



DEPARTAMENTO DE METALURGIA ELECTROMECAÁNICA
DEPARTAMENTO DE MECÁNICA

Tesis en opción al título de Ingeniero Mecánico

Título: Evaluación técnico-económica de la utilización de un sistema fotovoltaico para el suministro de energía eléctrica en la Universidad de Moa.

Autor: Robert Luis Montero Gainza

Tutor: Ms.C. Olga Pérez Maliuk

Ing. Álvaro Laurencio Pérez

Moa- 2019

“Año 61 de la Revolución”

Declaración del autor

Yo Robert Luis Montero Gainza, autor de este trabajo de diploma, así como los tutores Ms.C. Olga Pérez Maliuk y el Ing. Álvaro Laurencio Pérez, declaramos la propiedad intelectual al servicio del Instituto Superior Minero Metalúrgico de Moa, para que disponga de su uso cuando estime conveniente.

Diplomante: Robert Luis Montero Gainza

Ms.C. Olga Pérez Maliuk

Ing. Álvaro Laurencio Pérez

Pensamiento

“El conocimiento está al alcance de todos, solo debes enfocar tus objetivos y encontrarás las respuestas”

Agradecimientos

- A Dios, por darme la oportunidad de vivir y por estar conmigo en cada paso que doy, por darme las fuerzas para continuar e iluminar mi mente.
- A mi mamá, a mi padrastro, a mi hermana y a mi cuñado, por todo el apoyo incondicional que me han dado.
- A mi tutor y consultantes, por brindarme su tiempo y dedicación.
- A mi familia.
- A los que compartieron sus conocimientos conmigo.
- A mis amigos que siempre estuvieron cuando más los necesité.

Dedicatoria

- A mi mamá, a mi padrastro, a mi hermana y a mi cuñado, por quererme mucho y creer siempre en mí.
- A mi bella familia.
- A mis tutores, quienes tuvieron la paciencia de explicarme y compartir sus conocimientos conmigo.
- A mis amigos del alma.
- A mis compañeros de aula.

Resumen

Como medida alternativa en aras de aprovechar los recursos naturales como fuentes de energía renovable, nuestro país adopta proyectos, que permiten una disminución del uso directo de combustible fósiles como fuente de energía actual a nivel mundial, ahorrándole grandes sumas de dinero al territorio nacional. Precisamente en este trabajo se trata la evaluación técnico económico de una planta fotovoltaica compuesta por 851 paneles solares. Para esta evaluación se utiliza el software PVsist y el Excel, los que permiten caracterizar las condiciones en la que se desempeñará la planta y determinar, a partir de una inversión inicial de 447954,37 USD; el Valor Actual Neto (VAN),(\$1.119.918,77); la Tasa de Rendimiento Interno (TIR),(17,89%) y el Período de Recuperación (PR),(5,07 años); para una producción anual de 384 MWh superando en un 14% aproximadamente la energía consumida en la residencia estudiantil de la Universidad de Moa, lo que permite no solo una disminución de la energía que se consume de la red nacional sino que también puede aportar energía eléctrica a la misma.

Abstract

As an alternative measure in order to take advantage of natural resources as renewable energy sources, our country adopts projects, which allow a reduction in the direct use of fossil fuels as a current source of energy worldwide, saving large sums of money to the national territory. Precisely in this work is the technical and economic evaluation of a photovoltaic plant composed of 851 solar panels. For this evaluation, PVsist and Excel software are used, which allow to characterize the conditions in which the plant will perform and determine, from an initial investment of 447954.37 USD; the Net Present Value (NPV), (\$ 1,119,918.77); the Internal Rate of Return (IRR), (17.89%) and the Recovery Period (PR), (5.07 years); for an annual production of 384 MWh, exceeding by approximately 14% the energy consumed in the student residence of the University of Moa, which allows not only a decrease in the energy consumed by the national network, but also It can also provide electrical energy to it.

Índice

| | |
|---|----|
| Introducción..... | 1 |
| 1. MARCO TEÓRICO | 4 |
| 1.1. Introducción..... | 4 |
| 1.2. Clasificación de las instalaciones solares fotovoltaicas..... | 4 |
| 1.2.1. Aplicaciones autónomas..... | 4 |
| 1.3. Impacto ambiental de una fuente de energía limpia..... | 5 |
| 1.4. Mantenimiento de la instalación | 7 |
| 1.5. Posibles daños del sistema FV | 11 |
| 1.6. El efecto fotovoltaico | 11 |
| 1.7. Radiación solar | 13 |
| 1.8. Potencia de un panel..... | 14 |
| 1.8.1. Pérdidas de potencia del panel..... | 15 |
| 1.9. Factor masa aire (MA)..... | 16 |
| 1.10. Inversores | 17 |
| 1.11. Particularidades del PVsyst | 18 |
| 1.12. Trabajos precedentes realizados con PVsyst | 19 |
| 1.13. Trabajos precedentes realizados a sistemas fotovoltaicos | 19 |
| 1.14. Evaluación económica | 21 |
| 1.14.1. Valor actual neto | 22 |
| 1.14.2. Tasa de rendimiento interno..... | 22 |
| 1.14.3. Período de recuperación | 23 |
| 1.15. Conclusiones del capítulo | 23 |
| 2. MATERIALES Y MÉTODOS..... | 24 |
| 2.1. Introducción..... | 24 |
| 2.2. Características meteorológicas de Moa | 24 |
| 2.3. Distribución de la radiación solar directa anual en Cuba..... | 25 |
| 2.4. Consumo de energía eléctrica de la Universidad de Moa en la zona de la residencia estudiantil | 25 |
| 2.5. Situación geográfica y emplazamiento..... | 27 |
| 2.6. Obtención de los datos de radiación | 28 |
| 2.7. Módulos fotovoltaicos DSM-270..... | 29 |

| | | |
|---------|---|----|
| 2.8. | Características del inversor | 30 |
| 2.9. | Dimensionado de los módulos fotovoltaicos | 30 |
| 2.10. | Cálculo de los parámetros de un panel solar necesarios para este proyecto | 31 |
| 2.10.1. | Potencia del panel | 31 |
| 2.10.2. | Producción de la planta | 32 |
| 2.10.3. | Producción de energía de un panel | 32 |
| 2.10.4. | Producción de energía de la planta | 32 |
| 2.11. | Evaluación técnico económica | 33 |
| 2.11.1. | Cálculo del VAN mediante Excel | 33 |
| 2.11.2. | Cálculo de la TIR mediante Excel | 37 |
| 2.11.3. | Período de recuperación | 40 |
| 2.12. | Conclusiones del Capítulo | 40 |
| 3. | ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS | 41 |
| 3.1. | Introducción | 41 |
| 3.2. | Resultados del PVsist | 41 |
| 3.3. | Resultados de las Producciones | 43 |
| 3.4. | Resultados en base a los parámetros de la inversión inicial | 45 |
| 3.5. | Resultados de la evaluación económica | 45 |
| 3.6. | Resultados del comportamiento energético | 46 |
| 3.7. | Conclusiones del Capítulo | 48 |
| | Conclusiones generales | 49 |
| | Recomendaciones | 50 |
| | Bibliografía | 1 |
| | Anexos | 3 |

Introducción

Como parte de muchas alternativas de ahorro de energía y sustitución de la misma por energía renovable, encontramos en la energía solar una fuente de energía con un potencial de empleo lo suficientemente sostenible para algunos procesos. Entendemos por energía renovable que es la energía que se obtiene de fuentes naturales virtualmente inagotables, ya sea por la inmensa cantidad de energía que contienen, o porque son capaces de regenerarse por medios naturales. Entre las energías renovables se cuentan la eólica, geotérmica, hidroeléctrica, mareomotriz, solar, undimotriz, la biomasa y los biocarburantes.

El escenario energético mundial pasa por una crisis, en la cual, todas las alternativas que tributen al uso racional de los portadores energéticos, atañan un gran significado. Es indiscutible que el actual modelo energético, basado fundamentalmente en la producción de energía a partir de combustibles fósiles, es insostenible e injusto por la desigualdad en el consumo y en el acceso a la energía comercial

La eficiencia energética no consiste en racionar o reducir el consumo de energía, sino en utilizarla mejor. Los aumentos de productividad y la reducción de los consumos energéticos por unidad de producto constituyen, en realidad, fases de un mismo proceso con aportes significativos al crecimiento, la protección del medio ambiente y la equidad social.

La base fundamental de la producción de energía eléctrica en Cuba se basa en la utilización de los combustibles fósiles, alrededor del 72 %. A diferencia de las centrales termoeléctricas, que consumen parte de la energía que generan, las bombas carecen de este privilegio debido a que requieren una conexión a una fuente de energía eléctrica para su correcto funcionamiento.

Precisamente ese es uno de los problemas a erradicar a nivel mundial, la sustitución de energía generada por combustibles fósiles por energía renovable libre de contaminantes. Para ello se requiere implementar tecnologías innovadoras que

aprovechan los recursos naturales y transforman un tipo de energía en otra, en este caso en energía eléctrica.

Una de estas tecnologías es la de los paneles solares o celdas fotovoltaicas. La cantidad de energía solar que recibe la superficie de la tierra, se ha calculado equivalente a 178000 TW/año, de los cuales el 30% son reflejados a la atmósfera, el 50% absorbidos por la superficie terrestre y el 20% restante permite la formación de vientos, generan los ciclos hidrológicos y producen la fotosíntesis en los vegetales. El consumo total de energía en el mundo en el 2005 fue de 15 TW miles de veces menor al recibido por el sol, entonces no es descabellado pensar en utilizar a gran escala este tipo de energía para satisfacer los requerimientos de la sociedad actual.

Bajo este principio de sustitución de fuente de energía, surge la idea de implementar la tecnología de paneles solares en la Universidad de Moa, como abastecedora de la energía necesaria para mantener el funcionamiento de los equipos eléctricos que utilizan los estudiantes en la residencia estudiantil. Permitiéndole un ahorro significativo en los costos de energía eléctrica actuales.

El Problema a investigar lo constituye:

El exceso consumo de energía eléctrica en la residencia estudiantil.

Dado el problema a resolver se plantea la siguiente **Hipótesis**:

La evaluación técnico-económica del sistema de paneles solares permitirá determinar la rentabilidad de complementar el suministro de energía de la red nacional con una fuente de energía renovable permitiendo el ahorro de un 100% de la energía consumida actualmente.

Como **Objeto de estudio** se establece:

Sistema de paneles solares.

El **Campo de acción** de la investigación se enmarca en:

El Sistema fotovoltaico.

Se define como **Objetivo general**:

Evaluar técnico y económicamente el sistema fotovoltaico.

Para cumplir el objetivo general, se desarrollan los siguientes **Objetivos específicos**:

1. Caracterizar el consumo de energía eléctrica.
2. Determinar las características que poseen y requieren los paneles solares para su correcto funcionamiento y uso.
3. Evaluar económicamente la instalación del sistema fotovoltaico.

De acuerdo a los objetivos propuestos, se plantean las siguientes **Tareas de trabajo**:

1. Búsqueda bibliográfica relacionada con la temática.
2. Caracterizar el sistema energético de la residencia estudiantil de la Universidad de Moa.
3. Valoración económica y ambiental del sistema.

1.MARCO TEÓRICO

1.1. Introducción

El Sol emite constantemente energía electromagnética a la tierra. Esta energía es aprovechada para la generación de electricidad de manera directa mediante células o celdas fotovoltaicas, o bien de forma indirecta mediante centrales térmicas de concentración, utilizadas para producir el vapor que permite el movimiento de las turbinas generadoras. Las características de irradiación solar de la zona, donde se ubica una planta de generación fotovoltaica, así como la temperatura ambiente y otros factores ambientales importantes, determinan tanto la producción de la planta, su eficiencia, como las características de diseño, su viabilidad tecnológica y factibilidad económica. Lo anterior expuesto sugiere como objetivo para este capítulo establecer fundamentos teóricos en relación a un sistema fotovoltaico (FV), necesarios para este proyecto.

1.2. Clasificación de las instalaciones solares fotovoltaicas

La clasificación de las instalaciones solares fotovoltaicas (ISF) la podemos realizar en función de la aplicación a la que están destinadas. Así, distinguiremos entre aplicaciones autónomas y aplicaciones conectadas a la red. (Marcos S. R. *et al.*, 2001)

1.2.1. Aplicaciones autónomas

Producen electricidad sin ningún tipo de conexión con la red eléctrica, a fin de dotar de este tipo de energía al lugar donde se encuentran ubicadas. Pueden distinguirse dos bloques:

- Aplicaciones espaciales: sirven para proporcionar energía eléctrica a elementos colocados por el ser humano en el espacio, tales como satélites de comunicaciones, la Estación Espacial Internacional.

La investigación en esta área propició el desarrollo de los equipos fotovoltaicos tal y como los conocemos en la actualidad.

- Aplicaciones terrestres, entre las que cabe destacar las profesionales:

–Telecomunicaciones: telefonía rural, vía radio; repetidores (de telefonía, televisión, etcétera).

–Electrificación de zonas rurales y aisladas: estas instalaciones, que se pueden realizar en cualquier lugar, están pensadas para países y regiones en desarrollo y todas aquellas zonas en que no existe acceso a la red eléctrica comercial (en Cuba se emplean en locales comunitarios, consultorios médicos, escuelas o para abastecer de electricidad a un determinado grupo de personas).

–Señalización: se aplica, por ejemplo, a señales de tráfico luminosas, formadas por diodos LED, alimentados por un panel solar y una batería.

–Alumbrado público: se utiliza en zonas en las que resulta complicado llevar una línea eléctrica convencional.

–Bombeo de agua: estas instalaciones están pensadas para lugares tales como granjas, ranchos, etc. Se pueden realizar en cualquier lugar. Su uso puede ser tanto para agua potable como para riego.

–Redes VSAT: redes privadas de comunicación (para una empresa, un organismo oficial, etc.) que actúan a través de satélite. La energía solar se utiliza para alimentar las estaciones de la red.

