

A feasibility Study of a Stand Alone System Hybrid Based on PV/HKT/BB/FC

Juan Lata - Garcia¹⁻², Gary Ampuño¹⁻², and Francisco Jurado²

¹Universidad Politécnica Salesiana, Ecuador, jlatag@ups.edu.ec, gampuno@ups.edu.ec

²Universidad de Jaén, España, fjurado@ups.edu.ec

Abstract— This article presents a feasibility study and the techno economic evaluation of the autonomous hybrid system composed of photovoltaic panel, hydrokinetic turbine, battery bank and fuel cell, to meet the energy demand of an island. The HOMER software is used for the techno economic evaluation, the optimization is achieved through hundreds of simulations examining the parameters initial cost, total net present cost of the system (TNPC) and the cost of energy (COE).

Keywords—Homer, hybrid system, optimization, renewable energy

Digital Object Identifier (DOI):<http://dx.doi.org/10.18687/LACCEI2018.1.1.54>

ISBN: 978-0-9993443-1-6

ISSN: 2414-6390

Estudio de viabilidad de un sistema autónomo híbrido basado en PF/HKT/BB/PC

Juan Lata - Garcia^{1,2}, Gary Ampuño^{1,2}, and Francisco Jurado²

¹Universidad Politécnica Salesiana, Ecuador, jlatag@ups.edu.ec, gampuno@ups.edu.ec

²Universidad de Jaén, España, fjurado@ups.edu.ec

Resumen— Este artículo presenta un estudio de factibilidad y la evaluación técnico económica del sistema híbrido autónomo compuesto por panel fotovoltaico, turbina hidrocíntrica, banco de baterías y pila de combustible (PF/HKT/BB/PC) para satisfacer la demanda energética de una isla. El software HOMER es utilizado para la evaluación técnico económica, la optimización se logra mediante cientos de simulaciones examinando los parámetros costo inicial, costo total neto presente del sistema (TNPC) y el costo de energía (COE). La carga máxima no satisfecha se analiza en el documento.

Palabras claves—Homer; sistema híbrido; optimización; energía renovable

I. INTRODUCCIÓN

La explotación de fuentes de energía renovables es una táctica adoptada por varios estados del mundo para lograr un desarrollo sostenible [1], sin embargo en el mundo hay alrededor de 1,5 billones de habitantes sin acceso a la electricidad [2]. En zonas aisladas, la generación de energía eléctrica se basa en combustibles fósiles, lo cual, es considerablemente costosa y emite una gran cantidad de gases contaminantes. Adicional, al usar combustibles fósiles mediante generadores de combustión interna para la conversión a energía eléctrica, la mayor parte de su energía química se desperdicia en forma de pérdidas térmicas, por lo tanto, convierte una cantidad relativamente pequeña de energía en electricidad [3]. La generación de origen renovable ha aumentado su producción en los últimos años en especial en comunidades rurales donde la ubicación y potencial energético lo permite, por lo general resulta antieconómico la alimentación eléctrica convencional a estas comunidades, el panorama se agrava en el caso de islas. Una de las opciones de electrificación es mediante generadores a diésel que requieren de combustible con altos costos y que es difícil de transportar a zonas remotas [4]. Varias investigaciones se han llevado a cabo en la optimización técnica, simulación de sistemas, modelado, dimensionamiento de componentes y análisis técnico económico pero pocas optimizaciones respecto al estudio de factibilidad en sistemas híbridos autónomos, al ser una tarea compleja por la poca predictibilidad de las variables meteorológicas en el lugar de aplicación [5],[6].

Para el dimensionamiento óptimo de un sistema híbrido se han utilizado algoritmos de optimización, Sawle [7] presenta una nueva función multiobjetivo con seis objetivos separados utilizando las técnicas de optimización, algoritmos genéticos (AG), optimización por enjambre de partículas (PSO), algoritmo de optimización basado en la enseñanza (TLBO) y BFPSO, se evalúan parámetros técnicos, económicos y social (creación de empleo). La mejor solución se obtiene utilizando

el algoritmo TLBO dado sobre la base del valor mínimo de la función multiobjetivo.

