



ANÁLISIS DE OPORTUNIDAD Y BENEFICIOS DERIVADOS DEL VACIADO RÁPIDO DE EMBALSES PARA GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA EN 2021

Alejandro González García [*], Jorge Luis Parrondo Gayo [], Raúl Barrio Perotti [**]**

[*] Alumno; [] Tutor(es)**

Departamento de Energía. Universidad de Oviedo.

RESUMEN

Coincidiendo con una coyuntura alcista de precios del gas natural, y, por ende, de la electricidad, entre la primavera y el verano de 2021 algunas compañías eléctricas explotaron tanto la generación con centrales hidroeléctricas que algunos embalses registraron vaciados de gran magnitud en poco tiempo. Este hecho provocó una fuerte controversia social, si bien las empresas defendieron haber actuado siempre dentro de los límites normativos que les afectan.

Con este TFM se ha llevado a cabo un análisis de la gestión realizada en ese periodo en dos de esos embalses, Ricobayo y La Almendra, correspondientes ambos a la Confederación Hidrográfica del Duero. Para este análisis se ha recurrido a los datos históricos publicados del caudal en estaciones de aforo relevantes; el nivel de esos embalses; y el precio de la electricidad en el mercado mayorista, así como a los datos técnicos disponibles de los embalses y las centrales de interés. El análisis ha llevado a una estimación de los ingresos obtenidos por la compañía eléctrica operadora de esas centrales.

Los resultados ponen de manifiesto que, aunque la normativa actual esté diseñada para favorecer la competencia entre compañías eléctricas, en la práctica facilita que puedan obtener cuantiosos beneficios de sus centrales hidroeléctricas, sin correlación alguna con los costes de operación.

ABSTRACT

Coinciding with an upward trend in natural gas prices, and therefore, in the cost of electricity, between spring and summer of 2021 some electricity companies have exploited power generation at hydroelectric power plants so much, that some reservoirs were emptied in a short period of time. This fact caused a strong social controversy, although companies defended having always acted within the regulatory limits that affect them.

With this Master's Thesis we have analyzed in that period of 2021, two of these reservoirs, Ricobayo and La Almendra, both belonging to the Duero Hydrographic Confederation. For this analysis we have consulted the published historical data related to flow rates in relevant measuring stations; the level of these reservoirs; and the price of electricity in the wholesale market, as well as the available technical data of the reservoirs and the hydroelectric plants of interest. The analysis has led to an estimation of the revenues obtained by the power company that operates these plants.

The results show that, although the current regulations are designed to favor competition between power companies, in reality, they allow them to obtain large profits from their hydroelectric power plants, without any correlation with operating costs.



1. INTRODUCCIÓN

El acceso y disfrute de la energía se reconocen como un derecho en la Constitución Española, por lo que, para que sus habitantes puedan satisfacer sus necesidades, se requiere de un sistema eléctrico muy bien organizado. Esto puede parecer una tarea sencilla conociendo la antigüedad del sistema eléctrico español, sin embargo, en los últimos años los nuevos condicionantes en relación a la lucha contra el cambio climático y la dependencia energética exterior, así como la cada vez mayor importancia de la generación renovable, el autoconsumo y el almacenamiento, llevan a que el sistema afronte cambios radicales. Para integrar estos elementos en el modelo español, mientras se asegura un correcto funcionamiento y se garantiza en todo momento la continuidad y seguridad del suministro, se requiere un adecuado marco de regulación técnica y económica.

Un claro ejemplo es la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico [1], que recoge los cambios normativos aplicados al sistema desde el año 1997, fecha en que se produjo la liberalización del sector con el objetivo de potenciar la competencia entre compañías y así conseguir abaratar los precios para el consumidor final. A través de esa ley se configura el mercado mayorista de electricidad, comúnmente conocido como *pool*, como un sistema marginalista, donde toda la energía negociada para suplir la demanda se intercambia a un único precio, dado por el corte de las curvas de oferta y demanda. Este valor también se conoce como precio de casación o precio marginal.

Sin embargo, la tendencia inflacionista de los últimos años, ha repercutido en un aumento generalizado de los precios de las materias primas, siendo especialmente acuciante en los combustibles fósiles a causa de factores estratégicos adicionales, que han multiplicado el precio del gas natural, y, por ende, de la electricidad. Esto se debe a que las centrales de ciclo combinado son quienes suelen fijar el precio de casación, al ser la tecnología ofertante más cara.

El precio marginal del mercado eléctrico ha alcanzado recientemente máximos históricos. Bajo este panorama, las compañías propietarias de

instalaciones de generación eléctrica buscan maximizar sus beneficios. Las centrales hidroeléctricas, que explotan el "gratuito" recurso hídrico, y tienen bajos costes de operación y mantenimiento, han aprovechado este panorama de altos precios para turbinar grandes volúmenes de agua, reduciendo el nivel de los embalses prácticamente hasta los límites legales. Los habitantes de las zonas circundantes a estos embalses aseguran haber padecido cortes en el suministro de agua potable, haber visto afectado su sustento económico, a causa de un descenso de la actividad turística, además del perjuicio medioambiental que supone para la región, donde flora y fauna pueden haberse visto fuertemente afectadas [2].

En este trabajo se presenta un análisis desde un punto de vista hídrico y económico de la estrategia de explotación efectuada en dos embalses de la cuenca hidrográfica del río Duero. Estos embalses son los de Ricobayo y La Almendra (Figura 1), ya que representan unas de las reservas acuíferas más importantes en la Confederación Hidrográfica del Duero y en la región de Castilla y León, además de encontrarse en el foco para la prensa y la opinión pública durante el verano de 2021 por su aparente vaciado. Por esta razón, el rango analizado será el año hidrológico de 2021, que comienza en octubre 2020 y finaliza en septiembre 2021.



Figura 1. Embalses de Ricobayo (izquierda) y La Almendra (derecha) [3]

El primero de ellos se ubica en el curso del río Esla, en la provincia de Zamora, mientras que el segundo, en el que se ubica la conocida como central hidroeléctrica de Villarino, está construido



sobre el río Tormes, en la provincia de Salamanca (Figura 2).

Para este análisis se ha recurrido, por un lado, a los datos públicos disponibles sobre la evolución diaria del nivel de esos embalses, y de los caudales registrados en las estaciones de aforo de los principales cursos de entrada (o alimentación), y de salida (o descarga). Por otro lado, se han consultado los correspondientes precios de casación de la electricidad en el mercado mayorista. El análisis muestra claramente cómo la compañía gestora de las centrales eléctricas se atiene a una estrategia de maximización de beneficios.



Figura 2. Localización geográfica de los embalses analizados

2. METODOLOGÍA

Una primera fase del estudio consiste en estimar el volumen de agua turbinado diariamente en cada uno de los embalses. Para ello, se deberán recabar datos históricos relativos al volumen del embalse; a las aportaciones procedentes del río principal y otros afluentes, que serán medidas en las estaciones de aforo; y a las pérdidas por evaporación, que deberán ser estimadas según los informes de la Confederación Hidrográfica. Para estimar el volumen turbinado basta con aplicar un balance de flujo, siendo el caudal de las aportaciones considerado como "entrada", y la variación diaria de volumen en el embalse y el caudal de evaporación como "salidas" (Figura 3). Se detallará este procedimiento en los apartados 3 y 5.

