

**Facultad Metalurgia-
Electromecánica**

**ISMMM**
INSTITUTO SUPERIOR
MINERO METALÚRGICO DE MOA
Dr. ANTONIO NÚÑEZ JIMÉNEZ

TRABAJO DE DIPLOMA
EN OPCIÓN AL TÍTULO DE
INGENIERO ELÉCTRICO

Título: Micro rejillas acopladas para el edificio de la facultad Metalurgia-Electromecánica conectado con el docente 1 del Instituto Superior Minero Metalúrgico “Antonio Núñez Jiménez”

Autor: Julio Cesar Obregón Hernández
Tutor: Ing. Daniel Mendiola Ellis

Moa, Curso 2017-2018"
Año 60 de la Revolución

DECLARACIÓN DE AUTORIDAD

Con relación al contenido de la presente tesis, el autor es responsable y certifica la propiedad intelectual a favor del Instituto Superior Minero Metalúrgico de Moa Dr. "Antonio Núñez Jiménez", el cual podrá hacer el uso que estime pertinente con los resultados.

Para que así conste firmamos la presente:

A los _____ días del mes de _____ del _____

(Diplomante)

PENSAMIENTO



“Debemos preocuparnos por prestar servicios con eficiencia y óptima calidad, y simultáneamente producir el nuevo hombre que constituye y crea la nueva sociedad socialista, que es el hombre que produce, sirve, dirige, controla y supervisa. Hace falta tener control y supervisión para prestar servicios con eficiencia...”

Ernesto Che Guevara

AGRADECIMIENTOS

Agradezco:

- *A mi madre Josefita por haberme dado su apoyo incondicional en estos cinco años de mi carrera, así como en toda mi vida.*
- *A mis amigos que siempre han estado apoyándome y han estado ahí para cuando me ha hecho falta.*
- *A los profesores y tutores que me ayudado mucho, y de los que he aprendido bastante en todos estos años.*

A todos muchísimas gracias,



DEDICATORIA

- *Dedico esta tesis a mi familia, profesores y amigos, en especial a mi madre que tanto me ha apoyado en todo el transcurso de mi carrera.*
 - *A mi abuelita Francisca, conocida como (pilla) que siempre ha estado preguntándome que me falta y en que puede ayudarme, la cual siempre se ha sentido muy orgullosa de mí.*
- *A mi anterior padrastro Jorge Pérez quién siempre me ha dado indicaciones concernientes a la realización de la tesis.*
- *A Dagmar, informático del centro de educación e Mayarí, el cual me ha dado las hojas para imprimir, así como, me ha ayudado con sus conocimientos de informática.*



RESUMEN

La arquitectura unidireccional de la red eléctrica actual, vertical en su operación de generación, distribución y consumo ha empezado a requerir cambios drásticos debido a los avances en las nuevas tecnologías en generación, así como necesidades de características dinámicas y velocidad en la transferencia de información y comunicaciones. El desarrollo de las redes inteligentes, está enfocado a la solución de problemas de confiabilidad y a la realización de sistemas a base de energías renovables, con todas las características positivas que se les reconocen a estos. El objetivo principal de esta tesis es la propuesta del diseño de una microrred fotovoltaica en la facultad Metalurgia-Electromecánica conectado con el docente 1 del ISMM. Es un sistema sencillo, el cual, está compuesto por módulos fotovoltaicos, un regulador de carga, un inversor y una batería. Con el objetivo de mejorar el consumo y ahorro de energía en la facultad Metalurgia-Electromecánica se decidió realizar una microrred que electrifique esa facultad.



ABSTRACT

The unidirectional architecture of the current electrical network, vertical in its operation of generation, distribution and consumption has begun to require drastic changes due to the advances in new technologies in generation, as well as needs for dynamic characteristics and speed in the transfer of information and communications. The development of intelligent networks is focused on the solution of reliability problems and the realization of systems based on renewable energies, with all the positive characteristics that are recognized to them. The main objective of this thesis is the proposal of the design of a photovoltaic microgrid in the Faculty of Metallurgy-Electromechanics connected with the teacher 1 of the ISMM. It is a simple system, which is composed of photovoltaic modules, a charge controller, an inverter and a battery. With the aim of improving consumption and energy savings in the Faculty of Metallurgy-Electromechanics, it was decided to create a microgrid that electrifies this faculty.



Contenido

INTRODUCCIÓN	1
CAPITULO I. MARCO TEÓRICO	4
1.1 Introducción	4
1.2 Energía solar Fotovoltaica	4
1.2.1 Situación en Cuba.....	8
1.3 Definición y características de minirredes y microrredes.	8
1.3.1 Arquitectura de una microrred. Principios de funcionamiento.	10
1.3.2 Tipos de microrredes.	13
1.3.3 Topologías de microrredes.	14
1.3.4 Control y manejo de la microrred.	14
1.3.5 Características y modos de operación.....	15
1.3.6 Tipos de acoplamientos para una microrred.....	15
1.3.7 Ventajas de la microrredes:	17
1.4 Sistemas de generación distribuida	18
1.4.1 Reguladores de carga.....	20
1.4.2 Acumuladores o baterías	20
1.4.3 Inversores	20
1.4.4 Generadores eléctricos.....	22
1.4.5 Sistemas de transferencia de carga.....	22
1.4.6 Protecciones	23
Conclusiones del capítulo.....	24
CAPÍTULO II. MATERIALES Y MÉTODOS A EMPLEAR	26
2.1 Introducción	26
2.2 Particularidades del PVsyst	26
2.2.1 Trabajos precedentes realizados con pvsyst	27
2.2.2 Situación geográfica y emplazamiento	29
2.3 Configuración de parámetros geográficos del ISMMM	29
2.4 Propuesta para el dimensionado.....	30
2.5 Determinación de la demanda	30
2.6 Selección de los generadores	31
2.7 Método de dimensionado con PVsyst.....	34
2.8 Datos de radiación	35
2.9 Modulo fotovoltaico RESIGUM SOLAR EPV 144S	36
2.9.1 Parámetros característicos de un sistema fotovoltaico	37
2.9.2 Corrección de módulos fotovoltaicos amorfos	38
2.9.3 Orientación del sistema	38
2.10 Dimensionado de los módulos fotovoltaicos	39
2.10 Dimensionado del inversor.....	40
2.11 Dimensionado del cableado	41
2.11.1 Pérdidas asociadas al sistema.....	42
2.12 Situación de sombras cercanas	44
2.13 Criterios de Selección del Acoplamiento.....	45



2.14 Propuestas de Baterías.....	47
Conclusiones del capítulo.....	49
CAPÍTULO III. RESULTADOS Y VALORACIÓN ECONÓMICA	50
Introducción.....	50
3.1 Comportamiento eléctrico de las cargas del Docente #2	50
3.3 Dimensionado final del sistema BIPV	53
3.4 Curvas características de I-V de los módulos amorfos	54
3.5 Pérdidas por sombreado.....	55
3.6 Comportamiento energético del sistema	56
3.7 Diagrama de pérdidas generales	59
3.8 Seguridad y protecciones.....	61
3.9 Valoración técnico-económica	62
3.9.1 Valor Actual Neto (VAN)	64
3.10 Resultado económico de la propuesta	65
3.11 Ahorro de combustible	66
3.11.1 Procedimiento del cálculo económico.....	67
3.12 Efecto medioambiental.....	67
CONCLUSIONES GENERALES.....	69
Recomendaciones.....	70
Bibliografía:	71
Anexos	72



INTRODUCCIÓN

La producción, la transformación y el consumo de energía eléctrica son esenciales en la sociedad en la que vivimos actualmente, tanto para su crecimiento como para su bienestar y con la creciente popularidad y desarrollo en los últimos años de los sistemas de generación en base a energías renovables, se abre una nueva opción para el futuro abastecimiento energético. Sus fuentes son prácticamente inagotables, sus emisiones son escasas y en general, su contribución a la descentralización energética permitiría mayor equilibrio económico y participación del usuario final en el proceso de generación y consumo[1].

La dependencia de los sistemas de generación en base a recursos energéticos asociados a condiciones climáticas, evidentemente cambiantes, requiere la integración de la red eléctrica como parte del sistema, debido a que se debe garantizar que, sin importar las condiciones meteorológicas, se abastezca confiablemente de energía a las cargas. A este escenario de red eléctrica integrada se le ha denominado microrred[2].

Esta tecnología se ha venido aplicando en otros países debido a la creciente demanda de energía eléctrica, sin embargo en Cuba a pesar de que se está implementando la generación a través de paneles fotovoltaicos, parques eólicos, no existe un sistema que utilice las microrrejillas para abastecer dicha demanda[3].

En el ISMM se han estado haciendo algunos estudios relacionados con la implementación de energías renovables para aumentar la eficiencia de algunos sistemas eléctricos, sin embargo todavía existen algunas temáticas que requieren una mayor profundización de este contenido.



Situación problemática:

En los trabajos realizados en las áreas de la facultad de Metalurgia-Electromecánica del ISMM se han encontrado que existe desbalance y necesidad de modernizar la forma de gestión y distribución teniendo en cuenta las tendencias actuales para ahorrar y usar Energías Renovables.

Problema de investigación:

Como lograr una mayor autonomía en la satisfacción de la demanda en la facultad de Metalurgia-Electromecánica del Instituto Superior Minero Metalúrgico.

Hipótesis:

Si se aplica el concepto de microrred en áreas del ISMM, se producirá beneficios importantes a los procesos institucionales y al medio ambiente, ya que mejorará la confiabilidad de suministros de energía y optimizará los costos al utilizar fuentes alternativas de energía renovable.

Objetivo General:

La Implementar una fuente alternativa para la facultad de Metalurgia-Electromecánica del Instituto Superior Minero Metalúrgico.

Objetivos Específicos:

- Determinar el estado del arte vinculado con las micro rejillas.
- Identificar los consumos de electricidad de la facultad de Metalurgia-Electromecánica del ISMM.
- Diseñar una red de distribución que logre hacer un reparto eficiente de esa energía entre los distintos centros.
- Diseñar un sistema generador de electricidad a partir de la energía solar utilizando la tecnología fotovoltaica.



- Conformer una micro red acoplada para la gestión y control de la demanda en el edificio de Metalurgia-Electromecánica conectado con el docente 1 del ISMM.

Objeto de estudio:

Microrredes de potencia académicas.

Campo de acción:

Redes y sistemas de distribución.

Tareas:

1. Realización de un análisis del estado del arte e investigaciones precedentes relacionadas con las microrrejillas.
2. Realizar un estudio de las bases de acoplamiento.
3. Realizar un estudio de la demanda en la facultad de Metalurgia-Electromecánica del ISMM.
4. Llevar a cabo un estudio económico (ahorro).
5. Valoración económica del trabajo.



CAPITULO I. MARCO TEÓRICO

1.1 Introducción

Las energías renovables son, junto con el ahorro y un buen aprovechamiento energético la llave para un futuro energético limpio, eficaz, seguro y autónomo. La energía es la fuerza vital de nuestra sociedad. De ella depende el nivel de vida de un país. El consumo específico (por persona) energético ha ido incrementándose en los últimos cien años, a la vez que lo hacía la población mundial. La energía renovable se manifiesta de diferentes formas: la energía solar, eólica, la biomasa son energías inagotables, disponibles, que solucionan muchos de los problemas ambientales, como el cambio climático, los residuos radioactivos, las lluvias ácidas y la contaminación atmosférica, dicho de otra manera salvarán nuestro planeta y a la misma vez nuestra salud.

Desde que surgieron se les catalogó como las soluciones perfectas para las necesidades energéticas de todos los países debido a sus universalidades y su acceso gratuito. Estas fuentes serían una alternativa a otras tradicionales y producirían un impacto ambiental mínimo. Los recursos energéticos alternativos y en especial, las energías renovables poseen características geográficas, ambientales y sociales que las diferencian de las fuentes energéticas convencionales[4].

En este capítulo se hará un análisis de la energía solar fotovoltaico, su funcionamiento, sus características y además se describirá la herramienta de cálculo que se utiliza, el programa PVsyst.

1.2 Energía solar Fotovoltaica

La Energía Solar Fotovoltaica que se desarrolló a nivel terrestre en la década de los 80 del pasado siglo, ha tenido una marcada aplicación en la posibilidad de poder generar energía eléctrica allí donde tiene que ser consumida, sin necesitar de costosas infraestructuras de distribución eléctrica, que por otro lado serían impensables en territorios muy despoblados de países con graves problemas de desarrollo socio-económico. En efecto, la energía fotovoltaica es quizá la gran alternativa para resolver problemas de injusticia energética, pues puede generarse allí donde se precisa, no necesita de aporte de combustible, es susceptible de ser dimensionada para los



consumos necesarios e incluso puede ser ampliada posteriormente para adaptarse a los requerimientos futuros, precisando de muy poco mantenimiento y contando con una vida que supera los 30 años[5]. Estamos por consiguiente ante un tipo de energía que puede paliar casi cualquier tipo de necesidad energética en sitios remotos y con independencia absoluta, podríamos decir que quizá es la más social de las energías disponibles hasta el momento.

Estos sistemas fotovoltaicos técnicamente siguen el esquema básico siguiente:

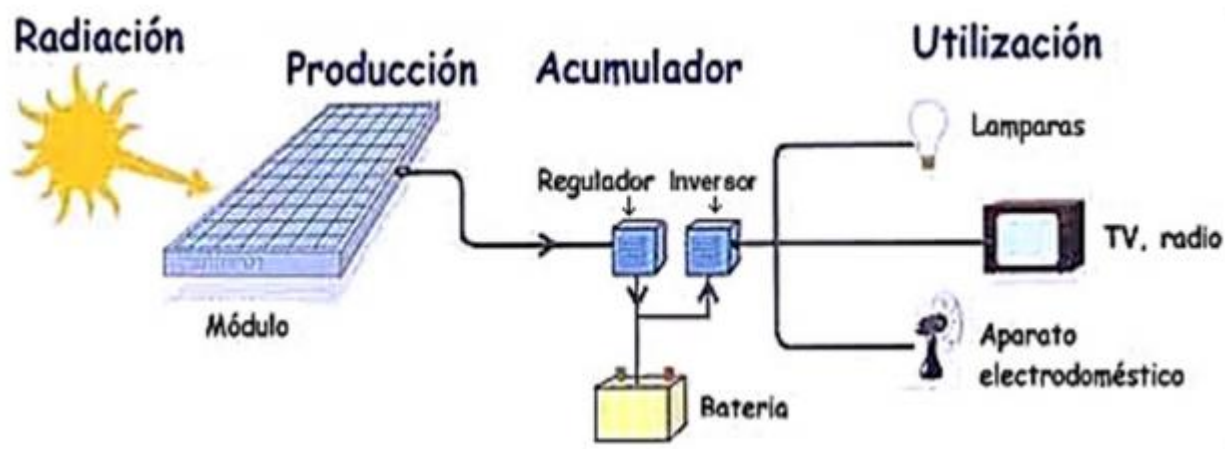


Figura 1.1 Esquema básico de un sistema fotovoltaico.

Se parte de uno o varios módulos solares fotovoltaicos, que son conectados a un regulador de carga cuya función es la de controlar y gestionar la carga y descarga de la batería, además de darnos cierta información del sistema. Este dispositivo es conectado posteriormente a la batería de acumuladores y desde esta se alimentan los diferentes consumos que se necesiten y para los cuales se diseñó el sistema, bien sean en corriente continua (CC) tomando la corriente directamente de la batería, bien en corriente alterna (CA) como es el caso del esquema adjunto donde se transforma la CC en CA por medio de un inversor, siendo en algunos casos también usado un sistema mixto, con un circuito en CC y otro en CA dependiendo del tipo de cargas conectadas.

Ahora bien, el diseño de un sistema fotovoltaico se realiza en función de los consumos que se tienen que alimentar más un factor de seguridad. Si el equilibrio de *generación*–



consumo se rompe, tendremos un déficit energético que una vez superado el factor de seguridad, desembocara en la parada del sistema hasta que nuevamente se consiga recargar la batería e iniciar el ciclo de *descarga* de forma equilibrada. Bien es cierto que los sistemas de control, integrados normalmente en el regulador de carga, nos darán una información actualizada de cómo se encuentra el sistema para que de esta forma podamos consumir la energía racionalmente ayudándonos a lograr el equilibrio anteriormente comentado.

Por esta razón es de suma importancia un estudio exhaustivo de los consumos, pero no solo desde el punto de vista eléctrico propiamente dicho, sino también desde el punto de vista sociológico presente y futuro, que nos dé una idea real de las necesidades energéticas para que los cálculos técnicos puedan resolver verdaderamente las necesidades.

Hechos importantes del desarrollo de la energía solar fotovoltaica.

- En 1839 Alexadre-Edmond Becquerel descubre el efecto fotovoltaico en una celda electrolítica compuesta de 2 electrodos metálicos sumergidos en una solución conductora.
- En 1873 willoughby Smith descubre la fotoconductividad del selenio.
- En 1877 W.G. Adams y R.E. Day observan el efecto fotovoltaico en selenio sólido. Construyen la primera celda de selenio.
- En 1904 Albert Einstein publica su trabajo con la explicación del efecto fotovoltaico externo, por el cual recibe el Premio Nobel en 1921.
- En 1918 Czochralski desarrolla su método de crecimiento de monocristales de silicio.
- En 1932 se descubre el efecto fotovoltaico en el telurio de cadmio (Cdte).
- En 1953 los investigadores de Laboratorios Bell: G.L. Pearson, D.M. Chapin y C.S. Fuller, publican los resultados sobre celdas solares de silicio con una eficiencia de 4.5%.
- En 1954 en los Estados Unidos de América, la eficiencia en celdas alcanza 6%.



- En 1955 en los Estados Unidos de América se comercializa el primer producto fotovoltaico, con una eficiencia de 2% al precio de \$25 cada celda de 14mW.
- En 1958 el 17 de marzo se lanza el Vanguard I, primer satélite artificial alimentado parcialmente con energía fotovoltaica. El sistema fotovoltaico de 0.1W duró 8 años.
- En 1963 en Japón se instala un sistema fotovoltaico de 242 W en un faro. Comienza la era terrestre de la fotovoltaica.
- En 1973 la Universidad de Delaware, en los Estados Unidos de América, construye Solar One, una de las primeras viviendas con energía solar fotovoltaica. Las placas fotovoltaicas instaladas en el techo tienen doble efecto: generar energía eléctrica y actuar de colector solar.
- Entre 1974-1977 se fundan las primeras compañías de energía solar: Lewis Research Center (LeRC) de la NASA, los Estados Unidos de América. Se colocan las primeras aplicaciones en lugares aislados. La potencia fotovoltaica instalada supera los 500Kw.
- En 1980 la empresa ARCO Solar (de los Estados Unidos de América) es la primera en producir más de 1 MW de módulos fotovoltaico en un año.
- En 1981 en los Estados Unidos de América vuela el primer avión fotovoltaico.
- Se instala en 1981 en Jeddah, Arabia Saudita, una planta desalinizadora por ósmosis inversa abastecida por un sistema fotovoltaico de 8kWp.
- En 1982 entra en funcionamiento la planta ARCO Solar Hisperia, en California, de 1MWp. Solar Trek, un vehículo alimentado por celdas fotovoltaicas con 1 kWp atraviesa Australia en menos de 27 días. La velocidad máxima es de 72 km/h y la media 24km/h.
- En 1982 Arco Solar construye una planta fotovoltaica de 6 MW en California, en una extensión de 0.5 km², conectada a la red eléctrica suministra energía para 2000 casas a 2500 casas.