La referencia [8] presenta un estudio comparativo de cuatro métodos de dimensionamiento para un sistema de energías renovables híbrido aislado, el tamaño técnico del sistema lo alcanza mediante ecuaciones matemáticas y optimiza con Simulink Design Optimization (SDO), el dimensionamiento técnico económico óptimo lo realizan los softwares de HOMER y HOGA. Los resultados demuestran que cada método utilizado asegura un suministro de energía confiable para la aplicación. Una de las herramientas computacionales más poderosa y ampliamente utilizada en el mundo es HOMER, que fue desarrollado por el Laboratorio Nacional de Energía Renovable (NREL), Estados Unidos. La referencia [9] hace una revisión del estado del arte de las investigaciones realizadas con este programa para el dimensionamiento y planificación óptima.

Para el subsistema de almacenamiento y generación en algunas investigaciones ha utilizado el hidrógeno, que es una fuente de energía, con la cual, aún no se ha realizado una evaluación aceptable de su viabilidad de producción técnico económica en la referencia [10] analizaron la viabilidad de una planta híbrida fotovoltaico-eólica para producir electricidad e hidrógeno utilizando el software HOMER. El estudio concluye con la viabilidad y eficacia del sistema en estudio, el área tiene un alto potencial eólico para desarrollar sistemas de generación.

Un correcto estudio de factibilidad sirve para orientar a la toma de decisiones en la etapa de evaluación de un proyecto. En la referencia [11] los investigadores examinan y comparan dos tecnologías de almacenamiento de energía fuera de red, baterías y almacenamiento hidráulico bombeado (PHS). La primera ampliamente utilizada, mientras que la segunda ha sido poco estudiada. Los resultados fueron presentados mediante los siguientes parámetros, costos del ciclo de vida (LCC), los costos nivelados para el sistema de almacenamiento de energía renovable (LCRES) y las relaciones de LCC. En el trabajo concluyen que el uso de baterías de ciclo profundo es más adecuado para un sistema de suministro de energía renovable autónomo, adicional el sistema de energía renovable junto con el almacenamiento por bombeo es técnicamente viable para el suministro de energía en áreas remotas.

El documento se divide en tres secciones: la primera presenta el sistema híbrido bajo estudio con las características de los elementos utilizados, la segunda sección revisa la teoría y parámetros que se necesitan para sustentar la investigación mediante el software HOMER, la tercera sección presenta y analiza los resultados técnicos económicos obtenidos de las simulaciones llevadas a cabo, haciendo énfasis en la carga no

satisfecha y el subsistema de hidrogeno. El documento finaliza con las conclusiones.

II. SISTEMA PROPUESTO

A. Antecedente

El estudio de factibilidad tiene como objetivo final satisfacer la demanda energética de la isla Santay, ubicada en el golfo de Guayaquil, Ecuador, a 800 metros de la ciudad de Guayaquil. La isla está rodeada por el río Guayas y en ella habitan 56 familias, que viven en 46 casas formando una comuna. El consumo energético diario se caracteriza por un consumo mínimo (3,1 kW), consumo medio (4,18 kW) y consumo máximo (5,6 kW). En la Fig 1 se muestra el perfil de carga por hora de los habitantes de la isla.

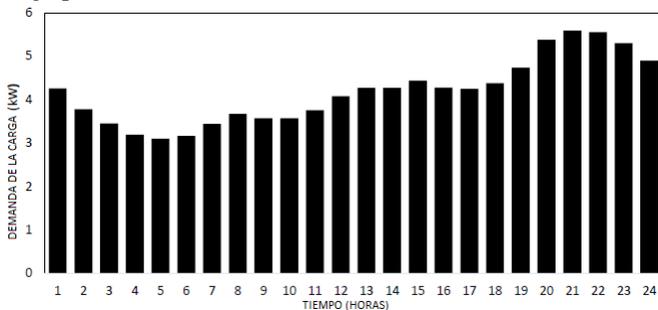


Fig. 1 Perfil de carga.

