

Dimensionamiento óptimo de una central hidráulica reversible ligada a un parque de energías renovables.

Eduardo García Alonso¹, Miguel A. Prado Balboa², Roberto Minguez Solana¹

¹Instituto de Hidráulica Ambiental IH Cantabria, Universidad de Cantabria. E.T.S.I. Caminos Canales y Puertos. Avda de los Castros s/n 39005, Santander, España

²EDP Renovaveis. Serrano Galvache, 56 - Edificio OLMO C.P. 28033, Madrid, España

edelwar@gmail.com, maprado@edprenovaveis.com, minguezzr@unican.es

1 Introducción

La satisfacción de las necesidades de energía de forma sostenible y económicamente viable es una de las cuestiones más relevantes en el mundo actual. Las energías renovables son una alternativa cada vez más asequible, pero su variabilidad en el tiempo plantea un reto todavía no resuelto: el almacenamiento masivo de la energía sobrante en un periodo dado, para poder utilizarla de forma diferida en el tiempo. Una de las formas más antiguas y eficientes de almacenar energía en grandes cantidades sigue siendo en forma de energía potencial de agua bombeada a un depósito elevado. En los últimos años se han proyectado en diversos lugares del mundo, especialmente islas (p.e. Canarias, Azores, Okinawa), sistemas cuasi-autónomos de generación de energía compuestos por una o varias fuentes estocásticas (habitualmente solar y/o eólica), complementadas por una central hidráulica reversible. Además, existen numerosas instalaciones reversibles en el mundo, conectadas a una red general alimentada por un mix energético determinado, que actúan como “pilas” para la totalidad del sistema a que pertenecen, normalmente a escala intradiaria.

El presente artículo tiene como objetivo determinar cuál es la combinación óptima de volumen de almacenamiento hidráulico, potencia eólica y potencia solar que permiten satisfacer la demanda energética de un núcleo aislado con el mínimo coste total de infraestructuras y operaciones. Para ello, se presenta un modelo numérico que resuelve las ecuaciones de evolución de un sistema genérico de este tipo a escala diaria, con unas hipótesis de partida. Una vez implementadas las ecuaciones de evolución de las variables físicas del sistema, se definirá una función de costes, que incluirá tanto inversiones de capital como costes de operación, para finalmente llevar a cabo el cálculo de optimización que arroje el dimensionamiento óptimo del sistema para unas condiciones geográficas y climáticas dadas, en términos de potencia instalada de renovables y de volumen de almacenamiento hidráulico.

2 Formulación del modelo físico

El objetivo de este artículo es analizar de manera simplificada y a escala diaria el funcionamiento conjunto de un sistema compuesto por los siguientes componentes interconectados (ver figura 1):

- Un núcleo urbano-industrial de demanda energética
- Un parque de energías renovables, con eólica terrestre y/o energía solar.
- Una central hidroeléctrica reversible, es decir, con capacidad de bombeo y turbinado
- Una balsa elevada de almacenamiento de agua
- Una fuente de energía convencional de emergencia, para satisfacer la demanda en los casos en que las energías renovables no sean suficientes.

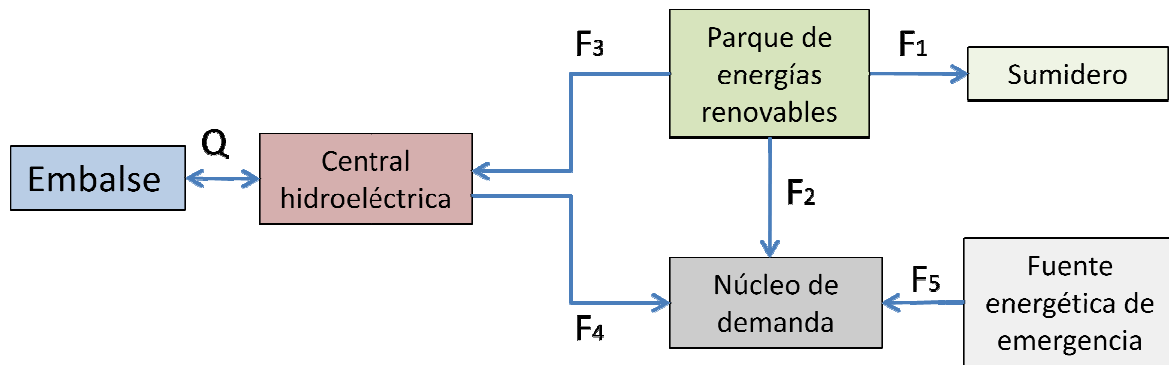


Figura 1. Esquema de funcionamiento del modelo.

