



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**PROPUESTA Y ANÁLISIS DE UN SISTEMA
FOTOVOLTAICO DE AUTOABASTECIMIENTO
ELÉCTRICO**

T E S I S

**QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERA MECÁNICA ELECTRICISTA ÁREA
ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA**

PRESENTA:

MEDINA BARRERA ELIZABETH

**Y PARA OBTENER EL TÍTULO DE :
INGENIERO ELÉCTRICO ELECTRÓNICO**

PRESENTAN:

**OLMOS GODINEZ JOSÉ ANTONIO
SÁNCHEZ FLORES ADRIÁN SAID
VALDEZ MONROY ERIKA GABRIELA**

DIRECTOR DE TESIS:

DR. GABRIEL LEÓN DE LOS SANTOS

2014





“Todo tiene su tiempo, y todo lo que se quiere debajo del cielo tiene su hora”...
Eclesiastés 3-1

Doy gracias a Dios porque después de tantos años me ha permitido concluir esta etapa en mi vida. Convencida de que los tiempos de Dios son perfectos.

A mis padres Adolfo Medina y Ma. Eugenia Barrera por el gran apoyo y amor que siempre he recibido de ellos, un reconocimiento especial a mi madre por su gran generosidad al dedicarle su invaluable tiempo a mis hijos para que yo pudiera conseguir este sueño.

A mis hijos, Luis Enrique y Carlos David Guadarrama Medina, que son mi motor, mi pasión, mi alegría, mis sueños... mis fuerzas para seguir preparándome. Gracias por ese tiempo que sacrificaron para que yo realizara este proyecto.

A mis hermanos Fito y Maru por su apoyo incondicional, por su amor, por sus consejos, por las risas y por siempre caminar a mi lado. Los amo.

A mis compañeros del PAT gracias por este tiempo, porque hicimos un gran equipo, por esos días de trabajo y de cenas que jamás voy a olvidar. Gracias por todo Toño y Said, y a Gaby por sus risas y bromas que hicieron más ligero este recorrido.

Al Dr. Gabriel León de los Santos por ser nuestro asesor, por compartir con nosotros sus conocimientos, por cada asesoría, cada consejo y por la paciencia para lograr este trabajo.

A nuestros sinodales por aceptar y confiar en nuestro proyecto.

A Todas mis compañeras del Instituto Gran Unión y a Vero Peña de Sirius que vivieron esta etapa a mi lado y que siempre tuvieron una palabra de apoyo.

A la Máxima casa de estudios, mi UNAM y mi Facultad de Ingeniería donde recibí, gracias a mis profesores todos los conocimientos, por ese tiempo vivido en las aulas... Y por permitirme hoy concluir esta etapa.

Medina Barrera Elizabeth



Sin duda las primeras personas a quien debo de agradecer son a mis padres quienes fueron pilares en mi formación académica y que gracias a ellos tuve la fortuna de estudiar esta hermosa carrera

Mis hermanos que de ellos aprendí que el esfuerzo, sacrificio y pasión por realizar las cosas siempre tiene su recompensa

Jacqueline mi esposa y compañera de vida que desde el principio me apoyo pese a los primeros tropiezos en la carrera ella logro levantarme y que no dejara de lado mi sueño que hoy es parte de los dos

Amigos que conocí en toda mi etapa como estudiante de la UNAM tanto en la Preparatoria 8 como la Facultad de Ingeniería

Mis compañeros de Tesis Ely, Gaby y Said que sin su esfuerzo, dedicación y sobre todo una gran responsabilidad no lo hubiéramos logrado

No soy persona de muchas palabras pero a la gente que siempre creyó en esto, les estaré eternamente agradecido pues en diferentes maneras siempre fueron un impulso para lograr este objetivo

Olmos Godínez José Antonio



Quiero dedicarle esta tesis como muestra de agradecimiento a mi mamá, pues siempre me apoyó en mis estudios y contribuyó en gran parte a mi formación profesional. Este es el resultado de todo lo que hiciste por mí a lo largo de mi vida y sé que a partir de este punto ya estarás tranquila, pues todo tu esfuerzo valió la pena. Sin tu apoyo y dedicación, no estaría completando esta etapa de mi vida.

Rebeca, tu compañía ha sido indispensable en mi vida. Siempre me has ayudado y apoyado en mis decisiones, me has hecho ver mis errores, pero también me has enseñado mis virtudes. Pero lo más importante es que has sido parte de mis logros, siendo éste, uno más a tu lado.

Diego, esta tesis es para ti. No sabes lo bonito que es escucharte cuando te preguntan que qué quieres ser de grande y respondes que quieres ser ingeniero como tu hermano. A pesar de que eres un niño y tal vez todavía no te des cuenta de lo importante que es para mí, eso me da más fuerzas para mejorar y seguir creciendo tanto en lo profesional como en lo personal. Y sea cual sea el camino que tomes o la carrera que estudies, espero que mi formación como ingeniero haya sido un ejemplo para ti y te conviertas en un hombre de bien.

Ely, Gaby y Toño, sin ustedes no estaríamos dando este paso, creo que no pude encontrarme mejores compañeros para desarrollar esta tesis. Somos el claro ejemplo de que nunca es tarde para hacer las cosas y cerrar ciclos para iniciar nuevos. Gracias por la disposición que tuvieron cada uno de ustedes para completar este trabajo, por esas risas y por esas cenas que compartimos. Sin duda sé que encontré amigos en ustedes.

A nuestro asesor, el Dr. Gabriel León de los Santos. Gracias por compartir sus conocimientos con nosotros y dirigir esta tesis. Agradezco a nuestros sinodales por la disposición que presentaron al revisar y aceptar nuestra tesis, así como por hacer las correcciones para hacer de éste un mejor trabajo.

También tengo que agradecer a todas esas personas que han caminado a mi lado, pues no tienen idea de lo que cada uno de ustedes ha influenciado de alguna u otra forma mi caminar y sin la presencia de alguno de ustedes, mi vida no sería la misma.



Finalmente agradezco a la Facultad de Ingeniería y a todos los profesores de quienes tuve la fortuna de ser su alumno, pues aún tengo presente muchos de los consejos que me llegaron a dar a lo largo de la carrera y que en un futuro estoy seguro me seguirán siendo de utilidad.

Sánchez Flores Adrián Said



Este logro sin duda es el resultado de muchos años de esfuerzo y dedicación, años en los cuales tuve la fortuna de contar con mi Madre quien me apoyo siempre en mis decisiones, y quien tuvo la fortaleza de ser padre y madre para yo viera realizada esta meta. Por otro lado a mi Padre que estuvo cuando y tanto como le fue posible.

A Daniel, ese gran hombre que siempre me ha impulsado a seguir adelante y a no dejarme caer y vencer ante las adversidades, ese hombre que siempre ha tenido fe en mí, en lo que soy y en lo que puedo y soy capaz de lograr. Daniel que desde que nos conocemos me ha dicho Gabyto, claro que puedes, eres una gran mujer y por favor, se feliz. Gracias, te quiero.

Mi hermano Javier, por quien decidí estudiar en la UNAM e Ingeniería. Vero y Adán quienes me apoyaron con trabajo para solventar mis gastos. Ale que a pesar de sus enojos, me cuido y ayudo mientras mamá trabajaba. Gracias de todo corazón hermanos.

Ely, Toño y Said, gracias por todo su esfuerzo, dedicación y empeño, gracias por el gran equipo que formamos.

Finalmente a mi Universidad que tanto quiero, que me dio la oportunidad de estar aquí y sé que muchos entenderán que este sentimiento de emoción y alegría por su alma mater es difícil de describir.

¡Gracias!

Valdez Monroy Erika Gabriela



Índice

Objetivos	1
Hipótesis	2
Introducción General	3
Capítulo 1 “Antecedentes”	5
Introducción	5
1.1 Energía	5
1.2 Fuentes de Energía	6
1.3 Energía Solar	10
1.4 Energía Fotovoltaica	13
1.5 Uso Eficiente de la Energía	32
1.6 Normas y Leyes del Uso de Energías Renovables.....	34
1.7 Tarifas Electricas	37
Conclusión.....	45
Capítulo 2 “Caracterización Energética del Edificio”.....	47
Introducción	47
2.1 Descripción física del inmueble.....	48
2.2 Carga Instalada.....	55
2.3 Estimación de la Demanda Eléctrica	60



2.4	Análisis de Áreas	64
2.5	Recomendaciones de Ahorro de Energía	67
	Conclusión.....	69
Capítulo 3	“Diseño del Sistema”	72
	Introducción	72
3.1	Elección del Diseño del Sistema Fotovoltaico	73
3.2	Criterios de Diseño	74
3.3	Potenciales Energéticos del Sitio.....	80
3.4	Metodología del Diseño	82
3.5	Módulos Fotovoltaicos e Inversores.....	83
3.6	Arreglo de los Paneles Solares.....	89
3.7	Dimensionamiento de los Paneles.....	91
3.8	Conexión de los módulos fotovoltaicos.....	97
3.9	Cálculo del calibre de los conductores.....	100
3.10	Canalización de los conductores	107
3.11	Diagrama Unifilar del SFV	109
3.12	Instalación de anclaje de los módulos Fotovoltaicos	112
3.13	Concordancia con normas.....	113
	Conclusión.....	115
Capítulo 4	“Análisis Económico”	119



Introducción	119
4.1 Costos de la Energía y Ahorros	119
4.2 Análisis Económico - Financiero	125
4.3 Consideraciones Ambientales.....	155
Conclusión.....	159
Conclusiones Generales	161
Índice de Figuras.....	164
Índice de Tablas.....	167
Nomenclatura.....	170
Referencias	173
ANEXO 1.....	176
ANEXO 2.....	177
ANEXO 3.....	184
ANEXO 4.....	197
ANEXO 5.....	210
ANEXO 6.....	215
ANEXO 7.....	219



Objetivos

Objetivo General

Analizar la factibilidad técnica y viabilidad económica para la implementación de un sistema fotovoltaico de autoabastecimiento eléctrico en un edificio de departamentos permitiendo una reducción en los costos de facturación de luz en las áreas comunes del mismo.

Objetivos Específicos

1. Conocer los tipos de energías renovables, uso y aprovechamiento de la energía solar, así como los códigos y normas que regulan la preparación, realización y operación de proyectos de energías renovables.
2. Caracterizar los consumos eléctricos del edificio de departamento, así como determinar los potenciales energéticos del sitio.
3. Diseñar el sistema fotovoltaico para el autoabastecimiento de energía y determinar su factibilidad técnica.
4. Evaluar la viabilidad económica del sistema, determinado los indicadores económicos financieros que permiten la toma de decisiones, así como las consideraciones ambientales y sociales con potencial de convertirse en barreras a la implementación.



Hipótesis

Al hacer el análisis del SFV colocado en el edificio de departamentos comprobaremos que la implementación de dicho sistema generará beneficios económicos y sociales al conseguir una disminución en los costos de los cobros emitidos por CFE, logrando así a que el edificio nos arroje valores de rentabilidad económica muy atractivos, haciéndolo viable para el inversionista cuente con una instalación de un sistema de autoabastecimiento eléctrico mediante energía solar.



Introducción General

El mundo actual está lleno de grandes retos, éstos son básicamente la supervivencia, ahorro de energía, el calentamiento global, la contaminación, el ahorro de agua, etc., por lo que este proyecto pretende colaborar un poco al beneficio del planeta.

Hace unos años la gente no se preocupaba por su entorno o medio ambiente, le daba lo mismo ahorrar o no la energía, el tipo de energía utilizada (renovable o no), y las tecnologías empleadas para el consumo de energía les daba lo mismo, ahora que el mundo está cambiando y revolucionando de manera impresionante, claro, sin dejar de lado que la humanidad se lo está acabando, la visión es un poco diferente y se busca la forma de ayudar a salvarlo o por lo menos a no destruirlo.

El planeta por naturaleza es bondadoso con los seres vivos, brinda grandes beneficios para servirse de él y aprovecharlo para la supervivencia. Dentro de estas bondades se encuentran las energías renovables, de las cuales, para este proyecto se utilizará la energía solar.

Si se aprovecha la energía solar para generar energía eléctrica, no de una forma directa, si no transformándola por medio de un Sistema Fotovoltaico, se está contribuyendo con el medio ambiente para reducir la contaminación y como segundo beneficio ya en un nivel más económico, se están reduciendo gastos y por lo tanto generando ahorro de dinero.

Este proyecto pretende contribuir al uso de la energía solar, dando como consecuencia el aprovechamiento de esta energía renovable y generando así, menos contaminación y un ahorro económico significativo para el usuario. El análisis de proyecto se concentrará en un edificio y lugar específico del Distrito Federal. El edificio está ubicado en Polanco y actualmente se encuentra en construcción.



El análisis y desarrollo de este proyecto deberá contemplar los planos del edificio, así como realizar una visita al lugar, que apoye a corroborar que es un edificio apto para la implementación del SFV¹.

¹ Sistema Fotovoltaico



Capítulo 1 “Antecedentes”

Introducción

En este capítulo se explicarán los tipos de fuente de energía que existen para la generación de energía eléctrica, enfocado a los tipos de generación de energía renovable. Posteriormente se mencionarán los conceptos de energía solar, tipos y usos, para comprender que es un sistema fotovoltaico ya que este será la base para nuestro análisis de factibilidad y viabilidad del proyecto.

Además, se conocerá el uso eficiente de la energía en base a las diferentes leyes, normas y programas que rigen a nivel nacional sobre el uso de las energías renovables. Finalmente, se mostrarán las diferentes tarifas eléctricas que aplican a nivel nacional, enfocando el capítulo al uso de tarifas de media tensión.

1.1 Energía

Para conocer el uso de las energías renovables y no renovables primero se deben conocer los conceptos asociados a la energía y su transformación.

La energía es un recurso natural que puede aprovecharse a partir de la aplicación de la tecnología y de diversos recursos, por lo que se podrá definir que la energía que se tiene almacenada en un cuerpo se manifiesta en forma de trabajo, por lo tanto el valor del trabajo será una medida de su energía.

La obtención de la energía para un fin depende de la infraestructura de cada país y su capacidad para transformarla, así como la obtención de las fuentes energéticas.²

²Delgado, José María Fernández, Compendio de Energía Solar: Fotovoltaica, Térmica y Termoeléctrica, 2010, Madrid, AMV Ediciones.



1.1.1 Usos de la energía

El consumo y destinatario final merece un análisis aparte, pues de aquí se definirá qué tipo de energía es la más utilizada en nuestro país. La energía es necesaria para el desarrollo económico de cada país, ya que se basa en sus capacidades productivas de agricultura e industria, así como del transporte para comerciar y distribuir los productos.

Los consumos y usos de la energía pueden agruparse en:

- Residencial
- Comercial
- Industrial
- Transporte

1.2 Fuentes de Energía

La disponibilidad de los recursos energéticos será uno de los factores para el desarrollo tecnológico del país, ya que éste acabara determinando la utilización de ciertos tipos de energía y por lo tanto la disponibilidad del recurso.

1.2.1 Fuentes de Energía No Renovable

Las fuentes de energía provenientes de recursos no renovables se encuentran inicialmente en cantidades limitadas y éstas van disminuyendo a medida que se consumen.

Las reservas disponibles están sujetas a la factibilidad técnica y viabilidad económica de su explotación. Las fuentes de energía no renovable se dividen en dos tipos:

- Energía Fósil. Esta se obtiene de la combustión de ciertas sustancias acumuladas obtenidas del subsuelo. De las cuales se destacan las siguientes:



- o Petróleo y sus derivados. Es una mezcla de hidrocarburos en fase líquida del cual se obtienen gasolinas y diésel.
 - o Gas natural. Compuesto principalmente por metano, este hidrocarburo se encuentra en los yacimientos en forma gaseosa.
- Carbón. Es una fuente de energía que tiene mucha abundancia en el país, sin embargo, es el que mayores daños ecológicos causa a nivel mundial.
- Energía Nuclear. Se obtiene de la modificación de los núcleos de algunos átomos pesados o ligeros. Al momento del proceso cierta fracción de su masa se transforma en energía. La energía nuclear no involucra combustiones, por tanto no generan gases de efecto invernadero, pero sí de otros productos agresivos al medio ambiente.

Los residuos nucleares son material de desecho generado en el ciclo nuclear, que comienza con la propia extracción del mineral Uranio utilizado en las centrales nucleares.

Los residuos radiactivos se pueden clasificar en: sólidos, líquidos y gaseosos, y el tipo de radiación emitida (alfa, beta, gamma).

Algunos elementos agresivos al medio ambiente: Los isótopos radiactivos que influyen de forma decisiva en el grado de contaminación del entorno, ya que mientras unos tienen una vida de pocos segundos (los liberados en forma de gas en las centrales nucleares en caso de emergencia), varios días (en el yodo es de unos 30 días) o años (cesio 137 unos 30 años), hay otros que permanecen miles de años (plutonio unos 20.000 años).

Como parte de su operación normal, la producción nuclear libera radioactividad venenosa en el aire, tierra y agua. Las sustancias radioactivas emiten partículas alfa y beta y rayos gamma, los que pueden dañar a las células vivas. Una alta dosis de radiación puede conducir a la muerte en cuestión de días o semanas.



Cabe mencionar que los residuos radiactivos son difíciles de almacenar y son activos durante mucho tiempo. Por lo que su traslado y almacenaje debe hacerse con estricto cuidado.

De los procesos de obtención de la energía nuclear destacan:

- o Fisión. Es la división de átomos pesados, como ciertos isótopos de uranio y plutonio, para obtener átomos más pequeños. Este proceso es el que se utiliza en los reactores nucleares comerciales.
- o Fusión. Es la obtención de átomos de mayor tamaño a partir de ciertos isótopos de átomos pequeños, tales como el tritio.

Los combustibles fósiles (hidrocarburos y carbón) son y seguirán siendo la principal fuente de energía, como consecuencia de su menor costo y mayores eficiencias en su transformación. Sin embargo, el impacto ambiental por la emisión de gases efecto invernadero como consecuencia de su combustión, pueden limitar su utilización en el futuro.

1.2.2 Fuentes de Energía Renovable

En la naturaleza existen diversas fuentes de energía; esto es, elementos o medios capaces de producir algún tipo de energía. Como fuentes que pueden producir algún tipo de energía renovable tenemos:

- Energía Eólica. La energía del viento es del tipo cinético generado por el efecto de corrientes, esto hace que la potencia obtenida del mismo dependa de forma importante de su velocidad, así como del área de la superficie captadora.
- Energía de la biomasa. Es aquella que se produce a partir de productos vegetales y sus derivados para obtener biogás principalmente y otros productos como fertilizante natural. El concepto abarca principalmente leña, desechos forestales (aserrín, virutas) y agrícolas (residuos de cosechas); también se consideran biomasa los papeles, cartones y similares.



- **Energía Hidráulica.** Esta energía se basa en aprovechar la caída del agua desde cierta altura. La energía potencial, durante la caída, se convierte en cinética. El agua pasa por las turbinas a gran velocidad, provocando un movimiento de rotación que finalmente se transforma en energía eléctrica por medio de los generadores.
- **Energía de las mareas .**Es la energía que se manifiesta en el mar por medio de olas, mareas, corrientes y gradientes térmicos, cuyo origen es por diferentes efectos.
 - o **Olas:** también conocida como energía Undimotriz, es aquella que se manifiesta por el movimiento de las olas y que puede ser aprovechada por medio de dispositivos expuestos a ellas.
 - o **Mareas:** también conocida como energía Mareomotriz, es aquella que se debe a las fuerzas gravitatorias entre la Luna, la Tierra y el Sol, manifestándose en el cambio de altura media de los mares según la posición relativa entre estos tres astros.
- **Energía Geotérmica.** Es la energía almacenada en forma de calor por debajo de la tierra. Consiste en extraer el calor del magma incandescente de la tierra por medio del vapor. Mediante procesos térmicos, es posible generar electricidad, en las plantas llamadas “geo termoeléctricas”.
- **Energía solar.** Es aquella que se obtiene al captar el calor y la luz que emite el Sol. Gracias a sus características, la energía solar es limpia (no contamina) y renovable (porque utiliza recursos que no se agotan). El decir que la energía solar es limpia se refiere a un término en general, la realidad es que la conveniencia de utilizar esta energía se ve reflejada al momento de tenerla ya transformada en energía eléctrica.



1.3 Energía Solar

Como se mencionó anteriormente, la energía solar es aquella que se obtiene mediante la captación de luz y de calor emitidos por el Sol. Ésta es una fuente inagotable de recursos para el hombre, provee una energía limpia, abundante y disponible en la mayor parte de la superficie terrestre.

La obtención de energía a través del Sol no ha sido aprovechada significativamente en México si se compara con el consumo de la energía en todo el país. Esto se debe a que para su obtención se tienen diferentes problemas técnicos, los cuales son la gran dispersión de la energía solar sobre la superficie terrestre, y que es una energía que no se puede controlar, ya que varía en el tiempo la intensidad con la que el Sol irradia.

Los procesos que se necesitan para aprovechar la energía solar son los siguientes:

- Captación y concentración de la energía solar.
- Transformación para su utilización.
- Almacenamiento para poder proporcionar la energía uniformemente de acuerdo a la demanda.
- Disposición de una fuente de energía suplementaria en caso de que la demanda sea mayor a la energía solar que se pueda obtener.
- Transportación de la energía almacenada para que sea utilizada en los puntos de consumo.

La radiación solar debe atravesar la atmósfera experimentando diversos fenómenos de absorción, reflexión y difusión para alcanzar la superficie terrestre, con lo que se disminuye su intensidad final. Existen tres tipos de radiación solar:

- Radiación directa. Es la que llega directamente del Sol.
- Radiación difusa. Es la absorbida y difundida por la atmósfera.

- Radiación reflejada. Es la que se refleja en todas las superficies en las que incide la radiación directa y difusa.

La suma de los tres tipos de radiación da lugar a la radiación solar global, y es la que se aprovecha para su transformación térmica.

La cantidad de radiación solar global recibida por una superficie depende de tres factores:

- De las condiciones meteorológicas,
- De la inclinación de la superficie respecto al plano horizontal, y
- De la presencia de superficies reflejantes.

Para obtener los datos de radiación solar se dispone de valores de irradiación global horaria sobre la superficie horizontal. Si se quisiera estimar la radiación global sobre superficies inclinadas, sería necesaria la utilización de modelos matemáticos.

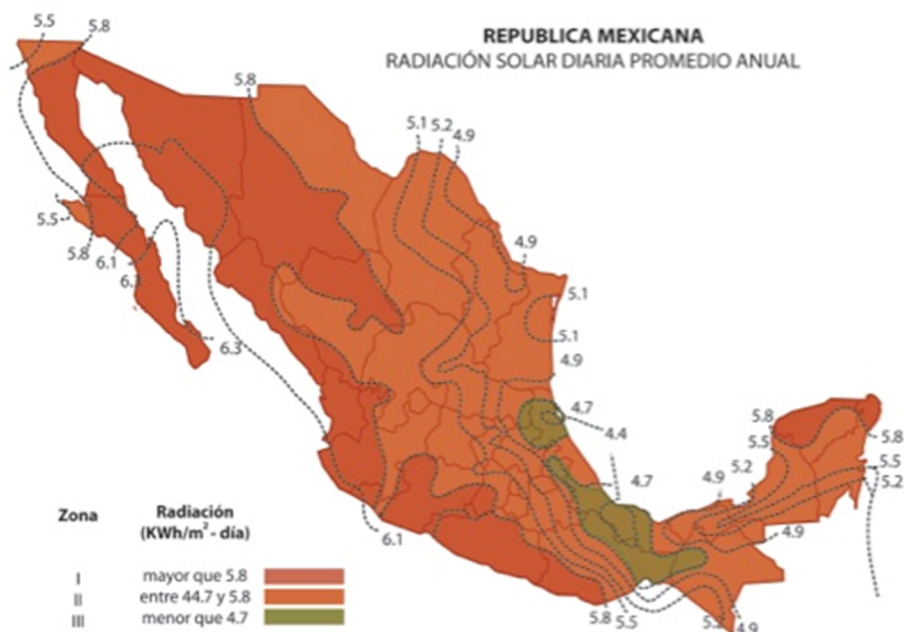


Figura 1.1 - Mapa de Radiación Solar en México

Fuente: Instituto de Investigaciones Eléctricas, www.iie.org.mx, diciembre de 2013



La energía solar se puede clasificar en dos principales tipos, según su uso y aplicación:

- Energía Solar Térmica
- Energía Solar Fotovoltaica

1.3.1 Energía Solar Térmica

La captación térmica es el procedimiento de transformación de la energía solar en calor o en energía térmica. La energía solar térmica es la que se aprovecha para la producción de agua caliente.

El funcionamiento básico de una instalación solar térmica es el siguiente:

- Se capta la energía radiante del Sol para transformarla en energía térmica debido al aumento de temperatura de un fluido de trabajo.
- La energía térmica se almacena en el mismo fluido de trabajo de los colectores o se transfiere al agua de consumo para ser utilizada después.

El circuito primario de una instalación solar térmica es el que está formado por los colectores y tubería que los unen al acumulador, el cual es el encargado de recoger la energía térmica del colector y transferirla al acumulador solar. El circuito secundario es en el cual siempre circula el agua de consumo. La transferencia de energía solar al agua del acumulador se realiza por la circulación del fluido contenido en el circuito primario. Este se calienta a su paso por los colectores y se enfría cuando pasa a través del sistema de intercambio al transmitir el calor al agua de consumo.

Los componentes de una instalación solar térmica son los siguientes:

- Un sistema de captación que transforme la radiación solar incidente en energía térmica, calentando el fluido de trabajo que contenga.
- Un sistema de acumulación constituido por un depósito que almacene el agua caliente.



- Un sistema de intercambio que realice la transferencia de energía térmica captada desde los colectores al agua caliente que consume.
- Un circuito hidráulico encargado de conducir el movimiento del fluido caliente desde el sistema de captación hasta el sistema de acumulación, y desde éste a la red de consumo.
- Un sistema de regulación y control para asegurar el correcto funcionamiento del equipo.
- Un sistema de energía auxiliar.

1.3.2 Energía Solar Fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica es la energía solar aprovechada por medio de celdas fotoeléctricas, capaces de convertir ésta en energía eléctrica, sin que tenga lugar un efecto térmico.

A continuación se hablará de la energía fotovoltaica.

1.4 Energía Fotovoltaica

En el tema anterior, se mencionó el concepto de la Energía Solar Fotovoltaica, ahora en este tema para comprender mejor dicha energía, se hará un estudio desde los principios básicos (el efecto fotoeléctrico) hasta llegar al concepto del SFV.

1.4.1 El Efecto Fotoeléctrico

De una manera sencilla, el efecto fotoeléctrico se define como la corriente eléctrica que se presenta en algunos materiales (conocidos como materiales semiconductores) cuando son iluminados por la radiación solar. En la siguiente figura se muestra el diagrama del efecto fotoeléctrico:

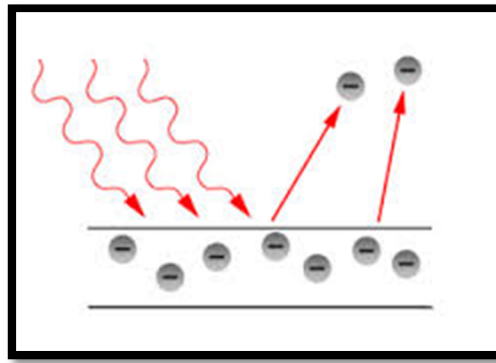


Figura 1.2- Efecto Fotoeléctrico

Fuente: Delgado José María Fernandez (2010). Compendio de energía Solar: Fotovoltaica, Térmica y Termoeléctrica. Madrid. AMV Ediciones, diciembre de 2013

De las aplicaciones más conocidas del efecto fotoeléctrico se pueden mencionar a los paneles solares y las celdas fotovoltaicas. El material semiconductor es el responsable del fenómeno fotoeléctrico en dichos paneles y celdas.

Gracias a sus propiedades naturales, el Silicio es el elemento químico más usado en la industria para la creación de paneles solares y celdas fotovoltaicas.

1.4.2 Ecuación del Efecto Fotoeléctrico

La ecuación del efecto fotoeléctrico se debe a que Albert Einstein publicó en 1905 varios artículos entre los cuales uno trataba del efecto fotoeléctrico, y por el cual recibió el premio Nobel de Física en 1922.

Se sabe que la corriente eléctrica es el movimiento de electrones, siendo éstos portadores de cargas eléctricas negativas. Cuando los electrones se mueven, se origina una corriente eléctrica. La corriente es igual al número de cargas en movimiento entre un intervalo de tiempo.

$$\text{Ecuación 1.1} \quad i = d(Q)/dt \quad i = d(Q)/dt$$



Dónde:

i : es la corriente eléctrica

Q : es la carga eléctrica que atraviesa el área transversal de un conductor

d/dt : es un operador que indica la variación de cargas eléctricas respecto del tiempo

Cuando una lámina de metal está expuesta a la luz a una sola frecuencia, por ejemplo la luz solar, se produce electricidad en su interior de la siguiente forma: la luz cuando viaja se comporta como una onda, pero al intercambiar su energía con cualquier objeto lo hace como una partícula llamada fotón. Cuando el fotón choca con un electrón de un átomo de la lámina metálica, desaparece y cede toda su energía al electrón, expulsándolo hacia otro átomo. Esta expulsión electrónica es precisamente la corriente eléctrica.

Como el fotón desaparece durante la colisión, se hace fácil comprender que la energía de movimiento absorbida por el electrón depende de un solo fotón. Esto nos indica que la electricidad resultante no depende de la intensidad de la luz, sino de la energía que porta el fotón.

$$\text{Ecuación 1.2} \quad E = hf$$

Dónde:

E : es la energía que porta el fotón [J]

h : constante de Planck = $6.6262 \cdot 10^{-34}$ [J·s]

f : frecuencia del fotón de luz [Hz]

Tomando en cuenta que la lámina metálica contiene una cantidad enorme de átomos, debe contener una cantidad mayor de electrones y como la frecuencia de la onda lumínica es la misma, su intensidad será la misma; así cada electrón expulsado absorbe la misma cantidad de energía.



Si ' ϕ ' es la cantidad mínima de energía que necesita el fotón para expulsar un electrón del átomo, entonces la máxima cantidad de energía que necesita el electrón para abandonar su átomo y salir hacia otro, está dada por la ecuación³:

$$\text{Ecuación 1.3} \quad E = hf - \phi$$

Dónde:

E : es la energía que porta el fotón

h : constante de Planck = $6.6262 \cdot 10^{-34} \text{ J}\cdot\text{s}$

f : frecuencia del fotón de luz

ϕ : es el trabajo que realiza el fotón

1.4.3 Semiconductores

Cómo se mencionó en el tema 1.4.1, los materiales conocidos como semiconductores son los que hacen posible que el efecto fotoeléctrico se lleve a cabo.

El semiconductor más utilizado es el Silicio, que es el elemento más abundante en la naturaleza, después del Oxígeno. Otros semiconductores son el Germanio y el Selenio.

Semiconductores P y N

En la práctica, para mejorar la conductividad eléctrica de los semiconductores, se utilizan impurezas añadidas voluntariamente. Esta operación se denomina dopado, utilizándose dos tipos:

³<http://www.ojocientifico.com/4619/que-es-el-efecto-fotoelectrico>, diciembre de 2013



- Impurezas pentavalentes. Son elementos cuyos átomos tienen cinco electrones de valencia en su orbital exterior. Entre ellos se encuentran el fósforo, el antimonio y el arsénico.
- Impurezas trivalentes. Son elementos cuyos átomos tienen tres electrones de valencia en su orbital exterior. Entre ellos se encuentran el Boro, el Galio y el indio.

Cuando un elemento con cinco electrones de valencia entra en la red cristalina del Silicio, se completan los cuatro electrones de valencia que se precisan para llegar al equilibrio y queda libre un quinto electrón que le hace mucho mejor conductor. De un semiconductor dopado con impurezas pentavalentes se dice que es de tipo N.

En cambio, si se introduce una impureza trivalente en la red cristalina del Silicio, se forman tres enlaces covalentes con tres átomos de Silicio vecinos, quedando un cuarto átomo de Silicio con un electrón sin enlazar, provocando un hueco en la red cristalina. De un semiconductor dopado con impurezas trivalentes se dice que es de tipo P.⁴

1.4.4 Tipos de Sistemas Fotovoltaicos

Un sistema fotovoltaico es el conjunto de componentes mecánicos, eléctricos y electrónicos que concurren para captar y transformar la energía solar disponible, en utilizable como energía eléctrica.

Estos sistemas se pueden dividir en dos categorías, sin importar la utilización y el tamaño de su potencia:

- Aislados
- Conectados a la red

⁴ Delgado José María Fernández (2010). Compendio de energía Solar: Fotovoltaica, Térmica y Termoeléctrica. Madrid. AMV Ediciones

Sistemas Aislados

Los sistemas fotovoltaicos aislados más habituales son de poca potencia, habitualmente de entre 3 y 10 [kWp], pero también se tienen casos muy rentables como son el bombeo de agua, alimentación de equipos de medida, de telecomunicaciones, iluminación y señalización en lugares aislados, etc.

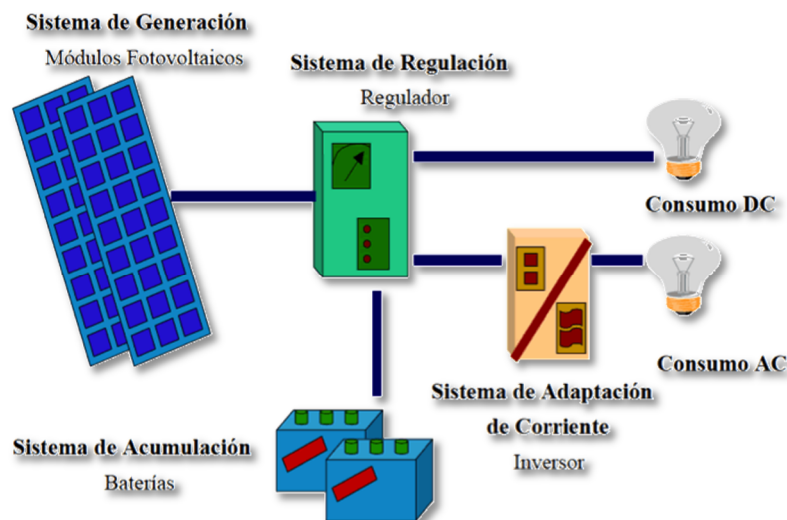


Figura 1.3 - Sistema Fotovoltaico Aislado

Fuente: EuropeSunFields, <http://www.sfe-solar.com/calculo-sistemas-fotovoltaicos-aislados-autonomos>, diciembre de 2013

Un sistema fotovoltaico aislado capta la energía del sol y la almacena en las baterías para tener suministro por la noche y en días muy nublados. Durante la fase de insolación es necesario prever una acumulación de la energía no inmediatamente utilizada, que es proporcionada a la carga cuando la energía disponible es reducida e incluso nula. Una configuración de este tipo implica que el campo fotovoltaico debe estar dimensionado de forma que permita, durante las horas de insolación, la alimentación de la carga y de la recarga de las baterías de acumulación.

Los elementos fundamentales de un sistema fotovoltaico aislado son:



- Módulos Fotovoltaicos: Serán los encargados de la generación eléctrica. Pueden ser de varios tipos, entre ellos, los más utilizados para este tipo de instalación son los paneles con tecnología mono cristalina y poli cristalina.
- Regulador: Se encarga de controlar la carga de las baterías, así como la descarga y evitar cargas o descargas excesivas.
- Baterías: Se encargan de acumular la energía eléctrica generada por el sistema de generación fotovoltaico para poder disponer de ella en las horas del día que no se cuente con la luz solar. Las más recomendadas para este tipo de instalaciones son las estacionarias de plomo ácido,
- Inversor u Ondulador: Es el encargado de convertir la corriente continua en corriente alterna.

Sistemas Conectados a la Red

Los sistemas conectados en red, en cambio, normalmente no tienen sistemas de acumulación, ya que la energía producida durante las horas de insolación es canalizada a la red eléctrica; al contrario, durante las horas de insolación, escasa o nula, la carga viene alimentada por la red. Un sistema de este tipo, desde el punto de vista de la continuidad del servicio, resulta más fiable que uno no conectado a la red que, en caso de avería, no tiene posibilidad de alimentación alternativa.

Los elementos fundamentales de un sistema fotovoltaico conectado a la red son los siguientes:

- Arreglo fotovoltaico: Elemento encargado de transformar la luz del sol en electricidad; Un arreglo fotovoltaico está constituido por un determinado número de módulos o unidades fotovoltaicas individuales.⁵

⁵ <http://www.iie.org.mx>, Noviembre de 2013

- Inversor: Elemento encargado de convertir la corriente directa producida por el generador fotovoltaico a corriente alterna, en fase y a la frecuencia de la red para una conexión segura y confiable del sistema a ésta.
- Dispositivo de intercambio: Este dispositivo sirve para que la energía introducida en la red tenga todas las características requeridas por la misma.
- Contador: Mide la energía producida por el sistema fotovoltaico durante su periodo de funcionamiento.

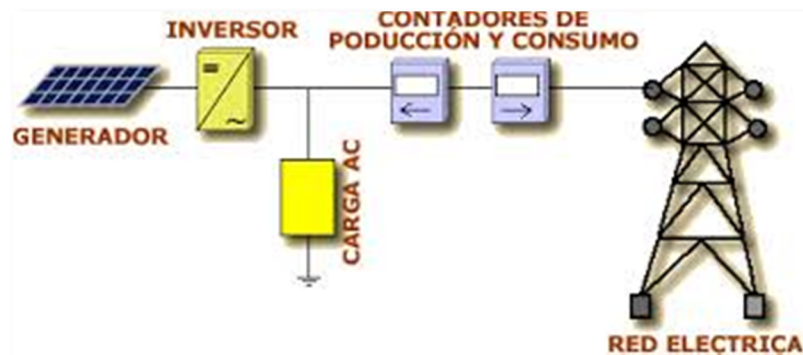


Figura 1.4 - Sistema Fotovoltaico conectado a la red

Fuente: Universidad de Jaén, www.ujaen.es, diciembre de 2013

1.4.5 Componentes de los Sistemas Fotovoltaicos

En el tema 1.3.2 se revisó la definición de un sistema fotovoltaico, así como los dos tipos que existen. Ahora este tema estará enfocado a revisar todos los componentes de un sistema, ya que será de utilidad para capítulos posteriores y para el análisis del proyecto.

Celda Solar

La celda o célula solar, es un dispositivo que convierte la energía solar en electricidad. Esta conversión puede ser directamente mediante el efecto fotovoltaico o indirectamente mediante la conversión previa de energía solar a calor o a energía

química. La conversión que se analizará en este tema es la que se identifica como directa.

Los materiales semiconductores son los que constituyen las celdas solares, siendo el Silicio el elemento más empleado en la elaboración de estas.