- En 1986 surge en los Estados Unidos de América el primer módulo comercial de capas delgadas de silicio amorfo.
- En el 2001 el avión fotovoltaico Helios alcanza los 30 km de altura.

1.2.1 SITUACIÓN EN CUBA

En 1982 se obtiene en Cuba la primera instalación fotovoltaica, con 1 kW. Cuatro años más tarde, el Centro de investigaciones de Energía Solar (CIES) comienza una nueva etapa de aplicaciones de la energía solar fotovoltaica que lo convertiría en iniciador de esta tecnología. Al año siguiente, se instala el primer sistema fotovoltaico en un consultorio del médico de la familia. Ese propio año, el laboratorio Central de Telecomunicaciones (Lacetel) inicia y mantiene durante varios años una planta de ensamblaje de módulos fotovoltaicos con celdas de silicio monocristalino.

Por su parte, la Sociedad Cubana para la Promoción de las Fuentes Renovables de Energías y el Respeto Ambiental (Cubasolar), desde su creación en 1994, ha constituido el espacio para contribuir de manera participativa al progreso de la energía solar fotovoltaica y a un conjunto de otras fuentes renovables de energía, así como al vínculo pertinente para propiciar nuestras relaciones con otros pueblos.

A partir de 1994, con EcoSol Energía, Copextel S.A. se logra en Cuba una institución estatal dedicada a la instalación y el mantenimiento de los sistemas fotovoltaicos, con lo cual se realizaron varios proyectos de importancia social.

En la línea de montaje del Combinado de Componentes Electrónicos Ernesto Che Guevara, en Pinar del Río, se destaca el módulo fotovoltaico DSM-140-C de la serie del mismo nombre, con un área de 0.99m² y 36 celdas solares de 156 mm x 156mm conectadas en serie, capaz de generar 7.78 A a 18 V en el punto de máxima potencia (140 Wp).

1.3 Definición y características de minirredes y microrredes.

Aunque técnicamente una minirred (minigríd en la versión inglesa) es la propia red de distribución, se usa habitualmente para determinar al conjunto de la generación, más la



distribución eléctrica. Se trata pues de sistemas centralizados que utilizan una o varias fuentes generadoras de energía, que adecuadamente mezcladas y gestionadas, pueden dar servicio eléctrico a un grupo de usuarios más o menos numeroso con bastante fiabilidad y economía. Los inicios de esta tecnología se remontan a la segunda mitad de la década de los 90 como respuesta a la alimentación eléctrica de pueblos aislados, islas o consumos puntuales que necesitan de alimentación eléctrica. este tipo de gestión energética y en gran medida debido al abaratamiento de precios que en la actualidad gozan algunas de las tecnologías renovables, se perfila como una posible sustitución de los sistemas tradicionales de distribución eléctrica, ya que evitaría el trazado, pérdidas y mantenimiento de los clásicos sistemas de distribución, acercándonos al nuevo modelo de energía distribuida[5].

Generalmente las minirredes usan fuentes energéticas renovables que se adaptan a los recursos disponibles en el lugar de la implantación, utilizando normalmente el apoyo de grupos electrógenos que suelen actuar en emergencias o cuando los recursos renovables no están disponibles.

Un análisis por potencias, puede darnos una idea más visual de estos sistemas:

Tabla 1.1 Análisis de potencia para sistemas de microrredes.

POTENCIA DEL SISTEMA	DENOMINACION	GENERACION	CARACTERISTICAS
Hasta 0,5 kW	Sistemas autonomos individuales	Fotovoltaica	Distribucion en CC o CC+CA en vivienda
0,5 hasta 10 Kw	Sistemas autonomos individuales	Fotovoltaica	Normalmente distribucion en CA en vivienda
10 hasta 100 Kw	Sistemas centralizados - MICRORREDES	Fotovoltaica Grupo Aerogenerador	Distribucion en CA a grupo de consumidores. Generacion centralizada
100 kW en adelante	MINIRREDES	Las anteriores mas otras fuentes energeticas	Distribucion en CA a grupo de consumidores. Generacion descentralizada



Según el cuadro anterior, se denomina microrred aquella instalación que no supera los 100 kW, que usa normalmente generación eléctrica proveniente de aerogeneradores, módulos fotovoltaicos y grupo diésel.

El uso de la fotovoltaica como fuente generadora en las microrredes es lo más habitual, estando su uso extendido con amplia diferencia respecto a otras fuentes generadoras, podríamos decir que es la base energética sobre la cual pivotan y se complementan las otras fuentes. La fotovoltaica dentro de las renovables, es una energía en la cual su producción es fácilmente evaluable, segura, de larga vida y de fácil mantenimiento, uniéndose en los últimos años un precio bastante económico, que la hace sumamente competitiva.

1.3.1 ARQUITECTURA DE UNA MICRORRED. PRINCIPIOS DE FUNCIONAMIENTO.

Los principios técnicos y la arquitectura de las redes autónomas pueden tener varias configuraciones en función de factores como la calidad y cantidad de fuentes generadoras, su tamaño, las características de la distribución eléctrica a los usuarios, tipo de perfiles de carga, potencia demandada, etc. La elección del tipo de corriente (alterna o continua) que se use para la operación del sistema, depende mucho de las tecnologías utilizadas y de la estrategia de gestión de la energía. Mientras que la generación fotovoltaica y las baterías funcionan en CC, otras tecnologías de generación, como son los grupos electrógenos, minieólica o pequeñas centrales hidroeléctricas, producen normalmente en CA. En minirredes híbridas el uso de barras de CA es más común cuando la batería es el componente central del sistema[5]. En ese caso se instala un inversor bidireccional para controlar el suministro de energía entre las cargas de CA y la batería.

Seguidamente veremos esquemáticamente los principales sistemas que podrían usarse en este tipo de aplicaciones, en función del tipo de corriente utilizada en el BUS de vertido generador:



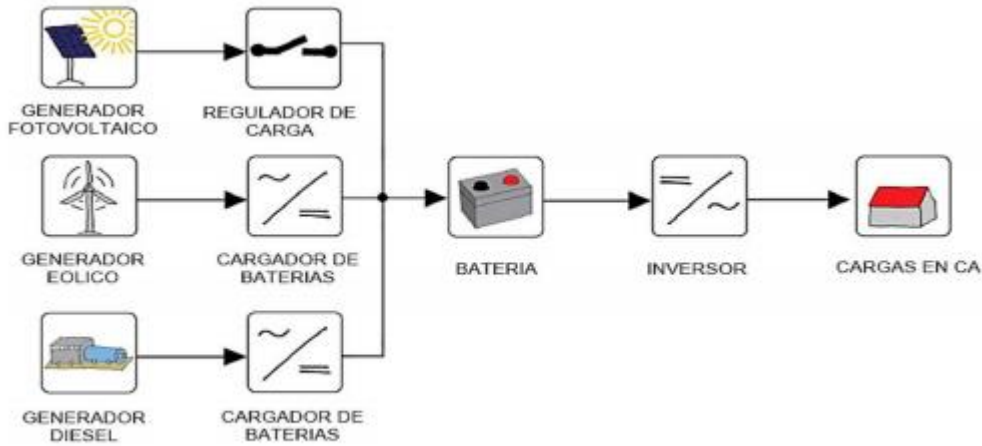


Figura 1.2.1. Bus en CC.

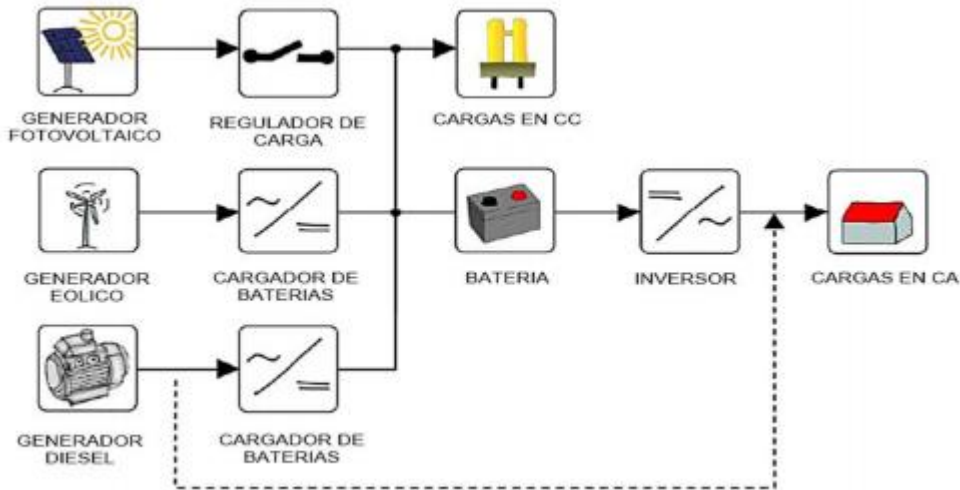


FIGURA1.2.2. Bus en CC con cargas en CC.

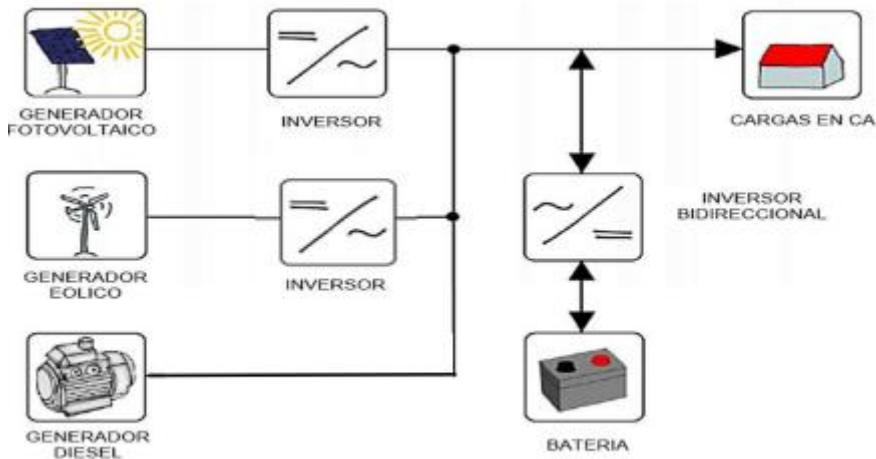


Figura 1.2.3. Bus en CA.

En las figuras anteriores se puede apreciar claramente el tipo de corriente en el que vuelcan las producciones los diferentes generadores, así como la forma de interacción con el resto de subsistemas[2]. Por tanto, la configuración de la futura microrred debería empezar por determinar la mejor arquitectura eléctrica posible en función de las necesidades presentes y futuras de los consumos que se pretenden electrificar, teniendo muy en cuenta el grado de mantenimiento y capacidad técnica de los responsables de la operación y mantenimiento, en aras de la sostenibilidad final.

Dentro de los sistemas expuestos y como regla general, tanto el caso de BUS en CC, como el de BUS en CC con cargas en CC, suelen ser más usados en sistemas pequeños y con una cantidad de usuarios no demasiado amplia ni distante entre ellos. La última opción, la de BUS en CA, se usa más frecuentemente para abastecer a un mayor número de usuarios y con mayor dispersión geográfica, soportando mejor posibles ampliaciones y admitiendo nuevas incorporaciones de generación, incluso de forma distribuida entre los diferentes consumidores.

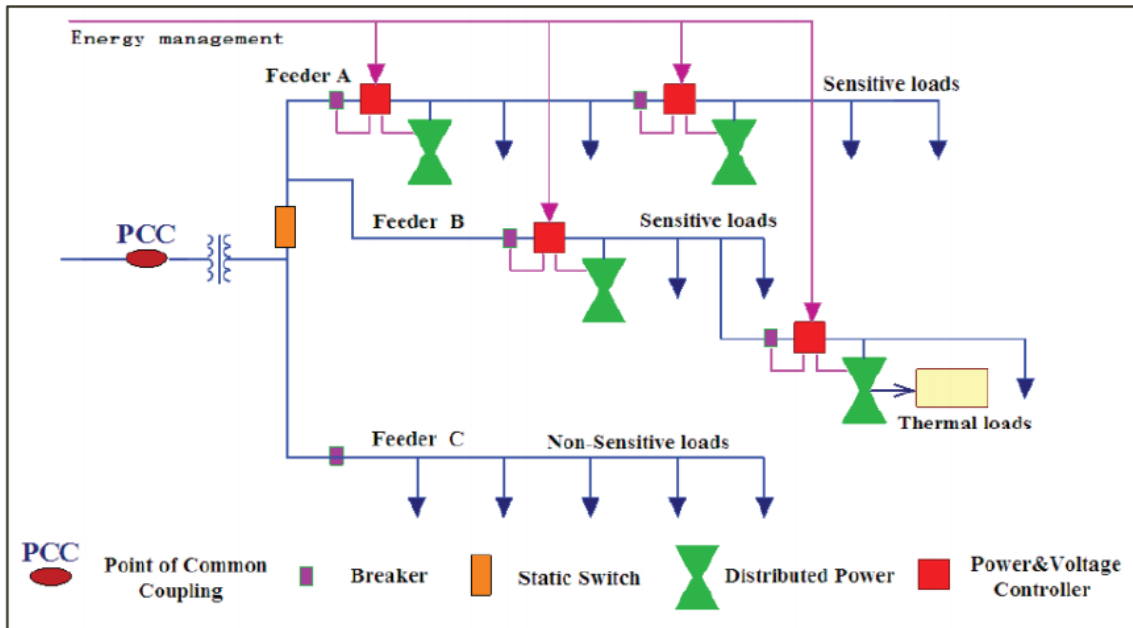


Figura 1.3 Estructura básica de una micro-red.

1.3.2 TIPOS DE MICRORREDES.

- Entorno del campus / microgrids institucionales
- El enfoque de las microgrids del campus es la agregación de la generación existente en el sitio con múltiples cargas que se localizan en una geografía estrecha en la que el propietario las maneja fácilmente.
- Remoto "fuera de la red" Microgrids
- Estas microgrids nunca se conectan a la Macrogrid en su lugar operan en un modo de isla en todo momento debido a la cuestión económica o posición geográfica. Típicamente, una microgrid "fuera de la red" está construida en áreas que están muy lejos de cualquier infraestructura de transmisión y distribución y, por lo tanto, no tienen conexión con la red eléctrica.
- Base Militar Microgrids
- Estos microgrids se están desplegando activamente con el foco en la seguridad física y cibernética para las instalaciones militares para asegurar energía confiable sin confiar en el Macrogrid.

- Comercial e Industrial (C & I) Microgrids
- Estos tipos de microgrids están madurando rápidamente en Norteamérica y Asia Pacífico; sin embargo, la falta de estándares bien conocidos para estos tipos de microgrids los limita globalmente. Las principales razones para la instalación de una microgrid industrial son la seguridad de la fuente de alimentación y su fiabilidad. Hay muchos procesos de fabricación en los que una interrupción de la fuente de alimentación puede causar pérdidas de ingresos altas y un largo tiempo de arranque.

1.3.3 TOPOLOGÍAS DE MICRORREDES.

Existen tres formas de clasificación de las microrredes:

- AC. Donde los elementos se conectan a través de un sistema de conexión en AC en el que se lleva a cabo el intercambio energético, Dentro de la microrred se realiza una distribución de energía eléctrica en AC.
- DC. Donde la distribución de la energía dentro de la microrred se hace en DC. El intercambio energético se hace a través de un sistema de conexión DC y es éste el que se conecta a la red eléctrica a través de un inversor DC/AC. Las cargas en AC se alimentan también a través de inversores.
- Mixta. Es el caso en el que coexisten dos sistemas de conexión, uno en DC conectado a la red eléctrica a través de un inversor y otro AC que puede ser la propia red. Los diferentes elementos se conectan de acuerdo a su naturaleza al sistema de conexión correspondiente.

1.3.4 CONTROL Y MANEJO DE LA MICRORRED.

El control de la microrred está cargo del sistema de tranferencia de potencia o STS, debido a que este equipo cumple la función de eje central de tranferencia de potencia proveniente de los sistemas de generación distribuida o de la red de servicio público. El



STS, debido a los medidores internos que posee, es capaz de realizar un análisis de los diferentes parámetros de operación de las dos fuentes redundantes, y de las condiciones de operación de la carga, con el objetivo de decidir si la fuente prioritaria proporciona las mejores condiciones de operación para el correcto funcionamiento de la carga o es necesario hacer la transferencia hacia la fuente de respaldo[6].

No obstante, para robustecer el control de todos los nodos de conexión y transferencia de energía, las microrredes utilizan medidores inteligentes. Estos medidores son capaces de proporcionar, mediante diferentes protocolos de comunicación, valores en tiempo real de las condiciones de operación de cada uno de los sistemas de generación.

Toda esta integración, entre sistemas de medición y comunicación, permiten la estructuración de una red capaz de operar de forma autónoma y con alta eficiencia, con el fin de garantizar el flujo de potencia hacia la carga, pero teniendo como prioridad el uso de la energía producida mediante los sistemas de energías renovables instalados.

1.3.5 CARACTERÍSTICAS Y MODOS DE OPERACIÓN

La microrred tiene dos modos de operación, conectada y aislada de la red principal. A esto, para efectos de control, también se puede sumar el estado en conexión/desconexión de la microrred.

1.3.6 TIPOS DE ACOPLAMIENTOS PARA UNA MICRORRED

¿Qué es un acoplamiento?

En pocas palabras, el acoplamiento es la transferencia de energía de un medio a otro, por ejemplo, de un alambre metálico a un cable óptico. Esta transferencia de energía puede ser deseable o indeseable.



El término acoplamiento se refiere al punto de conexión. La mayoría de los sistemas fotovoltaicos constan de dos sistemas eléctricos distintos, DC y AC. Cuando estos sistemas emplean la función de respaldo de batería, hay dos puntos de conexión que se pueden hacer con la salida de la matriz solar[1]. La matriz puede conectarse al lado DC del sistema eléctrico o al lado AC. En cualquier caso, se necesita una pieza de equipo para gestionar el conjunto fotovoltaico con el fin de extraer la mayor cantidad de energía de la matriz mediante un seguimiento del punto de potencia máximo (MPPT), así como proporcionar una salida eficiente de la energía solar cosechada.

En resumen, la energía solar cosechada tiene dos caminos de flujo distintos en DC y AC-sistemas acoplados. En los sistemas acoplados de CC, la energía solar cosechada fluye primero a un banco de baterías a través de un controlador de carga y luego a cargas de CA a través de un inversor basado en baterías. En los sistemas acoplados a CA, la energía solar recolectada fluye primero a cargas de CA a través de un inversor acoplado a la red y luego a un banco de baterías a través de un inversor basado en baterías. Además, los sistemas acoplados de CC, como su nombre indica, están conectados en el sistema eléctrico de CC, mientras que los sistemas de acoplamiento de CA están conectados en el sistema eléctrico de CA.



