

ANEXO III: EVALUACIÓN Y SELECCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO

HIBRIDACIÓN DE ENERGÍA FOTOVOLTAICA Y BATERÍAS EN UNA CENTRAL
HIDROELÉCTRICA REVERSIBLE EXISTENTE

Alumnos:

Carles Borrell Ruiz,

Yulia Kuzmina,

Rodrigo Mohedas Andrino,

Jennifer Sanchez Berrocal,

Didier Edinson Nández Macías

Tutora: Maitane Urrutia Aparicio

UNIVERSIDAD EUROPEA DE CANARIAS UEC

Máster Universitario en Energías Renovables

ÍNDICE

1.	INTRODUCCIÓN	1
2.	INVENTARIO DE CENTRALES HIDROELECTRICAS REVERSIBLES EN ESPAÑA.....	1
2.1	Listado de centrales de bombeo existentes en España	1
2.2	Datos técnicos de las centrales hidroeléctricas reversibles de España	2
3.	CRITERIOS DE EVALUACIÓN PARA LA HIBRIDACIÓN	5
3.1	Información técnica disponible (criterio preliminar de descarte)	5
3.2	Potencial solar	6
3.3	Análisis de consumo de las centrales hidroeléctricas	7
3.3.1	Funcionamiento del sistema híbrido fotovoltaico-hidráulico	8
3.4	Datos meteorológicos de los emplazamientos	11
3.5	Superficie útil en embalse para fotovoltaica flotante	11
3.6.	Evaluación de la compatibilidad de los emplazamientos con energía fotovoltaica	13
3.6.1	Superficie disponible para instalaciones fotovoltaicas flotantes	13
3.6.2	Evaluación de la viabilidad de las plantas solares según su tamaño	17
4.	RESULTADOS Y COMPARATIVA	18
4.1	Potencia de bombeo y tiempo de operación	18
4.2	Superficie útil y potencia fotovoltaica	19
4.3	Potencia solar	19
4.4	Integración de baterías	19
4.5	Resumen	19
5.	CARACTERISTICAS TECNICAS DEL EMPLAZAMIENTO SELECCIONADO: MORALETs	
	20	
5.1	Introducción	20
5.2	Localización y accesibilidad del emplazamiento	25
5.3	Características de la central hidroeléctrica de Moralets	26

5.4 Características embalse Llauset.....	27
5.5 Consumos de bombeo y operación	27
5.6 Superficie útil del embalse superior Llauset.....	28
6. BIBLIOGRAFÍA.....	29

INDICE DE FIGURAS

Figura 1: Imagen de las centrales de bombeo existentes en España. Fuente: (Barbón et al., 2024)	1
Figura 2: Mapa de la irradiación global horizontal. Fuente: Barbón et al., 2024	7
Figura 3: Perfil de generación diario día 07/05/2025 donde el color naranja es la solar y el azul la hidráulica. Fuente: Red Eléctrica de España, s.f.	7
Figura 4: Potencia de bombeo y tiempo de operación	18
Figura 5: Central hidroeléctrica de Moralets 1/2. Fuente: Fundación Arquia, (s. f.).	21
Figura 6: Central hidroeléctrica de Moralets 1/2. Fuente: Fundación Arquia, (s. f.).	21
Figura 7: Grupo turbina-bomba central de Moralets. Fuente: Fundación Arquia, (s. f.).	22
Figura 8: Esquema Central Hidroeléctrica Reversible Moralets. Fuente: Fundación Arquia, (s. f.).	23
Figura 9: Planta Central Hidroeléctrica Reversible Moralets. Fuente: Fundación Arquia, (s. f.)...	24
Figura 10: Sección transversal y longitudinal Central Hidroeléctrica Reversible Moralets. Fuente: Fundación Arquia, (s. f.).....	24
Figura 11: Emplazamiento Moralets 1/3. Fuente: Google Maps (s.f.)	25
Figura 12: Emplazamiento Moralets 2/3. Fuente: Google Maps (s.f.)	25
Figura 13: Emplazamiento Moralets 3/3. Fuente: Google Maps (s.f.)	26

INDICE DE TABLAS

Tabla 1: Listado de centrales de bombeo existentes en España. Fuente: (Barbón et al., 2024) ...	2
Tabla 2: Datos técnicos de las centrales hidroeléctricas reversibles de España. Fuentes: Diversas	4
Tabla 3: Centrales reversibles hidroeléctricas con toda la documentación técnica disponible. Fuentes: Diversas	6
Tabla 4: Horas estimadas de funcionamiento por Ciclo. Fuente: (Universidad de Cantabria, s.f.)	9
Tabla 5: Análisis de consumo de las centrales hidroeléctricas	10
Tabla 6: Datos meteorológicos de los emplazamientos. Fuente: (Barbón et al., 2024)	11
Tabla 7: Volumen y áreas disponibles de cada embalse	13
Tabla 8: Parámetros de las centrales hidroeléctricas reversibles y viabilidad de plantas solar ...	15
Tabla 9: Centrales seleccionadas para integración fotovoltaica	17
Tabla 10: Centrales hidroeléctricas viables según su tamaño	18
Tabla 11: Resumen de la selección final	20
Tabla 12: Características de la central Moralets. Fuente: Fundación Arquia, (s. f.)	26
Tabla 13: características del embalse de Llauset. Fuente: Fundación Arquia, (s. f.)	27
Tabla 14: Consumos de bombeo y operacion de Moralets.)	27
Tabla 15: Superficie útil del embalse superior	28
Tabla 16: Embalse de LLauset. Fuente: Google Maps (s.f.)	28

1. INTRODUCCIÓN

El presente anexo tiene como objetivo analizar, evaluar y seleccionar el emplazamiento más adecuado para el desarrollo del sistema híbrido propuesto en este Trabajo Fin de Máster, basado en la integración de generación fotovoltaica y almacenamiento mediante baterías en una central hidroeléctrica reversible existente.

2. INVENTARIO DE CENTRALES HIDROELECTRICAS REVERSIBLES EN ESPAÑA

2.1 Listado de centrales de bombeo existentes en España

En España existen varias centrales hidroeléctricas reversibles (de bombeo), la mayoría de ellas operadas por grandes compañías eléctricas como Iberdrola, Endesa y Naturgy. A continuación, se presenta un listado representativo de las principales instalaciones actualmente en operación:

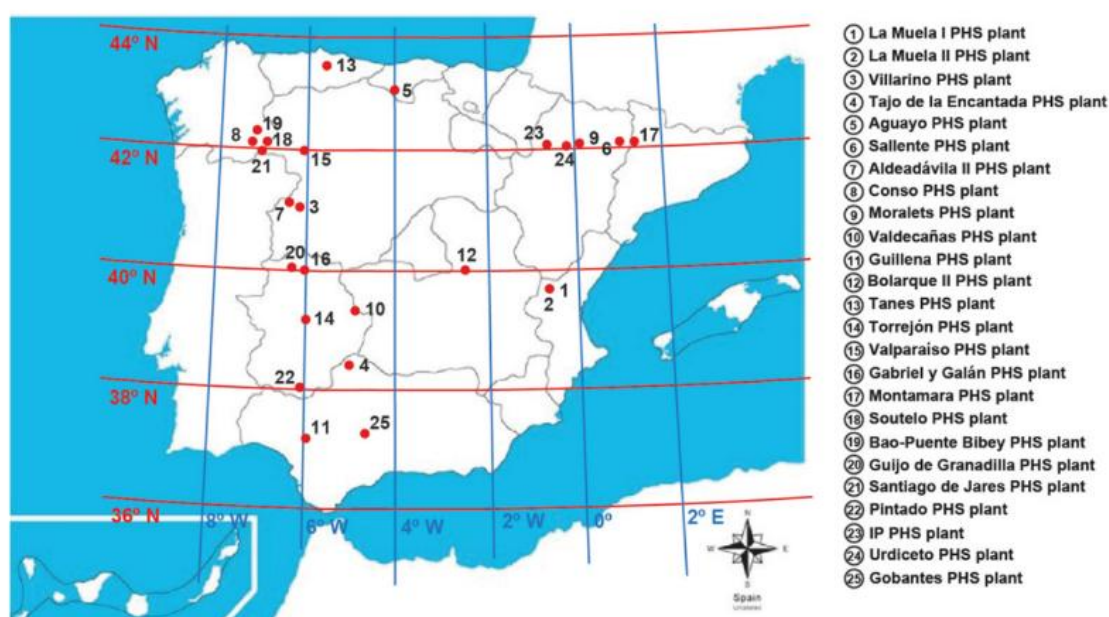


Figura 1: Imagen de las centrales de bombeo existentes en España. Fuente: (Barbón et al., 2024)

ID	NOMBRE DE LA PLANTA	NOMBRE DEL EMBALSE SUPERIOR	COORDENADAS EMBALSE		LATITUD
1	La Muela I	Depósito CH La Muela	39.23240 N	0.93070 W	800
2	La Muela II	Depósito CH La Muela	39.23240 N	0.93070 W	800
3	Villarino	La Almendra	41.24800 N	6.26160 W	700
4	Tajo de la Encantada	Valdecañas	39.82033 N	5.39290 W	210
5	Aguayo	Mediajo	43.09292 N	4.02090 W	1100
6	Sallente	Estany-Gento	42.51086 N	1.00253 E	2140
7	Aldeadávila II	Rio Duero	41.21200 N	6.68400 W	339
8	Conso	Cenza	42.19739 N	7.24730 W	1400
9	Moralets	Llauset	42.58352 N	0.68901 E	2200
10	Valdecañas	Valdecañas	39.80103 N	5.41650 W	400
11	Guillena	Superior de Guillena	37.64086 N	6.10379 W	279
12	Bolarque II	Bujeda	40.23929 N	2.83330 W	898
13	Tanes	Tanes	43.21961 N	5.42690 W	485
14	Torrejón	Torrejón-Tajo	39.83206 N	5.98450 W	245
15	Valparaíso	Valparaíso	41.99310 N	6.27530 W	830
16	Gabriel y Galán	Gabriel y Galán	40.24600 N	6.13600 W	372
17	Montamara	Tavascan	42.63745 N	1.25119 E	1110
18	Soutelo	Cenza	42.19601 N	7.24730 W	1307
19	Bao-Puente Bibey	Bao	42.20300 N	7.14100 W	646
20	Guijo de Granadilla	Guijo de Granadilla	40.18078 N	6.14220 W	320
21	Santiago de Jares	Santiago	42.40521 N	7.07500 W	306
22	Pintado	El Pintado	37.98961 N	5.95380 W	322
23	IP	Ibon de IP	42.72200 N	0.46100 W	2101
24	Urdiceto	Ibon de Urdiceto	42.66718 N	0.27988 E	2367
25	Gobantes	Conde de Guadalhorce	36.93358 N	4.80415 W	332

Tabla 1: Listado de centrales de bombeo existentes en España. Fuente: (Barbón et al., 2024)

2.2 Datos técnicos de las centrales hidroeléctricas reversibles de España

El siguiente apartado recopila los datos técnicos más relevantes de las centrales hidroeléctricas reversibles de España. La información incluye el año de construcción, las características del embalse superior, la potencia instalada tanto en turbinado como en bombeo, el número y tipo de turbinas, la ubicación de la central, los caudales de turbina y de bombeo, el salto bruto, la tensión del alternador y la capacidad de almacenamiento. Toda esta información ha sido obtenida a partir de diversos Boletines Oficiales del Estado (BOE, s.f.) y de datos proporcionados por las distribuidoras eléctricas.

