

Design and calculation of a hybrid solar-hydraulic power station in Gran Canaria

Abian Beltrán ^a, Herberth Gracia-León ^b, Daniella Rodríguez-Urrego ^c & Leonardo Rodríguez-Urrego ^b

^a Facultad de Ingeniería, Universidad Las Palmas de Gran Canaria. abian.beltran101@alu.ulpgc.es

^b Facultad de Ingeniería, Universidad EAN, Bogotá, Colombia. hgracia@universidadean.edu.co, lrodriguez@universidadean.edu.co

^c Facultad de Ingeniería, Universidad Católica, Bogotá, Colombia. drodriguez@ucatolica.edu.co

Received: February 21th, de 2018. Received in revised form: July 25th, 2018. Accepted: August 15th, 2018

Abstract

This paper propose the design, calculation and feasibility study of a reversible hydroelectric plant located in the island of Gran Canaria, with the support of a solar power plant to cover a part of the energy demand of the pumping of water from a lower reservoir to a higher one. This work is motivated in order that the island of Gran Canaria has the first hydroelectric power station in its history, and has energy storage to cover peak hours of demand between 18 and 22 hours. At the same time, it is intend to increase the installed capacity of renewable sources to the detriment of fossil fuels. Finally, this paper conclude with an economic study where a budget and its corresponding prefeasibility study are estimated, considering a construction period of 4 years and a useful life of the installation of 25 years.

Keywords: solar; photovoltaic; design; hydropower; hybrid energy; Isla Gran Canaria; non-conventional energy.

Diseño y cálculo de una central híbrida solar-hidráulica en Gran Canaria

Resumen

Este artículo propone el diseño, cálculo y estudio de factibilidad de una planta hidroeléctrica reversible ubicada en la isla de Gran Canaria, con el apoyo de una planta de energía solar para cubrir una parte de la demanda de energía del bombeo de agua desde un depósito inferior a uno superior. Este trabajo está motivado para que la isla de Gran Canaria tenga la primera central hidroeléctrica de su historia y tenga un almacenamiento de energía para cubrir las horas pico de demanda entre 18 y 22 horas. Al mismo tiempo, tiene la intención de aumentar la capacidad instalada de fuentes renovables en detrimento de los combustibles fósiles. Finalmente, este trabajo concluye con un estudio económico donde se estiman un presupuesto y su estudio de prefactibilidad, considerando un período de construcción de 4 años y una vida útil de la instalación de 25 años.

Palabras clave: energía solar; fotovoltaica; diseño; hidroeléctrica; energía híbrida; Isla Gran Canaria; energía no convencional.

1. Introducción

Actualmente, los combustibles fósiles atienden la demanda energética mundial actual correspondiente al 90% aproximadamente, dadas estas condiciones se presenta la necesidad de potencializar las nuevas fuentes energéticas permitiendo el desarrollo de las energías renovables en su totalidad sin presentar limitaciones técnicas o financieras [1]. Dentro de los casos más destacados es el de las zonas aisladas, puntos no conectados a la red por distancia o

geografía, donde las nuevas opciones de energías renovables se han convertido en la forma más efectiva para un desarrollo energético en estas áreas.

La combinación de dos o más sistemas de energías renovables se denominan sistemas híbridos [2], los cuales complementan hoy en día aquellas energías que en el momento de implementarse no tienen una disponibilidad de recurso permanentemente o no producen energía durante algunas franjas diarias como es el caso de la solar fotovoltaica. En efecto, uno de los sistemas híbridos más

implementados en sistemas aislados en el mundo son Eólico-solar [3], así mismo en menor medida se han realizado sistemas híbridos con energía hidráulica [4,5]. Por tal razón de acuerdo a las condiciones topográficas, geográficas y meteorológicas, es necesario revisar los recursos que se presentan en las zonas a estudiar para así hacer partícipe de la combinación de energías con el fin de implementar los mejores recursos y así obtener mayores eficiencias y posibles soluciones económicas/viables para los proyectos en zonas aisladas.

Las islas son un caso de estudio que, dependiendo de su tamaño, podrían ser entendidas como zonas no interconectadas o como zonas conectadas, pero por su ubicación geográfica en si misma ya genera retos a la hora de poder abastecer de energía a su población. Investigar como podrían mantenerse sólo con energías renovables, reconociendo que en su mayoría se abastecen a través de combustibles fósiles es un reto. Hay que tener en cuenta muchos factores como el transporte y la logística, que en estos casos genera un alto incremento en costos y algunos perjuicios ambientales, sin dejar de lado los análisis técnicos y financieros del propio proyecto. IRENA por ejemplo, presenta el apoyo a 2700 islas de la comunidad europea ante el título “Energía limpia para las islas” en el año 2017 [6]. Bajo esta finalidad se hace énfasis en el caso de la Isla de Gran Canaria, España, donde el aumento de la demanda eléctrica exige la implementación de un nuevo medio de generación energética dentro del sistema actual para conseguir la demanda promedio de 503 MW [7]. Como solución, se podría recurrir a centrales térmicas convencionales, pero éstas provocan problemas de emisiones y mala aceptación social debido al impacto ambiental que producen en su entorno. Por ello, se convierte en reto enfrentarse en las próximas décadas a la búsqueda de fuentes de energías renovables y sostenibles para cubrir la demanda energética tanto en Canarias como en otras islas del mundo [8]. Este artículo presenta el diseño de una central híbrida solar-hidráulica reversible en la isla Gran Canaria [9], estudiando su viabilidad y sostenibilidad desde lo técnico financiero y social.