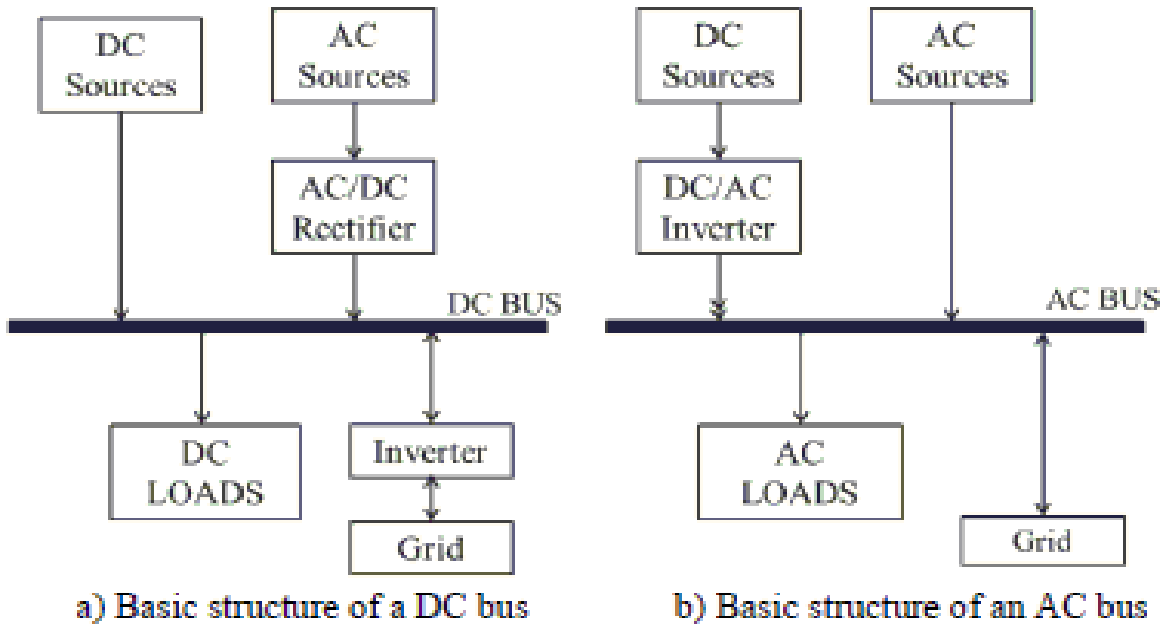


Figura 1.4 Modelos básicos de acoplamiento AC y DC.

1.3.7 VENTAJAS DE LA MICRORREDES:

- **Eficiencia energética.** Con una adecuada planificación y operación de los sistemas de generación y almacenamiento de la microrred, se puede conjugar la generación eléctrica y térmica para aumentar la eficiencia energética.
- **Incremento de la utilización de energías renovables.** Las microrredes facilitan la penetración de los sistemas de generación en base a energías renovables, pues se hace uso de los recursos energéticos renovables disponibles a través de un sistema acondicionado para manejar este tipo de tecnologías.
- **Reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero.** La elección de las fuentes de generación y sistemas de almacenamiento eléctrico más idóneos contribuyen a la reducción de este tipo de emisiones.



- **Reducción del costo energético.** Una microrred puede participar en el mercado eléctrico y vender el exceso de generación hacia la red eléctrica, lo que reduciría el precio de generación del recurso energético, característica clave para el desarrollo de un sistema más incluyente.
- **Incremento de la seguridad del suministro.** En la actualidad, las redes eléctricas ofrecen un nivel de seguridad adecuado para el funcionamiento de las cargas eléctricas. Sin embargo, en el caso de perturbaciones en el sistema de distribución la microrred puede desconectarse del sistema y operar de forma autónoma hasta que se realice el mantenimiento adecuado.
- **Minimización de las pérdidas eléctricas.** En las microrredes las fuentes de generación se ubican cerca de los centros de consumo, por lo que se reducen pérdidas de potencia por distribución y transporte, lo cual puede reducir el costo de la energía en un porcentaje significativo.

1.4 Sistemas de generación distribuida

El estándar IEEE 1547.4-2011 define una microrred como un sistema eléctrico que posee diferentes recursos de generación distribuida, múltiples cargas, opera en modo aislado o interconectado a otra red y puede operar con flujos de potencia bidireccionales. Generalmente, las microrredes trabajan con generación distribuida basada en energías renovables no convencionales, que a través de la electrónica de potencia acondicionan adecuadamente su entrega de energía. Estos tipos de generadores han experimentado un desarrollo importante en los últimos años, siendo las energías eólica y solar, las industrias con mayor proyección y de más rápido crecimiento en el sector de las energías renovables y que actualmente están llamadas a ser uno de los pilares fundamentales en la generación distribuida de las microrredes[5].

La gestión de los sistemas de control de las microrredes deberá asegurar que la explotación de esta, con sus correspondientes recursos energéticos en generación y



almacenamiento, brinden la respuesta técnica más óptima a los requerimientos energéticos que plantea el perfil de la demanda, considerando así mismo los aspectos sociales y económicos, que conlleven a una mejor calidad de servicio y a una adecuada respuesta a las necesidades de la comunidad y sus usuarios, tanto en el momento del diseño, como proveyendo también, de alguna forma, su gestión y expansión futura.

La red de distribución de una microrred podrá suministrar como máximo un volumen de energía igual al volumen total de energía generado menos las pérdidas del sistema, por tanto, al ser una energía finita, es aconsejable la instalación de medidores que controlen el gasto energético de cada uno de los consumidores, con el fin de informar a los gestores del proyecto del consumo de las diferentes cargas, ofreciendo una información absolutamente necesaria para mantener o variar en su caso la estrategia del control de la instalación.

En el caso de existir consumos alejados del global de la red de distribución prevista en una determinada microrred y que a su vez representen un gasto energético pequeño sobre el conjunto, sería aconsejable optar en equiparlos con una generación individual, separada de la red de distribución, puesto que el gasto que representaría llevar el ramal de la red compensaría con creces la decisión de disponer de un sistema autónomo cuyos equipos de generación y los componentes de la instalación que los acompañan (reguladores, baterías, inversores, etc.) alimentaría directamente a dicho punto de consumo.

Los principales problemas detectados en la instalación y operación de los modelos clásicos de microrredes pueden resumirse en la sincronización de las unidades distribuidas de generación, la gestión de corrientes de entrada (aquellas provocadas por motores y generadores de inducción) y la falta de balance entre fases eléctricas debida a la presencia de cargas y generadores monofásicos.



1.4.1 REGULADORES DE CARGA

Para el correcto funcionamiento del sistema es necesario instalar un sistema de regulación de carga entre la unión de paneles solares y las baterías. Este dispositivo recibe el nombre de regulador y tiene la función de evitar situaciones de carga y sobrecarga de las baterías, con el fin de alargar su vida útil. El regulador trabaja por lo tanto en los dos procesos[1]. En la parte relacionada con la carga, su función es garantizar una carga suficiente al acumulador o batería y evitar situaciones de sobrecarga. Y en la parte de descarga se encargara de asegurar el suministro diario necesario y evitar la descarga excesiva de la batería.

1.4.2 ACUMULADORES O BATERÍAS

Para almacenar la carga que se genera en los paneles solares, los aerogeneradores y otras fuentes dependientes de condiciones variables, se utilizan comúnmente acumuladores o baterías. Con estos, se pueden construir sistemas de tamaño pequeño. Generalmente, se emplean baterías especiales que permiten reducciones de carga hasta del 60% sin daños. Su vida útil bajo estas condiciones llega a ser de 5 a 7 años dependiendo del fabricante y de la operación del sistema[7]. La configuración de las baterías se diseña de manera que se pueda mantener la tensión de operación mientras se proporciona la potencia necesaria para el funcionamiento de la carga, sin sobrepasar los límites mínimos de almacenamiento de las baterías, según las características definidas por los fabricantes. El número total de baterías dependerá del consumo promedio en amperes-hora y el número de días de autonomía que se estime conveniente.

1.4.3 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[1].

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 microrredes 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[7].



FIGURA 1.5. Inversor conexión a la red

1.4.4 GENERADORES ELÉCTRICOS

Los generadores eléctricos son máquinas capaces de poder cambiar la energía mecánica, en energía eléctrica[8]. Esto permite poder transportar la energía a largas distancias, desde donde se genera hasta donde se usa.

Existen diferentes tipos de generadores:

Generadores electromecánicos: Generadores en los que un motor de cualquier tipo mueve el eje de una máquina para producir electricidad. Ejemplos: generadores eléctricos eólicos, generadores eléctricos hidráulico, generadores eléctricos nucleares, etc.

Generadores electroquímicos: Son pilas o baterías recargables de acumuladores. Los acumuladores eléctricos se utilizan para almacenar la corriente eléctrica producida por otros medios y utilizarla cuando sea preciso.

Generadores fotovoltaicos: son dispositivos que permiten convertir la energía contenida en la radiación solar en energía eléctrica mediante el efecto fotoeléctrico. Su componente elemental es la celda solar, compuesta de una delgada capa de material semiconductor normalmente silicio[9]. Los paneles solares, instalados sobre tejado o en tierra, captan la luz del día y la convierten en energía eléctrica, Su nombre completo es paneles solares fotovoltaicos o FV (“Foto” significa “luz” y “voltios” electricidad).

1.4.5 SISTEMAS DE TRANSFERENCIA DE CARGA

Los sistemas de transferencia de potencia o transferencia de carga (STS), son los equipos encargados de la coordinación de inyección de potencia a la carga. Son el eje central de la microrred, pues su función va más allá de coordinar la entrega de potencia. Este equipo debe contar con la tecnología infraestructura necesaria para transferir la alimentación de una carga crítica hacia cualquiera de los sistemas de generación (o la



red eléctrica) que conforman la microrred y garantizar el suministro constante y estable en fase, tensión y frecuencia.

Los equipos de transferencia de carga actuales poseen la capacidad de expandir el número de fuentes de los sistemas de generación distribuida a las cuales se encuentran conectadas. Esto, debido a que es posible realizar una configuración con más equipos similares para garantizar la potencia que sea requerida por las cargas. Este equipo debe garantizar la separación completa de los sistemas de generación, de tal forma que si se detecta una falla en la red o alguno de los sistemas de generación distribuida, este sea aislado de la microrred y la operación continúe de forma normal. El STS cuenta con equipos internos de medición de los parámetros y variables de la calidad de la energía eléctrica que es suministrada, software de control, protocolos de comunicaciones y capacidades de monitorización remota mediante Ethernet[2].

1.4.6 PROTECCIONES

Las protecciones utilizadas para las conexiones que derivan de los inversores en corriente alterna, son las protecciones comúnmente utilizadas en las instalaciones eléctricas. Para proteger de una sobretensión, se colocan cerca de los sistemas de generación dispositivos conocidos como descargadores de tensión o varistores de alta energía. La función de este dispositivo es detectar sobretensiones en un espacio-tiempo determinado y derivarlas a tierra. Para las protecciones de los paneles solares se recomienda utilizar protecciones magneto térmicas o interruptores seccionadores.

Las protecciones deben responder a las dos estructuras básicas que componen la microrred, la red eléctrica y los sistemas de generación distribuida. Si la falla es en la red eléctrica, la respuesta deseada del sistema es que aisle la microrred de la red principal, tan rápido como sea necesario para proteger las cargas del sistema. Si la falla es dentro de la microrred, el sistema coordinador debe aislar la menor parte posible de la microrred para eliminar la posible falla. Los sistemas de protección convencionales se basan en la medición de la corriente de cortocircuito del sistema[10].

La coordinación de protecciones es por tanto un componente de diseño de gran importancia. Para esto hay que tener en cuenta que actualmente los sistemas de



distribución se diseñan en base a un alimentador a partir del cual se ramifican las fases y las cargas del sistema, por ser un sistema estático, es relativamente sencillo dimensionar las corrientes y potencias estimadas así como los diferentes tipos de corrientes de falla. En una microrred, la complejidad de esta coordinación puede aumentar a medida que existan posibilidades de reconfiguraciones, lo cual implica diferentes escenarios. La coordinación, por tanto, debe prever este tipo de posibilidades, mediante una adecuada planificación de la microrred.

Conclusiones del capítulo



En el capítulo se muestran los fundamentos teóricos necesarios que sirven de base a los posteriores capítulos. También se muestran los avances en la utilización de la energía fotovoltaica en los últimos tiempos. Se ha dado a conocer el estado del arte en el que se presenta el concepto de microrred como una solución de generación distribuida para la creciente demanda energética.



CAPÍTULO II. MATERIALES Y MÉTODOS A EMPLEAR

2.1 Introducción

Los paneles fotovoltaicos han alcanzado un nivel de desarrollo mayor con respecto a décadas pasadas y esto ha contribuido al crecimiento de la demanda de los sistemas solares para la generación de energía eléctrica durante los últimos 20 años. La necesidad de la generación de energía a bajo costo y a la vez confiable, es la fuerza principal que rige el desarrollo de la industria de sistemas fotovoltaicos hoy en todo el mundo. Se espera que se produzca un crecimiento significativo en la demanda de estos sistemas, en los países en vías de desarrollo[8].

En el devenir de este capítulo se llevará a cabo una propuesta de diseño de un sistema fotovoltaico conectado a la red para disminuir el consumo de energía de dicho edificio. Con el fin de lograr un diseño adecuado, se analizará detalladamente la estructura del sistema como las características de los componentes empleados en cuanto la cantidad de módulos solares.

En el mercado existen varios programas informáticos para analizar sistemas FV, éstos pueden utilizarse para cálculo de viabilidad, para dimensionado y para simulación. Un escrutinio a la literatura científica revela la calidad de algunos[3]: *RETScreen*, *PV F-Chart*, *SolarDesignTool*, *INSEL*, *TRNSYS*, *SolarPro*, *PV DesignPro-G*, *PV*SOL Expert*, *HOMER*, *Polysun*, *APOS photovoltaic StatLab*, *PV Designer*, *SolarNexus*, *PVsystem*. Siendo este último el escogido para el desarrollo del presente trabajo, debido a que realiza cálculos avanzados de forma fácil e intuitiva, además ha sido utilizado en varios estudios similares.

2.2 Particularidades del PVsystem

Como herramienta de cálculo para el segundo método se utiliza el programa *PVsystem*, 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.

Además el programa 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 **Diseño Preliminar** 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, de potencia y algunas características del sistema fotovoltaico.

Después de realizar este rápido análisis y comprobar que el proyecto parece rentable se pasa al segundo nivel, el **Diseño de la Instalación** donde serán necesarios todos los datos posibles tanto de la instalación como de los factores externos que influirán en la producción final de energía[11]. 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.

2.2.1 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.

Cabe señalar, que en ninguno de los casos anteriores se empleó BIPV con Si-a. 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.

Características meteorológicas de Moa

Moa está ubicado en la porción noroeste de la provincia Holguín, comprendido dentro de los límites del Macizo Montañoso Moa-Baracoa. Sus coordenadas geográficas son: 20° 39' 25" Norte, 74° 56' 25" Oeste[8].

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.

2.2.2 SITUACIÓN GEOGRÁFICA Y EMPLAZAMIENTO

El edificio seleccionado para la instalación del sistema FV se identifica como el Edificio Docente #2 y tiene 5 pisos de altura. La figura 2.1 muestra su ubicación y orientación en el mapa (cuadro amarillo).

Nótese que el techo es una superficie plana horizontal y por ende se consideró un ángulo de inclinación igual a 0° . Las dimensiones de su cubierta son 72x13 metros por el lado más largo y 24x13 metros por su lado más estrecho, con una superficie de área total de 1248 m². Sus coordenadas geográficas son: 20,66° latitud Norte, 74,95° longitud Oeste, 8 m de altitud.

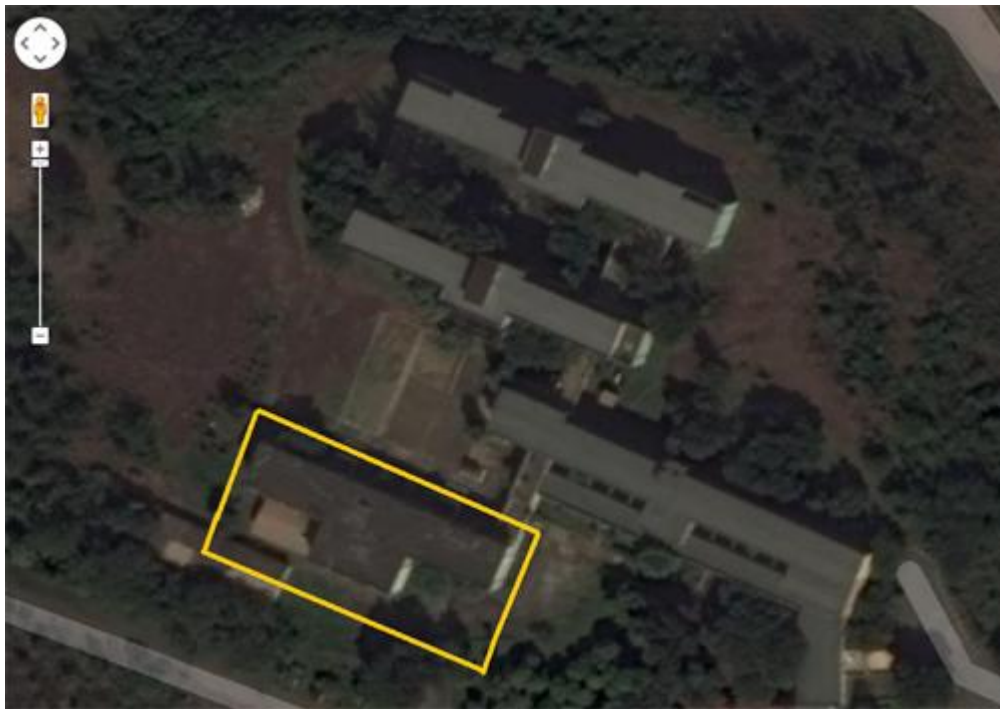


Figura 2.1. Vista aérea del Edificio Docente #2 del ISMMM.

Fuente: Google Maps www.maps.google.com

2.3 Configuración de parámetros geográficos del ISMMM

Una vez conocido el comportamiento de las variables climatológicas de la región de Moa, así como los datos de acimut y orientación del Edificio Docente #2, se procede a

la configuración de los parámetros geográficos de la instalación fotovoltaica. En la figura 2.2 se muestra la configuración realizada en PVsyst teniendo en cuenta la base de datos de Meteonorm 7.1.

	Irrad. Global kWh/m ² .día	Difuso kWh/m ² .día	Temp. °C	VelViento m/s
Enero	3.58	1.89	24.0	4.25
Febrero	4.90	1.92	24.3	4.13
Marzo	5.64	2.19	25.2	4.22
Abril	5.59	2.47	25.9	4.19
Mayo	5.54	2.77	27.0	3.89
Junio	5.78	2.77	27.9	3.64
Julio	5.90	3.00	28.4	3.90
Agosto	5.76	2.59	28.4	3.62
Septiembre	4.97	2.53	27.8	3.32
Octubre	4.51	2.06	27.0	3.39
Noviembre	4.10	1.74	25.9	3.79
Diciembre	3.79	1.58	24.8	3.97
Año	5.01	2.29	26.4	3.9

Figura 2.2. Comportamiento de las variables climatológicas del Docente #2.

2.4 Propuesta para el dimensionado

Los pasos a seguir en el dimensionado que se propone son las siguientes:

- Paso 1 Determinación de la demanda
- Paso 2 Capacidad de generación
- Paso 3 Dimensionar y seleccionar los generadores
- Paso 4, Dimensionado del inversor
- Paso 5, Criterios de selección del acoplamiento

2.5 Determinación de la demanda

Demanda eléctrica y microrredes:

La demanda eléctrica juega un importante rol en la planificación de los sistemas eléctricos, ya que gracias a las predicciones de ésta se puede planificar la generación



requerida para satisfacer un consumo previsto. Ésta corresponde a la potencia presente en los terminales de un sistema promediada en un intervalo específico de tiempo. La generación instalada debe ser capaz de cumplir con la demanda máxima, la cual cambia durante el día y a lo largo del año, además se debe tener capacidad suficiente para hacer frente a incertezas en la generación y aumentos inesperados en la demanda.

