

Ciencia Latina Revista Científica Multidisciplinar, Ciudad de México, México.
ISSN 2707-2207 / ISSN 2707-2215 (en línea), julio-agosto 2025,
Volumen 9, Número 4.

https://doi.org/10.37811/cl_rcm.v9i2

ELECTRIFICACIÓN CON ENERGÍA FOTOVOLTAICA PARA AUTOCONSUMO DIFERENTES ALTERNATIVAS, VENTAJAS Y DESVENTAJAS

**ELECTRIFICATION WITH PHOTOVOLTAIC ENERGY FOR
SELF-CONSUMPTION: DIFFERENT ALTERNATIVES,
ADVANTAGES AND DISADVANTAGES**

Lorenzo A. Enríquez García

Centro de Estudio de Energía y Refrigeración CEER, Cuba

Luis J. García Faure

Escuela Superior Politécnica del Chimborazo ESPOCH, Ecuador

Gustavo E. Fernández Salva

Centro Universitario de Guantánamo, Cuba

DOI: https://doi.org/10.37811/cl_rcm.v9i5.19687

Electrificación con Energía Fotovoltaica para Autoconsumo Diferentes Alternativas, Ventajas y Desventajas

Lorenzo A. Enríquez García¹

lenriquez@epoch.edu.ec

<https://orcid.org/0000-0003-1237-3915>

Centro de Estudio de Energía y Refrigeración
CEER, Universidad de Oriente, Cuba
C.O.

Luis J. García Faure

lgarcia@uo.edu.ec

<https://orcid.org/0000-0001-7300-8204>

Facultad de Electromecánica, Escuela Superior
Politécnica del Chimborazo ESPOCH, Ecuador

Gustavo E. Fernández Salva

gfernandez@uo.edu.ec

<https://orcid.org/0000-0001-7425-8571>

Centro Universitario de Guantánamo, Cuba

RESUMEN

En los países que no poseen grandes recursos de fuentes renovables de energía (FRE) y que no son productores de petróleo u otro combustible convencional, la energía solar fotovoltaica se presenta como una alternativa viable. En Cuba se dispone de esta energía de forma casi invariable todos los días del año con un alto poder energético que sobrepasa los 5 kWh/m²/d promedio al año a lo largo de todo el país, sin embargo, esta se ha venido utilizando de forma discreta. El poco potencial de energías eólica e hidroeléctrica unido a la dificultad para obtener combustibles fósiles desde el exterior y al creciente deterioro que sufren las centrales térmicas, han alertado sobre la necesidad de modificar urgentemente la matriz energética y la forma más segura de hacerlo es mediante el uso más intensivo de la energía solar; dentro de la cual existen diferentes alternativas en dependencia del uso final de la energía y la sostenibilidad que se desee lograr del proyecto. La electrificación fotovoltaica a partir de la energía del sol puede significar un notable aporte en la matriz energética por el consumo individual e industrial de electricidad que ello representa. En este trabajo se analizan diferentes alternativas que se pueden presentar para satisfacer las necesidades de autoconsumo de electricidad mediante sistemas de electrificación fotovoltaicos aislados o conectados a una red local o nacional para lo cual se ha elaborado una herramienta que permite el dimensionado, análisis de rentabilidad y perfeccionado de los proyectos.

Palabras Claves: matriz energética, sistemas fotovoltaicos para autoconsumo, rentabilidad financiera

¹ Autor principal

Correspondencia: lenriquez@epoch.edu.ec

Electrification with Photovoltaic Energy for Self-Consumption: Different Alternatives, Advantages and Disadvantages

ABSTRACT

In countries that do not have large resources of renewable energy sources, (RES) and that are not producers of oil or other conventional fuel, photovoltaic solar energy is presented as a viable alternative. In Cuba, solar energy is present almost invariably every day of the year with a high energy power that exceeds the 5 kWh/m²/d average per year throughout the entire country, however, it has been used discreetly. The low potential of wind and hydroelectric energy, together with the difficulty of obtaining fossil fuels from abroad and the increasing deterioration suffered by thermal power plants, have warned about the need to urgently modify the energy matrix and the safest way to do so is through the more intensive use of solar energy; within which there are different alternatives depending on the final use of energy and the sustainability that is desired to be achieved from the project. Photovoltaic electrification from the sun's energy can make a notable contribution to the energy matrix due to the individual and industrial consumption of electricity that it represents. This work analyzes different cases that can be presented to satisfy the needs for self- consumption of electricity through isolated photovoltaic electrification systems or connected to a local or national network.