Por la ubicación óptima de la isla, las fuentes primarias de energía, solar y velocidad del agua del río se convierten en prometedores recursos a ser explotados, en la Fig2. Se muestra el sistema híbrido propuesto, como sistemas principales de generación se tiene un subsistema fotovoltaico y turbinas hidrocinéticas de río, para respaldo y almacenamiento se utiliza un subsistema combinado PC y batería, el último elemento cumple un rol similar a la pila de combustible, cuando la potencia generada sea mayor al consumo, el exceso producido de generación renovable puede almacenarse en la batería o en el hidrógeno producido por el electrolizador.

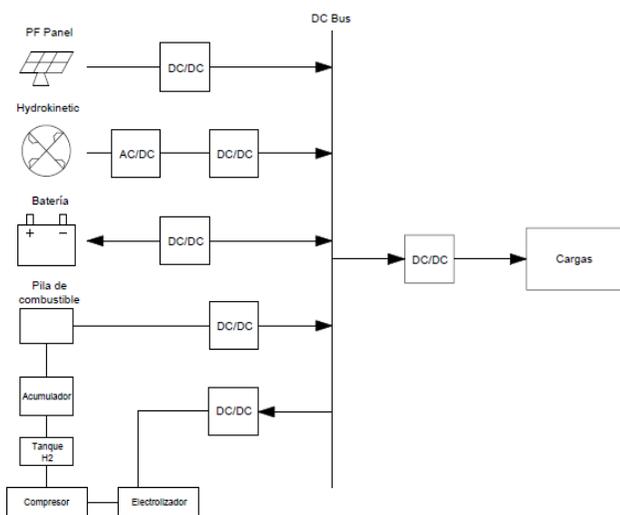


Fig. 2 Sistema híbrido bajo estudio

El electrolizador produce el hidrógeno necesario para el funcionamiento del PC. Todas las fuentes de energía están conectadas a un bus común de CC.

B. Panel fotovoltaico

El generador fotovoltaico es una tecnología madura utilizada alrededor del mundo, contribuye al desarrollo sostenible en lo ambiental, económico y social [12]. Para la investigación llevada a cabo se utilizan módulos fotovoltaicos poli cristalinos de 285 W de potencia pico, la eficiencia de cada módulo en pruebas en condiciones normales (STC, por sus siglas en inglés) es 17,41%. La potencia máxima de salida del panel solar en condiciones de operación se puede calcular mediante la ecuación 1:

$$P_{PF} = f_{PF} * Y_{PF} * \frac{I_T}{I_s} \quad (1)$$

Donde f_{PF} es el factor de reducción, Y_{PF} es la capacidad nominal del arreglo PF (kW), I_T es la radiación global incidente en la superficie del panel (kWh/m^2), I_s es $1000 W/m^2$. Las características del módulo fotovoltaico se pueden observar en la tabla 1.

TABLA I
CARACTERÍSTICA DE PANEL FOTOVOLTAICO

Módulo Fotovoltaico	
Fabricante	Canadian Solar
Modelo	CS6K-285M-FG
Máxima potencia STC (Pmax)	285 W
Voltaje de circuito abierto (Voc)	38.6 VDC
Corriente de corto circuito (Isc)	9.51 A
Dimensiones (mm)	1650-992-40 mm
Costo de capital	US\$ 300/285 Wp
Costo de mantenimiento y operación	0 Wp
Factor de reducción	0.8
Tiempo de vida	25 años

C. Turbina de río

Los sistemas de energía hidrocinética convierten la energía cinética de flujo de agua sin la necesidad de utilizar una presa, la inversión en la instalación permite a comunidades aisladas contar con un sistema de generación. En este documento se utiliza una turbina Smart monofloat de 5 kW del fabricante Smart hydro power. En la tabla 2 se muestra el detalle técnico de la turbina.