Estimación del volumen diario turbinado

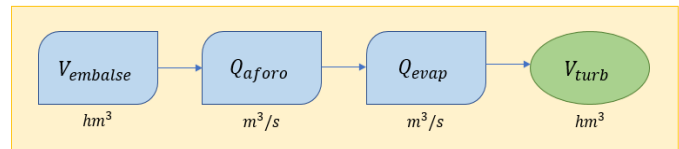


Figura 3. Método de trabajo para los apartados 3 y 5

Para poder trasladar el volumen turbinado a términos energéticos, antes se necesita conocer los valores de superficie y cota asociados a cada medida del volumen del embalse. Esto será posible mediante la relación volumen-superficie-cota que aporta la Confederación Hidrográfica en el Plan Hidrológico [4].

Posteriormente, se analizará con una granularidad horaria la variación del mercado diario de electricidad, a través de las herramientas habilitadas por el operador del mercado *OMIE* [5]. Esto permitirá identificar las horas de mayor precio dentro de cada día, que serán aquellas donde presumiblemente las centrales hidráulicas turbinarán un mayor volumen de agua.

Suponiendo un caudal máximo de turbinado, podemos obtener las horas de funcionamiento diarias o *EOH*. Haremos que estas horas coincidan justamente con las horas de mayor precio en el Mercado Diario, para simular la operación de una central hidroeléctrica que desea maximizar sus beneficios. Como resultado final de este apartado se hallará la energía turbinada que se venderá en el mercado mayorista, así como el importe económico que representa (Figura 4).

Estimación de la producción energética

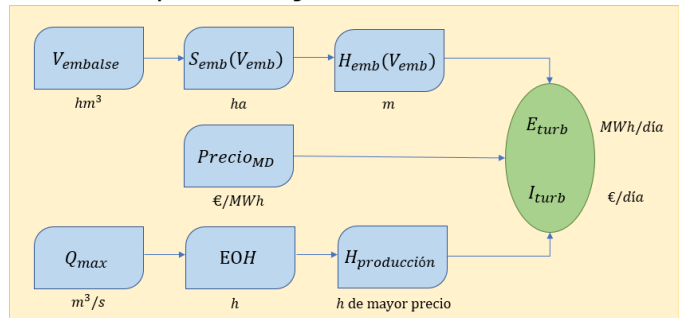


Figura 4. Método de trabajo para los apartados 4 y 6

Finalmente se llevarán a cabo dos comprobaciones que aportarán un mayor grado de



fiabilidad a las estimaciones anteriormente generadas. Con este objetivo, se consultarán datos históricos, facilitados por el operador del sistema REE en su Sistema de Información e-SIOS [6], de los programas energéticos de ambas centrales, así como de las indisponibilidades declaradas en los diferentes grupos de las centrales. Con esto tendremos una idea de los valores máximos de producción energética que podrían haberse alcanzado, pero que serían imposibles de superar. Tras compararlos con el escenario que tuvo lugar en la realidad, se podrán detectar y filtrar los datos erróneos (Figura 5).

Producción de la unidad de programación DUER

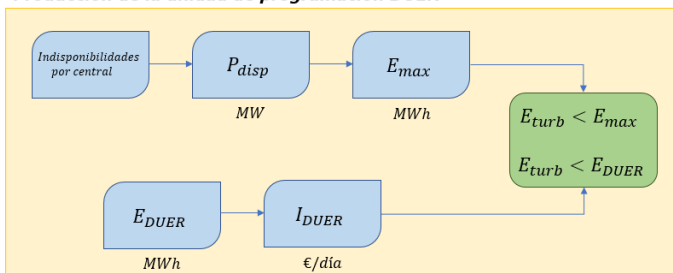


Figura 5. Método de trabajo para el apartado 7

3. ESTIMACIÓN DEL VOLUMEN DIARIO TURBINADO EN LA CENTRAL DE RICOBAYO

El salto de Ricobayo fue diseñado en 1919 con el objetivo de regular el caudal del río Esla, y de suministrar energía eléctrica a la zona norte de la Península. Más de 100 años después de su planificación, sigue siendo el mayor embalse de la provincia de Zamora. La Tabla 1 muestra algunos datos reseñables de esta obra [7].

Tabla 1. Características del embalse de Ricobayo [7]

Tipo de presa	Gravedad
Altura máx. desde cimientos	99,57 m
Longitud de coronación	270 m
Superficie de cuenca	17.020 km ²
Capacidad total	1.178,88 hm ³
Capacidad útil	1.078,40 hm ³
Superficie inundada	5.725 ha
Reserva energética	840 GWh

La generación eléctrica en Ricobayo se realiza en dos centrales hidráulicas que están emplazadas en las inmediaciones del salto, Ricobayo I y

Ricobayo II. La primera se encuentra a pie de presa, mientras que la otra es subterránea. Esta última fue dispuesta como una ampliación de la instalación original en 1990. La Tabla 2 recoge los datos técnicos principales de ambas centrales [10]. Como en cualquier otra central hidroeléctrica, cada grupo transforma la energía potencial del agua del embalse en energía mecánica, mediante la rotación del árbol turbina-alternador, que posteriormente da lugar a la energía eléctrica disponible en bornes del alternador.

Tabla 2. Características de las centrales de Ricobayo [10]

	Ricobayo I	Ricobayo II
Tipo de central	Exterior	Subterránea
Nº Grupos	4	1
Potencia Nom.	133,20 MW	158,04 MW
Caudal	240 m ³ /s	217 m ³ /s
Salto	83 m	75 m
Turbina	Francis Vertical (Voith)	Francis Vertical (Mecapeña-Kvaerner)
Alternador	Síncrono (3 G.E. y 1 A.E.G.)	Síncrono (ABB)
Puesta en marcha	1935	1999

Durante el año hidrológico de 2021, el estado de llenado del embalse de Ricobayo ha seguido un perfil caracterizado por dos periodos de intenso vaciado, uno entre los meses de febrero y marzo de 2021, y otro en julio de ese mismo año. El principal periodo de llenado coincide con la época invernal, por lo que no se observan anomalías en este comportamiento.



Figura 6. Evolución temporal del volumen del embalse de Ricobayo

Para poner en práctica el planteamiento presentado en la introducción, y así calcular el caudal turbinado en la central, se considerarán dos estaciones de aforo. La de Bretó dará información



sobre las aportaciones del río Esla, el principal río para el embalse, mientras que la estación de Vegalatrave, informará sobre las aportaciones procedentes del río Aliste.

En la Figura 7, se muestra el emplazamiento geográfico de las estaciones de aforo, así como los principales flujos de agua en el sistema.

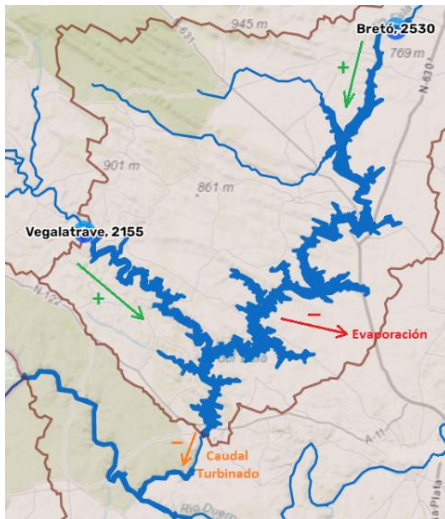


Figura 7. Estaciones de aforo y flujo de agua

La Confederación Hidrográfica del Duero facilita históricos anuales de caudales y alturas en cada estación de aforo, siendo accesible esta información mediante el Sistema Automático de Información Hidrológica del Duero [8]. Las medidas tomadas en las estaciones de aforo son de carácter horario, por lo que deberán ponderarse a lo largo de todo un día, y establecer medias diarias. En este caso no nos interesará demasiado los valores de la altura, pero el caudal será clave a la hora de aplicar un balance de flujo en el embalse.

