madera vertical en cuya parte inferior disponía de una serie de paletas sumergidas en el agua, el eje pasaba a través de la máquina inferior y hacía girar la máquina superior a la cual estaba unido. Este “primitivo” molino se utilizaba para la molienda del grano.

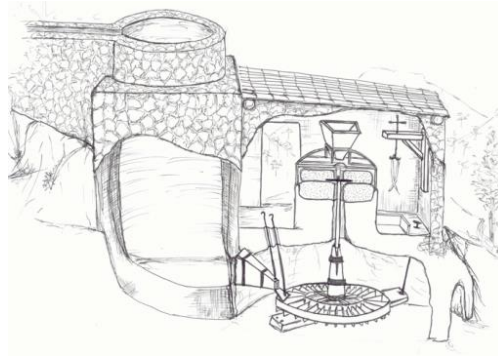


Figura 1.3 Molino de eje vertical.

- Molinos de ruedas de eje horizontal: romanos.

Hubo que esperar hasta el siglo I a.C. cuando el ingeniero y arquitecto militar Marco Vitruvio inventó un molino de eje horizontal y una rueda vertical. Inspirada en la rueda persa, era un sistema con tazas o recipientes colocados en la circunferencia de la rueda.

La rueda hidráulica vitruviana, o rueda de tazas está diseñada para moler grano. La rueda estaba conectada a la máquina móvil por medio de engranajes de madera que daban una relación de reducción de fuerza aproximadamente 5:1.

En los primeros molinos de este tipo el agua pasa por debajo. Más tarde se observó que una rueda alimentada desde arriba era más eficiente, al aprovechar también la diferencia de peso entre las tazas llenas y las vacías. El inconveniente de este tipo de rueda, significativamente más eficiente es que requieren una instalación adicional considerable para asegurar el suministro de agua: generalmente se represaba un curso de agua, formando un embalse, desde el cual un canal llevaba un flujo regularizado de agua a la rueda.

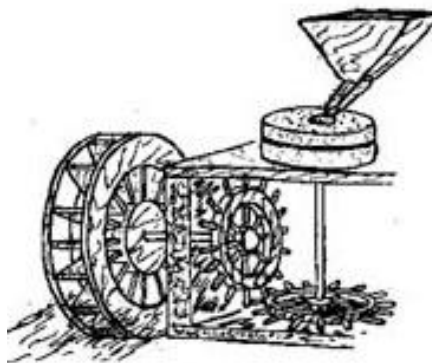


Figura 1.4 Molino de eje horizontal.

Durante más de mil años, sólo existieron estos mecanismos (de eje horizontal y de eje vertical), sin que se produjera una evolución importante en su concepción.

A pesar de su utilidad, el molino no se utilizó hasta el siglo III o IV a.C., desde ese momento el molino de agua se popularizó y fue una de las principales fuentes de abastecimiento y energía durante toda la Edad Media, el Renacimiento... incluso hasta la actualidad en muchos países, sigue siendo utilizado por diversas civilizaciones como la islámica.

En España, la invasión árabe intensificó el uso de la rueda hidráulica, estableciendo una notable planificación para emplear de la mejor manera posible el agua disponible en el doble uso de riego de huertas y de molienda del cereal.

Las grandes ruedas hidráulicas de madera de la época medieval desarrollaban una potencia máxima aproximada de cincuenta caballos de vapor (36,8 kw).

El molino se situaba próximo o en el propio cauce del río, constaba de una presa, dique o azud de contención, de donde partía un canal con la mínima pérdida de nivel posible, al final del mismo podía haber o no un cubo o cámara de carga o ir el agua directamente al saetín que la lanzaba contra la rueda hidráulica o rodezno.

La altura aconsejable era de tres a cuatro metros. El rodezno movía un eje apoyado en dos puntos, uno era la rueda fija o solera y el otro era una piedra denominada peonera. Con un gorrón de madera que efectuaba el giro y se refrigeraba con el paso del agua. A su salida se encontraba el canal de desagüe o socaz que devolvía el agua al río.

A continuación analizamos las distintas partes que componen un molino hidráulico, representadas en la figura 1.5.

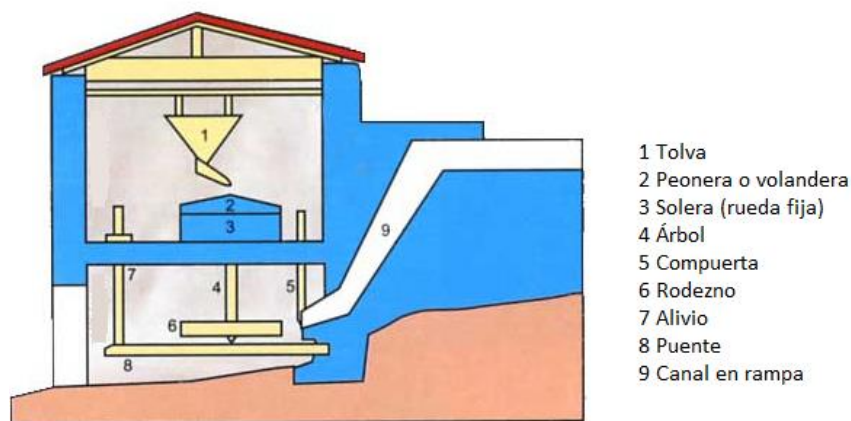


Figura 1.5 Esquema de la estructura de un molino hidráulico.

Tolva.

Es el recipiente de madera, con forma de pirámide invertida, donde se deposita el grano.

Volandera y solera (muelas).

La forma de las muelas es siempre cilíndrica rebajada; es decir, en forma de disco. El diámetro es igual para cada par que forma el empiedro o molino.

Las dimensiones de las muelas varían de unos molinos a otros y sobre todo según las localidades y comarcas. La variación del grosor es debida fundamentalmente al desgaste a que son sometidas. El diámetro del ojo es mayor en la volandera que en la solera para facilitar el paso del trigo.

La superficie de la muela fija debe estar asentada de tal forma que no tenga vibraciones y perfectamente nivelada en posición horizontal. Cuando la muela se asienta sobre una plataforma, ya sea de madera o hierro, su posición se regula mediante unos tornillos de asiento, verticales, fijándola después por otros tornillos horizontales, que la mantienen centrada con el soporte superior del árbol o palahierro que transmite el movimiento a la piedra superior. La muela volandera, dirigida en su movimiento por el árbol, está suspendida por la lama, que es una pieza de hierro que se empotra en la muela y que atraviesa el ojo de ésta en la dirección de su diámetro.

Las regatas son unos rayones o acanaladuras realizadas en las caras molturantes de las muelas encargadas de evacuar la harina hacia el exterior. Por su forma pueden ser curvas, rectas, de estrías múltiples y mixtas.

Árbol o saetín.

Es el eje encargado de transmitir el movimiento del rodezno a la volandera y puede haber sido construido directamente junto al resto de la infraestructura hidráulica en piedra, aunque también hay casos en que se realizan de madera y en épocas más recientes en hierro de fundición.

Compuerta.

Es una trampilla encargada de regular la entrada de agua al rodezno.

Rodezno.

También llamado rodete, es una rueda hidráulica con paletas curvas o planas y de eje vertical. Consiste en una rueda doble de madera o hierro donde van encastradas las paletas o cucharas. Dicha rueda va unida al árbol en el que encaja el palahierro, sujeto mediante ceños o cinchos metálicos; ambas partes, árbol y palahierro, forman el eje del rodezno, que se encarga de transmitir el movimiento al empiedro. Por tanto el rodezno consta de las siguientes partes:

- Alabes.

De madera o hierro. Por su forma pueden ser curvos o rectos. La forma curva se emplea en los álabes de madera, por lo que se conocen con el nombre de cucharas; mientras que los álabes rectos se realizan en hierro. El tamaño y número

de álabes oscila según el tamaño de las muelas que mueva el rodezno y del agua disponible en la instalación.

- Camones.
Son los anillos que sustentan a los álabes.
- Brazos o radios.
Son los elementos que unen los camones al árbol o maza del rodezno. Pueden ser de madera o metálicos.
- Árbol o maza.
Como ya se ha visto anteriormente esta pieza puede ser de madera o de un material metálico. Al árbol de madera va acoplado el palahierro y para que su unión sea más fuerte se refuerza mediante cinchos o sortijas de hierro y cuñas o escaños de madera. En el caso de los rodeznos metálicos todo el eje es de hierro aunque se siguen diferenciando dos partes, maza y palahierro, cuya unión irá fuertemente atornillada.
- Palahierro.
Es un eje de hierro insertado a la parte superior del árbol. A su vez, el extremo superior del palahierro remata en una protuberancia llamada cresta o bellota del palahierro que engarza en la lama, pieza metálica que se acopla a la muela volandera, concretamente en el lavijero o hueco practicado en la cara inferior de la citada muela. Al ponerse en movimiento el eje del rodezno, la lama empotrada en la muela y sujeta al palahierro, obliga a girar a la muela superior.

Los rodeznos de madera son los más antiguos que se conocen; estaban realizados por tablas de madera encastradas en un tronco de árbol; estas formas primitivas evolucionaron hacia formas curvas, de ahí la denominación de cucharas. De estos rodeznos de cucharas quedan escasos ejemplares en buen estado de conservación, al haber sido abandonados estos molinos tradicionales, los rodeznos se han destruido por diversas causas, la búsqueda de elementos de bronce por parte de los chatarreros, otras veces han sido arrasados al limpiar las acequias, o simplemente al faltar el agua en los caces se han descompuesto o han quedado sepultados.

El diámetro de los rodeznos oscilan entre 0,80 y 1,60 metros; dimensiones menores son ineficaces y mayores plantean problemas de torsión. Sus dimensiones están en relación directa con la altura del salto y con el diámetro de la muela a mover, pero en cualquier caso deben de asegurar un mínimo de 110 revoluciones por minuto.

Alivio.

Un mecanismo de gran importancia es el alivio o aliviador de las muelas, que permite regular de forma muy precisa la separación de ambas. Uno de los extremos del puente o alzapuente se halla inmóvil, mientras que el otro permanece libre; en este último se enrosca la barra de alivio, mecanismo paralelo al eje del árbol que posibilita ajustar (subir o bajar) la muela volandera con respecto a la solera y posibilita la obtención de diversas

calidades de harina. La barra de alivio consiste, pues, en una varilla vertical de hierro en cuyo extremo superior tiene la llave de alivio, situada sobre la plataforma al lado del empiedro. Esta vara de alivio permite, con mínimo esfuerzo, levantar o bajar el árbol y, a su vez, la piedra volandera que sostiene.

Puente.

Se trata de una viga de madera de enebro o álamo negro por su resistencia a la acción del agua. En ella se encaja la rangua sobre la que gira el rodezno. El puente, a la vez que sirve de asiento al rodezno e impide que se empotre en el suelo, permite la unión o separación (asentar o aliviar) de las piedras, mediante el aliviador o vara del alivio conectada con ella por su extremo móvil.

Canal en rampa.

Conducción construida con un cierto grado de pendiente con el objetivo de que el agua adquiriera la energía cinética suficiente para mover el rodezno.

En un cierto momento difícil de determinar con exactitud, pero que puede situarse en el siglo XVI, un constructor de molinos cuya identidad se desconoce, tuvo la genial idea de situar un rodezno de eje vertical en el interior de un cilindro muy ajustado, lo que suponía que el agua que impulsaba al rodezno girase en el interior de las paredes del cilindro del mismo modo que cuando se agita el café en una taza haciéndolo girar con la cucharilla.

El agua, al girar desarrollaba una gran energía, por efecto de la fuerza centrífuga y esta energía era suficiente para impulsar, con una gran potencia al rodezno que hacía mover las piedras del molino directamente a través del eje vertical. De este modo surgió el conocido como molino de regolfo, mostrado en la figura 1.6.

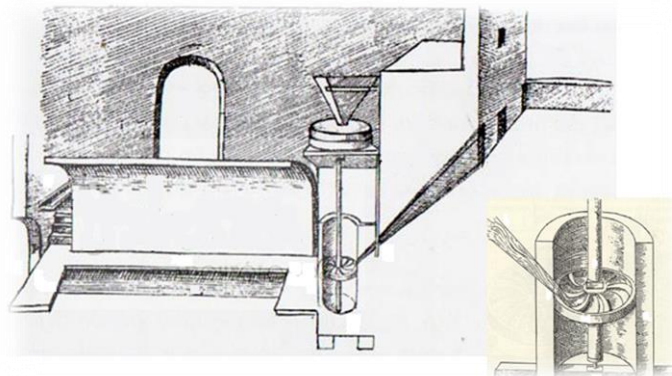


Figura 1.6 Molino de regolfo.

Las ruedas hidráulicas de eje horizontal fueron evolucionando hacia tres clases de ruedas diferentes:

- Ruedas por debajo (centro de la figura 1.7).
- Ruedas de lado o de costado (izquierda de la figura 1.7).
- Ruedas por encima (derecha de la figura 1.7).

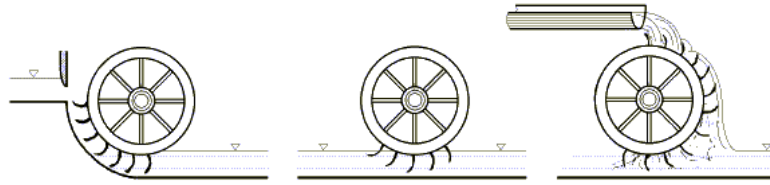


Figura 1.7 Ruedas hidráulicas de eje horizontal.

Las ruedas hidráulicas por debajo reciben el agua por la parte inferior y a su vez se clasifican en:

- Ruedas de paletas planas.

Su principal inconveniente es que presentaba abundantes pérdidas.

El rendimiento teórico máximo de este tipo de ruedas hidráulicas era del 50%, aunque raramente superaba el 33%.

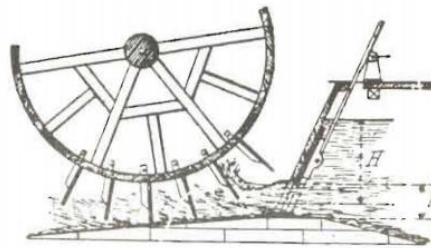


Figura 1.8 Esquema de Rueda de paletas planas.

- Ruedas colgantes

Este tipo de ruedas hidráulicas surgieron como mejora de las ruedas de paletas planas para aprovechar los puntos del cauce en los que la velocidad del agua era mayor. Las ruedas colgantes se encontraban montadas sobre dos barcas que sostenían su eje, como se puede ver en la figura 1.9.



Figura 1.9 Esquema de Rueda colgante.

- Ruedas de paletas curvas o de Poncelet (Siglo XIX)
Pueden funcionar a altas velocidades, ocupan poco espacio y son ruedas de construcción sencilla.

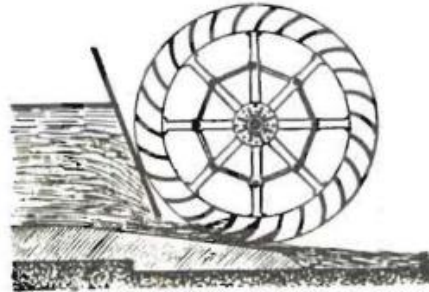


Figura 1.10 Esquema de Rueda de paletas curvas o Rueda de Poncelet.

Todas las ruedas hidráulicas de eje horizontal presentar una serie de características comunes:

- Su diámetro decrece con la altura (H) del salto de agua.
- Los cangilones serán de mayor tamaño cuanto mayor sea el caudal.
- Los rendimientos son del orden del 50%.
- El número de revoluciones por minuto (rpm) oscila entre 4 y 8.
- Las potencias conseguidas son bajas (5 a 15 kW), especialmente si las comparamos con las potencias de varios cientos de MW conseguidas con las turbinas.

La evolución de las ruedas hidráulicas horizontales fue más lenta que la de las ruedas verticales, pero las horizontales son las verdaderas antecesoras de las turbinas actuales utilizadas para la generación de energía eléctrica a partir de finales del siglo XIX.

El descubrimiento del vapor trajo como consecuencia que la energía hidráulica no fuera protagonista de la revolución industrial, quedando relegada durante el siglo XIX a un segundo plano. A pesar de esta situación la energía hidráulica siguió evolucionando hasta la aparición de las primeras turbinas.

Una turbina hidráulica es una turbomáquina que aprovecha la energía de un fluido que pasa a través de ella para producir un movimiento de rotación que, transferido mediante un eje, mueve directamente una máquina o bien un generador que transforma la energía mecánica en eléctrica. Las turbinas hidráulicas son el órgano fundamental de una central hidroeléctrica.

La palabra Turbina la inventó el ingeniero francés Claude Burdin (1790-1873). El origen de esta palabra proviene del latín turbo-inem, que significa rotación o giro. Burdin fue un ingeniero teórico, pero su discípulo Fourneyron (1802-1867) fue un ingeniero práctico y logró en 1827 construir la primera turbina hidráulica experimental a la que dio su nombre.

La primera población del mundo iluminada con electricidad fue Godalming, en el condado inglés de Surrey, en el año 1881, gracias a un aprovechamiento hidráulico. El sistema funcionaba con una rueda hidráulica en el río Wey y un alternador de corriente alterna de Siemens.

Una de las primeras centrales del mundo, de producción hidroeléctrica a gran escala, la instaló George Westinghouse en las Cataratas del Niágara, cuya construcción comenzó en 1886, duró diez años y en 1896 transmitió electricidad a la ciudad de Buffalo a una distancia de 35 Km. La posibilidad de transmitir la electricidad en forma de corriente alterna a tan largas distancias pudo llevarse a cabo gracias a las aportaciones realizadas por Nikola Tesla.

En España hubo que esperar hasta 1901 para ver funcionar las dos primeras centrales hidroeléctricas de El Porvenir en el río Duero (provincia de Zamora) y el Molino de San Carlos en el río Ebro (Zaragoza). Este hecho coincide con el crecimiento del consumo y la demanda de electricidad, construyéndose en la primera década de este siglo las primeras grandes centrales hidroeléctricas en España.

Central hidroeléctrica de El Porvenir en el río Duero (Zamora).

La central de San Román, en el río Duero provincia de Zamora, originalmente denominado como El Porvenir, fue una de las dos primeras centrales hidroeléctricas que se construyeron en España.

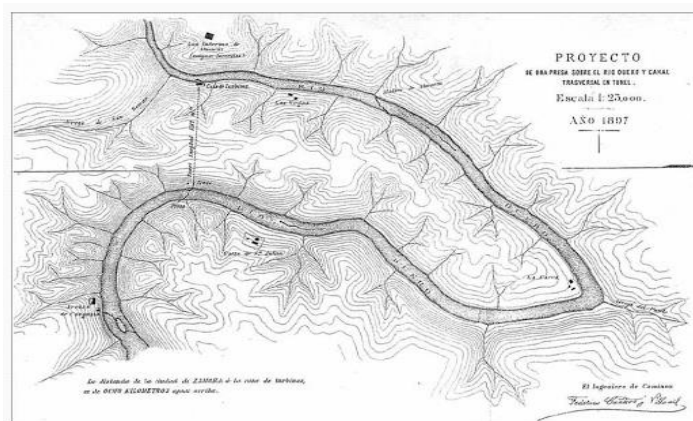


Figura 1.11 Plano central "El Porvenir".

El ingeniero de caminos Federico Cantero fue el encargado de llevar a cabo el primer proyecto, el salto de San Román, cuya originalidad estribada en aprovechar la curva que el Duero describe ocho kilómetros al sur de Zamora para construir una presa en el extremo de la curva y unirla mediante un túnel transversal a una central al otro extremo, a un kilómetro y medio de distancia como se puede ver a continuación en la figura 1.12.



Figura 1.12 Túnel de unión de la presa con la central.

De esta forma se obtuvo un salto de agua efectivo de catorce metros, que con un caudal de $43 \text{ m}^3/\text{s}$ y un grupo instalado con una potencia de 5,6 MW era suficiente para producir la energía eléctrica que necesitaban Zamora, Salamanca y Valladolid con una población total de unas 100.000 personas, según las estimaciones de Iberdrola (producción anual de 35 GWh). Este proyecto supuso la base de la escuela de construcciones hidroeléctrica del Duero, que consiguió consolidarse ya en los años 50 con la creación de las presas de Saucelle, Aldeadávila y Villarino.

Central hidroeléctrica de El Molino de San Carlos en el río Ebro (Zaragoza).

El Molino de San Carlos, es un complejo hidráulico situado en el paso del canal Imperial de Aragón por Zaragoza que junto con la de El Porvenir fueron las primeras centrales hidroeléctricas implantadas en la península ibérica.

Fue inaugurado como parte de las obras del canal Imperial de Aragón en 1786 y formó parte integral de la vida zaragozana desde el siglo XVIII. Constituyó un sitio de gran importancia en la industrialización y electrificación del siglo XX en la región. Como tal, formó el núcleo histórico del actual barrio y distrito de Casablanca, al que dio su actual nombre por sus características paredes blancas.



Figura 1.13 Central hidroeléctrica "El Molino de San Carlos".

En la actualidad, sirve como pequeña central hidroeléctrica y como conjunto histórico en torno al cual se articula un parque conocido por “La Fuente de los Incrédulos”. Desde 2000 está protegido como Bien de Interés Cultural.

Posteriormente con el crecimiento del consumo y la demanda de electricidad en la primera década del siglo XX, se construyeron las primeras grandes centrales hidroeléctricas en España. Entre estas destaca la construida por Hidroeléctrica Española “el Molinar”, en el río Júcar, desde la que se transportaba la energía a Madrid a través de una línea de 250 kilómetros a 60.000 voltios, que por aquel entonces era la línea de mayor extensión y longitud de Europa.



Figura 1.14 Central hidroeléctrica “El Molinar”.

1.2 Clasificación de las centrales hidroeléctricas.

Una central hidroeléctrica aprovecha la energía potencial de una cantidad de agua situada en el cauce de un río para convertirla primero en energía mecánica (movimiento de una turbina) y posteriormente en electricidad. Una central hidráulica típica tiene los siguientes elementos: presa, toma de agua, conducción, cámara de carga, tubería forzada, central, equipos electromecánicos, descarga, subestación y línea eléctrica.

En los cursos naturales de agua, la energía hidráulica se disipa en remolinos, erosión de las riberas y cauces, choques y arranque de materiales de las rocas sueltas etc. Para extraer esta energía y convertirla en energía mecánica utilizable, es preciso eliminar las pérdidas naturales creando un cauce artificial donde el agua fluya con pérdidas mínimas y finalmente, convertirla en energía mecánica utilizable, es preciso eliminar las pérdidas naturales creando un cauce artificial donde el agua fluya con pérdidas mínimas y finalmente, convertir la energía potencial disponible en energía mecánica por medio de máquinas apropiadas como turbinas o ruedas hidráulicas.

En muchos aprovechamientos es posible reducir a un mínimo estas pérdidas hidráulicas, y la altura de salto así recuperada aprovecharse en la central hidroeléctrica. Para ello existen fundamentalmente dos métodos, que son realizar una desviación de la corriente o crear una intercepción de la corriente mediante un dique o presa.

Existen numerosos tipos de centrales hidroeléctricas ya que la construcción de cada una de ellas es completamente diferente, dependiendo de cómo sea la distribución espacial del río.

A. Clasificación según la presión del agua.

- Centrales de alta presión.
Son aquellas que presentan un salto hidráulico superior a los 200 metros de altura.

Normalmente para este tipo de centrales de alta presión se instalan turbinas tipo Pelton y Francis lentas.
- Centrales de media presión.
Centrales con un salto hidráulico comprendido entre 20 y 200 metros de altura.

Como máquinas motrices empleadas, se utilizan turbinas Francis medias y rápidas, correspondiendo estas últimas a los saltos de menor altura dentro de los límites indicados.
- Centrales de baja presión.
Centrales con un salto hidráulico inferior a los 20 metros de altura.

Se utilizan las turbinas Francis extra rápidas, turbinas de hélice y sobre todo turbinas Kaplan.

B. Clasificación según el grado de automatización.

- Centrales hidroeléctricas automáticas.
Son aquellas en las que las maniobras de puesta en marcha, de regulación de la potencia y de la tensión, y las maniobras de parada se ejecutan de forma automática, es decir, sin la intervención directa del operador.
Estas centrales se clasifican a su vez en tres tipos:
 - Las centrales con vigilancia automática que son las centrales que aunque estén controladas por el personal de servicio funcionan automáticamente.
 - Las centrales con mando a distancia que son las centrales que se ponen en funcionamiento y se controlan desde una central base a través de medios de telemando.
 - Las centrales completamente automáticas que son aquellas cuya puesta en marcha y parada se realiza sin la necesidad de un control local ni a distancia.

- Centrales hidroeléctricas manuales.

Son aquellas centrales que para su correcto funcionamiento necesitan la intervención directa del operador que trabaja en la central. El operador, desde la sala de máquinas será el encargado de realizar las maniobras de puesta en marcha, de regulación de la potencia y de la tensión, y de las maniobras de parada.

C. Clasificación según la forma de construcción.

- Centrales de exterior.

Dentro de este grupo se incluyen las centrales que están construidas a la intemperie y las centrales que van incorporadas a las presas. Las centrales con saltos hidráulicos bajos y medios y en saltos con tuberías forzadas se suelen construir como centrales exteriores.

Este tipo de centrales se instalan cuando es necesario reducir los costes de mano de obra en la construcción de la central.

- Centrales en caverna.

Son centrales que no presentan ningún edificio en el exterior sino que la sala de máquinas se encuentra ubicada en una excavación realizada en la roca de las laderas de la montaña o por debajo del lecho del río.

D. Clasificación de las centrales hidroeléctricas según el emplazamiento.

- Centrales de agua fluyente.
- Centrales de pie de presa o centrales con embalse.
- Centrales en canal de riego o de abastecimiento.
- Centrales hidroeléctricas marinas.

➤ CENTRALES DE AGUA FLUYENTE.

El funcionamiento de este tipo de centrales se basa en formar un salto de agua, debido a que es necesario elevar el nivel superficial del agua sobre el nivel normal de la corriente. Para ello se retiene el agua con una presa y se construye un canal de derivación.

La diferencia de nivel entre las aguas del canal de derivación y el río van aumentando en función de la longitud del canal. Las aguas del canal de derivación se conducen a las turbinas, y para ello, en los saltos más pequeños de 12 metros, el agua desemboca directamente en la cámara de turbinas y, en los saltos superiores a 12 metros, el agua termina en un pequeño depósito llamado cámara

de carga o de presión que alimenta una tubería forzada que conduce el agua hasta las turbinas situadas muy por debajo del nivel del canal (sala de máquinas de la central). A la salida de las turbinas, el agua se devuelve nuevamente al río por medio de un canal de descarga.

Estas centrales se caracterizan por tener un salto útil prácticamente constante y un caudal turbinado muy variable, dependiendo de la hidrología de la zona donde se encuentre ubicada la central.

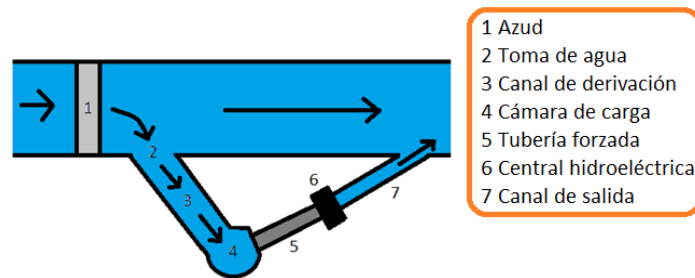


Figura 1.15 Esquema de una central de agua fluyente.

➤ CENTRALES DE PIE DE PRESA O CENTRALES CON EMBALSE.

Este tipo de centrales se sitúan en zonas en las que existe la posibilidad de construir un embalse en el cauce del río para almacenar las aportaciones de éste, además del agua procedente de las lluvias y del deshielo.

La característica principal de este tipo de instalaciones es que cuentan con la capacidad de regulación de los caudales de salida del agua, que será turbinada en los momentos que se precise. Esta capacidad de controlar el volumen de producción se emplea en general para proporcionar energía durante las horas punta de consumo.

La toma de agua de la central se encuentra en la denominada zona útil, que contiene el total de agua que puede ser turbinada. Debajo de la toma se sitúa la denominada zona muerta, que simplemente almacena agua no útil para turbinar. Según la capacidad de agua que tenga la zona útil la regulación puede ser horaria, diaria o semanal.

En las minicentrales hidroeléctricas el volumen de almacenamiento suele ser pequeño, permitiendo por ejemplo producir energía eléctrica un número de horas durante el día, y llenándose el embalse durante la noche.

También se incluyen en este grupo aquellas centrales situadas en embalses destinados a otros usos, como riego o abastecimiento de agua en poblaciones. Dependiendo de los fines para los que fue creada la presa, se turbinan: los

caudales excedentes, los caudales desembalsados para riego o abastecimientos e incluso los caudales ecológicos.

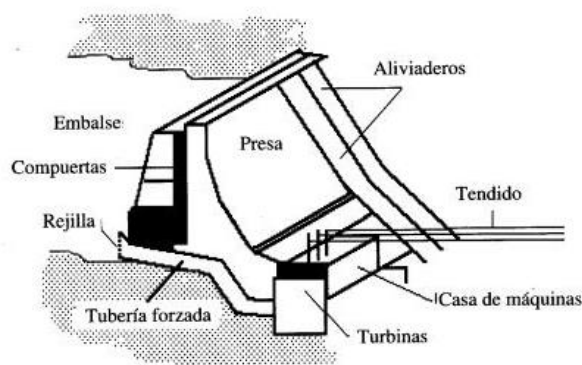


Figura 1.16 Esquema de una central de pie de presa o central con embalse.

➤ CENTRALES EN CANAL DE RIEGO O DE ABASTECIMIENTO.

Se distinguen tres tipos de centrales dentro de este grupo:

- Las que utilizan el desnivel existente en el propio canal. Instalando tubería forzada, paralela al canal de riego, se conduce el agua hasta la central, devolviéndola posteriormente a su curso normal en canal o se aprovecha para derivar el agua hacia otro canal.
- Las que aprovechan el desnivel existente entre el canal y el curso de un río cercano. La central en este caso se instala cercana al río y se turbinan las aguas excedentes en el canal.
- Integradas en el propio canal.

➤ CENTRALES HIDROELÉCTRICAS MARINAS.

La energía proveniente del mar es un tipo de energía renovable, ya que la fuente de energía primaria no se agota por su explotación, y es limpia ya que en la transformación energética no se producen subproductos contaminantes gaseosos, líquidos o sólidos.

Existen numerosos métodos para aprovechar la energía del mar para la producción de energía eléctrica. Sin embargo, la relación entre la cantidad de energía que se puede obtener con los medios actuales y el coste económico y ambiental de instalar los dispositivos han impedido un desarrollo de este tipo de energía.

Dentro de los numerosos tipos de energía proveniente del mar que podemos aprovechar para la generación de energía eléctrica podemos destacar los siguientes tipos:

- Energía mareomotriz.
- Energía undimotriz.
- Energía de las corrientes.
- Energía osmótica.
- Energía del mar.

Conforme a cada tipo de estas energías tendremos centrales cuyo funcionamiento es completamente diferente entre ellas.

❖ CENTRALES MAREOMOTRICES.

Las centrales mareomotrices aprovechan la energía de las mareas.

El funcionamiento de una planta mareomotriz, es sencillo, cuando se eleva la marea se abren las compuertas del dique la cual ingresa en el embalse. Después cuando llega a su nivel máximo el embalse, se cierran las compuertas. Después, cuando la marea desciende por debajo del nivel del embalse alcanzando su amplitud máxima entre este y el mar se abren las compuertas dejando pasar el agua por las turbinas a través de los estrechos conductos.

Las mareas se originan por la interacción gravitatoria que existe entre la Tierra y la Luna, la cual provoca el desplazamiento de grandes cantidades de agua de los océanos.

La explicación científica resumida es que cuando un cuerpo de tamaño suficientemente grande es alterado por la fuerza gravitatoria de un cuerpo más pequeño, la diferencia en la magnitud de la fuerza de gravedad entre el extremo cercano y el lejano puede ser grande. Este hecho altera la forma del cuerpo grande sin cambiar su volumen. Suponiendo que inicialmente la forma era una esfera, la fuerza de marea tenderá a convertirla en un elipsoide.

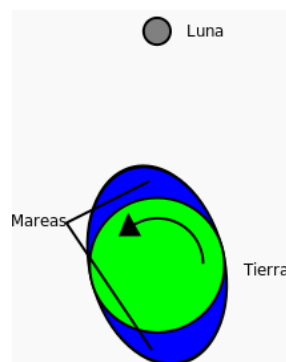


Figura 1.17 Mareas causadas por la interacción de la Tierra y la Luna.

Una forma simple de aprovechar la energía proveniente de las mareas a pequeña escala es el molino de mareas que es aquel que utiliza las mareas como fuerza motriz. Su funcionamiento es muy simple, cuando el mar sube (marea ascendente) llena una cuenca de reserva, en la cual el agua queda retenida durante la marea descendente. Durante la marea baja, las válvulas que regulan la salida de agua se abren y el agua retenida se vierte hacia el mar, impulsando la rotación de la rueda del molino.

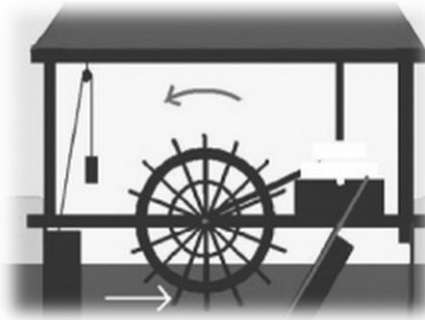


Figura 1.18 Esquema de un molino de mareas.

Desde la Edad media, esta técnica se emplea por ejemplo en Bretaña, Inglaterra, Galicia, Cantabria, País Vasco, etc.



Figura 1.19 Molino de mareas en Argonos (Cantabria).

Para la construcción de este tipo de instalaciones es imprescindible realizar un estudio exhaustivo de las mareas en la zona en cuestión.

Las mareas presentan gran diversidad de comportamiento, lo que hace que su estudio sea fascinante, ya que las condiciones locales y la configuración del terreno pueden originar que el ascenso y descenso de las aguas presente un curso poco usual. En algunos lugares hay una sola marea por día. En otros no se puede hablar de marea en el sentido de pleamar y bajamar, pero en cambio enormes corrientes avanzan o retroceden, influyendo en grandes extensiones de la costa y produciendo gigantescas olas de marea.

El estudio científico del comportamiento de las mareas se debe a Isaac Newton, que lo analiza en su obra "Principios matemáticos de la Filosofía natural (1686)". En esta obra Newton, con su ley de gravitación, calculó la altura de la marea según la fecha del mes, la época del año y la latitud. Sin embargo, en muchos de sus estudios considera que las mareas representan un equilibrio y no tomó en cuenta que las mareas representan un fenómeno dinámico. Fue el sabio Simón Laplace quien en su obra "Mecánica celeste" complementó las teorías de Newton.

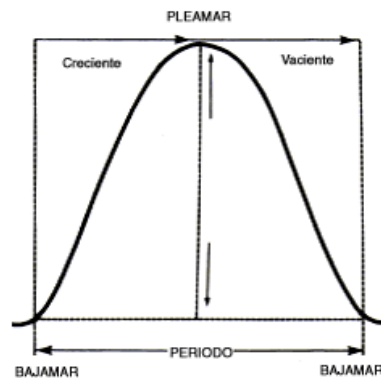


Figura 1.20 Fases de las mareas.

La elevación y caída del nivel del mar se presentan de manera periódica y son más notables a lo largo de las líneas de costa del planeta. El intervalo entre una pleamar y la siguiente generalmente no es doce horas, sino de alrededor de doce horas y veinticinco minutos, por lo cual la pleamar se atrasa todos los días y está relacionada con el hecho de que la Luna también alcanza su punto más alto cerca de los quince minutos más tarde cada día. Esto implica que los dos fenómenos se presenten en diferente momento; la marea alta se produce, en general, algunas horas antes o después del paso de la Luna, y esta variación de tiempo depende además de la fecha del mes en que ocurra.

Como se sabe, no sólo es la Luna la que causa este interesante fenómeno, sino que también el Sol interviene de manera directa en su producción. Todos los principios señalados para los efectos de la gravedad lunar sobre el océano pueden aplicarse al Sol, aunque su masa sea mayor (alrededor de 27 millones de veces la de la Luna) ya que está unas 400.000 veces más lejos, y por esta razón el efecto que la Luna ejerce sobre las aguas del océano es dos veces mayor que el provocado por el Sol. Las fuerzas de marea del Sol sólo representan el 46 por ciento en relación con las producidas por la Luna.

Las mareas que se producen durante el periodo de cada mes lunar, en el que el Sol, la Luna y la Tierra se encuentran en línea recta, tienen mayor diferencia de nivel entre la marea más alta de la pleamar y la marca mínima de la bajamar,

debido a que los efectos de la gravedad del Sol y la Luna se suman y son más fuertes. Estas mareas se denominan mareas vivas de primavera o equinocciales.

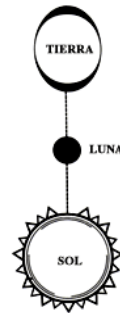


Figura 1.21 Mareas vivas.

Los efectos opuestos ocurren cuando el Sol y la Luna están colocados formando un ángulo recto en relación con la Tierra, lo cual anula parcialmente la acción de la gravedad, resultando mareas más débiles que presentan poca diferencia entre los niveles más alto y más bajo de la marea. Éstas se denominan mareas muertas o de cuadratura.

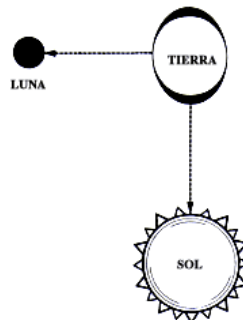


Figura 1.22 Mareas muertas.

Cada mes lunar consta de dos series de mareas vivas que alteran con dos series de mareas muertas, y entre ellas existen algunos días de transición que presentan mareas intermedias.

Otro aspecto que se tiene que tomar en cuenta en el comportamiento de las mareas es su altura ya que en ciertos lugares la marea nocturna es más alta que la diurna. Otro ejemplo podría ser un arrecife de coral que cierto día, aun en la baja mar, quedó bien cubierto, puede quedar completamente expuesto quince días después. Esta variación quincenal está relacionada con los movimientos lunares: cuando la Luna está llena, la amplitud de las mareas es mayor, y cuando está en cuarto menguante o creciente, es mínima.

El potencial energético de este tipo de instalaciones dependerá del punto del planeta y de la época del año, así como de la disponibilidad de zonas donde

embalsar el agua del mar durante la pleamar. En la práctica son aprovechables los niveles superiores a los 4-5 m.

Cuando se miden los niveles de las mareas, se debe tomar en cuenta que el océano está sometido a diversas fuerzas, es decir, que además de las influencias gravitatorias de los astros debemos tener en cuenta la acción de los vientos predominantes, la densidad variable de las masas de agua, etcétera.

Además se tiene que considerar que el nivel del mar es diferente en los distintos océanos, e influye en la intensidad de las mareas como se puede ver en la figura 1.23 que se muestra a continuación. El nivel es más alto en la costa del Océano Pacífico que en la del Atlántico, diferencia que puede deberse a la menor densidad del agua del Pacífico.

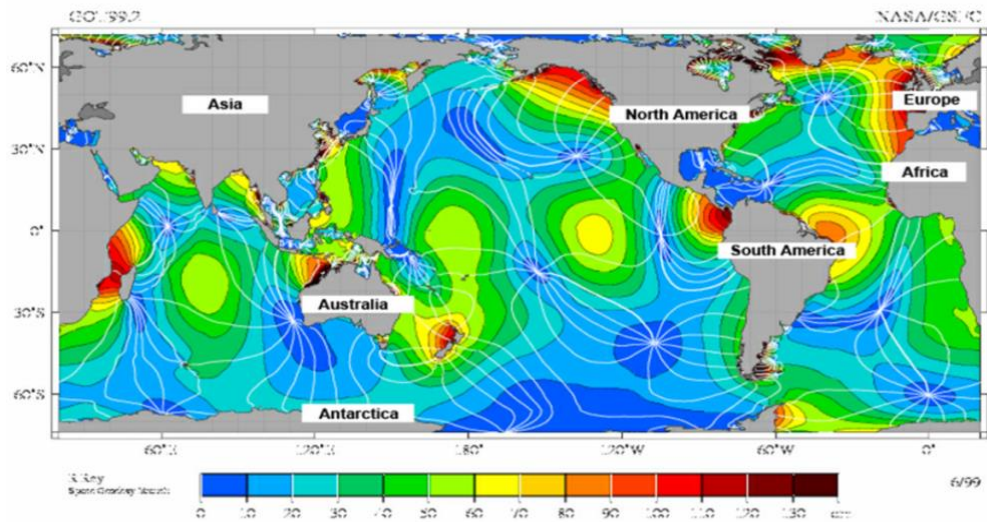


Figura 1.23 Intensidad de las mareas por influencia del nivel del mar.

La manera más simple para efectuar mediciones de las mareas consiste en introducir una regla de madera graduada en un lugar poco profundo de la costa pero para poder registrar, lo más exacto posible, el lento cambio de la marea. Se tienen que evitar las variaciones de nivel del mar en el periodo corto durante el que se mide, ya que el mar nunca está quieto; aun en la más completa calma se agita y se levanta formando olas.

Para iniciar este tipo de medición generalmente se utiliza la bajamar media, como nivel de referencia, que se encuentra registrada en la mayor parte de las cartas de navegación. Esto permite contar con un punto de partida para hacer las observaciones.

En la actualidad se cuenta con métodos de mayor precisión, y se han construido dispositivos de medición llamados mareógrafos, los cuales pueden estar colocados en los buques oceanográficos o en boyas para registrar los cambios de marea.

Las mediciones de la marea permiten calcular la frecuencia con que se presentan los cambios de ellas, es decir, hacer la predicción de las mareas. Hasta hace pocos años, los aparatos para predecir las mareas eran mecánicos; ahora se utilizan computadoras electrónicas que hacen el trabajo de manera más rápida y eficiente y se programan para que impriman automáticamente las tablas de marea.

Tabla 1.1 Ejemplo tabla de mareas.

Junio 2012										
Día	PLEAMARES				COEF. 1ª	BAJAMARES				COEF. 2ª
	MAÑANA		TARDE			MAÑANA		TARDE		
	Hora	Altura	Hora	Altura		Hora	Altura	Hora	Altura	
1V	00:40	4,27	13:13	4,36	82	06:50	1,43	19:12	1,41	87
2S	01:38	4,47	14:05	4,6	91	07:45	1,22	20:08	1,16	95
3D	02:33	4,65	14:55	4,81	97	08:36	1,05	21:02	0,94	99
4L	03:25	4,78	15:44	4,96	99	09:26	0,94	21:54	0,8	99
5M	04:15	4,82	16:34	5,01	98	10:15	0,92	22:46	0,74	95
6X	05:05	4,76	17:24	4,97	92	11:03	0,98	23:29	0,91	88
7J	05:55	4,62	18:14	4,84	85	23:35	0,82	11:52	1,08	79
8V	06:44	4,42	19:05	4,64	74	00:28	0,98	12:42	1,26	69
9S	07:35	4,19	19:57	4,4	64	01:17	1,19	13:33	1,47	60
10D	08:28	3,97	20:52	4,16	56	02:07	1,43	14:26	1,67	52
11L	09:27	3,79	21:50	3,96	50	03:00	1,66	15:24	1,85	48
12M	10:32	3,69	22:53	3,82	47	03:57	1,85	16:28	1,97	47
13X	23:29	3,76	11:38	3,67	48	05:00	1,94	17:35	2	50
14J	23:55	3,79	12:37	3,74	51	06:04	1,95	18:39	1,95	54
15V	00:54	3,81	13:28	3,87	56	07:01	1,88	19:34	1,84	59
16S	01:45	3,89	14:11	4,01	62	07:50	1,78	20:21	1,71	65
17D	02:29	3,98	14:49	4,14	67	08:31	1,67	21:02	1,58	69
18L	03:09	4,08	15:24	4,25	71	09:08	1,58	21:39	1,46	73
19M	03:45	4,17	15:58	4,34	75	09:43	1,51	22:15	1,37	76
20X	04:21	4,23	16:33	4,4	77	10:18	1,45	22:50	1,32	77
21J	04:55	4,27	17:08	4,44	77	10:52	1,43	23:25	1,29	76
22V	05:31	4,27	17:45	4,44	76	11:28	1,43	23:29	1,37	74
23S	06:08	4,25	18:23	4,4	73	00:01	1,34	12:06	1,43	71
24D	06:48	4,19	19:05	4,34	69	00:04	1,38	12:46	1,5	67
25L	07:33	4,12	19:51	4,25	65	01:21	1,45	13:32	1,59	63
26M	08:25	4,04	20:44	4,15	61	02:08	1,54	14:24	1,68	60
27X	09:26	3,98	21:48	4,06	60	03:03	1,63	15:24	1,76	60
28J	10:36	3,99	23:01	4,04	61	04:06	1,69	16:32	1,77	64
29V	23:29	4,04	11:46	4,08	66	05:14	1,68	17:43	1,69	70
30S	00:16	4,13	12:51	4,26	73	06:23	1,59	18:53	1,52	79

El inconveniente de la instalación de centrales mareomotrices es que crean problemas medioambientales importantes como aterramiento del río, cambios de salinidad en el estuario y sus proximidades y cambio del ecosistema antes y después de las instalaciones.

Central mareomotriz de La Rance en Bretaña (Francia).

El principio físico de aprovechar la fuerza que pueda originar la subida y bajada de las mareas utilizado para estos molinos, ha sido aprovechado y modernizado para la producción de electricidad en la construcción de una presa y Central hidroeléctrica (1967), también en el estuario del Rancé (Francia).

La central de energía mareomotriz del estuario del río Rance, al norte de Francia, está en funcionamiento desde 1967, y es la más grande de Europa y la segunda mayor del mundo después de la inauguración en 2011 de la central mareomotriz de Sihwa en Corea del Sur. La energía renovable producida por esta planta francesa cubre el 60% de las necesidades energéticas de la región de Bretaña (en el año 2009). El emplazamiento de la central se realizó de manera que se han aprovechado las altas diferencias entre pleamar y bajamar con unos 10 metros de altura de media.



Figura 1.24 Central mareomotriz de La Rance.

La Rance es una central hidroeléctrica reversible, que aprovecha tanto la marea alta como la marea baja ya que sus turbinas funcionan en ambos sentidos, en la fase de llenado y de vaciado del embalse. Las turbinas permiten también bombear agua: en marea baja, la planta funciona "al revés" y bombea agua de mar para elevar todavía más el nivel de agua del embalse. El bombeo permite aumentar la producción porque aumenta la altura de la caída de las aguas y disminuye el período de tiempo entre la pleamar y la bajamar.

La planta generadora de energía mareomotriz está compuesta por 24 turbinas (como la de la figura 1.25), cada una con su correspondiente alternador de 10MW, por lo que la potencia de generación total de la central es de 240MW. Dispone de un embalse de 22 km² que alberga 184.000.000 m³ de agua regulada por 6 compuertas de 10 m de alto por 15 de ancho.