El modelo planteado compara en cada incremento de tiempo (día) la energía producida por el parque de renovables con la demanda de ese día. Si el balance es positivo (oferta > demanda), se satisface la demanda del núcleo (F_2) y se utiliza el superávit (F_3) para bombear agua al embalse superior ($Q > 0$), siempre y cuando tenga volumen disponible; la energía que no es utilizable se desprecia (F_1). Cuando el balance es negativo (oferta < demanda) se satisface una parte de la demanda posible con la energía renovable disponible, y el resto se trata de suplir turbinando agua del embalse elevado (F_4), si éste dispone de volumen. Cuando la fuente almacenada se agota, se habilita una fuente energética no renovable que aporta el déficit final (F_5). Estas reglas cierran las ecuaciones del sistema, en el sentido de que definen unívocamente su evolución, sin necesidad de incorporar otros criterios suplementarios de operación.

El modelo propuesto parte de los siguientes datos iniciales:

- Altura y longitud del salto hidráulico disponible, que depende de la geografía local
- Régimen de variación de la demanda energética
- Recurso energético potencial (clima eólico y niveles insolación).
- Curva de costes de todos los componentes, y de la fuente de energía alternativa.

Las variables de diseño o parámetros libres son el volumen de la balsa de almacenamiento y la potencia instalada del parque de renovables, asumiendo dos tipos de energías renovables: eólica y solar. Para poder plantear las ecuaciones del sistema de forma sencilla y rápida de operar, se han adoptado varias hipótesis simplificadoras (ver, por ejemplo [1] y [2]):

- Depósito inferior de volumen infinito y nivel constante (mar o lago de grandes dimensiones).
- Depósito superior de volumen V y nivel constante (cota del fondo \gg variaciones de nivel).
- El diámetro de la impulsión y la potencia del grupo reversible no son parámetros libres, sino que se calculan en función del volumen de almacenamiento de agua y de la altura bruta de bombeo, con el criterio de que el embalse debe poder llenarse o vaciarse en tres días, a una velocidad de 2 m/s.
- No hay otros flujos de entrada o salida al embalse que los que proceden de la central hidroeléctrica.
- Las bombas y turbinas funcionan en régimen de caudal constante, en un punto cercano al óptimo de su curva de eficiencia.
- Las pérdidas distribuidas y localizadas en las tuberías y máquinas hidráulicas se calculan mediante una fórmula de tipo Darcy-Weisbach y son constantes para un caudal dado.
- No hay pérdidas de tensión en las líneas eléctricas de conexión.
- No hay paradas de mantenimiento o averías en ninguno de los elementos del sistema.

La mayor parte de estas restricciones podrían relajarse, aumentando el número de parámetros del modelo y añadiendo nuevos términos a las ecuaciones. Desde el punto de vista del análisis básico del comportamiento de un sistema de este tipo, y teniendo en cuenta que el objetivo final es llevar a cabo un cálculo de optimización estocástica, se considera que las hipótesis anteriores son válidas. Las ecuaciones que definen la evolución del sistema en el tiempo son:

$$F_{1,t} + F_{2,t} + F_{3,t} = P_t ; \forall t$$

$$F_{2,t} + F_{4,t} + F_{5,t} = D_t ; \forall t$$

$$F_{3,t} = F_{4,t} = \gamma \cdot H_n(Q_t) \cdot Q_t \cdot \rho(Q_t) ; \forall t$$

$$\frac{dV_t}{dt} = Q_t ; \forall t$$

Sometido a las siguientes restricciones:

$$F_{i,t} > 0$$

$$0 < V_t \leq V_{\max} ; \forall t$$

La altura neta de bombeo o turbinado vale:

$$H_n = H_g + \Delta h(Q_t) ; \forall t$$

$$\Delta h(Q_t) = \left| \frac{Q_t}{A} \right| \cdot \frac{Q_t}{A} \cdot (k_1 \cdot L + k_2)$$

$\rho(Q)$ es la función de eficiencia del grupo reversible, que depende de su tipología y curvas características:

$$\rho(Q_t) = \begin{cases} \rho_t(|Q_t|) & , Q_t < 0 \\ 1/\rho_p(Q_t) & , Q_t > 0 \end{cases}$$

En este caso se han considerado valores constantes: $\rho_t = \rho_p = 0.85$

Q_t : Caudal medio diario en m^3/s (pos=bombeo, neg=turbinado) para el día t.