Entre algunas de las distintas soluciones existentes dentro de las energías no convencionales se encuentran las instalaciones solares, eólicas e hidroeléctricas. Como ejemplo, las centrales hidroeléctricas de acumulación por bombeo, consisten en elevar agua de un desnivel en un depósito inferior a uno superior mediante bombeo, para luego turbinar en sentido descendente. Este tipo de centrales presenta múltiples ventajas. La primera es la posibilidad de servirse de las fases de bombeo como sistema de almacenaje de energía, donde la energía que se puede almacenar proviene de fuentes no regulables como la energía solar o eólica [10]. Por ello, las centrales eléctricas de bombeo resultan rentables si el sistema de bombeo se utiliza durante las horas valle, asegurando así una producción máxima durante las horas pico. La segunda posibilidad son las centrales hidroeléctricas de bombeo que pueden funcionar en circuito cerrado, es decir, bombear y turbinar la misma agua con pocas pérdidas hidráulicas, aprovechando las horas de gran consumo (horas pico) permitiendo tener una rentabilidad consecuente de la instalación.

El mayor problema encontrado en este tipo de instalación es la inversión inicial. Por eso existen muy pocos proyectos de centrales hidroeléctricas de bombeo de pequeña o mediana potencia. A continuación, se presentan algunos proyectos de este tipo en España y en el mundo [11]:

- Sistema de La Muela, Comunidad Valenciana
- La central hidroeléctrica de Aguayo, ubicada en San Miguel de Aguayo (Cantabria)
- La central hidroeléctrica de acumulación por bombeo Bath County, situada en Virginia (EEUU)
- La central de Entracque, Italia

La propuesta desarrollada dentro del artículo puede ser aplicada dentro de cualquier isla que cuente, en su topografía, con una región a mayor altitud donde pueda ser instalada la central hidráulica. En el mundo existen más de 2000 islas según el observatorio mundial y en el 50% se encuentran problemas de abastecimiento energético como lo es el caso de Puerto Rico y de Isla Canaria. La presente solución, además, puede validar el modelo en cualquier zona no interconectada con características similares que pretenda un abastecimiento de energía a su población.

Sin embargo, y como se mencionó anteriormente, los sistemas energéticos alternativos como el solar y los eólicos tienen algunos inconvenientes como lo son la disponibilidad y el cargo por confiabilidad. Estos problemas los hacen inestables para las redes de grandes poblaciones aisladas, como es el caso del mayor porcentaje de islas. Algunos proyectos cuentan con baterías plomo ácido, sin embargo, por costos y temas de mantenimiento son insostenibles en el tiempo. Una de las soluciones es utilizar sistemas híbridos con combustibles fósiles como es el caso de la mayoría de proyectos del caribe [12]. En estos proyectos, la energía alternativa da el aporte energético principal y la energía a partir de combustible fósil da la confiabilidad, aunque es una importante solución, sigue teniendo problemas asociados al componente y el impacto ambiental. Esto se soluciona con una batería natural tal cual se explicó anteriormente bombeando a una cota más alta y turbinando después. Estas cotas existen en todas y cada una de las islas del mundo y no se están aprovechando energéticamente.

2. Recurso energético de Gran Canaria

El sistema eléctrico canario cuenta con seis sistemas eléctricamente aislados, de pequeño tamaño, con una red de transporte de energía débilmente mallada y además de la imposibilidad de conexión a una red continental. Estas condiciones hacen que estos sistemas sean menos estables y fiables que los grandes sistemas interconectados en los que es posible garantizar el suministro ante picos de demanda o ante determinadas situaciones de falta de generación.

El sistema eléctrico está configurado el torno a dos centros de generación, la central de Jinámar y la central de Barranco de Tijarana, compuestas por grupos de generación de gas, vapor y diésel. Así mismo, hay instalados en torno a 100 MW de energía eólica de gran antigüedad en la zona sureste de la isla [8]. Siendo la distribución porcentual de la demanda de un 79.13% a partir de productos petrolíferos y un 0,24% solar [8].

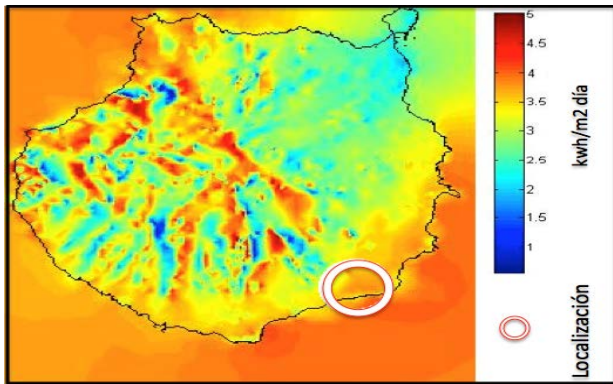


Figura 1. Recurso Solar en canaria.
Fuente: [1] Anuario Energético de Canarias.

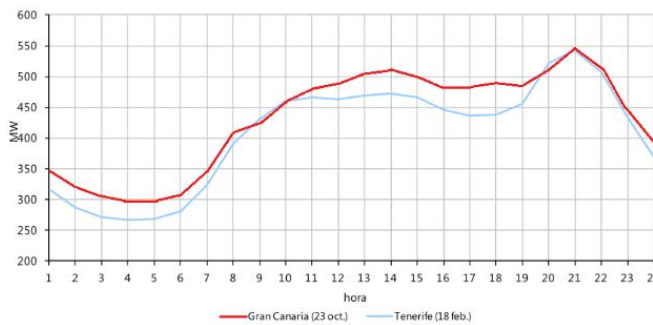


Figura 2. Recurso Solar en canaria.
Fuente: [1] Anuario Energético de Canarias.