De los resultados obtenidos, se aprecia a simple vista como el grueso de las aportaciones a Ricobayo tienen lugar a través del río Esla, siendo el caudal del río Aliste prácticamente despreciable durante gran parte del año.

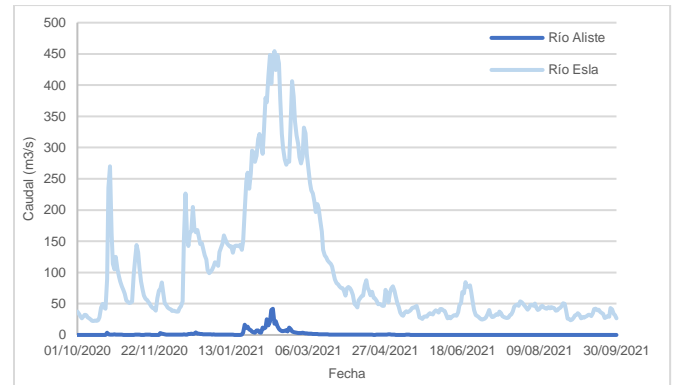


Figura 8. Evolución del caudal según las medidas de las estaciones de aforo de los Ríos Aliste y Esla

El tercer elemento necesario es el caudal evaporado en el embalse a causa de la radiación solar incidente sobre la superficie del mismo. Este es un valor difícil de medir con precisión, por lo que se tomará como aproximación las tasas de evaporación recogidas en el Plan Hidrológico [4]:

Tabla 3. Tasa de evaporación mensual del embalse de Ricobayo

	Tasa Evap. (mm)
Oct	95,86
Nov	59,72
Dic	52,72
Ene	39,16
Feb	49,2
Mar	64,22
Abr	67,19
May	76,87
Jun	114,67
Jul	129,5
Ago	136,92
Sep	114,47

Estos valores representan la altura de fluido que se evapora en el embalse durante cada uno de los 12 meses del año. Para conocer el caudal de evaporación se aplica la siguiente fórmula:

$$Q_{Evap} (m^3/s) = S_{Emb}(m^2) \cdot \frac{Tasa\ Evap.\ (m)}{D_{mes} \cdot 24 \cdot 3600\ (s)} \quad (1)$$

En el capítulo 4 de la presente memoria se detallará el cálculo de la superficie del embalse para cada volumen.



Finalmente, bastará con aplicar la Ecuación (2) para obtener el volumen de agua turbinado diariamente en Ricobayo en base a los datos históricos captados.

$$V_{Turb}(hm^3) = \Delta V_{Embalse} + (V_{Vega} + V_{Bretó} - V_{Evap.}) \quad (2)$$

Dos breves apuntes a realizar son que la variación de volumen en el embalse, $\Delta V_{Embalse}$, hace referencia a la diferencia medida entre dos días consecutivos (día anterior $D-1$ y día estudiado D); y que todos los términos representan volúmenes en lugar de caudales. Para convertir estos valores se puede aplicar la Ecuación (4).

$$\Delta V_{Embalse} (hm^3) = V_{EmbD-1} - V_{EmbD} \quad (3)$$

$$V (hm^3/día) = Q \left(\frac{m^3}{s} \right) \cdot \frac{3600 \cdot 24}{10^6} \quad (4)$$

Como resultado de este primer apartado, se obtiene el perfil anual del volumen turbinado en Ricobayo, aunque si nos enfocamos en analizar lo ocurrido durante el verano de 2021, vemos como se confirma la hipótesis de partida. Julio fue el mes donde se concentró el turbinado de un mayor volumen de las reservas almacenadas.

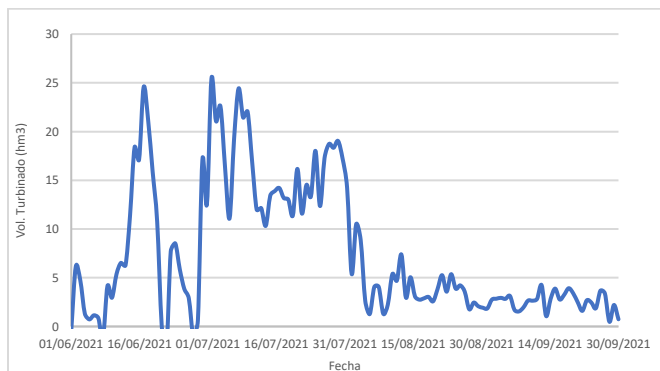


Figura 9. Volumen turbinado en Ricobayo durante el verano de 2021

4. ESTIMACIÓN DE LA PRODUCCIÓN ELÉCTRICA EN LA CENTRAL DE RICOBAYO

Tras un primer análisis, se supone conocida la distribución anual del volumen turbinado. Sin embargo, este perfil de valores no es suficiente para establecer una relación con los ingresos obtenidos por parte de la central. Con este objetivo,

se buscará traducir a energía eléctrica el volumen de agua turbinado en el embalse. Para ello se ha de conocer la relación existente entre volumen, cota y superficie en el embalse. Esto es posible gracias a los valores resumen que la Confederación Hidrográfica publicó en el Plan Hidrológico de 2015 [4], y de los cuales se muestra un extracto en la Tabla 4.

Tabla 4. Relación cota-volumen-superficie del embalse de Ricobayo

Num.	Cota (m)	Superficie (ha)	Volumen (hm³)
1	603,50	4,01	0,33
2	619,72	183,90	15,24
3	627,83	291,20	34,51
4	635,94	546,00	68,45
5	644,05	848,00	124,98
6	652,16	1352,60	214,21
7	660,27	1959,30	348,51
8	668,38	2823,90	542,47
9	676,49	3845,30	812,91
10	684,60	5855,00	1178,88

El dato facilitado respecto al embalse en la estación de medida es el volumen diario. Por ello interesa reflejar las características de nivel y extensión de la superficie libre del embalse en función de ese volumen. Esto se puede determinar mediante regresión polinomial a partir los datos de la Tabla 4. En concreto se han obtenido las Ecuaciones (5) y (6), cuya representación gráfica se muestra en las Figuras 10 y 11.

