

Capítulo 2: Centrales Hidráulicas de Bombeo

Índice

2	Centrales hidráulicas de bombeo	36
2.1	Centrales hidroeléctricas	36
2.1.1	Central hidroeléctrica de bombeo	37
2.2	Descripción de la tecnología.....	39
2.2.1	Tipos de turbinas.....	40
2.2.2	Disposición de turbinas.....	41
2.2.3	Ventajas y desventajas de las centrales de bombeo. Mercado actual y aplicaciones	42
2.2.4	Cartera de proyectos	43
2.2.5	Previsión tecnológica	45
2.3	Centrales de acumulación por bombeo	52
2.3.1	Central Tajo de la Encantada	52
2.3.2	Resumen de características principales	65

2 Centrales hidráulicas de bombeo

2.1 Centrales hidroeléctricas

Las centrales hidroeléctricas son instalaciones que permiten aprovechar la energía potencial gravitatoria (masa a una cierta altura) contenida en el agua de los ríos, al convertirla en energía eléctrica mediante turbinas hidráulicas acopladas a generadores eléctricos.

Las centrales hidroeléctricas producen energía eléctrica a partir de la energía potencial o gravitatoria (masa a una cierta altura) contenida en el agua de los ríos, mediante equipos turbina-generator.

Si se toma como ejemplo un emplazamiento de una central de acumulación con la central eléctrica a pie de presa, un esquema simplificado de su funcionamiento es el siguiente:

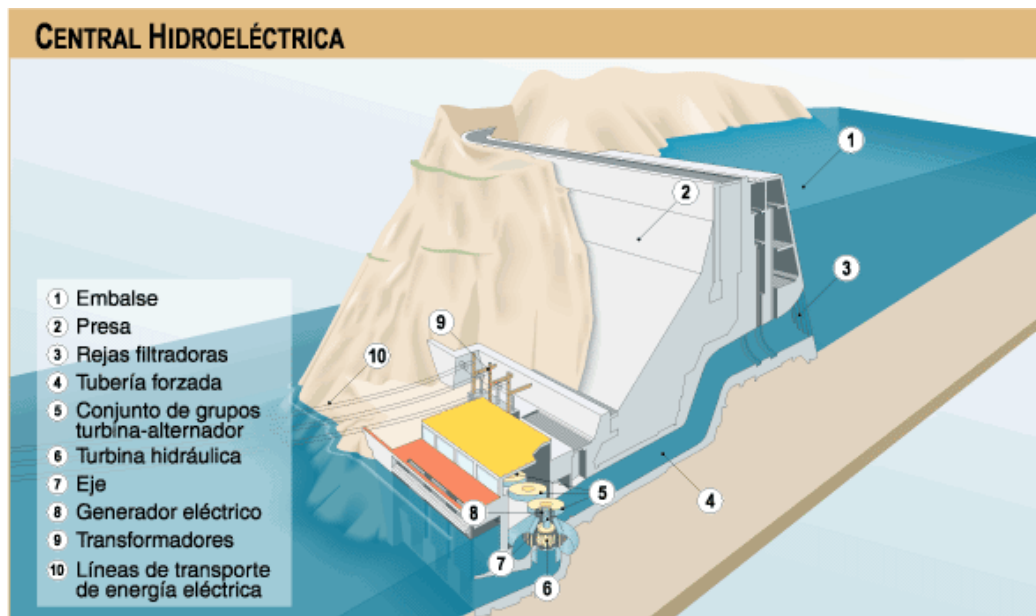


Figura 1.- Esquema general de una central hidroeléctrica.(UNESA)

La presa (2), situada en el lecho de un río, acumula artificialmente un volumen de agua para formar un embalse (1), lo que permite que el agua adquiera una energía potencial (masa a una cierta altura) que luego se transformará en electricidad. Para ello, se sitúa en el paramento aguas arriba de la presa, o en sus proximidades, una toma de agua protegida por una rejilla metálica (3) con una válvula que permite controlar la entrada del agua en la galería de presión, previa a una tubería forzada (4) que conduce finalmente el agua hasta la turbina situada en la sala de máquinas de la central.

El agua a presión de la tubería forzada va transformando su energía potencial en energía de presión. Al llegar a las máquinas, actúa sobre los álabes de la turbina hidráulica (6), transformando su energía de presión en energía mecánica de rotación. El eje de la turbina está unido al del generador eléctrico (8) que, al girar, convierte la energía rotatoria en corriente alterna de media tensión y alta intensidad. Mediante

transformadores (9), es convertida en corriente de baja intensidad y alta tensión, para ser enviada a la red general mediante las líneas de transporte (10).

Una vez que ha cedido su energía, el agua es restituida al río, corriente abajo de la central, a través del canal de desagüe.

2.1.1 Central hidroeléctrica de bombeo

Una central hidroeléctrica de bombeo es un tipo especial de central hidroeléctrica que tiene dos embalses. El agua contenida en el embalse situado en el nivel más bajo (embalse inferior), es bombeada durante las horas de menor demanda eléctrica al depósito situado en la cota más alta (embalse superior), con el fin de turbinarla, posteriormente, para generar electricidad en las horas de mayor consumo eléctrico.

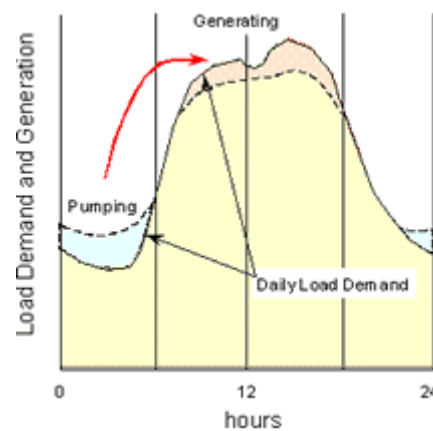


Figura 2.- Demanda y generación de la carga. (Hydropower)

Por tanto, estas instalaciones permiten una mejora en la eficiencia económica de la explotación del sistema eléctrico al almacenar electricidad en forma de agua embalsada en el depósito superior. Constituye en la actualidad la forma más económica de almacenar energía eléctrica.

Las centrales que no tienen aportaciones de agua significativas en el embalse superior se llaman centrales de bombeo puro. En otro caso, se denominan centrales mixtas de bombeo.

Un esquema del funcionamiento de una central de bombeo puro es el siguiente:



Figura 3.- Esquema general de una central hidroeléctrica de bombeo.(UNESA)

Durante las horas en que la demanda de energía eléctrica es mayor, la central de bombeo funciona como cualquier central hidroeléctrica convencional: el agua que previamente es acumulada en el embalse superior (1) cerrado por una presa (2), llega a través de una galería de conducción (3) a una tubería forzada (5), que la conduce hasta la sala de máquinas de la central eléctrica. Para la regulación de las presiones del agua entre las conducciones anteriores se construye en ocasiones una chimenea de equilibrio (4).

En la tubería forzada, el agua va adquiriendo energía cinética (velocidad) que, al chocar contra los álabes de la turbina hidráulica (6), se convierte en energía mecánica rotatoria. Esta energía se transmite al generador (7) para su transformación en electricidad de media tensión y alta intensidad. Una vez elevada su tensión en los transformadores (8) es enviada a la red general mediante líneas de transporte de alta tensión (10). El agua, una vez que ha generado la electricidad, circula por el canal de desagüe o tubo difusor (9) hasta el embalse inferior (11), donde queda almacenada.

Cuando se registra un menor consumo de energía eléctrica (generalmente durante las horas nocturnas de los días laborables y los fines de semana), se aprovecha el que la electricidad en esas horas tiene en el mercado un coste bajo, y se utiliza para accionar una bomba hidráulica que eleva el agua desde el embalse inferior (11) hasta el embalse superior (1), a través de la tubería forzada y de la galería de conducción.

El agua es elevada, generalmente por las propias turbinas de la central, funcionando como bombas accionadas por los generadores que actúan como motores. Una vez efectuada la operación de bombeo, el agua almacenada en el embalse superior (1) está en condiciones de repetir otra vez el ciclo de generación eléctrica.

2.2 Descripción de la tecnología

Las estaciones de bombeo se clasifican según el tipo de operación y según el tipo de reservorio superior. Consumen energía en horas valle para producir en horas pico. La siguiente tabla ilustra una serie de estimaciones económicas en las que se han valorado los costes de instalación, conexión e integración en la red eléctrica.

Capacidad (MWh)	Potencia (MW)	Duración (h)	Eficiencia (% ciclos totales)	Coste Total (\$/kW)	Coste (\$/kWh)
1.680 - 5.300	280 - 530	6 - 10	80 - 82 (>13.000)	2.500 - 4.300	420 - 430
5.400 -14.000	900 - 1.400	6 - 10	80 - 82 (>13.000)	2.700	250 - 270

Tabla 1.- Características principales de las centrales de hidroeléctricas de bombeo. (EPRI Report)

En la tabla anterior se entiende por coste total el coste de la instalación y por coste el asociado a la operación de la propia central.

Hay dos formas de clasificar las estaciones de bombeo, según el sistema de operación y según el tipo de reservorio superior. La Tabla 2 muestra una clasificación de las centrales de bombeo según diferentes criterios:

Tipo de operación:
• Instalación de turbina y bombas: cada equipo funciona independiente entre sí según se esté bombeando o generando energía • Instalación turbina reversible: funcionamiento como turbina para la generación de energía o como bomba centrífuga para el bombeo de agua al reservorio superior.
Tipo de reservorio superior:
• Bombeo Puro: el reservorio superior se alimenta únicamente del caudal bombeado desde el reservorio inferior • Bombeo Mixto: el reservorio superior es alimentado por caudal bombeado desde el reservorio inferior y también llega agua de efluentes

Tabla 2.- Clasificación de las centrales de bombeo

2.2.1 Tipos de turbinas

Hay tres tipos de turbinas, siendo las más comunes las turbinas Francis.