En los últimos años se ha notado un decrecimiento de la energía generada por la red pasando de 3.593 GWh a 3.389 GWh de 2010 a 2014 respectivamente, disminuyendo un 5% de la cobertura sobre la demanda total de la isla. Es necesario entonces, estudiar los recursos con los que cuenta la isla para desarrollar nuevas formas de generación energética. En la actualidad existen en la isla 60 presas, y todas las de mayor tamaño se encuentran en la zona centro-oeste y noreste de la isla, ya que son las zonas en las que más llueve, entre ellas y las de más importancia son la presa Soria y la de Chira.

En la Fig.1 se observa la radiación solar media que recibe la isla de Gran Canaria durante un año, en el cual se aprecia una radiación promedio de 3.7 kWh/m² día. Así mismo se identifica la zona donde se localizará la central solar del presente estudio.

3. Estado y localización del sistema de generación híbrido

Existen varios tipos de sistemas híbridos con la finalidad de aumentar la producción de energía renovable[13] con la simulación y control de instalaciones híbridas solares-eólicas. El sistema propuesto plantea utilizar un sistema híbrido de energía solar e hídrica óptimos [14], el primero para el funcionamiento del sistema de bombeo y el segundo para cubrir las demanda de la isla. Se analiza la demanda horaria de la isla como se muestra en la Fig.2, donde se observa que la demanda horaria promedio equivale a 450 MW y la mayor demanda se presenta entre las 13 y 21 horas.

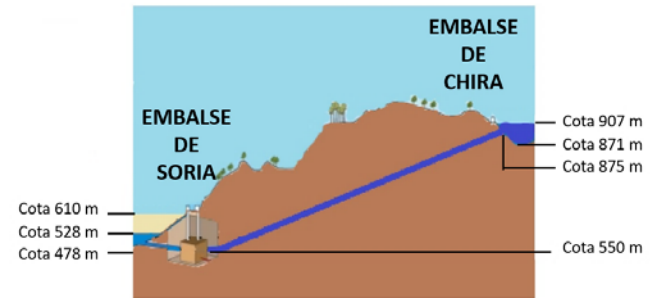


Figura 3. Salto neto entre embalses.
Fuente: Los autores.



Figura 4. Localización central hidráulica y solar
Fuente: Google maps modificado por los autores

Respecto al estado y ubicación de la presa, con el fin de realizar el diseño de la parte hidráulica del sistema, los informes del estado de las presas justifican que existe un aterramiento de la presa de Chira con un volumen disponible de 4,03 hm³. El salto útil será el que tiene lugar desde la descarga de la presa de Chira hasta la caverna donde se encuentran las turbinas, en la presa de Soria, y es de 325m. Según esto, considerando unas pérdidas del 9%, el salto nominal neto es de 295 metros [15]. En la Fig.3 se identifica el salto neto que tendría el flujo de agua.

La energía necesaria para bombear el agua desde el embalse inferior hasta el superior se extrae de una central de energía solar fotovoltaica. La potencia a instalar, por costos y factibilidad, es 2,247 MW lo cual requiere un área amplia para instalar la cantidad de módulos solares que requiere. Se ha optado por un área de 280 x 400 m². En la Fig.4 se identifica la posición las instalaciones correspondientes al sistema híbrido, la zona 1 es donde se encuentra la central hidroeléctrica y la zona 2 donde se sitúa la central solar.

La energía eléctrica que circula por la red de transporte lo hace en forma de corriente alterna, la corriente continua generada en los paneles solares debe ser transformada a corriente alterna a través de los inversores de red.

Posteriormente la energía eléctrica producida pasa por un centro de transformación donde se adapta a las condiciones de las líneas de transporte para su utilización [15,16].

4. Formulación y cálculos

La central hidroeléctrica cuenta con tres grupos formado cada uno por una turbina Francis, un generador y un transformador.

$$\begin{aligned} n_{Turbina} &= 0.85 \\ n_{Generador} &= 0.9 \\ n_{Transformador} &= 0.95 \end{aligned}$$

- La velocidad del agua debe estar comprendida entre 3 y 5 m/seg. Por esta razón, se fija una velocidad de 4 m/seg.
- El caudal fijado para cada una de las 3 turbinas Francis de la central es de $2 \text{ m}^3/\text{seg}$, para el total es de $6 \text{ m}^3/\text{seg}$.
- Es importante la implementación de un sistema para diagnóstico de fallos dentro de las turbinas, obteniendo un mayor tiempo de vida y conocimiento del estado del sistema [18].
- Se procede al cálculo del diámetro de las tuberías conectadas a cada turbina, de la turbina forzada y la galería de conducción:

$$Q = v \cdot 2\pi \frac{D^2}{4} \quad (1)$$

$$D = \sqrt{\frac{4 \cdot Q}{v \cdot \pi}} \quad (2)$$

Diámetro Turbinas (Dt)	0.8 m
Diámetro Forzada (DF)	1.4 m

La longitud del tubo desde las turbinas hasta el embalse superior es de $L = 2.225 \text{ m}$.

