

Generación eléctrica con sistemas fotovoltaicos en cubiertas conectados a la red nacional.

Autores.

**Dr.C. José Pedro Monteagudo Yanes
MSc. Reinier Jiménez Borges
Ing. Rubén Michel Becerra Delgado**

Cienfuegos 2023.



Generación eléctrica con sistemas fotovoltaicos conectados a la red nacional.

Colectivo de Autores
Centro de Estudios de Energía y Medio Ambiente
Universidad de Cienfuegos, Cuba.

ISBN **959-257-114-7**
Editorial Universidad de Cienfuegos
2023

Carretera a Rodas, km 4.
Cuatro Caminos. CP. 59430.
Cienfuegos
Cuba.

Índice

Introducción.....	5
Capítulo I. Energía, desarrollo energético sostenible y las fuentes renovables de energía.	6
I.1.- La energía en el desarrollo histórico de la humanidad.	6
I.2.- Desarrollo Energético Sostenible.	9
I.3. Los costos sociales y ambientales de la producción de energía.	10
I.3.1 Costos directos o internos de la producción de energía.....	11
I.3.2 Costos externos o sociales de la producción de energía	11
I.4.- Fuentes renovables de energía en la generación de energía eléctrica.	16
Capítulo II. Metodología para el dimensionamiento básico del Sistema Solar Fotovoltaico,	22
II.1.- Metodología para el cálculo.	22
Capítulo III.- Estudio de caso: Cálculo de Sistema Solar Fotovoltaico para cubierta de la empresa de Materiales de la Construcción. Provincia Cienfuegos.	26
III.1.- Metodología para cálculo manual de sistemas solar fotovoltaicos.	26
III.1.1 Selección del panel fotovoltaico.	26
III.1.2 Inclinación de los paneles.	27
III.1.3 Distancia mínima entre paneles.	28
III.1.4 Cálculo del número máximo teórico de paneles fotovoltaicos.	30
III.1.5 Comprobación de la distancia real entre paneles.	31
III.1.6 Determinación de la energía generada.	32
III.1.7 Potencia instalada.	33
III.1.8 Disposición de área/potencia.	33
III.1.9 Cálculo del número real de paneles.	34

III.1.10 Selección del Inversor.	35
III.1.11 Cálculo del número de inversores.	36
III.2.- Simulación de sistema solar fotovoltaico en el software PVsyst.	36
III.2.1 Información general del software.	36
III.2.2 Resumen de datos de la simulación.	36
III.3 Comprobación de los resultados obtenidos.	42
III.4 Análisis del efecto de la fuerza de los vientos sobre los paneles solares y la estructura de fijación.	42
III.4.1.- Determinación de la fuerza promedio anual producida por los vientos sobre los paneles.	42
III.4.2.- Cálculo de carga de los vientos haciendo uso de NC 285:2003 "Carga de vientos. Método de Cálculo".	44
III.5.- Simulación del conjunto panel – soporte a la carga ejercida por los vientos.	49
III.5.1 Determinación de la fuerza de los vientos sobre los paneles para casos críticos.	50
III.5.2.- Cálculo de resistencia de la edificación.	51
Conclusiones.	52
Bibliografía	53
Anexos	55

Prólogo

La energía solar es el recurso energético más abundante en la Tierra, la superficie del planeta, en una hora, recibe el equivalente al total de energía consumida por todos los humanos en un año. Ésta forma de energía puede ser aprovechada tanto para generar electricidad (energía eléctrica), como calor (energía térmica).

Resulta indispensable estudiar la viabilidad del rendimiento del sistema fotovoltaico solar antes de su instalación. Existen diferentes maneras de evaluar el rendimiento, y son mediante simulación utilizando las herramientas de modelado de energía o modelado numérico, o estudiando los parámetros del sitio utilizando modelos experimentales. La eficiencia de un Sistema Solar Fotovoltaico (SSFV) depende en gran medida de las condiciones meteorológicas de su entorno (es decir, las condiciones meteorológicas del lugar de instalación) (Álvarez González., y col 2022).

Entre estos, el método más popular es la simulación utilizando herramientas de modelado de energía como PVsyst, Sketchup, HOMER, PVGIS, PV Watts, PV Online, SISISFO, RETScreen, etc. Entre las diversas herramientas de software mencionadas anteriormente, la más popular y ampliamente utilizada para el análisis de viabilidad es PVsyst. (Iturralde Carrera., y col.2022)

El folleto que se presenta a consideración de los lectores titulado "Generación eléctrica con sistemas fotovoltaicos en cubiertas conectados a la red nacional", pretende un primer acercamiento al cálculo analítico y mediante simulación de un caso de estudio real en la empresa de materiales de la construcción en la ciudad de Cienfuegos.

Se muestra el cálculo analítico de un sistema solar fotovoltaico sobre las cubiertas de dicha empresa y además el estudio se integra al cálculo de la resistencia estructural tanto para el soporte de los paneles fotovoltaicos como para la estructura civil de edificación.

Capítulo I. Energía, desarrollo energético sostenible y las fuentes renovables de energía.

I.1.- La energía en el desarrollo histórico de la humanidad.

La energía posibilita y facilita toda la actividad humana. La energía no significa nada si no entrega lo que se necesita de ella: luz, frío, calor, fuerza y movimiento, transporte y comunicación. Es en el uso final donde se concreta el beneficio de la energía. Antes no significa nada.

Las diferentes fuentes y sistemas de producción y uso de la energía utilizadas por el hombre han marcado las grandes etapas en el desarrollo de la sociedad humana, dependiendo el curso de éste de las elecciones energéticas realizadas en cada momento.

En el decursar del tiempo el hombre pasó del empleo de su fuerza muscular al uso de diversas fuentes para satisfacer sus necesidades, el empleo del fuego, la tracción animal, y finalmente, en rápida sucesión, el dominio de las tecnologías del carbón, del petróleo y el gas natural, y la producción y uso del vapor y la electricidad. Un valor estimado del consumo energético del hombre en las distintas etapas es dado en la tabla I.1.

Tabla I.1. El consumo de energía del hombre en diferentes etapas de desarrollo.

Etapas	Consumo diario de energía (kcal*10³)
Hombre Primitivo	2
Cazador	6
Agricultor Primitivo	10
Agricultor Avanzado	40
Hombre Industrial	80
Hombre Tecnológico	220

Desde esta perspectiva, la historia de la humanidad no ha sido más que la historia del control de ésta sobre las fuentes y tecnologías energéticas, llegando al esquema energético global actual, el que descansa en la utilización de los combustibles fósiles; combustibles que no son renovables, que son contaminantes en alto grado, que están concentrados en pocas regiones de la tierra, en manos de grandes consorcios transnacionales y que son utilizados de forma muy ineficiente.

Los sistemas energéticos pueden analizarse desde dos puntos de vista. Pueden considerarse sistemas físicos, asociando la energía como la capacidad para realizar trabajo o producir un efecto, sistemas sujetos a leyes físicas que rigen sus transformaciones. Pero también se pueden estudiar desde el ángulo económico social, a partir de su contribución a la satisfacción de las necesidades humanas, y como factor condicionante del desarrollo de la sociedad, sujetos a regularidades de carácter económico y social.

Se conoce que un mismo objetivo energético será alcanzado de distinto modo según el grupo social que lo promueva.

Las necesidades del hombre no consisten en fuentes primarias de energía. No es carbón, petróleo, gas o uranio lo que requiere, sino la satisfacción de cuatro servicios energéticos básicos, en los que pueden agruparse todas sus necesidades energéticas:

1. Calor / Frío
2. Potencia Mecánica
3. Iluminación
4. Comunicaciones

La satisfacción de estos servicios energéticos por una vía basada en los combustibles fósiles (cerca del 80% del total mundial), conjuntamente con el desarrollo industrial, el crecimiento de la población y su concentración en grandes urbes ha alterado significativamente algunos ciclos vitales en el planeta. Se ha aumentado la circulación del carbono, del nitrógeno y del azufre principalmente.

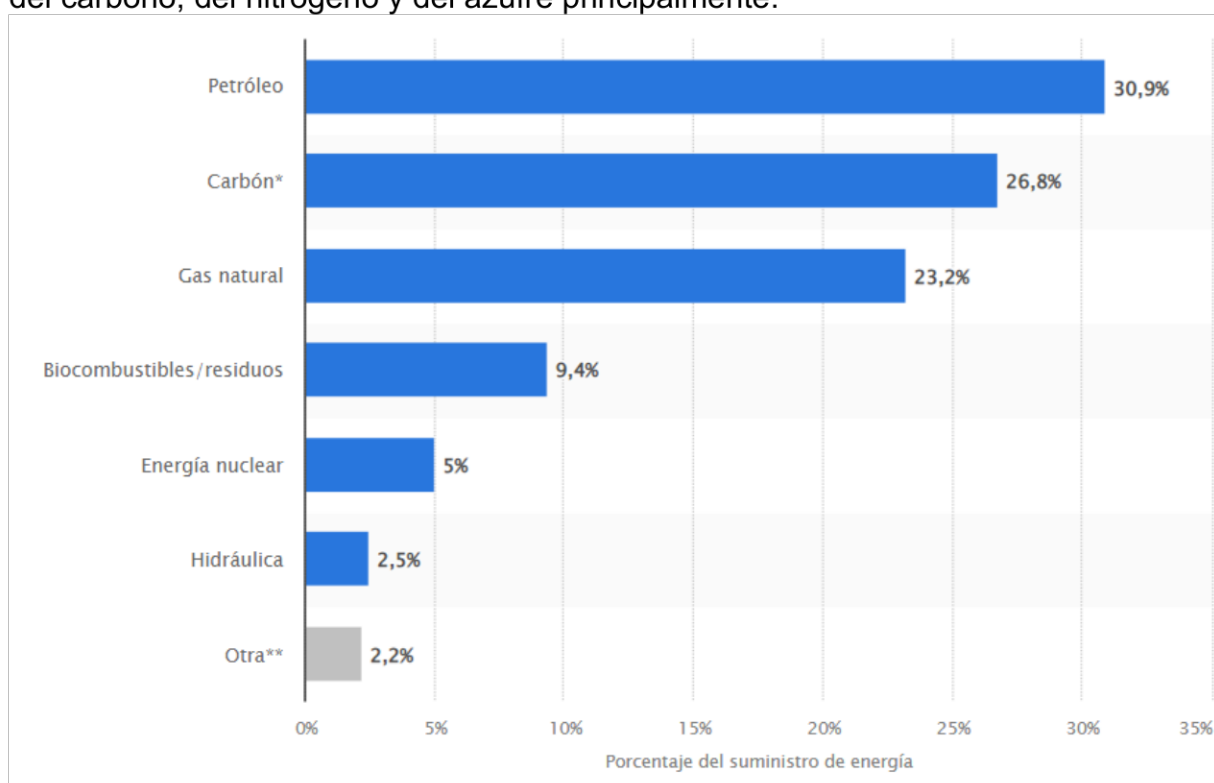


Figura I.1. Producción de energía por tipo de fuente a nivel mundial. Año 2023. Fuente Statista

Se descargan volúmenes crecientes de contaminantes a la atmósfera y las aguas, provocando impactos locales como la contaminación atmosférica en las grandes ciudades, regionales como la lluvia ácida, e incluso de alcance global como los

cambios climáticos provocados por el incremento de gases de efecto invernadero en la atmósfera.

Los procesos de producción y uso de la energía constituyen la causa fundamental del deterioro ambiental. Sus impactos se producen en todas las fases, desde la extracción de combustibles o la construcción de un embalse, hasta el uso final de la energía, pasando por los procesos de conversión, almacenamiento y distribución de los portadores energéticos.

Son muy diferentes las situaciones en los países desarrollados y en los subdesarrollados en cuanto al acceso a los servicios energéticos y al consumo de energía comercial. Cerca de 2 000 millones de personas no tienen acceso a la electricidad. Una cifra similar continúa cocinando con combustibles convencionales.

Son abismales las diferencias en el consumo de energía por habitante. Mientras que un norteamericano consume más de 14 000 kWh/año de electricidad, un indio no llega a 300 kWh/año, o sea 43 veces menos. Sin hablar de otros países más pobres aún como el caso de Bangladesh, en donde el consumo de electricidad per cápita no alcanza los 100 kWh/año. En la tabla I.2 se presentan valores de los consumos per cápita en diferentes regiones del mundo.

Tabla I.2.- Energía y electricidad consumida per cápita en las diferentes regiones del mundo.

Regiones	Año 2000	
	Energía consumida per cápita al año (GJ)	Electricidad consumida per cápita al año (kWh)
Norteamérica	370	13 700
América latina	61	1 900
Europa Occidental	142	6 200
Europa Oriental	131	4 200
África	23	500
Sudeste Asiático	57	1 500
Promedio Mundial	72	2 400

La presión sobre el uso de los recursos, en especial los energéticos y los hídricos, obliga a utilizarlos cada vez de manera más racional y eficiente. La última tendencia al encarecimiento de la energía y al agotamiento de los recursos hídricos, está presionando social y económicamente a la sociedad. Los más afectados son los países con menos recursos, pues la presión no es proporcional al desarrollo económico.

En los países subdesarrollados se presenta un círculo vicioso entre subdesarrollo y deterioro ambiental, causado entre otras causas por la sobreexplotación de los recursos naturales, el alto índice de crecimiento poblacional, la falta de financiamiento, y el éxodo rural, que provoca el desarrollo desmedido y anárquico de las ciudades.

Pero no son, por supuesto, los países subdesarrollados los que ocasionan los mayores impactos ambientales. Son los países desarrollados los que cargan sobre sus hombros una gran deuda ecológica, ya que con un 16% de la población mundial consumen el

52% de la energía, producen el 45% de las emisiones de dióxido de carbono a la atmósfera, generan el 60% de los desechos industriales y el 90% de los desechos peligrosos altamente contaminantes.

A esta deuda se suma el cargo por la transferencia de tecnologías contaminantes y hasta el envío de desechos tóxicos a los países subdesarrollados.

Con mucha frecuencia, el incremento del consumo de energía ha sido tratado como parte integrante e inevitable del crecimiento económico. Se manejan los índices de consumo per cápita de energía como indicadores básicos del nivel de vida, sin tomar en consideración lo irracional e ineficiente del modo con que ésta se utilice, ni que son los servicios energéticos y no la energía lo que el hombre necesita.

Es innegable y un derecho legítimo que el desarrollo en los países más atrasados requiere incrementos en el consumo de energía, pero sería imposible seguir el camino de los países desarrollados. Se sobrepasarían los límites de la capacidad del planeta para absorber los impactos asociados a la producción y uso de la energía. Sin embargo, con un uso racional y eficiente de la energía se pueden lograr los niveles de vida de Europa Occidental en la década de los 70 con unos 2 500-3 000 kWh/año de electricidad, menos de la mitad del consumo de electricidad per cápita actual en estos países y menos de la cuarta parte del consumo en Estados Unidos.

El inicio del tercer milenio representa para la humanidad la encrucijada de una nueva elección energética, frente al agotamiento de los combustibles fósiles, y la amenaza de una catástrofe ecológica, al rebasarse los límites de la capacidad del planeta para asimilar sus negativos impactos.

El previsible agotamiento de los combustibles fósiles y el daño irreversible que se ocasiona al medio ambiente exige la adopción de nuevas estrategias en materia de energía, como base de un modelo de desarrollo sostenible, que permita satisfacer las necesidades energéticas de la generación actual y preservar las posibilidades para que las futuras generaciones puedan también encontrar soluciones para satisfacer las suyas.

Es necesario un modelo que posibilite mejorar la calidad de la vida con más y mejores servicios energéticos, que distribuya más equitativamente los beneficios del progreso económico, pero de forma racional que respete y cuide las comunidades de seres vivos, no sobrepase los límites de la capacidad del planeta para suplir fuentes de energía y asimilar los residuos de su producción y uso. En fin, un modelo que posibilite, integrar el desarrollo y la conservación del medio ambiente.

I.2.- Desarrollo Energético Sostenible.

Para lograr la sostenibilidad energética se deben satisfacer las actuales necesidades de energía, sin poner en riesgo la satisfacción futura de dichas necesidades. Es un estado de seguridad energética y equilibrio con el medio que lo sustenta.

Desarrollo Sostenible en materia de energía significa:

1. **Para una fuente renovable:** utilizarla a una razón no mayor que su razón de regeneración.

2. **Para una fuente no renovable:** utilizarla a una razón no mayor que a la cual un recurso renovable, usado de forma sostenible, puede ser capaz de sustituirla.
3. **Para un contaminante:** que su emisión se produzca a una razón no mayor que la que permite que él mismo sea absorbido o reciclado sin perjuicio para el medio ambiente.

¿Cuáles deben ser las bases de la política energética para lograr un Desarrollo Sostenible?

En este sentido se señalan tres direcciones principales para conformar una política energética acorde al desarrollo sostenible:

1. **Elevación de la eficiencia energética,** fomentando una cultura de uso racional de la energía, eliminando esquemas de consumo irracionales, implementando sistemas de gestión energética efectivos, utilizando equipos de alta eficiencia, reduciendo la intensidad energética en los procesos industriales, aprovechando las fuentes secundarias de bajo potencial, utilizando sistemas de cogeneración y trigeneración, y empleando, en general, la energía de acuerdo con su calidad.
2. **Sustitución de fuentes de energía,** por otras de menor impacto ambiental, en particular por fuentes renovables, tales como energía solar, energía eólica, energía geotérmica, hidroenergía, biomasa, energía de los océanos, etc.
3. **Empleo de tecnologías para atenuar los impactos ambientales,** o tecnologías limpias, como son los sistemas depuradores de gases de combustión o las tecnologías de gasificación del carbón en ciclos combinados con turbinas de gas.