–Telemetría: permite realizar medidas sobre variables físicas y transmitir la información a una central (p.ej.: control de la pluviometría de la cuenca de un río).

• Otras aplicaciones: juguetes, alumbrado en jardines, divertimentos. (Marcos S. R. *et al.*, 2001)

1.3. Impacto ambiental de una fuente de energía limpia

Una de las cualidades de una instalación fotovoltaica con conexión eléctrica a la red, son su sencillez y simplicidad. Es por eso que constituye una apuesta de futuro desde el punto de vista energético para el uso de forma masiva.

La energía solar constituye una fuente inagotable de abastecimiento, evitando los efectos del uso directo de combustibles (contaminación atmosférica y residuos) y los derivados de su extracción (excavaciones, minas, canteras, lavadero). La

energía solar surgió en la década de los setenta como una técnica experimental, pero hoy día es una técnica comercial totalmente desarrollada y probada.

La energía solar contribuye a la reducción de las emisiones de gases invernadero; no requiere ningún tipo de combustión, por lo que no se produce polución térmica ni emisiones de CO₂ que favorezca el efecto invernadero. Se estima que cada kWh producido evita la emisión a la atmósfera de 0,60 kg de CO₃, 1,33 g de SO₂ y 1,67 g de NO_x (que se generan en una central térmica). Las células fotovoltaicas se fabrican con silicio, a partir de la arena, elemento muy abundante en la naturaleza, y del que no se requieren grandes cantidades. No se producen daños ni erosiones en el suelo ni en las aguas superficiales o subterráneas, al no producirse contaminantes, ni vertidos ni movimientos de tierras. Constituyen sistemas silenciosos, frente a los generadores con motor de las viviendas aisladas.

De los datos suministrados en el párrafo anterior y sabiendo que la producción anual de la central será de 31606.8 kWh, podemos determinar la disminución anual de emisiones:

$$\text{CO}_3 \rightarrow 18964 \text{ kg}$$

$$\text{SO}_2 \rightarrow 42037 \text{ g}$$

$$\text{NO}_x \rightarrow 52783 \text{ g}$$

Estos valores dan una idea de la posibilidad de reducción de emisiones en la totalidad del mundo si se utilizara más la energía solar, ya que se podrían ahorrar toneladas de emisiones a la atmósfera.

Es obvio que existe un impacto visual en este tipo de instalaciones, pero en nuestro caso se reduce al mínimo puesto que la instalación está situada en el tejado del edificio. El impacto visual es uno de los pocos inconvenientes que poseen este tipo de instalaciones, pero queda atenuado cuando se hablamos como hemos hecho anteriormente de la reducción emisiones a la atmósfera. (Marcos S. R. *et al.*, 2001)

1.4. Mantenimiento de la instalación

1. Correctivo: reparar los equipos para que vuelvan a funcionar bajo las condiciones de servicio.

2. Preventivo: realizar operaciones previas necesarias para que el equipo se mantenga en condiciones de operación el máximo tiempo posible.

Las instalaciones fotovoltaicas tienen dos partes claramente diferenciadas:

El conjunto de los paneles e inversores, que transforman la radiación solar en energía eléctrica, constituyendo en definitiva una planta de potencia de generación eléctrica.

El conjunto de equipos de la interconexión y protección, que permiten que la energía alterna tenga las características adecuadas según las normativas vigentes, la protección de las personas y las instalaciones.

El mantenimiento de los equipos electrónicos viene especificado por el fabricante.

En el planteamiento del servicio de mantenimiento de las instalaciones el instalador debe considerar los siguientes puntos:

Las operaciones necesarias de mantenimiento.

Las operaciones a realizar por el servicio técnico y las que han de realizar el encargado de la instalación.

La periodicidad de las operaciones de mantenimiento.

El contrato de mantenimiento y la garantía de los equipos.

En esta dirección conviene hacer algunas puntualizaciones de carácter general:

-Las operaciones de mantenimiento, pueden ser de dos tipos muy diferenciados. Por un lado tenemos la revisión del estado de operatividad de los equipos, conexiones y cableado, incluyendo aspectos mecánicos, eléctricos y de limpieza; y por otro, el control y calibración de los inversores.

-El mantenimiento de las instalaciones fotovoltaicas, no es especialmente conflictivo.

-Hace falta diferenciar con claridad entre el contrato de mantenimiento y la garantía. El primero se ha de establecer desde un principio, junto con la garantía, la que ha de incluir únicamente la reposición de los equipos averiados durante un período de vigencia, pero no las operaciones usuales de mantenimiento que han de correr a cuenta equipo de la instalación.

-El período de mantenimiento preventivo ha de estar coordinado según los componentes.

-Los procedimientos de mantenimiento y la frecuencia de estos serán reflejados en el libro de mantenimiento de la instalación.

Los paneles fotovoltaicos requieren muy poco mantenimiento, por la su propia configuración, carente de partes móviles y con el circuito interior de las células y las soldaduras de conexión muy protegidas del ambiente exterior por capas de material protector. El mantenimiento abarca los siguientes procesos:

-Limpieza periódica de los paneles. La suciedad acumulada sobre la cubierta transparente del panel reduce el rendimiento del mismo y puede producir efectos de inversión similares a los producidos por las sombras. El problema puede llegar a ser serio en el caso de los residuos industriales y los procedentes de las aves. La intensidad del efecto depende de la opacidad del residuo. Las capas de polvo que reducen la intensidad del sol de forma uniforme no son peligrosas y la reducción de la potencia no suele ser significativa. La periodicidad del proceso de limpieza depende, lógicamente, de la intensidad del proceso de ensuciamiento. En el caso de los depósitos procedentes de las aves conviene evitarlos instalando pequeñas antenas elásticas en la parte alta del panel, que impida a éstas que se posen.

La acción de la lluvia puede en muchos casos reducir al mínimo o eliminar la necesidad de la limpieza de los paneles.

La operación de limpieza debe ser realizada en general por el personal encargado del mantenimiento de la instalación y consiste simplemente en el lavado de los paneles con agua y algún detergente no abrasivo, procurando evitar que el agua no

se acumule sobre el panel. No es aceptable en ningún caso utilizar mangueras a presión.

La inspección visual del panel tiene por objeto detectar posibles fallos, concretamente:

- Posible rotura del cristal: normalmente se produce por acciones externas y rara vez por fatiga térmica inducida por errores de montaje.

- Oxidaciones de los circuitos y soldaduras de las células fotovoltaicas: normalmente son debidas a entrada de humedad en el panel por fallo o rotura de las capas de encapsulado.

Control del estado de las conexiones eléctricas y del cableado. Se procederá a efectuar las siguientes operaciones:

- Comprobación del apriete y estado de los terminales de los cables de conexionado de los paneles.

- Comprobación de la estanquidad de la caja de terminales o del estado de los capuchones de protección de los terminales. En el caso de observarse fallos de estanquidad, se procederá a la sustitución de los elementos afectados y a la limpieza de los terminales. Es importante cuidar el sellado de la caja de terminales, utilizando según el caso, juntas nuevas o un sellado de silicona.

El mantenimiento del sistema de regulación y control difiere especialmente de las operaciones normales en equipos electrónicos. Las averías son poco frecuentes y la simplicidad de los equipos reduce el mantenimiento a las siguientes operaciones:

- Observación visual del estado y funcionamiento del equipo. La observación visual permite detectar generalmente su mal funcionamiento, ya que éste se traduce en un comportamiento muy anormal: frecuentes actuaciones del equipo, avisadores, luces, etc. En la inspección se debe comprobar también las posibles corrosiones y aprietes de bornes.

- Comprobación del conexionado y cableado de los equipos. Se procederá de forma similar que en los paneles, revisando todas las conexiones y juntas de los equipos.

-Comprobación del tarado de la tensión de ajuste a la temperatura ambiente, que les indicaciones sean correctas.

-Toma de valores: Registro de los amperios-hora generados y consumidos en la instalación, horas de trabajo,

El mantenimiento de las puestas a tierra: cuando se utiliza un método de protección que incluye la puesta a tierra, se ha de tener en cuenta que el valor de la resistencia de tierra, varía durante el año. Esta variación es debida a la destrucción corrosiva de los electrodos, aumento de la resistividad del terreno, aflojamiento, corrosión, polvo, etc... a las uniones de las líneas de tierra, rotura de la líneas de tierra...

Estas variaciones de la resistencia condicionan el control de la instalación para asegurar que el sistema de protección permanezca dentro de los límites de seguridad.

El programa de mantenimiento se basa en:

-Revisiones generales periódicas para poner de manifiesto los posibles defectos que existan en la instalación.

-Eliminación de los posibles defectos que aparezcan.

Las revisiones generales, es conveniente efectuarlas una vez al año, preferiblemente durante la época del año más seca y consiste en realizar las siguientes medidas:

-Medir la resistencia de tierra, realizándose en el punto de puesta a tierra.

-Medir la resistencia de cada electrodo, desconectándolo previamente de la línea de enlace a tierra.

-Medir desde todas las carcasas metálicas la resistencia total que ofrecen, tanto las líneas de tierra como la toma de tierra.

El conjunto de estas tres mediciones, nos permitirá el conocimiento de la eficacia global de la puesta a tierra, estado de los electrodos y el estado de conservación de las líneas de tierra (al comparar el resultado de medir la toma de tierra, y la toma de tierra incluyendo las líneas de tierra).

La eliminación de los posibles defectos se puede conseguir en:

- a) Reparación de cables y uniones afectadas.
- b) Limpieza y apriete de uniones.
- c) Regar la puesta de tierra, cuando el defecto sea debido a un aumento de la resistencia del terreno.

Mantenimiento de los equipos de protección: la comprobación de todos los relés ha de efectuarse cuando se proceda a la revisión de toda la instalación, siguiendo todas las especificaciones de los fabricantes de estos. (Marcos S. R. *et al.*, 2001)

1.5. Posibles daños del sistema FV

Un sistema FV puede presentar defectos después de su instalación debido a factores que imposibilitan su puesta en marcha a la eficiencia que se requiere, provocando calentamientos, obstrucciones y en algunos casos, el colapso de la instalación. Algunos de estos factores son:

- Factores ambientales
- Factores de diseño
- Factores de instalación
- Factores de mantenimiento
- Factores de la propia tecnología

1.6. El efecto fotovoltaico

Según Laurencio P. A. *et al.*, 2018, se define como la conversión de la radiación solar en electricidad, mediante materiales semiconductores que tienen la propiedad de absorber fotones y emitir electrones.

La materia está compuesta por átomos, los cuales se encuentran conformados por dos partes que son los electrones y el núcleo con carga eléctrica negativa y positiva respectivamente, formando de esta manera un conjunto estable y eléctricamente neutro.

Los electrones del último nivel se denominan electrones de valencia y son los que interaccionan con otros electrones de otros átomos para formar una red cristalina.

Eléctricamente hablando podemos dividir a los materiales en tres tipos:

- **Conductores.-** Los electrones de valencia están poco ligados y pueden moverse dentro de una red cristalina con un pequeño agente externo.
- **Semiconductores.-** Los electrones de valencia están más ligados al núcleo pero con una pequeña cantidad de energía se pueden comportar como conductores.
- **Aislantes.-** Tienen una configuración muy estable y sus electrones de valencia están muy ligados al núcleo y la energía necesaria para separarlos de éste es muy grande.

Lewis en 1926 denominó a los átomos de luz o los pequeños agrupamientos de energía como fotones. De acuerdo con este autor, los rayos de luz son un flujo de energía o también una lluvia de fotones que atraviesa una sección determinada. Los materiales utilizados para la fabricación de las células fotovoltaicas son los semiconductores ya que la energía que une a los electrones de valencia con el núcleo es similar a la energía de los fotones de los rayos solares. En el momento en que los fotones de la radiación solar inciden sobre un material semiconductor, los enlaces entre los electrones de valencia y su núcleo se rompen, quedando libres para circular por el semiconductor.

Al espacio dejado por el electrón liberado se le denomina hueco y dispone de carga eléctrica positiva de igual magnitud que el electrón pero de signo contrario. En las zonas donde se ha expuesto un semiconductor a la luz solar ocurre esta generación de huecos y liberación de electrones. El problema inicialmente era que los electrones liberados pasan a ocupar los huecos dejados por otros, este quiere decir que los huecos y los electrones circulan en la misma dirección, restableciendo el enlace roto sin producir corriente eléctrica. Para que esto no ocurra se debe generar un campo eléctrico en el interior del semiconductor, con esto, los huecos y los electrones circularán en sentidos opuestos produciendo una corriente eléctrica. El material más utilizado para la fabricación de células fotovoltaicas es el silicio. Una célula fotovoltaica de silicio está compuesta por dos regiones, para generar un campo eléctrico dentro de ésta lo que se hace es tratar químicamente diferente a las dos regiones. A la primera se le han sustituido algunos átomos de silicio por

átomos de fósforo, que posee 5 electrones de valencia, uno más que el de silicio, quedando así un electrón libre. A la segunda en cambio se ha sustituido al silicio por átomos de boro, que posee 3 electrones de valencia, uno menos que el silicio, quedando un hueco disponible. De esta manera se logra que los electrones fluyan desde la zona tratada con fósforo hacia la zona tratada con boro y los huecos fluyan de manera contraria produciéndose en la unión un campo eléctrico conocida como unión p-n.

1.7. Radiación solar

Es importante conocer el comportamiento de la radiación solar ya que es el combustible de las células fotovoltaicas y sin ésta no se produciría el efecto fotovoltaico.

La radiación solar es un factor que depende de la posición del Sol y de la Tierra que se mueven siguiendo leyes de la física y también depende de la atmósfera de la tierra que posee cualidades que permanecen constantes y otras que son totalmente aleatorias.