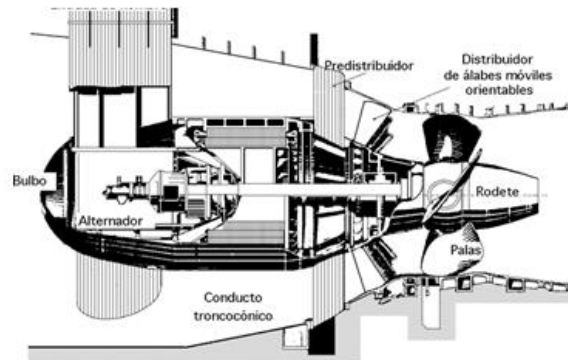


Figura 1.25 Componentes de una turbina de bulbo.

La presa de 750 m de largo cierra el estuario del río y comprende una esclusa que permite el paso de unos 20.000 barcos al año. Una carretera con un tráfico medio de 30.000 vehículos al día (hasta 60.000 en verano) aprovecha su recorrido para unir los pueblos de Saint-Malo y Dinard.

El coste de la energía generada mediante las mareas en la instalación de Rance está estimado en 12 céntimos de euro por kWh, mucho menor de lo que hoy en día se paga en España por cada kWh que se consume, por lo que la generación de electricidad mediante las mareas en España sería competitivo con el actual mercado eléctrico, además de no generar gases de efecto invernadero y aumentaría la independencia energética del país.

La central mareomotriz de Rance se ha convertido también en un lugar de peregrinación turística que atrae cada año 70.000 personas que visitan la región atraídos en parte por su singular planta generadora de electricidad y su Museo especializado en la central.

La implantación de este tipo de instalaciones presenta una serie de cambios sociales y medioambientales.

Inconvenientes.

- Impacto visual y estructural sobre el paisaje costero (desaparición de bancos de arena y daños importantes en la playa de San Servan).
- Afecta a la navegación y al transporte marítimo.
- El coste de este tipo de centrales es 2,5 veces superior a la de las centrales hidroeléctricas en los ríos.
- Acumulación de sedimentos.
- Cambios importantes en la salinidad del agua lo cual puede resultar perjudicial para la flora y la fauna. Posibles efectos negativos en los mamíferos marinos ya que se ven obligados a adaptarse a las nuevas condiciones ambientales.

- La turbidez (la cantidad de materia en suspensión en el agua) decrece como resultado de la intercambio de pequeños volúmenes de agua entre la cuenca y el mar. Esto permite que la luz del Sol penetre más profundo en el agua, mejorando las condiciones para el crecimiento del fitoplancton. Estos cambios se propagan hasta la cadena de comida causando un cambio general en el ecosistema.
- Será necesario la implantación de cercas en las turbinas lo que puede provocar un impacto en los peces. Las cercas pueden ser diseñadas de forma que los espacios entre la pared de los pozos de cimentación y la lámina que cubre al rotor sean lo suficientemente grandes para permitir el paso de los peces. Los mamíferos marinos más grandes como las focas o delfines pueden ser protegidos de las turbinas por cercas o un sensor que automáticamente apague las turbinas cuando un mamífero marino es detectado.

Ventajas.

- Aumento importante en el tránsito de personas lo que se traduce en un incremento en los ingresos del turismo y de la industria hostelera.
- La barrera puede ser utilizada como una carretera o línea de ferrocarril.
- Posibilidad de incorporar molinos de viento en la barrera para aprovechar la energía de las brisas marinas.
- Al colocar una barrera el agua se vuelve mucho más tranquila por lo que la bahía puede ser aprovechada para las actividades recreativas.

Central mareomotriz de Sihwa en Corea del sur.

La central de Sihwa es la instalación mareomotriz más grande del mundo con una potencia de 254 MW, y se encuentra situada en un lago artificial en Corea del sur y es capaz de proveer electricidad a 500.000 personas.



Figura 1.26 Central mareomotriz de Sihwa.

En primer lugar se construyó un dique en 1994 para controlar las inundaciones que perjudicaban las labores relacionadas con la agricultura. En el 2004 empezó a construirse la central y en el 2011 se empezó a funcionar mediante 10 turbinas con una potencia de 25,4 MW cada una para la generación de energía eléctrica aprovechando la fuerza de las mareas.

El diámetro de cada turbina es de 14 m y los rotores miden 7,5 m de longitud. La planta produce 552,7 millones de kw al año, permitiendo a Sihwa superar a la hasta hoy mayor central mareomotriz del mundo, la de Rance en Francia, que posee una capacidad de producción anual de 544 millones de Kw.

Sihwa ocupa un terreno de 140.000 m² y el tránsito de agua se regula mediante 8 compuertas que opera en la parte inferior de esta estación de 15 pisos de altura. La construcción de esta central supuso un gasto al Gobierno de Corea del Sur de unos 335 millones de dólares.

❖ CENTRALES UNDIMOTRICES.

La energía undimotriz, es la energía que permite la obtención de electricidad a partir de energía mecánica generada por el movimiento de las olas. Es uno de los tipos de energías renovables más estudiada actualmente, y presenta enormes ventajas frente a otras energías renovables debido a que en ella se presenta una mayor facilidad para predecir condiciones óptimas que permitan la mayor eficiencia en sus procesos.

El origen de las olas se debe a la acción del viento sobre las superficies de las aguas. Las olas pueden propagarse a gran distancia del punto de generación.

Es necesario tener una serie de condiciones geológicas para un óptimo aprovechamiento de la energía undimotriz, como puede ser la profundidad. Según estudios realizados con respecto a esta energía renovable, se ha descubierto que en territorios marítimos con profundidades entre 40 y 100 metros las características de las olas resultan ser las más óptimas para el aprovechamiento de la energía undimotriz.

El Centro Europeo de Energía Marina (EMEC), sede de uno de los laboratorios de energía marítima más importante del mundo, está ubicado en un archipiélago de 70 islas (las islas Orcadas) en el norte de Escocia. Las fuertes olas y las corrientes marinas de esas remotas islas producen una de las energías renovables con más futuro, y Escocia se ha propuesto convertir estas tranquilas islas del Mar del Norte, en referencia mundial de la electricidad generada por la fuerza de las olas.

Con 14 dispositivos de prueba a gran escala, ha habido más convertidores de energía marina, conectados a la red en el EMEC, que en cualquier lugar en el

mundo. Las compañías que desarrollan este tipo de artilugios utilizan las instalaciones para demostrar lo que se puede lograr en algunos de los ambientes marinos más duros. También cuentan con sitios de prueba de modelos donde los dispositivos de menor escala, o los que están en una etapa más temprana de su desarrollo, pueden ser probados en un mar real pero en condiciones menos severas.

La empresa española Iberdrola, a través de su filial escocesa, es una de las compañías que más está invirtiendo en las islas Orcadas. Los beneficios para estas pequeñas y rurales islas escocesas son ya evidentes. Según el Gobierno escocés, cada empresa que llega a las Orcadas para experimentar en el EMEC gasta un millón de libras (1,29 millones de euros) anual.

Existen diferentes sistemas y equipos para el aprovechamiento de la energía de las olas:

- BOYAS

Este equipo absorbe el movimiento vertical de las olas. Está formada por una boya exterior que se mueve verticalmente siguiendo las ondas de las olas. Tienen un diámetro aproximado de 4 m hasta 12 m. Se encuentra fijado al fondo marino por un ancla de unas 100 toneladas.



Figura 1.27 Boya en las costas de Gran Canaria.

El mecanismo de funcionamiento de este tipo de instalaciones es muy sencillo. Una boya de flotación recoge el movimiento de las olas y permite que el equipo sea visto por las embarcaciones evitando colisiones. Dicha boya se encuentra unida mediante un cable oscilatorio a un pistón, el cual oscilará verticalmente dentro de un soporte comprimiendo un fluido contenido en la estructura, esto provoca la activación del generador que produce energía eléctrica. La corriente es transmitida a tierra por un cable submarino.

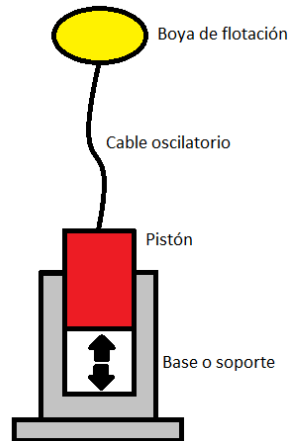


Figura 1.28 Partes principales de una boya.

Cada boya es capaz de generar aproximadamente una potencia de unos 40 kW.

Actualmente están empezando a aparecer nuevos modelos de boyas, los cuales presentan mejores rendimientos que los equipos convencionales. Un ejemplo es el modelo diseñado por la empresa Pipo Systems, el cual es capaz de producir 137% más electricidad que los modelos convencionales. Según los datos obtenidos con las pruebas piloto, con una capacidad instalada de 800 kW, el sistema podría generar 3,25 GW por año. Además, el sistema puede producir agua desalinizada o llevar el agua del mar hacia la costa para su desalinización.

▪ PELAMIS (SERPIENTE MARINA).

Este sistema consiste en una serie de cilindros articulados y parcialmente sumergidos alineados en paralelo a la dirección de la ola. Tiene 150 metros de longitud por 3,5 metros de diámetro. Está formado por tres generadores, cada uno de ellos tiene una potencia de 250 kW siendo la potencia total de 750 kW.



Figura 1.29 Pelami.

El sistema de obtención de energía de los Pelamis está diseñado más desde el punto de vista de resistencia a las condiciones marinas que para obtener la más eficiente conversión de energía posible. Por tanto, en vez de intentar absorber toda la energía disponible en cada ola, convierte solo una porción. El objetivo es que el sistema pueda sobrevivir casi sin mantenimiento en condiciones meteorológicas marinas muy adversas (tormentas, ciclones) que podrían dañar un sistema optimizado solamente para la eficiencia de conversión.

Los Pelamis están constituidos por una serie de secciones cilíndricas parcialmente sumergidas, unidas por bisagras. La fuerza de la ola induce un movimiento relativo entre los cilindros activando un sistema hidráulico que bombea aceite a alta presión a través de un sistema de motores hidráulicos que están conectados a los generadores que producen electricidad. La corriente es transportada por un solo cable a una base situada en el lecho oceánico. Varios cables de corriente de distintos Pelamis se unen para trasladar la energía producida a la costa por un único cable submarino.

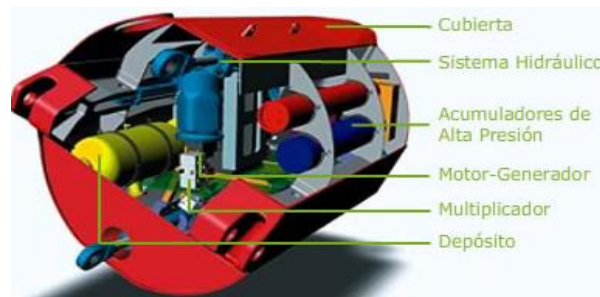


Figura 1.30 Esquema de los componentes de un pelami.

Este tipo de equipos se usan en zonas con condiciones marinas muy adversas.

- **COLUMPIO DE OLAS DE ARQUÍMEDES.**

El columpio de Arquímedes es un equipo capaz de producir electricidad de la energía generada por la marejada marina. Es un sistema simple de cámaras de aire conectadas, en el cual se aprovecha el empuje del mar para producir energía eléctrica.

Se encuentra totalmente sumergido entre los 40-100 m de profundidad.

El columpio de Arquímedes consiste de dos cilindros. El cilindro inferior está fijado al lecho marino, mientras que el cilindro superior se mueve hacia arriba y abajo bajo la influencia de las olas. En forma simultánea, los imanes, que están fijados en el cilindro superior, se mueven a lo largo de

una bobina. Como resultado, el movimiento del flotante se reduce y se genera electricidad. El interior del equipo está lleno de aire y cuando el cilindro superior se mueve hacia abajo, el aire interior se presuriza. Como resultado, se genera una fuerza contraria que fuerza al cilindro superior a subir nuevamente.

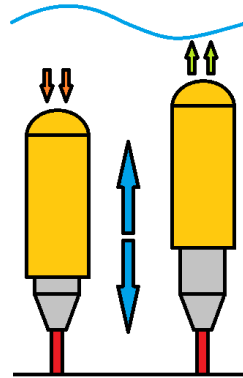


Figura 1.31 Esquema Columpio de olas de Arquímedes.

Para las olas largas, la amplificación puede ser de tres veces la elevación de la ola, y es mayor para las olas cortas. La amplificación puede compararse con el efecto de un columpio. Si uno empuja el columpio en el momento exacto, el movimiento se ampliará.

La energía obtenida es transportada a la costa por un cable submarino. La potencia que se quiere obtener de cada una de las estructuras es de 50-100 kW.

- COLUMNA DE AGUA OSCILATORIA.

El sistema más usado actualmente para obtener energía de las olas es la columna de agua oscilante. Este tipo de instalaciones se suelen poner en zonas donde la energía de la ola es muy fuerte, en rompeolas, defensas costeras.

La función de estas columnas de agua oscilante es obtener energía de las olas mediante el desplazamiento de un volumen de aire por un volumen de agua, el aire así desplazado es conducido hacia una turbina que gira cuando este pasa por ella, cuando el volumen de agua se retira se genera un vacío que inmediatamente es llenado por aire, de este modo la turbina actúa dos veces, una cuando el aire sale y dos cuando el aire reingresa. En ambos casos produce un movimiento giratorio de cada turbina, siempre en el mismo sentido, que se aprovecha para mover los generadores y producir electricidad.

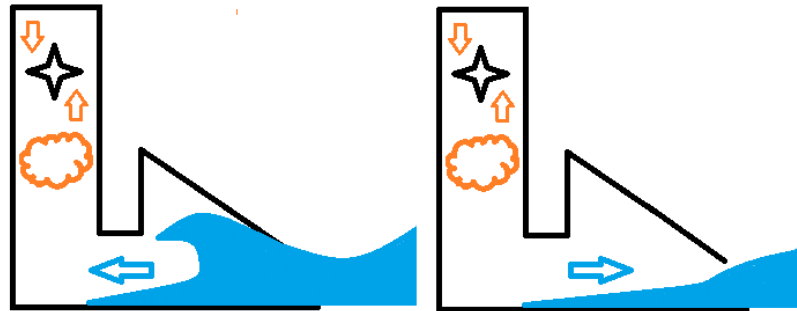


Figura 1.32 Esquema columna de agua oscilatoria.

El agua de mar nunca entra en contacto con los elementos electro-mecánicos de la instalación.

Las columnas de agua oscilante suelen ser grandes cámaras semejantes a grutas naturales, estructuras situadas en el borde costero o tubos por donde ingresa el volumen de agua. Este tipo de construcciones presentan un gran inconveniente, y es que tienden a ser destruidas por la fuerza del mar, y si la construcción fuera lo bastante fuerte como para resistir todas las embestidas del mar su costo será también enorme.

España es el país Europeo pionero en el estudio de la energía undimotriz. La mayoría de las centrales son aun proyectos piloto, la energía obtenida no se comercializa debido a que todavía se está investigando qué tecnología es la más eficaz y menos costosa. Podemos encontrar varias centrales en España, algunas de ellas son:

- Central de Santoña (Cantabria).

Es la primera planta de este tipo operativa en Europa, se empezó a construir en el 2006. Está situada aproximadamente a tres kilómetros de la costa y está formada por 10 boyas suspendidas en la superficie y ancladas al suelo marítimo. Una boya puede generar hasta 40 kW y las nueve restantes 150 kW. Cuando estén en funcionamiento las 10 boyas la energía que se obtendrá será de 1.400 kW anuales, esto equivale al consumo domestico de unos 2.500 hogares. Se prevé una reducción de 2.600 toneladas de CO₂ anuales cuando la central esté en pleno funcionamiento.

- Central de Motrico (Guipúzcoa).

Está situada en el exterior del dique de abrigo del puerto de Motrico. Cuenta con la tecnología de Columnas de Agua Oscilantes. Está formada por 16 turbinas que tienen una potencia total de 300 kW. Con esta energía se abastecerán a unas 600 personas y se evitará la emisión de 600 toneladas de CO₂ anuales. Es la primera instalación marina conectada a red en funcionamiento en España.

Además de las dos centrales que he mencionado antes podemos encontrar más como es el caso de la tecnología de Pelamis que se está estudiando en Galicia.

En el resto de Europa conviene destacar las centrales ubicadas en Portugal y Escocia que están orientadas a la investigación aunque la central de Póvoa de Varzim (Portugal) puede vender su energía gracias a las ayudas de las instituciones. En Póvoa de Varzim se está utilizando la técnica de Pelamis y en la isla de Islay en Escocia la técnica de Columna de Agua Oscilante.

En Suecia se ha creado una compañía eléctrica, denominada 'Seabased' (basada en el mar), para construir e instalar un sistema simple y robusto de boyas en la superficie del agua conectadas con el generador.

Después de todo lo visto anteriormente podemos deducir una serie de ventajas e inconvenientes que presenta la energía undimotriz.

Ventajas.

- No genera gases contaminantes ni residuos.
- Impacto ambiental (visual, sonoro o estructural) muy leve.
- Energía constante y predecible.
- Fuente de energía abundante e inagotable.
- Fuente de energía segura.
- Puede suministrar energía a zonas de difícil acceso (islas, barcos,...).

Inconvenientes.

- La maquinaria necesaria para convertir el lento movimiento de las olas en electricidad es costosa e implica inversiones adicionales como la logística para su construcción, operación y mantenimiento.
- No es un sistema competitivo, los costes son muy elevados si los comparamos con otras fuentes de energía (combustibles fósiles).
- Mayor desarrollo tecnológico.
- Daños estructurales debido a la fuerza de las olas.

❖ ENERGÍA DE LAS CORRIENTES.

Aunque no se utiliza todo lo ampliamente que pudiera, las corrientes marinas tienen un potencial importante para la futura generación de electricidad. Las corrientes marinas son más predecibles que otros tipos de energía como pueden ser el viento (energía eólica) y la energía solar.

Generalmente las corrientes marinas son ubicadas cercanas a la costa, en donde el fondo marino fuerza al agua a circular en canales angostos. Éste fenómeno se da típicamente en zonas cercanas a islas. Las corrientes generadas por las mareas son predecibles por lo tanto el generador obtendrá su velocidad máxima 4 veces al día (2 subidas de mareas diarias).

Actualmente existen varias tecnologías para la producción de energía eléctrica aprovechando la energía cinética de las corrientes marinas, aunque las dos principales son las turbinas axiales horizontales y las turbinas axiales verticales.

- Turbinas axiales horizontales o molinos de agua.

Consiste en la utilización de generadores tipo molino sumergidos (similares a los aerogeneradores), con la ventaja que el agua al tener una densidad de 832 veces mayor que el aire puede otorgarnos la misma cantidad de energía que un generador eólico, pero en un menor área (20 m vs 60 m) y velocidad (9,25 – 16,7 km/h vs 390 km/h).



Figura 1.33 Esquema de un molino de agua.

- Turbinas axiales verticales.

El beneficio de las turbinas verticales es la posibilidad de apilarlas y construir barreras por la cual debe circular la corriente, obteniendo altas potencias. El inconveniente de este tipo de instalaciones es que puede suponer una barrera a la biodiversidad y generar problemas para la circulación de embarcaciones.

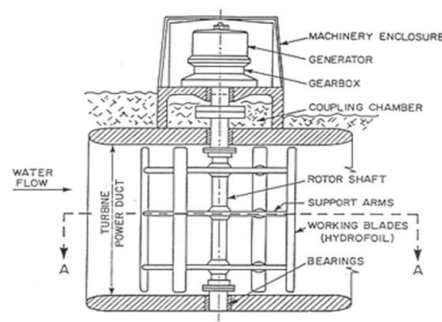


Figura 1.34 Esquema Turbina axial vertical.

- Principio de Venturi.

Se coloca, de acuerdo a este principio, una cañería en la corriente marina. La succión provocada por la corriente hace rotar una turbina con un generador instalado fuera del agua. Su ventaja es que no existen piezas móviles bajo el agua.

El impacto ambiental derivado del uso de conversores de energía mareomotriz a eléctrica, por medio de corrientes marinas, es en general reducido. Permiten que embarcaciones pequeñas continúen circulando en el área, no afectan tanto a la vida marina (a excepción de las barreras con turbinas verticales) y tienen la ventaja que son silenciosos y no se ven desde la superficie, salvo por el transformador.

- ❖ ENERGÍA OSMÓTICA. GRADIENTES DE SALINIDAD.

Cuando un depósito de agua salada se pone en contacto con un depósito de agua fresca a través de un tipo especial de membrana semipermeable, los fenómenos osmóticos resultantes (aumento de entropía) hacen posible la producción de electricidad a partir de los gradientes de salinidad.

Concentrado en las desembocaduras de los ríos, el potencial de energía osmótica de la Tierra tiene una capacidad teórica de al menos 1 teravatio, el equivalente de 1.000 reactores nucleares. Sin embargo, las tecnologías disponibles para el aprovechamiento de esta energía son relativamente ineficientes, produciendo sólo alrededor de 3 vatios por metro cuadrado de membrana.

En la actualidad existen dos métodos para aprovechar la energía osmótica:

- Osmosis por presión retardada.
- Electrodiálisis invertida.

- Osmosis por presión retardada.

Cuando dos soluciones con diferente grado de salinidad se mezclan, se libera lo que se conoce como energía libre de mezcla.

En la planta de producción se separan el agua salada del agua dulce en cámaras estancas con una membrana semipermeable. La presión que ejercen las moléculas de sal del agua salada sobre el agua dulce a través de dicha membrana incrementa la presión en la cámara del agua salada. Esta presión equivale a una cascada de 120 metros de agua y es capaz de mover una turbina que genera electricidad. El resultado es una fuente de energía renovable y limpia.

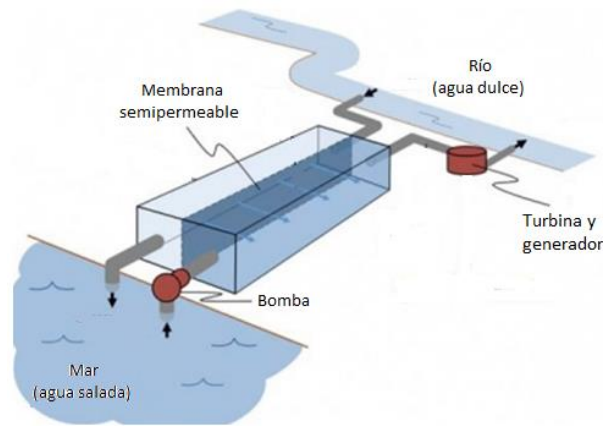


Figura 1.35 Osmosis por presión retardada.

La membrana está constituida por compuestos poliméricos.

Este tipo de instalaciones se sitúan en las desembocaduras de los ríos que fluyen hacia el mar. Un ejemplo de esta tecnología la podemos encontrar en Latinoamérica ya que la descarga de las vías fluviales en la Cuenca Amazónica es muy elevada.

La desventaja de este tipo de tecnología es que la inversión inicial es muy costosa y su funcionamiento puede afectar al ecosistema marino.

Una planta prototipo funciona desde el año 2009 en Tofte (Noruega), desarrollada por Statkraft que es la primera planta del mundo en utilizar tecnologías similares a las de la Ósmosis Inversa.

Electrodiálisis invertida.

La electrodiálisis invertida utiliza la diferencia de potencial químico entre dos disoluciones con distinta salinidad para generar un voltaje que utiliza membranas de electrodiálisis para producir corriente eléctrica. No es el agua quien atraviesa la membrana, sino los iones de cloro sodio.

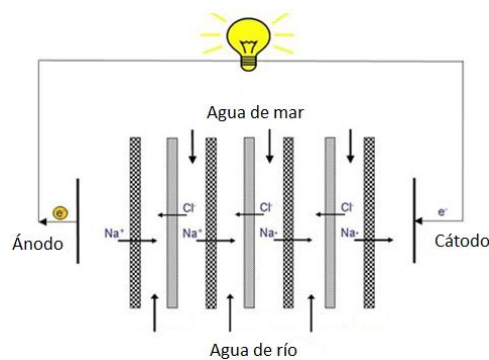


Figura 1.36 Electrodiálisis invertida.

Requiere dos tipos de membrana para cada tipo de ión.

La electrodiálisis invertida es un proceso que trabaja a presiones bajas y no requiere de turbina.

❖ ENERGÍA MAREMOTÉRMICA (GRADIENTE TÉRMICO).

La energía maremotérmica es un tipo de energía renovable que utiliza las diferencias de temperatura entre las aguas oceánicas profundas, más frías, y las superficiales, más cálidas, para mover una máquina térmica y producir trabajo útil, generalmente en forma de electricidad.

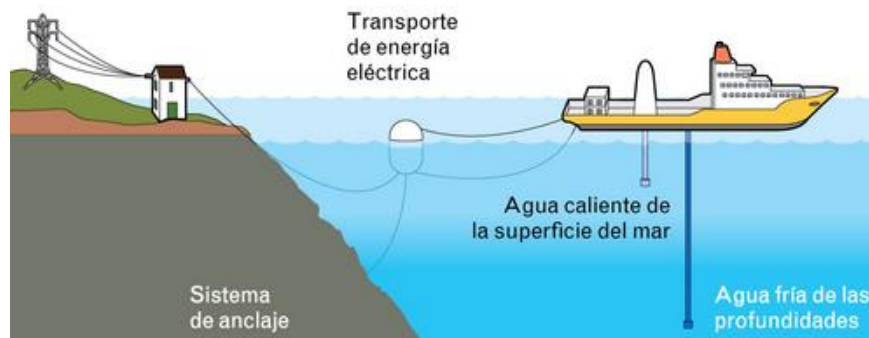


Figura 1.37 Energía maremotérmica.

Con una tubería se bombea el agua de las profundidades, y al compararla con el agua superficial que se encuentra calentada por efectos de radiación solar se hace uso de dicho gradiente térmico mediante una máquina térmica.

Las plantas maremotérmicas transforman la energía térmica en energía eléctrica utilizando el ciclo termodinámico denominado “ciclo de Rankine” para producir energía eléctrica cuyo foco caliente es el agua de la superficie del mar y el foco frío el agua de las profundidades.

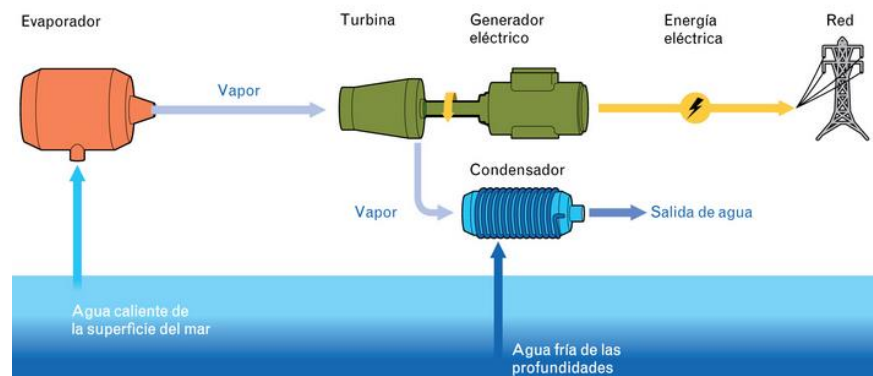


Figura 1.38 Ciclo de Rankine aplicado a la energía maremotérmica.

El aprovechamiento de este tipo de energía requiere que el gradiente térmico sea de al menos 20°.

El inconveniente principal de este tipo de tecnología es que los lugares favorables para su instalación, caracterizados por una temperatura superficial del agua muy elevada, no son muy numerosos. En la figura 1.39 que se muestra a continuación se puede observar cuales son los lugares del planeta más apropiados para la implantación de este tipo de tecnología.

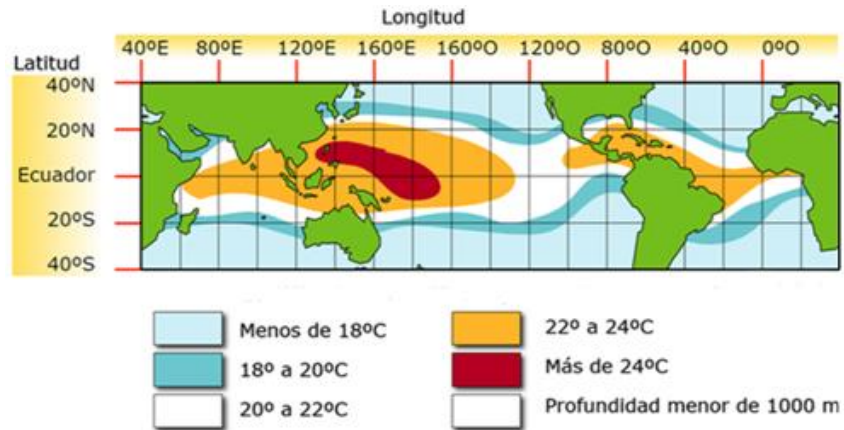


Figura 1.39 Diferencia de temperaturas entre la superficie y 1000 m de profundidad.

La energía maremotermica se encuentra actualmente en vías de desarrollo ya que presenta múltiples ventajas aunque también tiene una serie de inconvenientes, los cuales se deben intentar corregir o al menos minimizar.

Ventajas.

- Utiliza fuentes de energía limpias y renovables. El agua caliente de la superficie y el agua fría del fondo del océano reemplaza la utilización de combustibles fósiles.
- La producción de dióxido de carbono y otras sustancias químicas que contribuyen al calentamiento global y la lluvia ácida es mínima o nula.
- Los sistemas y centrales maremotérmicas producen agua potable y electricidad.
- La cantidad de energía solar acumulada sobre las capas superficiales del océano podría llegar a cubrir la mayoría de las necesidades energéticas de la humanidad.
- El agua fría del fondo oceánico utilizada en la producción de energía maremotérmica puede ser empleada para la producción de aire acondicionado en edificios, alimentación de peces y crustáceos, algas y plantas marinas.

Inconvenientes.

- Los costes de las plantas maremotérmicas superan los costes requeridos al emplear combustibles fósiles para la producción de energía.
- Las plantas maremotérmicas deben ser ubicadas en zonas cuya variación de temperatura a lo largo del año sea de 20°C.
- La construcción de centrales y la tubería requerida para el funcionamiento del sistema puede afectar los arrecifes coralinos y ecosistemas costeros.

Además de las clasificaciones vistas anteriormente, existen otras formas de clasificar las centrales hidroeléctricas según el modo de explotación y de satisfacer la demanda de energía.

E. Clasificación según el sistema de explotación.

- Centrales aisladas o independientes.
Alimentan una red de consumo particular sin conexión a una red general alimentada por otras centrales.
- Centrales coordinadas.
Alimentan a una red general de consumo junto a otras centrales, ya sea térmicas de combustibles fósiles o geotérmicas. La tendencia moderna es a la unificación de la red nacional con interconexión a la red de otros países y conexión a esta red de todas las centrales incluso las más pequeñas.

F. Clasificación según la demanda a que satisfacen.

- Centrales de base.
Proporcionan la parte de energía que se consume de forma permanente en el sistema. Funcionan con un régimen muy uniforme a lo largo del año, salvo los períodos de reparación o revisión.
- Centrales de punta.
Suministran la energía necesaria para atender las puntas de consumo, es decir, las grandes demandas de energía que sólo se presentan unas pocas horas al día.

1.3 Pequeñas centrales hidroeléctricas en el mundo.

La Unión Europea tiene como objetivo prioritario la promoción de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables. Esto se debe a razones de seguridad y diversificación del suministro de energía, de protección del medio ambiente y de cohesión económica y social.

El marco legislativo de las Energías Renovables en la Unión Europea se basó en el “Libro Blanco para una Estrategia Común y un Plan de Acción para las Energías Renovables”.

El objetivo fijado en dicho documento (Libro Blanco) establecía el incremento en 4.500 MW de la potencia instalada en Europa en minicentrales hidroeléctricas en el 2010, lo que significaría incrementar la producción anual para el año 2010, desde los 37 TWh a los 55 TWh.

En particular se estableció como objetivo para la energía hidroeléctrica alcanzar los 105.000 MW en el 2010, distribuidos de la siguiente manera:

- Grandes centrales (mayores de 10 MW): 91.000 MW (incluidas las de bombeo).
- Pequeñas centrales (menores de 10 MW): 14.000 MW

La energía hidráulica ha sido una de las primeras fuentes de energías renovables explotada de forma comercial, por lo que hoy es un sector tecnológicamente desarrollado y maduro, tras 150 años de evolución. Aunque según la European Small Hydraulic Association, cerca del 68% de las minicentrales hidroeléctricas de la Unión Europea tienen más de cuarenta años de antigüedad. Por esta razón gran parte del potencial hidroeléctrico europeo proviene de la rehabilitación y ampliación de instalaciones ya existentes.

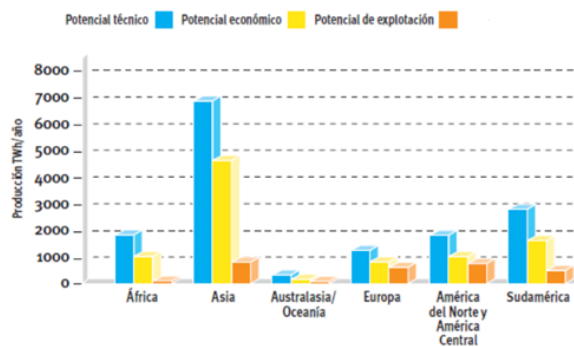


Figura 1.40 Potencial hidroeléctrico en el mundo.

La energía hidroeléctrica en España ocupa un papel destacado en el área hidroeléctrica a nivel europeo, situándose en tercer lugar respecto al resto de países de la Unión Europea en cuanto a potencia hidroeléctrica instalada con centrales menores de 10 MW y el cuarto lugar en cuanto a centrales de potencia mayor de 10 MW.

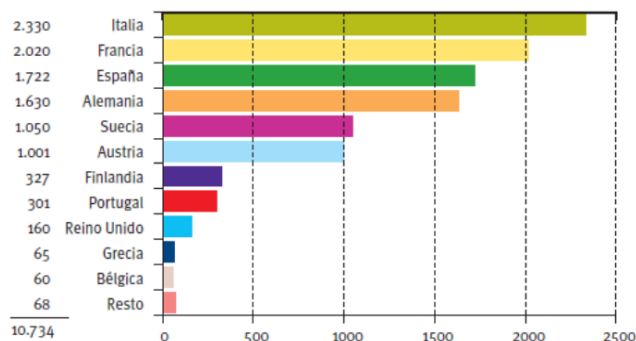


Figura 1.41 Centrales minihidroeléctricas (menores de 10MW) en Europa.

Las propuestas específicas planteadas en España para el sector hidroeléctrico, al igual que para el resto de países de la Unión Europea, están enfocadas principalmente al fomento del aprovechamiento de infraestructuras hidráulicas existentes (presas, canales, sistemas de abastecimiento, etc.), así como a la rehabilitación y modernización de centrales hidroeléctricas existentes, todo ello de forma compatible con la planificación hidrológica y con la preservación de los valores ambientales.

Por otro lado, se piensa que la dependencia exterior de España de energía primaria aumentará en el año 2020 desde el actual 79% hasta un 85%, según fuentes de la propia Unión Europea. Las energías renovables, entre ellas la energía minihidráulica, presentan la ventaja de ser autóctonas, por lo que su desarrollo resulta imprescindible en el fortalecimiento del sistema energético español. En la figura 1.42 que se muestra a continuación se puede ver la importancia de la energía hidroeléctrica dentro del sector de las energías renovables.

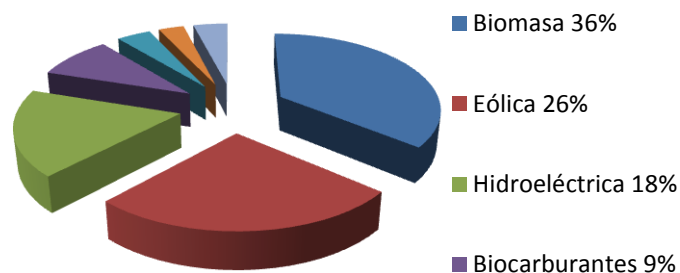


Figura 1.42 Energías renovables en España.

Según la Ley 2/2011 de Economía Sostenible España debe presentar una producción de energía proveniente de fuentes renovable de un 20% con respecto al total de energía producida en el año 2020. Para cumplir con este objetivo es fundamental un correcto aprovechamiento de la energía hidráulica ya que se estima que en España el potencial virgen para la obtención de energía eléctrica a través de las minicentrales hidroeléctricas asciende aproximadamente a 1.000 MW.

La energía mini hidráulica es la forma de generar electricidad renovable con más historia. Las primeras centrales eléctricas de este tipo se empezaron a construir a principios del siglo XX en España y fueron las responsables de llevar la electricidad por primera vez a muchas ciudades, pueblos e industrias.

En su máximo apogeo durante los años 60 había 1740 centrales de este tipo funcionando, mientras que hoy en día son sólo 1.135 ya que muchas de ellas han caído en desuso, aunque con medidas incentivadoras adecuadas podrían volverse a utilizar.

Centrales hidroeléctricas en España.

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.

El inconveniente de este tipo de energía es que el funcionamiento característico de las centrales hidroeléctricas depende de las fuertes variaciones en los caudales circulantes en los cauces.

A continuación se muestran el número de aprovechamientos hidroeléctricos por cuenca hidrográfica y la potencia instalada.

Tabla 1.2 Aprovechamientos hidroeléctricos en España.

Cuenca hidrográfica	Nº de aprovechamientos	Potencia máxima instalada (kW)
Cataluña	178	227.175
Canarias	3	1.263
Duero	155	3.760.861
Ebro	343	3.933.992
Galicia Costa	69	555.220
Guadalquivir	29	569.112
Guadiana	10	247.793
Júcar	65	1.388.511
Norte	293	4.058.026
Segura	27	108.433
Sur	19	461.459
Tajo	121	2.878.088
Total	1.312	18.189.933

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. En el mapa siguiente (figura1.43) se muestra la distribución de las principales centrales hidroeléctricas de España.



Figura 1.43 Aprovechamientos hidroeléctricos en España.

La localización de las centrales hidroeléctricas se concentra, por tanto, en las zonas que reúnen precipitaciones abundantes y regulares, que alimentan ríos o lagos susceptibles de embalsar el agua; y una topografía abrupta o con desniveles del terreno que facilitan el salto del agua con la suficiente altura y energía. Estas zonas, como se aprecia en el mapa de la figura 1.43, son fundamentalmente tres: las cuencas de los ríos del noroeste peninsular, las cuencas de los ríos Duero y Tajo, y las cuencas de los ríos pirenaicos.

Un ejemplo de central hidroeléctrica en España puede ser la de Selga de Ordás. El embalse de Selga de Ordás es propiedad del Estado y está en explotación desde 1963. La presa es de gravedad con una altura de 14,4 m y una longitud de 232 m. Su función es ser el contraembalse del embalse de Barrios de Luna (situado 19 Km aguas arriba), el abastecimiento de aguas a León y el riego de 45.000 hectáreas.



Figura 1.44 Central hidroeléctrica de Selga de Ordás.

La Confederación Hidrográfica del Duero otorgó al IDEA (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía) la concesión de aprovechamiento hidroeléctrico del caudal desembalsado en esta presa en 1994. En 1999 se produjo el acoplamiento del generador a la red, momento en que se inició la explotación industrial de la central.

Con un caudal de entre 2 – 6 m³/s y un salto de unos 8,5 m la central de Selga de Ordás cuenta con una turbina Kaplan de eje vertical y doble regulación de 450 kW, acoplada mediante multiplicador a un generador síncrono de 450 kW a 380 V, el cual es capaz de producir unos 2.000 MWh/año.

Centrales minihidráulicas (<1000 kW).

Según la UNIDO (Organización de las Naciones Unidas para el Desarrollo Industrial) las centrales minihidráulicas se pueden clasificar de la siguiente forma:

Tabla 1.3 Clasificación de las centrales minihidráulicas.

TIPO	POTENCIA (kW)
Picocentral	5
Microcentral	100
Minicentral	1000
Pequeñas centrales	10000

Estas centrales minihidráulicas son normalmente de tipo agua fluyente, en las cuales el caudal se administra en función de una demanda de energía. Su regulación depende estrictamente de la carga.

Por lo general se ubican en zonas rurales lejanas de la red eléctrica.

Se encuentran construidas, gestionadas y administradas por los pobladores de la comunidad. La comunidad es propietaria de la instalación.

1.4 Tendencias actuales y perspectivas de desarrollo.

Hoy en día, cuando la energía escasea y está cada vez más cara, resulta incomprensible que el agua que corre por ríos y canales no se transforme en energía. Instalar minicentrales hidroeléctricas en esos cauces podría ser la clave para aumentar la potencia base instalada, así como la potencia de pico.

La fórmula ya tiene éxito en otros países. El mejor ejemplo es Alemania que construyó 5000 microcentrales, con un potencial total de 4000 MW. La construcción de pequeñas centrales contribuye a la seguridad energética y a la sustentabilidad.

La producción hidroeléctrica anual en España es muy variable y depende en gran medida de la hidraulicidad. En años húmedos supera los 40.000 GWh (2002 tuvo una producción récord de 45.706 GWh), pero en años secos no llega a los 25.000 GWh (2004 tuvo una producción hidroeléctrica de 24000 GWh).

Según datos aportados por el IDEA (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía) se estima que en España el potencial virgen para la obtención de energía eléctrica a través de las minicentrales hidroeléctricas asciende aproximadamente a 1.000 MW.

Estas pequeñas centrales tienen diferencias muy significativas con respecto a las grandes centrales, como son:

- La máxima potencia de diseño se calcula según el mínimo caudal del río.
- Tecnologías y capacidades locales, es decir, es posible operarla con capacidad local.

- Atienden pequeñas demandas en zonas aisladas.
- Muy poco impacto ambiental.

En países desarrollados la energía minihidráulica es una opción interesante en aquellas zonas aisladas que disponiendo de un recurso hídrico, sea difícil el acceso a otras fuentes de energía o el elevado coste de llevar la electrificación a esa zona. También es una buena opción para países en vías de desarrollo.

Dentro de los posibles consumidores de energía minihidráulica encontraremos entes locales, parques naturales, usuarios aislados, núcleos familiares, aldeas, empresas agrícolas y establecimientos de turismo rural, artesanos, etc.

Las centrales minihidráulicas presentan numerosas ventajas como pueden ser:

- Aprovechan al máximo todos los recursos hídricos disponibles.
- La central es muy sencilla.
- Necesitan un limitado recurso hídrico para producir energía eléctrica.
- Producen energía eléctrica cerca del usuario.
- Ocupan poco sitio.

En estas pequeñas centrales hidráulicas se instalan por lo general grupos compactos turbina-generador. La fuerza primaria (agua) mueve la turbina, la cual se encuentra acoplada al generador por el rotor, haciéndolo girar simultáneamente. El generador basa su funcionamiento en la inducción electromagnética (Ley de Faraday), por lo que al encontrarse el generador dentro de un campo magnético el giro del rotor induce una tensión en el estator, produciendo la electricidad que nosotros consumimos.

La propiedad más relevante de la energía hidráulica es que permite utilizarse a pequeña escala, de forma muy económica, con la aplicación de microturbinas y picoturbinas hidráulicas.

➤ Microturbinas

Las microturbinas tienen potencias inferiores a 100 kW, y son muy adecuadas para suministrar electricidad a pequeñas aldeas, granjas u hoteles rurales aislados de la red.

Además su impacto ambiental es prácticamente nulo, ya que para su utilización no es necesaria la construcción de presa alguna, únicamente la creación de un canal para desviar parte del caudal del río. Una vez turbinado, este caudal se devuelve a su cauce.

Para su funcionamiento necesitan una altura de 5 a 30 m entre el canal de abastecimiento y el desagüe, y un caudal que varía en función de la potencia a generar, de 35 a 500 l/s.

Un ejemplo es la novedosa MICROTURBINA POWERPAL (kaplan), la cual presenta las siguientes características:

- Es indicada para viviendas ubicadas cerca de recursos de agua.
- Genera directamente corriente alterna a 220V (no requiere ni convertidores ni acumuladores).
- La más pequeña genera con caudales entorno a 35 l/s.
- Su instalación es muy sencilla.
- Presenta un tubo de desagüe vertical y una altura 1,5m.

➤ Picoturbinas

La picoturbinas son constructivamente iguales que las microturbinas, sólo que con menor potencia. Es por eso que comercialmente se denominan microturbinas y no se hace distinción entre las de más de o menos potencia.

La picoturbinas permiten utilizar la energía hidráulica de torrentes o arroyos y suministrar electricidad a aplicaciones autónomas de pequeña potencia, inferiores a 5.000 W.

Esta potencia permite electrificar una cabaña o un refugio de montaña, generando los wátios necesarios para iluminación, una radio e incluso un pequeño frigorífico.

Pueden funcionar con muy poca altura o con muy poco caudal, pudiendo colocar la clase de picoturbina idónea para cada arroyo. La altura mínima que necesitan para generar electricidad es de 1,5 m, y el caudal varía de 35 a 130 l/s. Si se dispone de más altura, de 3 a 15 m, el caudal mínimo necesario disminuye a 5 l/s.

Tanto las picoturbinas como las microturbinas, que son la misma máquina pero de distinta potencia, pueden generar corriente alterna a 220 V o corriente continua a 12 o 24 V. Este hecho es muy atractivo ya que pueden integrarse a un sistema híbrido autónomo, con paneles solares o aerogeneradores, y utilizar los mismos acumuladores de corriente continua.

También permiten trabajar, si el caudal de agua es siempre constante, como generadores a 220 V ininterrumpidamente, prescindiendo de acumuladores y consumiendo la energía eléctrica que se está produciendo en el mismo momento.

2 Recursos hídricos nacionales disponibles.

2.1 Precipitación media anual en España.

En la figura 2.1 que se muestra a continuación se aprecia un mapa de las precipitaciones medias anuales en mm/m^2 , valor que se obtiene a partir del promedio de las lluvias registradas en los doce meses del año.



Figura 2.1 Precipitación media anual en España.

En España este valor se distribuye de forma irregular, aunque mantiene una estrecha relación con ciertos factores geográficos y meteorológicos:

- La latitud: la cantidad de precipitación aumenta de sur a norte de manera bastante regular.
- La apertura al mar: las precipitaciones disminuyen desde la costa hacia el interior porque en el interior, en invierno, el frío del suelo refuerza las situaciones anticiclónicas, y en verano el calor disminuye el contenido de vapor de agua del aire.
- El relieve: influye por su altura, por su disposición y por su orientación.

Con la altura aumentan las precipitaciones orográficas, las precipitaciones ocultas (escarcha y rocío) y las precipitaciones horizontales (causadas por el estancamiento de las nubes); en cambio, las tierras bajas costeras y las islas sin relieve suelen registrar menores precipitaciones, pues al no existir relieves pronunciados cesan las posibles precipitaciones orográficas.

Las cuencas encerradas por montañas tienen precipitaciones escasas, pues las masas de aire descargan su humedad en los relieves montañosos que las bordean.

El problema de estos datos correspondientes a las precipitaciones medias anuales es que pueden ser muy cambiantes de un año a otro, dándose situaciones anómalas en las cuales las precipitaciones pueden ser muy superiores o muy inferiores a las habituales.

Un ejemplo claro de este tipo de situaciones es lo sucedido el año hidrológico 2013-2014 que resultó ligeramente más seco de lo normal si se considera el conjunto de España, dado que el valor medio nacional de las precipitaciones acumuladas en estos 12 meses transcurridos desde el 1 de octubre de 2013, alcanza los 622 mm, lo que supone un 4% menos que el valor normal correspondiente a dicho período (648 mm).