La energía generada por una turbina de río se puede calcular con la ecuación 2.

$$E_{HKT} = \frac{1}{2} * \rho W * A * V^3 * C_{p,H} * \eta_{HKT} * t \quad (2)$$

Donde, ρW es función de la densidad del agua (ρW) en kg/m^3 , $C_p H$ es el coeficiente de rendimiento, η_{HKT} es la eficiencia del generador, A es el área en m^2 , v velocidad del flujo del agua en m/s y t es el tiempo en segundos.

TABLA II
CARACTERÍSTICA DE LA TURBINA DE RIO

Turbina Hidrocinética	
Fabricante	Smart Hydro Power
Modelo	Smart Monofloat
Dimensiones (mm)	2640-1120-1120
Velocidad rotacional (rpm)	90 - 230
Peso (Kg)	380 Kg
Numero de paletas	3
Costo de capital (\$)	11179
Costo de reemplazo (\$)	11179
Operación y mantenimiento (\$/año)	100
Máxima salida de potencia	2.8 m/s – 5 kW

D. Baterías

La energía en exceso es almacenada en los subsistemas de respaldo. Las baterías usadas en el sistemas son de plomo acido, tiene un tiempo de vida de 15 años con 2000 ciclos [13]. Las características se muestran en la tabla 3.

TABLA III
CARACTERÍSTICA DE LAS BATERÍAS

Baterías	
Modelo	Kinetic Battery
Voltaje nominal (V)	12
Capacidad nominal (kWh)	1
Capacidad máxima (Ah)	83.4
Ratio de capacidad	0.403
Tarifa constante (1/hr)	0.827
Eficiencia de ida y vuelta (%)	80
Máxima corriente de carga (A)	16.7
Costo de capital (\$)	300
Costo de reemplazo (\$)	300
Mantenimiento y operación (\$/año)	0

E. Pila de combustible, electrolizador y tanque

Comercialmente se pueden encontrar varios tipos de pilas de combustible, una de las mejores opciones para la distribución de la generación es la membrana de intercambio de

protones (PEM) [14]. Entre las ventajas se puede destacar densidad de alta potencia, baja temperatura de funcionamiento, eficiencia y buena dinámica. En este tipo de tecnología los equipos auxiliares; compresores y convertidores DC/DC determinan el costo de la pila de combustible. La vida útil es de 40000 h con una eficiencia del 50%, el precio considerado es de \$3000/kW, se asume un costo similar para el reemplazo, se estima un costo \$0.10/h para operación y mantenimiento. El electrolizador es un dispositivo que genera hidrogeno y oxígeno a partir del agua, su función es de generar hidrogeno para la pila de combustible, el exceso o no utilización de hidrogeno es almacenado en el tanque. Los electrolizadores PEM tienen una eficiencia de conversión del 40 al 60%, similares a los electrolizadores alcalinos, pero son más caros, debido a los componentes y gases utilizados en su fabricación [15]. El costo de implementación varia de \$1900 a \$3700 por kW., el costo de reemplazo se considera en \$1500/kW, y el mantenimiento y operación \$20/años. El tanque almacena el hidrogeno para luego alimentar a la celda de combustible, un tanque de 1 kg de capacidad de hidrógeno se estima en \$1500. El costo de reemplazo se estima en \$1500, se consideran diferentes tamaños de tanques (0-10kg) para las diferentes configuraciones.

III. HOMER SOFTWARE

El software HOMER es una poderosa herramienta que se utiliza para diseñar y analizar los sistemas de energía híbridos. Fue desarrollado originalmente por el Laboratorio Nacional de Energía Renovable (NREL) de los Estados Unidos [16]. El software intenta simular un sistema viable para todas las combinaciones posibles del sistema propuesto. Dependiendo de cómo configure el problema HOMER puede simular cientos o incluso miles de sistemas. En el paso de optimización examina todas las combinaciones posibles de tipos de sistemas en una sola ejecución y luego ordena los sistemas de acuerdo con la variable de optimización de elección, mientras en el análisis de sensibilidad realiza múltiples optimizaciones bajo un rango de suposiciones de parámetros de sensibilidad de entrada comparando miles de posibilidades en una sola ejecución.