La central hidroeléctrica funcionará durante 4 horas ininterrumpidas, entre las 18 y 22 horas. Por tanto, la cantidad de agua necesaria para el correcto funcionamiento de la central es de $86.400 \text{ m}^3/\text{día}$:

La potencia eléctrica generada en turbina según la fórmula 3:

$$P_{eTURBINA} = n_{TURBINA} \cdot g \cdot \rho \cdot H_n \cdot Q \quad (3)$$

$$P_{eTURBINA} = 4.919.715W \approx 4,920 \text{ MW}$$

Tenemos entonces la potencia eléctrica en bornas del generador:

$$P_{eG} = n_{GENERADOR} \cdot P_{eTURBINA} \approx 4,428 \text{ MW} \quad (4)$$

Aplicando la ecuación 5 la potencia eléctrica en la salida del transformador sería:

$$P_{eTRANSF} = n_{TRANSF} \cdot P_{eG} \quad (5)$$

$$P_{eTRANSF} \approx 4,206 \text{ MW}$$

Por tanto, tenemos que la potencia eléctrica a la salida de los tres transformadores es de:

$$Potencia\ total = 12,618 \text{ MW}$$

Además, se considera que la central hidroeléctrica funcionará durante 360 días al año, estableciendo 5 días para mantenimiento.

La energía eléctrica anual generada en turbina descrita en la

fórmula 6.

$$E_{Turbina} \approx 7,08 \frac{GWh}{año} \quad (6)$$

Por lo tanto, la energía eléctrica anual en bornas del generador

$$E_{eG} = P_{eG} \cdot t = 6.375,95 \frac{MWh}{año} \approx 6,379 \frac{GWh}{año} \quad (7)$$

Tenemos entonces la energía eléctrica anual en la salida del transformador

$$E_{eTRANSF} = n_{TRANSF} \cdot E_{eG} \approx 16,83 \frac{MWh}{día} \quad (8)$$

Por tanto, la energía eléctrica anual a la salida de los tres transformadores es de:

$$Energía\ eléctrica\ anual\ total \approx 50,5 \frac{MWh}{día} \quad (9)$$

Y según las características del tendido eléctrico y la conexión a red, con una tensión de 66 kV y una intensidad de 350 A. la potencia máxima que podremos inyectar a la red será:

$$P_{MÁX} = V \cdot I = 66kV \cdot 350A = 23,1 \text{ MW} \quad (10)$$

4.1. Central de bombeo

El periodo de bombeo se considera de 20 horas, que abarca desde las 22 horas que acaba el turbinado hasta las 18 horas que vuelve a empezar. La cantidad de agua necesaria para el turbinaje, que resultó ser de 86.400 m^3 . Se proyecta un bombeo del 60% de dicha cantidad debido a:

- El consumo queda notablemente reducido los fines de semana, días festivos y los meses de verano.
- Las lluvias caídas durante el año.
- Y, por último, la capacidad sobrante de agua en el embalse superior (Presa de Chira).

Se dispone de una capacidad útil para la central de $2.600.000 \text{ m}^3$ de agua:

$$\begin{aligned} \text{Caudal a bombear/día} &= 0,7 \frac{\text{m}^3}{\text{seg}} \\ \text{Velocidad} &= 0,46 \text{ m/seg} \end{aligned}$$

Según las siguientes consideraciones:

Table 1.
Cálculos del sistema de bombeo

Descripción	Valor
Margen de días sin bombear agua.	30,09 días
Cantidad de caudal que falta diariamente para que el bombeo fuera del 100%.	$86.400 \frac{\text{m}^3}{\text{día}} - 56.000 \frac{\text{m}^3}{\text{día}} = 30.400 \frac{\text{m}^3}{\text{día}}$
Margen de días bombeando el 60% de la cantidad de agua turbinable.	$\frac{2.600.000 \text{ m}^3}{30.400 \text{ m}^3/\text{día}} \approx 85 \text{ días}$

Fuente: Los autores.

Table 2.

Consideraciones de bombeo

Descripción	Valor
	$Densidad = \rho = 995,7 \text{ kg/m}^3$
Temperatura del agua a 30°C	$Viscosidad = 0,8 \cdot 10^{-3} \text{ kg/m} \cdot \text{seg}$
	$Peso\ específico = 9,375 \cdot 10^3 \frac{\text{kg}}{\text{m}^2 \cdot \text{seg}^2}$
Rendimiento de la bomba (μ_B)	0,9
Caudal (Q)	0,7 m ³ /seg
Diámetro	1,4 m
Longitud	2225 m
Altura	325 m
Velocidad	0,46 m/seg
Rugosidad relativa ϵ/D	$3,5 \cdot 10^{-5}$

Fuente: Los autores.

Table 3.

Coordenada central solar

Descripción	Coordenada
Latitud	27°48'12" Norte
Longitud	15°28'51" Oeste
Elevación	20 m.s.n.m

Fuente: Google maps.

Según la Tabla 2 se obtiene que las pérdidas de carga son de 1,3 metros, adicionales a los 325 metros de diferencia de cotas entre las dos presas (altura útil). El resultado es muy pocos metros debido a que se bombea a muy poco caudal para un diámetro de tubería elevado[19]. Por consiguiente, se obtiene una potencia de la bomba hidráulica de:

$$P_{BRUTA} = h_A \cdot \gamma \cdot Q = 2.134.781,25 \text{ W} \quad (11)$$

$$P_{BOMBA} = \frac{P_{BRUTA}}{n_B} = 2,247 \text{ MW} \quad (12)$$

$$Energía/día = 44,94 \frac{\text{MWh}}{\text{día}}$$

$$Energía/anual = 16,18 \frac{\text{GWh}}{\text{año}}$$

4.2. Central de energía solar

La orientación de los paneles solares viene definida por el ángulo de Azimut (α), que es el ángulo entre la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y el meridiano del lugar [20]. Para el presente diseño se considera un ángulo $\alpha = 0^\circ$, hacia el sur geográfico

La inclinación de los paneles solares viene definido por el ángulo de inclinación (β), que es el ángulo que forma la superficie de los paneles con el plano horizontal.

$$Inclinación = 27,7^\circ - 10^\circ = 18^\circ \quad (13)$$

No obstante, se considerará un ángulo de inclinación $\beta = 26^\circ$, ya que es el ángulo de inclinación óptimo que determina

el software fotovoltaico PVGIS.