Existen tres tipos de radiación solar en función de cómo inciden sobre la superficie de la tierra y son:

- **Radiación directa.-** Es la que pasando por la atmósfera llega directamente desde el Sol hacia un punto en la superficie terrestre.
- **Radiación difusa.-** Es la que pasando por la atmósfera y teniendo que pasar por obstáculos como las nubes, llega a la superficie de la Tierra.
- **Radiación reflectada o albedo.-** Es la que pasando por la atmósfera es reflejada por el suelo o cualquier otra superficie cercana.

La cantidad de radiación solar que puede recibir un punto en la superficie de la Tierra depende de muchos factores:

- **Condiciones meteorológicas.-** La radiación solar en un mismo punto de la Tierra puede variar si es un día nublado o soleado, en el segundo caso la radiación directa puede llegar a ser el 90% del total.

- **Inclinación del sistema de captación.-** Un plano horizontal recibe la mayor cantidad de radiación directa y la menor cantidad de radiación reflejada y viceversa. Debemos regular la inclinación del captador dependiendo del tipo de radiación que nos interese captar.
- **Superficies reflectantes.-** En el caso en que las superficies cercanas al captador sean más reflectantes como la nieve por ejemplo, tendremos más radiación reflectante que si tenemos superficies como tierra o césped.
- **Posición de la tierra con respecto al Sol.-** La mejor manera de aprovechar la radiación del sol es hacer que los rayos del sol incidan perpendicularmente a las superficies. La inclinación en el eje de rotación de la Tierra con respecto al plano de su órbita alrededor del sol hace que un mismo punto en la superficie reciba los rayos solares a distintas inclinaciones. Por estas razones un mismo punto recibe irradiancias diferentes dependiendo de la época del año. En la siguiente imagen se puede ver el movimiento del sol en diferentes latitudes y en diferentes épocas del año. (Laurencio P. A. *et al.*, 2018)

1.8. Potencia de un panel

La capacidad energética nominal de los módulos fotovoltaicos se indica en watt (W), lo cual indica la capacidad de generar electricidad en condiciones óptimas de operación. La capacidad real de un módulo fotovoltaico difiere considerablemente de su capacidad nominal, debido a que bajo condiciones reales de operación la cantidad de radiación que incide sobre las celdas es menor que bajo condiciones óptimas. Por ejemplo, un módulo de 55 W es capaz de producir 55 W más o menos un 10 % de tolerancia cuando recibe una radiación solar de 1000 vatios por metro cuadrado (W/m^2) y sus celdas poseen una temperatura de 25 °C. En condiciones reales, este mismo módulo produciría una potencia mucho menor que 55 W (Manual sobre energía renovable: Solar Fotovoltaica, 2002). La vida útil de un panel fotovoltaico puede llegar hasta 30 años, y los fabricantes generalmente otorgan garantías de 20 o más años (Manual sobre energía renovable: Solar Fotovoltaica, 2002). El mantenimiento del panel solamente consiste de una limpieza del vidrio para prevenir que las celdas fotovoltaicas no puedan capturar la radiación solar. La

elección apropiada del tipo y capacidad del módulo fotovoltaico depende de las características propias de la instalación fotovoltaica, tales como radiación solar existente y consumo energético requerido (Manual sobre energía renovable: Solar Fotovoltaica, 2002).

1.8.1. Pérdidas de potencia del panel

Para las características normales de operación (NOCT) se tienen en cuenta las siguientes condiciones:

- Irradiación solar incidente 800 W/m^2 .
- Temperatura de trabajo del módulo $44 \text{ }^{\circ}\text{C}$.
- Esta temperatura de trabajo se da para una temperatura ambiente de $20 \text{ }^{\circ}\text{C}$ y una velocidad del viento de 1 m/s .

El comportamiento de las corrientes y las tensiones no es el mismo para los distintos valores de temperatura a los que se someten los módulos. Con el incremento de la temperatura de trabajo la tensión de los módulos disminuye mientras que la corriente se incrementa ligeramente. Estos cambios acorde a los coeficientes térmicos para la tensión y para la corriente que en el caso de estos módulos según el catálogo son:

- Coeficiente de temperatura para la tensión V_{oc} : $-0,34 \text{ } \%/^{\circ}\text{C}$.
- Coeficiente de temperatura para la corriente I_{sc} : $0,065 \text{ } \%/^{\circ}\text{C}$.

Esto significa que con el incremento de la temperatura de trabajo del módulo la tensión disminuye un $0,34\%$ por cada $1 \text{ }^{\circ}\text{C}$ de incremento, mientras que la corriente se incrementa en un $0,065\%$, en ambos casos partiendo de las tensiones y corrientes STC. De esta forma, la potencia pico producida por el módulo disminuye en $0,28 \text{ } \%/^{\circ}\text{C}$ aproximadamente. O sea, el incremento de la temperatura de trabajo en condiciones reales de operación provoca pérdidas por temperatura que se deben tener en cuenta a la hora de proyectar una instalación solar fotovoltaica. Existen otras pérdidas que también se toman en cuenta como son: pérdidas por suciedad (Soiling), las cuales se producen por el ensuciamiento de los paneles en el proceso

de operación. Pérdidas por no cumplimiento de la potencia nominal. Ocurren debido a que los módulos, al ser fabricados por un proceso industrial, no son todos idénticos. Las células fotovoltaicas de las que se componen los módulos son distintas entre ellas. Esto implica que la potencia que pueden generar de modo individual va a variar de unos a otros. Pérdidas por conexionado (pérdidas (mismatch), cuyas pérdidas son causadas al realizar la conexión entre módulos de distinto valor de potencia (como se observa en el apartado anterior). Al realizar la conexión en serie de los módulos, el panel que disponga de menor potencia de todos limitará la corriente que circule por la serie al no poder permitir la circulación de más corriente que el máximo que él puede dar. En cuanto a la conexión en paralelo, el módulo con menor potencia limitará la tensión máxima del conjunto. Pérdidas por sombreado del generador. Las sombras sobre los paneles generan unas 8 pérdidas energéticas causadas por un lado por la disminución de captación de radiación solar (por existir una menor radiación y por los posibles efectos de mismatch a las que pueda dar lugar al afectar a la potencia individual de un panel o a la de un conjunto de paneles de la instalación). Pérdidas angulares. La potencia nominal de un módulo fotovoltaico viene determinada por el fabricante en relación a las condiciones estándares de medida y para un ángulo de incidencia de los rayos solar perpendicular al módulo.

El que la radiación solar no incida perpendicularmente sobre el panel implica unas pérdidas que serán mayores cuanto más se aleje el ángulo de incidencia de la perpendicular. Por último es necesario señalar la disminución del rendimiento de los módulos en un porcentaje determinado anual a partir del 2 año de operación que se tienen en cuenta para el cálculo de la producción hasta los 25 años de operación de la planta. (Manual sobre energía renovable: Solar Fotovoltaica, 2002)

1.9. Factor masa aire (MA)

La intensidad y frecuencia del espectro luminoso generado por el sol sufre alteraciones cuando la luz atraviesa la atmósfera. Eso se debe a la absorción, reflexión y dispersión que toma lugar dentro de esta. Estas modificaciones son dependientes de la espesura de la capa atmosférica, o sea, del factor masa aire.

Este factor equivale al cociente entre la trayectoria óptica oblicua descrita por un fotón a lo largo de la atmósfera y la trayectoria vertical mínima que tendría que recorrer para llegar al mismo punto sobre la superficie terrestre (Domínguez *et al.*, 2012). Es decir, la posición relativa del sol respecto a la horizontal del lugar determina el valor de la masa de aire. Cuando los rayos solares caen formando un ángulo de 90° respecto a la horizontal se dice que el sol ha alcanzado su cenit. Para esta posición la radiación directa del sol atraviesa una distancia mínima a través de la atmósfera. Cuando el sol está más cercano al horizonte, esta distancia se incrementa, es decir la masa de aire es mayor (Domínguez *et al.*, 2012).

1.10. Inversores

Los inversores son dispositivos que tienen como función cambiar un voltaje de entrada de corriente continua a un voltaje simétrico de salida de corriente alterna, con la magnitud y frecuencia deseada por el usuario o el diseñador. Los inversores se utilizan en una gran variedad de aplicaciones, desde pequeñas fuentes de alimentación para computadoras, hasta aplicaciones industriales para controlar alta potencia. Los inversores también se utilizan para convertir la corriente continua generada por los paneles solares fotovoltaicos, acumuladores o baterías, en corriente alterna y de esta manera poder ser inyectados en la red eléctrica o usados en instalaciones eléctricas aisladas. Existen diferentes tipos de inversores, entre los que se pueden mencionar están: los monofásicos y los trifásicos. Se distinguen varios tipos de inversores, el inversor de onda sinusoidal es capaz de producir corriente alterna de onda sinusoidal similar a la red, este tipo de inversor es utilizado en sistemas aislados. Los inversores auto conmutados pueden producir electricidad compatible con la red usando su propio circuito interno y utilizan la misma tecnología que los inversores sinusoidales. Los inversores auto conmutados son utilizados en las micro redes debido a su capacidad de producir una señal eléctrica compatible con la de la red. Así, cuando sea necesario, la red eléctrica principal puede ser desconectada y el inversor puede proporcionar la potencia que sea requerida por la carga, sin detener el suministro. (Manual sobre energía renovable: Solar Fotovoltaica, 2002)

1.11. Particularidades del PVsyst

Como herramienta de cálculo para el segundo método se utiliza el programa PVsyst, programa que fue desarrollado por el centro de estudios de problemas energéticos de Génova. Este programa es una herramienta para estudio, dimensionado y análisis de instalaciones fotovoltaicas. Con este programa se pueden diseñar tanto instalaciones conectadas a red como aisladas. El programa posee una gran base de datos meteorológica de diferentes lugares del mundo de donde se obtendrán los datos de irradiancia y temperatura entre otros. Estos se tomarán del lugar más cercano al emplazamiento de la instalación. Además, posee una gran variedad de componentes fotovoltaicos y la opción de crear los propios introduciendo las características obtenidas en el catálogo del componente en la base de datos del programa, también permite introducir la distancia entre módulos, las sombras que se proyectarán sobre los paneles, la inclinación y orientación de los módulos entre otros, lo que permitirá efectuar un cálculo bastante aproximado de las pérdidas de la instalación. Tiene la opción de realizar el diseño de la instalación a dos niveles diferentes. El primero al que se le llama pre-dimensionado es un estudio poco detallado con el objetivo de determinar la viabilidad del proyecto propuesto. En esta parte no se piden datos específicos de la instalación, sino que únicamente son necesarios datos meteorológicos, potencia a instalar y algunas características del sistema fotovoltaico como Acimut, ángulo de inclinación y Perfil de obstáculos. Después de realizar este rápido análisis y comprobar que el proyecto parece rentable se pasa al segundo nivel, el diseño del proyecto donde serán necesarios todos los datos posibles tanto de la instalación como de los factores externos que influirán en la producción final de energía. En este nivel de análisis los resultados obtenidos serán mucho más detallados dando información concreta de producción, pérdidas, costes o cualquier variable relacionada con éstas. El último apartado al que se tiene acceso es el de las herramientas donde se puede consultar las bases de datos y realizar cambios en algunas opciones que vienen predeterminadas por defecto.

1.12. Trabajos precedentes realizados con PVsyst

Agai en el 2011 lo empleó para el diseño, optimización y simulación de un sistema FV instalado sobre un edificio, enmarcando su estudio en Pristina, Kosovo. Asimismo, Grossi y Righini en el 2012 lo usaron para obtener el ángulo óptimo en colectores solares sobre edificios de 17 localidades de Argentina. Loulas en el 2012 lo aprovechó para estimar el potencial FV de sistemas aplicados sobre edificios residenciales representativos de las construcciones típicas de Grecia. Mientras que Suresh en el 2014 analizó el comportamiento de un sistema FV autónomo en la localidad de Thiruvananthapuram, India. Recientemente Ramoliya en el 2015 evaluó el rendimiento de una planta FV de 1 MW conectada a la red, para las condiciones climatológicas de Gujarat en la India. De forma general, el buen desempeño y precisión en los resultados que ofrece el PVsyst, quedan demostrados en estudios comparativos con otros softwares profesionales semejantes.

1.13. Trabajos precedentes realizados a sistemas fotovoltaicos

En Guzmán, *et al.*, (2017) se presenta un procedimiento metodológico elaborado a partir del proyecto “Instalación fotovoltaica sobre las cubiertas de la Ronera Central para funcionamiento en autoconsumo y conexión a red media tensión pública”. La determinación de la superficie disponible en la Ronera Central para la instalación del sistema fotovoltaico, comprende un total de 8 edificaciones, se seleccionan 4 de ellas atendiendo a sus características para llevar a cabo la instalación, se determina una superficie total aprovechable de 5 949,29 m² (73,8 % de la superficie disponible). Se evalúan dos tecnologías fundamentales, el empleo de módulos solares y mantas flexibles. Finalmente se selecciona la tecnología mediante el empleo de módulos solares. La producción estimada del conjunto de todas las instalaciones es de 966 628,9 kWh anual. El sistema conforma 2 752 módulos fotovoltaicos, acoplados a 23 unidades de inversores trifásicos SMA STP 25000TL-30, que transforman la corriente continua en corriente alterna compatible con la red, de esta forma el sistema cuenta con una potencia total de 688 kWp y 552 kWhn de corriente alterna, en base a lo cual se estima que en los periodos de producción de la ronera, el 40% de dicha energía generada será consumida por la propia entidad,

entregando el resto a la red; en los periodos en los que esta no tenga producción, toda la energía generada en la planta fotovoltaica será suministrada a la red. Para las estructuras soporte de paneles se opta por el sistema denominado “COPLANAR-50”. El proyecto es poco rentable considerando como ingreso la energía eléctrica obtenida por la generación del sistema fotovoltaico y no la servida por el SEN debido a que el mismo arroja un período de recuperación estimado de 11 años. Sin embargo, se eliminan las pérdidas en la transmisión y distribución de la energía eléctrica equivalentes a un ahorro anual de 289,4 t de petróleo, iguales a 159,17 USD y disminuye las emisiones al medio ambiente (676,63 t de CO₂ al año) (Guzmán, *et al.*, 2017).