CENTRAL	AÑO DE CONSTRUCCIÓN	POTENCIA TURBINADO (MW)	POTENCIA BOMBEO (MW)	Nº TURBINAS Y TIPO	SALTO (M)	CAUDAL BOMBEO (M³/S)	TENSION DEL ALTERNADOR	VOLUMEN EMBALSE SUPERIOR (HM³)	SUPERFICIE EMBALSE SUPERIOR (HA)
La muela i	1983-1988	628	555	-	116	-	-	23	115
La muela ii	2006-2013	880	744	3 grupos reversibles	524	36	15 KV	23	115
Villarino	1963-1970	810	728	6 grupos reversibles	140	202	13,5 KV	2649	8650
Tajo de la encantada	1978	380	360	4 grupos reversibles	381	24,5	13,5 KV	3162	1493
Aguayo	2021	339	339	4 grupos reversibles tipo Francis	-	-	20 KV	10	44
Sallente	1985	446	468	4 grupos reversibles	400,70	24	15,5 KV	3	25.8
Aldeadávila ii	1986	432	400	4 grupos reversibles	139,40	170	15 KV	114.3	268
Conso	1969	298	228	-	-	-	-	39	238
Moralets	1976-1983	204	227.7	3 grupos reversibles	86	30	15 KV	17	45
Valdecañas	1964	225	225	4 grupos reversibles	61	75	10,5 KV	1446	7300
Guillena	1973	210	210	3 grupos reversibles	307	34,4	13,8 KV	2	22
Bolarque ii	1974	239	208	4 grupos reversibles	267	100	13,8 KV	5	63

Tanes	1970-1978	129,6	129,6	2 grupos reversibles	105	115	-	25.3	143
Torrejón	1966	129.6	129	4 grupos reversibles	47,7	-	-	176	1041
Valparaíso	1982	67	67	2 grupos reversibles	48,5	58	13,8	162	1223
Gabriel y galán	1966	115	100	-	-	-	-	911	4683
Montamara	1962-1971	96	88	2 grupos reversibles	626,38	8	15 KV	1	8
Soutelo	1951	81,6	76	-	-	-	-	39	238
Bao-puente bibey	1960	285	64	4 grupos reversibles	356,6	22,7	15 KV	238	820
Guijo de granadilla		52.8	52	1 grupo reversible	60	165,77	18,5 KV	13	124
Santiago de jares		51.2	51	2 grupos reversibles	210	14	15 KV	1	50
Pintado		14	14	1 grupo reversible	191,50	5	6,3 KV	215	1050
Ip		88.85	84		1000	9.9		5.3	27
Urdiceto	1930	7,1	3,44	-	-	-	-	5	32
Gobantes	1947	3,44	3	-	-	-	-	66	526

Tabla 2: Datos técnicos de las centrales hidroeléctricas reversibles de España. Fuentes: Elaboración propia con datos de BOE, s. f.; Endesa, s. f.; Enel, s. f.; Enel Green Power, 2022; Fundación Arquia, s. f.; Global Energy Monitor, s. f.; Naturgy, s. f.; Power Technology, s. f.; Prysmian Group, s. f.

3. CRITERIOS DE EVALUACIÓN PARA LA HIBRIDACIÓN

3.1 Información técnica disponible (criterio preliminar de descarte)

El primer criterio para decidir qué centrales se incluirán en el estudio es la disponibilidad de información completa. Las plantas hidroeléctricas para las cuales no se cuenta con todos los datos necesarios contemplados en la tabla anterior, se proceden a su descarte. La razón de esto es que la ausencia de información dificulta el análisis posterior, ya que el estudio requiere datos completos para poder comparar. Incluir plantas con datos incompletos introduciría incertidumbre y sesgos en los resultados.

A continuación, la siguiente tabla muestra únicamente las centrales hidroeléctricas seleccionadas para el estudio, es decir, aquellas para las que se dispone de toda la información relevante:

CENTRAL	POTENCIA TURBINADO (MW)	POTENCIA BOMBEO (MW)	Nº DE TURBINAS Y TIPO	SALTO (M)	CAUDAL BOMBEO (M³/S)	VOLUMEN EMBALSE SUPERIOR (HM³)	SUPERFICIE EMBALSE SUPERIOR (HA)
La muela ii	880	744	3 grupos reversibles	524	36	23	115
Villarino	810	728	6 grupos reversibles	140	202	2649	8650
Tajo de la encantada	380	360	4 grupos reversibles	381	24,5	3162	1493
Sallente	446	468	4 grupos reversibles	400,70	24	3	25.8
Aldeadávila ii	432	400	4 grupos reversibles	139,40	170	114.3	268
Moralets	204	227.7	3 grupos reversibles	86	30	17	45
Valdecañas	225	225	4 grupos reversibles	61	75	1446	7300
Guillena	210	210	3 grupos reversibles	307	34,4	2	22
Bolarque ii	239	208	4 grupos reversibles	267	100	5	63
Tanes	129,6	129,6	2 grupos reversibles	105	115	25.3	143
Valparaíso	67	67	2 grupos reversibles	48,5	58	162	1223
Montamara	96	88	2 grupos reversibles	626,38	8	1	8

Bao-puente bibey	285	64	4 grupos reversibles	356,6	22,7	238	820
Guijo de granadilla	52.8	52	1 grupo reversible	60	165,77	13	124
Santiago de jares	51.2	51	2 grupos reversibles	210	14	1	50
Pintado	14	14	1 grupo reversible	191,50	5	215	1050

Tabla 3: Centrales reversibles hidroeléctricas con toda la documentación técnica disponible. Fuentes: Elaboración propia con datos de BOE, s. f.; Endesa, s. f.; Enel, s. f.; Enel Green Power, 2022; Fundación Arquia, s. f.; Global Energy Monitor, s. f.; Naturgy, s. f.; Power Technology, s. f.; Prysmian Group, s. f.

3.2 Potencial solar

Este criterio es muy importante porque puede descartar lugares donde no hay suficiente irradiancia para instalar plantas fotovoltaicas flotantes. La cantidad de electricidad que produce una planta depende directamente de la luz solar que recibe, por eso, muchos proyectos consideran la cantidad de sol como uno de los factores más importantes para elegir la ubicación. Calcular cuánta luz solar mínima necesita una planta para ser rentable no es sencillo.

La irradiación global horizontal, también conocida por sus siglas “GHI” de la traducción al inglés, es la cantidad total de luz solar que llega a una superficie plana, y se usa normalmente como el mejor criterio para decidir dónde instalar una planta fotovoltaica. Esto incluye tanto la luz directa del sol como la luz que llega de forma difusa. Otra ventaja de usar este criterio es que los datos están disponibles fácilmente en todo el mundo gracias a aplicaciones como Meteonorm, PVGIS o SOLARGIS.

En este estudio se eligió un valor conservador mínimos de GHI de 1500-1800 kWh/m² anuales, para garantizar que las plantas sean económicamente viables. Esto significa que solo se considerarán los lugares donde la cantidad de sol promedio anual sea igual o superior a este valor.

A continuación, se muestra un mapa con los diferentes emplazamientos y la cantidad de luz solar que recibe cada zona en España, donde se ubican las plantas PHS.