A. Parámetros económicos

El estudio de factibilidad del sistema propuesto evalúa cinco parámetros: el costo inicial de toda la instalación detallado por cada componente, el costo total neto presente (TNPC), la carencia de capacidad de cubrir la demanda, costo de la energía (COE), mantenimiento y operación (M&O)

B. Costo actual neto total

TNPC establece el costo actual neto total de un sistema durante su vida útil de operación como el valor presente de todos los costos incurridos a lo largo de la vida; menos el valor presente de todos los ingresos que se obtienen durante su funcionamiento, es el principal indicador de HOMER y se lo puede calcular por medio de las siguientes ecuaciones:

$$C_{TPNC} = \frac{C_{ann,tot}}{CRF(i, R_{proj})} \quad (3)$$

$$CRF_{(i,N)} = \frac{i(1+i)^N}{(1+i)^N - 1} \quad (4)$$

Donde $C_{ann,tot}$ es el costo total anual (\$/año), CRF es el factor de recuperación del capital, i es la tasa de interés (%), R_{proj} es el tiempo de vida del proyecto.

C. Carencia de capacidad

Es el valor máximo permitido de la fracción de escasez de capacidad, que es la escasez de capacidad total dividida por la carga eléctrica total. Se considera inaceptable cualquier sistema con un valor más alto de la fracción de escasez de capacidad. Esto podría suceder si ocurre un pico muy alto durante un tiempo muy corto. Se mide en kWh/año.

D. Costo de la energía

HOMER define el costo de energía nivelado (COE) como el costo promedio por kWh de energía eléctrica útil producida por el sistema [17]. El software realiza el cálculo dividiendo el costo anualizado de producir electricidad por la carga eléctrica total servida, usando la siguiente ecuación:

$$COE = \frac{LCC}{\sum_{j=1}^N \left(\frac{E_{GEN}(j)}{(1+d)^j} \right)} \quad (5)$$

Donde LCC es el ciclo de costo de vida, y E_{GEN} la producción de energía del sistema propuesto en el año j .

E. Costo anualizado por mantenimiento, operación y reemplazo.

Los costos anuales del sistema por mantenimiento y operación incrementan con el tiempo de funcionamiento del sistema, el costo del sistema operativo puede ser determinado por la ecuación 6 y el costo anualizado es determinado por la ecuación 7.

$$C_{OP}(j) = C_o(j) + C_m(j) + C_r(j) \quad (6)$$

$$AV_{op} = \left(\frac{d(1+d)^j}{(1+d)^j - 1} \right) \cdot \left(\sum_{j=1}^N \frac{C_{op}(j)}{(1+d)^j} \right) \quad (7)$$

Donde C_o es el costo operacional de los componentes del Sistema en el año (j), C_m es el costo por mantenimiento llevado en el año (j), C_r es el costo por reemplazo de los componentes del sistema en año (j).

IV. RESULTADO DE LA OPTIMIZACIÓN

Según los datos meteorológicos de entrada, radiación solar (4.63 kWh/m²/día), velocidad de flujo de agua (1.71 m/s) y el consumo de la carga, HOMER lleva a cabo cientos de simulaciones, con lo cual, se logra un sistema óptimo con equipos fotovoltaico (22 kW), 3 turbinas HKT (15 kW), un subsistema de PC (6 kW), electrolizador (6 kW), un tanque para hidrogeno (5 kg), un banco de baterías (25 unidades). Los costos de los componentes del sistema óptimo se presentan en la tabla IV. El componente con mayor costo inicial es la pila de combustible \$18000, seguido por el sistema fotovoltaico y turbina de río teniendo un costo de \$12000 en los dos componentes, las baterías tienen el mayor costo de reemplazo \$17108 debido a su tiempo de vida útil de 6.21 años; mientras que los demás componentes del sistema son de 25 años. El costo por operación y mantenimiento es nulo para los componentes fotovoltaico y tanque de combustible por no tener partes móviles.