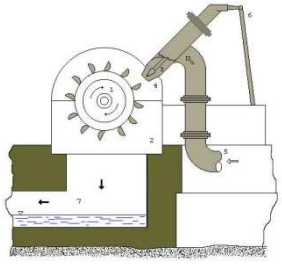
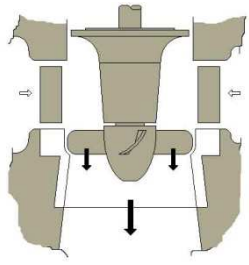
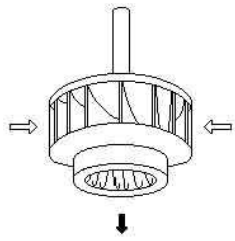
Características	Ejemplo	Turbina
Pelton • Saltos de gran altura (> 200 m) y caudales pequeños (inferiores a $10 \text{ m}^3/\text{s}$) • Buen rendimiento para amplios márgenes de caudal (30-100 %) • Regulación del caudal mediante inyectores de distribuidor	• Ejemplo de turbina Pelton (central de Artés) ▪ Velocidad giro: 600 r/m ▪ Caudal máximo: $5 \text{ m}^3/\text{s}$ ▪ Salto útil: 756 m ▪ Potencia en el eje: 35,88 MW	
Kaplan • Saltos de pequeña altura ($< 50 \text{ m}$) y caudales medios y grandes ($> 15 \text{ m}^3/\text{s}$) • Alto rendimiento para amplio margen caudal (30-100 %) • Doble regulación caudal (distribuidor y palas rotor orientables)	• Ejemplo de turbina Kaplan (central de Ribarroja) ▪ Velocidad giro: 125 r/m ▪ Caudal máximo: $225 \text{ m}^3/\text{s}$ ▪ Salto útil: 32 m ▪ Potencia en el eje: 67,7 MW	
Francis • Las más empleadas. Gran variedad de saltos y caudales • Rendimiento óptimo para margen de caudal 60-100% • Regulación del caudal mediante álabes de distribuidor	• Ejemplo de turbina Francis (central de Aldeadávila) ▪ Velocidad giro: 187,5 r/m ▪ Caudal máximo: $102,75 \text{ m}^3/\text{s}$ ▪ Salto útil: 139,5 m ▪ Potencia en el eje: 125,12 MW	

Tabla 3.-Tipos de turbinas. (Centrales hidroeléctricas, Rafael Alejo García-Mauricio).

2.2.2 Disposición de turbinas

Disposición de las distintas turbinas en aplicaciones hidráulicas.

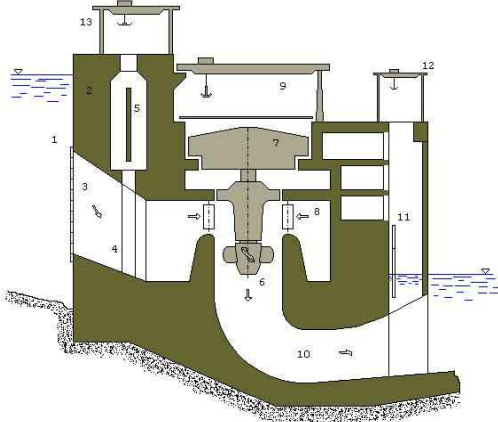
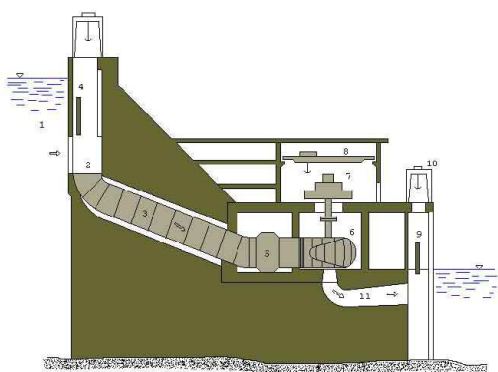
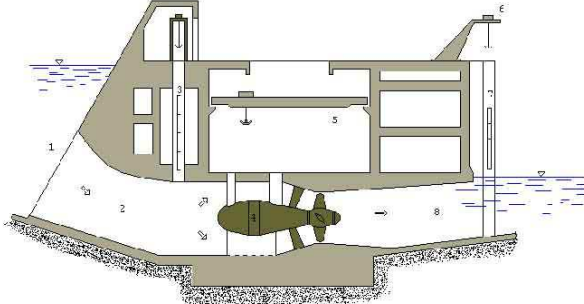
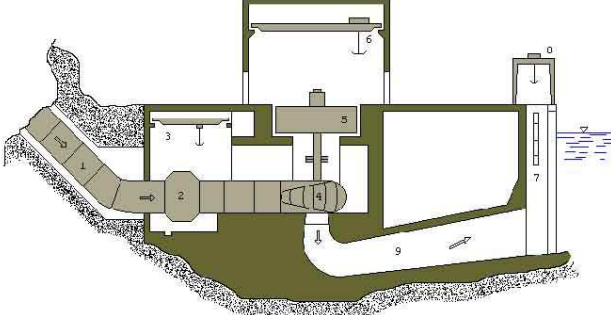
Central salto bajo y caudal alto	• La disposición de la sala de máquinas es compacta • Entrada de agua en la turbina se hace por medio de una cámara construida en la misma presa	
Central de salto mediano y caudal mediano	• Sala de máquinas al pie de la presa • Agua ingresa por toma practicada en el mismo dique	
Central salto bajo y caudal mediano	• Generador «bulbo»: totalmente sumergidos en funcionamiento	
Central salto alto y caudal bajo	• Se construye alejada de la presa • Instalación con válvulas de regulación y cierre para el control del «golpe de ariete»	

Tabla 4.-Disposición de las distintas turbinas en aplicaciones hidráulicas

2.2.3 Ventajas y desventajas de las centrales de bombeo. Mercado actual y aplicaciones

La ventaja principal es la alta eficiencia, el bajo costo de explotación y su larga vida útil, a pesar de no generar residuos, es necesario controlar el impacto medioambiental en su nueva construcción. Se destacan las nuevas aplicaciones de bombeo con agua de mar.

Ventajas	Desventajas
✓ Alta eficiencia ✓ No genera residuos ✓ Alto tiempo de descarga (10h) ✓ Amplio rango generación (1MW a 2GW) ✓ Preparado para carga variable ✓ Larga vida útil (80 – 100 años) ✓ Poca restricción con respecto a la variación de carga ✓ Puesta en marcha inmediata. ✓ Bajo costo de explotación ✓ Reduce las emisiones de gases y tiene un impacto medioambiental bajo durante su operación ✓ Proporciona flexibilidad a las operaciones de suministro de electricidad	✗ Requiere grandes espacios y necesidades de localización ✗ Contaminación medioambiental por alteración del paisaje ✗ Largos tiempos de construcción ✗ Altos costes de inversión inicial >1.800\$/kW
Mercado Actual	Aplicaciones
• Más de 127.000 MW instalados en todo el mundo • Tecnología madura • A corto plazo, el almacenamiento energético con aire comprimido (CAES) y estaciones de bombeo tendrán costes más bajos en término de \$/kW-h, con el principal inconveniente de su ubicación, los permisos medioambientales y la disponibilidad de transmisión eléctrica • Posibilidad de construcción de estaciones de bombeo utilizando pozos o cavidades subterráneas • Construida una estación de bombeo de agua de mar en Yanbaru (Japón) 1999	• Reserva de potencia • Integración de las renovables • Gestión de la potencia de la red

Tabla 5.- Ventajas y desventajas de las centrales de bombeo hidráulico

2.2.4 Cartera de proyectos

A continuación se muestra una lista no exhaustiva de proyectos relacionados con las centrales de bombeo que se han desarrollado en los últimos años o bien se encuentran en desarrollo.

Okinawa Yanbaru Seawater.	Kannagawa.
- Lugar: Kunigami, Okinawa Japón - Dimensión: 30MW - Tipo: Bombeo puro. Caída 136m flujo máximo 26m³/s. Reservorio inferior: Mar de Filipinas. Reservorio superior: con capacidad de 564.000 m³ a 600m del la plataforma de mar y a 150 m sobre el nivel del mar. - Aplicación: generación energía eléctrica. - Operada por: Electric Power Development Company - Notas: Planta Piloto 1994 – 1999. 2000 salió a concurso. Actualmente operando comercialmente. Los conductos, bombas y turbinas instaladas bajo tierra. Se usan materiales plásticos reforzados por fibra para las compuertas y el canal de descarga. La turbina de bombeo hecha de acero inoxidable resistente al agua de mar.(Hitachi)	- Lugar: Prefecturas de Nagano y Gunma, Japón. - Dimensión: 720.000 m³. - Aplicación: Central de Bombeo. - Fecha: la unidad 1 comenzó a operar en diciembre de 2005, la unidad 2 comenzará a funcionar en julio de 2010, y las unidades de la 3 a la 6 comenzarán a funcionar en 2015. - Cliente: Tokyo Electric Power Company.
	

Tabla 6.- Proyectos en Japón

E.ON ECC.	Tarnita-Lapustesti.
- Lugar: Landshut, Baviera, Alemania. - Notas: En las cuencas de los ríos Danubio, Edersee, Isar, Lech y Main; los embalses, el almacenamiento y bombeo, y las centrales a filo de agua; serán monitoreadas y controladas remotamente por estaciones de control regionales. - Usuario: E.ON Wasserkraft GmbH (EWK).	- Lugar: Tarnița-Lapustesti at the river Someșul Cald, Rumania. - Capacidad: 1.000 MW. Reservorio superior 10 Mm³ - Tipo: PSKW. - Fecha: en construcción desde 2008. - Notas: previsión de llegada de las 2 primeras turbinas en 2014
	

Tabla 7.- Proyectos en Europa

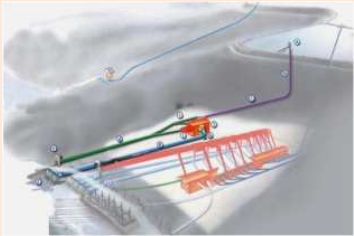
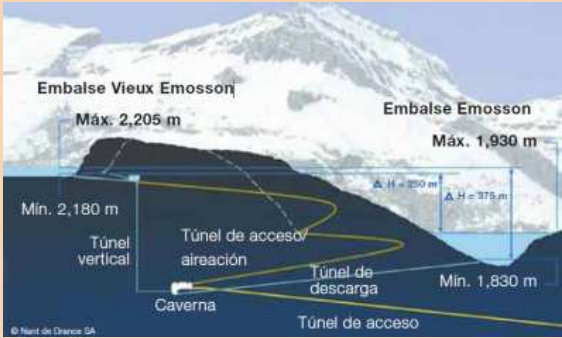
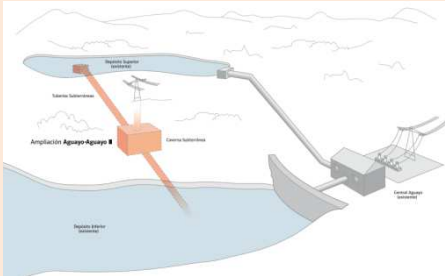
Vianden, Luxemburgo.	Nant de Drance .
 ▪ Lugar: Vianden, Luxemburgo. ▪ Capacidad: la planta completa dispondrá de una capacidad neta de 1.290 MW en modo turbina y de 1.040 MW en modo bomba. ▪ Aplicación: Central bombeo. ▪ Fecha: 2010. (DSD NOELL) ▪ Usuario: Société Électrique de l' Our (SEO) S.A. 	▪ Lugar: Cantón de Valais, Suiza ▪ Capacidad: 1050 MW. ▪ Aplicación: Construcción de estructuras hidráulicas en acero para la central de almacenamiento y bombeo. ▪ Fecha: 2014-2016. ▪ Usuario: Nant de Drance SA. ▪ Notas: Para la ampliación de la central de almacenamiento y bombeo de Nant de Drance, deberá aumentarse el alto de la presa en un máximo de 20 m. (Andritz) 
Zagorsk HPSPP-2.	Aguayo, España.
 ▪ Lugar: Distrito Sergiev-Posad, Moscú, Rusia. ▪ Capacidad: la capacidad instalada será de 840 MW. ▪ Aplicación: Planta hidroeléctrica de almacenamiento por bombeo. ▪ Fecha: Comienzo 2007, finalización prevista para 2014. ▪ Nota: Segunda mayor central de bombeo en Rusia. 	 ▪ Lugar: San Miguel de Aguayo (Cantabria) ▪ Capacidad: 360 MW. ▪ Aplicación: Central reversible (bombeo). Se colocan nuevas conducciones de agua y nuevos equipos de generación que incrementarán la potencia de la central en 10.000 MW. ▪ Fecha: En funcionamiento desde 1982, inicio obra previsto para 2014. ▪ Usuario: E.ON España. 