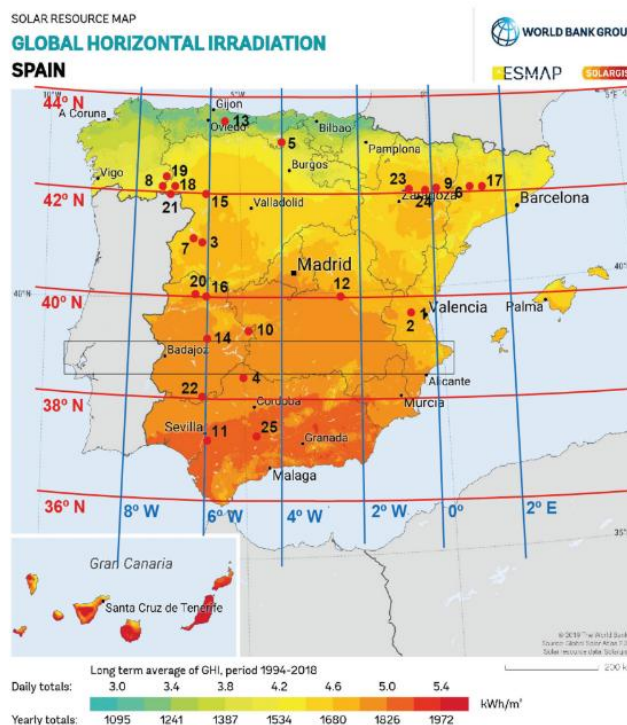


Figura 2: Mapa de la irradiación global horizontal. Fuente: Barbón et al., 2024

3.3 Análisis de consumo de las centrales hidroeléctricas

La generación de energía mediante módulos fotovoltaicos se produce únicamente durante las horas de sol, y la duración de este período varía según la estación del año. Por este motivo, resulta conveniente hibridar la tecnología fotovoltaica con centrales hidroeléctricas reversibles, de manera que la energía solar generada durante el día o bien pueda emplearse para alimentar el bombeo de agua en el caso de que esté en funcionamiento, o bien, pueda almacenarse y aprovecharse durante las horas pico o cuando sea necesario, como se muestra en la Figura 3

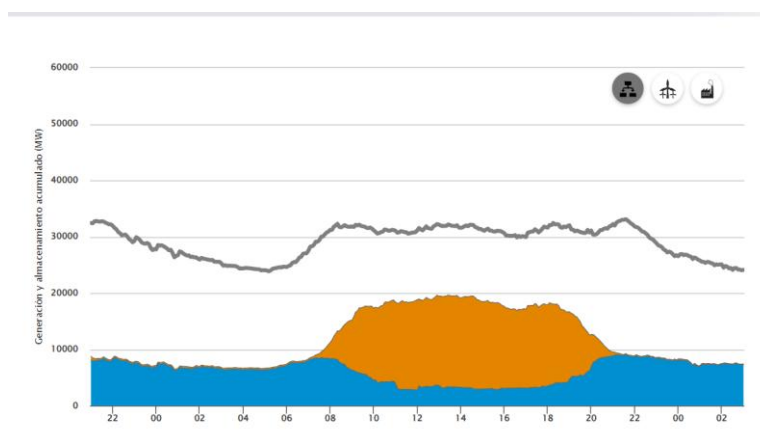


Figura 3: Perfil de generación diario día 07/05/2025 donde el color naranja es la solar y el azul la hidráulica. Fuente: Red Eléctrica de España, s.f.

Para este análisis se utilizan los datos técnicos de las centrales hidroeléctricas estudiadas, recogidos en este anexo, que servirán como base para el cálculo del consumo energético y la integración con la energía fotovoltaica.

3.3.1 Funcionamiento del sistema híbrido fotovoltaico-hidráulico

Dado que las horas reales de funcionamiento de las centrales reversibles son desconocidas y solo sabemos el tipo de ciclo que emplea cada una de ellas, realizamos una estimación de manera aproximada de los periodos de bombeo y generación considerando condiciones ideales.

CENTRAL	POTENCIA TURBINADO (MW)	POTENCIA BOMBEO (MW)	CICLO	SUPOSICION DE CICLO	TIEMPO BOMBEO DE CICLO
La muela ii	880	744	SEMANAL	3 días/semana x 6 horas	18 horas
Villarino	810	728	ESTACIONAL	4 meses/año x 5 horas	720 horas
Tajo de la encantada	380	360	DIARIO	4 horas	4 horas
Sallente	446	468	DIARIO	4 horas	4 horas
Aldeadávila ii	432	400	ESTACIONAL	4 meses/año x 5 horas	720 horas
Moralets	204	227.7	SEMANAL	3 días/semana x 6 horas	18 horas
Valdecañas	225	225	ESTACIONAL	4 meses/año x 5 horas	720 horas
Guillena	210	210	DIARIO	4 horas	4 horas
Bolarque (guadalajara) ii	239	208	DIARIO	4 horas	4 horas
Tanes (asturias)	129,6	129,6	DIARIO	4 horas	4 horas
Valparaíso (zamora)	67	67	ESTACIONAL	4 meses/año x 5 horas	720 horas
Montamara (lerida)	96	88	DIARIO	4 horas	4 horas
Bao-puente bibey	285	64	ESTACIONAL	4 meses/año x 5 horas	720 horas
Guijo de granadilla	52.8	52	DIARIO	4 horas	4 horas

Santiago de jares	51.2	51	ESTACIONAL	4 meses/año x 5 horas	720 horas
Pintado	14	14	ESTACIONAL	4 meses/año x 5 horas	720 horas

Tabla 4: Horas estimadas de funcionamiento por Ciclo. Fuente: Universidad de Cantabria, s.f.

La central de bombeo turbinará agua durante su ciclo correspondiente. Entonces, para que el depósito superior no se vacíe nunca, será necesario bombear el mismo volumen de agua que se turбина en todos los ciclos. Se procede a calcular la energía de bombeo del ciclo necesaria, pero antes se calcula la energía potencial que se turбина en cada ciclo.

La energía potencia almacenada en el depósito superior que da cobertura durante el ciclo al funcionamiento de las turbinas es la siguiente (Hutech, s.f.):

$$Energia_{teorica} = \frac{Q_t \times \rho \times g \times H_t \times t \times nt}{10^6} \quad [1]$$

Donde:

Energía teórica: Es la energía potencial en MWh.

Q_t es el caudal que circula por la turbina en m³/S

ρ Densidad del agua en kg/m³

g Aceleración de la gravedad en m/S²

H_t Salto de la turbina en m

t Tiempo de turbinado en horas

nt es el número de turbinas en funcionamiento

Suponiendo una densidad del agua de 997 kg/m³, una aceleración de 9,81 m/s² y que el rendimiento de la bomba es del 90% se puede sacar tanto la energía teórica y la energía de bombeo de cada planta:

CENTRAL	POTENCIA BOMBEO (MW)	Nº DE TURBINAS	SALTO (M)	CAUDAL BOMBEO (M³/S)	TIEMPO DE BOMBEO (H)	ENERGIA TEORICA TOTAL POR CICLO (MWH)	ENERGIA DE BOMBEO TOTAL POR CICLO (MWH)
La muela ii	744,00	3,00	524,00	36,00	18,00	9963,04	11070,04
Villarino	728,00	6,00	140,00	202,00	720,00	1194888,32	1327653,69
Tajo de la encantada	360,00	4,00	381,00	24,50	4,00	1460,75	1623,05
Sallente	468,00	4,00	400,70	24,00	4,00	1504,92	1672,14
Aldeadávila ii	400,00	4,00	139,40	170,00	720,00	667526,25	741695,83
Moralets	227,7	3,00	86,00	30,00	18,00	1362,63	1514,03
Valdecañas	225,00	4,00	61,00	75,00	720,00	128868,79	143187,54
Guillena	210,00	3,00	307,00	34,40	4,00	1239,49	1377,21
Bolarque ii (guadalajara)	208,00	4,00	267,00	100,00	4,00	4178,26	4642,51
Tanes (asturias)	129,60	2,00	105,00	115,00	4,00	944,80	1049,78
Valparaíso (zamora)	67,00	2,00	48,50	58,00	720,00	39618,35	44020,39
Montamara (lerida)	88,00	2,00	626,38	8,00	4,00	392,09	435,65
Bao-puente bibey	64,00	4,00	356,60	22,70	720,00	228015,23	253350,25
Guijo de granadilla	52,00	1,00	60,00	165,77	4,00	389,12	432,35
Santiago de jares	51,00	2,00	210,00	14,00	720,00	41407,02	46007,80
Pintado	14,00	1,00	191,50	5,00	720,00	6742,72	7491,92

Tabla 5: Análisis de consumo de las centrales hidroeléctricas. Fuente: Elaboración propia

3.4 Datos meteorológicos de los emplazamientos

NOMBRE	GHI ANUAL(KWH/M²)	T.AMBIENTE(°C)	T. CÉLULA (°C)	PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD (KWH/M² ANUAL)
La muela i	1705.0	14.44	39.26	316.04
La muela ii	1705.0	14.44	39.26	316.04
Villarino	1690.8	12.46	36.68	315.02
Tajo de la encantada	1735.0	17.03	42.89	318.44
Sallente	1670.3	4.41	25.34	310.20
Aldeadávila ii	1692.5	13.58	30.14	176.31
Moralets	1651.6	4.13	21.15	245.28
Valdecañas	1735.6	16.91	37.37	318.03
Guillena	1827.0	19.23	41.60	333.79
Bolarque ii	1706.6	14.42	34.57	314.20
Tanes	1258.8	12.89	27.17	199.16
Torrejón	1748.5	16.92	37.28	315.97
Valparaíso	1655.3	12.41	32.83	308.41
Gabriel y galán	1754.4	16.54	34.51	322.54
Montamara	1645.1	10.98	29.09	258.22
Bao-puente bibey	1574.2	12.81	30.51	288.31
Guijo de granadilla	1753.7	16.48	36.82	321.63
Santiago de jares	1548.5	13.44	30.89	278.90
Pintado	1828.8	18.14	39.41	330.50

Tabla 6: Datos meteorológicos de los emplazamientos. Fuente: Barbón et al., 2024

3.5 Superficie útil en embalse para fotovoltaica flotante

Otro de los aspectos clave para la hibridación de una central hidroeléctrica reversible con energía solar es la disponibilidad de superficie para la instalación fotovoltaica. Esta superficie puede encontrarse tanto en terrenos próximos a la infraestructura hidráulica como en el propio embalse superior mediante

tecnología flotante. En este estudio, se da prioridad a la solución flotante, debido a sus múltiples ventajas técnicas, ambientales y operativas.

La instalación flotante sobre el embalse permite aprovechar superficies ya artificializadas, evitando la ocupación de suelo rústico o protegido, lo que reduce los conflictos de uso del terreno y simplifica la tramitación administrativa. Desde el punto de vista técnico, la presencia del agua actúa como elemento refrigerante, aumentando la eficiencia de los módulos fotovoltaicos, y contribuye a reducir la evaporación del embalse al cubrir parcialmente la lámina de agua.

La relación entre volumen de agua y superficie del embalse es un factor determinante para la planificación de los paneles flotantes. Aunque un embalse pueda disminuir su volumen hasta el 15% restante, correspondiente al volumen muerto, la superficie ocupada por el agua disponible, no se reduce proporcionalmente. Esto se debe a que el volumen muerto se concentra en la parte más baja, donde la pendiente del embalse es menor, y la disminución de área superficial es limitada. Por esta razón, en este estudio se considera condiciones optimistas en las que la superficie útil disponible para la fotovoltaica flotante representa aproximadamente un 60% de la superficie máxima del embalse.