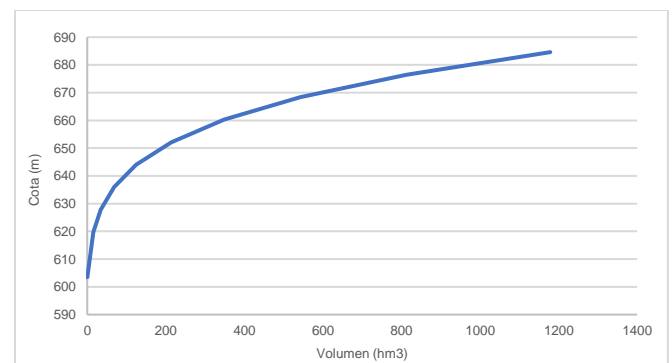


Figura 10. Correlación volumen-cota del embalse de Ricobayo

$$H_{Emb} (m) = 10^{-7} V_{Emb}^3 - 0,0003 V_{Emb}^2 + 0,2362 V_{Emb} + 615,12 \quad (5)$$

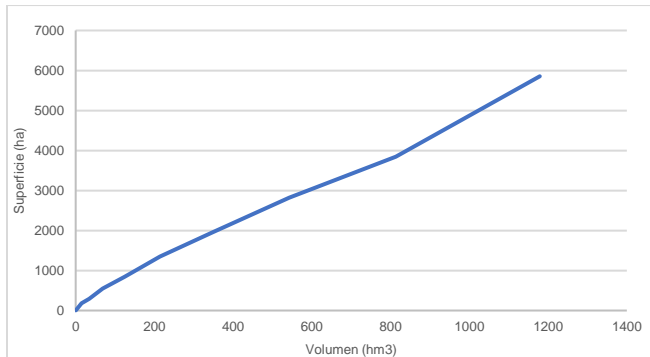


Figura 11. Correlación volumen-superficie del embalse de Ricobayo

$$S_{Emb} (m) = 3 \cdot 10^{-6} V_{Emb}^3 - 0,0056 V_{Emb} + 7,1465 V_{Emb} + 46,953 \quad (6)$$

Mediante la primera ecuación se podrá conocer el salto bruto disponible en cada día del año, mientras que la segunda sólo será requerida en el cálculo del volumen evaporado, tal y como se desarrolló en el apartado anterior. El perfil anual de niveles en Ricobayo tiene el siguiente aspecto, con unas tendencias, que como es lógico, se asemejan a las del volumen (Figura 6).



Figura 12. Evolución temporal del nivel del embalse de Ricobayo

Con el salto útil anteriormente mencionado, se puede calcular la potencia desarrollada en la turbina, y, por tanto, la energía turbinada diariamente:

$$E_{Turb} (MWh) = H_{ij}(m) \cdot V_{Turb}(m^3) \cdot g(m/s^2) \cdot \rho(kg/m^3) \cdot \eta \cdot \frac{1(h)}{3600(s)} \cdot \frac{1(MW)}{10^6(W)} \quad (7)$$

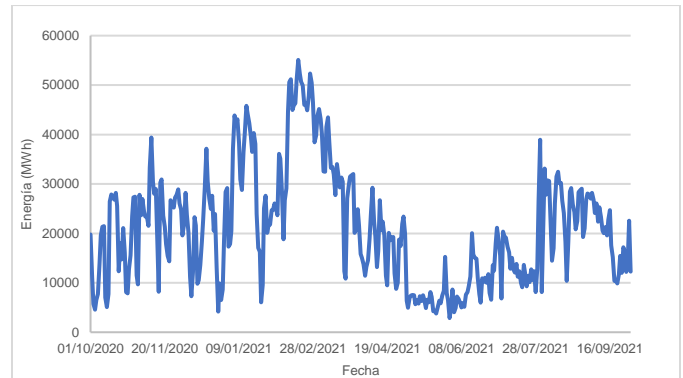


Figura 13. Energía producida diariamente en la central de Ricobayo

Aquí surge la cuestión de en qué momentos del día se ha turbinado ese caudal para producción eléctrica. La respuesta lógica desde el punto de vista del generador sería aprovechar las horas mejor retribuidas en el mercado eléctrico, para así maximizar los beneficios.

El mercado eléctrico español está conformado por un Mercado Diario (MD), el Mercado Intradiario (MI) y el Mercado Continuo (MC), todos ellos operados por OMIE. Siguiendo un orden cronológico, el MD, tiene lugar a las 12:00 horas de cada día *D*, y en él se fijan los precios y la cantidad de energía negociada para cada una de las 24 horas del día *D+1*, es decir el día siguiente. Es el mercado eléctrico por excelencia en la Península, y en el que existe mayor liquidez. Le siguen las seis sesiones o subastas del MI, equiespaciadas unas 3 horas aproximadamente entre sí, y en las cuales los agentes involucrados buscan afinar sus programas de generación y consumo de energía para ajustarse a las desviaciones en demanda o generación respecto a lo previsto. Finalmente, en el MC, se pueden gestionar desbalances de última hora, existiendo negociaciones por productos energéticos una hora antes de la entrega de energía.

Por simplificar el análisis, y puesto que se busca estimar los posibles ingresos derivados del mercado, únicamente se considerará la operación de la central en el MD, puesto que es donde mayor energía se negocia. En una situación real, los programas casados en el MD sufrirían diversas modificaciones a merced de los precios del MI o el MC, especialmente cuando éstos fuesen atractivos. Por esta razón, se asume un cierto grado de incertidumbre en los resultados obtenidos.



Habiendo presentado brevemente el funcionamiento del mercado, se extraen los precios de casación horarios para el año hidrológico de 2021 [5].

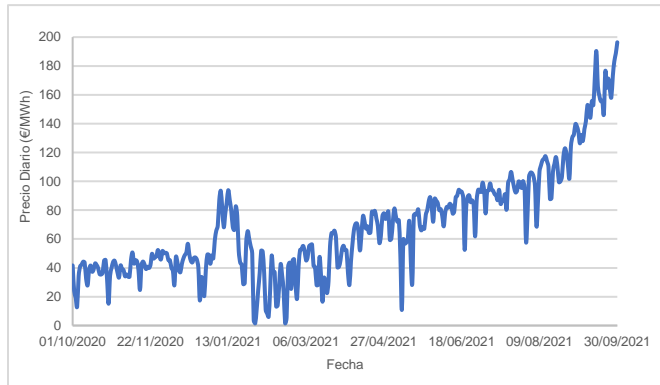


Figura 14. Precio de casación del Mercado Diario

La Figura 14 muestra la evolución del precio de casación a lo largo del año hidrológico de interés. Resulta evidente la subida generalizada de precios desde la primavera de 2021. Nótese que este gráfico no ofrece sensibilidad de la variación de precios existente durante un día, aunque sí se dispone de los mismos. Una vez analizado cada día, se ordenarán las horas con mayor precio, desde la primera hasta la vigesimocuarta, y se dará preferencia de turbinado a las que sean más caras. El número de horas a turbinar cada día, será función de la energía turbinada, y del caudal máximo. Vista la tabla 2, un valor aceptable para el caudal turbinado máximo posible es $Q_{Turb} = 460 \text{ m}^3/\text{s}$.

$$t_{Turb} (h) = \frac{V_{Turb} (m^3)}{Q_{Turb} (m^3/s)} \cdot \frac{1 (h)}{3600 (s)} \quad (8)$$

Una vez se han localizado las horas de turbinado para cada día, basta con multiplicar la energía proporcional a esa franja horaria por el precio de casación en el mercado. Así se obtendrá una estimación de los ingresos de mercado de la instalación.