En microrredes, para tener una operación segura es de vital importancia mantener el balance entre la generación y la demanda. Este balance debe mantenerse en tiempo real, ya que las fluctuaciones de voltaje pueden causar serios daños a artefactos y en casos críticos se puede llegar a colapsos del sistema dejando a toda el área, cubierta por la microrred, sin energía. La demanda eléctrica se puede clasificar como industrial, comercial y residencial. Las demandas comercial y residencial varían estacionalmente, debido al uso de calentadores y aire acondicionado, la demanda industrial es mayormente estable durante el tiempo.

La demanda de energía impone muchas de las características de la instalación, por lo que en la planificación de las necesidades se debe anotar todo lo relacionado con los diferentes equipos eléctricos que serán la carga del sistema. Se deberá calcular la energía que el usuario necesitará diariamente. Para ello se deberá determinar la potencia de todos los equipos de que constará la instalación, individualmente, junto con el tiempo medio de uso de cada uno de ellos.

2.6 Selección de los generadores

Ejemplos de generadores:

Solar: los generadores eléctricos solares transforman los rayos solares en energía eléctrica, que permite abastecer varias formas de uso. La energía producida por los módulos fotovoltaicos, es controlada por un regulador de carga y reserva las energías baterías.



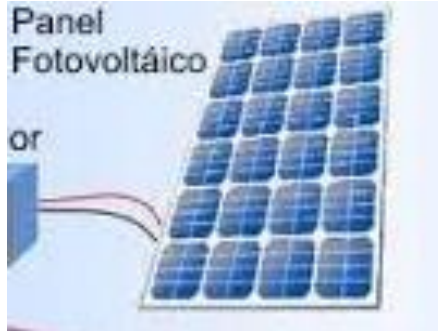


Figura 2.3 generador fotovoltaico

Generadores Diesel: es capaz de suministrar electricidad en todos los casos en los que está disponible el suministro de electricidad, o cuando deje de por alguna razón el suministro de electricidad de la red.



Figura 2.4 Generador Diesel

Eólica: Los generadores eléctricos eólicos funcionan con la fuerza que el viento, Usan los denominados “molinos de vientos”. Este movimiento de rotación es transmitido al eje del generador eléctrico, el cual transforma la energía mecánica de rotación en energía eléctrica. Los molinos se ubican en “parques eólicos”. Las aspas pueden estar vertical o horizontalmente.



Figura 2.5 Generador eólico

Hidráulica: son centrales hidroeléctricas las que producen esta electricidad, y están puesta en lugares donde las aguas fluyan con mucha fuerza.

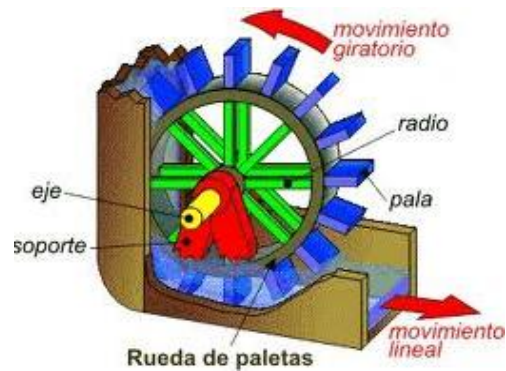


Figura 2.6 Generador hidráulico

Existen varios escenarios donde son utilizados estos generadores:

- Industria
- Comunidad
- Edificación

En el escenario académico la selección primaria la constituyen edificaciones o estructuras acopladas o separables a las que se alimenta con generadores fotovoltaicos.

2.7 Método de dimensionado con PVsyst

En los últimos años han proliferado gran cantidad de aplicaciones informáticas capaces de realizar los cálculos necesarios para el dimensionado de sistemas fotovoltaicos. Estos programas realizan cálculos que permiten tener en cuenta muchas situaciones que, para un ingeniero proyectista, serían muy difíciles de considerar, ya que requieren de mucho tiempo. La figura 2.7 ayuda a entender mejor el funcionamiento de estos programas,

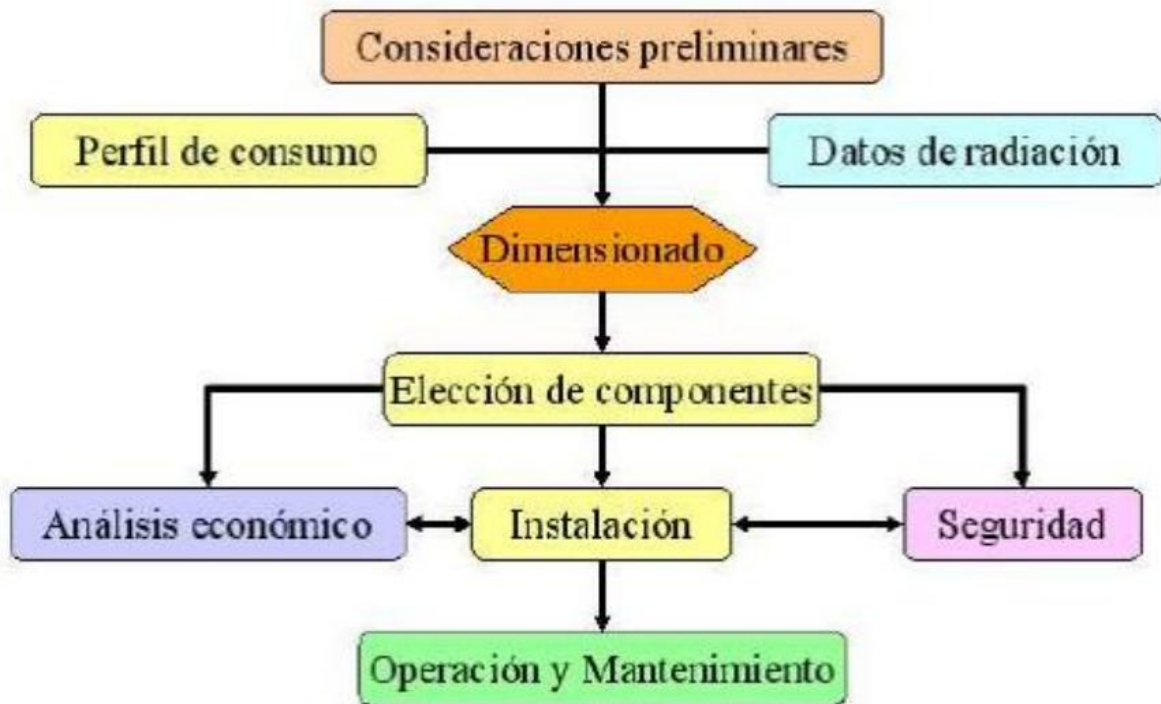


Figura 2.7 Diagrama de flujo del dimensionado

Los métodos de dimensionado tienen en común un objetivo, diseñar el sistema con la mayor fiabilidad y el menor coste, modificando los valores de tamaño del generador fotovoltaico y del acumulador. Sin embargo, habrá aplicaciones en las que se busque más fiabilidad aunque se aumente el coste de la instalación, por ejemplo, sistemas de comunicaciones y, otras que requieran de menor fiabilidad, como algunas aplicaciones domésticas.

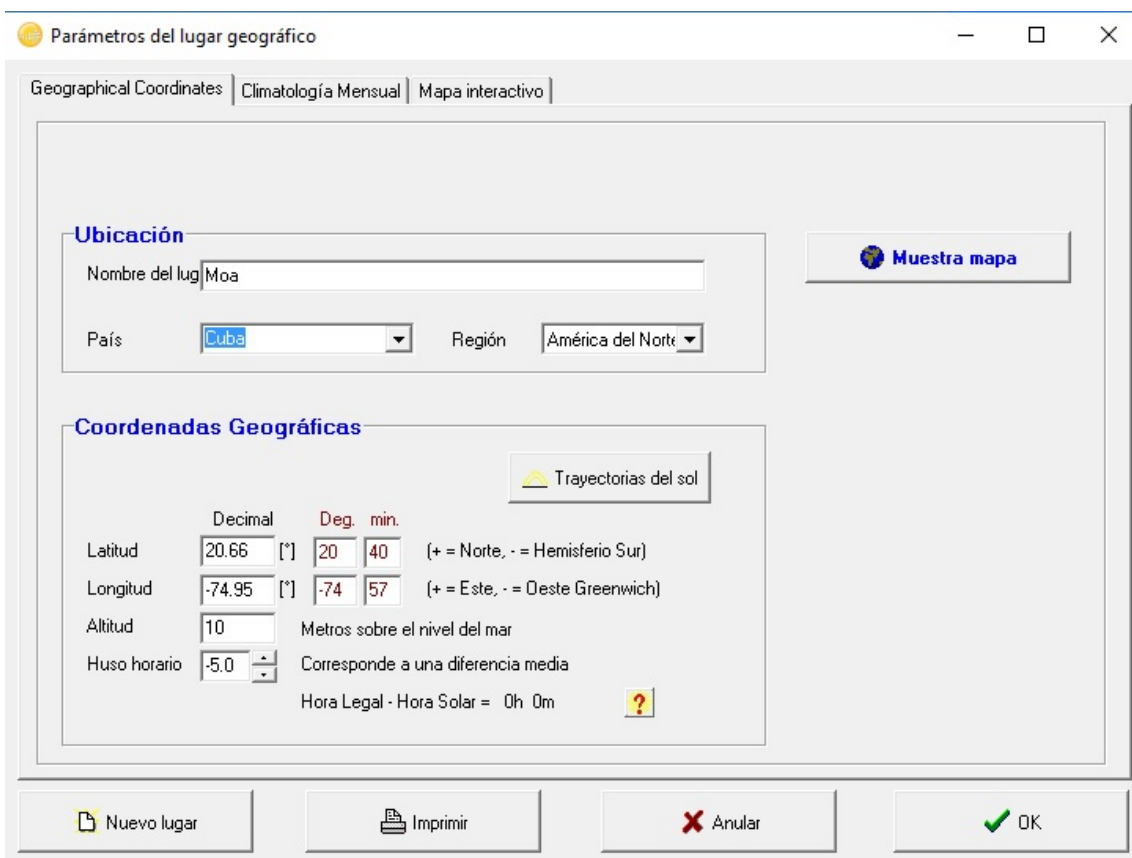


Para este trabajo se escogió el software profesional PVsyst 6.4.3, ya que posee la capacidad de calcular valores diarios de radiación solar a partir de mediciones mensuales. Contiene, además, todos los subprogramas para el diseño, optimización y simulación de cuatro tipos de sistemas: conectados a red, autónomos, bombeo solar y redes de corriente directa. También incluye una base de datos con modelos de módulos FV y modelos de inversores.

2.8 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 otra opción que permite 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, 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

País: Cuba | Región: América del Norte

Muestra mapa

Coordenadas Geográficas

Trayectorias del sol

	Decimal	Deg.	min.	
Latitud	20.66 [°]	20	40	(+ = Norte, - = Hemisferio Sur)
Longitud	-74.95 [°]	-74	57	(+ = Este, - = Oeste Greenwich)
Altitud	10	Metros sobre el nivel del mar		
Huso horario	-5.0	Corresponde a una diferencia media		

Hora Legal - Hora Solar = 0h 0m

Nuevo lugar | Imprimir | Anular | OK

Figura 2.8 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. Se pueden dar los datos en valores horarios, diarios o mensuales. Además, entrega valores de temperatura, humedad.

2.9 Modulo fotovoltaico RESIGUM SOLAR EPV 144S

El módulo (también llamado tira) amorfo RESIGUM SOLAR EPV 144S está constituido por una lámina de Si-a de triple unión flexible, sus principales propiedades son: BIPV integrado totalmente, ligero, flexible, peatonal, sustentable, autolimpiable, sin vidrio, resistente a los granizos, sin estructuras, menor pérdida al aumentar la temperatura, rápida instalación, mejor rendimiento espectral que los paneles de tecnología cristalina.

Mide 5412 mm de largo, 373 mm de ancho, 7 mm de espesor, con 2,02 m² de área, en el anexo 2 muestra un prototipo con las dimensiones indicadas. La tabla 2.1 muestra los datos técnicos del módulo, éstos se proporcionan teniendo en cuenta las condiciones estándar de medida o *Standard Test Condition (STC)*: 25 °C de temperatura del módulo, 1000 W/m² de irradiación solar y 1,5 de masa de aire o *Air Mas (AM)*. En la tabla 2.1 se muestran las características eléctricas del módulo RESIGUM SOLAR EPV 144S, en el anexo 1 se muestran más características eléctricas.

Tabla 2.1. Características eléctricas del módulo RESIGUM SOLAR EPV 144S.

Potencia nominal máxima (P _{máx})	144 W _p
Tensión con P _{máx} . (V _{mp})	33 V
Corriente con P _{máx} . (I _{mp})	4,36 A
Corriente de corto circuito (I _{sc})	5,3 A
Tensión con circuito abierto (V _{oc})	46,2 V



2.9.1 PARÁMETROS CARACTERÍSTICOS DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO

Para optimizar la producción de energía del sistema FV, es primordial definir y configurar fielmente en PVsyst, las variables eléctricas, climatológicas y de acimut. El cálculo preciso de dicha energía es muy complejo, debido fundamentalmente, a la presencia de las variables climatológicas (irradiancia y temperatura). Por esta razón, se definen los *parámetros característicos*, que diferencian los distintos sistemas FV independientemente del comportamiento de las condiciones medioambientales.

Productividad del Generador fotovoltaico o Array Yield (Y_A), definida en la ecuación 1 como la energía producida por el generador fotovoltaico en un determinado período de tiempo ($E_{GFV,\tau}$) y por unidad de potencia instalada[3]:

$$Y_A = \frac{E_{GFV,\tau}}{P_{nom,G}} \quad (2.1)$$

Productividad Final o Final Yield (Y_F), definida en la ecuación 2 como la energía útil producida por el sistema en un cierto período de tiempo ($E_{FV,\tau}$) y por unidad de potencia instalada[3]:

$$Y_F = \frac{E_{FV,\tau}}{P_{nom,G}} \quad (2.2)$$

Productividad de Referencia, o Reference Yield (Y_R), definido en la ecuación 3 como el cociente entre la irradiación solar incidente sobre el generador a lo largo de un cierto período de tiempo ($G_{inc,\tau}$) y la Irradiancia en *STC* ($I_{STC} = 1000 \text{ W/m}^2$):

$$Y_R = \frac{G_{inc,\tau}}{I_{STC}} \quad (2.3)$$

Rendimiento Global o Performance Ratio (PR), en la ecuación 4 se observa cómo relaciona la energía útil generada por el sistema con aquella teóricamente disponible[3].

$$PR = \frac{Y_F}{Y_R} \quad (2.4)$$



2.9.2 CORRECCIÓN DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS AMORFOS

Este módulo no se encuentra en la base de datos del PVsyst, por lo que fue necesario crear un nuevo fichero a partir de sus características eléctricas mostradas en la tabla 2.1. Se realizaron las correcciones pertinentes para el silicio amorfo de triple unión, garantizando así, la correcta respuesta ante la influencia de la irradiancia y la temperatura. La figura 2.9 representa las curvas de corrección para módulos amorfos que realiza el PVsyst, garantizando de esta forma que la respuesta ante variaciones de la irradiancia sea correcta.

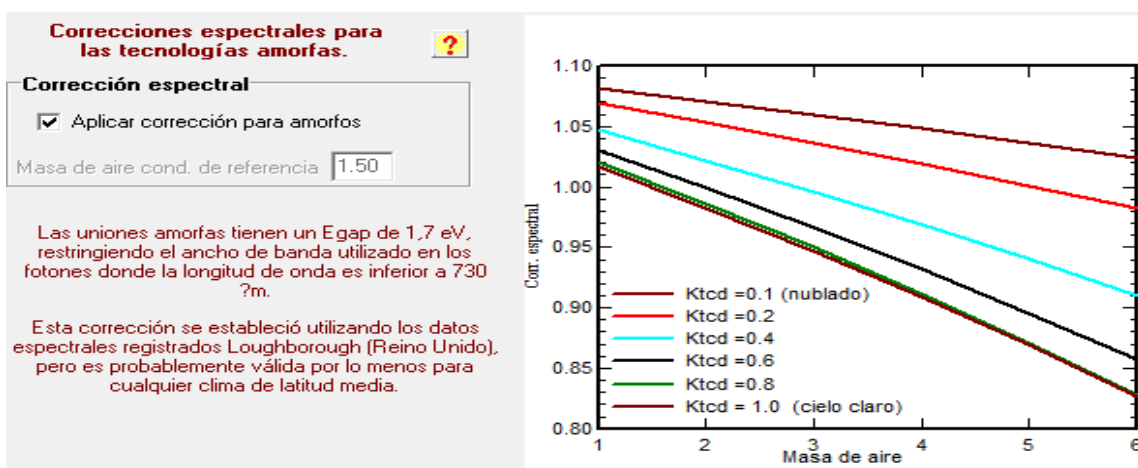


Figura 2.9. Corrección para módulos amorfos en PVsyst.

2.9.3 ORIENTACIÓN DEL SISTEMA

Al tratarse de una instalación de estructura fija, y de situarse en el hemisferio Norte, la orientación óptima de los paneles solares es hacia el sur geográfico, el cual no coincide con el sur magnético. El modo de localizarlo es observando la dirección de la sombra proyectada por una varilla vertical a las 12 horas o mediodía solar, que es cuando el sol está en su cenit o punto más alto de su trayectoria diaria[3]. La inclinación de los módulos se calcula con la finalidad de maximizar la captación anual de irradiación, en vez de maximizar la captación de energía durante la época de menor radiación, por la que se obtendría una curva de producción más homogénea a lo largo de todo el año.

Según estudios realizados en Cuba, para obtener el máximo de producción anual en una instalación con estructura fija, los paneles han de tener una inclinación según la ecuación 2.5:

$$\text{inclinación} = \text{latitud} + 10 \quad (2.5)$$

Pero como en este caso de estudio se instalarán los módulos amorfos sobre la cubierta del edificio, se configuró el PVsyst de la forma que se muestra en la figura 2.10. Nótese que el acimut es de 116 grados Sureste.

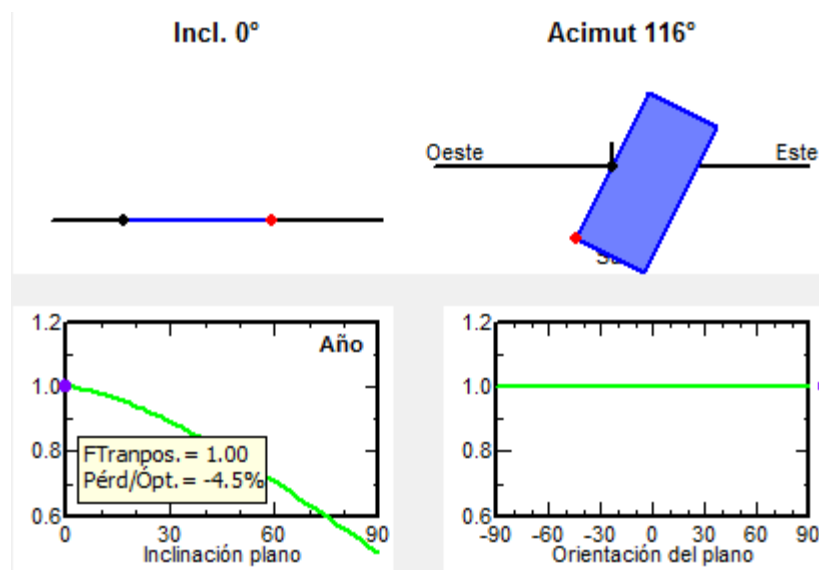


Figura 2.10. Acimut del Edificio Docente #2 y ángulo de inclinación de los módulos.