TABLA IV
DETALLES DEL COSTO DEL SISTEMA

Componentes	Capital (\$)	Reemplazo (\$)	O & M	Salvamento (\$)	Total (\$)
PF 285W	7040	0	0	0	7040
Electrolizador	12000	5054	1890	-1146	17797
Pila de combustible	18000	0	7287	-3565	21722
Batería 1kWh	7500	17108	3938	-2788	25758
Tanque H2	7500	0	0	0	7500
HKT	12000	13728	4725	-2293	28160
Sistema	64040	35891	13115	-9793	103252

La producción eléctrica mensual de los generadores del sistema se presenta en la Fig. 3, se puede observar que predomina el aporte fotovoltaico con el 48.6%, la turbina de río con el 48%, mientras la pila de combustible con el 3.4% del total de generación renovable, los meses de marzo y julio son los que tienen la más alta producción fotovoltaica e hidrocinética; mientras el aporte de la pila de combustible fue nulo durante estos meses, se observa el mayor aporte de la PC durante los meses de abril, agosto, septiembre y octubre cuando cae significativamente la generación de origen hídrico.

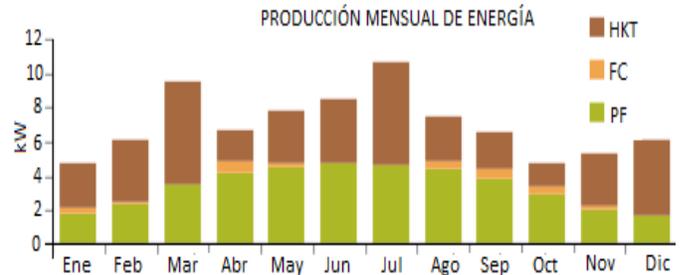


Fig. 3 Sistema híbrido bajo estudio.

A continuación, el rendimiento operativo y algunos resultados económicos de los generadores principales del

sistema se presentan con más detalle en la tabla V. Se observa el costo nivelado de energía para el sistema fotovoltaico es de 0.0149 \$/kWh, en la turbina de río el mismo costo es de 0.0605 \$/kWh. Este resultado demuestra que la generación mediante la turbina es 4 veces más costosa, en cambio el aporte de energía al sistema es 8760 h mientras los PF trabajan durante 4189h a consecuencia de producir durante el día. La pila de combustible produce 2099 kWh/año con 435 arranque durante el año, el costo fijo de operación es de 1.05 \$/h, el banco de baterías compuesto por 25 unidades, la energía almacenada es de 3589 kWh/año, con una pérdida de 720 kWh/año. Durante los meses de marzo, julio y diciembre el estado de la carga (SOC) es superior al 90%. El coste de energía del sistema (COE) es de \$0.201/kWh.

La demanda de la carga principal consume 34077 kWh/año, (84.9%) de la energía producida, la energía resultante es consumida por el electrolizador 6,053 kWh/año y la carga máxima no satisfecha es 561 kWh/año (1.62%). En la Fig. 4 se puede observar que los meses de enero y octubre la carga no satisfecha por la poca productividad de los generadores (Fig. 3). La capacidad de escasez es de 716 kWh/año (2.07%), al ser un sistema aislado

se puede alcanzar un importante ahorro al tener una carga no satisfecha menor al 5% permitiendo un sistema de energía más pequeño y menos costoso. La optimización satisface el 97.93% de la carga eléctrica anual más la reserva operativa.

TABLA V
RENDIMIENTO DE COMPONENTES DEL SISTEMA

PF	Valor	Unidad
Capacidad nominal	22	kW
Producción media	3.42	kW
Producción media	82.11	kWh/d
Factor de capacidad	15.6	%
Total de producción	29,981	kWh/año
Horas de operación	4,189	h/año
Costo energía	0.0149	\$/kWh
HKT		
Capacidad nominal	15	kW
Producción media	3.38	kW
Factor de capacidad	22.5	%
Total de producción	29572	kWh/año
Horas de operación	8760	h/año
Costo energía	0.0605	\$/kWh
Pila de combustible		
Numero de arranque	435	Arranque/año
Vida operacional	51.9	año
Total de ingreso	6,053	kWh/año
Factor de capacidad	3.99	%
Costo fijo de operación	1.05	\$/h
Producción de electricidad	2,099	kWh/año
Consumo de combustible	126	kg
Entrada de energía combustible	4,198	kWh/año