En la siguiente figura se representa el funcionamiento básico de una celda solar constituida de Silicio:

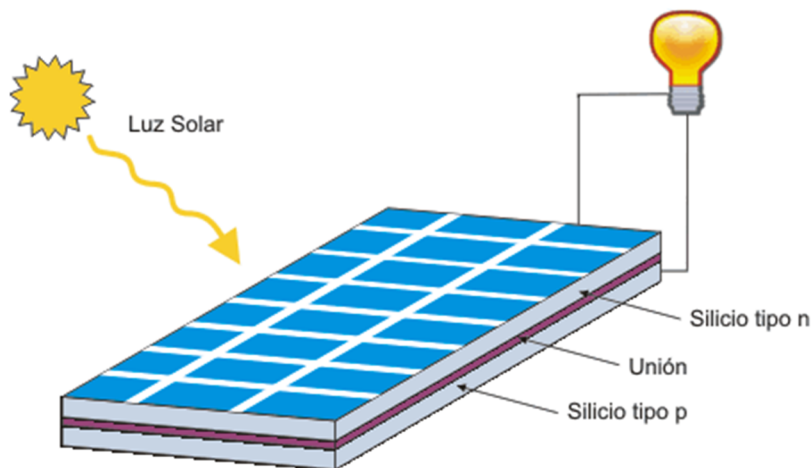


Figura 1.5 - Celda Solar

Fuente: Textos Científicos, <http://www.textoscientificos.com/energia/celulas>, diciembre de 2013

Tipos de celda solar de Silicio:

- Silicio Mono cristalino. Gracias a su estructura cristalina, esta celda provee una superficie de brillo uniforme, pero su elaboración requiere un elaborado proceso de manufactura, el cual consume grandes cantidades de energía eléctrica, incrementando substancialmente el costo del material semiconductor. Su rendimiento energético se calcula en un rango del 12 al 16%.
- Silicio Poli cristalino. La estructura poli cristalina de este tipo de celdas provee una superficie con zonas de brillo diferente y no de brillo uniforme como las mencionadas anteriormente. La elaboración se obtiene fundiendo el Silicio y

vertiéndolo en varios moldes rectangulares, además el Silicio empleado en el proceso de manufactura es de menor calidad y costo, de ahí que su rendimiento energético se calcule en un rango del 11 al 14%.

- **Silicio Amorfo.** Este tipo de celdas presentan un color marrón y gris oscuro. Su fabricación se realiza depositando capas delgadas de Silicio, evaporado al vacío, deposición de vapor u otro método sobre un sustrato que puede ser vidrio, plástico o metal. Su eficiencia obtenida últimamente ha sido cercana al 7%.

TIPO DE CELDA	EFICIENCIA (%)		VENTAJAS	DESVENTAJAS
	Laboratorio	Producción		
Silicio Monocristalino	19.1%	12 a 16%	• Tecnología bien desarrollada y probada • Estable • Mayor eficiencia • Se fabrica en celdas cuadradas	• Emplea mucho material caro • Mucho desperdicio (casi la mitad) • Manufactura costosa
Silicio Policristalino	18%	11 a 14%	• Tecnología bien desarrollada y probada • Estable • Buena eficiencia • Celdas cuadradas • Menos costoso que el monocristal	• Material cotoso • Mucho desperdicio • Manufactura costosa • Menor eficiencia que el monocristal
Silicio amorfo	11.5%	4 a 8%	• Utiliza muy poco material • Alto potencial y producción muy rápida • Costo bajo, 50% del Silicio cristalino • Menos afectado por bajos niveles de insolación	• Degradación pronunciada • Menor eficiencia • Menor durabilidad

Tabla 1.1 - Comparativa entre las tecnologías de Silicio aplicadas a los paneles fotovoltaicos

Fuente: Delgado José María Fernandez (2010). Compendio de energía Solar: Fotovoltaica, Térmica y Termoeléctrica. Madrid. AMV Ediciones



Entre las desventajas también se consideran las emisiones de CO₂ al generar los paneles fotovoltaicos, según un estudio realizado por Vasilis Fthenakis y Erik Alsema, dos reconocidos investigadores en el ámbito de la Energy PayBack Times de la fotovoltaica, en el 2006 realizaron una actualización de los antiguos estudios sobre las externalidades producidas por esta tecnología en términos de CO₂ equivalente (CO₂e) emitido⁶. Para ello se basaron en un estudio más reciente, el proyecto Crystal Clear de la Comisión Europea, el cual contó con el apoyo de compañías del sector radicadas en Europa y Estados Unidos.

De esta forma, las emisiones se calcularon como emisiones generadas a lo largo de todo el ciclo de vida. La Tabla 1.2 resume este cálculo para el caso de los módulos, según su tipología.

Emisiones de CO ₂ e en la producción de módulos FV	
Tipo de módulo	Emisiones en gramos de CO ₂ e por kWh
Silicio monocristalino	45
Silicio policristalino	37

Tabla 1.2 - Emisiones de CO₂e en la producción de módulos FV

Fuente: <http://es.scribd.com/doc/38737728/6-Emisiones-de-CO2-en-la-produccion-de-paneles-fotovoltaicos>

Para el caso del resto de componentes, lo que en inglés recibe el nombre de Balance Of System (BOS), estos mismos autores aseguran que emiten en su producción el equivalente a 6 [gCO₂e/kWh] a lo largo del ciclo de vida de la instalación. Este valor es el máximo que se puede dar en la producción del BOS, ya que hay algunas instalaciones que no requerirán de todos los componentes (las baterías, por ejemplo, no se utilizan en instalaciones que se conectan directamente a red). Considerando estos factores de emisión, las emisiones globales de los distintos tipos de módulo por cada kW instalado son las que se muestran en la Tabla 1.3:

⁶ <http://es.scribd.com/doc/38737728/6-Emisiones-de-CO2-en-la-produccion-de-paneles-fotovoltaicos>

Emisiones de CO ₂ e globales de una instalación fotovoltaica de 1 kW	
Tipo de módulo	Emisiones en toneladas de CO ₂ e
Silicio monocristalino	45
Silicio policristalino	37

Tabla 1.3 - Emisiones de CO₂e globales de una instalación fotovoltaica de 1 kW

Fuente: [http://es.scribd.com/doc/38737728/6-Emisiones-de-CO₂-en-la-produccion-de-paneles-fotovoltaicos](http://es.scribd.com/doc/38737728/6-Emisiones-de-CO2-en-la-produccion-de-paneles-fotovoltaicos)

Actualmente se investigan otros materiales para la fabricación de celdas solares. En todos los casos se busca una mejora a la eficiencia.

- Arseniuro de Galio (GaAs)
- Fosfuro de Indio (InP)
- Teluro de Cadmio (CdTe)
- Antimoniuro de Aluminio (SbAl)
- Estibinita

Las características típicas de las celdas solares que se pueden considerar son:

- Superficie activa. Parte del área total de la celda solar que interviene en el proceso de conversión.
- Material anti reflectante. El fabricante debe depositar una ligera capa de este material a fin de evitar la pérdida de energía luminosa que puede llegar al par semiconductor.
- Forma geométrica y dimensiones. Las celdas poseen forma cuadrada con vértices redondeados o esquinas a 90° con una superficie de 12 X 12 cm². Generalmente cuentan con un grosor que varía entre los 0.25 y 0.35 mm.

- Eficiencia de conversión. Relación entre la energía eléctrica generada y la energía luminosa utilizada para obtenerla:

Ecuación 1.4 $\mu(\%) = \frac{\text{Energía_Generada}}{\text{Energía_Incidente}} \times 100$

Panel Fotovoltaico

Un panel o módulo fotovoltaico es una estructura sólida y manejable la cual es formada gracias al ensamble de varias celdas solares. Dichas celdas se encuentran conectadas entre sí en serie y/o en paralelo, de forma que el voltaje y la corriente suministrada por el panel se incrementa hasta ajustarse al valor deseado. Para alcanzar el nivel de voltaje deseado se deben asociar celdas conectadas en serie y para el nivel de corriente se asocian en paralelo las celdas conectadas en serie.



Figura 1.6 - Panel Fotovoltaico

Fuente:

http://www.ujaen.es/investiga/solar/07cursosolar/home_main_frame/04_componen/01_generador/01_basico/images/panel_isofot.gif, diciembre de 2013

Las características eléctricas de un panel fotovoltaico son:

- Potencia máxima de salida. Esta característica sin duda es la más importante. La potencia varía en un rango de 50 [Wp] a 220 [Wp], dependiendo de la eficiencia y el tipo de las celdas que componen el mismo.

- Curvas I-V. Son una representación de los valores de corriente y de voltaje medidos en un panel fotovoltaico que es sometido a determinadas condiciones constantes de radiación y temperatura.

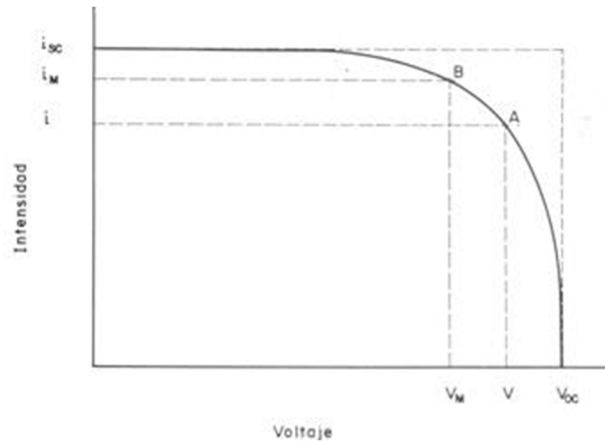


Figura 1.7 - Curvas I-V

Fuente: Energética, www.energetika.com.ar, diciembre de 2013

La curva obtenida dependerá del valor que varía. La siguiente figura representa esta variación:

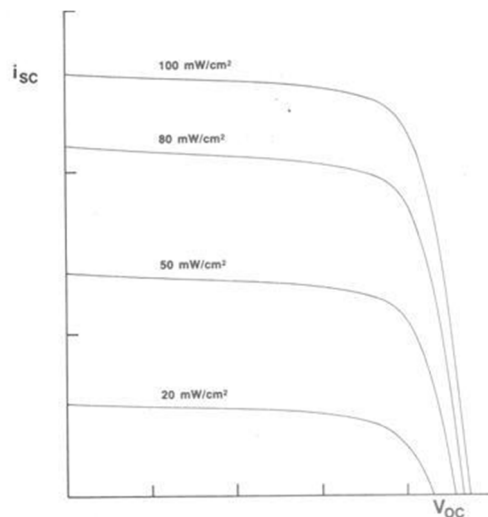


Figura 1.8 - Efecto de la variación de la intensidad radiante sobre la curva i-V

Fuente: Energética, www.energetika.com.ar, diciembre de 2013

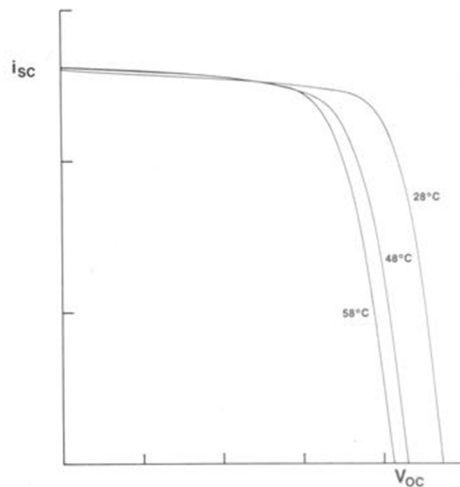


Figura 1.9 - Efecto de la variación de la temperatura sobre la curva i-V

Fuente: Energética, www.energetika.com.ar, diciembre de 2013

- Intensidad. La intensidad de corriente que genera el panel aumenta con la radiación, permaneciendo el voltaje aproximadamente constante.

La colocación de los paneles (orientación e inclinación) es de suma importancia debido a que los valores de radiación varían a lo largo del día en función de la inclinación de la tierra respecto al Sol.

- Efecto de la temperatura. Es importante colocar los paneles en un lugar con buena ventilación, debido a que el incremento de temperatura en las celdas genera un incremento en la corriente, pero al mismo tiempo genera una disminución considerable, en proporción del voltaje. Esto quiere decir que la potencia del panel disminuye al aumentar la temperatura de trabajo del mismo.
- Temperatura de trabajo del panel. La temperatura de trabajo alcanzada por un panel fotovoltaico está dada en la ecuación 1.5:

Ecuación 1.5
$$T_t = T_a + k \times R$$

Dónde:

T_t : es la temperatura de trabajo del panel



T_a : es la máxima temperatura ambiente

K : es un coeficiente que varía entre 0.02 y 0.04 °C.m²/W dependiendo de la velocidad promedio del viento

R : es el valor de la radiación solar en W/m²

- Máxima potencia de salida. La potencia de salida del panel se puede calcular para la condición de trabajo multiplicando los valores correspondientes a la corriente y al voltaje para ese punto de la curva I-V. En particular, la potencia de salida es nula para dos puntos de trabajo: circuito abierto y cortocircuito, ya que la corriente o el voltaje de salida es nulo.

Entre estos dos valores nulos, la potencia de salida alcanza un valor máximo que varía con la temperatura. El valor máximo que corresponde a una temperatura de trabajo de 25°C se denomina “valor óptimo” o “valor pico” (W_p) del panel. El W_p (Watt pico) es la unidad de medida de referencia utilizada para los módulos fotovoltaicos.

- Factor de degradación. En un panel fotovoltaico que ya se encuentre operando, la temperatura de trabajo excederá los 25°C debido a la disipación de calor dentro de las celdas del panel, por lo que la potencia de salida no alcanza el W_p especificado por el fabricante. Esta degradación del panel debe ser tomada en cuenta en el diseño del sistema fotovoltaico.
- Los fabricantes suelen aportar en las especificaciones técnicas del panel este factor de degradación, esta degradación se puede obtener usando los valores dados por las curvas I-V a alta temperatura, pero es un proceso tedioso e impreciso, por lo q es conveniente usar los valores dados por los fabricantes.
- Evaluación de la potencia de salida. La potencia de salida se calcula empleando la siguiente ecuación:

Ecuación 1.6
$$P_t = P_p - (P_p \times \delta \times \Delta T)$$



Dónde:

P_t: es la potencia de salida a la temperatura de trabajo (T_t)

P_p: es la potencia pico del panel (a 25°C)

δ: es el coeficiente de degradación

ΔT: es el incremento de temperatura por sobre los 25°C. es decir, $\Delta T = T_t - 25^\circ\text{C}$

1.4.5.1 Generador Fotovoltaico

Un generador fotovoltaico está constituido por un conjunto de “ramales” conectados en paralelo, estos “ramales” están constituidos a su vez por un conjunto de paneles conectados en serie.

Dependiendo del uso que se le vaya a dar al generador, este tendrá que ser dimensionado teniendo en cuenta estos aspectos:

- La carga eléctrica que será demandada
- W_p
- Posibilidad de conexión a la red eléctrica
- Latitud del lugar y radiación solar media anual del mismo
- Características arquitectónicas específicas del edificio o terreno
- Características eléctricas específicas de la carga

1.4.5.2 Estructuras Soporte

Para poder tener los generadores fotovoltaicos en la intemperie es necesario tenerlos montados sobre las estructuras soporte. Existen básicamente dos tipos de estructuras: las estructuras fijas, las cuales como su nombre lo indica, son estructuras que no se moverán pero deberá tenerse en cuenta que estas tendrán que contar con una



orientación e inclinación óptima; el otro tipo que existe son las estructuras con seguimiento solar, las cuales seguirán el trayecto del Sol durante todo el día (desde el amanecer hasta al atardecer).

1.4.5.3 Inversor

Como se requiere convertir la corriente continua generada por el equipo fotovoltaico en corriente alterna, es indispensable el uso de un inversor que lleve a cabo dicha función.

En la actualidad se cuenta con dos tipos de inversores:

- Auto conmutado. Usan dispositivos de conmutación que controlan libremente los estados de conducción y no conducción del interruptor, como son los transistores IGBT y MOSFET.
- Conmutados en línea. Usan interruptores basados en tiristores, que son dispositivos electrónicos de potencia que pueden controlar el tiempo de activación de la conducción, pero no el tiempo de parada. Para detener la conducción precisan de una fuente o circuito adicional que reduzca hasta cero la corriente que lo atraviesa.

1.4.5.4 Batería Solar

La función principal de la batería debido a que almacena energía, es la de alimentar al sistema cuando la radiación solar disminuye, esta alimentación se da por las noches y/o en días nublados o de baja radiación. Las baterías deberán asegurar la estabilidad del voltaje y soportar varios ciclos de carga y descarga.

Las baterías utilizadas en un sistema fotovoltaico pueden ser de Plomo-ácido o Níquel-Cadmio, siendo las primeras las más usadas debido a que tienen un menor costo que las segundas. A diferencia de las baterías de Pb-ácido, las de Ni-Cd tienen un mejor funcionamiento, pero tienen costos muy elevados.



- **Batería de Pb-ácido.** Estas baterías se componen de varias placas de plomo en una solución de ácido sulfúrico. La placa consiste en una rejilla de aleación de Plomo con una pasta de óxido de Plomo incrustada sobre la rejilla. La solución de ácido sulfúrico y agua se denomina electrolito. Las baterías de este tipo se utilizan ampliamente en sistemas fotovoltaicos, la unidad de construcción básica de una batería de cada celda de 2 Volts. La capacidad de almacenaje de energía de una batería depende de la velocidad de descarga. La capacidad nominal que la caracteriza corresponde a un tiempo de descarga de 10 horas. Cuanto mayor es el tiempo de descarga, mayor es la cantidad de energía que la batería entrega. Un tiempo de descarga típico en sistemas fotovoltaicos es 100 horas.
- **Batería de Ni-Cd.** Las baterías de Níquel-Cadmio tienen una estructura física similar a las de Plomo-ácido, en lugar de Plomo, se utiliza hidróxido de Níquel para las placas positivas y óxido de Cadmio para las negativas. El electrolito es hidróxido de Potasio. La unidad básica de cada celda es de 1.2 Volts, admiten descargas profundas de hasta un 90%, su vida útil es más larga, sin embargo su alto costo en comparación con las de plomo ácido las hacen menos utilizadas en sistemas fotovoltaico.⁷

1.4.5.5 Regulador de carga

El regulador de la carga tiene la misión de regular la corriente que es absorbida por la batería con el fin de que en ningún momento pueda sobrecargarse peligrosamente pero, al mismo tiempo, evitando en lo posible que se deje de aprovechar la energía captada por los paneles. El regulador debe controlar el voltaje, que será una indicación del estado de carga de la batería y si éste llega a un valor previamente establecido, correspondiente a la tensión máxima admisible, actuar de forma que impida que la corriente siga fluyendo hacia la batería.

⁷<http://antusol.webcindario.com/sistema fotovoltaico.html>, diciembre 2013



Existen dos tipos de reguladores de carga, los lineales y los conmutados:

- Reguladores lineales. Este tipo de reguladores tienen un bajo rendimiento, su funcionamiento está basado en la caída de voltaje en los elementos disipadores, son equivalentes a una resistencia con valor ajustable automático y por último, operan con corriente continua a la entrada.
- Reguladores conmutados. A diferencia de los reguladores lineales, estos tienen un rendimiento elevado e incorporan un conmutador que interrumpe la corriente en la fuente primera a intervalos de duración variable.

1.5 Uso Eficiente de la Energía

La energía eléctrica es una necesidad en todos los procesos industriales, así como en los comercios, servicios, hogares, desde iluminación de las áreas hasta para el lavado, planchado, enfriamiento y calentamiento, es decir, en un gran número de procesos que pueden incrementar la productividad en las diferentes áreas donde se utiliza, además del confort que proveen.

En México los costos por consumo básico residencial de electricidad se encuentran en el promedio, comparado con los de otros países; sin embargo, si se considera el costo por alto consumo residencial en México (tarifa de alto consumo DAC), éstos se elevan tres veces su costo, por lo que representan un punto muy importante para la implementación de medidas de ahorro y eficiencia energética en los hogares.

La reducción del consumo de energía eléctrica en los consumidores residenciales responde a estímulos económicos, es decir, en ciertos rangos tarifarios el consumidor accede a un subsidio del gobierno federal. A nivel internacional se hacen esfuerzos para la reducción del consumo, desde estudios de las maneras de uso hasta programas de recomendaciones de ahorro de energía, etiquetado y retroalimentación de consumos.

El consumo de energía eléctrica en los hogares es producto del uso diario de electrodomésticos como el refrigerador, televisor, lavadora, bomba de agua, así como



la iluminación, entre otros. Los electrodomésticos de mayor consumo en los hogares son la iluminación y los refrigeradores, con un porcentaje aproximado del 70% del consumo total. Aunque, cuando se utiliza el aire acondicionado, este consumo puede llegar a ser superior a los de los otros equipos mencionados. Por ello, en los hogares, el mayor potencial de ahorro de energía eléctrica se tiene en el uso de lámparas ahorradoras, refrigeradores y, en caso de usarse, aire acondicionado con sello de eficiencia. Además de estos equipos, se cuenta con lavadoras de alta eficiencia, planchas con control térmico para apagarse cuando alcanzan su temperatura de trabajo, etc. Por esta razón, la mejor práctica para ahorrar energía en los hogares es tener equipos eficientes bajo normas mexicanas.

No obstante, uno de los consumos que nadie observa es el de los equipos conectados todo el tiempo al contacto eléctrico. El consumo eléctrico de los equipos que se encuentran en espera de ser utilizados, como el televisor, puede llegar a valores de entre el 5% al 10% en el consumo total del hogar, en casos extremos hasta el 20% o 30%, dependiendo del número de electrodomésticos de este tipo, por lo que se recomienda como buena práctica el desconectar los equipos que no se utilizan.

El principal desafío en materia de uso eficiente y ahorro de energía en el mundo es el reducir los costos de nuevas tecnologías. Actualmente, usar energía producida por generadores solares y viento puede resultar no rentable desde el punto de vista económico por los tiempos de recuperación de la inversión; sin embargo son la alternativa a largo plazo más viable para el uso eficiente de la energía con cero emisiones.

El incremento del costo de la electricidad es lo que puede ser motivación para el incremento del uso de la automatización en casas habitación. En lo que se refiere a la administración de la demanda a nivel residencial, se tiene que la medición y el control de la energía se están dando de manera pausada, es decir, la tecnología va entrando poco a poco.

El gobierno mexicano también ha impulsado diferentes programas para el uso eficiente de la energía como son:



- La normalización de la eficiencia energética
- El Programa de Ahorro de Energía en Inmuebles de la Administración Pública Federal
- El horario de verano
- El Programa de Ahorro de Energía en Iluminación Doméstica
- Los Programas de Ahorro de Energía en Instalaciones Industriales, Comerciales (CFEctiva empresarial, por ejemplo) y de Servicios Públicos

1.6 Normas y Leyes del Uso de Energías Renovables

Es necesario contar con un marco normativo en materia de energía que impulse la inversión de nuevas tecnologías y garantice el desarrollo de nuestro país. Es por eso que las energías renovables cuentan hoy con un marco legal.

1.6.1 Constitución Política

La Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos establece en sus artículos 27 y 28 las disposiciones que rigen el uso y aprovechamiento de las energías renovables y no renovables.

El artículo 27 cita que “Corresponde exclusivamente a la nación generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer energía eléctrica que tenga por objeto la prestación de servicio público. En esta materia no se otorgaran concesiones a los particulares y la Nación aprovechará los bienes y recursos naturales que se requieran para dichos fines”.

Finalmente, el artículo 28 hace hincapié en que “No constituirán monopolios las funciones que el Estado ejerza de manera exclusiva en las siguientes áreas estratégicas: correos, telégrafos y radiotelegrafía; petróleo y los demás hidrocarburos; petroquímica básica; minerales radioactivos y generación de energía nuclear;



electricidad y las actividades que expresamente señalen las leyes que expida el Congreso de la Unión”.

1.6.2 Ley para el Aprovechamiento de las Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética (LAERFTE)

Esta ley establece, entre otras disposiciones, la obligación de la Secretaría de Energía de elaborar un Programa Especial para el Aprovechamiento de Energías Renovable, así como una Estrategia Nacional para la Transición Energética y el Aprovechamiento Sustentable de la Energía. El Programa Especial para el Aprovechamiento de Energías Renovables incluye indicadores que esperan ser alcanzados, referidos a la participación de fuentes renovables en la capacidad instalada y generación de energía eléctrica en México.

1.6.3 Ley para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía

La presente Ley es de orden público e interés social. Tiene como objeto propiciar un aprovechamiento sustentable de la energía mediante el uso óptimo de la misma en todos sus procesos y actividades, desde su explotación hasta su consumo.

Para los efectos de esta Ley se entenderá por aprovechamiento sustentable de la energía como el uso óptimo de ésta en todos los procesos y actividades para su explotación, producción, transformación, distribución y consumo, incluyendo la eficiencia energética.

1.6.4 Ley del Servicio Público de energía Eléctrica (LSPEE)

El objeto de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE) es la regulación del suministro del servicio eléctrico público. La Ley contempla las reglas por actividades del sector privado en el ámbito del suministro de energía, las cuáles no son consideradas como servicio público. Cabe señalar que en diciembre de 1992 se reformó la Ley y donde se establece la participación de la iniciativa privada en



actividades de generación como la cogeneración, autoabastecimiento, producción independiente, pequeña producción, importación y exportación de electricidad.

1.6.5 Ley de la Comisión Reguladora de Energía

La Comisión tendrá por objeto promover el desarrollo eficiente de las actividades siguientes:

- I. El suministro y venta de energía eléctrica a los usuarios del servicio público
- II. La generación, exportación e importación de energía eléctrica, que realicen los particulares
- III. La adquisición de energía eléctrica que se destine al servicio público
- IV. Los servicios de conducción, transformación y entrega de energía eléctrica, entre las entidades que tengan a su cargo la prestación del servicio público de energía eléctrica y entre éstas y los titulares de permisos para la generación, exportación e importación de energía eléctrica.

1.6.6 Ley de la Inversión Extranjera

Esta Ley proporciona los lineamientos y la reglamentación a las que se sujeta la inversión extranjera en México. En esta ley no se consideran las actividades de generación, tales como la pequeña producción, cogeneración, autoabastecimiento producción independiente e importación y exportación de energía eléctrica como actividad reservada exclusivamente al Estado. Estas actividades de generación están abiertas a la participación de privados mexicanos como a la participación extranjera. Sin embargo, inversionistas extranjeros realizando una de las actividades antes mencionadas tienen que seguir algunas de las reglas generales establecidas en esta Ley.



1.7 Tarifas Electricas

Las tarifas eléctricas son disposiciones específicas que contienen las cuotas y condiciones que rigen para los suministros de energía. En México, la compañía encargada de suministrar la energía eléctrica es la Comisión Federal de Electricidad (CFE). Dicha compañía aplica diferentes tarifas para el suministro y venta de energía eléctrica.

La diferencia entre el tipo de clientes y consumo obliga a que la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) determine la tarifa que los distintos usuarios del servicio eléctrico deban pagar.

Las tarifas dependen de dónde se va a utilizar la energía, cuánta carga se tiene instalada, a qué voltaje se suministrará y en qué región está ubicado el servicio.

1.7.1 Clasificación de las Tarifas

La CFE divide sus tarifas en cinco grupos de clientes (doméstico, agrícola, industrial, comercial y servicio) en la que la unidad de medida es el kilowatt por hora (kWh). En el caso de las tarifas destinadas a los hogares, estas se clasifican por el nivel de consumo en ocho rangos (1, 1A, 1B, 1C, 1D, 1E, 1F y DAC) de los cuales los siete primeros están relacionados con la temperatura media de cada región; es decir, los precios son diferentes en las distintas entidades federativas debido a los subsidios aplicables en las regiones más cálidas del país (ver Tabla 1.4), además existe una variación en los precios dependiendo la época de verano o invierno. Por su parte la tarifa Doméstica de Alto Consumo (DAC) tiene relación con la demanda de utilización de electricidad, por lo que este cobro “aplica cuando excede el límite establecido para la localidad del usuario en el consumo mensual promedio”, en el último año.

Clasificación	1	1A	1B	1C	1D	1E	1F	DAC
Temperatura	Servicio doméstico	Media mínima de 25°C	Media mínima de 28°C	Media mínima de 30°C	Media mínima de 31°C	Media mínima de 32°C	Media mínima de 33°C	Aplica cuando excede el límite establecido

Tabla 1.4 - Clasificación de la Tarifa Doméstica

Fuente: Comisión Federal de Electricidad, www.cfe.gob.mx/casa/Conocetutarifa, diciembre de 2013

Además de la temperatura media promedio, el monto de la tarifa del servicio eléctrico considera el consumo de kWh para establecer la escala de consumo.

TARIFA		Precio kWh
Tarifa 1	Básico 1-75	0.789
	Intermedio 76-140	0.960
	Excedente	2.808
Tarifa 1A Temporada de Verano	Básico 1-100	0.701
	Intermedio 101-150	0.820
	Excedente	2.808
Tarifa 1A Temporada fuera de Verano	Básico 1-75	0.789
	Intermedio 76-150	0.960
	Excedente	2.808
Tarifa 1B Temporada de Verano	Básico 1-125	0.701
	Intermedio 126-225	0.820
	Excedente	2.808
Tarifa 1B Temporada fuera de Verano	Básico 1-75	0.789
	Intermedio 76-150	0.960
	Excedente	2.808
Tarifa 1C Temporada de Verano	Básico 1-150	0.701
	Intermedio bajo 151-300	0.820
	Intermedio alto 301-450	1.052
	Excedente	2.808

TARIFA		Precio kWh
Tarifa 1C Temporada fuera de Verano	Básico 1-75	0.789
	Intermedio 76-175	0.960
	Excedente	2.808
Tarifa 1D Temporada de Verano	Básico 1-175	0.701
	Intermedio bajo 176-400	0.820
	Intermedio alto 401-600	1.052
	Excedente	2.808
Tarifa 1D Temporada fuera de Verano	Básico 1-75	0.789
	Intermedio 76-200	0.960
	Excedente	2.808
Tarifa 1E Temporada de Verano	Básico 1-300	0.583
	Intermedio bajo 301-750	0.732
	Intermedio alto 751-900	0.951
	Excedente	2.808
Tarifa 1E Temporada fuera de Verano	Básico 1-75	0.789
	Intermedio 76-200	0.960
	Excedente	2.808
Tarifa 1F Temporada de Verano	Básico 1-300	0.583
	Intermedio bajo 301-1,200	0.732
	Intermedio alto 1,201-2,500	1.769
	Excedente	2.808
Tarifa 1F Temporada fuera de Verano	Básico 1-75	0.789
	Intermedio 76-200	0.960
	Excedente	2.808

Tabla 1.5 - Tarifas domésticas y precios del servicio eléctrico al mes de diciembre de 2013

Fuente: Comisión Federal de Electricidad, http://app.cfe.gob.mx/Aplicaciones/CCFE/Tarifas/Tarifas/tarifas_casa.asp, diciembre de 2013

Las tarifas comerciales utilizadas por la CFE se dividen en tres rubros, clasificadas en:

- Tarifa 2: Precio utilizados por los servicios que utilizan la energía en baja tensión a cualquier uso (usualmente en 220 y 120 volts), con demanda de hasta 25 kW.
- Tarifa 3: Costo aplicable a clientes que utilizan la energía en baja tensión a cualquier uso, con demanda mayor de 25 kW.
- Tarifa media tensión: Depende de una solicitud de factibilidad que servirá para analizar la posibilidad de suministrar el servicio con la red actual.

Las tarifas de electricidad en el sector industrial tienen diferentes formas de cálculo, por ejemplo la tarifa 2 tiene un cargo fijo y otro por consumo. Además la tarifa 3 y la de media tensión comerciales tienen un cargo por demanda y un cargo por energía, y las tarifas horarias tienen cargos por energía y demanda por cada periodo horario.

	Tarifa	\$/kWh	\$	\$/kW
Tarifa 2	1-50	2.272		
	51-100	2.743		
	Adicional	3.020		
	Cargo fijo mensual		51.87	
Tarifa 3	Cargo por demanda			235.40
	Cargo por energía	1.785		

Tabla 1.6 - Tarifas comerciales en baja tensión y precios del servicio eléctrico al mes de diciembre de 2013

Fuente: Comisión Federal de Electricidad,
http://app.cfe.gob.mx/Aplicaciones/CCFE/Tarifas/Tarifas/tarifas_negocio.asp, diciembre de 2013

La tarifa agrícola (llamada también 9-CU) aplica para la “operación de los equipos de bombeo y rebombeo de agua para riego agrícola por los sujetos productivos inscritos en el padrón de beneficiarios de energéticos agropecuarios”.



La tarifa temporal (tarifa 7) es cobrada por cada kilowatt de demanda además de un pago adicional por kWh consumido sin importar el uso (doméstico o comercial) de la electricidad. Finalmente la tarifa por servicio público (tarifas 5, 5A y 6) incluye cuotas por conceptos como alumbrado en las calles, entre otros.

1.7.2 Tarifas en Media Tensión

Las tarifas en media tensión son las siguientes:

- Tarifa OM (Ordinaria Media Tensión). Esta tarifa se aplicará a los servicios que destinen la energía a cualquier uso, suministrados en media tensión, con una demanda menor a 100 kW
- Tarifa HM (Horaria Media Tensión). Tarifa horaria para servicio general en media tensión, con demanda de 100 kW o más
- Tarifa HMC. Tarifa horaria para servicio general en media tensión, con demanda de 100 kW o más, para corta utilización.

Las tarifas horarias dan señales económicas claras a los usuarios para hacer un uso más racional de la electricidad. Éstas reflejan los costos que representan para la CFE proveer la energía eléctrica en las horas pico, ya que es la hora en la cual se tiene que tener el mayor número de plantas generadoras en operación. Utilizar la energía eléctrica en los horarios base es más económico que en el periodo punta.

Las funciones principales de estas tarifas son:

- Función financiera. Generación de recursos para sufragar los costos totales y ampliaciones futuras.
- Función económica. Señal de costo marginal para influir en el perfil de la demanda, y promover la eficiencia económica.

- Función productiva-social. Para toma de decisiones en el Gobierno Federal, como mecanismo económico-redistributivo, y para subsidios a usuarios de menores recursos y a sectores productivos.⁸

Región	Tarifa OM		Tarifa HM			
	Cargo kW	Cargo kWh	Cargo kW	Cargo kWh (Punta)	Cargo kWh (Intermedia)	Cargo kWh (Base)
Baja California	129.90	1.224	255.27	2.2721	1.2497	0.9816
Baja California Sur	141.36	1.487	245.36	1.8231	1.7339	1.2271
Central	162.22	1.492	176.90	2.1777	1.3837	1.1568
Noreste	149.19	1.396	162.63	2.0115	1.2847	1.0524
Noroeste	152.27	1.386	166.08	2.0232	1.2748	1.0681
Norte	149.79	\$ 1.396	163.41	2.0259	1.2972	1.0546
Peninsular	167.48	1.427	182.78	2.1302	1.3000	1.0707
Sur	162.22	\$ 1.444	176.90	2.1329	1.3221	1.1000

Tabla 1.7 - Tarifas comerciales en baja tensión y precios del servicio eléctrico al mes de enero de 2014

Fuente: Comisión Federal de Electricidad,
http://app.cfe.gob.mx/Aplicaciones/CCFE/Tarifas/Tarifas/tarifas_negocio.asp, enero de 2014

1.7.3 Facturación

El precio total por el servicio eléctrico es la suma del cargo por el consumo (kWh) y la demanda (kW), además de algunos de los siguientes conceptos:

⁸<http://www.conae.gob.mx/programas/control1/Tarifas-jul-2001.pdf>



- Bonificación por alto factor de potencia o cargo por bajo factor de potencia, según sea el caso
- Derecho de alumbrado público (DAP)
- Ajuste por variación en el precio de los combustibles e inflación nacional
- Impuesto de valor agregado (IVA)
- Cargo fijo, depósito

1.7.3.1 Factor de Potencia

La CFE penaliza a los usuarios que tienen un factor de potencia (F.P.) inferior al 90% y los bonifica en caso contrario.

Cálculo de los cargos:

- Penalización por factor de potencia menor al 90%

$$\text{Ecuación 1.7} \quad \text{Penalización} = \frac{3}{5} \left(\frac{0.9}{F.P. medido} - 1 \right) (100\%)$$

- Bonificación por factor de potencia superior al 90%

$$\text{Ecuación 1.8} \quad \text{Bonificación} = \frac{1}{4} \left(1 - \frac{0.9}{F.P. medido} \right) (100\%)$$

1.7.3.2 Demanda facturable

La demanda facturable está definida por la relación de demandas en los diferentes periodos a través de la siguiente ecuación:

$$\text{Ecuación 1.9} \quad DF = DP + FRI \max(DI - DP, 0) + FRB \max(DB - DPI, 0)$$

Dónde:

DF: Demanda Facturable



DP: Demanda máxima medida en el periodo punta

DI: Demanda máxima medida en el periodo intermedio

DB: Demanda máxima medida en el periodo base

DPI: Demanda máxima medida en los periodos de punta e intermedio

FRI: Factor de reducción en el periodo intermedio

FRB: Factor de reducción en el periodo base

Max: Cuando la diferencia de demandas entre paréntesis es negativa, ésta tomará el valor cero

Región	FRI	FRB
Baja California	0.141	0.070
Baja California Sur	0.195	0.097
Central	0.300	0.150
Noreste	0.300	0.150
Noroeste	0.300	0.150
Norte	0.300	0.150
Peninsular	0.300	0.150
Sur	0.300	0.150

Tabla 1.8 - Factores de Reducción

Fuente: Comisión Federal de Electricidad,
http://app.cfe.gob.mx/Aplicaciones/CCFE/Tarifas/Tarifas/tarifas_negocio.asp, enero de 2014

Las demandas máximas medidas en los distintos periodos se determinarán mensualmente por medio de instrumentos de medición, que indican la demanda media en kilowatts, durante cualquier intervalo de 15 minutos del periodo en el cual el consumo de energía eléctrica sea mayor que en cualquier otro intervalo de 15 minutos



en el periodo correspondiente. Cualquier fracción de kilowatt de demanda facturable se tomará como kilowatt completo.

1.7.3.3 Factor de carga

Es un indicador de la forma en la que se usa la energía eléctrica en una instalación, se puede interpretar como una medida de aprovechamiento de la energía consumida con relación a la demanda máxima. Se representa a través de la siguiente ecuación:

$$\text{Ecuación 1.10} \quad F.C. = \frac{\text{Demanda media [kW]}}{\text{Demanda máxima [kW]}} \times 100[\%]$$

Para reducir la facturación eléctrica el factor de carga se tendría que incrementar, esto a través de la disminución del consumo de energía eléctrica durante el periodo punta.

Conclusión

En este capítulo se estudiaron los conceptos básicos de los tipos de energías que existen para conocer las diferentes alternativas que se tienen para la generación de energía eléctrica, aunque en el análisis se observa que los combustibles fósiles son los que representan el mayor porcentaje de la generación, el uso e implementación de las energías renovables son una alternativa más para la disminución del uso y explotación de combustibles fósiles y por supuesto reducir las emisiones de carbono en el país.

Gracias al estudio de las energías renovables que se hizo en este capítulo, se determina que el tipo de energía que se implementará para uso del proyecto será la energía solar, ya que es más factible la explotación de ésta en base al análisis de la ubicación del edificio (Ciudad de México). Además es la energía que se puede obtener con un menor grado de dificultad, debido a que el Sol es una fuente inagotable que provee una energía limpia, abundante y disponible en la mayor parte de la República Mexicana. Se considera una energía limpia ya que las emisiones generadas de CO₂ en la producción de los paneles fotovoltaicos son pocas comparadas con las emisiones que se evitan al utilizarlos y al utilizar este tipo de energía. Específicamente, la Ciudad de México es un lugar muy favorable para la instalación de un sistema fotovoltaico



gracias a su ubicación donde la radiación solar no varía drásticamente durante todo el año.