Considerando la distribución geográfica de las precipitaciones acumuladas durante el año hidrológico 2013-2014 en la figura 2.2, se advierte un claro contraste entre las regiones del norte y oeste peninsular, donde el año ha resultado húmedo, y las del sureste, donde ha sido muy seco.



Figura 2.2 Año hidrológico periodo 01/10/2013 a 30/09/2014.

Así, las precipitaciones superan a las normales en dos grandes zonas que se extienden por el noroeste y el nordeste peninsular:

- La primera abarca Galicia, el oeste de Asturias y de Castilla y León y el norte y oeste de Extremadura, así como la zona noroccidental de Castilla La Mancha
- La segunda incluye el País Vasco, Navarra, La Rioja, gran parte de Cataluña, norte de Aragón y este de Castilla y León.

También se superan los valores normales en diversas áreas de las islas occidentales de Canarias y en parte de las islas de Mallorca y Menorca.

En el resto de España las precipitaciones no alcanzan los valores normales, siendo el déficit relativo de precipitación más importante, con precipitaciones por debajo del 75% de la media, en las regiones de Valencia y Murcia, en el extremo sur de Andalucía y de Aragón y en el sureste de Castilla-La Mancha, así como en Ibiza y en las islas orientales de Canarias.

Otro ejemplo quizás más claro aun que el anterior puede ser la diferencia de precipitaciones entre los inviernos del 2009-2010 y el del 2011-2012. A continuación se muestra unos gráficos en los cuales se puede apreciar que el invierno del 2009/2010 fue excesivamente lluvioso, frente al invierno del 2011/2012 que fue extremadamente seco.

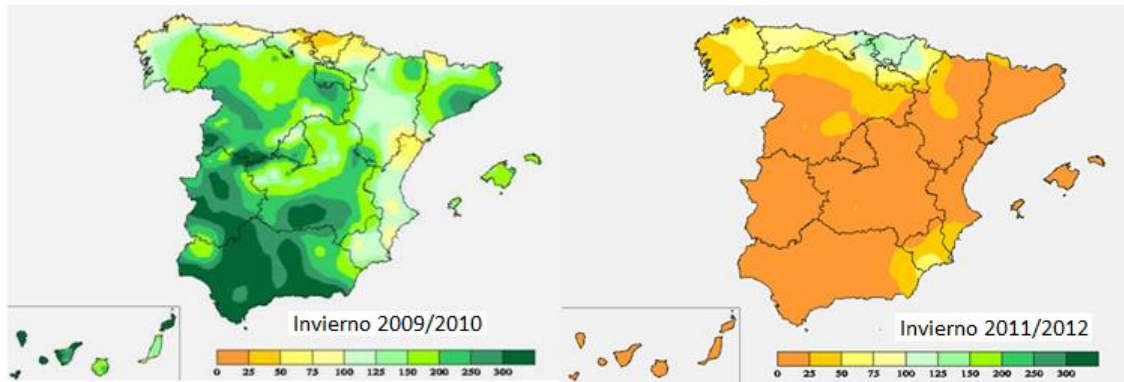


Figura 2.3 Comparación de las precipitaciones en los inviernos 2009/2010 y 2011/2012.

Los gráficos mostrados en la figura 2.3 son muy distintos a los que se suelen obtener en un año normal de precipitaciones. Por ejemplo a continuación se muestra un gráfico con las precipitaciones medias anuales de un año normal (figura 2.4).

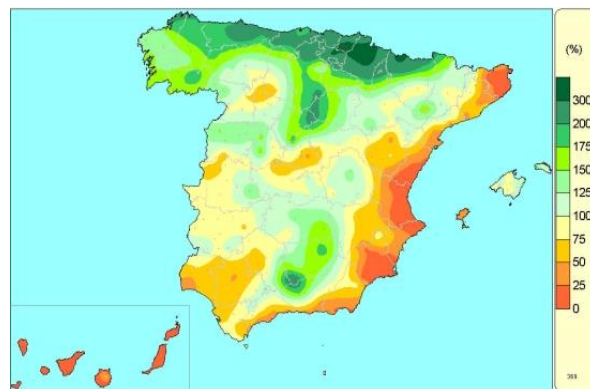


Figura 2.4 Precipitaciones medias anuales.

2.2 Evapotranspiración.

La evapotranspiración se define como la pérdida de humedad de una superficie por evaporación directa junto con la pérdida de agua por transpiración de la vegetación.

Dentro del intercambio constante de agua entre los océanos, los continentes y la atmósfera, la evaporación es el mecanismo por el cual el agua es devuelta a la atmósfera en forma de vapor; en su sentido más amplio, incluye también la evaporación de carácter biológico que es realizada por los vegetales, conocida como transpiración y que constituye, según algunos la principal fracción de la evaporación total. Sin embargo, aunque los dos mecanismos son diferentes y se realizan independientemente no resulta fácil separarlos, pues ocurren por lo general de manera simultánea; de este hecho deriva la utilización del concepto de evapotranspiración que los engloba.

La evapotranspiración constituye un importante componente del ciclo y balance del agua. Se estima que un 70% del total de agua recibida en una determinada zona por

precipitación es de vuelta a la atmósfera a través del proceso, mientras que el 30% restante constituye la escorrentía superficial y subterránea.

A continuación se muestra un gráfico que nos indica la cantidad de agua que es devuelta a la atmósfera anualmente en España por efecto de la evapotranspiración.

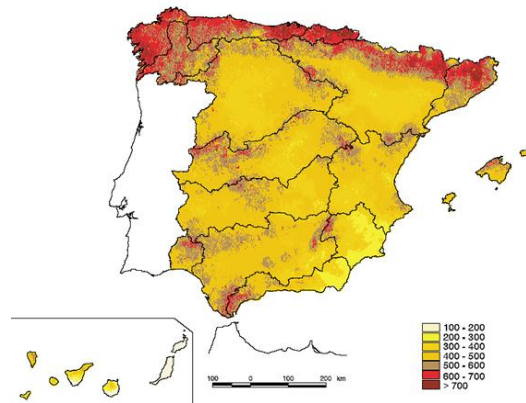


Figura 2.5 Evapotranspiración real media anual en mm/m².

Los factores que intervienen en el proceso de evapotranspiración son el clima, la vegetación y el tipo suelo.

2.3 Escorrentía.

La escorrentía es un término geológico de la hidrología, que hace referencia a la lámina de agua que circula sobre la superficie en una cuenca de drenaje. Normalmente se considera como la precipitación menos la evapotranspiración real y la infiltración del suelo.

Cuando se producen precipitaciones, las primeras gotas de lluvia son retenidas y almacenadas por las hojas y tallos de la cubierta vegetal, en un segundo momento las gotas alcanzan el suelo, que a través de la infiltración retiene una cierta cantidad de agua. Cuando la capacidad de almacenamiento del suelo está en el límite, se inicia el proceso de circulación superficial del agua o escorrentía.

El agua que fluye en las corrientes y ríos se denomina escorrentía superficial. Cada día se descargan unos 100 km³ del agua de los ríos del mundo en los mares. La escorrentía no es constante; se reduce durante periodos de sequía y durante las estaciones secas y aumenta durante las estaciones lluviosas, las tormentas y los periodos de deshielo.

A continuación se muestra un gráfico en el cual podemos ver la cantidad de agua que forma parte de la escorrentía total anualmente en España.

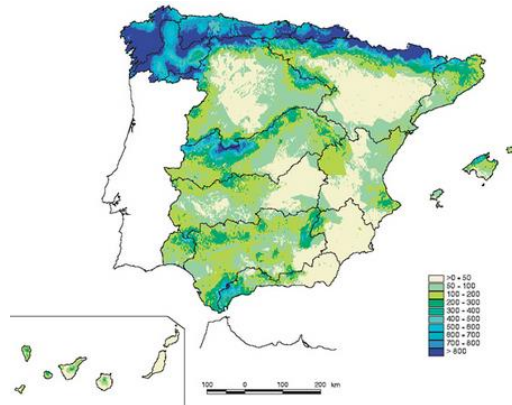


Figura 2.6 Escorrentía total en mm/m².

2.4 Embalses en España.

La península ibérica cuenta con más de 1300 embalses cuya capacidad total asciende a unos 60.000 hm³. La equivalencia energética de esta masa de agua es de unos 18.000 millones de kWh.

Por lo general son embalses de pequeño tamaño ya que sólo tres de ellos superan los 2000 hm³ de capacidad máxima.

- La Serena: 3232 hm³ (cuenca hidrográfica del Guadiana).
- Alcántara: 3137 hm³ (cuenta hidrográfica del Tajo).
- Almendra: 2649 hm³ (cuenca hidrográfica del Tormes).

Entendiendo por cuenca hidrográfica la superficie de terreno cuya escorrentía superficial fluye en su totalidad a través de una serie de corrientes, ríos y, eventualmente, lagos hacia el mar por una única desembocadura, estuario o delta. A continuación se presenta una tabla (tabla 2.1) con el número de embalses existentes en las diferentes cuencas hidrográficas de España, así como su capacidad y la superficie que ocupan.

Tabla 2.1 Datos embalses en explotación.

Distribución de los embalses españoles por cuencas hidrográficas.			
Cuenca hidrográfica	Número de embalses	Capacidad (hm ³)	Superficie (km ²)
Miño-Sil	58	3.046	121,82
Galicia costa	24	695	43,81
Cuencas internas país vasco	11	30	1,89
Cantabrico	59	658	26,78
Duero	87	8.010	348,72
Tajo	298	11.282	570,21
Guadiana	175	14.749	864,94
Guadalquivir	118	8.193	376,79

Cuecas mediterraneas andaluzas	45	1.368	56,85
Guadalete y Barbate	22	1.716	112,32
Tinto, Odiel y Piedras	57	396	29,76
Segura	37	1.359	70,45
Jucar	51	3.384	170,99
Ebro	212	8.040	422,11
Cuencas internas de cataluña	14	778	25,25
Baleares	2	12	1,17
Gran Canaria	52	78	3,60
Ferteventura	2	2	0,2
Lanzarote	1	<1	0,01
Tenerife	31	8	0,8
La Palma	5	6	0,26
La Gomera	19	4	0,3
El Hierro	1	<1	0,01
Ceuta	2	3	0,15
TOTAL	1383	63.818	3.249,19

A pesar de la gran cantidad de embalses y pantanos que son aprovechados para la producción de energía hidroeléctrica, aun siguen quedando numerosos puntos donde se podría colocar una central, así como restaurar las centrales que se encuentran actualmente fuera de uso. A continuación en la tabla 2.2 se puede observar cual es el potencial hidroeléctrico de las diferentes cuencas hidrográficas de España.

Tabla 2.2 Potencial energético de las cuencas hidrográficas.

Potencial hidroeléctrico español por cuencas hidrográficas (GWh/año)						
Cuenca	Potencial actualmente desarrollado	Aprovechamientos medianos y pequeños	Aprovechamientos pequeños	Total	Total potencial técnicamente desarrollable	Potencial fluvial bruto
Norte	10.600	9.300	2700	12.000	22.500	34.280
Duero	6.700	4.200	600	4.800	11.500	29.400
Tajo	3.900	4.200	600	4.800	8.700	16.540
Guadiana	300	300	---	300	600	3.830
Gadalquivir	400	500	300	800	1.200	10.410
Sur de España	200	100	300	400	600	2.740
Segura	100	600	100	700	800	2.090
Jucar	1.200	1.000	400	1.400	2.600	7.490
Ebro	7.600	7.000	1.400	8.400	16.000	40.060
Pirineo Oriental	600	100	300	400	1.000	3.520
TOTAL cuencas	31.600	27.300	6.700	34.000	65.600	150.360

Al depender del régimen de precipitaciones, la producción eléctrica de origen hidráulico está sometida a las fuertes variaciones climatológicas de nuestro país y, en concreto, de la España peninsular, en donde se encuentra la totalidad de la potencia hidroeléctrica disponible.

La irregularidad en el régimen de precipitaciones peninsular se debe no sólo a variaciones estacionales bastante conocidas, con prolongados estiajes y lluvias torrenciales en primavera y otoño, sino a diferencias interanuales también muy acusadas. Aunque mediante embalses se viene tratando de regular a largo plazo el caudal de nuestros principales ríos, aunque la realidad es que la sucesión de años húmedos y secos provoca notables oscilaciones en la producción hidroeléctrica. En todo caso, la producción hidroeléctrica es de gran interés por su disponibilidad para atender puntas de demanda.

En el gráfico siguiente (figura 2.7) se resumen las más importantes y recientes variaciones anuales de la producción hidroeléctrica, tomando como referencia la capacidad instalada en este tipo de centrales.

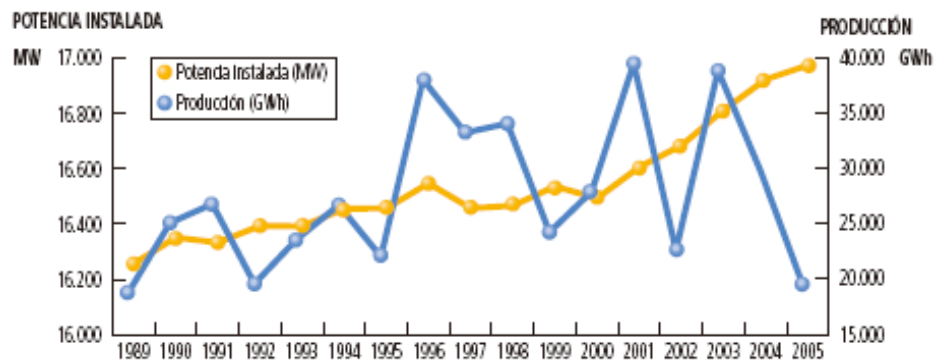


Figura 2.7 Potencia instalada y producción anual de las centrales hidráulicas españolas.

Un factor muy importante que influye en gran medida en la producción hidroeléctrica es la prioridad en el uso del agua. Para cada cuenca hidrográfica existe un orden de prioridad en el uso del agua según un Plan hidrológico. Normalmente la utilización del agua para usos hidroeléctricos se encuentra siempre en 3º o 4º puesto de prioridad.

Tabla 2.3 Orden de prioridad en el uso del agua para las diferentes cuencas hidrográficas.

	Guadalquivir	Júcar	Norte	Segura	Duero	Tjao	Guadiana	Ebro	Sue	Cataluña
Urbano	1º	1º	1º	1º	1º	1º	1º	1º	1º	1º
Agrícola	2º	2º	2ºo3º	2º	2ºo3º	2º	3º	2º	2º	2º
Hidroeléctrico	3º	3º	4º	4º	3ºo4º	3º	4º	3º	3º	3º
Industrial	4º	4º	2ºo3º	3º	2ºo5º	4º	2º	4º	4º	4º
Acuicultura	5º	5º	5º	5º	5º	5º	5º	5º	5º	5º
Recreativo	6º	6º	6º	6º	6º	6º	6º	6º	6º	6º
Navegación	7º		7º		7º		7º	7º		7º
Otros	8º	7º	8º	7º	8º	7º	8º	8º	7º	8º

3 Energía hidráulica.

3.1 Importancia de esta fuente.

Se denomina energía hidráulica a aquella que se obtiene del aprovechamiento de las energías cinética y potencial de una corriente de agua, saltos de agua o mareas.

Es un tipo de energía verde cuando su impacto ambiental es mínimo y usa la fuerza hídrica sin represarla, en caso contrario es considerada sólo una forma de energía renovable.

La energía eléctrica no se puede almacenar, debe ser consumida en el mismo instante en el que se produce. Esto significa que se debe conocer en todo momento la cuantía en la que va a ser requerida, o al menos tener una previsión lo más aproximada posible, para estar en condiciones de generarla. La evolución de la demanda de energía eléctrica en función del tiempo se denomina curva de demanda, presentando máximos y mínimos que corresponden a las horas de mayor y menor consumo, respectivamente, denominadas horas punta y horas valle. La forma de la curva se puede generalizar para los distintos días del año, aunque la cifra asociada a los puntos que representan la misma, lógicamente, varía de un día a otro. Independientemente del mes y del día, siempre hay que ajustarse a la demanda y producir, con los diferentes tipos de centrales que se disponga, la energía solicitada en cada instante.

En este ajuste continuo de la producción a la demanda es necesario disponer de centrales cuya potencia pueda ser fácilmente regulable, con una gran flexibilidad de operación. Las centrales hidroeléctricas presentan estas características jugando un papel muy importante en el conjunto del parque de centrales de generación de energía eléctrica de cualquier país. Son instalaciones con una alta velocidad de respuesta ante los cambios de demanda, lo que quiere decir que en unos minutos (de 2 a 3 minutos en los grupos más modernos) pasan de estar paradas a dar la potencia nominal. Esto no ocurre con las centrales de combustibles fósil o nuclear, que necesitan desde 6 hasta más de 18 horas, dependiendo de las condiciones en las que se produzca el arranque de las mismas. Por todo esto, las centrales hidroeléctricas se convierten en las instalaciones más adecuadas para cubrir las puntas de demanda, así como para cubrir las bajas imprevistas de otras centrales.

La energía hidráulica presenta una serie de ventajas y desventajas que se pueden resumir en las siguientes:

Ventajas.

- La gran ventaja de la energía hidráulica o hidroeléctrica es la falta de dependencia de los combustibles fósiles. El coste de operar una planta hidráulica es casi inmune a la variabilidad de los precios de los combustibles fósiles como el petróleo, el

carbón o el gas natural. Además, no hay necesidad de importar combustibles de otros países.

- Se trata de una energía renovable de alto rendimiento energético.
- Debido al ciclo hidrológico del agua su disponibilidad es inagotable.
- Es una energía totalmente limpia, no emite gases, no produce emisiones tóxicas, y no causa ningún tipo de lluvia ácida. Como las plantas hidráulicas no queman combustibles, no producen directamente dióxido de carbono. Muy poco dióxido de carbono es producido durante el período de construcción de las plantas, pero es muy poco, especialmente en comparación a las emisiones de una planta equivalente que quema combustibles fósiles.
- Las plantas hidráulicas también tienden a tener vidas económicas más largas que las plantas eléctricas que utilizan combustibles. Hay plantas hidráulicas que siguen operando después de 50 años.
- Los costes de operación son bajos porque las plantas están automatizadas y necesitan pocas personas para su operación normal.

Además, los embalses que se construyen para generar energía hidráulica:

- Permiten el almacenamiento de agua para abastecer fácilmente a actividades recreativas o sistemas de riego.
- Pueden regular el caudal del río evitando posibles riesgos de inundación en caso de crecida anormal.

Desventajas.

- Los costes de capital por kilovatio instalado son con frecuencia muy altos.
- El emplazamiento, determinado por características naturales, puede estar lejos del centro o centros de consumo y exigir la construcción de un sistema de transmisión de electricidad, lo que significa un aumento de la inversión y en los costes de mantenimiento y pérdida de energía.
- La construcción lleva, por lo común, largo tiempo en comparación con la de las centrales termoeléctricas.
- La disponibilidad de energía puede fluctuar de estaciones en estaciones y de año en año.
- La evaporación aumenta la salinidad del agua rebalsada, lo que disminuye su utilidad para el riego.
- Los embalses se llenan de cieno y pierden su utilidad entre 40 y 200 años. Además los embalses privan a las tierras de cultivo y estuarios de los nutrientes vitales originados por dicho cieno que se deposita en las crecidas anuales.
- La construcción de grandes embalses puede inundar importantes extensiones de terreno, lo que puede significar pérdida de tierras fértiles. En el pasado se han construido embalses que han inundado pueblos enteros. Con el crecimiento de la

conciencia ambiental, estos hechos son actualmente menos frecuentes, pero aún persisten.

- La construcción de presas y embalses pueden afectar a la fauna, especialmente a los peces. Hay bastantes estudios buscando soluciones a este tipo de problema. Un ejemplo es la invención de un tipo de escalera para los peces.
- Cuando las turbinas se abren y cierran repetidas veces, el caudal del río se puede modificar drásticamente causando una dramática alteración en los ecosistemas.
- Cambia los ecosistemas en el río aguas abajo. El agua que sale de las turbinas no tiene prácticamente sedimento. Esto puede dar como resultado la erosión de los márgenes de los ríos.

3.2 Tipos de aprovechamiento.

El aprovechamiento más significativo de la energía hidráulica la constituyen las centrales hidroeléctricas de presas, aunque estas no son consideradas formas de energía verde, por el alto impacto ambiental que producen.

El uso de la energía hidráulica es significativo en regiones donde existe una combinación adecuada de lluvias, desniveles geológicos y orografía favorable para la construcción de represas. El agua en su caída entre dos niveles del cauce se hace pasar por una turbina hidráulica la cual trasmite la energía a un alternador el cual la convierte en energía eléctrica (centrales de pie de presa o de embalse).

Otro sistema que se emplea es conducir el agua de un arroyo con gran desnivel, por una tubería cerrada, en cuya base hay una turbina. El agua se recoge en una presa pequeña y la diferencia de altura proporciona la energía potencial necesaria (centrales en canal de riego o de abastecimiento).

Otro más consiste en hacer en el río una presa pequeña y desviar parte del caudal por un canal con menor pendiente que el río, de modo que unos kilómetros más adelante habrá ganado una cierta diferencia de nivel con el cauce y se hace caer el agua por una tubería hacia una turbina (centrales de agua fluyente).

4 Estudios hidrológicos.

4.1 Estudio hidrológico de un río.

Para realizar un correcto estudio hidrológico de un río es necesario entender perfectamente el ciclo hidrológico.

El ciclo del agua, también conocido como ciclo hidrológico, describe el movimiento continuo y cíclico del agua en el planeta Tierra. El agua puede cambiar su estado entre líquido, vapor y hielo en varias etapas del ciclo, y los procesos pueden ocurrir en cuestión de segundos o en millones de años.



Figura 4.1 Ciclo hidrológico.

Cuando el Sol calienta la Tierra, además de generar corrientes de aire, hace que el agua de los mares, principalmente, se evapore y ascienda por el aire y se mueva hacia las regiones montañosas, para luego caer en forma de lluvia. Parte de esta agua se evapora en vapor de agua. El hielo y la nieve pueden sublimar directamente en vapor de agua.

Las corrientes de aire ascendentes toman el vapor de la atmósfera, junto con el agua de evaporotranspiración, que es el agua procedente de las plantas y la evaporación del suelo. El vapor se eleva en el aire, donde las temperaturas más frías hacen que se condense en nubes. Las corrientes de aire mueven las nubes alrededor del globo. Las partículas de las nubes chocan, crecen y caen del cielo como precipitación.

Algunas caen como precipitaciones de nieve y pueden acumularse como casquetes polares y glaciares, que almacenan el agua congelada durante miles de años. En climas más cálidos, los bloques de nieve a menudo se descongelan y se derriten cuando llega la primavera, y el agua derretida fluye por la tierra.

La mayor parte de la precipitación que cae sobre la tierra, debido a la gravedad, fluye sobre la superficie. Una parte de ese agua entra en los ríos a través de valles en el paisaje, y la corriente mueve el agua hacia los océanos.

El agua filtrada pasa a las aguas subterráneas, que se acumulan y son almacenadas como agua dulce en lagos. No toda el agua fluye por los ríos. La mayor parte de ella empapa la tierra como infiltración. Un poco de agua se infiltra profundamente en la tierra y rellena acuíferos (roca subsuperficial saturada), que almacenan cantidades enormes de agua dulce durante períodos largos del tiempo. Algunas infiltraciones permanecen cerca de la superficie de la tierra y pueden emerger, acabando como agua superficial.

En otros casos las numerosas precipitaciones pueden saturar un acuífero de manera que el agua tenderá a brotar a la superficie. Un ejemplo de este caso son los ojos del Guadiana que son enormes charcas que brotan de la humedad del acuífero, desbordando la tierra, en la localidad de Villarrubia de los Ojos. Los ojos del Guadiana, que aparecen y desaparecen, no habían hecho acto de presencia desde 1984, hasta el año 2010 gracias a las abundantes precipitaciones.



Figura 4.2 Los ojos del Guadiana.

Con el tiempo, el agua sigue fluyendo, para llegar de nuevo en el océano, donde el ciclo se renueva.

A lo largo de la historia, la idea del Ciclo Hidrológico, que hoy nos parece tan intuitiva, durante siglos no fue comprendida por filósofos y “científicos”, creyendo que el ciclo se realizaba al revés: el agua penetraba en la corteza desde el fondo de los océanos, se almacenaba en la profundidad, probablemente en grandes cavernas, y ascendía después por el calor de la Tierra hasta las partes altas de las montañas, surgiendo en las zonas de nacimiento de los ríos.

La Hidrología moderna nace con las experiencias de Perrault, Mariotte y Halley. Fueron los primeros hidrólogos empíricos que basaron sus ideas en medidas y no en la especulación.

- En 1674 Pierre Perrault publica “De l’origine des fontaines”. Perrault midió las precipitaciones de la cuenca alta del Sena y los aforos del río, concluyendo que el volumen de las precipitaciones era seis veces superior a las aportaciones del río.

- Mariotte, contemporáneo de Perrault, repitió estos experimentos en un punto distinto de la cuenca del Sena, estudiando además la infiltración profunda del agua, y comprobando que el caudal de ciertos manantiales variaba de acuerdo con la oscilación de las precipitaciones.

Faltaba por cuantificar la otra mitad del Ciclo: ¿Cómo era posible que del cielo cayera tanta agua?

- El astrónomo Halley se interesó por el fenómeno de la evaporación cuando observó cómo se empañaban las lentes de sus telescopios. Realizó medidas y cálculos concluyendo que el volumen de agua evaporado un día de verano del Mediterráneo era superior al volumen de agua que recibe de todos los ríos que llegan a él.

En resumen se denomina Ciclo Hidrológico al movimiento general del agua, ascendente por evaporación y descendente, primero por las precipitaciones y posteriormente en forma de escorrentía superficial y subterránea.

En teoría el agua se evapora en el océano y precipita sobre los continentes aunque en realidad en ambos medios se produce evaporación y precipitación, aunque es cierto que la evaporación predomina en el océano y la precipitación en los continentes.

La circulación del agua subterránea es mucho más lenta que la superficial. La lentitud (a veces inmovilidad) de la escorrentía subterránea confiere al ciclo algunas características fundamentales, como que los ríos continúen con caudal mucho tiempo después de las últimas precipitaciones.

Las aguas subterráneas no son más que una de las fases o etapas del ciclo del agua, no tienen ningún misterioso origen magmático o profundo. A veces se olvida esta obviedad y se explotan las aguas de una región como si nada tuvieran que ver con las precipitaciones o la escorrentía superficial, con resultados indeseables.

El ciclo hidrológico presenta alguna excepción como puede ser la existencia de aguas que proceden del interior de la Tierra y nunca han estado en la superficie ni formado parte del Ciclo Hidrológico. Pueden denominarse aguas juveniles y se trata de casos verdaderamente excepcionales. Un ejemplo de este tipo de aguas son las aguas termales de los balnearios.

Otras aguas subterráneas que parecen ajenas al ciclo son las que aparecen en regiones desérticas. Son aguas que se infiltraron hace decenas de miles de años cuando esas mismas zonas desérticas no eran tales. Estas aguas pertenecen al Ciclo Hidrológico, pero han estado apartadas de él durante un periodo muy prolongado.

Visto que el agua no se encuentra continuamente en movimiento sino que la mayor parte de ella se encuentra formando depósitos. A continuación se muestran una serie de datos interesantes relativos a los depósitos de agua del planeta.

Tabla 4.1 Datos sobre los depósitos de agua.

Depósito	Volumen (en millones de km ³)	Porcentaje
Océanos	1.370	90,40386
Casquetes y glaciares	546	8,90
Agua subterránea	9,5	0,68
Lagos	0,125	0,01
Humedad del suelo	0,065	0,005
Atmósfera	0,013	0,001
Arroyos y ríos	0,0017	0,0001
Biomasa	0,0006	0,00004

Depósito	Tiempo medio de residencia
Glaciares	20 a 100 años
Nieve estacional	2 a 6 meses
Humedad del suelo	1 a 2 meses
Agua subterránea: somera	100 a 200 años
Agua subterránea: profunda	10.000 años
Lagos	50 a 100 años
Ríos	2 a 6 meses

El agua durante el ciclo hidrológico a parte de formar parte de estos depósitos, sigue una serie de caminos que serán descritos detalladamente a continuación.

Evaporación.

La evaporación es el fenómeno físico en el que el agua pasa de líquido a vapor. Habría que añadir la sublimación (desde nieve o hielo a vapor).

Se produce evaporación desde:

- La superficie del suelo y la vegetación (intercepción) inmediatamente después de la precipitación. El fenómeno de la intercepción se produce con lluvias de corta duración sobre zonas de bosque de forma que se devuelve a la atmósfera una gran parte del agua precipitada sin haber tocado el suelo.
- Desde las superficies de agua (ríos, lagos, embalses).
- Desde el suelo, agua infiltrada que se evapora desde la parte más superficial del suelo. Puede tratarse de agua recién infiltrada o, en áreas de descarga, de agua que se acerca de nuevo a la superficie después de un largo recorrido en el subsuelo.

Transpiración.

La transpiración es el fenómeno biológico por el que las plantas ceden agua a la atmósfera. Toman agua del suelo a través de sus raíces, toman una pequeña parte para su crecimiento y el resto lo transpiran.

Evapotranspiración (ET).

Es la consideración conjunta de los dos procesos anteriores: la evaporación y la transpiración, en hidrología se unen ambos conceptos para su medición.

Para el hidrólogo el interés de la evapotranspiración se centra en la cuantificación de los recursos hídricos de una zona: Lo que llueve menos lo que se evapotranspira será el volumen de agua disponible.

Infiltración.

Otra parte del agua procedente de las precipitaciones llega al suelo y se filtra en él.

El agua infiltrada puede, a su vez, seguir estos caminos:

- Evaporación: Se evapora desde el suelo húmedo, sin relación con la posible vegetación.
- Transpiración: Las raíces de las plantas absorben el agua infiltrada en el suelo, una pequeña parte es retenida para su crecimiento y la mayor parte es transpirada y devuelta a la atmósfera.
- Escorrentía subsuperficial o hipodérmica, (“interflow”): Tras un corto recorrido lateral antes de llegar a la superficie freática acaba saliendo a la superficie.
- Finalmente, el agua restante infiltrada da lugar a la escorrentía subterránea.

Escorrentía superficial.

El agua de las precipitaciones que no es evaporada ni infiltrada, escurre superficialmente y puede experimentar diferentes procesos.

- Parte es evaporada desde la superficie de ríos, lagos y embalses.
- Parte puede quedar retenida como nieve o hielo o en lagos o embalses. A este tipo se le conoce como escorrentía superficial diferida.

La escorrentía directa es la que llega a los cauces superficiales en un periodo de tiempo corto tras la precipitación, y que normalmente engloba la escorrentía superficial y la subsuperficial. Ambos tipos de escorrentía son prácticamente imposibles de distinguir ya que una gran parte de lo que parece escorrentía superficial (por el aumento de los caudales que sigue a las precipitaciones) ha estado infiltrada subsuperficialmente.

La escorrentía básica es la que alimenta los cauces superficiales en los estiajes, durante los periodos sin precipitaciones, concepto que engloba la escorrentía subterránea y la superficial diferida.

Finalmente podemos definir como escorrentía superficial rápida, el agua que sigue su camino hacia el mar.

Todos los procesos descritos anteriormente quedan bastante bien reflejados en el siguiente esquema (figura 4.3):

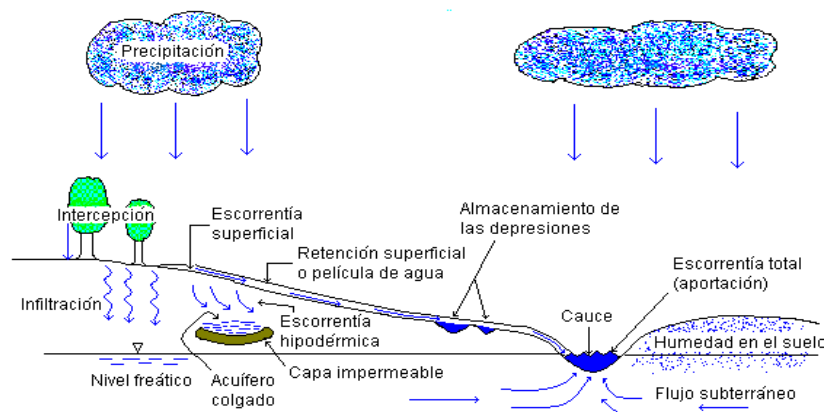


Figura 4.3 Procesos del ciclo hidrológico.

Déficit de escorrentía.

Al realizar el balance hídrico de una cuenca, es frecuente disponer de datos de precipitaciones y de escorrentía. La diferencia entre las precipitaciones y la escorrentía total se denomina "déficit de escorrentía" queriendo decir simplemente "la precipitación que no ha generado escorrentía".

Si se trata de una cuenca hidrogeológicamente cerrada, y el balance lo estamos realizando para una serie de años (preferiblemente más de 20), sabemos que el déficit de escorrentía sólo puede ser debido a la evapotranspiración.

4.2 Cuenca.

Una cuenca fluvial o cuenca hidrográfica es el territorio drenado por un río y la totalidad de sus afluentes.

También conocida como hoya hidrográfica, cuenca de drenaje o cuenca imbrífera es un territorio drenado por un único sistema de drenaje natural, es decir, que drena sus aguas al mar a través de un único río, o que vierte sus aguas a un único lago endorreico.

Una cuenca hidrográfica y una cuenca hidrológica se diferencian en que la primera se refiere exclusivamente a las aguas superficiales, mientras que la cuenca hidrológica incluye las aguas subterráneas (acuíferos).

Una cuenca hidrográfica está delimitada por la línea de las cumbres, también llamada divisoria de aguas. El uso de los recursos naturales se regula administrativamente separando el territorio por cuencas hidrográficas. La península ibérica se encuentra dividida en una decena de cuencas hidrográficas tal y como se muestra en la figura 4.4.



Figura 4.4 Cuencas hidrográficas de la península ibérica.

El límite de una cuenca es el lugar geométrico de los puntos más elevados. El trazado del límite de una cuenca se hace empezando por la desembocadura y siguiendo los puntos más elevados hasta cerrar completamente el circuito.

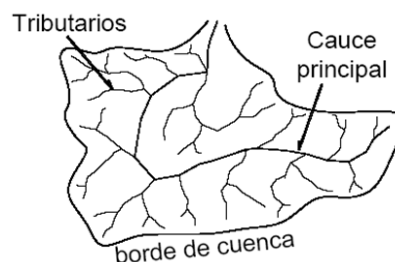


Figura 4.5 Esquema del trazado de una cuenca hidrográfica.

De la misma forma pueden trazarse las subcuencas de los tributarios o afluentes principales.

El régimen de flujo del agua de una cuenca hidrográfica se ve influenciado por numerosos factores que nada tienen que ver con las precipitaciones. De esta forma dos cuencas vecinas sometidas a las mismas condiciones climáticas pueden tener regímenes de flujo

totalmente distintos, debido a características físicas diferentes como: pendiente del terreno y de los ríos, forma y orientación, cubierta vegetal, tipo de suelo, espesor de la capa permeable, etc.

La curva isócrona es el lugar geométrico de puntos tales que el tiempo de recorrido de una gota de agua desde uno de estos puntos hasta la desembocadura es el mismo.

La isócrona más alejada de la desembocadura representa el tiempo de respuesta de una cuenca, es decir el tiempo requerido para que, durante un aguacero uniforme, toda la superficie de la cuenca contribuya al flujo en la desembocadura.

Para el trazado de una curva isócrona se divide la red hidrográfica en segmentos de longitud constante a partir de la desembocadura hasta la parte aguas arriba de los tributarios más pequeños. Tras ser numerados, cada uno de los puntos estará caracterizado por tres parámetros: distancia hasta la desembocadura, elevación relativa y tiempo de recorrido del agua. Este último parámetro es el único que aparece en el mapa de la cuenca como se puede observar en la figura 4.6.

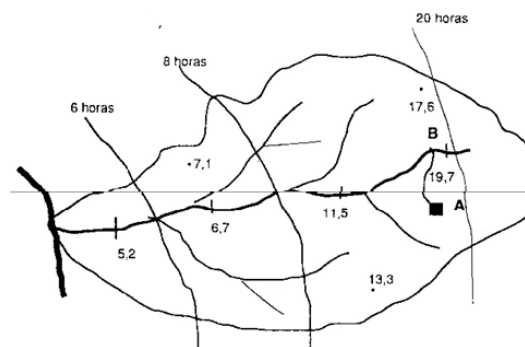


Figura 4.6 Trazado de curvas isócronas.

4.3 Aportación y aforos.

Para poder determinar cuál es el caudal aportado a una cuenca es necesario realizar un estudio de las precipitaciones, determinar la magnitud del coeficiente de escorrentía y cuantificar las aportaciones exteriores a la cuenca.

El caudal (Q) se define como el volumen de agua que pasa por una sección en un determinado tiempo.

Aforar es medir un caudal. En Hidrología superficial puede ser necesario medir desde pequeños caudales (unos pocos litros /s) hasta ríos de muchos m^3/s .

Para la obtención del régimen de caudales, existen dos tipos de métodos:

- Métodos de medición directa.
 - Aforos volumétricos.
 - Método área velocidad.
 - Aforos con molinete.
 - Aforos por flotadores.
 - Aforos con métodos químicos.
- Métodos de medición indirecta.
 - Limnígrafos.
 - Escalas limnimétricas.
 - Estaciones de aforo.

MÉTODOS DIRECTOS.

Aforos volumétricos.

La forma más sencilla de calcular los caudales pequeños es la medición directa del tiempo que se tarda en llenar un recipiente de volumen conocido. La corriente se desvía mediante un canal o tubería que descarga en un recipiente adecuado, y se mide por medio de un cronómetro el tiempo que tarda en llenarse el recipiente.

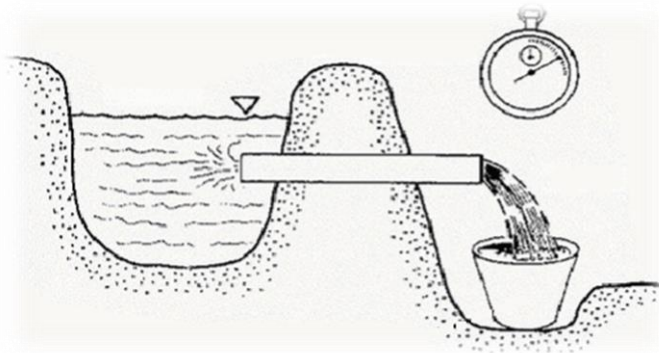


Figura 4.7 Esquema Aforo volumétrico.

Para los caudales de más de 4 l/s, es adecuado un recipiente de 10 litros de capacidad que se llenará en cuestión de segundos. Mientras que para caudales mayores (hasta 50 l/s), se necesitará un recipiente de 200 litros. El tiempo que tarda en llenarse debe medirse con precisión, especialmente cuando sea de sólo unos pocos segundos.

Se deben realizar por lo menos 5 pruebas para obtener un caudal promedio. La variación entre estas mediciones efectuadas sucesivamente dará una indicación de la precisión de los resultados.

Nunca se debe llenar todo el recipiente, sólo hasta cierta altura, por lo que se deberá tener dentro del mismo una escala que indique cual es el volumen.

El proceso para calcular el caudal con este método es muy sencillo, conociendo el volumen del recipiente (V) y el tiempo que tarda en llenarse (t) aplicaremos la siguiente ecuación para determinar el caudal:

$$Q = \frac{V}{t}$$

Método área velocidad.

Este método consiste básicamente en medir en un área transversal de la corriente, previamente determinada, la velocidad de flujo del agua con la cual se puede obtener luego el caudal.

El lugar elegido para hacer el aforo o medición debe cumplir los siguientes requisitos:

- La sección transversal debe estar bien definida y que en lo posible no se presente erosión o asentamientos en el lecho del río.
- Debe tener fácil acceso.
- Debe estar en un sitio recto, para evitar las sobre elevaciones y cambios en la profundidad producidos por curvas.
- El sitio debe estar libre de efectos de controles aguas abajo, que puedan producir remansos que afecten luego los valores obtenidos con la curva de calibración.

Uno de los procedimientos más comunes empleados en este método es el descrito a continuación.

En el sitio donde hemos decidido hacer el aforo, se realiza un levantamiento topográfico completo de la sección transversal del cauce del río, el cual dependiendo de su ancho y profundidad, puede hacerse con una cinta métrica o con un equipo de topografía. La sección escogida se divide en tramos iguales tal como muestra la figura 4.8. El ancho entre ellas no debe ser mayor que 1/15 a 1/20 del ancho total de la sección. El caudal que pasa por cada área de influencia (A_i) no debe ser mayor que el 10% del caudal total.

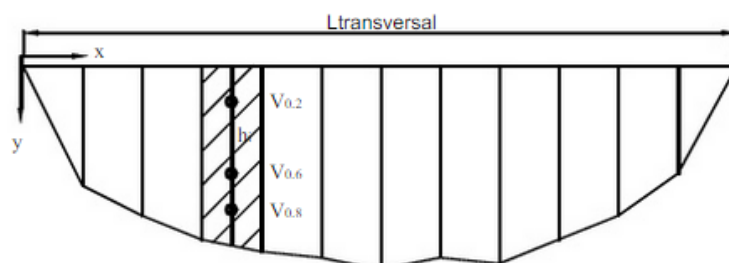


Figura 4.8 Sección transversal para el método área velocidad.

La diferencia de velocidades entre verticales no debe sobrepasar un 20%. En cada vertical, de las varias en que se divide la sección, se miden velocidades con el molinete a

0.2, 0.6 y 0.8 de la profundidad total o con flotador. Cada vertical tiene su respectiva área de influencia (sombreado en la figura 4.8).

Midiendo la velocidad a 0.2 y 0.8 de profundidad a partir de la superficie, calcularemos V_m que será el promedio de ambas velocidades, para ese tramo de sección.

$$V_m = \frac{V_{0,2} + V_{0,8}}{2}$$

En corrientes turbulentas debido a la irregularidad del lecho calcularemos la velocidad media de la siguiente forma:

$$V_m = \frac{V_{0,2} + V_{0,8} + V_{0,6}}{3}$$

Cuando las profundidades de la sección son pequeñas, menores de 0,6 m, solo se mide la velocidad a 0,6 de la profundidad, velocidad que se considera representativa de la velocidad media de la vertical.

Una vez calculada la velocidad media de cada tramo de sección, calcularemos el caudal multiplicando por el área del tramo de sección que estamos analizando.

$$Q_i = V_m \cdot A_i$$

Por último para determinar el caudal total solo habrá que sumar el caudal de todas las secciones.

$$Q_T = \sum Q_i$$

Dentro de este método área velocidad existen dos formas diferentes de medir la velocidad, con molinete o con flotadores.

Aforos con molinete

Este método consiste en la utilización de un molinete, que mide la velocidad de la corriente en varios puntos de la misma vertical y en varias verticales de la sección del cauce.

A la vez que se miden las velocidades se mide la anchura exacta del cauce y la profundidad en cada vertical, lo que nos permite establecer la sección con bastante precisión.

La velocidad de la corriente de agua queda definida por la siguiente ecuación.

$$V = a + b \cdot n$$

V: velocidad de la corriente (m/s).

n: número de revoluciones de la hélice en la unidad de tiempo (rad/s).

a: cte de paso hidráulico, obtenida experimentalmente en ensayos de arrastre (m).

b: cte que considera la inercia y la mínima velocidad para que la hélice se mueva (m/s).

Como se puede ver la ecuación de funcionamiento del molinete se corresponde con la de una línea recta. Cada molinete viene con su respectiva ecuación de calibración, dependiendo del tipo de molinete y de la casa productora. Por ejemplo, para el molinete Prince's Electric Currentmeter 17110B la ecuación de calibración para la velocidad en m/s es:

$$V = 0,019 + 0,702 \cdot n$$

Aforos con flotadores

Son los más sencillos de realizar, pero también son los más imprecisos; por lo tanto, su uso queda limitado a situaciones donde no se requiera mayor precisión. Con este método se pretende conocer la velocidad media de la sección para ser multiplicada por el área, y conocer el caudal.

Para la ejecución del aforo se procede de la siguiente forma. Se toma un trecho de la corriente de longitud L y se mide el área A de la sección, y a continuación se lanza un cuerpo que flote, aguas arriba del primer punto de control, y al paso del cuerpo por dicho punto se inicia la toma del tiempo que dura el viaje hasta que llega al segundo punto de control corriente abajo.

Suponiendo que la velocidad superficial de la corriente (V_s) sea igual a la velocidad del cuerpo flotante, se calculará mediante la relación entre el espacio recorrido L, y el tiempo de viaje t según la siguiente ecuación:

$$V_s = \frac{L}{t}$$

Se considera que la velocidad media de la corriente (V_m) es del orden de $0.75 V_s$ a $0.90 V_s$, donde el valor mayor se aplica a las corrientes de aguas más profundas y rápidas (con velocidades mayores de 2 m/s).

Habitualmente, se usa la siguiente ecuación para estimar la velocidad media de la corriente.

$$V_m = 0,85V_s$$

Si se divide el área de la sección transversal del flujo en varias secciones, de área A_i , para las cuales se miden velocidades superficiales (V_{si}) y se calculan velocidades medias (V_{mi}), el caudal total se podrá determinar como la sumatoria de los caudales parciales (Q_i), de la siguiente manera:

$$Q_T = \sum_{i=1}^n Q_i$$

Aforos con métodos químicos

Esta técnica se usa en aquellas corrientes que presenten dificultades para la aplicación del método área velocidad o medidas con estructuras hidráulicas, como en corrientes muy anchas o en ríos torrenciales.

Su fundamento se basa en que si arrojamos una sustancia de concentración conocida a un cauce, se diluye en la corriente, y aguas abajo tomamos muestras y las analizamos, cuanto mayor sea el caudal, más diluidas estarán las muestras analizadas.

La aplicación concreta de este principio se plasma en dos procedimientos distintos:

➤ Aforos de vertido constante.

A un cauce de caudal Q se añade un pequeño caudal continuo q de una disolución de concentración C_1 .

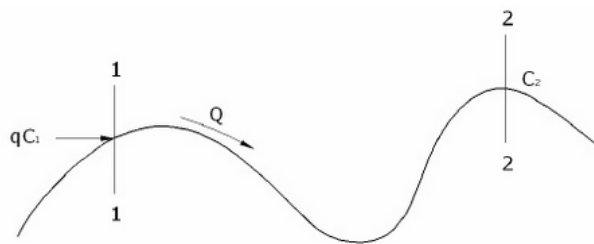


Figura 4.9 Aforo de vertido constante.

Si se realiza un balance de masa de trazador entre el punto 1 y el punto 2 y suponiendo que la corriente lleva una concentración de trazador de C_0 se obtiene esta ecuación:

$$Q \cdot C_0 + q \cdot C_1 = (Q + q) \cdot C_2$$

Entonces lo único que habrá que hacer es despejar el caudal Q :

$$Q = \frac{q \cdot (C_2 - C_1)}{(C_0 - C_2)}$$

➤ Aforos de vertido único o de integración.

Se vierte un peso en gramos de una disolución en el cauce de un río y supuesta la homogeneización, se toman varias muestras aguas abajo, a intervalos iguales de tiempo, calculando previamente el principio y el final de la toma de muestras con un colorante. Las concentraciones en las n muestras tomadas serían $C_1, C_2 \dots C_n$.