2.10 Dimensionado de los módulos fotovoltaicos

La disposición final elegida es la de la figura 2.11. El número de módulos fotovoltaicos a emplear es de 450 módulos ocupando una superficie de 908 m², con la recomendación del PVsyst de conectar 30 strings en paralelo de 15 módulos conectados en serie cada una.

Diseño del generador FV

N° de módulos y cadenas

Degrad. inicial % ? ?
Ver condiciones

Mód. en serie entre 14 y 15

N° de cadenas entre 29 y 30

Perdida sobrecarg: **0.0 %** ?

Relación Pnom **1.03** ?

N° módulos 450 Superficie 908 m²

Figura 2.11. Dimensionado final de los módulos amorfos.

2.10 Dimensionado del inversor

Las características fundamentales de funcionamiento a tener en cuenta de inversor son las siguientes.

- 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 2.12 se muestra el dimensionado del inversor seleccionado. Es del mismo modelo que comercializa RESIGUM en territorio nacional.

Selección del inversor

Disponibles actualmente 50 Hz 60 Hz

Santorno 430 - 760 V LF Tr 50/60 Hz SUNWAY TG 82 - 800V Since 2004

N° de inversores Tensión Funciona.: **430-760 V** Pglobal inversor **188 kWac**
Tensión máx de entrada: **880 V**

Figura 2.12 Dimensionado del inversor

2.11 Dimensionado del cableado

El dimensionado del cableado debe realizarse teniendo en cuenta los valores máximos admisibles de caída de tensión en cada parte de la instalación. El no considerar correctamente esta cuestión puede suponer importantes pérdidas de energía en el sistema y averías en los equipos[8].

Estas pérdidas óhmicas deben cumplir la más restrictiva de las dos condiciones siguientes:

1. Verificar las normas electrotécnicas de baja tensión
2. La pérdida de energía debe ser menor que una cantidad prefijada,

Su valor puede calcularse con las siguientes expresiones:

$$PPC = I_2 \cdot RC \quad (2.6)$$

$$RC = \rho \cdot \frac{L}{S} \quad (2.7)$$

Siendo:

PPC: potencia de pérdidas en los conductores (W)

I: corriente que circula por los conductores (A)

RC: resistencia óhmica de los conductores (Ω)

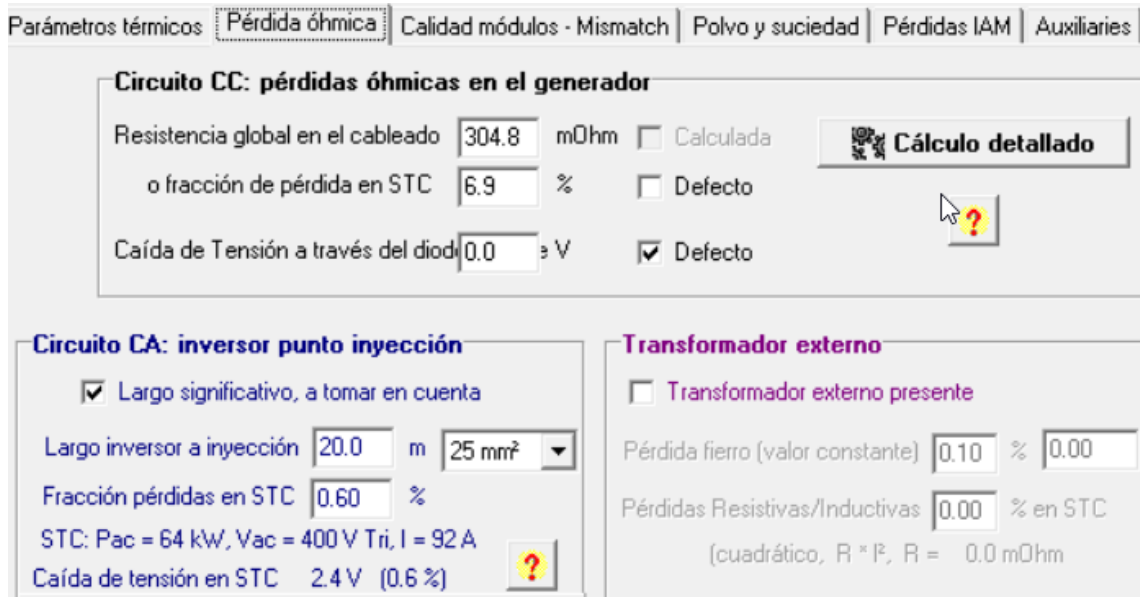
ρ : Resistividad del conductor ($\Omega \cdot mm^2 / m$)

L: longitud de los conductores (m)

S: sección de los conductores (mm^2)



En la figura 2.13 se muestra la configuración del cableado de corriente continua y alterna, nótese que la distancia a emplear es de 20 metros de largo, teniendo un largo significativo a tener en cuenta.



Parámetros térmicos | **Pérdida óhmica** | Calidad módulos - Mismatch | Polvo y suciedad | Pérdidas IAM | Auxiliares

Circuito CC: pérdidas óhmicas en el generador

Resistencia global en el cableado: mOhm Calculada

o fracción de pérdida en STC: % Defecto

Caída de Tensión a través del diodo: V Defecto

Circuito CA: inversor punto inyección

Largo significativo, a tomar en cuenta

Largo inversor a inyección: m

Fracción pérdidas en STC: %

STC: Pac = 64 kW, Vac = 400 V Tri, I = 92 A

Caída de tensión en STC: V (0.6 %)

Transformador externo

Transformador externo presente

Pérdida hierro (valor constante): %

Pérdidas Resistivas/Inductivas: % en STC
(cuadrático, $R \cdot I^2$, $R = 0.0$ mOhm)

Figura 2.13 Configuración del cableado,

2.11.1 PÉRDIDAS ASOCIADAS AL SISTEMA

Pérdidas por Sombra

Las pérdidas por suciedad para el sistema que se propone son de alrededor de un 2%, por ser Moa un municipio netamente industrial y principalmente productor de níquel más cobalto en minas de cielo abierto que durante su explotación expulsa a la atmósfera grandes cantidades de partículas que son trasladadas por los vientos haciendo que el ambiente en este lugar sea de alta contaminación impidiendo que el BIPV propuesto tenga un 100% de eficiencia por suciedad.

Pérdidas por incremento de la temperatura

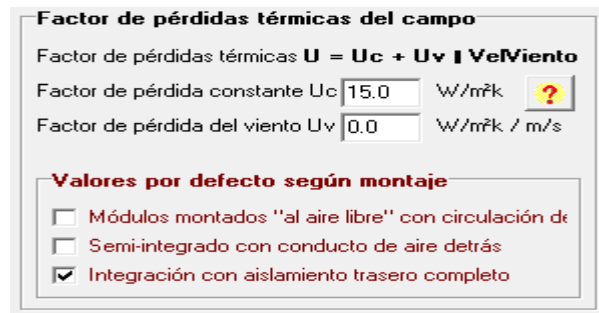
Normalmente esta es una información que indican los fabricantes en las características técnicas de sus módulos, en caso de no disponer de ella, para los cálculos prácticos, se



toma un coeficiente de pérdida de la potencia de salida del 0,6%/°C, para cada grado por encima de los 25 °C[3].

Para los cálculos prácticos, en el caso de que no se pueda calcular la temperatura del módulo, se toma una temperatura de trabajo como 20 °C por encima de la temperatura ambiente según bibliografías consultadas.

Un factor importante a tener en cuenta en esta instalación es que forma parte de un impermeabilizante y por ende, se ha configurado según la opción del PVsyst que indica integración con aislamiento trasero completo, como se muestra en la figura 2.14.



Factor de pérdidas térmicas del campo

Factor de pérdidas térmicas $U = U_c + U_v | V_e V_{viento}$

Factor de pérdida constante U_c 15.0 W/m²k

Factor de pérdida del viento U_v 0.0 W/m²k / m/s

Valores por defecto según montaje

- Módulos montados "al aire libre" con circulación de
- Semi-integrado con conducto de aire detrás
- Integración con aislamiento trasero completo

Figura 2.14. Definición del sistema fotovoltaico amorfo integrado a una cubierta.

Esta configuración es muy importante, ya que permita realizar la simulación lo más fiel posible a la realidad.

Pérdidas por otros efectos

Las pérdidas por otros efectos pueden ser, por ejemplo, las debidas a los elementos de protección y las caídas de tensión debidas a la interconexión de los módulos. Estos efectos vienen a representar un mínimo del 3% de pérdidas en el generador.

Pérdidas totales en el generador

Las pérdidas totales en el generador vendrán dadas por la ecuación 2.8:

$$P_{totales} = P_{so} \cdot P_{su} \cdot P_t \cdot P_n \cdot P_v \quad (2.8)$$

Dónde: P_{totales} son las pérdidas totales y los demás factores son los indicados con anterioridad.

2.12 Situación de sombras cercanas

La figura 2.15 muestra la configuración del escenario de la instalación de los módulos sobre el Edificio Docente # 2. En este caso, los árboles cercanos no sobrepasan el nivel de la azotea y ninguno los elementos en la cubierta (tanques y respiraderos) representan posibles pérdidas para los módulos FV[11, 12][11]. En el capítulo 3 se muestran las pérdidas provocadas por el borde de la azotea de este tipo de edificio GIRÓN.

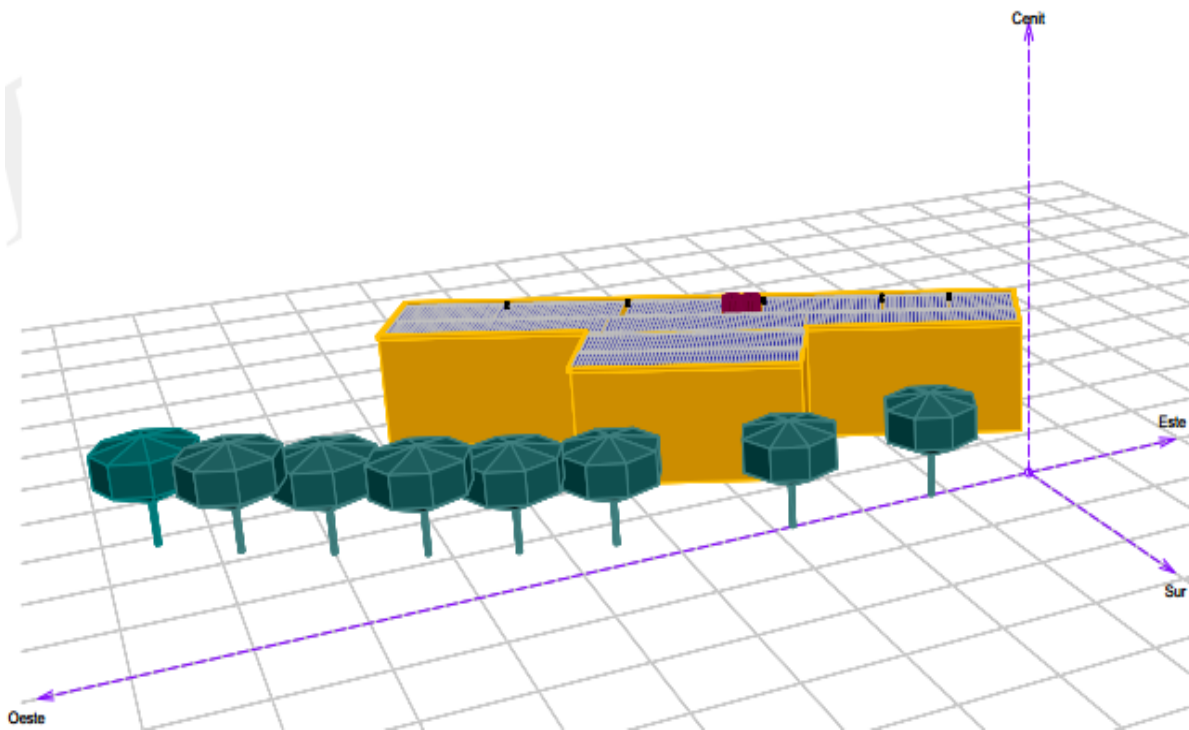


Figura 2.15. Escenario de la instalación y situación de sombras cercana.

2.13 Criterios de Selección del Acoplamiento

Las microrredes pueden funcionar conectadas a una red principal o en forma aislada. Cuando una microrred se encuentra conectada a la red, ésta es reconocida por la red como un consumo o una fuente de generación. Basándome en trabajos anteriores realizados en el área del Docente 1 [1], donde se hizo una sugerencia de la implementación de paneles fotovoltaicos (modelos DSM-250) y teniendo en cuenta que a demanda energética de las cargas de la Facultad Metalurgia-Electromecánica es mayor que la del Docente 1 y el área para la implementación de los paneles del Docente 1 es mayor que el del Docente 2, por lo que se pueden instalar un mayor número de ellos y así cubrir la demanda de dicho edificio se hace una sugerencia de un acoplamiento de CA [1].

Teniendo en consideración que el acoplamiento de una microrred de CA es menos costoso en términos económicos ya que se requiere un menor tamaño de convertidor AC-DC, para manejar los flujos de energía entre la red de suministro eléctrico y la red de corriente continua, esto se puede visualizar en la siguiente figura 2.16 [13].

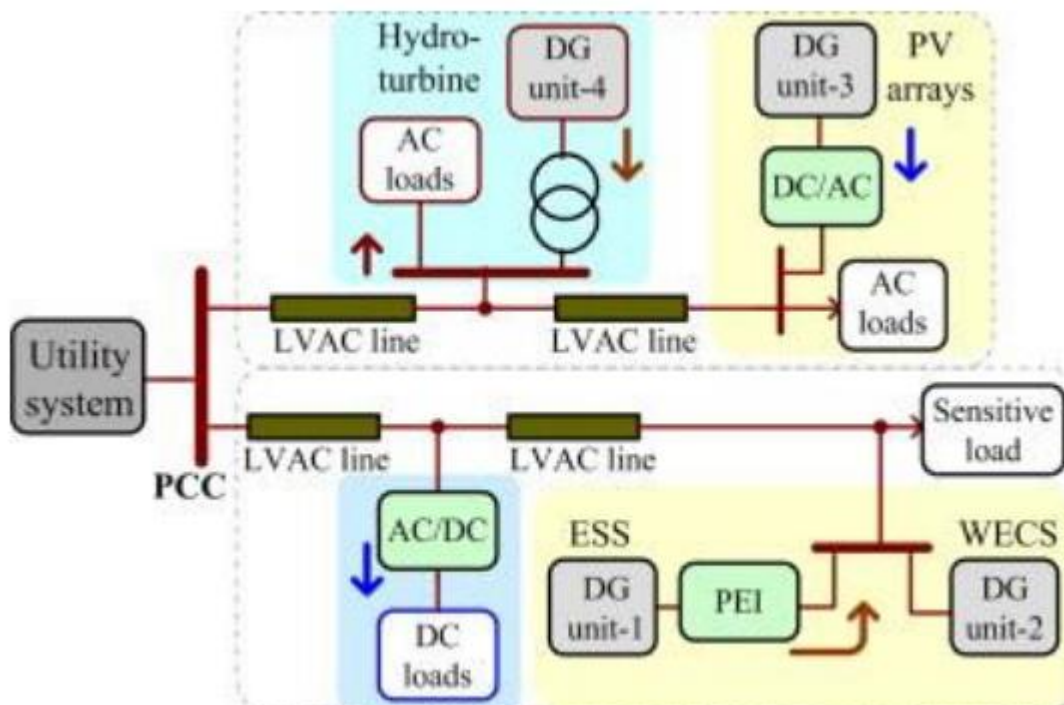


Figura 2.16. Esquema de una microrred de CA.



Cómo funciona el acoplamiento de CA:

El acoplamiento de CA es el proceso de atar en un inversor / cargador basado en batería adicional fuera de la red. El inversor / cargador funciona junto con su cadena de rejilla existente o micro-inversores, manteniendo el sistema funcionando durante un corte de energía. En los sistemas acoplados a CA el punto de conexión está en el lado de la CA. En este tipo de sistema, el inversor atado a la red es responsable de gestionar el potencial de cosecha de la red a través del punto de potencia máximo (MPPT), así como la salida de la energía solar recolectada (observe que algunos sistemas emplean optimizadores DC que son responsables de MPPT). La salida del inversor atado a la red está conectada a las cargas AC del sitio. En la mayoría de los casos, las cargas de CA del sitio se separan en cargas AC normales y cargas críticas de CA. Las cargas críticas de CA son aquellas que se activarán cuando se pierda energía de la red pública. La parte de respaldo de un sistema acoplado a CA proviene del banco de baterías y de un inversor basado en baterías que toma el relevo de la red durante la pérdida de la red. Cuando la utilidad se desconecta, la energía solar recolectada fluye primero a cargas críticas de CA a través del inversor atado a la red y luego al banco de baterías a través del inversor basado en baterías.

En la figura 2.16 se muestra un modelo de acoplamiento sencillo entre la Facultad Metalurgia-Electromecánica y el Docente 1.



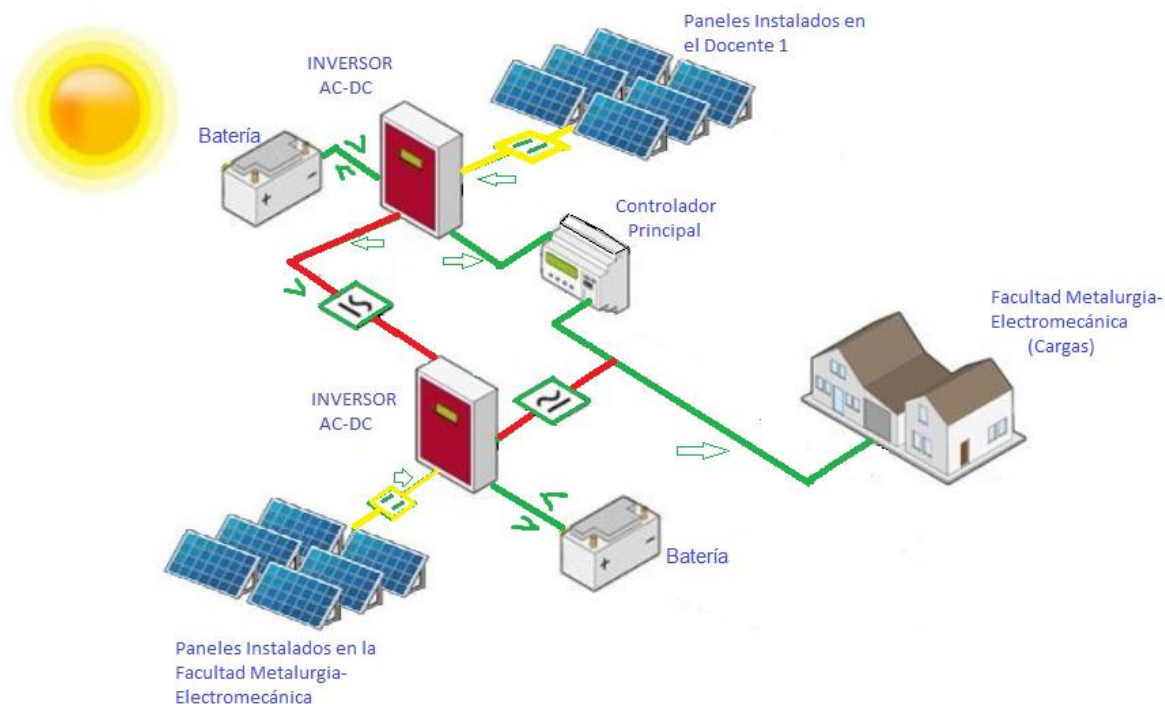


Figura 2.16 Estructura básica del acoplamiento AC de la Facultad Metalurgia-Electromecánica y el Docente 1.