Para realizar una primera estimación del potencial solar de cada emplazamiento, la guía de buenas prácticas de *SolarPower Europe (2023)* considera una densidad estándar de instalación de 1 MWp por hectárea en plataformas flotantes. Además, se adopta un aprovechamiento de entre el 5% y el 15% de la superficie del embalse, según su estado trófico (*Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2024*).

Se ha decidido seleccionar los depósitos o reservorios superiores de las centrales para la implementación de la Planta Fotovoltaica Flotante, debido a sus ventajas significativas en términos de instalación y operación. Según Gacu et al. (2023), las áreas elevadas reciben una mayor cantidad de radiación solar, aumentando la producción energética potencial. Asimismo, se recomienda priorizar los terrenos alrededor de la superficie embalsada, con pendientes inferiores al 11% para minimizar pérdidas por sombreado, mientras que pendientes superiores al 4% suelen tener menor prioridad (Jerome G et al., 2023; F. Chen Jong y M. Mohamud Ahmed, 2024). Por otra parte, la batimetría de estos embalses es predecible y controlable, lo que proporciona ventajas adicionales.

A continuación, se contempla el volumen y las áreas disponibles en cada embalse, considerando que el volumen de agua puede disminuir hasta el 15%, y que la superficie útil se estima hasta un 60% de la máxima, lo que permite evaluar de manera realista el potencial de instalación de la fotovoltaica flotante en cada caso.

CENTRAL	VOLUMEN		SUPERFICIE	
	EMBALSE	VOLUMEN	EMBALSE	AREA UTIL
	SUPERIOR	MINIMO (HM3)	SUPERIOR	(HA)
	(HM³)		(HA)	
La muela ii	23	3,45	115	69
Villarino	2649	397,35	8650	5190
Tajo de la encantada	3162	474,3	1493	895,8
Sallente	3	0,45	25,8	15,48
Aldeadávila ii	114,3	17,145	268	160,8
Moralets	17	2,55	45	27
Valdecañas	1446	216,9	7300	4380
Guillena	2	0,3	22	13,2
Bolarque ii (guadalajara)	5	0,75	63	37,8
Tanes (asturias)	25,3	3,795	143	85,8
Valparaíso (zamora)	162	24,3	1223	733,8
Montamara (lerida)	1	0,15	8	4,8
Bao-puente bibey	238	35,7	820	492
Guijo de granadilla	13	1,95	124	74,4
Santiago de jares	1	0,15	50	30
Pintado	215	32,25	1050	630

Tabla 7: Volumen y áreas disponibles de cada embalse. Fuente: Elaboración propia

3.6. Evaluación de la compatibilidad de los emplazamientos con energía fotovoltaica

3.6.1 Superficie disponible para instalaciones fotovoltaicas flotantes

Es necesario considerar cómo los consumos estimados de los diferentes emplazamientos condicionan la capacidad de integración de energía fotovoltaica. En primer lugar, el consumo diario de bombeo de cada central constituye un límite natural a la energía que puede ser suministrada por la fotovoltaica y el sistema de almacenamiento (BESS). Instalar más potencia fotovoltaica de la necesaria no tendría sentido, ya que la central solo puede aprovechar un volumen concreto de energía para el bombeo, además de que se ha planteado el sistema fotovoltaico para autoconsumo con vertido 0.

En segundo lugar, existe un limitante físico derivado de la superficie disponible en el embalse superior, ya que en este caso se trata de instalaciones fotovoltaicas flotantes. La potencia máxima instalable depende de la extensión del embalse.

Un tercer aspecto a considerar es el tiempo de bombeo por turbina, que se utiliza como indicador de lógica operativa. Para la integración del sistema híbrido, se puede aceptar, como máximo, que el tiempo de bombeo aumente hasta un 25 % respecto al valor actual, garantizando así que la operación siga siendo viable sin comprometer la infraestructura existente.

En la siguiente tabla se muestran los principales parámetros calculados para las centrales analizadas, incluyendo tanto el consumo de bombeo como la potencia fotovoltaica máxima que podría instalarse en función de la superficie disponible. De esta manera, la potencia fotovoltaica máxima que se puede instalar en cada emplazamiento queda condicionada tanto por el consumo de bombeo como por la superficie disponible para los paneles solares.

CENTRAL	POTENCIA BOMBEO (MW)	Nº DE TURBINAS	TIEMPO BOMBEO (H)	ENERGIA DE BOMBEO TOTAL/CICLO (MWH)	ENERGIA BOMBEO BOMBA/CICLO (MWH)	AREA UTIL (HA)	POTENCIA MAX FOTOVOLTAICA (MW)	TIEMPO DE BOMBEO CON FOTOVOLTAICA POR BOMBA (H)	TIEMPO BOMBEO MAX PERMITIBLE(H)	¿VIABILIDAD DE LA PLANTA SOLAR?
La muela ii	744,00	3,00	18,00	11070,04	3690,01	69,00	69,00	53,48	22,50	NO
Villarino	728,00	6,00	720,00	1327653,69	221275,62	5190,00	5190,00	42,63	900,00	SI
Tajo de la encantada	360,00	4,00	4,00	1623,05	405,76	895,80	895,80	0,45	5,00	SI
Sallente	468,00	4,00	4,00	1672,14	418,03	15,48	15,48	27,00	5,00	NO
Aldeadávila ii	400,00	4,00	720,00	741695,83	185423,96	160,80	160,80	1153,13	900,00	NO
Moralets	227,7	3,00	18,00	1514,03	504,68	27,00	27,00	18,69	22,50	SI
Valdecañas	225,00	4,00	720,00	143187,54	35796,89	4380,00	4380,00	8,17	900,00	SI
Guillena	210,00	3,00	4,00	1377,21	459,07	13,20	13,20	34,78	5,00	NO
Bolarque ii (guadalajara)	208,00	4,00	4,00	4642,51	1160,63	37,80	37,80	30,70	5,00	NO
Tanes (asturias)	129,60	2,00	4,00	1049,78	524,89	85,80	85,80	6,12	5,00	NO
Valparaíso (zamora)	67,00	2,00	720,00	44020,39	22010,19	733,80	733,80	29,99	900,00	SI
Montamara (lerida)	88,00	2,00	4,00	435,65	217,83	4,80	4,80	45,38	5,00	NO
Bao-puente bibey	64,00	4,00	720,00	253350,25	63337,56	492,00	492,00	128,73	900,00	SI
Guijo de granadilla	52,00	1,00	4,00	432,35	432,35	74,40	74,40	5,81	5,00	NO
Santiago de jares	51,00	2,00	720,00	46007,80	23003,90	30,00	30,00	766,80	900,00	SI
Pintado	14,00	1,00	720,00	7491,92	7491,92	630,00	630,00	11,89	900,00	SI

Tabla 8: Parámetros de las centrales hidroeléctricas reversibles y viabilidad de plantas solar. Fuente: Elaboración propia

Al analizar los resultados obtenidos, se observa que el principal factor que condiciona la viabilidad de la integración fotovoltaica en las centrales hidroeléctricas reversibles es el tiempo de bombeo. En muchas instalaciones, aunque la superficie del embalse y la potencia de bombeo podrían permitir cierta capacidad fotovoltaica, la incorporación de esta energía adicional provoca un incremento excesivo del tiempo de bombeo. Por ejemplo, centrales como La Muela II, Sallente, Moralets, Guillena, Bolarque II, Tanes, Guijo de Granadilla y Santiago de Jares presentan un tiempo de bombeo con fotovoltaica muy superior al límite máximo permitido, lo que hace inviable su operación en condiciones seguras y eficientes. A pesar de la disponibilidad de superficie y potencia, el sistema hidráulico no podría absorber la energía generada sin comprometer la operativa normal de la planta.

En otros casos, como Aldeadávila II y Montamara, se observa un comportamiento similar. Aunque cuentan con embalses amplios y consumo de bombeo elevado, el tiempo de bombeo proyectado con la incorporación de energía fotovoltaica excede ampliamente el límite establecido, haciendo que la integración del sistema híbrido resulte inviable. Esto pone de manifiesto que la simple existencia de espacio para paneles solares o capacidad hidráulica suficiente no garantiza la viabilidad, ya que el factor operativo del tiempo de bombeo es determinante.

Por otro lado, algunas centrales muestran condiciones adecuadas para la integración fotovoltaica. Villariño, Tajo de la Encantada, Valdecañas, Bao-Puente Bibey y Pintado destacan por mantener el tiempo de bombeo proyectado con fotovoltaica dentro del límite máximo permitido, al mismo tiempo que cuentan con suficiente superficie para instalar la potencia necesaria. En estas instalaciones, la energía generada por los paneles solares puede ser efectivamente utilizada para el bombeo, lo que hace viable la operación del sistema híbrido y permite optimizar tanto la generación como el almacenamiento energético.

En general, este análisis demuestra que la viabilidad de instalar sistemas híbridos fotovoltaico-hidroeléctrico no depende únicamente de la superficie disponible o de la capacidad de bombeo de la central, sino que el tiempo de bombeo actúa como el factor limitante principal. Las centrales más adecuadas combinan un tiempo de bombeo razonable con suficiente espacio para paneles solares, permitiendo así aprovechar al máximo la energía fotovoltaica sin comprometer la operación normal de la planta. Como resultado de este análisis, se descartan las centrales que no cumplen con los criterios de tiempo de bombeo y capacidad de integración, quedando únicamente disponibles para su consideración las plantas que se muestran en la siguiente tabla.