La propuesta de (Ramos y Cesar, 2016) se dirige a dos sectores potenciales: el residencial y las PYME's (Pequeña y Mediana Empresa), el cual se caracteriza por generar energía eléctrica a partir de un sistema de paneles solares para luego ser utilizada en la propia vivienda o negocio, a manera de autoconsumo. Se plantea que un sistema de micro generación residencial con 2 kW de potencia instalada, pago de excedentes a LCOE (Coste Teórico de Generar Energía Eléctrica) y con autoconsumo del 90 % de la energía generada, presenta un VAN de 9,271 USD, una TIR de 17% y un periodo de recuperación de 7 años. En el caso de una PYME de 15 kW de potencia, con autoconsumo del 90%, presenta un VAN de 83,358 USD, una TIR de 23% y un periodo de recuperación de 5 años. El proyecto de inversión (INEL, 2014), responde a la decisión del Estado Cubano de instalar 29 MW en sistemas de inyección a Red, a partir de la experiencia adquirida con la instalación del primer MW en el 2012 y 10 MW adicionales en el 2013. Su objetivo pretende evaluar la factibilidad de instalar Parques Solares Fotovoltaicos en todo el país que tendrían una capacidad de generación estimada de 29 MW, con la característica fundamental de ser instalaciones sincronizadas al SEN. El programa fotovoltaico a desarrollar estaría conformado por 145 000 módulos fotovoltaicos de 250 W de potencia unitaria, acoplados a 58 inversores solares de potencia nominal 500 kW cada uno. De esta manera, el proyecto cuenta con una potencia total de 36,25 MW. El trabajo se realiza como vía para incrementar la capacidad de generación eléctrica instalada, diversificar las fuentes de generación reduciendo consumos de

combustibles fósiles y atenuar la contaminación atmosférica asociada a su quema, empleando la transformación directa en electricidad de la radiación solar, fuente renovable con manifestación estable y predecible en Cuba, que ha sido bien estudiada y caracterizada desde el punto de vista energético. El proyecto solar fotovoltaico concluye con que constituye una fuente de energía limpia con impacto positivo sobre el medioambiente al sustituir anualmente como promedio más de 10 mil toneladas de combustibles fósiles en la generación de electricidad que implica dejar de emitir al medio ambiente como promedio 34 832 toneladas de CO₂. Además, el proyecto en cuestión permite obtener resultados favorables al ahorrar anualmente un valor superior a las 10 587 t de combustible y obtener beneficios superiores a los 5927,7 CUC por este concepto. A 12 partir de la implementación de esta inversión, el país percibiría un ahorro considerable por concepto de sustitución de importaciones de combustibles fósiles y obtener beneficios superiores a los 62 USD. Guerra, *et al.*, (2014) propone el diseño de un SFV que se ha de ubicar en áreas de la Residencia Estudiantil de la Universidad de Oriente Sede Antonio Maceo conectado al SEN. Este sistema cuenta con 154 módulos distribuidos entre las áreas techadas de la Cocina Comedor, con arreglo de 22 módulos conectados en serie y 7 en paralelo. El mismo representa un ahorro de 47323 kWh al año lo equivalente a un ahorro de combustible de 41,8 t/año que se traduce a un ahorro monetario de 11466,15 CUC/año. El diseño supone un VAN de 219619,41 CUC con un período de recuperación de la inversión de 6,5 años y una relación Beneficio/Costo de 2,90. De este modo, se dejarían de emitir alrededor de 112,51 t/año de gases nocivos a la atmósfera.

1.14. Evaluación económica

En el análisis económico que se usará en esta evaluación económica, estaremos implementando como herramientas de control y evaluación, el Valor Actual Neto, la Tasa de Rendimiento Interno y el Período de Recuperación, las que se describen a continuación.

1.14.1. Valor actual neto

Valor actual neto procede de la expresión inglesa Net present value. El acrónimo es NPV en inglés y VAN en español. Es un procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros, originados por una inversión. La metodología consiste en descontar al momento actual (es decir, actualizar mediante una tasa) todos los flujos de caja futuros del proyecto. A este valor se le resta la inversión inicial, de tal modo que el valor obtenido es el valor actual neto del proyecto.

El valor actual neto es muy importante para la valoración de inversiones en activos fijos, a pesar de sus limitaciones en considerar circunstancias imprevistas o excepcionales de mercado. Si su valor es mayor a cero, el proyecto es rentable, considerándose el valor mínimo de rendimiento para la inversión.

Una empresa suele comparar diferentes alternativas para comprobar si un proyecto le conviene o no. Normalmente la alternativa con el VAN más alto suele ser la mejor para la entidad; pero no siempre tiene que ser así. Hay ocasiones en las que una empresa elige un proyecto con un VAN más bajo debido a diversas razones como podrían ser la imagen que le aportará a la empresa, por motivos estratégicos u otros motivos que en ese momento interesen a dicha entidad. (Weston F.J, Brigham E.F. Fundamentos de administración financiera: 1998)

1.14.2. Tasa de rendimiento interno

La TIR o tasa de rendimiento interno, es una herramienta de toma de decisiones de inversión utilizada para conocer la factibilidad de diferentes opciones de inversión.

El criterio general para saber si es conveniente realizar un proyecto es el siguiente:

- Si TIR es mayor que r , Se aceptará el proyecto. La razón es que el proyecto da una rentabilidad mayor que la rentabilidad mínima requerida (el coste de oportunidad).
- Si TIR es menor que r , Se rechazará el proyecto. La razón es que el proyecto da una rentabilidad menor que la rentabilidad mínima requerida.

r: representa es el coste de oportunidad o tasa de actualización. (Weston F.J, Brigam E.F. Fundamentos de administración financiera: 1998)

1.14.3. Período de recuperación

El período de recuperación no es más que el número de años que se necesita para recuperar la inversión inicial con los flujos de caja después de impuestos obtenidos cada año. En otras palabras es el número entero de años que se requiere para que se recupere una inversión. (Weston F.J, Brigam E.F. Fundamentos de administración financiera: 1998)

1.15. Conclusiones del capítulo

- Se realiza una búsqueda bibliográfica de trabajos realizados con relación al tema de energía fotovoltaica.
- Se establecen fundamentos teóricos relacionados con la generación fotovoltaica y se describe la ubicación geográfica de la planta.

2. MATERIALES Y MÉTODOS

2.1. Introducción

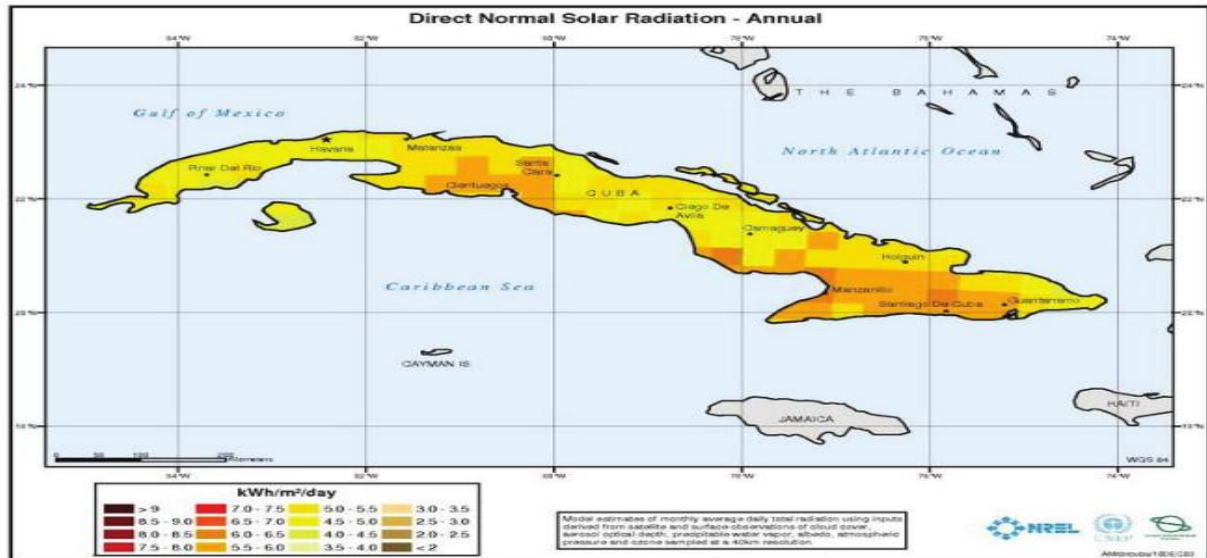
El potencial de trabajo y las características que brinda el Sol como fuente de energía solar, son importantes para la generación de la energía eléctrica, su aprovechamiento depende en gran medida de las características técnicas de los módulos solares utilizados para una planta que entrega la energía generada directamente al consumidor. Las características de los módulos, de conjunto con el resto del equipamiento tecnológico utilizado, definen el aprovechamiento de la energía solar, el rendimiento de la instalación, la producción final obtenida, el costo de la producción y en última instancia la viabilidad tecnológica y la factibilidad económica de una instalación de este tipo. En base a lo anterior expuesto, como objetivo para el capítulo se estableció: realizar una descripción de la instalación de la planta y establecer los métodos de evaluación tanto técnicos como económicos.

2.2. Características meteorológicas de Moa

Moa está ubicado en la porción noroeste de la provincia Holguín. Sus coordenadas geográficas son: 20° 39' 25" Norte, 74° 56' 25" Oeste. La temperatura media anual es 27 °C, en verano fluctúa entre 30 y 32 °C con máximas que oscilan entre 34 y 36 °C y en invierno varía entre 14 y 26 °C con mínimas alrededor de los 12 °C. La insolación es prácticamente constante todo el año, siendo la frecuencia de días despejados en el período seco de 60 días/año y la insolación anual es mayor que 2 900 horas luz. La radiación solar incidente sobre la superficie media anual es de 17 MJ/m² (suma diaria). La humedad relativa media anual para las 7:30 horas es de 85 a 90 % y para las 13:00 horas está entre 70 y 75 %. Como se infiere de las características ante expuestas existen ocho meses del año (diciembre-abril y julio-septiembre) donde las precipitaciones son moderadas. En el período se destacan los meses de verano donde existe una marcada disminución de las mismas, lo que conjugado con los altos regímenes de radiación solar provoca la máxima evaporación de la humedad. (Cubadebate. 2017.)

2.3. Distribución de la radiación solar directa anual en Cuba

En la figura 2.1. se muestra la distribución de la radiación solar en Cuba, destacando la Zona Oriental como la de mayor incidencia en el año. (Pérez L. A. *et al.*, 2017)



Distribución de la radiación solar directa (Normal) anual en Cuba
La radiación esta expresada en kWh/m², por cuadrículas de 45 km
Información satelital de la NASA y otras entidades

Figura 2.1. Distribución de la Radiación Solar Anual en Cuba.

2.4. Consumo de energía eléctrica de la Universidad de Moa en la zona de la residencia estudiantil

El registro de lectura promedio del consumo de energía eléctrica durante tres años (2016, 2017, 2018) facilitado por la Organización Básica Eléctrica(OBE) de la localidad de Moa, que se muestra en las figuras (2.2), (2.3) y (2.4), estos muestran los elevados consumos registrados en los distintos meses del año, demostrando una vez más de que existe un problema directo a la hora de disminuir los gastos de la Universidad en pago de energía eléctrica, donde los valores más críticos por año se recogen en la tabla 2.1 a continuación:

Tabla 2.1 Valores pico en los años 2016, 2017 y 2018.

| Años | Consumo de energía en kW |
|------|--------------------------|
| 2016 | 39530 |
| 2017 | 31001 |
| 2018 | 33521 |

La figura 2.2 muestra el comportamiento del consumo de energía eléctrica en el año 2016, donde los meses de mayor consumo son febrero y marzo, asociado este comportamiento a las condiciones climatológicas de la localidad y la permanencia de estudiantes en el centro.

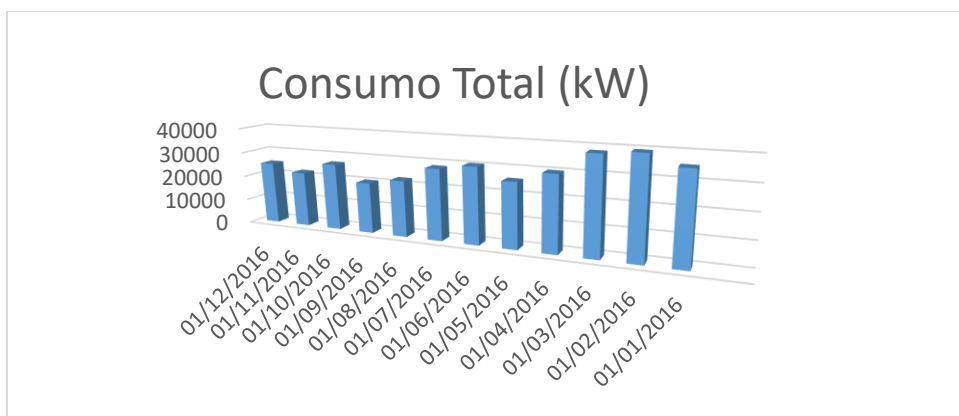


Figura 2.2. Comportamiento del consumo de energía eléctrica en el año 2016

La figura 2.3 muestra el comportamiento del consumo de energía eléctrica en el año 2017, para cada mes del año.