En el ámbito normativo se revisaron las leyes y reglamentos vigentes para regular la generación de energía eléctrica mediante el uso energías renovables, además de que se revisaron las tarifas eléctricas en las instalaciones de baja y media tensión. Todos estos puntos permitirán realizar un mejor análisis para la caracterización del edificio en estudio, y conocer con qué solución energética se implementará para un mejor aprovechamiento de la energía eléctrica.



Capítulo 2 "Caracterización Energética del Edificio"

Introducción

En este capítulo se hará la caracterización energética del edificio conociendo su ubicación geográfica, analizando los edificios que pudieran existir en la periferia de éste y conocer que afectación se tendría en cuanto a las sombras que se pudieran generar durante el transcurso del día.

Se hará un análisis de las cargas eléctricas instaladas en todo el edificio con ayuda de los diagramas unifilares y cuadros de carga del proyecto eléctrico, y se darán las características eléctricas de las acometidas y subestaciones, así como las propiedades y características de las luminarias instaladas en el inmueble.

Posteriormente, con el análisis de áreas se pretenderá encontrar el área más apropiada para la instalación de los paneles solares, el cual se convierte en uno de los puntos más importantes de este estudio, ya que de aquí se dará el primer paso para conocer la viabilidad técnica del proyecto, porque en caso de no existir algún área disponible para la colocación de los paneles solares no se podría continuar con este estudio.

Finalmente, previo a continuar al siguiente capítulo se darán algunas recomendaciones de ahorro de energía que se pudieran implementar en el edificio antes, durante o después de la instalación del sistema fotovoltaico.

2.1 Descripción física del inmueble

El inmueble se ubica en la Ciudad de México, en la zona norte sobre la Cerrada Ferrocarril de Cuernavaca 779 de la colonia Ampliación Granada, en la delegación Miguel Hidalgo.

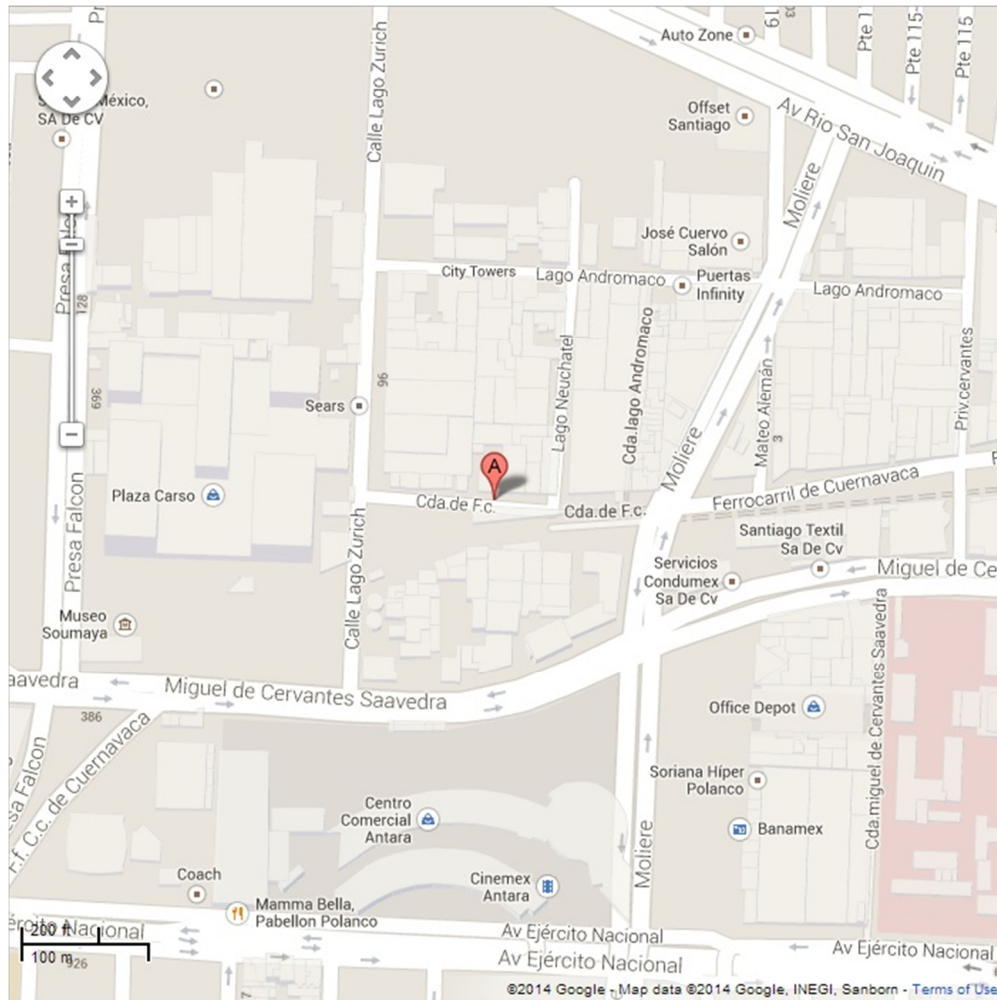


Figura 2.1 - Mapa de ubicación del inmueble

Fuente: Google Maps, consultada en enero de 2014, <http://maps.google.com/>

El edificio consta de los siguientes niveles:

- Estacionamiento subterráneo:
 - o Planta sótano 5



- 19 cajones de estacionamiento chicos
- 67 cajones de estacionamiento grandes
- 18 bodegas
- 1 cisterna de tormentas
- 3 cisternas de agua potable
- Cuarto de máquinas
- Planta de tratamiento y cárcamo de trasvase
- o Planta sótano4.
 - 16 cajones de estacionamiento chicos
 - 97 cajones de estacionamiento grandes
 - 49 bodegas
- o Planta sótano 3
 - 16 cajones de estacionamiento chicos
 - 97 cajones de estacionamiento grandes
 - 57 bodegas
- o Planta sótano 2
 - 16 cajones de estacionamiento chicos
 - 97 cajones de estacionamiento grandes
 - 57 bodegas
- o Planta sótano 1



- 10 cajones de estacionamiento chicos
- 91 cajones de estacionamiento grandes
- 2 cajones de estacionamiento especiales
- 52 bodegas
- Amenidades
 - o Planta baja
 - 1 cajón de estacionamiento grande
 - 11 cajones de estacionamiento especiales
 - Subestación eléctrica
 - Cuarto de medidores de energía eléctrica
 - Cuarto de medidores de gas
 - Oficinas administrativas
 - Salón de eventos
 - Gimnasio
 - Salón de yoga
 - Salón de juegos
 - Vestidores
 - Alberca
 - Kids lounge
 - Área verde



- Cancha de pádel
- Departamentos
 - o Nivel 1 al 12 y nivel 14
 - 1 departamento tipo A1
 - 1 departamento tipo A2
 - 2 departamentos tipo B1
 - 2 departamentos tipo B2
 - 1 departamento tipo C1
 - 1 departamento tipo C2
 - 1 departamento tipo D
 - 1 departamento tipo E
 - 1 departamento tipo F
 - 1 departamento tipo G1
 - 1 departamento tipo G2
 - 1 departamento tipo H1
 - 1 departamento tipo H2
 - o Nivel 15
 - 1 departamento tipo A3 con roofgarden⁹

⁹ Jardín de azotea



- 2 departamentos tipo B3 con roofgarden
- 1 departamento tipo C3 con roofgarden
- 1 departamento tipo G3 con roofgarden
- 1 departamento tipo H3 con roofgarden
- 1 salón de eventos con roofgarden
- o Nivel 16 al 19
 - 1 departamento tipo A3
 - 2 departamentos tipo B3
 - 1 departamento tipo C3
 - 2 departamentos tipo I
 - 1 departamento tipo G3
 - 1 departamento tipo H3
- Azotea
 - o Nivel 20
 - Core de escaleras
 - Core de montacargas y elevadores



Figura 2.2 -Render del edificio

Fuente: Planos del proyecto arquitectónico

Actualmente el edificio está en la fase de construcción, la estructura ya está completa. En una visita que se realizó al sitio, se pudo observar que alrededor de este edificio no existe algún otro más alto. A espaldas del edificio, sobre la calle de Lago Neuchatel (ver Figura 2.1), únicamente hay un edificio de departamentos de 14 niveles.

En las siguientes imágenes se observa el estado actual del edificio, así como el edificio que se encuentra a espaldas de este.



Figura 2.3 -Estado actual del edificio

Fuente: José Antonio Olmos, enero de 2014



Figura 2.4 - Estado actual del edificio y edificios alrededor

Fuente: José Antonio Olmos, enero de 2014

2.2 Carga Instalada

La carga instalada por tipo de departamento es la siguiente:

Tipo	Carga instalada en VA	Carga instalada en Watts
A1	11,082	10,865
A2	11,082	10,865
A3	11,782	11,555
B1	8,582	8,370
B2	8,582	8,370
B3	9,062	8,850
C1	9,832	9,615
C2	9,832	9,615
C3	11,078	10,850
D	10,012	9,795
E	11,352	11,125
F	10,012	9,795
G1	10,012	9,795
G2	10,012	9,795
G3	10,398	10,175
H1	10,002	9,785
H2	10,002	9,785
H3	11,532	11,315
I	8,408	8,195

Tabla 2.1- Carga instalada por tipo de departamento

Fuente: Diagrama unifilar del proyecto eléctrico, Hubard y Bourlon

Es importante mencionar que la energía eléctrica no se obtiene desde la misma acometida y subestación transformadora. Los departamentos ubicados en los niveles 1 al 5 y algunos departamentos del nivel 6 se conectan a una subestación; la otra parte de los departamentos del nivel 6 y los departamentos del nivel 7 al 11 se conectan a otra.



Finalmente, los departamentos del nivel 12 al 19 se conectan a la tercera subestación transformadora. Todas las subestaciones están ubicadas en el nivel planta baja, son del tipo pedestal radial y reciben la energía eléctrica desde sus respectivas acometidas a 23,000 Volts, en 3 fases a 4 hilos, a 60 Hertz.

Por otra parte, la energía para los servicios generales y áreas comunes del edificio se obtiene desde otra acometida a 23,000 Volts, en 3 fases a 4 hilos, a 60 Hertz, a través de una subestación receptora y transformadora.

A continuación se muestra el diagrama unifilar de la instalación eléctrica de servicios y áreas comunes del edificio. En el ANEXO 1 se encuentra el diagrama unifilar detallado.

En el diagrama unifilar se observa que parte de la carga instalada está respaldada por una planta de emergencia, conformando así el sistema de emergencia, para que en los casos en que falle el suministro de energía eléctrica por parte de CFE las cargas esenciales no queden sin energía. Las cargas eléctricas respaldadas por este sistema se muestran en la tabla 2.2:

Alumbrado de sótanos (estacionamiento)	Alumbrado de servicios y áreas comunes	Contactos	Fuerza Elevadores	Fuerza Bombas	Fuerza Aire	Otros
17,426	36,271	188,546	156,585	78,460	9,145	7,200

Tabla 2.2 - Resumen de cargas en VA del Sistema Emergencia

Fuente: Diagrama unifilar y cuadros de carga del proyecto eléctrico, Hubard y Bourlon

Las cargas eléctricas alimentadas únicamente por la energía eléctrica dada por la CFE, sin el respaldo de una planta de emergencia, conforman el sistema normal, y se resumen en la tabla 2.3:

Alumbrado de sótanos (estacionamiento)	Alumbrado servicios y áreas comunes	Contactos	Fuerza Bombas	Fuerza Aire	Otros
19,735	27,576	198,905	204,840	145,828	30,000

Tabla 2.3 - Resumen de cargas en VA del Sistema Normal

Fuente: Diagrama unifilar y cuadros de carga del proyecto eléctrico, Hubard y Bourlon

En resumen, las cargas totales instaladas en el edificio para servicios y áreas comunes son las siguientes definidas en la tabla 2.4:

Cargas	Carga total instalada [VA]
Alumbrado de estacionamientos	37,161
Alumbrado de servicios comunes	63,847
Contactos	387,451
Fuerza de Elevadores	156,585
Fuerza de Bombas	283,300
Fuerza Aire	154,973
Otros	37,200
Total	1,120,517

Tabla 2.4 - Resumen de cargas

Fuente: Diagrama unifilar y cuadros de carga del proyecto eléctrico, Hubard y Bourlon

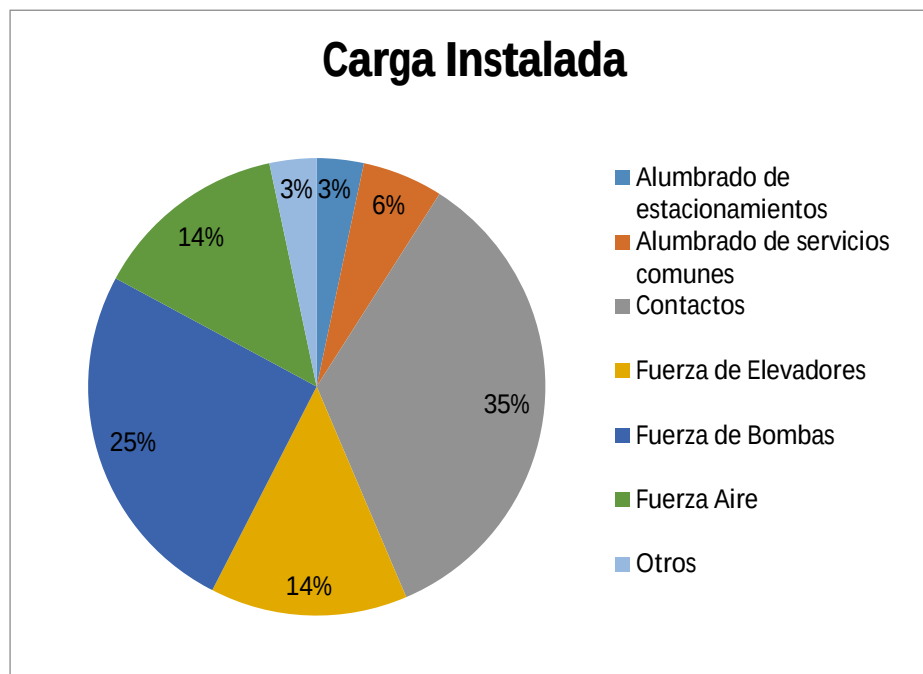


Figura 2.6 - Porcentajes de la carga instalada en el edificio

Fuente: Diagrama unifilar y cuadros de carga del proyecto eléctrico, Hubard y Bourlon

2.3 Estimación de la Demanda Eléctrica

Como se mencionó anteriormente, el edificio se encuentra en fase de construcción, por lo tanto se tiene que hacer una estimación de la demanda eléctrica del edificio, tomando como base la información que se tiene de la carga instalada (con apoyo del diagrama unifilar y los cuadros de carga de los tableros) y suponiendo condiciones de uso típicas o esperadas para dicha instalación y servicios. En el ANEXO 2 se encuentran los datos que dan como resultado la gráfica 2.7:

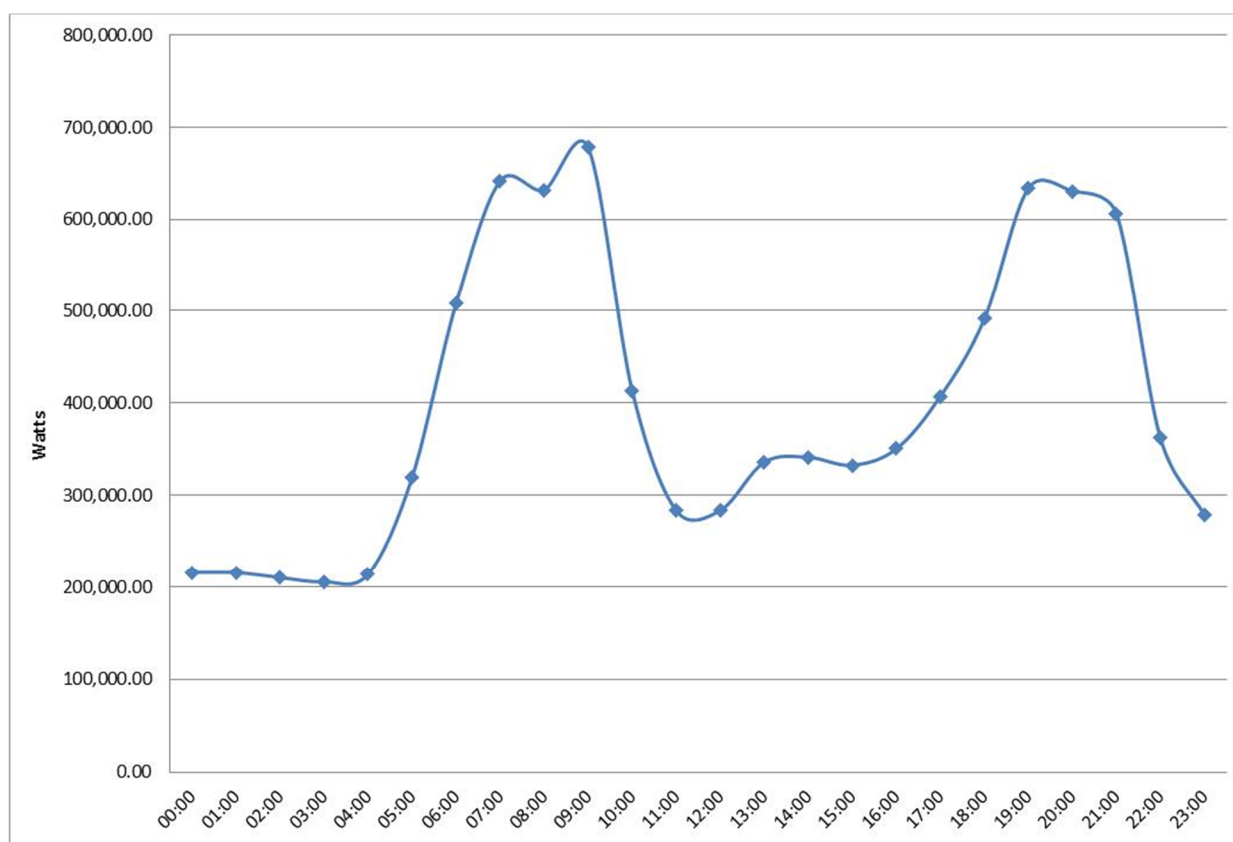


Figura 2.7 - Gráfica de demanda eléctrica diaria

Fuente: Elaboración propia

Para obtener esta gráfica se hicieron las siguientes consideraciones:

- El equipo de protección contra incendios (PCI) y la Bomba Jockey solo operarían cuando se presentara un incendio, por lo que en un día común no se utilizarían.



- Los tableros H1 y H2 están conectados a los equipos de bombeo de agua potable, estos estarán operando la mayor parte del día y dependen de la demanda de agua potable de los inquilinos, por lo que tendrían sus puntos máximos de consumo en las mañanas y en las noches cuando la gente hace uso del sanitario y de las regaderas.
- Los ventiladores de extracción conectados al tablero CCM-01 se utilizarían para extracción en cocinas y algunos baños, por lo cual los de las cocinas operarían en los horarios de preparación de alimentos, y los de los baños estarían en operación casi todo el día. En este también está conectado el ventilador de extracción de la planta de tratamiento, el cual sí operaría durante todo el día y noche.
- En los tableros A1 al A5 se encuentran conectadas las luminarias de los estacionamientos, las cuales están encendidas todo el día teniendo sus puntos máximos de consumo cuando hay más flujo de automóviles dentro del estacionamiento aproximadamente de las 6:00 a 10:00 hrs. cuando las personas se van del edificio, y de las 18:00 a las 22:00 hrs. cuando regresan.
- En los tableros FS1 al FS5 están conectados los ventiladores de extracción del estacionamiento, los cuales están controlados por sensores que al detectar cierta cantidad de dióxido de carbono en el ambiente hacen que entren en operación estos ventiladores de extracción. Estos operarían únicamente cuando hay más flujo de automóviles dentro del estacionamiento.
- En los tableros C1 al C5 están conectados los contactos que hay en el estacionamiento. Como estos contactos únicamente se utilizan para servicios, en un día común no entrarían en operación.
- En el tablero FZA-01 también están conectados ventiladores de extracción de baños, así como de calentadores y secadoras de los departamentos. Los de los baños operarían todo el día ya que los diseñadores del aire acondicionado no los proyectaron para que fueran controlados por un apagador conectado a la



iluminación del baño. Los calentadores únicamente entrarían en operación en las mañanas y en las noches que es cuando comúnmente se baña la gente. Se consideró que las secadoras operarían en las mañanas y en las noches.

- En el tablero SN están conectadas las luminarias y contactos de los pasillos de los niveles 1 al 19. Al menos un 50% de las luminarias de los pasillos estarían encendidas durante todo el día, ya que estas áreas nunca estarían iluminadas por la luz del sol. Tendrían su punto máximo de consumo entre las 6:00 a las 10:00 hrs. y las 18:00 a las 22:00 hrs. que es cuando habría más flujo de gente circulando por los pasillos debido a que algunas luminarias están controladas por sensores de presencia.
- En el tablero SUM están conectadas las luminarias y los contactos de la planta baja, en la cual está el área administrativa, y los cuales entrarían en operación en los horarios laborales, o sea de 9:00 a 18:00 hrs.
- En el tablero GYM están conectadas las luminarias y contactos de las áreas de gimnasio, las cuales tendrían su punto máximo de consumo en la mañana y en la tarde.
- En el tablero ALB están conectadas las luminarias del área de la alberca, las cuales operarían de 6:00 a 7:00 hrs. y de 19:00 a 22:00 hrs.
- El tablero UV-01 tiene conectados los equipos de presurización de escaleras, los cuales entrarían únicamente en operación cuando ocurriera un incendio. Por lo tanto, en un día común no operaría.
- Los equipos E-A al E-D alimentan a los elevadores del edificio, los cuales estarían en operación casi todo el día, teniendo su punto máximo de consumo cuando hay más flujo de personas, entre las 6:00 a las 10:00 hrs. y las 18:00 a las 22:00 hrs.
- En los tableros CAR, TT, CAR1, AT y PT están conectados los equipos de bombeo hidráulico que se encuentran en el cuarto de máquinas del sótano 5



para la cisterna de agua potable, cisterna de tormentas, cisterna de agua tratada y cárcamo de trasvase. Estos equipos operan a partir de las 5:00 hrs. hasta las 11:00 hrs. cuando las personas hacen uso del sanitario y de las regaderas, teniendo sus puntos máximos de consumo de las 7:00 a 9:00 hrs y de las 19:00 a las 11:00 hrs.

- En los tableros AE1 al AE5 se encuentran las luminarias respaldadas por la planta de emergencia de los estacionamientos, las cuales están encendidas todo el día teniendo sus puntos máximos de consumo cuando hay más flujo de automóviles dentro del estacionamiento aproximadamente de las 6:00 a 10:00 hrs. cuando las personas se van del edificio, y de las 18:00 a las 22:00 hrs. cuando regresan.
- En el tablero SE están las luminarias respaldadas por la planta de emergencia de las áreas administrativas, gimnasio, pasillos y escaleras. Teniendo el mismo comportamiento que las que no tienen respaldo de planta de emergencia. También en este tablero están conectadas las luces de obstrucción del edificio, las cuales operarían únicamente cuando ya no hay luz solar.
- En los tableros RA al RH están conectados los refrigeradores y una luminaria por cada departamento, para que cuando se vaya la energía eléctrica por parte de CFE queden respaldadas por la planta de emergencia. Los refrigeradores estarían en operación todo el día y noche.

La gráfica de la Figura 2.7 muestra el consumo total de energía eléctrica que se tendría en un día común, sin eventos extraordinarios, tales como fallas en el servicio de energía eléctrica por parte de CFE, incendios, temblores, etc.

La propuesta del sistema fotovoltaico se hará únicamente sobre las cargas de alumbrado y de contactos conectadas al sistema normal de energía, es decir, las que no están respaldadas por la planta de emergencia en caso de que falle el suministro de energía por parte de CFE. Por lo tanto, la gráfica de consumo eléctrico diario resultante para estas cargas es la gráfica 2.8:

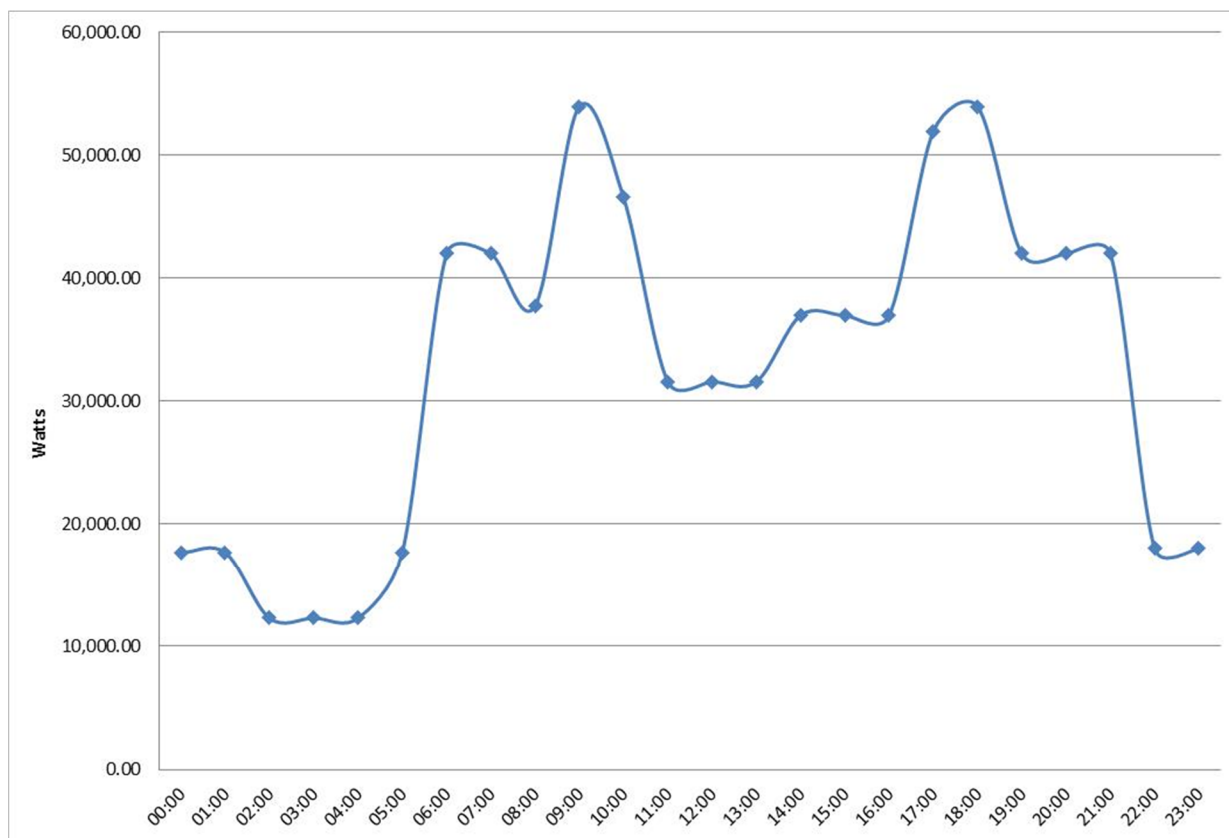


Figura 2.8- Gráfica de la demanda eléctrica diaria de las cargas de alumbrado y contactos del sistema normal de energía

Fuente: Elaboración propia

Esta gráfica es el resultado de la estimación de la demanda eléctrica diaria de las cargas conectadas a los tableros A1 al A5, SN, SUM, GYM y ALB. Se obtiene que la demanda máxima estimado se da a las 9:00 y 18:00 horas, con 53,942.50 Watts.

2.4 Análisis de Áreas

Para implementar el sistema fotovoltaico en el edificio se deberá buscar un área lo suficientemente amplia en la cual, durante la mayor parte del día, esté expuesta directamente a la luz solar, y que por lo tanto se puedan colocar los paneles solares.

En el nivel planta baja entre los ejes A-F y 2-5a se tiene un área expuesta directamente al sol durante un corto período del día. Estas áreas las comprenden la cancha de pádel

y un área verde. Entre los ejes A-H y 13-14 y los ejes K-O y 13-14 también se encuentran áreas abiertas pero con poca exposición a la luz solar directa.

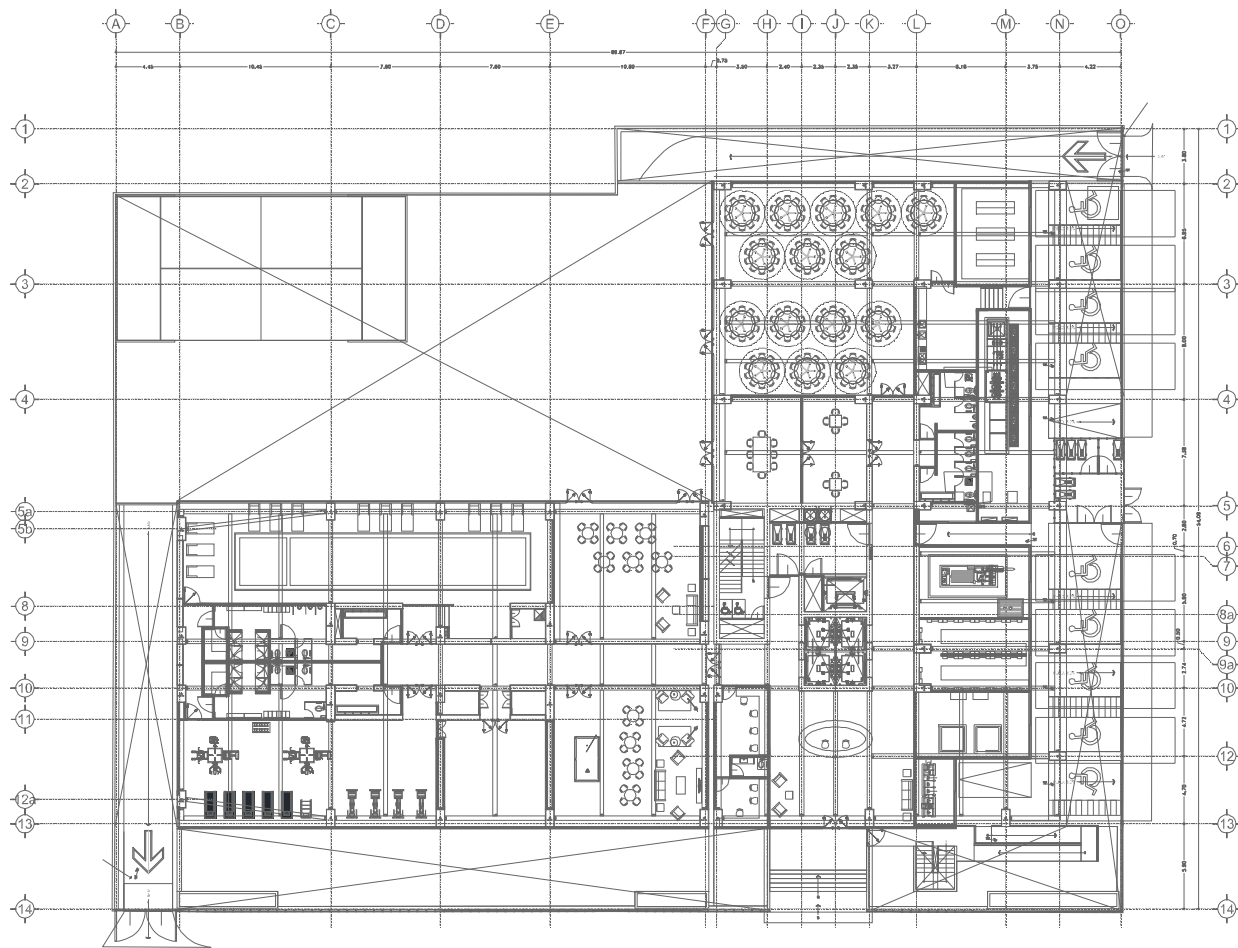


Figura 2.9 - Planta arquitectónica del nivel Planta Baja

Fuente: Planos Arquitectónicos del Proyecto

En estas áreas no sería posible instalar los paneles solares, ya que las áreas verdes están ubicadas en ese lugar para la convivencia y entretenimiento de los inquilinos. Por lo tanto, quedan descartadas estas áreas.

En el nivel 15, cada departamento y el salón de eventos cuentan con un área de *roofgarden*, en las cuales la colocación de paneles dependería directamente de los inquilinos y de la administración del edificio.

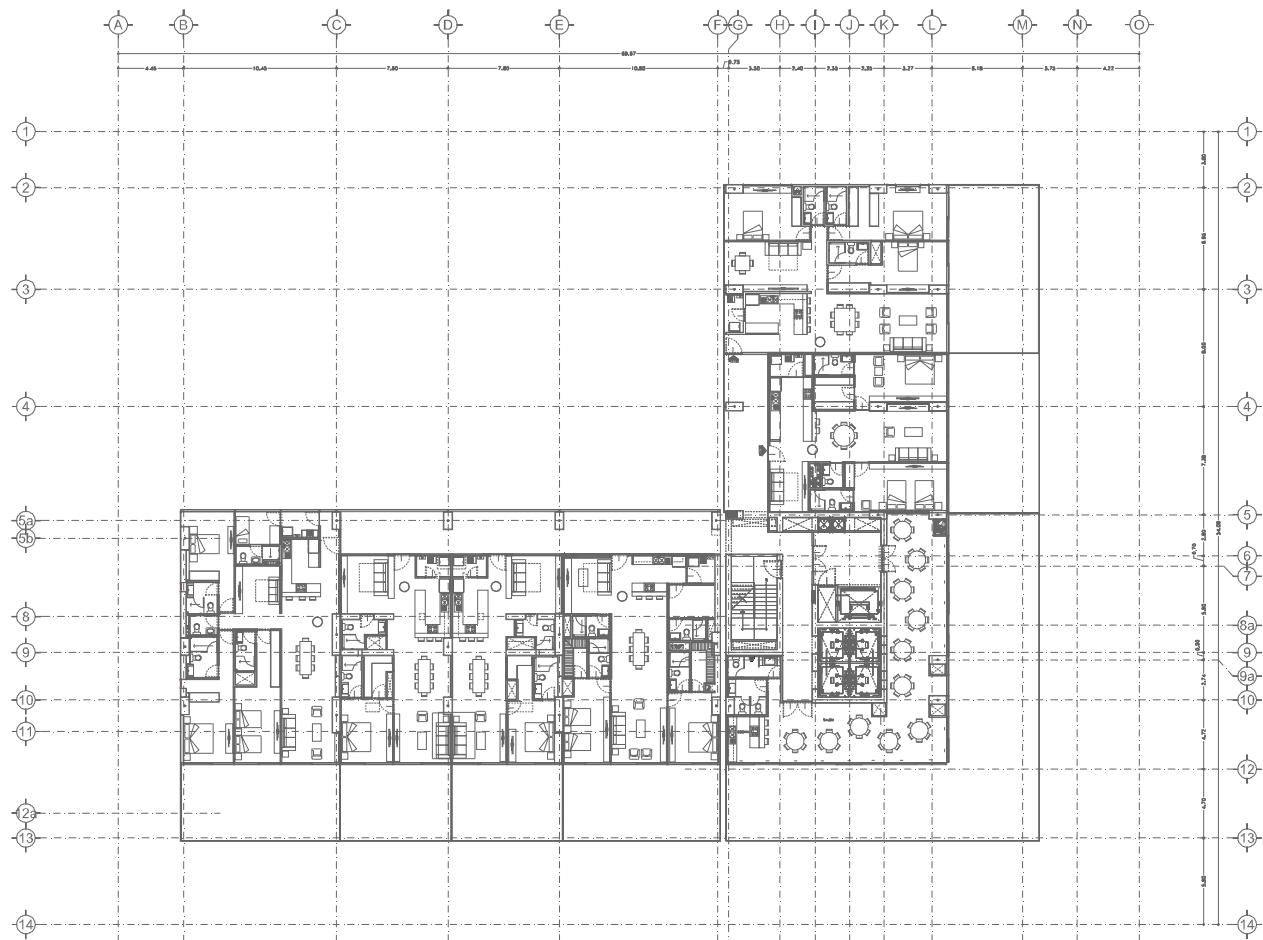


Figura 2.10 - Planta arquitectónica del nivel 15

Fuente: Planos Arquitectónicos del Proyecto

En cambio, en el nivel azotea es en donde se obtendría la mayor parte de la luz solar, ya que todo el nivel está expuesto directamente al Sol.

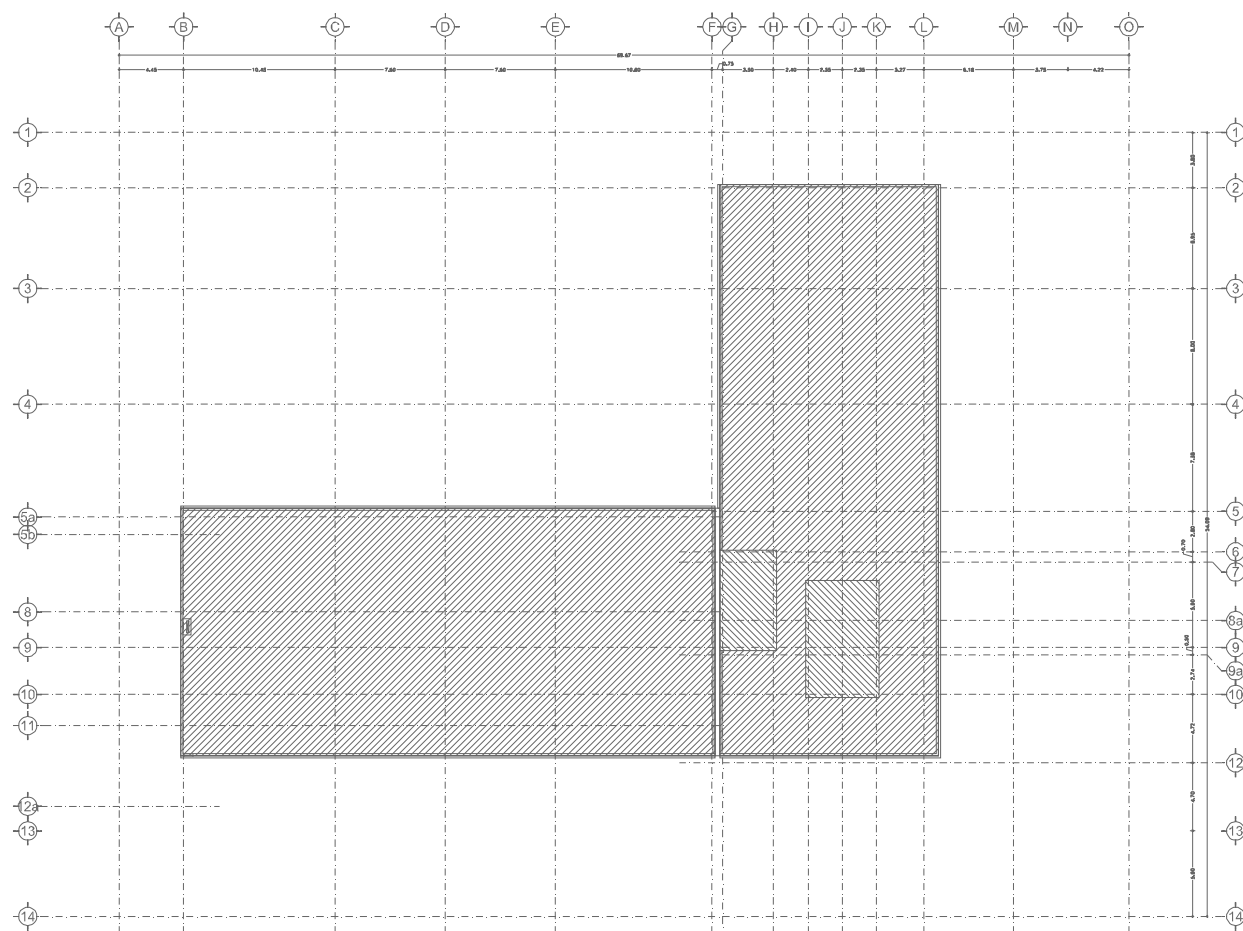


Figura 2.11 - Planta arquitectónica del nivel 20 (azotea)

Fuente: Planos Arquitectónicos del Proyecto

El inconveniente que se tiene en este nivel es que ahí se ubicarán varios equipos de aire acondicionado, lo que complicaría la instalación de los paneles solares. Aun así, esta sería el área en la que se propondría su instalación, considerando que alrededor del edificio no existe algún otro más alto que pudiera generar sombras.