Dado que la instalación se encuentra en campo abierto, las únicas pérdidas posibles son las propias, que pueden estar producidas por otros seguidores solares, casetas de transformadores, apoyos de las líneas aéreas y vallado perimetral, entre ellas. Se calcula con la siguiente fórmula:

$$\text{Se obtiene los siguientes resultados: } \begin{cases} d = 2,90 \text{ metros} \\ d_1 = 1,1 \text{ metros} \\ d_2 = 1,8 \text{ metros} \end{cases}$$

La central de energía solar se ubica en la zona de Gran Canaria llamada Juan Grande, y tiene las siguientes coordenadas:

Considerando nulas las pérdidas por sombras, se expone en la siguiente tabla la irradiación global del lugar:

H_h	Irradiación sobre plano horizontal (Wh/m ² /día)
H_{OPT}	Irradiación sobre un plano con la inclinación óptima (Wh/m ² /día)
$H(18)$	Irradiación sobre plano inclinado: 18 grados (Wh/m ² /día)
DNI	Irradiación directa normal (Wh/m ² /día)
I_{OPT}	Inclinación óptima (grados)

Table 4.

Irradiación global sobre la instalación solar

Mes	H_h	H_{OPT}	$H(18)$	DNI	I_{OPT}
Enero	3890	5440	5050	5300	54
Febrero	4800	6120	5810	5850	46
Marzo	6300	7110	6970	6270	32
Abril	6810	6900	6990	6820	15
Mayo	7440	6930	7200	7230	1
Junio	7750	6910	7280	7620	-6
Julio	7930	7200	7550	7950	-3
Agosto	7290	7140	7310	7310	10
Septiembre	6070	6590	6540	6200	26
Octubre	5260	6410	6150	6030	41
Noviembre	4030	5490	5120	5350	52
Diciembre	3540	5090	4690	4990	57
Año	5930	6450	6390	6410	26

Fuente: Los autores.

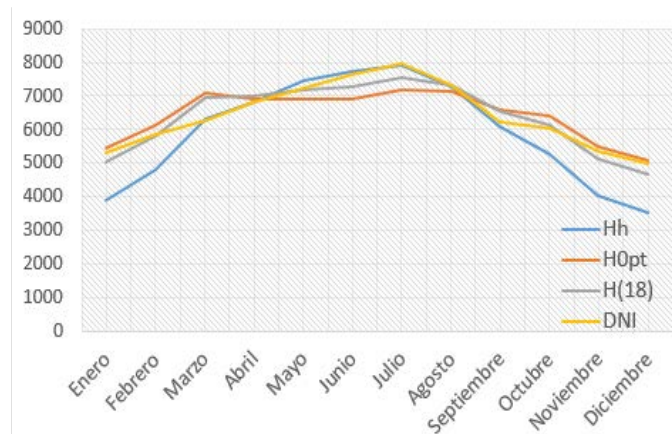


Figura 5. Irradiación del lugar

Fuente: Los Autores

Table 5.
Consideraciones de la central eléctrica

Descripción	Valor
Potencia nominal del sistema FV	2980,8 kW
Inclinación de los módulos	26°
Orientación (azimut) de los módulos	0°
Pérdidas estimadas debido a la temperatura y niveles bajos de irradiación (utilizando la temperatura ambiente local):	11,2%
Pérdidas estimadas debido a los efectos de la reflectancia angular:	2,6%
Otras pérdidas (cables, inversor, etc.):	4,0%
Pérdidas combinadas del sistema FV:	17,0%

Fuente: Los autores.

Table 6.
Caracterización de componentes.

Datos del módulo		Datos del inversor	
P (W)	345	P. entrada (kW)	1500
Voc (V)	47,13	Imáx entrada (A)	2500
Vmp (V)	38,39	P. salida (kW)	1250
Icc (A)	9,48	Imáx salida (A)	2123
Imp máx (A)	8,99	Icc (A)	3065
		Tensión en la entrada	500/800

Fuente: Los autores.

Table 7.
Simulación de producción eléctrica mes a mes

Mes	E_d	E_m	H_d	H_m
Enero	13700.00	424000	5.44	169
Febrero	15300.00	428000	6.12	171
Marzo	17600.00	546000	7.11	220
Abril	17000.00	511000	6.90	207
Mayo	17100.00	529000	6.93	215
Junio	17000.00	509000	6.91	207
Julio	17600.00	545000	7.20	223
Agosto	17300.00	537000	7.14	221
Septiembre	16000.00	481000	6.59	198
Octubre	15700.00	486000	6.41	199
Noviembre	13600.00	408000	5.49	165
Diciembre	12800.00	396000	5.09	158
Año	15900.00	483000	6.44	196

Fuente: Los autores.

Como se mencionó, de acuerdo a el software PVGIS se determinó que el ángulo de inclinación óptimo es $\beta = 26^\circ$ y de acuerdo a éste se halla la generación de irradiación como se enseña en la Fig. 5.