Tabla 8.- Otros proyectos en Europa

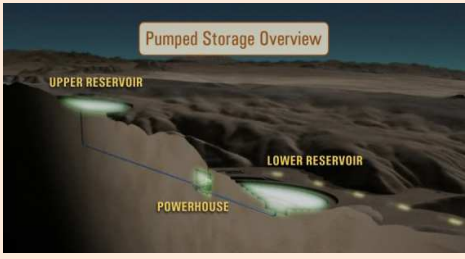
Eagle Mountain.	Taum Sauk Hydroelectric Power Station.
▪ Lugar: Southern California, EE.UU. ▪ Dimensión: capacidad de 1300 MW. ▪ Aplicación: Central de Bombeo. ▪ Usuario: Eagle Crest Energy Company. ▪ Notas: se emplaza sobre dos minas a cielo abierto económicamente agotadas.  	▪ Lugar: St. Francois mountain region of the Missouri Ozarks ▪ Dimensión: reservorio superior (5.370.000 m³), ▪ Tipo: Estación de Bombeo Puro ▪ Aplicación: - ▪ Operador: AmerenUE Electric Company ▪ Fecha: 1963- 2 turbinas de bombeo (175 MW), 1999 se amplían a 225MW. ▪ Notas: En 2005 fallo en el reservorio superior, vuelve a estar operativa en 2010. El reservorio superior es el mayor RCC (Roller Compacted Concreted) de américa del Norte. 
Ludington Pumped Storage Power Plant.	
▪ Lugar: Luidington, Michigan ▪ Dimensión: reservorio de 100.000.000 m³ . 6 turbinas reversibles de 312 MW y un total de 1872 MW. Máximo flujo de agua 120.000 m³/min. ▪ Aplicación: el proceso ha sido diseñado para nivelar la inyección de energía eléctrica de una nuclear cercana. ▪ Usuario: Consumers Energy ▪ Notas: el operador y Detroit Edison anunciaron en febrero 2011 la inversión de \$800 millones para incrementar la eficiencia de la planta (proyecto de 6 años que comenzará en 2013 ampliará la vida útil de la planta 40 años y aumentará su capacidad a 2.172 MW). 	

Tabla 9.- Proyectos en Estados Unidos

2.2.5 Previsión tecnológica

La previsión de la tecnología de bombeo es a corto y medio plazo ya que es una tecnología muy madura y no tiene previsión a largo plazo. Cabe destacar la previsión de crecimiento de estaciones del bombeo en un 60% hasta 2020.

Concepto	Corto plazo (<5 años)	Medio plazo (5-10 años)
Nueva construcción	Desde 2010 proyectado construcción de 7 estaciones de bombeo (4.100 MW), localización en Europa, Asia y África. Estarán operativos en 2015	Previsión de crecimiento de estaciones de un 60%. Hasta 2020, se instalarán más de 60 plantas nuevas con una capacidad de 27 GW aprox. (26 B€ inversión)
Equipamiento	- Diseño estructural de elementos oblicuos del cuerpo del estator - Estado actual de la técnica de los cojinetes de empuje (pad membrane technology) - Pretensado permanente del núcleo del estator - Presión de vacío en el sistema de aislamiento - Bobinas de polo curvadas (para facilitar el montaje y mejor refrigeración de la superficie) - Turbina de bombeo de dos etapas reversible: los que se necesita hoy en día es una máquina de doble etapa con paletas ajustables. El problema de este tipo de máquina es su complicada estructura y la dificultad de control de la operación	Aumento de la capacidad de bombeo (>203.000 MW)
Hidro-generadores de velocidad variable.	- Reducción del número de arranques/paradas - Regulación de la red (frecuencia y tensión) en modo de bombeo - Operación más cercana al punto de eficiencia óptima - Reducción del nivel de inmersión de bomba-turbina, reduciendo los costos de la ingeniería civil - Operar en un rango más amplio, aumentando la disponibilidad de la planta	Desarrollo de electrónica de potencia para la reducción del coste de sistema de control de la velocidad
Nuevos conceptos de estaciones de bombeo	Desarrollo de nueva concepción de estaciones de bombeo proyectadas	Estaciones de bombeo de mar bajo tierra: para conservar la costa de la construcción de reservorios, se propone la idea de usar el océano como reservorio superior y una excavación bajo tierra como reservorio inferior. Este tipo de almacenamiento de bombeo minimiza el impacto medioambiental. 1
Mercado	España, Suiza, Noruega, Australia	Introducción de las estaciones de bombeo de agua de mar.

Tabla 10.- Previsión tecnológica de las estaciones de bombeo

2.2.5.1 Integración de la energía eólica

- Energías renovables y el mix de generación

En primer lugar se realizará una breve comparativa entre los factores que sugieren el desarrollo de las energías renovables en general frente las debilidades:

Factores que sugieren el desarrollo de las EERR	Debilidades
✓ Sostenibilidad medioambiental: reducción de emisión de gases de efecto invernadero. Cumplimiento del protocolo de Kyoto ✓ Reducción de la dependencia energética exterior: Actualmente superior al 80% ✓ Mejora de la Balanza Comercial por reducción de la importaciones de combustibles fósiles ✓ Utilización del capital para el desarrollo de la industria nacional: España país puntero en la industria eólica ✓ Desarrollo de economías locales: vertebración del territorio	✗ Limitaciones tecnológicas ✗ Disponibilidad del recurso energético no sintonizado con las necesidades del sistema ✗ Alta variabilidad y difícil predictibilidad ✗ Generación no gestionable Necesidad de control específico. (CECRE) ✗ Demandante de red ✗ Necesidad de apoyo económico por la falta de madurez tecnológica y competitividad de estas instalaciones

Tabla 11.- Energías renovables y el mix de generación

- Retos de la integración eólica en la operación del sistema eléctrico español
 - Débil capacidad eléctrica de interconexión con el sistema europeo (UCTE).
 - Variabilidad de la producción eólica
 - Dificultad para la predicción de la producción
 - Generación distribuida (dispersión geográfica y de propietarios)
 - No participación en los servicios complementarios del sistema
 - Balance eléctrico en valles de demanda con elevada producción eólica
 - Problemas tecnológicos: desconexión súbita de aerogeneradores ante huecos de tensión.
- Integración segura en el sistema
 - Necesidad de adecuación tecnológica y contribución a los servicios de ajuste
 - Dentro de los criterios de operación sólo la seguridad del sistema es prioritaria sobre la integración de producción renovable
 - Deben permanecer acoplados en el sistema otros generadores (hidráulicos, térmicos, nucleares...) para garantizar la cobertura de la demanda y la provisión de servicios de ajuste.

- Reducciones de producción eólica cada vez más frecuentes. Potencia eólica instalada cada vez mayor (~ 20 000 MW actualmente).
- Pérdida de producción eólica en por limitaciones por seguridad. La mayoría debidas a falta de demanda suficiente, no por congestiones en la RdT.
- Dificultades de la integración eólica: causas
 - Elevada generación fluyente durante periodos continuados.
 - Agotamiento de las reservas de potencia a bajar.
 - Necesidad de mantener grupos térmicos convencionales acoplados:
 - Mantener los valores mínimos de reserva de regulación
 - Efectuar una regulación continua de tensión
 - Prevenir cargas o tensiones fuera de rango en caso base o ante contingencia
 - Necesidad de generación en la punta de demanda con grupos que no tienen la flexibilidad suficiente para desacoplar y acoplar antes de la punta

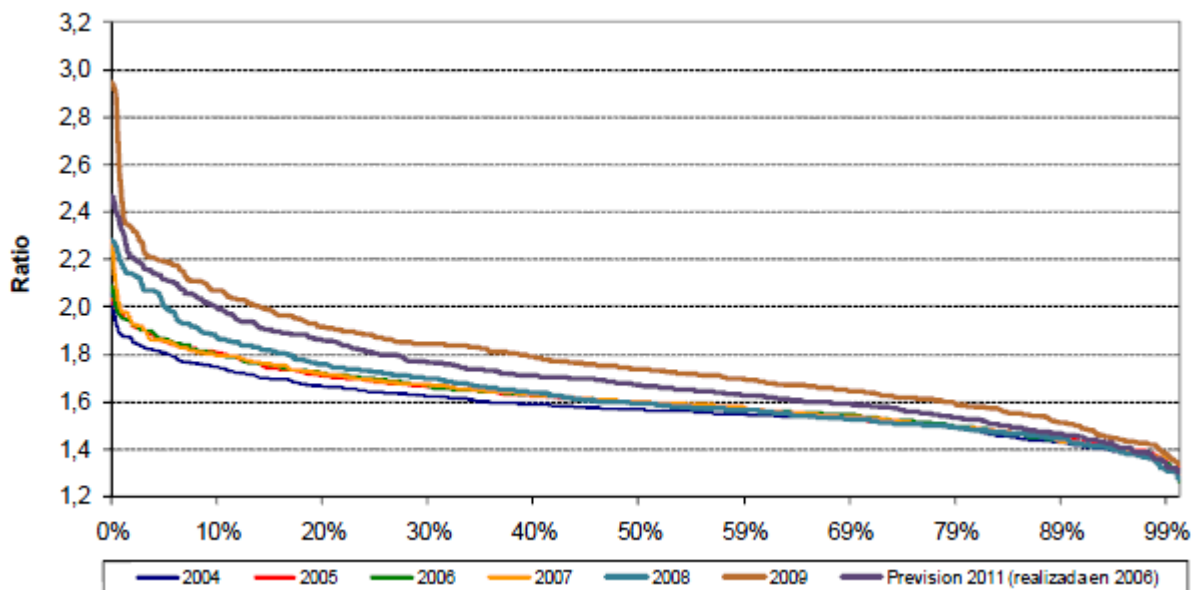


Figura 4.- Requerimiento = Demanda-Generación eólica. (Reflexiones para una política energética Consideraciones desde la perspectiva de la seguridad del suministro. 7 de julio de 2010. Alberto Carbajo Josa ([http://www.industria.ccoo.es/comunes/recursos/27/529041-Red_Electrica_de_Espana_\(REE\).pdf](http://www.industria.ccoo.es/comunes/recursos/27/529041-Red_Electrica_de_Espana_(REE).pdf)))

- Los ratios del requerimiento se han incrementado considerablemente respecto a 2008 por el incremento en la instalación en 2009 y el descenso de la demanda
- 14% del tiempo el ratio de requerimiento > 2
- La situación de reducciones de eólica es previsible que se presente cada vez con mayor frecuencia a medida que se vaya incrementando la potencia eólica instalada

- Estos episodios de reducción han puesto de manifiesto la urgente necesidad, de dotar al sistema con nuevas herramientas que permitan evitar vertidos de energía primaria como son, entre otros, la mayor disponibilidad de bombeo o el aplanamiento de la curva de la demanda
- Si el sistema hubiera dispuesto de 4.000 MW adicionales de bombeo, correspondientes a los 18.000 MW eólicos, en esta ocasión prácticamente se hubiera podido evitar la reducción eólica.