2.14 Propuestas de Baterías

Un tema de crucial importancia en la operación de las microrredes es el almacenamiento de energía, ya que permite compensar los desbalances entre la generación y el consumo, posibilitando una adecuada calidad de suministro. Sin embargo, no existe la tecnología de almacenamiento perfecta y todas tienen sus limitaciones en cuanto a densidad de potencia/energía, tiempo de respuesta/tiempo de autonomía, coste económico y ciclo de vida[14].

Para este trabajo se proponen las Baterías de Ácido Plomo. Se trata de la tecnología más antigua dentro de las utilizadas en la actualidad y por lo tanto es el tipo de batería más utilizado actualmente en el mercado. Su ciclo de vida oscila entre 1500 y 2000(carga y descarga), alcanzando rendimientos desde un 80 hasta un 85%. Una de sus desventajas es su dependencia respecto a la temperatura por lo que requiere un mantenimiento periódico para reparación y recarga de los electrolitos, también son

elementos pesados y difíciles de transportar, en función de la aplicación de uso de estas baterías se distinguen distintos tipos, las de Shallow-Cycle o de ciclo corto, con ciclos cortos y mayor potencia instantánea para aplicaciones más de automovilismo, y las Deep-Cycle o de ciclo lento, diseñadas para ciclos más continuos de carga y descarga de forma más lenta.

Este tipo de baterías son producidas en la **Empresa de acumuladores XX Aniversario**. Ubicada en [Manzanillo](#), Cuba, fundada el [2 de diciembre](#) de [1978](#), es una planta con más de 30 años de experiencia en la fabricación de baterías de [plomo](#) ácido.

Las baterías manzanilleras gozan de excelente calidad a raíz de mejoras realizadas en el proceso productivo y el uso de plomo antimonial como elemento básico, ello da la posibilidad de producirlas con categoría de bajo mantenimiento, elemento sumamente económico para los usuarios.

Su mercado está expandiéndose con la atención a dos tipos de clientes: los financiados por cuenta única del Estado, incluidos los grupos electrógenos, la zafra azucarera y otra serie de compradores cuyas necesidades son sufragadas por fondos propios y ya sientan las bases a mediano y largo plazos para la exportación.



Conclusiones del capítulo

En este capítulo se explica el método de dimensionado con el programa PVsyst, este método de dimensionado tiene un objetivo, diseñar el sistema con la mayor fiabilidad y el menor coste, modificando los valores de tamaño del generador fotovoltaico y del acumulador. También se presenta el tipo de acoplamiento a utilizar y su estructura básica para cumplir con la demanda de la Facultad Metalurgia-Electromecánica del ISMM.



CAPÍTULO III. RESULTADOS Y VALORACIÓN ECONÓMICA

Introducción

La electricidad es la principal fuente de energía para la realización de la inmensa mayoría de las actividades productivas, económicas, administrativas y de servicios. A lo largo de los años, el precio del combustible ha aumentado considerablemente; Por lo que una disminución en el consumo de combustible del tipo que sea sin lugar a dudas debe reportar un ahorro significativo para el país. La alta demanda mundial en energía ha dañado el medio ambiente. Las emisiones producidas por los combustibles han afectados la calidad del aire y por consecuencia de la salud humana. Por lo tanto es importante que la finalidad de este trabajo aporte al desarrollo socio económico y medio ambiental. En este capítulo se analizan el impacto económico y medio ambiental del sistema fotovoltaico propuesto[3].

3.1 Comportamiento eléctrico de las cargas del Docente #2

Para tener una idea del comportamiento de las cargas en el Edificio Docente #2 se procedió a realizar mediciones durante un día completo. Para ello se empleó el analizador de redes Power Q Plus. Estas permitieron conocer en qué medida se puede satisfacer la demanda de la potencia instalada.

Analizador de redes Power Q Plus

El analizador de redes Power Q Plus (Ver figura 3.1) es un instrumento de multifunción portátil para el análisis de la calidad de la energía y las mediciones de eficiencia energética, fue utilizado para realizar mediciones en los diferentes paneles principalmente en el panel principal con intervalos de 15 min. Este instrumento es capaz de medir tensión, corriente, frecuencia, potencia activa (P), potencia reactiva (Q), potencia aparente (S), energía (E). Además grafica todas estas magnitudes y muestra el diagrama de fases[8]. El mismo posee las siguientes características:

- 4 canales de tensión con una amplia escala de medición: 0 ÷ 1000 Vrms, CAT III/1000V.
- 4 canales de tensión con posibilidad de reconocimiento automático de pinzas y selección de escala “en el instrumento”.
- Conformidad con la normativa de calidad de la energía IEC 61000-4-30 Clase S.



- Perfil del registrador predefinido para inspecciones según la norma EN 50160.
- Mediciones de potencia conforme a las normas IEC 61557-12 e IEEE 1448.
- 8 canales simultáneos - conversión AD de 16 bit para obtener unas mediciones de potencia precisas (error mínimo de variación de fase).
- Registrador potente y fácil de utilizar con 8MB de memoria y posibilidad para registrar 524 firmas de calidad de energía diferente.
- Medición y registro de interarmónicos y señalización de red.



Figura 3.1. Analizador de redes Power

Las mediciones se han realizado de manera que se puede representar considerablemente el comportamiento del consumo de energía de dicha instalación considerando variados horarios tanto laborables o no. Los equipos de medida se han instalado en un primer tiempo de medición durante un día completo de 6:00 AM – 11:00 PM en el registro del edificio. Se establece este horario teniendo en cuenta que siendo una instalación docente, fuera de este rango de tiempo el consumo es mínimo y se mantiene estable. En las figuras 3.2 y 3.3 se muestra el consumo de energía eléctrica en el Docente #2 y el comportamiento de la potencia de dicha instalación respectivamente.

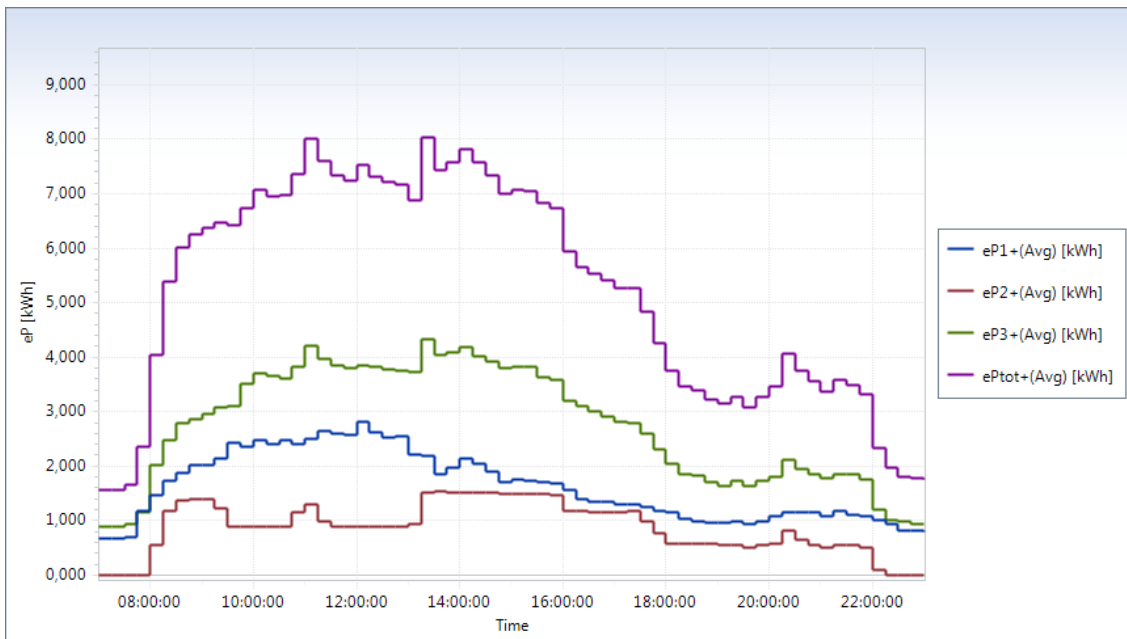


Figura 3.2. Consumo de energía eléctrica en el Docente #2.

La figura 3.2 es una representación de las mediciones de energía realizadas en el panel correspondiente a la Facultad de Metalurgia Electromecánica donde se puede apreciar las variaciones que ocurren por cada fase y en general, en el horario comprendido entre las 09:00 y las 16:00 son registrados los mayores consumos con dos picos en a las 11:00 y las 13:30 respectivamente, luego de las 17:00 horas el consumo de energía descende a causa de la culminación del horario docente. Seguidamente entre las 19:00 y 22:00 se representa otro ascenso de consumo a causa de la conexión de los laboratorios de computación. Posteriormente a las 23:00 el consumo descende a su punto mínimo manteniéndose estable en el transcurso de la madrugada.

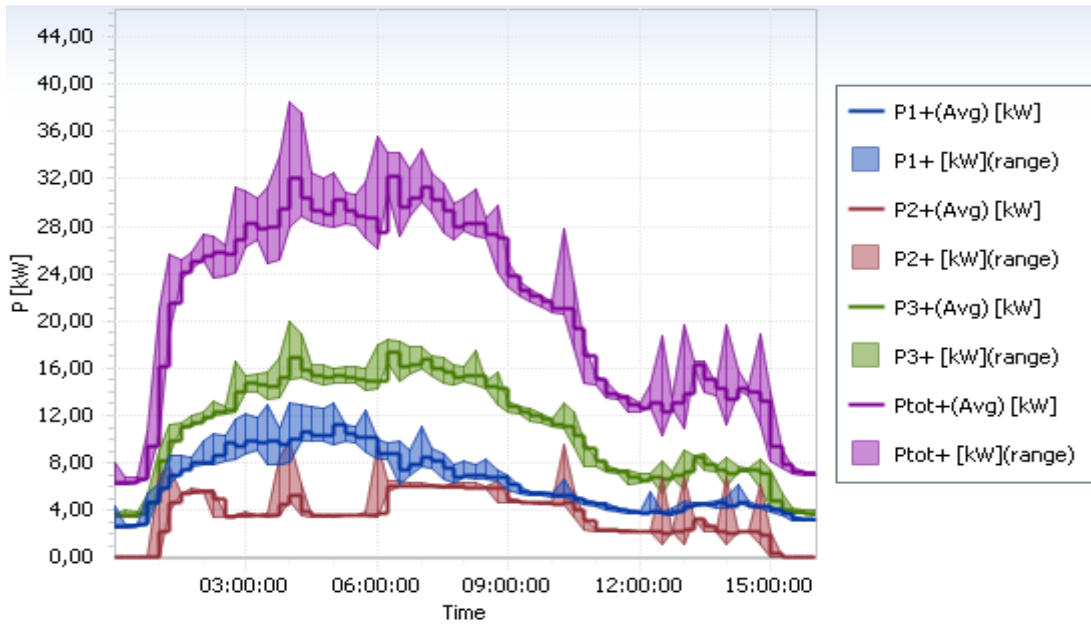


Figura 3.3. Comportamiento de la potencia en el Docente #2.

3.3 Dimensionado final del sistema BIPV

La figura 3.1 muestra el esquema en bloques simplificado del BIPV simulado. Como es un sistema fotovoltaico conectado directamente a la red del ISMM, está formado por las tres partes fundamentales: el arreglo de módulos FV, el sistema electrónico de potencia (inversor) y la carga del usuario final conecta a la red.

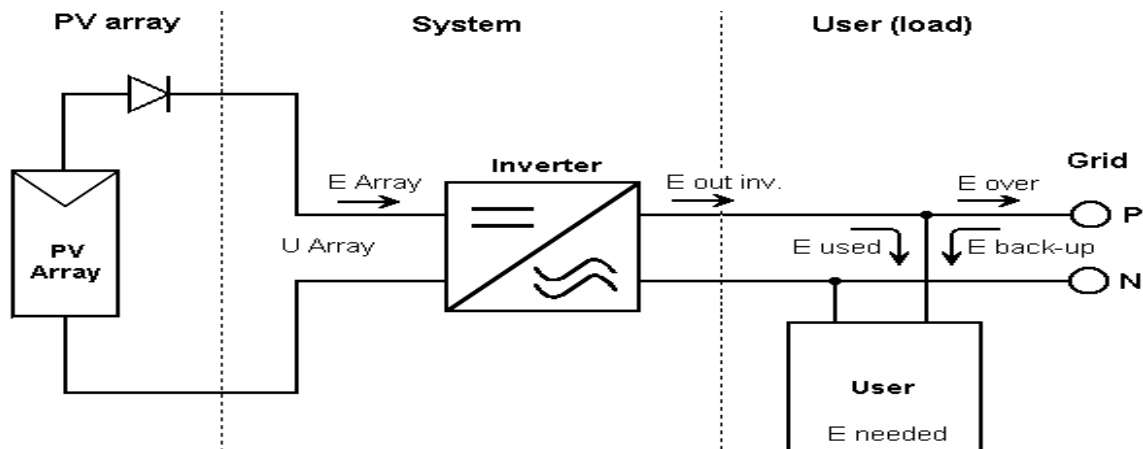


Figura 3.4. Esquema simplificado del sistema BIPV.

La tabla 3.2 muestra un resumen del dimensionado del sistema FV. El inversor es de SATERNO modelo Sunway TG.82, con potencia nominal de 62.7 kW, voltaje en el rango de 430-760 V a 50/60 Hz y su rendimiento es de 93,1 %.

Tabla 3.2. Resumen del dimensionado del sistema.

No. de módulos	450
No. de cadenas	30
Módulos en serie	15
Superficie de los módulos	908 m ²
No. de inversores	1
Potencia máxima FV (DC)	65.3 kW
Potencia nominal (AC)	62.7 kW

3.4 Curvas características de I-V de los módulos amorfos

Realizando las correcciones pertinentes mencionadas en el capítulo anterior, se logró obtener de forma correcta las curvas características de I-V mostradas en la figura 3.5. De esta forma se garantiza la correcta respuesta ante la influencia de la irradiancia y la temperatura.

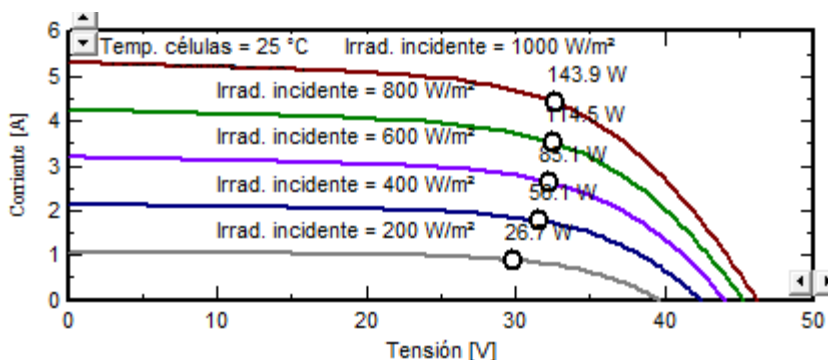


Figura 3.5. Curvas características I-V del módulo RESIGUM SOLAR EPV 144S.



La respuesta adecuada ante las variables climatológicas como son la irradiancia y la temperatura son de gran importancia, ya que este tipo de módulo amorfo no posee la misma eficiencia que los de otras tecnologías, sin embargo absorbe la luz hasta 40 veces más eficientemente que el silicio cristalino, con lo que una lámina de micra puede absorber el 90 % de total de la energía aprovechable. Esta es una de las principales ventajas de este material, que supone una reducción de los costes de fabricación. En este apartado se logró simular las curvas eficientemente.

3.5 Pérdidas por sombreado

La figura 3.3 muestra que las pérdidas por efecto del sombreado ocurren hasta las 10:00 a.m. y después de las 3:00 p.m. La evolución local de las trayectorias solares diarias permite afirmar que las pérdidas por sombras sean mayores en invierno, pero de forma general son muy pequeñas durante todo el año.

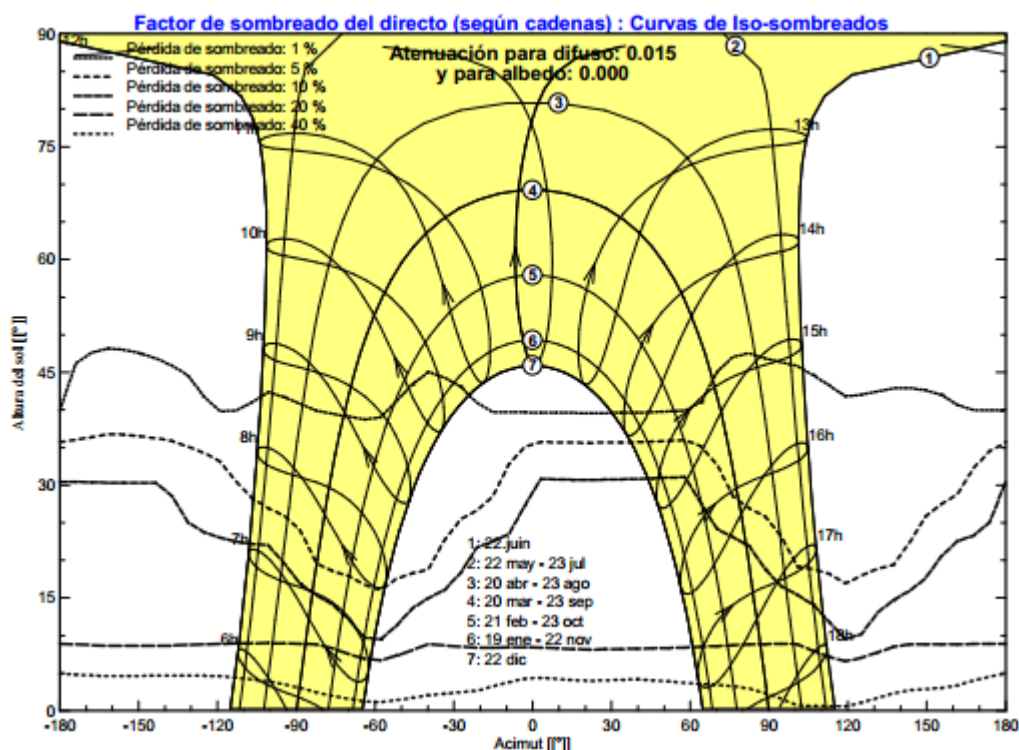


Figura 3.6. Factor de sombras del BIPV.

Estas pérdidas están asociadas fundamentalmente a los bordes del edificio y a los obstáculos presentes sobre la cubierta, como son los tanques y tuberías que sobresalen de la azotea.

3.6 Comportamiento energético del sistema

La simulación genera información del comportamiento del sistema, en función de los datos que se han introducido anteriormente. Estos van desde la presentación de los datos meteorológicos o los de consumo, hasta balances energéticos, tensiones y corrientes de los distintos componentes.