Keywords: energy matrix, photovoltaic systems connected to the network, self-consumption of electricity

Artículo recibido 19 julio 2025

Aceptado para publicación: 22 agosto 2025



INTRODUCCION

Las primeras aplicaciones de la conversión fotovoltaicas estaban prácticamente limitadas a sistemas aislados en los cuales resultaba muy difícil llegar con la red eléctrica regional o nacional; no existían otros recursos renovables o combustibles fósiles. Los estudios de rentabilidad demuestran que a pesar de la disminución del costo de los componentes y del aumento de la eficiencia de los paneles, inversores y baterías, todavía estos proyectos en su mayoría resultan irrentables con costos del kWh producido muy superiores a otros sistemas incluso al de los consumidores de combustibles fósiles.

La utilización de grandes parques fotovoltaicos conectados de forma permanente a una red local o nacional ha venido a demostrar que los proyectos pueden ser rentables y el costo nivelado de la energía \$/kWh es mucho menor que el obtenido con combustibles fósiles convencionales; a pesar de ello, en los últimos años con el aumento creciente del consumo social, comercial e industrial de energía eléctrica, incentivado por la disminución de los costos de los principales componentes tales como paneles, reguladores de voltaje e inversores y el dominio de la tecnología del proyecto, han surgido otras alternativas que pueden contribuir a modificar la matriz energética a favor de las F.R.E. Dentro de estas alternativas se encuentran las conocidas por “Electrificación Fotovoltaica para Autoconsumo”; de las cuales existen dos variantes principales:

Electrificación fotovoltaica para autoconsumo sin inyección de energía a la red

- Sin respaldo por baterías
- Con respaldo parcial por baterías

Electrificación fotovoltaica para autoconsumo con conexión a la red

Las variantes (1) de autoconsumo sin inyección de energía a la red generalmente se utilizan para consumo doméstico, pequeños comercios e industrias en los cuales se desea disminuir el consumo de energía de la red a partir de la producción fotovoltaica; en ellos el inversor de CD/CA debe garantizar la conversión de la energía prácticamente desde que sale el sol, la cual si no es suficiente para garantizar la demanda es completada con energía proveniente de la red, pero debe ser capaz de impedir que se produzca inyección de la energía fotovoltaica excedente a la red. En este tipo de proyectos, la potencia a instalar se determina en función de la demanda de energía que se produce durante las horas de sol, por lo que suele ser inferior al sistema conectado a red; el inversor debe tener la posibilidad de limitar la



energía producida por los paneles; el inversor autoconsumo constituye una herramienta muy importante para garantizar la eficiencia energética. La función principal de este dispositivo radica en monitorear de forma continua el consumo energético de la vivienda. Esta información es utilizada para ajustar el punto de operación de las placas solares para generar únicamente la energía requerida en ese momento preciso. De esta manera, se evita la inyección de excedentes de energía a la red eléctrica.

Al sistema de electrificación autoconsumo aislado puede incorporarse un banco de baterías de respaldo parcial que se carga con la energía fotovoltaica sobrante durante las horas de sol solo para poder mantener en funcionamiento actividades imprescindibles. Más adelante, en la figura 3, que muestra las curvas de demanda y producción fotovoltaica se podrá observar la parte correspondiente de energía que no debe ser inyectada a la red o que puede utilizarse para cargar las baterías de respaldo.

En la variante (2) de autoconsumo con conexión a red de energía cuando la demanda supera la generación fotovoltaica el déficit de energía es suministrado por la red y por el contrario, cuando hay excedente de energía fotovoltaica esta es entregada a la red. Esto impone mayores exigencias al inversor CD/CA, el cual debe garantizar que la energía que fluya hacia la red esté dentro de las normas reguladoras de calidad exigidas (forma de onda, frecuencia, voltaje, filtrado, etc). Si se desea que no haya diferencias entre demanda de energía y producción fotovoltaica, la potencia a instalar se determina con el valor de la demanda diaria.