- Los vertidos de régimen especial

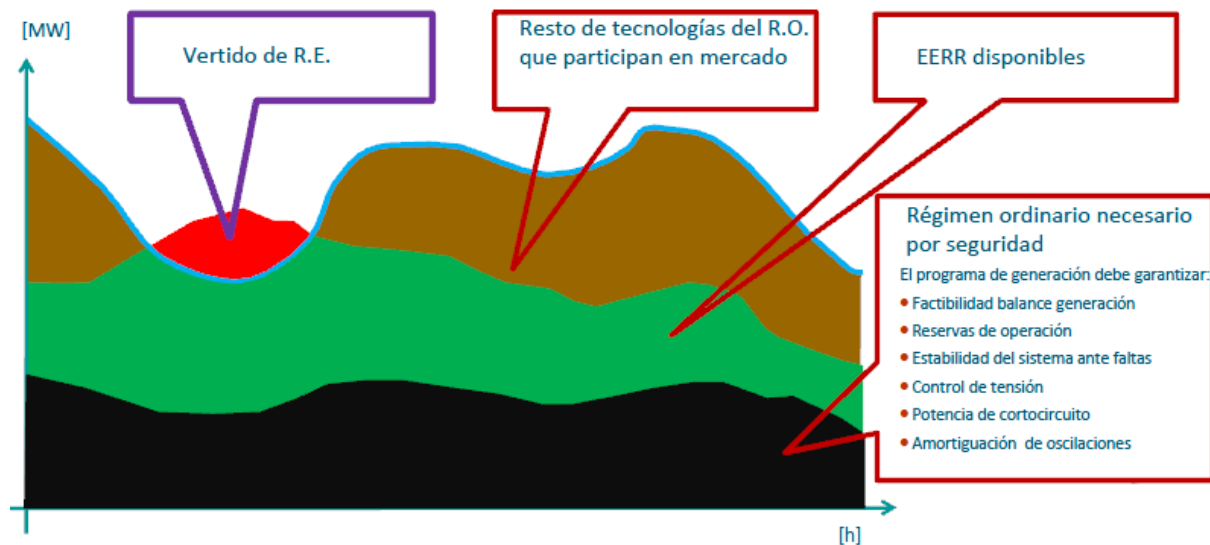


Figura 5.- Esquema de la disponibilidad de los recursos energéticos.

En días con elevado recurso renovable disponible, no es posible integrar toda la producción de R.E. con prioridad de despacho (debe interrumpirse producción de R.E. para equilibrar generación y demanda).

Se va a mostrar un caso real sucedido el 2 de noviembre del 2008, en el cual fue necesario que el operador de la red eléctrica diera la orden de parada a más del 37% del total de la producción eólica que había en ese instante para poder mantener la red estable. Dicha circunstancia, se muestra en la Figura 6 y Figura 7.

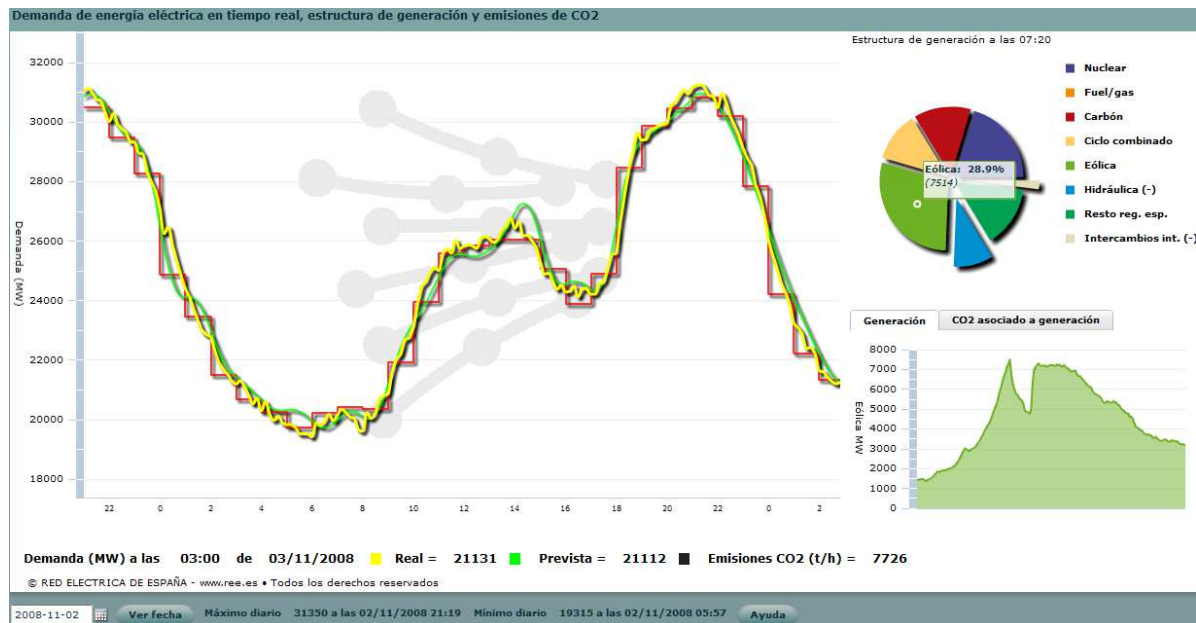


Figura 6.- Demanda de energía eléctrica en tiempo real el 2 de noviembre de 2008. (REE)

Donde es posible observar:

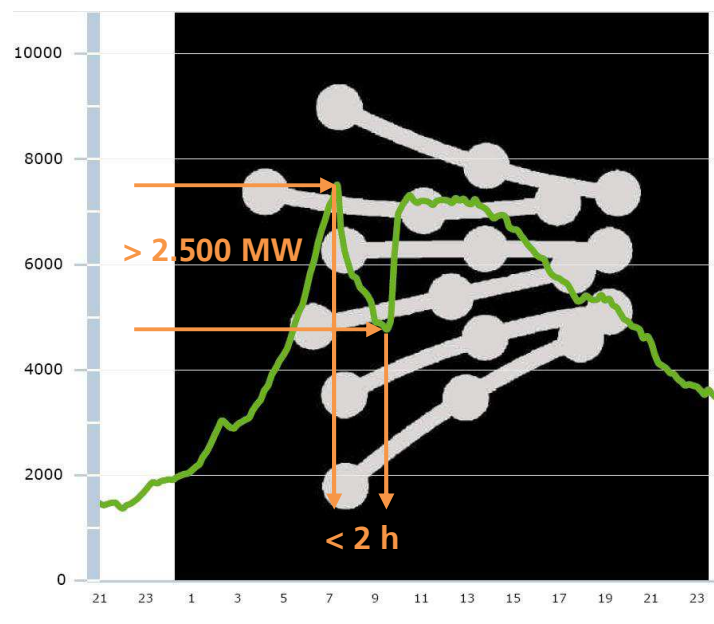


Figura 7.- Problemas de inyección masiva de la energía eólica en red por falta de demanda de energía. (Aplicaciones de la energía eólica. Diciembre 2003. Ignacio Cruz (http://www.reoltec.net/variados/Asambleas/IV/05a_REOLTEC-APLICACIONES_DE_LA_ENERGIA_EOLICA.pdf))

Sin embargo, unos días después, se produjo un descenso de 5000 MW a 500 MW en 12 horas que obligó a poner en marcha otras plantas de generación no renovable para cubrir la demanda tal y como se muestra en la Figura 8.

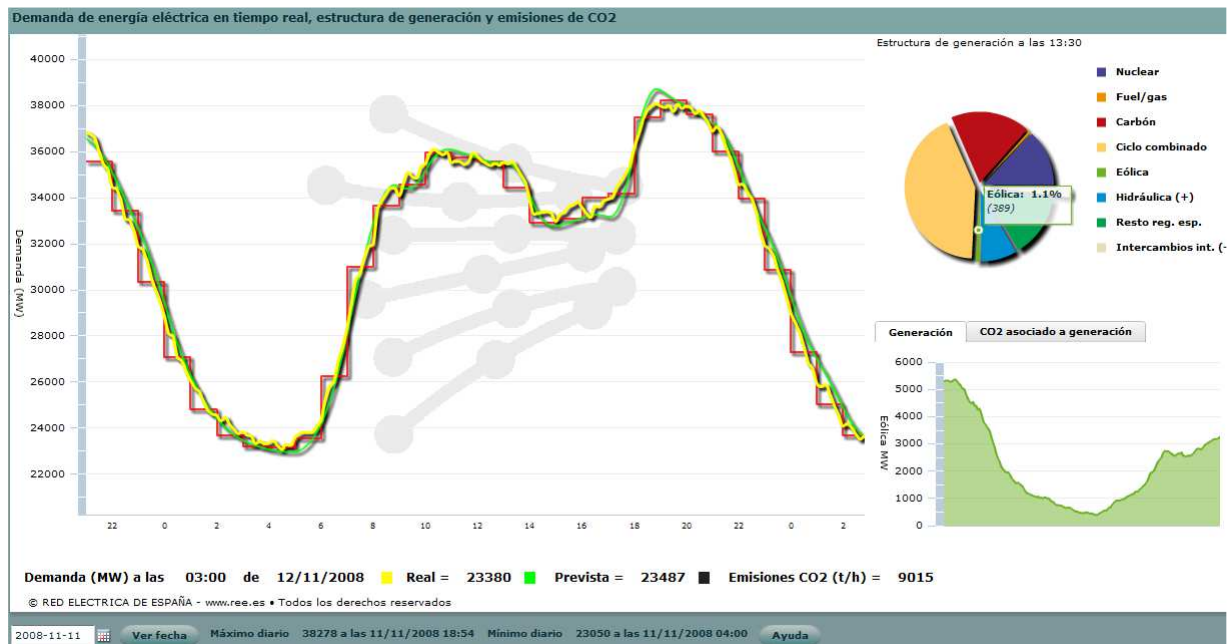


Figura 8.- Generación eólica insuficiente 11 de noviembre de 2008.