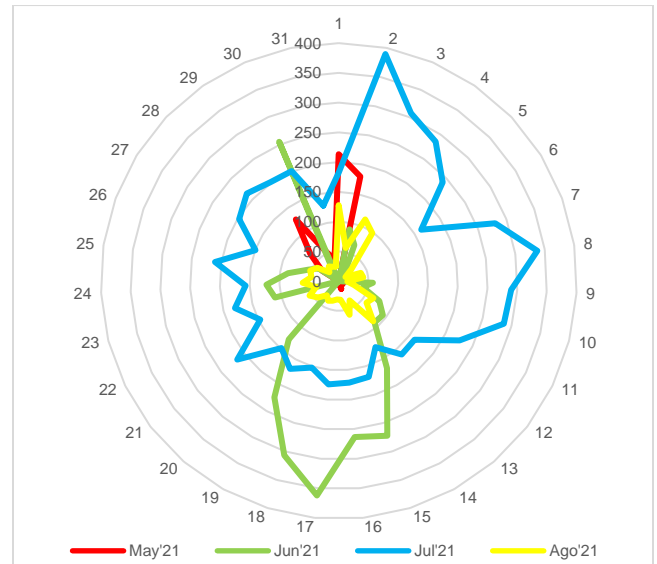


Figura 15. Ingresos diarios de Ricobayo procedentes del MD (en miles de €)

Bajo los altos precios de la electricidad existentes, la rentabilidad económica de la central se dispara especialmente durante los meses de junio y julio de 2021 (Figura 15). El monto total generado durante el año hidrológico de 2021 supera los 35M€ en Ricobayo.

5. ESTIMACIÓN DEL VOLUMEN DIARIO TURBINADO EN LA CENTRAL DE VILLARINO

La presa de Almendra, también conocida como Salto de Villarino, fue planteada en la década de 1960 con el propósito de contener las aguas del Duero en momentos de grandes crecidas, así como para producir energía eléctrica en los picos de demanda.

Por su extensa superficie discurre el cauce del río Tormes, caudaloso río de la provincia de Salamanca. Se trata del tercer embalse del país en cuanto a capacidad, y además posee la presa más alta de España. Otras características reseñables de esta obra se muestran en la Tabla 5.



Tabla 5. Características del embalse de La Almendra [9]

Tipo de presa	Bóveda
Altura máx. desde cimientos	202 m
Longitud de coronación	567 m
Superficie de cuenca	7.100 km ²
Capacidad total	2.649 hm ³
Capacidad útil	2.413 hm ³
Superficie inundada	8.650 ha
Reserva energética	3.121 GWh

El aprovechamiento energético en Villarino tiene lugar a través de los seis grupos hidráulicos ubicados tras una galería que circula bajo el pie de la presa. Esta disposición incrementa el salto útil por encima de los 202m de su presa, y maximiza la obtención de energía eléctrica [9].

Una vez el fluido ha cedido parte de su energía en las turbinas de la central, se restituye el caudal, desaguando sobre el embalse de Aldeadávila, ubicada en el río Duero. En la Tabla 6, se muestran datos técnicos sobre la central de Villarino:

Tabla 6. Características de la central de Villarino [9]

	Villarino
Tipo de central	Exterior
Nº Grupos	6
Potencia Nom.	810 MW
Caudal	140 m ³ /s
Salto	202 m
Turbina	Francis Vertical
Alternador	Síncrono
Puesta en marcha	1970

En el año hidrológico de 2021, el volumen de llenado del embalse de La Almendra no sufrió grandes variaciones. Si que se pueden mencionar dos periodos, uno de llenado entre los meses de enero y febrero, y otro de vaciado en agosto de ese mismo año. La Figura 16 muestra como el principal periodo de llenado coincide con la época invernal, hecho que parece comprensible.

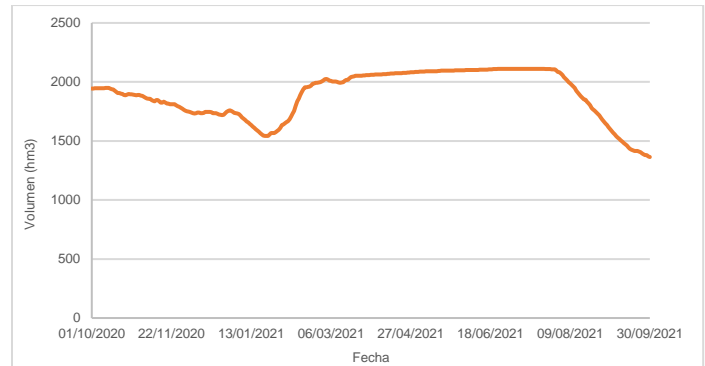


Figura 16. Evolución temporal del volumen del embalse de La Almendra

De forma análoga al caso presentado en el embalse de Ricobayo, para calcular el caudal turbinado en la central, se considerará la estación de aforo de Ledesma, que nos informará sobre las aportaciones del río Tormes. Para completar el análisis, se estimarán las aportaciones procedentes de la riera de Cañedo, de acuerdo a los caudales típicos recogidos en el Plan Hidrológico [4], puesto que no existe una estación de aforo en el cauce de este río.

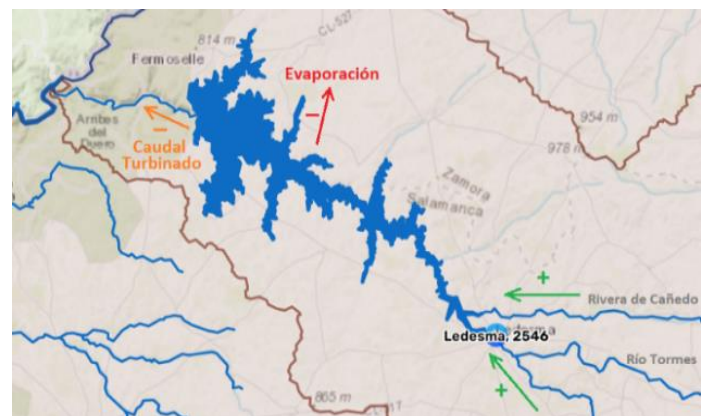


Figura 17. Estaciones de aforo y flujo de agua

Como puede resultar lógico, se observa en las gráficas mostradas en la Figura 18, como el mayor porcentaje del caudal que llega al embalse de La Almendra procede del río Tormes. Las aportaciones procedentes de la riera de Cañedo son prácticamente despreciables en comparación.

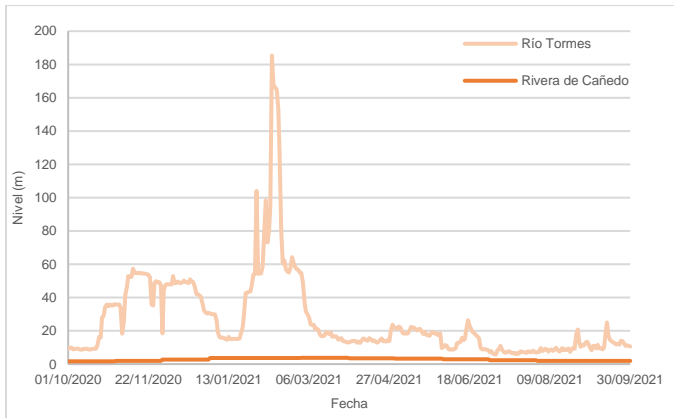


Figura 18. Evolución del caudal según las medidas de las estaciones de aforo

Para estimar el volumen de agua evaporado en el embalse de La Almendra, se tomarán como aproximación las tasas de evaporación recogidas en el Plan Hidrológico [4], que representan la altura de fluido evaporado durante cada uno de los 12 meses del año.