CENTRAL	POTENCIA	Nº DE TURBINAS	TIEMPO	ENERGIA	ENERGIA	AREA UTIL (HA)	POTENCIA	TIEMPO DE
	BOMBEO (MW)		DE BOMBEO (H)	BOMBEO TOTAL CICLO (MWH)	BOMBEO BOMBA- CICLO (MWH)		MAX FV (MW)	BOMBEO CON FV BOMBA (H)
Villarino	728,00	6,00	720,00	1327653,69	221275,62	5190,00	5190,00	42,63
Tajo de la encantada	360,00	4,00	4,00	1623,05	405,76	895,80	895,80	0,45
Moralets	227,7	3,00	18,00	1514,03	504,68	27,00	27,00	18,69
Valdecañas	225,00	4,00	720,00	143187,54	35796,89	4380,00	4380,00	8,17
Valparaíso (zamora)	67,00	2,00	720,00	44020,39	22010,19	733,80	733,80	29,99
Bao-puente bibey	64,00	4,00	720,00	253350,25	63337,56	492,00	492,00	128,73
Santiago de jares	51,00	2,00	720,00	46007,80	23003,90	30,00	30,00	766,80
Pintado	14,00	1,00	720,00	7491,92	7491,92	630,00	630,00	11,89

Tabla 9: Centrales seleccionadas para integración fotovoltaica. Fuente: Elaboración propia

3.6.2 Evaluación de la viabilidad de las plantas solares según su tamaño

Además de los criterios previamente analizados sobre la viabilidad de la planta solares, es necesario considerar la magnitud de la planta fotovoltaica requerida para complementar la operación de bombeo. En algunas centrales, para cubrir incluso parcialmente la demanda energética del bombeo, sería necesario instalar una capacidad fotovoltaica tan elevada que resultaría poco práctica desde el punto de vista técnico, económico y de gestión. Un ejemplo destacado de una planta solar flotante de gran escala es la Huainan Floating Solar Farm, ubicada en la ciudad de Huainan, en la provincia de Anhui, China. Esta instalación tiene una capacidad instalada de 150 MW, lo que la convierte en una de las más grandes del mundo. Cubre un área de aproximadamente 1.223 hectáreas y se estima que produce suficiente energía para abastecer a más de 94.000 hogares. Instalar una planta solar flotante de dimensiones similares en una central hidroeléctrica no es viable debido a limitaciones de espacio, costes y eficiencia operativa. Por este motivo, se establece un criterio de filtrado basado en el tamaño máximo de la planta solar. Por operatividad y viabilidad, centrales cuya integración fotovoltaica flotante superen los 40 MW, se consideran inviables y se eliminan del análisis, mientras que aquellas con plantas solares dentro de

límites razonables se mantienen como opciones. De esta manera, se garantiza que las soluciones híbridas propuestas sean no solo técnicamente posibles, sino también económicamente y operativamente sostenibles.

En resumen, las centrales hidroeléctricas restantes son solo dos de ellas:

CENTRAL	POTENCIA BOMBEO (MW)	Nº DE TURBINAS	TIEMPO DE BOMBEO (H)	ENERGIA BOMBEO TOTAL CICLO (MWH)	ENERGIA BOMBEO BOMBA CICLO (MWH)	AREA UTIL (HA)	POTENCIA MAX FV (MW)	TIEMPO DE BOMBEO CON FV BOMBA (H)	¿VIABILIDAD DE LA PLANTA SOLAR?
Moralets	227.7	3,00	18,00	1514,03	504,68	27,00	27,00	18,69	SI
Santiago de jares	51,00	2,00	720,00	46007,80	23003,90	30,00	30,00	766,80	SI

Tabla 10: Centrales hidroeléctricas viables según su tamaño. Fuente: Elaboración propia

4. RESULTADOS Y COMPARATIVA

Tras aplicar los criterios definidos en este anexo, únicamente dos centrales hidroeléctricas reversibles se consideran aptas para la integración del sistema: Moralets y Santiago de Jares. A continuación, se realiza la comparación de estas dos plantas:

4.1 Potencia de bombeo y tiempo de operación

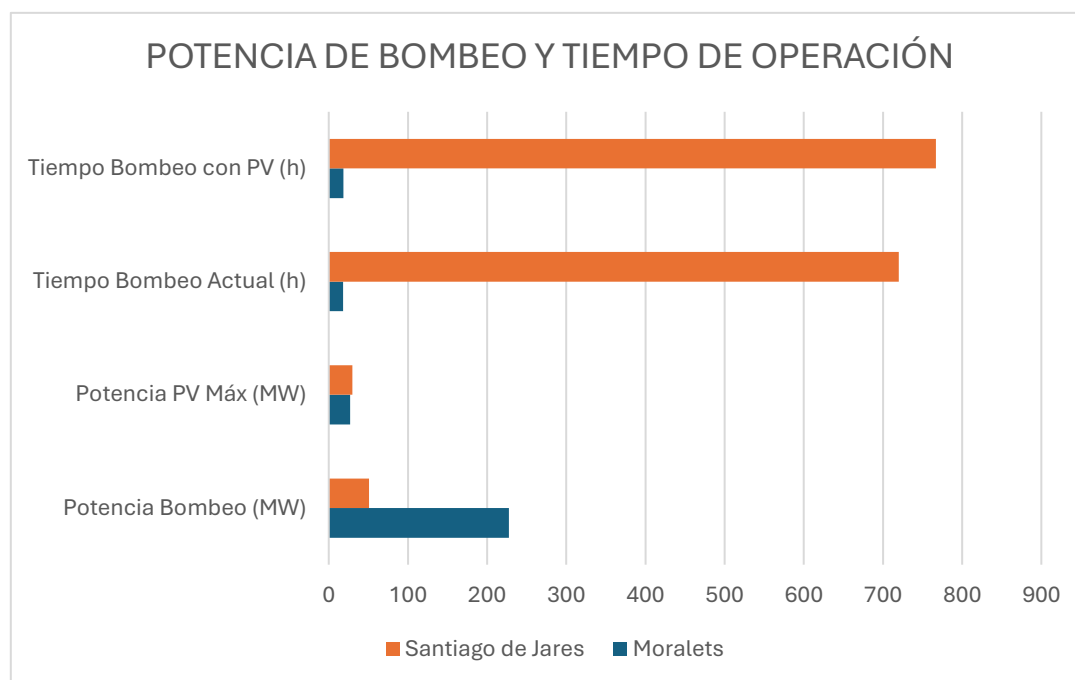


Figura 4: Potencia de bombeo y tiempo de operación. Fuente: Elaboración propia

Como se muestra en la Figura 4 la central de Moralets cuenta con una potencia de bombeo de 227,7 MW distribuida en 3 turbinas, con un tiempo de bombeo actual de 18 h por ciclo. La incorporación de energía fotovoltaica aumentaría ligeramente el tiempo de bombeo a 18,69 h, manteniéndose dentro del límite máximo permitido de 22,5 h, lo que garantiza la viabilidad operativa.

Mientras que Santiago de Jares con una potencia de bombeo de 51 MW y 2 turbinas, el tiempo de bombeo actual es de 720 h por ciclo. La adición de fotovoltaica elevaría el tiempo a 766,8 h, todavía dentro del límite máximo de 900 h, pero con un ciclo operativo mucho más prolongado que Moralets, lo que podría limitar la flexibilidad ante variaciones en la demanda de bombeo.

4.2 Superficie útil y potencia fotovoltaica

Ambas centrales presentan espacio suficiente para la instalación del sistema y muy similares, Moralets tiene una superficie disponible de 27 ha y Santiago de Jares de 30 ha.

4.3 Potencia solar

La central de Moralets presenta una irradiación global horizontal anual de 1651,6 kWh/m² con una producción estimada anual de 245,28 kWh/m², mientras que en Santiago de Jares la irradiación es algo menor, de 1548,5 kWh/m², pero con una producción estimada anual ligeramente superior de 278,9 kWh/m²; esta diferencia se explica porque, aunque Moralets recibe más radiación solar, Santiago de Jares obtiene un mayor rendimiento por módulo, probablemente asociado a condiciones de temperatura media más favorables y a la orientación del embalse.

4.4 Integración de baterías

La instalación de sistemas de almacenamiento en baterías (BESS) en las proximidades de las centrales hidroeléctricas de Moralets y Santiago de Jares es viable.

La central de Moralets se encuentra en una zona accesible por carretera y fuera de áreas protegidas, con terrenos disponibles cercanos.

Por su parte, la central de Santiago de Jares se ubica en un área rural también accesible por carretera y libre de restricciones ambientales.

4.5 Resumen

PARÁMETRO	MORALETTS	SANTIAGO DE JARES	COMENTARIO
-----------	-----------	-------------------	------------

Potencia de bombeo (mw)	227,7	51	Moralets permite mayor bombeo en menor tiempo
Nº DE TURBINA	3	2	-
Tiempo de bombeo actual (h)	18	720	Ciclo mucho más corto en Moralets ya que es semanal no estacional
Tiempo de bombeo con pv (h)	18,69	766,8	Moralets mantiene flexibilidad operativa
Área útil para pv (ha)	27	30	Similar, suficiente para instalación flotante
Potencia máxima pv (mw)	27	30	Limitadas por superficie disponible
Irradiación gh (kwh/m²)	1651,6	1548,5	Moralets ligeramente superior
Viabilidad de bess	Sí	Sí	
Viabilidad de integración	Alta	Media	Moralets más eficiente y flexible

Tabla 11: Resumen de la selección final. Fuente: Elaboración propia

En resumen, la central de Moralets presenta ventajas claras frente a Santiago de Jares para la integración de un sistema híbrido fotovoltaico-hidráulico con almacenamiento en baterías. Aunque ambas centrales cuentan con áreas útiles similares para la instalación flotante de paneles solares y una potencia máxima de PV comparable, Moralets destaca por su ciclo de bombeo significativamente más corto, de 18 horas frente a 720 horas. La integración de la planta fotovoltaica apenas incrementa el tiempo de bombeo en Moralets, manteniendo su eficiencia, mientras que en Santiago de Jares el aumento es más pronunciado, limitando la operación. Además, Moralets cuenta con una irradiación ligeramente superior, optimizando la generación solar, y requiere un sistema de baterías de tamaño moderado, mientras que Santiago de Jares necesita un BESS más robusto debido a su ciclo estacional más largo. En conjunto, estas características hacen que Moralets sea la opción más viable.