2.5 Recomendaciones de Ahorro de Energía

Parte importante de la caracterización del edificio son las recomendaciones para un uso eficiente de la energía, como se vio en los puntos anteriores, tener algunos criterios de ahorro de energía a la hora de implementar la instalación serán redituables en su uso final.



En las grandes ciudades existen muchos edificios y su consumo de electricidad por iluminación es particularmente importante, incluso puede representar el 40% de su energía total.

Se sabe que los edificios son responsables del consumo del 42% de la energía a nivel mundial, así que la constante alza en los precios de la energía y la importancia de ahorrar recursos en beneficio del medio ambiente, plantea el compromiso de las compañías de reducir este consumo.

2.5.1 Uso Eficiente de la Iluminación

La reducción se puede realizar a través de diferentes estrategias, principalmente con la automatización del edificio, como serían las siguientes:

- Manejar la iluminación por horarios: tener sistemas que permitan hacer una programación horaria para que las luces se prendan o apaguen estratégicamente, con el objetivo de disminuir el error humano y así lograr un ahorro de entre 5 y 35%.
- Sensores de ocupación: contar con sistemas que detecten la presencia de las personas. Mientras un espacio este vacío, el sensor mantendrá las luces apagadas o muy atenuadas. La cantidad de iluminación variará según las necesidades y el momento del día. Esto generará un ahorro variable dependiendo de la zona que se está interviniendo.
- Ajuste de los niveles de iluminación: esta estrategia consiste en no dejar que las lámparas trabajen a plena carga sino al 70% u 80% sin que el ojo detecte alguna variación. En general, las lámparas tienen una vida útil que decae con el tiempo. Lo que hace este sistema es reducir ese desgaste para que no requieran un cambio frecuente y al tiempo se ahorre energía. Esta táctica se puede usar en "horarios pico" donde la tarifa de energía incrementa su costo.
- Control personalizado: esta estrategia se utiliza sobre todo en oficinas cerradas y contiene todas las anteriores. En ella, la lámpara se adecua al nivel que



permita cumplir con el reglamento de iluminación pero igualmente se puede tener un control manual de ésta, con fines de confort.

- Control de iluminación natural: funciona a través de foto sensores o sensores de luz diurna que detectan la iluminación natural en un espacio y hacen una compensación con la luz artificial dependiendo de las horas del día. Esta estrategia repercute inclusive en el aire acondicionado ya que la energía además de convertirse en luz, se convierte en calor y al generar esa atenuación la lámpara se calienta menos y requiere de una cantidad inferior de aire acondicionado para compensar el nivel de temperatura requerido.

Otros consejos básicos para el ahorro de energía serían:

- Siempre que sea posible, aprovechar la iluminación natural.
- Utilizar colores claros en las paredes y techos, esto permite reducir el alumbrado artificial.
- Apagar las luces de las habitaciones que no se estén utilizando.
- Reducir al mínimo la iluminación ornamental en exteriores: jardines, piscinas, etcétera.
- Mantener limpias las lámparas y las pantallas, esto aumentará la luminosidad sin aumentar la potencia.

Otra de las recomendaciones sería tener un sistema automatizado de detección de movimiento, ya que dentro de los estacionamientos y áreas comunes el consumo de energía eléctrica puede ser permanente.

Conclusión

El desarrollo de este capítulo está basado en toda la información tanto física como del proyecto eléctrico que se tiene hasta el momento del edificio en estudio. Esta información es suficiente para llevar a cabo el diseño del SFV, ya que se cuenta con el



proyecto eléctrico completo, y por lo tanto con toda la información de las cargas que se instalarán, con las cuales se obtuvo la curva del consumo de energía realizando las estimaciones del consumo diario que podría tener el edificio ya en operación. Como esta curva obtenida inicialmente abarca todas las cargas del inmueble en cuanto a servicios se refiere, y considera las cargas conectadas al sistema de emergencia (respaldadas por una planta de emergencia), se tuvo que obtener una nueva curva en la cual únicamente se considerarán en el diseño del SFV las cargas de alumbrado y de contactos conectadas al sistema normal. El SFV no puede ser diseñado utilizando las cargas conectadas al sistema de emergencia, ya que de acuerdo al artículo 700-12 de la NOM 001 SEDE 2012, un sistema fotovoltaico no está considerado como una fuente de alimentación en caso de falla del suministro de energía por parte de la compañía suministradora. Por otra parte, se descarta dentro del diseño del SFV a las cargas de motores debido a que el uso de estos dentro de equipos de aire acondicionado y bombeo es aleatorio, en cualquier momento del día podrían arrancar, y como bien se sabe, la corriente de arranque de los motores es casi del doble lo cual elevaría considerablemente la capacidad del SFV a diseñar.

En la curva obtenida con las cargas en las que se enfocará este estudio se observa que hay dos picos de consumo de energía a las 9:00 y 18:00 hrs. Estos picos están dados gracias al uso de la energía eléctrica que comúnmente se le da a este tipo de edificios en cuanto a iluminación se refiere. Por lo que con las recomendaciones que se dieron de ahorro de energía se podrían achatar estos picos reduciendo el consumo de energía, y así, la capacidad del sistema fotovoltaico. El propósito general de hoy en día es el ahorro de energía, es por eso que se hace mención de algunas medidas y se aportan consejos para tener un uso eficiente de la misma. Estas medidas van desde utilizar algún tipo de automatización en el inmueble, hasta unas mucho más sencillas como es simplemente apagar las luces de las áreas que no se utilicen.

Como se conoce exactamente la ubicación geográfica donde se encuentra el inmueble, se realizó una visita para obtener algunas imágenes reales de éste, así como para obtener una apreciación actual del entorno en el que se encuentra, observando que no existe algún otro edificio alrededor de este inmueble que pueda generar sombras en la



azotea en la que se ubicarán los paneles fotovoltaicos, por lo que es factible el desarrollo de esta propuesta. En las fotografías tomadas, se nota claramente como el Sol ilumina directamente la vista frontal del edificio; en base a dicha fotografía y al análisis de áreas que se llevó a cabo en este capítulo, se confirma que el área más apta para colocar el SFV es la parte alta del edificio (azotea).



Capítulo 3 “Diseño del Sistema”

Introducción

En este capítulo se planteará el diseño del SFV a utilizar, tomando como base el Capítulo 1, en el cual se estudió el sistema fotovoltaico, tipos y componentes. Del Capítulo 2 se consideraran todos los datos que son de utilidad como carga instalada, la carga máxima consumida en un determinado tiempo, las áreas disponibles y la descripción física del inmueble.

Se rediseñará el proyecto eléctrico original debido a que sólo se tomarán en cuenta las cargas de alumbrado y contactos del sistema normal.

Considerando las recomendaciones de ahorro de energía se obtendrá una nueva curva de consumo eléctrico diario, dicho consumo servirá para realizar todos los cálculos involucrados en el diseño del SFV.

Para el diseño del SFV y obtener los resultados más óptimos para la implementación del mismo se tendrán que realizar varios cálculos involucrando las cargas, potencia, valores de irradiación, ángulos de inclinación, voltajes, corrientes, números de módulos, etc.

Se tendrán que elegir el tipo de paneles que serán más adecuados para el tipo de SFV a implementar, así como determinar el número de los mismos a utilizar. También se definirán todos los componentes que son requeridos para complementar dicho SFV.



3.1 Elección del Diseño del Sistema Fotovoltaico

Como principio, el sistema fotovoltaico que se utilizará para este proyecto, es un sistema conectado a la red debido a que es un sistema que no tendrá sistema de almacenamiento, ya que la energía producida durante las horas de insolación es canalizada a la red eléctrica; al contrario, durante las horas de irradiación escasa o nula, la carga viene alimentada por la red. Lo cual es permitido por la reglamentación en México para el aprovechamiento de las energías renovables.

Algunas de las ventajas con las que cuenta dicho sistema son:

- Bajos costos de mantenimiento y escasos riesgos de avería
- Beneficios medioambientales inherentes a una fuente de energía no contaminante e inagotable
- La existencia de legislación específica para su desarrollo, que define los derechos de conexión y venta a la red de la energía generada

Se debe considerar siempre que para dimensionar cualquier SFV se tendrán que tomar en cuenta los siguientes aspectos:

- Carga eléctrica
- Potencia pico
- Latitud del lugar y radiación solar media anual del mismo
- Descripción física del inmueble
- Carga instalada
- Posibilidad de conexión a la red eléctrica
- Marco tarifario del servicio de electricidad



3.2 Criterios de Diseño

Como se mencionó en el punto 2.3, en el diseño del sistema fotovoltaico se considerarán únicamente las cargas de alumbrado y contactos del sistema normal, por lo que se tendrá que hacer un cambio de diseño del proyecto original para que se pueda integrar el SFV, y éste alimente dichas cargas.

3.2.1 Rediseño del Proyecto Eléctrico Original

Se parte del diagrama unifilar original (ver ANEXO 1) para enfocarse únicamente en el sistema normal, ya que ni el sistema de emergencia ni la subestación cambiarán en el diseño. El diagrama unifilar del sistema normal se muestra en la Figura 3.1.

En este diagrama unifilar se observa que los tableros A1, A2, A3, A4 y A5, correspondientes al alumbrado de estacionamientos, están alimentados por el tablero subgeneral TSGN-S junto con los tableros FS1, FS2, FS3, FS4 y FS5, correspondientes a equipos de aire acondicionado. Todos estos tableros están conectados a 480-277 Volts¹⁰. Para que el sistema que se va a proponer alimente únicamente a los tableros de alumbrado se tendrá que “dividir” el tablero subgeneral TSGN-S en dos: uno para alimentar a los tableros de alumbrado de estacionamientos y otro que alimente a los tableros de equipos de aire acondicionado. El transformador TRS-N que reduce el voltaje a 220-127 Volts¹¹ y alimenta al tablero subgeneral TSGN-A, para las cargas de alumbrado y contactos de los demás servicios y áreas comunes se alimentará ya no por el tablero general TGN, sino por el tablero TSGN-S. Concentrando así en un solo tablero subgeneral todas las cargas que serán alimentadas por el sistema fotovoltaico. Este nuevo diseño da lugar al diagrama unifilar mostrado en la Figura 3.2.

¹⁰ 480 Volts de fase a fase y 277 Volts de fase a neutro.

¹¹ 220 Volts de fase a fase y 127 Volts de fase a neutro.

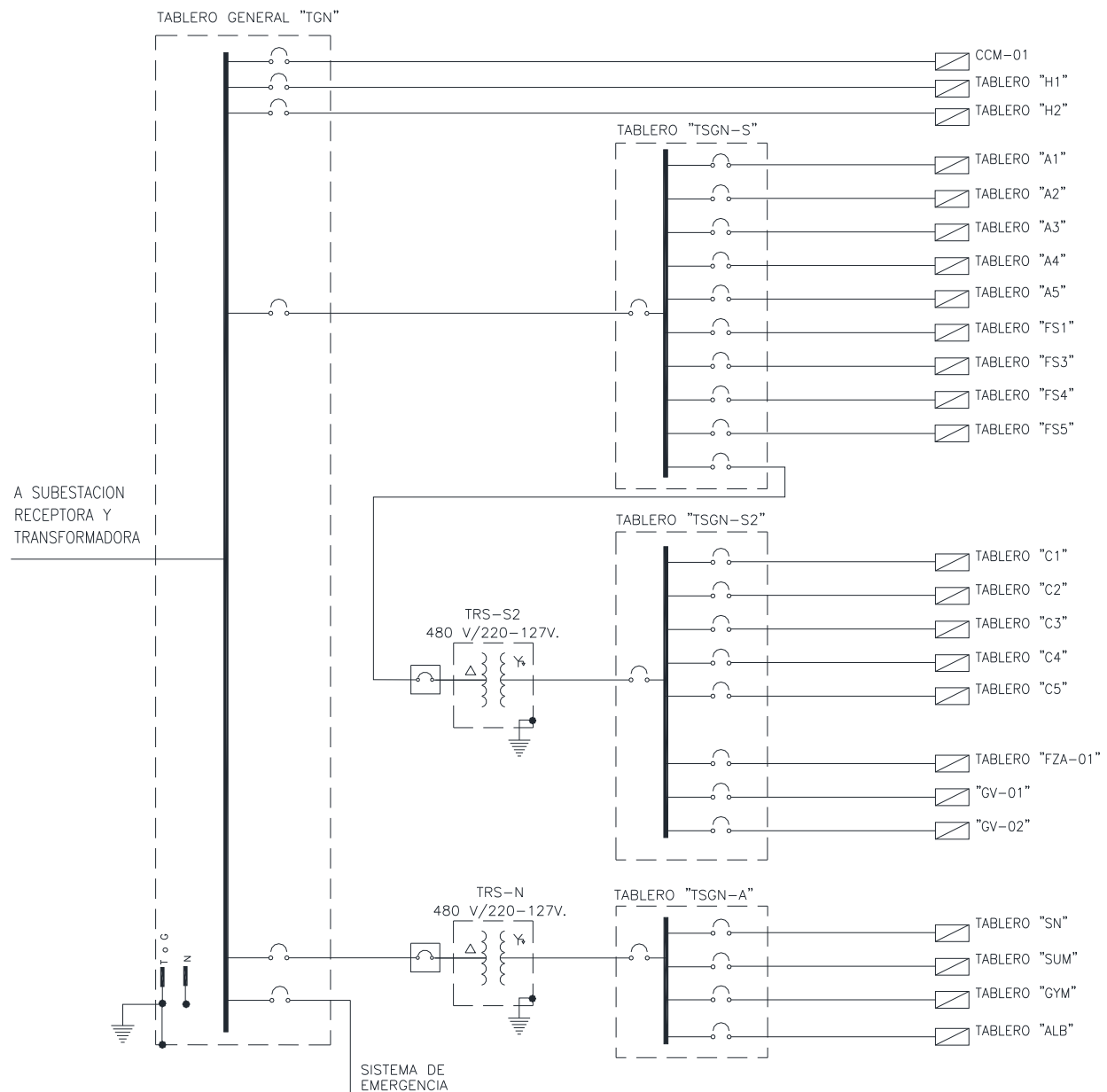


Figura 3.1 - Diagrama unifilar del sistema normal

Fuente: Planos eléctricos del proyecto, Hubard y Bourlon

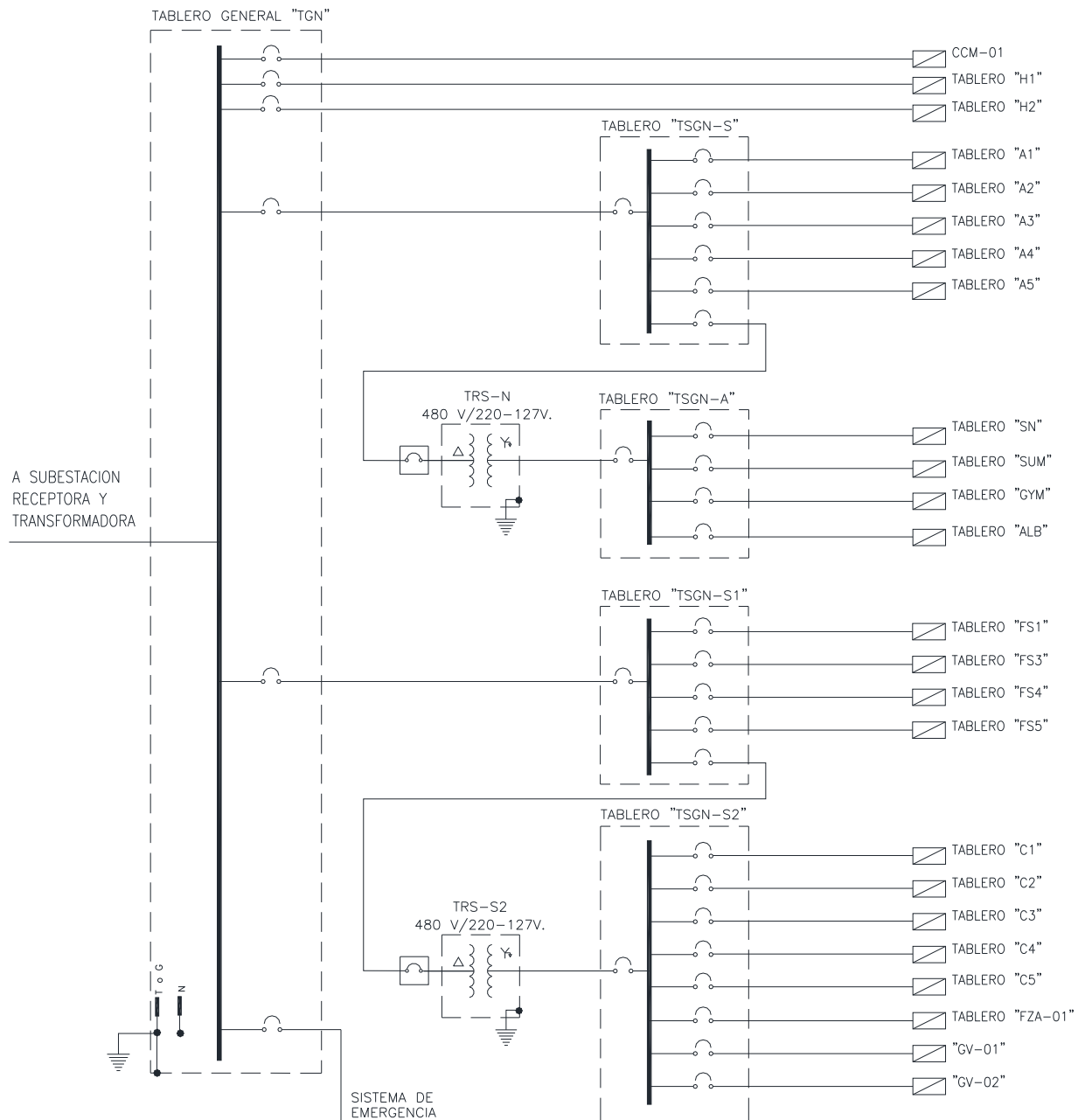


Figura 3.2 - Diagrama unifilar del sistema normal modificado

Fuente: Elaboración propia

Con estos cambios de diseño se define que el punto de interconexión entre el SFV y de la red eléctrica será entre el tablero general TGN y el tablero subgeneral TSGN-S. Es importante recordar que el voltaje en este punto es de 480-277 Volts. En este punto se

deberá de colocar un medidor de energía bidireccional para el control interno del funcionamiento del SFV y su interrelación con el resto del sistema eléctrico del edificio.

Dado el punto de interconexión con la red eléctrica, se sabe que si en algún momento la energía eléctrica generada por el sistema fotovoltaico sobrepasa la que se está consumiendo en determinado tiempo dentro del tablero TSGN-S, ésta no se inyectará a la red pública eléctrica, sino que alimentará a las cargas eléctricas conectadas al tablero general TGN que estén consumiendo energía, por lo tanto tampoco será necesario el uso de baterías para almacenar esta energía.

El efecto del uso del SFV se verá en la disminución del consumo de energía (tablero TGN) que viene de la red y por tanto de la factura eléctrica.

3.2.2 Energía Consumida Diariamente

Como se mostró en el Capítulo 2, y con los cuadros de carga, se obtiene que la carga instalada que se podría autoabastecer sería de 92,455 Watts, como se indica en la tabla 3.1:

Cargas	Carga Instalada [W]
Alumbrado de sótanos (estacionamiento)	17,955
Alumbrado servicios y áreas comunes	27,154
Contactos	47,346
Total	92,455

Tabla 3.1 - Carga instalada que se podría autoabastecer

Fuente: Elaboración propia

De acuerdo a las consideraciones hechas, éstas no se consumirán al 100% en un determinado tiempo. Por lo cual se requiere hacer consideraciones sobre las estimaciones de la demanda eléctrica en un día común, resultando que la demanda máxima sería de 53,942.50 Watts, en base a factores de demanda esperados para el tipo de servicio y posibles hábitos de uso de los futuros inquilinos del inmueble, y

aspectos de eficiencia energética. Tal como se concluyó en el capítulo anterior, si se consideran las recomendaciones de ahorro de energía para el edificio se puede reducir la carga consumida. En la Tabla 3.2 se muestra la demanda eléctrica con estas consideraciones:

	Carga instalada [W]	00:00	01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00
T O T A L	92,455	17,474	17,474	12,088	12,088	12,088	17,474	35,984	35,984
Tablero A1	3,495	2,097	2,097	1,049	1,049	1,049	2,097	2,796	2,796
Tablero A2	3,800	2,280	2,280	1,140	1,140	1,140	2,280	3,040	3,040
Tablero A3	3,800	2,280	2,280	1,140	1,140	1,140	2,280	3,040	3,040
Tablero A4	3,800	2,280	2,280	1,140	1,140	1,140	2,280	3,040	3,040
Tablero A5	3,060	1,836	1,836	918	918	918	1,836	2,448	2,448
Tablero SN	29,980	5,895	5,895	5,895	5,895	5,895	5,895	8,298	8,298
Tablero SUM	22,692	806	806	806	806	806	806	806	806
Tablero GYM	10,642							7,938	7,938
Tablero ALB	11,186							4,578	4,578
	Carga instalada [W]	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00
T O T A L	92,455	32,595	48,322	43,692	30,601	30,601	30,601	35,988	35,988
Tablero A1	3,495	2,796	2,796	1,049	1,049	1,049	1,049	2,097	2,097
Tablero A2	3,800	3,040	3,040	1,140	1,140	1,140	1,140	2,280	2,280
Tablero A3	3,800	3,040	3,040	1,140	1,140	1,140	1,140	2,280	2,280
Tablero A4	3,800	3,040	3,040	1,140	1,140	1,140	1,140	2,280	2,280
Tablero A5	3,060	2,448	2,448	918	918	918	918	1,836	1,836
Tablero SN	29,980	8,298	8,298	12,645	5,895	5,895	5,895	5,895	5,895
Tablero SUM	22,692	806	16,534	16,534	16,534	16,534	16,534	16,534	16,534
Tablero GYM	10,642	7,938	7,938	7,938	1,597	1,597	1,597	1,597	1,597
Tablero ALB	11,186	1,189	1,189	1,189	1,189	1,189	1,189	1,189	1,189

	Carga instalada [W]	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
T O T A L	92,455	35,988	49,078	49,456	37,118	37,118	37,118	17,743	17,743
Tablero A1	3,495	2,097	2,097	2,796	2,796	2,796	2,796	2,097	2,097
Tablero A2	3,800	2,280	2,280	3,040	3,040	3,040	3,040	2,280	2,280
Tablero A3	3,800	2,280	2,280	3,040	3,040	3,040	3,040	2,280	2,280
Tablero A4	3,800	2,280	2,280	3,040	3,040	3,040	3,040	2,280	2,280
Tablero A5	3,060	1,836	1,836	2,448	2,448	2,448	2,448	1,836	1,836
Tablero SN	29,980	5,895	12,645	9,432	9,432	9,432	9,432	5,895	5,895
Tablero SUM	22,692	16,534	16,534	16,534	806	806	806	806	806
Tablero GYM	10,642	1,597	7,938	7,938	7,938	7,938	7,938		
Tablero ALB	11,186	1,189	1,189	1,189	4,578	4,578	4,578	269	269

Tabla 3.2 - Optimización de la demanda eléctrica diaria de las cargas que se autoabastecerán

Fuente: Elaboración propia

A continuación se muestra la gráfica utilizando los valores totales de demanda de la Tabla 3.2:

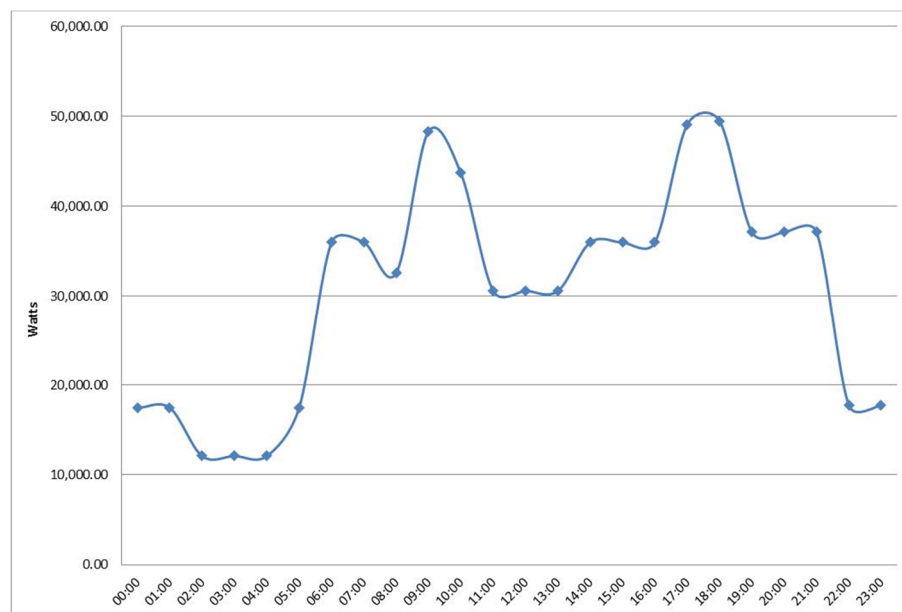


Figura 3.3 - Gráfica optimizada de la demanda eléctrica diaria de las cargas que se autoabastecerán



Fuente: Elaboración propia

De los datos y de la gráfica se obtiene que el máximo pico de potencia eléctrica ocurre entre las 17:00 y 18:00 hrs. con 49,456 Watts, por lo que la energía máxima consumida en el día será de 49,456 Watts-hora. Con este dato y con las consideraciones económicas de costos de tarifas eléctricas y la radiación solar disponible se buscara optimizar el tamaño del SFV a implementar.

3.3 Potenciales Energéticos del Sitio

Para determinar la ubicación del SFV se necesitarán considerar algunos aspectos fundamentales en la localización de los módulos. Principalmente se tiene que asegurar que no existen obstáculos que puedan dar sombra, por lo menos en las horas centrales del día, es decir, que no exista vegetación demasiado alta, edificios, otros módulos, etc.; estas características también contribuyen para calcular la separación e inclinación de los paneles sobre el plano horizontal y la estructura adecuada del soporte para estos.

Como se vio en el punto 2.4, el edificio en el cual está basado el análisis de este trabajo tiene una ubicación idónea para la implementación de un SFV, aunque se encuentra en sitio rodeado de edificios y construcciones, ninguno de estos interfiere con él (proyección de sombras), por lo que el área elegida para la colocación de los paneles solares será la azotea. Las dimensiones de la azotea del edificio intervienen para la elección del número de módulos y del tamaño de los paneles solares.

Cabe mencionar que se debe considerar el clima de cada lugar, ya que si la temperatura incrementa considerablemente en los paneles fotovoltaicos, estos disminuirán su eficacia.

A continuación se muestra la irradiación que se genera en el Distrito Federal durante los meses del año, generando el promedio anual del mismo, la cual será de ayuda para el cálculo de la cantidad de los módulos fotovoltaicos.

Mes	Irradiación global diaria promedio mensual en superficie Horizontal kWh/m ²	Irradiación directa diaria promedio mensual en superficie Horizontal kWh/m ²	Irradiación diaria difusa promedio mensual en superficie Horizontal kWh/m ²	Irradiación global diaria promedio mensual en superficie Inclínada kWh/m ²	Irradiación directa diaria promedio mensual en superficie Inclínada kWh/m ²	Irradiación diaria difusa promedio mensual en superficie Inclínada kWh/m ²
Enero	4.60	3.07	1.53	5.52	3.68	1.53
Febrero	5.52	3.37	1.84	6.13	3.99	1.84
Marzo	6.13	3.68	2.15	6.13	3.99	2.15
Abril	6.13	3.99	2.45	6.44	3.99	2.15
Mayo	6.13	3.68	2.45	5.83	3.37	2.45
Junio	5.52	3.07	2.45	5.52	2.76	2.45
Julio	5.52	2.76	2.45	5.52	2.45	2.45
Agosto	5.52	3.07	2.45	5.52	2.76	2.45
Septiembre	5.21	3.07	2.45	5.21	3.37	2.15
Octubre	4.91	2.76	2.45	5.21	3.07	2.15
Noviembre	4.60	2.76	1.84	5.52	3.37	1.53
Diciembre	4.29	2.45	1.53	4.91	3.07	1.53
Promedio	5.34	3.14	2.17	5.62	3.32	2.07
Mínima	4.29	2.45	1.53	4.91	2.45	1.53
Máxima	6.13	3.99	2.45	6.44	3.99	2.45

Tabla 3.3 - Irradiación Solar Horizontal e Inclínada en el Distrito Federal

Fuente: De la Serie de investigación y Desarrollo "Irradiaciones global, directa y difusa, en superficies horizontal e inclinadas, así como la irradiación directa normal en la República Mexicana" ESTRADA-CAJIGAL RAMIREZ, Vicente, SID/646 Instituto de Ingeniería. UNAM, Mayo 2005



Ángulo	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Prom
19°	5.78	6.51	6.88	6.29	5.79	5.59	5.46	5.14	4.97	5.33	5.68	5.29	5.73
34°	6.23	6.76	6.77	5.86	5.14	5.3	5.25	4.73	4.77	5.38	6.05	5.71	5.66
Ángulo óptimo	46°	36°	22°	6°	0°	10°	8°	1°	14°	29°	43°	46°	21.6°
Irradiación para el ángulo Óptimo	6.34	6.77	6.88	6.41	6.21	5.63	5.52	5.31	4.98	5.4	6.11	5.82	5.95

Tabla 3.4 - Promedio mensual Irradiación incidente en superficies inclinadas (kWh/m²) Distrito Federal
Lat. 19.4° Long. -99.2°

Fuente: ORTEGA MOLINA Ana Lilia, Ahorro de Energía Eléctrica en viviendas de interés medio uso de sistemas fotovoltaicos en la Ciudad de México

La Tabla 3.54 da como resultado que el promedio de irradiación más alto que se obtiene es con el ángulo de inclinación¹² de 19°. Estos datos se tomarán para diseñar el sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica interna del edificio.

3.4 Metodología del Diseño

A continuación se presenta la metodología que se hará para el diseño del sistema fotovoltaico interconectado a la red interna del edificio:

1. Primero se tiene que seleccionar el módulo fotovoltaico
2. Después se calculará la cantidad de módulos fotovoltaicos
3. Se selecciona el inversor o inversores
4. Ya conociendo las especificaciones de entrada del inversor se hace el arreglo de los módulos fotovoltaicos

¹²También se puede utilizar el criterio de adicionarle 10° al ángulo de la latitud del sitio. Aquí se usará solo la latitud.



5. Después se tendrán que dimensionar los paneles fotovoltaicos de acuerdo al área disponible
6. Se calculará la inclinación de los paneles y la distancia entre éstos
7. Se seleccionan las cajas combinadoras y la cantidad necesaria de éstas
8. Se hace el diagrama de conexión de los módulos a las cajas combinadoras y al inversor
9. Se procederá a calcular el calibre de los conductores
10. Ya conociendo el calibre y cantidad de conductores se calculará la canalización de éstos
11. Se hace el diagrama unifilar del sistema fotovoltaico
12. Y por último se determinará la estructura soporte de los paneles fotovoltaicos

3.5 Módulos Fotovoltaicos e Inversores

3.5.1 Selección de los Módulos Fotovoltaicos

Después de obtener la energía consumida diariamente y los datos, se seleccionará el proveedor de los módulos fotovoltaicos. Para lograr hacer la mejor elección de los módulos es importante analizar la eficiencia y su potencia pico, ya que a mayor eficiencia y potencia será menor el número de módulos y evitaremos la limitante de áreas del edificio en estudio. En base a este análisis se eligieron los módulos policristalinos de 295 [Wp]. Las características generales del módulo se muestran en el ANEXO 7.

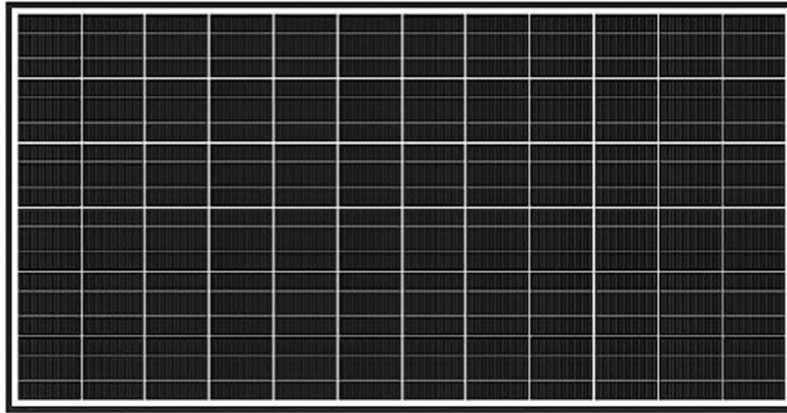


Figura 3.4 - Módulo fotovoltaico policristalino S72P

Fuente: <http://www.solartec.mx/modulos.html>, febrero de 2014

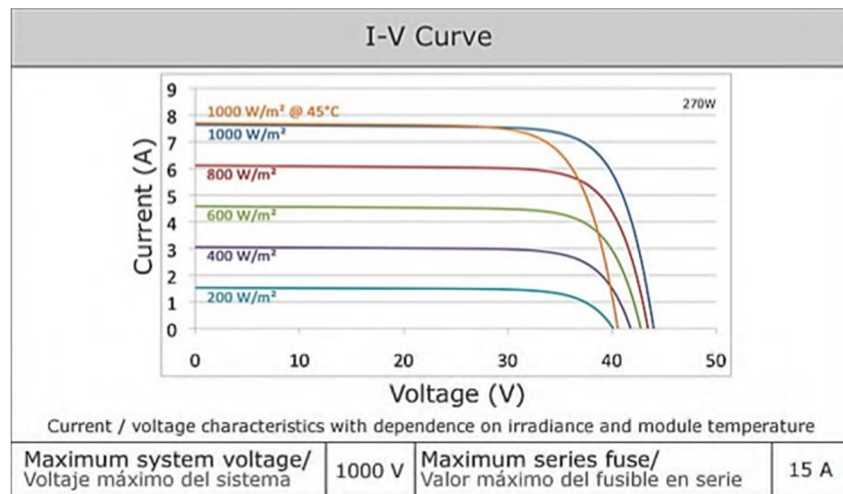


Figura 3.5 - Curva I-V del módulo S72PC

Fuente: Solartec, www.solartec.mx, febrero 2014

3.5.2 Cálculo de la Cantidad de Módulos

Para garantizar la demanda de energía eléctrica cuando se tiene menor irradiación se ocupará el mes con menor cantidad de esta. El peor mes es aquel donde la relación entre el promedio diario de consumo eléctrico y la irradiación solar media diaria disponible resulta más favorable. En la Tabla 3.54 se observa que para un ángulo de

19° la menor irradiación solar ocurre en septiembre, por lo tanto se elige este mes como base para realizar el cálculo de los módulos requeridos por el proyecto.

La Tabla 3.3 y la Tabla 3.54 dan los valores de irradiación solar como los valores promedio diarios. Para calcular la cantidad de módulos se necesita conocer los valores de irradiación solar por hora, los cuales se pueden estimar a través del programa Geosol, En la figura 3.6 se muestra un ejemplo de estimación de irradiación solar con este programa para el mes de septiembre; se elige el día 15 para realizar el cálculo:

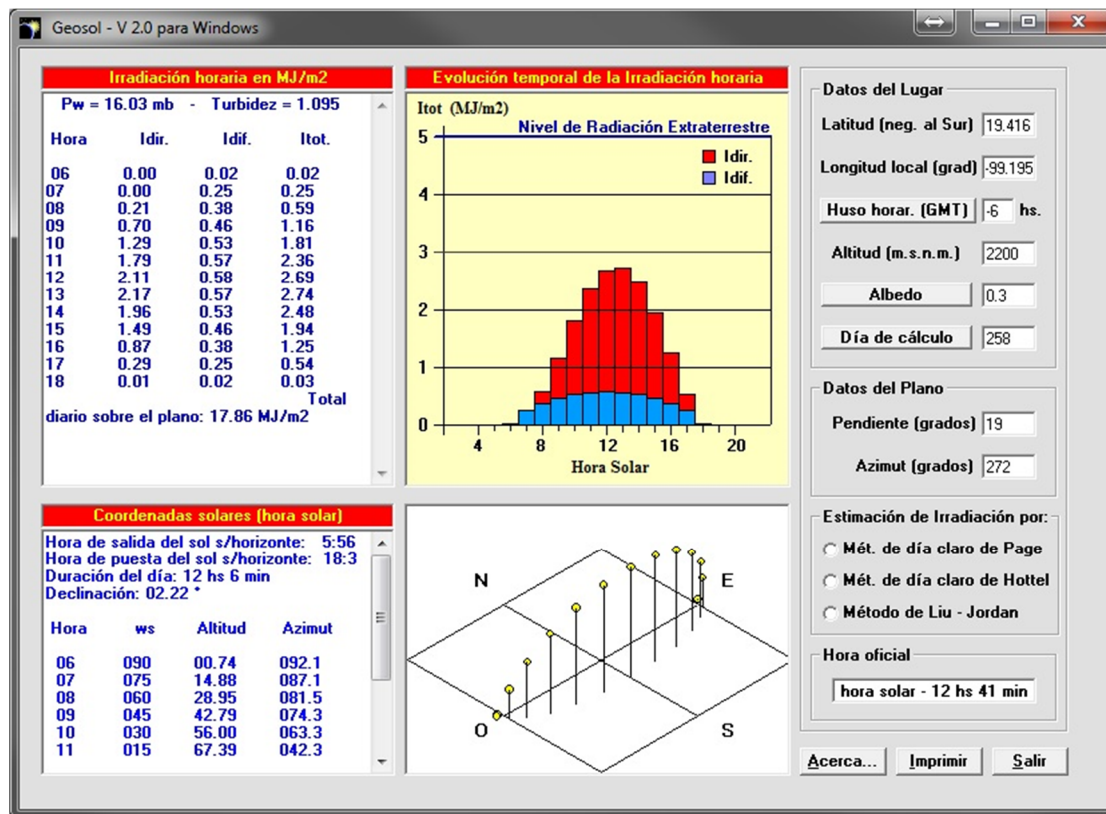


Figura 3.6 - Estimación de irradiación solar para el 15 de septiembre

Fuente: Geosol, <http://www.unsa.edu.ar/~alejo/geosol/>

Con este ejemplo se obtiene la irradiación solar para el día 15 de septiembre por hora, solo que arroja el resultado en Mega-Joules entre metro cuadrado (MJ/m²), por lo que se deberá de convertir a Watts-hora entre metro cuadrado (Wh/m²). Con los [Wh/m²] se obtienen directamente los Watts entre metro cuadrado simplemente dividiendo entre 1 hora los valores. La hora solar pico (HSP) se obtiene de dividir la irradiación total entre

1,000 $[W/m^2]$, ya que este es el valor de operación nominal de las celdas y con esto se obtiene el valor real para este proyecto en específico (en sitio). Todo esto se refleja en la Tabla 3.5:

Hora	Irradiación Directa $[MJ/m^2]$	Irradiación Difusa $[MJ/m^2]$	Irradiación Total $[MJ/m^2]$	Irradiación Total $[Wh/m^2]$	Irradiación Total $[W/m^2]$	Hora Solar Pico [HSP]
6	0.00	0.02	0.02	5.5554	5.5554	0.0055554
7	0.00	0.25	0.25	69.4425	69.4425	0.0694425
8	0.21	0.38	0.59	163.8843	163.8843	0.1638843
9	0.71	0.45	1.16	322.2132	322.2132	0.3222132
10	1.29	0.52	1.81	502.7637	502.7637	0.5027637
11	1.80	0.56	2.36	655.5372	655.5372	0.6555372
12	2.11	0.58	2.69	747.2013	747.2013	0.7472013
13	2.18	0.56	2.74	761.0898	761.0898	0.7610898
14	1.96	0.52	2.49	691.6473	691.6473	0.6916473
15	1.49	0.45	1.95	541.6515	541.6515	0.5416515
16	0.87	0.38	1.25	347.2125	347.2125	0.3472125
17	0.29	0.25	0.54	149.9958	149.9958	0.1499958
18	0.01	0.02	0.03	8.3331	8.3331	0.0083331

Tabla 3.5- Irradiación solar en W/m^2

Fuente: Geosol y elaboración propia

El cálculo de los módulos dependerá de la capacidad del sistema, ésta será la generación fotovoltaica capaz de cubrir el consumo medio durante las horas de irradiación solar que comprende entre las 6 y las 18hrs. para el mes de septiembre. En la gráfica de la demanda eléctrica diaria de la Figura 3.3 se obtiene que el consumo medio ocurre a partir de las 14 a las 16hrs. del día con 35.99 [kWh]. De la Tabla 3.5 se observa que para las 14hrs. se tiene una irradiación solar de 0.69 [h], para las 15hrs. de 0.54 [h] y para las 16hrs. de 0.35 [h]. Se tomará el valor más pequeño, el cual ocurre a las 16hrs.