Supóngase que en una sección de un río se adiciona un pequeño volumen de trazador (V_1) con una concentración alta C_1 . Si existe una concentración inicial (C_0) en el río, el perfil de concentraciones se comportará con el tiempo como se muestra en la figura 4.10.

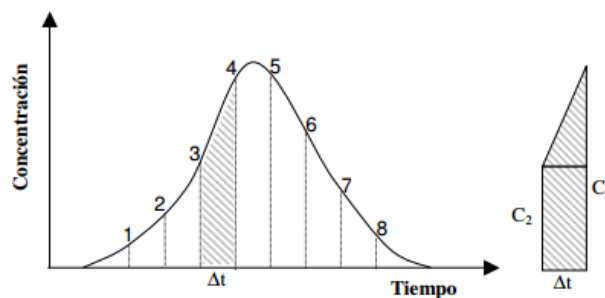


Figura 4.10 Aforo de vertido único o de integración.

Por el presente método obtendremos la siguiente ecuación:

$$V_1 \cdot C_1 = \int_{t_1}^{t_2} Q \cdot C_2 dt - \int_{t_1}^{t_2} Q \cdot C_0 dt$$

Despejando de esta ecuación se obtiene el valor del caudal.

$$Q = \frac{V_1 \cdot C_1}{\int_{t_1}^{t_2} (C_2 - C_0) dt}$$

Donde el término $\int_{t_1}^{t_2} (C_2 - C_0) dt$, representa el área bajo la curva de la figura 4.10.

Conviene señalar que en aforos con métodos químicos el trazador debe tener las siguientes propiedades:

- No debe ser absorbido por los sedimentos o vegetación, ni debe reaccionar químicamente.
- No debe ser tóxico.
- Se debe detectar fácilmente en pequeñas concentraciones.

- No debe ser excesivamente costoso.

Los trazadores utilizados pueden ser de 3 tipos:

- Químicos: como la sal común y el dicromato de sodio.
- Fluorescentes: como la rodamina.
- Materiales radioactivos: como el yodo 132 o el bromo 82.

Dentro de estos trazadores algunos se detectan con mayor facilidad que otros. La sal común puede detectarse con un error del 1% para concentraciones de 10 ppm. El dicromato de sodio puede detectarse a concentraciones de 0,2 ppm y los trazadores fluorescentes con concentraciones de $1 \cdot 10^{11}$. Los trazadores radioactivos se detectan en concentraciones muy bajas ($1 \cdot 10^{14}$). Sin embargo su utilización requiere personal muy especializado.

La cantidad de trazador a utilizar tiene relación con los siguientes factores:

- Nivel mínimo del método de detección.
- La dosificación es continua o instantánea.
- Duración de la prueba.

MÉTODOS DE MEDICIÓN INDIRECTA.

Limnógrafos

Este instrumento de medida se basa en la idea de que para una sección dada, el caudal circulante es función de la altura de la lámina de agua.



Figura 4.11 Limnógrafo.

Los limnógrafos miden el nivel guardando un registro gráfico o digital del mismo a lo largo del tiempo. El gráfico que proporcionan de la altura del agua en función del tiempo se denomina limnograma.

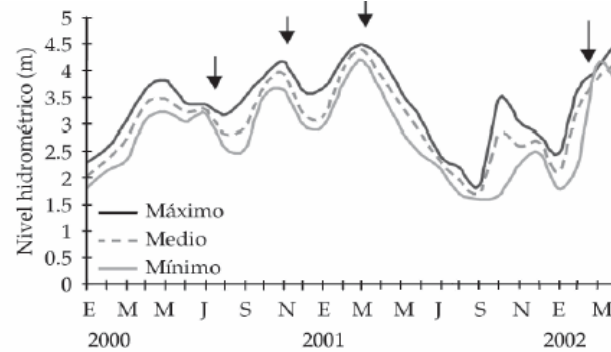


Figura 4.12 Limnigrama.

El modelo clásico de limnógrafo funciona con un flotador que, después de disminuir la amplitud de sus oscilaciones mediante unos engranajes, hace subir y bajar una plumilla sobre un tambor giratorio.

La principal ventaja que presenta este instrumento es que no solamente evitan la presencia diaria de un operario, sino que permiten apreciar la evolución del caudal dentro del intervalo de 24 horas.

El principal inconveniente de este método de medida es que será necesario realizar numerosos aforos directos para establecer la relación entre niveles y caudales, para después sólo con la altura deducir el caudal. Esta relación hay que actualizarla periódicamente ya que la sección del cauce puede sufrir variaciones por erosión o deposición.

Otro problema que presenta este procedimiento de medida es que no en todos los puntos de un cauce el caudal es función de la altura. Puede ser función de la altura y la pendiente del agua. Para solucionar este problema a veces es necesario instalar una presa o barrera para conseguir que sea sólo función de la altura.

Escala limnimétrica o limnímetro

Se trata de escalas graduadas en centímetros y firmemente sujetas en el suelo.

El modo más simple de medir el nivel de un río es por medio de un limnímetro o escala limnimétrica dispuesta de forma que una porción de ella esté inmersa en el agua todo el tiempo. Este limnómetro puede consistir en una sola escala vertical ligada a una pila de un puente, estribo u otra estructura que se prolongue en el lecho de aguas bajas de la corriente como se muestra en la figura 4.13.



Figura 4.13 Limnómetro o Escala limnimétrica.

Si no existiese una estructura adecuada en un lugar accesible a todos los niveles, se puede emplear un limnómetro por secciones. Una variante de la medición por secciones es el limnómetro inclinado (figura 4.14) que se coloca sobre el talud de la orilla de la corriente, graduado de forma, tal que su escala señale directamente profundidades verticales.



Figura 4.14 Limnómetro inclinado.

EL limnómetro o escala limnimétrica presenta un pequeño inconveniente, es necesario que un operario acuda cada día a tomar nota de la altura del agua.

Estaciones de aforo

Una estación de aforo es un punto situado en el cauce de un río donde se mide el caudal del río.

La estación de aforo debe situarse en un sector del cauce del río que se encuentre en régimen de semimódulo. Se dice que está en régimen de semimódulo cuando el caudal que circula por un cauce sólo depende del nivel de las aguas dentro del tramo que lo limita, pero no del nivel aguas abajo.

Para seleccionar la zona donde colocar una estación de aforo deben tenerse en cuenta algunos factores importantes, pero el más importante es tener la certeza de que la forma de la sección no cambia en el tiempo, es decir que se trata de un tramo de río o arroyo que no sufre socavación y no está en proceso de sedimentación. Cuando estas características no se encuentran en el tramo en el cual interesa instalar la sección de aforo, deberá realizarse una obra para asegurarnos de que la sección no va a cambiar con el tiempo. Esta obra, según la dimensión del río o arroyo, puede llegar a ser una obra costosa, y en algunos casos puede resultar más conveniente determinar el caudal por otros métodos.

Ya que realizar una medida directa en forma continua de los caudales mediante las técnicas descritas anteriormente es técnicamente bastante complicado, se busca la medida de una variable auxiliar cuyo conocimiento permita a través de una función intermedia la determinación del caudal.

La variable auxiliar idónea será el nivel de las aguas en el cauce (h), medida con una escala limnimétrica o con un limnógrafo, de modo que para cada valor instantáneo de h podemos obtener el valor del caudal Q en el mismo instante.

Con estos datos crearemos una curva de gastos.

La curva de gastos se determina experimentalmente por medidas repetidas de caudales y alturas en diversas condiciones. A partir de esta curva de gastos, basta con medir la altura para determinar el caudal, o lo que es lo mismo, basta con determinar la variación de la altura del agua con el tiempo, para obtener la variación de los caudales con el tiempo.

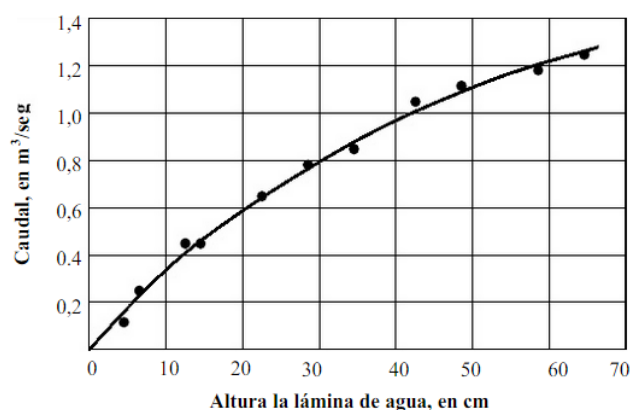


Figura 4.15 Curva de gastos $Q = f(h)$.

Normalmente, la curva de gastos se obtiene mediante el dibujo de una curva suave que se ajuste lo mejor posible a los puntos obtenidos por los pares de valores (h_i, Q_i) , pero también se puede hacer un ajuste estadístico para obtener la ecuación de la curva que normalmente es una parábola de segundo grado, del tipo:

$$Q = a \cdot h^2 + b \cdot h + c$$

En la que los parámetros a, b y c se obtienen por ajuste de mínimos cuadrados.

4.4 Pluviometría.

La pluviometría es una parte de la meteorología que mide y estudia la cantidad, la intensidad y la regularidad de las lluvias según el espacio geográfico y las estaciones del año.

La pluviometría permite realizar un estudio y tratamiento de los datos de precipitaciones que se obtienen en los pluviómetros ubicados a lo largo y ancho del territorio, obteniéndose así unos datos de gran interés para las zonas agrícolas y regulación de las cuencas fluviales a fin de evitar inundaciones por exceso de lluvia.

Las precipitaciones atmosféricas pueden clasificarse en tres tipos diferentes:

- Ciclónicas.
- De convección.
- Orográficas.

Precipitaciones ciclónicas.

Las lluvias ciclónicas o frontales se producen cuando dos masas de aire que presentan diferente temperatura y humedad se ponen en contacto.

Donde las masas se ponen en contacto (región de convección) se producen remolinos gigantes y las masas más calientes y más húmedas, es decir las más ligeras, son empujadas hacia arriba. Al ascender, esta masa de aire se enfría y se condensa generando unas precipitaciones intensas y chubascos tormentosos separados por claros.

Este tipo de lluvias es característico de los países con climas templados.

Precipitaciones de convección.

Este tipo de precipitaciones se producen cuando el aire que se encuentra próximo al suelo se calienta por efecto de la radiación solar, dilatándose y ascendiendo hacia capas superiores de la atmósfera. En su ascensión estas masas de aire se enfrían hasta alcanzar su punto de condensación, y es en este momento cuando se producen las precipitaciones.

La duración e intensidad de este tipo de precipitaciones depende del mayor o menor diámetro o tamaño de la tormenta. Por lo general son precipitaciones de una duración

bastante corta, menos de una hora, aunque su intensidad es muy grande pudiendo alcanzar fácilmente los 10 cm/h.

Son propias de las regiones ecuatoriales y tropicales, aunque también son frecuentes, sobre todo durante el verano, en las zonas templadas (lluvias de verano).

Precipitaciones orográficas.

Este tipo de lluvias se producen cuando masas de aire cargadas de humedad procedentes desde el océano llegan por acción del viento a una zona montañosa. Cuando esta masa de aire húmedo se encuentra con el obstáculo orográfico tenderá a elevarse, y es en este ascenso cuando el aire se enfría hasta alcanzar el punto de saturación del vapor de agua y presentar una humedad relativa del 100% originándose la lluvia.

Este tipo de lluvias se producen en regiones montañosas, ya que la orografía juega un papel importante en la cantidad, intensidad, distribución espacial y duración de la precipitación.

Las precipitaciones atmosféricas sobre las regiones montañosas no son del todo conocidas pese a su importancia cuantitativa y al hecho de que alimentan en gran parte a los ríos. La causa de este desconocimiento es el difícil acceso a las estaciones meteorológicas y la escasa densidad de población de estas regiones.

Como ya se ha deducido anteriormente, las precipitaciones aumentan, en general, con la altura. A este aumento de las precipitaciones por metro de elevación se le conoce como gradiente hipsométrico de precipitaciones.

En España, este aumento de las precipitaciones con respecto a la altura puede encontrarse entorno a 110mm (el 8%) por cada 100 metros, salvo en los meses de julio y agosto que es prácticamente nulo.

Por tanto para realizar un estudio de las precipitaciones de una cuenca que no dispone de pluviómetros, podremos utilizar datos de una cuenca próxima a distinta altura aplicando esta ecuación:

$$P_{\text{variación altitud}} = \frac{A_{\text{media cuenca}} - A_{\text{estación}}}{100} \cdot 110$$

Ejemplo:

En un aprovechamiento en el que no se cuenta con datos de aforo se dispone de la siguiente información:

- *Superficie de la cuenca por encima de la toma de agua: 50 km²*
- *Altitud media: 1300 m*
- *Coefficiente de escorrentía: 0,65*

La estación pluviométrica más próxima se encuentra a una cota de 700 m y tiene una pluviometría media anual de 750 mm. Determinar el caudal medio en m^3/s que puede estimarse para el aprovechamiento.

$$P_{\text{variación altitud}} = \frac{A_{\text{media cuenca}} - A_{\text{estación}}}{100} \cdot 110 = \frac{1300 - 700}{100} \cdot 110 = 660 \text{ mm}$$

$$P_{\text{media cuenca}} = P_{\text{media estación pluviométrica}} + P_{\text{variación altitud}}$$

$$P_{\text{media cuenca}} = 750 \text{ mm} + 660 \text{ mm} = 1410 \text{ mm}$$

Agua total caída en la cuenca:

$$P_{\text{cuenca}} = 1410 \text{ mm} \cdot \frac{1 \text{ Km}^2}{1 \cdot 10^6 \text{ mm}} \times 50 \text{ Km}^2 = 0,0705 \text{ Km}^3/\text{año}$$

Por tanto la aportación será:

$$A = 0,65 \times 70,5 = 45,825 \text{ Hm}^3/\text{año}$$

Y por último el caudal medio será:

$$Q_m = 45,825 \frac{\text{Hm}^3}{\text{año}} \cdot \frac{1 \cdot 10^6 \text{ m}^3}{\text{Hm}^3} \cdot \frac{1 \text{ año}}{31.536.000 \text{ s}} = 1,45 \text{ m}^3/\text{s}$$

El gradiente hipsométrico de precipitaciones será positivo hasta una determinada altura; por encima de la cual cambia de signo. El punto donde este fenómeno tiene lugar conoce como punto crítico de inversión. La altura de este punto depende de varios factores, como pueden ser: la elevación de las tierras adyacentes, la orientación de la montaña, la proximidad relativa del océano, ect.

Para realizar un balance precipitación-aportación sobre una cuenca, debemos aplicar un valor de precipitación media lo más real posible.

Para obtener una distribución espacial del valor medio de las precipitaciones de una determinada cuenca hidrográfica será necesario tener en cuenta las características de la cuenca y recurrir a métodos de extrapolación de los datos puntuales que nos proporcionan las estaciones meteorológicas.

Los métodos de extrapolación más utilizados para determinar el valor medio de precipitaciones sobre una cuenca son los siguientes:

- Media aritmética.
- Polígono de Thiessen.
- Cálculo de isohietas.
- Polígono de Thiessen modificado.
- Métodos distribuidos basados en elementos finitos.

Media aritmética.

En este método consideramos la precipitación media como el valor medio de las precipitaciones puntuales registradas en los observatorios que afecten a la cuenca de estudio, es decir, la lluvia media para la región se determinará como el promedio de las medidas de los pluviómetros que están ubicados dentro de ella.

Dentro de los métodos de extrapolación para determinar el valor de precipitación media, la media aritmética es el procedimiento más sencillo ya que no tiene en cuenta las variaciones geográficas.

La media aritmética se puede emplear para realizar estimaciones previas en zonas donde los pluviómetros se distribuyen uniformemente en la cuenca y las variaciones en las medidas son muy bajas, es decir cuando la dispersión (desviación estándar) con respecto a la media no supera el 10%.

La media aritmética se calcula de la siguiente forma:

$$P = \frac{\sum P_i}{n}$$

Donde:

P, es la precipitación media en la cuenca o región.

P_i , es la precipitación en cada uno de los n pluviómetros.

n, es el número de pluviómetros ubicados en la cuenca.

A continuación se muestra un ejemplo de cálculo del promedio aritmético de una cuenca que tiene 5 pluviómetros cuyas precipitaciones son las mostradas en la tabla de la figura 4.16.

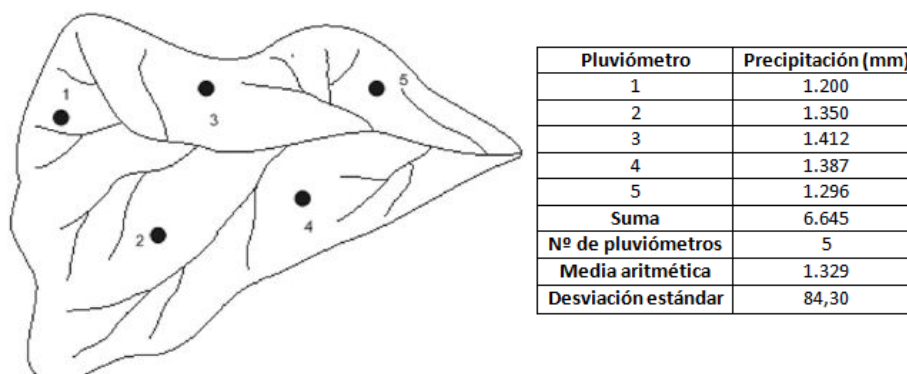


Figura 4.16 Ejemplo de cálculo de la media aritmética.

En la tabla de la figura anterior (figura 4.16) podemos observar que el promedio de las precipitaciones para la cuenca es de 1396mm, y que su desviación estándar es de 84,3

mm. Como ya se ha visto anteriormente el método se puede aplicar si los datos no tienen una dispersión de más del 10% del promedio, lo que para este caso es 132,9 mm, con lo que la desviación estándar es menor que este valor y se puede aplicar el método sin ningún inconveniente.

Polígono de Thiessen.

Este método se utiliza para determinar la lluvia media en una zona cuando se sabe que las medidas de precipitaciones en los diferentes pluviómetros sufren variaciones significativas. Se aplica a zonas no muy montañosas con una densidad de pluviómetros aceptable.

El procedimiento de cálculo es el siguiente:

1. Se unen los pluviómetros adyacentes con líneas rectas.
2. Se trazan mediatrices a las líneas que unen los pluviómetros.
3. Se prolongan las mediatrices hasta el límite de la cuenca.
4. Se calcula el área formada por las mediatrices para cada pluviómetro.
5. Se calcula el área ponderada para cada pluviómetro.
6. Se calcula la precipitación ponderada de cada pluviómetro, multiplicando la precipitación de ese pluviómetro por su área ponderada.
7. Por último se suman las precipitaciones ponderadas para obtener la precipitación media de la cuenca.

Todo este proceso se puede resumir en aplicar la siguiente ecuación.

$$P = \frac{s_1 \cdot p_1 + \dots + s_n \cdot p_n}{A}$$

Donde:

P, precipitación media sobre la cuenca.

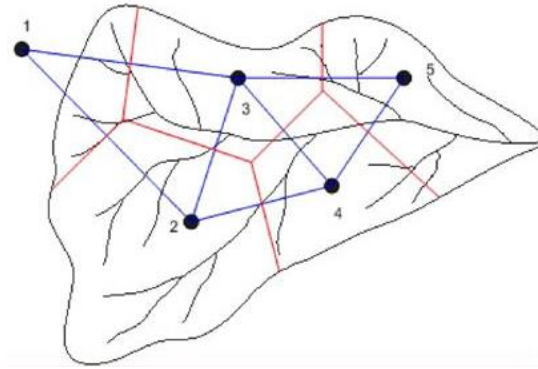
A, área de la cuenca.

s_i , superficie del polígono asociado a la estación i.

p_i , precipitación registrada en el pluviómetro i.

n, número de estaciones consideradas.

A continuación se muestra un ejemplo de cálculo de la precipitación media de una cuenca mediante el método del polígono de Thiessen.



Pluviómetro	Precipitación (mm)	Área (km ²)	Área ponderada	Precipitación ponderada (mm)
1	1200	1,2	0,062	74,227
2	1350	5,4	0,278	375,773
3	1412	4,9	0,253	356,639
4	1387	3,7	0,191	264,531
5	1296	4,2	0,216	280,577
Suma	6645	19,4	1	1351,747

Figura 4.17 Ejemplo de cálculo Polígono de Thiessen.

Cálculo de isohietas

El método de polígonos de Thiessen no tiene en cuenta la influencia de orografía local sobre el valor de las precipitaciones (precipitaciones orográficas). Por tanto cuando se presentan regiones montañosas, se aplica el método de las isohietas.

Una isohieta es una línea curva que une los puntos que tienen igual valor de precipitaciones.

El procedimiento de cálculo es el siguiente:

1. Se pueden aprovechar los triángulos trazados en el método de los polígonos de Thiessen para realizar el trazado de las isohietas
2. Una vez trazadas las isohietas, se calcula el área formada por las isohietas consecutivas.
3. Se calcula el área ponderada para cada intervalo de isohietas.
4. Se calcula la precipitación ponderada para cada intervalo de isohietas, multiplicando la precipitación media por el área ponderada.
5. Por último se suman todas las precipitaciones ponderadas para obtener el valor de la precipitación media de la zona de estudio.

Todo este proceso se puede simplificar aplicando la siguiente ecuación:

$$P_{media} = \frac{\left(\frac{P_1 + P_2}{2}\right) \cdot S_1 + \dots + \left(\frac{P_{n-1} + P_n}{2}\right) \cdot S_{n-1}}{S_T}$$

Donde:

n, número de isohietas trazadas.

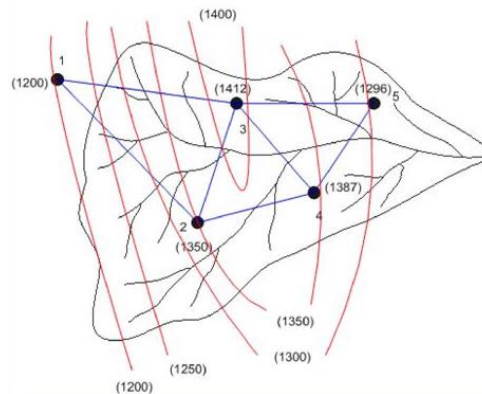
i, franja entre isohietas contiguas, de 0 a n.

s_i, superficie de la franja i, entre las isohietas i e i+1.

s_T, superficie total de la cuenca.

p_i, precipitación media sobre la superficie i.

A continuación se muestra un ejemplo de cálculo de la precipitación media de una cuenca mediante el método de cálculo de isohietas.



Isohietas	Isohietas promedio	Área (km ²)	Área ponderada	Precipitación Promedio (mm)
Limite-1200	1195	0,4	0,021	24,639
1200-1250	1225	1,9	0,098	119,974
1250	1250	5,3	0,273	341,495
1250-1300	1275	2,2	0,113	144,588
1300-1350	1325	3,1	0,160	211,727
1350-1400	1375	5,1	0,263	361,469
1400-Limite	1415	1,4	0,072	102,113
Suma		19,4	1	1306,005

Figura 4.18 Ejemplo de cálculo de isohietas.

Polígono de Thiessen modificado

Este método es una especie de mezcla de los dos anteriores, el método de los polígonos de Thiessen y el cálculo de isohietas.

Se basa en obtener valores medios mediante el método de los polígonos de Thiessen, una vez que han sido determinadas las áreas de influencia mediante la información más real que suministran las isohietas.

4.5 Escorrentía.

Hemos visto anteriormente en el apartado del ciclo hidrológico como se mueve el agua a lo largo de una cuenca hidrográfica. El agua cae por efecto de la precipitación, una parte es retenida por la vegetación, otra parte se infiltra y otra se escurre.

Con base en esto podemos definir escorrentía como el flujo de agua que no es infiltrada en el suelo ni retenida por este. En términos edafológicos, podemos decir que la escorrentía corresponde aquella fracción de agua aportada por la lluvia, que excede el valor de la infiltración básica.

Otra definición de escorrentía puede ser la cantidad de precipitaciones que llega a alimentar a las corrientes superficiales, continuas o intermitentes de una cuenca.

El cálculo de la escorrentía se puede determinar por diferentes procedimientos:

➤ A partir de los datos de aforo.

Midiendo el caudal del río principal de una cuenca en su desembocadura, constituye la escorrentía total de la cuenca. Para medir el caudal utilizaremos alguno de los métodos directos o indirectos descritos en el apartado 4.3 de este mismo documento.

➤ A partir de la determinación de coeficientes de escorrentía.

Habitualmente para determinar las aportaciones se utilizan las estaciones de aforo pero hay cuencas que no disponen de estaciones de aforo por lo que las aportaciones se determinan con suficiente aproximación en función de las características de la cuenca y de las precipitaciones caídas en ella.

El coeficiente que relaciona las precipitaciones con las aportaciones de la cuenca de denomina coeficiente de escorrentía, y se define como:

$$C = \frac{\Delta P_n}{\Delta P}$$

Siendo:

P_n = Escorrentía superficial.

P = Precipitación total.

Una vez conocido este coeficiente, se puede determinar la escorrentía superficial simplemente multiplicando por la precipitación total.

Para obtener el coeficiente de escorrentía, existen varios procedimientos:

➤ A través de tablas publicadas.

Este método se emplea cuando no se disponen de datos suficientes para determinar la precipitación neta. El coeficiente de escorrentía se determina en función de las características de la cuenca basándose en que cuencas con geomorfología, suelos y una vegetación semejante han de tener un coeficiente similar.

Tabla 4.2 Ejemplo de tabla para determinar el coeficiente de escorrentía

Cobertura del suelo	Tipo de suelo	Pendiente (%)				
		>50	20-50	5-20	1-5	0-1
Sin vegetación	Impermeable	0,80	0,75	0,70	0,65	0,60
	Semipermeable	0,70	0,65	0,60	0,55	0,50
	Permeable	0,50	0,45	0,40	0,35	0,30
Cultivos	Impermeable	0,70	0,65	0,60	0,55	0,50
	Semipermeable	0,60	0,55	0,50	0,45	0,40
	Permeable	0,40	0,35	0,30	0,25	0,20
Pastos, vegetación ligera	Impermeable	0,65	0,60	0,55	0,50	0,45
	Semipermeable	0,55	0,50	0,45	0,40	0,35
	Permeable	0,35	0,30	0,25	0,20	0,15
Hierba	Impermeable	0,60	0,55	0,50	0,45	0,40
	Semipermeable	0,50	0,45	0,40	0,35	0,30
	Permeable	0,30	0,25	0,20	0,15	0,10
Bosque, vegetación densa	Impermeable	0,55	0,50	0,45	0,40	0,35
	Semipermeable	0,45	0,40	0,35	0,30	0,25
	Permeable	0,25	0,20	0,15	0,10	0,05

➤ Método del número de curva.

Es un procedimiento empírico que proporciona a través de una serie de parámetros el coeficiente de escorrentía, basado en suponer que existe proporcionalidad entre pérdidas y precipitaciones.

El método del número de curva establece una relación entre el escurrimiento directo Q (mm) y la precipitación P (mm), a escala diaria.

$$Q = \frac{(P - I_a)^2}{(P - I_a + S)}, \quad P \geq I_a$$

Donde, I_a (mm) es la abstracción inicial antes del escurrimiento (almacenamientos superficiales, intercepción por la vegetación, evapotranspiración, infiltración antes de la saturación del suelo y otros factores) y S (mm) es un parámetro de retención, el cual varía especialmente por cambios en el tipo y uso del suelo, manejo y pendiente; así como por cambios temporales en la humedad del suelo.

➤ Método Nadal.

El coeficiente de escorrentía se determina en función de las características de la cuenca, basándose en que cuencas con una vegetación, geomorfología y suelos similares han de tener un coeficiente similar, y este vendrá dado por la ecuación:

$$C = 0,25 \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot K_3$$

Donde K_1 , K_2 y K_3 son constantes que dependen de la extensión de la cuenca, de la precipitación media anual y de las características de la cuenca respectivamente, como se puede ver en la siguiente tabla.

Tabla 4.3 Constantes del método Nadal.

Extensión (km ²)	K_1	Lluvia media anual (mm)	K_2	Características de la cuenca	K_3
10	2,6	200	0,25	Llana y permeable	0,5-0,7
20	2,45	300	0,50	Ondulada	0,7-1,2
40	2,15	400	0,75	Montañosa e impermeable	1,2-1,5
100	1,8	500	1		
200	1,7	600	1,1		
500	1,4	700	1,17		
1.000	1,3	800	1,25		
5.000	1	900	1,32		
10.000	0,9	1.000	1,4		
20.000	0,87	1.200	1,5		

Ejemplo.

Calcular el coeficiente de escorrentía mediante el método Nadal, de una cuenca de 36,6 km² de superficie, con un pluviómetro que nos da una media pluviométrica anual de 1350 mm/año, y orografía ondulada.

Con los datos proporcionados se puede determinar el valor de las constantes K1, K2 y K3 mediante la tabla anterior (tabla 4.3), y con ello determinar el coeficiente de escorrentía.

Extensión de la cuenca 36,6 km ²	K ₁ = 2,20
Pluviometría media anual 1250 mm/año	K ₂ = 1,575
Zona ondulada	K ₃ = 0,95

$$C = 0,25 \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 = 0,25 \cdot 2,20 \cdot 1,575 \cdot 0,95 = \mathbf{0,82}$$

Una vez conocido el coeficiente de escorrentía, ya podemos calcular el agua total aportada al cauce durante un año medio. Para ello debemos multiplicar la pluviometría por la superficie de la cuenca y por el coeficiente de escorrentía previamente calculado.

$$1350 \frac{l}{m^2 \text{ año}} \times 36.600.000 m^2 \times 0,82 = 40.516.200.000 l/\text{año}$$

Por lo tanto el caudal medio será:

$$Q = 40.516.200.000 \frac{l}{\text{año}} \times \frac{1 \text{ año}}{31.536.000 s} = 1284 \frac{l}{s}$$

4.6 Tipos de caudales.

Como ya se ha visto anteriormente el caudal (Q) se define como el volumen de agua que pasa por una sección en un determinado tiempo. Normalmente el caudal se mide en m³/s o en L/s.

Aunque se trata de un dato instantáneo, pueden referirse al valor medio de distintos periodos de tiempo:

- Caudales diarios.
Pueden corresponder a la lectura diaria de una escala limnimétrica o corresponder a la ordenada media del gráfico diario de un limnógrafo.
- Caudales mensuales medios.

Para un año concreto es la media de todos los días de ese mes, para una serie de años se refiere a la media de todos los “octubres”, “noviembres”, etc. de la serie estudiada.

- Caudal anual medio (módulo).

Para un año concreto es la media de todos los días de ese año, para una serie de años se refiere a la media de todos los años de la serie considerada.

Es importante diferenciar bien estos caudales medios del concepto de aportación anual o mensual que es el volumen total de agua aportado por el cauce en el punto considerado durante un año o un mes (Hm^3).

Un concepto importante es el de caudal específico, que se refiere al caudal por unidad de superficie, es decir, representa el caudal aportado por cada km^2 de cuenca.

$$\text{Caudal Específico} = \frac{\text{caudal (anual)}}{\text{superficie cuenca}} \left(\frac{\text{l}}{\text{km}^2 \cdot \text{s}} \right)$$

El caudal específico nos permite comparar el caudal de diversas zonas, por ejemplo las áreas de montaña proporcionan más de $20 \text{ l/km}^2 \cdot \text{s}$, mientras que en las partes bajas de la misma cuenca se generarán solo $4\text{-}5 \text{ l/km}^2 \cdot \text{s}$.

Otro concepto interesante es el de lámina de agua equivalente que se obtendría repartiendo sobre toda la cuenca el volumen de la aportación anua. La lámina de agua equivalente es útil para compara la escorrentía con las precipitaciones.

$$L. A. E. = \frac{\text{Aportación anual}}{\text{Superficie de la cuenca}} \text{ (mm)}$$

Caudal ecológico.

El término de caudal ecológico, de servidumbre o de mantenimiento parte de la base de que un cauce fluvial debe tener un caudal mínimo que garantice el desarrollo de una vida fluvial semejante o al menos parecida a la que existía anteriormente a la implantación de la central o pantano en el río.

Sin embargo, cualquier tipo de modificación y especialmente las relacionadas con la variación de caudales, va a suponer inevitablemente un cambio en la vida acuática, modificación que será más o menos profunda de acuerdo con la relación entre los caudales, turbinado y existente ($Q_{\text{turbinado}}/Q_{\text{existente}}$), y con la longitud del tramo afectado.

Para determinar cuál es la proporción adecuada, podemos partir de criterios universales como el de Baxter ó el de Wesche que estiman que el caudal ecológico debe ser como mínimo un 10% del caudal medio.

Metodo PHABSIM (Physical habitat simulation system).

El modelo PHABSIM de simulación física del hábitat es un conjunto de métodos implementados en programas de ordenador, que se utilizan para determinar las variaciones que experimenta la disponibilidad de hábitat con el caudal y en función de la morfología del cauce. Los principios en los que se basa PHABSIM son:

1. Cada especie tiene un rango de preferencia de las condiciones del hábitat o, lo que es lo mismo tiene unas determinadas tolerancias ante ciertos parámetros del hábitat.
2. Los límites de estas preferencias pueden ser determinados para cada una de las especies.
3. El área de cauce que posee esas características puede ser cuantificada en función del caudal y de la estructura del cauce.

El método consiste en simplificar el tramo de estudio mediante varias secciones transversales levantadas topográficamente, representativas de los diferentes hábitats presentes (rápidos, remansos, etc.). En ríos que sean complejos parece ser suficiente emplear de 18 a 20 secciones. A continuación cada sección se divide en celdas de características homogéneas, en las que se mide la velocidad media y la profundidad durante varios caudales, así como el substrato, que son normalmente las tres variables constitutivas del hábitat.

Para cada celda se le asignará un número entre 0 y 1, en función de cómo sean sus variables (velocidad media, profundidad y substrato). Este valor representará el área utilizable denominada área ponderada útil, que es una variable que evalúa la habitabilidad correspondiente a cada caudal.

Caudal de equipamiento (Q_e).

Si se desea determinar la potencia a instalar y la energía producible a lo largo del año, es imprescindible conocer el caudal circulante por el río en la zona próxima a la toma de agua de la central.

Para poder conocer el caudal circulante en una determinada zona, en España existe una red de estaciones de aforo (conjunto de instalaciones fijas y dispositivos móviles que permiten determinar el caudal en un punto de un curso de agua) que proporcionan datos de un gran número de ríos. En estas estaciones se registran los caudales medios diarios y máximos instantáneos que circulan por el tramo donde se encuentra ubicada la estación.

Estos caudales, clasificados por años hidrológicos, junto a un resumen estadístico de la serie anual disponible, son registrados por las correspondientes confederaciones hidrográficas y publicados por el Centro de Estudios y Experimentación de Obras públicas (CEDEX).

Para realizar un correcto cálculo del caudal de equipamiento se debe llevar a cabo la siguiente metodología:

En primer lugar es necesario disponer de datos de caudales correspondientes a una serie de años lo suficientemente amplia como para incluir años secos, normales y húmedos. Para caracterizar hidrológicamente los años para los que se dispone registro de caudales, se debe recopilar información de lluvias de las estaciones meteorológicas del entorno.

Con esta serie de años se realizara una distribución estadística que clasifica los años en función de la aportación registrada.

Una vez determinados los años normales se toman los caudales correspondientes a estos años y se calculan los caudales medios diarios. A partir de esos caudales medios diarios se construye una curva de caudales clasificados.

4.7 Curva de caudales clasificados.

Para la obtención de la curva de caudales clasificados es necesario clasificar los caudales medios diarios de un año hidrológico cualquiera, en función del número de días al año en que dicho caudal ha sido superado o igualado.

La representación de dicha curva pasa por la elaboración de un gráfico en el cual se representa en abscisas el número de días en que el caudal ha sido superado, y en ordenadas el caudal circulante.

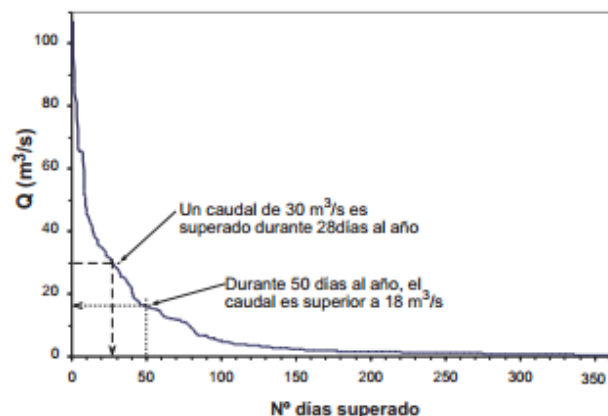


Figura 4.19 Curva de caudales clasificados.

Dentro de estas curvas se pueden identificar una serie de caudales importantes, como se muestra en la siguiente figura 4.20. El área sombreada se corresponde con el volumen de agua turbinada.

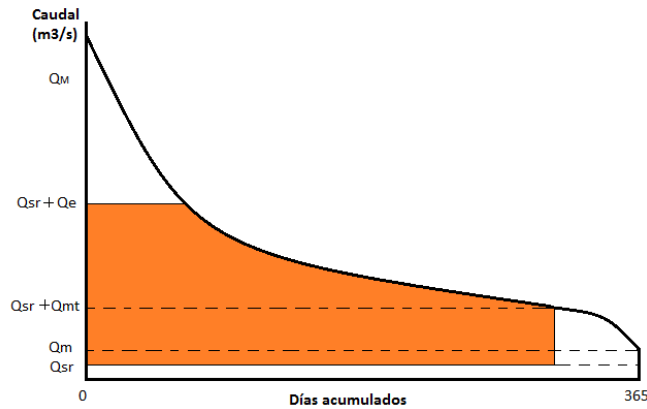


Figura 4.20 Volumen de agua turbinada.

- Q_M es el caudal máximo alcanzado en el año, o caudal de crecida.
- Q_m es el caudal mínimo del año, o caudal de estiaje.
- Q_{sr} es el caudal de servidumbre que es necesario dejar en el río (engloba el caudal ecológico y el necesario para otros usos).
- Q_{mt} es el caudal mínimo técnico.
- Q_e es el caudal de equipamiento.

Por medio de esta curva, el analista recibe la información de regularidad de un determinado caudal en el río. Esta curva, es una distribución de la frecuencia de los caudales medios diarios para un año hidrológico determinado (o una media de varios años). Su utilización es inmediata: si se está proyectando una obra que necesita un caudal mínimo, la curva indica cuántos días al año no se alcanzará ese caudal necesario.

Este tipo de gráfico es muy importante ya que el caudal de equipamiento de la central se establece a partir de dicha curva de caudales clasificados.

Debemos tener en cuenta que en esta curva hay que descontar el caudal ecológico, que es el caudal que tiene circular como mínimo por el río durante todo el año.

Una vez se ha descontado el caudal ecológico a la curva de caudales clasificados, se elige un caudal de equipamiento para la central haciendo una estimación de las horas de funcionamiento de la central, siempre teniendo en cuenta el tipo de turbina que se va a instalar.

Cada tipo de turbina tiene un rango de funcionamiento con un caudal máximo y otro mínimo por debajo del cual la turbina no funcionará con un rendimiento aceptable. Ese caudal se denomina "caudal mínimo técnico" (Q_{mt}) y en una primera aproximación es directamente proporcional al caudal de equipamiento (Q_e) con un factor de proporcionalidad que depende del tipo de turbina.

Para turbinas tipo Pelton el caudal mínimo técnico se corresponderá con un 10% del caudal de equipamiento, para las turbinas Kaplan se corresponderá con un 25% y para las turbinas Semi-Kaplan y Francis un 40% del caudal de equipamiento.

4.8 Potencia.

Para el abastecimiento de energía eléctrica de un centro de consumo concreto, la potencia a instalar será la mínima necesaria para cubrir sus necesidades energéticas y el caudal máximo a turbinar o caudal de equipamiento será aquel que proporcione la potencia máxima requerida.

En la venta de energía a una compañía eléctrica, interesa producir la máxima posible por lo que el caudal máximo a turbinar o caudal de equipamiento se obtiene aplicando criterios técnico-económicos. Los estudios realizados al respecto en instalaciones de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas definen como caudal de equipamiento (Q_e) aquel que proporciona una utilización de la central del orden de 5.400 horas/año, entendiéndose por horas de utilización la relación entre la producción total de energía y la potencia instalada.

En el caso de rehabilitaciones de minicentrales antiguas, el caudal de equipamiento puede estar condicionado por la infraestructura. Por ejemplo se puede dar el caso de que estas minicentrales tengan un canal de derivación con capacidad de transporte inferior al caudal de equipamiento, deducido a partir de la curva de caudales clasificados. En este caso la inversión necesaria para acondicionar el canal puede hacer inviable la reconstrucción de la minicentral y por consiguiente, lo más lógico es optar por un caudal de equipamiento igual al caudal máximo que puede transportar el canal de derivación.

La potencia eléctrica teórica que una minicentral puede generar viene dada por la expresión:

$$P = 9,81 \cdot Q \cdot H_n \cdot \eta$$

Donde:

P es la potencia instalada en kW.

Q es el caudal en m^3/s .

H_n es el salto neto en m.

η es el factor de eficiencia de la central, que es igual al rendimiento de los diferentes equipos que intervienen en la producción de energía, es decir:

$$\eta = \eta_t \cdot \eta_g \cdot \eta_s$$

Siendo:

η_t el rendimiento de la turbina.

η_g el rendimiento del generador.

η_s el rendimiento del transformador de salida.

Los rendimientos de las turbinas, generadores y transformadores vendrán facilitados por los fabricantes de los propios equipos. Sin embargo, a falta de otros datos puede tomarse como factor de eficiencia de una minicentral moderna un valor que oscile entre 0,8 y 0,85.

La producción de energía de la minicentral puede estimarse, en una primera aproximación, multiplicando la potencia por el número previsto de horas de funcionamiento.

5 Elementos hidráulicos generales.

Antes de analizar los diferentes elementos hidráulicos que conforman una central hidroeléctrica es conveniente dejar claro una serie de conceptos relacionados con el desnivel o diferencia de alturas que aparecen en este tipo de instalaciones.

El salto bruto (H_b) es la altura existente entre el punto de la toma de agua del azud o presa y el punto de descarga del caudal turbinado al río.

Para una primera aproximación, se puede estimar el salto bruto mediante un plano topográfico. No obstante, para una determinación más correcta y exacta es necesario realizar un levantamiento topográfico de la zona. Asimismo, también se puede suponer que las pérdidas de carga son del orden del 5% al 10% del salto bruto.

El salto útil (H_u) es el desnivel existente entre la superficie libre del agua en la cámara de carga y el nivel de desagüe en la turbina.

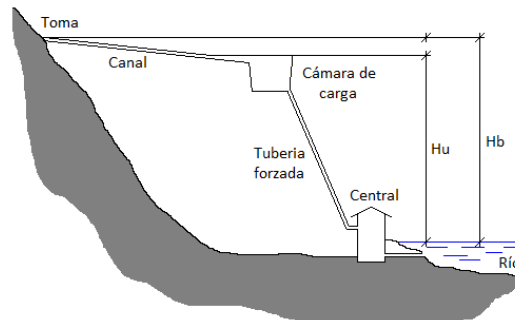


Figura 5.1 Salto bruto (H_b) y salto útil (H_u).

El salto neto (H_n) es la diferencia entre el salto útil y las pérdidas de carga producidas a lo largo de todas las conducciones.

Las pérdidas de carga (H_p) son las pérdidas por fricción del agua contra las paredes del canal y sobre todo en la tubería forzada, más las pérdidas ocasionadas por turbulencia, al cambiar de dirección el flujo, al pasar a través de una rejilla o de una válvula, etc. Se miden como pérdidas de presión (o altura de salto) y se calculan mediante fórmulas derivadas de la dinámica de fluidos.

El salto neto representa la máxima energía que se podrá transformar en trabajo en el eje de la turbina.

Para crear un salto de agua se eleva el nivel superficial del agua sobre el nivel normal de la corriente, mediante una presa o azud, derivando a su vez las aguas a partir de la toma de agua, por un canal de derivación de menor pendiente que el cauce del río. El agua del canal de derivación hay que conducirla a las turbinas y, para ello, en los saltos menores de unos 12 m, el agua desemboca directamente en la cámara de turbinas y, en los saltos superiores a 12 m, se envía previamente a un ensanchamiento llamado cámara de

presión desde donde se lleva el agua a las turbinas mediante una conducción forzada. A la salida de las turbinas, el agua pasa a un canal de desagüe por el que desemboca nuevamente en el río.

Los principales elementos que constituyen la obra civil de una central hidráulica son:

- Presa.
- Canal de derivación.
- Tubería de presión.
- Aliviaderos.
- Compuertas y Accionamiento de las compuertas.
- Órganos de obturación (válvulas).
- Cámara de turbinas.
- Tubo de aspiración.
- Canal de desagüe.
- Casa de máquinas.

En los puntos que se exponen a continuación veremos cada uno de estos elementos con mayor detalle.

5.1 Presas y azudes.

El azud consiste en un muro dispuesto transversalmente al curso del agua cuya función es provocar un remanso en el río para desviar parte del caudal hacia la toma, no produciendo una elevación notable del nivel. El agua que no es derivada, vierte por el aliviadero y sigue su curso normal.

El azud se trata de una presa, pero suele conservar la denominación de origen árabe cuando se corresponden a presas de pequeño tamaño.

El azud es parte importante en los sistemas de regadío por métodos tradicionales, en los que los azudes junto a la acequias formaban un sistema hidráulico que, además de servir de uso para riego, alimentaba los lavaderos, abrevaderos para animales e incluso se utilizaba la fuerza del agua para los molinos de agua. Estos sistemas siguen siendo usados en la zona mediterránea, principalmente en la huerta de Valencia y la huerta de Murcia.

Actualmente el azud se utiliza en minicentrales hidroeléctricas para crear un embalse artificial que garantice la captación del caudal mínimo necesario para la operación de la central y la producción de energía eléctrica. La mayor ventaja del azud es que actúa como un muro de gravedad para soportar el empuje hidrostático y al mismo tiempo tiene la función de vertedero de excedentes.

El azud puede estar construido de hormigón, de ladrillo, de escollera, o de tierra, revestidos de hormigón. Resiste al empuje del agua por su propio peso, aunque en los azudes de tierra y escollera se suele colocar un anclaje al terreno con el fin de aumentar su estabilidad.



Figura 5.2 Tipos de azudes.

Se denomina presa en general a una construcción que se levanta en el lecho del río para atajar el agua, produciendo una elevación de su nivel y que permite su derivación o su almacenamiento, regulando el caudal del río.

Una presa consta de dique o muro de contención, coronación de este dique donde suele construirse un camino o carretera, la base o cimiento del dique, paramentos o superficie anterior y posterior del dique, aliviadero de credidas y órganos de evacuación. A éstos elementos se añaden a veces obras que permiten a los peces franquear la presa.