- El bombeo como instrumento para la integración de energías renovables no gestionables
 - Situación actual
 - Utilización en los mercados con óptica de beneficio empresarial
 - Recursos de cuantía insuficiente (~5000 MW)
 - Existencia de vertidos de energía renovable que se podrían haber minimizado

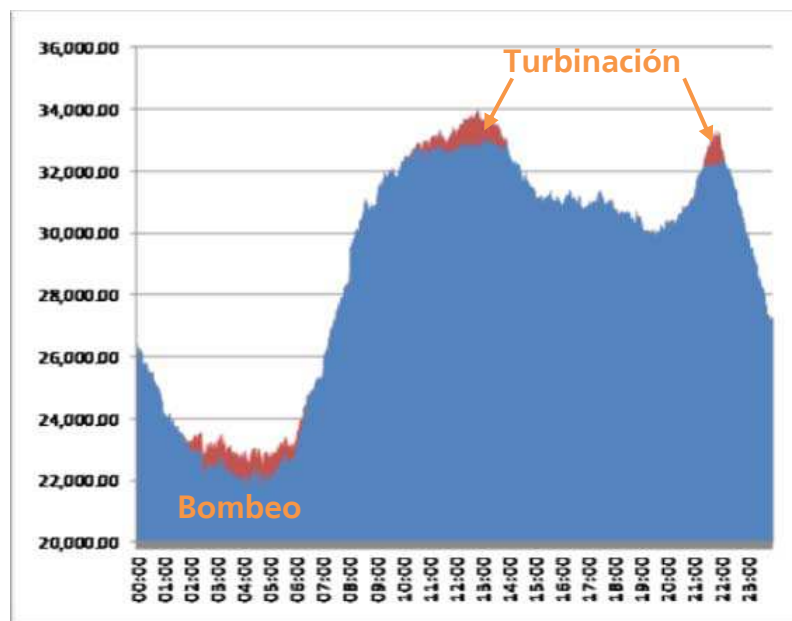


Figura 9.- Operación de las centrales de bombeo.

- Situación objetivo
 - Utilización como instrumento para la integración de energías renovables gestionado por el O.S. en coordinación con los propietarios.
 - Almacenamiento reducirá el vertido de energía renovable
 - Turbinación sustituirá la ausencia de recurso renovable en punta
 - Incremento de la capacidad de bombeo (duplicar valor actual) para alcanzar los objetivos de integración de energía renovables.

2.3 Centrales de acumulación por bombeo

Una central de acumulación por bombeo de ciclo diario tiene, dentro de un sistema de producción de energía eléctrica, la misión de almacenar el excedente de energía de que puede disponerse en las horas de la noche, de poco consumo, para devolverlo en las horas punta de la demanda.

El excedente de energía durante la noche, se produce especialmente por la dificultad de regulación de la carga por parte de las centrales térmicas convencionales o nucleares.

El almacenamiento de esta energía sobrante se efectúa bombeando agua desde un depósito elevado, donde queda dispuesta para generar energía eléctrica a su paso por las turbinas cuando sea necesario.

Se comprende pues que una instalación de este tipo conste de dos depósitos o embalses a distinto nivel puestos en comunicación por una conducción en la que se encuentra intercalada la máquina hidroeléctrica.

La máquina hidroeléctrica puede consistir en un grupo binario (turbina y bomba independientes) o en un grupo reversible cuyo funcionamiento como turbina o bomba depende de su sentido de giro.

2.3.1 Central Tajo de la Encantada

Dentro de las instalaciones de bombeo, se encuentran las denominadas de ciclo puro, como es el caso de la presente central.



Figura 10.- Vista aérea de la instalación

En ellas, el mismo volumen que se bombea, desde el embalse inferior o contraembalse al embalse superior, es el que posteriormente recorre el camino inverso produciendo energía, ya que la única aportación que llega al embalse superior es la suministrada por el bombeo.

Teóricamente sólo necesita una aportación inicial, para llenar uno de los embalses, a partir de cuyo momento pueden repetirse los ciclos indefinidamente, sin más aportaciones de agua que las necesarias para reponer las pérdidas.

El funcionamiento de estas centrales de bombeo está basado en un sistema de explotación integrado, en el que junto a ellas aparecen las centrales nucleares y los grandes grupos térmicos convencionales, de los cuales toman la energía cuando el consumo es pequeño, ya que las nucleares deben funcionar prácticamente a carga constante y los grupos convencionales no pueden bajar de un mínimo técnico.



Figura 11.- Sistema Guadalhorce.

La Central de acumulación por bombeo del Tajo de la Encantada está situada en la provincia de Málaga, sobre los términos municipales de Alora y Ardales, situándose la central en el paraje denominado El Chorro. Consta de los siguientes elementos principales: Depósito Superior construido artificialmente; un Depósito Inferior sobre el Guadalhorce; una conducción en presión que intercomunica ambos depósitos; y la Central Hidroeléctrica equipada con cuatro grupos reversibles situada en el río Guadalhorce.

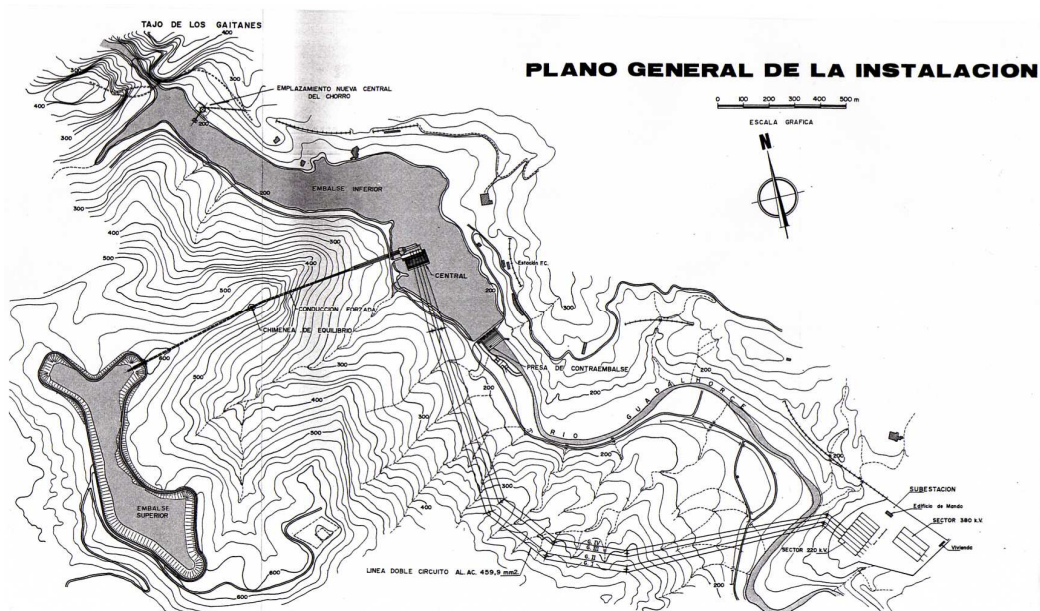


Figura 12.- Plano general de la instalación.

2.3.1.1 Embalse superior



Figura 13.- Vista aérea del embalse superior.

En el paraje denominado Mesas de Bobastro entre alora y Ardales (Málaga), se ha construido un embalse artificial, conseguido mediante excavación, completando el cierre hasta la cota de coronación con tres presas de gravedad y un dique de materiales sueltos.

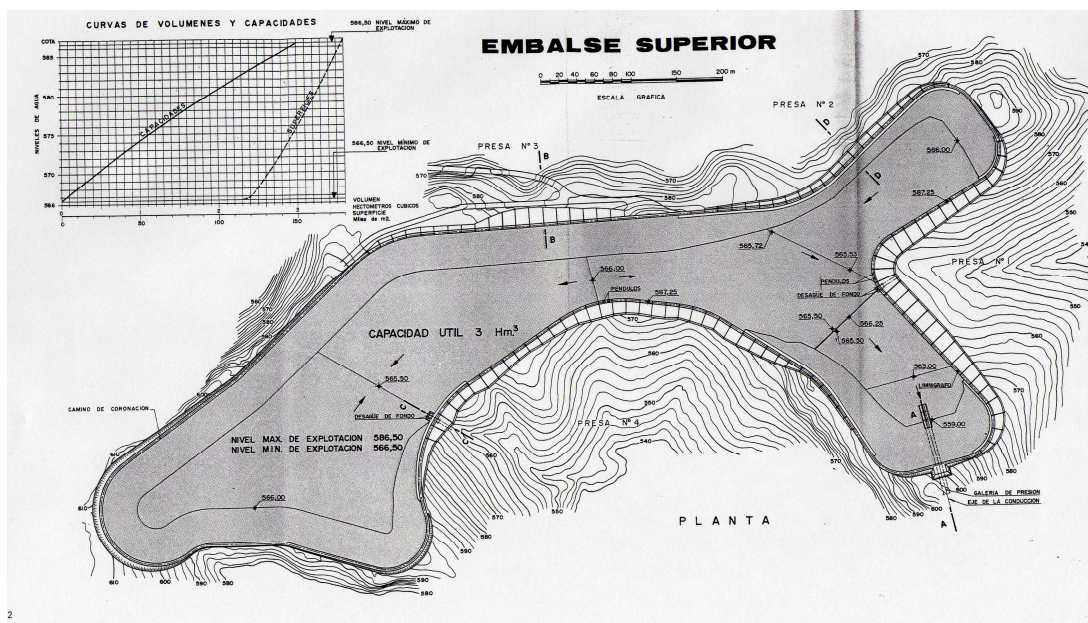


Figura 14.- Embalse superior.

De esta forma se crea un recinto de 3 millones de metros cúbicos de capacidad útil, con un recorrido máximo del nivel de agua de 20 m y cuya superficie de embalse a nivel máximo y mínimo en régimen de explotación son 586,50 y 566,50 respectivamente.

Por todo el perímetro existe un camino de circunvalación que en los tramos de presa pasa por su coronación.