La capacidad del sistema será igual a lo que se generará entre la irradiación solar mínima durante el consumo medio:

Ecuación 3.1

$$\text{Capacidad del sistema} = \frac{\text{Generación Fotovoltaica}}{\text{Irradiación}} = \frac{E_G}{HSP}$$

Dónde:

E_G = Energía consumida en el periodo establecido (también se puede ver como la energía generada por el módulo FV) [Wh]

HSP = Hora solar pico [h]

Por lo tanto:

$$\text{Capacidad del sistema} = \frac{35.99[kWh]}{0.35[h]}$$

$$\text{Capacidad del sistema} = 102.82[kW]$$

Ya conociendo la capacidad del sistema, el cálculo de la cantidad de módulos se obtiene utilizando los parámetros técnicos de cada módulo a través de la siguiente ecuación.

Ecuación 3.2

$$M = \frac{E_G}{V_{mpp} \times I_{mpp} \times HSP}$$

Utilizando la Ecuación 3.1, la Ecuación 3.2 se reduce a la siguiente:

Ecuación 3.3

$$M = \frac{\text{Capacidad del sistema}}{V_{mpp} \times I_{mpp}}$$



Dónde:

V_{mpp} = Voltaje en el punto de máxima potencia del módulo [V]

I_{mpp} = Corriente en el punto de máxima potencia del módulo [A]

Por lo tanto:

$$M = \frac{102.82[kW]}{37.82[V] \times 7.80[A]}$$

$$M = 348.54 \approx 349$$

Para que la generación fotovoltaica sea igual al consumo medio durante las horas solares se requerirán de 349 módulos fotovoltaicos.

3.5.3 Selección y Características de los Inversores

En el capítulo 1 se explicó la función y por tanto la importancia del inversor en un SFV. La recomendación principal para seleccionar el inversor es que este debe ser seleccionado en base al tamaño de la instalación que se desea realizar.

Una vez establecida la potencia del SFV y el número de paneles fotovoltaicos que se utilizaran se podrá definir el tipo de inversor más apropiado. El inversor se instala entre el SFV y el punto de conexión a la red indicado en el punto 3.2.1.

El inversor que se seleccionará será el Xantrex GT100-480 de la marca Schneider Electric. En el ANEXO 7 se encuentran las especificaciones de este inversor, de las cuales los datos de interés son los siguientes:

- Voltaje de salida: 480 [V_{ac}]
- Potencia nominal: 100 [kW]
- V_{max} : 600 [Vdc]
- V_{maxpp} : 480 [Vdc]

- V_{minpp} : 300 [Vdc]
- $I_{máx}$: 347 [A]

La capacidad del sistema es¹³ de 103 [kW], pero como no se dará el caso en el que la generación fotovoltaica sea igual a esta capacidad, se elige el inversor comercial más cercano que puede cubrir esta capacidad con voltaje a la salida de 480 Volts.



Figura 3.7 - Xantrek GT100-480

Fuente: Schneider Electric, <http://www.schneider-electric.com>, febrero 2014

3.6 Arreglo de los Paneles Solares

Para obtener el arreglo de los paneles solares se tiene que calcular el número de filas de los módulos que se conectarán en serie y en paralelo al inversor. Para estos cálculos es necesario utilizar los datos de voltaje y corriente de entrada del inversor y del panel.

El número de módulos en paralelo se calculan con la siguiente ecuación:

$$\text{Ecuación 3.4} \quad \text{Módulos en paralelo} = \frac{I_{max \text{ del inversor}}}{I_{mpp \text{ del panel}}}$$

¹³La energía máxima consumida en el día será de 49,456 W-h, es la energía punta, pero el diseño el SFV se hizo para que en el peor mes se generen al menos 35.99 W-h, por lo tanto en los meses más favorables se genera mucho más, casi cercano a la capacidad del sistema en las horas de mayor irradiación solar. Esto se puede observar en los Anexos.



Por lo tanto:

$$\begin{aligned} \text{Módulos en paralelo} &= \frac{347 [A]}{7.80 [A]} \\ \text{Módulos en paralelo} &= 44.48 \end{aligned}$$

El número de módulos en serie se calculan de la siguiente forma:

Ecuación 3.5

$$\text{Módulos en serie} = \frac{V_{máxpp}}{V_{mpp}}$$

Por lo tanto:

$$\begin{aligned} \text{Módulos en serie} &= \frac{480[V]}{37.82[V]} \\ \text{Módulos en serie} &= 12.69 \end{aligned}$$

Con estos cálculos, se obtiene que a la entrada del inversor no se admitirán más de 44 módulos en paralelo, ni más de 12 en serie, para que se cumplan las condiciones de entrada a éste.

El total de los módulos requeridos para este arreglo se obtiene multiplicando los módulos en serie por los módulos en paralelo:

$$M = 44 \times 12 = 528$$

En la Ecuación 3.2 se obtuvieron 504 módulos, por lo tanto se observa que al ser menor que los 349 módulos, están dentro del rango de la cantidad de módulos máximos que se conectarán al inversor¹⁴ de 100 [kW].

¹⁴ El inversor tiene capacidad de ofrecer poco más de 100 kW, aunque casi nunca se alcanzará esa cantidad de generación fotovoltaica

3.7 Dimensionamiento de los Paneles

Para dimensionar los paneles solares que se utilizarán, primero se tiene que comprobar que el área de la azotea es suficiente para albergar los 349 módulos obtenidos anteriormente. Las dimensiones de la azotea se muestran en la siguiente figura:

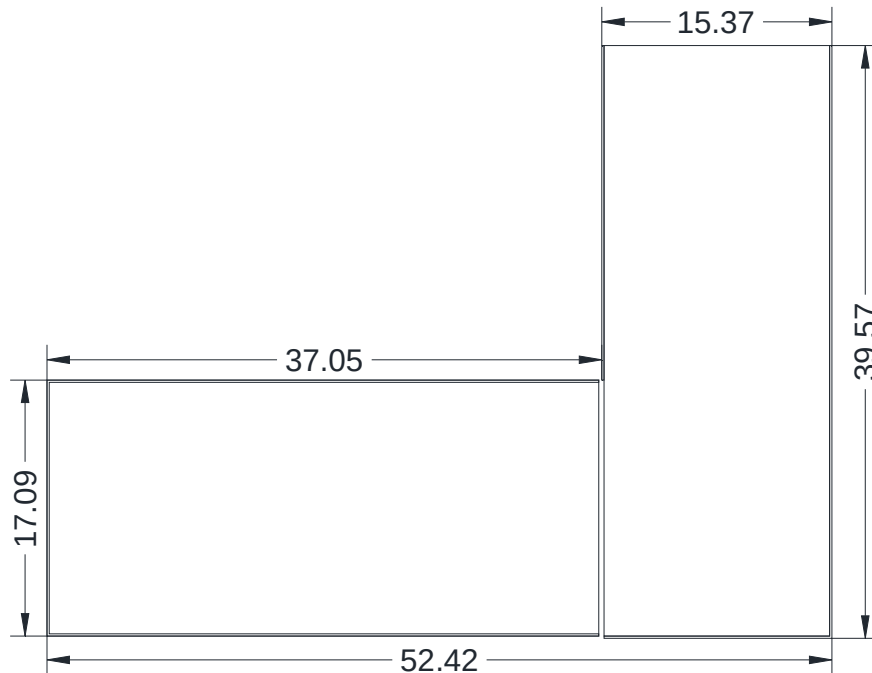


Figura 3.8 - Dimensiones de la Azotea, dadas en metros

Fuente: Elaboración propia

De la cual se obtiene que el área total de la azotea es:

$$A_{azotea} = (39.57[m] \times 15.37[m]) + (37.05[m] \times 17.09[m])$$

$$A_{azotea} = 1,241.37[m^2]$$

Las dimensiones de cada módulo son las siguientes:

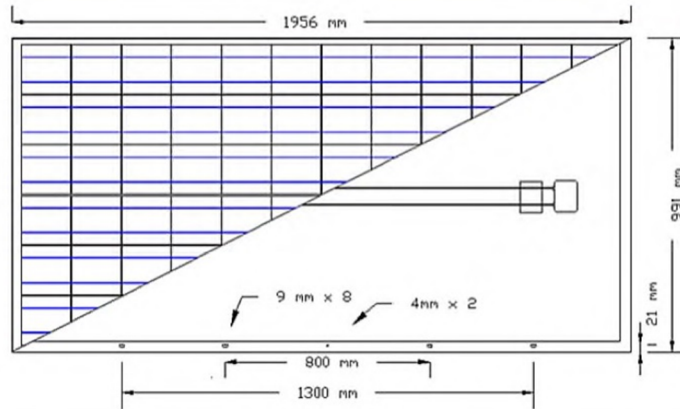


Figura 3.9 - Dimensiones del módulo S72PC

Fuente: Solartec, www.solartec.mx, febrero 2014

Se obtiene que el área de cada módulo es de:

$$A_{\text{módulo}} = 1.956[m] \times 0.991[m]$$

$$A_{\text{módulo}} = 1.938396[m^2]$$

A continuación se hace la comprobación de cuántos módulos cabrían en la azotea dividiendo el área de la azotea entre el área del módulo:

$$\text{Módulos} = \frac{1,241.37[m^2]}{1.938396[m^2]}$$

$$\text{Módulos} = 640.41 \approx 640$$

Por lo tanto, el área de la azotea es suficiente para colocar los 349 módulos que se necesitan en el proyecto.

Ahora, se tienen que dimensionar los paneles de una forma tal de que se ajusten de la mejor forma en la azotea. Analizando diferentes tamaños de paneles y su mejor colocación en la azotea, se obtiene que los paneles a utilizar serán 9 de 6 x 4 módulos y 6 de 4 x 6 módulos, con un área de 46.52 [m²] cada uno, dando un total de 360 módulos. La colocación de los paneles se muestra en la siguiente figura:

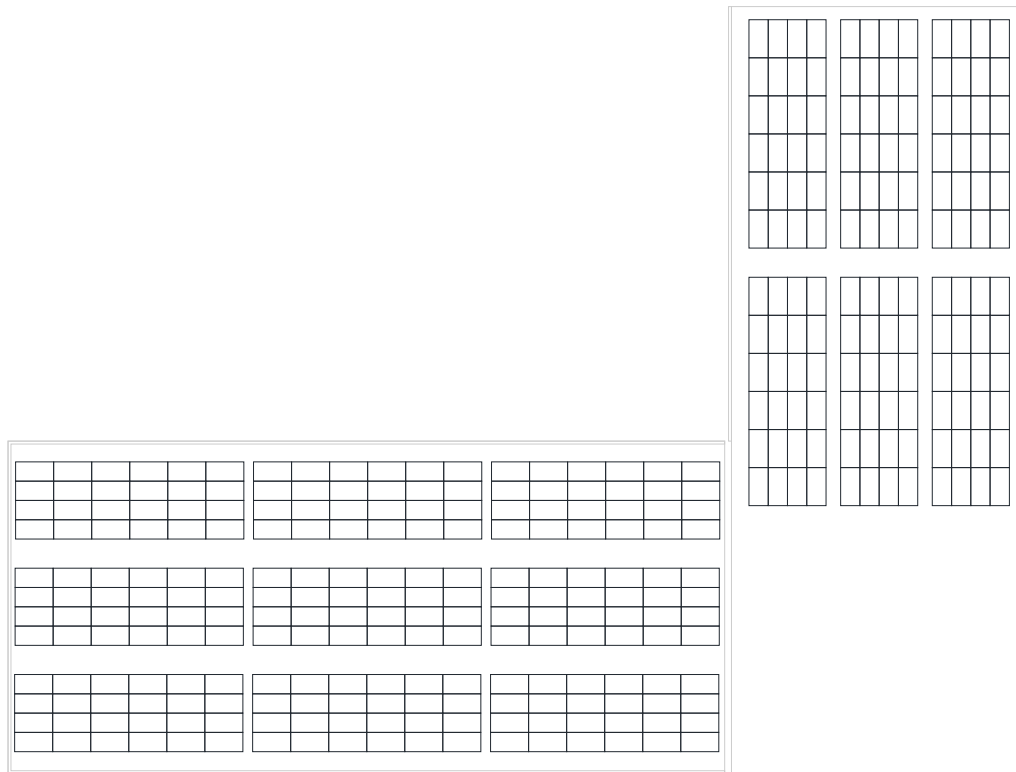


Figura 3.10 - Paneles instalados en la azotea

Fuente: Elaboración propia

3.7.1 Orientación e Inclinación de los Paneles

La inclinación de los paneles depende de la latitud del lugar donde se van a instalar. En la 6 se puede observar cuál es la longitud y latitud en el Distrito federal, que es el sitio en el cual se encuentra ubicado el edificio.

Ciudad	Latitud		Longitud	
Coyoacán	19.35	19° 21' 00" N	-99.150002	099° 09' 42" O
Iztacalco	19.383333	19° 23' 39" N	-99.083336	099° 05' 52" O
Iztapalapa	19.333332	19° 20' 29" N	-99.050003	099° 03' 11" O
Ciudad de México	19.416668	19° 25' 55" N	-99.116669	099° 07' 59" O
Polanco	19.416668	19° 25' 57" N	-99.199997	099° 12' 00" O
San Angel	19.333332	19° 20' 45" N	-99.183334	099° 11' 29" O
Ciudad de Santa Fe	19.316668	19° 19' 38" N	-99.01667	099° 01' 37" O
Álvaro Obregón	19.35	19° 21' 35" N	-99.216667	099° 13' 36" O

Tabla 3.6- Latitud y longitud del Distrito Federal

Fuente: Timegenie, http://spa.timegenie.com/latitude_longitude/state/mxdif, enero de 2014

Generalmente, la inclinación de los paneles debe ser igual a la latitud del lugar, lo que es muy posible siempre y cuando no existan factores en los alrededores que impidan esta condición.

Para maximizar la producción en términos anuales, se establece una orientación hacia el sur geográfico, ya que esta es la orientación óptima para la instalación de los paneles, y un ángulo de inclinación igual a la altitud del lugar (ángulo de altitud). La inclinación se selecciona de este modo para aumentar la captación del mes con menos radiación; mientras que el ángulo es tal, que el mínimo anual una vez inclinado sea el máximo respecto a las otras inclinaciones, esto mejora la captación en una época y se desfavorece en otra.

El ángulo de inclinación será:

$$\text{Ecuación 3.6} \quad \text{Inclinación} = \text{Latitud}$$

Por lo tanto:

$$\text{Inclinación} = 19.41^\circ \approx 19^\circ$$

3.7.2 Distancia entre paneles

Se tiene que obtener la distancia mínima entre paneles para asegurar que en ningún momento se proyecten las sombras de unos paneles sobre otros.

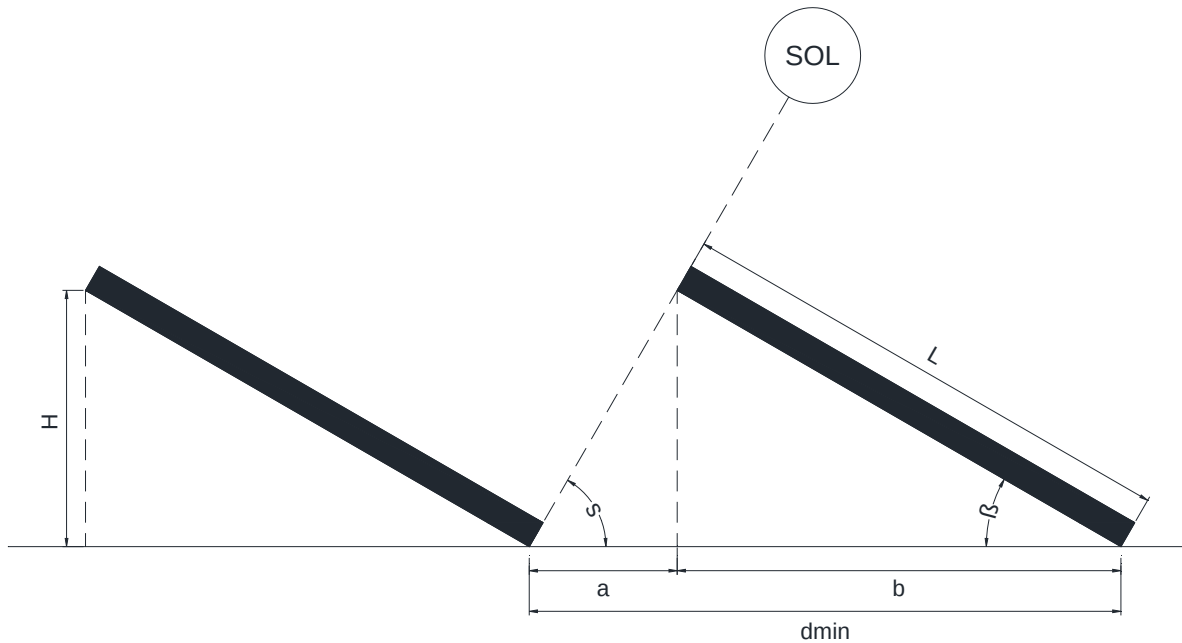


Figura 3.11 - Distancia mínima entre paneles

Fuente: Elaboración propia

De la Figura 3.11 se tiene que la proyección del panel con inclinación β es:

$$b = L \times \cos(\beta)$$

Y que la distancia mínima entre los paneles para que no se generen sombras se obtiene a partir de:

$$\tan(s) = \frac{H}{a} = \frac{L \times \sin(\beta)}{d_{min} - L \times \cos(\beta)}$$

Despejando la distancia mínima, se obtiene la siguiente ecuación:

Ecuación 3.7

$$d_{min} = L \times \cos(\beta) + \frac{L \times \sin(\beta)}{\tan(s)}$$

La distancia mínima entre los paneles de 6 x 4 módulos es la siguiente:

$$d_{min} = 3.96[m] \times \cos(30^\circ) + \frac{3.96[m] \times \sin(30^\circ)}{\tan(60^\circ)}$$

$$d_{min} = 4.18[m]$$

La distancia mínima entre los paneles de 4 x 6 módulos es la siguiente:

$$d_{min} = 11.74[m] \times \cos(30^\circ) + \frac{11.74[m] \times \sin(30^\circ)}{\tan(60^\circ)}$$

$$d_{min} = 12.41[m]^{15}$$

Por lo que el arreglo de los paneles mostrados en la Figura 3.10 quedará de la siguiente forma:

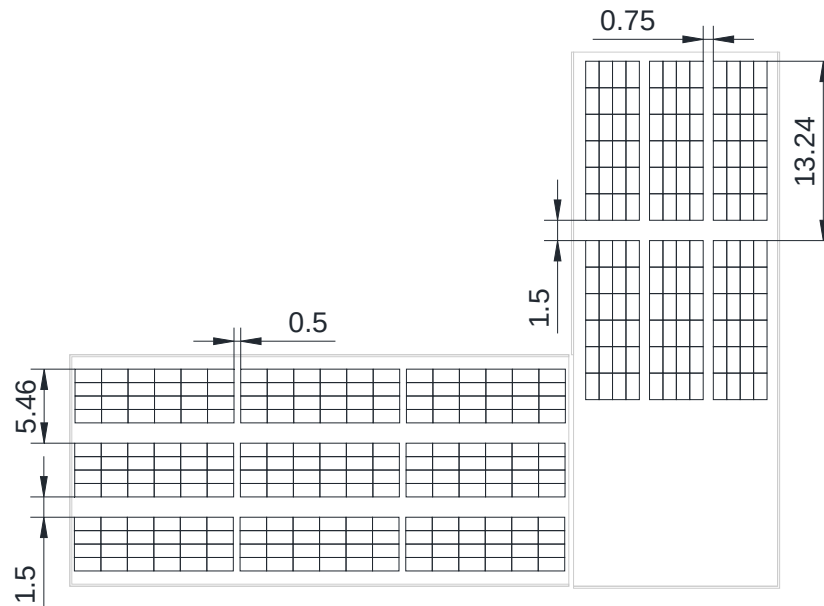


Figura 3.12 -Paneles instalados en la azotea considerando la separación mínima entre ellos

¹⁵ Son 12.41 metros pero de d_{min} , el espacio libre entre paneles es de 1.5 metros.

Fuente: Elaboración propia

Se observa que la distancia entre los paneles de 6x4 es de 5.46 metros y en los de 4x6 es de 13.24, cumpliendo así la distancia mínima para no generar sombras.

3.8 Conexión de los módulos fotovoltaicos

Para conectar los módulos fotovoltaicos al inversor se tendrán que utilizar cajas combinadoras. Tal como se obtuvo en la Ecuación 3.4 y en la Ecuación 3.5, se necesitan conectar como máximo 12 módulos en serie y 44 en paralelo. En este caso, como sólo se están utilizando 360 módulos, se conectarán 12 módulos en serie y 30 en paralelo. Se propone utilizar 5 cajas combinadoras solares de la marca Crouse-Hinds de Eaton con interruptor integral de corriente directa, de 6 circuitos a la entrada. En el ANEXO 7 está la hoja de especificaciones de estas cajas combinadoras.

La conexión de los módulos fotovoltaicos a cada caja combinadora de 6 circuitos se representa en las siguientes figuras:

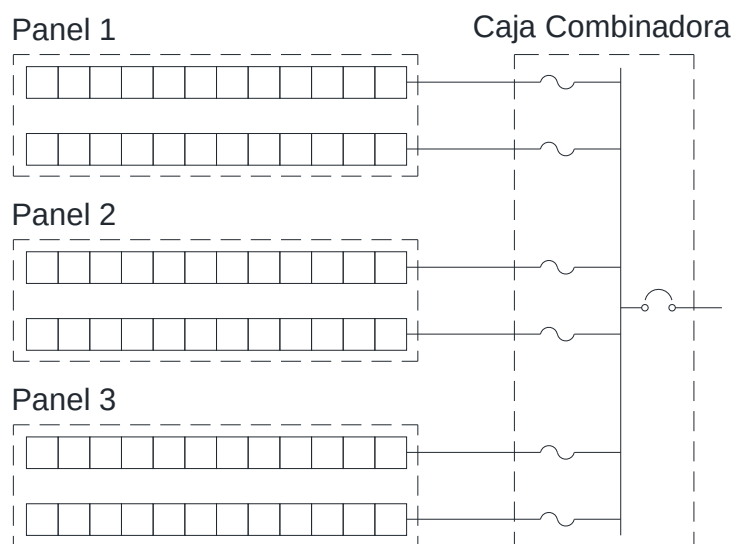


Figura 3.13 - Diagrama del arreglo fotovoltaico por cada caja combinadora de 6 circuitos

Fuente: Elaboración propia



En las figuras anteriores se observa que cada panel está formado por 24 módulos y que se forma un circuito por cada 12 módulos conectados en serie, así que por panel saldrán dos circuitos que se conectarán a la caja combinadora, protegidos por fusibles y estos conectados en paralelo a una barra, agrupando así a los 6 circuitos en uno solo que tendrá de corriente la suma de la corriente que circula por cada circuito y el voltaje será la suma del voltaje de cada módulo que forman parte de un circuito, es decir, el voltaje de cada módulo por 12. Esto se refleja en las siguientes ecuaciones:

Ecuación 3.8

$$I_{Caja\ combinadora} = No.de\ circuitos \times I_{circuito}$$

Por lo tanto, para las cajas combinadoras de 6 circuitos será:

$$I_{Caja\ combinadora} = 6 \times 7.80[A]$$

$$I_{Caja\ combinadora} = 46.80[A]$$

Ecuación 3.9

$$V_{Caja\ combinadora} = 12 \times V_{módulo}$$

Por lo tanto para las cajas combinadoras de 6 circuitos será:

$$V_{Caja\ combinadora} = 12 \times 37.82[V]$$

$$V_{Caja\ combinadora} = 453.84[V]$$

Ya que se conecten los 15 paneles a las 5 cajas combinadoras se tendrán que conectar estos 5 circuitos que salen de las cajas combinadoras a una caja recombinaadora de la marca Crouse-Hinds de Eaton, de 5 circuitos. En el ANEXO 7 está la hoja de especificaciones de esta caja recombinaadora.

La conexión de las 5 cajas combinadoras a la caja recombinaadora se representa en la siguiente figura:

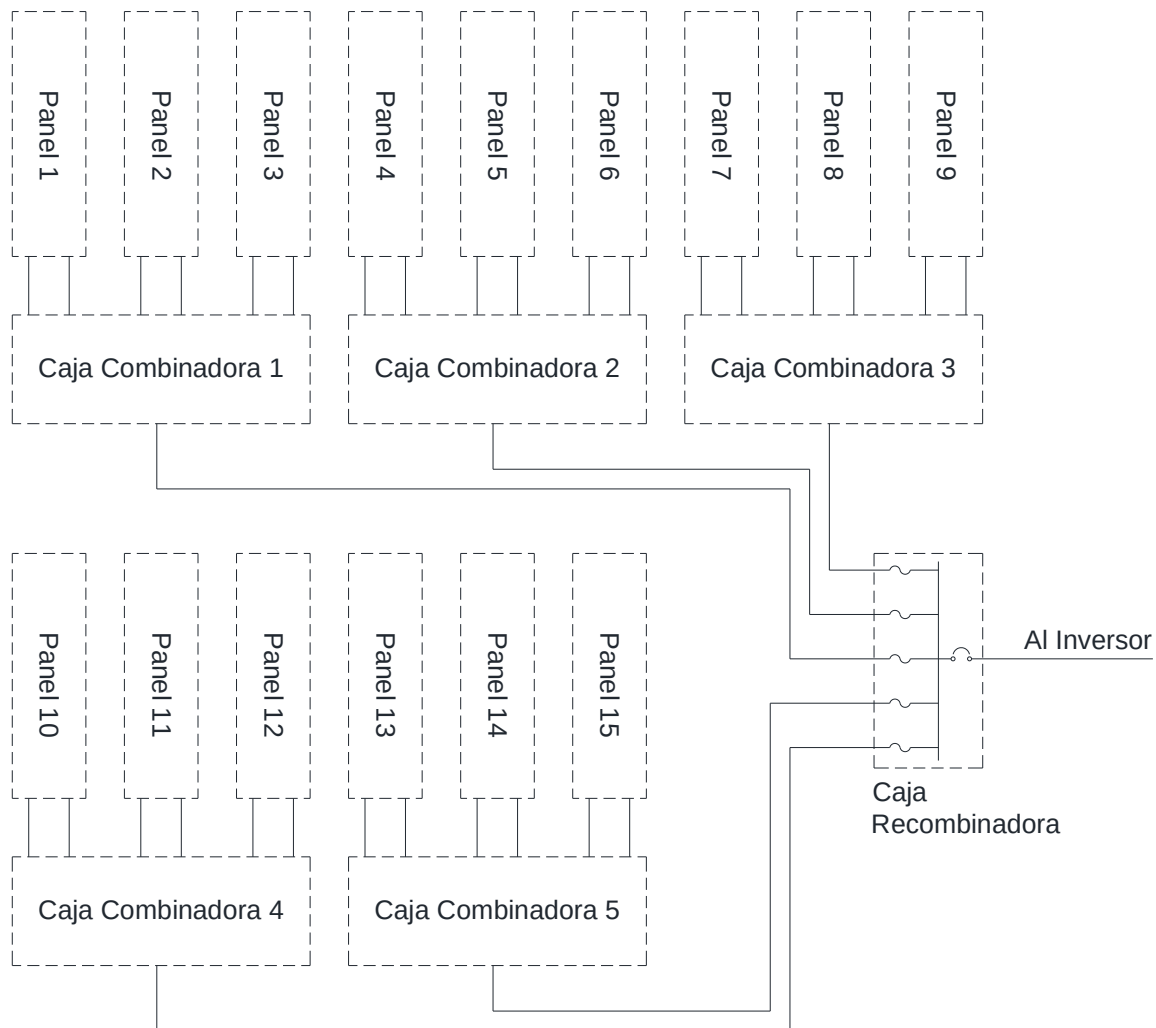


Figura 3.14- Diagrama de conexión de las cajas combinadoras a la caja recombinadora

Fuente: Elaboración propia

El voltaje de la caja recombinadora es el mismo que el de todas las cajas combinadoras y la corriente es la siguiente:

$$I_{Caja\ recombina\ dora} = (5 \times 46.80[A])$$

$$I_{Caja\ recombina\ dora} = 234[A]$$

Se cumplen las condiciones de entrada al inversor.

A continuación se muestra en un plano de planta de la azotea la conexión de los paneles, cajas combinadoras, recombinadora e inversor:

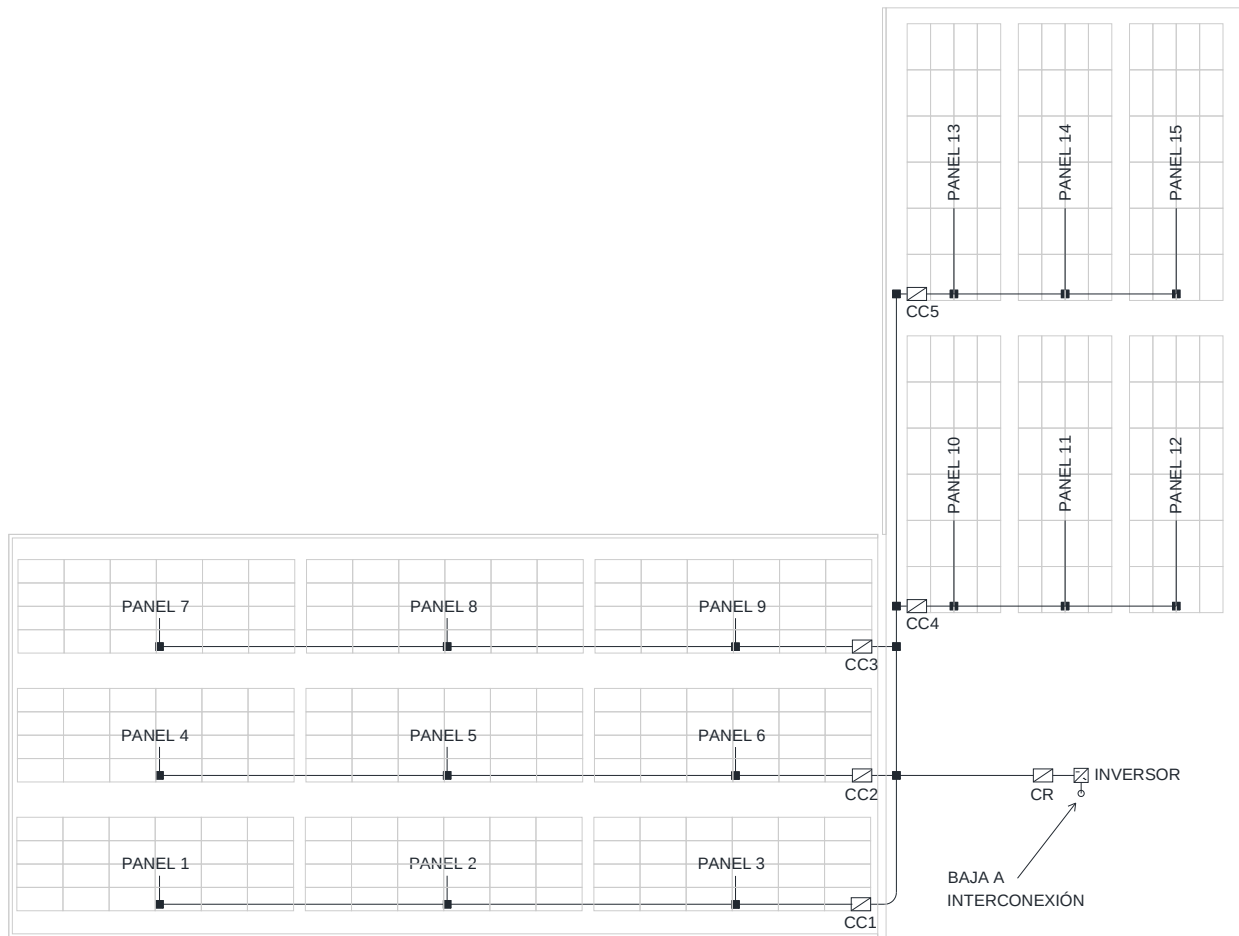


Figura 3.15 - Planta de azotea con la conexión de los elementos del SFV

Fuente: Elaboración propia

3.9 Cálculo del calibre de los conductores

Los conductores que se calcularán son los que van desde los paneles fotovoltaicos hasta las cajas combinadoras, los que van desde las cajas combinadoras hasta la caja recombinedora, los conductores que van desde la caja recombinedora hasta el inversor y por último los que van desde el conductor hasta el punto de interconexión al sistema eléctrico del edificio. El cálculo se tiene que hacer por ampacidad y por caída de tensión para elegir el conductor que resulte de mayor calibre.

Para el cálculo por ampacidad se hace el siguiente procedimiento:

- a. Se obtienen las corrientes máximas de los circuitos:



- Corrientes del circuito de la fuente fotovoltaica

$$\text{Ecuación 3.10} \quad I_{ff} = I_{SC} \times 1.25$$

Dónde:

I_{SC} = Corriente de cortocircuito del módulo

Por lo tanto:

$$I_{ff} = 8.48[A] \times 1.25$$

$$I_{ff} = 10.6[A]$$

- Corriente del circuito fotovoltaico de salida:

$$\text{Ecuación 3.11} \quad I_{fs} = \text{No. circuitos en paralelo} \times I_{ff}$$

- Corriente del circuito de salida del inversor:

$$\text{Ecuación 3.12}$$

$$I_{si} = \text{Corriente nominal de salida del inversor}$$

- Se aplica el 125 por ciento de las corrientes máximas calculadas:

$$\text{Ecuación 3.13} \quad I_{cc} = I \times 1.25$$

- Se obtiene la corriente equivalente utilizando los factores de agrupamiento y de temperatura:

$$\text{Ecuación 3.14}$$

$$I_{eq} = \frac{I}{FT \times FA}$$

Los factores de temperatura (FT) se obtienen a través de la Tabla 310-15(b) (2) (a) de la NOM-001-SEDE-2012, la cual se encuentra en el ANEXO 6.

Los factores de agrupamiento (FA) se obtienen de la Tabla 310-15(b) (3) (a) de la NOM-001-SEDE-2012, la cual se encuentra en el ANEXO 6.

- d. Se selecciona el calibre del conductor con la ayuda de la Tabla 310-15(b) (16) de la NOM-001-SEDE-2012 utilizando la corriente que resulte mayor entre la Ecuación 3.13 y Ecuación 3.14, y utilizando el tipo de cable que se elegirá.

En la siguiente tabla se refleja el cálculo por ampacidad para todos los circuitos del SFV:

De	A	I [A]	I _{cc} [A]	F.A.	F.T.	I _{eq} [A]	I _{mayor} [A]	AWG o kcmil	Tipo
Circuito 1	Caja Comb. 1	10.60	13.25	0.80	1.00	13.25	13.25	18	USE-2
Circuito 2		10.60	13.25	0.80	1.00	13.25	13.25	18	USE-2
Circuito 3		10.60	13.25	0.80	1.00	13.25	13.25	18	USE-2
Circuito 4		10.60	13.25	0.80	1.00	13.25	13.25	18	USE-2
Circuito 5		10.60	13.25	0.80	1.00	13.25	13.25	18	USE-2
Circuito 6		10.60	13.25	0.80	1.00	13.25	13.25	18	USE-2
Circuito 7	Caja Comb. 2	10.60	13.25	0.80	1.00	13.25	13.25	18	USE-2
Circuito 8		10.60	13.25	0.80	1.00	13.25	13.25	18	USE-2
Circuito 9		10.60	13.25	0.80	1.00	13.25	13.25	18	USE-2
Circuito 10		10.60	13.25	0.80	1.00	13.25	13.25	18	USE-2
Circuito 11		10.60	13.25	0.80	1.00	13.25	13.25	18	USE-2
Circuito 12		10.60	13.25	0.80	1.00	13.25	13.25	18	USE-2
Circuito 13	Caja Comb. 3	10.60	13.25	0.80	1.00	13.25	13.25	18	USE-2
Circuito 14		10.60	13.25	0.80	1.00	13.25	13.25	18	USE-2
Circuito 15		10.60	13.25	0.80	1.00	13.25	13.25	18	USE-2
Circuito 16		10.60	13.25	0.80	1.00	13.25	13.25	18	USE-2
Circuito 17		10.60	13.25	0.80	1.00	13.25	13.25	18	USE-2
Circuito 18		10.60	13.25	0.80	1.00	13.25	13.25	18	USE-2
Circuito 19	Caja Comb. 4	10.60	13.25	0.80	1.00	13.25	13.25	18	USE-2

De	A	I [A]	I _{cc} [A]	F.A.	F.T.	I _{eq} [A]	I _{mayor} [A]	AWG o kcmil	Tipo
Circuito 20		10.60	13.25	0.80	1.00	13.25	13.25	18	USE-2
Circuito 21		10.60	13.25	0.80	1.00	13.25	13.25	18	USE-2
Circuito 22		10.60	13.25	0.80	1.00	13.25	13.25	18	USE-2
Circuito 23		10.60	13.25	0.80	1.00	13.25	13.25	18	USE-2
Circuito 24		10.60	13.25	0.80	1.00	13.25	13.25	18	USE-2
Circuito 25	Caja Comb. 5	10.60	13.25	0.80	1.00	13.25	13.25	18	USE-2
Circuito 26		10.60	13.25	0.80	1.00	13.25	13.25	18	USE-2
Circuito 27		10.60	13.25	0.80	1.00	13.25	13.25	18	USE-2
Circuito 28		10.60	13.25	0.80	1.00	13.25	13.25	18	USE-2
Circuito 29		10.60	13.25	0.80	1.00	13.25	13.25	18	USE-2
Circuito 30		10.60	13.25	0.80	1.00	13.25	13.25	18	USE-2
Caja Comb. 1	Caja Recomb.	63.60	79.50	1.00	1.00	63.60	79.50	4	USE-2
Caja Comb. 2		63.60	79.50	1.00	1.00	63.60	79.50	4	USE-2
Caja Comb. 3		63.60	79.50	1.00	1.00	63.60	79.50	4	USE-2
Caja Comb. 4		63.60	79.50	1.00	1.00	63.60	79.50	4	USE-2
Caja Comb. 5		63.60	79.50	1.00	1.00	63.60	79.50	4	USE-2
Caja Recomb.	Inversor	318.00	397.50	1.00	1.00	318.00	397.50	500	USE-2
Inversor	Punto de Interconexión	121.00	151.25	1.00	1.00	121.00	151.25	2/0	THHW-LS

Tabla 3.7- Cálculo de conductores por ampacidad

Fuente: Elaboración propia

Para el cálculo por caída de tensión se hace el siguiente procedimiento:

- Se determina la longitud del conductor
- Se determina el porcentaje de caída de tensión del circuito (e%)

c. Se calcula la sección del conductor:

Ecuación 3.15

$$S = \frac{2 \times L \times I_n}{V \times e\%}$$

d. Se selecciona el calibre del conductor con la ayuda de la Tabla 310-15(b) (16) de la NOM-001-SEDE-2012 utilizando la sección del conductor obtenida.