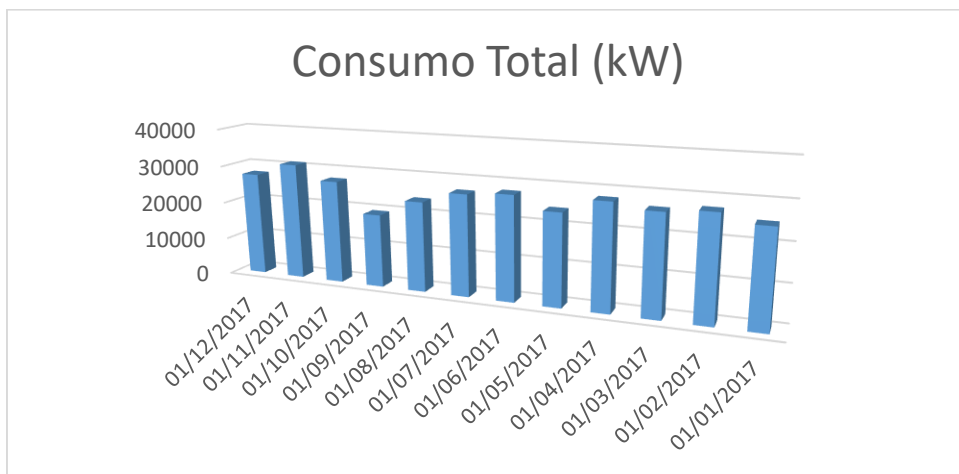


Figura 2.3. Comportamiento del consumo de energía eléctrica en el año 2017

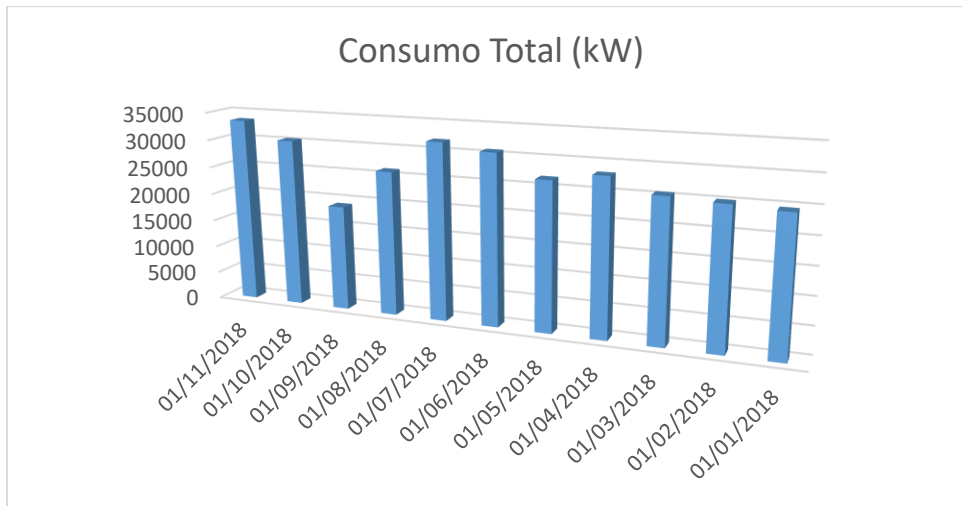


Figura 2.4. Comportamiento del consumo de energía eléctrica en el año 2018

2.5. Situación geográfica y emplazamiento

El edificio seleccionado para la instalación del sistema FV se identifica como el Edificio de la Cocina Comedor. La figura 2.5. muestra su ubicación y orientación en el mapa (cuadro azul). Las dimensiones de su cubierta son 60x40 metros, con una superficie de área total de 2400 m². Sus coordenadas geográficas son: 20,66° latitud Norte, 74,95° longitud Oeste, 20 m de altitud.



Figura 2.5. Edificio Cocina Comedor

En la figura 2.5 se muestra el emplazamiento donde estará situado el sistema FV.

2.6. Obtención de los datos de radiación

El programa PVsyst dispone de los datos de radiación de un gran número de ciudades, sin embargo, Moa no es una de ellas. La opción que disponemos para adquirir la información necesaria es introducir desde alguna base de datos externa, ya sea de forma manual o automática estos datos. En este trabajo, se introdujeron de forma manual las coordenadas geográficas del ISMMM (ver figura 2.6.), para obtener el comportamiento de la radiación en el lugar del emplazamiento del sistema fotovoltaico. También se configuró el huso horario de Cuba.

Parámetros del lugar geográfico

Geographical Coordinates | Climatología Mensual | Mapa interactivo

Ubicación

Nombre del lugar: Moa Univ

País: Cuba | Región: América del Norte

Coordenadas Geográficas

Trayectorias del sol

| | Decimal | Deg. | min. | |
|--------------|---------|------|------|------------------------------------|
| Latitud | 20.68 | 20 | 41 | (+ = Norte, - = Hemisferio Sur) |
| Longitud | -74.95 | -74 | 57 | (+ = Este, - = Oeste Greenwich) |
| Altitud | 15 | | | Metros sobre el nivel del mar |
| Huso horario | -5.0 | | | Corresponde a una diferencia media |

Hora Legal - Hora Solar = 0h 0m

Imprimir | Anular | OK

Figura 2.6. Definición del lugar de emplazamiento del sistema (Coordenadas Geográficas)

La base de datos permite obtener, además de los datos de radiación global sobre superficie horizontal, la difusa, directa, radiación con un ángulo determinado (ver figura 2.7.). Se pueden dar los datos en valores horarios, diarios o mensuales. Además, entrega valores de temperatura, humedad.

| Lugar | Moa Unv (Cuba) | | | | Lugar | Moa Unv (Cuba) | |
|-----------------|--|-----------------------------------|-------------|------------------|-----------------|--|-------------|
| Origen de datos | MeteoNorm 7.1 station (modified by user) | | | | Origen de datos | MeteoNorm 7.1 station (modified by user) | |
| | Irrad. Global kWh/m ² .mes | Difuso kWh/m ² .mes | Temp. °C | VelViento m/s | | Irrad. Global kWh/m ² .día | Temp. °C |
| Enero | 118.3 | 46.8 | 20.5 | 3.50 | Enero | 3.82 | 20.5 |
| Febrero | 124.4 | 58.3 | 21.6 | 3.50 | Febrero | 4.44 | 21.6 |
| Marzo | 168.9 | 73.3 | 23.2 | 3.89 | Marzo | 5.45 | 23.2 |
| Abril | 185.9 | 72.5 | 23.9 | 3.91 | Abril | 6.20 | 23.9 |
| Mayo | 192.7 | 80.2 | 26.0 | 3.50 | Mayo | 6.22 | 26.0 |
| Junio | 172.9 | 81.2 | 26.3 | 2.80 | Junio | 5.76 | 26.3 |
| Julio | 191.1 | 75.9 | 27.0 | 2.60 | Julio | 6.16 | 27.0 |
| Agosto | 182.2 | 78.9 | 27.0 | 2.60 | Agosto | 5.88 | 27.0 |
| Septiembre | 151.1 | 74.3 | 26.1 | 2.60 | Septiembre | 5.04 | 26.1 |
| Octubre | 131.7 | 66.3 | 25.5 | 3.10 | Octubre | 4.25 | 25.5 |
| Noviembre | 116.0 | 52.3 | 22.6 | 3.30 | Noviembre | 3.87 | 22.6 |
| Diciembre | 105.2 | 47.5 | 21.9 | 3.40 | Diciembre | 3.39 | 21.9 |
| Año | 1840.4 | 807.5 | 24.3 | 3.2 | Año | 5.04 | 24.3 |

Figura 2.7. Datos meteorológicos mensuales y diarios

2.7. Módulos fotovoltaicos DSM-270

El módulo fotovoltaico serie DSM–270 está compuesto por 60 celdas solares de formato 156,75mm x 156,75mm, conectadas en serie, (ver tabla 2.2). Los módulos DSM cumplen con todos los requerimientos establecidos en las normas internacionales:

- ✓ IEC 61215 – Edición 2, IEC 61730 y
- ✓ Clase de protección II.

Tabla 2.2. Especificaciones técnicas de los módulos fotovoltaicos.

| Especificaciones técnicas | |
|--|--|
| Celda | Celda solar de silicio multicristalino 156,75mm x 156,75mm |
| No. De celdas y conexiones | 60 (6x10) |
| Dimensiones del módulo | 1650mm x 990mm x 40mm |
| Cubierta frontal | Vidrio templado |
| Material del marco | Aleación de aluminio anodizado |
| Peso | 18,1 |
| Características eléctricas | |
| Modelos | DSM-270 |
| Voltaje a circuito abierto | 38,0 |
| Voltaje en el punto de máxima potencia | 32,1 |
| Corriente de corto circuito | 9,11 |
| Corriente en el punto de máxima potencia | 8,42 |
| Potencia máxima a STC | 270 |
| Tolerancia | ± 3 |

(Para una mejor visualización de los distintos modelos que existen en el mercado ver la figura 1 del Anexo 1)

2.8. Características del inversor

Las características fundamentales de funcionamiento a tener en cuenta de inversor son las siguientes. (Database del PVsist)

- La potencia nominal, que debe cubrir la demanda de la carga.
- La tensión nominal de entrada, que no será siempre constante, por lo que el inversor debe ser capaz de transformar distintas tensiones continuas de entrada dentro de un determinado margen.
- La tensión nominal de salida, que puede ser fija o no, según el inversor actúe como fuente de tensión o como fuente de corriente, no obstante, lo más común es que el inversor actúe como fuente de tensión.

Teniendo en cuenta estos aspectos mencionados anteriormente, en la figura 2.8 se muestra el inversor seleccionado.

| | | | | |
|--------------------------|-------------------|--------------------------------|----------------|----------|
| Inversor | Modelo | Ingecon Sun 230 TL B360 | | |
| Original PVsyst database | Fabricante | Ingeteam | | |
| Características | Tensión Funciona. | 524-820 V | Pnom unitaria | 229 kWac |
| Banco de inversores | Nº de inversores | 1 unidades | Potencia total | 229 kWac |

Figura 2.8 Parámetros del inversor

2.9. Dimensionado de los módulos fotovoltaicos

La disposición final elegida es la de la figura 2.9. El número de módulos fotovoltaicos a emplear es de 851 módulos ocupando una superficie de 1388 m², con la recomendación del PVsyst de conectar 23 módulos en serie y 37 módulos en paralelo.

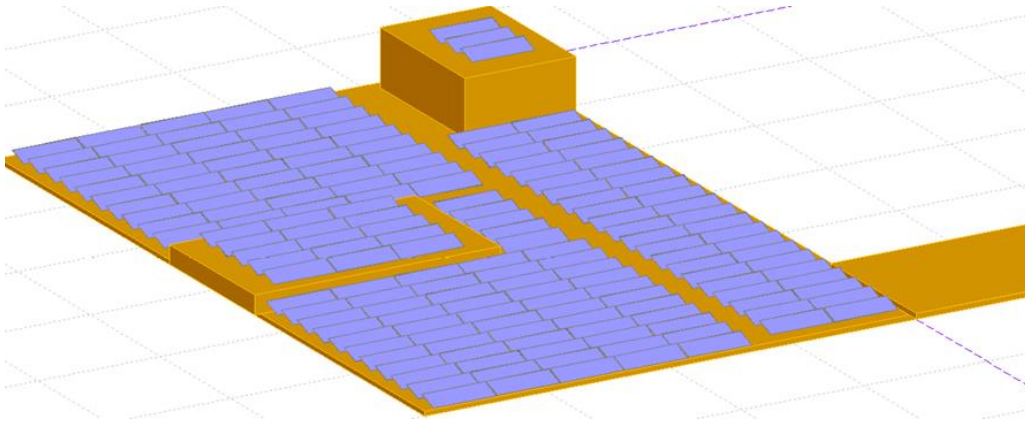


Figura 2.9. Disposición de los paneles en el área.

2.10. Cálculo de los parámetros de un panel solar necesarios para este proyecto

Es abarcadora la base de datos de ecuaciones que se pueden utilizar para una mayor exactitud en los resultados, pero para esta evaluación, se considera que solo son necesarias las ecuaciones y métodos que se explican a continuación.

2.10.1. Potencia del panel

La potencia para condiciones estándar (STC) del módulo es 270 W, las cuales se definen para los siguientes criterios:

- Irradiación solar incidente 1000 W/m²
- Temperatura de trabajo del módulo 25 °C
- Masa atmosférica (AM) 1,5

Cuyo valor de potencia de la expresión (1.1) según (Bitar y Chamas, 2017).

$$P_{panel} = G \cdot A \cdot \eta \quad (1.1)$$

Donde:

G: Radiación solar incidente (en STC: G = 1000 W/m²)

A: Área del módulo fotovoltaico (m²)

η: Eficiencia del módulo

2.10.2. Producción de la planta

Del mismo modo, para la producción total de la planta se establece la expresión (1.2) obtenida de (Bitar y Chamas, 2017):

$$P_{planta} = P_{panel} \cdot C_m \quad (1.2)$$

Donde:

P_{panel} : Potencia de un panel (kW)

C_m : Cantidad de módulos

2.10.3. Producción de energía de un panel

Si se conoce la radiación diaria de energía existente (E), el área de un módulo (A) y el rendimiento del módulo (η) se puede calcular la producción de energía de un panel mediante la fórmula matemática (1.3.) expresada en la literatura (Bitar y Chamas, 2017) .

$$E_{panel} = E \cdot A \cdot \eta \quad (1.3)$$

Donde:

E : Radiación de energía solar diaria incidente (kWh/m²)

A : Área del panel o módulo fotovoltaico (m²)

2.10.4. Producción de energía de la planta

La energía generada por la planta en un día determinado se obtiene entonces mediante la expresión (1.4).

$$E_{planta} = E_{panel} \cdot C_m \quad (1.4)$$

Donde:

C_m : Cantidad de módulos

2.11. Evaluación técnico económica

Después de formular un proyecto es necesario evaluarlo para saber si financieramente es viable o no. Par evaluarlo existen varios índices tales como el Valor Actual Neto (VAN), que es un índice universal, y el que mejor sirve como indicador. Otro índice muy utilizado es la Tasa Interna de Retorno (TIR), índice que debe tomarse con precauciones para que resulte confiable. Hay ocasiones que al evaluar un proyecto, el VAN dice una cosa, y al evaluarlo con la TIR, dice otra cosa; en dicho caso, el VAN debe ser el índice a seguir como guía en la evaluación del proyecto, y reformular la metodología del cálculo de la TIR hasta que ambos resultados concuerden.