P_t : Producción de energía renovable (kwh/día) para el día t.

$F_{i,t}$: Flujos de energía (ver figura 1) para el día t.

D_t : Demande de energía (kwh/día) para el día t.

H_g y H_n : Alturas de bombeo bruta y neta (m)

Δh_t : Pérdidas hidráulicas (m) para el día t.

A : Área útil de la tubería (m^2)

L : Longitud de la tubería (m)

T : Periodo de tiempo de optimización (años)

γ : Densidad del agua ($9,81 \text{ kN/m}^3$)

ρ_b y ρ_t : Eficiencia hidráulica de bombas y turbinas

V_{\max} : Volumen máximo de la balsa de laminación (m^3)

Estas ecuaciones se pueden particularizar y simplificar, considerando los dos modos de funcionamiento posibles del sistema, bombeo o turbinado, que dependen de la relación entre la producción y la demanda de energía en un instante dado.

Si $P_t > D_t$ (situación de bombeo):

$$F_{4,t} = F_{5,t} = 0 ; \forall t$$

$$P_t - D_t = F_{1,t} + F_{3,t} ; \forall t$$

$$\text{Si } P_t - D_t < F_{3,\max} \text{ y } V_t < V_{\max} \rightarrow F_{3,t} = P_t - D_t, F_{1,t} = 0, Q_t = f(F_{3,t}) ; \forall t$$

$$\text{Si } P_t - D_t > F_{3,\max} \text{ y } V_t < V_{\max} \rightarrow F_{3,t} = F_{3,\max}, F_{1,t} = P_t - D_t - F_{3,\max}, Q_t = f(F_{3,t}) = Q_{\max,b} ; \forall t$$

$$\text{Si } V_t = V_{\max} \rightarrow F_{3,t} = 0, F_{1,t} = P_t - D_t ; \forall t$$

Si $P_t < D_t$ (situación de turbinado):

$$F_{1,t} = F_{3,t} = 0 ; \forall t$$

$$D_t - P_t = F_{4,t} + F_{5,t} ; \forall t$$

$$\text{Si } D_t - P_t < F_{4,\max} \text{ y } V_t > 0 \rightarrow F_{4,t} = D_t - P_t, F_{5,t} = 0, Q_t = f(F_{4,t}) ; \forall t$$

$$\text{Si } D_t - P_t > F_{4,\max} \text{ y } V_t > 0 \rightarrow F_{4,t} = F_{4,\max}, F_{5,t} = D_t - P_t - F_{4,\max}, Q_t = f(F_{4,\max}) = Q_{\max,t} ; \forall t$$

$$\text{Si } V_t = 0 \rightarrow F_{4,t} = 0, F_{5,t} = D_t - P_t ; \forall t$$

En ambos casos se actualiza el volumen de la balsa con el caudal aportado y extraído:

$$V_t = \int_0^t Q_t \cdot dt ; \forall t$$

Se han denominado $F_{3,\max}$ y $F_{4,\max}$ los caudales de funcionamiento de bombas y turbinas que, como se ha indicado en las hipótesis de partida, funcionan siempre en régimen constante. El programa *hidroeos*, realizado en el entorno Matlab-Simulink (figura 2), resuelve las ecuaciones diferenciales anteriores a lo largo de un periodo de tiempo, que se ha fijado en 25 años, y calcula el déficit medio y máximo de energía de apoyo (F_5) que resulta; también se registra internamente el valor diario de todas las variables implicadas: nivel de llenado del embalse, producción, demanda, balance energético, etc. El objetivo final es minimizar los costes totales del sistema, que incluyen tanto los costes fijos de instalación como los costes variables de mantenimiento y explotación.