En la siguiente tabla se refleja el cálculo por caída de tensión para todos los circuitos del SFV:

De	A	V [V]	I [A]	L [m]	e%	S [mm2]	Conductor AWG
Circuito 1	Caja Comb. 1	453.84	10.60	40.17	1.50	1.25	16
Circuito 2		453.84	10.60	40.17	1.50	1.25	16
Circuito 3		453.84	10.60	27.94	1.50	0.87	16
Circuito 4		453.84	10.60	27.94	1.50	0.87	16
Circuito 5		453.84	10.60	15.70	1.50	0.49	18
Circuito 6		453.84	10.60	15.70	1.50	0.49	18
Circuito 7	Caja Comb. 2	453.84	10.60	40.17	1.50	1.25	16
Circuito 8		453.84	10.60	40.17	1.50	1.25	16
Circuito 9		453.84	10.60	27.94	1.50	0.87	16
Circuito 10		453.84	10.60	27.94	1.50	0.87	16
Circuito 11		453.84	10.60	15.70	1.50	0.49	18
Circuito 12		453.84	10.60	15.70	1.50	0.49	18
Circuito 13	Caja Comb. 3	453.84	10.60	40.17	1.50	1.25	16
Circuito 14		453.84	10.60	40.17	1.50	1.25	16
Circuito 15		453.84	10.60	27.94	1.50	0.87	16
Circuito 16		453.84	10.60	27.94	1.50	0.87	16
Circuito 17		453.84	10.60	15.70	1.50	0.49	18
Circuito 18		453.84	10.60	15.70	1.50	0.49	18

De	A	V [V]	I [A]	L [m]	e%	S [mm ²]	Conductor AWG
Circuito 19	Caja Comb. 4	453.84	10.60	15.70	1.50	0.49	18
Circuito 20		453.84	10.60	15.70	1.50	0.49	18
Circuito 21		453.84	10.60	20.42	1.50	0.64	18
Circuito 22		453.84	10.60	20.42	1.50	0.64	18
Circuito 23		453.84	10.60	25.13	1.50	0.78	18
Circuito 24		453.84	10.60	25.13	1.50	0.78	18
Circuito 25	Caja Comb. 5	453.84	10.60	15.70	1.50	0.49	18
Circuito 26		453.84	10.60	15.70	1.50	0.49	18
Circuito 27		453.84	10.60	20.42	1.50	0.64	18
Circuito 28		453.84	10.60	20.42	1.50	0.64	18
Circuito 29		453.84	10.60	25.13	1.50	0.78	18
Circuito 30		453.84	10.60	25.13	1.50	0.78	18
Caja Comb. 1	Caja Recomb.	453.84	63.60	17.31	2.50	1.94	14
Caja Comb. 2		453.84	63.60	11.80	2.50	1.32	14
Caja Comb. 3		453.84	63.60	13.86	2.50	1.55	14
Caja Comb. 4		453.84	63.60	16.01	2.50	1.79	14
Caja Comb. 5		453.84	63.60	26.94	2.50	3.02	12
Caja Recomb.	Inversor	453.84	318.00	5.00	1.00	7.01	8
Inversor	Interconexión	480.00	121.00	60.00	2.50	12.10	6

Tabla 3.8- Cálculo de los conductores por caída de tensión

Fuente: Elaboración propia

El conductor que se selecciona es el que de la comparación de los dos cálculos resulte de mayor calibre. En la siguiente tabla se observa el calibre resultante de esta comparación para todos los conductores:



De	A	Cálculo por Ampacidad	Cálculo por Caída de Tensión	Calibre Elegido
Circuito 1	Caja Comb. 1	18	16	16
Circuito 2		18	16	16
Circuito 3		18	16	16
Circuito 4		18	16	16
Circuito 5		18	18	18
Circuito 6		18	18	18
Circuito 7	Caja Comb. 2	18	16	16
Circuito 8		18	16	16
Circuito 9		18	16	16
Circuito 10		18	16	16
Circuito 11		18	18	18
Circuito 12		18	18	18
Circuito 13	Caja Comb. 3	18	16	16
Circuito 14		18	16	16
Circuito 15		18	16	16
Circuito 16		18	16	16
Circuito 17		18	18	18
Circuito 18		18	18	18
Circuito 19	Caja Comb. 4	18	18	18
Circuito 20		18	18	18
Circuito 21		18	18	18
Circuito 22		18	18	18
Circuito 23		18	18	18
Circuito 24		18	18	18
Circuito 25	Caja Comb. 5	18	18	18
Circuito 26		18	18	18
Circuito 27		18	18	18
Circuito 28		18	18	18
Circuito 29		18	18	18

De	A	Cálculo por Ampacidad	Cálculo por Caída de Tensión	Calibre Elegido
Circuito 30		18	18	18
Caja Comb. 1	Caja Recomb.	4	14	4
Caja Comb. 2		4	14	4
Caja Comb. 3		4	14	4
Caja Comb. 4		4	14	4
Caja Comb. 5		4	12	4
Caja Recomb.	Inversor	500	8	500
Inversor	Interconexión	2/0	6	2/0

Tabla 3.9 - Elección del calibre del conductor

Fuente: Elaboración propia

3.10 Canalización de los conductores

Todos los conductores serán agrupados y canalizados en tuberías del tipo conduit pared gruesa galvanizada. La NOM-001-SEDE-2012 indica que el porcentaje de la sección transversal que deberán ocupar como máximo los conductores en tubo conduit será como sigue:

Número de conductores	Porcentaje
1	53
2	31
Más de 2	40

Tabla 3.10 - Porcentaje de la sección transversal en tubo conduit para todos los conductores

Fuente: NOM-001-SEDE-2012 Instalaciones Eléctricas

Como se canalizarán más de dos conductores en el tubo conduit, la cantidad de éstos contenidos se determinará obteniendo la suma de las secciones transversales de los conductores que se requieran canalizar en una tubería conduit y utilizando la siguiente tabla en la cual se refleja el diámetro de la tubería al 40%:

Diámetro [mm]	Diámetro al 40%
13.00	78.40
19.00	137.60
25.00	222.80
32.00	386.00
38.00	525.20
51.00	866.00
64.00	1,235.60
76.00	1,904.40
100.00	3,285.20

Tabla 3.11- Sección transversal en tubo conduit

Fuente: Elaboración propia

En la Figura 3.15 se observa cómo se conectarán los elementos del SFV, por lo tanto se puede obtener cuántos conductores se requerirán por tubería y a partir de esto se calcula el diámetro de cada tubería. En la siguiente tabla se refleja este cálculo:

De	A	Conductores	Área Conductores	Tubería Elegida	Longitud
Panel 1	CC1	4 – 16 AWG	$4 \times 4.9 = 19.60$	13 mm	40.17
Panel 2	CC1	4 – 16 AWG	$4 \times 4.9 = 19.60$	13 mm	27.94
Panel 3	CC1	4 – 18 AWG	$4 \times 4.15 = 16.60$	13 mm	15.70
Panel 4	CC2	4 – 16 AWG	$4 \times 4.9 = 19.60$	13 mm	40.17
Panel 5	CC2	4 – 16 AWG	$4 \times 4.9 = 19.60$	13 mm	27.94
Panel 6	CC2	4 – 18 AWG	$4 \times 4.15 = 16.60$	13 mm	15.70
Panel 7	CC3	4 – 16 AWG	$4 \times 4.9 = 19.60$	13 mm	40.17
Panel 8	CC3	4 – 16 AWG	$4 \times 4.9 = 19.60$	13 mm	27.94
Panel 9	CC3	4 – 18 AWG	$4 \times 4.15 = 16.60$	13 mm	15.70
Panel 10	CC4	4 – 18 AWG	$4 \times 4.15 = 16.60$	13 mm	15.70
Panel 11	CC4	4 – 18 AWG	$4 \times 4.15 = 16.60$	13 mm	20.42
Panel 12	CC4	4 – 18 AWG	$4 \times 4.15 = 16.60$	13 mm	25.13

De	A	Conductores	Área Conductores	Tubería Elegida	Longitud
Panel 13	CC5	4 – 18 AWG	$4 \times 4.15 = 16.60$	13 mm	15.70
Panel 14	CC5	4 – 18 AWG	$4 \times 4.15 = 16.60$	13 mm	20.42
Panel 15	CC5	4 – 18 AWG	$4 \times 4.15 = 16.60$	13 mm	25.13
CC1	CR	2 – 4 AWG	$2 \times 62.80 = 125.60$	19 mm	17.31
CC2	CR	2 – 4 AWG	$2 \times 62.80 = 125.60$	19 mm	11.80
CC3	CR	2 – 4 AWG	$2 \times 62.80 = 125.60$	19 mm	13.86
CC4	CR	2 – 4 AWG	$2 \times 62.80 = 125.60$	19 mm	16.01
CC5	CR	2 – 4 AWG	$2 \times 62.80 = 125.60$	19 mm	26.94
CR	Inversor	2 – 500 KCM	$2 \times 510 = 1,020.00$	64 mm	5.00
Inversor	Interconexión	4 – 2/0 AWG	$4 \times 169 = 676.00$	51 mm	60.00

Tabla 3.12 - Cálculo de diámetros de tubería

Fuente: Elaboración propia

3.11 Diagrama Unifilar del SFV

En la Figura 3.16 se presenta el diagrama unifilar del sistema fotovoltaico a implementar. En este diagrama unifilar se reflejan los datos de todos los circuitos anteriormente calculados, como son: diámetro de la tubería, número de conductores, calibre, caída de tensión, corriente y longitud. También se indica la capacidad de las protecciones: fusibles e interruptores.

A continuación se hace la explicación del diagrama unifilar:

- Cada panel está formado por 24 módulos fotovoltaicos, de los cuales 12 se conectan en un circuito en serie y 12 en otro, teniendo a la salida del panel dos circuitos.
- Por cada 3 paneles se tendrán 6 circuitos que se conectarán a una caja combinadora. Los circuitos se canalizan en un tubo conduit.



- Al llegar a las cajas combinadoras cada circuito está protegido por un fusible para después llegar a una barra que los une resultando un solo circuito a la salida de cada caja combinadora, que está protegido por un interruptor principal.
- Cada circuito de las cajas combinadoras también se canaliza en un tubo conduit hasta llegar a la caja recombinaadora, en la cual de igual manera estarán protegidos por un fusible para después llegar a una barra que los una, resultando en un solo circuito, el cual transportará la corriente eléctrica generada por todos los módulos del SFV en corriente continua hacia el inversor.
- El inversor transforma la corriente continua en corriente alterna para llevar la energía eléctrica al punto de interconexión.

3.12 Instalación de anclaje de los módulos Fotovoltaicos

Ya que la instalación se hará sobre la superficie de techo del edificio, se deberá considerar utilizar una estructura fija tipo Gamma de la empresa Conectavol, dedicada a la construcción e instalación de las estructuras para paneles solares. Se eligió esta estructura por la facilidad de instalación, ausencia de concreto para el montaje, expansión del montaje de los módulos y el tiempo de vida del producto. Las especificaciones de la estructura seleccionada se pueden ver en el ANEXO 7.

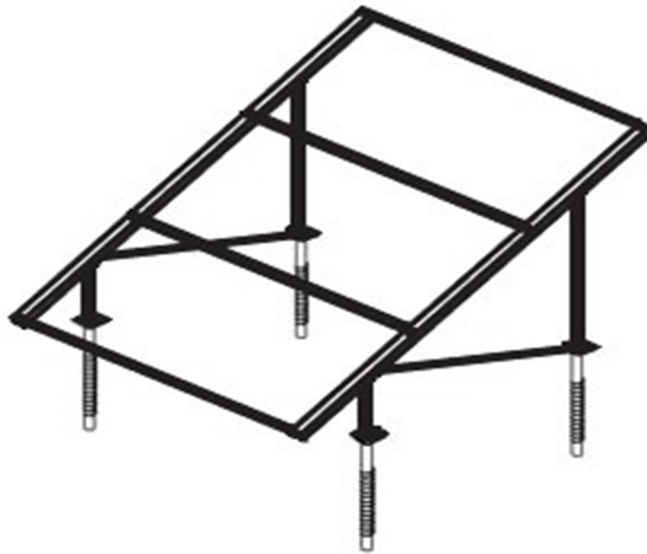


Figura 3.17 - Estructura tipo Gamma para los módulos FV

Fuente: <http://www.conectavol.com/index.php/es/>

La estructura es altamente resistente, estable para el diseño y con un dimensionamiento adecuado para soportar los módulos FV teniendo en cuenta todas las sobrecargas, tanto las reales por el peso de la misma estructura, así como las dadas por las condiciones meteorológicas.

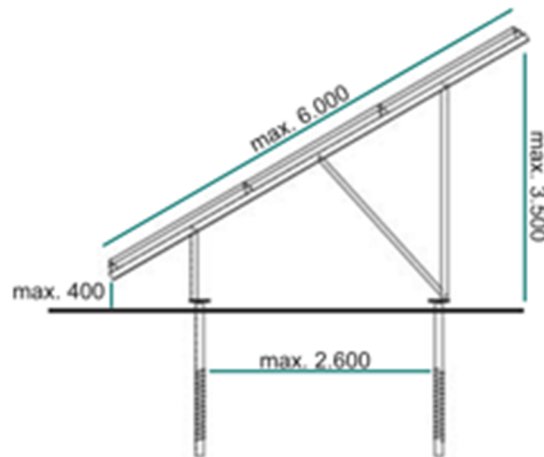


Figura 3.18 -Medidas de la estructura para los módulos FV (vista lateral)

Fuente: <http://www.conectavol.com/index.php/es/productos/soluciones-campo-solar/gamma>

Se utilizan dos estructuras como la de la figura, ya que esta estructura se puede ajustar dependiendo de la cantidad de módulos del panel. El tornillo que se utiliza para el anclaje de las estructuras cuenta con una longitud de 70 cm y esta evita la fijación usando concreto en la estructura.

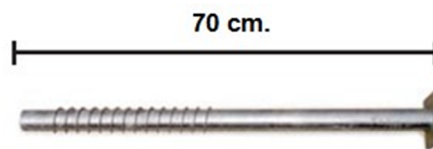


Figura 3.19 - Tornillo de acero

Fuente: <http://www.conectavol.com/index.php/es/productos/soluciones-campo-solar/gamma>

3.13 Concordancia con normas

El diseño del sistema fotovoltaico debe satisfacer los requisitos indicados por la Norma Oficial de Instalaciones Eléctricas NOM-001-SEDE-2012 en su Artículo 690, el cual se aplica a sistemas eléctricos de energía solar fotovoltaica, incluidos los arreglos de circuitos, inversores y controladores de dichos sistemas. A continuación se presentan los puntos más destacados que se están cumpliendo:

A. Disposiciones generales



- 690-4. Instalación.
 - o 690-4 (a) Este punto es el que valida que el sistema solar fotovoltaico suministre energía eléctrica al edificio, en adición a cualquier otro sistema de suministro de energía eléctrica.

B. Requisitos para los circuitos

- 690-8. Dimensionamiento y corriente de los circuitos.
 - o 690-8 (a)(1), (2), (3) y (4) Se cumple en las corrientes de la Tabla 3.7
 - o 690-8 (b)(2)(a) Se cumple en la Ecuación 3.13 y en la Tabla 3.7
 - o 690-8 (b) (2) (c) Se cumple con el uso de las cajas combinadoras, ya que estas contienen dispositivos de sobre corriente.
- 690-9. Protección contra sobre corriente.
 - o 690-9 (a) Se cumple ya que las cajas combinadoras, la caja recombinadora y el inversor cuentan con dispositivos de protección contra sobre corriente.
 - o 690-9 (e) Se cumple porque los conductores y los módulos están protegidos por el mismo dispositivo de protección por sobre corriente.

C. Medios de desconexión

- 690-13. Todos los conductores. Se cumple, ya que con el inversor contiene un medio de desconexión del conductor de corriente continua.
- 690-14. Disposiciones adicionales.
 - o 690-14 (c) Se cumple porque se colocará un dispositivo de desconexión entre el SFV y la instalación eléctrica del edificio.



- o 690-14 (c) (1) Se cumple porque las cajas combinadoras así como la recombinaadora no tienen más de 6 interruptores.
- 690-15. Desconexión de equipo fotovoltaico. Se cumple ya que las cajas combinadoras, la caja recombinaadora y el inversor cuentan con un medio de desconexión.
- 690-16. Fusibles
 - o 690-16 (a) Se cumple porque las cajas combinadoras y la recombinaadora cuenta con un interruptor que funciona como medio de desconexión, y cada fusible se puede desconectar independientemente de los otros.

D. Métodos de alambrado

- 690-31. Métodos permitidos
 - o 690-31 (a) Se cumple debido a que las tensiones máximas del sistema son mayores a 30 Volts, los circuitos del SFV están instalados en una canalización.
 - o 690-31 (b) Se cumple porque se están utilizando cables del tipo USE-2 en lugares exteriores expuestos (azotea)
- 690-35. Sistemas de fuentes fotovoltaicas no puestos a tierra.
 - o 690-35 (a), (b), (c) Se cumplen ya que el sistema cuenta con desconectadores, dispositivos de protección contra sobre corriente y protección contra fallas de tierra.

Conclusión

El diseño del sistema fotovoltaico más adecuado es el interconectado a la red, ya que las cargas que se pretenden alimentar no se pueden aislar de todo el sistema eléctrico



del edificio y deberán estar respaldadas por la energía proporcionada por CFE durante las horas en las que el SFV no esté generando.

El rediseño del proyecto eléctrico original se hizo principalmente para tener un sólo punto de conexión del SFV a las cargas que se alimentarán. Adicionalmente, este rediseño proporciona dos ventajas: la primera es que el SFV no necesitará baterías para almacenar la energía consumida, ya que dicha energía alimentará las cargas eléctricas conectadas al tablero general (TGN) cuando la generación fotovoltaica exceda las cargas demandadas por el tablero "TSGN-S" en determinado momento; la segunda, que a su vez es consecuencia de la primera, es que como la energía "excedente" alimentará al tablero general, la energía demandada de la red de CFE disminuirá y esto se verá reflejado en la factura eléctrica.

Haciendo las consideraciones de ahorro de energía vistas en el Capítulo 2, se logró disminuir el consumo de 53,942.50 [W] a 49,456 [W]. Aunque es mínimo, esto se ve reflejado en la disminución de la cantidad de módulos a utilizar.

Un factor muy importante para el diseño del SFV es el ángulo de inclinación que estos tendrán. Se obtuvo que el ángulo en el que a lo largo del año se tiene la mayor irradiación solar en el Distrito Federal es el de 19.4°, siendo el mismo que la latitud. Por lo tanto se está garantizando que en cualquier época del año los paneles solares generarán energía eléctrica suficiente sin necesidad de estar ajustando este ángulo.

Se seleccionaron los módulos policristalinos debido a que su eficiencia en los sistemas fotovoltaicos conectados a la red resultan ser la mejor opción. El módulo de 295 [Wp] se eligió porque entregan una potencia alta a diferencia de los demás, lo cual favorece a la instalación de menor cantidad de módulos en la azotea, ya que su área es limitada.

Para el cálculo del número de módulos se necesitó obtener la irradiación solar por hora, la capacidad del sistema, así como conocer el voltaje y corriente del módulo propuesto. Fue necesario el uso del programa Geosol para estimar los valores de irradiación solar por hora, para cada mes, debido a que únicamente se cuentan con los valores de irradiación promedio al día. Esto fue necesario para obtener el mes con el peor caso en el que la irradiación sea la más baja y a partir de esa hora tomar su valor de irradiación



para el cálculo de los módulos. Esto ocurrió para el mes de septiembre. Ahora bien, para poder obtener los mejores resultados se consideró de la gráfica de la Figura 3.3 el consumo medio diario de la energía eléctrica durante las horas solares. Teniendo este dato ya fue posible calcular la cantidad de módulos para que con la menor irradiación solar en el plano inclinado a 19° se cubra con la generación fotovoltaica el consumo medio diario. Es importante mencionar que en el cálculo no se consideró el consumo máximo durante las horas solares, ya que como solo es un pico, elevaría demasiado la cantidad de módulos únicamente para poder abastecer la energía eléctrica requerida durante un corto periodo de tiempo. En cambio con el consumo medio diario se cubre gran parte de la energía requerida a lo largo de las horas solares.

Al seleccionar el inversor se tiene que asegurar que éste sea capaz de entregar la potencia eléctrica máxima que puedan dar los paneles fotovoltaicos. El arreglo fotovoltaico depende directamente de los valores de entrada al inversor, ya que se tienen que conectar los módulos fotovoltaicos en serie y en paralelo para al final obtener un valor de corriente y voltaje que no sobrepase al admitido por el inversor elegido. Se calculó el área de la azotea para confirmar que el número de módulos obtenidos podrán ser instalados en el área seleccionada sin problema. Se obtuvo que en la azotea se pueden instalar hasta 640 módulos, hecho que indicó que el proyecto sigue siendo bastante viable.

La cantidad de módulos para formar los paneles dependió de cómo se distribuirán éstos en la azotea, de la distancia mínima que se requerirá para no generar sombras entre ellos y del espacio que se considere para el mantenimiento. Utilizando paneles de 6×4 y de 4×6 módulos se obtuvo el mejor acomodo en la azotea, manteniendo distancias suficientes para cumplir y a veces hasta sobrepasar las requeridas.

El uso de las cajas combinadoras fue para utilizarlas como medios de desconexión en caso de que algún panel presente alguna falla o para que en caso de mantenimiento sólo salga de operación una parte del SFV y no todo. Otra función de éstas es reducir todos los circuitos de los paneles solares en uno solo al conectarse a la caja recombinadora, con lo que se reduce el número de conductores y así llegar al inversor



sólo con dos de éstos. Los conductores de todos los circuitos fueron calculados para que puedan conducir la corriente máxima que pueda circular por ellos.

Ya con el diseño completo del SFV se tuvo que hacer una revisión de este junto con la Norma Oficial de las Instalaciones Eléctricas en México, la NOM-001-SEDE-2012, para asegurar que cumple con lo que se requiere en el Artículo 690, dedicado a los sistemas fotovoltaicos.



Capítulo 4 “Análisis Económico”

Introducción

En este capítulo se hará el análisis económico, determinando los indicadores económico-financieros que permitan la toma de decisiones para la posible implementación del proyecto.

Para llevar a cabo la implantación del proyecto es necesario conseguir su aprobación, esta se podrá lograr al determinar el costo total de inversión, los ahorros generados por la operación del sistema y en base a estos determinar el nivel de viabilidad, en base a diferentes indicadores económicos como el periodo de recuperación de la inversión, TIR, entre otros.

Como no se cuenta con recibos de energía eléctrica, debido a que el edificio aún no está en operación, se tendrá que hacer una estimación de la facturación eléctrica mensual con y sin el proyecto del SFV.

Se realizará una comparación y análisis entre los costos de operación con y sin sistema fotovoltaico para determinar el ahorro mes por mes.

4.1 Costos de la Energía y Ahorros

4.1.1 Energía Generada y Consumida

La energía generada por el sistema fotovoltaico se calcula igualando la Ecuación 3.1 y la Ecuación 3.3, con lo que resulta:

Ecuación 4.1

$$E_G = M \times HSP \times V_{mpp} \times I_{mpp}$$

Dónde:

E_G = Energía generada por el SFV [kWh]



M = Número de módulos del SFV

HSP = Hora solar pico [h]

V_{mpp} = Voltaje en el punto de máxima potencia del módulo [V]

I_{mpp} = Corriente en el punto de máxima potencia del módulo [A]

El cálculo de la irradiación solar y de la hora solar pico para todos los meses se realiza de igual forma que como se hizo en el punto 3.5.2 con el programa Geosol. Estos cálculos se encuentran en el ANEXO 2.

Ya teniendo todos los valores de la hora solar pico para todos los meses y horas, se puede calcular la energía generada por día para todos los meses del año sustituyendo los siguientes valores en la Ecuación 4.1:

$$M = 360$$

$$V_{mpp} = 37.82 \text{ [V]}$$

$$I_{mpp} = 7.80 \text{ [A]}$$

En el ANEXO 4 se encuentran los cálculos realizados para obtener la generación fotovoltaica por día para todos los meses. Utilizando los resultados de estos cálculos se puede obtener la generación fotovoltaica de todos los meses simplemente multiplicándolos por el número de días de cada uno.

A continuación se muestra el resumen de la energía generada por el sistema fotovoltaico y la consumida a lo largo del año:

Mes	Consumo [kWh]	Generación FV [kWh]	Balance [kWh]
Enero	22,642.09	19,021.29	3,620.80
Febrero	20,450.92	19,360.88	1,090.04
Marzo	22,642.09	22,660.69	-18.60
Abril	21,911.70	20,035.80	1,875.90
Mayo	22,642.09	19,066.86	3,575.23
Junio	21,911.70	18,699.60	3,212.10
Julio	22,642.09	17,978.45	4,663.64
Agosto	22,642.09	16,908.64	5,733.45
Septiembre	21,911.70	15,823.50	6,088.20
Octubre	22,642.09	17,539.49	5,102.60
Noviembre	21,911.70	18,097.80	3,813.90
Diciembre	22,642.09	17,402.47	5,239.62
TOTAL	266,592.35	222,595.47	43,996.88

Tabla 4.1 - Energía generada y consumida por año

Fuente: Elaboración propia, marzo de 2014

De esta tabla se obtiene que de la energía consumida durante un año por las cargas elegidas para ser alimentadas por el SFV, el 83.50% fue generada por éste sistema.

El mes de marzo es el único mes en el que la energía generada por el SFV sobrepasa a la energía consumida. Por ser tan pequeña esta energía sobrante a comparación de todas las cargas existentes en el edificio, ésta no se puede inyectar a la red de CFE y simplemente se regresa al sistema eléctrico del edificio que contribuirá a alimentar cargas no contempladas durante el diseño del SFV.

4.1.2 Cálculo de la Factura Eléctrica

En el punto 1.7.3 se tocó el tema de la facturación eléctrica. En este punto se hará un estimado de la factura eléctrica con la tarifa HM, primero sin generación fotovoltaica y después con ésta para poder obtener las diferencias entre éstas. Es importante



recordar que la medición de la energía eléctrica se hace para todo el edificio y no sólo para las cargas utilizadas para ser alimentadas por el SFV, por lo tanto el cálculo del recibo deberá contemplar todas las cargas del edificio pertenecientes a los servicios.

Se ejemplificará el proceso del cálculo de la factura con la tarifa HM con el mes de marzo de 2014:

1. Se obtienen los kW máximos demandados en los periodos base, intermedio y punta:

kW base	kW intermedio	kW punta
319.37	677.68	633.70

2. Se obtiene la demanda facturable utilizando la Ecuación 1.9 y el cargo por demanda facturable:

$$\begin{aligned}
 DF &= 633.70 + (0.30 \times \max(677.68 - 633.70, 0)) \\
 &\quad + (0.15 \times \max(319.37 - 677.68, 0)) \\
 DF &= 633.70 + (0.30 \times 43.98) + (0.15 \times 0) \\
 DF &= 646.89[kW]
 \end{aligned}$$

Para el mes de Marzo de 2014 el cargo por demanda facturable es de 178.74 [\$/kW]

Por lo tanto, la demanda facturable es:

$$\begin{aligned}
 DF &= 646.89[kW] \times 178.74[$/kW] \\
 DF &= 115,625.36[$]
 \end{aligned}$$

3. Se obtiene el cargo por energía total

- a. Cargo por energía base

$$Energía\ base = 42,747.43[kWh]$$

$$Cargo\ por\ energía\ base = 1.1217[$/kWh]$$

$$Energía\ base \times Cargo\ por\ energía\ base = 47,949.79[$]$$



b. Cargo por energía intermedia

$$\text{Energía intermedia} = 181,245.73[\text{kWh}]$$

$$\text{Cargo por energía intermedia} = 1.3417[\$/\text{kWh}]$$

$$\text{Energía intermedia} \times \text{Cargo por energía intermedia} = 243,177.39[\$]$$

c. Cargo por energía punta

$$\text{Energía punta} = 73,214.41[\text{kWh}]$$

$$\text{Cargo por energía punta} = 2.1606[\$/\text{kWh}]$$

$$\text{Energía punta} \times \text{Cargo por energía punta} = 158,187.10[\$]$$

El cargo por energía es la suma de a., b. y c.

$$\text{Cargo por energía} = 449,314.24[\$]$$

4. Se obtiene el cargo de baja tensión sumando la demanda facturable y el cargo por energía y multiplicando por el 2%:

$$\text{Cargo baja tensión} = (115,625.36[\$] + 449,314.24[\$]) \times 0.02$$

$$\text{Cargo baja tensión} = 11,298.79[\$]$$

5. Se obtiene la penalización o bonificación por factor de potencia según sea el caso utilizando la Ecuación 1.7 y la Ecuación 1.8. En este caso como se trata de bonificación se utilizará la Ecuación 1.8:

$$\% \text{Bonificación} = \frac{1}{4} \left(1 - \frac{0.9}{95.26} \right)$$

$$\% \text{Bonificación} = 1.38$$

Este porcentaje de bonificación se multiplica por la suma de la demanda facturable con el cargo por energía y el 2% de baja tensión:

$$\text{Bonificación} = 0.0138 \times (115,625.36[\$] + 449,314.24[\$] + 11,298.79[\$])$$



$$\text{Bonificación} = 7,954.58[\$]$$

6. Ahora se hace la suma de los cargos obtenidos para obtener el subtotal:

$$\text{Subtotal} = 115,625.36[\$] + 449,314.24[\$] + 11,298.79[\$] + 7,954.58[\$]$$

$$\text{Subtotal} = 568,284[\$]$$

7. Al Subtotal¹⁶ se le agrega el 16% del IVA para obtener la facturación del periodo:

$$\text{Facturación} = 568,284[\$] \times 1.16$$

$$\text{Facturación} = 659,202[\$]$$

8. Para obtener el total que se pagaría a CFE sólo resta agregarle el cargo por derecho de alumbrado, el cual equivale al 8% de la facturación:

$$\text{Facturación} = 659,202[\$] \times 1.08$$

$$\text{Facturación} = 711,945.96[\$]$$

Este proceso se repite para cada mes del año considerando el proyecto fotovoltaico y otro sin considerarlo. En el ANEXO 5 se encuentran estos cálculos de la facturación eléctrica. Las tarifas que se utilizan para los cálculos son las actualmente disponibles en la página web de la CFE¹⁷, iniciando con las de abril de 2013 y finalizando con las de marzo de 2014.

4.1.3 Determinación de Ahorros

Para determinar los ahorros se utilizan los cálculos del recibo de CFE con y sin proyecto fotovoltaico para todos los meses del punto anterior, considerando sólo el subtotal, descartando el IVA y el cargo por derecho de alumbrado público. Los resultados se reflejan en la siguiente tabla:

¹⁶ Para efectos del análisis económico se hará sin considerar impuestos.

¹⁷ http://app.cfe.gob.mx/Aplicaciones/CCFE/Tarifas/Tarifas/tarifas_negocio.asp



Mes	Sin SFV [\$]	Con SFV [\$]	Ahorro [\$]
Abril	518,817.83	491,925.83	26,892.00
Mayo	559,782.15	532,169.79	27,612.35
Junio	538,602.53	511,767.70	26,834.84
Julio	542,033.59	516,982.56	25,051.03
Agosto	543,994.19	520,499.25	23,494.94
Septiembre	522,042.81	500,579.37	21,463.44
Octubre	558,673.40	533,596.16	25,077.24
Noviembre	551,888.08	525,664.16	26,223.91
Diciembre	572,895.86	547,341.00	25,554.85
Enero	577,512.56	544,068.15	33,444.41
Febrero	542,057.53	512,281.47	29,776.06
Marzo	568,283.81	535,498.19	32,785.62
TOTAL	6,596,584.32	6,272,373.64	324,210.68

Tabla 4.2 - Facturación Eléctrica Anual

Fuente: Elaboración propia

Se hace la suma de los ahorros mensuales¹⁸ para obtener el ahorro anual resultando de \$324,210.68.

4.2 Análisis Económico - Financiero

Ahora se tendrá que realizar un análisis económico del proyecto para determinar si se considera rentable o no. Para realizarlo existen varios métodos, los cuales se denominan “Métodos de análisis económico”. Como este proyecto está constituido con una inversión inicial, se tendrá que basar este análisis en el método conocido como “Método para la evaluación de proyectos de inversión”, el cual a su vez se divide en

¹⁸No se considera el valor del dinero durante los meses del año, que bien podrían ser ajustados de acuerdo a la inflación mensual, al menos.



dos métodos, en aquellos que no consideran el valor del dinero en el tiempo y aquellos que sí lo consideran. Es fundamental conocer y comprender ciertos conceptos que serán de utilidad para poder llevar a cabo dicho análisis.

4.2.1 Inversión

De acuerdo con el diccionario de economía Eumed, invertir o hacer una inversión es: “En un sentido estricto, es el gasto dedicado a la adquisición de bienes que no son de consumo final, bienes de capital que sirven para producir otros bienes. En un sentido algo más amplio, la inversión es el flujo de dinero que se encamina a la creación o mantenimiento de bienes de capital y a la realización de proyectos que se presumen lucrativos.”¹⁹

Para este proyecto en particular, la inversión se puede desglosar²⁰ de la siguiente manera:

- Equipos

Los equipos que se consideran para este proyecto son los siguientes, mostrando también el monto de la inversión para ellos:

¹⁹<http://quees.la/invertir/>, marzo de 2014

²⁰En base al diagrama eléctrico del SFV o su diagrama unifilar, ver sección 3.10.

Descripción	Cantidad	Unidad	Precio Unitario	Total
Módulo Solare S72PC-295, Marca Solartec	360.00	PZA	3,894.00	1,401,840.00
Inversor Xantrek GT100-480, Marca Schneider Electric	1.00	PZA	602,837.11	602,837.11
Caja Combinadora con Interruptor Integral de CC, Catálogo CCBF06F15DSSP, Marca Eaton'sCrouse-Hinds	5.00	PZA	2,164.80	10,824.00
Caja Recombinadora Catálogo CRBS04F100S, Marca Eaton'sCrouse-Hinds	1.00	PZA	2,164.80	2,164.80
				2,017,665.91

Tabla 4.3 - Costo de Equipos

Fuente: Elaboración propia, marzo de 2014

- Instalación Eléctrica

Como instalación eléctrica se considera el material que se usará para la implementación del SFV, el cual se muestra en la tabla 4.4:

Descripción	Cantidad	Unidad	Precio Unitario	Total
Cable Cal. 16 AWG, Marca Viakon	817.30	MTS	4.35	3,555.26
Cable Cal. 18 AWG, Marca Viakon	678.36	MTS	3.27	2,218.24
Cable Cal. 4 AWG, Marca Viakon	171.84	MTS	27.08	4,653.43
Cable Cal. 500 KCM, Marca Viakon	10.00	MTS	160.00	1,600.00
Cable Cal. 2/0 AWG, Marca Viakon	180.00	MTS	66.99	12,058.20
Cable Cal. 2/0 AWG, Marca Viakon	60.00	MTS	56.00	3,360.00
Tubo Conduit PGG 13MM	373.91	MTS	18.68	6,984.64
Tubo Conduit PGG 19MM	85.92	MTS	23.50	2,019.12
Tubo Conduit PGG 64MM	5.00	MTS	99.45	497.25
Tubo Conduit PGG 51MM	60.00	MTS	83.27	4,996.20
				41,942.33

Tabla 4.4 - Costo de Instalación Eléctrica

Fuente: Elaboración propia, marzo de 2014

- Estructura

El soporte contemplado para instalar el SFV

Descripción	Cantidad	Unidad	Precio Unitario	Total
Estructura	1.00	LTE	120,000.00	120,000.00
				120,000.00

Tabla 4.5 - Costo de la Estructura

Fuente: Elaboración propia, marzo de 2014

- Instalación y Mano de Obra

Aquí se contempla mano de obra y material usado para la instalación del SFV, tal como tornillos, clavos, martillos, material de ferretería, herramientas, etc. Este gasto se calcula en un 15% del gasto más elevado que se tiene de la inversión, por lo que queda de siguiente manera:

Descripción	Cantidad	Unidad	Precio Unitario	Total
Ingeniero de Obra	1.00	-	20,000.00	20,000.00
Mano de Obra	1.00		100,276.00	100,276.00
Materiales	1.00		30,000.00	30,000.00
				150,276.00

Tabla 4.6 - Costo de Construcción de Obra

Fuente: Elaboración propia, marzo de 2014

Resumen de la inversión

La siguiente tabla muestra la inversión total inicial que se requiere para el proyecto:

Descripción	Cantidad	Unidad	Precio Unitario	Total
Módulo Solare S72PC-295, Marca Solartec	360.00	PZA	3,894.00	1,401,840.00
Inversor Xantrek GT100-480, Marca Schneider Electric	1.00	PZA	602,837.11	602,837.11
Caja Combinadora con Interruptor Integral de CC, Catálogo CCBF06F15DSSP, Marca Eaton'sCrouse-Hinds	5.00	PZA	2,164.80	10,824.00
Caja Recombinadora Catálogo CRBS04F100S, Marca Eaton'sCrouse-Hinds	1.00	PZA	2,164.80	2,164.80
Estructura	1.00	LTE	120,000.00	120,000.00
Cable Cal. 16 AWG, Marca Viakon	817.30	MTS	4.35	3,555.26
Cable Cal. 18 AWG, Marca Viakon	678.36	MTS	3.27	2,218.24
Cable Cal. 4 AWG, Marca Viakon	171.84	MTS	27.08	4,653.43
Cable Cal. 500 KCM, Marca Viakon	10.00	MTS	160.00	1,600.00
Cable Cal. 2/0 AWG, Marca Viakon	180.00	MTS	66.99	12,058.20
Cable Cal. 2/0 AWG, Marca Viakon	60.00	MTS	56.00	3,360.00
Tubo Conduit PGG 13MM	373.91	MTS	18.68	6,984.64
Tubo Conduit PGG 19MM	85.92	MTS	23.50	2,019.12
Tubo Conduit PGG 64MM	5.00	MTS	99.45	497.25
Tubo Conduit PGG 51MM	60.00	MTS	83.27	4,996.20
Ingeniero Responsable	1.00	-	20,000.00	150,276.00
Mano de Obra	1.00	-	100,276.00	100,276.00
Materiales	1.00	-	30,000.00	30,000.00
				2,329,884.24

Tabla 4.7 - Catálogo de Conceptos

Fuente: Elaboración propia, marzo de 2014

4.2.2 Evaluación económica

La evaluación económica tiene por objetivo identificar las ventajas y desventajas asociadas a la inversión y operación del proyecto, antes de la implementación del mismo.