Existen varios tipos de diques para obturar un valle. La elección de uno u otro dependerá sobre todo de las características mecánicas del terreno. Se pueden no obstante clasificar las presas por su forma de soportar el empuje del agua en presas de gravedad y de bóveda o arco. En las primeras el par de vuelco producido por el empuje de las aguas se ve compensado por el par antagonista de la reacción que el suelo ejerce sobre la presa. Su estabilidad está confinada a su propio peso y el esfuerzo del terreno sobre el que se apoya. El principio de funcionamiento de las presas de bóveda o arco, por el contrario se basa en transmitir el esfuerzo debido al empuje del agua hacia las laderas del valle, para lo cual la presa debe estar dotada de una cierta curvatura que transmita la componente horizontal del empuje hacia los laterales del valle como se indica en la figura 5.3, que se muestra a continuación.

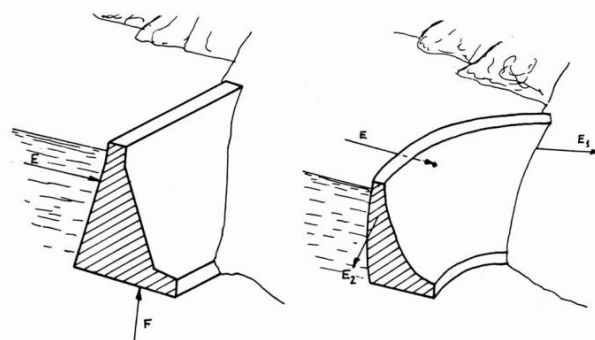


Figura 5.3 Esfuerzos en presas de gravedad y presas de bóveda.

Los diferentes tipos de presas responden a las diversas posibilidades de cumplir la doble exigencia de resistir el empuje del agua y evacuarla cuando sea preciso. En cada caso, las características del terreno y los usos que se le quiera dar al agua, condicionan la elección del tipo de presa más adecuado.

En función de la forma o manera de transmitir las cargas a las que se ven sometidas y con qué materiales estén construidas se puede establecer la siguiente clasificación de presas:

- Presas de materiales sueltos.
- Presas de terraplen.
- Presas de roca.
- Presas de hormigón.
 - Presas de gravedad.
 - Presas de arco.
 - Presas de contrafuerte.
 - Presa curvada de gravedad (arco-gravedad).

Presas de materiales sueltos o presas de tierra.

Este tipo de presas son las primeras que se conocen a lo largo de la historia del hombre. Se puede incluir dentro de este grupo, aquellas presas cuyos materiales sueltos compactados representan más del 50% del volumen total de materiales colocados en la presa.

Por lo general en la construcción de este tipo de centrales se utilizan materiales naturales con un mínimo de elaboración y pueden ser manipulados con equipos primitivos y en condiciones donde cualquier otro tipo de materiales de construcción resultaría inviable.

Este tipo de estructuras resisten siempre por gravedad, ya que la débil cohesión de sus materiales no les permite transmitir los empujes del agua al terreno.

Se opta por la implantación de presas de materiales sueltos en aquellos lugares donde las condiciones de la cimentación harían poco satisfactorias las presas de hormigón, ya que las presas de tierra se adaptan rápidamente a las cimentaciones en el terreno natural. En cualquier caso, deberá someterse el caso particular a un profundo análisis que comprenda tanto la caracterización de las propiedades geológicas y geotécnicas del entorno, como otros factores entre los que destacan: calidad de los materiales autóctonos, posibilidad de instalar una planta de machaqueo de piedra, distancias de transporte, sensibilidad medioambiental, etc.

Este tipo de presas son las más utilizadas en los países subdesarrollados ya que son menos costosas y suponen el 77% de las que podemos encontrar en el planeta. En España sólo suponen el 13% del total. Un ejemplo de presa de materiales sueltos puede ser la

presa del Mayés ubicada en el término municipal de Ojós (Murcia) que se muestra en la siguiente imagen (figura 5.4). Construida en un afluente del río Segura su función es la de atender las demandas de abastecimiento de Alcantarilla, Lorca y Almería.

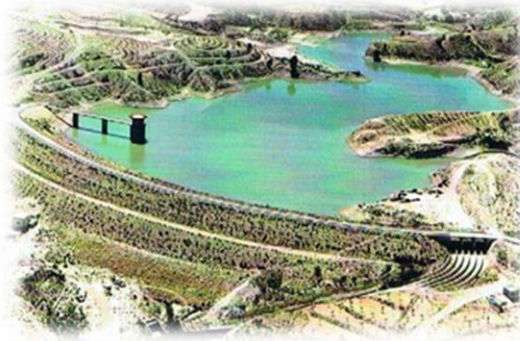


Figura 5.4 Presa del Mayés.

Los materiales utilizados en este tipo de presas son: piedras, grava, arenas, limos y arcillas aunque dentro de todos estos los que más destacan son las piedras y las gravas. Este tipo de presas tienen componentes muy permeables como los enumerados anteriormente por lo que es necesario añadirles un elemento impermeabilizante. Para conseguir la impermeabilidad de la presa se construyen pantallas impermeables de arcilla, asfalto o algún material sintético.

Normalmente si se dispone de gran cantidad de material permeable como arena y grava y hay que importar material arcilloso, el azud tendrá un corazón o núcleo pequeño de arcilla impermeable y el material local constituirá el grueso del azud. En algunos casos se ha utilizado hormigón como corazón impermeable, pero no ofrece la misma flexibilidad que los materiales de arcilla. Si en la zona donde se construirá el azud no dispone de materiales permeables, se pueden utilizar materiales arcillosos para su construcción con drenes inferiores de arena y grava importada, debajo de la línea de base de aguas abajo, para recolectar las filtraciones y reducir las presiones de poro.

Este tipo de presas tienen el inconveniente de que si son rebasadas por las aguas en una crecida, corren el peligro de desmoronarse. En España todavía se recuerda el accidente de la Presa de Tous conocido popularmente como la “Pantanada de Tous”.

Presas de terraplén.

Las presas de terraplén son presas masivas hechas de tierra o roca. Junto con las presas de gravedad, dependen de su propio peso para resistir el empuje del agua.

Las presas de terraplén suelen tener algún tipo de núcleo, el cual se encuentra cubierto por un lleno de tierra o roca. El agua se infiltrará a través de la tierra o de la roca, pero no se infiltrará a través del núcleo, el cual es denso y a prueba de agua evitando así la

filtración del agua a través de la estructura. La hierba puede crecer en el lleno de tierra. A continuación se muestra un esquema de las principales partes que componen una presa de terraplén (figura 5.5).

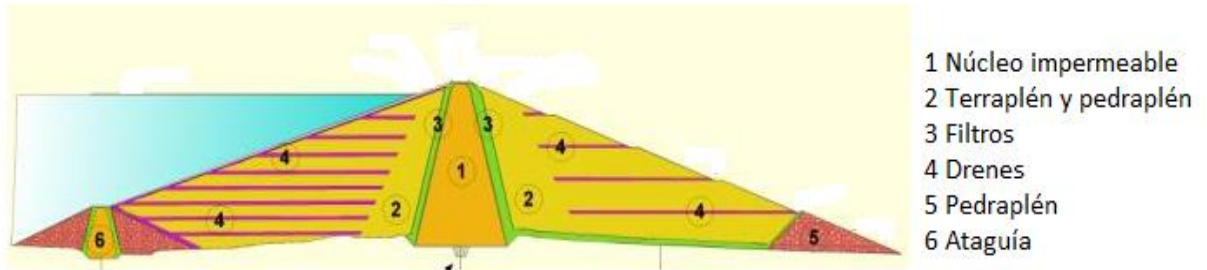


Figura 5.5 Partes de una presa de terraplén.

En el caso de las presas de terraplén, la fuerza ejercida por el empuje del agua se transmite a la parte baja de la estructura gracias al enorme peso de la presa. Este fenómeno de transmisión del esfuerzo a la superficie de la estructura evita que la presa colapse.

Existen muchas otras fuerzas que pueden actuar sobre una presa de terraplén entre las cuales destacan:

- La presión hidrostática interna: en poros, grietas y juntas.
- Variaciones de temperatura.
- Reacciones químicas.
- El cieno se reúne con el tiempo en el lado de aguas arriba ejerciendo una presión. El cieno provee cerca de 1,5 veces la presión horizontal del agua y dos veces su presión vertical.
- Carga del hielo en el lado de aguas arriba.
- Carga de oleaje en el lado de aguas arriba.
- Cargas causadas por actividad sísmica.
- Cargas causadas por otras estructuras que se ubican en la parte superior de la presa: compuertas, puente, carros...

Presas de roca.

Las presas de roca tienen características intermedias entre las presas de gravedad y las presas de tierra. Las presas de roca tienen dos componentes estructurales básicos: una membrana impermeable y un terraplén que soporta a la membrana. El dique generalmente consiste en una sección aguas arriba de piedra seca o mampostería y una sección aguas abajo de enrocado suelto.



Figura 5.6 Presa Kleine Kinzig (Alemania).

La sección de las presas de roca incluye un elemento impermeable de relleno de tierra compactada, normalmente constituido por una membrana bituminosa. La designación como "presa de roca" o "presa de enrocado" es apropiada cuando más del 50% del material de relleno se pueda clasificar como roca, es decir, material resistente a la fricción de granulometría gruesa.

El método de construcción de las presas de roca se basa en la compactación del material, técnica muy similar a la utilizada en la construcción de presas de tierra.

Presas de hormigón.

Presas de gravedad.

Este tipo de se utilizan para bloquear corrientes de agua a través de gargantas estrechas.

Las presas de gravedad son estructuras que dependen por completo de su propio peso para su estabilidad, es decir, las presas de gravedad son presas que resisten el empuje horizontal del agua haciéndose valer de su peso. A causa de que su peso es el que sostiene el agua del embalse, las presas de gravedad tienden a usar grandes cantidades de hormigón, lo cual puede ser costoso.



Figura 5.7 Embalse de Alcántara (Cáceres).

El empuje del embalse es transmitido hacia el suelo, por lo que éste debe ser suficientemente estable para soportar el peso de la presa y del embalse. Constituyen las represas de mayor durabilidad y que menor mantenimiento requieren.

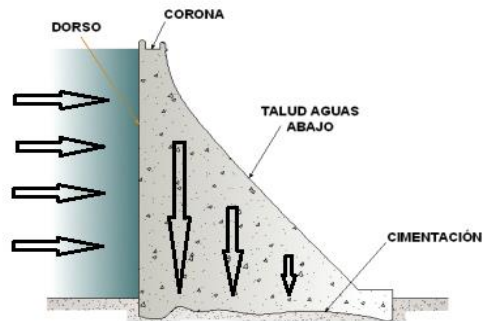


Figura 5.8 Esquema de esfuerzos sobre una presa de gravedad.

Su estructura recuerda a la de un triángulo isósceles ya que su base es ancha y se va estrechando a medida que se asciende hacia la parte superior aunque en muchos casos el lado que da al embalse es casi vertical.

La razón por la que existe una diferencia notable en el grosor del muro a medida que aumenta la altura de la presa se debe a que la presión en el fondo del embalse es mayor que en la superficie, de esta forma, el muro tendrá que soportar más presión en el lecho del cauce.

Presas de arco.

Este tipo de presas muestran una considerable curvatura, de la cual depende su resistencia. La forma natural del arco (curva) sostiene el agua en el embalse. Este diseño hace que la mayor parte de la carga sea transmitida a los estribos o laderas del valle y no al lecho del valle.

Se construyen en gargantas estrechas con estribos fuertes, es decir, ya que la presión se transfiere en forma muy concentrada hacia las laderas de la cerrada, se requiere que ésta sea de roca muy dura y resistente. La mayoría de las veces la garganta tiene forma de V, aunque en algunos casos menos frecuentes, ésta tiene forma de U.

En términos estructurales las presas de arco son las más innovadoras en cuanto al diseño y son mucho más eficientes que las presas de gravedad o las de contrafuerte, al reducir de manera considerable el volumen de materiales de construcción utilizado, puesto que son más delgadas.

Cuando la presa tiene curvatura en el plano vertical y en el plano horizontal, también se denomina de bóveda. Para lograr sus complejas formas se construyen

con hormigón y requieren gran habilidad y experiencia de sus constructores que deben recurrir a sistemas constructivos poco comunes.

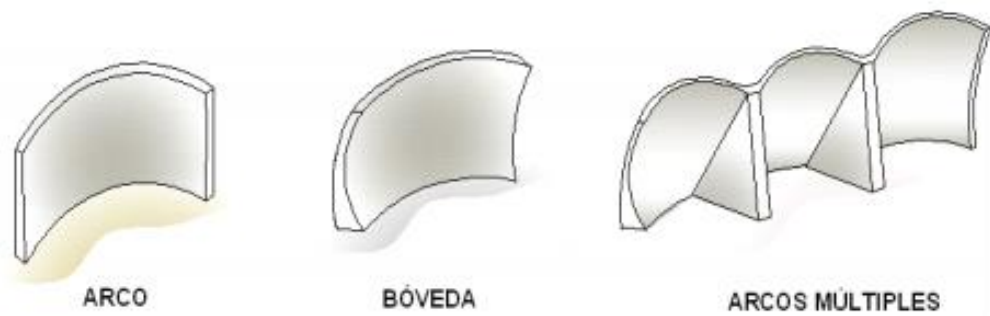


Figura 5.9 Esquema de presa de arco, bóveda y arcos múltiples.

Presas de contrafuerte.

El concepto estructural de las presas de contrafuerte se basa en un paramento continuo aguas arriba soportado a intervalos regulares por un conjunto de contrafuertes aguas abajo.



Figura 5.10 Presa de contrafuerte Roselend (Francia).

Este tipo de presas están hechas de hormigón, el cual se puede reforzar con varillas de acero dando lugar al conocido como hormigón armado. Las presas de contrafuerte generalmente necesitan sólo de un tercio a la mitad de la cantidad de hormigón, en relación con las presas de gravedad de altura similar, pero no necesariamente son menos caras debido a la mayor cantidad de formas y de acero de refuerzo necesario.

Como una presa de contrafuerte es menos masiva que una presa de gravedad, las cargas de la cimentación son menores y por lo tanto una presa de contrafuerte puede utilizarse en cimentaciones que son demasiado débiles para apoyar una presa de gravedad. Además la altura de la presa de contrafuerte puede aumentarse extendiendo los contrafuertes. Por esta razón las presas de contrafuertes se usan con frecuencia donde se contempla un futuro incremento en la capacidad del embalse.

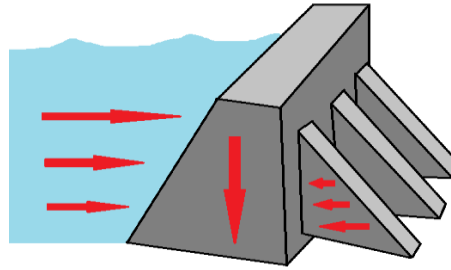


Figura 5.11 Esquema esfuerzos en una presa de contrafuerte.

La parte frontal de la presa puede ser plana o curva. Los contrafuertes que soportan y refuerzan la presa en el lado aguas abajo pueden ser sólidos o huecos, de ahí que además de ser conocidas como presas de contrafuerte se las llame presas aligeradas.

Presas curvada de gravedad o presa arco-gravedad.

Las presas curvadas de gravedad combinan características de las presas de arco y las presas de gravedad y se considera una solución de compromiso entre los dos tipos. Tiene forma curva para dirigir la mayor parte del esfuerzo contra las paredes de un cañón o un valle, que sirven de apoyo al arco de la presa. Además, el muro de contención tiene más espesor en la base y el peso de la presa permite soportar parte del empuje del agua. Este tipo de presa precisa menor volumen de relleno que una presa de gravedad.

Un ejemplo es la presa Hoover situada a 48 kilómetros al sureste de Las Vegas, se encuentra ubicada en el curso del río Colorado, en la frontera entre los estados de Arizona y Nevada (EEUU).



Figura 5.12 Presa Hoover (EEUU).

Elementos de una presa.

Embalse.

Se denomina embalse a la acumulación de agua producida por una obstrucción en el lecho de un río o arroyo que cierra parcial o totalmente su cauce. También se emplea ocasionalmente el término pantano con este mismo significado.

La obstrucción del cauce puede ocurrir por causas naturales como, por ejemplo, el derrumbe de una ladera en un tramo estrecho del río o arroyo, la acumulación de placas de hielo o las construcciones hechas por los castores, y por obras construidas por el hombre para tal fin, como son las presas.



Figura 5.13 Embalse de Tibi (Alicante).

Básicamente un embalse creado por una presa, que interrumpe el cauce natural de un río, pone a disposición del operador del embalse un volumen de almacenamiento potencial que puede ser utilizado para múltiples fines, algunos de ellos complementarios y otros conflictivos entre sí. Pone a disposición del operador del embalse también un potencial energético derivado de la elevación del nivel del agua.

Dependiendo de las características del valle, si este es amplio y abierto, las áreas inundadas pueden ocupar zonas densamente pobladas, o áreas fértiles para la agricultura. En estos casos, antes de construir la presa debe evaluarse muy objetivamente las ventajas e inconvenientes, mediante un estudio de impacto ambiental, cosa que no siempre se ha hecho en el pasado. En otros casos, especialmente en zonas altas y abruptas, el embalse ocupa tierras deshabitadas, en cuyo caso los impactos ambientales son limitados o inexistentes.

Los embalses tienen una importante influencia en el entorno; algunos de sus efectos pueden ser considerados positivos y otros pueden ser considerados negativos. Dentro de los efectos negativos se pueden señalar:

- Los embalses de grandes dimensiones agregan un peso muy importante al suelo de la zona, además de incrementar las infiltraciones. Estos dos factores juntos pueden provocar lo que se conoce como sismos inducidos. Son frecuentes durante los primeros años después del llenado del embalse. Si bien estos sismos inducidos son molestos, muy rara vez alcanzan intensidades que puedan causar daños serios a la población.
- Aguas arriba de un embalse, el nivel freático de los terrenos vecinos se puede modificar fuertemente, pudiendo traer consecuencias en la vegetación.

- Los efectos que un embalse puede producir aguas abajo son de varios tipos entre los cuales se pueden mencionar:
 - Aumento de la capacidad de erosionar el lecho del río.
 - Disminución de los caudales medios vertidos y, consecuente, facilidad para que el hombre pueda desarrollar sus actividades ocupando parte del lecho mayor del río.
 - Disminución del aporte de sedimentos a las costas, incidiendo en la erosión de las playas y deltas.

Paramentos, caras o taludes.

Son las dos superficies más o menos verticales principales que limitan el cuerpo de la presa, el interior o de aguas arriba, que está en contacto con el agua, y el exterior o de aguas abajo.

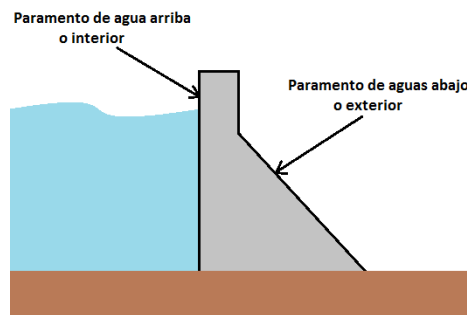


Figura 5.14 Paramentos, caras o taludes de una presa.

Coronación.

La coronación o coronamiento es la zona más elevada de la obra, delimita la presa superiormente. Puede ser transitable por personas, vehículos, o ambos.



Figura 5.15 Coronación del embalse de San Antón (Navarra).

Estribos o empotramientos.

Los estribos son los laterales de la presa que se encuentran en contacto con la montaña contra la que se apoya.

Cimentación.

Es la parte de la estructura de la presa, a través de la cual se transmiten las cargas al terreno, tanto las producidas por la presión hidrostática como las del peso propio de la estructura.

Antes de construir una presa es esencial realizar un estudio detallado del terreno para saber si la cimentación será capaz de soportar el enorme esfuerzo causado por el peso de la presa y la presión ejercida por el agua acumulada en el embalse.

Aliviadero o vertedero.

En una presa se denomina aliviadero a la parte de la estructura que permite la evacuación de las aguas, ya sea en forma habitual o para controlar el nivel del reservorio de agua.

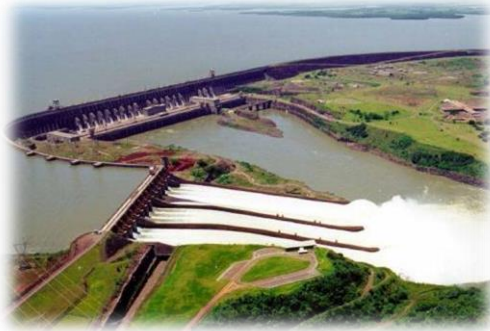


Figura 5.16 Aliviadero presa de Itaipú.

Desagües.

Se utilizan para vaciar parcialmente o en su totalidad el embalse.

El desagüe de fondo se encuentra en la cota inferior de la presa y permite mantener el denominado caudal ecológico aguas abajo de la presa y vaciar completamente la presa en caso de ser necesario (por ejemplo, durante emergencias por posible falla de la presa).



Figura 5.17 Desagüe presa de Riaño.

Compuertas.

Son los dispositivos mecánicos destinados a regular el caudal de agua a través de la presa.



Figura 5.18 Compuertas presa de Águeda (Salamanca).

Torre de toma.

Se utiliza para captar el agua hacia la tubería forzada que va a conducir el agua hasta la sala de turbinas.

Filtra el agua para que en la tubería no entre ningún tipo de residuo de los que se puedan encontrar en el embalse, y que pueda causar daños en las turbinas.



Figura 5.19 Torre de toma.

Son estructuras esbeltas de hormigón armado, con compuertas ubicadas a distintas profundidades. La sección generalmente es circular, ya que presenta mejor comportamiento estructural a actividad sísmica y presiones hidrostáticas. Sus compuertas son ubicadas en espiral alrededor de la misma. Las compuertas o válvulas son operadas mediante vástagos cuyos mecanismos se controlan desde una plataforma superior.

Escalera de peces.

Es un canal con rugosidad artificialmente aumentada, que comunica el nivel del embalse aguas arriba de la presa con el nivel del río aguas debajo de la misma.

La forma de la escalera debe permitir atravesar la presa a los peces que migran en el río que ha sido cortado por esta. Tiene una función de carácter ecológico.



Figura 5.20 Escalera de peces en la presa de John Day (EEUU).

En caso de que el desnivel sea muy elevado será necesario instalar un ascensor de peces el cual captura a los peces al pie de la presa en una cuba, que contiene una cantidad de agua apropiada a su número, para después elevarles y liberarles aguas arriba de la presa.

Construcción de una presa (Obra civil).

En la construcción de cualquier presa se pueden diferenciar las siguientes fases o etapas:

Fase 1

En primer lugar será necesario construir caminos de acceso a través de los cuales la maquinaria podrá llegar a la zona donde se instalará la presa. En esta primera fase de construcción será necesaria la implantación de instalaciones de áridos y hormigón que suministren los materiales de construcción a la obra.

Fase 2

Esta segunda fase consistirá en la desecación del terreno donde se va a construir la presa. Para ello se construirá un túnel o canal con el objetivo de desviar el caudal del río. Una vez desviado el río se construirán ataguías aguas arriba y aguas abajo del punto de construcción de la presa. Las ataguías son presas de tierra o de chapas de acero cuyo objetivo es impedir completamente la circulación de agua por el punto exacto donde será construida la presa.

Fase 3

Una vez desecada la zona de interés, se procederá a la explanación del terreno donde irá situada la base de la presa y a la excavación de los estribos donde se empotrará la presa.

Fase 4

Preparada ya la zona donde será erigida la presa se procederá al vertido de la primera capa de hormigón. Generalmente el vertido se realizará mediante sistemas de bombeo hidráulico.

Fase 5

Una vez vertido el hormigón será necesario extenderlo y compactarlo adecuadamente para evitar la aparición de minúsculas grietas que pudieran suponer un fallo estructural.

Fase 6

Se vierten las diferentes capas de hormigón hasta alcanzar la cota de coronación definida.

Fase 7

De forma análoga a la presa y siguiendo el procedimiento definido en las fases anteriores, se construirá el aliviadero.

Fase 8

Una vez construida la presa y el aliviadero se procederá a la implantación de canalizaciones, al montaje de instalaciones y a trabajos finales en la cota de coronación.

Fase 9

Por último se realizará el montaje de las compuertas para el aliviadero.

Una vez definidas las fases que constituyen la obra civil de una presa es necesario señalar que existen una serie de aspectos técnicos que se deben tener en cuenta en la construcción de una presa de hormigón.

Las tres premisas principales que determinan la caracterización de los hormigones en masa utilizados en la construcción de presas son: durabilidad, impermeabilidad y economía. Evidentemente, la resistencia es otro factor a considerar, si bien, el cumplimiento de las anteriores, lleva en general asociado unas resistencias mínimas iguales o superiores a las requeridas en hormigones de presas.

Como sabemos, el fraguado del hormigón es un proceso químico que desprende calor. Dicho calor no suele constituir ningún problema en las estructuras construidas con este material, pues normalmente se disipa rápidamente. Sin embargo, el caso de las presas de

hormigón es diferente. En primer lugar, se ejecutan grandes volúmenes de hormigón que convierten sus núcleos en recintos casi adiabáticos y, en segundo lugar, el cimiento rígido sobre el que se asienta la presa constituye una restricción importante que impide las deformaciones libres de ésta, de forma que las variaciones térmicas inducen tensiones que, en el caso de exceder a la resistencia a tracción del hormigón, van a provocar la indeseable fisuración del material.

Desde la puesta en obra del material hasta la etapa de explotación, la temperatura que alcanza el hormigón de la presa experimenta una evolución que en términos cualitativos puede esquematizarse por un período de crecimiento durante la construcción y después un lento enfriamiento. Podemos distinguir, como parámetros significativos de esta evolución, la temperatura inicial o temperatura de puesta en obra de la masa fresca del hormigón, el incremento de temperatura por el marcado carácter exotérmico de las reacciones de hidratación de cemento hasta llegar a un valor máximo de la temperatura y una rama descendiente (influenciada por la secuencia constructiva), correspondiente al enfriamiento, hasta alcanzar la temperatura del régimen de explotación.

El incremento de temperatura que experimenta el hormigón una vez puesto en obra depende, fundamentalmente, del tipo y cantidad de conglomerante. Siendo uno de los objetivos la reducción de dicha temperatura, resultan imprescindibles ciertos cambios respecto al conglomerante que utilizaríamos en un hormigón convencional.

El tipo de conglomerante utilizado ha de desarrollar una cantidad de calor de hidratación moderadamente baja, evitando así en lo posible la problemática fisuración del hormigón. En consecuencia, los cementos utilizados en la construcción de presas son preferentemente a base de clinker y cenizas volantes o escoria siderúrgica, y también otros tipos de materiales puzolánicos, naturales o artificiales.

Además de reducir la cantidad de clinker, con la consiguiente disminución del calor de fraguado (y en consecuencia del peligro de fisuración), de la retracción y del coste del hormigón, la incorporación de puzolanas y cenizas a través del cemento produce otros efectos favorables; en efecto, proporcionan una mayor trabajabilidad a la mezcla fresca, que se traduce en una reducción del agua de amasado (de un 5 a 8%) y aumento de la resistencia, y también dan lugar a una mayor durabilidad en el hormigón.

La construcción de una gran estructura como es el caso de las presas implica la movilización de enormes volúmenes de material (del orden de cientos de miles de metros cúbicos de hormigón), así como de mano de obra, maquinaria y, en general, de medios que contribuyan a la consecución de nuestro objetivo. Es evidente, por lo tanto, que una de las prioridades a tener en cuenta en el diseño de todo aquello que comporta construir una presa (materiales, dosificación, procedimientos de construcción, etc.) será economizar en lo posible todo este proceso sin dejar de lado, por supuesto, la seguridad a lo largo de toda la vida de la presa.

El hormigón compactado con rodillo (HCR, o RCC en inglés) es un hormigón de consistencia seca que permite ser colocado y compactado con la maquinaria usada en el movimiento de tierras. El contenido de agua es otra de las diferencias fundamentales entre los hormigones convencionales y los HCR. Los hormigones compactados con rodillo contienen una reducida cantidad de agua de amasado, compatible con el tránsito de maquinaria de movimiento de tierras de gran tonelaje por su superficie en estado fresco.

5.2 Canales de derivación.

El canal de derivación forma parte de una central hidroeléctrica y se utiliza para llevar el agua desde la presa hasta las turbinas de la central.

Por lo general para saltos superiores a 15 metros se necesita realizar la entrada a las turbinas mediante turbinas forzadas, siendo por ello preciso que exista una cámara de presión donde termina el canal y comienza la tubería. En muchos otros casos se suprime el canal de derivación y se aplica directamente las tuberías forzadas a las tomas de agua de la presa.

En el origen del canal de derivación se realizan un conjunto de obras denominado bocal, que permite el ingreso de las aguas en dicho canal. Además cerca del comienzo del canal de derivación se instalará un sistema regulador cuya función será la de controlar el paso del agua.

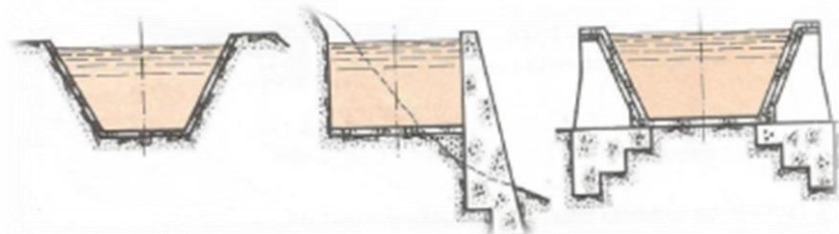


Figura 5.21 Esquema de secciones de canales de derivación.

Como conductos cerrados, generalmente subterráneos, están los túneles y las galerías, cuya aplicación es la misma que la de los canales, pero haciendo llegar el agua, a régimen forzado, hasta las zonas de conexión con las tuberías forzadas, a la presión correspondiente al nivel del embalse respecto embocaduras.

Los túneles y galerías se distinguen, entre sí, por la forma y dimensiones de sus secciones. Para estos conductos el valor de la pendiente está comprendido, aproximadamente, entre el 1 al 10 por 1000, originándose en ellos las pérdidas de carga propias de su diseño. Suelen construirse de hormigón en masa o armado, dependiendo de las secciones, de las condiciones de servicio y de las características del terreno.

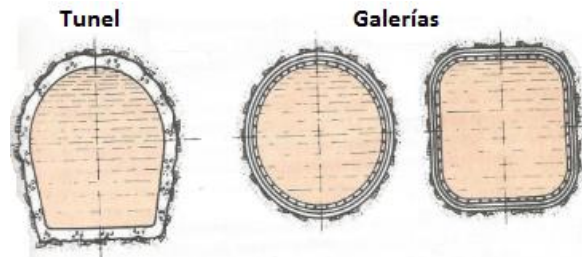


Figura 5.22 Esquema de conductos cerrados.

Para contrarrestar la influencia de los cambios de temperatura, se disponen juntas de dilatación convenientemente repartidas. En determinados casos, a fin de evitar la horadación del terreno en las bases de los conductos, por efecto de filtraciones, se instalan, en la zona inferior de dichas bases, tubos porosos que recogen y distribuyen, para su vertido controlado, las aguas de filtraciones.

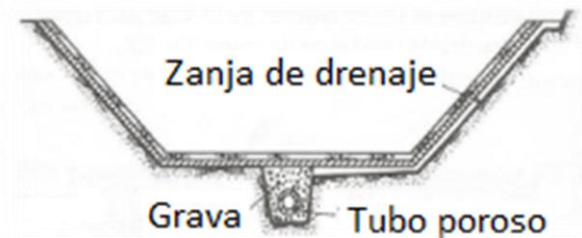


Figura 5.23 Recogida de agua de filtraciones en un canal.

5.3 Desagües, aliviaderos y tomas de agua.

Junto con el objetivo de explotación, la presa se encuentra con otro hecho, que es la necesidad de evacuar el agua sobrante de las crecidas, pues por grande que sea un embalse no hay seguridad de que no se presente una crecida excepcional que rebase su capacidad de retención, el problema se hace tanto más notorio y frecuente cuanto menor sea el volumen del embalse respecto a las aportaciones de la cuenca.

La evacuación de estos caudales excedentes presenta, además, una característica: como los sobrantes no se presentan repartidos en un largo periodo, sino concentrados en crecidas de duración relativamente corta (pocos días u horas) con caudales muy elevados, su evacuación de éstos plantea problemas de gran importancia, no sólo por la magnitud de los caudales, sino porque la elevación de nivel producida por la presa en el cauce crea una energía suplementaria que ha de amortiguarse de alguna forma: naturalmente (con la erosión consiguiente del cauce aguas abajo) o artificialmente gracias a dispositivos para evitar tales daños.

Los órganos destinados a la evacuación de caudales sobrantes pueden ser de varios tipos, según su situación:

- Aliviaderos de superficie.
- Desagües profundos (de medio fondo y de fondo).

Los aliviaderos de superficie suelen ser los elementos empleados para la evacuación de crecidas, aunque se acusa una tendencia cada vez mayor a usar para ello los de medio fondo e incluso los de fondo. Estos últimos suelen ser más usados para controlar el nivel del embalse, vaciarlo total o parcialmente, descargar sedimentos acumulados en el fondo, etc.

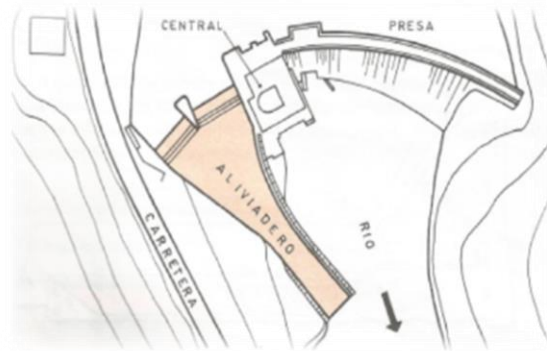


Figura 5.24 Esquema aliviadero.

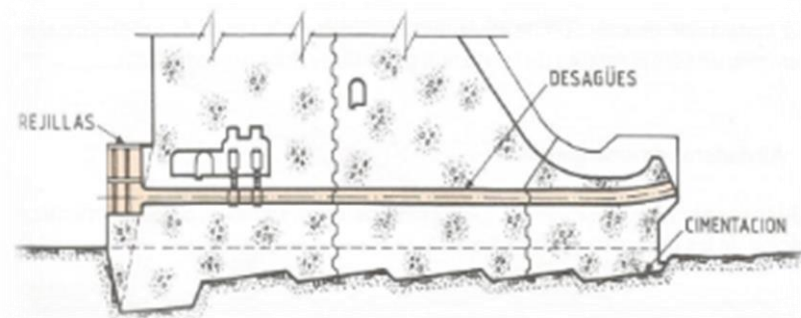


Figura 5.25 Esquema desagüe de fondo.

Los caudales máximos de los aliviaderos de superficie son de 30 a 50 veces el caudal medio. En los desagües de fondo e intermedios suelen ser del orden de 10 a 20 veces el caudal medio.

La magnitud de los caudales y la gran energía a amortiguar hacen que este tipo de elementos aparentemente secundarios y accidentales, se conviertan en fundamentales en cuanto a la concepción de la obra a causa de su magnitud y los terribles efectos que tratan de evitar.

Partes de un aliviadero.

El aliviadero se divide en tres partes, cada una de las cuales deben cumplir una serie de requisitos técnicos, que se indican a continuación.

- Toma.
La toma ha de tener la forma y dimensiones adecuadas para derivar el caudal de proyecto. Su correcto diseño es fundamental para la seguridad pues un inadecuado tamaño limitaría el caudal y podría provocar el desbordamiento.
- Conducción.
La conducción o rápida cumple una función de mero transporte desde la toma a la obra de restitución al río. Se proyecta de tal manera que el agua lleve una elevada velocidad y además se produzca una pérdida de carga importante, puesto que la corriente tiene una gran cantidad de energía que hay que amortiguar al final. La energía perdida se resta a la obra de restitución.

Una elevada velocidad del agua puede afectar y degradar el revestimiento de la conducción.
- Obra de reintegro.
La obra de reintegro tiene una misión complementaria y contraria a la toma, y es la de devolver al río el caudal derivado por ésta. Pero así como en la toma el ingreso se hace en un régimen tranquilo, la obra de reintegro recibe el agua de la conducción con gran velocidad que hay que amortiguar en lo posible para que no produzca erosiones perjudiciales al cauce y a la misma presa; por ello, en ciertos casos se procura que esta obra se encuentre lo más alejada posible.

5.4 Cámara de turbinas.

La cámara de turbinas es el espacio destinado para el alojamiento de las turbinas hidráulicas. Puede ser abierta, si esta en comunicación con el exterior, o cerrada, en el caso contrario.

La cámara abierta solamente se utiliza en saltos de pequeña altura (hasta unos 15 metros), cuando es posible hacer llegar directamente al distribuidor de la turbina, el agua procedente del canal de derivación. En estos casos, la cámara de turbinas hace las veces también de cámara de presión.

En las cámaras abiertas, se pueden utilizar turbinas de eje vertical y turbinas de eje horizontal.

Si la turbina es de eje vertical, la cámara queda por debajo de la sala de máquinas y el nivel de aguas arriba queda también por debajo del piso de aquella como se puede ver en la siguiente imagen (figura 5.26).

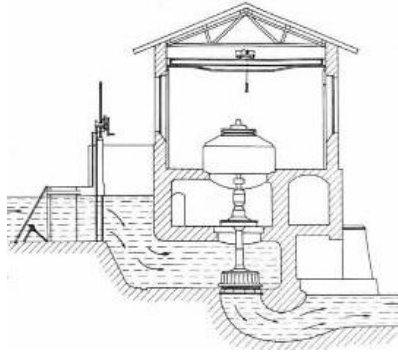


Figura 5.26 Turbina de eje vertical en cámara abierta.

Si la turbina es de eje horizontal, la cámara queda situada contigua a la sala de máquinas y el nivel de aguas arriba, por encima del piso de la sala de máquinas como se puede ver en la siguiente imagen (figura 5.27).

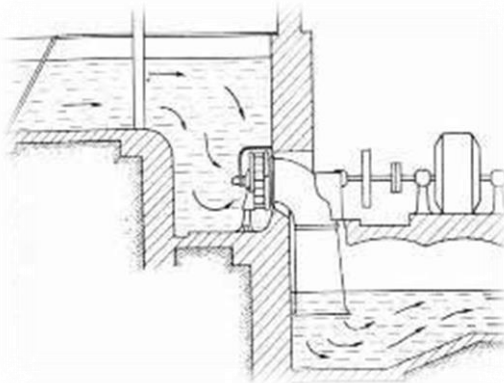


Figura 5.27 Turbina de eje horizontal en cámara abierta.

En cámara abierta, se instalará la turbina de eje vertical cuando el salto es pequeño (inferior a unos 6 metros), y por lo tanto, no hay suficiente altura para instalar turbinas de eje horizontal, pues el piso quedaría muy cerca del nivel de aguas abajo y expuesto a quedar inundado.

Casi todos los saltos de agua, utilizan turbinas en cámaras cerradas, a las cuales el agua llega procedente de las tuberías forzadas.

Las cámaras cerradas presentan la gran ventaja de que las tuberías forzadas pueden situarse en el lugar más conveniente para la cimentación, canal de desagüe, etc, es decir, la tubería de presión que une la cámara de presión con las turbinas puede tener el trazado y longitud que mejor se adapte a cada caso particular.

En el caso de cámaras cerradas se instalarán turbinas de eje vertical cuando el piso de la sala de máquinas no queda libre de peligro de inundación durante las máximas riadas, como se muestra en la siguiente imagen (figura 5.28).

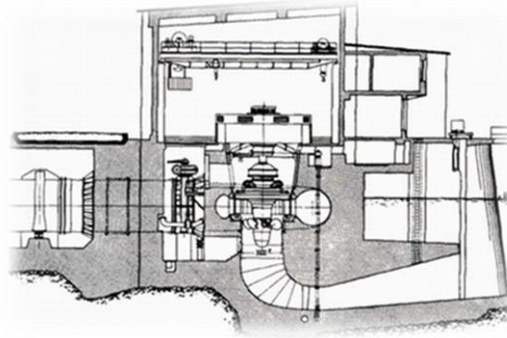


Figura 5.28 Turbina de eje vertical en cámara cerrada.

Por el contrario en el caso de que el riesgo de inundación por riada sea nulo se optará por instalar una turbina de eje horizontal, como se puede observar en la siguiente imagen (figura 5.29).

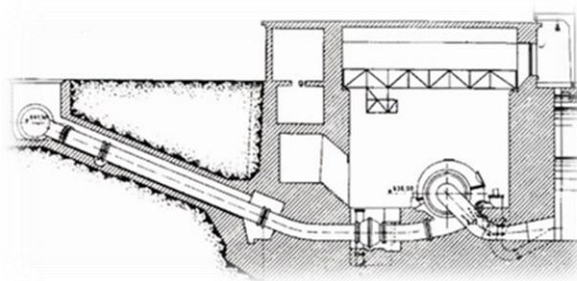


Figura 5.29 Turbina de eje horizontal en cámara cerrada.

5.5 Tubería forzada.

También se denominan tuberías de presión. Ambas denominaciones las caracterizan como conducciones forzadas, debido a las elevadas presiones que han de soportar en toda su superficie, al estar totalmente llenas de agua, y desplazarse ésta no por la pendiente existente sino por el efecto de la presión.

Tienen la misión de conducir el agua directamente desde el punto de alimentación establecido, como puede ser la toma de agua asentada en el propio embalse, un depósito de carga, un canal, etc, hasta las turbinas instaladas en la central.

Es necesario aclarar que aunque a toda turbina llega la correspondiente tubería forzada, esto no quiere decir que la tubería parta directamente de la toma de agua, sino que puede derivar de una galería, de un pozo de presión o de un colector que alimenta a dos o más tuberías forzadas.

Si bien las tuberías forzadas pueden ser de hormigón armado, la tendencia actual es construirlas de acero en toda su longitud. Dados los grandes diámetros que se alcanzan en los nuevos proyectos, la construcción y montaje de sus componentes, virolas, etc., es

factible debido a los procedimientos de laminado y soldadura, y a los medios de transporte con los que se dispone en el momento presente.

Para localizar posibles fallos de unión entre las planchas metálicas, las soldaduras has de someterse, durante el montaje, a rigurosos controles, realizados por métodos radiográficos, de ultrasonidos o basados en la penetración de ciertos líquidos.

Cuando se instalan tuberías metálicas, solamente es de hormigón armado, la zona de embocadura en su conexión con la entrada de agua, estando protegida ésta mediante rejillas. Al ser la embocadura de sección rectangular, en la mayoría de los casos, ha de hacerse una transición a la sección circular, correspondiente a la tubería.

Las tuberías metálicas, suelen tener constante el espesor y el diámetro, cuando pertenecen a saltos de poca altura; en caso de saltos de media y gran altura, las tuberías se construyen reduciendo progresivamente su diámetro, desde la toma hacia la conexión con la turbina, aumentándose el espesor en el mismo sentido de referencia. Estas formas de proceder, se pueden hacer extensivas a todo tipo de conducción forzada.

La colocación de las tuberías forzadas puede hacerse al aire libre o recubiertas de hormigón. En el primer caso, característico de instalaciones a la intemperie o que no interesa su recubrimiento al transcurrir a través de cuerpos de obra, están emplazadas en apoyos fijos o rodillos sobre los que pueden moverse libremente, por efecto de las variaciones de temperatura o tensiones mecánicas provocadas por el comportamiento de las propias columnas líquidas. Así mismo adecuadamente repartidos, se sitúan anclajes en los que, cada tubería, se fija firmemente.

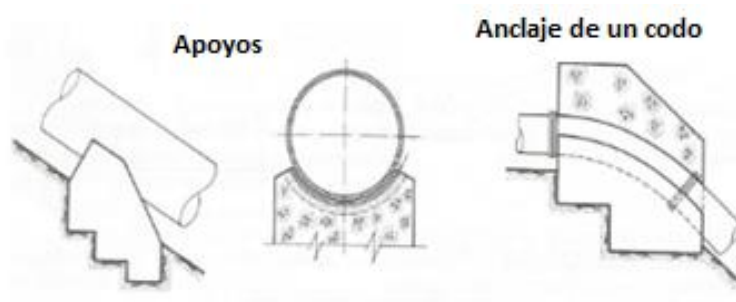


Figura 5.30 Esquema de apoyo y anclaje de un codo.

La segunda opción, es propia de tuberías embebidas, total o parcialmente, en zanjas practicadas en el terreno, siendo, la más conveniente, siempre que han de montarse a través de obras de fabrica o pozos realizados en roca, para alimentar turbinas instaladas en centrales subterráneas ubicadas, habitualmente en el interior de zonas rocosas muy consolidadas.

En ambos casos, y según proceda, se colocan juntas de dilatación, entradas de hombre llamadas también agujeros o bocas de hombre para realizar inspecciones, tomas para control de presiones, drenes para vaciado de la tubería situados en zona de turbina, etc.

Las superficies interiores de las tuberías, así como las exteriores de las que se encuentran instaladas al aire libre, están recubiertas de pintura para su protección. Recientemente se emplean pinturas a base de silicatos de cinc, aplicadas mediante técnicas especiales.

5.6 Compuertas.

Por compuerta, se entiende todo dispositivo capaz de detener, dejar libre paso, o regular las masas de agua que llegan a una abertura, sumergida o no, o que circulan por una conducción abierta o cerrada. Se sitúan en las tomas de agua, en los desagües de fondo, en los canales de derivación, etc.

Cuando, para acumular el agua que circula por un cauce, se utilizan compuertas, como único elemento de retención, es decir, sin la intervención de presas, aquellas reciben el nombre de presas móviles. Si, en estas condiciones, el abastecimiento de agua se aprovecha en una central, ésta se denomina central de esclusa.

El cálculo y diseño de las compuertas, ha de responder a una serie de exigencias mecánicas e hidráulicas, para que en las mismas no se produzcan vibraciones, sea cual sea la apertura y la presión soportada, incluidos los valores extremos a que pueden estar sometidas.

Mediante sus equipos de accionamiento, deben de ser capaces de abrir y cerrar, a la mayor velocidad posible, incluso cuando se encuentran bajo la máxima presión de servicio.

Normalmente, las compuertas están formadas por una superficie metálica rectangular, plana o curva, conocida como pantalla o tablero, pudiendo presentar otras configuraciones. En cualquier caso se adaptan a la sección del lugar donde se aplican, siguiendo los desplazamientos adecuados para tal fin.

Los objetos y partículas, en flotación o suspensión dentro del agua, al incidir o pasar sobre o a través de de la compuerta, pueden erosionar la capa de pintura que protege las superficies metálicas; por ello se produce una corrosión, debido al proceso de oxidación del metal. Para evitarlo, dichas superficies, se cubren con pintura de silicatos de cinc, al igual que en el caso de las tuberías forzadas.

La capa de pintura sirve además, para proteger las superficies, en las que está presente el hierro, de la oxidación ejercida por un determinado tipo de microorganismos vegetales,

denominados ferrobacterias o bacterias de hierro. Estas se desarrollan a costa de la energía liberada, al transformar al ión ferroso en ión férrico.

Las compuertas se pueden clasificar según el método de apertura en:

- Compuertas giratorias.

Pertenecen a este grupo todas aquellas compuertas que realizan las operaciones de apertura y cierre siguiendo trayectorias curvas, al girar las pantallas correspondientes sobre ejes horizontales o verticales, según distintos procedimientos de accionamiento.