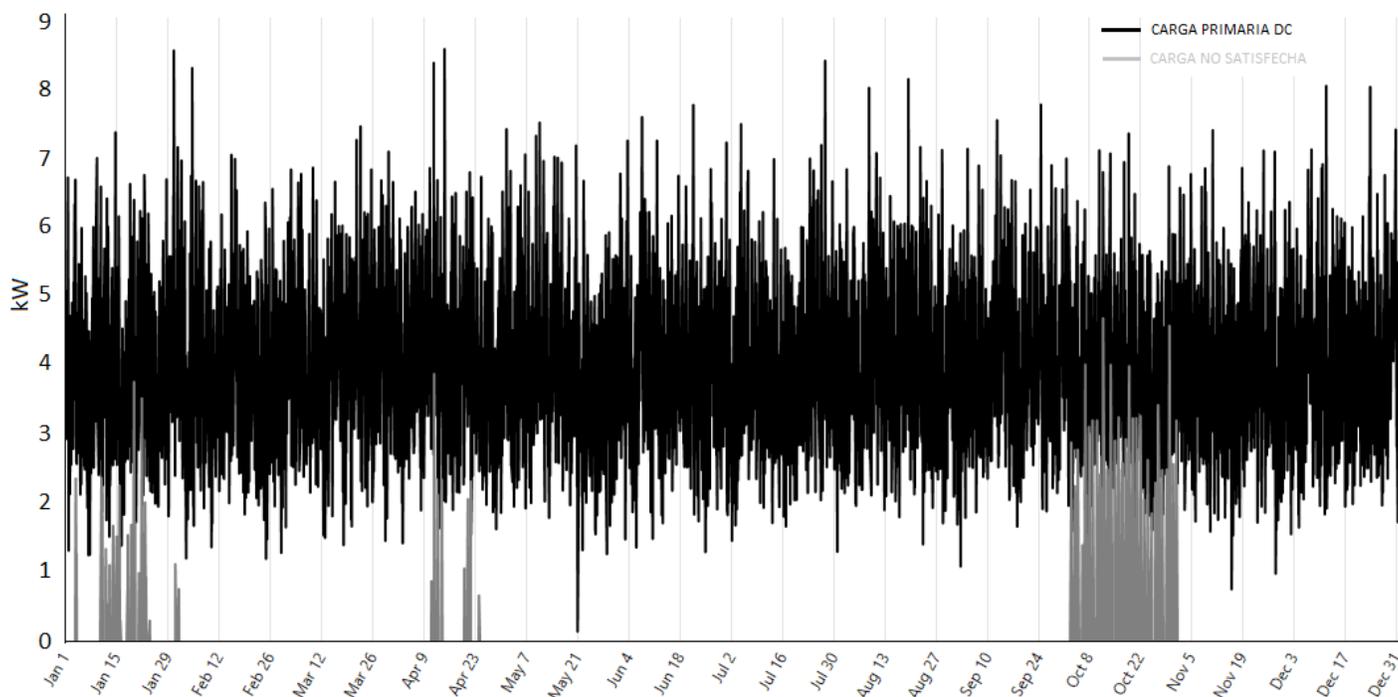


Fig. 4 Carga primaria y no satisfecha.

V. CONCLUSIONES

En el estudio de factibilidad desarrollado para un sistema híbrido basado en energías renovables, presenta el mayor costo en el subsistema de hidrogeno (pila de combustible, electrolizador, tanque) \$47019, el 45.5% del costo total del sistema, pero con un mínimo aporte del 3,4% del total generado. Por esta razón, actualmente la tecnología no es competitiva frente a otro tipo de almacenamiento o energía basada en combustibles fósiles. Sin embargo, la necesidad de un sistema basado en su totalidad de energía limpia y futuras mejoras tiende a un uso generalizado del subsistema de hidrogeno. El estudio demuestra que el sistema propuesto satisface la demanda de la carga para una comunidad remota, el coste de energía del sistema es aun competitivo \$0.201/kWh.