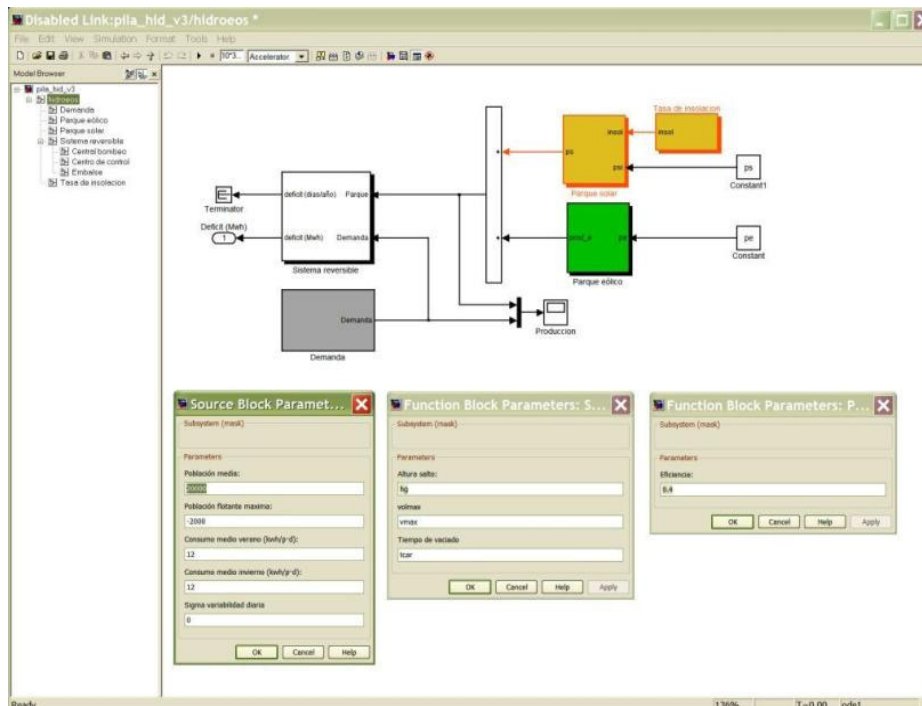


Figura 2. Herramienta de simulación Hidroeos, realizada en el entorno Matlab-Simulink

3 Modelo económico

Una vez disponible el modelo de evolución en el tiempo de los parámetros físicos, el paso siguiente consiste en plantear un modelo económico que permita estimar el coste total del sistema, como suma de cuatro elementos principales: el sistema hidráulico reversible (C_h), el parque eólico (C_e), el parque solar (C_s) y la fuente de energía de emergencia (D), que es función del déficit medio (D_{med}) y máximo (D_{max}) de energía en el sistema. Dichos déficits se calculan a través del programa “hidroeos”, y son función de las potencia instaladas de los parques de renovables (W_s y W_e) y de tamaño del sistema hidroeléctrico, caracterizado por su volumen de almacenamiento (V_{max}):

$$C_t = C_h (V_{max}) + C_e (W_e) + C_s (W_s) + E (D_{med}, D_{max})$$

$$D_{med} = f (V_{max}, W_e, W_s)$$

$$D_{max} = f (V_{max}, W_e, W_s)$$

Para obtener esta función se han recopilado datos de la industria, preferentemente de plantas en funcionamiento o proyectadas, y se han adoptado varias hipótesis simplificadoras. La fuente de energía de emergencia tiene también un coste fijo asociado al máximo déficit diario que hay que satisfacer, que determina la potencia instalada de energía de apoyo necesaria, y un coste variable vinculado al gasto de explotación y al precio de la fuente energética empleada (gas, gasóleo, etc).

SISTEMA REVERSIBLE

Como en el resto de las componentes del coste total, se consideran separadamente, para al final crear una expresión combinada, los costes de infraestructura (CapEx) y los de operación y mantenimiento (OpEx) [3]:

Ch.capex (CapEx de la infraestructura hidráulica): incluyen cuatro elementos principales: dos balsas de almacenamiento (una elevada y otra al pie de la central reversible), la propia central hidroeléctrica y la tubería de impulsión. Se han recopilado datos de proyectos y obras realizadas de este tipo, o que incluyen macro-unidades de obra similares (por ejemplo balsas de riego). Se asume que la central no es subterránea, y que requiere de una balsa de almacenamiento aneja para operar, además de la balsa elevada; la balsa inferior puede no ser necesaria si se opera con agua de mar, o bien existe un lago/embalse de toma que haga la misma función. Para mantener el enfoque simplificador de este trabajo, se requiere expresar todo el coste de infraestructura en función de la única variable representativa de la infraestructura hidráulica del sistema, el volumen de almacenamiento V_{max} . Se puede objetar que existen muchas otras variables que influyen en el coste de las obras, como son la altura y longitud de la impulsión, pero para los cálculos presentados en este artículo se han considerado dependientes del volumen de almacenamiento. Tal hipótesis es aceptable, a efectos de grandes números, en lo que respecta al dimensionamiento de la central reversible y del diámetro de la impulsión, pero no lo es para calcular la longitud de la tubería, variable que no se puede inferir del volumen de embalse, ya que depende de la topografía local. Se ha considerado de forma genérica una conducción de 2 km, del orden de lo que existe en instalaciones reales (600 m de desnivel y pendiente media de 15°)