Aunque existen varios software profesionales que pueden utilizarse para los proyectos de electrificación fotovoltaica, pero la mayoría de ellos adolecen de los problemas señalados en otros trabajos: 1) En la mayoría de los casos estos software son propiedades de grandes empresas a las cuales debe pagarse altas sumas de dinero por su utilización y renovación periódica, en otras ocasiones no son permitidas las licencias a determinados países; algunos en ocasiones dan versiones anteriores para períodos cortos de tiempo pero estas son muy limitadas; 2) muchas veces el software solicita información para el trabajo de su algoritmo de cálculo que son precisamente las que el proyectista desea conocer p.e: número, potencia y costo de los paneles y otros componentes.

Existe poco material didáctico sobre cálculos y proyectos para las alternativas abordadas en este trabajo, por tanto, el objetivo general propuesto consiste en proponer procedimientos adecuados teniendo en cuenta las invariantes del proyecto: Recurso solar y Demanda de energía para la determinación de los



principales parámetros del dimensionado, la rentabilidad financiera y la sostenibilidad de los proyectos de electrificación fotovoltaica de autoconsumo.

MATERIAL Y METODO

Se aplican métodos racionales de análisis basados en los principios y leyes de las ciencias técnicas y económicas; se determinan partir de las invariantes del proyecto indicadas anteriormente los recursos tecnológicos necesarios para que el proyecto pueda ser fiable, rentable y sostenible en el tiempo. Se aplica en todos los casos:

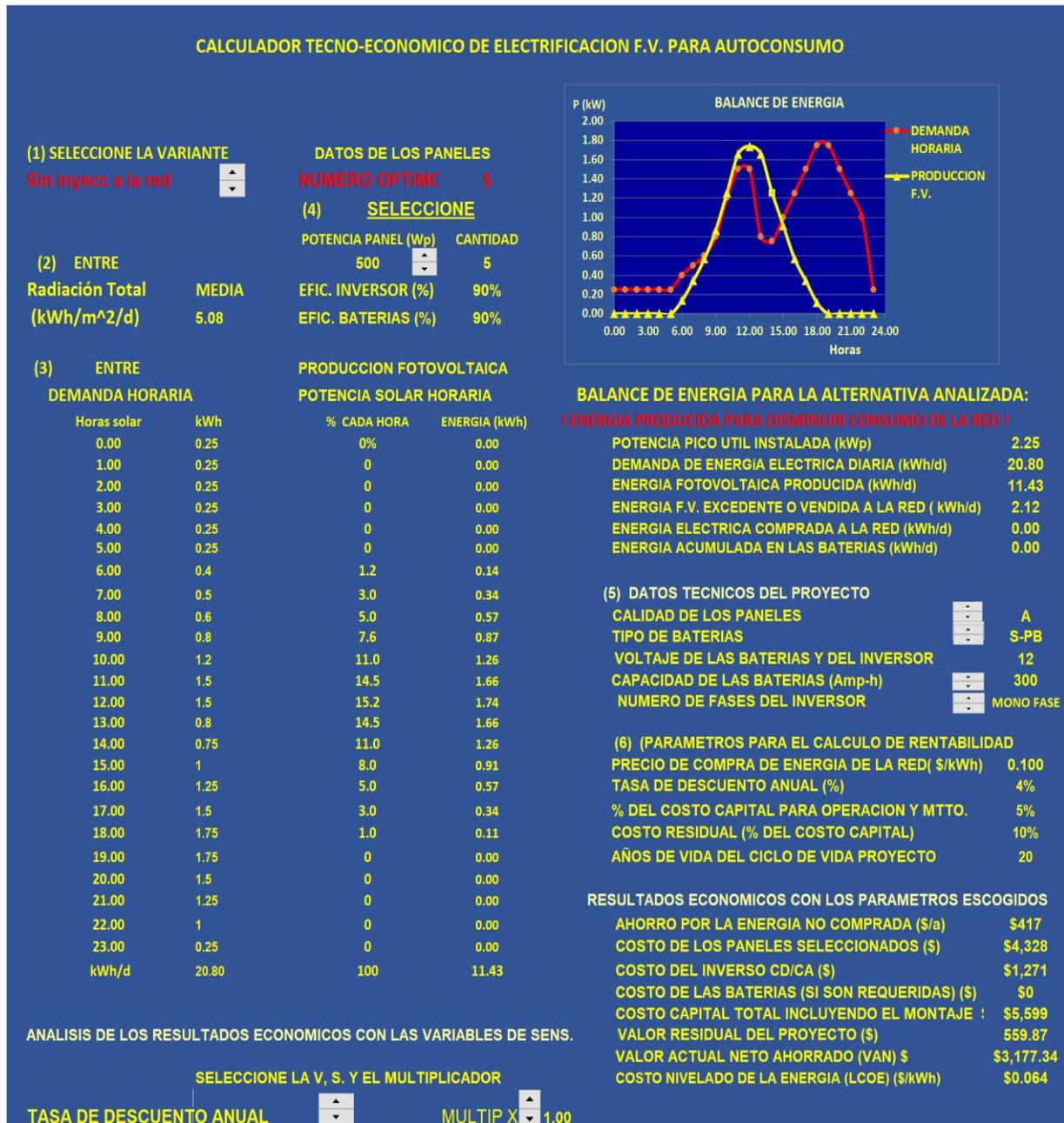
- Balance de energía entre generación fotovoltaica y demanda de electricidad para determinar las características de los componentes (número de paneles, características del inversor, voltajes de trabajo, formas de conexión, etc.)
- Estudios económicos financieros para determinar la rentabilidad
- Estudios de sensibilidad para la optimización del proyecto
- Para los proyectos es necesario dominar los principios de transformación de la energía y determinados conceptos como son: potencia pico de los paneles y horas equivalentes de 1000 W
- Se utiliza exclusivamente como herramienta auxiliar la hoja de cálculo de Excel y sus complementos, eliminando así la necesidad de emplear softwares foráneos.