Las características de las principales presas de cierre son:

- Presa nº 1:
 - Tipo: gravedad
 - Longitud: 480 m
 - Altura máxima sobre cimientos: 36 m
- Presa nº 2:
 - Tipo: gravedad
 - Longitud: 375 m
 - Altura máxima sobre cimientos: 17,15 m
- Presa nº 3:
 - Dique de materiales sueltos
 - Longitud: 300 m
 - Altura máxima sobre cimientos: 7,45 m
- Presa nº 4:
 - Tipo: gravedad
 - Longitud: 652 m
 - Altura máxima sobre cimientos: 34 m

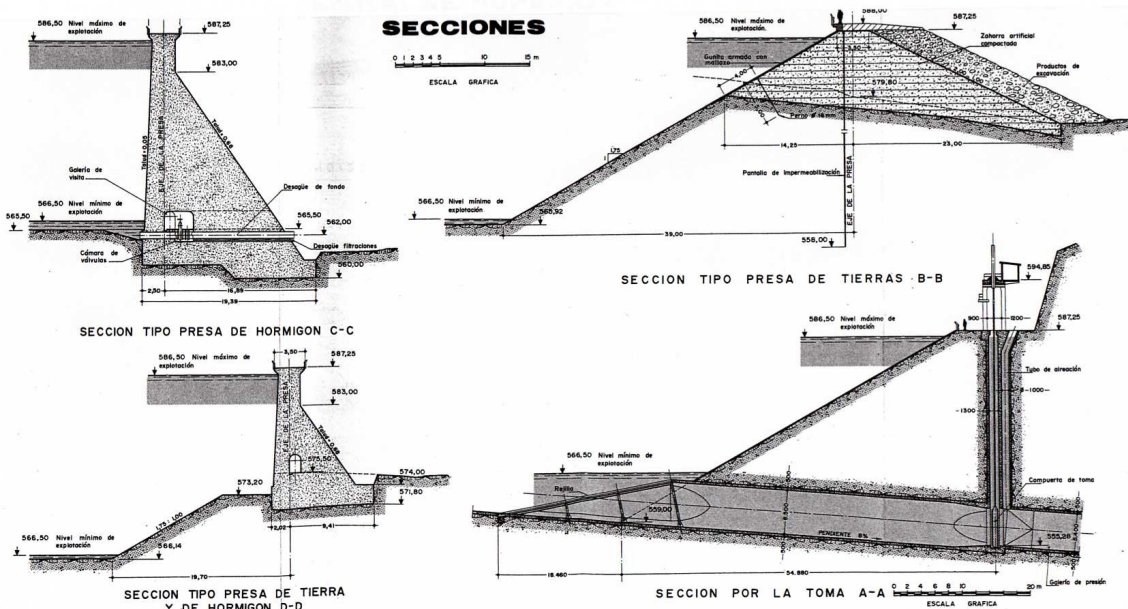


Figura 15.- Secciones presa embalse superior.

Los taludes excavados y la presa de materiales sueltos se encuentran protegidos por una capa de gunita armada con malla metálica, la cual se fija al terreno mediante pernos.

En la presa nº 3 y en los taludes excavados, se ha realizado una campaña de consolidación e impermeabilización, mediante taladros verticales con separación y profundidades variables, procediendo posteriormente a su inyección.

Este tratamiento se extiende por todo el perímetro del vaso, existiendo además en las zonas correspondientes a las presas de hormigón un cosido de las mismas al terreno mediante taladros inyectados, que alcanzan una profundidad de 5 metros por debajo de los cimientos y cuya separación en horizontal es de 3 metros.

Posteriormente se realizó una pantalla de drenes hasta una profundidad de 20 m bajo la cota mínima del vaso.

Durante la ejecución de esta pantalla se inyectaron aquellos drenes en cuya perforación apareció mayor pérdida de agua, para posteriormente perforarlos de nuevo.

Se ha dispuesto a lo largo de todo el contorno excavado, una red de auscultación electrolítica, constituida por seis secciones de control que en total constan de 52 pares de electrodos de recepción y 21 de emisión, cuya misión es el control de la evolución de humedades en el contorno del vaso.

En el fondo está cubierto por una capa de arcilla compacta de 25 cm de espesor, protegida superficialmente con una capa de gravilla también compactada, salvo en las proximidades de la toma, donde existe una solera de hormigón de 15 cm de espesor.

2.3.1.2 Toma de agua, Conducción forzada y Chimenea de equilibrio



Figura 16.- Vista de la chimenea de equilibrio con la central al fondo.

La toma está formada por una embocadura de hormigón armado que soporta una rejilla metálica de 6,75 x 23,90 cm con umbral a la cota de 560,48 m. a 37, 80 m de ellas, se encuentra la compuerta de toma.

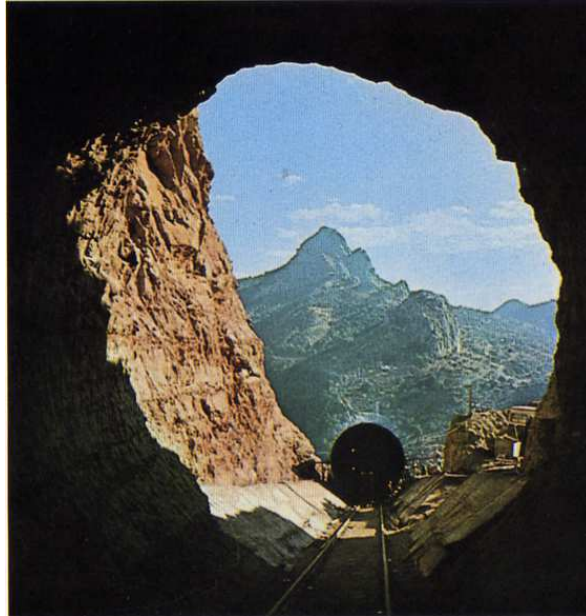


Figura 17.- Salida del tramo en túnel de la conducción forzada.

Este elemento es de tipo vagón con mecanismos situados sobre estructura de hormigón armado, con la cual se puede proceder a la revisión del mismo sin afectar a la explotación normal.



Figura 18.- Proceso de montaje de la tubería forzada

La conducción metálica forzada tiene un primer tramo en túnel y luego pasa a una sección en zanja protegida exteriormente con hormigón. A partir de la cota 270 y en sentido descendente se desdobra en dos conducciones.

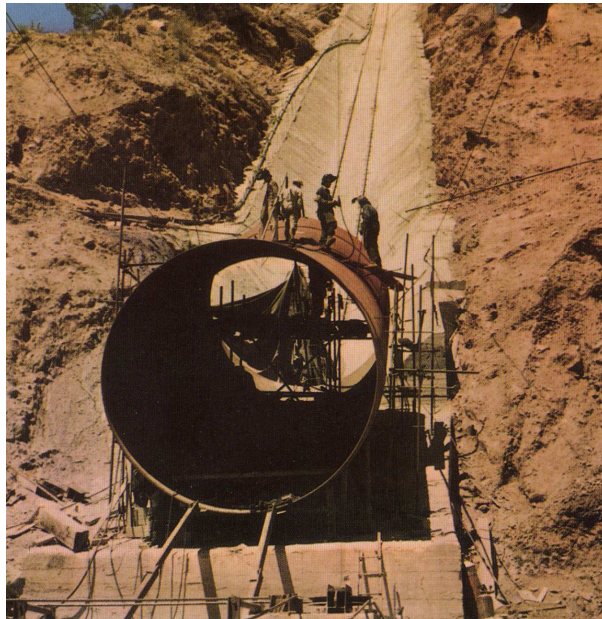


Figura 19.- Montaje del tramo a cielo abierto de tubería forzada.

En las proximidades de la central y en la cota 163, cada una de las dos conducciones se bifurca a su vez para llegar a cada uno de los cuatro grupos.

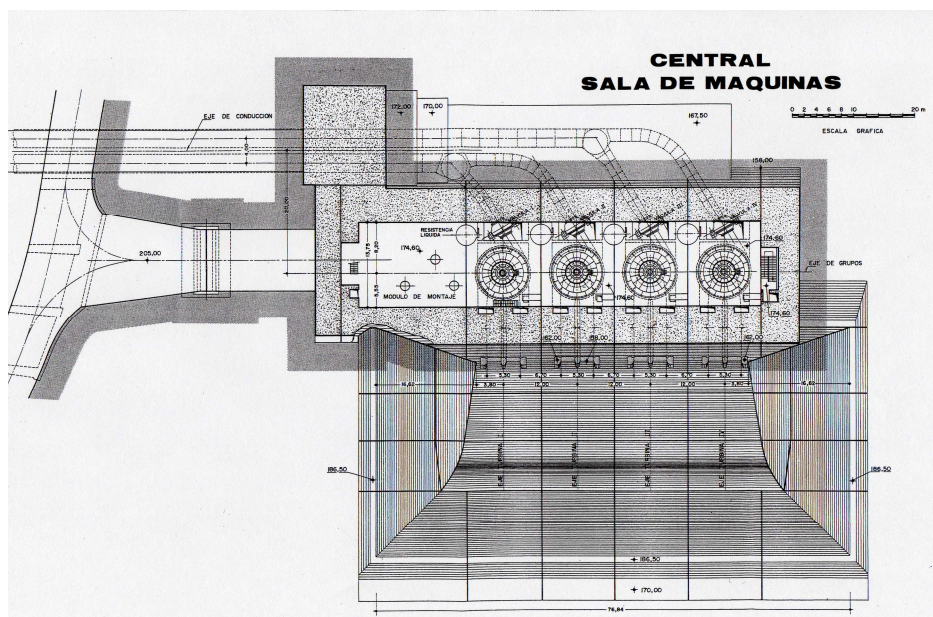


Figura 20.- Sala de máquinas y bifurcaciones.

La chimenea de equilibrio es vertical, cilíndrica, con un diámetro interior de 8,50 m, el cual se reduce a 4,00 m en su conexión a la conducción. Su blindaje de acero tiene espesor variable entre 14 y 20 mm. Su altura total se descompone en un primer tramo enterrado de 36 m y el resto de 50 m va exento, de hormigón armado con base pretensada y postesado helicoidal en el fuste con gunitado posterior.



Figura 21.- Proceso de montaje de la chimenea de equilibrio.

2.3.1.3 Central



Figura 22.- Sección transversal de la central en fase de construcción.

Se encuentra situada en el propio cauce, próxima a la margen derecha del río Guadalhorce, con acceso mediante un puente de dos vanos de 20 y 18 m de luz.

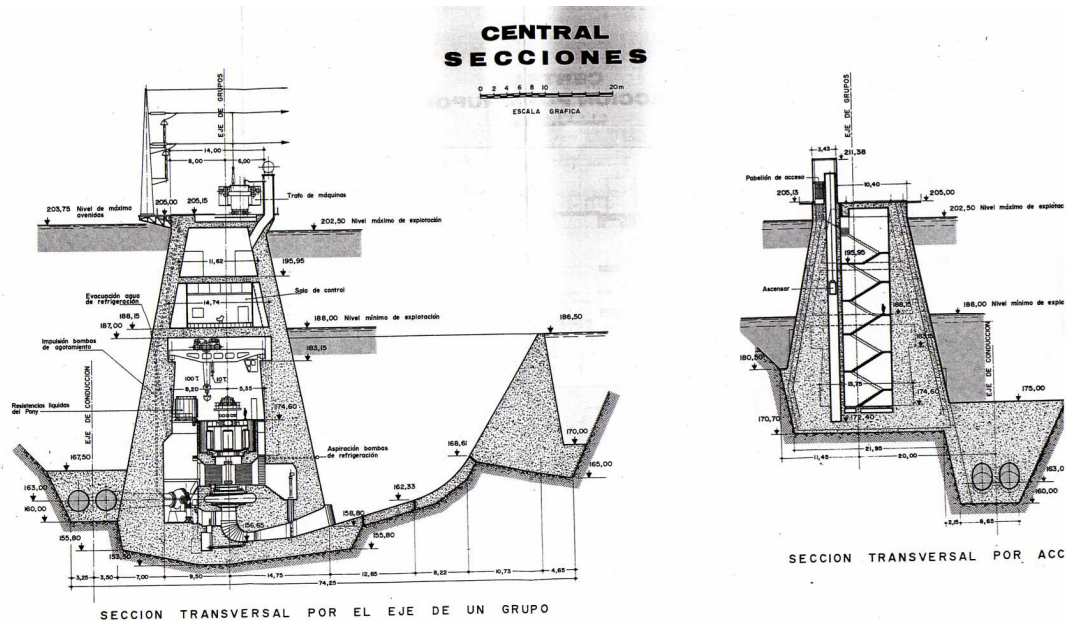


Figura 23.-Secciones de la central.