Aunque en realidad, la única alternativa verdaderamente sostenible es la sustitución de fuentes convencionales por fuentes renovables, la eficiencia energética es una alternativa esencial, tanto por su efecto directo, como por lo que la misma puede contribuir al relevo por las energías renovables.

I.3. Los costos sociales y ambientales de la producción de energía.

En una economía de mercado, el mecanismo de los precios determina la utilización de los recursos para diferentes usos competitivos. En los análisis económicos tradicionales solo se tienen en cuenta los costos directos o internos de la producción de energía; sin embargo, existen una serie de costos externos o externalidades de este proceso que no se reflejan en los precios de la energía en el mercado, como es el caso de los impactos sociales y ambientales.

Los precios en el mercado solo reflejan los intereses de los productores y consumidores directamente vinculados en el proceso energético dado, y no los de toda la sociedad en su conjunto, pues los costos externos son generalmente pagados por terceras partes no responsables de los mismos.

Por tanto, una condición básica para que el mecanismo de los precios conduzca a una solución óptima para toda la sociedad, es que incorpore, no solo los costos directos de la producción de energía, sino también los costos externos, llamados también costos sociales o ecológicos, proceso conocido como internalización de las externalidades.

I.3.1 Costos directos o internos de la producción de energía

Los costos internos son aquellos costos que están estrechamente vinculados con los gastos directos del proceso de producción de energía, y que se manifiestan a través de las relaciones entre productores y consumidores. Por ejemplo, para una central productora de energía estos estarán compuestos básicamente por los costos dados en la tabla I.3.

Tabla I.3.- Costos básicos de una central productora de energía.

Costos directos o internos de una central productora de energía.	
1. Costo Capital (Tecnología)	
a.	Costo de planeación (proyecto)
b.	Costo de adquisición de la tecnología
c.	Costo de transporte, montaje e instalación.
d.	Costo del terreno.
2. Costos del Combustible	
3. Costos de Operación y mantenimiento.	
a.-	Salarios
b.-	Materiales
c.-	Impuestos seguros, inspecciones
e.	Intereses sobre el capital
4. Desmontaje	
5. Otros	

En la tabla I.4 se brindan de forma comparativa y a modo de ejemplo algunos costos directos de la producción de energía en función de la tecnología.

Tabla I.4.- Estimados de costos internos por tecnología

Tecnología	Costo promedio de generación (centavos de dólar/kWh)	Inversión promedio (dólar/Watt)
Ciclo Combinado a Gas	3.5 (3.0 -4.0)	0.6 (0.4 -0.8)
Carbón	4.8 (4.0 -5.5)	1.2 (1.0 -1.3)
Nuclear	4.8 (2.4 -7.2)	1.8 (1.6 -2.2)
Eólico	5.5 (3.0 -8.0)	1.4 (0.8 -2.0)
Biomasa (25 MW combustión)	6.5 (4.5 -8.5)	2.0 (1.5 -2.5)
Geotermia	6.5 (4.5 -8.5)	1.5 (1.2 -1.8)
Pequeñas hidroeléctricas	7.5 (5.0 -10.0)	1.0 (0.8 -1.2)
Fotovoltaica	55.0 (30.0 -80.0)	7.0 (6.0 -8.0)

Fuente: Proyecto CEPAL/GTZ, "Promoción del desarrollo Económico en América Latina y el Caribe por medio de la Integración de Políticas Ambientales y Sociales", CEPAL 2003.

I.3.2 Costos externos o sociales de la producción de energía

En la literatura especializada se brindan diversas definiciones y categorías de costos externos. Algunos de los posibles efectos que deben ser considerados en estos costos son:

- Impactos sobre la salud humana.
- Daños a la flora, la fauna.
- Daños medioambientales, cambios climáticos globales.
- Costos a largo plazo debido al agotamiento de las reservas energéticas (aumento de los precios).
- Impactos macroeconómicos, como es el caso del desempleo.
- Costos debido a la probabilidad de guerras y sus consecuencias.

Aunque pueden enumerarse muchos de los posibles efectos, uno de los más estudiados en la actualidad son los cambios climáticos globales, provocados por la emisión de los llamados “gases de efecto invernadero”.

El contenido de CO₂ en la atmósfera es el principal factor desencadenante del efecto invernadero, que se traduce en un aumento de la temperatura ambiental, lo cual ocasionaría cambios apreciables en el planeta.

Existen diversos modelos matemáticos que permiten predecir estos cambios; en algunos casos se plantea que dentro de 50 años el contenido de CO₂ en la atmósfera aumentará en un 30 %, lo que provocará un incremento de la temperatura entre 1,66 y 4,4 °C. Otros investigadores plantean que a los ritmos actuales de emisiones, si no se toman las medidas necesarias y prima el criterio económico en la selección de las fuentes de energía, el contenido de CO₂ pudiera duplicarse para el año 2030, lo que provocaría un incremento de la temperatura en 2,5 °C.

Este fenómeno puede originar, dentro de otras, las siguientes consecuencias:

- Aumento del nivel del mar.
- Alteración de los regímenes de precipitación.
- Aumento de tormentas e inundaciones.
- Corrimiento de las zonas climáticas hacia los polos.
- Daños irreversibles a la biodiversidad del planeta al producirse la pérdida de ecosistemas.

Si en los esquemas actuales no se incluyen los costos externos de la producción de energía, simplemente se están transfiriendo estos costos a las generaciones futuras, que indiscutiblemente estarán en desventaja al vivir en un mundo mucho más contaminado y con el peligro latente de la irreversibilidad de los cambios producidos.

Diversos autores han apuntado la discrepancia entre los costos de la energía en el mercado, reflejo de los costos internos, y los costos totales para la sociedad. Esta discrepancia fue señalada por Arthur Cecil Pigou en épocas tan temprana como en 1912 en su obra Riqueza y Bienestar.

Pero no es hasta finales de la década de los 70 del pasado siglo, cuando los impactos ambientales se hicieron cada vez más evidentes, que se toma plena conciencia de los costos externos de la energía y de la necesidad de su internalización.

En la literatura especializada se reportan diversas vías y métodos para determinar los costos externos; sin embargo, no existe consenso en la aplicación de uno en particular.

No obstante, se pueden señalar dos tendencias o enfoques generales: la estimación de los daños directos y la determinación de los costos de abatimiento o control. El

primer enfoque se basa en traducir a términos monetarios los daños causados (impacto ambiental) por un determinado elemento o tecnología, el segundo se enfoca a determinar los costos de control o de abatimiento del impacto causado.

En la actualidad muchos investigadores trabajan en la aplicación de estos métodos para la estimación de los costos externos de la producción de energía. Por ejemplo, en un informe para la Comisión de la Comunidad Europea, se realiza un cálculo de los posibles costos que traería una duplicación o triplicación del contenido de CO₂ en la atmósfera para el año 2030. En la tabla I.5 se ofrece un resumen de los estimados presentados en el informe. En este informe se estima que cada tonelada de CO₂ emitida al medio tiene un costo externo de 500 USD.

Tabla I.5.- Costos externos debido a una duplicación o triplicación del contenido del CO₂ en la atmósfera.

Impacto	Costo (trillones de USD)	
	2 x CO ₂	3 x CO ₂
Aumento de temperatura	1.84	3.68
Aumento del nivel del mar	2.94	9.96
Alteración de los regímenes de evaporación-precipitación	901.05	1802
Tormentas e inundaciones	1.5	3
Costo total	907	1819

En otros casos se ha calculado el costo unitario externo (\$/kWh), en función del tipo de tecnología, siendo evidentemente superior para las tecnologías basadas en combustibles fósiles, que para las basadas en fuentes renovables de energía.

En este sentido, los costos totales de la producción de energía eléctrica a partir de las fuentes convencionales pudieran igualarse a la fotovoltaica, y superar en varias veces la producida en plantas eólicas. En la tabla I.6, y solo a modo de ejemplo, aparece un estimado de los costos externos por tecnología.

Tabla I.6. Estimados de Costos Externos (USD cents / kWh)

Categoría	Carbón	Petróleo	Ciclo Comb. Turbinas Gas	Nuclear	Eólica
Salud humana/ accidentes	0,7 – 4,00	0,7 – 4,80	0,10 – 0,20	0,03	0,04
Cultivos / flora	0,07 – 1,5	1,6	0,08	pequeña	0,08
Edificaciones	0,15 – 5,00	0,2 – 5,00	0,05 – 1,8	pequeña	0,10 – 0,33
Desastres	-	-	-	0,11 – 2,50	-
Daños globales	0,05 – 24,0	0,5 – 1,3	0,3 – 0,7	0,02	0,018
Totales	1,70 – 40,0	3,7 – 18,7	0,83 – 1,86	0,36 - 50	0,4 – 1,00

En términos de desarrollo energético sostenible, los costos totales de la producción de energía debieran determinarse según la ecuación I.1.

$$C_t = C_i + C_e \quad \text{Ec.I.1}$$

Donde:

C_t - Costos totales, \$/kWh.

C_i - Costos internos, \$/kWh.

C_e - Costos externos, \$/kWh.

A escala mundial existen diversas acciones enmarcadas en las políticas gubernamentales y en las líneas de trabajo de muchas Organizaciones No Gubernamentales (ONG), que tienen como objetivo estimular las direcciones planteadas para lograr un desarrollo energético sostenible. Entre estas acciones se pueden mencionar: una promoción fuerte de la educación energética ambiental, legislaciones que estimulan el uso de fuentes renovables y menos contaminantes, impuestos sobre emisiones, etc.

Dentro de ellas, la educación energética ambiental desempeña un papel decisivo en el camino hacia el desarrollo energético sostenible, pues la implantación de cualquier medida regulatoria, legislación o acción encaminada a la reducción de los impactos ambientales de las tecnologías energéticas, debe estar precedida por la comprensión y concientización de su necesidad.

Especial lugar dentro de estas acciones ocupan las derivadas del Protocolo de Kyoto, según el cual los países industrializados deben comprometerse a reducir sus emisiones de gases de invernadero en un 5,4 % como promedio con relación a los niveles de 1990. El Protocolo de Kyoto busca la cooperación internacional para el cumplimiento de los compromisos de reducción de las emisiones mediante el Comercio de Emisiones, la Implementación Conjunta y el Mecanismo de Desarrollo Limpio.

A pesar de todas estas iniciativas, se pronostican tendencias ascendentes en los ritmos de emisiones de compuestos de carbono, evidentemente relacionadas con un mayor consumo de energía. Desde el 2010, las emisiones de gases que causan el calentamiento global - excluyendo aquellas producidas por el uso de la tierra, que son más inciertas y variables han registrado un crecimiento promedio anual del 1,3%. En 2019, el aumento fue más pronunciado y llegó a un 2,6% debido al gran aumento de incendios forestales (Figura I.2).

Para 2026, se prevé que la capacidad mundial de electricidad renovable aumente en más de un 60% con respecto a los niveles de 2020, hasta superar los 4 800 GW, lo que equivale a la capacidad total actual de energía mundial de los combustibles fósiles y la energía nuclear juntos.

Las energías renovables representarán casi el 95% del aumento de la capacidad eléctrica mundial hasta 2026, y la energía solar fotovoltaica por sí sola aportará más de la mitad. Se espera que la cantidad de capacidad renovable añadida durante el periodo de 2021 a 2026 sea un 50% superior a la de 2015 a 2020. Esto se debe al mayor apoyo de las políticas gubernamentales y a los objetivos más ambiciosos de energía limpia anunciados antes y durante la COP. objetivos de energía limpia más ambiciosos anunciados antes y durante la Conferencia sobre el Cambio Climático COP26.

Emisiones mundiales de CO2 de 1995 a 2021

(en miles de millones de toneladas métricas)

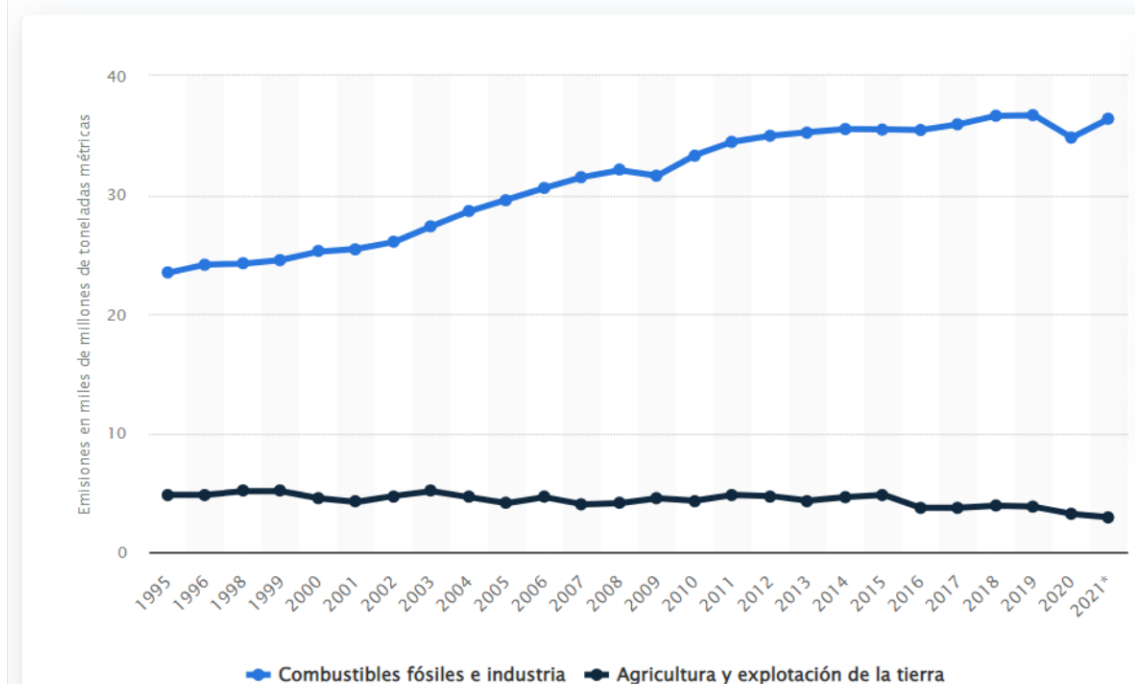


Figura I.2 Emisiones mundiales de CO₂. Fuente Statista 2023.

Evidentemente, en la actualidad se están produciendo cambios dramáticos en el entorno, por lo que el hombre como único responsable, debe plantearse como tarea fundamental lograr la reversibilidad de los cambios producidos por las tecnologías energéticas, o al menos la atenuación a su mínima expresión de los impactos ambientales que ellas ocasionan.

Lograr un desarrollo energético sostenible es sin duda el camino correcto, el único camino de la supervivencia humana, que requiere de acciones urgentes en las siguientes direcciones estratégicas:

1. Desarrollar programas de educación energética ambiental a todos los niveles.
2. Promulgar legislaciones que promuevan el incremento de la eficiencia energética, tanto en la generación como en los equipos de uso final de la energía.
3. Reflejar en las evaluaciones económicas los costos reales o totales de la producción de energía.
4. Ampliar y profundizar la legislación ambiental.
5. Establecer preferencias impositivas para las tecnologías energéticas renovables.
6. Ofrecer facilidades y apoyo financiero para la introducción de fuentes renovables y equipos de uso final y tecnologías de alta eficiencia.

7. Incrementar el financiamiento para las investigaciones relacionadas con estas direcciones.

Hay que tener presente que la actividad humana es la principal fuente de generación de gases de efecto invernadero. Datos de Cerda (Cerda, 2018) reflejan que la mayor fuente de generación lo constituye la actividad energética tal como se muestra en la figura I.3.

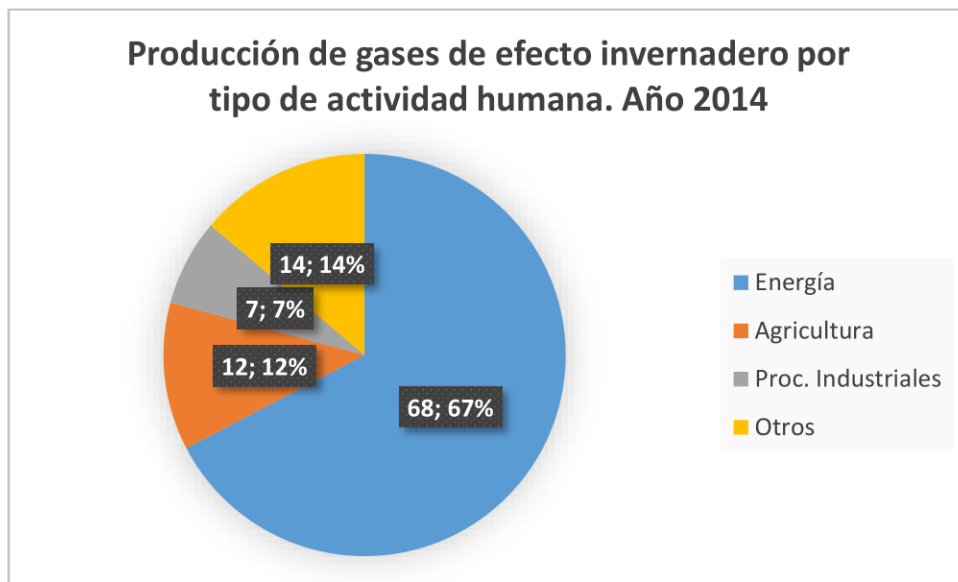


Figura I.3.- Producción de gases de efecto invernadero en % por tipo de actividad humana.