DESARROLLO

En la figura 1 se muestra la herramienta diseñada por los autores para los proyectos de cualquiera de las variantes antes señaladas.



Figura 1. Vista general de la herramienta diseñada para los proyectos de electrificación F.V. para autoconsumo



En la parte izquierda de la hoja de cálculo se define primeramente en (1) la variante que se desea aplicar, luego se introducen los datos necesarios para el dimensionado del problema: en (2) la radiación solar total (H_T) promedio diaria sobre superficie horizontal de 1 m^2 , en el lugar seleccionado para el proyecto; esta información se puede obtener por diferentes vías como son; mediciones directas, laboratorios meteorológicos cercanos, mapas solares, recopilación satelital y otros, pero debe ser lo más precisa posible porque de ella depende mucho la fiabilidad de los resultados; en (3) se suministra la demanda

diaria de energía en kWh/d; en los proyectos de electrificación para autoconsumo es conveniente que se de la distribución horaria porque ello permite determinar la potencia máxima que debe tener el inversor, la capacidad de almacenamiento de las baterías en caso de que se utilice esa variante y otras variables del proyecto; Para los grandes proyectos de electrificación conectada a la red como los parques solares donde el objetivo es satisfacer una cuota de energía, esta puede introducirse de forma global (diaria, mensual o anual).

Para determinar la potencia de la instalación fotovoltaica es necesario primero determinar el número óptimo de paneles, para lo cual los autores de este trabajo para evitar un proceso de aproximación sucesiva, como ocurre con el software Homer [NREL, 2016] han desarrollado un algoritmo que permite llegar a ese valor de forma racional; el fundamento es el siguiente:

- Con la curva de distribución horaria de la radiación solar (kW/m^2) expresada en %, la cual debe determinarse para cada región, aunque se ha comprobado que la variación es mínima para grandes áreas dentro del mismo país se determina el % de energía solar que se convierte en fotovoltaica cada hora. Es una curva de probabilidades casi simétrica respecto al eje de las 12:00 M. El área debajo de esa curva expresa la energía F.V. producida durante el día solar (100%). En la figura 2 se muestra el patrón de distribución de la energía solar obtenido por los autores en el parque Solar Santa Teresa en la provincia Guantánamo y verificado en otros sitios de las provincias orientales en % de la radiación total para cada hora del día
- A partir de los conceptos de potencia pico del panel, y de horas equivalentes se determina la energía total que teóricamente puede aportar un panel Para la potencia útil se utiliza la eficiencia del inversor.
- Potencia pico del panel (P_p).- Es la potencia que el panel debe desarrollar cuando sobre él incide en condiciones estándar una potencia solar equivalente a $1000 \text{ (W/m}^2\text{)}$. Para los paneles de buena calidad, la potencia desarrollada por el mismo es proporcional a la potencia solar incidente.
- Horas equivalentes (H_{eq}).- Son las horas que producirían la misma energía si la potencia solar tuviera un valor constante de 1000 W/m^2 . Se obtiene simplemente dividiendo la radiación total diaria entre 1000 W/m^2 . Dicha relación es numéricamente igual a la radiación total.