VAN: Este índice consiste en poner en pesos de hoy todos los ingresos menos los egresos, por lo tanto, el VAN puede tomar los tres valores diferentes:

$$VAN = \sum (Ingresos - Egresos) : \begin{cases} > 0 : \text{bueno} \\ = 0 : \text{indiferente} \\ < 0 : \text{malo} \end{cases}$$

2.11.1. Cálculo del VAN mediante Excel

1) Se construye la estructura que se aprecia en la figura 2.10:

| Periodo | Egresos | Ingresos | Flujo Neto |
|---------|---------|----------|------------|
| 0 | \$ 100 | | -\$ 100 |
| 1 | \$ 10 | | -\$ 10 |
| 2 | \$ 10 | | -\$ 10 |
| 3 | \$ 10 | \$ 150 | \$ 140 |
| 4 | \$ 10 | | -\$ 10 |
| 5 | \$ 10 | \$ 250 | \$ 240 |
| 6 | \$ 10 | | -\$ 10 |
| 7 | \$ 10 | | -\$ 10 |
| 8 | \$ 10 | \$ 1.000 | \$ 990 |

Figura 2.10 Determinación del flujo neto para el VAN

El Flujo Neto surge de restar los ingresos menos los egresos y ello se obtiene colocando en la celda E5 la fórmula: =D5-C5 y extendiendo dicha fórmula hacia abajo, hasta la celda E13.

2) El cálculo del VAN puede realizarse fila por fila introduciendo la formula correspondiente. La columna G contiene el ejemplo, fila por fila de la fórmula correspondiente para cada año. En la celda H4 se debe colocar la siguiente fórmula: =E5/(1+\$E\$16)^B5 según se aprecia en la figura 2.11:

| Período | Egresos | Ingresos | Flujo Neto | Fórmula | Resultado |
|-----------------|---------|----------|------------|----------------|------------------|
| 0 | \$ 100 | | -\$ 100 | $FN/(1+i)^0 =$ | -100,00 |
| 1 | \$ 10 | | -\$ 10 | $FN/(1+i)^1 =$ | -9,26 |
| 2 | \$ 10 | | -\$ 10 | $FN/(1+i)^2 =$ | -8,57 |
| 3 | \$ 10 | \$ 150 | \$ 140 | $FN/(1+i)^3 =$ | 111,14 |
| 4 | \$ 10 | | -\$ 10 | $FN/(1+i)^4 =$ | -7,35 |
| 5 | \$ 10 | \$ 250 | \$ 240 | $FN/(1+i)^5 =$ | 163,34 |
| 6 | \$ 10 | | -\$ 10 | $FN/(1+i)^6 =$ | -6,30 |
| 7 | \$ 10 | | -\$ 10 | $FN/(1+i)^7 =$ | -5,83 |
| 8 | \$ 10 | \$ 1.000 | \$ 990 | $FN/(1+i)^8 =$ | 534,87 |
| Tasa (i) | | | | 8% | |
| VAN | | | | | \$ 672,02 |

Figura 2.11 Cálculo del VAN

Luego se extiende dicha fórmula hacia abajo, hasta la celda H13. Ahora sólo resta sumar los valores desde la celda H5 a la celda H13 para obtener el valor del VAN para la tasa de interés del 8%. La celda H15 contiene el valor del VAN para este proyecto que se toma de ejemplo.

El programa Excel posee una función específica para realizar éste cálculo, procedimiento que se describe a continuación:

I) Se construye la estructura como se aprecia en la figura 2.12:

| Período | Egresos | Ingresos | Flujo Neto |
|---------|---------|----------|------------|
| 0 | \$ 100 | | -\$ 100 |
| 1 | \$ 10 | | -\$ 10 |
| 2 | \$ 10 | | -\$ 10 |
| 3 | \$ 10 | \$ 150 | \$ 140 |
| 4 | \$ 10 | | -\$ 10 |
| 5 | \$ 10 | \$ 250 | \$ 240 |
| 6 | \$ 10 | | -\$ 10 |
| 7 | \$ 10 | | -\$ 10 |
| 8 | \$ 10 | \$ 1.000 | \$ 990 |

Tasa (i) 8%

VAN

Figura 2.12 Estructura guía.

II) Se deja el cursor donde queremos que aparezca la respuesta del VAN (celda E18), y hacemos clic en “Insertar” y luego clic en “Función”; aparece el cuadro de diálogo que se aprecia en la figura 2.13:

Insertar función

Buscar una función:

Escriba una breve descripción de lo que desea hacer y, a continuación, haga clic en Ir

O seleccionar una categoría: **Financieras**

Seleccionar una función:

SYD
TASA
TIR
TIRM
VA
VF
VNA

VNA(tasa;valor1;valor2;...)
Devuelve el valor neto presente de una inversión a partir de una tasa de descuento y una serie de pagos futuros (valores negativos) y entradas (valores positivos).

[Ayuda sobre esta función](#) **Aceptar** **Cancelar**

Figura 2.13 Cuadro de diálogo Insertar Función (VAN).

Se debe seleccionar la categoría “Financieras” y luego hacer clic sobre la función VNA. Luego hacemos clic en “Aceptar”

III) Aparece un nuevo cuadro de diálogo como el de la figura 2.14:

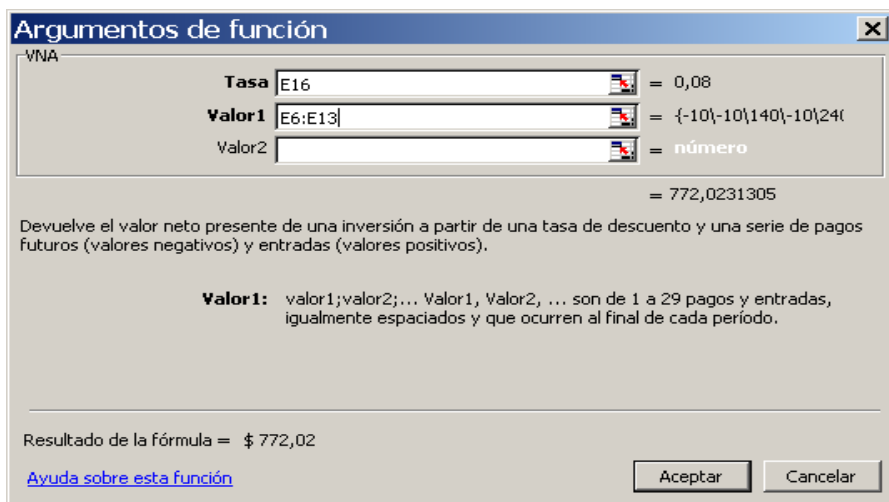


Figura 2.14 Cuadro de dialogo Argumentos de Función (VAN).

Sobre este cuadro de dialogo se activa el renglón Tasa y para colocarla se hace clic sobre la celda E16 de la planilla; luego se activa el renglón VALOR1, para posteriormente barrer con el Mouse desde la celda E6 a la celda E13 en la planilla (En este barrido no debe incluirse la celda E5 que corresponde al año 0). Luego se hace clic sobre “Aceptar” y se obtiene una respuesta “parcial”.

IV) Ubicados sobre la celda E18, sobre la Barra de las Fórmulas debemos incluir el valor del Año 0.

Se coloca sobre la Barra de Fórmulas activa y se escribe el signo +, luego se hace clic en E5 y damos “Enter”. Se obtiene así la respuesta del VAN, que obviamente debe coincidir con el cálculo realizado en el inciso 2) a), como se aprecia en la figura 2.15:

| Periodo | Egresos | Ingresos | Flujo Neto | |
|-----------------|---------|----------|------------|------------------------|
| 0 | \$ 100 | | -\$ 100 | $FN/(1+i)^0 = -\$ 100$ |
| 1 | \$ 10 | | -\$ 10 | $FN/(1+i)^1 = -9,26$ |
| 2 | \$ 10 | | -\$ 10 | $FN/(1+i)^2 = -8,57$ |
| 3 | \$ 10 | \$ 150 | \$ 140 | $FN/(1+i)^3 = 111,14$ |
| 4 | \$ 10 | | -\$ 10 | $FN/(1+i)^4 = -7,35$ |
| 5 | \$ 10 | \$ 250 | \$ 240 | $FN/(1+i)^5 = 163,34$ |
| 6 | \$ 10 | | -\$ 10 | $FN/(1+i)^6 = -6,30$ |
| 7 | \$ 10 | | -\$ 10 | $FN/(1+i)^7 = -5,83$ |
| 8 | \$ 10 | \$ 1.000 | \$ 990 | $FN/(1+i)^8 = 534,87$ |
| Tasa (i) | | | | 8% |
| VAN | | | | \$ 672,02 |

Figura 2.15 Comprobación del VAN

2.11.2. Cálculo de la TIR mediante Excel

Se construye la estructura que aparece en la figura 2.16:

| Periodo | Egresos | Ingresos | Flujo Neto | |
|------------|---------|----------|------------|------------|
| 0 | \$ 100 | | -\$ 100 | |
| 1 | \$ 10 | | -\$ 10 | |
| 2 | \$ 10 | | -\$ 10 | |
| 3 | \$ 10 | \$ 150 | \$ 140 | |
| 4 | \$ 10 | | -\$ 10 | |
| 5 | \$ 10 | \$ 250 | \$ 240 | |
| 6 | \$ 10 | | -\$ 10 | |
| 7 | \$ 10 | | -\$ 10 | |
| 8 | \$ 10 | \$ 1.000 | \$ 990 | |
| TIR | | | | 10% |

Figura 2.16 Determinación del Flujo Neto para la TIR

Se deja el cursor en la celda E16 y se hace clic en “Insertar” y luego clic en “Función”; aparece el cuadro de diálogo que se aprecia en la figura 2.17:

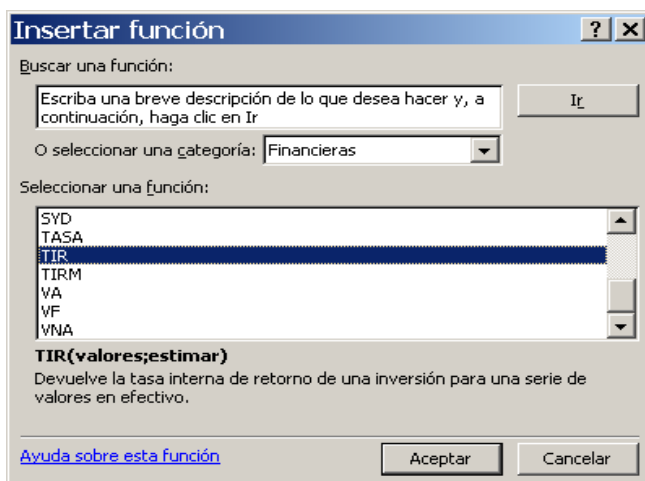


Figura 2.17 Cuadro de dialogo Insertar Función (TIR).

Se debe seleccionar la categoría “Financieras” y luego hacer clic sobre la función TIR. Luego se hace clic en “Aceptar”, con lo que aparece el cuadro de diálogo siguiente, figura 2.18:

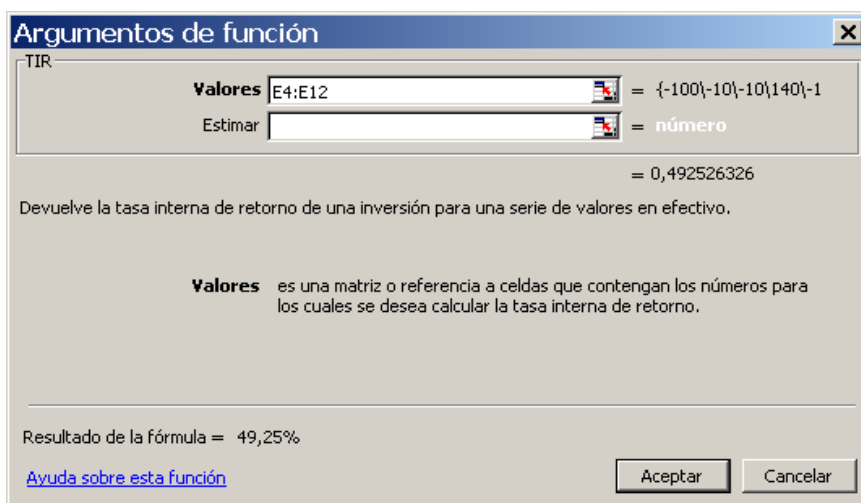


Figura 2.18 Cuadro de dialogo Argumentos de Función (TIR).

Se activa el renglón Valores de este cuadro de dialogo y luego se barre con el Mouse desde la celda E5 a la celda E13. Luego se hace clic en “Aceptar” y se obtiene el valor de la TIR en la celda E16 como se quiere, según se aprecia en la figura 2.19:

| Periodo | Egresos | Ingresos | Flujo Neto |
|---------|---------|----------|------------|
| 0 | \$ 100 | | -\$ 100 |
| 1 | \$ 10 | | -\$ 10 |
| 2 | \$ 10 | | -\$ 10 |
| 3 | \$ 10 | \$ 150 | \$ 140 |
| 4 | \$ 10 | | -\$ 10 |
| 5 | \$ 10 | \$ 250 | \$ 240 |
| 6 | \$ 10 | | -\$ 10 |
| 7 | \$ 10 | | -\$ 10 |
| 8 | \$ 10 | \$ 1.000 | \$ 990 |

TIR = 49,25%

Figura 2.19 Valor de la TIR

Para comprobar que el valor de la TIR calculado realmente hace que el VAN tome el valor 0, se construye la siguiente estructura, figura 2.20:

| Periodo | Egresos | Ingresos | Flujo Neto | FN/(1+49,25%)^n |
|---------|---------|----------|------------|-----------------|
| 0 | \$ 100 | | -\$ 100 | -100 |
| 1 | \$ 10 | | -\$ 10 | -6,70 |
| 2 | \$ 10 | | -\$ 10 | -4,49 |
| 3 | \$ 10 | \$ 150 | \$ 140 | 42,11 |
| 4 | \$ 10 | | -\$ 10 | -2,02 |
| 5 | \$ 10 | \$ 250 | \$ 240 | 32,40 |
| 6 | \$ 10 | | -\$ 10 | -0,90 |
| 7 | \$ 10 | | -\$ 10 | -0,61 |
| 8 | \$ 10 | \$ 1.000 | \$ 990 | 40,20 |

TIR = 49,25% **VAN (49,25%)** = 0,00

Figura 2.20 Comprobación de la TIR

La columna G contiene el ejemplo, fila por fila de la fórmula correspondiente para cada año. En la celda H4 se debe colocar la siguiente fórmula: $=E4/(1+\$E\$15)^{B4}$. (Utilizar la función VNA ahorraría tiempo de trabajo). Luego se extiende dicha fórmula hacia abajo, hasta la celda H12. La suma de los valores desde la celda H4 a la celda H12 es el VAN que corresponde a la TIR y que aparece en la celda H15. Obviamente, este VAN es igual a 0.