Posiblemente, las gráficas más interesantes son las que se muestran en las figuras 3.7 y 3.8. En ellas se reflejan las pérdidas en el generador (franja morada), las pérdidas en el inversor (franja verde) y la energía entregada a las cargas (franja roja).

Las pérdidas de los módulos FV representan el 19,7 % (0,99 kWh/kWp/día), mientras que la del sistema electrónico de potencia representa el 4,3 % (0,22 kWh/kWp/día), para una producción de energía útil Y_F de 76 % (3,8 kWh/kWp/día).

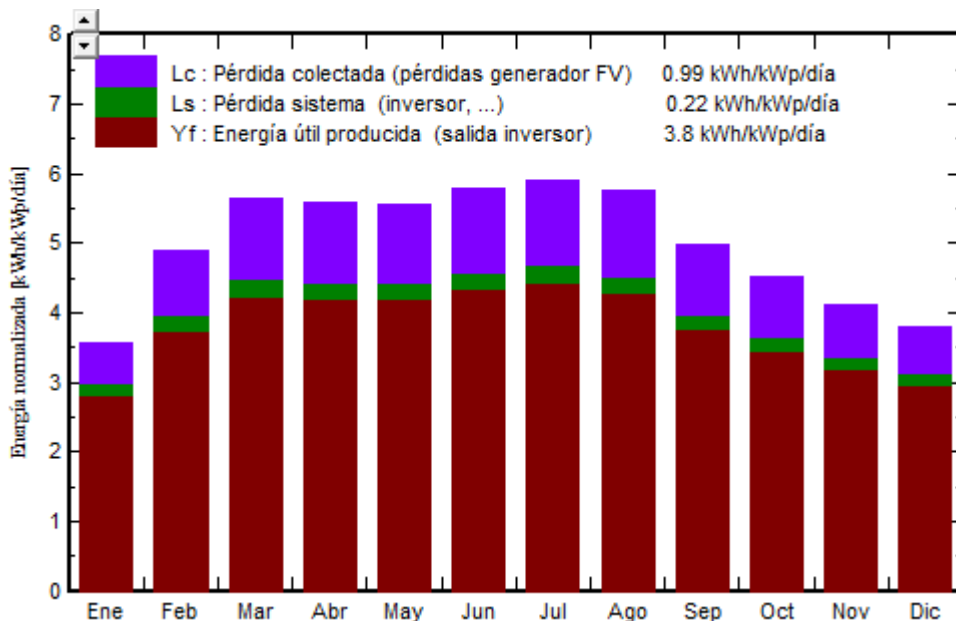


Figura 3.7. Producción de energía por kWp instalado.



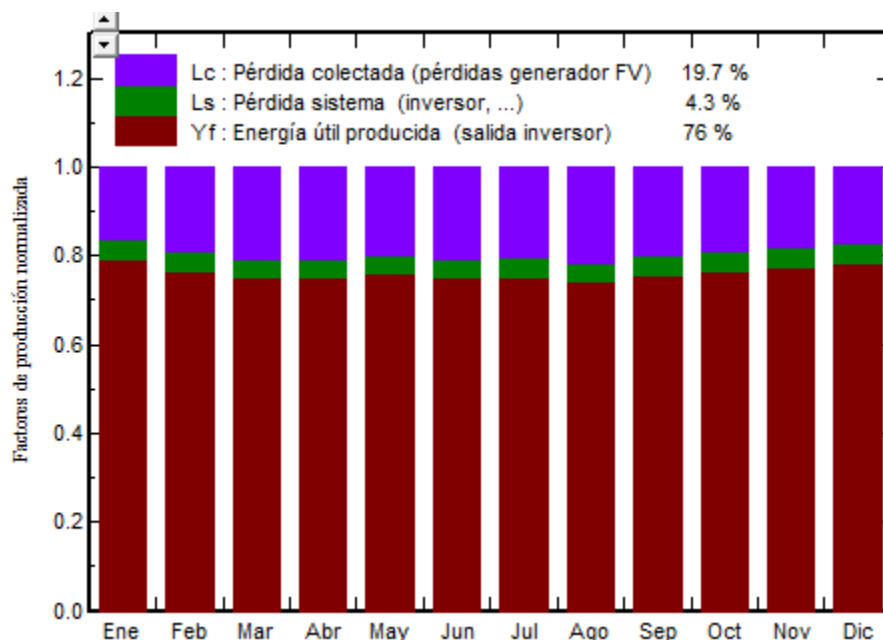


Figura 3.8. Producciones normalizadas (por kWp instalado).

La tabla 3.3 muestra los parámetros característicos normalizados del sistema. El índice de producción de referencia medio diario Y_R obtenido para todo el año es de 5,01 kWh/m², en total concordancia con estudios previos realizados en Cuba. El índice de producción Y_A medio diario de los módulos FV es de 4,02 kWh/kWp, mientras que el promedio diario del índice de producción final Y_F es de 3,80 kWh/kWp para todo el año.

Tabla 3.3. Coeficientes normalizados de Rendimiento.

	Y_r kWh/m ² .día	L_c	Y_a kWh/kWp/d	L_s	Y_f kWh/kWp/d	L_{cr}	L_{sr}	PR
Enero	3.58	0.580	3.00	0.167	2.83	0.162	0.047	0.791
Febrero	4.90	0.937	3.96	0.209	3.75	0.191	0.043	0.766
Marzo	5.64	1.161	4.48	0.244	4.24	0.206	0.043	0.751
Abril	5.59	1.166	4.43	0.235	4.19	0.208	0.042	0.749
Mayo	5.54	1.101	4.44	0.237	4.21	0.199	0.043	0.759
Junio	5.78	1.195	4.59	0.253	4.34	0.207	0.044	0.750
Julio	5.90	1.212	4.69	0.250	4.44	0.205	0.042	0.752
Agosto	5.76	1.242	4.52	0.238	4.28	0.216	0.041	0.743
Septiembre	4.97	0.989	3.98	0.216	3.76	0.199	0.043	0.757
Octubre	4.51	0.860	3.65	0.200	3.45	0.191	0.044	0.765
Noviembre	4.10	0.737	3.37	0.186	3.18	0.180	0.045	0.775
Diciembre	3.79	0.651	3.14	0.168	2.97	0.172	0.044	0.784
Año	5.01	0.986	4.02	0.217	3.80	0.197	0.043	0.760



Leyenda:

Yr: energía Incidente de referencia en plano receptor (kWh/m².día)

Lc: pérdidas generador normalizado

Ya: producción generador normalizado (kWh/kWp/día)

Ls: pérdidas sistema normalizado

Yf: producción sistema normalizado (kWh/kWp/día)

Lcr: relación pérdida generador/Energía incidente

Lsr: relación pérdida sistema/Energía incidente

PR: factor de rendimiento

En la tabla 3.4 se resumen los balances y resultados principales. El valor más alto de irradiación corresponde al mes de julio con un acumulado de 183 kWh/m² produciendo 8923 kWh y el valor más discreto corresponde al mes de enero con 110,9 kWh/m² generándose solamente 5682kWh. La irradiación anual es de 1827,1 kWh/m² con una producción de energía eléctrica inyectada a la red de 89942 kWh.

Figura 3.4. Balances y principales resultados.

	GlobHor kWh/m ²	T Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	EffArrR %	EffSysR %
Enero	110.9	24.00	110.9	102.8	6018	5682	5.98	5.64
Febrero	137.1	24.30	137.1	128.0	7183	6803	5.77	5.46
Marzo	174.8	25.20	174.8	164.1	8998	8508	5.67	5.36
Abril	167.8	25.90	167.8	157.6	8605	8147	5.65	5.35
Mayo	171.9	27.00	171.9	161.3	8924	8449	5.72	5.41
Junio	173.5	27.90	173.5	163.2	8920	8428	5.66	5.35
Julio	183.0	28.40	183.0	172.2	9426	8923	5.67	5.37
Agosto	178.6	28.40	178.6	168.1	9075	8597	5.60	5.30
Septiembre	149.0	27.80	149.0	139.7	7735	7315	5.71	5.40
Octubre	139.9	27.00	139.9	130.5	7336	6934	5.77	5.46
Noviembre	123.1	25.90	123.1	114.5	6546	6184	5.85	5.53
Diciembre	117.6	24.80	117.6	108.9	6310	5973	5.91	5.59
Año	1827.1	26.40	1827.1	1711.0	95077	89942	5.73	5.42



Leyenda:

GlobHor: irradiación global Horizontal

T Amb: temperatura ambiente

GlobInc: irradiación global incidente sobre el plano receptor

GlobEff: irradiación global efectivo, corrección para *IAM* y sombreados

EArray: energía efectiva en la salida del generador

E_Grid: energía reinyectada en la red

EffArrR: eficiencia a la salida de los módulos

EffSysR: eficiencia a la salida del sistema

Nótese que la eficiencia de los módulos FV bajo el efecto de la radiación incidente, se mantiene en el rango del 6 al 7 %, con un promedio anual de 6,08%. Los resultados de la tabla 4 permiten establecer perfiles mensuales sobre la planificación del consumo de energía del Edificio Docente #2, pudiéndose extrapolar a las demás áreas administrativas.

3.7 Diagrama de pérdidas generales

La figura 3.9 muestra el diagrama de pérdidas como resultado de la simulación del BIPV. Esta figura es muy importante, puesto que presenta los distintos porcentajes de pérdidas del sistema. Analizándolo, se puede optimizar el sistema para que dichas pérdidas sean mínimas.



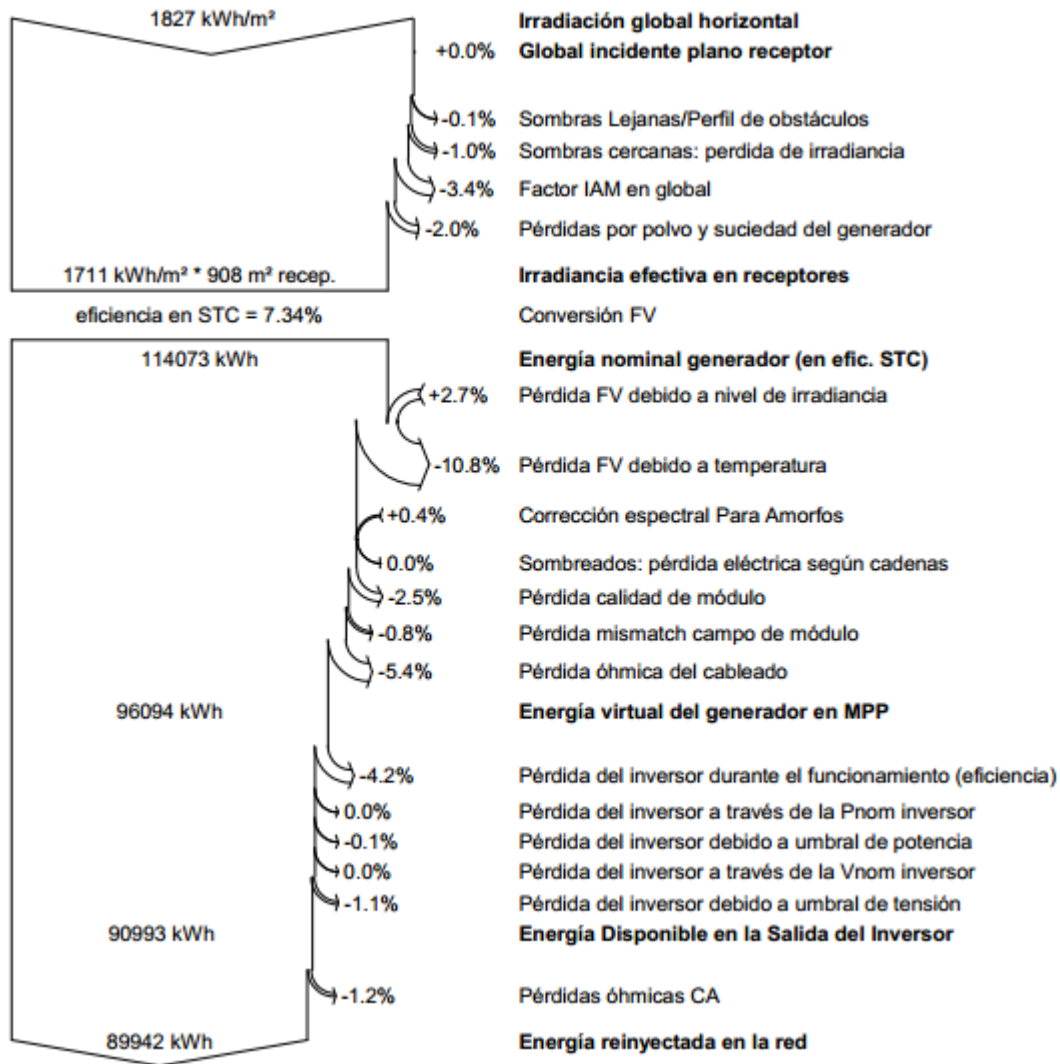


Figura 3.9. Diagrama de pérdidas del sistema BIPV.

Se representan de arriba hacia abajo: las pérdidas ópticas de los colectores solares de 6,5 %, las pérdidas del generador FV de 16,4 % y finalmente las pérdidas en el inversor 6,6 %. La suma total de las pérdidas asociadas es de un 29,7 %. Las pérdidas por temperatura de un 10,8 % de las tiras FV se deben a que están integrados totalmente a un sistema impermeabilizante, por lo que no existe circulación de aire por su parte trasera, aumentándose significativamente su temperatura de operación.

Los resultados del PVsyst muestran que la irradiación global sobre el plano horizontal recibida durante un año para la localidad de Moa es de 1827 kWh/m², en total



correspondencia con el valor promedio anual para el territorio nacional. Como los módulos amorfos se depositan directamente sobre los impermeabilizantes, no existe ganancia de irradiación sobre el plano receptor, ya que no poseen el ángulo de inclinación recomendado para Cuba de 30°, como sucede con los módulos convencionales. Nótese que la eficiencia en *STC* para esta tecnología fotovoltaica a base de Si-a es de un 7,34 %, acorde a los estándares mundiales.

A la irradiación global sobre el plano horizontal se le resta el 4,4 % debido al efecto de Modificador del Ángulo de Incidencia o *Incidence Angle Modifier (IAM)* y un 2 % producto al efecto de la suciedad y el polvo, obteniéndose un valor efectivo de 1720 kWh/m² anual.

Finalmente, la energía entregada a la red es de 89942 kWh.año, lo que equivale al consumo de un mes y medio del ISMMM y, además, representa el 12,97 % (692,99 MW) del plan anual.

Este centro universitario tiene aproximadamente 4904 m² de cubiertas en áreas administrativas, de las cuales son aprovechables el 90 % (4413,6 m²), lo que significa que si se aprovechan estos espacios se pueden instalar mediante esta tecnología unos 315,257 kWp.

3.8 Seguridad y protecciones

Se debe proteger tanto a los equipos como a las personas que van a hacer uso de la instalación o rea.

Medidas de protección del generador fotovoltaico

Al ser la tensión máxima alcanzable por el generador FV inferior a 75 V, no hace falta ninguna medida de protección especial, sólo poner a tierra los marcos de los módulos.



Medidas de protección de las baterías

Se tiene que tener especial cuidado en la renovación del aire, al ser las baterías de plomo. Se recomienda guardar las baterías en un local climatizado y que tenga buena climatización.

Al ser la tensión de las baterías inferior a 75 V, se podrán instalar el regulador y el inversor en la misma sala que éstas.

Medidas de protección del inversor

A la salida del inversor se debe instalar un interruptor magnetotérmico y un diferencial por cada circuito.

3.9 Valoración técnico-económica

El análisis de costos constituye una parte importante del diseño de los SFV y no puede abordarse sólo en base al costo inicial de la instalación, el cual, generalmente es superior al de otras alternativas. A pesar de esto, ellos pueden resultar económicamente ventajosos a lo largo de toda su vida útil pues, como se verá más adelante, el costo de operación y mantenimiento es relativamente muy pequeño. Además esta instalación significaría una reducción de potencia activa y energía generada la cual se traduce en un ahorro de combustible que se refleja en la liberación de capacidad en plantas y redes. Para efectuar esta evaluación económica se utiliza el criterio del Valor Actual Neto (VAN) y se rectifica con el método de la Tasa Interna de Retorno (TIR) y la relación Beneficio-Costo (B/C).

Cálculo de acuerdo a la energía generada

De acuerdo a que este es un sistema productor de energía eléctrica mediante el efecto solar, o sea es una fuente de energía renovable este cálculo se puede dirigir hacia el ahorro de energía producida. Ya que en caso de que este medio se ponga en marcha no sería necesario la producción del consumo que este es capaz de generar.

Dada la simulación este sistema es capaz de entregar 89942 kWh/año, mediante este resultado se puede calcular el importe en pesos convertibles que ahorraría este medio



en caso de que la energía fuese comprada al SEN (Sistema Electroenergético Nacional).

89942kWh/año*0,223(tarifa eléctrica)= **20057,066 CUC año**

Cálculo del costo de inversión y el costo salarial

Costo de inversión

Este costo viene dado por el equipamiento a utilizar, la cantidad de estos y el precio de cada uno. En la tabla 3.4 se muestra la relación de los mismos según la cantidad y los precios.

Tabla 3.4. Relación de materiales y equipamientos.

Materiales	Cantidad	Costo en CUC
Inversor SUNWAY TG	1	1896,18
Módulos fotovoltaicos	450	83421
Conductores	50m	150
	Costo total	85467,18

Cálculo del costo salarial

$$Cs = S_{b/h} \cdot h \quad (3.1)$$

$$S_{b/h} = \frac{S_b}{570,6} \quad (3.2)$$

Donde:

Cs-Costo salarial en (\$)

h -Horas de trabajo en (h)

$S_{b/h}$ -Salario del trabajador por hora de trabajo en (\$/h)

S_b -Salario del trabajador en tres meses en (\$)

570,6- Horas de trabajo en tres meses en (h)

La tabla 3.5 muestra los valores de los costos salariales de los obreros vinculados al proceso de puesta en marcha del variador y la red neuronal, todo esto en el período de tres meses.



Tabla 3.5. Costos de los salarios de los trabajadores.

Especialidad	cantidad	horas de trabajo (h)	Salario por hora(\$)	Valor en pesos
Ingeniero	1	570,6	1,92	1095,552
Técnico (A)	1	570,6	1,52	867,312
Obreros	5	570,6	1,42	4051,26
-	-	-	Costo total	6014,124

$$C_{INV} = \left(\frac{C_{Stotal}}{25} \right) + C_{Totalcompra} \quad (3.3)$$

$$C_{INV} = \left(\frac{6014,124}{25} \right) + 85467,18 = 85707,74 \text{ CUC}$$

Donde:

C_{inv} : Costo de inversión

C_{Stotal} : Costo de salario total

$C_{Totalcompra}$: Costo total de la compra

Tiempo de recuperación de la inversión.

El tiempo de recuperación (T) del capital invertido es uno de los indicadores que representa los beneficios obtenidos, entre menor sea ese tiempo mayores son las ganancias adquiridas; esto se determina mediante la ecuación siguiente:

$$T_a = \frac{\text{Inversión}}{\text{Ahorro}} \quad (3.4)$$

Donde:

T_a : Tiempo de amortización de la inversión (años)

Inversión: inversión total del proyecto.