- Debe existir una correspondencia entre la energía F.V. producida y la demanda, la cual es dependiente de la variante seleccionada. Si el objetivo es el autoconsumo sin inyección a red, la energía F.V. producida durante las horas de sol debe ser similar a la demanda durante ese horario, no debe haber mucho excedente de energía producida pues ello se traduce en un número innecesario de paneles; si por el contrario el proyecto es con inyección y consumo de la red, el balance de energía se realiza para la igualdad entre la producción F.V. durante las horas de sol y la demanda de todo el día. En este caso el número de paneles que se obtiene es mayor porque el exceso es inyectado a la red y luego en las horas que no hay sol se toma la energía de la red.

Con estos elementos se plantean las ecuaciones que permiten llegar al número óptimo de paneles en cada caso:

- Generación F.V. horaria (G.F.V.)

$$GFV(t) = Ht(\%) \cdot P_p \cdot N_{\text{paneles}} \cdot Heq \cdot \eta_{\text{inv}} \cdot \eta_{\text{bat}} \quad (\text{kWh}) \quad (1)$$

En la cual:

$$Ht(\%) = \text{Fracción de la radiación total correspondiente a cada hora solar}$$

$$\sum Ht(\%) = 1$$

Y la generación fotovoltaica diaria:

$$GFV \quad (d) \quad =$$

$$P_p \cdot N_{\text{paneles}} \cdot Heq \cdot \eta_{\text{inv}} \cdot \eta_{\text{bat}} \quad \text{kWh/d} \quad (2)$$

η_{inv} y η_{bat} – *Eficiencias del inversor y de las baterías*

Para los sistemas sin respaldo por baterías $\eta_{\text{bat}} = 1$

Figura 2. Patrón de distribución de la generación F.V. horaria para las provincias orientales.



(Obtenida por los autores en el parque solar Santa Teresa, Guantánamo, 2014)

El número óptimo de paneles se determina despejando N_p del balance de energía:

$$\text{Demanda} = P_p \cdot N_{\text{paneles}} \cdot H_{eq} \cdot \eta_{inv} \quad (3)$$

$$N \text{ de paneles} = \frac{\text{Dema (kWh)}}{P_p \text{ paneles (kW)} \cdot \text{horas}_{eq} \cdot \eta_{inv}} \quad (4)$$

Aquí hay que tener en cuenta la variante analizada:

- Si es para autoconsumo sin inyección a red, solo se toma la demanda durante las horas de sol, preferentemente de 9:00 A.M a 16:00 P.M. con lo cual disminuye la energía desviada por el inversor y es menor el número de paneles
- Si es para autoconsumo sin inyección a la red pero con baterías de respaldo, la energía para cargar las baterías es el excedente entre la producción F.V. y la demanda en las horas de sol consideradas anteriormente.
- Si es para autoconsumo con inyección a red, se toma la demanda total diaria con lo cual resulta un mayor número de paneles.

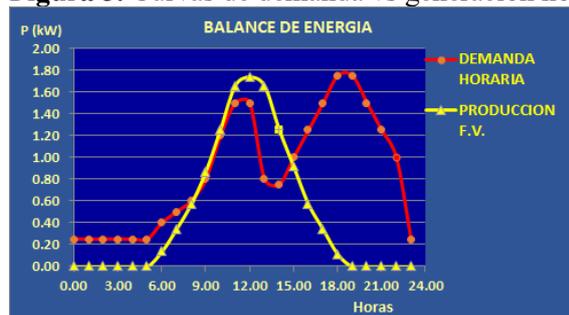
El ejemplo de la figura 1 fue realizado para el caso de autoconsumo sin inyección a red, se observa que las curvas de demanda y producción son muy próximas en el horario de sol. Si se adoptara la variante con acumulación del exceso de energía en baterías, entonces la energía para cargar las baterías se determina por la diferencia entre ambas curvas desde la salida hasta la puesta del sol.

Balance de energía

A la derecha de la hoja de cálculo se muestra la figura 3 con las curvas de demanda y producción F.V. que permite el balance de energía para determinar la que se deja de comprar y la que se entrega para el caso de sistemas conectados a la red; la que se pierde (limitada por el inversor) o la que se entrega a las baterías en caso de los sistemas no conectados. Estas curvas se obtienen con los valores dados en las columnas C y E de la hoja de cálculo; más a la derecha en la misma hoja de cálculo (ocultas) se realizan las operaciones que llevan a los resultados mostrados.