Es de planta rectangular, con los lados mayores perpendiculares a la dirección del río, con cubierta de hormigón armado en la que se encuentran los cuatro transformadores de potencia, chimenea de salida de barras, torres de llegada de líneas, edificios de entrada, pórtico grúa y escotilla de acceso de materiales.

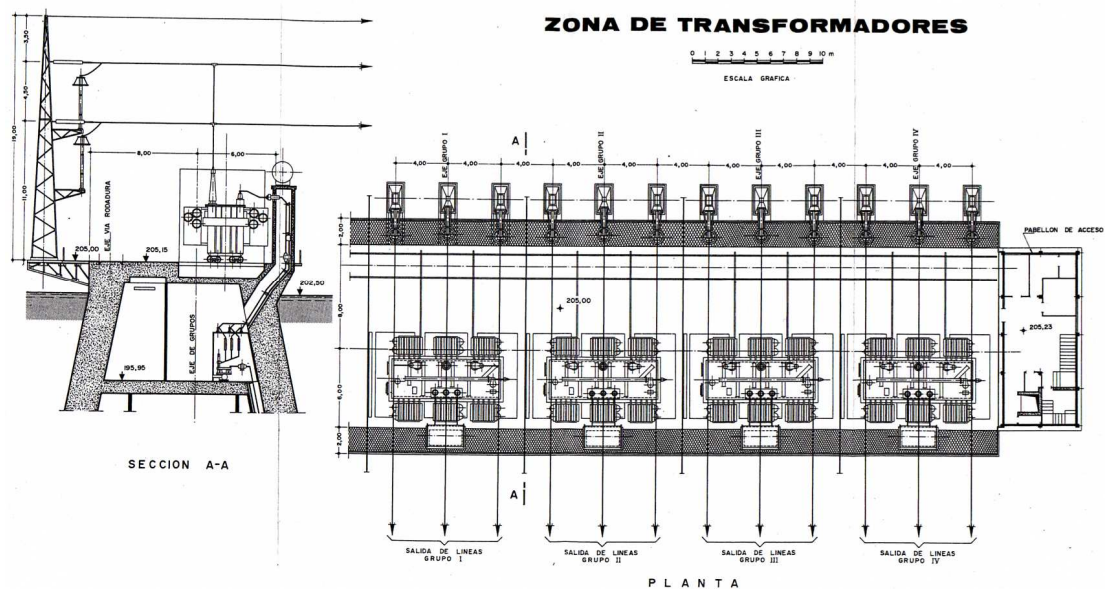


Figura 24.- Esquema zona de transformadores.

Se ha diseñado prácticamente sumergida, debido a la necesidad de situar en plano medio del rodete de la turbobomba a 25 m por debajo del nivel mínimo de explotación por condiciones de cavitación de la bomba. Ello obliga a considerar una solución que reduzca las excavaciones necesarias al mínimo, por lo cual se decidió su ubicación en el cauce del río.

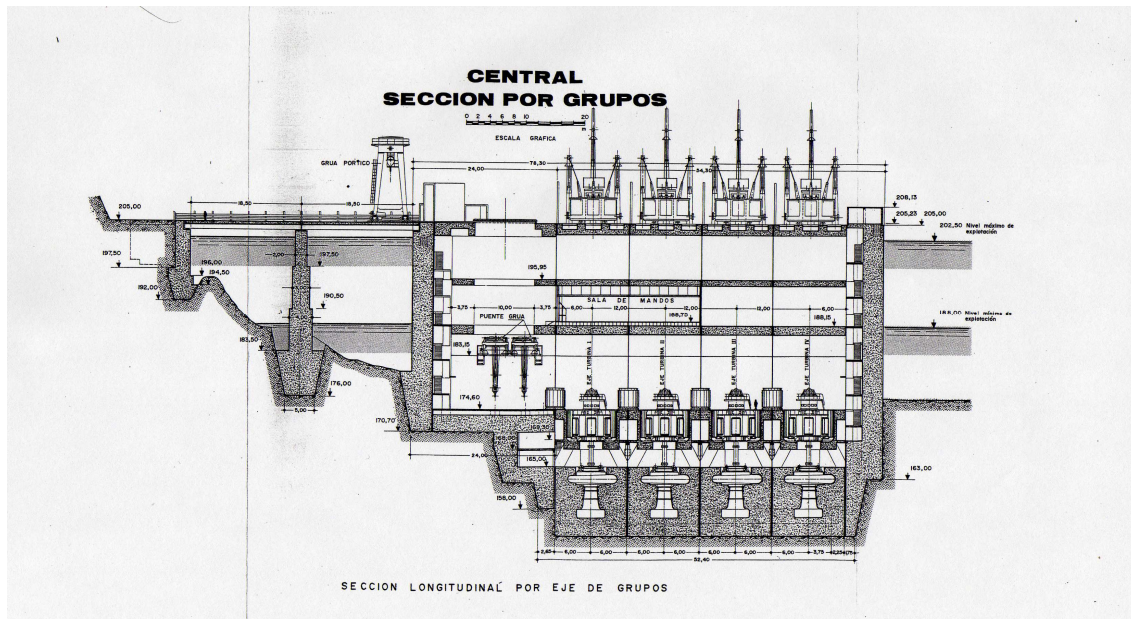


Figura 25.- Sección longitudinal de la central.

Para evitar la posible flotabilidad, se ha disminuido el volumen resultante, mediante la inclinación de los parámetros correspondientes a los lados mayores de la central.

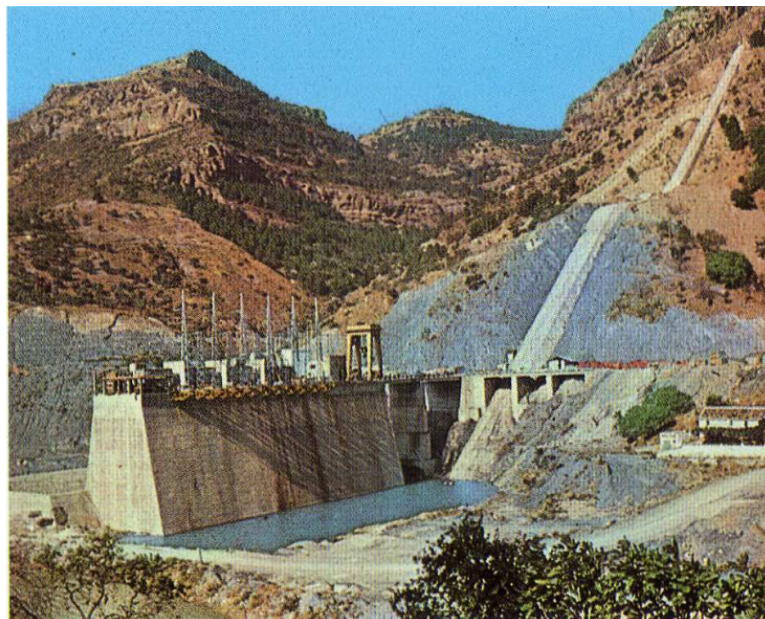


Figura 26.- Central en fase de construcción.

2.3.1.4 Presa del Embalse inferior

Está situado sobre el río Guadalhorce a unos 400 m aguas debajo de la central.

Es de tipo gravedad de 178 m de longitud y 30 m de altura máxima sobre cimientos, coronación a la cota de 205, sobre la cual va la carretera de acceso a la estación de ferrocarril del Chorro.

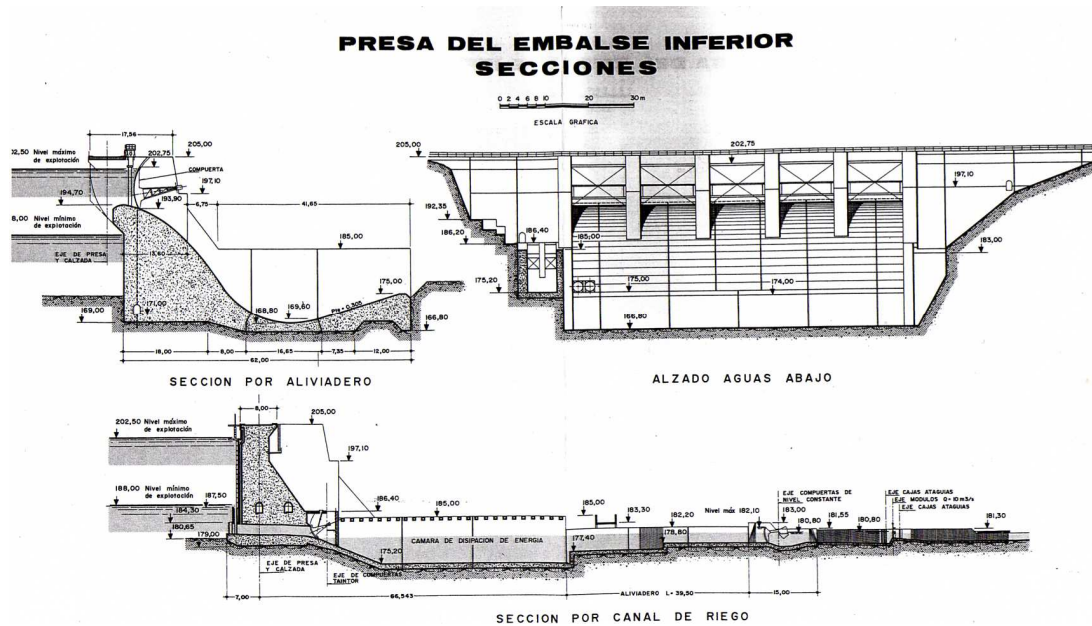


Figura 27.- Secciones presa del embalse inferior.

El aliviadero consta de cinco vanos de 12 m de luz, separados por pilas de 3m de espesor, cuya distancia entre ejes es de 15m. Los vanos quedan cerrados por compuertas tipo Taintor, con umbral a la cota 194.