La evaluación económica integra en su análisis tanto los costos monetarios como los beneficios expresados en otras unidades relacionadas con las mejoras en las condiciones de vida de un grupo. Se puede entonces hablar de rentabilidad o beneficios de tipo social.²¹

4.2.3 Evaluación financiera

Esta evaluación se apoya en los cálculos de aspectos financieros del proyecto involucrando el financiamiento por un tercero de una parte del monto total del proyecto. Dicha evaluación se considera o tomada en cuenta para la toma de decisiones en lo que respecta a la inversión del proyecto.

La evaluación financiera se emplea para comparar dos o más proyectos y para determinar la viabilidad de la inversión de un solo proyecto. Esta evaluación tiene muchos fines, pero los que se destacan son:

- a) Establecer razones e índices financieros derivados del balance general
- b) Identificar la repercusión financiera por el empleo de los recursos monetarios en el proyecto seleccionado
- c) Calcular las utilidades, pérdidas o ambas, que se estima obtener en el futuro, a valores actualizados
- d) Determinar la tasa de rentabilidad financiera que ha de generar el proyecto, a partir del cálculo e igualación de los ingresos con los egresos, a valores actualizados
- e) Establecer una serie de igualdades numéricas que den resultados positivos o negativos respecto a la inversión de que se trate.²²

²¹http://www.dhl.hegoa.ehu.es/iedl/Materiales/19_Evaluacion_economica.pdf, marzo de 2014

²²Introducción al análisis de proyecto de inversión, Cortazar Martinez Alfonso, Ed. Trillas, marzo de 2014



Apalancamiento financiero

Es simplemente usar endeudamiento para financiar una parte de la inversión. Tan sencillo como eso. Es decir, en lugar de realizar una operación con fondos propios, se hará con fondos propios y un crédito. La principal ventaja es que se puede multiplicar la rentabilidad y el principal inconveniente es que la operación no salga bien y se acabe siendo insolvente. El apalancamiento se suele definir como la proporción entre capital propio y el crédito.²³

Amortización

Curiosamente, el término tiene dos significados prácticamente opuestos, dependiendo de si se usa sobre un activo o sobre un pasivo.

- Amortización de un pasivo. Cuando se tiene un préstamo o hipoteca, se debe un dinero (capital) y dicho dinero hay que ir reintegrándolo en una serie de pagos. Cada uno de esos pagos está compuesto por los intereses que hay que hacer frente y por la parte de capital o principal que se cancela. El acto de cancelar parte de capital que se debe es lo que se denomina amortización.
- Amortización de un activo. El término amortización para referirse a activos es un término que se suele usar más en entornos de contabilidad, y tiene que ver con la depreciación de activos. Hay que imaginar que una empresa decide renovar los muebles de sus oficinas. La compra genera un gasto, y esto afecta a la cuenta de resultados. Pero dichos muebles pueden durar unos años, y no es justo repercutir todo el gasto en este año fiscal si ese gasto realmente afecta a varios años. Por tanto contablemente lo que se hace es dividir ese gasto en

²³<http://www.elblogsalmon.com/conceptos-de-economia/que-es-el-apalancamiento-financiero>, marzo de 2014



varios años y se repercute en todos los ejercicios fiscales. Esto se le conoce como amortización.²⁴

4.2.4 Valor del dinero en el tiempo

Puesto que el dinero puede ganar un cierto interés, cuando se invierte por un cierto período de tiempo, es importante reconocer que un peso que se recibe en el futuro valdrá menos que un peso que se tenga actualmente. Es precisamente esta relación entre el interés y tiempo lo que conduce al concepto del valor del dinero en el tiempo. Por consiguiente, el valor del dinero a través del tiempo significa que cantidades iguales de dinero no tienen el mismo valor, si se encuentran en puntos diferentes en el tiempo y si la tasa de interés es mayor que cero. Entendiendo este punto se tiene que los flujos de efectivo pueden ser trasladados a cantidades equivalentes a cualquier punto del tiempo. Existen tres procedimientos que comparan estas cantidades equivalentes:

- Método del valor anual equivalente (AE)
- Método del valor presente (VPN)
- Método de la tasa interna de rendimiento (TIR)²⁵

4.2.5 Sin valor del dinero en el tiempo

La principal característica de este método es que le da la misma importancia a los fondos generados en el primer año que en el año “n”. Aunque desde el punto de vista económico, estos métodos tienen poco valor son considerados por que por un lado se utilizan en la vida práctica y por el otro, son útiles para la evaluación de proyectos a nivel de perfil.

²⁴<http://www.elblogsalmon.com/conceptos-de-economia/que-es-una-amortizacion>, marzo de 2014

²⁵Análisis y evaluación de proyectos de inversión, Raúl Coss Bu, Ed. Limusa, marzo de 2014



Dentro de los métodos que no consideran el valor del dinero en el tiempo existen los siguientes indicadores

- Periodo de recuperación (PR)
- Tasa de rendimiento contable (TRC)
- Entrada de efectivo por peso invertido (EEPI)
- Relación entre ingresos netos menos la depreciación y el cargo por depreciación $((IN-D)/D)$
- Relación entre los ingresos netos y el valor en libros de la inversión (IN/VI)

4.2.6 Indicadores de rentabilidad económico-financiera

En base a lo mencionado anteriormente, a continuación se presentan unos indicadores que permitirán determinar la viabilidad del proyecto. Este tema se enfocará principalmente en explicar los conceptos de dichos indicadores y el análisis de sensibilidad se podrá visualizar en el siguiente tema.

- Tasa de Rendimiento Mínima Atractiva (TREMA)

La TREMA también se conoce como TMAR (Tasa Mínima Atractiva de Rendimiento) o TIMA (Tasa de Interés Mínima Aceptable), aunque se le conoce con tres nombres diferentes, el concepto fundamental es el mismo. Por ejemplo todo inversionista siempre tiene en mente que antes de invertir querrá beneficiarse por el desembolso que pretende hacer. Por tanto, se debe partir del hecho de que todo inversionista deberá tener una tasa de referencia sobre la cual basarse para hacer sus inversiones. Una tasa de referencia es la base de comparación de cálculo en las evaluaciones económicas que haga. Para establecer esa tasa debe considerarse que todo inversionista espera que su dinero crezca en términos reales. Como en todos los países hay inflación, aunque su valor sea pequeño, crecer en términos reales significa ganar un



rendimiento superior a la inflación, ya que si se gana un rendimiento igual a la inflación el dinero no crece, sino mantiene su poder adquisitivo. Es esta la razón por la cual no debe tomarse como referencia a la tasa de rendimiento que ofrecen los bancos, pues es bien sabido que la tasa bancaria de rendimiento es siempre menor a la inflación.

Por tanto, la TREMA se puede definir como:

Ecuación 4.2

$$TREMA = Tasa\ de\ Inflación + Premio\ al\ Riesgo$$

El premio al riesgo significa el verdadero crecimiento de dinero y se le llama así porque el inversionista siempre arriesga su dinero (siempre que no invierta en el banco) y por arriesgarlo merece una ganancia adicional sobre la inflación. Como el premio es por arriesgar, significa que a mayor riesgo, se merece mayor ganancia. La determinación de la inflación está fuera del alcance de cualquier analista o inversionista, y lo más que se puede hacer es pronosticar un valor, que en el mejor de los casos se acercará un poco a lo que suceder en la realidad. Lo que si puede establecer cuando haga la evaluación económica es el premio al riesgo.²⁶ Valor Presente Neto (VPN) o Valor Actual Neto (VAN)

Se define como la diferencia entre el valor presente de flujos y el valor de la inversión. Su importancia es mayor que la de otros indicadores para la toma de decisiones de inversión por que muestra los beneficios o pérdidas en unidades monetarias, a valores actualizados en que puede incurrir una empresa. El cálculo del VPN se realiza con la siguiente ecuación:

²⁶ <http://es.scribd.com/doc/75419722/Tasa-de-Rendimiento-Minima-Atractiva>, marzo de 2014

Ecuación 4.3

$$VPN = -S_0 + \sum_{t=1}^n \frac{S_t}{(1+i)^t}$$

Dónde:

VPN = Valor Presente Neto

S_0 = Inversión Inicial

S_t = Flujo neto del efectivo del periodo t

n = Número de periodos de vida del proyecto

i = TREMA

Los criterios generales de aceptación o rechazo del proyecto con base en el VPN se muestran a continuación:

Valor del VPN	Criterio
$VPN > 0$	Se acepta el proyecto
$VPN = 0$	Se revisa, se elabora, se pospone
$VPN < 0$	Se rechaza

Tabla 4.8 - Criterios de aceptación o rechazo del proyecto en base al VPN

Fuente: Análisis y evaluación de proyectos de inversión, Raúl Coss Bu, Ed. Limusa, marzo de 2014

- Tasa Interna de Rendimiento o Tasa Interna de Retorno (TIR)

También conocida como Tasa de Rentabilidad Financiera (TFR), es la tasa porcentual en la cual se iguala a cero la suma de los valores actualizados de los ingresos y egresos, y sirve como base en la determinación del interés porcentual que generará la inversión.



La manera de llegar a establecer la TIR es por tanteo (prueba y error) hasta que la tasa de interés haga igual la suma de los flujos descontados a la inversión inicial.

Los criterios generales de aceptación o rechazo del proyecto con base a la TIR se muestran a continuación:

Valor de la TIR	Criterio
$TIR > TREMA$	Se acepta el proyecto
$TIR = TREMA$	El proyecto resulta indiferente
$TIR < TREMA$	Se rechaza

Tabla 4.9 - Criterios de aceptación o rechazo del proyecto en base a la TIR

Fuente: Análisis y evaluación de proyectos de inversión, Raúl Coss Bu, Ed. Limusa, marzo de 2014

- Beneficio-Costo (B/C)

La relación Beneficio-Costo es como su nombre lo indica, la relación que existe de los beneficios o ingresos del proyecto entre los costos o ingresos del mismo. Esta relación es un indicador que señala la utilidad que se obtendrá con el costo que representa la inversión. Entonces se puede concluir que el resultado de esta relación es un índice que representa el rendimiento obtenido por cada peso invertido.

Esta relación se obtiene con la siguiente ecuación:

Ecuación 4.4

$$Relación^{B/C} = \frac{Beneficiosobtenidos}{Costosincurridos}$$

Los criterios generales de aceptación o rechazo del proyecto con base a la relación B/C se muestran en la Tabla 4.10:

Valor de la B/C	Criterio
$B/C > 1$	Se acepta el proyecto
$B/C = 1$	El proyecto resulta indiferente
$B/C < 1$	Se rechaza

Tabla 4.10 - Criterios de aceptación o rechazo del proyecto en base a la B/C

Fuente: Análisis y evaluación de proyectos de inversión, Raúl Coss Bu, Ed. Limusa, marzo de 2014

- Periodo de Recuperación (PR)

Se define como el tiempo en el cual los beneficios o utilidades futuras del proyecto cubren el monto de inversión (generalmente medido en años). En este caso, es conveniente que los costos ficticios no se incluyan, tales como depreciaciones y amortizaciones, ya que su inclusión reduce el plazo y por lo tanto el resultado final. Con este método se conocerá el tiempo que se requiere para recuperar la inversión inicial neta, es decir, en qué año los flujos de efectivo igualan el monto de la inversión inicial.

La ecuación que apoya a determinar este periodo es la siguiente:

Ecuación 4.5

$$PR = n - 1 + \frac{(FA)n - 1}{(F)n}$$

Dónde:

PR = Periodo de recuperación

n = Año en el que cambia de signo el flujo acumulado

$(FA)n - 1$ = Flujo neto de efectivo acumulado en el año previo a n

$(F)n$ = Flujo neto de efectivo en el año n

- Anualidad Equivalente (AE)



La anualidad equivalente representa todos los ingresos y gastos que ocurren durante un periodo del proyecto y son convertidos en una anualidad equivalente (uniforme) cuando dicha anualidad es positiva significa que los beneficios son mayores que los costos, en consecuencia el proyecto analizado es aceptable.

- Tasa Interna de Retorno Mejorada (TIRM)

La TIRM considera en forma explícita la posibilidad de reinvertir los flujos incrementales de fondos del proyecto a una tasa igual al costo de capital de la empresa; a diferencia de la TIR que supone la reinversión de los flujos a la tasa interna de retorno del proyecto. Para la evaluación de los proyectos, si se posee una TIRM superior al costo de capital debe aceptarse, ya que añaden valor al proyecto. Entonces esto se puede representar de la siguiente manera:

Ecuación 4.6

$$TREMA < TIRM < TIR$$

4.2.7 Análisis Económico – Financiero del SFV

Para realizar el análisis económico, se tomará el ingreso total del proyecto que indicará justo el ahorro económico que se obtiene anualmente al implementar el SFV en el edificio:

Ingreso Total Año 1 (Abril 2014 - Marzo 2015): \$324,211.00

Se tomará en cuenta la inflación anual del 3.89% para realizar los cálculos, por lo que se utilizará la moneda corriente en los análisis correspondientes. Para realizar el análisis año por año se tomaran los siguientes datos:

- TREMA del 12%, la cual es considerada normalmente para los proyectos de CFE
- Tasa de Intereses del 9%, cifra considerada para los financiamientos de proyectos del FIDE

En la tabla 4.11 Se muestran los cálculos realizados durante un periodo de 25 años, que es el periodo de vida de los paneles solares:

Análisis Económico				
Inflación	3.890%	Ingreso Anual	\$324,211.00	
Trema	12%	Inversión Inicial	-\$2,329,884.24	
n	Año Base	Ingreso Neto Anual	Flujo Neto sin Pagos F	VP
0	2014		-\$2,329,884.24	-\$2,329,884.24
1	2015	\$324,211.00	-\$2,005,673	\$324,211.00
2	2016	\$336,822.81	-\$1,668,850	\$336,822.81
3	2017	\$349,925.22	-\$1,318,925	\$349,925.22
4	2018	\$363,537.31	-\$955,388	\$363,537.31
5	2019	\$377,678.91	-\$577,709	\$377,678.91
6	2020	\$392,370.62	-\$185,338	\$392,370.62
7	2021	\$407,633.83	\$222,295	\$407,633.83
8	2022	\$423,490.79	\$645,786	\$423,490.79
9	2023	\$439,964.58	\$1,085,751	\$439,964.58
10	2024	\$457,079.20	\$1,542,830	\$457,079.20
11	2025	\$474,859.58	\$2,017,690	\$474,859.58
12	2026	\$493,331.62	\$2,511,021	\$493,331.62
13	2027	\$512,522.22	\$3,023,543	\$512,522.22
14	2028	\$532,459.34	\$3,556,003	\$532,459.34
15	2029	\$553,172.01	\$4,109,175	\$553,172.01
16	2030	\$574,690.40	\$4,683,865	\$574,690.40
17	2031	\$597,045.85	\$5,280,911	\$597,045.85
18	2032	\$620,270.94	\$5,901,182	\$620,270.94
19	2033	\$644,399.48	\$6,545,581	\$644,399.48
20	2034	\$669,466.62	\$7,215,048	\$669,466.62
21	2035	\$695,508.87	\$7,910,557	\$695,508.87
22	2036	\$722,564.16	\$8,633,121	\$722,564.16

Análisis Económico				
Inflación	3.890%	Ingreso Anual	\$324,211.00	
Trema	12%	Inversión Inicial	-\$2,329,884.24	
n	Año Base	Ingreso Neto Anual	Flujo Neto sin Pagos F	VP
23	2037	\$750,671.91	\$9,383,793	\$750,671.91
24	2038	\$779,873.04	\$10,163,666	\$779,873.04
25	2039	\$810,210.11	\$10,973,876	\$810,210.11
VPN		\$3,024,240.56		
TIR		17.108%		
TIRM		13.689%		
PR Simple		6.48		

Tabla 4.11 - Estimación de Flujos de Efectivo del análisis económico del Proyecto

Fuente: Elaboración propia

En la Tabla 4.12 se muestran los datos del análisis económico y resultados del mismo:

Datos	Caso Base	Análisis del Resultado	Análisis de los criterios Generales de Aceptación	Resultado Final
TREMA	12%	$TREMA < TIRM < TIR$	La TREMA debe de ser mayor que la TIR y la TIRM por lo tanto este cumple con el criterio para hacer Viable el proyecto.	Los resultados del análisis económico dan como resultado un Proyecto Viable , ya que cumple con los indicadores de rentabilidad para determinar la viabilidad de este, siendo atractivo para el inversionista.
VPN en 2015	\$694,356.32	> 0	Al ser un resultado positivo de la VPN, cumple con los criterios de aceptación, así que se Acepta el Proyecto	
AE	\$88,530.41	Positiva	La AE nos resulta con un valor positivo, por lo que el proyecto se Acepta .	
B/C	1.298	> 1	B/C nos da un valor mucho mayor a 1, y en base a los criterios generales de aceptación se Acepta el proyecto.	
TIR	17.11%	> TREMA	Cumple con los criterios de aceptación del proyecto, ya que la TIR tiene un porcentaje mayor al de la TREMA.	

Datos	Caso Base	Análisis del Resultado	Análisis de los criterios Generales de Aceptación	Resultado Final
TIRM	13.69%	> TREMA	Mismo caso que la TIR, se cumple con los criterios de aceptación del proyecto, ya que la TIRM tiene un porcentaje mayor al de la TREMA.	
PR Simple	6.48	-	El Periodo de Recuperación resultado atractivo al inversionista.	

Tabla 4.12 - Estimación del Resumen del análisis económico del Proyecto

Fuente: Elaboración propia

Al ver el PR comparado con el tiempo de vida del proyecto (25 años por garantía del fabricante) se muestra que puede ser atractivo para el inversionista, ya que el periodo es aproximadamente la cuarta parte del periodo de vida del proyecto.

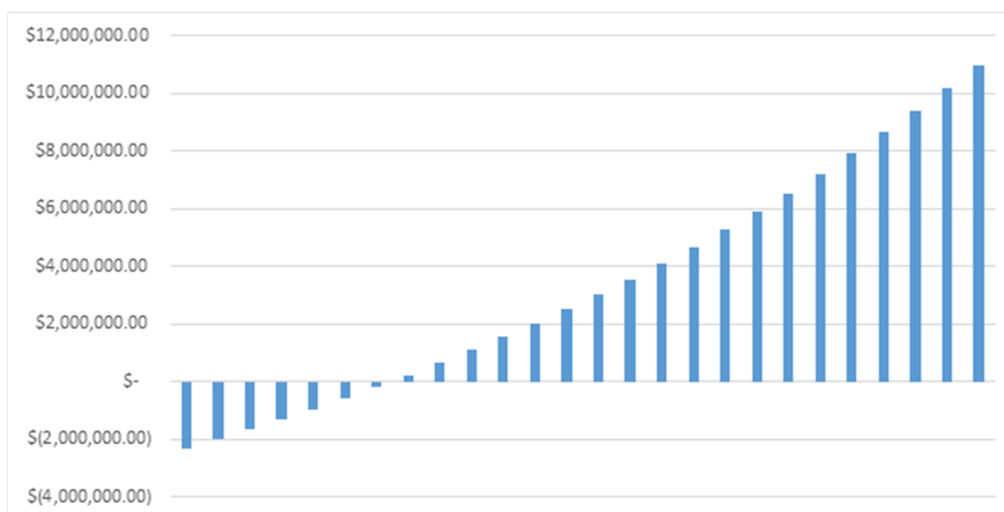


Figura 4.1 - Estimación gráfica del Periodo de Recuperación del Proyecto con el analisis economico

Fuente: Elaboración propia

Sensibilidad Económica

Para el estudio de la sensibilidad económica del proyecto se realizarán variaciones en algunos parámetros que representen diferentes escenarios para demostrar la viabilidad

del proyecto, en este caso se verán afectadas la tasa de inversión y la variación de la inversión inicial del proyecto. Todos los datos se muestran en la Tabla 4.13:

Datos	Caso Base	Aumento de la Tasa de Inversión 5%	Decremento de la Tasa de Inversión 5%	Aumento de la Inversión Inicial 20%	Decremento de la Inversión Inicial 20%
TREMA	12%	17%	7%	12%	12%
VPN en 2015	\$694,356.32	-\$324,531.36	\$2,752,408.06	\$228,379	\$1,160,333
AE	\$88,530.41	-\$56,281.34	\$236,186	\$29,118	\$147,942
B/C	1.298	0.861	2.180	1.082	1.623
TIR	17.108%	17.108%	17.108%	14.457%	20.891%
TIRM	13.689%	17.033%	10.690%	12.863%	14.708%
PR Simple	6.48	6.48	6.48	7.59	5.31

Tabla 4.13 - Estimación de la Sensibilidad Economica en los diferentes Escenarios

Fuente: Elaboración propia

De esta tabla se obtiene la siguiente información:

Datos	Caso Base	Aumento de la Tasa de Inversión 5%	Análisis del Resultado	Análisis de los criterios Generales de Aceptación	Resultado Final
TREMA	12%	17%	$<TIRM < TIR$	La TREMA debe de ser mayor que la TIR y la TIRM por lo tanto con el aumento del 5% este cumple con el criterio para hacer viable el proyecto, aunque con un porcentaje mínimo de los pautas establecidas	En este escenario de la Sensibilidad económica da como resultado un Proyecto no Viable, ya que no cumple con los indicadores mínimos de rentabilidad para determinar la viabilidad de este.
VPN en 2015	\$694,356.32	-\$324,531.36	< 0	Al ser un resultado negativo en la VPN, por lo tanto no cumple con los criterios de aceptación, así que se rechaza el Proyecto	

Datos	Caso Base	Aumento de la Tasa de Inversión 5%	Análisis del Resultado	Análisis de los criterios Generales de Aceptación	Resultado Final
AE	\$88,530.41	-\$56,281.34	Negativo	Al igual que la VPN el resultado es negativo y también se considera que no cumple con los criterios de aceptación por lo tanto se rechaza el Proyecto	
B/C	1.298	0.861	< 1	Mismo resultado que los anteriores, se rechaza el proyecto al no cumplir con los criterios de aceptación	
TIR	17.11%	17.11%	> TREMA	Cumple con los criterios de aceptación del proyecto, ya que la TIR tiene un porcentaje mayor al de la TREMA, aunque con un porcentaje mínimamente arriba	
TIRM	13.69%	17.03%	> TREMA	Mismo caso que la TIR, se cumple con los criterios de aceptación del proyecto, ya que la TIRM tiene un porcentaje mayor al de la TREMA, aunque con un porcentaje mínimamente arriba	
PR Simple	6.48	6.48	-	El Periodo de Recuperación continua siendo atractivo al inversionista.	

Tabla 4.14 - Estimación de la Sensibilidad Económica, Escenario 1

Fuente: Elaboración propia

Datos	Caso Base	Decremento de la Tasa de Inversión 5%	Análisis del Resultado	Análisis de los criterios Generales de Aceptación	Resultado Final
TREMA	12%	7%	$<TIRM < TIR$	La TREMA debe de ser mayor que la TIR y la TIRM por lo tanto con el decremento del 5% este cumple con el criterio para hacer Viable el proyecto.	En este escenario de la Sensibilidad económica da como resultado un Proyecto Viable , ya que cumple con los Indicadores de rentabilidad para determinar la viabilidad de este.
VPN en 2015	\$694,356.32	\$2,752,408.06	> 0	La VPN tiene un valor positivo, por lo tanto cumple con los criterios de aceptación, así que se Acepta el Proyecto	
AE	\$88,530.41	\$236,186	Positivo	La AE nos resulta con un valor positivo, por lo que el proyecto se Acepta .	
B/C	1.298	2.180	> 1	B/C nos da un valor mucho mayor a 1, y en base a los criterios generales de aceptación se Acepta el proyecto.	
TIR	17.11%	17.108%	$> TREMA$	Cumple con los criterios de aceptación del proyecto, ya que la TIR tiene un porcentaje mayor al de la TREMA.	
TIRM	13.69%	10.690%	$> TREMA$	Mismo caso que la TIR, se cumple con los criterios de aceptación del proyecto, ya que la TIRM tiene un porcentaje mayor al de la TREMA.	
PR Simple	6.48	6.48	-	El Periodo de recuperación continua siendo atractivo al inversionista.	

Tabla 4.15- Estimación de la Sensibilidad Economica, Escenario 2

Fuente: Elaboración propia



Datos	Caso Base	Aumento de la Inversión Inicial en un 20%	Análisis del Resultado	Análisis de los criterios Generales de Aceptación	Resultado Final
TREMA	12%	12%	$<TIRM < TIR$	La TREMA debe de ser mayor que la TIR y la TIRM, aunque no se modificó la TREMA comparada con el caso Base, se cumple con el criterio para hacer Viable el proyecto.	En este escenario de la Sensibilidad económica da como resultado un Proyecto Viable , ya que cumple con los Indicadores de rentabilidad para determinar la viabilidad de este, pese al incremento de la inversión inicial.
VPN en 2015	\$694,356.32	\$228,379	> 0	La VPN tiene un valor positivo, por lo tanto cumple con los criterios de aceptación, así que se Acepta el Proyecto	
AE	\$88,530.41	\$29,118	Positivo	La AE resulta con un valor positivo, por lo que el proyecto se Acepta .	
B/C	1.298	1.082	> 1	B/C nos da un valor mucho mayor a 1, y en base a los criterios generales de aceptación se Acepta el proyecto.	
TIR	17.11%	14.457%	$> TREMA$	Cumple con los criterios de aceptación del proyecto, ya que la TIR tiene un porcentaje mayor al de la TREMA.	
TIRM	13.69%	12.863%	$> TREMA$	Mismo caso que la TIR, se cumple con los criterios de aceptación del proyecto, ya que la TIRM tiene un porcentaje mayor al de la TREMA.	
PR Simple	6.48	7.59	-	El Periodo de Recuperación continua siendo atractivo al inversionista aunque aumento 1 año más comparada con el caso base.	

Tabla 4.16- Estimación de la Sensibilidad Economica, Escenario 3

Fuente: Elaboración propia

Datos	Caso Base	Decremento de la Inversión Inicial en un 20%	Análisis del Resultado	Análisis de los criterios Generales de Aceptación	Resultado Final
TREMA	12%	12%	$<TIRM < TIR$	La TREMA debe de ser mayor que la TIR y la TIRM, aunque no se modificó la TREMA comparada con el caso Base, se cumple con el criterio para hacer Viable el proyecto.	En este escenario de la Sensibilidad económica da como resultado un Proyecto Viable , ya que cumple con los Indicadores de rentabilidad para determinar la viabilidad de este y se vuelve mucho más atractivo al inversionista al reducir la inversión inicial.
VPN en 2015	\$694,356.32	\$1,160,333	> 0	La VPN tiene un valor positivo, por lo tanto cumple con los criterios de aceptación, así que se Acepta el Proyecto	
AE	\$88,530.41	\$147,942	Positivo	La AE resulta con un valor positivo, por lo que el proyecto se Acepta .	
B/C	1.298	1.623	> 1	B/C da un valor mucho mayor a 1, y en base a los criterios generales de aceptación se Acepta el proyecto.	
TIR	17.11%	20.891%	$> TREMA$	Cumple con los criterios de aceptación del proyecto, ya que la TIR tiene un porcentaje mayor al de la TREMA.	
TIRM	13.69%	14.708%	$> TREMA$	Mismo caso que la TIR, se cumple con los criterios de aceptación del proyecto, ya que la TIRM tiene un porcentaje mayor al de la TREMA.	
PR Simple	6.48	5.31	-	El Periodo de Recuperación es mucho más atractivo para el inversionista, ya que la recuperación de la inversión del proyecto disminuye un poco más de un año en comparación al caso base	

Tabla 4.17- Estimación de la Sensibilidad Economica, Escenario 4

Fuente: Elaboración propia



Análisis financiero del proyecto

Para realizar el análisis financiero, Se ejemplifica seleccionando un esquema de pagos iguales para amortizar el crédito, un esquema crediticio tipo fomento (como los que otorga el FIDE²⁷), se tomará el ingreso total del proyecto que indicará justo el ahorro económico que se obtiene anualmente al implementar el SFV en el edificio analizado:

Ingreso Total Año 1 (Abril 2014 - Marzo 2015): \$324,211.00

De nuevo se tomará en cuenta la inflación anual del 3.89% para realizar los cálculos. Para realizar los análisis año por año se tomaran los siguientes datos:

- TREMA del 12%, la cual es considerada normalmente para los proyectos de CFE
- Tasa de Intereses del 9%, cifra considerada para los financiamientos de proyectos tipo FIDE
- Apalancamiento en un 70%
- Los pagos fijos para el proyecto en 6 anualidades
- Los intereses que se generan año con año respecto a los pagos realizados
- La Amortización

En la Tabla 4.18 se muestran los cálculos realizados para la obtención del análisis financiero.

²⁷SIGNIFICADO

Análisis Financiero							
Inv. Inicial Propia 30.0%		\$698,965.27	Apalancamiento		70%	\$1,630,918.97	
Tasa de Interés 9%		Inversión Inicial		-\$2,329,884.24			
n	Intereses	Pago fijo anual	Amortización	Saldo	Ingreso Neto anual	Flujo Neto con pagos F	Resultado Neto Anual
0				\$1,630,918.97	\$0.00	-\$698,965.27	\$0.00
1	\$146,782.71	\$363,564.10	\$216,781.40	\$1,414,137.57	\$324,211.00	-\$738,318.38	-\$39,353.10
2	\$127,272.38	\$363,564.10	\$236,291.72	\$1,177,845.85	\$336,822.81	-\$765,059.67	-\$26,741.30
3	\$106,006.13	\$363,564.10	\$257,557.98	\$920,287.87	\$349,925.22	-\$778,698.56	-\$13,638.89
4	\$82,825.91	\$363,564.10	\$280,738.19	\$639,549.68	\$363,537.31	-\$778,725.36	-\$26.80
5	\$57,559.47	\$363,564.10	\$306,004.63	\$333,545.05	\$377,678.91	-\$764,610.55	\$14,114.80
6	\$30,019.05	\$363,564.10	\$333,545.05	\$0.00	\$392,370.62	-\$735,804.04	\$28,806.51
7					\$407,633.83	-\$328,170.20	\$407,633.83
8					\$423,490.79	\$95,320.59	\$423,490.79
9					\$439,964.58	\$535,285.17	\$439,964.58
10					\$457,079.20	\$992,364.37	\$457,079.20
11					\$474,859.58	\$1,467,223.96	\$474,859.58
12					\$493,331.62	\$1,960,555.58	\$493,331.62
13					\$512,522.22	\$2,473,077.80	\$512,522.22
14					\$532,459.34	\$3,005,537.14	\$532,459.34
15					\$553,172.01	\$3,558,709.14	\$553,172.01
16					\$574,690.40	\$4,133,399.54	\$574,690.40
17					\$597,045.85	\$4,730,445.39	\$597,045.85
18					\$620,270.94	\$5,350,716.33	\$620,270.94
19					\$644,399.48	\$5,995,115.81	\$644,399.48
20					\$669,466.62	\$6,664,582.42	\$669,466.62
21					\$695,508.87	\$7,360,091.29	\$695,508.87
22					\$722,564.16	\$8,082,655.45	\$722,564.16
23					\$750,671.91	\$8,833,327.36	\$750,671.91



Análisis Financiero							
Inv. Inicial Propia 30.0%		\$698,965.27	Apalancamiento		70%	\$1,630,918.97	
Tasa de Interés 9%		Inversión Inicial		-\$2,329,884.24			
n	Intereses	Pago fijo anual	Amortización	Saldo	Ingreso Neto anual	Flujo Neto con pagos F	Resultado Neto Anual
24					\$779,873.04	\$9,613,200.40	\$779,873.04
25					\$810,210.11	\$10,423,410.51	\$810,210.11
TREMA							12%
VPN							\$1,689,633.31
TIR							20.646%
TIRM							16.336%
PR Simple							8.78

Tabla 4.18- Estimación del Análisis Financiero del Proyecto

Fuente: Elaboración propia

A continuación se muestra el resumen de los datos obtenidos la Tabla 4.18 del análisis financiero:

Datos	Caso Base	Análisis del Resultado	Análisis de los criterios Generales de Aceptación	Resultado Final
TREMA	12%	$TREMA < TIRM < TIR$	La TREMA debe de ser mayor que la TIR y la TIRM por lo tanto este cumple con el criterio para hacer Viable el proyecto,	Los resultados del análisis financiero da como resultado un Proyecto Viable , ya que cumple con los Indicadores de rentabilidad para determinar la viabilidad de este, siendo atractivo para el inversionista.
VPN en 2015	\$990,668.04	> 0	Al ser un resultado positivo de la VPN, cumple con los criterios de aceptación, así que se Acepta el Proyecto	
AE	\$126,310.14	Positiva	La AE resulta con un valor positivo, por lo que el proyecto se Acepta .	
B/C	2.417	> 1	B/C da un valor mucho mayor a 1, y en base a los criterios generales de aceptación se Acepta el proyecto.	
TIR	20.646%	> TREMA	Cumple con los criterios de aceptación del proyecto, ya que la TIR tiene un porcentaje mayor al de la TREMA.	
TIRM	16.336%	> TREMA	Mismo caso que la TIR, se cumple con los criterios de aceptación del proyecto, ya que la TIRM tiene un porcentaje mayor al de la TREMA.	
PR Simple	8.78	-	El Periodo de Recuperación resultado puede ser no tan atractivo al inversionista, sin embargo esta dentro de 1/3 del periodo de vida del proyecto	

Tabla 4.19 - Estimación del Resumen del análisis financiero del Proyecto

Fuente: Elaboración propia

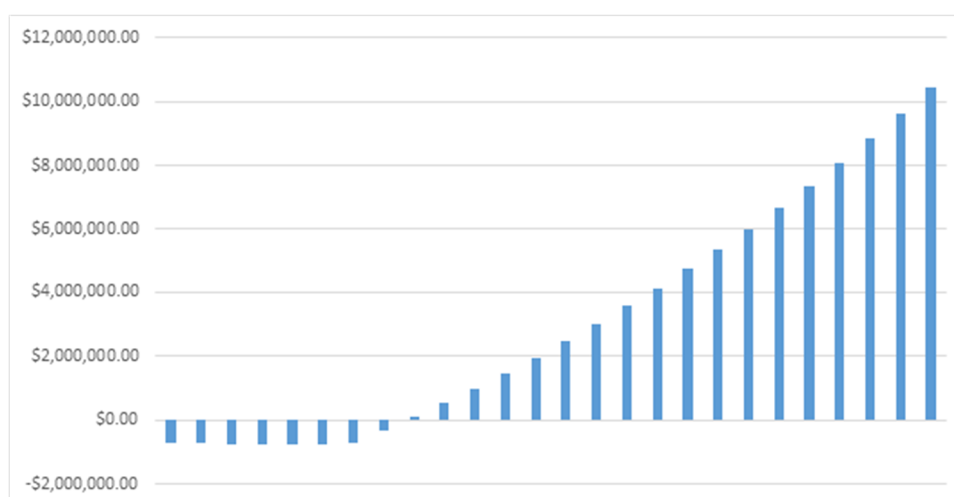


Figura 4.2 - Estimación gráfica del Periodo de Recuperación del Proyecto con el analisis Financiero

Fuente: Elaboración propia

Sensibilidad Financiera

Para el estudio de la sensibilidad financiera del proyecto se realizarán variaciones en algunos parámetros que representen diferentes escenarios para demostrar la viabilidad del proyecto, en este caso se verán afectados el apalancamiento y la tasa de intereses, además la TREMA se mantuvo constante con el 12%. Todos los datos se muestran en la Tabla 4.20:

Datos	Caso Base	Con un apalancamiento de 80%	Con un apalancamiento de 50%	Con una tasa de Interés del 25%	Con una tasa de Interés del 6%
TREMA	12%	12%	12%	12%	12%
VPN en 2015	\$990,668.04	\$1,032,998.28	\$906,007.55	\$296,783.46	\$1,107,755.54
AE	\$126,310.14	\$131,707.25	\$115,515.93	\$37,839.88	\$141,238.80
B/C	2.417	3.217	1.778	1.425	2.585
TIR	20.646%	21.605%	19.236%	14.287%	22.134%
TIRM	16.336%	16.815%	15.128%	13.234%	16.840%
PR Simple	8.78	7.96	7.48	10.32	7.35

Tabla 4.20- Estimación de la Sensibilidad financiera en los diferentes escenarios

Fuente: Elaboración propia

De la tabla 4.20 se obtiene la siguiente información:

Datos	Caso Base	Con un apalancamiento de 80%	Análisis del Resultado	Análisis de los criterios Generales de Aceptación	Resultado Final
TREMA	12%	12%	$<TIRM < TIR$	La TREMA debe de ser mayor que la TIR y la TIRM, aunque no se modificó la TREMA comparada con el caso Base, se cumple con el criterio para hacer Viable el proyecto.	En este escenario de la Sensibilidad económica da como resultado un Proyecto Viable , ya que cumple con los Indicadores de rentabilidad para determinar la viabilidad de este y se vuelve mucho más atractivo al inversionista al reducir el periodo de recuperación.
VPN en 2015	\$990,668.04	\$1,032,998.28	> 0	La VPN tiene un valor positivo, por lo tanto cumple con los criterios de aceptación, así que se Acepta el Proyecto	
AE	\$126,310.14	\$131,707.25	Positivo	La AE nos resulta con un valor positivo, por lo que el proyecto se Acepta .	
B/C	2.417	3.217	> 1	B/C da un valor mucho mayor a 1, y en base a los criterios generales de aceptación se Acepta el proyecto.	
TIR	20.646%	21.605%	$> TREMA$	Cumple con los criterios de aceptación del proyecto, ya que la TIR tiene un porcentaje mayor al de la TREMA.	
Datos	Caso Base	Con un apalancamiento de 80%	Análisis del Resultado	Análisis de los criterios Generales de Aceptación	Resultado Final
TIRM	16.336%	16.815%	$> TREMA$	Cumple con los criterios de aceptación del proyecto, ya que la TIRM tiene un porcentaje mayor al de la TREMA.	
PR Simple	8.78	7.96	-	El Periodo de Recuperación es mucho más atractivo para el inversionista, ya que la recuperación de la inversión del proyecto disminuye un poco menos de un año en comparación al caso base	

Tabla 4.21 - Estimación de la Sensibilidad Financiera, Escenario 1

Fuente: Elaboración propia

Datos	Caso Base	Con un apalancamiento de 50%	Análisis del Resultado	Análisis de los criterios Generales de Aceptación	Resultado Final
TREMA	12%	12%	<TIRM<TIR	La TREMA debe de ser mayor que la TIR y la TIRM, aunque no se modificó la TREMA comparada con el caso Base, se cumple con el criterio para hacer Viable el proyecto.	En este escenario de la Sensibilidad económica nos da como resultado un Proyecto Viable , ya que cumple con los Indicadores de rentabilidad para determinar la viabilidad de este y se vuelve mucho más atractivo al inversionista al reducir el periodo de recuperación.
VPN en 2015	\$990,668.04	\$906,007.55	> 0	La VPN tiene un valor positivo, por lo tanto cumple con los criterios de aceptación, así que se Acepta el Proyecto	
AE	\$126,310.14	\$115,515.93	Positivo	La AE resulta con un valor positivo, por lo que el proyecto se Acepta .	
B/C	2.417	1.778	>1	B/C da un valor mucho mayor a 1, y en base a los criterios generales de aceptación se Acepta el proyecto.	
TIR	20.646%	19.236%	>TREMA	Cumple con los criterios de aceptación del proyecto, ya que la TIR tiene un porcentaje mayor al de la TREMA.	
TIRM	16.336%	15.128%	>TREMA	Cumple con los criterios de aceptación del proyecto, ya que la TIRM tiene un porcentaje mayor al de la TREMA.	
PR Simple	8.78	7.48	-	El Periodo de Recuperación es mucho más atractivo para el inversionista, ya que la recuperación de la inversión del proyecto disminuye un poco menos de un año en comparación al caso base	

Tabla 4.22 - Estimación de la Sensibilidad Financiera, Escenario 2

Fuente: Elaboración propia

Datos	Caso Base	Con una tasa de interés del 25%	Análisis del Resultado	Análisis de los criterios Generales de Aceptación	Resultado Final
TREMA	12%	12%	<TIRM<TIR	La TREMA debe de ser mayor que la TIR y la TIRM, aunque no se modificó la TREMA comparada con el caso Base, se	En este escenario de la Sensibilidad

				cumple con el criterio para hacer Viable el proyecto.	económica nos da como resultado un Proyecto Viable , ya que cumple con los Indicadores de rentabilidad para determinar la viabilidad de este y se vuelve mucho menos atractivo al inversionista al aumentar el periodo de recuperación
VPN en 2015	\$990,668.04	\$296,783.46	> 0	La VPN tiene un valor positivo, por lo tanto cumple con los criterios de aceptación, así que se Acepta el Proyecto	
AE	\$126,310.14	\$37,839.88	Positivo	La AE nos resulta con un valor positivo, por lo que el proyecto se Acepta .	
B/C	2.417	1.425	> 1	B/C nos da un valor mucho mayor a 1, y en base a los criterios generales de aceptación se Acepta el proyecto.	
TIR	20.646%	14.287%	> TREMA	Cumple con los criterios de aceptación del proyecto, ya que la TIR tiene un porcentaje mayor al de la TREMA.	
TIRM	16.336%	13.234%	> TREMA	Cumple con los criterios de aceptación del proyecto, ya que la TIRM tiene un porcentaje mayor al de la TREMA.	
PR Simple	8.78	10.32	-	El Periodo de Recuperación es menos atractivo para el inversionista, ya que la recuperación de la inversión del proyecto aumenta un poco más de dos años en comparación al caso base	

Tabla 4.23 - Estimación de la Sensibilidad Financiera, Escenario 3

Fuente: Elaboración propia

Datos	Caso Base	Con una tasa de interés del 6%	Análisis del Resultado	Análisis de los criterios Generales de Aceptación	Resultado Final
TREMA	12%	12%	<TIRM<TIR	La TREMA debe de ser mayor que la TIR y la TIRM, aunque no se modificó la TREMA comparada con el caso Base, se cumple con el criterio para hacer Viable el proyecto.	En este escenario de la Sensibilidad económica nos da como resultado un Proyecto Viable , ya que cumple
VPN en 2015	\$990,668.04	\$1,107,755.54	> 0	La VPN tiene un valor positivo, por lo tanto cumple con los criterios de aceptación, así que se Acepta el Proyecto	

AE	\$126,310.14	\$141,238.80	Positivo	La AE nos resulta con un valor positivo, por lo que el proyecto se Acepta .	con los Indicadores de rentabilidad para determinar la viabilidad de este y se vuelve mucho más atractivo al inversionista al reducir el periodo de recuperación.
B/C	2.417	2.585	> 1	B/C nos da un valor mucho mayor a 1, y en base a los criterios generales de aceptación se Acepta el proyecto.	
TIR	20.646%	22.134%	> TREMA	Cumple con los criterios de aceptación del proyecto, ya que la TIR tiene un porcentaje mayor al de la TREMA.	
TIRM	16.336%	16.840%	> TREMA	Cumple con los criterios de aceptación del proyecto, ya que la TIRM tiene un porcentaje mayor al de la TREMA.	
PR Simple	8.78	7.35	-	El Periodo de Recuperación es mucho más atractivo para el inversionista, ya que la recuperación de la inversión del proyecto disminuye un poco menos de un año en comparación al caso base	

Tabla 4.24 - Estimación de la Sensibilidad Financiera, Escenario 4

Fuente: Elaboración propia

4.3 Consideraciones Ambientales

Como se vio en el punto 1.2, los combustibles fósiles son y seguirán siendo la principal fuente de energía. Sin embargo, el impacto ambiental por la emisión de gases del efecto invernadero como consecuencia de su combustión, puede limitar su utilización en el futuro.