Figura 3. Curvas de demanda vs generación horaria del sistema de autoconsumo F.V. analizado



Costo capital del proyecto

Este es uno de los parámetros de entrada con los cuales el usuario presenta dificultad y tiene la tendencia a entrar con datos imprecisos por no tener suficientes elementos para su determinación. En general los softwares profesionales forman el costo capital con la suma de los valores discretos de los componentes que el usuario suministra y si tiene que hacer alguna interpolación la hace de forma lineal.

Mediante la teoría de la estimación paramétrica del costo de los proyectos se demuestra que el costo no se comporta de forma lineal [ISPA, 2008]. Dicha teoría, desarrollada desde la década de 1930 con el objetivo de estimar el costo de los aviones tiene su fundamento en dos teorías básicas: La ley de las Seis décimas (Six tenth Theory) [Hamaker, J. W, 2002] y la Teoría del Aprendizaje (The Learning Cost) [Randall, P. E; White Sides, W. 2012]. Consiste en la estimación del costo a partir de parámetros fundamentales que pueden ser técnicos, cualitativos o de otro tipo que mediante relaciones matemáticas permiten determinar el costo capital total de los proyectos. Para el desarrollo de las relaciones matemáticas de estimación es necesario una sólida base de datos con los parámetros definitorios y el costo; tiene la ventaja, que al presentarse en forma de ecuación cualquier variación que se presente en los parámetros se manifiesta de forma continua en el costo. Para las condiciones específicas de Cuba han sido desarrolladas relaciones de estimación del costo para las centrales hidroeléctricas [García Faure, 2005] y para los parques eólicos [García Enríquez; García Faure, 2016]

En la actualidad se encuentran en proceso de certificación de derechos de autores las ecuaciones paramétricas del costo de las instalaciones fotovoltaicas.

Para los paneles se ha tenido en cuenta el número, potencia pico de los paneles y un coeficiente de calidad (A, B y C); para los inversores la potencia máxima, si es con conexión a red o no porque de ello

depende el grado de perfeccionamiento para garantizar la calidad de la energía servida (forma de onda, frecuencia, filtrado, etc), esto da como resultado que los inversores conectados a red resulten más costosos; para las baterías se tiene en cuenta el voltaje, la capacidad en amperes-hora, un coeficiente según el tipo de batería (S-Pb, Li, Gel) y otro que considera el tiempo de vida relativo a las de S-Pb, siendo para estas el coeficiente igual a la unidad. En general las baterías de S-Pb son más baratas para la misma potencia pero requieren de mayor costo por operación y mantenimiento y tienen menor tiempo de vida útil. A continuación se presentan las ecuaciones paramétricas desarrolladas por los autores:

Para los paneles incluyendo la estructura, el cableado y el montaje

$$C_{\text{pan}} = 1330 \cdot (P_{\text{pico}}/1000)^{0.78} \cdot N^{0.86} \cdot C_{\text{calidad}} \quad (\$) \quad \text{©} \quad (5)$$

Para el inversor incluyendo los de protección, el cableado y la instalación eléctrica

$$C_{\text{inv}} = 1011.4 \cdot P^{0.3882} \quad (\$) \quad \text{©} \quad (6)$$

Para las baterías incluyendo la instalación

$$C_{\text{bat}} = 3,5 \cdot (V \cdot \text{AH})^{0.7} \cdot N \cdot C_{\text{cal}} \quad (\$) \quad \text{©} \quad (7)$$

En el costo de los componentes anteriores se incluyen los costos de preparación del montaje.

CASO DE ESTUDIO

La figura 1 ilustra el caso de estudio de un proyecto ejecutado para una pequeña empresa en la ciudad de Guantánamo donde la radiación solar promedio diaria es de 5.06 kWh/m²/d ; la demanda diaria obtenida del consumo promedio mensual de tres años fue de 20,8 kWh/d, se realizó la distribución de la demanda horaria siguiendo un patrón típico para este tipo de proyectos, de forma que la suma de la energía total consumida coincida con el valor promedio diario, el error que se puede cometer en esa distribución puede afectar la magnitud y hora en que se produce el consumo máximo y con ello, la potencia del inversor.