Como se aprecia en el punto 6 anterior, una de las vías para lograr un desarrollo energético sostenible lo constituye el ofrecer facilidades y apoyo financiero para la introducción de fuentes renovables y equipos de uso final y tecnologías de alta eficiencia. Es en este campo de las fuentes renovables de energía donde el papel de los sistemas solares fotovoltaicos ofrece una amplia posibilidad de implementación, por su relativo bajo costo en la actualidad, su facilidad de montaje y corto período de tiempo para la puesta en marcha, su bajo efecto ambiental y sus bajos gastos en el mantenimiento.

I.4.- Fuentes renovables de energía en la generación de energía eléctrica.

Según Stolik (Stolik Novygrad, 2019); Las fuentes renovables de energía (FRE): son las que utilizan recursos inagotables de la naturaleza durante millones de años, ya sea por la inmensa cantidad de energía que contienen (como la radiación solar) o porque son capaces de regenerarse por medios naturales (como la biomasa).

Existen diversas fuentes de energía renovables, las más utilizadas son: Eólica; Solar (térmica o fotovoltaica); Hidráulica; Geotérmica; Mareomotriz (mares y océanos) y la Undomotriz (olas). Todas estas fuentes se pueden agrupar como no contaminantes.

Otras fuentes renovables, pero contaminante, lo constituye la biomasa, en el caso de Cuba, cañera o no cañera.

El aporte realizado por la instalación de fuentes renovables de energía a la generación eléctrica mundial en el año 2017 está dado en la tabla I.7.

Tabla I.7.- Potencia instalada por tipo de fuente renovable a nivel mundial en el año 2017 (Stolik Novygrad, 2019)

Tipo de Fuente Renovable	Potencia Instalada (GW)	%
Hidroenergía	1 114	51
Eólica	539	24
Solar FV	402	18
Bioenergía	122	6
Geotérmica	12,8	0,52
Solar Térmica	4,9	0,22
Marina	0,5	0,02
Total	2 195,2	100

Aprecie en la tabla I.7 las potencias instaladas hasta el año 2017 de las diferentes fuentes renovables de energía. En ellas se muestra que los sistemas solares fotovoltaicos constituyen la tercera fuente renovable de mayor empleo con un 18%,

El ritmo de crecimiento en el decenio 2007-17 de las fuentes renovables esta dado en la tabla I.8. Resulta de interés que las instalaciones con Sistemas Solares Fotovoltaicos han sido las de mayor crecimiento en ese decenio con un aumento cercano a 50 veces con relación a todo el período anterior.

Tabla I.8.- Aumento en potencia de las instalaciones renovables entre 2007 y 2017

FRE	Aumento en veces
Solar Fotovoltaica	46
Solar termoeléctrica*	10
Eólica	5.5
Bagazo	2.8
Biogás	2.5
Bioenergía	2.1
Biocombustible sólido residual	2
Biocombustible líquido	2
Marina *	2
Otros biocomb.	1.8
Geotérmica	1.4
Hidroenergía	1.3
* Sin incremento en los últimos 6 años.	

No obstante, ese alto incremento, el papel de los Sistema Solares Fotovoltaicos en la generación eléctrica a nivel mundial es insuficiente. A finales del año 2016 la generación de electricidad no renovable constituía el 75,5% del total mundial y las renovables solo el 24,5 %, distribuidas en la forma siguiente:

- Hidroeléctrica 16.6 %
- Eólica 4.0 %
- Biocombustibles 2.0 %
- Fotovoltaica 1.5 %
- Otras 0.4 %.

El énfasis en el desarrollo de los sistemas solares fotovoltaicos está dado porque presenta las mayores ventajas dentro de las fuentes renovables de energía (Stolik Novygrad, 2019). De forma resumida las principales ventajas de estos sistemas se pueden considerar:

1. El Sol está disponible en todo el mundo.
La energía solar es la más distribuida de las fuentes primarias de energía. Todos los países del mundo tienen acceso en mayor o menor medida a la energía solar. La superficie del planeta recibe radiación solar perpendicular, desde unos 700 kWh/año/m² hasta más de 2 400 kWh/año/m².
2. Silicio disponible en todo el planeta.
El elemento químico semiconductor más utilizado en las celdas solares fotovoltaicas es el silicio. Este elemento está contenido en alrededor de 26 % de la corteza terrestre, pero no existe en forma mineral aislada en la naturaleza, sino en forma de óxido de silicio (SiO₂), en el cuarzo y en la arena sílice. Hoy, 94 % de los módulos fotovoltaicos son de silicio cristalino (Si-c).
3. La más instantánea de las energías solares.
Como se ha visto, con excepción de la energía nuclear, las fuentes renovables de energía se originan por la radiación proveniente del Sol. Ellas se diferencian grandemente de acuerdo con el tiempo de acumulación. es la más instantánea de todas las fuentes; en fracciones de segundo, la energía de los rayos del Sol se convierte en electricidad.
4. Sin partes móviles para sistemas fijos.
La mayoría de las instalaciones fotovoltaicas son fijas, solo una parte tiene sistemas de seguimiento del Sol, que también se han simplificado notablemente. Hay que recalcar que solo en ciertos casos es recomendable el seguimiento fotovoltaico, aspecto que se analizará en el capítulo de aplicaciones.
5. Aplicaciones versátiles en amplio rango de potencia.
Se aplica desde fracciones de watts hasta instalaciones actuales de cientos de mega watt, en relojes de pulsera, calculadoras, juguetes; incrementándose sus aplicaciones en fachadas, transportes, residencias, comercios, industrias hasta parques fotovoltaicos de decenas de kilómetros cuadrados.
6. Accesibilidad y poco riesgo tecnológico.

Se caracteriza por ser muy accesible tecnológicamente; sus componentes en los denominados «costos duros» son: celdas, módulos, inversores, estructuras soportes y conexión eléctrica sincronizados a la red eléctrica, ya sea en transmisión o distribución. En el caso aislado-remoto se añaden baterías eléctricas. Los sistemas fotovoltaicos se diseñan con normas específicas. El desarrollo tecnológico ha producido un increíble aumento de la producción fotovoltaica, que indica un menor riesgo tecnológico.

7. Fácil traslado y rápida instalación.

Es de fácil traslado, la mayoría en contenedores, y se instalan rápidamente cuando el proceso se hace bien.

8. Aditiva.

Es notablemente aditiva, o sea, se puede hacer por partes. La instalación fotovoltaica se puede ampliar en cualquier momento que sea aconsejable; incluso, en una instalación específicas se puede comenzar parcialmente a generar electricidad mientras se termina el proyecto completo en cuestión.

9. Utiliza poca agua.

En la gran mayoría de las instalaciones fotovoltaicas se utiliza poca o ninguna agua; en gran parte de ellas se utiliza la propia lluvia para limpiar la superficie de los módulos.

10. Benigna para el medio ambiente.

Con anterioridad se hizo referencia a dos grupos de energías renovables: las contaminantes y las no contaminantes. La fotovoltaica es de las no contaminantes. En realidad, todas las tecnologías afectan de alguna manera al medio ambiente, pero lo importante es saber en qué cuantía lo hacen.

11. Costos de operación y mantenimiento más bajos.

De todas las fuentes de generación eléctrica, la energía fotovoltaica es la que muestra los costos más bajos de operación y mantenimiento, menos de 1 % anual del costo inicial.

12. Genera energía para su almacenamiento.

Existen distintos tipos de tecnologías para almacenar energía eléctrica fotovoltaica. En el caso de cargar baterías eléctricas, se puede acumular en corriente directa sin transformarla en alterna. Las baterías desde pequeñas hasta muy grandes se han ido y continuarán abaratándose, aspecto que influye en el costo total de la electricidad fotovoltaica almacenada.

13. Se puede utilizar en corriente directa y en corriente alterna.

La generación fotovoltaica es de corriente directa (CD), la mayoría de las aplicaciones son de energía fotovoltaica convertida en alterna (CA). Pero también existen aplicaciones de CD como la carga de baterías, equipos eléctricos o electrónicos de CD.

14. Silenciosa.

La fotovoltaica es completamente «muda», no produce nada de intrusión auditiva, por lo que se puede instalaren todas las variantes y junto o cercana a las personas.

15. Se abarata continuamente.

Se ha ido abaratando de forma espectacular, lo que ha conllevado a un mayor nivel de aplicaciones e instalaciones, donde su carácter modular también ha jugado un papel importante.

16. Promedio de radiación estable y predecible.

No se necesita buscarla ni encontrarla, tampoco trasladarla.

Se consideran como desventajas de la energía solar fotovoltaica:

1. ¿Baja eficiencia?

Ciertamente, la eficiencia de la fotovoltaica era extremadamente baja, menor de 1 % hasta la década del cincuenta, pero se fue incrementando paulatina y sostenidamente; hoy la mayoría de los módulos comerciales tienen una eficiencia entre 16 % y 20 % y continúan aumentando lentamente. A nivel de laboratorio (no industrial) el récord de eficiencia fotovoltaico lo tienen las celdas basadas en arsénico y galio (As-Ga) (9), que hoy es de 46 %, pero son variantes de celdas fotovoltaicas extremadamente caras.

2. ¿Alto costo?

El costo de la fotovoltaica era extremadamente caro en sus inicios; era muy poco lo que se instalaba a la altura del año 1977, cuando el kilowatt del módulo de silicio estaba en más de 70 USD. Diez años después era de 10 USD/kWh fotovoltaico. Mientras más y más aumentaba la producción hacia 2008, el módulo de Si-c bajaba a unos 4 USD/kWh fotovoltaico; el del módulo de Si policristalino estaba en 2012 en solo 1 USD/kWh fotovoltaico y en diciembre de 2017 promedio en 31 centavos de USD/kWh a puerta de fábrica. Los costos del sistema completo fotovoltaico también han disminuido notablemente.

3. Carácter intermitente.

Este es uno de los aspectos más controvertidos. Es real que la radiación solar en un punto de la tierra no es constante y dura solo durante el día, por lo que se catalogó como no despachable. Pero también es cierto que la «penetración-integración fotovoltaica» (potencia fotovoltaica que se sincroniza con la red eléctrica sin desestabilizarla en tensión y frecuencia) ha ido aumentando, y continuará incrementándose; por ejemplo, en Italia la generación eléctrica es hoy 8 % y en Alemania 7 %.

4. Es subsidiada.

El desarrollo de la fotovoltaica se ha realizado gracias a subvenciones. Pero todas las fuentes de generación eléctrica nacieron, se desarrollaron y continúan siendo subvencionadas pero las fuentes renovables de energía han sido menos subvencionadas que las fósiles y la nuclear. Los subsidios que reciben el carbón y el petróleo en los Estados Unidos han llegado a 70 000 millones de USD al año. En su primer período Obama anunció una propuesta para reducirlo en 36 000 millones de USD, pero fue infructuoso debido a la reacción y quejas inmediatas de las petroleras. En Cuba la subvención de la electricidad fósil es sumamente alta.

5. No es combustible para el transporte.

Por muchos módulos o paneles fotovoltaicos que se pongan en los medios de transportes independientes no sería suficiente para la autonomía del vehículo. Pero el desarrollo del transporte eléctrico, con ayuda de baterías acumuladoras alimentadas con energía fotovoltaica, se logra una buena alternativa que se está desarrollando rápidamente. La fotovoltaica se «pinta sola» para ayudar a la consecución de este propósito.

6. ¿El área es un problema para la fotovoltaica?

En el planeta existen más de 500 millones de km² de los cuales, unos 150 millones son de tierra, el resto está cubierto por agua. Toda la superficie terrestre recibe radiación solar en mayor o menor medida, por lo que el potencial de área para la fotovoltaica es gigantesco; se puede instalar en techos, cubiertas, en suelos aledaños a edificaciones comerciales e industriales, laterales de pistas y carreteras, zonas áridas y desiertos.

7. ¿La conexión a red fotovoltaica es de países ricos?

Es cierto que los países desarrollados económicamente han contribuido al desarrollo de la fotovoltaica, concretamente los Estados Unidos, Japón, Alemania, Italia, Reino Unido, Australia, Francia y China, al principio con políticas de subvenciones impracticables para países de menos recursos. Contradictoriamente los países con más radiación solar son los que tienen menos instalaciones fotovoltaicas todo América Latina y el Caribe, África y los países del Medio Oriente.

Este argumento fue desapareciendo lentamente; en parte por la influencia de las organizaciones y grupos ambientalistas al respecto; pero sobre todo por el contundente desarrollo de la fotovoltaica, primero para lugares remotos y posteriormente conectada a la red eléctrica. Hoy más de 99 % de las instalaciones fotovoltaicas se realizan sincronizadas a la red eléctrica, que ha constituido el motor impulsor de esta energía.

8. ¿No compite con las fósiles ni la nuclear?

Hasta hace algunos años la fotovoltaica no competía con los combustibles fósiles, a pesar de los daños ambientales ocasionados al respecto. En la actualidad muchos países han logrado la «paridad» fotovoltaica (precio promedio del kilowatt/hora igual o menor que el promedio del fósil). Cada año se suman más países a la paridad fotovoltaica. En la próxima década habrá paridad generalizada en los países del mundo. En Cuba hace varios años que el costo del kilowatt/hora fotovoltaica es menor que el del kilowatt/hora fósil.

9. ¿Al silicio le queda poco en la fotovoltaica?

Esto es un debate más bien entre especialistas «fotovoltaicos» de celdas solares. Hace más de 25 años había gran esperanza de que las nuevas estructuras de celdas fotovoltaicas, denominadas capas delgadas, desplazarían a los módulos fotovoltaicos y las celdas, basados en silicio cristalino (Si-c). Debido a lo caro del proceso de estas últimas, la realidad es que las celdas de Si-c han continuado imponiéndose, reduciendo costos y aumentando eficiencias. Hoy constituye la inmensa mayoría de la producción industrial mundial de módulos fotovoltaicos y sus eficiencias aumentarán más en los próximos años.

Capítulo II. Metodología para el dimensionamiento básico del Sistema Solar Fotovoltaico,

II.1.- Metodología para el cálculo.

Los criterios técnicos utilizados en el presente documento se han tomado fundamentalmente de dos fuentes bibliográficas (UNESCO, 2003) y (Salvador Escoda. S.A., 2017) los mismos fueron revisado y ampliado por los autores del presente texto para su uso como documento docente de apoyo al presente curso.

Para el dimensionamiento del sistema solar fotovoltaico, se hace uso de la figura II.1, donde esquemáticamente se representa el panel fotovoltaico usado para la generación de energía eléctrica, el regulador y la batería o acumulador del sistema, usado generalmente en sistemas aislados para garantizar el suministro de energía eléctrica en horas nocturnas.

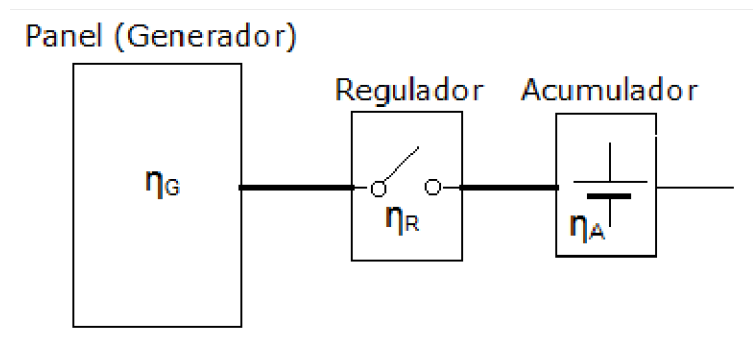


Figura II.1. Esquema del sistema de generación fotovoltaica.

La energía útil entregada por el sistema solar fotovoltaico se determina según la ecuación II.1.

$$Eu = Isi * S * \eta_G * \eta_R \quad \text{Ec. II.1.}$$

Donde:

- Eu. - Energía útil entregada por el sistema (Wh/día)
- Isi. – Irradiación solar incidente sobre los paneles (Wh/m²*día)
- S.- Superficie del generador (panel fotovoltaico) (m²)
- η_G. - Rendimiento del generador (%)
- η_R. - Rendimiento del regulador (%)
- η_A. - Rendimiento del acumulador (batería) (%)

El cálculo del rendimiento del generador a la potencia pico en condiciones estándar (Radiación de 1 000 W/m²) y t_{panel} = 25 °C) se determina según la ecuación II.2.

$$\eta_G = \frac{P_N * N * \eta_C * \eta_{OP}}{(S * 1000)} \quad \text{Ec. II.2}$$

Donde:

P_N . - Potencia nominal del panel (Watt pico) (Wp)

N .- Número de paneles

η_C . - Rendimiento de conexión (%)

η_{op} . - Rendimiento de operación (%)

Realizando el análisis dimensional de la ecuación II.2 se tiene:

$$\eta_G = \frac{\frac{W_p}{Panel} * N^{o} paneles}{(m^2 * \frac{W}{m^2})}$$

El rendimiento del generador es adimensional y se expresa en %.