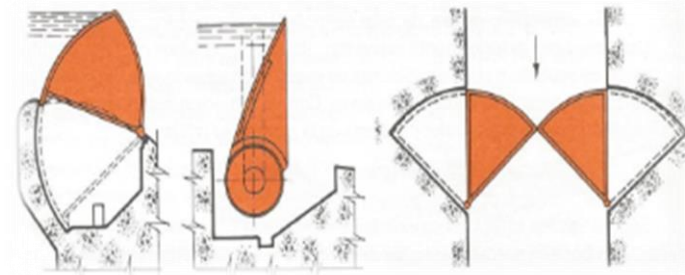


Figura 5.31 Esquema de compuertas giratorias de eje horizontal (izquierda) y vertical (derecha).

- Compuertas deslizantes.

Se consideran como tales, las que están constituidas por un tablero de superficie plana, en las que, los sentidos de desplazamiento, ascendente y descendente, se efectúan generalmente según un plano vertical o ligeramente inclinado al umbral de la abertura o al conducto respectivo, mediante equipos de tracción que actúan en el mismo plano.

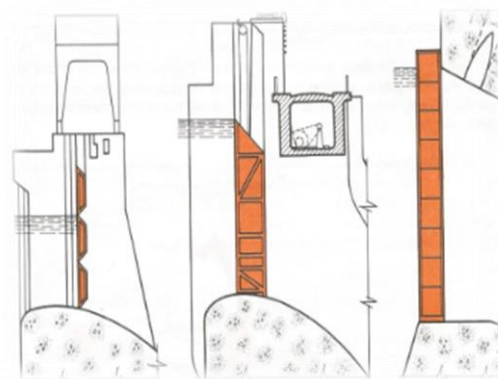


Figura 5.32 Esquema compuertas deslizantes.

5.7 Órganos de obturación.

Se utilizan para abrir y cerrar el paso del agua por los conductos forzados.

La misión encomendada a las válvulas, es análoga a las funciones desarrolladas por las compuertas, si bien, éstas difieren respecto a aquéllas, tanto en sus aspectos constructivos y de accionamiento como en las zonas de utilización.

Las válvulas se instalan siempre en conductos cerrados, generalmente de sección circular. Aunque en la actualidad, debido a los avances en los procesos de fabricación, se ha logrado construir válvulas de grandes dimensiones que se aplican en aberturas de secciones considerablemente más pequeñas que las correspondientes a las zonas donde se utilizan compuertas.

Según el empleo a que están destinados, los órganos de obturación o válvulas pueden dividirse en:

- Órganos de seccionamiento. Cuya misión es cerrar el paso del agua hacia las turbinas, cuando sea necesario.
- Órganos de seguridad. Son aquellos que deben cerrar el conducto, no solamente en el caso en que el caudal sobrepase el necesario para la turbina, sino también, en caso de que se produzca una sobrevelocidad en ella. Estas válvulas están provistas, casi siempre, de dispositivos automáticos de cierre, que entran en acción cuando la velocidad del agua sobrepasa un valor máximo, fijado de antemano.

En las instalaciones hidroeléctricas se encuentran muchos tipos de órganos de obturación, que cumplen además funciones muy diferentes. Centrándonos en la aplicación a las conducciones de una instalación hidroeléctrica los tipos de válvulas, son los siguientes:

- Válvulas de compuerta.
- Válvulas de mariposa.
- Válvulas esféricas.

La elección del tipo más apropiado depende de las dimensiones, de la forma de la sección que se ha de obturar, de la presión, de la necesidad de regulación de apertura parcial, etc.

Válvulas de compuerta.

Las válvulas de compuerta se utilizan normalmente en canales abiertos, para el vaciado de fondo en los embalses, etc.

Estas válvulas, realizan sólo y exclusivamente las funciones de apertura y cierre, no siendo adecuadas para regular el paso del agua, colocando el dispositivo de obturación en posiciones intermedias, debido a las pérdidas de carga que se producen.

Mediante un vástago, accionado manualmente o por medio de equipos hidráulicos o mecánico se consigue el desplazamiento, en dirección perpendicular al sentido de circulación del agua, del obturador. Este obturador consiste en un disco de sección circular o placa de sección rectangular que, según las características del circuito, puede tener distintas formas.

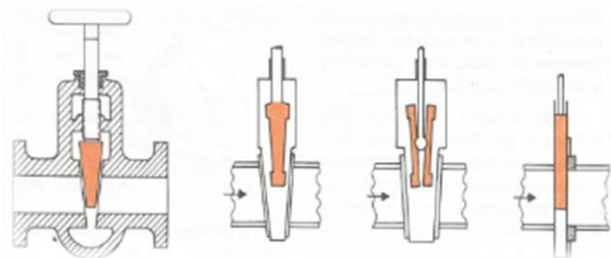


Figura 5.33 Esquema de válvulas de compuerta.

Cuando el conducto tiene una gran sección, el obturador debe ser el encargado de equilibrar presiones a ambos lados del conducto. Esto se logra añadiendo al circuito una válvula de by-pass conectada en paralelo con el circuito principal. En la parte posterior a la válvula principal del circuito (válvula de compuerta), se suele disponer de una válvula para facilitar la salida del aire a medida que se va llenando de agua.

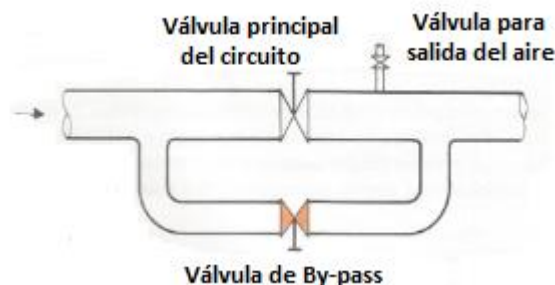


Figura 5.34 Esquema válvula de by-pass.

Válvula de mariposa.

Se emplean especialmente como órganos de emergencia y de seguridad en el arranque de tuberías forzadas de centrales hidroeléctricas. Son válvulas utilizadas en conducciones de gran diámetro, siendo necesario equilibrar presiones a ambos lados del obturador antes de su apertura. Se instalan, preferentemente en las tuberías forzadas, antes de la llegada del agua a la turbina. También se emplean en los desagües de fondo.

Cuando estas válvulas de mariposa son de pequeñas dimensiones, el accionamiento es manual ya sea por volante o por contrapeso.

Al igual que las válvulas de compuerta, las válvulas de mariposa no son aptas para ser situadas en posiciones intermedias de regulación a causa de las vibraciones y fenómenos

de cavitación, utilizándose solamente para dar paso total o bloquear por completo la circulación de las masas de agua.

El dispositivo de obturación, consiste en un disco conocido como lenteja, que, adaptado a la sección de paso de la válvula, gira como máximo un cuarto de vuelta, accionado por un eje instalado diametralmente al cuerpo de la válvula.

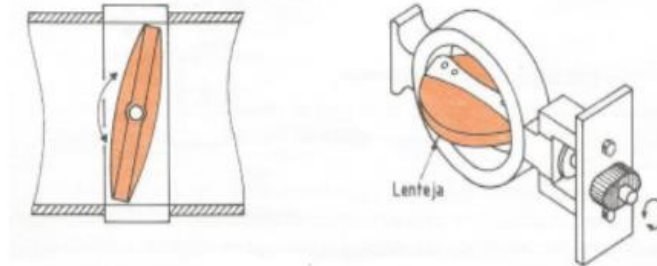


Figura 5.35 Esquema de válvula de mariposa.

Válvulas esféricas.

Son válvulas diseñadas para realizar la apertura o cierre total en un conducto. El obturador está constituido por una esfera ajustada perfectamente al cuerpo de la válvula. Dicha esfera está atravesada por un orificio que, en posición de abierto, da continuidad al conducto y, en posición de cerrado, se coloca perpendicularmente a éste. En la mayoría de los casos, disponen del by-pass para equilibrar presiones y se utilizan en tuberías forzadas.

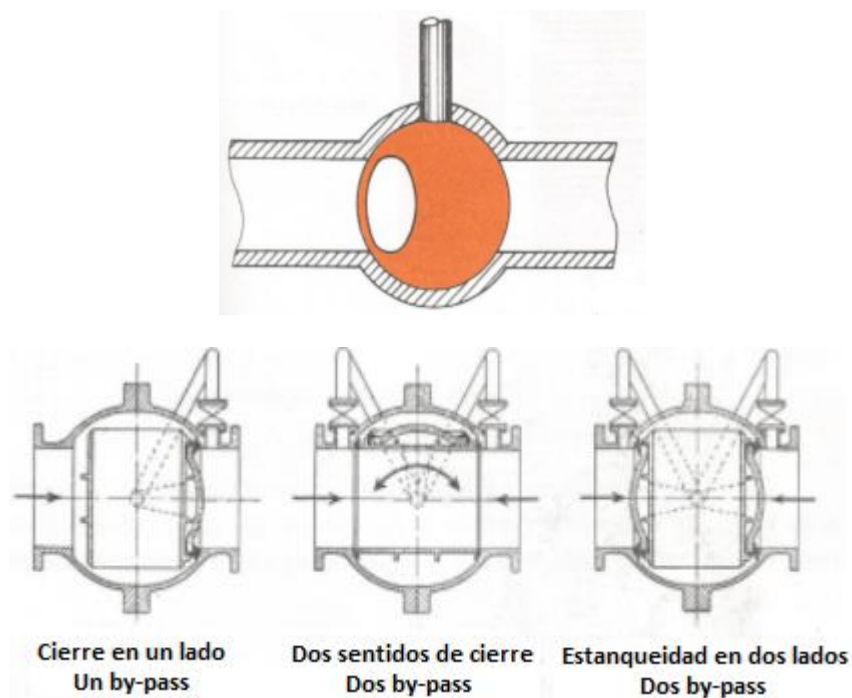


Figura 5.36 Esquema de válvula esférica.

El principal inconveniente de las válvulas esféricas es que su cierre no es rápido, lo que puede ser fundamental en casos de emergencia.

Se utilizan como órganos de seccionamiento y de seguridad y su accionamiento, como en los casos anteriores, puede ser manual o por servomotor. En la actualidad se construyen válvulas esféricas en las que, por su configuración, se eliminan las vibraciones, pudiéndose emplear como válvulas de regulación.

5.8 Tubo de aspiración.

Recibe otros nombres, tales como hidrocono o difusor y consiste en una conducción normalmente acodada, que une la turbina propiamente dicha con el canal de desagüe. Tiene como misión recuperar al máximo la energía cinética del agua a la salida del rodete o, dicho de otra forma, aprovechar el salto existente entre la superficie libre del agua y la salida del rodete.

En su inicio, partiendo de la unión circular con la turbina, se trata de un conducto metálico que, en la mayoría de los casos, va aumentando gradualmente de diámetro, tomando forma tronco-cónica, tramo conocido como cono de aspiración. Sobre el mismo se dispone, lateralmente, de una o dos entradas de hombre, opuestas en el segundo caso, a fin de poder realizar revisiones, trabajos, etc.

La zona acodada de la conducción podrá ser metálica o de hormigón. Una vez rebasado el ángulo correspondiente, continua con sección circular o puede hacer una transición a sección rectangular, en cuyo caso, la conducción es de hormigón hasta el final de la misma. En la parte inferior del codo, se dispone de colectores con rejillas para vaciado del tubo de aspiración.

Todas las partes metálicas están embebidas en la obra de hormigón de la central. Se construyen de acero especialmente aleado ya que dichas piezas de metal estará sometidas a efectos de cavitación.

El tubo debe ser lo más recto posible, pero cuando la instalación no lo permite sin gran coste de excavación, el tubo se encorva suavemente, desaguando horizontalmente, dando a la salida mayor dimensión a la luz horizontal que a la vertical y abocinándolo gradualmente para disminuir la velocidad residual.

La importancia del tubo de aspiración dependerá en gran medida del tipo de turbina que presente la central hidroeléctrica. En las turbinas Pelton no tiene importancia la recuperación de la energía existente a la descarga de la rueda y, además, entre el centro de la rueda y el nivel de agua del desagüe hay una distancia que representa una proporción muy pequeña de la altura total del salto. Pero en los restantes tipos de turbina (Francis, hélice y Kaplan), la velocidad de salida del rodete es elevada y el

rendimiento con descarga libre sería muy bajo, por lo que es conveniente realizar la recuperación correspondiente a la velocidad de descarga.

5.9 Canal de desagüe.

El canal de desagüe recoge el agua a la salida de la turbina para devolverla nuevamente al río en el punto conveniente.

A la salida de las turbinas, el agua tiene todavía una velocidad importante y, por lo tanto, bastante poder erosivo, por tanto, para evitar socavaciones del piso o paredes hay que revestir cuidadosamente la descarga de las turbinas.

Es muy frecuente que, el desagüe o evacuación del agua de una turbina, se realice, a través de su tubo de aspiración, al cauce natural del río, en la zona que, en las instalaciones, se conoce como tajamares, también llamada socaz. Esta denominación no ha de confundirse con la de caz, la cual se refiere precisamente a la toma de agua. No obstante estas dos últimas expresiones están en desuso hoy día.

En saltos bajos, en que conviene perder poco desnivel, el canal de desagüe ha de ser corto. En saltos de gran altura y, especialmente en los que el agua arrastra poco o ningún material sólido, el canal de desagüe puede ser de mayor longitud.

En la actualidad, y especialmente para las centrales subterráneas, se impone la necesidad de realizar complejas conducciones a base de colectores y galerías de desagüe, con objeto de dirigir al agua desde los tubos de aspiración de las distintas turbinas hasta la desembocadura final, después de su largo recorrido desde la toma efectuada en el embalse. Una vez rebasada la turbina, el agua, en su recorrido por los conductos de desagüe, tendrá una velocidad moderadamente baja, lo que determina un mejor aprovechamiento de la energía del salto en función de la altura.

5.10 Casa de máquinas.

La casa de máquinas es la zona donde se montan los grupos eléctricos para la producción de la energía eléctrica, así como la maquinaria auxiliar necesaria para su funcionamiento.

Las disposiciones adoptadas para las casas de máquinas, son variadísimas y dependen de las circunstancias y condiciones del aprovechamiento hidroeléctrico.

6 Turbinas hidráulicas.

6.1 Introducción. Clasificación de las turbinas hidráulicas.

La energía se manifiesta de diferentes maneras. Las diferentes formas de energía, pueden transformarse unas en otras. Así tenemos que, la energía potencial de una masa de agua, convenientemente estancada, se transforma en energía cinética al caer desde una determinada altura por un conducto, dando origen a una energía hidráulica, la cual, al incidir sobre el rodete de la turbina y hacerle girar, proporciona una energía mecánica. Esta, al mover al rotor de un generador eléctrico, produce energía eléctrica que, adecuadamente transformada y distribuida, puede pasar a ser nuevamente energía hidráulica en el caso de poner en movimiento masas de agua por medio de bombas hidráulicas.

La participación del hombre ha sido clave para obtener y controlar las sucesivas transformaciones de la energía, al objeto de economizar sus propias fuerzas y mejorar las condiciones de vida. Para ello creó máquinas de todo tipo y construyó grandes obras de diversa índole que, por sí mismas, no producen energía pero, oportunamente gobernadas y controladas, pueden dar origen a las transformaciones mencionadas anteriormente.

Se entiende por turbina, todo dispositivo mecánico capaz de convertir en trabajo (en forma de movimiento de rotación), la energía cinética presente en masas de agua, vapor o gas, al encontrarse éstas dotadas de una determinada velocidad de desplazamiento.

La aplicación inmediata del trabajo mecánico desarrollado en la turbina, es la de hacer girar al rotor del generador de energía eléctrica, en el cual se realiza la transformación de la energía mecánica en energía eléctrica. Todo ello, como consecuencia de estar rígidamente unidos, generalmente, los ejes de ambas máquinas, turbina-generador, formando un eje único con el que se obtiene sincronismo de giro entre las mismas, es decir, idéntico número de revoluciones durante espacios de tiempo iguales. El generador recibe también el nombre de alternador y cuando nos referimos al conjunto turbina-generador se utilizará el término grupo.

Las máquinas motrices accionadas por el agua que se emplean en las centrales hidroeléctricas reciben el nombre de turbinas hidráulicas. Podemos decir que la turbina hidráulica es la máquina destinada a transformar la energía hidráulica, de una corriente o salto de agua, en energía mecánica. Por lo tanto, toda turbina convierte la energía del agua, manifestada bien en forma de presión (energía potencia o de posición) como en la de velocidad (energía cinética), en el trabajo mecánico existente en un eje de rotación.

Una turbina hidráulica es accionada por el agua en movimiento, una vez que ésta es debidamente encauzada hacia el elemento de turbina denominado distribuidor, el cual, circularmente, distribuye, regula y dirige el caudal de agua hacia el centro de círculo descrito, sobre un rotor o rueda móvil conocida con el nombre de rodete, que,

conjuntamente con el eje en el que está montado, ha de estar perfectamente equilibrado dinámico y estáticamente.

De lo expuesto anteriormente se deduce que la energía del agua, en la mayoría de los casos energía potencial de tipo gravitatorio, se convierte en energía cinética al pasar sucesivamente por el distribuidor y el rodete, debido a la diferencia de nivel existente entre la entrada y la salida de la conducción. En consecuencia, se provocan cambios en la magnitud y dirección de la velocidad del fluido, lo que hace que se produzcan fuerzas tangenciales en el rodete, generándose así energía mecánica al girar éste.

El rendimiento de las instalaciones con turbinas hidráulicas, siempre es elevado, pudiendo llegar desahogadamente al 90% o más, después de tener en cuenta todas las pérdidas hidráulicas por choque, de caudal, de fricción en el generador, mecánicas, etc.

Se puede hacer una clasificación de las turbinas en función del grado de reacción (G_r) y de la velocidad específica (n_s).

- Grado de reacción (G_r).

El grado de reacción se define como la relación entre la carga estática y la carga total transferidas.

Cuando el grado de reacción es nulo ($G_r = 0$), la turbina es de acción, en este caso la presión relativa en el distribuidor se reduce a cero (presión atmosférica), y en el rodete la presión permanece constante (no hay gradiente de presión).

En una turbina de acción la velocidad del agua se convierte en energía cinética. El prototipo de estas turbinas es la Pelton, aunque en algunos casos se utilice una variante conocida como Turgo.

Por tanto la turbina de acción será aquella que aprovecha únicamente la velocidad del agua, es decir su energía cinética. Se emplea fundamentalmente para el aprovechamiento hidroeléctrico de salto elevado y pequeño caudal.

En una turbina de reacción la presión del agua actúa como una fuerza sobre la superficie de los alabes y decrece a medida que avanza hacia la salida. Los ejemplos típicos de turbinas de reacción son la Kaplan y la Francis.

Si la turbina es de reacción, la presión relativa en el distribuidor no se anula existiendo caída de presión en el rodete.

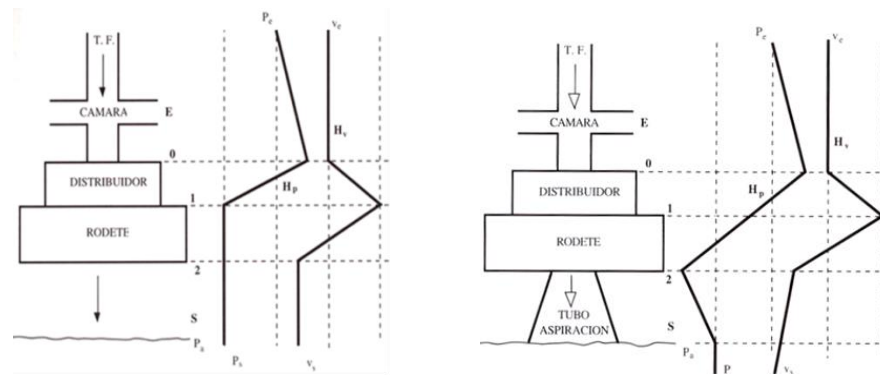


Figura 6.1 Esquema de presiones en una Turbina de acción y en una Turbina de reacción.

- Velocidad específica (n_s).

El concepto de velocidad específica surge de la necesidad de confeccionar turbinas a medida para un determinado aprovechamiento. Para poder comparar entre sí diferentes turbinas se busca la relación entre distintas magnitudes, en función de las condiciones de trabajo de la máquina.

La velocidad específica representada normalmente por n_s , llamada también velocidad específica absoluta o velocidad angular específica, corresponde al número de revoluciones por minuto que daría una turbina semejante a la que se desea proyectar (de igual forma pero dimensiones reducidas), la cual, instalada en un salto de 1 m. de altura, proporcionaría una potencia de 1 CV.

Según los rangos de valores de la velocidad específica podremos clasificar las turbinas por “familias”. La velocidad específica n_s de las turbinas será por tanto, el parámetro clave para fijar el tipo de turbina y su diseño, viene expresada por la siguiente ecuación:

$$N_s = \frac{n_e}{h} = \sqrt{\frac{N}{\sqrt{h}}} = \frac{n_e \cdot \sqrt{N}}{h^{5/4}}$$

Donde:

n_e son las revoluciones por minuto.

N es la potencia del eje o potencia al freno.

h es la altura neta o altura del salto.

Todos estos valores estarán tomados teniendo en cuenta un rendimiento máximo.

Según la dirección del agua dentro de la turbina respecto al eje de rotación, o dirección de entrada del agua, podremos diferenciar los siguientes tipos de turbinas:

- Turbinas axiales.
En las turbinas axiales el desplazamiento del flujo en el rodete es paralelo al eje.
- Turbinas radiales.
El desplazamiento del rodete es perpendicular al eje, no presentando componente axial.
- Turbinas tangenciales.
El desplazamiento del flujo en el rodete es tangencial al eje.
- Turbinas mixtas.
Este tipo de turbinas presentan componentes axial, radial y tangencial.

Por la manera de actuar los corros o las láminas de agua sobre o a través de las palas o álabes, las turbinas se clasifican en:

- Turbinas de acción.
La transformación de la energía potencial en energía cinética se produce en los órganos fijos anteriores al rodete (inyectores o toberas), por tanto el rodete solo recibe energía cinética. La presión a la entrada y salida de las cucharas (o alabes) es la misma e igual a la atmosférica. La turbina más significativa dentro de este grupo sería la turbina Pelton.
- Turbinas de reacción.
Reciben este nombre aquellas turbinas que transforman la energía potencial en cinética íntegramente en el rodete, por tanto el rodete solo recibe energía potencial. La presión de entrada es muy superior a la presión del fluido a la salida. En realidad no existen turbinas, cuyo rodete reciba únicamente energía potencial, se llaman turbinas de reacción pero en realidad habría que considerarlas como de tipo mixto. El turbina de reacción típica es la turbina Francis.
- Turbinas de propulsión.
Son turbinas de flujo axial que son capaces de mover elevados caudales, adquiriendo grandes velocidades de giro. Pueden ser de álabes fijos (turbinas de Hélice) o de álabes orientables (turbinas Kaplan).
- Turbinas tubulares, bulbo y de pozo.
Son turbinas destinadas a cargas mínimas y grandes caudales.

De todas las turbinas mencionadas anteriormente podemos señalar tres tipos de turbinas hidráulicas utilizados con mejores resultados en la actualidad.

- Turbinas Pelton.
- Turbinas Francis.
- Turbinas Kaplan.

De cada uno de dichos tipos, se verá más detalladamente en los siguientes apartados las características técnicas y de aplicación más destacadas que los identifican, los distintos elementos que componen cada turbina, así como el principio de funcionamiento de las mismas.

6.2 Turbinas Pelton.

Las turbinas Pelton aprovechan la energía cinética del agua, al estilo de las antiguas norias de los molinos que se construían en los cauces de los ríos y arroyos. Debido a esto no existe diferencia de presión entre la entrada y salida del rodete, por lo que el grado de reacción será nulo.

Su utilización es idónea en saltos de gran altura (a partir de 100 ó 120 metros), y caudales relativamente pequeños (hasta $10 \text{ m}^3/\text{s}$ aproximadamente).

Componentes de una turbina Pelton.

Los componentes esenciales de una turbina Pelton, enumerados siguiendo la trayectoria del agua a través de la misma son:

- Distribuidor.
- Rodete.
- Carcasa.
- Cámara de descarga.
- Sistema hidráulico de frenado.
- Eje.

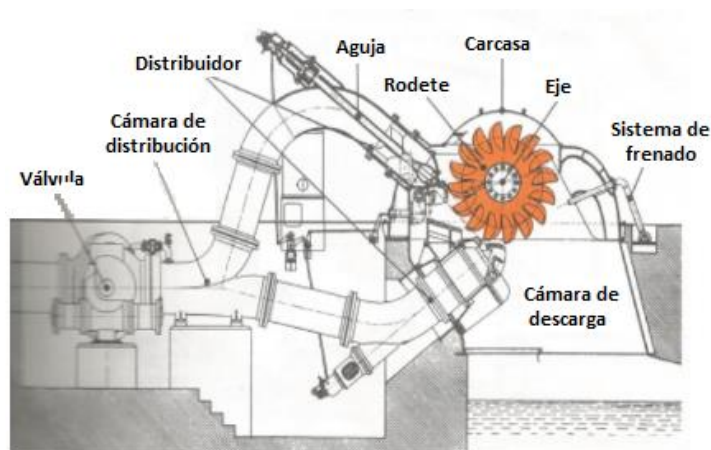


Figura 6.2 Esquema de componentes de una Turbina Pelton.

➤ Distribuidor.

El distribuidor de una turbina Pelton está constituido por uno o varios equipos de inyección de agua. Cada uno de dichos equipos tiene como misión dirigir,

convenientemente, un chorro de agua, cilíndrico y de sección uniforme, que se proyecta sobre el rodete, así como también, regular el caudal preciso que ha de fluir hacia dicho rodete, llegando a cortarlo totalmente cuando proceda.

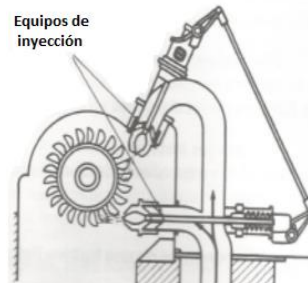


Figura 6.3 Esquema de un distribuidor con dos equipos de inyección.

El número de equipos de inyección, colocados circunferencialmente alrededor de un rodete, depende de la potencia y características del grupo, según las condiciones del salto de agua. Así mismo, se puede disponer de más de un rodete en el mismo eje, cada uno de ellos dotado del distribuidor apropiado.

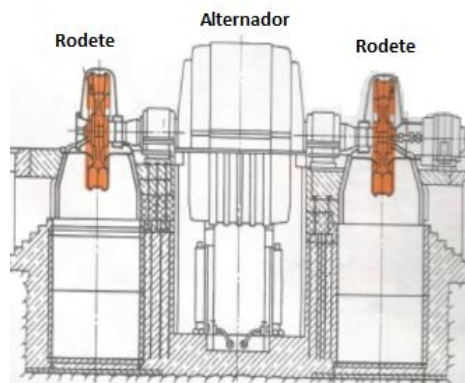


Figura 6.4 Turbina Pelton con dos rodetes escanear.

Hasta seis suelen ser los equipos que proyectan chorros de agua sobre un mismo rodete, derivado todos y cada uno de ellos de la tubería forzada.

Los elementos que conforman un equipo de inyección, mediante el cual se obtiene un chorro de agua, son la cámara de distribución y el inyector.

- Cámara de distribución.
También se denomina cámara de inyector.
Consiste en una prolongación de la tubería forzada, que se encuentra acoplada a la misma mediante bridas y que tiene como misión fundamental conducir el caudal de agua.
- Inyector.
Es el elemento mecánico destinado a dirigir y regular el chorro de agua.
Una misma turbina puede llevar acoplados varios inyectores.

Está compuesto por los siguientes elementos:

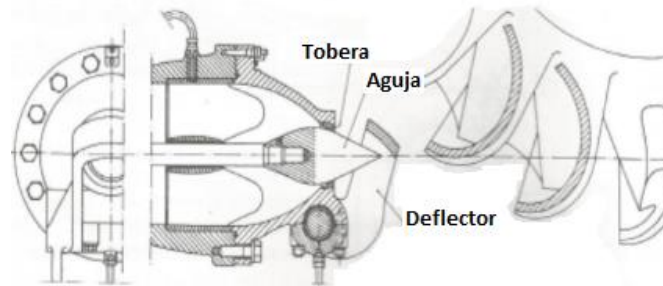


Figura 6.5 Esquema de las partes de un inyector de una turbina Pelton.

- Tobera.
Es una boquilla, normalmente con orificio de sección circular (puede ser de otra sección), de un diámetro aproximado entre 5 y 30 cm, instalada en la terminación de la cámara de distribución. Su misión es dirigir, tangencialmente hacia la periferia del rodete, el chorro de agua, de tal modo que la prolongación de éste forme un ángulo prácticamente de 90º con los imaginarios radios del rodete, en los sucesivos puntos de choque o incidencia del agua.
- Aguja.
Está formada por un vástago situado concéntricamente en el interior del cuerpo de la tobera, guiado mediante cojinetes sobre los cuales tiene un libre movimiento de desplazamiento longitudinal en dos sentidos. Uno de los extremos del vástago, el orientado hacia el orificio de salida de la tobera, termina en forma esférico-cónica a modo de punzón, el cual regula el caudal de agua que fluye por la misma, de acuerdo con el mayor o menor grado de acercamiento hacia el orificio, llegando a cortar totalmente el paso de agua cuando se produce el asentamiento de dicho punzón sobre el mencionado orificio, según las circunstancias de funcionamiento del grupo.
- Deflector.
Es un dispositivo mecánico que, a modo de pala o pantalla, puede ser intercalado con mayor o menor incidencia en la trayectoria del chorro de agua, entre la tobera y el rodete. Tiene como misión desviar, total o parcialmente según proceda, el caudal de agua, impidiendo el embalamiento del rodete al producirse un descenso repentino de la carga. Su intervención, evita variaciones bruscas de presión en la tubería forzada, al permitir una respuesta más lenta de la válvula de aguja, ante fuertes oscilaciones de carga. Así se consigue reducir el caudal de forma brusca, en caso de falta grave o avería. Normalmente el caudal en estas turbinas no supera los 10 m³/s.

- Equipo de regulación de velocidad.

Está constituido por un conjunto de dispositivos electro-mecánicos, a base de servomecanismos, palancas y bielas. Su función es la de mantener constante la velocidad del grupo, a fin de que la frecuencia de la corriente generada tenga, en todas las circunstancias de carga, 50 periodos por segundo (p.p.s.). Este valor es general en toda Europa; sin embargo en América del Norte y algunos países de Hispanoamérica, el valor normalizado es de 60 p.p.s.

- Rodete.

Es la pieza clave ya que es donde se transforma la energía hidráulica del agua, de su forma cinética en energía mecánica o dicho de otra manera, en trabajo según la forma de movimiento de rotación. El rodete consta de una rueda motriz donde van montados los cangilones.

La rueda motriz está unida rígidamente al eje, montada en el mismo por medio de chavetas y anclajes adecuados. Su periferia está mecanizada apropiadamente para ser soporte de los denominados cangilones.

Los cangilones pueden estar fundidos en el disco en una sola pieza, o sujetos a él por medio de bulones.

Los cangilones también llamados álabes, cucharas o palas son piezas de bronce ó de acero especial para evitar, dentro de lo posible, las corrosiones y cavitaciones. Están diseñados para recibir el empuje directo del chorro de agua. Su forma es similar a la de una doble cuchara, con una arista interior lo más afilada posible y situada centralmente en dirección perpendicular hacia el eje, de modo que divide al cangilón en dos partes simétricas de gran concavidad cada una, siendo sobre dicha arista donde incide el chorro de agua.

El número de cangilones o álabes suele estar entre 17 y 26 por rueda, dependiendo de la velocidad específica de la turbina. De forma que para mayores velocidades el número de álabes es menor, ya que serán de mayor tamaño porque deben recibir caudal, debido a la mayor velocidad. Sin embargo, en cualquier caso el número de álabes debe ser tal que el agua procedente del chorro no tenga espacio suficiente para pasar entre dos de ellos sin que incida sobre alguno, evitando así la pérdida de un caudal útil.

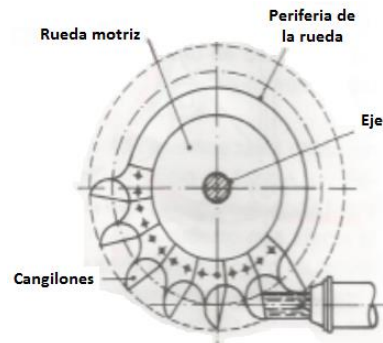


Figura 6.6 Esquema de un rodete Pelton.

- Carcasa.
Es la envoltura metálica que cubre los inyectores, rodete y otros elementos mecánicos de la turbina.
Su misión consiste en evitar que el agua salpique al exterior después de incidir sobre los cangilones.
- Cámara de descarga.
Se entiende como tal la zona por donde cae el agua libremente hacia el desagüe, después de haber movido al rodete. También se conoce como tubería de descarga.
Para evitar deterioros debidos a la acción de los chorros de agua, especialmente de los originados por la intervención del deflector, se suele disponer, en el fondo de la cámara de descarga, de un colchón de agua de 2 a 3 metros de espesor. Con el mismo fin, se instalan blindajes o placas, situadas adecuadamente, que protegen la obra de hormigón.
- Sistema hidráulico de frenado.
Consiste en un circuito de agua derivado de la cámara de distribución. El agua, proyectada a gran velocidad sobre la zona convexa de los cangilones, favorece el rápido frenado del rodete, cuando las circunstancias lo exigen.
- Eje.
Rígidamente unidos al rodete, y situado adecuadamente sobre cojinetes debidamente lubricados, transmite el movimiento de rotación al eje del alternador. El número de cojinetes instalados así como su función, radial o radial-axial, depende de las características de cada grupo.

Las turbinas Pelton pueden ser instaladas con el eje en posición vertical u horizontal, siendo esta última disposición la más adecuada.

- En las turbinas Pelton de eje horizontal, el número de inyectores por rueda se reduce normalmente a uno o dos, ya que la instalación de tuberías de alimentación y las toberas en un plano vertical resulta complicada. Como

ya se vio anteriormente, con este tipo de disposición es posible instalar turbinas gemelas, que comparten un generador colocado entre ellas. Este conjunto se considera como un solo grupo (figura 6.4).

- En las turbinas Pelton de eje vertical se facilita la colocación del sistema de alimentación, al estar en un plano horizontal, lo que permite aumentar el número de inyectores por rueda. De este modo se incrementa el caudal por rueda y por lo tanto su potencia.

Principio de funcionamiento de las turbinas Pelton.

Una vez identificados los elementos componentes de las turbinas Pelton, y conocidas las funciones respectivas, se comprende fácilmente el funcionamiento de las mismas.

La sucesiva transformación de la energía se efectúa del modo siguiente. La energía potencial gravitatoria del agua embalsada, o energía de presión hasta los orificios de las toberas, se convierte, prácticamente sin pérdidas, en energía cinética, al salir el agua a través de dichos orificios en forma de chorros libres, a una velocidad que corresponde a toda la altura del salto útil.

La válvula de aguja, gobernada por el regulador de velocidad, cierra más o menos el orificio de salida de la tobera, consiguiendo modificar el caudal de agua que fluye por ésta, al objeto de mantener constante la velocidad del rodete, evitándose embalamiento o reducción del número de revoluciones del mismo, por disminución o aumento respectivamente de la carga solicitada al generador.

Se dispone de la máxima energía cinética en el momento en que el agua incide tangencialmente sobre el rodete, empujando a los cangilones que lo forman, obteniéndose el trabajo mecánico deseado. Las formas cóncavas de los cangilones hacen cambiar la dirección del chorro de agua, saliendo éste, ya sin energía apreciable, por los bordes laterales, sin ninguna incidencia posterior sobre los cangilones sucesivos.

La arista que divide a cada cangilón en dos partes simétricas, corta al chorro de agua, seccionándolo en dos láminas de fluido, teóricamente del mismo caudal, precipitándose cada una hacia la concavidad correspondiente. Tal disposición permite contrarrestar mutuamente los empujes axiales que se originan en el rodete, equilibrando presiones sobre el mismo, al conseguir cambiar, simétrica y opuestamente, los sentidos de ambas láminas de agua (figura 6.7).

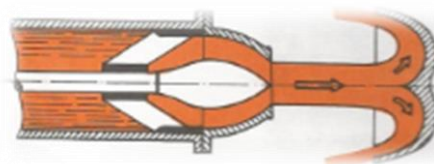


Figura 6.7 Acción del chorro de agua sobre un cangilón de una turbina Pelton.

6.3 Turbinas Francis.

Son conocidas como turbinas de sobrepresión por ser variable la presión en las zonas del rodete, o de admisión total ya que éste se encuentra sometido a la influencia directa del agua en toda su periferia. En consecuencia, un mismo caudal así repartido requiere un rodete que puede resultar mucho menor que el de una rueda Pelton equivalente.

El margen de alturas de carga entre los que puede trabajar una turbina de este tipo oscila entre 50 y 250 metros, con velocidades específicas comprendidas entre 50 y 450 revoluciones por minuto. Estos márgenes de trabajo tan amplios y el hecho de recibir el agua a lo largo de toda la circunferencia exterior, hacen que pueda admitir caudales de hasta 150 m³/s, valor mucho mayor al de las turbinas Pelton, lo cual hace que las turbinas Francis sea el modelo más utilizado.

Las turbinas Francis presentan un rendimiento óptimo, siempre que nos encontremos en unos determinados valores de caudal (entre un 60 % y un 100 % del caudal máximo). Esta es una de las razones por la que se disponen varias unidades en cada central, con el fin de que ninguna de trabaje, individualmente, por debajo del 60 % de la carga total.

Al igual que las turbinas Pelton, las turbinas Francis pueden ser instaladas con el eje en posición horizontal, o vertical, siendo esta última disposición la más generalizada por estar ampliamente experimentada, especialmente en el caso de unidades de gran potencia.

Podremos clasificar las turbinas Francis en función de la velocidad específica del rodete. El número de revoluciones por minuto depende de las características del salto.

- Francis lenta.
Para saltos de gran altura (alrededor de 200 metros o más).
- Francis normal.
Indicada para saltos de altura media (entre 20 y 200 metros).
- Francis rápida y extrarrápida.
Apropiada para saltos de pequeña altura (inferiores a 20 metros).

Componentes de una turbina Francis.

El conjunto de componentes fundamentales de una turbina Francis según el recorrido del agua serán:

- Cámara de turbina, carcasa o caja espiral.
- Distribuidor.
- Rodete.
- Tubo difusor o tubo de aspiración.

En la siguiente imagen (figura 6.8) se muestran los elementos citados anteriormente y otros de menor importancia pero que también se encuentran presentes en toda turbina Francis.

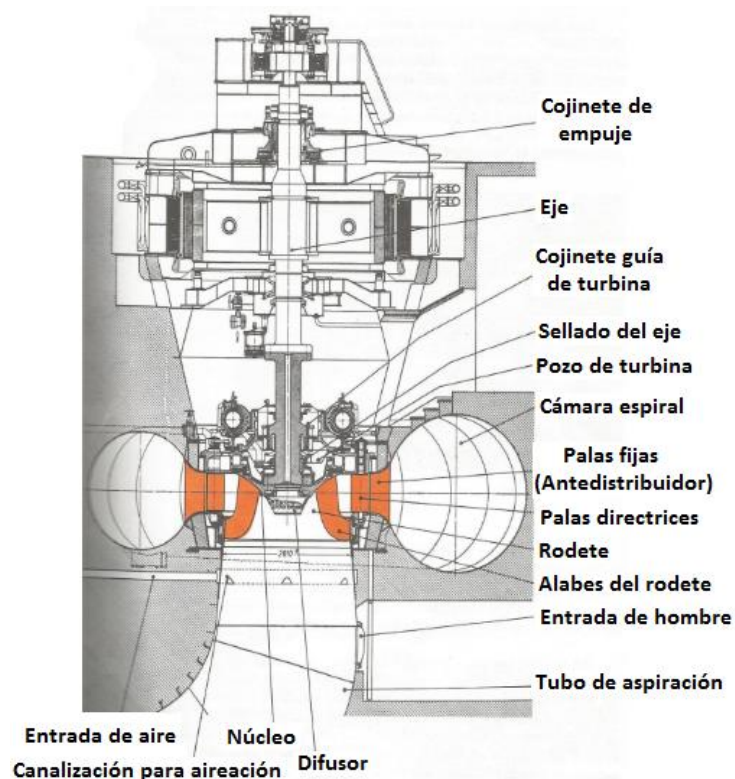


Figura 6.8 Componentes de una turbina Francis.

➤ Cámara de turbina, carcasa o caja espiral.

La caja espiral es un conjunto de alimentación que rodea al rotor. Existen varios diseños de cámaras, aunque las cámaras espirales son las de instalación más frecuente.

Está constituida por la unión sucesiva de una serie de virolas troco-cónicas, cuyos ejes respectivos forman una espiral. Desde el acoplamiento con la tubería forzada, donde el diámetro interior de la virola correspondiente alcanza su valor máximo, la sección interior (circular en la mayoría de los casos) va decreciendo paulatinamente hasta la virola que realiza el cierre de la cámara sobre sí misma, cuyo diámetro interior se reduce considerablemente. Esta disposición se conoce como el caracol de la turbina, en el que, debido a su diseño, se consigue que el agua circule con velocidad aparentemente constante y sin torbellinos, evitando pérdidas de carga.

El conjunto, construido con chapas de acero unidas, actualmente mediante soldadura, suele estar rígidamente sujeto en la obra de hormigón de la central por sus zonas periféricas externas.

En la zona periférica interna, totalmente concéntrica con el eje de la turbina, y siguiendo planos paralelos, perpendiculares a dicho eje, se encuentra una abertura circular, formando un anillo, cuyos extremos están enlazados perpendicularmente por una sucesión de palas fijas, situadas equidistantemente unas de otras, a lo largo del contorno de la circunferencia descrita por dicho anillo, a través del cual, y por toda su periferia, fluirá el agua.

Dada la curvatura y orientación de las palas fijas, se consigue que la proyección del agua salga dirigida casi radialmente, hacia el centro del espacio circular donde se encontrará el distribuidor.

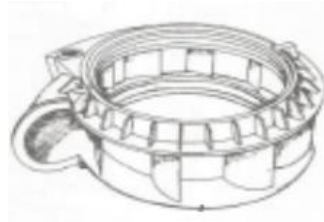


Figura 6.9 Antedistribuidor.

➤ Distribuidor.

El distribuidor está formado por una serie de álabes en forma de persiana circular, que pueden modificar su posición para dar al flujo la dirección adecuada de ataque al rodete y para regular el gasto según la potencia demandada a la turbina. En este elemento se transforma una parte de la energía potencial del agua en energía cinética, creándose una sobrepresión antes de entrar en el rodete llamada presión de reacción.

El distribuidor de una turbina Francis estará constituido por las palas directrices y el equipo de accionamiento de dichas palas.

- Palas directrices.

También se las suele llamar álabes directrices o directores.

Cada una de ellas, al unísono con las demás, puede orientarse, dentro de ciertos límites, al girar su eje respectivo, pasando de la posición de cerrado total, cuando están solapadas unas palas sobre otras, a la de máxima apertura que corresponde al desplazamiento extremo, tendiendo a quedar en dirección radial y manteniendo, entre sí, una convergencia hacia el eje.

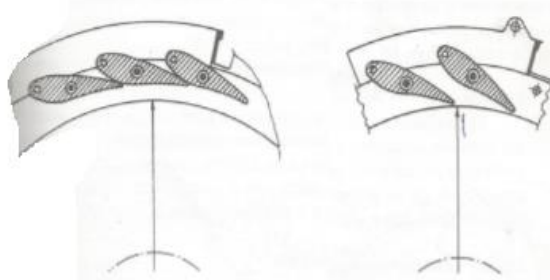


Figura 6.10 Palas directrices en posición cerrado y abierto.

- Equipo de accionamiento de palas directrices.

Se trata de un conjunto de dispositivos mecánicos, a base de servomecanismos, palancas y bielas, que constituyen el equipo de regulación de la turbina, gobernado por el regulador de velocidad.

➤ Rodete.

Se trata de la pieza fundamental donde se obtiene la energía mecánica. El rodete de la turbina Francis presenta considerables diferencias constructivas con el rodete de la turbina Pelton.

El rodete de una turbina Francis se encuentra situado en el espacio circular delimitado por el distribuidor y se encuentra rígidamente unido a la parte inferior del eje de la turbina.

El rodete consta de un núcleo central, alrededor del cual se encuentra dispuesto un número determinado de palas de superficie alabeada, aproximadamente entre 12 y 21, equidistantemente repartidas, formando una pieza única en bloque por fundición o soldadura, es decir, sin uniones ni fijaciones accesorias. Las palas están unidas entre sí, por su parte externa inferior, mediante una llanta o banda. Por último unos anillos de acero, (anillos intersticiales), colocados a presión sobre el núcleo y la llanta, perfectamente centrados, realizan el cierre hidráulico.



Figura 6.11 Rodete de una turbina Francis.

Los álabes del rodete se construyen de bronce o de aceros especialmente aleados, para evitar corrosiones y cavitaciones. Su longitud e inclinación (respecto al eje de la turbina) depende del caudal, de la altura del salto, y en consecuencia por diseño, de la velocidad específica.

Experimentalmente, se ha establecido que el número de álabes del rodete debe ser diferente al de álabes directrices, ya que, en caso contrario, se producirían vibraciones al coincidir en el espacio ambos conjuntos de álabes. El número de álabes del distribuidor suele ser primo, respecto al de álabes del rodete.

➤ Tubo de aspiración.

También conocido como hidrocono o difusor. Como ya se ha visto en el apartado 5.7 de este mismo documento el tubo de aspiración consiste en una conducción normalmente acodada, que une la turbina propiamente dicha con el canal de desagüe. Tiene como misión recuperar al máximo la energía cinética del agua a la

salida del rodete o, dicho de otra forma, aprovechar el salto existente entre la superficie libre del agua y la salida del rodete.

Debido a su forma divergente consigue una presión de salida del rotor por debajo de la atmosférica.

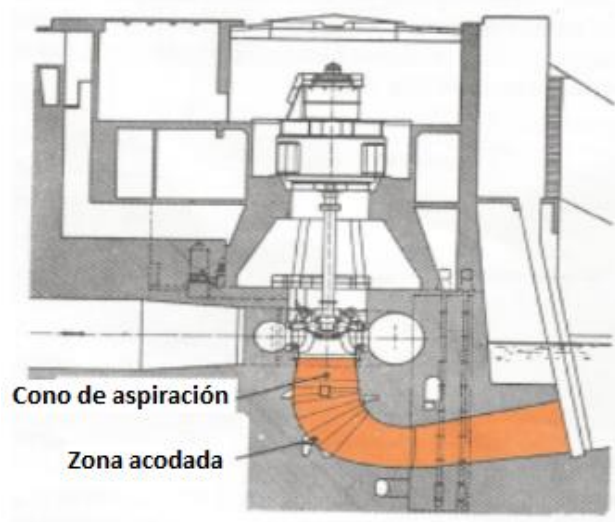


Figura 6.12 Tubo de aspiración de una turbina Francis.

Principio de funcionamiento de las turbinas Francis.

Considerando los aspectos constructivos de los componentes de las turbinas Francis se comprende con facilidad el funcionamiento de las mismas.

En la mayoría de los casos, la instalación de este tipo de turbinas, se realiza en centrales para cuya alimentación de agua se requiere la existencia de un embalse. Otra particularidad en la ubicación de estas turbinas, radica en que el conjunto esencial de las mismas, es decir, cámara espiral - distribuidor - rodete - tubo de aspiración, se encuentra, generalmente, a un nivel inferior respecto al nivel alcanzado por el agua en su salida hacia el cauce del río en dirección aguas abajo.