Variante 1: Autoconsumo sin conexión a red y sin baterías

En este caso debe alertarse al usuario que es conveniente hacer un desplazamiento de la carga para las horas de mayor radiación solar (9:00-15:00) de forma que se pueda lograr un proyecto más eficiente. Teniendo en cuenta esto, después de fijada la potencia pico de los paneles FV que se van a utilizar se determina la cantidad óptima de estos para la demanda de las horas de mayor radiación solar mediante el criterio adoptado en la ecuación 3. El número óptimo de paneles para esta variante fue de 5 paneles.



Ya con el número de paneles determinados y la potencia pico por panel se determina la potencia bruta a instalar y con las horas equivalentes de radiación solar y los % de conversión de energía solar en energía F-V tomados del patrón de radiación, figura 2, se determina la energía desarrollada cada hora en ese período de tiempo y la desarrollada durante el día solar mediante la ecuación 1. Ambas curvas, la de demanda y la de generación fotovoltaica en un mismo gráfico permiten observar lo que está ocurriendo y con sus valores tabulados en las columnas C y E de la hoja de cálculo realizar el balance de energía.

En la parte derecha de la hoja de cálculo aparece primeramente el balance de energía; como se puede observar para esta variante la demanda diaria fue de 20,80 kWh, la generación F.V. de 11,43 kW pero de estos no pudieron ser utilizados 1,89 kWh, quiere decir que se dejaron de comprar a la red 9,44 kWh de energía, es decir, aproximadamente el 45% de la demanda diaria, luego, el beneficio económico debe determinarse en función de los costos capitales e inducidos del proyecto y la energía no comprada a la red.

Variante 2: Sin inyección a red pero con baterías de respaldo

El análisis en esta segunda variante es el mismo, solo que la energía en exceso que supera la demanda es utilizada para cargar las baterías de respaldo, para este caso fue de 1,89 kWh. Para el cálculo de las baterías debe tenerse en cuenta la eficiencia de estas (90-95 %) y además la profundidad de carga máxima que deben alcanzar (70-80 %) para evitar su rápido deterioro. En este caso se dejó de comprar a la red 11,43 kWh, aproximadamente el 55 % de la demanda, para determinar la rentabilidad debe tenerse en cuenta además el costo de las baterías.

Variante 3: Con conexión a red (compra y venta)

En esta variante se toma la demanda diaria total del día y la producción fotovoltaica correspondiente a todas las horas de sol. Al aplicar el criterio dado en 2 para determinar el número de paneles arroja un número mayor (10 paneles) para que la producción sea aproximadamente igual a la demanda diaria, el resultado fue ligeramente superior (no existen paneles fraccionarios).

Después de realizado el balance de energía en (5) se introducen otras variables del proyecto para realizar los cálculos de costo de los diferentes componentes mediante las leyes de estimación paramétrica del costo vistas en 5, 6 y 7 y los de rentabilidad financiera del proyecto; dentro de estos se encuentran los



% destinados a las tasas de descuento anual, el % del costo capital para operación y mantenimiento y el % para el valor residual. En la tabla 1 se muestran los principales resultados obtenidos con la información brindada para las tres variantes.

Tabla 1 Resultados de las tres variantes

Parámetros analizados	VARIANTES		
	Sin inyección a red	Sin inyección con batería	Con inyección a red
Demanda (kWh/d)	20,80	20,80	20,80
Produc. F.V. (kWh/d)	11,43	11,43	22,86
Numero de paneles	5	5	10
Energía no comprado (kWh/d)	9,44	11,43	22,86
Almacenamiento en baterías	0,00	1,89	0,00
Energía excedente (kWh/d)	1,89	0,00	2,06
Ahorro por compra E. (\$/a)	601,02	917,83	2001,08
Costo capital total (\$)	5 598,96	6197,13	9204,53
Valor Actual Neto (\$ ahorrados)	5764,00	12100,00	17995,00
Costo mínimo de la energía (\$/kWh)	0,24	0,15	0,15

ANALISIS DE LOS RESULTADOS

De la tabla anterior se observan muchos resultados importantes. Del balance de energía se observa como era de esperar, que el sistema conectado a red requiere un mayor número de paneles, en este caso el doble que los otros dos sistemas, pero produce también aproximadamente el doble de la energía, el costo capital del proyecto es significativamente menor y el ahorro que representa la energía no comprada a la red a un precio mínimo de 0.15 \$/kWh es superior al doble del ahorro de las otras variantes. Finalmente se hace un estudio financiero para de las tres variantes a partir del Valor actual neto [Retama Alvarez, J.C. 2007] y el costo nivelado de la energía durante el ciclo de vida del proyecto [GmbH. Electronic Book, S/F]; [Blank, L, Tarking, Y.A, 2002].