El máximo valor de los rendimientos a los que se ha hecho referencia es:

η_R . - Rendimiento del regulador en el orden del 90%

η_A . - Rendimiento del acumulador (batería) en la magnitud del 89%

η_C . - Rendimiento de conexión varia alrededor del 93%

η_{op} . - Rendimiento de operación se considera cerca del 90%

Sustituyendo los términos de la ecuación II.2 en la ecuación II.1 se tiene:

$$Eu = Isi * S * \eta_G * \eta_R \quad \text{Ec. II.1 repetida}$$

Sustituyendo el rendimiento del generador obtenido en la ecuación II.2 en la ecuación II.1 repetida se tiene la ecuación II.3:

$$Eu = Isi * S * \frac{P_N * N * \eta_C * \eta_{OP}}{(S * 1000)} * \eta_R \quad \text{Ec. II.3}$$

Denominando Potencia Nominal del Generador (P_{NG}) al término ($P_N * N$) y cancelando las áreas (S) en la ecuación II.3, esta queda como se muestra en la en la ecuación II.4.

$$Eu = Isi * S * \frac{P_{NG} * \eta_C * \eta_{OP}}{(S * 1000)} * \eta_R = Isi * P_{NG} * \frac{\eta_C * \eta_{OP} * \eta_R}{1000} \quad \text{Ec. II.4}$$

Sustituyendo los valores de los rendimientos máximos en la ecuación II.4, y resolviendo operaciones se obtiene la ecuación II:5.

$$Eu = Isi * P_{NG} * \frac{\eta_C * \eta_{OP} * \eta_R}{1000} = Isi * P_{NG} * \frac{0,93 * 0,90 * 0,9}{1000}$$

$$Eu = 0,753 * Isi * P_{NG} \quad \text{Ec. II. 5}$$

Considerando un factor de seguridad de 1,15 que incluye las pérdidas por acumulación de suciedad en los paneles, soluciones puntuales de mayor consumo, baja radiación, etc. se obtiene la ecuación II. 6.

$$Eu * 1,15 = 0,753 * Isi * P_{NG} \quad \text{Ec. II.6}$$

Organizando matemáticamente la ecuación II.6.

$$Eu = \frac{0,753}{1,15} * Isi * P_{NG}$$

$$Eu = 0,654 * Isi * P_{NG}$$

Y despejando P_{NG} (Potencia Nominal del Generador) que es igual a ($P_{NG} = P_N * N$) se obtiene la ecuación II.7.

$$P_{NG} = \frac{Eu}{0,654 * Isi} \quad (\text{Ec. II. 7})$$

Si $P_{NG} = P_N * N$ despejando el número de paneles (N) de la ecuación II.7, éste queda definido por la ecuación II.8.

$$N = \frac{P_{NG}}{P_N} + 1 \quad (\text{Ec. II. 8})$$

Hay que redondear el número de módulos al inmediato superior (no puede ser fraccionario) y ello contribuye a un incremento en el factor de seguridad.

Recuerde que Isi corresponde al valor medio mensual del peor mes de radiación solar.

Sustituyendo la ecuación II.7 en la ecuación II.8 el número de paneles puede obtenerse a partir de la ecuación II.9.

$$N = \frac{Eu}{0,654 * Isi * P_N} + 1 \quad (\text{Ec. II.9})$$

Otra forma de obtener el número de paneles es haciendo uso del criterio de **Horas Pico Solares (HPS)**, considerando éste como:

$$HPS = \frac{\text{Radiación solar incidente sobre los paneles } (\frac{W * h}{m^2 * día})}{\text{Potencia pico en condiciones estándar } (1000 \frac{W}{m^2})}$$

Recuerde que la Potencia pico en condiciones estándar es considerada a 25°C.

Volviendo a la ecuación II.4 repetida a continuación se tiene:

$$Eu = Isi * S * \frac{P_{NG} * \eta_C * \eta_{OP}}{(S * 1000)} * \eta_R = Isi * P_{NG} * \frac{\eta_C * \eta_{OP} * \eta_R}{1000} \quad \text{Ec. II.4 repetida.}$$

Si $\frac{Isi}{1000} = HSP$ y $P_{NG} = P_N * N$; la ecuación II.4 repetida puede escribirse como aparece en la ecuación II.10.

$$Eu = HSP * P_{NG} * \eta_C * \eta_{OP} * \eta_R = HSP * P_N * N * \eta_C * \eta_{OP} * \eta_R \quad \text{Ec. II.10}$$

Sustituyendo los valores máximos de los rendimientos en la ecuación II.10 esta queda expresada según la ecuación II.11.

$$Eu = HSP * P_N * N * \eta_C * \eta_{OP} * \eta_R = HSP * P_N * N * 0.93 * 0.90 * 0.9$$

$$Eu = HSP * P_N * N * 0.753 \quad \text{Ec. II.11}$$

Tomando en consideración el 15% de sobredimensionamiento por suciedades y otras, ya explicado para considerarlo en la ecuación II.11 se obtiene la ecuación II.12.

$$1,15 * Eu = HSP * P_N * N * 0.753 \quad \text{Ec. II.12}$$

Despejando el número de paneles (N) de la ecuación II.12 y realizando transformaciones matemáticas se llega a la ecuación II.13.

$$Eu = HSP * P_N * N * 0.753 / 1,15$$

$$Eu = 0,654 * HSP * P_N * N$$

$$N = \frac{Eu}{0,654 * HSP * P_N} + 1 \quad \text{Ec. II.13}$$

Recuerde que, en el cálculo del número de paneles, el valor tiene que ser un número entero, de ahí que se realice el redondeo al valor inmediato superior y se adicione 1 al resultado del cálculo.

Capítulo III.- Estudio de caso: Cálculo de Sistema Solar Fotovoltaico para cubierta de la empresa de Materiales de la Construcción. Provincia Cienfuegos.

III.1.- Metodología para cálculo manual de sistemas solar fotovoltaicos.

La revisión de varias fuentes bibliográficas (Intelligent Energy Europe, 2017) (ENF Solar, 2019) y en particular la proveniente de la UNESCO (UNESCO, 2003) permitió elaborar la metodología, que de forma esquemática, se muestra en la figura III.1.

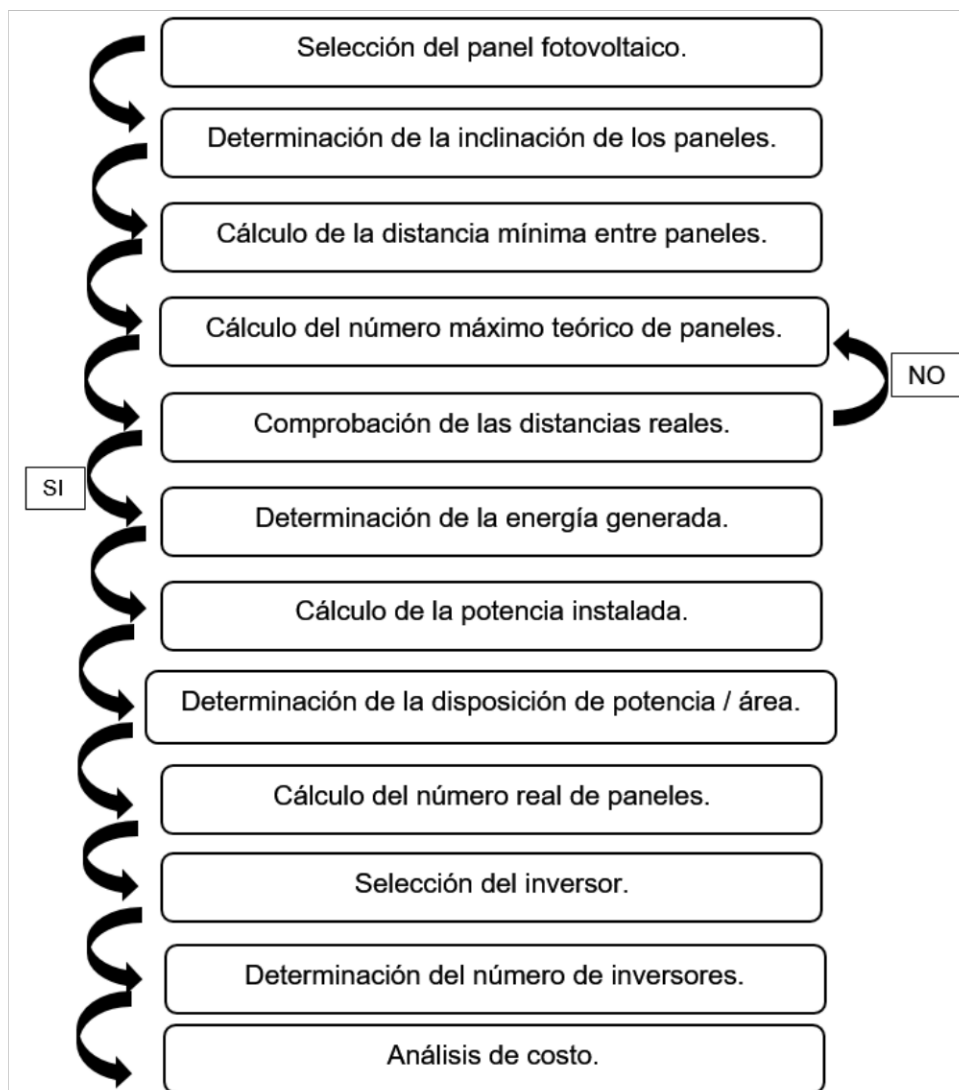


Figura III.1.- Secuencia de pasos a seguir para el diseño del SSFV. Fuente: Autores.

III.1.1 Selección del panel fotovoltaico.

El panel fotovoltaico que se empleará en el proyecto es el Deshmukh Solar Energy del tipo DSM 280, producido en la Empresa de Componentes Electrónicos “Ernesto Che

Guevara” ubicada en la carretera al Aeropuerto “Álvaro Barba” Km 2 ½, Pinar del Río, Cuba. (ENF Solar, 2019).

Tabla III.1.- Características Técnicas de los paneles DSM 280.

Modelo	DSM-280
Potencia Máxima (Pmax) en (Wp)	280
Tensión en el Punto de Máxima Potencia (Vmax) en (V)	31
Corriente en el punto de máxima potencia (Imax) en (A)	9,07
Tensión en Circuito Abierto (Voc) en (V)	39,5
Corriente de cortocircuito (Isc) en (A)	9,71
Eficiencia en %	17,27
Dimensiones (A/A/F)	1 650x990x35 mm
Peso	20 Kg
Tipo de Células	Policristalinas
Tamaño de las Células	156×156 mm

III.1.2 Inclinación de los paneles.

Un punto importante para el diseño de estas instalaciones fotovoltaicas es la inclinación que deben tener los paneles para la captación de la mayor cantidad de radiación solar. La inclinación de los módulos solares se define mediante el ángulo de inclinación (β), que es el ángulo que forma la superficie de los paneles con el plano horizontal, figura III.2. Su valor es 0° para paneles horizontales y 90° para paneles verticales.

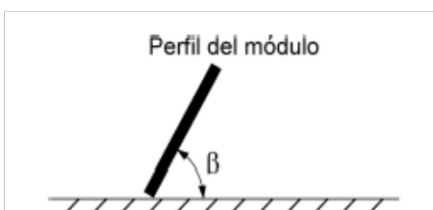


Figura III.2.- Inclinación de los módulos.

La energía captada por el panel está en dependencia, entre otros factores, de su inclinación con respecto a los rayos solares, se recomienda un ángulo de inclinación igual a la latitud del sitio de instalación lo que permite la incidencia perpendicular del rayo solar sobre la superficie del panel con el fin de lograr la máxima captación de energía durante todo el año.

En la tabla III.2 se muestran los resultados del estudio realizado sobre el impacto en la captación de la radiación solar y conversión energética, para diferentes grados de la inclinación de los paneles para la latitud de la provincia de Cienfuegos. (Rodríguez Gámez & Antonio Vázquez, 2012).

Tabla III.2.- Resultados sobre la captación y conversión energéticas de las celdas fotovoltaicas a diferentes ángulos de inclinación. (Rodríguez Gámez & Antonio Vázquez, 2012)

Grados de inclinación de los paneles							
5°	10°	15°	22°	25°	30°	35°	40°
Pérdidas en la captación de energía, Wh/m²			Inclinación adecuada para la provincia de Cienfuegos	Pérdidas en la captación de energía, Wh/m²			
-176	-59	-18		-23	-63	-103	-143
Pérdidas de conversión energética, kWh/kWp				Pérdidas de conversión energética, kWh/kWp			
-32.4	-11.4	-5.0		-6.4	-17.4	-28.5	-39.6

III.1.3 Distancia mínima entre paneles.

La distancia mínima de separación entre las distintas filas de módulos solares que componen el generador fotovoltaico se establece con el objetivo de que no se produzcan sombras de unos módulos sobre otros.

En la figura III.3 se muestran todas las dimensiones que se deben tener en cuenta: (Francisco Loaeza Salcedo, 2012)

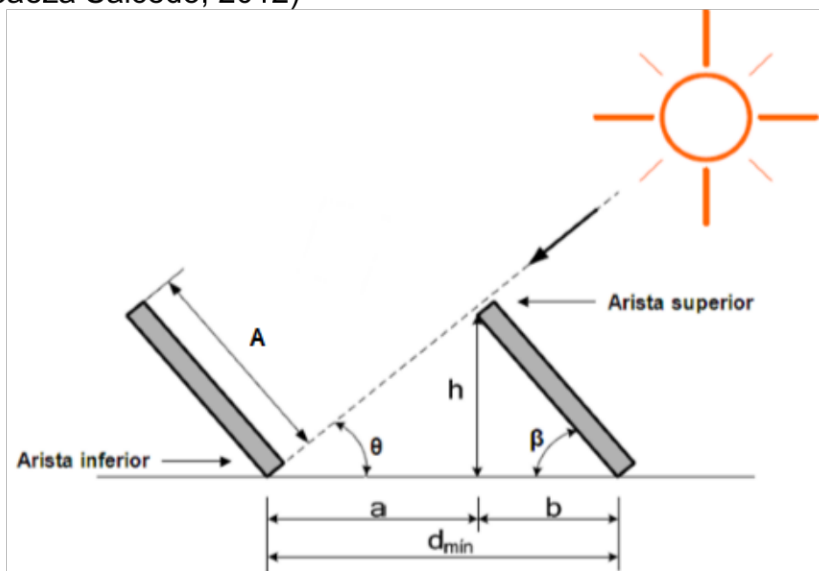


Figura III.3.- Distancia mínima entre aristas de paneles. Fuente: (Francisco Loaeza Salcedo, 2012).

Donde:

$d_{\min}$.- Distancia mínima entre aristas de paneles para evitar sombras, (m).

A. Ancho del panel (columna de módulos en paralelo), (m).

- h.- Componente de la altura del panel, (m).
- β .- Grado de inclinación del panel respecto a la horizontal, ($^{\circ}$).
- Θ .- Ángulo de la sombra respecto a la horizontal, ($^{\circ}$).
- a.- Distancia de la arista superior de un panel a la arista inferior del otro respecto a la horizontal, (m).
- b.- Distancia de la arista inferior del panel a la arista superior del mismo respecto a la horizontal, (m).

Los paneles fotovoltaicos tienen una magnitud (A) de 1,65 m, por sus extremidades más largas. Una vez obtenido el grado de inclinación del panel y la longitud del panel, se calcula la altura solar al mediodía mediante la ecuación III.1.

$$h = \sin \beta * A = \sin 22^{\circ} * 1,65 = 0,62 \text{ m} \quad \text{Ec. III. 1}$$

Con los mismos datos se calcula la distancia (b) en la ecuación III. 2.

$$b = \cos \beta * L = \cos 22^{\circ} * 1,65 = 1,53 \text{ m} \quad \text{Ec. III. 2}$$

Considerando el ángulo de inclinación del panel y los ángulos rectos que se forman, se complementan los demás ángulos y se determina que el ángulo θ es de 68° .

Con el valor del ángulo θ y la altura h se calcula la distancia a en la ecuación III.3.

$$a = \frac{h}{\tan \theta} = \frac{0,62}{\tan 68^{\circ}} = 0,25 \text{ m} \quad \text{Ec. III.3}$$

Se normaliza este valor a 0,5 m para asegurar que no ocurran interferencia entre paneles, y facilitar el acceso por los pasillos para la limpieza y mantenimiento.

Por último, se suma la distancia (a) más la distancia (b) para obtener la distancia mínima entre aristas inferiores de paneles, ecuación III.4, para evitar la sombra sobre otro panel.

$$d_{\min} = a + b = 0,5 + 1,53 = 2,03 \text{ m} \quad \text{Ec. III.4}$$

Por lo que la distancia entre las aristas inferiores tiene que ser igual o mayor a 2,03 m.

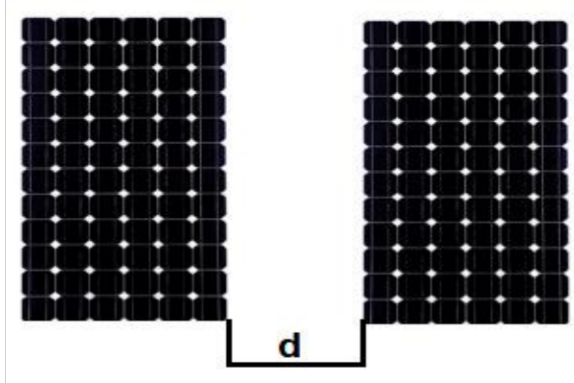


Figura III.4.- Distancia mínima entre paneles en la fila. Fuente: Autores.

La distancia d se determina por la ecuación III.4.

$$d = d_{\min} - A = 2,03 - 1,65 = 0,38 \text{ m} \quad \text{Ec. III. 4}$$

Este valor se normaliza a 0,5 m para que no ocurra interferencia entre los paneles y facilitar el acceso a la limpieza y mantenimiento.

III.1.4 Cálculo del número máximo teórico de paneles fotovoltaicos.