2.11.3. Período de recuperación

El período de recuperación marca el tiempo, en años, en que los costos del proyecto se suplen con los beneficios logrados. En otras palabras es el número espero de años que se requiere para que se recupere una inversión. Cuando los flujos de caja son constantes y la duración de la inversión es finita, su determinación se obtiene de la expresión matemática (1.5).

$$PR = I_0 / FC \quad (1.5)$$

Donde:

I_0 : Inversión inicial

FC : Flujo de caja durante el año

2.12. Conclusiones del Capítulo

- Se realiza la descripción de las características técnicas de la planta, constituida por módulos DSM - 270, con una eficiencia de 15,0 %, 270 W de potencia, un área de 1,63 m².
- Se describe la metodología del cálculo para determinar los parámetros necesarios para hacer una evaluación técnico económico del sistema fotovoltaico, utilizando los diferentes softwares como el PVsist y Excel.
- Se determinó, según el registro de consumo de la Universidad de Moa, los valores más elevados de consumo en los tres últimos años; 2016 (39530 kWh), 2017 (31001 kWh), 2018 (33521 kWh)

3. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS

3.1. Introducción

En este capítulo se exponen todos los resultados de cada uno de los análisis y cálculos de la metodología del Capítulo 2 que permite realizar la evaluación técnico económico del sistema fotovoltaico compuesto por 851 módulos fotovoltaicos, que tienen como objetivo abastecer a la red eléctrica de la Universidad de Moa de una fuente renovable de energía.

Por lo que el objetivo de este capítulo es realizar la valoración de los resultados obtenidos en los cálculos del sistema fotovoltaico, tanto técnicos como económicos.

3.2. Resultados del PVsist

En base a los datos relacionados con las coordenadas geográficas de la Universidad de Moa y utilizando el software PVsist descrito en el capítulo anterior, se obtuvieron los siguientes resultados expuestos en las Tabla (3.1), (3.2), (3.3).

Tabla 3.1 Irradiancia Global en kWh/m²

| Meses | Irradiancia Global kWh/m ² |
|------------|---------------------------------------|
| Enero | 118,3 |
| Febrero | 124,4 |
| Marzo | 168,9 |
| Abril | 185,9 |
| Mayo | 192,7 |
| Junio | 172,9 |
| Julio | 191,1 |
| Agosto | 182,2 |
| Septiembre | 151,1 |
| Octubre | 131,7 |
| Noviembre | 116,0 |
| Diciembre | 105,2 |

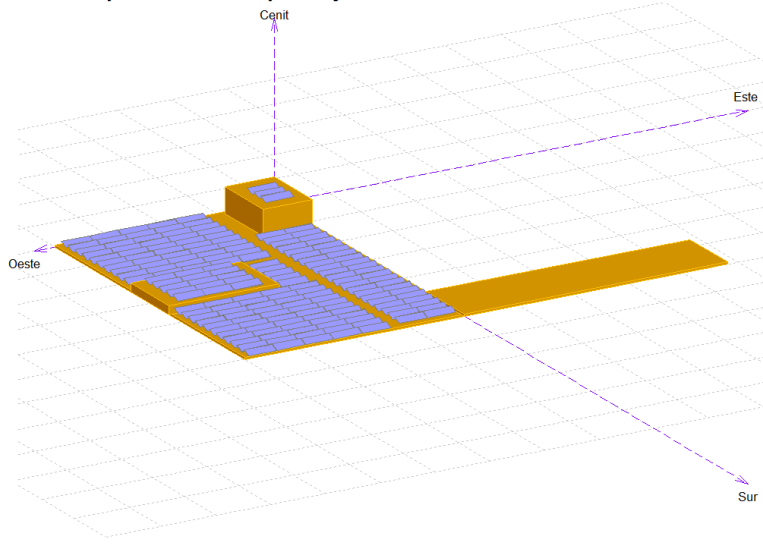
En la tabla 3.1 se muestra la irradiancia global en el territorio, la que se obtuvo por medio del software PVsist, revelando que los meses de mayor radiación están comprendidos desde abril hasta agosto.

Tabla 3.2 Parámetros de la simulación

| | | | | | |
|---|--|--|--|----------------------|------------------|
| PVSYST V6.43 | | 10/06/19 | | Página 1/4 | |
| Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación | | | | | |
| Proyecto : | | Proyecto Conectado a la Red at Moa Unv | | | |
| Lugar geográfico | | Moa Unv | | País | Cuba |
| Ubicación | | Latitud | 20.7°N | Longitud | 75.0°W |
| Hora definido como | | Hora Legal | Huso hor. UT-5 | Altitud | 15 m |
| | | Albedo | 0.20 | | |
| Datos climatológicos: | | Moa Unv | Meteonorm 7.1 (2000-2009), Sat=100% - Síntesis | | |
| Variante de simulación : | | Tesis | | | |
| | | Fecha de simulación | 10/06/19 17h51 | | |
| Parámetros de la simulación | | | | | |
| Orientación Plano Receptor | | Inclinación | 18° | Acimut | 0° |
| Modelos empleados | | Transposición | Perez | Difuso | Perez, Meteonorm |
| Perfil obstáculos | | Sin perfil de obstáculos | | | |
| Sombras cercanas | | Sombreado lineal | | | |
| Características generador FV | | | | | |
| Módulo FV | | Si-poly | Modelo | DSM 270 | |
| Custom parameters definition | | Fabricante | Pinar del Rio | | |
| Número de módulos FV | | En serie | 23 módulos | En paralelo | 37 cadenas |
| N° total de módulos FV | | N° módulos | 851 | Pnom unitaria | 270 Wp |
| Potencia global generador | | Nominal (STC) | 230 kWp | En cond. funciona. | 211 kWp (50°C) |
| Caract. funcionamiento del generador (50°C) | | V mpp | 656 V | I mpp | 321 A |
| Superficie total | | Superficie módulos | 1390 m² | | |
| Inversor | | | | | |
| Original PVsyst database | | Modelo | Ingecon Sun 230 TL B360 | | |
| | | Fabricante | Ingeteam | | |
| Características | | Tensión Funciona. | 524-820 V | Pnom unitaria | 229 kWac |
| Banco de inversores | | N° de inversores | 1 unidades | Potencia total | 229 kWac |
| Factores de pérdida Generador FV | | | | | |
| Pérdidas por polvo y suciedad del generador | | | Fracción de Pérdidas | 3.0 % | |
| Factor de pérdidas térmicas | | Uc (const) | 29.0 W/m²K | Uv (viento) | 0.0 W/m²K / m/s |
| Pérdida Óhmica en el Cableado | | Res. global generador | 113 mOhm | Fracción de Pérdidas | 5.0 % en STC |
| LID - "Light Induced Degradation" | | | | Fracción de Pérdidas | 2.0 % |
| Pérdida Calidad Módulo | | | | Fracción de Pérdidas | 1.5 % |
| Pérdidas Mismatch Módulos | | | | Fracción de Pérdidas | 1.0 % en MPP |
| Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE | | IAM = | 1 - bo (1/cos i - 1) | Parám. bo | 0.05 |
| Factores de pérdida del sistema | | | | | |
| Pérdida Óhmica en el Cableado | | Cables: 3x240.0 mm² | 50 m | Fracción de Pérdidas | 0.7 % en STC |
| Necesidades de los usuarios : | | | | | |
| | | Carga ilimitada (red) | | | |

En la tabla 3.2 se muestran los parámetros obtenidos de la simulación realizada por el software PVsist, los que conforman la base de la tecnología empleada.

Tabla 3.3 Perspectiva del Campo Fotovoltaico

| | | | |
|---|-----------------------|--|--------------------|
| PVSYST V6.43 | | 10/06/19 | Página 2/4 |
| Sistema Conectado a la Red: Definición del sombreado cercano | | | |
| Proyecto : | | Proyecto Conectado a la Red at Moa Unv | |
| Variante de simulación : | | Tesis | |
| Parámetros principales del sistema | | | |
| Tipo de sistema | | Conectado a la red | |
| Sombras cercanas | | Sombreado lineal | |
| Orientación Campos FV | inclinación | 18° | acimut 0° |
| Módulos FV | Modelo | DSM 270 | Pnom 270 Wp |
| Generador FV | N° de módulos | 851 | Pnom total 230 kWp |
| Inversor | Modelo | Ingecon Sun 230 TL B360 | Pnom 229 kW ac |
| Necesidades de los usuarios | Carga ilimitada (red) | | |
| Perspectiva del campo FV y situación del sombreado cercano | | | |
|  | | | |

En la tabla 3.3 se muestra el resultado de la simulación realizada por el software PVsist de cómo quedaría la instalación de la planta FV en la Universidad de Moa.

3.3. Resultados de las Producciones

A partir de los resultados obtenidos por el PVsist se determinó la producción promedio mensual de un panel en kWh, la producción mensual de la planta en kWh, al igual que la producción promedio anual de la planta en kWh, esto se determinó con la metodología que se expuso en el capítulo 2, las tablas (3.4), (3.5), recogen los resultados de dichos parámetros.

Tabla 3.4 Producción mensual de un panel en kWh

| Meses | Producción mensual de un panel kWh |
|-------------------|---|
| Enero | 28,9864575 |
| Febrero | 30,4811100 |
| Marzo | 41,3847225 |
| Abril | 45,5501475 |
| Mayo | 47,2163175 |
| Junio | 42,3648225 |
| Julio | 46,8242775 |
| Agosto | 44,6435550 |
| Septiembre | 37,0232775 |
| Octubre | 32,2697925 |
| Noviembre | 28,4229000 |
| Diciembre | 25,7766300 |

En la tabla 3.4 se muestra la producción de energía mensual generada por un panel en kWh.

Tabla 3.5 Producción mensual y anual de la planta en kWh

| Meses | Producción mensual de la planta kWh |
|-------------------|--|
| Enero | 24638,48888 |
| Febrero | 25908,94350 |
| Marzo | 35177,01413 |
| Abril | 38717,62538 |
| Mayo | 40133,86988 |
| Junio | 36010,09913 |
| Julio | 39800,63588 |
| Agosto | 37947,02175 |
| Septiembre | 31469,78588 |
| Octubre | 27429,32363 |
| Noviembre | 24159,46500 |
| Diciembre | 21910,13550 |
| Total | 383753,3525 |

En la tabla 3.5 se muestran los resultados de la producción de energía mensual de la planta FV en kWh y una suma total de la producción anual de energía en kWh.

3.4. Resultados en base a los parámetros de la inversión inicial

Para determinar el valor de la inversión inicial del proyecto se determinaron los siguientes parámetros, (ver tabla 3.6), los que según los precios establecidos nacionalmente dan una idea de cuál es la inversión monetaria a la hora de realizar un proyecto de esta magnitud.

Tabla 3.6 Desglose de los parámetros para la inversión inicial

| Materiales | Cantidad | Costo por unidad(USD) | Costo total(USD) |
|---------------------------------|-----------------|------------------------------|-------------------------|
| Panel Fotovoltaico DSM-270 | 851 | 351 | 298701 |
| Inversor Ingecon Sun 230 | 1 | 35052 | 35051,92 |
| Conductor de 10 mm ² | 51 m | 1,25 | 63,75 |
| Conductor 185 mm ² | 1090 m | 22,03 | 24012,7 |
| Conductor 240 mm ² | 50 | 28,5 | 1425 |
| Placas de Hormigón | 850 | 100 | 85000 |
| Pernos para el anclaje | 3400 | 1 | 3400 |
| Contador Bidireccional | 1 | 300 | 300 |
| | | Costo Total | 447954,37 |

En la tabla 3.6 se muestra el desglose de los parámetros necesarios para la inversión inicial, con sus precios correspondientes en el mercado, la cantidad de productos y medidas de algunos.

3.5. Resultados de la evaluación económica

En base a los datos y a los resultados alcanzados en la evaluación debido a la producción de la planta, se determina que la inversión total que se requiere para la implementación de la planta fotovoltaica es de un valor equivalente a 447954,37 USD (ver tabla 3.7).

Tabla 3.7 Resultados en base a la inversión

| | |
|-----------------------|-------------|
| Inversión USD | 447954,37 |
| Producción kWh | 383753,3525 |
| Precio del kWh | 0,23 |
| Producción USD | 88263,27108 |

En la tabla 3.7 se muestra los resultados de la producción anual de planta en kWh y la producción anual en USD, en base a la inversión inicial.

Se evaluó el comportamiento del Valor actual neto, de la Tasa de rendimiento interno y del Período de recuperación (ver tabla 3.8). Dicha evaluación se realizó para un tiempo de vida útil de los paneles solares de 25 años de explotación, demostrando esta evaluación que en un término aproximado de 5 años la planta logra retribuir totalmente todos los gastos de la primera inversión.

También se realizaron los cálculos en base a un deterioro anual de los paneles solares de un 0,68 %, lo que garantiza que los resultados sean lo más próximos a la realidad.