Tomando como referencia un panel y un inversor de un fabricante reconocido tenemos:

- E_d Producción de electricidad media diaria por el sistema dado (kWh)
- E_m Producción de electricidad media mensual por el sistema dado (kWh)
- H_d Media diaria de la irradiación global recibida por metro cuadrado por los módulos del sistema dado (kWh/m²)
- H_m Suma media de la irradiación global por metro cuadrado recibida por los módulos del sistema dado (kWh/m²)

La Tabla 7 proporciona la producción de electricidad media mensual (483.000kWh), que anualmente se obtendría una energía anual producida de 5,796 GWh.

En la Fig.6 se observa la producción mensual de energía del sistema FV con ángulo fijo durante el año.

La conexión de paneles por inversor, de acuerdo a la estimación de la dimensión de la central solar es:

$$N^\circ \text{ de paneles máx del inv} \approx 4340 \text{ módulos por inv}$$

Elección del número de módulos que debe tener el panel solar a usar:

$$N^\circ \text{ mín de paneles en SERIE} = 14 \text{ módulos}$$

$$N^\circ \text{ máx de paneles en SERIE} = 20 \text{ módulos}$$

El número de paneles debe estar comprendido entre 14 y 20. Se elige 20 paneles por inversor. Se procede a calcular el número de ramas máximo que soporta cada inversor. Se eligen 216 ramas. Se comprueba que las condiciones impuestas por el inversor están garantizadas eligiendo 20 módulos por inversor en serie:

$$V_{mp} = 38,39 \text{ V}; \rightarrow 20 \text{ módulos} \rightarrow 767,8 \text{ V} \rightarrow \text{Cumple}$$

$$I_{mp} = 8,99 \text{ A} \rightarrow 216 \text{ ramas} \rightarrow 1950,83 \text{ A} \rightarrow \text{Cumple}$$

$$P_{pk} = 20 \frac{\text{mód}}{\text{serie}} \cdot 345 \text{ W} \cdot 216 \text{ ramas} = 1490,4 \text{ Kw} \quad (14)$$

Con la configuración planteada, se conectará a cada inversor (2) 4.320 módulos distribuidos en 216 ramas compuestas cada una por 20 módulos en serie. Por lo tanto, la instalación tendría una potencia pico instalada de 2980,8 kW con unas pérdidas aproximadas del 17%, se tendría una potencia útil de 2.474 KW, superior a la potencia necesaria que exige la bomba hidráulica (2,25 MW).

El tendido eléctrico existente en los alrededores de la zona tiene una tensión de 66 kV y una intensidad de 575 A. Por tanto, aplicando la ecuación 15 la potencia máxima que se podrá inyectar a la red será:

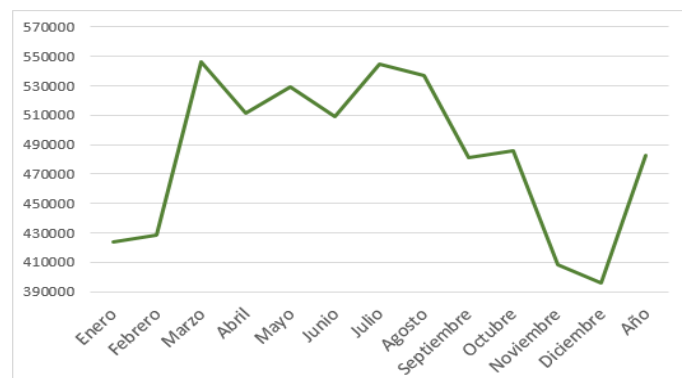


Figura 6. Producción Mensual
Fuente: Los autores

Table 8.
Análisis de utilidad

	Energía (GWh/año)	Precio €/kW	Beneficios anuales en euros (€)
Energía anual hidroeléctrica	18,171	0,19	3.452.490
Energía anual solar	5,796	0,15	869.400
Energía bombeo	-16,18	0,06	-970.800
			3.351.090

Fuente: Los autores.

$$P_{MÁX} = 66kV \cdot 575A = 37,95 \text{ MW} \quad (15)$$

Esta potencia máxima es mayor que la potencia generada a la salida del transformador, por tanto, el cableado eléctrico aéreo no limita la potencia instalada de la central hidroeléctrica.

5. Análisis financiero

Los datos de partida para analizar la rentabilidad y viabilidad del proyecto son las siguientes:

- Presupuesto de inversión: 39.473.500 €
- Plazo de ejecución: 4 años.
- Vida útil: 25 años.
- Coste de bombeo: 0,06 €/kWh.
- Precio de venta de energía hidroeléctrica: 0,19 €/kWh.
- Precio de venta de energía solar: 0,15 €/kWh.
- Tasa de descuento: 4%.

Se entiende, por consiguiente, que la central tendrá ingresos cuando entre en funcionamiento, esto es a partir de los primeros 4 años. Los ingresos y los gastos están definidos en la Tabla 8, y su correspondiente balance:

El mercado diario establece el precio de la energía en función de la demanda prevista por cada hora del día siguiente. Según los datos del eurostat, en el 2015 el precio promedio de la energía en España cerro en 0,23 €/KWh, y algunas tecnologías como la hidráulica y de bombeo son las que fijan el precio del mercado, sin embargo, su precio de venta es de 0,19 y 0,06 según la agencia internacional de energías renovables IRENA[6] Por su parte el precio de venta de energía solar se encuentra en el informe de la comisión Europea de Mapas de costo de electricidad fotovoltaica.

Con el fin de profundizar en la viabilidad de un proyecto de esta índole se puede tomar como referencia el proyecto que adelanta actualmente Red Eléctrica de España, en el cual se planea construir una central hidroeléctrica entre las represas de Soria y Chira, la cual a futuro podría ser el primer componente del sistema híbrido que se propone[21].