REFERENCIAS

[1] J. Lata-García, C. Reyes-Lopez, and F. Jurado, "Attaining the Energy Sustainability: Analysis of the Ecuadorian Strategy Ku zrównoważoności energetycznej: analiza Strategii Ekwadorskiej," vol. 13, no. 1, pp. 21–29, 2018.

[2] "A feasibility study of a stand-alone hybrid solar–wind–battery system for a remote island," *Appl. Energy*, vol. 121, pp. 149–158, May 2014.

[3] M. Y. E. Selim and S. M. S. Elfeky, "Effects of diesel/water emulsion on heat flow and thermal loading in a precombustion chamber diesel engine," *Appl. Therm. Eng.*, vol. 21, no. 15, pp. 1565–1582, 2001.

[4] "Remote community electrification in Sarawak, Malaysia," *Renew. Energy*, vol. 35, no. 7, pp. 1609–1613, Jul. 2010.

[5] J. M. Lujano-Rojas, R. Dufo-López, and J. L. Bernal-Agustín, "Optimal sizing of small wind/battery systems considering the DC bus voltage stability effect on energy capture, wind speed variability, and load uncertainty," *Appl. Energy*, vol. 93, pp. 404–412, 2012.

[6] J. Lata-García, C. Reyes-Lopez, F. Jurado, L. M. Fernandez-Ramirez, and H. Sanchez, "Sizing optimization of a small hydro/photovoltaic hybrid system for electricity generation in Santay Island, Ecuador by two methods," in 2017 CHILEAN Conference on Electrical, Electronics Engineering, Information and Communication Technologies (CHILECON), 2017, pp. 1–6.

[7] Y. Sawle, S. C. Gupta, and A. K. Bohre, "Socio-techno-economic design of hybrid renewable energy system using optimization techniques," *Renew. Energy*, vol. 119, pp. 459–472, Apr. 2018.

[8] A. Cano, F. Jurado, H. Sánchez, L. M. Fernández, and M. Castañeda, "Optimal sizing of stand-alone hybrid systems based on PV/WT/FC by using several methodologies," *J. Energy Inst.*, vol. 87, no. 4, pp. 330–340, 2014.

[9] S. Bahramara, M. P. Moghaddam, and M. R. Haghifam, "Optimal planning of hybrid renewable energy systems using HOMER: A review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 62, pp. 609–620, 2016.

[10] "Techno-economic feasibility of a photovoltaic-wind power plant construction for electric and hydrogen production: A case study," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 78, pp. 113–123, Oct. 2017.

[11] T. Ma, H. Yang, and L. Lu, "Feasibility study and economic analysis of pumped hydro storage and battery storage for a renewable energy powered island," *Energy Convers. Manag.*, vol. 79, pp. 387–397, Mar. 2014.

[12] I. Mauleón, "Photovoltaic investment roadmaps and sustainable development," *J. Clean. Prod.*, vol. 167, pp. 1112–1121, Nov. 2017.

[13] J. F. Manwell and J. G. McGowan, "Lead acid battery storage model for hybrid energy systems," *Sol. Energy*, vol. 50, no. 5, pp. 399–405,

May 1993.

[14] C. Wang, M. H. Nehrir, and S. R. Shaw, "Dynamic Models and Model Validation for PEM Fuel Cells Using Electrical Circuits," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 20, no. 2, pp. 442–451, Jun. 2005.

[15] P. Millet, S. Grigoriev, P. M. Diéguez, P. Millet, and S. Grigoriev, "Water Electrolysis Technologies," in *Renewable Hydrogen Technologies*, Elsevier, 2013, pp. 19–41.

[16] "HOMER - Hybrid Renewable and Distributed Generation System Design Software." [Online]. Available: <http://www.homerenergy.com/>. [Accessed: 18-Apr-2017].

[17] "Levelized Cost of Energy." [Online]. Available: https://www.homerenergy.com/support/docs/3.11/levelized_cost_of_energy.html. [Accessed: 22-Jan-2018].