CONCLUSIONES

Se ha podido observar, que mediante la utilización de las hojas de cálculo de Excel es posible realizar proyectos con FRE de gran complejidad; para ello es necesario que el proyectista domine los principios básicos de la transformación de cada tipo de energía disponible y de la información lo más precisa posible del recurso energético, la demanda de energía y los medios disponibles para su transformación.

Se tomó como caso de estudio el proyecto de electrificación con energía fotovoltaica de una pequeña empresa en la provincia de Guantánamo con el objetivo de analizar las diferentes alternativas que se pueden presentar. Con los resultados obtenidos el proyectista puede tomar la decisión correcta sobre la variante a utilizar.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

NREL, Homer Optimizer Programa informático para la optimización de recursos energéticos múltiples.

NREL Estados Unidos de América 2016.

RETScreen International. Natural Resources Canada, 1615 Lionel-Boulet Blvd, Varennes, QC J3X 1P7, CANADA, 2019

NASA. Earth Climate Data Online. Nasa.gov. U.S.A. 1986-2024

<https://www.nasa.ncel.noaa.gov>

SENA. Modelo Matemático para estimación de la radiación solar incidente. Revista de FRE. SENA. Colombia, 2018.

<https://www.revistas.sena.edu.co>

Streeter, Victor L; Wylie, E. Benjamín; Bedford, Keith W. Mecánica de Fluidos, 9na Edic. Mc Graw Hill. Bogotá, Colombia, 2000 p.275-277. ISBN: 958-600-987-4.

<http://es.scribd.com/document/255132603/Mecanica-de-Fluidos-9na-Streeter>

Sulcy De Souza. Centrales Hidroeléctricas 3raEdic. (en portugués). Ediciones Edgard Blumer, Rio de Janeiro, Brasil, 2017 National Aeronautic and Space

Administration. Cost Estimating Handbook. V-4. Update of 2008 edition, 60p. NASA. USA February-2015

International Society of Parametric Analysis. Parametric Estimating Handbook, ISPA/SCEA, Fourth Edition, Vienna., 237p, 2008. ISBN:0-9720204-7-0

http://www.galorath.com/images/uploads/ISPA_PEH_4th_ed_Final.pdf

Hamaker, J. W. The History of NASA Cost Estimating. NASA Cost Estimating Web Site, 2002.

Disponible en:

<http://www.nasa.gov/sites/>



Randall, P. E; White Sides, W. Process Equipment Cost Estimating by Ratio and Proportion. PDH Course G127 Copyright © 2012

<https://www.pdhonline.com/courses/g127/g127content.pdf>

Enríquez G. Lorenzo, García F. Luis, Oro O. Celestino. Algorithm for The Techno-Economic Optimization Applied in Projects Of Wind Parks Of Latin America. IOSR Journal of Mechanical and Civil Engineering (IOSR-JMCE) e-ISSN: 2278-1684, p-ISSN: 2320-334X, Volume 13, Issue 4 Ver. VI (Jul. - Aug. 2016), PP 60-65.

Apgar Henry. The Legacy of Parametric Estimating (CV01). International Cost Estimating and Analyzing Association. Professional Development & Training Workshop. Tampa, Florida, U.S.A. May 14-18, 2019.

www.iceaaonline.com

Retama Álvarez, Julio Cesar. Integración del Valor Presente Neto, la Simulación y las Opciones Reales en el Desarrollo Estratégico de la Evaluación de Proyectos. Universidad Nacional Autónoma De México. Programa De Maestría Y Doctorado en Ingeniería. Facultad De Ingeniería. México, DF, 2007

<https://www.slideshare.net/VictorGuerreroDiaz/retanalvarez>

Electronic BOOK. Levelized Cost of Energy. VGB Power Tech Service GmbH Verlag technisch-wissenschaftlicher Schriften . ISBN: 978-3-86875-876-4 P.O. box 103932, 45039 Essen, Germany, 2015

Blank, L; Tarquin, Y. A. Ingeniería Económica. 6ta Edic. Mc Graw Hill, Bogotá, Colombia, 2002, 885p, ISBN: 970-10-5608-6