Conociendo las dimensiones del edificio, se hace una distribución de áreas de trabajo, como se muestra en la figura III.5: (Marrero Beltrán, 2018)

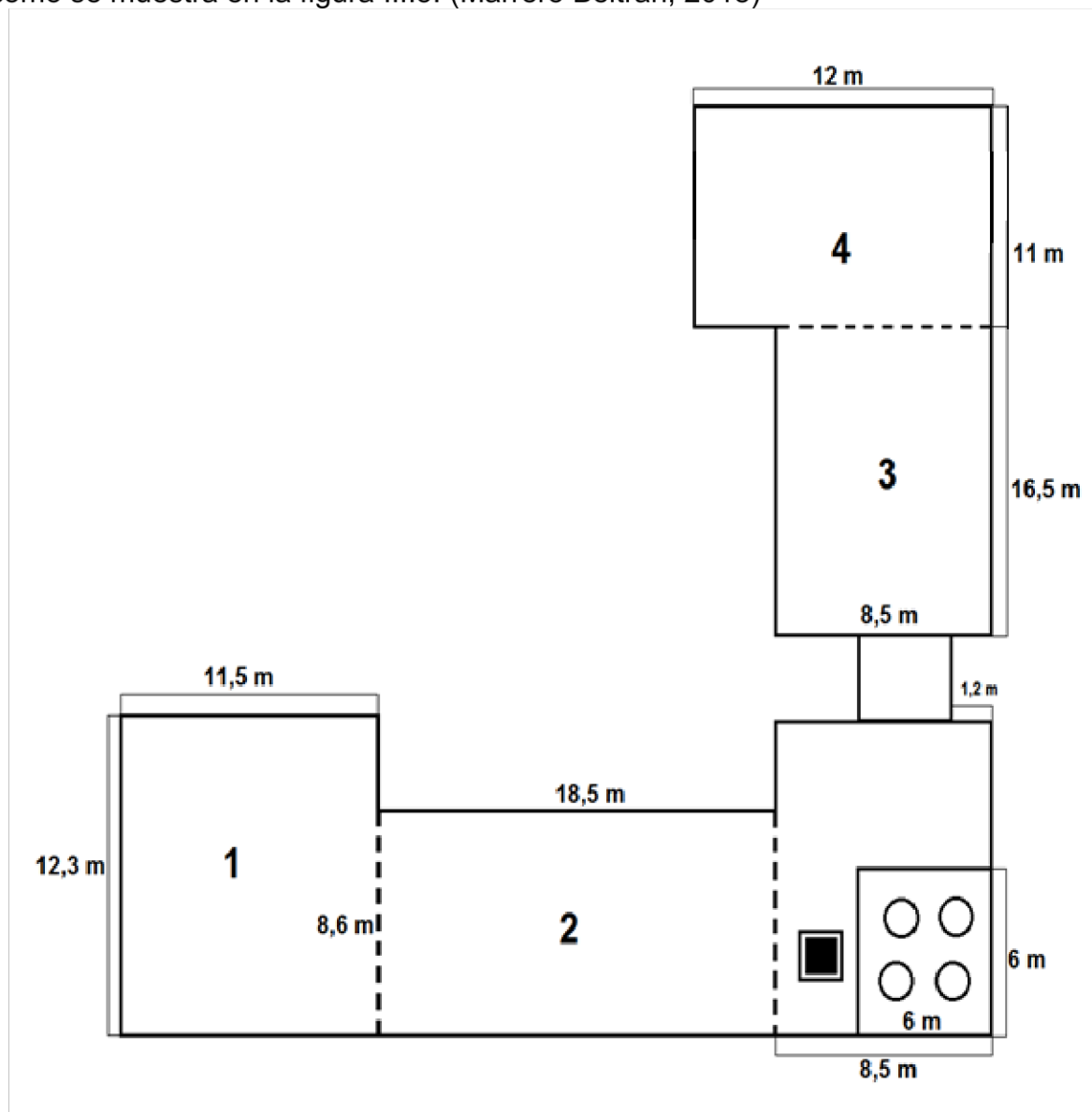


Figura III.5. Áreas disponibles donde se instalarán los paneles. Fuente: Autores.

Una vez calculada la separación mínima que debe haber entre filas de paneles ($d_{\min}$), se podrá calcular el número de estas que se podrán colocar sobre el área útil de las azoteas, mediante la ecuación III.5.

$$\text{Número máximo de filas de paneles} = \frac{\text{Ancho de la edificación}}{\text{Distancia entre paneles}} \quad \text{Ec. III.5}$$

Conocidas las dimensiones de los paneles solares y el área máxima a ocupar, en cada fila se coloca el número obtenido por la ecuación III.6.

$$\text{Número máximo de paneles por fila} = \frac{\text{Largo de la edificación}}{\text{Ancho del panel}} \quad \text{Ec. III. 6}$$

Tabla III.3.- Resultados de cálculo del arreglo y número de paneles.

Área Nº.	Ancho (m)	Largo (m)	Nº. de Filas	Nº. de Columnas	Total de Paneles	Área (m ²)
1	12,3	11,5	6	8	48	141,45
2	8,6	18,5	4	12	48	159,1
3	16,5	8,5	8	6	48	140,25
4	11	12	5	8	40	132
					184	572,8

Para el número máximo de filas y de columnas posibles a colocar en el área útil de las azoteas (cubiertas) se pueden instalar 184 paneles fotovoltaicos sin considerar las estructuras reales de las mesas de soportes de paneles y los espacios reales de pasillos para trabajos de montaje y mantenimiento.

III.1.5 Comprobación de la distancia real entre paneles.

En el dimensionamiento es necesario comprobar la distancia entre paneles, con el fin de garantizar la no existencia de sombra sobre áreas efectivas de generación eléctrica del panel, así como la distancia mínima para la limpieza y el mantenimiento.

Con estos datos se procede a calcular la distancia entre filas haciendo uso de las ecuaciones III.7.

$$\text{Dist fila} = N_f * b + N_{pa} * a \quad \text{Ec. III. 7}$$

Donde:

N_{pa} : Número de pasillos a lo ancho: 5.

N_f : Número de filas: 6.

a: Distancia de la arista superior de un panel a la arista inferior del otro respecto a la horizontal normalizado: 0,5 m.

b: Distancia de la arista inferior del panel a la arista superior del mismo respecto a la horizontal: 1,53 m.

Con los datos del epígrafe 3.1.5 se procede a calcular la distancia entre columnas haciendo uso de la ecuación III.8.

$$\text{Dist columna} = N_c * L + N_{pl} * d \quad \text{Ec. III. 8}$$

En la que.

L: Largo del panel: 1,65 m.
d: Distancia entre paneles en la fila: 0,5 m.
Npl: Número de pasillos a lo largo: 7.
Nc: Número de columnas: 8.

Estas distancias tienen que ser menor que las distancias reales con que cuenta la edificación. En la tabla III,4 se observan los resultados de la comprobación.

Tabla III.4. Resultados de cálculo de comprobación.

Áreas	Ancho (m)	Largo (m)	Dist/Filas _{real} (m)	Dist/Colum _{real} (m)
1	12,3	11,5	11,68	11,42
2	8,6	18,5	7,62	17,38
3	16,5	8,5	15,74	8,44
4	11	12	9,65	11,42

III.1.6 Determinación de la energía generada.

Para el análisis de la generación eléctrica del sistema fotovoltaico se transformó la ecuación III.9 en la ecuación III.10: (UNESCO, 2003).

$$N = \frac{E_G}{P_{pp} * I_{si} * 0,753} \quad \text{Ec. III. 9}$$

La ecuación III.9 transformada posibilita calcular la energía generada, tal como muestra la ecuación III.10.

$$E_G = N * P_{pp} * I_{si} * 0,753 \quad \text{Ec. III. 10}$$

El significado y valor de los términos en las ecuaciones III.9 y III.10 son.

E_G.- Energía generada (kWh/tiempo)

P_{pp}.- Potencia pico del panel: 280 Wp.

N.- Número de paneles: 184.

I_{si}.- Irradiación solar incidente sobre los paneles. 5,5 kWh/m²*día.

0,753.- Factor de funcionamiento tiene en consideración la eficiencia de los paneles fotovoltaicos, la eficiencia de los inversores y pérdidas de cableado.

La tabla III.5 ofrece los resultados de generación diaria, mensual y anual.

Tabla III.5. Resultados de la generación del sistema fotovoltaico.

Eg día	213,37	kWh/día
Eg mes	6,40	MWh/mes
Eg año	77,88	MWh/año

III.1.7 Potencia instalada.

La potencia instalada se determina según la ecuación III.11.

$$P_{\text{inst}} = N * \left(\frac{P_{\text{pp}}}{1000} \right) = 184 * \left(\frac{280}{1000} \right) = 51,52 \text{ kW} \quad \text{Ec. III. 11}$$

III.1.8 Disposición de área/potencia.

Un término que siempre debe ser comprobado, es el área requerida para entregar la potencia de 1 kW. La ecuación III.12 ofrece el resultado del sistema en proceso de cálculo.

$$E_G = \frac{A_t}{P_{\text{inst}}} = \frac{572,8}{52,51} = 11,12 \frac{\text{m}^2}{\text{kW}} \quad \text{Ec. III. 12}$$

La tabla III,6 permite comprobar, de acuerdo al tipo de celda, si el sistema calculado cumple con la relación de área/potencia recomendada. Para el caso en estudio los paneles están formados por celdas de silicio policristalino y se ajustan al rango dado por instituciones reconocidas (Intelligent Energy Europe, 2017)

Tabla III.6. Superficie requerida por cada kWp según la tecnología del panel. Fuente: (Intelligent Energy Europe, 2017).

Tecnología	Superficie (m²)
Silicio monocristalino	7-9
Silicio policristalino	8-11
Diseleniuro de indio cúprico (CIS)	11-13
Teluro de Cadmio (CdTe)	14-18
Silicio amorfo	14-20

III.1.9 Cálculo del número real de paneles.

Los cálculos realizados con anterioridad corresponden al llenado de todas las áreas del techo de la edificación con los paneles solares, para determinar la capacidad máxima de paneles a distribuir en ella.

La distribución real tiene que tomar en consideración los espacios entre pasillos y las dimensiones reales de las mesas de fijación, para ello se simula en Excel (Anexo 1) toda la parte correspondiente a este proceso para establecer la cantidad real de paneles a instalar.

Se realiza una nueva distribución de las áreas del techo como se muestra en la figura III.6 y en la tabla III.7 se muestran las dimensiones de ellas.

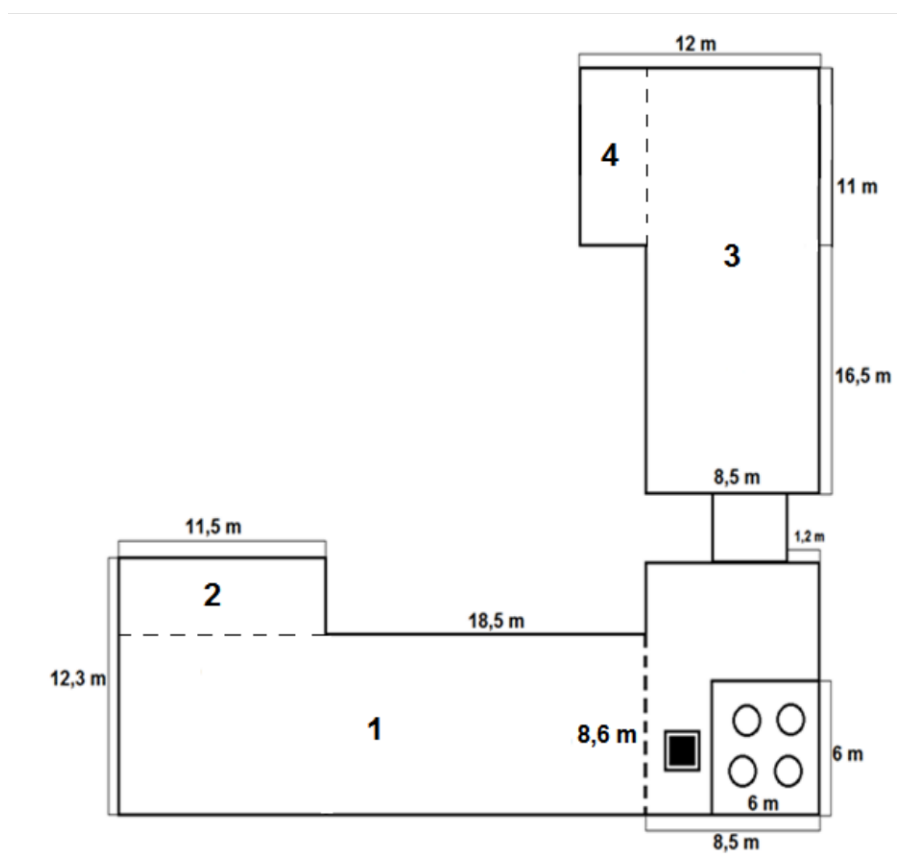


Figura III.6. Áreas disponibles donde se instalarán los paneles. Fuente: Autores.

Tabla III.7. Resultados de cálculo del arreglo y número de paneles reales.

Área Nº.	Ancho (m)	Largo (m)	Nº. de Filas	Nº. de Columnas	Total de Paneles
1	8,6	30	3	4	72
2	4,7	11,5	2	1	18
3	27,5	8,5	10	1	60
4	11	5	4	1	12
					162

En la tabla III.8 se muestran los resultados reales al considerar las dimensiones de las mesas de fijación y los pasillos de separación.

Tabla III.8. Tabla resumen de resultados reales. Fuente: Autores.

Magnitud	Cantidad
Cantidad de Paneles Solares	162
Energía generada (kWh/día)	187,86
Potencia instalada (kW)	45,36
Disposición área/potencia	13,25

III.1.10 Selección del Inversor.

El inversor escogido para la instalación es el Sunny Tripower 25000TL de 25 kW de potencia nominal, adecuado para el arreglo serie-paralelo (string configuration) como también se le conoce, por su confiabilidad. Las especificaciones técnicas del inversor se muestran en el (Anexo 2). (atersa, grupo elecnor, 2019)



Figura III.7. Inversor Sunny Tripower 25000TL. Fuente: (atersa, grupo elecnor, 2019)

III.1.11 Cálculo del número de inversores.

La cantidad de inversores necesarios para la instalación se determina mediante la ecuación III.13: (Marrero Beltrán, 2018).

Datos:

Pd: potencia que demanda la edificación: 42,69 kW.

P_{inversor}: Potencia del inversor: 25 kW.

$$\text{Número de inversores} = \frac{P_d}{P_{\text{inversor}}} = \frac{42,69}{25} = 1,71 \quad \text{Ec. III. 13}$$

Se normaliza el valor al inmediato superior, por lo que se necesitarán 2 inversores de 25 kW de potencias cada uno para realizar la instalación.

III.2.- Simulación de sistema solar fotovoltaico en el software PVsyst.

III.2.1 Información general del software.

Una forma de verificación de los cálculos desarrollados será la realización de la simulación en el software PVsyst versión 6.4.3 (PVsyst 6.4.3, 2019) desarrollado en la Universidad de Ginebra. Este es un potente programa informático, que permite realizar el diseño, simulación y análisis de datos de una instalación fotovoltaica; posee una amplia base de datos de los principales componentes usados en el mercado internacional y permite añadir nuevos datos y valores.

Entre las ventajas con las que cuenta el programa posee una base meteorológica que permite dimensionar la instalación en función de su ubicación, calcular la inclinación y orientación óptima, y un diseño en 3D que permite visualizar el sombreado, calcular las pérdidas y la producción de energía, ya que simula la orientación del sol. (PVsyst, 2019)

III.2.2 Resumen de datos de la simulación.

El caso de estudio corresponde al trabajo en la Empresa de Materiales de la Construcción de Cienfuegos, situada a una latitud de 22° norte, 80° longitud oeste a una altitud de 25 m y los datos climatológicos fueron obtenidos de una síntesis de datos de la Base de Satélites de la NASA-SEE del 2005.

En la tabla III.9 están reflejadas las características de la instalación fotovoltaica una vez realizada la simulación.

Tabla III.9. Tabla resumen de las características de la instalación. Fuente: Autores.

Parámetros de la Simulación.	
Inclinación	22°
Acimut	-32°
Características de generador FV.	
Modelo del panel FV	DSM 280
Número total de paneles	180
Potencia	280 Wp
Superficie de paneles	294 m ²
Inversor.	
Modelo	Sunny Tripower 25000TI-30
Rango de tensión de trabajo	390-800 V
Potencia nominal unitaria	25 kW
Número de inversores	2
Potencia total	50 kW
Producción del Sistema.	
Energía producida	79,52 MWh/año
Factor de rendimiento	81,1 %

La figura III.8, muestra las pérdidas globales asociadas al sistema. Las de los paneles fotovoltaicos es de 0,88 kWh/kWp/día, mientras que la del sistema electrónico de potencia es de 0,13 kWh/kWp/día, para una producción de energía útil de 4,32 kWh/kWp/día.