5. CARACTERISTICAS TECNICAS DEL EMPLAZAMIENTO SELECCIONADO: MORALETS

5.1 Introducción

La central de bombeo reversible de Moralets se construyó para aprovechar el gran desnivel entre los embalses de Llauset (superior) y Baserca (inferior) en el Pirineo aragonés. El embalse de Llauset fue recrecido artificialmente en 1983, convirtiéndose en el depósito superior de la central. Moralets está diseñada en el 1985 para operar mediante un ciclo semanal, bombeando agua en horas de baja

demanda y turbinando en horas punta, optimizando así la producción energética según las necesidades de la red eléctrica.



Figura 5: Central hidroeléctrica de Moralets 1/2. Fuente: Fundación Arquia, (s. f.).

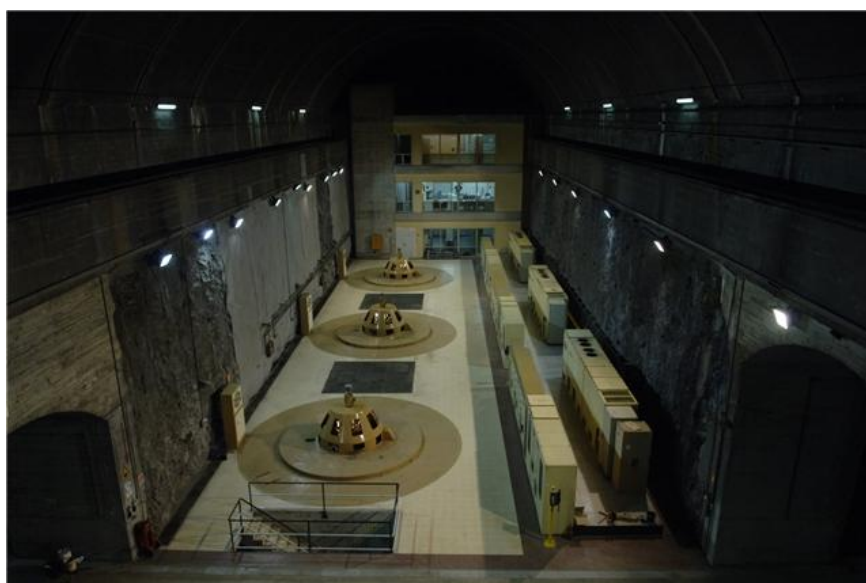


Figura 6: Central hidroeléctrica de Moralets 1/2. Fuente: Fundación Arquia, (s. f.).

La central de bombeo de Moralets de aproximadamente 200 MW de potencia, utiliza el desnivel existente entre ambos embalses, disponiendo de tres grupos binarios turbina-bomba (Figura 7), alternador-motor.

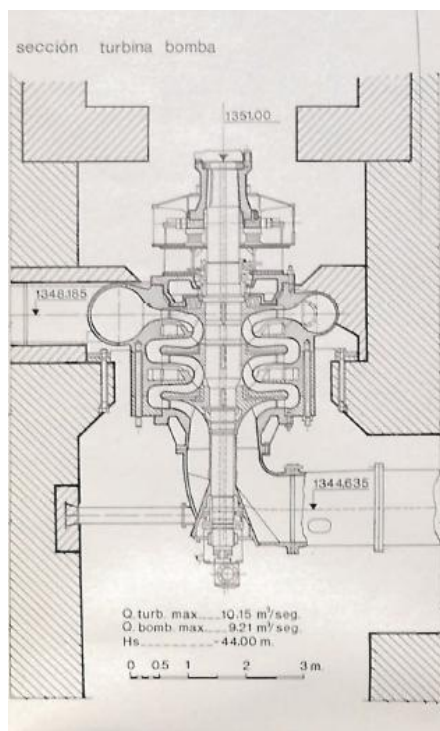


Figura 7: Grupo turbina-bomba central de Moralets. Fuente: Fundación Arquia, (s. f.).

En el circuito hidráulico del salto de Moralets existe una galería de presión de 3600 m de longitud, la chimenea de equilibrio de tipo bicámara con pozo de enlace y la tubería forzada que se ubica en una galería inclinada de 45° de, aproximadamente, un kilómetro de longitud.

La presa es de tipo bóveda, diseñada para regular el caudal de una cuenca con una superficie de aportación de 7,60 km². El embalse resultante ocupa una superficie de 0,44 km², con un volumen útil de 13,70 hm³ y un volumen total de 16,50 hm³, permitiendo almacenar y gestionar eficientemente el recurso hídrico.

La cota de coronación de la presa se sitúa en 2.192,00 m, mientras que el nivel máximo ordinario del embalse es de 2.191,50 m, y el nivel mínimo de explotación se establece en 2.150,00 m. La longitud de coronación alcanza 300,00 m, y la altura total desde los cimientos es de 89,00 m, garantizando la estabilidad y seguridad de la estructura.

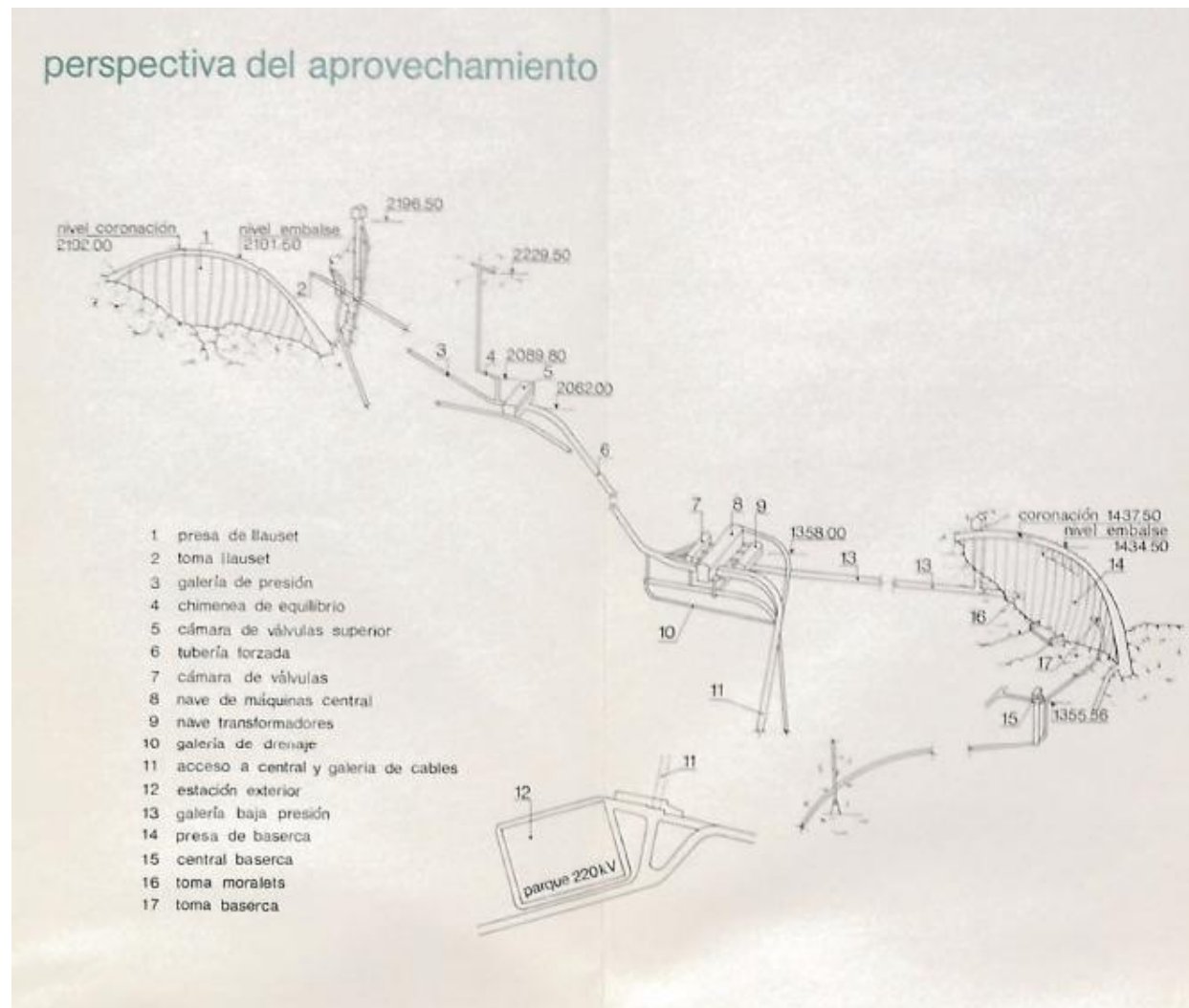


Figura 8: Esquema Central Hidroeléctrica Reversible Moralets. Fuente: Fundación Arquia, (s. f.).

El volumen de hormigón utilizado en la presa asciende a 220.000 m³, reflejando la magnitud y robustez de la obra. A continuación, se presentan las representaciones gráficas de la presa: planta, perfil y sección transversal, que permiten apreciar con detalle sus dimensiones y características.