Tabla 7. Tasa de evaporación mensual del embalse de La Almendra

	Tasa Evap. (mm)
Oct	92,23
Nov	57,46
Dic	50,73
Ene	37,68
Feb	47,34
Mar	61,8
Abr	64,65
May	73,96
Jun	110,33
Jul	124,6
Ago	131,75
Sep	110,15

Finalmente, se aplica la ecuación que proporciona el volumen de agua turbinado diariamente en Villarino en base a los datos históricos captados.

$$V_{Turb}(hm^3) = \Delta V_{Embalse} + (V_{Led.} + V_{Cañedo} - V_{Evap.}) \quad (9)$$

El perfil estival del volumen turbinado en Villarino, destaca por una fuerte actividad a partir de la llegada del mes de agosto, tras unos meses de aparente inactividad. Por tanto, se vuelven a confirmar las hipótesis de partida, donde se intuía que el turbinado en los meses de verano había sido notablemente superior a la media anual. Agosto y

septiembre fueron los meses donde se concentró el turbinado de un mayor volumen de las reservas hídricas.

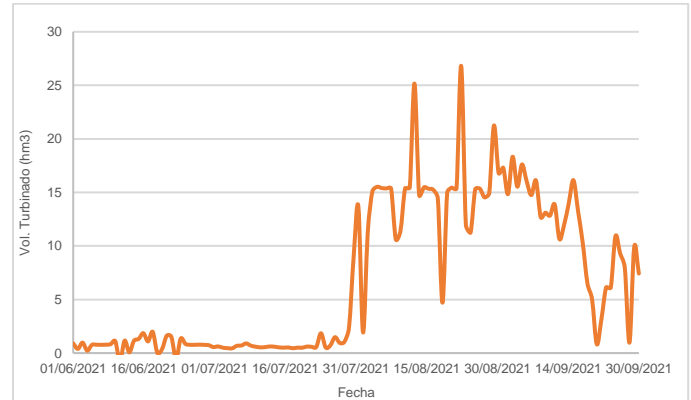


Figura 19. Volumen turbinado en La Almendra durante el verano de 2021

6. ESTIMACIÓN DE LA PRODUCCIÓN ELÉCTRICA EN LA CENTRAL DE VILLARINO

Para conocer la energía eléctrica generada a partir del volumen turbinado en el embalse, se necesita conocer la relación existente entre volumen, cota y superficie en el embalse. Al igual que con el embalse de Ricobayo, se tomarán los valores resumen publicados en el Plan Hidrológico [4], y los cuales se muestran en la Tabla 8.

Tabla 8. Relación cota-volumen-superficie del embalse de La Almendra

Num.	Cota (m)	Superficie (ha)	Volumen (hm3)
1	540	0	0
2	640	347	173,5
3	658	1050	310,09
4	676	1538	532,18
5	685	1920	687,75
6	694	2555	889,18
7	703	3342	1154,52
8	712	4483	1506,64
9	721	5884	1973,12
10	730	7940	2586,34

Por regresión polinomial, se obtienen dos ecuaciones que relacionan el volumen con la cota y la superficie, y mediante las cuales podremos conocer el estado del embalse de La Almendra, independientemente del dato capturado en la estación de medida.

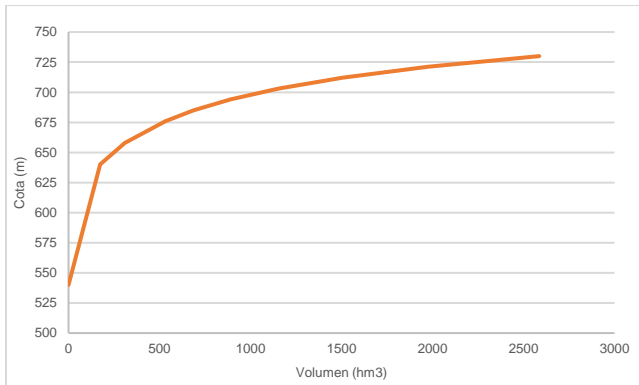


Figura 20. Correlación volumen-cota del embalse de Ricobayo

$$H_{Emb} (m) = 3 \cdot 10^{-7} V_{Emb}^3 - 0,0006 V_{Emb}^2 + 0,4775 V_{Emb} + 552,16 \quad (10)$$

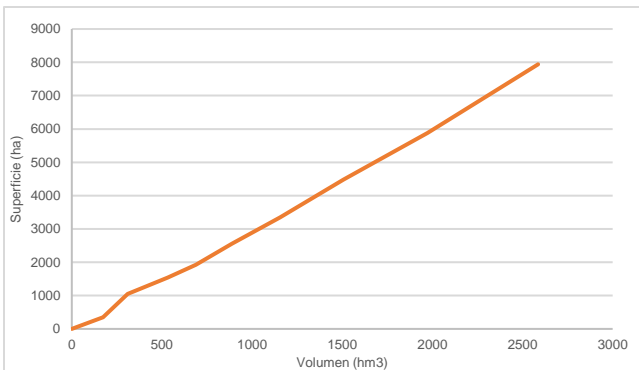


Figura 21. Correlación volumen-superficie del embalse de La Almendra

$$S_{Emb} (m) = 3,0568 V_{Emb} - 93,789 \quad (11)$$

Con la Ecuación (10) se puede conocer el salto bruto disponible en cada día del año, mientras que la Ecuación (11) solo será requerida en el cálculo del volumen evaporado.

El perfil anual de niveles en Ricobayo tiene el siguiente aspecto, con unas tendencias muy similares a las del volumen, mostradas en la Figura 16.

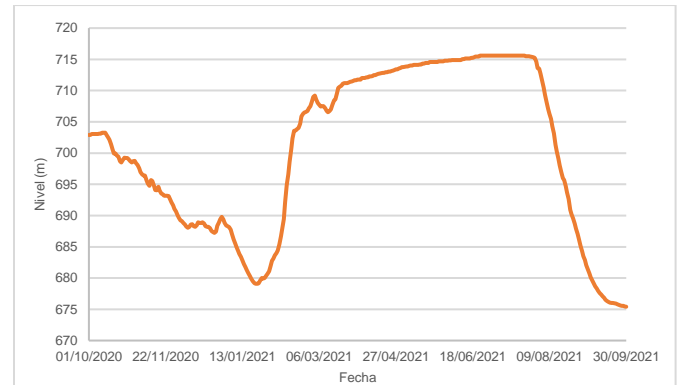


Figura 22. Evolución temporal del nivel del embalse de La Almendra

Una vez se dispone del salto bruto, se puede calcular la potencia desarrollada en la turbina, y así conocer la energía turbinada diariamente en la central de Villarino.

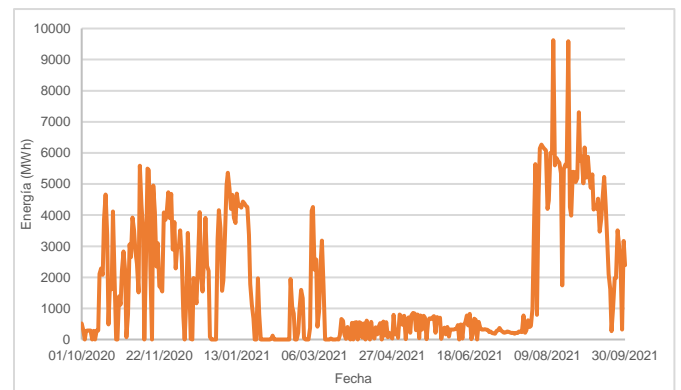


Figura 23. Energía producida diariamente en la central de Villarino

El número de horas a turbinar cada día, será función de la energía turbinada, y del caudal máximo seleccionado. Dadas las características del salto, un valor considerablemente grande para el caudal turbinado, podría ser $Q_{Turb} = 200 \text{ m}^3/\text{s}$.