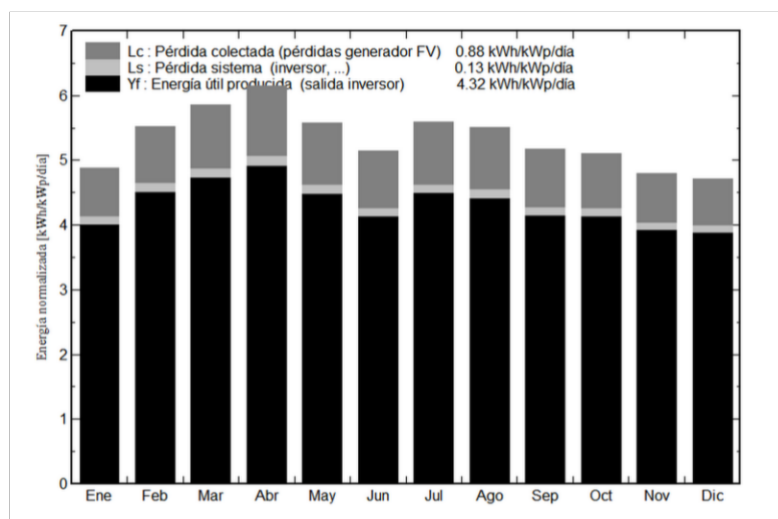


Figura III.8. Producciones normalizadas en kWp. Fuente: (PVsyst 6.4.3, 2019).

En la figura III.9, se observa que el factor de rendimiento es relativamente alto durante el transcurso del año, con valores superiores a 80 %. Es de destacar que en los meses de mayor calor desde mayo a agosto los valores descienden ligeramente por el incremento de la temperatura del panel y al aumento de la nubosidad.

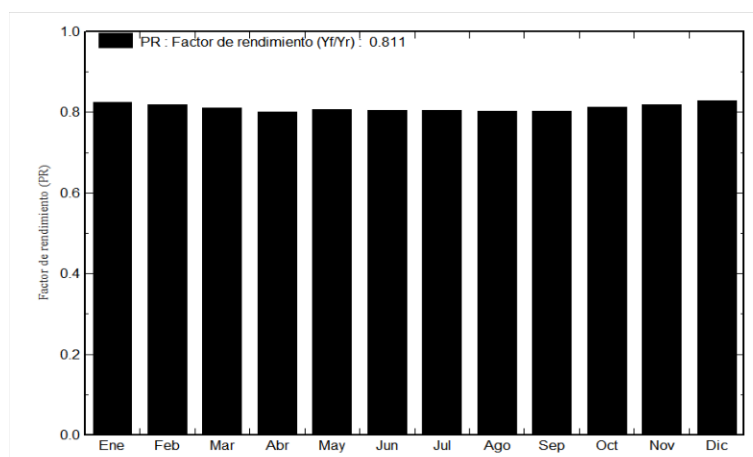


Figura III.9. Factor de rendimiento. Fuente: (PVsyst 6.4.3, 2019).

La tabla III.10 muestra la energía posible a generar mensualmente por el sistema. Estos valores corresponden al comportamiento histórico de los datos almacenados en el simulador PVsyst 6.4.3 y pertenecientes a los datos de Base del Satélite NASA-SEE 1983 – 2005.

Este comportamiento es el esperado para años de conducta normal, donde la media es de 6,63 MWh con valor máximo de 7,45 MWh en el mes de abril, obteniéndose una generación de 79,52 MWh al año.

Tabla III.10. Resultados de producción de energía por meses. Fuente: Autores.

Meses	Energía generada (MWh).
Enero	6,28
Febrero	6,38
Marzo	7,41
Abril	7,45
Mayo	7,02
Junio	6,27
Julio	7,03
Agosto	6,91
Septiembre	6,28
Octubre	6,47
Noviembre	5,94
Diciembre	6,09
Promedio mensual de generación	6,63
Generación anual	79,52

La figura III.10, muestra el escenario teórico de la instalación de los 180 paneles sobre la edificación a escala real.

Se valora la instalación del sistema fotovoltaico en el techo de la empresa, a fin de no tener que utilizar las áreas laterales para posibles ampliaciones y otros usos.

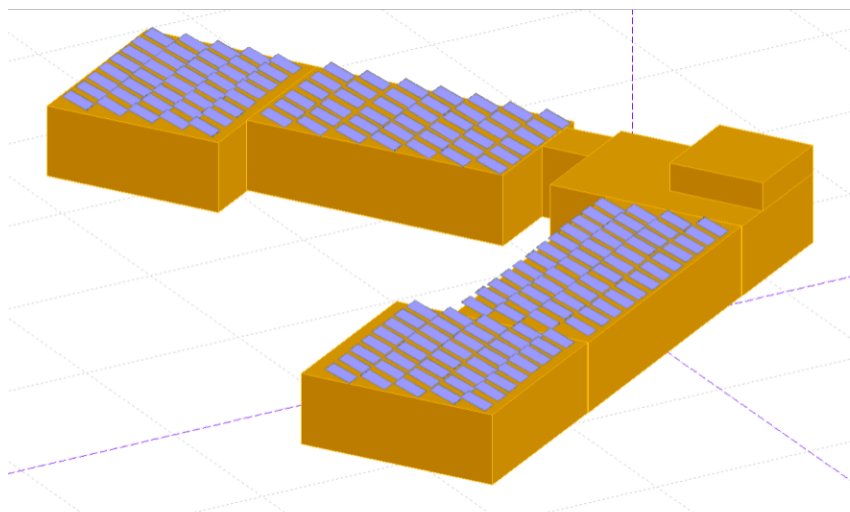


Figura III.10. Montaje de los paneles en el edificio. Fuente: (PVsyst 6.4.3, 2019).

La figura III.11, muestra el escenario real de la instalación de los 162 paneles sobre la edificación a escala real.

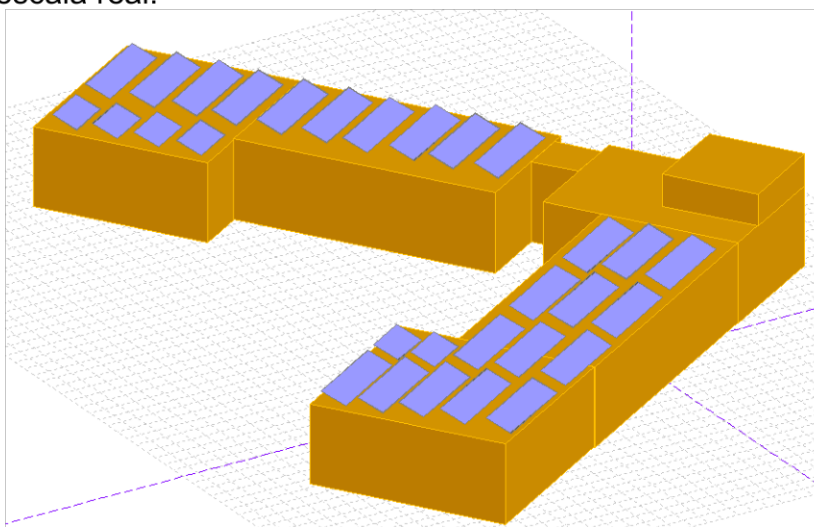


Figura III.11. Montaje de los paneles reales en el edificio. Fuente: (PVsyst 6.4.3, 2019).

La posibilidad de sombra sobre los paneles es un factor en la reducción de la generación del sistema. Se simuló la trayectoria solar, considerando que en el horario de 8 a 9 de la mañana resulta el mayor efecto de sombra tal como se aprecia en las figuras III.12 y III.13 las cuales corresponden al escenario teórico y las figuras III.14 y III.15 al escenario real.

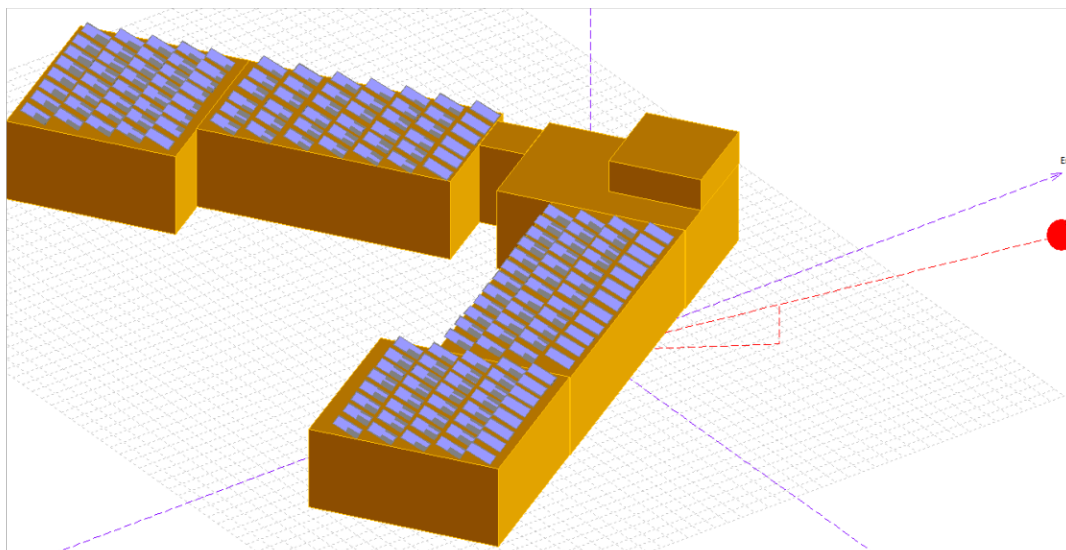


Figura III.12. Incidencia de sombra sobre los paneles teóricos a las 8 am. Fuente: (PVsyst 6.4.3, 2019).

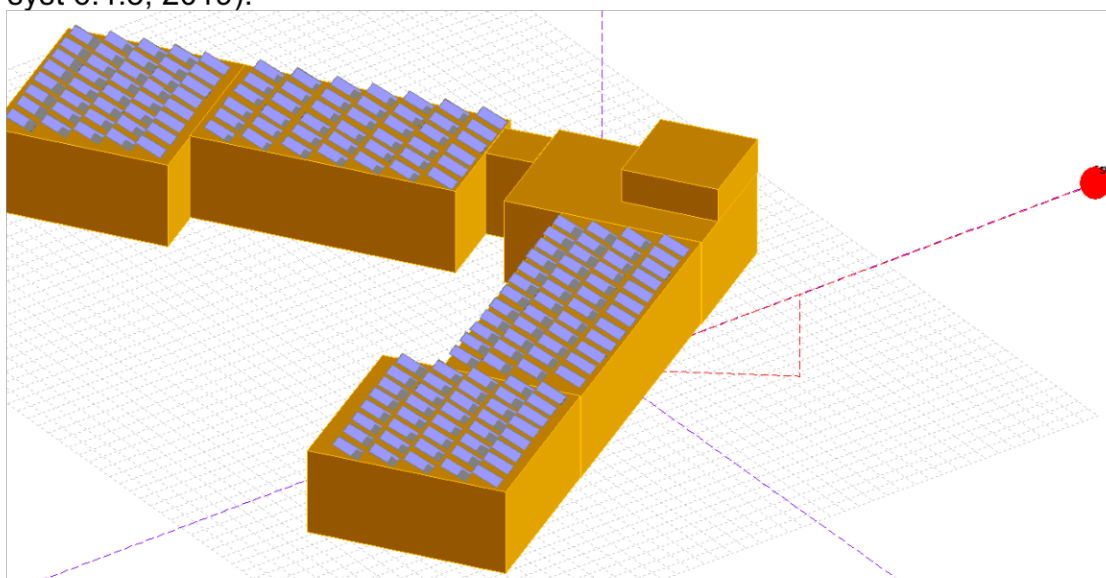


Figura III.13. Incidencia de sombra sobre los paneles teóricos a las 9 am. Fuente: (PVsyst 6.4.3, 2019).

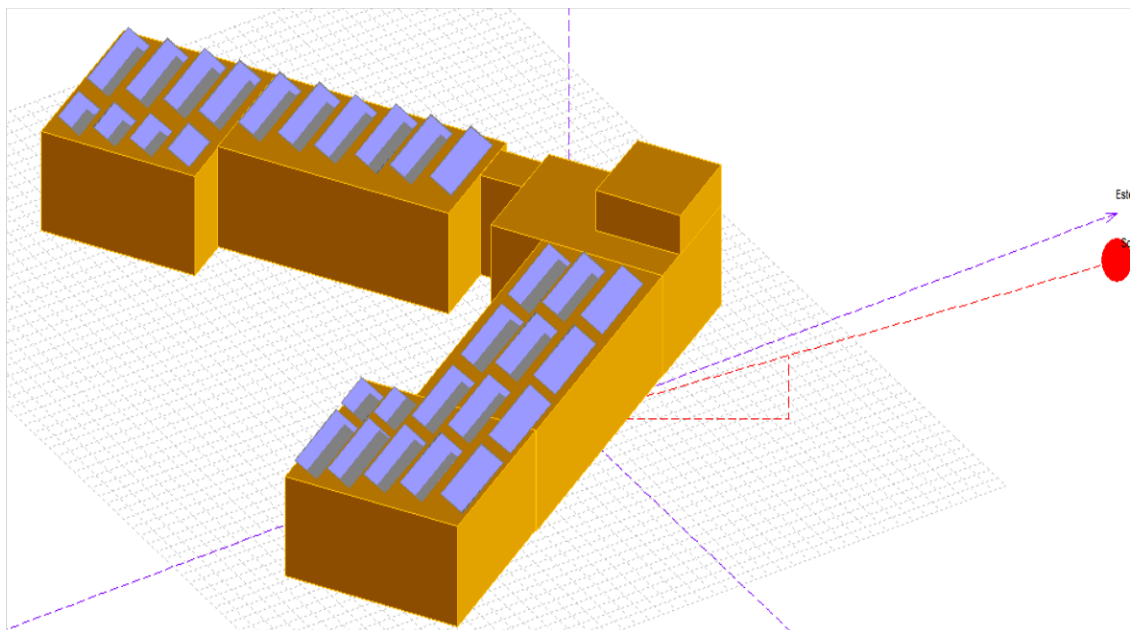


Figura III.14. Incidencia de sombra sobre los paneles reales a las 8 am. Fuente: (PVsyst 6.4.3, 2019).

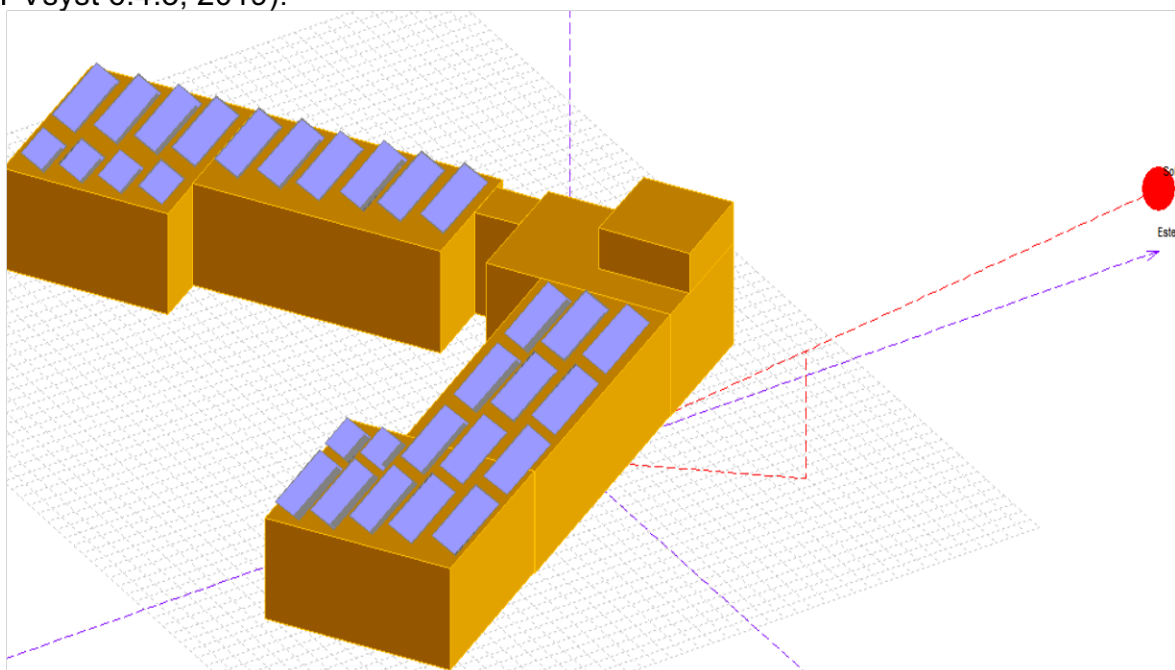


Figura III.15. Incidencia de sombra sobre los paneles reales a las 9 am. Fuente: (PVsyst 6.4.3, 2019).

Observe que a las 9 am las sombras sobre los paneles prácticamente han desaparecido y a partir de este momento se produce la mayor generación.

III.3 Comprobación de los resultados obtenidos.

La comparación de los resultados obtenidos por el cálculo manual teórico con la modelación realizada en el PVsyst 6.4.3 están dados en la tabla III.11.

Tabla III.11. Comparación entre calculo manual teórico y simulación. Fuente: Autores.

Campos de comparación	PVsyst	Excel	Diferencia (%)
Cantidad módulos	180	184	2,22
Energía obtenida (MWh/año)	79,52	77,88	2,06
Relación m²/kW	11,36	11,12	2,11

En la tabla III.11. se muestra que las diferencias en los resultados no supera el 5 %, valor que se considera generalmente como máxima diferencia permisible en los cálculos de ingeniería. Esto hace totalmente confiables los resultados obtenidos.

III.4 Análisis del efecto de la fuerza de los vientos sobre los paneles solares y la estructura de fijación.

Para poder realizar el análisis de las afectaciones que podrían traer consigo la influencia de la fuerza de los vientos sobre los paneles y las estructuras de fijación de estos se procede a la simulación del software Autodesk Inventor Profesional 2017.

III.4.1.- Determinación de la fuerza promedio anual producida por los vientos sobre los paneles.