Podemos considerar, por lo tanto, la presencia de una columna de agua continua, entre los distintos niveles de los extremos mencionados, embalse - salida de agua, deduciendo que la turbina está totalmente llena de agua. Según otras disposiciones de instalación, especialmente en saltos de muy poca altura, podríamos interpretar que se halla sumergida, tal es el caso de no disponer de cámara espiral, encontrándose instalado el rodete en el interior de una cámara abierta, normalmente de hormigón, enlazada directamente con la zona de toma de agua o embalse.

La energía potencial gravitatoria del agua embalsada, se convierte en energía cinética en su recorrido hacia el distribuidor, donde, a la salida de éste, se dispone de energía en forma cinética y de presión, siendo, la velocidad de entrada del

agua en el rodete inferior a la que le correspondería por altura de salto, debido a los cambios bruscos de dirección en su recorrido.

Centrándonos en la zona del distribuidor, podemos añadir que el agua, a su paso por las palas fijas de la cámara espiral y las palas directrices del distribuidor, disminuye su presión, adquiriendo velocidad y, en tales condiciones, provoca el giro del rodete, al discurrir a través de los álabes de éste, sobre los cuales actúa el resto de la presión existente en las masas de agua dotadas, a su vez, de energía cinética.

El tubo de aspiración produce una depresión o succión en la salida del rodete.

6.4 Turbinas Kaplan y Bulbo.

Al igual que las turbinas Francis, las de tipo Kaplan son turbinas de admisión total, incluidas asimismo en la clasificación de turbinas de reacción. Las características constructivas y de funcionamiento, son muy similares entre ambos tipos.

Este tipo de turbinas apareció para resolver los problemas que presentaban las turbinas Francis en saltos de pequeña altura y elevados caudales, ya que su rendimiento en estas condiciones no era bueno. Normalmente las turbinas Kaplan se instalan en saltos de alrededor de 50 metros, con caudales medios y grandes (aproximadamente de $15 \text{ m}^3/\text{s}$ en adelante). Debido a su singular diseño, permiten desarrollar elevadas velocidades específicas, obteniéndose buenos rendimientos, incluso dentro de extensos límites de variación de caudal. A igualdad de potencias, las turbinas Kaplan son menos voluminosas que las turbinas Francis.

Normalmente se instalan con el eje en posición vertical, aunque también se pueden colocar de forma horizontal o inclinada.

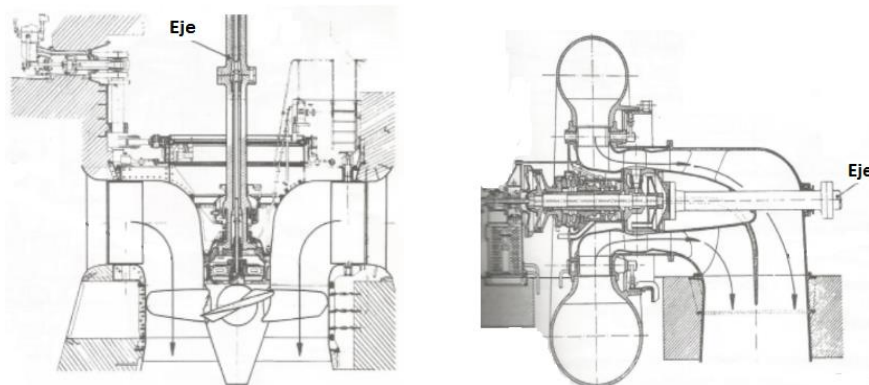


Figura 6.13 Esquemas de turbina Kaplan de eje vertical (izquierda) y de eje horizontal (derecha).

Componentes de una turbina Kaplan.

Los componentes principales de las turbinas Kaplan son muy semejantes a los de las turbinas Francis, mencionados en el apartado 6.3 de este mismo documento, como se puede observar en el siguiente esquema (figura 6.14).

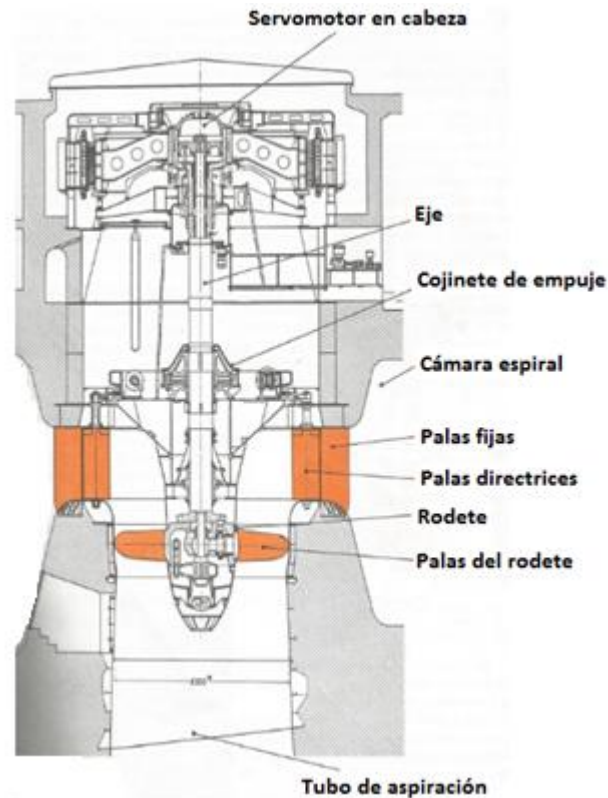


Figura 6.14 Esquema de componentes de una turbina Kaplan.

- Cámara de alimentación o caracol.
A veces es necesario construirla de hormigón por el gran caudal que admite la turbina. La sección puede ser circular o rectangular.
- Distribuidor.
Regula el caudal e imprime al agua el giro necesario para que ataque a los álabes en dirección axial. Sus paletas se ajustan automáticamente según la potencia.
- Rotor.
Tiene forma de hélice y está constituido por una especie de cubo sobre el que van empotrados los álabes. Presenta un diámetro entre el 40 y el 50% del diámetro total al extremo de los álabes.
- Tubo difusor.
Es prácticamente igual al de las turbinas Francis.

Dentro de los componentes mencionados anteriormente nos centraremos en el rodete, ya que es el elemento que difiere plenamente entre ambos tipos de turbinas.

El rodete de una turbina Kaplan nos permite obtener rendimientos óptimos, incluso con valores del 30 % del caudal máximo. Se asemeja a la hélice de un barco, al estar formado por un número determinado de palas, de 2 a 4 para saltos de pequeña altura y de 5 a 8 cuando los saltos son mayores, dentro del campo de aplicación de las turbinas Kaplan. El valor de la velocidad específica en estas máquinas se encuentra entre las 300 y 1100 revoluciones por minuto, ya que la carga (H) es pequeña en relación al caudal (Q).

Hemos de hacer constar que si las palas mencionadas mantienen una inclinación fija, por estar rígidamente unidas al núcleo del rodete, formando pieza única en un mismo bloque, por fundición, soldadura o acoplamiento mecánico, la turbina recibe el nombre de turbina de hélice, cuya instalación es recomendable en centrales que funcionan con salto y caudal casi constante y las cargas no sufren grandes variaciones.

Solamente se denominan turbinas Kaplan, cuando todas y cada una de las palas del rodete están dotadas de libertad de movimiento, pudiendo orientarse, dentro de ciertos límites, girando al unísono y uniformemente sobre sus asientos respectivos situados en el núcleo, llamado también cubo del rodete, según ejes radiales del eje de turbina, adoptando posiciones de mayor o menor inclinación respecto a este último, según órdenes recibidas del regulador de velocidad.

Tanto los rodetes de hélice como los Kaplan, se construyen a base de aleaciones especiales, tendiéndose, en la actualidad, al empleo del acero inoxidable, pues se bien su precio inicial puede ser elevado, queda amortizado, a lo largo del tiempo, al disminuir las reparaciones del deterioro ocasionado por los efectos nocivos de cavitación.

Principio de funcionamiento de las turbinas Kaplan.

Las turbinas Kaplan se conocen también como turbinas de doble regulación, por controlarse al unísono, tanto las palas del distribuidor, como las del rodete, en base a una correspondencia o ley de conjugación entre posiciones de palas del rodete respecto de las del distribuidor, dependiendo de las condiciones de carga y del salto existente. Con este procedimiento, se consiguen elevados rendimientos, incluso para cargas bajas y variables, así como en el caso de fluctuaciones importantes del caudal.

Tanto en el caso de turbinas de hélice como Kaplan, las palas del rodete están situadas a un nivel más bajo que el distribuidor, de modo que la corriente de agua que fluye por éste, incide sobre dichas palas en su parte superior, en dirección paralela al eje de la turbina.

Para lograr el control adecuado de las palas del rodete y del distribuidor se emplean distintos dispositivos mecánicos, tales como servomotores, palancas, bielas, etc.

Se distinguen tres sistemas de gobierno de las palas del rodete, dependiendo de la situación del servomotor de accionamiento de las mismas.

- Servomotor en cabeza.

El servomotor está instalado en el extremo superior del eje, en la zona del alternador.

- Servomotor intermedio.

En este caso el servomotor se encuentra situado en la zona de acoplamiento de los ejes de la turbina y del alternador.

- Servomotor en núcleo.

El servomotor se encuentra alojado en el propio núcleo del rodete. Modernamente se tiende al empleo de este sistema, con el cual se reducen las dimensiones y el número de determinados elementos mecánicos que, en otros sistemas, realizan la interconexión entre el servomotor y los ejes de las palas del rodete.

Existen turbinas en las que las palas del rodete se pueden orientar con mecanismos accionados por motor eléctrico y reductor de velocidad, colocados en el interior del eje.

Un montaje característico de este tipo de turbinas, conjuntamente con el alternador, constituye los llamados grupos-bulbo, propios de las centrales mareomotrices; o los grupos-pozos, utilizados para el máximo aprovechamiento de las corrientes de agua con muy poco salto. En ambas disposiciones, la cámara y el tubo de aspiración constituyen un solo conducto, pudiendo estar situado el eje del grupo en posición horizontal o inclinada.

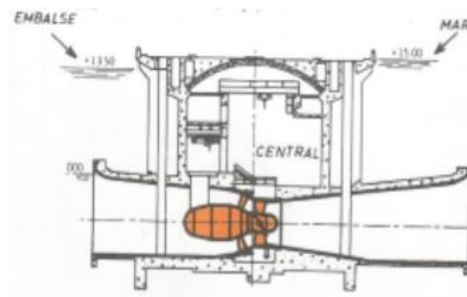


Figura 6.15 Esquema grupo bulbo.

El conjunto queda sumergido como si fuera un submarino. Se accede a él a través de un pozo con diseño exterior aerodinámico para evitar obstaculizar el paso del agua.

6.5 Turbinas Michell-Banki.

La turbina Michell-Banki es una turbina radial, de acción, de flujo cruzado o transversal y con admisión de flujo parcial.

Es una turbina radial porque corresponden a esta clasificación, las turbinas que reciben el flujo de agua de forma radial, respecto al eje, siendo la proyección de los chorros de agua incidentes sobre los álabes del rodete.

Es un modelo de flujo cruzado por el modo de entrar el fluido en la cámara de la turbina desde el inyector debido al distribuidor.

La turbina de flujo transversal o Michell-Banki es una máquina utilizada principalmente para pequeños aprovechamientos hidroeléctricos. Sus ventajas principales están en su sencillo diseño y su fácil construcción lo que la hace atractiva en el balance económico de un aprovechamiento a pequeña escala. No obstante esto no impide que la turbina se utilice en grandes instalaciones. Aunque la turbina Michell-Banki se conoce como una máquina de pequeña escala, existen actualmente máquinas de este tipo de hasta 6 MW.

Las principales características de esta máquina son las siguientes:

- La velocidad de giro puede ser seleccionada en un amplio rango.
- El diámetro de la turbina no depende necesariamente del caudal.
- Se alcanza un aceptable nivel de rendimiento con pequeñas turbinas.
- Se puede regular el caudal y la potencia por medio de un álabe ajustable.
- Son turbinas de acción, porque el sentido de la proyección del chorro de agua y el sentido de giro del rodete coinciden, en el punto de empuje o choque del agua sobre los álabes del mismo y en que toda la energía potencial del agua se convierte en cinética antes de entrar en contacto con el rodete.
- Son turbinas de admisión parcial, característica atractiva de esta máquina, que es debida al diseño de la turbina, que le permite admitir el fluido de forma fraccionaria o en su totalidad.

Principio de funcionamiento de una turbina Michell-Banki.

La turbina consta de dos elementos principales: un inyector y un rotor. El rotor está compuesto por dos discos paralelos a los cuales van unidos los álabes curvados en forma de sector circular. El inyector posee una sección transversal rectangular que va unida a la tubería por una transición rectangular o circular. Este inyector es el encargado de dirigir el agua hacia el rotor a través de una sección que incide sobre una determinada cantidad de álabes del mismo, y guía el agua para que entre al rotor con un ángulo determinado obteniendo el mayor aprovechamiento de la energía.

La energía del agua es transferida al rotor en dos etapas, lo que también da a esta máquina el nombre de turbina de doble efecto, y de las cuales la primera etapa entrega un promedio del 70 % de la energía total transferida al rotor y la segunda alrededor del 30 % restante.

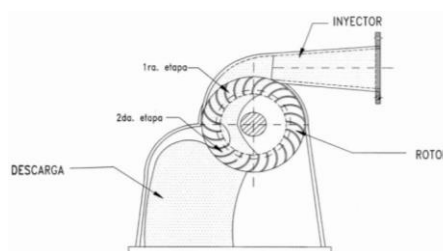


Figura 6.16 Turbina de doble efecto (Michell-Banki).

Como se mencionó anteriormente, la turbina de flujo transversal es especialmente apropiada para ríos con pequeños caudales (de 0,5 a 10 m³/s). Estos generalmente llevan durante varios meses muy poca agua, por lo que en su diseño debe considerarse para el mínimo caudal que será el parcial y para épocas de abundancia de agua se considerará el caudal total que será utilizado para usos productivos.

Componentes de una turbina Michell-Banki.

- Carcasa.
Las carcasas de las turbinas Michell-Banki están construidas completamente en acero, son muy robustas, más ligeras que las carcasas de fundición gris y resistentes a golpes y heladas.
- Inyector.
El inyector es el encargado de regular y alimentar la turbina con el caudal de agua necesario, y de convertir la energía potencial que contiene el fluido en energía cinética. El inyector posee una sección transversal rectangular que va unida a la tubería por una transición rectangular-circular.
- Distribuidor.
En la turbina Mitchell-Banki, la entrada del agua propulsora nos la podemos encontrar dividida, donde habrá dos palas directrices perfiladas, de fuerza compensada que gobernarán la entrada de agua. Las palas directrices dividen y dirigen la corriente de agua haciendo que ésta llegue al rodete minimizando las posibilidades de generación del efecto de golpe de ariete, con independencia del grado de abertura en la entrada. Ambas palas giratorias se hallan perfectamente ajustadas en la carcasa de la turbina y pueden regularse independientemente entre sí mediante una palanca reguladora a la que se acopla la regulación automática o manual.

Las pérdidas por fuga son tan escasas que las palas directrices pueden servir de órganos de cierre en saltos de poca altura. De esta manera no es preciso que se prevea ninguna válvula de cierre entre la tubería de presión la turbina.

- Rodete.
Está compuesto (como mínimo) por dos discos paralelos, a los cuales van unidos los álabes curvados en forma de sector circular, fabricados de un acero perfilado laminado brillante según un procedimiento muy contrastado y depurado, adaptados a discos finales en ambos lados, y soldados según un procedimiento especial.



Figura 6.17 Rodete de una turbina Michell-Banki.

Según sea el tamaño de la turbina, el rodete puede llegar a tener hasta 37 palas. Las palas curvadas linealmente sólo producen un empuje axial pequeño, por lo que se suprimen los cojinetes de empuje y de collares múltiples con sus respectivos inconvenientes.

Tratándose de rodetes de gran anchura, las palas se hallan apoyadas mediante arandelas intermedias. Antes de su montaje final los rodetes son sometidos a un perfecto equilibrado.

- Alojamiento.

Los cojinetes principales de las turbinas Michell-Banki están equipados con rodamientos normalizados de rodillos a rótula. El empleo de rodamientos para las turbinas hidráulicas ofrece unas ventajas indiscutibles si, gracias a la construcción de las carcasas de alojamiento, se evita la entrada de fugas de agua o agua de condensación. Al mismo tiempo se centra el rodete respecto a la carcasa de la turbina.

Aparte de un cambio anual de la grasa, este alojamiento no requiere ningún tipo de mantenimiento.

- Tubo de aspiración.

A pesar de que las turbinas Michell-Banki se basan en el principio de la libre desviación, no obstante es imprescindible para caídas medianas y pequeñas, la instalación de un tubo de aspiración.

Este tubo de aspiración permite compaginar un montaje a prueba de crecidas con un aprovechamiento sin pérdidas en la altura del salto. Las turbinas Michell-Banki con tubo aspirante permiten así un aprovechamiento óptimo de saltos de hasta 2 metros.

Rendimiento de las turbinas Michell-Banki.

Normalmente, su rendimiento máximo es considerado inferior al 87 %. Rendimiento inferior al de las turbinas Pelton, siendo aproximadamente el 85 %, pero se mantiene casi

constante cuando el caudal desciende hasta el 16 % del nominal, y tiene un mínimo técnico inferior al 10 % del caudal de diseño.

No obstante, se han alcanzado rendimientos totales medios para potencias pequeñas cercanas a un 80 % para todo el campo de trabajo, y generalmente superados en la práctica. Para las unidades medianas y grandes se han medido rendimientos de hasta un 86 %.

6.6 Turbina Deriaz.

La turbina Deriaz, construida por primera vez en 1957 para la central del Niagara (Estados Unidos), debida al ingeniero del mismo nombre posee una doble evolución con respecto a la turbina Kaplan. Una primera diferencia estriba en que el eje de los álabes no es perpendicular al eje de la rueda, como en las Kaplan, sino que disponen de una cierta inclinación, con el fin de conseguir suavizar el cambio de dirección del flujo.

Por otra parte fue diseñada para trabajar de manera reversible, es decir como turbinas y como bombas, denominándose turbinas-bombas, en centrales de acumulación por bombeo.

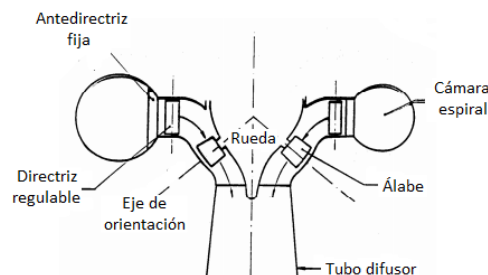


Figura 6.18 Sección transversal de una turbina Deriaz.

La turbina Deriaz es como una turbina Francis de álabes orientables. Funcionando como turbina, presenta mejores rendimientos que una turbina Francis de rodete análogo de álabes fijos.

Las turbinas Deriaz se emplean en saltos entre los 20 y 400 metros y con una potencia máxima de 300 MW.

6.7 Turbinas Matrix.

La turbina matrix representa una nueva tecnología, especialmente para su aplicación en el rango de las pequeñas plantas hidroeléctricas. El término "Turbina de matriz" ya incluye la característica más importante: las unidades de pequeño tamaño e idénticas se encuentran dispuestas dentro de un marco en la forma de una figura de matriz.

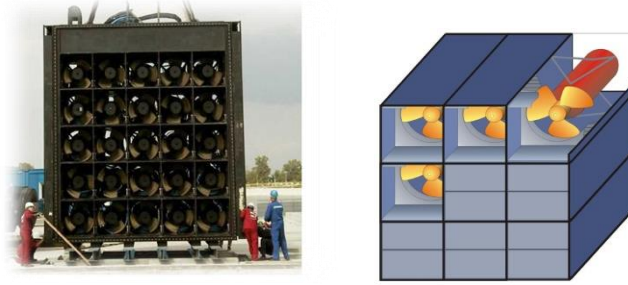


Figura 6.19 Turbina Matrix.

La principal aplicación de este tipo de turbinas es la de aprovechar la energía presente en las corrientes. El beneficio de las turbinas Matrix es la de construir barreras por la cual debe circular la corriente, obteniendo altas potencias. El inconveniente de este tipo de instalaciones es que puede suponer una barrera a la biodiversidad.

6.8 Elección del tipo de turbina.

El criterio para conocer qué tipo de turbina es más adecuado para una determinada central hidroeléctrica es la velocidad específica, ya que se sabe que cada turbina funciona con buenos rendimientos en un determinado campo de valores de velocidad específica.

La velocidad específica n_s de las turbinas será por tanto, el parámetro clave para fijar el tipo de turbina y su diseño, y como ya se ha visto anteriormente viene expresada por la siguiente ecuación:

$$N_s = \frac{n_e}{h} = \frac{\sqrt{N}}{\sqrt{h}} = \frac{n_e \cdot \sqrt{N}}{h^{5/4}}$$

Donde:

n_e son las revoluciones por minuto.

N es la potencia del eje o potencia al freno.

h es la altura neta o altura del salto.

Las velocidades específicas n_s pueden abarcar desde $n_s = 10$ hasta $n_s = 1150$. Para una potencia N y un número de revoluciones n , los saltos de alta presión nos llevan a una velocidad específica n_s baja. Por el contrario, los saltos de baja presión (baja altura) nos conducen a velocidades específicas n_s altas.

Tabla 6.1 Tipo de turbina más adecuada en función de la velocidad específica.

Velocidad específica (rpm)	Tipo de turbina	Altura del santo (m)
Hasta 18	Pelton de un inyector	800
De 18 a 25	Pelton de un inyector	800 a 400
De 26 a 35	Pelton de un inyector	400 a 100
De 26 a 35	Pelton de dos inyectores	800 a 400
De 36 a 50	Pelton de dos inyectores	400 a 100
De 51 a 72	Pelton de cuatro inyectores	400 a 100
De 55 a 70	Francis muy lenta	400 a 200
De 70 a 120	Francis lenta	200 a 100
De 120 a 200	Francis normal	100 a 50
De 200 a 300	Francis rápida	50 a 25
De 300 a 450	Francis extrarrápida	25 a 15
De 400 a 500	Hélice extrarrápida	15
De 270 a 500	Kaplan lenta	50 a 15
De 500 a 800	Kaplan rápida	15 a 5
De 800 a 1100	Kaplan extrarrápida	Menos de 5

7 Centrales de bombeo.

7.1 Filosofía de funcionamiento.

En España hasta 1960 la producción de energía eléctrica procedía, en gran porcentaje, de las centrales hidroeléctricas; pero la demanda de energía fue aumentando notablemente de año en año y los recursos hidráulicos quedaron insuficientes para atender a la potencia solicitada en horas punta, además de estar siempre supeditados a la pluviometría.

Para aumentar la seguridad en el suministro de energía, y para poder atender a la demanda de horas punta, se empezaron a construir grandes centrales térmicas convencionales.

Al seguir aumentando la energía de mandada se siguieron construyendo centrales térmicas y se empezaron a construir las primeras centrales nucleares, con lo cual se llegó a la situación siguiente: La potencia instalada en las centrales térmicas, convencionales y nucleares, era superior a la que se necesitaba en horas valle, y como es necesario que éstas funcionen de manera continua, aparecieron momentos del día en que sobraba energía, perdiéndose inútilmente.

Para que esto no suceda existen dos soluciones, la primera consiste en trasladar consumos de las horas punta a las horas valle, penalizando económicamente el consumo en horas punta y primándolo en horas valle. La solución es aceptable pero no total, ya que cuanto más adelantado es un país más acusa las diferencias entre horas punta y horas valle.

La segunda solución, la ideal, consiste en almacenar de alguna manera la energía sobrante en horas valle. Por ahora la única forma posible de almacenar energía en cantidades industriales es hacerlo en forma de energía de posición del agua.

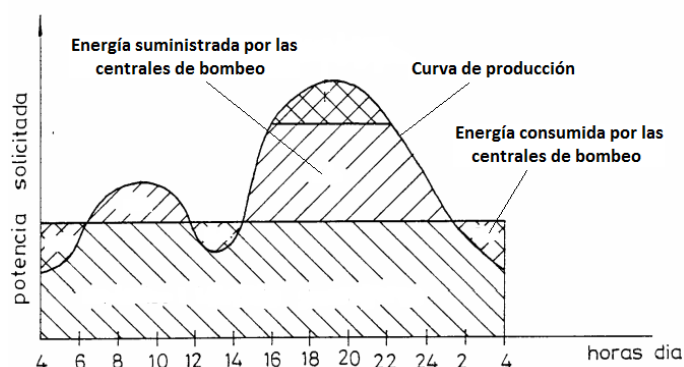


Figura 7.1 Funcionamiento de las centrales de bombeo según horas punta y horas valle.

Para ello se utiliza la energía sobrante en la elevación de agua, desde un depósito inferior a otro superior, para posteriormente en momentos de máxima demanda turbinar el agua

anteriormente elevada para obtener energía. En algunas ocasiones la energía sobrante procede no solo de centrales térmicas, sino también de hidroeléctricas en épocas de grandes lluvias o de deshielo, o bien otras energías alternativas como la eólica.

Las centrales de acumulación por bombeo fueron construidas inicialmente en Alemania Occidental, Estados Unidos, Luxemburgo etc. Hoy en día se han construido en casi todos los países industrializados.

La disposición del conjunto de estas centrales, que se denominan de acumulación por bombeo, es variada, pero en esencia consiste en dos embalses a distinta cota, enlazados por una tubería, tal como muestra la figura 7.2. En el embalse superior se recogen las aguas bombeadas desde el inferior, en las horas valle mientras que en el embalse inferior se almacenan las aguas turbinadas desde el depósito superior, en horas punta.

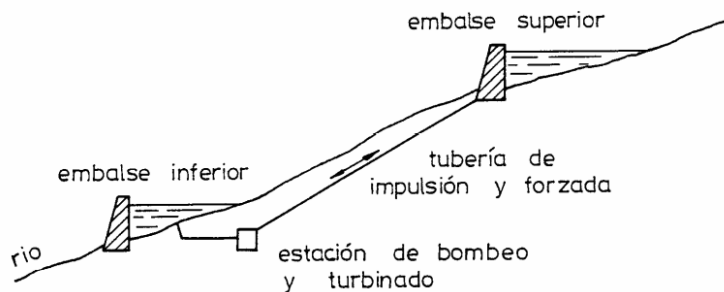


Figura 7.2 Esquema central de bombeo.

Las centrales de bombeo permiten cubrir demandas irregulares ya que su tiempo de arranque es muy corto (unos pocos minutos).

En el caso de las centrales de bombeo puro, el embalse superior consistirá en un depósito elevado con una capacidad suficiente como para funcionar de 4 a 6 horas. Si es posible, es mejor que este depósito sea como una caverna, de esta manera se evita la evaporación de agua con alta energía potencial.

Para cumplir la misión que da nombre a estas centrales, se recurre a dos sistemas distintos.

Refiriéndonos a un solo grupo, uno de los procedimientos consiste en dotar al mismo de una turbina y una bomba, ambas máquinas, con funciones claramente definidas, independientes entre sí.

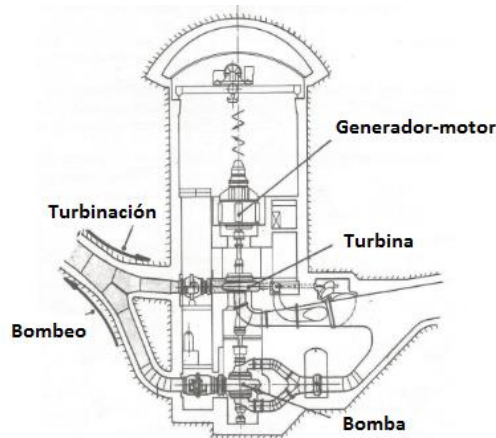


Figura 7.3 Central de bombeo con turbina y bomba.

El otro método, se basa en la utilización de una **turbina reversible**, que según necesidades, puede funcionar como turbina o como bomba centrífuga, de manera que, durante las horas de demanda de energía, los componentes del grupo se comportan respectivamente:

- La máquina motriz como turbina.
- El generador como alternador.

En los períodos de tiempo de muy baja demanda, como son las horas de media noche, el grupo se transforma en:

- La máquina motriz como bomba centrífuga.
- El generador como motor síncrono.

Para una turbina reversible durante las horas nocturnas, se realizan las maniobras oportunas en la central de bombeo para que el grupo funcione como bomba, una vez que, otro grupo de la misma central o desde otra central hidráulica, térmica o nuclear alimenta al generador, el cual hace las funciones de motor síncrono. De esta forma se consigue retornar agua al embalse, bombeada de la zona de aguas debajo de la instalación. Esta agua hará funcionar, nuevamente, al grupo como equipo productor de energía, en los períodos sucesivos de demanda de la misma.

Las centrales de bombeo no son, ni mucho menos, una solución de alto rendimiento, pero se puede admitir como suficientemente rentable, ya que se compensan las pérdidas de agua, o combustible, que se ocasionan al tener que estar en funcionamiento cierto número de grupos accionados con turbinas hidráulicas o de vapor, en las horas mencionadas, por las razones expuestas.

En instalaciones de bombeo modernas, la puesta en servicio se hace de forma inmediata, mediante equipos de mando y control de avanzada tecnología.

7.2 Aspectos económicos de centrales de bombeo y equipos electromecánicos de centrales de bombeo.

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 en cuenta sólo 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.

$$W_t \cdot C_t > W_b \cdot C_b$$

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 la 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 caso 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 como son un menor coste, menor longitud y menor obra civil. Pero también tienen

inconvenientes como menores rendimientos (aproximadamente un 4 % menor en turbinación), peligro de vibraciones y doble sentido de giro.

7.3 Centrales de bombeo en el mundo y en España.

Las centrales hidroeléctricas de bombeo son un tipo especial de centrales hidroeléctricas que posibilitan un empleo más racional de los recursos hidráulicos de un país.

En este tipo de centrales hay muchas esperanzas puestas, está previsto que hasta el año 2020 se instalen en el mundo 100 nuevas centrales hidroeléctricas de bombeo con una capacidad superior a los 74 GW. En 2012 había 350 centrales de estas características con 152 GW instalados.

El interés por estas instalaciones es distinto según el área geográfica que analicemos. De esta forma, en Asia donde se están realizando grandes inversiones en térmicas de carbón y nucleares, las centrales hidráulicas de bombeo pueden ajustarse a las curvas de demanda diarias. En China se construirán 20 de las 100 centrales planificadas hasta 2020.

En Norteamérica y Europa la existencia de otras energías renovables les dan sentido a las centrales de bombeo ya que son capaces de almacenar energía cuando se produce un excedente renovable. En este sentido, las centrales de bombeo funcionan a la perfección. Sin embargo, el promotor de estas instalaciones también quiere que sean rentables. De esta forma le interesa vender la energía eléctrica en horarios diurnos donde se paga el kWh a mayores precios. Pero puede ocurrir que al sistema, en esos horarios, ya tenga toda su demanda energética cubierta, con lo que quedaría relegado a vender su producción en horarios menos rentables desde un punto de vista económico.

Si el operador del sistema eléctrico tiene mayor interés en que la operación sea técnica que económica, puede chocar con los intereses de los promotores y los proyectos no salir adelante. Por este motivo es imprescindible un acuerdo consensuado por todas las partes para que el uso de este sistema de producción de energía tan eficiente siga creciendo.

En la tabla que se muestra a continuación (tabla 7.1) aparecen algunas de las centrales de bombeo más importantes del mundo.

Tabla 7.1 Centrales de bombeo más importantes en el mundo.

PAIS	NOMBRE	FECHA	SALTO (m)	POTENCIA (MW)
EEUU	Lewiston (Niagara)	1961	33	2880
EEUU	Bath Country	1985	380	2700
China	Guangzhu	2000	554	2400
Rusia	Dneister	1996	150	2268
EEUU	Ludington	1973	110	1980
EEUU	Racoon Mt	1979	310	1900

Reino Unido	Dinorwig	1984	545	1890
China	Tianhuangping	2001	590	1800
Francia	Grand Maison	1987	955	1800
Australia	Tumut 3	1973	151	1690
Taiwán	Mingtán	1994	380	1620
Japón	Kazunogowa	2001	714	1600
Italia	Piastra Edolo	1982	1260	1020
Italia	Chiotas	1981	1070	1184
Francia	Grand Maison	1987	955	1800

En el caso de España existen más de 24 centrales hidráulicas de bombeo:

- 16 de bombeo mixto con una potencia instalada de 2.416 MW.
- 8 de bombeo puro, con una potencia total de 2.457 MW. Algunas de las centrales más destacadas son la central La Muela I en el río Júcar con una potencia instalada de 628 MW y la reciente inaugurada La Muela II, también situada en el río Júcar.

La diferencia entre las centrales de bombeo puro y las de bombeo mixto es la siguiente: en las centrales de bombeo puro el embalse superior no tiene aportaciones, la única entrada de agua es por bombeo y suele ser diaria o semanal, mientras que las centrales de bombeo mixto tienen aportaciones de ríos o de otros embalses además de los caudales bombeados, estas aportaciones podrán ser diarias, semanales o estacionales.

Dentro de las centrales de bombeo puro, La Muela II construida en Cortes de Pallás (Valencia), destaca como la Central Hidráulica más grande de Europa con un depósito de 23 Hm^3 y una potencia de 840 MW. Si sumamos a esta potencia la de La Muela I dan un total de 1.468 MW, capaz de atender la demanda eléctrica de cerca de medio millón de hogares al año. La energía que se utiliza para bombear el agua en La Muela II procede de la Central Nuclear de Cofrentes.



Figura 7.4 Central de bombeo La Muela II.

Actualmente acaban de finalizar las construcciones de La Muella II con 840 MW y Moralets II con 400 MW de potencia, lo que suman un total de 1240 MW que junto con futuros proyectos como los de Santa Cristina (750 MW), Jabalcón (550 MW), Belesar III (210 MW), Peares III (150 MW) y Conchas-Salas (400 MW) nos da un total de 3200 MW. El

ministerio cuenta con esta potencia para el año 2020, que sumada a la ya instalada nos daría un total de 8100 MW.

7.4 Otras tecnologías disponibles de almacenamiento de energía.

El almacenamiento de electricidad como desarrollo tecnológico surge en respuesta a la necesidad de sincronizar oferta y demanda de un bien que, sin dichos sistemas de acumulación, tendría que ser producido y consumido de forma instantánea. La tecnología implicada es diversa, tanto en la forma de proceder al almacenamiento energético (en forma de energía química, gravitacional, eléctrica, térmica, etc.) como en cuanto a las características del propio sistema de almacenamiento (potencia, energía, peso, tamaño, eficiencia, velocidad de carga y descarga, vida media, etc.).

Dentro de los sistemas estacionarios dedicados al almacenamiento de energía eléctrica, los sistemas hidráulicos de bombeo suponen cerca del 100% del total, debido a lo madura que es su tecnología y al propio desarrollo de la energía hidráulica en el planeta. La tendencia en capacidad de bombeo es ascendente aunque las dificultades para encontrar nuevos emplazamientos en los países desarrollados hacen prever que el mayor crecimiento se producirá en un futuro en los países en desarrollo.

De forma más concreta, entre las tecnologías implicadas en el almacenamiento de energía eléctrica se pueden distinguir, como sistemas desarrollados a parte de las centrales hidráulicas de ciclo reversible (centrales de bombeo), las baterías (con distintas configuraciones y materiales), el almacenamiento mediante aire comprimido, los volantes de inercia, el almacenamiento en condensadores y el almacenamiento magnético. Como sistemas en desarrollo y con un elevado potencial, se encuentran el almacenamiento térmico, las pilas de combustible reversibles y el almacenamiento en hidrógeno.

➤ Baterías.

Dentro del almacenamiento en baterías existen varias tecnologías diferentes:

- Plomo-ácido.

La tecnología plomo-ácido es una de las más viejas del mundo de las baterías, siendo de bajo coste y muy popular para aplicar en mejoras de calidad de potencia. Sin embargo, para gestión energética no es muy utilizada debido a su baja durabilidad y a que el nivel de energía que puede almacenar no es fijo sino que depende de la velocidad de descarga.

- Metal-aire.

Las baterías de metal-aire son las más compactas y, potencialmente, las menos caras y respetuosas con el medioambiente. Su densidad energética es alta. Sin embargo, la recarga de estas baterías es muy ineficiente (un 50%) y difícil (no más de unos centenares de descargas). Se plantean más

para cubrir demandas de energía que de potencia. Los ánodos de estas baterías son metales comunes (como aluminio o zinc) que generan electrones al ser oxidados. Los cátodos suelen estar compuestos por carbono poroso o una malla metálica cubierta por un catalizador adecuado. Los electrolitos suelen estar en forma líquida o como membrana polimérica saturada con hidróxido de potasio. Aunque existen metales que potencialmente plantean mejores densidades energéticas, las baterías de Zn-aire son las más utilizadas dentro de este grupo.

- Sulfuro de sodio.

La batería de sulfuro de sodio consiste en un sulfuro líquido en el electrodo positivo y sodio fundido en el electrodo negativo, separados ambos por un electrolito cerámico de alúmina. Son el tipo de batería de alta temperatura más utilizado. Su densidad energética y su eficiencia son altas, aunque costosas, e introducen problemas de seguridad. Se plantean tanto para cubrir demandas de energía como de potencia. El electrolito solamente deja pasar los iones de sodio positivos para combinarse con el sulfuro, generando una caída de potencias de aproximadamente 2 V en el circuito externo. Estas baterías demuestran ser eficientes (89%) y se pueden volver a cargar, retornando el sodio a su configuración como elemento, manteniendo la temperatura a 300°C.

- Redox-vanadio.

La batería redox-vanadio es la más avanzada de las denominadas baterías de flujo y almacenan energía utilizando pares redox de vanadio en un electrolito de ácido sulfúrico. Se plantean más para cubrir demandas de energía que de potencia. Durante los procesos de carga y descarga se intercambian iones entre los dos depósitos de electrolito a través de una membrana de polímero permeable a este tipo de iones. La eficiencia neta de estas baterías alcanza el 85%, aunque su densidad energética es baja. La gran ventaja es que se plantean como capaces de garantizar un casi infinito número de cargas y descargas sin generación de residuos.

- Ion-Li.

Las baterías de ion-Li consisten en un cátodo de óxido de metal con litio y un ánodo de grafito. Tienen una gran eficiencia y densidad energética, aunque requieren circuitería especial para su carga. Se plantean tanto para cubrir demandas de potencia como de energía. El electrolito se compone de sal de litio disuelta en carbonatos orgánicos. Cuando la batería se carga, los átomos de litio en el cátodo se convierten en iones y migran hacia el ánodo de grafito, donde se combinan con electrones externos y se depositan entre las capas de carbono. El proceso inverso ocurre durante la descarga. Las principales ventajas de este tipo de baterías son: gran densidad energética (300-400 kWh/m³), gran eficiencia (cerca del 100%) y

gran número de ciclos dentro de vida media (3000 ciclos con un 80% de profundidad de descarga).

- Zn-Br.

En las baterías de ZnBr, dos tipos de distintos de electrolito circulan en cada uno de los electrodos de carbono, separados por una membrana polimérica microporosa. La eficiencia neta es del 75%. Esta tecnología se desarrolló en los años 70 y se aplica para instalaciones en el rango 1MW/3MWh, así como 5 kW/20kWh.

- Níquel-hidruro.

La batería níquel-hidruro metálico (denominadas NiMH) utiliza un compuesto de hidrógeno como electrodo negativo (sustituyendo al Cd) y oxihidróxido de níquel (NiOOH) como electrodo positivo, lo que mejora considerablemente su capacidad con respecto a la batería de NiCd. Por otro lado, aunque la densidad energética por unidad de volumen es similar a la de ion-Li, la autodescarga es mayor. En el proceso de descarga el hidruro metálico reacciona con el ion hidróxido generando un electrón, el oxihidróxido metálico y agua.

➤ Almacenamiento en aire comprimido.

Esta tecnología comúnmente se denomina CAES (compressed air energy storage) y comprende tanto el sistema de almacenamiento como la turbina de gas que genera electricidad a partir de la expansión del aire comprimido. Se plantea más para cubrir demandas de energía que de potencia. La idea surge de la posibilidad de almacenar aire comprimido a partir de energía eléctrica consumida de la red en los períodos de bajo coste y poder producir electricidad en los períodos en los que se paga a precios elevados. En tecnología CAES, se considera que la planta puede consumir un 40% menos de gas natural que con turbinas de gas convencionales dado que, en éstas 2/3 del gas natural se consume para comprimir aire para el proceso de combustión, algo que ya vendría servido con el aire comprimido almacenado.

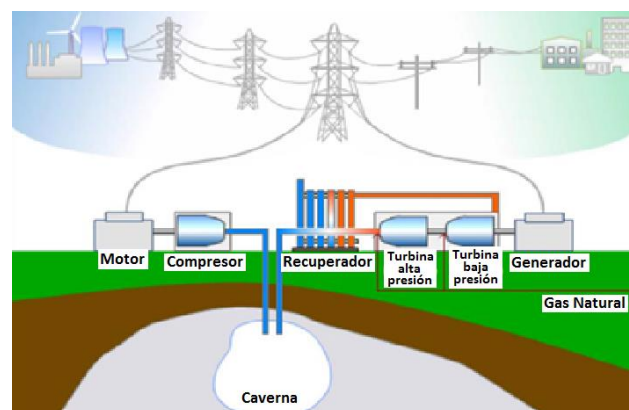


Figura 7.5 Esquema sistema de almacenamiento por aire comprimido.

➤ Volante de inercia.

Este tipo de dispositivos está compuesto por un cilindro rotatorio de masa elevada, confinado mediante levitación magnética dentro de un estator. El volante de inercia opera en vacío para mejorar su eficiencia y se conecta a un generador para producir electricidad. Se plantean más para cubrir demandas de potencia que de energía.

Las principales ventajas del volante de inercia son las pocas exigencias de mantenimiento, su larga vida útil y su comportamiento inerte a condiciones medioambientales.



Figura 7.6 Volante de inercia.

Suministro de energía eléctrica a satélites en la industria aeroespacial. Durante las horas solares se almacena la energía proveniente de las placas fotovoltaicas, de forma similar a las baterías eléctricas pero con menos peso y mayor fiabilidad.

Mientras que los volantes de inercia de gran potencia aplicados en tecnología aeroespacial están muy desarrollados, aún queda trabajo por delante para aplicaciones en las que se exija su operación durante períodos prolongados de tiempo. En este tipo de dispositivos las pérdidas en stand-by son menores al 1% y el paso de 0% a 100% de potencia entregada se logra en períodos de tiempo inferiores a los 5 milisegundos.

En vehículos urbanos, cuya velocidad es discontinua y la energía cinética se pierde en forma de calor durante las frenadas. El acumulador cinético es capaz de almacenar la energía de la frenada porque su potencia, a diferencia de las baterías químicas es suficiente para absorber la energía en unos segundos y para devolverla en la aceleración.

En los trenes, tanto urbanos como interurbanos, trabajan igual que en los vehículos urbanos y se aplican tanto si el motor es eléctrico como de combustión interna.

Existen otras aplicaciones, por ejemplo en las redes de suministro de energía eléctrica para evitar los cortes de corriente.

➤ Supercondensadores electroquímicos.

Los supercondensadores electroquímicos almacenan energía eléctrica entre los dos condensadores eléctricos en serie que forman mediante iones del electrolito la doble capa eléctrica. Se plantean más para cubrir demandas de potencia que de energía. La distancia entre tipos de carga es de unos pocos angstroms, siendo la densidad de energía de estos dispositivos miles de veces mayor que las de los condensadores electrolíticos. Los electrodos suelen realizarse con carbono poroso y el electrolito puede ser orgánico o acuoso (más barato aunque con menos densidad energética en este segundo caso). Por otro lado, aunque los condensadores electroquímicos pequeños (convencionales) ya están bien desarrollados, los grandes (supercondensadores) con densidades energéticas superiores a 20 kWh/m^3 están aún en desarrollo.

➤ Almacenamiento magnético.

Los sistemas SMES (dispositivos de almacenamiento de energía magnéticos superconductores), almacenan energía electromagnética con pérdidas insignificantes mediante la circulación de corriente continua a través de bobinas superconductoras, enfriadas criogénicamente. Debido a las necesidades energéticas de refrigeración y a los límites en la energía total capaz de ser almacenada, los SMES se utilizan actualmente para el almacenamiento de energía por breves periodos de tiempo. La energía almacenada se puede lanzar de nuevo a la red descargando la bobina.

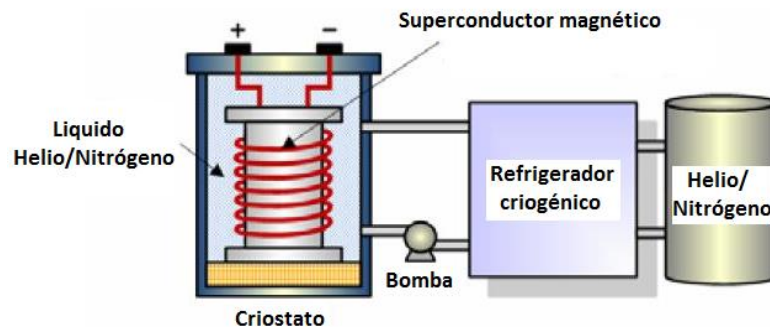


Figura 7.7 Esquema almacenamiento magnético.

El sistema utiliza un inversor/rectificador para transformar energía de corriente alterna (AC) a corriente continua (DC) o viceversa. El inversor/rectificador presenta pérdidas de energía cercanas al 2-3% en cada dirección.

Los SMES presentan menores pérdidas de electricidad en comparación a otros métodos de almacenamiento de energía. El alto costo de los superconductores es la limitación principal para el uso comercial de este método de almacenamiento de energía.

Existen otras tecnologías destinadas al almacenamiento de la energía que actualmente se encuentran en vías de desarrollo como pueden ser:

➤ Almacenamiento térmico.

A este tipo de sistema de almacenamiento pertenecen una serie de tecnologías que almacenan energía térmica (calor), para luego utilizarla cuando sea necesario. La base de estos sistemas consta de la capacidad latente de ciertos materiales de absorber, para luego mantener calor durante el tiempo. También se basan en la reversibilidad de las reacciones termoquímicas.

Estos sistemas pueden ser utilizados para balancear la demanda de energía durante el día y la noche. Los depósitos de calor deben de mantenerse a una temperatura mayor o menos a la del ambiente.

➤ Pilas de combustible reversibles y almacenamiento en hidrógeno.

Este es un tipo de pila relativamente nuevo está siendo desarrollado por la NASA y otros grupos de investigación.

Una posibilidad para almacenar la energía eléctrica generada en cualquier central, consiste en acumularla en forma de energía química. La reacción química empleada ha de ser reversible; es decir, con la capacidad de poder absorber energía en un sentido y entregarla en el otro, permitiendo con ello el almacenaje de la energía eléctrica.

El par químico que suscita actualmente un mayor interés tecnológico en el almacenamiento de energía eléctrica es el hidrógeno-oxígeno. Ambos elementos constituyen la molécula de agua (H_2O) y pueden obtenerse a partir de ella mediante electrólisis (descomposición por electricidad). La posterior combinación de ambos ($H_2 + O_2$) para formar agua devuelve parte de la energía absorbida en el proceso de electrólisis previo.