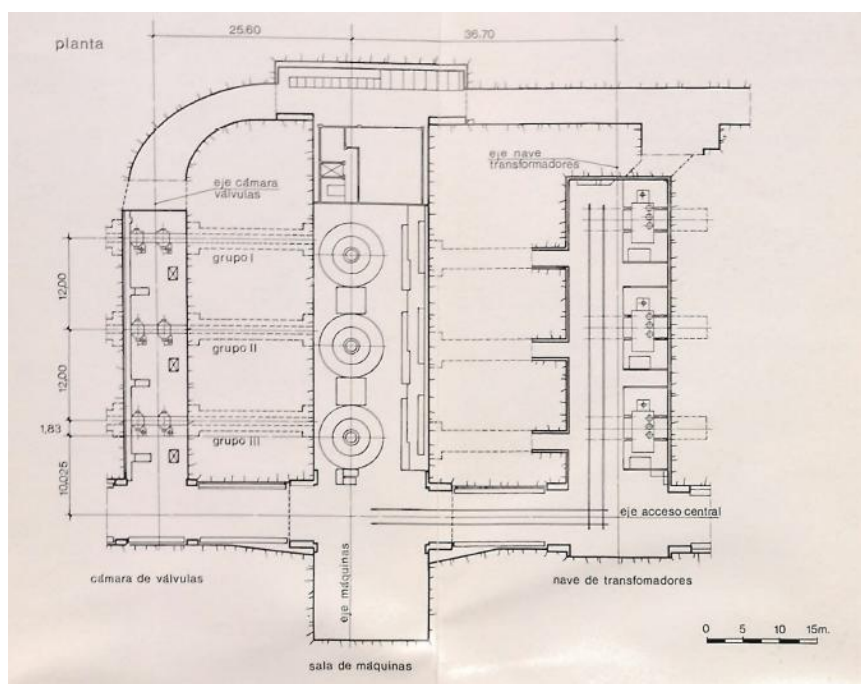


Figura 9: Planta Central Hidroeléctrica Reversible Moralets. Fuente: Fundación Arquia, (s. f.)

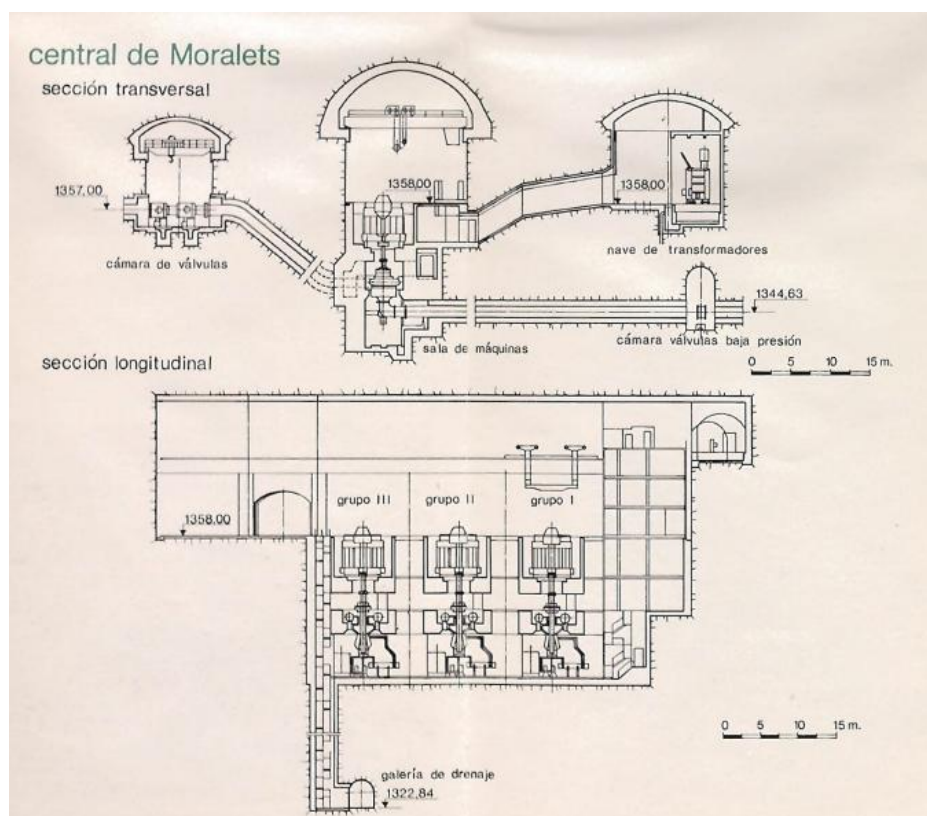


Figura 10: Sección transversal y longitudinal Central Hidroeléctrica Reversible Moralets. Fuente: Fundación Arquia, (s. f.).

5.2 Localización y accesibilidad del emplazamiento

El complejo hidroeléctrico este situado en la cabecera del río Noguera Ribagorzana en los Pirineos Aragonés, está constituido por los embalses de Llauset (cota 2.191) y el embalse de Baserca (1.315, en el río Noguera Ribagorzana). Se encuentra en el parque natural de Posets-Maladeta en la comarca de Ribagorza, entre Huesca y Lérida. Las coordenadas son 42.56991948481508, 0.7567285112298425.

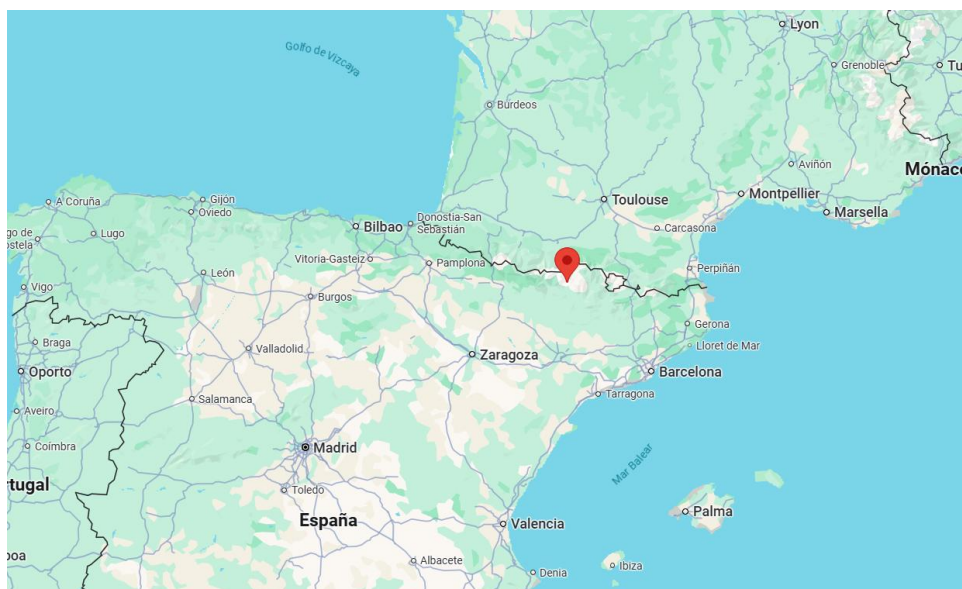


Figura 11: Emplazamiento Moralets 1/3. Fuente: Google Maps (s.f.)

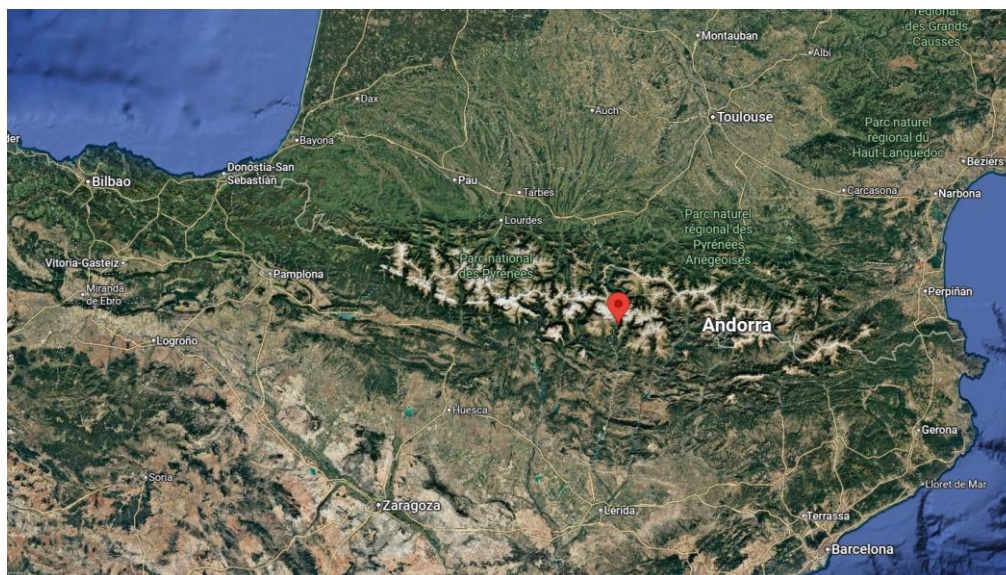


Figura 12: Emplazamiento Moralets 2/3. Fuente: Google Maps (s.f.)

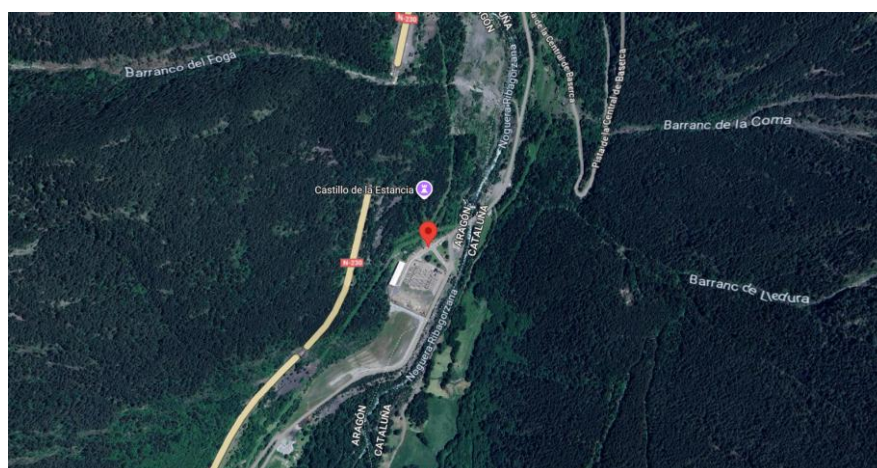


Figura 13: Emplazamiento Moralets 3/3. Fuente: Google Maps (s.f.)