Ch.opex (OpEx de la infraestructura hidráulica): incluye todo el gasto de mantenimiento y explotación de la planta a lo largo de su vida útil, tanto para el bombeo como para el turbinado se asume que es variable y proporcional al volumen de energía generado. Se toma un valor de 6,14 €/MWh, que es el resultado de 10 €/MWh de coste de OpEx que se inflacta todos los años con una inflación del 3% y se descuenta a valor actual con una tasa del 7%, común en el sector las energías renovables. Se asume un factor de carga promedio de la infraestructura hidráulica (proporción de tiempo en operación, bien de bombeo o de turbinado) de 0.5.

Combinando las inversiones de capital y los gastos de mantenimiento y explotación, estos últimos descontados al 4%, se puede ajustar una función potencial que relaciona los costes totales con el volumen de almacenamiento:

$$Ch (M€) = 70.6 \cdot V_{max}^{0.81} (Hm^3)$$

PARQUE EÓLICO

Se consideran generadores de 2 Mw de potencia, que son un estándar actual y se encuentran en funcionamiento en números parques del mundo; la curva de potencia ha sido tomada de la página web de la asociación danesa de fabricantes de turbinas eólicas (<http://www.vindselskab.dk/es/tour/>). Asumimos un CapEx (incluye aerogeneradores más el resto de la planta *-balance of plant-*) de 1,3 M€ /MW que es el CapEx general por MW instalado comunicado al mercado por los principales agentes del sector. Asumimos un OpEx de 9,2 €/MWh que es el resultado de aplicar 15 €/MWh de coste de OpEx que se inflacta todos los años con una tasa del 3% y se descuenta a valor actual con una tasa del 7%.

Asumiendo un factor de carga medio de 0,3 y una vida útil de 25 años, el coste total de una planta eólica, incluyendo costes de infraestructura y de mantenimiento (estos últimos descontados al 4%), se pueden relacionar linealmente con la potencia instalada, con lo que se obtiene el sumando correspondiente de la función de costes totales:

$$C_e (\text{M€}) = 1,9 \cdot P_e (\text{Mw})$$

PARQUE SOLAR

Se considera un parque basado en tecnología termosolar, similar al del complejo Andasol situado en la provincia de Granada. Asumimos un CapEx total (incluye aerogeneradores más resto de la planta *-balance of plant-*) de 3 M€/MW, que es el CapEx general por MW instalado comunicado al mercado por los principales agentes del sector. Asumimos un OpEx de 21,5 €/MWh que es el resultado de 35 €/MWh de coste de OpEx que se inflacta todos los años con una tasa del 3% y se descuenta a valor actual con una tasa del 7%, habitual en el sector.

Asumiendo un factor de eficiencia de 0.4 sobre la potencia efectiva y una vida útil de 25 años, el coste total de una planta solar, incluyendo costes de infraestructura y de mantenimiento, estos últimos descontados al 4%, se puede relacionar linealmente con la potencia instalada:

$$C_s (\text{M€}) = 4,88 \cdot P_s (\text{Mw})$$

INSTALACIÓN ENERGÉTICA DE APOYO

Asumimos que los déficits de demanda se satisfarán mediante un ciclo combinado de gas, cuya potencia dependerá del máximo de déficit diario, de tal forma que se garantice siempre la cobertura de la demanda. Este coste tendrá tres componentes: CapEx, OpEx y el coste de emisión de CO₂ equivalente que, dado el planteamiento de base orientado a un modelo 100% renovables, será muy significativo.

Asumimos un CapEx total (incluye unidad de generación más resto de la planta) de 1 M€/MW, que es el CapEx de un CCGT con el coste que supone llevarlo a una isla. Asumimos un OpEx de 31 €/MWh que es el resultado de 50 €/MWh de coste de OpEx que se inflacta todos los años con una tasa del 3% y se descuenta a valor actual con una tasa del 7%. El coste del CO₂ será aproximadamente de 245 €/MWh, que es el resultado de considerar 400 €/MWh de precio de la energía renovable más cara en la península que se inflacta todos los años con una inflación del 3% y se descuenta a valor actual con una tasa del 7%.