Para determinar la fuerza media anual que ejercen los vientos sobre los paneles, se realiza el análisis de la figura III.16 que permite determinar el ángulo de incidencia de los vientos con respecto a la edificación.

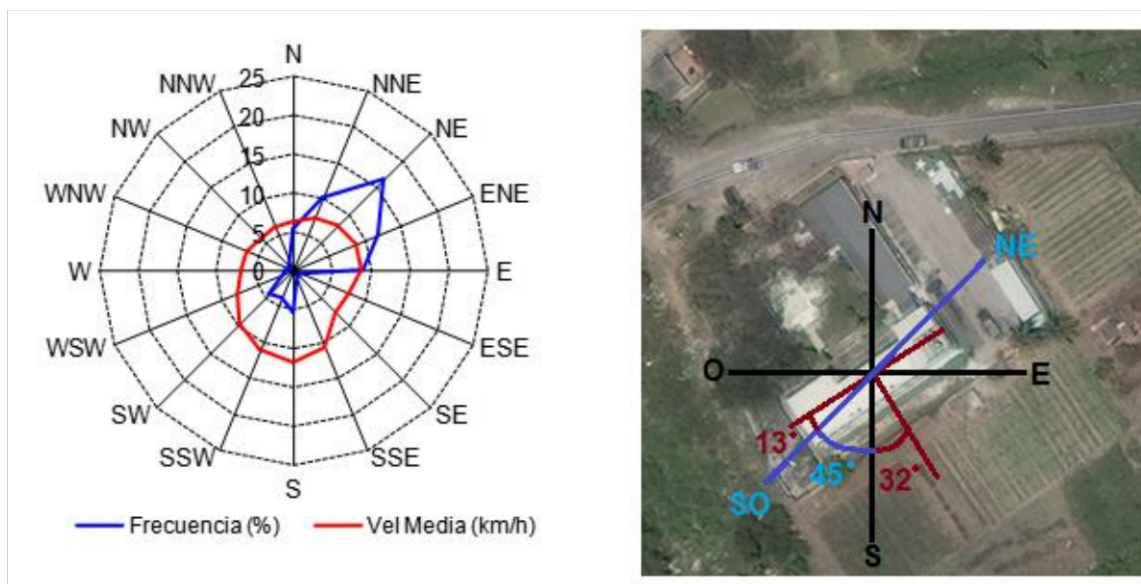


Figura III.16. Análisis de los vientos. Fuente: Autores

El edificio se encuentra inclinado 32° en la dirección SE. Los vientos soplan en la dirección SO – NE los cuales forma un ángulo de 45° con la dirección N – S.

El ángulo que se forma entre la dirección del viento y la posición del edificio (φ), se puede determinar mediante la ecuación III.15, por ser ángulos complementarios.

$$\varphi = 90^\circ - (42^\circ + 32^\circ) = 13^\circ \quad \text{Ec. III. 15}$$

Los mayores valores de la velocidad de los vientos que se encuentran en el comportamiento anual es de $V=12 \text{ km/h}$ ($3,33 \text{ m/s}$) en la dirección SO – NE.

La velocidad de los vientos que afecta la parte frontal de la edificación se determina mediante la ecuación III.16.

$$V_f = V * \cos 13^\circ = 3,33 * \cos 13 = 3,25 \frac{\text{m}}{\text{s}} \quad \text{Ec. III. 16}$$

Para determinar la fuerza de resistencia de los paneles a las fuerzas que ejercen los vientos sobre los paneles se utilizara la ecuación III.17 (Jiménez Borges & Monteagudo Yanes, 2016).

$$F = \rho * C_{di} * A * \frac{V_f^2}{2} = 1,2 * 2 * 0,61 * \frac{3,25^2}{2} = 7,73 \text{ N} \quad \text{Ec. III. 17}$$

Donde:

- P.- Densidad del aire a nivel del mar: $1,2 \text{ kg/m}^3$.
- Cdi.- Coeficiente de resistencia de superficies planas: 2.
- l.- Largo del panel: 0,99 m.
- a.- Ancho del panel: 1,65 m.

h.- Altura del borde superior del panel: 0,62 m.

A.- Área proyectada del panel: 0,61 m².

Vf.- Velocidad frontal de los vientos: 3,25 m/s.

III.4.2.- Cálculo de carga de los vientos haciendo uso de NC 285:2003 "Carga de vientos. Método de Cálculo".

La presión de viento sobre los paneles y las estructuras de fijación se obtiene por la ecuación III.18 de acuerdo con la Norma Cubana de los Vientos NC 285: 2003.

$$q = q_{10} * C_t * C_h * C_s * C_r * C_f * C_{ra} \quad \text{Ec. III. 18}$$

Donde:

-q₁₀: Presión básica característica del viento para una recurrencia de 25 años y en zona 1 donde se encuentra situada la provincia de Cienfuegos es 1,3 kN/m²; figura III.17 (Oficina Nacional de Normalización, 2003).



Figura III.17 Regionalización según las presiones básicas del viento. Fuente: (Oficina Nacional de Normalización, 2003).

O se puede calcular mediante la ecuación III.19 según (Oficina Nacional de Normalización, 2003).

$$q_{10} = \frac{V_v^2}{1,6 * 10^3} = \frac{3,25^2}{1600} = 6,6 * 10^{-3} \frac{\text{kN}}{\text{m}^2} \quad \text{Ec. III. 19}$$

V_v: velocidad del viento en el territorio, 3,25 m/s.

-C_t: Coeficiente de recurrencia es 0,90; para 25 años, Tabla III.12 (Oficina Nacional de Normalización, 2003).

Tabla III.12 Coeficiente de recurrencia. Fuente: (Oficina Nacional de Normalización, 2003).

Tiempo de recurrencia Años	Coeficiente de recurrencia C_T
100	1,15
50	1,00
25	0,90
10	0,75
5	0,70

NOTA: Para valores intermedios, el coeficiente de recurrencia se puede interpolar.

-Cs: Coeficiente de sitio considerando sitio expuesto, ya que la edificación se encuentra situada cerca de la bahía, es de 1,10; Tabla 3.13 (Oficina Nacional de Normalización, 2003).

Tabla III.13 Coeficiente de sitio. Fuente: (Oficina Nacional de Normalización, 2003).

Topografía	Coeficiente de sitio, C_s
Sitio normal	1,00
Sitio expuesto	1,10

-Ch: Coeficiente de altura para tipo de terreno B y con una altura de 5 m, que es la altura del edificio, es de 0,48; de acuerdo con la Tabla III.14 (Oficina Nacional de Normalización, 2003).

- **Terreno Tipo A:** Estos serán terrenos abiertos (llanuras, costas, orillas de laguna y represas, etc.). También en terrenos con obstáculos y edificaciones que no superen los 10 m. Se considera costa una distancia hasta 500 metros a partir de la línea del mar.
- **Terreno Tipo B:** Estos serán terrenos cubiertos con obstáculos y edificaciones que superen los 10 m. (ciudades, zonas boscosas, etc.). Se considera representativo de este tipo de terreno, cuando las condiciones señaladas se mantengan en una distancia de 500m o más, a partir de la edificación u obra.
- **Terreno Tipo C:** Estos serán los centros de grandes ciudades, en los que al menos el 50 % de las edificaciones tengan una altura promedio mayor de 22 m o más. Esta condición debe prevalecer en la dirección analizada, en al menos una distancia de 800 m de construcciones ó 10 veces la altura del edificio u obra (el mayor de los dos). Se debe tener en cuenta un posible efecto de túnel o incremento de la presión, por un aumento de la velocidad del viento debido a que el edificio o estructura se encuentre ubicado en la zona de excitación o influencia de otros edificios o construcciones adyacentes.

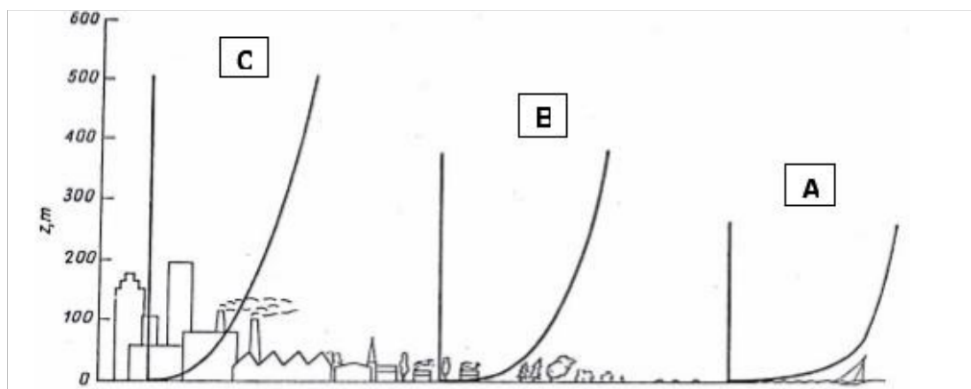


Tabla III.14 Coeficiente de altura (Ch). Fuente: (Oficina Nacional de Normalización, 2003).

Altura (m)	Tipos de Terreno		
	A	B	C
De 0 a 5	0,80	0,48	0,19
10	1,00	0,65	0,30
20	1,25	0,88	0,47
30	1,42	1,05	0,62
40	1,56	1,20	0,75
50	1,67	1,32	0,87
60	1,77	1,43	0,98
70	1,86	1,53	1,08
80	1,95	1,62	1,18
90	2,02	1,71	1,28
100	2,09	1,79	1,47
125	2,24	1,97	1,59
150	2,38	2,14	1,79
175	2,50	2,29	1,98
200	2,61	2,43	2,17

NOTA: Los valores de altura no señalados en esta Tabla serán interpolados.

-Cr: Coeficiente de ráfaga para altura menores de 10 m y terrenos del tipo B es de 1,46; tabla III.15 (Oficina Nacional de Normalización, 2003).

Tabla III.15. Coeficiente de ráfaga (C_r). Fuente: (Oficina Nacional de Normalización, 2003).

Altura (m)	Tipos de terreno		
	A	B	C
< 10	1,22	1,46	1,90
10	1,18	1,36	1,72
20	1,14	1,28	1,54
30	1,12	1,24	1,44
40	1,10	1,21	1,38
50	1,09	1,18	1,32
60	1,08	1,17	1,30
70	1,07	1,15	1,27
80	1,06	1,14	1,24
90	1,06	1,13	1,22
100	1,05	1,12	1,21
110	1,04	1,11	1,19
120	1,03	1,10	1,18
130	1,02	1,09	1,17
140	1,01	1,08	1,15
150	1,00	1,07	1,14

-Cra: Coeficiente de reducción de área para una longitud de 1,65 m y altura menor de 30 m, es de 0,93; según figura 3.18 (Oficina Nacional de Normalización, 2003).

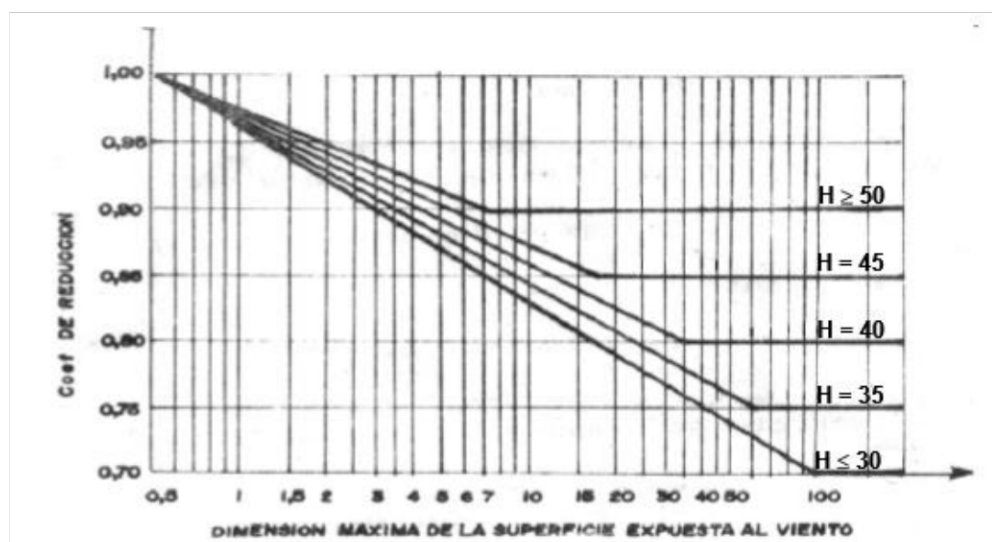


Figura III.18 Coeficiente de reducción por área expuesta. Fuente: (Oficina Nacional de Normalización, 2003).

-Cf: Coeficiente de forma según nuestro caso de estudio corresponde al caso III de la figura 3.13 y se toma un ángulo de inclinación de 25° , pero por ser el panel de pequeñas dimensiones se tomará un solo coeficiente para toda la superficie que es de 1,55; según la tabla III.9 (Oficina Nacional de Normalización, 2003).

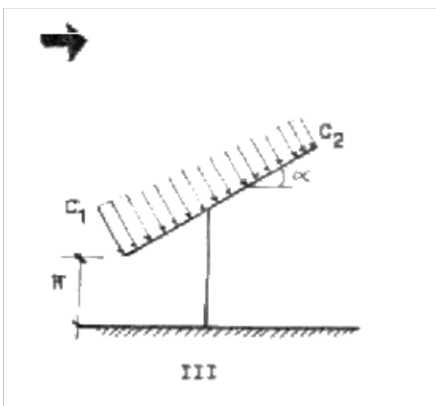


Figura III.19 Coeficiente de forma. Fuente: (Oficina Nacional de Normalización, 2003).

Tabla III.16 Coeficiente de forma para techos aislados. Fuente: (Oficina Nacional de Normalización, 2003).

Tipo de Estructura	Ángulo (grados)	Coeficiente de forma			
		C1	C2	C3	C4
I	10	0,70	0,35	- 0,15	- 0,50
	20	0,75	0,57	- 0,33	- 0,50
	30	0,80	0,80	- 0,50	- 0,50
	40	0,97	0,97	- 0,33	- 0,33
II	10	- 0,70	- 0,35	0,15	0,50
	20	- 0,75	- 0,57	0,33	0,50
	30	- 0,80	- 0,80	0,50	0,50
	40	- 0,97	- 0,97	0,33	0,33
III	10	0,80	0,00		
	15	1,05	0,20		
	20	1,30	0,40		
	25	1,55	0,60		
	30	1,80	0,80		
	35	1,76	0,84		
	40	1,72	0,88		
	45	1,68	0,93		
IV	10	- 0,80	- 0,00		
	15	- 1,05	- 0,20		
	20	- 1,30	- 0,40		
	25	- 1,55	- 0,60		
	30	- 1,80	- 0,80		
	35	- 1,76	- 0,84		
	40	- 1,72	- 0,88		
	45	- 1,68	- 0,93		

- Conociendo todos los coeficientes y utilizando el valor de q_{10} calculado por la ecuación III.19 se sustituye en la ecuación III.18.

$$q = 6,6 \cdot 10^{-3} \cdot 0,9 \cdot 1,10 \cdot 0,48 \cdot 1,46 \cdot 0,93 \cdot 1,55$$

$$q = 6,6 \cdot 10^{-3} \text{ [kN/m}^2\text{]}$$

Multiplicando el valor obtenido en la ecuación III.18 por el área del panel se obtiene la carga que ejercen los vientos sobre estos.

$$q = 6,6 * 1,63$$

$$q = 10,76 \text{ N}$$

Conociendo todos los coeficientes y utilizando el valor de q_{10} tomado de la figura III.11 se sustituye en la ecuación III.18.

$$q = 1,3 * 0,9 * 1,10 * 0,48 * 1,46 * 0,93 * 1,55$$

$$q = 1,3 \text{ kN/m}^2$$

Multiplicando el valor obtenido en la ecuación III.18 por el área del panel se obtiene la carga que ejercen los vientos sobre estos.

$$q = 1,3 * 1,63$$

$$q = 2\,119 \text{ N}$$

Este valor toma en consideración una región del país que abarca todo el occidente y centro, su magnitud corresponde al máximo valor posible en la misma e incluye un factor de seguridad elevado para los cálculos de la fuerza de los vientos en esa región.

III.5.- Simulación del conjunto panel – soporte a la carga ejercida por los vientos.

Después de conocida la carga que producen los vientos sobre los paneles solares por ambos métodos de cálculo se procede a la simulación del conjunto el cual se puede observar en la figura III.20. Se hace uso del valor 10,76 N obtenido a partir del cálculo del coeficiente q_{10} dado en NC 285:2003 (Oficina Nacional de Normalización, 2003).

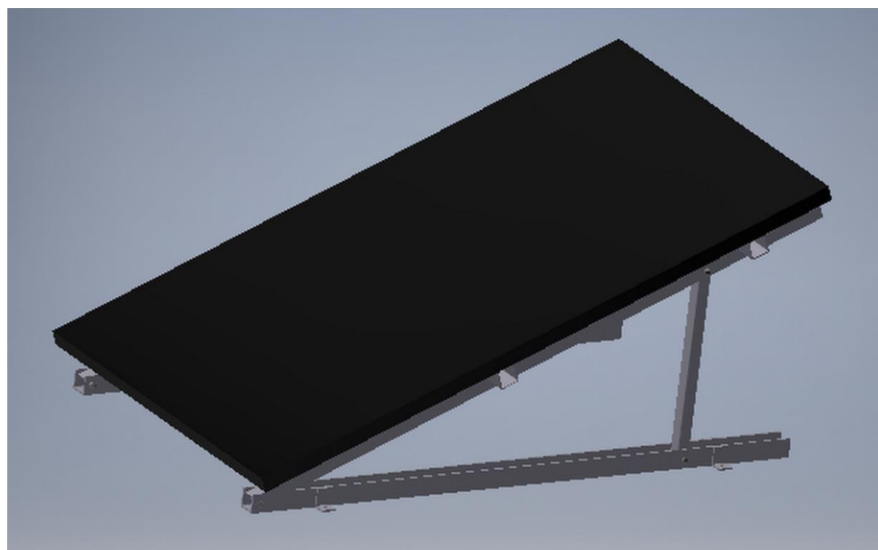


Figura III.20. Conjunto panel – mesa de fijación. Fuente: (Autodesk Inventor Profesional 2017).