Tabla 3.8 Resultados del VAN, la TIR y el PR en base a la inversión

| | |
|------------|----------------|
| VAN | \$1.119.918,77 |
| TIR | 17,89 % |
| PR | 5,07 |

En la tabla 3.8 se muestran los resultados de los parámetros económicos evaluados en base a la inversión de la planta FV.

3.6. Resultados del comportamiento energético

En base a los datos obtenidos de la OBE de la localidad y de los resultados obtenidos de la producción mensual de la planta, (ver tabla 3.9 y figura 3.1), se logra determinar en qué porcentaje de producción se encuentra la producción de la planta respecto al consumo de la Residencia estudiantil de la Universidad de Moa.

Tabla 3.9 Comportamiento energético

| Producción mensual de la Planta (kWh) | Consumo mensual de energía en la Residencia (kWh) |
|--|--|
| 24667,47533 | 33521 |
| 25939,42461 | 30375 |
| 35218,39885 | 19043 |
| 38763,17552 | 26096 |
| 40181,08619 | 31913 |
| 36052,46395 | 30732 |
| 39847,46015 | 26767 |
| 37991,66531 | 28162 |
| 31506,80915 | 25599 |
| 27461,59342 | 25106 |
| 24187,88790 | 24608 |
| 21935,91213 | 28103 |

En la tabla 3.9 se muestra la comparación del comportamiento energético de la producción mensual de la planta en un año respecto al consumo de energía en el año 2018 de la Residencia Estudiantil.

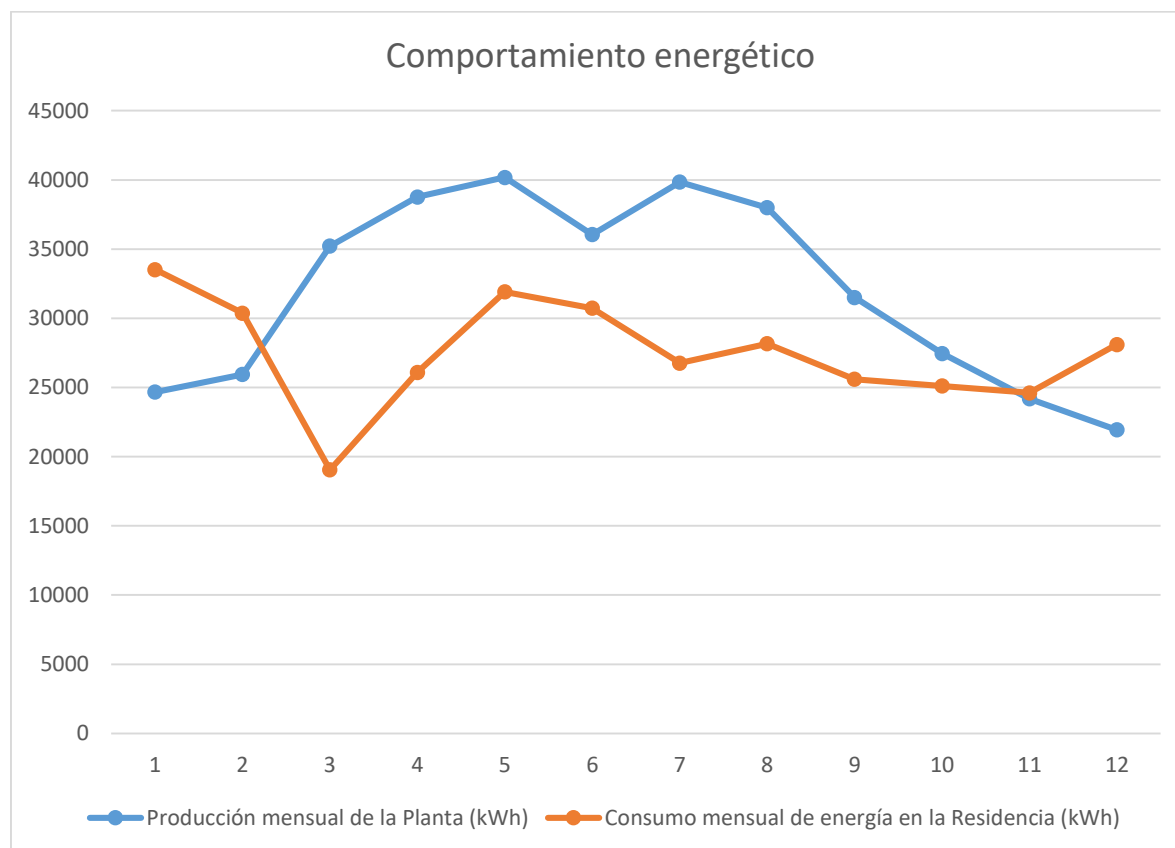


Figura 3.1 Comportamiento energético (comparación)

En la figura 3.1 se muestra el comportamiento de los datos explicados en la tabla 3.9 en la cual se aprecia como la Producción mensual de la planta es mayor que el Consumo mensual de energía de la Residencia en el año 2018, ese incremento representa un 14% respecto al consumo promedio anual de la residencia, lo que demuestra que la planta no solo satisface la necesidad de energía de la Residencia del ISMMM sino que también puede entregar energía al Sistema Electro-energético Nacional.

3.7. Conclusiones del Capítulo

1. Se realizó la valoración de los resultados obtenidos en los cálculos del sistema FV, donde se determinó que los meses de mayor incidencia de radiación en la localidad fueron los comprendidos entre abril y agosto, lo que permitió determinar la producción anual de energía de la planta siendo esta de 383753,3525 kWh.
2. Se determinó en base al Consumo de energía de la Residencia del ISMMM en el año 2018 y a la Producción de energía de la planta FV en un año, que existe un incremento de un 14% de la Producción de la planta FV respecto al Consumo de energía de la Residencia lo que se traduce en que la planta no solo satisface la necesidad de energía de la Residencia del ISMMM sino que también puede entregar energía al Sistema Electro-energético Nacional.
3. Se determinó que la inversión inicial del proyecto sería de 447954,37 USD y en base a dicha inversión se determinó el VAN (\$1.119.918,77); la TIR (17,89%) y el PR (5,07 años); para una producción anual de 384 MWh aproximadamente.

Conclusiones generales

1. Se realiza la descripción de las características técnicas de la planta, constituida por módulos DSM - 270, con una eficiencia de 15,0 %, 270 W de potencia, un área de 1,63 m².
2. Se realizó la valoración de los resultados obtenidos en los cálculos del sistema FV, donde se determinó que los meses de mayor incidencia de radiación en la localidad fueron los comprendidos entre abril y agosto, lo que permitió determinar la producción anual de energía de la planta siendo esta de 383753,3525 kWh.
3. Se determinó que la inversión inicial del proyecto sería de 447954,37 USD y en base a dicha inversión se determinó el VAN (\$1.119.918,77); la TIR (17,89%) y el PR (5,07 años); para una producción anual de 384 MWh aproximadamente.
4. Se determinó en base al Consumo de energía de la Residencia del ISMMM en el año 2018 y a la Producción de energía de la planta FV en un año, que existe un incremento de un 14% de la Producción de la planta FV respecto al Consumo de energía de la Residencia lo que se traduce en que la planta no solo satisface la necesidad de energía de la Residencia de la Universidad de Moa sino que también puede entregar energía al Sistema Electro-energético Nacional.

Recomendaciones

- Realizar un estudio económico donde se refleje el porcentaje de energía que la Universidad de Moa no consume y entrega al Sistema Electro-energético Nacional, para garantizar una mayor eficiencia y disminuir el PR de la inversión inicial del sistema FV.

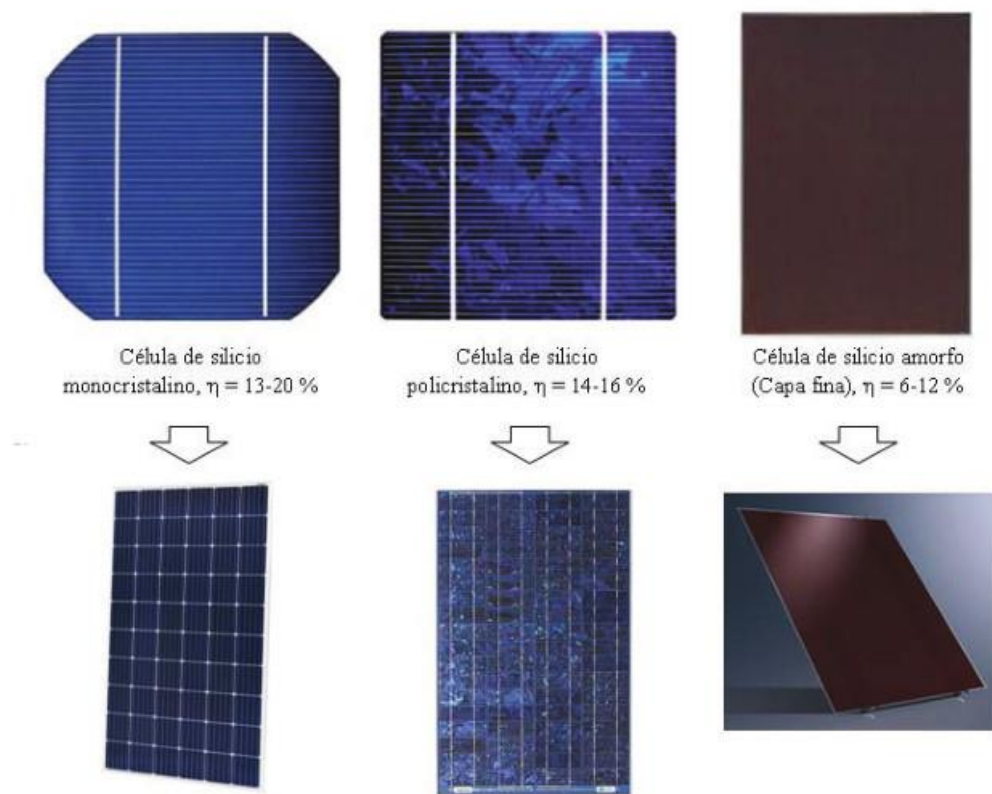
Bibliografía

1. Bitar S., Susana M. y Chamas B., Fernando. 2017. Estudio De Factibilidad Para La Implementación de Sistemas Fotovoltaicos como Fuente de Energía en el Sector Industrial de Colombia. Bogotá : s.n., 2017.
2. CUBADEBATE. 2017. CUBADEBATE. [En línea] 2017.
3. Domínguez González, Héctor y Ramírez Ramírez, Alfredo. 2012. Diseño de un Sistema Fotovoltaico para la generación de Energía Eléctrica en El Cobaev 35 Xalapa. 2012.
4. Fundamentos Teóricos Metodológicos para la Evaluación Económico Financiera de Proyectos de Inversión. León Machado, Irene de la Caridad , y otros. 2010. Pinar del Río : s.n., 2010, Publicación trimestral CIGET. 1562/3297.
5. Gutiérrez Ramos, Abel Cesar. 2016. Viabilidad Técnica, Económica Y Regulatoria Para La Implementación de Sistemas Fotovoltaicos Conectados a la red en El Perú - Mecanismo Net Metering. Huancayo, Perú : s.n., 2016.
6. Guzmán Villavicencio, Mayra, y otros. 2017. Procedimiento para Instalación de un Sistema Fotovoltaico sobre techos en la corporación Cuba Ron S.A. Villa Clara, Cuba: Editorial Feijóo, 2017.
7. Industrial, Informática y de Telecomunicación, Universidad Pública de Nabarro. Pamplona : s.n., 2014. Trabajo Fin de Grado.
8. J. Chapman, Stephen. 2012. Máquinas Electricas. Quinta. Nueva York : s.n., 2012. 978 - 607 - 15 - 0724 -2.
9. Jiménez Sánchez, Macarena y Martín Polo, José Antonio . 2012. Diseño de una Planta Solar Fotovoltaica de 20 MW en California y conexión a la red de distribución. Madrid : s.n., 2012.
10. Laurencio P. A. Predicción De La Generación De Una Planta Fotovoltaica De 4,4 Mw Proyectada En Sabala. Tesis presentada en opción al título de Ingeniero Eléctrico. 2018
11. Manual sobre energía renovable: Solar Fotovoltaica. BUN - CA. 2002. San José: s.n., 2002. 9968-9708-9-1.
12. Marcos S. R. Proyecto De Aprovechamiento De La Energía Solar Para La Producción De Electricidad En El Nuevo Edificio De La E.T.S.E. (S. Pere Sescelsades). Tesis en opción al título de Doctor en Ciencias Técnicas. México. 2001
13. Olcoz Larráyo, Asier, Solano Goñi, Marta y Pagola Barrio, Iñigo. 2014. Implementación del método Heliosat para la estimación de la radiación solar a partir de imágenes de satélite. E.T.S. de Ingeniería 67
14. Pérez L. A. Proyecto de colaboración internacional entre la UNAICC, CUBASOLAR, el Centro Helios de Montreal. Quebec, Canadá y CARE Internacional en Cuba. 2017

15. Sistemas Fotovoltaicos como Fuente de Energía en el Sector Industrial de Colombia. Bogotá: s.n., 2017.
16. Vegas Portero, Alberto. 2009. Diseño de una instalación fotovoltaica de 200 kW en un edificio. Departamento de Ingeniería Eléctrica, Escuela Politécnica Superior. Madrid: s.n., 2009. Proyecto de Fin de Curso.
17. Weston F.J, Brigham E.F. Fundamentos de administración financiera. Editorial Interamericana de México S.A de C.V. 1998.

Anexos

Anexo 1



Módulos mas frecuentes en el mercado y rangos de eficiencias

Figura 1 Representación de los modelos más frecuentes en el mercado y su rango de eficiencia.

Anexo 2



Figura 1 Algunos daños que puede recibir la instalación FV debido a factores ambientales, humanos y de la misma tecnología empleada.