Una vez se conozcan el número de horas a turbinar para cada día, hay que filtrar las horas que hayan ofrecido un mejor precio en el Mercado Diario para cada día del año. Conociendo el precio de casación existente durante cada hora, para conocer los ingresos de la central basta con multiplicar la energía generada en esa franja horaria por el precio correspondiente en el mercado. Esta estimación de los ingresos de mercado de la instalación adopta el siguiente perfil durante el verano de 2021.

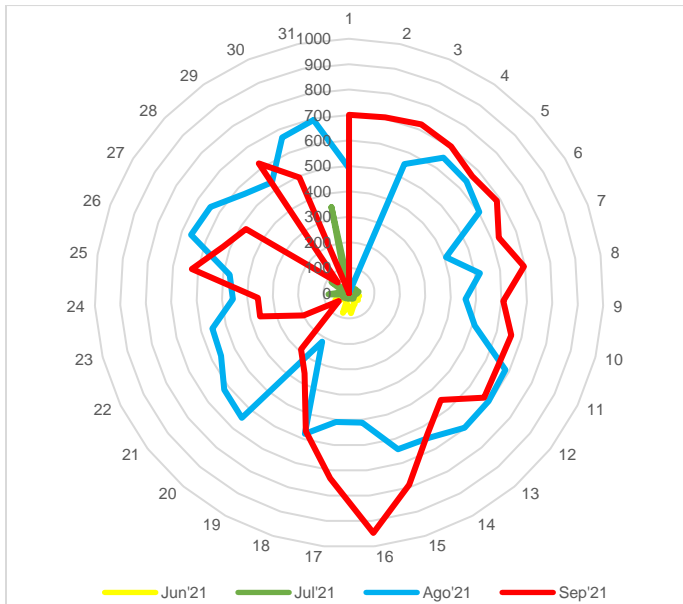


Figura 24. Ingresos diarios de Villarino procedentes del MD (en miles de €)

Los ingresos económicos de la central son especialmente grandes durante los meses de agosto y septiembre de 2021. El monto total generado durante el año hidrológico de 2021 supera los 55M€ en Villarino.

7. PRODUCCIÓN ELÉCTRICA DE LA UNIDAD DE OFERTA DUER

Una forma de comprobar que las estimaciones realizadas sobre la energía generada y los ingresos percibidos en las centrales de Ricobayo y Villarino, son próximas a la realidad, consistiría en consultar los programas del periodo histórico analizado. Un programa no es más que el desglose horario de la energía a generar o a consumir por parte de los distintos agentes del sistema, para cierto horizonte temporal.

Por término general, los programas muestran la demanda energética horaria esperada con un horizonte temporal diario. Cronológicamente, el *PBDB* o Programa Diario Base de Casación es el primero, siendo *OMIE* el encargado de publicar la energía casada en el Mercado Diario según las ofertas de compra y venta realizadas por los agentes del mercado. Posteriormente, se incluye la energía negociada a través de contratos bilaterales en el *PDBF* o Programa Diario Base de

Funcionamiento. El cómputo total de esa energía representa la demanda energética del sistema para el día siguiente, o *D+1*. Para asegurarse de que se cumplen estos compromisos de entrega de energía, el operador del sistema, Red Eléctrica de España *REE*, ha de aplicar una serie de ajustes, conocidos como Restricciones Técnicas, que pueden alterar ligeramente los anteriores programas con el objetivo de alcanzar un funcionamiento óptimo del sistema en su conjunto. Estas modificaciones se recogen en el *PDVP* o Programa Diario Viable Provisional.

A este volumen de energía, se le deberá añadir la liquidez negociada en cada una de las seis sesiones del Mercado Intradía, que dan lugar a siete *PHF* o Programas Horarios Finales, seis de ellos publicados tras cada subasta y uno en forma de resumen al final del último de ellos, puesto que también incluye información relativa al Mercado Continuo.

Según se aproxima el plazo de entrega de la energía negociada, los programas se deberán asemejar cada vez más al escenario final que tendrá lugar en las instalaciones. El cierre de la programación tiene lugar 15 minutos antes del cambio de hora, culminando con la publicación del programa final o *P48*.

En la entrada [6] de la bibliografía se muestra la web del sistema de información del operador del sistema (*e-SIOS*) donde se publican diariamente los ficheros *I90*, que contienen la mayoría de los programas presentados anteriormente. Puesto que esta web es de acceso público, la fecha de publicación de estos ficheros tiene un decalaje de 90 días respecto a la fecha de datos. En este caso no supone un gran inconveniente puesto que se quiere consultar los programas del año hidrológico 2021.

De los ficheros *I90*, se extraerá el programa final (*P48*) para conocer el perfil de generación de la unidad de oferta *DUER*, durante el año 2021. Esta unidad de oferta, que tiene asociada una unidad de programación con el mismo nombre, es gestionada por Iberdrola, titular de la concesión de múltiples centrales en la cuenca del río Duero, y en donde se incluyen las centrales de Ricobayo y



Villarino. Con esta información, podremos generar una imagen acerca del funcionamiento real de las dos centrales estudiadas, puesto que unidas, representan casi un tercio de la potencia total de la unidad *DUER*.

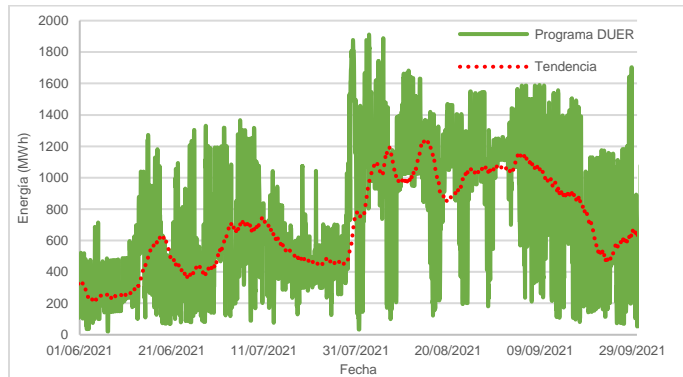


Figura 25. Programa final de la unidad *DUER*

Pese a que por razones gráficas en la anterior figura solo se muestra el programa relativo a los meses de verano de 2021, se observa un crecimiento importante de la producción energética de procedencia hidráulica a partir del mes de abril, con el mes de agosto como líder destacado.

Tomando los precios del mercado diario, presentados en la Figura 14, la estimación de los ingresos de mercado para la unidad de programación *DUER* durante el 2021 hidrológico superaría los 525 M€.