Ahorro: ahorro generado de acuerdo a la generación producida por el módulo

$$T_A = \frac{85707,84 \text{ CUC}}{20057,066 \text{ CUC}} = 4,27 \text{ Años}$$

3.9.1 VALOR ACTUAL NETO (VAN)

El método del Valor Actual Neto (VAN) se basa en evaluar los proyectos de inversión de capital mediante la obtención del valor presente de los flujos netos en el futuro, descontados al costo del capital de la empresa o la tasa de rendimiento requerido. Este será calculado en un período de 7 años debido a la vida útil del módulo empleado.



$$VAN = -P + \left(\frac{FNE}{(1+i)^1} \right) + \left(\frac{FNE}{(1+i)^2} \right) + \left(\frac{FNE}{(1+i)^3} \right) + \left(\frac{FNE}{(1+i)^4} \right) + \left(\frac{FNE}{(1+i)^5} \right) + \left(\frac{FNE}{(1+i)^6} \right) + \left(\frac{FNE}{(1+i)^7} \right) \quad (3.5)$$

Donde:

FNE: Flujo Neto de caja----ahorro de la inversión

P: Desembolso inicial.

$$VAN = 16898,14CUC$$

Este indicador muestra cuánto mayor (o menor) son los ingresos equivalentes de un flujo de caja que los egresos equivalentes de dicho flujo de caja. Por lo que se deduce que si el $VAN > 0$ los ingresos son mayores que los egresos y se obtienen ganancias, si el $VAN < 0$, los ingresos son menores que los egresos y se incurren en pérdidas económicas, y si el $VAN = 0$, los ingresos son iguales a los egresos (no hay ganancias ni pérdidas). Por tanto a mayor VAN, la rentabilidad del proyecto es más atractiva.

Relación Beneficio-Costo (B/C)

La relación Beneficio-Costo (B/C) es el cociente entre el valor presente de los beneficios o ingresos de un proyecto y el valor presente de los costos o egresos del mismo. Los costos se consideran con signo positivo, pues el objetivo de este indicador es evaluar en valor presente, la proporción en que los beneficios superan a los costos, o son superados por los costos del proyecto. Un proyecto es rentable cuando su relación B/C es mayor que la unidad. El índice B/C tiene una relación directa con el VAN, por lo que el uso de estos valores proporciona los mismos resultados acerca de la decisión sobre la rentabilidad del proyecto. Sin embargo, la utilización del índice analizado facilita visualizar la productividad de la inversión realizada.

La expresión de cálculo es:

$$\frac{B}{C} = 1 + \frac{VAN}{I} \quad (3.6)$$

Dónde: I es el costo inicial de proyecto.

$$\frac{B}{C} = 1 + \frac{16898,14CUC}{85707,84CUC} = 1,197$$

3.10 Resultado económico de la propuesta



Es necesario tener en cuenta la rentabilidad de la propuesta que representa una ganancia de la inversión. Estos resultados muestran la posibilidad o riesgos en la inversión donde se contempla la posibilidad de pago de los costos con los beneficios y con una donación anual igual al pago del préstamo anual.

Fondos absorbidos

La inversión se realiza en el año cero y en el vigésimo año se efectuará la reposición de los paneles fotovoltaicos pues a partir de este tiempo la entrega de energía va siendo menor.

3.11 Ahorro de combustible

A continuación se calcula cuanta energía se ahorra en un año, utilizando la energía fotovoltaica de la instalación diseñada con respecto al consumo que actualmente existe en estas edificaciones alimentándolas del SEN. Teniendo en cuenta que el comportamiento de la demanda en las edificaciones es prácticamente constante y que el tiempo de uso diario es de 8 h aproximadamente se determina cuánto equivale este ahorro de energía, en combustible dejado de consumir y pesos ahorrados al país por este concepto. El consumo anual de energía de dicha instalación se calcula mediante la siguiente expresión:

$$E = P \cdot T \cdot 365 \quad (3.7)$$

Donde:

P: Potencia del sistema (kW).

T: Tiempo de radiación máxima (h)

$$E = 89942 \text{ kWh}$$

Cálculo del ahorro de combustible

Luego de haber obtenido los resultados propuestos, se estima que los paneles fotovoltaicos producirán una energía:

Anual Total: 89942 kWh

Se tiene que:



Ca-Costo del combustible ahorrado en un año.

$$C_a = C_c \cdot E(\text{año}) \quad (3.8)$$

Cc - Costo promedio del combustible, (Cc= 231,00 CUC/T)

Sustituyendo en la ecuación 3.8 se obtiene que:

$$C_a = 231,00 \text{ CUC/T} \cdot 89,942 \text{ MWh/año}$$

$$C_a = 20776,602 \text{ CUC/año}$$

3.11.1 PROCEDIMIENTO DEL CÁLCULO ECONÓMICO

Como horizonte temporal de la inversión se considera 25 años, pues es el tiempo de duración de las celdas fotovoltaicas.

3.12 Efecto medioambiental

Uno de los impactos más importantes a la hora de realizar un proyecto es su consecuencia sobre el medio ambiente, sea positivo o negativo, este resulta en medidas que se deben seguir analizando, para eliminar las condiciones indeseables. Aun cuando en el mundo se estudian varias opciones para la explotación de energías alternativas, el consumo de combustible en las Centrales Termoeléctricas no es nada despreciable encontrándose en un tercio del combustible fósil que actualmente se extrae de la corteza terrestre. La emisión de gases producto de la quema de combustibles fósiles es un severo problema que en la actualidad afecta seriamente nuestro planeta. Durante el proceso de quema de combustible fósil en los hornos de las centrales termoeléctricas se emiten a la atmósfera una serie de gases perjudiciales al planeta, estos gases se enumeran a continuación:

- SO₂ y SO₃ (Dióxido de Azufre y Trióxido de Azufre).
- NO y NO₂ (Monóxido de Nitrógeno y Dióxido de Nitrógeno).
- Partículas de Cenizas.
- Productos de la combustión incompleta, mecánica y química como son:

CO (Monóxido de Carbono).

C₂₀H₁₂ (Benzopireno).



CH4 y C2H4 (Hidrocarburos).

Para determinar la reducción de emisiones de contaminantes por concepto de ahorro de energía se utiliza la siguiente ecuación:

$$\left(\frac{g}{kWh}\right) * 10^{-6} \text{Emisiones} \left(\frac{t}{año}\right) = \text{factordeemisión} \left(\frac{g}{kWh}\right) \cdot 10^{(-6)} \quad (3.9)$$

En la Tabla 3.6 se muestran los factores de emisión de contaminantes a utilizar para determinar las emisiones por la fórmula antes expuesta.

Tabla 3.6. Factor de emisión de contaminantes.

Impactos ambientales	Contaminantes	Factor de emisión g / kWh
Lluvias ácidas	NOx	3,41
Gases dañinos	CO2	0,23
Efecto invernadero	CO	799
Hidrocarburos	HC	0,083
Lluvias ácidas	SO2	0,0984

Para la determinación de la reducción de emisiones de gases es necesaria la cantidad de energía ahorrada anualmente y haciendo uso de la tabla 3.1 donde se encuentran los factores de emisión se pueden determinar las emisiones de contaminantes de forma siguiente [15]:

$$\text{Lluvias ácidas} (NOx) : \text{Emisiones} = 3,41 \cdot 89942 \cdot 10^{(-6)} = 0,306 \text{ ton/año}$$

$$\text{Gases dañinos} (CO_2) : \text{Emisiones} = 0,23 \cdot 89942 \cdot 10^{(-6)} = 0,02 \text{ ton/año}$$

$$\text{Efecto Invernadero} (CO) : \text{Emisiones} = 799 \cdot 89942 \cdot 10^{(-6)} = 71,863 \text{ ton/año}$$

$$\text{Hidrocarburos} (HC) : \text{Emisiones} = 0,083 \cdot 89942 \cdot 10^{(-6)} = 0,007 \text{ ton/año}$$

$$\text{Lluvias ácidas} (SO_2) : \text{Emisiones} = 0,0984 \cdot 89942 \cdot 10^{(-6)} = 0,008 \text{ ton/año}$$

Con la cantidad de energía que se genera con el Sistema Fotovoltaico diseñado se deja de emitir al medio ambiente un total de 72,204 toneladas de contaminantes al año y al cabo de 25 años, una cantidad de 1805,1 toneladas.



CONCLUSIONES GENERALES

- El desarrollo del marco teórico de la investigación permitió establecer los fundamentos teóricos necesarios para la comprensión del objeto de estudio a partir de la caracterización físico-geográfica del Edificio Docente #2 del ISMMM.
- La generación de energía de los módulos aprovechando el espacio disponible en el Edificio Docente #2 es equivalente a la energía necesaria para satisfacer su potencia instalada durante dos meses.
- Aprovechando esta tecnología en las superficies de cubiertas disponibles en las demás áreas docentes y administrativas, se podría aumentar significativamente la potencia instalada de módulos fotovoltaicos y con ello, un ahorro sustancial de energía eléctrica.
- Los resultados obtenidos demostraron que la generación de energía eléctrica mediante los módulos amorfos resulta factible desde el punto de vista económico, técnico y medioambiente



Recomendaciones

- Comparar los resultados obtenidos en PVsyst con otros softwares profesionales.
- Utilizar la aplicación en PVsyst como una herramienta didáctica para fines docentes en pregrado y de investigación en posgrado en el ISMMM.
- Presentar los resultados del presente trabajo al claustro de profesores de la carrera de Ingeniería Eléctrica, para que sea estudiado en las asignaturas de energías renovables.
- Presentar los resultados del presente trabajo al Consejo Energético del ISMMM, para que sea valorado como una alternativa más en la generación de energía eléctrica.



Bibliografía:

- [1] T. E. Ramírez, "Propuesta de microrrejillas acopladas para el docente 1 del Instituto Superior Minero Metalúrgico "Antonio Núñez Jiménez". 2017.
- [2] C. A. A. SANHUEZA, "DISEÑO DE ESTRATEGIAS DE CONTROL PREDICTIVAS PARA MICRORREDES MEDIANTE DROOP," 2012.
- [3] A. V. Aldana, "Dimensionado de un sistema fotovoltaico amorfo integrado a la cubierta del Docente #2 del ISMMM," 2015.
- [4] **F. I. Á. Swinbur**, "DISEÑO DE UN SISTEMA DE GESTIÓN DE DEMANDA BASADO EN LÓGICA DIFUSA PARA MICRO-REDES " 2013.
- [5] J. d. A.-E. A.-M. A.-R. Bernadó, L. F.-E. G.-L. I.-M. Labriet, and L. L.-A. M.-J. J. Peiró, "ESTUDIO SOBRE LAS MICRORREDES Y SU APLICACIÓN A PROYECTOS DE ELECTRIFICACION DE ZONAS RURALES."
- [6] J. H. P. y. H.-J. L. Jong-Yul Kim, ""Coordinated Control Strategy for Microgrid in Grid-Connected and Islanded Operation."," 2011.
- [7] A. G. S. y. M. G. Molina, "DESARROLLO E IMPLEMENTACIÓN DE MICROREDES ELÉCTRICAS DE CORRIENTE CONTINUA CON INTEGRACIÓN DE..." 2015.
- [8] Á. R. Sánchez-Calero, "DISEÑO TÉCNICO Y ECONÓMICO DE UNA MICRO RED FOTOVOLTAICA PARA LA ELECTRIFICACIÓN DE VIVIENDAS EN LAS COMUNIDADES INDÍGENAS DE ALTA VERAPAZ (GUATEMALA)," 2013.
- [9] W. G. FERNÁNDEZ, "Análisis de Sensibilidad de la Modelización de Sistemas Fotovoltaicos con distintos Métodos de Medida de la Irradiancia Solar.," ingeniería, Escuela Politécnica Superior de la Universidad Carlos III de Madrid (UC3M). 2016.
- [10] N. V. L. Rodrigo Cota Soto¹, Edgar González San Pedro¹, J. Armando Aguilar and Jiménez, "MICRORRED AISLADA PARA UNA COMUNIDAD PESQUERA DE BAJA CALIFORNIA, MÉXICO: CASO DE ESTUDIO. Microrredes con generación Distribuida."
- [11] L. O. L. y. R. M. Laurencio, "Análisis energético de un sistema fotovoltaico integrado a una cubierta plana horizontal," 2015.
- [12] !!! INVALID CITATION !!! .
- [13] C. F. Guamán Sánchez, "DISEÑO DE UNA MICRORRED BASADA EN RENOVABLES PARA SUMINISTRAR ELECTRICIDAD A UN ÁREA DE CONCESIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL CENTRO SUR," 2017.
- [14] Carlos Bordonasa, Felix Garc'ía-Torresb, Luis Valverdec, "Gestió'n Óptima' de la Energ'ía en Microrredes con Generacion Renovable," 2015.
- [15] M. Tasé, "Diseño de un Sistema Híbrido Diesel-Solar para el puesto de Dirección de la Universidad de Oriente," Tesis de Diploma, Facultad de Ingeniería Eléctrica Departamento de Electroenergética. Universidad de Oriente, 2014.



Anexos

Anexo 1. Características eléctricas de los módulos RESIGUM SOLAR EPV 144S

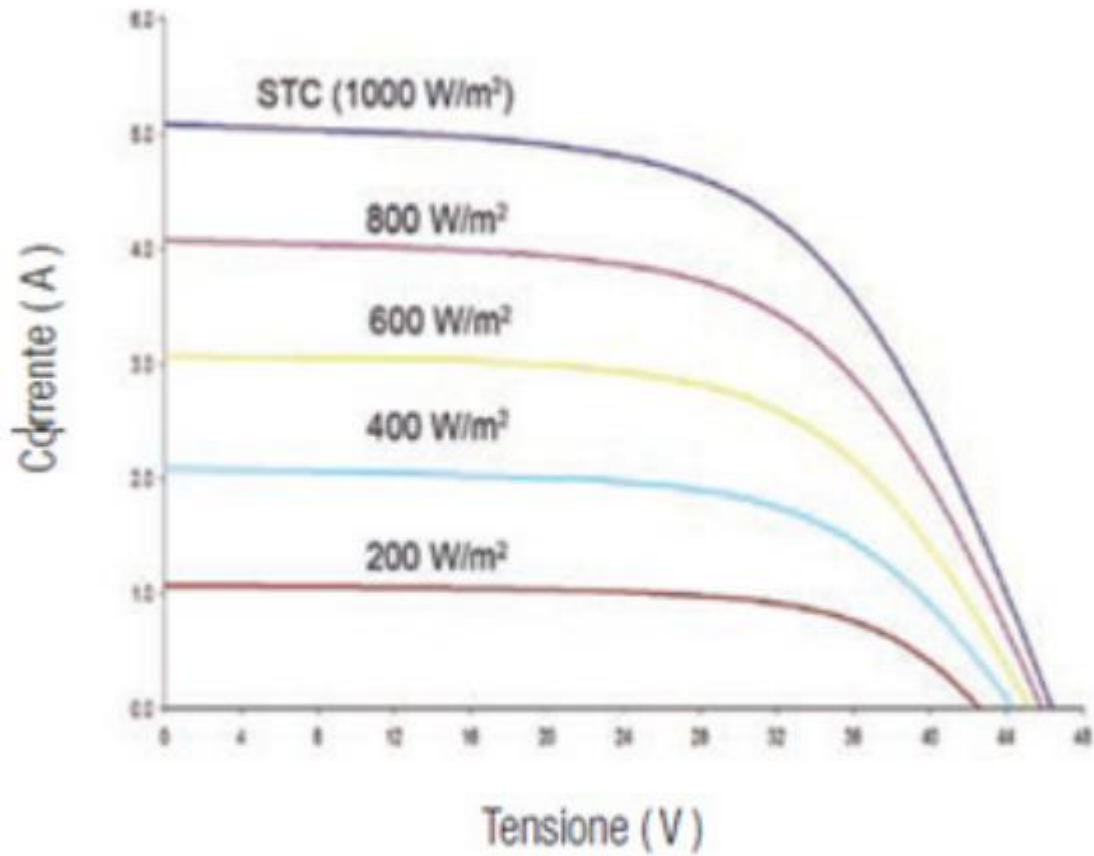
STC	
Condiciones de verificación estándar	
1000 W/m ² , AM 1.5, temperatura de celda 25°C	
Potencia nominal máxima (P _{máx})	144Wp
Tensión con P _{máx.} (V _{mp})	33V
Corriente con P _{máx.} (I _{mp})	4.36A
Corriente de corto circuito (I _{sc})	5.3 A
Tensión con circuito abierto (V _{oc})	46.2V

NOCT	
Temperatura de celda nominal	
800 W/m ² , AM 1.5, viento 1m/s	
Potencia nominal máxima (P _{máx})	111Wp
Tensión con P _{máx.}	30.8V
Corriente con P _{máx.}	3.6A
Corriente de corto circuito I _{sc}	4.3A
Tensión con circuito abierto	42 V

COEFICIENTES DE TEMPERATURA	
Con AM 1.5, potencia de irradiación 1000W/m ²	
Coefficiente de temperatura de I _{sc}	0.0001/°K (0.10%/°C)
Coefficiente de temperatura de V _{oc}	-0.0038/°K (-0.38%/°C)
Coefficiente de temperatura de P _{max}	-0.0021/°K (-0.21%/°C)
Coefficiente de temperatura de I _{mp}	0.001/°K (0.10%/°C)
Coefficiente de temperatura de V _{mp}	-0.0031/°K (-0.31%/°C)



**Anexo 1. Características eléctricas de los módulos RESIGUM SOLAR EPV 144S
(continuación)**



Anexo 2. Características técnicas de inversor Sunway TG 82 – 800 V

TECHNICAL SPECIFICATIONS

Rated DC input power: TG82 65 kW | TG120 94 kW | TG145 103 kW

Max. Open-circuit voltage: 880 V

Max number of DC inputs (pos+neg): 4+4

PV field voltage range: 415 ÷ 760 V

Rated power: TG82 62.7 kVA @40°C | TG120 91.4 kVA @40°C | TG145 100 kVA @40°C

Rated grid voltage: 400 V

Rated AC output current: TG82 90.5 A | TG120 131.9 A | TG145 144.4 A

Rated grid frequency: 50 Hz / 60 Hz

Standard Cos ϕ : 1 (0.9 lead/lag)

Max Efficiency: TG82 96.6 % | TG120 96.2 % | TG145 96.2 %

Operating temperature range: -25 ÷ 62 °C | -13 ÷ 143.6 °F

Degree of protection: IP54

Cooling system: Forced air

Overvoltage SPD protection: DC Side - Yes | AC Side - Optional

Thermal protection: Integrated

Ground fault monitoring: Yes

EMC and EMI standards: IEC 61000-6-4/IEC 61000-6-2, IEC 61000-6-3/IEC 61000-6-1

Grid Harmonic standards: IEC 61000-3-2, IEC 61000-3-12

Grid standard: CEI 0-21, VDE 0126-1-1



Anexo 3 Demanda total de la Facultad Metalurgia-Electromecánica.

No.	Nombre del equipo	Cantidad	Potencia (kW)	%
1	Motores	32	77	33,17
2	Taller de Mecánica	10	62,74	27,03
3	Equipos de Laboratorio	98	26,028	11,21
4	Computadoras	71	25,5	10,98
5	Aire Acondicionado	11	17,29	7,45
6	Estufa	2	12	5,17
7	Hornos	274	11	4,73
8	Alumbrado	3	6,6	2,84
9	Equipos de Impresión	13	0,877	0,37
10	Ventiladores	5	0,194	0,08
11	Televisores	5	0,275	0,12
	Total	468	232,139	

Anexo 4. Panel fotovoltaico amorfo.