Volviendo a la instalación Solar-Hidráulica, estudiando el flujo de caja se observa que a partir del decimosexto año (16°), en el año 2033, se ha recuperado la inversión y se obtiene unas primeras ganancias de 739.580 €

Se ha considerado una vida útil de 25 años, y su flujo neto Según el VAN (Valor Actual Neto), se empieza a obtener valores positivos a partir del decimoséptimo año (17°), en el año 2034. Y al final de su vida útil (25 años) el valor del VAN es de 12.877.496 €

El valor de la TIR (Tasa Interna de Retorno) es del 7%.

6. Conclusiones

Teniendo en cuenta la energía anual producida por la central hidroeléctrica (18,17 GWh) y la central de energía solar (5,796 GWh), y la energía anual consumida por el bombeo (16,18 GWh), tenemos un balance energético anual positivo de 7,786 GWh.

Según el anuario 2015 del Gobierno de Canarias, la isla de Gran Canaria inyectó a red en el año 2015 una energía de 3389,02 GWh, por lo que la central proyectada aportaría un 0,23%.

Con respecto a la viabilidad económica, se obtiene un flujo de caja en el que a partir del decimosexto año (16°), en el año 2033, se ha recuperado la inversión y se obtiene unas primeras ganancias de 739.580 €. Además, se ha obtenido una TIR (Tasa Interna de Retorno) del 7%, lo que quiere decir es que, si se financiase la inversión a un coste equivalente a esa tasa, el proyecto ni aportaría riqueza ni supondría costo económico alguno.

En cuanto a la satisfacción de la demanda en la isla de Gran Canaria, el consumo medio en la franja horaria que está centrado este trabajo (entre las 18 y 22 horas) es de 504,37MW, y la central aporta una potencia de 12,62MW, lo que supone un aporte de 2,5% de origen renovable.

La solución de una central híbrida solar-hidráulica y su aplicación en zonas aisladas o de distribución descentralizada, denota una oportunidad aprovechable a la hora de desarrollar soluciones energéticas en zonas isleñas, como lo es el presente caso. Además, su análisis financiero en cuanto a inversión, rentabilidad y sostenibilidad en el tiempo, contribuye a la viabilidad de proyectos de esta magnitud en cualquier lugar del mundo, creando sinergias al momento de crear sistemas híbridos renovables con el fin de abastecer una región.

Referencias

- [1] Hussain, A., Arif, S.M. and Aslam, M., Emerging renewable and sustainable energy technologies: State of the art. *Renewable Sustainable Energy Reviews*, 71, pp. 12-28, 2017. DOI: 10.1016/j.rser.2016.12.033
- [2] Avila-Prats, D., Alesanco-García, R. and Veliz-Alonso, J., Sistemas híbridos con base en las energías renovables para el suministro de energía a plantas desaladoras. *Ing. Mecánica [En línea]*, 14, pp. 22-30, 2011. [fecha de referencia: Agosto 14 de 2018]. Disponible en: http://scielo.sld.cu/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1815-59442011000100003
- [3] Huang, Q., Shi, Y., Wang, Y., Lu, L. and Cui, Y., Multi-turbine wind-solar hybrid system. *Renew. Energy*, 76, pp. 401-407, 2015. DOI: 10.1016/j.renene.2014.11.060
- [4] Balta, S., Talat-Birgonul, M. and Dikmen, I., Buffer sizing model incorporating fuzzy risk assessment: case study on concrete gravity dam and hydroelectric power plant projects, *J. risk uncertain. Eng. Syst. Part A Civil. Eng.*, 4(1), 2018. DOI: 10.1061/AJRUA6.0000948
- [5] Rios, R., Ortigoza, E., Romero, C. and Morinigo, L., Analysis and optimization of energy resources of the city of Bahía Negra Chaco [Online], *Proceedings of the 2017 IEEE URUCON*, pp. 1-4, Montevideo, UR, 2017. Available at: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8171887/>
- [6] International Renewable Energy Agency. IRENA. [Online]. [date of reference August 14th of 2018]. Available at: <http://www.irena.org/publications/2017/May/Renewable-Energy-and-Jobs--Annual-Review-2017>.