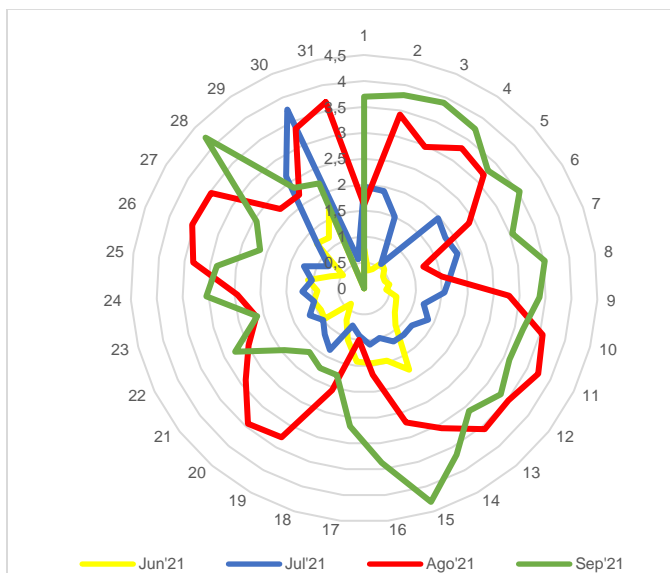


Figura 26. Ingresos diarios de *DUER* procedentes del MD (en millones de €)

Una primera comprobación a realizar consistirá en comparar la energía del programa de *DUER* con la estimación de la energía producida en las centrales de Ricobayo y Villarino. Se considerarán como datos aceptables todas aquellas horas donde la energía turbinada sea menor a la energía del programa final, es decir, aquellas horas cada la aportación de las centrales a la unidad de programación sea menor al 100%. Únicamente se observan datos erróneos en 51 de las 8760 horas del año para Ricobayo, y en 77 de ellas en el caso de la central de Villarino. Esto nos da una incertidumbre inferior al 1% por lo que se considerará la estimación como aceptable en ese sentido.

Una segunda comprobación se basará en comparar la energía máxima que haya podido ofrecer cada central, con la que finalmente produjo la unidad de programación *DUER*. Para ello se consultarán las indisponibilidades declaradas durante 2021 en cada uno de los distintos grupos de las dos centrales. Estos ficheros también se encuentran publicados en la web del Sistema de Información del OS, es decir, *REE* o Red Eléctrica de España [6].

Es importante remarcar que las indisponibilidades pueden ser parciales, es decir, que uno o múltiples grupos pueden estar parados, y el resto de la central se encuentre operativa. Con esta información se conocerá la potencia disponible en cada hora del día, y por tanto la energía máxima ofertable por la unidad de oferta.

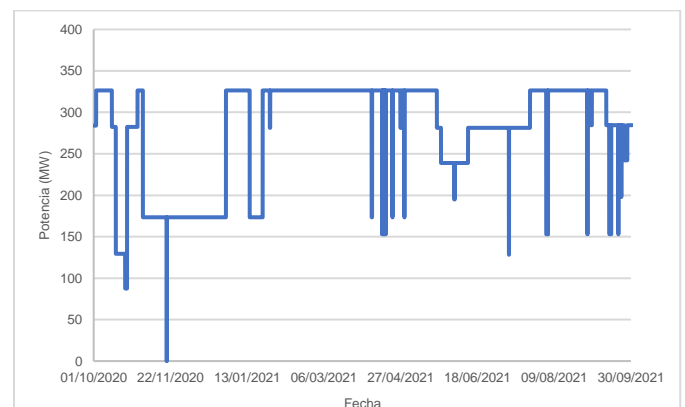


Figura 27. Potencia disponible en la central de Ricobayo

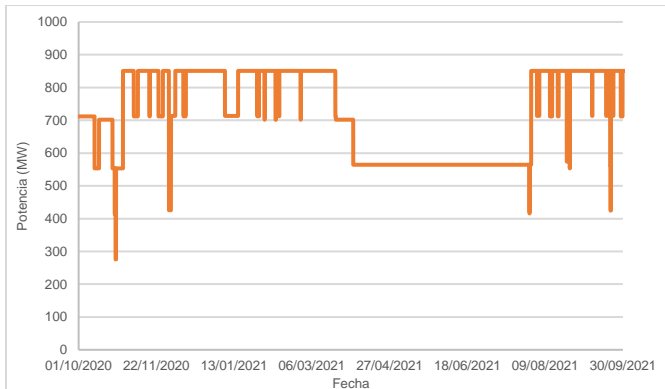


Figura 28. Potencia disponible en la central de Villarino

Tal y como se esperaba, no hay ninguna hora del año donde la estimación de la energía generada por las centrales de Ricobayo o Villarino, sea mayor que la energía máxima disponible. Por tanto, mediante esta segunda comprobación se aporta un mayor grado de verosimilitud a las estimaciones realizadas.

8. CONCLUSIONES

A la vista de los resultados obtenidos, parece que la estrategia seguida por las grandes compañías energéticas durante el verano de 2021 consistió en desembalsar grandes volúmenes de agua y aprovechar la tendencia de altos precios de la electricidad para maximizar los ingresos de las centrales hidráulicas. Dado que el estado inicial de los embalses era incluso inferior a la media de los últimos 10 años, esta operación ha causado importantes perjuicios en las zonas circundantes a los embalses.

No obstante, las compañías eléctricas han seguido los procedimientos legales al pie de la letra, sin llegar a superar en ningún momento los límites marcados por la Confederación Hidrográfica del Duero, por lo que solo se les puede acusar de tomar una actitud poco responsable en este asunto.

Los ingresos obtenidos por estas centrales marcaron máximos durante el verano de 2021, con cifras que incluso superan los 50M€ anuales por central. Esta tendencia alcista ha sido imparable en los meses siguientes, hecho favorecido por los altos

precios que siguen imperando en el mercado eléctrico.

Una cuestión que se deja abierta al lector es la posibilidad de que la estrategia seguida por estas compañías haya favorecido un crecimiento artificial de los precios incluso más allá de lo que correspondería a la coyuntura alcista de los mercados internacionales. En cualquier caso, las compañías habrían podido recoger ganancias muy significativas en invierno de 2021 a través de la producción de energía eléctrica en las centrales de ciclo combinado, de las cuales ellos también son propietarios, y sin duda resarcirse de la reducción de beneficios acaecida en 2020 como consecuencia de las medidas adoptadas para frenar el Covid-19.

AGRADECIMIENTOS

Me gustaría agradecer a mi tutor, Jorge Parrondo por el desempeño y las horas de trabajo invertidas ayudándome durante el desarrollo de este trabajo.

También quisiera mostrar mi agradecimiento a mi familia, a Irene, y al departamento de Gestión de Energía de TotalEnergies, y en particular a José Antonio Quidiello, por apostar por mí.

REFERENCIAS

- [1] Ley 24/2013 del Sector Eléctrico <https://www.boe.es/>
- [2] Declaraciones en agosto de 2021 de la ministra del MITERD, Teresa Ribera, en relación al vaciado de embalses <https://elpais.com>
- [3] Imágenes de los embalses y anuario <https://sig.mapama.gob.es/>
- [4] Plan Hidrológico de la demarcación hidrográfica del Duero: <https://www.chduero.es>
- [5] Resultados del mercado eléctrico <https://www.omie.es/>
- [6] e-SIOS <https://www.esios.ree.es>



Universidad de Oviedo
Universidá d'Uviéu
University of Oviedo

Máster Universitario en Ingeniería Energética
Escuela Politécnica de Ingeniería de Gijón
Escuela de Ingeniería de Minas, Energía y Materiales

[7] Historia de la central hidroeléctrica de Ricobayo <https://www.iberdrola.com>

[8] Sistema de Información del Duero <https://www.saihduero.es/>

[9] Historia de la central hidroeléctrica de Villarino <http://bi ducto.blogspot.com/>

[10] Merchán, J. L. (2019). Aprovechamiento hidroeléctrico en la provincia de Zamora. *Técnica Industrial*, 70-72.