Asumiendo una central de ciclo combinado con una eficiencia media de transformación de 0,75 y una vida útil de 25 años, el coste total de la fuente de energía alternativa se puede expresar el coste total en función de la potencia máxima necesaria (potencia instalada) y de la producción media de energía:

$$C_a (\text{M€}) = 1,33 \cdot D_{\max} (\text{Mw}) + 2,52 \cdot D_{\text{med}} (\text{Mwh/dia})$$

Este coste incluye:

- costes de infraestructura
- costes de mantenimiento y explotación, descontados al 4%.
- costes ambientales de las emisiones y costes del recurso energético primario.

Nótese que en este caso la producción media se expresa en función del déficit máximo (potencia instalada) y del déficit medio (consumo de combustible fósil más gastos de explotación), puesto que se desconoce la relación

entre ambas, es decir, la relación entre el valor máximo y medio de la serie de déficit energético, que será resultado de ejecutar *hidroeos*.

Finalmente, el último paso del trabajo es el de optimización, que permitirá obtener la combinación de volumen de embalse, potencial eólica y potencia solar, que minimiza el coste total C_t . El cálculo de C_t requiere llevar a cabo la simulación del sistema durante su vida útil, y que depende de la naturaleza estocástica de las señales de entrada. Para la optimización se ha empleado la subrutina numérica *fminsearch* de Matlab, que se basa en el algoritmo simplex de Nelder-Mead [4]. Este algoritmo, que no requiere del cálculo de gradientes numéricos o analíticos, converge en la mayor parte de los casos, y siempre que se introducen condiciones iniciales adecuadas, aunque muchas veces alcanza mínimos relativos, por lo que es conveniente probar con distintos puntos de inicio, y aun así no está totalmente garantizado el encontrar el mínimo absoluto. A efectos prácticos, se ha comprobado de forma manual (tras ejecutar un “cubo” de combinaciones y detectar el mínimo) que las soluciones generadas son válidas.

4 Resultados

Como caso concreto de aplicación del modelo planteado, se va a considerar el ejemplo de la Isla del Hierro en el Archipiélago Canario, donde se está ejecutando un proyecto similar de abastecimiento energético basado en una central hidráulica reversible y un parque eólico (figura 3). Se planteará un escenario base, y posteriormente se analizarán diversas variaciones sobre el mismo, con el fin de disponer de un primer análisis de sensibilidad del modelo frente a las variables de entrada. Los datos empleados para el escenario base se han inspirado en la geografía y clima de la Isla del Hierro, aunque las variables se han redondeado con el fin de facilitar la comparación entre escenarios:

- Serie de demandas diarias correspondientes a una población equivalente de 20.000 habitantes (proyección 2030).
- Serie de velocidades de viento con 6 m/s de velocidad media (valor estimado para la zona donde se situaría el parque eólico de El Hierro).
- Tasa de insolación media tomada como media de los valores registrados en la Isla del Hierro (Fuente: ITC-CIEA. Proyecto Mabican, 2001)
- Tipo de turbina de 2 Mw con curva de potencia aportada por los fabricantes.
- Eficiencia del parque solar: 0,4 (tecnología de concentración).

Otros datos relativos al escenario base se resumen a continuación:

Tabla 1. Datos de partida del escenario base.

Altura neta del salto	600	m
Longitud de impulsión:	2350	m
Vel. media de viento:	6	m/s
Insolación verano:	300	W/m2
Insolación invierno	200	W/m3
Dotación energética	12	kwh/hab·día

La serie de demandas diarias $C(t)$ se ha obtenido mediante una curva analítica que aplica una dotación por persona y día con variación sinusoidal entre verano e invierno, multiplicada por otra función sinusoidal de variación de la población equivalente:

$$C(t) = \left[a + b \cdot \cos\left(\frac{2 \cdot \pi \cdot (t - \varphi_1)}{365}\right) \right] \cdot \left[c + d \cdot \cos\left(\frac{2 \cdot \pi \cdot (t - \varphi_2)}{365}\right) \right]$$

La fases φ_1 y φ_2 vienen determinadas por el instante del año de máxima dotación y de máxima población equivalente, respectivamente. De esta forma, se obtiene un modelo de demanda sencillo de dos parámetros que permite analizar el efecto de las variaciones estacionales de la dotación energética (por habitante equivalente) y de la población equivalente. Para el escenario base, se ha supuesto una demanda constante ($b, d=0$).