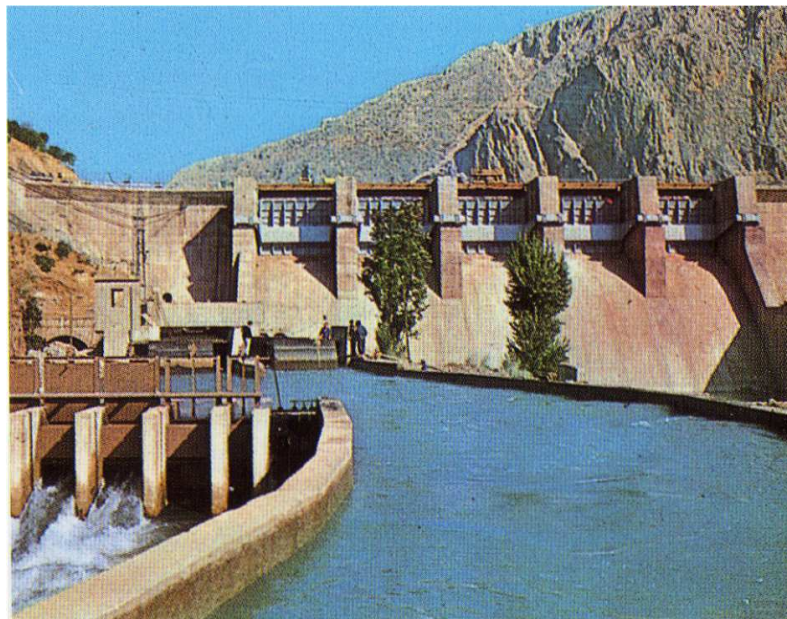


Figura 28.- Presa y canal de riego.

Los desagües de fondo están situados a la cota 179 con un diámetro de 0,80 m y llevan doble cierre, válvula de mariposa aguas arriba y de chorro hueco aguas abajo.

Se ha dimensionado el aliviadero para que con las cinco compuertas abiertas y sin sobrepasar la cota de 205,50, pueda evacuar la avenida máxima prevista, que es de 2.780 m³/s. Para revisión existe una ataguía de cinco elementos, con un pórtico de accionamiento.

El embalse creado es de 3,30 Hm³ cuyas cotas extremas de explotación varían entre la 202,50 y la 188.

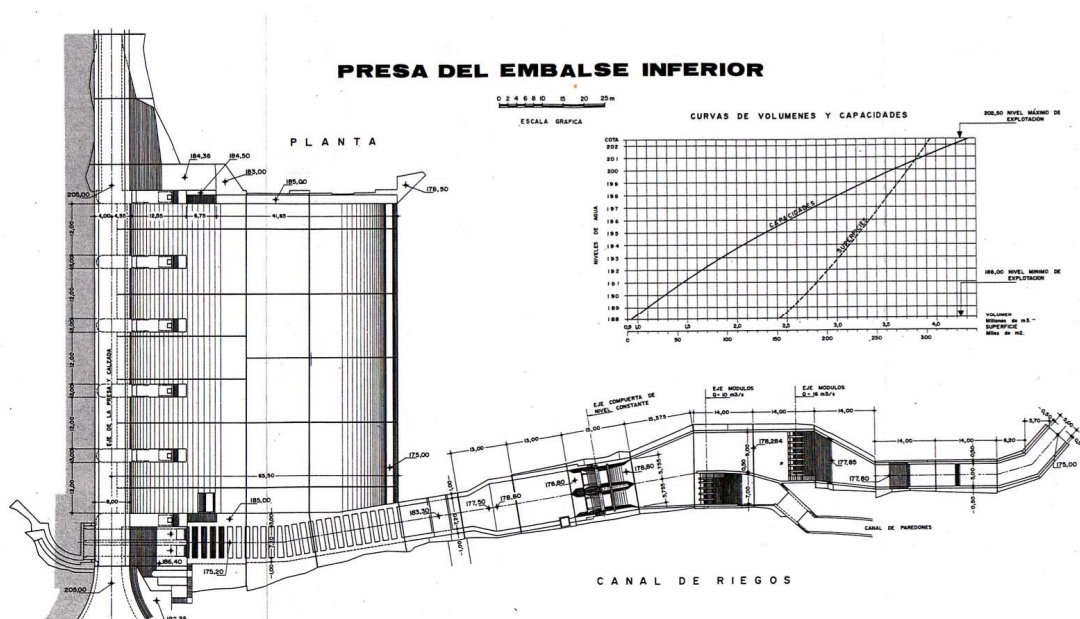


Figura 29.- Esquema presa del embalse inferior.

En el estribo derecho se inicia el canal para riegos de abastecimientos, de la Confederación Hidrográfica del Sur de España, mediante dos compuertas tipo vagón, cada una de las cuales permite el paso de un caudal de 26 m³/s cuando el nivel del embalse sea el mínimo extraordinario de explotación.



Figura 30.- Imagen sala grupos alternador-motor.

2.3.2 Resumen de características principales

1) Generalidades.			3) Pivote	
Volumen útil de los embalses:			Tipo: de 8 patines con espejo móvil, equilibrados sobre muelles	
	Superior	3 x 10 ⁶ m ³		
	Inferior	3,3 x 10 ⁶ m ³	Carga máxima	420 T.
Cotas de explotación			Diámetro del espejo	1,57 m.
	Máx	Mín	Refrigeración por hidrefrigerante	
Embalse Superior	586,50	566,50	Constructor: General Eléctrica Española.	
Embalse Inferior	201,25	188,40	4) Alternador-Motor	
Saltos de explotación:			Velocidad: 500 r.p.m.	
	Máximo	398,5 m.	Potencia: 90.000 KW. (112.500 KVA. Con cosφ=0,8)	
	Mínimo	364,0 m.	PD ² . 1.200 tm ² .	
Caudal máximo en turbinación: 27,2 m³/sg.			Tensión: 13,8 KV.	
Caudal máximo en bombeo: 24,5 m³/sg.			Corriente nominal: 4.700 A.	
Tiempo de puesta en marcha de una turbina hasta acoplamiento: 1 minuto y medio.			Excitación: Estática (Unitrol de B.B.C.)	
Tiempo de puesta en marcha de una bomba: 6 minutos.			Constructor: General Eléctrica Española.	
Tiempo desde marcha en bomba a plena carga en turbina: 4 minutos.			5) Motor de lanzamiento	
2) Turbinas-bombas			Tensión: 13.800 V ± 5%	
Velocidad: 500 r.p.m.			Potencia máxima en el arranque: 6.000 KW.	
Cota de implantación de cámara: 163			Velocidad: 594 r.p.m.	
Turbina:			Reostato líquido continuo	
Potencia con salto bruto máximo (abertura limitada)	125.500 CV.		Constructor: General Eléctrica Española.	
Potencia con salto bruto mínimo (abertura nominal)	116.000 CV.		6)Transformadores principales	
Velocidad embalamiento permanente	665 r.p.m.		Potencia: 114 MVA.	
Diámetro del rodete	3.320mm.		Tensión: 13,8/230 KV. Con regulador bajo carga de 25 posiciones.	
Regulador eléctrico por acción proporcional integral derivada (modelo R.A.P.I.D.)			Refrigeración por circulación forzada de aire.	
Constructor: NEYRPIC.			Constructor: General Eléctrica Española.	
			7) Válvulas esféricas	
			Diámetro de la conducción: 1.550 mm.	
			Peso: 39 t.	
			Presión de servicio: 45 atm.	
			Mando: 2 servomotores por presión de aceite.	
			Constructor: NEYRPIC.	

Tabla 12.- Características principales de la instalación.

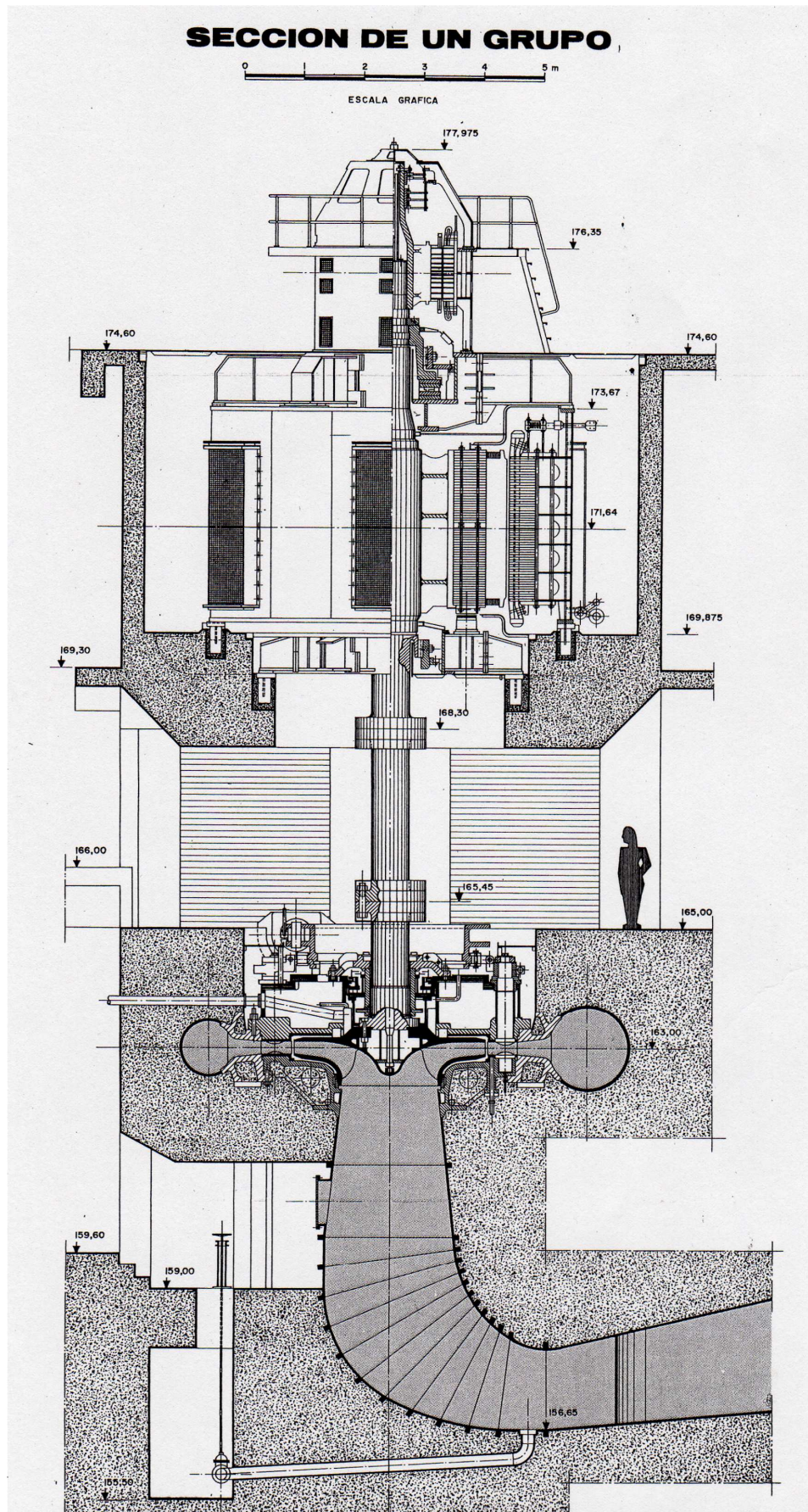


Figura 31.- Sección de un grupo.