Una de las ventajas del par H_2-O_2 sobre otros reside en que sólo es necesario almacenar el hidrógeno, ya que el oxígeno puede tomarse de la atmósfera, de la que forma parte.

8 Proyecto y dimensionado de aprovechamientos.

Proyectar, construir y poner en marcha una pequeña central hidroeléctrica no es tarea fácil. Para hacerlo hay que tomar en consideración múltiples aspectos, desde la elección del sitio adecuado hasta la explotación del aprovechamiento. Todo ello exige un amplio espectro de conocimientos sobre ingeniería, financiación, y relaciones con la Administración.

Para generar hidroelectricidad se necesita un determinado caudal de agua y una altura de salto. La ubicación del emplazamiento requiere la disponibilidad de estos dos factores. Como ya se ha podido ver en el presente documento, hoy en día se puede conocer, con aproximación suficiente, cual es el régimen de caudales previsibles en año hidráulico medio, en un tramo de río determinado, y estimar con precisión el salto bruto disponible.

8.1 Estudio geotécnico.

Un aspecto muy importante a la hora de llevar a cabo la instalación de una central hidroeléctrica es la topografía del terreno. El estudio previo del terreno podrá llevarse a cabo a partir de la cartografía existente, que afortunadamente en los países desarrollados está disponible a una escala cada vez más pequeña. Por otra parte la fotografía aérea, y los nuevos desarrollos cartográficos basados en el GPS, suministran datos suficientes para llevar a buen término un primer estudio geomorfológico.

En el pasado se ha subestimado la necesidad de proceder a un estudio geotécnico detallado del terreno. Las consecuencias han sido, en muchos casos funestas, y han llevado a los promotores a la ruina.

En muchos países se puede disponer de mapas geológicos con cortes del terreno, que sirven para evaluar, en una primera aproximación, la seguridad de las cimentaciones, la estabilidad de las laderas y la permeabilidad del terreno. No obstante hay ocasiones en que esa información deberá completarse con sondeos y extracción de testigos.

En definitiva el éxito o fracaso de un aprovechamiento, depende en muchos casos del comportamiento de las estructuras, con frecuencia asentadas sobre terrenos poco estables. El problema es especialmente agudo en los aprovechamientos de montaña, en donde los procesos de meteorización provocan fenómenos de desintegración y descomposición de las rocas superficiales. En estas áreas, la ubicación de cada una de las estructuras que componen el aprovechamiento vendrá afectada por distintas y diversas circunstancias geomorfológicas.

El catálogo de fracasos, sobre todo en el trazado de canales, es tan extenso que el promotor deberá poner con frecuencia en la balanza la necesidad de realizar un estudio

geomorfológico en profundidad, a un coste generalmente elevado, contra el peligro de un retraso considerable en la puesta en marcha del aprovechamiento, y la necesidad de modificar el proyecto inicial, solución siempre costosa.

8.2 Aspectos administrativos y normativos.

En el Texto Refundido de la Ley de Aguas y el Reglamento del Dominio Público Hidráulico se establece el carácter público del agua sea cual sea su origen, constituyendo un recurso unitario subordinado siempre al interés general. El agua no es propiedad particular del Estado, sino perteneciente a la colectividad y tutelada por la Administración.

El agua puede ser sometida a una serie de usos:

- Uso común.
Uso libre y gratuito que no requiere ni autorización administrativa previa ni concesión. Pasear, bañarse, etc.
- Uso especial.
Concurren circunstancias singulares de intensidad o peligrosidad que colocan al usuario en una situación distinta a la del resto del público. Sólo un acto específico de tolerancia de la Administración puede facultar al particular. Navegación, plantación y corta de árboles y aprovechamiento de pastos.
- Uso privado.
Se realiza mediante la ocupación de una parte del dominio público, de tal forma que queda excluida la utilización de los demás. El título jurídico nace siempre de un acto administrativo de concesión que es el que se da en el caso de construcción de las centrales hidroeléctricas.

La ley de aguas establece un orden en cuanto al otorgamiento concesional y la planificación hidrológica.

1. Abastecimiento de poblaciones, incluyendo en su dotación la necesidad para industrias de poco consumo de aguas situadas en los núcleos de población y conectadas a la red municipal.
2. Regadíos y usos agrarios.
3. Usos industriales para producción de energía eléctrica.
4. Otros usos industriales no incluidos en los apartados anteriores.
5. Acuicultura.
6. Usos recreativos.
7. Navegación y transporte acuático.
8. Otros aprovechamientos.

Se deberá respetar en todo caso la supremacía del uso del abastecimiento a la población. Además dentro de cada clase, en caso de incompatibilidad de usos, serán preferidas aquellas de mayor utilidad pública o general, o aquellas que introduzcan mejoras técnicas que redunden en un menor consumo de agua.

Corresponde al arbitrio de la Administración la facultad de denegar u otorgar las concesiones.

Los Organismos de Cuenca son los encargados por la Administración, de las Competencias del Dominio Público Hidráulico, y por tanto, de las minicentrales. El otorgamiento de concesiones y resoluciones de adjudicación de concursos de los aprovechamientos hidroeléctricos cuya potencia sea superior a 5.000 KW corresponderá al Ministerio de Medio Ambiente. En el resto de aprovechamientos, dicha competencia corresponde al Organismo de Cuenca.

Concesión de aguas.

Para realizar un uso público del agua se requiere una concesión de aguas, en la que se fija su finalidad, plazo y caudal máximo concedido, además de las características técnicas de los equipos y la longitud del tramo ocupado.

Para la obtención de una concesión de aguas para aprovechamientos hidroeléctricos con potencia inferior a 5 MW se sigue el procedimiento abreviado establecido por el Real Decreto 916/1985, de 25 de mayo (BOE de 22 de Junio de 1985), el cual ha sido parcialmente modificado por el Real Decreto 249/1988, de 18 de marzo (BOE del 22 de marzo de 1988).

Conforme a la Ley de Aguas, las concesiones se otorgarán según las previsiones de los Planes Hidrológicos, con carácter temporal y plazo no superior a 75 años.

Toda modificación de las características de una concesión requerirá previa autorización administrativa del órgano competente. Al cambiar el titular de una concesión, el nuevo titular deberá solicitar la oportuna inscripción de transferencia en el Registro de Aguas.

Las concesiones pueden ser revisadas por modificación de los supuestos determinantes de su otorgamiento, causa de fuerza mayor a petición del concesionario o exigencia de la adecuación a los Planes Hidrológicos.

El concesionario debe mantener en buen estado la porción del dominio que utiliza y ponerla a la libre disposición de la Administración si aquélla se extinguiere o caducase.

El concesionario puede inscribir sus derechos para su mejor protección en una serie de registros, como son el de la Propiedad y el Inmobiliario, cuyo fin es salvaguardar las facultades inherentes al uso y explotación de la central hidroeléctrica.

Quien disfruta de las concesiones ha de hacerlo sin perjuicio de terceros, impidiendo a la Administración conceder lo que estaba ya concedido. Quien haya obtenido aguas abajo la autorización, con distintos o iguales fines, ha de ver resguardados sus derechos. Esto significa que el perjudicado por la toma abusiva de aguas de una Minicentral, puede instar ante un órgano judicial el cese de aquella actividad lesiva.

En la tramitación de concesiones y autorizaciones que afecten al dominio público hidráulico y pudieran implicar riesgos para el medioambiente, será preceptiva la presentación de un estudio para evaluación de sus efectos.

Al extinguirse el derecho concesional, revertirán al Estado gratuitamente y libre de cargas, cuantas obras hubieran sido construidas dentro del dominio público hidráulico para su explotación.

Registro de aguas.

Los Organismos de cuenca poseen un Registro de Aguas en el que se inscriben de oficio las concesiones de agua, así como los cambios autorizados que se produzcan en su titularidad o en sus características. Dado el carácter público del Registro de Aguas, cuantos tengan interés podrán examinar sus libros, tomar notas y solicitar certificación sobre su contenido.

La inscripción registral es prueba de la existencia y situación de la concesión.

El contenido de cada folio registral en relación con los aprovechamientos hidroeléctricos es:

- Numero de concesión, que será invariable.
- Nombre de la corriente de la que procedan las aguas.
- Clase de aprovechamiento y afección concreta de las aguas.
- Nombre del titular.
- Lugar, término municipal y provincia de la que se toma el agua.
- Caudal máximo concedido, expresado en litros por segundo, con indicación de cualquier otra circunstancia relevante en la forma del uso de agua, como el caudal máximo en el mes de mayor consumo, caudal medio aprovechable y uso discontinuo.
- Desnivel máximo y salto bruto, en metros.
- Potencia instalada, expresada en kW.
- Título que ampara el derecho, con expresión de su fecha y autoridad que lo haya concedido, en su caso.
- Condiciones específicas de la concesión o autorización.

8.3 Proceso de concesión.

Se ha estimado que en el supuesto más desfavorable, el trámite del procedimiento puede concluirse en un plazo máximo de entre 2 y 3 años.

Dentro de los pasos más importantes que contiene el procedimiento podemos señalar:

1. Presentación de una instancia en el Organismo de cuenca solicitando la concesión.
2. Anuncio de la solicitud en el Boletín Oficial de la provincia donde van a realizarse las obras.
3. Presentación de la documentación requerida y proyectos en competencia.
4. Examen por la Comisaría de Aguas de la documentación presentada.
5. Informe de compatibilidad con los planes hidrológicos.
6. Publicación del anuncio en el Boletín Oficial de la Provincia.
7. Remisión de expediente a la Comunidad Autónoma para que ésta emita informe en las materias de su competencia, y se solicitan otros informes preceptivos a otros organismos.
8. Remisión por parte de los Ayuntamientos a la Comisaría de Aguas de las reclamaciones presentadas, que a su vez remite al Órgano de Industria las de su competencia.
9. Se informa al peticionario de las reclamaciones para que pueda contestarlas ante el Órgano correspondiente.
10. Confrontación del proyecto sobre el terreno por la Comisaría de Aguas con los afectados.
11. Informe de la Comisaría de Aguas sobre el proyecto de aprovechamiento, proponiendo las modificaciones necesarias para la concesión.
12. Informe del Órgano competente en materia de industria y energía.
13. Audiencia de los reclamantes.
14. Informe de la abogacía del Estado.
15. Notificación al peticionario de las condiciones bajo las cuales puede otorgarse la concesión, si es procedente.
16. Respuesta del interesado a las condiciones.
17. Publicación en el B.O.P de la concesión.

Después de lo visto anteriormente, la tramitación administrativa de una central hidroeléctrica se puede resumir en el cumplimiento de los siguientes requisitos:

Central.

- Concesión de aguas (Confederación y Organismo de Cuenca).
- Procedimiento reglado de impacto ambiental.
- Autorización administrativa de industria (Consejo de Industria).

- Régimen Especial (Consejería de Industria).
- Licencia de obras (Ayuntamientos y Consejería de Urbanismo).
- Licencia de Actividad (Ayuntamientos y Consejería de Medio Ambiente).

Línea eléctrica.

- Autorización y reserva del punto de conexión.
- Procedimiento reglado de impacto ambiental (Consejería de Medio Ambiente o DGCEA).
- Autorización administrativa de industria (Consejería de Industria).
- Licencia de obras (Ayuntamientos y Consejería de Urbanismo).

Procedimiento expropiatorio.

- Utilidad pública.
- Acuerdos de terrenos.
- Declaración de urgente ocupación.

8.4 Aspectos económicos.

El coste de inversión e implantación de una central hidroeléctrica depende de diversos factores como la orografía del terreno, los accesos, el tipo de instalación, el tamaño, la potencia y el punto de conexión. Además, hay que tener en cuenta las distintas partes del proceso y los costes que implica cada una: primero está la fase de proyecto, después viene la fase de ejecución y por último, la fase de funcionamiento.

En primer lugar se elabora el proyecto de construcción e instalación de la central hidroeléctrica, donde se define el volumen de obra, el equipamiento y la potencia a instalar.

En segundo lugar se realiza la fase de ejecución del proyecto, en la que se distinguen tres aspectos que influyen decisivamente en el coste: obra civil, grupo turbogenerador, sistema eléctrico y de control. Los porcentajes correspondientes a cada partida varían según el tipo de actuación (ya sea rehabilitación o nueva construcción) y según el tipo de central (fluyente, pie de presa o canal de riego o abastecimiento).

Tabla 8.1 Distribución porcentual de la inversión en una minicentral hidroeléctrica.

Grupo turbogenerador	30%
Equipos Eléctricos, Regulación, Control y Línea	22%
Ingeniería y Dirección de Obra	8%
Obra civil	40%

La última fase es la puesta en funcionamiento de la central, que implica costes de explotación, mantenimiento y reparación. Hay que tener en cuenta que esto incluye

costes de personal, materiales de repuestos, seguros, impuestos y tasas, además de los costes generales derivados de la organización y administración. El cálculo de estos costes se realiza anualmente y depende de múltiples factores como el tipo de equipo instalado, el grado de automatismo y el índice de averías. Se puede estimar que estos gastos son del orden del 2 al 5% de la inversión a realizar.

Tabla 8.2 Principales parámetros que definen las centrales.

	Central fluyente	Central pie de presa
Potencia instalada	5.000 kW	20.000 kW
Ratio medio inversión	1.500 €/kW	700 €/kW
Horas equivalentes	3.100	2.000
Energía producida	15.000 MWh/año	40.000 MWh/año
Vida útil	25 años	25 años
Precio venta energía	6,89 c€/kWh (1 ^{os} 25 años) 6.12 c€/kWh (resto)	6,89 c€/kWh (1 ^{os} 15 años) 6.12 c€/kWh (resto)
Coste mantenimiento	225.000 €/año 0,014516 €/kW	280.000 €/año 0,007 €/kW
Canon hidráulico		0,014 €/kW Grupo

En las siguientes tablas se muestran los rangos en los que se encuentra el coste de generación anual del kWh hidroeléctrico para los proyectos de centrales menores de 10 MW y centrales entre 10 y 50 MW:

Tabla 8.3 Coste de generación del kWh hidroeléctrico.

	Central hidroeléctrica menor de 10 MW	Central hidroeléctrica entre 10 y 50 MW
Coste de generación (cent€/kWh)	4,5 - 6,1	4,1 - 5,6

Para las centrales hidroeléctricas menores de 10 MW se ha considerado un ratio de 1500 €/kW y un abanico entre 2.600 y 3.500 horas netas de funcionamiento equivalente. Para las centrales de entre 10 y 50 MW se ha considerado un ratio de 700 €/kW y un abanico entre 1.800 y 2.500 horas netas de funcionamiento equivalente.

Para realizar una estimación de la rentabilidad de una minicentral pueden utilizarse los siguientes índices:

- Periodo de retorno simple.

Es el tiempo que se tarda en recuperar la inversión.

$$P.R. = \frac{\text{Inversión (€)}}{(\text{ingresos} - \text{gastos}) \text{ anuales (€/año)}}$$

- Índice de energía.
Es el coste del kWh generado.

$$I.E. = \frac{\text{Inversión (€)}}{\text{Energía producida (Kwh/año)}}$$

- Índice de potencia.
Es el coste el kW instalado.

$$I.P. = \frac{\text{Inversión (€)}}{\text{Potencia instalada (kW)}}$$

Se puede considerar como rentable, de forma aproximada, aquellos aprovechamientos que tienen valores comprendidos en los siguientes intervalos:

Período de retorno: 8 – 12 años.

Índice de energía: 40 – 70 cent€/kWh.

Índice de potencia: 1.500 – 2.000 €/kW.

En cualquier caso, después de todo lo analizado anteriormente, si se decide acometer un proyecto de minicentral hidroeléctrica es necesario realizar un estudio económico-financiero en profundidad (VAN, TIR, etc.).

9 El generador síncrono.

9.1 Características principales del generador síncrono.

Las máquinas síncronas son máquinas eléctricas cuya velocidad de rotación n (revoluciones/min) está vinculada rígidamente con la frecuencia f de la red de corriente alterna con la cual trabaja, de acuerdo con la expresión:

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

donde P es el número de pares de polos de la máquina.

Las máquinas síncronas, como cualquier otro convertidor electromecánico de la energía, están sometidos al principio de reciprocidad electromagnética, pudiendo funcionar tanto en régimen generador como en régimen motor. En la práctica de las instalaciones eléctricas es, sin embargo, más frecuente su empleo como generadores, para producir energía eléctrica de corriente alterna (alternadores) en las centrales eléctricas a partir de fuentes primarias de energía hidráulica, térmica o nuclear.

En la generación de energía eléctrica a pequeña escala se emplean alternadores acoplados a motores de combustión interna (que se denominan grupos electrógenos) que se utilizan como equipos de emergencia en hospitales, aeropuertos, salas de ordenadores, centrales telefónicas etc., y que entran en servicio en el momento que falta la tensión de la red.

Las centrales eléctricas de bombeo constituyen un ejemplo singular de funcionamiento de las máquinas síncronas en sus dos formas básicas (generador y motor). Estas centrales están constituidas por un grupo binario: turbina y máquina síncrona. Por el día, se aprovecha el salto hidráulico para mover la turbina que hace girar el alternador, generándose energía eléctrica. Por la noche, o en general, en las horas de menor consumo, coincidiendo con el valle de la curva de demanda, la máquina síncrona funciona como motor, aprovechando la energía eléctrica sobrante de otros tipos de centrales de forma que por medio de la turbina se bombea agua de un embalse situado aguas debajo de la presa de la central hasta otro embalse superior, provocando un aumento del nivel de este último, que permite en horas de mayor consumo tener un remanente mayor de energía acumulada, lo que mejora el rendimiento general de toda la instalación.

Las máquinas síncronas, al igual que los demás tipos de máquinas eléctricas están constituidas por dos devanados independientes:

1. Un devanado inductor, constituido en forma de arrollamiento concentrado o bien distribuido en ranuras, alimentado por corriente continua, que da lugar a los polos de la máquina.

2. Un devanado inducido distribuido formando un arrollamiento trifásico recorrido por corriente alterna.

En las máquinas pequeñas, para potencias que no superan los 10 kW, el devanado inductor se coloca normalmente en el estator, en forma concentrada, sobre expansiones magnéticas denominadas polos salientes. El inducido está situado en el rotor formando generalmente tres fases las cuales tienen salida al exterior por medio de tres anillos.

9.2 Disposiciones de grandes alternadores.

En las máquinas síncronas grandes, que para el caso de alternadores, pueden llegar a 1000 – 1500 MW, la colocación de los devanados es inversa a la anterior, de forma que los polos quedan situados en el rotor y el devanado trifásico en el estator. En esta situación la estructura del rotor se fabrica en dos versiones distintas, ya sea en forma de polos salientes, o en forma de polos lisos o rotor cilíndrico. La alimentación del devanado inductor se realiza por medio de dos anillos colocados en la parte móvil de la máquina por los que se introduce una corriente continua exterior.

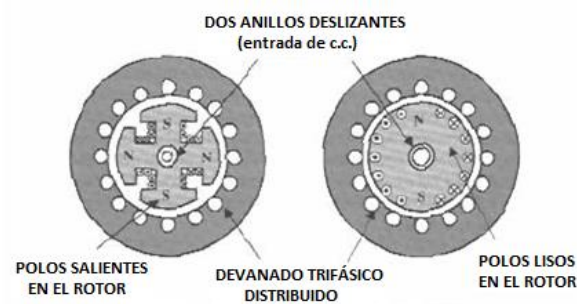


Figura 9.1 Esquema de maquina síncrona con el inducido en el estator de polos salientes y de polos lisos.

Los hidrogeneradores están movidos por turbinas hidráulicas cuyo tipo y velocidad de giro depende de las características del salto. En saltos de gran altura se emplean turbinas Pelton que impulsan grupos de eje horizontal que giran a velocidades comprendidas entre 750 y 375 r/min. En saltos medios se utilizan turbinas Francis con una disposición vertical del grupo, de forma que las velocidades de sincronismo utilizadas son menores que con alturas elevadas, pudiéndose llegar a valores cercanos a las 150 r/min. En saltos de pequeña altura (< 30 m) se emplean turbinas Kaplan con el eje vertical, donde la velocidad del grupo es generalmente inferior a 100 r/min.

Las potencias medias de los generadores hidráulicos oscilan entre 150 y 300 MW y se han llegado a contruir unidades de 750 MW. Debido a las velocidades de giro tan reducidas en comparación con los turbogeneradores, se construyen en forma de polos salientes con un gran número de ellos, generalmente entre 20 y 40 polos, aunque se han realizado unidades cercanas a los 100 polos.

Como quiera que la potencia asignada de una máquina es proporcional a su volumen, los turbogeneradores empleados en las centrales nucleares, al ser de gran velocidad, se construyen con un pequeño diámetro y una gran longitud axial. De esta forma se reducen las fuerzas centrífugas a las que están sometidos los devanados del rotor. Por ejemplo, un alternador de este tipo puede tener de 1 a 2 metros de diámetro de rotor y de 10 a 12 metros de longitud axial total.

Los generadores hidráulicos, como son de menor velocidad, tienen un gran diámetro y una pequeña longitud axial. Por ejemplo, un alternador de 200 MW tiene un diámetro total entre 5 y 7 metros y una longitud axial de 2 a 3 metros; pero se han llegado a construir unidades con cerca de 20 metros de diámetro.

Las tensiones generadas por los alternadores no superan los 15 kV para potencias inferiores a 200 MW; para potencias superiores las tensiones se elevan a 25-30 kV con objeto de reducir el volumen de cobre empleado en la construcción del inducido. Las corrientes de cada fase pueden llegar a 20 kA, por lo que es imprescindible la utilización de devanados con circuitos en paralelo. Las corrientes de excitación pueden alcanzar los 9 kA, con tensiones comprendidas entre los 500 V y 600 V para generadores de 1.000 a 1.500 MW.

Las pérdidas que estas corrientes producen por su efecto Joule en los devanados deben evacuarse de una forma adecuada para evitar que se dañen los aislamientos. En las pequeñas unidades y de baja velocidad, es suficiente un refrigeración por aire que se mueve por convección natural; en unidades mayores, es preciso recurrir a intercambiadores de calor aire agua colocados en el exterior de la estructura del estator. En las máquinas de potencias más elevadas empleadas en los turboalternadores se puede utilizar hidrógeno como refrigerante.

9.3 Acoplamiento de los alternadores a la red y maniobras de sincronización.

Hoy en día es rara la existencia de un alternador único que de manera aislada alimente su propia carga. Esta situación solo se presenta en algunas aplicaciones tales como los grupos electrógenos. Como norma general, los alternadores se situarán en centrales eléctricas al lado del lugar en que se encuentren las fuentes de energía primarias. 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.

Por ejemplo, en España la potencia eléctrica total instalada es de alrededor de 100.000 MW; sin embargo, la potencia unitaria máxima de los alternadores existentes no llega a los 1.000 MW, lo que representa un 2 % sobre el total. En terminología eléctrica se dice entonces que se dispone de una red de potencia infinita (tensión y frecuencia constantes) a la cual se conectan los diferentes generadores del país.

La conexión en paralelo de un alternador a la red implica una serie de operaciones complejas que constituyen la llamada sincronización de la maquina. 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 que se muestra a continuación (figura 9.2) tendremos un generador G2 llamado generador entrante, que se va a conectar en paralelo con un generador G1 que se encuentra suministrando potencia a un sistema eléctrico.

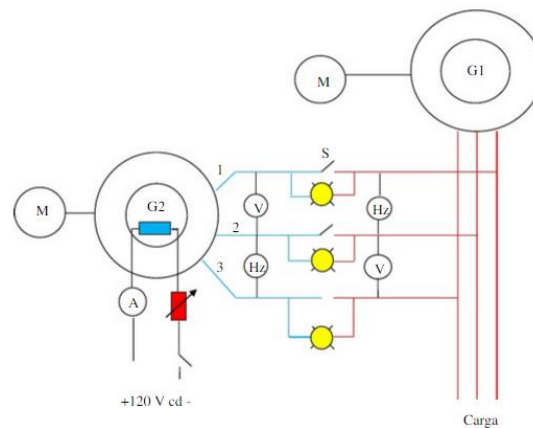


Figura 9.2 Maniobras de sincronización de alternadores.

Considerando el diagrama de conexión anterior, se procederá a realizar la sincronización del generador G2 con el generador G1, por el método llamado “lámparas apagadas” o procedimiento manual.

1. La corriente de excitación del G2, debe ajustarse hasta que su voltaje de línea V2, sea igual al voltaje del sistema V1.

2. Verificar que la secuencia de fases del G2 sea igual a la secuencia del sistema. Una manera de verificarla, es observando las lámparas. Si las lámparas encienden y apagan al mismo tiempo, indica que la secuencia de fases es la misma en los dos generadores. Si las lámparas encienden y apagan en forma alternativa, indica que la secuencia de fase del generador entrante es diferente. Cuando existe diferencia en la secuencia de fase, se debe de invertir dos cualesquiera de las terminales de T1, T2 o T3 del generador entrante conectadas al interruptor de conexión en paralelo. De esta manera, la secuencia de fases será igual.
3. Se ajusta la frecuencia del G2, a un valor ligeramente mayor que la del sistema, con la finalidad de que cuando se conecte, entregue potencia en lugar de tomarla de la línea como lo haría un motor. Cuando casi se igualan las frecuencias, los voltajes del G2 y del sistema, cambiarán de fase entre sí muy lentamente y se podrán observar los cambios de fase en las lámparas; cuando hay igualdad de fase, las lámparas se apagan, es ese momento la diferencia de voltaje entre ellas es cero, de manera que en ese instante puede cerrarse el interruptor de sincronización.
4. Para que el generador entrante suministre potencia al sistema, es necesario aumentar la potencia del motor primario, pudiéndose dividir la carga entre ellos en proporción a sus capacidades. Se hace la división correcta de carga entre los generadores, aumentando la potencia en uno y disminuyéndola en el otro. De esta forma se mantiene constante la frecuencia del sistema mientras que la carga se desplaza de un generador a otro.

En los sistemas grandes de potencia el procedimiento de sincronización se realiza automáticamente.

9.4 Regulación de potencia activa y reactiva.

La transmisión de potencia reactiva a equipos de suministro de energía eléctricos provoca un consumo de corriente claramente más elevado que la transmisión única de potencia activa. Esto provoca pérdidas innecesarias en la transmisión de energía y la necesidad del sobredimensionado de medios de producción eléctricos.

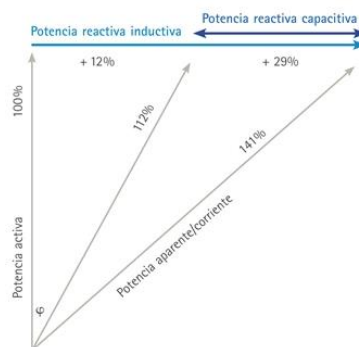


Figura 9.3 Consumo de corriente por la potencia reactiva.

Por este motivo, las empresas de suministro cobran el suministro de potencia reactiva, cuya facturación se produce en valores medios de 15 minutos.

Mediante el uso de instalaciones de compensación de la potencia reactiva, los consumidores de energía pueden rebajar la referencia de potencia reactiva en la empresa de suministro a un nivel gratuito. De este modo, los costes corrientes para la referencia de potencia reactiva desaparecen completamente. Normalmente, la inversión en instalaciones de compensación de la potencia reactiva se amortiza en el plazo de los primeros uno a dos años de servicio.

Dentro de las redes de fábrica, el uso de instalaciones de compensación también se manifiesta positivamente, ya que se minimizan pérdidas de transmisión, se reduce la carga de transformadores y líneas y pueden evitarse sobredimensionados. Esto significa un aumento de la seguridad en el servicio de la red de suministro eléctrico, un aumento de la vida útil de los medios de producción así como una reducción de las inversiones en medios de producción.

Para reducir la potencia reactiva en valores medios de 15 minutos, se lleva a cabo una conexión regulada de etapas del condensador. En este caso, el objetivo de regulación es mantener el factor de potencia objetivo.

Tabla 9.1 Pérdidas en función del $\cos \varphi$.

Cos φ	Corriente	Pérdidas
0,7	+41%	+100%
0,9	+12%	+25%

La necesidad de potencia reactiva de una máquina motriz, puede ponerse a disposición mediante una instalación de compensación. De este modo, se compensa la potencia reactiva inductiva y capacitiva sin cargar los elementos de red en alta en el punto de interconexión de la carga y la compensación.

10 Servicios auxiliares de las centrales hidroeléctricas.

Los sistemas de servicios auxiliares en una planta de generación son esenciales para lograr una operación confiable. Los servicios auxiliares comprenden las siguientes funciones: agua de refrigeración, aguas de drenaje, equipos antiincendios tanto desde el punto de vista de su detección como extinción, aire comprimido, servicios de agua potable, sistemas de lubricación, tratamiento de aguas residuales, aire acondicionado y sistemas de aireación. Incluyen los servicios eléctricos y mecánicos adicionales a los mencionados, como los equipos de levantamiento y alcance.

Los sistemas de servicios auxiliares se considerarán cuidadosamente en la etapa de diseño de la planta, porque desde su concepción misma se está determinando la confiabilidad y flexibilidad de la operación.

Los servicios auxiliares eléctricos a su vez se clasifican como: de corriente alterna y de corriente directa. Se hace énfasis en la necesidad de calcular el cortocircuito en baja tensión con el objeto de dimensionar adecuadamente los interruptores que alimentan los diferentes circuitos.

La selección de la configuración para los servicios auxiliares eléctricos de una central debe estar fundamentada en tres criterios principales: ser técnicamente realizable, económicamente factible y ante todo disponer de una alta confiabilidad debido al carácter imprescindible que tienen los servicios auxiliares para el funcionamiento de la central.

10.1 Servicios auxiliares de corriente alterna.

- Servicios auxiliares de unidad.
Son equipos esenciales para el arranque, marcha y parada de las máquinas. Estos servicios requieren una muy buena confiabilidad y representan una carga relativamente baja.
- Servicios auxiliares de la subestación.
Aunque no son servicios directamente relacionados con las máquinas, su operación es necesaria para el funcionamiento de éstas, por lo que también requieren de una buena confiabilidad de operación.
- Servicios auxiliares no esenciales de la casa de máquinas.
Estos servicios son esencialmente para el funcionamiento de la central, sin embargo representan una carga alta dentro de los servicios auxiliares y por lo tanto deberán dimensionarse adecuadamente.

- Servicios auxiliares externos.

Comprende los servicios requeridos por el patio de conexión así como los de los demás barrajes involucrados en la central. Estos servicios requieren de una alta confiabilidad.

Cargas de los servicios auxiliares eléctricos de corriente alterna.

Algunos de los equipos conectados a los diferentes barrajes de los servicios auxiliares de la central hidráulica se citan a continuación:

Entre los equipos conectados a los barrajes para los servicios auxiliares de unidad (480V) están:

- 1) Bomba de agua para el enfriamiento de la unidad.
- 2) Calefactores de la unidad.
- 3) Bomba de aceite del regulador de velocidad.
- 4) Bombas de aceite para los cojinetes de guía y empuje si se requieren.
- 5) Ventiladores de enfriamiento para el equipo de excitación.
- 6) Ventiladores de enfriamiento para los transformadores.

A los barrajes para el centro de control de motores y servicios auxiliares generales (480V) se conectan:

- 1) Ventilación e iluminación de la casa de máquinas.
- 2) Compresores de aire para los interruptores de máquina y para el acumulador aire aceite del regulador de velocidad.
- 3) Alimentación para las herramientas del taller.
- 4) Puente grúa.
- 5) Cargadores de batería para servicios auxiliares de corriente directa (Tableros de control para las máquinas, iluminación de emergencia, etc.).

Se dispondrá un barraje a 220V para los servicios auxiliares del patio de la subestación, de los cuales se alimentan cargas tales como:

- 1) Motores para la operación de interruptores y seccionadores.
- 2) Tomas e iluminación del kiosco de relés.
- 3) Calefacción de los interruptores y seccionadores.
- 4) Cargadores de baterías para los servicios auxiliares de corriente continúa.

10.2 Servicios auxiliares de corriente directa.

El sistema de servicios auxiliares de corriente directa, se compone de un cargador, un banco de baterías y tableros de distribución.

- El cargador de baterías tendrá la capacidad para abastecer toda la carga de corriente directa de la casa de máquinas.
- El banco de baterías se dimensionará para una autonomía mínima de 10 horas, sin que sufra deterioro su nivel de tensión, esto significa que en caso de fallo del cargador, abastecerá toda la carga durante 10 horas.
- Desde los tableros de distribución se controla la alimentación para las cargas de corriente directa. Entre ellas, las más representativas son:
 - Sistema de control.
 - Sistema de protección.
 - Inversores para los sistemas de comunicación.
 - Alumbrado de emergencia.
 - Circuitos de disparo de los interruptores.
 - Motores de carga de resortes y almacenadores de energía de interruptores.
 - Bombas (en determinados tipos de diseños).
 - Sistema de señalización y alarmas.

Se tendrá especial cuidado de separar independientemente las diferentes cargas, de tal manera que si se presenta un cortocircuito o fallo en alguno de ellos, no afecte al normal desempeño de los otros. Además deberá disponerse un sistema de protección que detecte la puesta a tierra de uno de los polos, dado que la puesta a tierra del sistema de corriente directa debe hacerse a través de resistencias iguales que se conectan a tierra y formen un divisor de tensión.

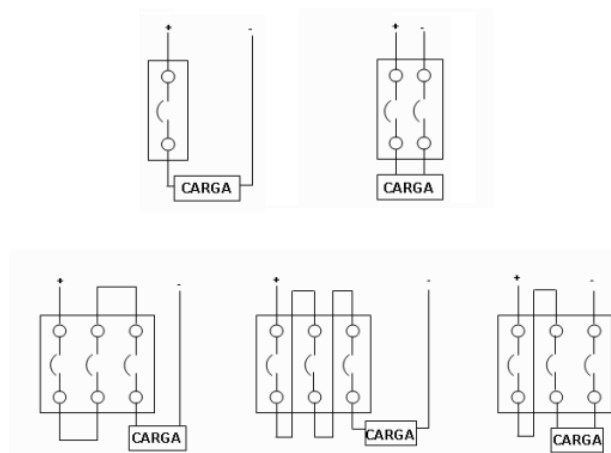


Figura 10.1 Conexión de cargas en corriente directa.

10.3 Transformador de servicios auxiliares.

Una selección estricta de la capacidad de los transformadores para los servicios auxiliares, requiere conocer la potencia demandada por todas y cada una de las cargas conectadas a los diferentes barrajes y aplicar los factores de demanda adecuados, sin embargo, ante la dificultad existente para conocer en un diseño preliminar los valores exactos de estas cargas, es necesario recurrir a diseños existentes.

Es importante anotar que respecto a los factores de demanda que se deben utilizar en estos casos no existen criterios determinantes; según algunos autores, una relación igual a 0,7 entre la capacidad del transformador y la carga total alimentada por éste es adecuada, mientras que para otros es más realista seleccionar valores menores para esta relación, tal como 0,4 ó 0,5. Es también usual utilizar varios factores de demanda, aplicándolos por grupos de cargas establecidos según la continuidad de operación de las cargas.

Según la experiencia en gran número de centrales de operación, la capacidad del transformador que alimenta los servicios auxiliares localizados en el interior de la casa de máquinas, representa aproximadamente el 0,2% de la capacidad total de la planta.

10.4 Sistemas de protección del alternador.

El alternador de una central hidroeléctrica se encuentra protegido por una serie de relés de protección.

Los relés de protección tienen como misión el detectar una situación de falta de la forma más precisa posible tanto en cuanto al tipo de falta como al lugar donde se produce, con el fin de limitar los daños sobre el elemento en defecto (generador, transformador, línea, etc.) así como las repercusiones sobre el resto de la red. La actuación de un relé de protección supone generalmente tanto la desconexión del elemento en defecto mediante la apertura del aparato de corte correspondiente, como la señalización del defecto.

Para conseguir limitar los efectos y consecuencias de las averías, el tiempo de actuación de los relés debe ser generalmente lo más corto posible. Por ejemplo, en caso de un cortocircuito entre espiras del estátor la actuación del relé de protección permite limitar el daño dentro de la bobina que ha sufrido la avería, mientras que sin relé de protección el riesgo de incendio del estátor sería muy elevado, con la consiguiente destrucción de todos sus bobinados.

Los defectos o faltas se pueden clasificar según su origen como internos o externos. Los internos tienen su origen dentro de la máquina protegida, mientras que los externos se producen fuera de la máquina.

10.5 Servicios auxiliares electromecánicos.

- Sistema de aire comprimido.

El aire comprimido se requiere para el frenado de los generadores, para los interruptores de máquina, la presurización del acumulador aire aceite del regulador de velocidad y para mantenimiento. Disminuir el nivel de agua del tubo de aspiración puede requerirse para operar turbinas de reacción en modo condensador síncrono, o para mantenimiento, lo cual se logra con aire comprimido.

El aire comprimido se almacena en varios tanques acumuladores desde los cuales se toma cuando sea requerido.

Las unidades compresoras tendrán un espacio adecuado que permita su propia instalación, servicio y mantenimiento. Se dispondrán distancias de separación alrededor de los equipos. Se preverán espacios para desmontar ejes de pistones, tubos de radiadores y otras partes de dimensiones considerables. Una separación típica de 1 metro alrededor de cada máquina y 2 metros entre máquinas garantiza una operación segura.

El área de compresores será lo suficientemente aireada y refrigerada para remover el calor producido por la operación de los compresores.

- Sistema de aire acondicionado.

El sistema de calefacción, ventilación y aire acondicionado para centrales hidroeléctricas, es similar que para una planta industrial, excepto los rendimientos especiales de una central subterránea, o de grandes cargas calóricas de equipos eléctricos.

Existen espacios de casa de máquinas que generalmente, poseen calefacción y refrigeración con el objeto de mantener temperaturas mínimas y máximas para equipos de control, refrigerar las protecciones y para mantener una temperatura mínima para el confort del personal. La temperatura mínima estará entre 7 °C y 10°C para la protección de equipos y 20°C para áreas ocupadas por personal y salas de control.

- Puentes grúa.

Se utilizan con dos propósitos, uno para la construcción y montaje de las unidades generadoras cuando es necesario llevar las piezas desde el sitio de almacenamiento hasta su lugar de operación. El segundo propósito es la elevación y transporte de la carga durante el funcionamiento de la central, en el mantenimiento y la reparación de los equipos instalados. Su movimiento se

efectúa en sentido paralelo al eje longitudinal de la casa de máquinas, por medio de ruedas apoyadas en carriles dispuestos a lo largo de ella.

Se requiere la manipulación de una gran variedad de cargas con un amplio rango de velocidades de levantamiento y desplazamiento. Por lo tanto el puente grúa debe someterse a un buen mantenimiento y prueba antes de iniciar ciclos de reparación y mantenimiento de la planta.

Para determinar su capacidad de carga en toneladas, es necesario estimar cual es el peso de la pieza compacta más pesada a transportar, normalmente esta pieza es el rotor del generador.

10.6 Tratamiento de aguas residuales y desechos.

Si se dispone de un distrito sanitario adyacente a la central, se deberán conectar al mismo. Para situaciones en las cuales no exista la cercanía al distrito sanitario, que es la mayoría de las veces, se diseñará una planta de tratamiento debidamente validada por las autoridades competentes.

Las descargas de aguas deberán tratarse antes de verterlas a la red de aguas residuales. Los agentes más contaminantes de una central hidroeléctrica son las grasas y los aceites, por lo tanto, deberán monitorearse los parámetros siguientes:

- Los sólidos totales en suspensión, pH, turbidez, olor y color en el flujo de la planta de tratamiento de aguas residuales.
- La separación de aceites del agua, grasas o sólidos en suspensión.
- La temperatura del agua de refrigeración.

10.7 Mando y control de las centrales.

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 que 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.

Regulador de tensión.

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 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.

Regulador de velocidad.

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.

11 Consideraciones medioambientales en la producción de energía hidroeléctrica.

Antes de realizar la implantación de cualquier tipo de central hidroeléctrica será necesario la creación de un estudio de impacto ambiental.

Los Estudios de Impacto Ambiental (E.I.A.) tienen por objeto analizar la relación de incidencia entre un proyecto determinado y el entorno afectado por dicho proyecto en cada una de las fases del proyecto: construcción, explotación y desmantelamiento. El IDEA cuenta entre sus publicaciones con la Guía metodológica de evaluaciones de impacto ambiental en pequeñas centrales hidroeléctricas.

Para que las medidas correctoras tengan eficacia, es necesario el establecimiento de un Programa de Vigilancia Ambiental, que permita detectar los impactos residuales que puedan surgir, además de garantizar un seguimiento y control de dichas medidas.

A continuación se presenta una lista orientativa de los posibles impactos que puede causar una minicentral en el medio donde se aloja, y las medidas correctoras para minimizarlos.

11.1 Sistema acuático.

Efectos:

- El agua es el factor más importante y su principal característica es que constituye un ecosistema extremadamente frágil. La alteración que va a sufrir el caudal de agua crea el impacto más fuerte.
- La interrupción de la corriente de agua se traduce en una disminución de la capacidad de autodepuración del cauce en el tramo interrumpido.
- Aguas arriba existirá una disminución de la velocidad de flujo que desencadenará la deposición de los materiales transportados en suspensión. Esto puede afectar incluso al nivel de la capa freática.
- Aguas abajo el curso de agua tendrá una mayor capacidad erosiva.
- En el tramo donde se ha construido la minicentral los efectos serían de menor importancia, pero alteran igualmente el ecosistema. Según la magnitud de la presa o los diques, se alterará el microclima por las aguas remansadas (estratificación de temperatura, evaporación, formación de neblinas, etc).
- Se producirán pérdida de calidad de las aguas a consecuencia de vertidos accidentales al río como consecuencia de las labores de construcción, movimiento de tierra, etc. o por la proliferación de algas en el embalse.
- También hay que tener en cuenta los efectos barrera para la población piscícola por la construcción de la presa o azud.

Medidas correctoras:

- Mantenimiento de caudales ecológicos y de servidumbre.
- Restituir al cauce el agua utilizada.
- Impedir que se produzcan vertidos al río, además de controlar el aporte de sedimentos y nutrientes del embalse.
- Instalar pasos de peces en la presa o azud que son estructuras hidráulicas destinadas a romper la discontinuidad que introduce en el río la presa o azud empleados para la toma de agua, que hace posible que los peces puedan circular, en ambos sentidos, ascendente y descendente, a través de la misma. Estas estructuras consumen un volumen de agua que contribuyen al caudal residual o de servidumbre.

Existen una amplia tipología siendo los más comunes en minicentrales los denominados escalas de peces que dividen la altura a salvar mediante una serie de estanques comunicados entre sí por tabiques con vertederos, orificios o escotaduras verticales, aunque también hay tipo canal fijado en diagonal sobre el dique, esclusa y ascensores.

11.2 Pérdida de suelo y erosión.

Efectos:

- Invasión del terreno al levantar las instalaciones necesarias para el funcionamiento de la minicentral, y al abrir los caminos de acceso.
- Erosión del suelo al desaparecer la cubierta vegetal en aquellas zonas donde ha habido movimiento de tierras para levantar el edificio principal, caminos de acceso, tuberías, canales, etc.

Medidas correctoras:

- Minimizar los impactos en el diseño de la minicentral para respetar al máximo el entorno durante su construcción.
- Repoblar con las especies vegetales autóctonas y enterrar las tuberías y conductos en la medida de lo posible.

11.3 Destrucción de la vegetación.

Efectos:

- Pérdida de cobertura vegetal por los movimientos de tierra que se derivan de las obras de construcción e inundación de márgenes por la construcción de presas y azudes.
- Cambios en los tipos y/o la estructura de las comunidades ripícolas por la modificación del flujo de caudal, aguas debajo de la central.

Medidas correctoras:

- Identificación y valoración de las comunidades vegetales con el fin de poder prever cuáles se verán más afectadas y proteger a su reposición o incluso protección si son endémicas.
- Revegetación de las zonas afectadas, con una proyección a medio y largo plazo, preferiblemente con especies autóctonas y plantas jóvenes.

11.4 Alteraciones sobre la fauna.

Efectos:

- La fauna piscícola es la más afectada por la minicentral, ya que la presa o azud representa cambios muy notables en las condiciones de su hábitat, además del efecto barrera de las presas y azudes sobre las migraciones de peces que remontan los ríos para desovar.
- Pérdida del hábitat de algunas especies terrestres debido a la desaparición de parte de la cobertura vegetal durante la fase de construcción y por la inundación de zonas para la creación de la presa o azud.
- Dificultad en la movilidad de determinadas especies que no puedan cruzar la superficie de agua embalsada.
- Aumento de la mortandad de las aves de la zona a consecuencia del tendido eléctrico conectado a la minicentral.
- Desplazamiento de especies sensibles a los ruidos provocados por la actividad desarrollada en la construcción y funcionamiento de la central.

Medidas correctoras:

- Evitar al máximo la pérdida de calidad de las aguas, y construir pasos y escalas de peces con el objetivo de que especies como el salmón, la trucha y las anguilas puedan remontar el río y completar su ciclo reproductor.
- Creación de zonas alternativas a los hábitats desaparecidos.

- Creación de pasos alternativos.
- Diseño de apoyos e instalaciones de salvapájaros.
- Insonorización del edificio y las turbinas.

11.5 Alteraciones en la atmósfera.

Efectos:

- Polvo en suspensión provocado durante las tareas de construcción, movimiento de tierras, extracción de materiales, etc.

Medidas correctoras:

- El foco contaminante de las partículas en suspensión terminará cuando finalicen las obras. Mientras duren las obras, se procederá a realizar de forma periódica el riego de los caminos de tierra de acceso a las obras.

11.6 Alteraciones del medio social.

Efectos:

- Aquí se engloban todas aquellas alteraciones que puedan sufrir tanto los usos existentes como los futuros, y que se relacionan directa o indirectamente con el curso del agua. Por ejemplo, invasión de vías pecuarias y pasos tradicionales de ganado.

Medidas correctoras:

- Reposición de las servidumbres que existían antes de la construcción de la central, para que ninguno de los afectados vea conculcados sus derechos.

11.7 Cambios en el paisaje.

Efectos:

- Desaparición de algunos de los elementos que caracterizan la zona.
- Aparición de nuevos elementos que visualmente pueden estar o no integrados en el paisaje.

Medidas correctoras.

- Revegetación de taludes y terraplenes, y enterramiento de tuberías y canales den la medida de lo posible.

- Elección de materiales y tipología acordes con las construcciones tradicionales de la zona, y plantaciones para ocultar estructuras discordantes.
- Creación de zonas alternativas, en caso de verse afectados usos recreativos o deportivos.

12 Lista de referencias.

Maquinas eléctricas de Jesús Fraile Mora 7ª edición.

http://es.wikipedia.org/wiki/Energ%C3%ADa_hidr%C3%A1ulica.

<http://thales.cica.es/rd/Recursos/rd99/ed99-0226-01/capitulo3.html>.

http://servicios2.marm.es/sia/visualizacion/lda/socioeconomico/factores_energia.jsp.

<http://hispagua.cedex.es/datos/energia>.

http://www.energiasrenovables.ciemat.es/adjuntos_documentos/Minicentrales_hidroelectricas.pdf.

<http://ingenieria.udea.edu.co/grupos/centrales/files/capitulo%209.pdf>.