La serie de velocidades de viento empleada ha sido una serie aleatoria de 25 años de duración, generada a partir de una distribución de Weibull con parámetro de forma $k=2$ y media igual a 6 m/s. La producción de energía solar se ha generado mediante una función sinusoidal con su máximo y mínimo dados por los valores de la tabla 1.



Figura 3. Esquema general de la planta hidroeléctrica proyectada en la isla del Hierro. Tomado de la documentación del proyecto europeo STORIES (<http://www.storiesproject.eu/>)

Los resultados de la combinación óptima de volumen de almacenamiento hidráulico y potencia de renovables en el escenario base, así como otras variables derivadas extraídas del modelo numérico, son los siguientes:

Resultados escenario base

Potencia Eólica	21.30	Mw
Potencia Solar	15.13	Mw
Volumen embalse	0.41	Hm ³
Potencia energía de apoyo	7.56	Mw
Coste total (CAPEX+OPEX)	168.89	M€

Dem. Med. Apoyo	5.06	MWh/día
Prod. Media solar	121.5	MWh/día
Prod. media eólica+hidro	113.44	MWh/día
Demanda media total	240	MWh/día

La solución encontrada indica que en la combinación más rentable, prácticamente la totalidad de la energía sería aportada a partes iguales por el parque solar por un lado, y por la central reversible más el parque eólico, por otro; únicamente un 2% de la energía consumida (aprox. una semana al año), sería aportada por la fuente de apoyo no renovable. Dado que la energía solar se rige por una función con variación estacional conocida con bastante exactitud (en el modelo, completamente determinista), es una energía gestionable que no se presta al almacenamiento (salvo en escalas de tiempo mensuales), mientras que el aprovechamiento de la eólica, de carácter estocástico y no gestionable, va muy ligado a la existencia de la central hidráulica reversible.

Una vez simulado el escenario base, se han definido y ejecutado varios escenarios alternativos, variando algunos de los parámetros dentro de los rangos esperables de los mismos, bajo la hipótesis *ceteris paribus*. En concreto, se han ensayado variantes, por exceso y por defecto, en la altura neta del salto, la velocidad media del viento, el precio variable del kwh de apoyo y la estacionalidad de la demanda. Los resultados se presentan en la tabla 2.

Tabla 2. Resultados de los escenarios alternativos.

		Pot. Eólica (Mw)	Pot. Solar (Mw)	Vol (Hm ³)	Inversión (M€)
ESCENARIO BASE		21.30	15.13	0.41	168.89
Altura neta del salto (m)	400	4.34	29.70	0.00	171.88
	800	41.13	0.00	0.74	158.18
Vel. media del viento (m/s)	5	2.95	31.81	0.00	175.33
	7	32.65	0.00	0.80	144.96
Precio kwh apoyo (€/MWh)	100	29.25	0.00	0.30	147.26
	500	20.54	17.53	0.41	175.62
Estacionalidad de la demanda	+10% verano	2.23	29.79	0.00	159.18
	-10% verano	39.07	1.82	0.81	175.88

Los resultados de los escenarios alternativos ponen de manifiesto los siguientes hechos:

- La altura del salto hidráulico funciona como un parámetro de eficiencia de la “pila” del sistema, que está asociada principalmente al parque eólico. Una altura mayor hace que el óptimo se desplace hacia una predominancia de la potencia eólica frente a la solar, mientras que para alturas bajas se comprueba que no compensa construir el salto reversible.
- El clima eólico tiene la misma influencia en el óptimo del sistema, incluso más marcada, que la altura de bombeo. Una vez más, todo incremento en potencia eólica va acompañado por un aumento del volumen de almacenamiento de agua.
- Si se abarata el kwh de la energía de apoyo, ésta pasa a sustituir a la energía solar, la más cara de las renovables; si se encarece, el óptimo se mantiene similar al de la solución base
- Si se da una mayor demanda en verano, por aumento de la población o bien de la dotación, este incremento es absorbido por un aumento de la potencia solar, al coincidir con el momento de mayor insolación. En caso de mayor demanda invernal, pierde utilidad la energía solar y pasa a ocupar su puesto la eólica.