5.3 Características de la central hidroeléctrica de Moralets

CARACTERISTICAS DEL SALTO DE MORALETS		
Galerías y tuberías	Galería de presión	Longitud: 3600 m, Diámetro: 4,90 m
	Tubería forzada	Longitud: 1.050 m Diámetro medio 2,65 m
	Galería de baja presión	Longitud: 620 m, Diámetro interior 4,90 m
Desniveles aprovechados	Salto útil	86 m
Central hidroeléctrica	Grupos	3 Ud.
	Tipo de turbina	Turbina-bomba vertical (3 etapas)
	Caudal	
	Potencia nominal aparente	82 MVA
	Factor de potencia nominal (cas, p)	0,9
	Velocidad de rotación sincrónica	750 r.p.m.
	Velocidad de embalamiento	1040 r.p.m.
	Velocidad máxima instantánea	1150 r.p.m.
	Frecuencia nominal	50 Hz
	Tensión nominal alternador-motor	15,50 kV
	Intensidad nominal alternador-motor	3054 A
Transformadores (3 Ud.)	Media tensión	15,50 kV, Arrollamiento M.T., Intensidad 82 A
	Alta tensión	220 kV, Arrollamiento A.T., Conexión estrella
	Potencia nominal	82 MVA

Tabla 12: Características de la central Moralets. Fuente: Fundación Arquia, (s. f.)

5.4 Características embalse Llauset

Parámetro	Valor
Tipo de presa	Bóveda
Superficie de cuenca de aportación	7,60 km ²
Superficie del embalse	0,44 km ²
Volumen útil del embalse	13,70 Hm ³
Volumen total del embalse	16,50 Hm ³
Cota de coronación	2.192,00 m
Nivel máximo del embalse ordinario	2.191,50 m
Nivel mínimo de explotación	2.150,00 m
Longitud de coronación	300,00 m
Altura total desde cimientos	89,00 m
Volumen de hormigón en la presa	220.000 m ³

Tabla 13: características del embalse de Llauset. Fuente: Fundación Arquia, (s. f.)

5.5 Consumos de bombeo y operación

Parámetro	Moralets
Potencia bombeo (MW)	227,7
Nº de turbinas	3,00
Salto (m)	86,00
Caudal bombeo (m ³ /s)	30,00
Tipo de ciclo	Semanal
Tiempo de bombeo (h)	18,00
Energía teórica total por ciclo (MWh)	1362,63
Energía de bombeo total por ciclo (MWh)	1514,03
Energía de bombeo por bomba por ciclo (MWh)	504,68
Área útil (ha)	27,00
Potencia máxima fotovoltaica (MW)	27,00
Tiempo de bombeo con la fotovoltaica por bomba (h)	18,69

Tabla 14: Consumos de bombeo y operación de Moralets.)

5.6 Superficie útil del embalse superior Llauset

CARACTERÍSTICA	VALOR
Volumen embalse superior (hm ³)	17
Volumen mínimo (hm ³)	2,55
Superficie embalse superior (ha)	45
Área útil (ha)	27

Tabla 15: Superficie útil del embalse superior



Tabla 16: Embalse de Llauset. Fuente: Google Maps (s.f.)

6. BIBLIOGRAFÍA

Barbón, A., Rodríguez-Fernández, C., Bayón, L., & Aparicio-Bermejo, J. (2024). Evaluating the potential of floating photovoltaic plants in pumped hydropower reservoirs in Spain. *Electronics*, 13(5), 832.

BOE. (2022). Resolución de autorización de la ampliación de la subestación Tajo de la Encantada. BOE-A-2022-16174. <https://www.boe.es/boe/dias/2022/10/04/pdfs/BOE-A-2022-16174.pdf>

BOE. (s.f.). Boletín Oficial del Estado. <https://www.boe.es/>

Diario Segre. (2024, julio 15). Endesa reactiva la ampliación de la central reversible de Moralets tras renunciar en 2018. https://www.segre.com/es/comarcas/250715/endesa-reactiva-la-ampliacion-de-la-central-reversible-de-moralets-tras-renunciar-en-2018_894856.html

Enel. (s.f.). Enel Green Power. <https://www.enelgreenpower.com/es>

Enel Green Power. (archivado 2022). España – Tajo de la Encantada. <https://web.archive.org/web/20220630142731/https://www.enelgreenpower.com/es/paises/europa/espana>

Endesa. (s.f.). Endesa Energía. <https://www.endesa.com/>

Excel. (s.f.). Microsoft Excel.

Fernández Pérez, Á. (2022). Análisis técnico-económico de una central hidroeléctrica reversible en el Pirineo catalán [Trabajo de grado, Universitat Politècnica de Catalunya]. <https://upcommons.upc.edu/server/api/core/bitstreams/3933cf45-50dc-4468-b12c-9c601a50b517/content>

FCC Construcción. (s.f.). Central hidroeléctrica de La Muela II, Valencia. <https://www.ciudadfcc.com/-/central-hidroelectrica-de-la-muela-ii-valencia>

Fundación Arquia. (s.f.). Central Hidroeléctrica Moralets – Baserca. En Red FQ – Registro Endesa. Fundación Arquia Fundazioa. Recuperado el 6 de septiembre de 2025, de https://fundacion.arquia.com/eu-es/red-fq/registro-endesa/p/Realizaciones/Ficha/6656?searchquery=q%3D%26f_ix_catalog%3Dareaprofesional.redfq.directorio_realizaciones%26f_tiporegistro%3DEndesa%26f_tipoficha%3Drecurso&backurl=%2Feu-es%2Fred-fq%2Fregistro-endesa%2Fexplora%2F

Fundación Arquia. (s. f.). Central reversible Moralets-Montamara. Registro Endesa. https://fundacion.arquia.com/eu-es/red-fq/registro-endesa/p/Realizaciones/Ficha/6656?searchquery=q%3D%26f_ix_catalog%3Dareaprofesional.redfq.directorio_realizaciones%26f_tiporegistro%3DEndesa%26f_tipoficha%3Drecurso&backurl=%2Feu-es%2Fred-fq%2Fregistro-endesa%2Fexplora%2F

Global Energy Monitor. (s. f.). Moralets hydroelectric plant. GEM Wiki. https://www.gem.wiki/Moralets_hydroelectric_plant

Global Solar Atlas. (s.f.). Global Solar Atlas. <http://globalsolaratlas.info>

Google Maps. (s.f.). Google Maps. <https://www.google.com/maps>

Hutech. (s.f.). Fundamentos básicos de hidráulica (3 de 5). <https://www.hutech.es/single-post/fundamentos-b%C3%A1sicos-de-hidr%C3%A1ulica-3-de-5>

Iberdrola. (s.f.). Iberdrola: Energía renovable y sostenible. <https://www.iberdrola.com/>

Iberdrola España. (s.f.). Cuenca del Tormes: energía hidroeléctrica desde el corazón del Duero. <https://www.iberdrolaespana.com/conocenos/lineas-negocios/energia-hidroelectrica/cuenca-tormes>

¡Agua (archivado 2022). Ficha de la presa Tajo de la Encantada – contraembalse. <https://web.archive.org/web/20220705150058/https://www.iaqua.es/data/infraestructuras/presas/tajo-encantada-contraembalse>

Ingenieros Civiles. (2022). Grandes infraestructuras: la presa de Almendra. <https://ingenieros-civiles.es/actualidad/actualidad/1/1088/grandes-infraestructuras-la-presa-de-almendra>

Iprocel. (s. f.). Subestación eléctrica Villarino. <https://iprocel.com/subestacion-electrica-villarino/>

La Gaceta de Salamanca. (s.f.). Viaje a las entrañas de la central de Villarino. <https://www.lagacetadesalamanca.es/provincia/viaje-a-las-entranas-de-la-central-de-villarino-CH900206>

Málaga Historia. (s.f.). Embalse Tajo de la Encantada. https://www.malagahistoria.com/malagahistoria/embalse_tajo_encantada.html

Ministerio de Industria, Energía y Turismo. (2013). Resolución de 26 de abril de 2013, de la Dirección General de Política Energética y Minas. Boletín Oficial del Estado, (115), 35552–35553. <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2013-5044>

Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (2024). Real Decreto 662/2024, de 9 de julio, por el que se regula la instalación de plantas fotovoltaicas flotantes en embalses situados en el dominio público hidráulico. Boletín Oficial del Estado. https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2024-15858

Naturgy. (s.f.). Naturgy Energía. <https://www.naturgy.com/>

Nació Digital. (s. f.). Estudiem triplicar una de les grans centrals reversibles del Pirineu. <https://naciodigital.cat/impacte/energia/estudem-triplicar-una-de-les-grans-centrals-reversibles-del-pirineu.html>

Power Technology. (2021, septiembre 1). Villarino Power Plant, Spain. <https://www.power-technology.com/data-insights/power-plant-profile-villarino-spain/>

Power Technology. (s.f.). Estany Gento Sallente, Spain. <https://www.power-technology.com/marketdata/estany-gento-sallente-spain/>

Power Technology. (s.f.). Power plant profile: Estany Gento Sallente, Spain. <https://www.power-technology.com/data-insights/power-plant-profile-estany-gento-sallente-spain/?cf-view>

Power Technology. (s.f.). Tajo de la Encantada – Power Plant Profile. <https://www.power-technology.com/marketdata/power-plant-profile-tajo-de-la-encantada-spain/>

Prysmian Group. (s.f.). 2014 La Muela II, la mayor central hidroeléctrica de bombeo de Europa. <https://es.prysmian.com/proyectos/2014-la-muela-ii-la-mayor-central-hidroelectrica-de-bombeo-de-Europa?utm>

Red Eléctrica de España. (s.f.). Red Eléctrica: Negocio eléctrico en España. <https://www.ree.es/es>

Tamoin. (s.f.). Central hidroeléctrica La Muela 2. https://tamoin.com/portfolio_items/ch-la-muela-2/

Universitat Politècnica de Catalunya. (s.f.). Estudio sobre centrales hidroeléctricas (tesis). <https://upcommons.upc.edu/server/api/core/bitstreams/d1c1c92f-e271-4916-850d-05c7c47a1c3b/content>

Universidad de Cantabria. (s.f.). Bloque Energía III.
<https://ocw.unican.es/pluginfile.php/1865/course/section/1496/bloque-energia-III.pdf>

Valle del Guadalhorce. (s.f.). Presa Tajo de la Encantada. <https://valledelguadalhorce.org/presa-tajo-encantada-alora-malaga/>