- [7] Red Eléctrica de España. Sistema eléctrico canario [En línea]. 2015. [fecha de referencia: Agosto 14 de 2018]. Disponible en: <http://www.ree.es/es/actividades/sistema-electrico-canario>.
- [8] Gobierno de Canarias, Anuario Energetico de Canarias [En línea]. 2016. [fecha de referencia: Agosto 14 de 2018]. Disponible en: <http://www.gobiernodecanarias.org/ceic/energia/doc/Publicaciones/AnuarioEnergeticoCanarias/ANUARIO-ENERGETICO-CANARIAS-2016.pdf>
- [9] de Faria, F., Davis, A., Severini, E. and Jaramillo, P., The local socio-economic impacts of large hydropower plant development in a developing country. *Energy Econ.*, 2017. DOI: 10.1016/j.eneco.2017.08.025
- [10] Dujardin, J., Kahl, A., Krut, B., Bartlett, S. and Lehning, M., Interplay between photovoltaic, wind energy and storage hydropower in a fully renewable Switzerland. *Energy*, 135, pp. 513-525, 2017. DOI: 10.1016/j.energy.2017.06.092
- [11] PROYECTOS HIDROPROYECTOS INGENIEROS CONSULTORES [En línea]. [fecha de referencia: Agosto 14 de 2018] Disponible en: <http://www.hidroproyectos.com/Proyectos..>
- [12] Rodríguez-Urrego, D. and Rodríguez-Urrego, L., Photovoltaic energy in Colombia: Current status, inventory, policies and future prospects. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 92, pp. 160-170, 2018. DOI: 10.1016/j.rser.2018.04.065
- [13] Saidi, A. and Chellali, B., Simulation and control of Solar Wind hybrid renewable power system, *Proceedings of the 6th International Conference on Systems and Control (ICSC)*, pp. 51-56, Batna, Algeria, 2017.
- [14] Coban, H., Moskins, I. and Sauhats, A., The optimization capabilities of combined solar/hydropower plant operation, *Proceedings of the IEEE 4th Workshop on Advances in Information, Electronic and Electrical Engineering (AIEEE)*, pp. 1-6, Vilnius, Lithuania, 2016.
- [15] Chaer, R. and Zeballos, R., Simplified model of a hydroelectric generation plant for teaching purposes. *IEEE Lat. Am. Trans.*, 4(3), pp. 198-211, 2006. DOI: 10.1109/TLA.2006.4472114
- [16] Kabalci, Y., Kabalci, E., Cambaz, R. and Calpbincici, A., Design and implementation of a solar plant and irrigation system with remote monitoring and remote control infrastructures. *Sol. Energy*, 139, pp. 506-517, 2016. DOI: 10.1016/j.solener.2016.10.026
- [17] Rodríguez-Urrego, L., Valencia, J., Rodríguez-Urrego, D. and Martínez, A., Design, implementation and operation of a solar hybrid system in a remote area in the Colombian Guajira desert. *WIT Transactions on Ecology and the Environment*, 195, pp. 427-438, 2015. DOI: 10.2495/ESUS150361
- [18] Rodríguez-Urrego, L., Garcia, E., Morant, F., Correcher, A. and Quiles, E., Hybrid analysis in the latent nestling method applied to fault diagnosis. *IEEE Trans. Autom. Sci. Eng.*, 10(2), pp. 415-430, 2013. DOI: 10.1109/TASE.2012.2229706
- [19] Chen, Q., Chen, T., Guo, J., Zeng, H. and Xiao, Z., Study and design of digital simulation system for pumped storage hydropower units, *Proceedings of the 10th World Congress on Intelligent Control and Automation*, pp. 3068-3071, 2012. DOI: 10.1109/WCICA.2012.6358398
- [20] Relva, S.G., Udaeta, M.E.M., Gimenes, A.L.V. and Grimoni, J.A.B., Solar energy analysis supported on hydropower modelling for taking advantage of photovoltaic power plants, *Proceedings of the 5th International Youth Conference on Energy (IYCE)*, pp. 1-8, 2015. DOI: 10.1109/IYCE.2015.7180814
- [21] Red Eléctrica de España. Soria-Chira - Central Hidroeléctrica Reversible [En línea]. [fecha de referencia: Agosto 14 de 2018]. Disponible en: http://www.ree.es/html_chira_soria/index.html.

A.K.Beltrán-Nordahl, es Ing. Técnico Industrial en la especialidad de Mecánica por la Universidad de Las Palmas de Gran Canaria (ULPGC), España, Ingeniero de Organización Industrial por la misma Universidad. MSc. en Prevención de Riesgos Laborales por la Universidad de San Pablo-CEU en Madrid, España y MSc. en Energías Renovables y Sostenibilidad Energética por la Universidad Internacional de Barcelona (UNIBA), España. ORCID: 0000-0001-6985-9751

H. Gracia-León, es Ingeniero de Producción de la Universidad EAN, Colombia. Becario Colciencias como Joven investigador dentro de la

Universidad EAN trabajando en análisis de vibraciones estáticas. Sus intereses principales se encuentran enfocados en sostenibilidad, energías renovables, automatización, monitorización y control a partir del uso de herramientas IoT (Internet of Things). Actualmente es investigador dentro de la Universidad EAN. ORCID: 0000-0002-7171-8656

D.Rodríguez-Urrego, es Ingeniera Civil de la Universidad Católica de Colombia. Ingeniera de Obras Públicas y MSc. en Transporte, Territorio y Urbanismo de la Universidad Politécnica de Valencia, España. MSc. en Energías Renovables y Sostenibilidad Energética de la Universidad de Barcelona, España. En el campo profesional y como investigadora cuenta con 6 años de experiencia en el área de ingeniería de tráfico, pavimentos energéticos, movilidad sostenible y sostenibilidad energética. Actualmente profesora titular de la Universidad Católica de Colombia ORCID: 0000-0001-5354-0092

L. Rodríguez-Urrego, es Ingeniero en Mecatrónica de la Universidad San Buenaventura, sede Bogotá, Colombia. Ingeniero en Automática y Electrónica Industrial de la Universidad Politécnica de Valencia, España, MSc. en Automática, Robótica e Informática Industrial, MSc. en Tecnología Energética para el Desarrollo y Dr. en Automática, Robótica e Informática Industrial de la misma Universidad española. En su realización profesional e investigadora cuenta con 14 años de experiencia en el área de automatización industrial y energías renovables, control de sistemas de eventos discretos, control de sistemas híbridos, sistemas de diagnóstico y recuperación de fallos y sistemas de supervisión y control. Actualmente es profesor titular de la Universidad EAN, Colombia. ORCID: 0000-0001-6973-1280



UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA

SEDE MEDELLÍN

FACULTAD DE MINAS

Área Curricular de Ingeniería
Eléctrica e Ingeniería de Control

Oferta de Posgrados

Maestría en Ingeniería - Ingeniería Eléctrica

Mayor información:

E-mail: ingelcontro_med@unal.edu.co

Teléfono: (57-4) 425 52 64