A título informativo, el proyecto real que se está llevando a cabo en la isla del Hierro se ha diseñado para una población de 10.000 habitantes, con un parque eólico de 10 Mw y un depósito superior de laminación de 0,5 Hm³, cifras que si se escalan con la población de diseño utilizada (20.000 habitantes en este caso), resultan similares a las obtenidas en este trabajo. No obstante el diseño real no es directamente comparable con el que se ha obtenido, ya que lógicamente se han considerado operaciones intradiarias y, probablemente, un mayor uso de la energía de apoyo (central de motores diesel).

5 Conclusiones

Se ha realizado un modelo numérico para simular el funcionamiento a escala diaria de una central hidráulica reversible ligada a un parque de energías renovables, y este modelo se ha incorporado a un algoritmo de optimización, para obtener una configuración más eficiente del sistema en términos económicos, adoptando varias hipótesis simplificadoras. El modelo, de carácter genérico en su planteamiento, se ha aplicado a un caso práctico inspirado en la Isla del Hierro, donde existe un proyecto similar. Los resultados son coherentes e indican que los modelos basados en sistemas dinámicos, incluyendo reglas de operación más o menos complicadas, son adecuados para llevar a cabo cálculos de optimización estocástica que permiten mejorar el proceso de planificación y operación de sistemas energéticos combinados con fuentes no gestionables. Por otra parte, se ha comprobado que la solución óptima en este tipo de sistemas es volátil (existen varios mínimos relativos que en algún caso podrían llegar a coincidir) y sensible a variaciones de ciertos parámetros de entrada. Como consecuencia, el mejor diseño podría no ser el óptimo en el sentido de optimización matemática, sino la combinación que resulte más robusta frente a perturbaciones de variables de entrada que estén sujetas a incertidumbre.

El modelo, en la versión presentada, así como los resultados obtenidos, tiene varias limitaciones que conviene reseñar. El hecho de no haber considerado las operaciones intradiarias no indica que éstas no sean importantes. Sin embargo, el funcionamiento intradiario en este tipo de territorios no es importante por las mismas razones que un sistema de gran tamaño con fuentes de baja modulación (centrales térmicas y nucleares). En la Isla del Hierro, por ejemplo, las operaciones intradiarias tienen importancia a la hora de almacenar energía solar durante las horas de sol, y la energía eólica durante los instantes de menor consumo nocturno. Por lo tanto, es probable que una simulación a escala horaria generara resultados diferentes a los obtenidos. Además, si bien a escala diaria se puede afirmar que la capacidad de predecir el viento a futuro es escasa, no sucede lo mismo a escala horaria, donde el algoritmo de optimización podría incluir un cierto grado de predictibilidad del viento a 3-6 horas vista. Por otra parte, a escala horaria deben considerarse fenómenos asociados a la variación de los flujos de agua y energía que quedan laminados a escalas superiores.

El modelo presentado se ha aplicado con series teóricas de viento, que no contienen autocorrelación, y además todas las ejecuciones se han llevado a cabo con la misma serie sintética. Es de esperar que los resultados obtenidos dependan en cierta medida de cada realización del proceso estocástico de viento, aun manteniendo cada una de ellas las mismas propiedades estadísticas. Este análisis de la influencia de las series de viento reales en los resultados queda como futura línea de trabajo. Finalmente, cabe resaltar la alta dosis de simplificación empleada en el modelo económico, algunos de cuyos parámetros tienen gran influencia en el resultado final. La decisión de reducir toda la complejidad de un sistema de este tipo a tres parámetros tiene, por otra parte, la virtud de permitir el análisis rápido de comportamientos cualitativos del sistema, como paso previo hacia cálculos más refinados.

AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen la ayuda prestada y los comentarios de las siguientes personas: *Jon Bengoechea (Deloitte)*, *Elisa Borrego (Merck)*, *Carlos Rodríguez (Cosentino)*, *Maria Rùspoli (OHL)* y *David Sanclement*.

6 Referencias

- [1] Hydrosystems Engineering and Management. Larry Mays and Yeou-Koung Tung. McGraw-Hill, 1992.
- [2] Optimizing Reservoir Resources. Charles ReVelle. John Wiley and Sons, 1999.
- [3] Hydropower Economics, Finn R. Forsund. Springer, 2007.
- [4] Lagarias, J. C., J. A. Reeds, M. H. Wright, and P. E. Wright. "Convergence Properties of the Nelder-Mead Simplex Method in Low Dimensions." *SIAM Journal of Optimization*, Vol. 9, Number 1, 1998, pp. 112–147.