Como se muestra en la figura III.21 el conjunto de panel-soporte presenta un coeficiente de seguridad mayor que 2 al verse sometido a las fuerzas provocadas por los vientos, estando en el rango de seguridad ideal. (Shigley, 1990)

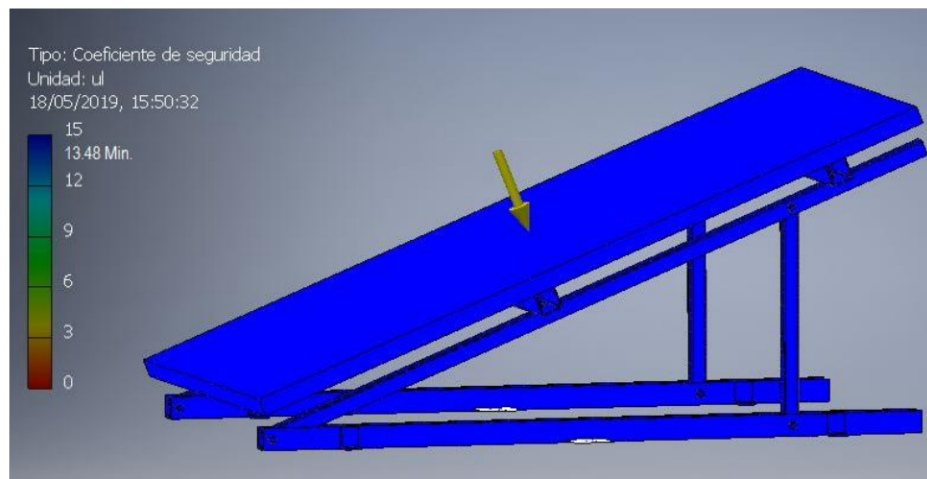


Figura III.21. Análisis del coeficiente de seguridad del conjunto. Fuente: (Autodesk Inventor Profesional 2017).

III.5.1 Determinación de la fuerza de los vientos sobre los paneles para casos críticos.

Los valores de la velocidad de los vientos para condiciones de eventos meteorológicos rondan los 80 km/h (22,22 m/s), valor que se tomará para realizar la comprobación del conjunto.

La velocidad de los vientos que afecta la parte frontal de la edificación se determinan mediante la ecuación III.16.

$$V_f = V * \cos 13^\circ = 22,22 * \cos 13 = 21,65 \frac{\text{m}}{\text{s}} \quad \text{Ec. III. 16}$$

Para determinar la fuerza que ejercen los vientos sobre los paneles se utilizara la ecuación III.17.

$$F = \rho * C_{di} * A * \frac{V_f^2}{2} = 1,2 * 2 * 0,61 * \frac{21,65^2}{2} = 343,1 \text{ kgf} = 3\,364,66 \text{ N} \quad \text{Ec. III. 17}$$

Donde:

- ρ.- Densidad del aire a nivel del mar: 1,2 kg/m³.
- C_{di}.- Coeficiente de resistencia de superficies planas: 2.
- l.- Largo del panel: 0,99 m.
- a.- Ancho del panel: 1,65 m.

h.- Altura del borde superior del panel: 0,62 m.

A.- Área proyectada del panel: 0,61 m².

Vf.- Velocidad frontal de los vientos: 21,65 m/s.

Después de conocida la fuerza que producen los vientos sobre los paneles solares se procede a la simulación del conjunto como se muestra en la figura III.23.

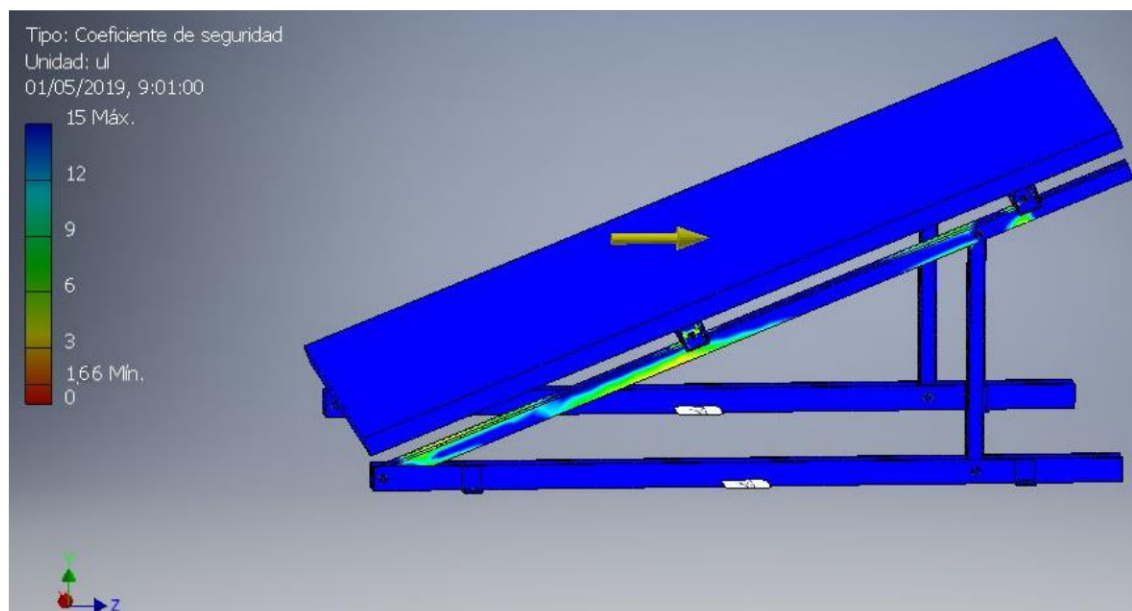


Figura III.23. Análisis del coeficiente de seguridad del conjunto. Fuente: (Autodesk Inventor Profesional 2017).

Como se muestra en la figura III.23 el conjunto de panel-soporte, posee un 1,66 mínimo de coeficiente de seguridad al verse sometido a las fuerzas provocadas por los vientos, estando este en el rango de 1,5 – 2 que son valores aceptables de seguridad. (Shigley, 1990)

III.5.2.- Cálculo de resistencia de la edificación.

Para la comprobación de resistencia de la edificación (Ministerio de la Construcción, 1978) al realizar el montaje del sistema fotovoltaico, se analizará solamente el área 1, ya que esta es la de mayor cantidad de paneles y envergadura.

Esta área se caracteriza por poseer 248 m² de superficie, sobre la cual se instalarán 72 paneles solares, 12 mesas de fijación, 48 apoyos para las mesas y en esta se tendrá en consideración el peso total de todo el cableado, los tornillos de fijación a utilizar en general y la fuerza que ejerce el viento sobre los paneles.

Todo el peso por unidad de área que se colocará sobre la edificación en el área 1 incluyendo en ello el peso de enrajonado y de la capa de papel asfáltico que se encuentran ya incluidas en la cubierta de la edificación para su impermeabilización

(Oficina Nacional de Normalización, 2003) (Tabla 1, NC 283), deben de ser menor que el valor de la carga de utilización permisible de 300 kg/m^2 según el tipo de edificación "Girón" ya visto en capítulo anterior y que será tomado como el valor permisible de resistencia de la edificación a las cargas en la cubierta de la misma.

Tabla III.17 Cargas sobre la edificación. Fuente: Autores.

Producto	Cantidad	Peso (kg)	Densidad	Espesor	Total de carga (kg/m^2)
Enrajonado	-	-	$18 \text{ kg/m}^2/\text{cm}$	5 cm	90
Capa asfáltica	2	-	5 kg/m^2	-	50
Estructura metálica	12	2 376	7 kg/m^2	-	10
Paneles solares	72	1 440	-	-	6
Dados de apoyo	48	390	-	-	2
Carga producida por los vientos	-	-	-	-	1,1
Cableado	250 m	60	-	-	0,3
Tornillos	-	25	-	-	0,1
Total					159,5

El valor de carga de utilización es $159,5 \text{ kg/m}^2 < 300 \text{ kg/m}^2$ valor mínimo permisible para las edificaciones tipo "Girón", por lo que se puede afirmar que la edificación resistirá las cargas que tributará el sistema de paneles solares.

Conclusiones.

- El análisis de caso muestra que el Sistema Solar Fotovoltaico puede ser instalado en un área de $572,8 \text{ m}^2$ de cubierta de la edificación, con un total de 162 paneles fotovoltaicos del tipo Desmukh DSM-280, dos inversores Sunny Tripower 25000TL de 25 kW y para su fijación fueron necesarios un total de 30 mesas de fijación y 60 apoyos de hormigón fundidos.
- El sistema tiene capacidad para generar $187,86 \text{ kWh/día}$ trabajando contra una solicitud media de la empresa de $170,76 \text{ kWh/día}$ y un máximo de 270 kWh/día . En estas condiciones puede satisfacer cerca del 70% de la máxima demanda de la empresa.
- El solapamiento de las sombras producidas por los paneles es mínimo, solo afecta durante el horario de 8 am a 9 am según la simulación realizada en el software PVsyst 6.4.3.

- La incidencia de la fuerza de los vientos no afecta los paneles y las mesas de fijación, estos presentan un coeficiente de seguridad de 13,58 y transmitirán una fuerza sobre la edificación de 10,76 N.
- Las cargas sobre la cubierta de la edificación originadas por el peso del sistema solar fotovoltaico, y la fuerza de resistencia a los vientos, alcanza valores en el orden de 160 kg/m² magnitud inferior a las cargas de resistencia de las edificaciones tipo “Girón” que alcanzan valores en el orden de 300 kg/m².

Bibliografía.

- atersa, grupo elecnor. (2019). *atersa, grupo elecnor*. Obtenido de atersa, grupo elecnor: <https://atersa.shop/inversor-conexion-a-red-sunny-tripower-25000tl-sma>
- Autodesk Inventor Profesional 2017. (s.f.). *Análisis del Coeficiente de Seguridad*. Cienfuegos.
- Álvarez González, A. L., Iturralde Carrera, L. A., Jiménez Borges, R., Monteagudo Yanes, J. P., & Gómez Muñoz, M. (2022). Potencialidades de generación fotovoltaica sobre cubiertas de edificaciones en una instalación hotelera. *Revista Universidad y Sociedad*, 14(3), 565-573.
- Cerda, E. (2018). Cambio Climático y Energía: Una visión a nivel global . *Papeles de Europa*, 1-17.
- ENF Solar. (2019). *ENF Solar*. Obtenido de ENF Solar: <https://es.enfsolar.com/pv/panel-datasheet/crystalline/35317>
- Francisco Loaeza Salcedo, C. R. (2012). *“DISEÑO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO INTEGRADO A LA RED PARA EL AREA DE ESTACIONAMIENTO DE LA UNIVERSIDAD TECNOLOGICA DE SALAMANCA”*. México D.F: ESIME.
- Intelligent Energy Europe. (2017). *Dimencionado de SFCR*. España: intelc ingenieria.
- Iturralde Carrera, L. A., Jiménez Borges, R., Molina Santana, E., & Álvarez González, A. L. (2022). Potencialidades de generación fotovoltaica sobre la cubierta del edificio CRAI de la Universidad de Cienfuegos. *Revista Universidad y Sociedad*, 14(3), 318-330.
- Jiménez Borges, R., & Monteagudo Yanes, J. P. (2016). *Mecánica de los Fluidos. Teoría básica y Problemas*. Cienfuegos, Cuba: Editorial Universo Sur.
- Marrero Beltrán, J. (2018). *Anteproyecto y simulación de un sistema fotovoltaico conectado a la red para alimentar le División Territorial COPEXTEL Cienfuegos*. Cienfuegos, Cuba: Facultad de Ingeniería. Universidad de Cienfuegos.
- Ministerio de la Construcción. (1978). *Sistema Constructivo Girón. Especificaciones Técnicas*. La Habana, Cuba: CEDITEC.
- Oficina Nacional de Normalización. (2003). *Carga de Vientos. Método de Cálculo*. La Habana, Cuba: Oficina Nacional de Normalización.
- Oficina Nacional de Normalización. (2003). *Densidad de materiales naturales, artificiales y de elementos de construcción como cargas de diseño*. La Habana, Cuba: Oficina Nacional de Normalización.

- PVsyst. (15 de abril de 2019). *Ingelibre*. Obtenido de Ingelibre: <https://ingelibreblog.wordpress.com/2014/04/22/tutorial-pvsyst-base-de-datos-meteorologicos/>
- PVsyst 6.4.3. (2019). *SSFV en Materiales de la Construcción*. Cienfuegos: Facultad de Ingeniería UCF.
- Rodríguez Gámez, M., & Antonio Vázquez, M. V. (2012). *Evaluación y criterios para la instalación de 1 MWp de FV conectados a la red en Cantarrana, municipio y provincia de Cienfuegos*. La Habana: Archivo de datos digitales del CIPEL. 35 pp.
- Salvador Escoda. S.A. (2017). *Libro Blanco de las Energías Renovables*. Barcelona. España.: Disponible en: www.salvadorescoda.com .
- Shigley. (1990). *Diseño de Ingeniería Mecánica*. Mexico DF: Tierra Firme.
- Stolik Novygrad, D. (2019). *Energía fotovoltaica para Cuba*. La habana: Editorial Cubasolar.
- UNESCO. (2003). *Curso de Entrenamiento en Energía Solar*. Puerto Ayora, Galápagos. Ecuador: UNESCO.

Anexos

Anexo 1

[illegible]

Anexo 2: Datos técnicos del inversor Sunny Tripower 25000TL.

Entrada de CC	
Potencia de CC máxima a $\cos \varphi = 1$	25550 W
Tensión de entrada máxima	1000 V
Rango de tensión del MPP	De 390 V a 800 V
Tensión asignada de entrada	600 V
Tensión de entrada mínima	150 V
Tensión de entrada de inicio	188 V
Corriente de entrada máxima, entrada A	33 A
Corriente de entrada máxima, entrada B	33 A
Corriente de cortocircuito máxima por string*	43 A
Corriente inversa máxima en la planta durante un máximo de 1 s	0 A
Número de entradas del MPP independientes	2
Strings por entrada del MPP	3
Categoría de sobretensión según IEC 62109-1	II
Salida de CA	
Potencia asignada a 230 V, 50 Hz	25000 W
Potencia aparente de CA máxima	25000 VA
Tensión de red asignada	230 V
Tensión nominal de CA	220 V / 230 V / 240 V
Rango de tensión de CA*	De 180 V a 280 V
Corriente nominal de CA a 230 V	36,2 A
Corriente de salida máxima	36,2 A
Corriente de salida máxima en caso de fallo	50 A
Coeficiente de distorsión de la corriente de salida con un coeficiente de distorsión de la tensión de CA < 2 % y una potencia de CA > 50 % de la potencia asignada	≤3 %
Frecuencia de red asignada	50 Hz
Frecuencia de red de CA*	50 Hz / 60 Hz
Rango de operación a una frecuencia de red de CA de 50 Hz	De 44 Hz a 55 Hz
Rango de operación a una frecuencia de red de CA de 60 Hz	De 54 Hz a 65 Hz
Factor de potencia con potencia asignada	1
Factor de desfase, ajustable	0 inductivo a 0 capacitivo
Fases de inyección	3
Fases de conexión	3
Categoría de sobretensión según IEC 62109-1	III
Rendimiento	
Rendimiento máximo, $\eta_{\text{máx}}$	98,3 %
Rendimiento europeo, η_{UE}	98,1 %

Dispositivos de protección	
Protección contra polaridad inversa (CC)	Diodo de cortocircuito
Punto de desconexión en el lado de entrada	Interruptor-seccionador de potencia de CC
Protección contra sobretensión de CC	Descargador de sobretensión del tipo II (opcional)
Resistencia al cortocircuito de CA	Regulación de corriente
Monitorización de la red	SMA Grid Guard 3
Protección máxima admisible	50 A
Monitorización de fallo a tierra	Monitorización de aislamiento: $R_{iso} > 250 \text{ k}\Omega$
Unidad de seguimiento de la corriente residual integrada	Disponible
Datos generales	
Anchura x altura x profundidad con interruptor seccionador de potencia de CC puesto	661 mm x 682 mm x 264 mm
Peso	61 kg
Longitud x anchura x altura del embalaje	780 mm x 380 mm x 790 mm
Peso de transporte	68 kg
Clase climática según IEC 60721-3-4	4 K4H
Categoría medioambiental	Al aire libre
Grado de suciedad fuera de la carcasa	3
Grado de suciedad dentro de la carcasa	2
Rango de temperatura de funcionamiento	De -25 °C a +60 °C
Valor máximo permitido de humedad relativa, sin condensación	100 %
Altitud de funcionamiento máxima sobre el nivel del mar	3000 m
Emisiones de ruido típicas	51 dB(A)
Potencia de disipación en el funcionamiento nocturno	1 W
Topología	Sin transformador
Sistema de refrigeración	SMA OptiCool
Tipo de protección electrónica según IEC 60529	IP65
Clase de protección según IEC 62109-1	I