Ahora se hará la evaluación de la energía desplazada, que sin el proyecto fotovoltaico se tendría que generar utilizando combustibles fósiles, y las emisiones evitadas equivalentes de CO₂.

4.3.1 Línea base y estimación de reducción de emisiones

En la tabla 4.25 se muestran los datos que se necesitan para hacer la evaluación de la energía desplazada.

Potencia nominal total del proyecto	106.20	KW eléctricos
Generación del proyecto (estimada)	222,595.00	kWh anual
Contenido de carbón en el gas natural	15.30	Tc/TJ
Factor de C a CO ₂	3.667	CO ₂ /C
Equivalente energético del MWh a TJ	0.003601	TJ/MWh
Consumo anual total de energía del proyecto	222.6	MWh eléctricos/año
Consumo anual total de energía del proyecto	0.00	MWh combustible/año
Emisiones anuales equivalentes del proyecto fotovoltaico	0.00	tCO ₂ /año
Emisiones anuales reducidas equivalentes del proyecto en la red eléctrica	130.00	tCO ₂ /año

Tabla 4.25 - Datos de generación eléctrica para calcular las emisiones evitadas

Fuente: Elaboración propia

La potencia nominal del proyecto no es la obtenida en el punto 3.5.2, ya que esa se utilizó de base para cubrir el consumo de 35.99 [kWh], con lo que resultaban 349 módulos fotovoltaicos; pero como se utilizarán 360 módulos en el proyecto la capacidad del sistema se obtiene con la siguiente ecuación:

Ecuación 4.7

$$\text{Capacidad del sistema} = \text{No. módulos} \times \text{Capacidad del módulo}$$

Por lo tanto:

$$\text{Capacidad del sistema} = 360 \times 0.295[\text{kW}]$$

$$\text{Capacidad del sistema} = 106.2[\text{kW}]$$

Las emisiones anuales reducidas equivalentes²⁸ del proyecto en la red eléctrica se obtienen en el siguiente punto.

²⁸En base a la metodología aprobada por el MDL, para el proyecto “El Gallo Hidroelectric”, en México.

4.3.2 Formulación de línea base de emisiones

En la siguiente tabla se muestran los datos necesarios y las consideraciones para obtener las emisiones evitadas tomando como base la generación de energía con gas natural y usando valores ya usados en proyectos similares y con aprobación de la MDL. (Mecanismo de Desarrollo Limpio).

Energía eléctrica a desplazar de la red pública	222.60	MWh eléctricos/año
Índice de emisión de CO2 equivalente de la red pública	0.764	Antes de 2001
Se toma el valor usado en la metodología aprobada del proyecto El Gallo Hydroelectric Project , y retomado por el proyecto la Costeña-Jugomex	0.404	Después del 2001
Promedio	0.584	tCO2/MWh
Emisiones de CO2 desplazadas de la red pública equivalentes	130.00	tCO2/año
Total de Emisiones en la línea Base	130.00	tCO2/año

Tabla 4.26 - Cálculo de las emisiones evitadas con el proyecto fotovoltaico

Fuente: Elaboración propia

4.3.3 Emisiones Evitadas

A continuación se hace el resumen de las posibles reducciones de emisiones de CO2 al año 2020.

tCO2/año	EMISIONES EVITADAS DURANTE EL PERIODO DE 6 AÑOS					
LINEA BASE	130.00	259.99	389.99	519.98	649.98	779.97
PROYECTO	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
REDUCCIÓN	130.00	259.99	389.00	519.98	649.98	779.97
AÑO	2015	2016	2017	2018	2019	2020
No.	1	2	3	4	5	6

Tabla 4.27 - Resumen de emisiones evitadas durante el periodo de acreditación

Fuente: Elaboración propia

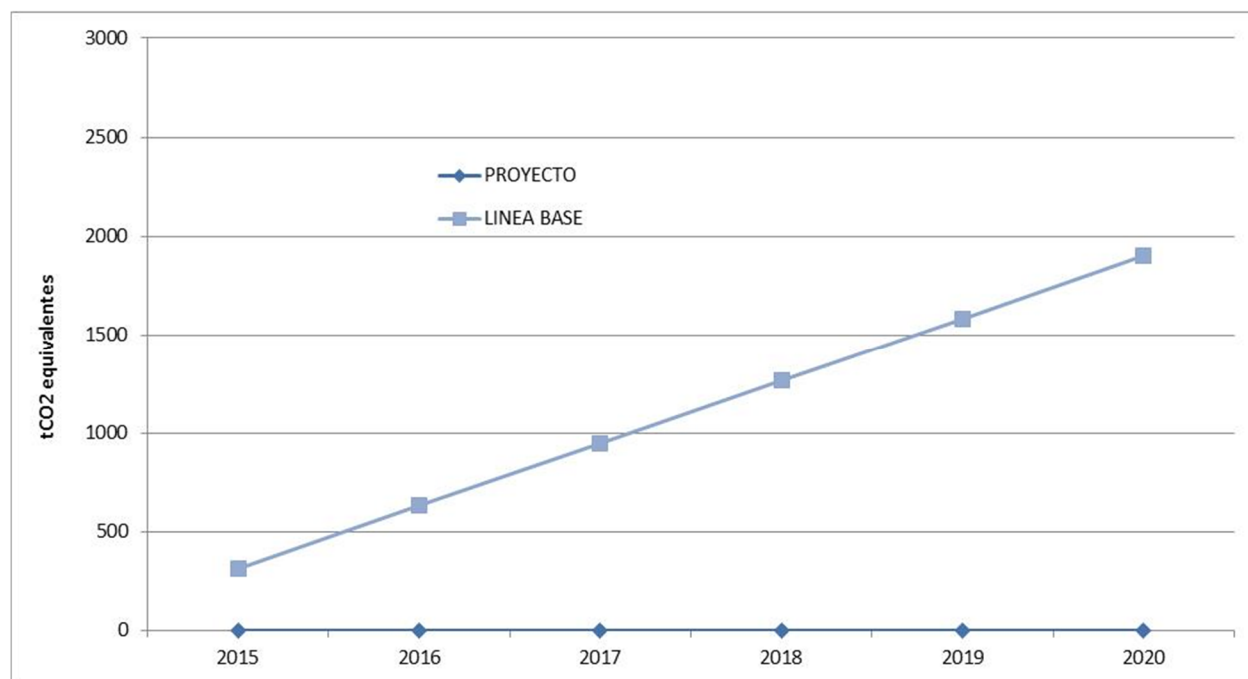


Figura 4.3 - Toneladas de CO₂ evitadas por el proyecto fotovoltaico

Fuente: Elaboración propia

En la siguiente tabla se visualiza como el proyecto fotovoltaico (curva de línea proyecto) no realiza emisiones de CO₂. Y la curva de línea base muestra las emisiones que de otra forma (energía fósil) se emitirían para generar la energía eléctrica que produce el SFV. La operación del SFV desplaza energía de la red generada con combustible fósil que si emite CO₂ equivalente.

4.3.4 Posibles Ingresos Económicos

Por último la siguiente tabla muestra un posible²⁹ ingreso por emisiones evitadas.

²⁹ Sujeto a la obtención de un certificado de reducción de emisiones (adicionalidad del proyecto) expedido por el MDL, su venta en el mercado de bonos de carbón, y a la vigencia del MDL durante la vida útil del proyecto.



Año	Ingresos emisiones	Valor US\$/tCO2	Ingreso al año
2015	129.996	\$ 6.00	\$10,919.64
2016	129.996	\$ 6.00	\$10,919.64
2017	129.996	\$ 6.00	\$10,919.64
2018	129.996	\$ 6.00	\$10,919.64
2019	129.996	\$ 6.00	\$10,919.64
2020	129.996	\$ 6.00	\$10,919.64
			\$65,517.82

Tabla 4.28 - Emisiones acumuladas evitadas por el proyecto fotovoltaico

Fuente: Elaboración propia

Conclusión

Al igual que en el capítulo 3, se tuvo que utilizar el programa Geosol como apoyo para hacer una serie de cálculos. Los datos obtenidos sirvieron para observar de una manera aproximada el consumo y generación de energía anual.

Como el objetivo de este capítulo fue el de realizar un estudio económico-financiero para determinar si el proyecto es viable o no para ser implementado, se estimaron y se compararon consumos de energía considerando el proyecto implementado y también sin considerar éste. Como se sabe un buen análisis de un proyecto de inversión se tiene que basar en este tipo de comparaciones.

Aplicando toda la teoría revisada en el capítulo 1 se obtuvieron los datos de la facturación eléctrica para determinar un estimado de ahorro que se obtendría con la implementación del SFV. Se tuvo que hacer el cálculo usando las tarifas publicadas en la página de CFE y considerando las de Abril de 2013 hasta el mes actual (Marzo 2014).

Los resultados obtenidos del análisis económico indican que el proyecto es viable económicamente, esto se determinó porque considerando una TREMA del 12% se obtuvo una relación BC mayor a 1, un VPN mayor a 0 y una AE positiva. Además se



cumple con la siguiente regla $TREMA < TIRM < TIR$. Y si a todo lo anterior se agrega que el resultado del PR corresponde al 25.92% del tiempo de vida del proyecto esto refuerza lo inicialmente mencionado.

Además de realizar el análisis económico se llevó a cabo un análisis de sensibilidad económica, para este estudio se variaron algunos parámetros arrojando como resultado que si se aumenta la TREMA, el proyecto ya no es viable, pero si se reduce, se aumenta o disminuye la inversión, el proyecto sigue siendo viable.

También se consideró un análisis financiero, en el cual se involucraron más parámetros para realizar las estimaciones de cálculos y determinar si con dichas consideraciones o variables el proyecto resulta viable. Al igual que el análisis económico, este análisis arrojó que el proyecto es viable hablando financieramente. Se manejó una TREMA del 12% y los indicadores de rentabilidad resultaron óptimos, la única diferencia en este análisis fue el PR, ya que aquí resulta un PR mayor, el cual corresponde al 35.12% del tiempo de vida del proyecto, es decir, el inversionista tardará más tiempo en recuperar su inversión que se podría considerar una desventaja, pero la ventaja es que la relación BC es casi del doble, así que como se puede ver, el proyecto sigue siendo viable.

Así como se realizó un estudio de sensibilidad económica, también se realizó uno para el aspecto financiero, como en este sentido se consideraron otros parámetros, dichos parámetros fueron los que se variaron, dando como resultado que el proyecto sigue siendo viable.

Como se puede observar de todo el análisis tanto económico como financiero que se realizó, el proyecto solo no resulta ser viable en un caso, el cual es cuando la TREMA es igual al 17%, entonces la TREMA que se está considerando del 12% es óptima.

En la parte ambiental existen una serie de beneficios y ventajas que hacen atractivo este proyecto, una de ellas es la clara disminución de gases de efecto invernadero beneficiando de manera directa al medio ambiente. Otra es que resulta ser más barata la generación de energía obteniendo así un ahorro. Y de manera indirecta, contribuye a la salud de las vías respiratorias de las personas que son sensibles a tanta contaminación.



Conclusiones Generales

Actualmente en el mundo, el gran monstruo de la generación de energía eléctrica mediante Sistemas fotovoltaicos es la Unión Europea contando con casi 80,000 Mega-Volts, dato publicado por la entidad conocida como “EurObserv'er” en su último informe anual fotovoltaico, mientras que por su parte el FIDE informó que en agosto del 2013, México tenía 105 proyectos, los cuales seguramente no generan la misma cantidad de Volts.

Es deprimente ver como en México a pesar de que se tiene mucha riqueza natural no se aprovecha para generar energía eléctrica. México cuenta con un extenso surtido en fuentes de energía renovable, las cuales utilizadas como se debe, darían un crecimiento económico impresionante. Es cierto que tal vez no se cuente con toda la tecnología necesaria para explotar este tipo de energía, pero desde este punto de vista, parece que el gobierno no tiene interés en este ámbito.

Si el gobierno o las autoridades correspondientes inyectaran más recursos económicos y crearan instituciones encargadas de evaluar y realizar proyectos realmente ambiciosos en este rubro, la economía y el medio ambiente serían totalmente diferentes, México tendría más oportunidad de crecimiento económico y, por qué no, una cultura medio ambiental mejor.

Este país entre todos los problemas que tiene (corrupción, mal gobierno, secuestros, etc.), tres de los muchos que afecta al medio ambiente son: la contaminación, el mal uso de la energía eléctrica y la renuencia de los habitantes a usar nuevos “métodos” de generación de energía eléctrica.

La contaminación ambiental en México (y en el mundo) se debe a una mala educación que evidentemente viene desde la casa, es tan común ver en la calle que la gente tira la basura cuando va caminando, la deja caer desde los carros o simplemente hacen basureros en cualquier esquina. Este país necesita primero terminar primero con esa “mala educación” para después así poder inculcar el buen hábito del ahorro de energía, la gente está mal acostumbrada a desperdiciar la energía eléctrica, deja luces y/o



aparatos encendidos, no utiliza aparatos con “ahorro de energía”, esto tal vez hasta cierto punto sea comprensible ya que los aparatos con este tipo de tecnología son caros, entonces la gente piensa que todo lo “nuevo” es caro y por ese motivo se reusa a los cambios de generación eléctrica, ya que piensa que es más caro y no tiene la certeza de que sea una mejor opción. Esto se vuelve entonces una ventaja para el gobierno, porque la gente no modifica sus hábitos por temor a que sea todo más caro con las nuevas tecnologías y el gobierno aprovecha este temor para no permitir el desarrollo de las mismas.

La finalidad del presente trabajo incluyendo lo que en un principio está considerado como el “Objetivo General” es también el de contribuir con el medio ambiente implementando una solución que provee energía eléctrica sin generar tanta contaminación, además de traer consigo un ahorro económico a los habitantes del edificio.

El área disponible que se tiene en la azotea del edificio para instalar el SFV da como resultado que se pueden conectar hasta 640 módulos, pero en base al autoabastecimiento que se pretende realizar en dicho lugar, basta con instalar 360 módulos y se puede asegurar que son suficientes para cubrir con la demanda de energía eléctrica requerida para las cargas seleccionadas.

Como se observó durante el desarrollo del proyecto se utilizó un SFV conectado a la red, el cual debido al tipo de conexión con el que cuenta, es más correcto llamarlo SFV conectado a la red interna del edificio, la diferencia entre uno y otro es que el primero “regresa” la energía que no utiliza a CFE, en cambio, el segundo la energía que no utiliza la regresa al tablero general TGN.

Al desarrollar un SFV que no está conectado a la red (de CFE), no se tiene que considerar el uso de un medidor bidireccional, ya que este como su nombre lo indica, es un medidor que registra tanto el consumo de energía a CFE como la energía que regresa a CFE y como ya se mencionó la energía se regresará al tablero general “TGN”. Por lo tanto, este proyecto sólo está usando un medidor para llevar un control de la energía generada.



Otro aspecto importante a considerar en la implementación y desarrollo del proyecto, es el uso del inversor, el cual sirve para convertir la corriente continua en corriente alterna y también como una unidad de transferencia, así como de aislamiento galvánico gracias al transformador que ya trae integrado.

En resumen este SFV está constituido por paneles fotovoltaicos policristalinos, un inversor que esta elegido adecuadamente para trabajar con el voltaje requerido, un medidor que tiene la función de reflejar la cantidad de energía demandada, cajas combinadoras y recombinadoras que conectan los paneles al inversor, y por último, un soporte fijo elevado a cierta altura del piso de la azotea que soporta todos los paneles del proyecto.

Como todo proyecto, es de suma importancia hacer evaluaciones económicas que permiten validar que tan viable resulta el proyecto. Las evaluaciones que para este proyecto se hicieron resultaron ser satisfactorias en casi todos los escenarios planteados. De hecho el único escenario que resulto ser no favorable es para cuando la TREMA se considera en un 17% que si bien se analiza, es una TREMA un tanto ambiciosa, entonces fácilmente se puede descartar escenario sin mayores perjuicios para el proyecto y sobre todo para el inversionista.

Si al final del día esta propuesta no hubiera resultado un proyecto no viable (el cual no es el caso), no se considera como una pérdida de tiempo, por el contrario, sería bastante razonable que se usara como base para futuras propuestas y poder así desarrollar algún proyecto en el cual toda la evaluación económica y financiera resultará viable. Ahora bien si no se quiere usar como base, también se tendría que buscar la forma de hacer que por lo menos genere un ahorro considerable para el usuario final y evidentemente una ganancia para el inversionista.



Índice de Figuras

Figura 1.1 - Mapa de Radiación Solar en México	11
Figura 1.2- Efecto Fotoeléctrico	14
Figura 1.3 - Sistema Fotovoltaico Aislado	18
Figura 1.4 - Sistema Fotovoltaico conectado a la red	20
Figura 1.5 - Celda Solar	21
Figura 1.6 - Panel Fotovoltaico	25
Figura 1.7 - Curvas I-V	26
Figura 1.8 - Efecto de la variación de la intensidad radiante sobre la curva i-V	26
Figura 1.9 - Efecto de la variación de la temperatura sobre la curva i-V	27
Figura 2.1 - Mapa de ubicación del inmueble.....	48
Figura 2.2 -Render del edificio	53
Figura 2.3 -Estado actual del edificio	54
Figura 2.4 - Estado actual del edificio y edificios alrededor.....	54
Figura 2.5 - Diagrama unifilar de servicios del edificio	57
Figura 2.6 - Porcentajes de la carga instalada en el edificio	59
Figura 2.7 - Gráfica de demandaeléctrica diaria	60
Figura 2.8- Gráfica de la demanda eléctrica diaria de las cargas de alumbrado y contactos del sistema normal de energía.....	64
Figura 2.9 - Planta arquitectónica del nivel Planta Baja	65



Figura 2.10 - Planta arquitectónica del nivel 15	66
Figura 2.11 - Planta arquitectónica del nivel 20 (azotea)	67
Figura 3.1 - Diagrama unifilar del sistema normal	75
Figura 3.2 - Diagrama unifilar del sistema normal modificado.....	76
Figura 3.3 - Gráfica optimizada de la demanda eléctrica diaria de las cargas que se autoabastecerán.....	79
Figura 3.4 - Módulo fotovoltaico policristalino S72P.....	84
Figura 3.5 - Curva I-V del módulo S72PC.....	84
Figura 3.6 - Estimación de irradiación solar para el 15 de septiembre.....	85
Figura 3.7 - Xantrek GT100-480	89
Figura 3.8 - Dimensiones de la Azotea, dadas en metros.....	91
Figura 3.9 - Dimensiones del módulo S72PC	92
Figura 3.10 - Paneles instalados en la azotea	93
Figura 3.11 - Distancia mínima entre paneles.....	95
Figura 3.12 -Paneles instalados en la azotea considerando la separación mínima entre ellos.....	96
Figura 3.13 - Diagrama del arreglo fotovoltaico por cada caja combinadora de 6 circuitos.....	97
Figura 3.14- Diagrama de conexión de las cajas combinadoras a la caja recombinedora	99
Figura 3.15 - Planta de azotea con la conexión de los elementos del SFV.....	100
Figura 3.16 - Diagrama Unifilar del SFV.....	111



Figura 3.17 - Estructura tipo Gamma para los módulos FV	112
Figura 3.18 -Medidas de la estructura para los módulos FV (vista lateral).....	113
Figura 3.19 - Tornillo de acero	113
Figura 4.1 - Estimación gráfica del Periodo de Recuperación del Proyecto con el analisis economico	141
Figura 4.2 - Estimación gráfica del Periodo de Recuperación del Proyecto con el analisis Financiero.....	151
Figura 4.3 - Toneladas de CO ₂ evitadas por el proyecto fotovoltaico.....	158

Índice de Tablas

Tabla 1.1 - Comparativa entre las tecnologías de Silicio aplicadas a los paneles fotovoltaicos	22
Tabla 1.2 - Emisiones de CO ₂ e en la producción de módulos FV	23
Tabla 1.3 - Emisiones de CO ₂ e globales de una instalación fotovoltaica de 1 kW	24
Tabla 1.4 - Clasificación de la Tarifa Doméstica	38
Tabla 1.5 - Tarifas domésticas y precios del servicio eléctrico al mes de diciembre de 2013	39
Tabla 1.6 - Tarifas comerciales en baja tensión y precios del servicio eléctrico al mes de diciembre de 2013.....	40
Tabla 1.7 - Tarifas comerciales en baja tensión y precios del servicio eléctrico al mes de enero de 2014	42
Tabla 1.8 - Factores de Reducción	44
Tabla 2.1- Carga instalada por tipo de departamento	55
Tabla 2.2 - Resumen de cargas en VA del Sistema Emergencia.....	58
Tabla 2.3 - Resumen de cargas en VA del Sistema Normal	58
Tabla 2.4 - Resumen de cargas	59
Tabla 3.1 - Carga instalada que se podría autoabastecer.....	77
Tabla 3.2 - Optimización de la demanda eléctrica diaria de las cargas que se autoabastecerán.....	79
Tabla 3.3 - Irradiación Solar Horizontal e Inclínada en el Distrito Federal.....	81



Tabla 3.4 - Promedio mensual Irradiación incidente en superficies inclinadas (kWh/m ²) Distrito Federal Lat. 19.4° Long. -99.2°	82
Tabla 3.5- Irradiación solar en W/m ²	86
Tabla 3.6- Latitud y longitud del Distrito Federal	94
Tabla 3.7- Cálculo de conductores por ampacidad	103
Tabla 3.8- Cálculo de los conductores por caída de tensión.....	105
Tabla 3.9 - Elección del calibre del conductor.....	107
Tabla 3.10 - Porcentaje de la sección transversal en tubo conduit para todos los conductores.....	107
Tabla 3.11- Sección transversal en tubo conduit	108
Tabla 3.12 - Cálculo de diámetros de tubería	109
Tabla 4.1 - Energía generada y consumida por año	121
Tabla 4.2 - Facturación Eléctrica Anual.....	125
Tabla 4.3 - Costo de Equipos.....	127
Tabla 4.4 - Costo de Instalación Eléctrica	127
Tabla 4.5 - Costo de la Estructura.....	128
Tabla 4.6 - Costo de Construcción deObra	128
Tabla 4.7 - Catálogo de Conceptos.....	129
Tabla 4.8 - Criterios de aceptación o rechazo del proyecto en base al VPN.....	135
Tabla 4.9 - Criterios de aceptación o rechazo del proyecto en base alaTIR	136
Tabla 4.10 - Criterios de aceptación o rechazo del proyecto en base a la B/C	137



Tabla 4.11 - Estimación de Flujos de Efectivo del análisis económico del Proyecto...	140
Tabla 4.12 - Estimación del Resumen del análisis económico del Proyecto.....	141
Tabla 4.13 - Estimación de la Sensibilidad Economica en los diferentes Escenarios .	142
Tabla 4.14 - Estimación de la Sensibilidad Economica, Escenario 1	143
Tabla 4.15- Estimación de la Sensibilidad Economica, Escenario 2	144
Tabla 4.16- Estimación de la Sensibilidad Economica, Escenario 3	145
Tabla 4.17- Estimación de la Sensibilidad Economica, Escenario 4	146
Tabla 4.18- Estimación del Análisis Financiero del Proyecto	149
Tabla 4.19 - Estimación del Resumen del análisis financiero del Proyecto.....	150
Tabla 4.20- Estimación de la Sensibilidad financiera en los diferentes escenarios.....	152
Tabla 4.21 - Estimación de la Sensibilidad Financiera, Escenario 1	152
Tabla 4.22 - Estimación de la Sensibilidad Financiera, Escenario 2	153
Tabla 4.23 - Estimación de la Sensibilidad Financiera, Escenario 3	154
Tabla 4.24 - Estimación de la Sensibilidad Financiera, Escenario 4	155
Tabla 4.25 - Datos de generación eléctrica para calcular las emisiones evitadas	156
Tabla 4.26 - Cálculo de las emisiones evitadas con el proyecto fotovoltaico	157
Tabla 4.27 - Resumen de emisiones evitadas durante el periodo de acreditación	157
Tabla 4.28 - Emisiones acumuladas evitadas por el proyecto fotovoltaico	159



Nomenclatura

A_{azotea}.- Área de la azotea

AE.- Anualidad Equivalente

B/C.- Relación Beneficio-Costo

CFE.- Comisión Federal de Electricidad

DB.- Demanda máxima medida en el periodo base

DF.-Demanda Facturable

DI.- Demanda máxima medida en el periodo intermedio

DP.- Demanda máxima medida en el periodo punta

DPI.- Demanda máxima medida en los periodos de punta e intermedio

E.- Energía que porta el fotón

F.- Frecuencia del fotón de luz

F.C.- Factor de Carga

F.P.- Factor de Potencia

FRB.- Factor de reducción en el periodo base

FRI.- Factor de reducción en el periodo intermedio

FV.- Fotovoltaico

h.- Constante de Planck

HM.- Tarifa Horaria Media Tensión



HSP.- Hora Solar Pico

Hz.- Hertz

I.- Corriente eléctrica

I_{mpp}.- Corriente en el punto de máxima potencia del módulo

i.- Corriente eléctrica

IVA.- Impuesto sobre el Valor Agregado

J.- Joules

K.- Coeficiente que varía entre 0.02 y 0.04 °C.m²/W dependiendo de la velocidad promedio del viento

KWh.- Kilo Watt hora

KWp.- Potencia pico

M.- Número de módulos fotovoltaicos

m².- Metro cuadrado

P_p.- Potencia pico del panel

PR.- Periodo de recuperación

P_t.- Potencia de salida a la temperatura de trabajo

Q.- Carga eléctrica que atraviesa el área transversal de un conductor

R.- Valor de la radiación solar en W/m²

SFV.- Sistema Fotovoltaico

TIR.- Tasa Interna de Rendimiento

TIRM.- Tasa Interna de Retorno Mejorada



TREMA.- Tasa de Rendimiento Mínima Atractiva

T_a .- Máxima temperatura ambiente

T_t .- Temperatura de trabajo del panel

V .- Volts

VA .- Volt-Ampere

VAN .- Valor Actual Neto

V_{mpp} .- Voltaje en el punto de máxima potencia del módulo

VPN .- Valor Presente Neto

W .- Watts

d/dt .- Operador que indica la variación de las cargas eléctricas respecto del tiempo

MJ/m^2 .- Mega Joules entre metro cuadrado

$^{\circ}C$.- Grados Celcius

$\&$.- Trabajo que realiza un fotón

δ .- Factor de degradación

ΔT .- Incremento de temperatura sobre los $25^{\circ}C$

$\mu(\%)$.- Eficiencia de conversión



Referencias

Referencias Bibliográficas

- Delgado José María Fernandez (2010). Compendio de energía Solar: Fotovoltaica, Térmica y Termoeléctrica Madrid. AMV Ediciones
- Maza, Miguel Ángel Sánchez (2013). Energía Solar Fotovoltaica, México. Editorial Limusa
- Coss Raúl Bu. Análisis y evaluación de proyectos de inversión. Ed. Limusa
- Cortazar Alfonso Martínez, Introducción al análisis de proyecto de inversión. Ed. Trillas
- De la Serie de investigación y Desarrollo “Irradiaciones global, directa y difusa, en superficies horizontal e inclinadas, así como la irradiación directa normal en la República Mexicana” ESTRADA-CAJIGAL RAMIREZ, Vicente, SID/646 Instituto de Ingeniería. UNAM, Mayo 2005
- ORTEGA MOLINA Ana Lilia, Ahorro de Energía Eléctrica en viviendas de interés medio uso de sistemas fotovoltaicos en la Ciudad de México
- NOM-001-SEDE-2012 Instalaciones Eléctricas

Referencias electrónicas

- <http://www.iie.org.mx>
- <http://www.ojocientifico.com/4619/que-es-el-efecto-fotoelectrico>
- <http://www.sfe-solar.com/calculo-sistemas-fotovoltaicos-aislados-autonomos/>
- <http://www.ujaen.es>
- <http://www.textoscientificos.com/energia/celulas>



- http://www.ujaen.es/investiga/solar/07cursosolar/home_main_frame/04_componen/01_generador/01_basico/images/panel_isofot.gif
- <http://www.energetika.com.ar>
- <http://antusol.webcindario.com/sistema fotovoltaico.html>
- <http://www.cfe.gob.mx/casa/Conocetutarifa/>
- http://app.cfe.gob.mx/Aplicaciones/CCFE/Tarifas/Tarifas/tarifas_casa.as
- http://app.cfe.gob.mx/Aplicaciones/CCFE/Tarifas/Tarifas/tarifas_negocio.asp
- <http://www.conae.gob.mx/programas/control1/Tarifas-jul-2001.pdf>
- <http://maps.google.com/>
- <http://www.fr-ee.org>
- <http://www.solartec.mx/modulos.html>
- <http://www.solartec.mx>
- <http://www.unsa.edu.ar/~alejo/geosol/>
- <http://www.schneider-electric.com>
- http://spa.timegenie.com/latitude_longitude/state/mxdif
- <http://www.conectavol.com/index.php/es/>
- <http://www.conectavol.com/index.php/es/productos/soluciones-campo-solar/gamma>
- <http://www.conectavol.com/index.php/es/productos/soluciones-campo-solar/gamma>
- <http://quees.la/invertir/>



- http://www.dhl.hegoa.ehu.es/iedl/Materiales/19_Evaluacion_economica.pdf
- <http://www.elblogsalmon.com/conceptos-de-economia/que-es-el-apalancamiento-financiero>,
- <http://www.elblogsalmon.com/conceptos-de-economia/que-es-una-amortizacion>
- <http://www.slideshare.net/cmmc1957/evaluacin-financieraevaluacin>
- <http://www.itescam.edu.mx/principal/sylabus/fpdb/recursos/r36648.DOC>
- <http://es.scribd.com/doc/75419722/Tasa-de-Rendimiento-Minima-Atractiva>



ANEXO 1

Planos del Proyecto Original



ANEXO 2

Estimación de la Demanda Diaria

Equipo	Carga Inst. [W]	Consumo por Hora [W]							
		00:00	01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00
TOTAL		215,342	215,342	209,956	205,226	213,710	319,375	507,975	641,575
P.C.I.	43,232								
B. JOCKEY	1,745								
CCM-01	25,468	7,844	7,844	7,844	7,844	7,844	7,844	7,844	18,468
Tablero H1	67,340						33,670	47,138	67,340
Tablero H2	84,799						42,400	59,359	84,799
Tablero A1	3,495	2,097	2,097	1,049	1,049	1,049	2,097	3,146	3,146
Tablero A2	3,800	2,280	2,280	1,140	1,140	1,140	2,280	3,420	3,420
Tablero A3	3,800	2,280	2,280	1,140	1,140	1,140	2,280	3,420	3,420
Tablero A4	3,800	2,280	2,280	1,140	1,140	1,140	2,280	3,420	3,420
Tablero A5	3,060	1,836	1,836	918	918	918	1,836	2,754	2,754
Tablero FS1	19,578							13,705	17,620
Tablero FS3	15,060							10,542	13,554
Tablero FS4	15,060							10,542	13,554
Tablero FS5	17,499							12,249	15,749
Tablero C1	33,216								
Tablero C2	31,708								
Tablero C3	31,708								
Tablero C4	31,708								
Tablero C5	32,708								
Tablero FZA-01	35,074	9,912	9,912	9,912	9,912	18,396	18,396	26,959	35,074
Tablero SN	29,980	5,895	5,895	5,895	5,895	5,895	5,895	10,611	10,611
Tablero SUM	22,692	1,008	1,008	1,008	1,008	1,008	1,008	1,008	1,008
Tablero GYM	10,642							8,470	8,470
Tablero ALB	11,186							5,722	5,722
UV-01	9,145								
E-A	30,261						6,052	21,183	21,183
E-B	30,261						6,052	21,183	21,183
E-C	30,261						6,052	21,183	21,183
E-D	30,261						6,052	21,183	21,183
M	35,541								
Tablero CAR	7,981								7,981
Tablero TT	18,290								
Tablero CAR1	18,290								18,290
Tablero AT	18,955								18,955
Tablero PT	14,944	8,966	8,966	8,966	8,966	8,966	8,966	8,966	8,966
Tablero AE1	4,142	2,485	2,485	2,485	1,243	1,243	1,243	2,485	3,728
Tablero AE2	2,858	1,715	1,715	1,715	857	857	857	1,715	2,572
Tablero AE3	2,858	1,715	1,715	1,715	857	857	857	1,715	2,572
Tablero AE4	2,858	1,715	1,715	1,715	857	857	857	1,715	2,572
Tablero AE5	3,050	1,830	1,830	1,830	915	915	915	1,830	2,745
Tablero SE	26,043	10,034	10,034	10,034	10,034	10,034	10,034	17,234	17,234
Tablero RA	21,000	19,500	19,500	19,500	19,500	19,500	19,500	20,250	21,000
Tablero RB	21,000	19,500	19,500	19,500	19,500	19,500	19,500	20,250	21,000
Tablero RC	21,000	19,500	19,500	19,500	19,500	19,500	19,500	20,250	21,000



Equipo	Carga Inst. [W]	Consumo por Hora [W]							
		00:00	01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00
Tablero RD	21,000	19,500	19,500	19,500	19,500	19,500	19,500	20,250	21,000
Tablero RE	21,000	19,500	19,500	19,500	19,500	19,500	19,500	20,250	21,000
Tablero RF	21,000	19,500	19,500	19,500	19,500	19,500	19,500	20,250	21,000
Tablero RG	20,300	18,850	18,850	18,850	18,850	18,850	18,850	19,575	20,300
Tablero RH	16,800	15,600	15,600	15,600	15,600	15,600	15,600	16,200	16,800
Tablero SITCOM	20,320								
Tablero ELEV	6,000								
Serv. Montacargas	1,200								

Equipo	Carga Inst. [W]	Consumo por Hora [W]							
		08:00	09:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00
TOTAL		631,809	677,676	413,369	283,442	283,442	335,779	341,166	332,456
P.C.I.	43,232								
B. JOCKEY	1,745								
CCM-01	25,468	18,468	25,468	7,844	7,844	7,844	18,468	18,468	18,468
Tablero H1	67,340	67,340	67,340	33,670	13,468	13,468	13,468	13,468	13,468
Tablero H2	84,799	84,799	84,799	42,400	16,960	16,960	16,960	16,960	16,960
Tablero A1	3,495	3,146	3,146	1,049	1,049	1,049	1,049	2,097	2,097
Tablero A2	3,800	3,420	3,420	1,140	1,140	1,140	1,140	2,280	2,280
Tablero A3	3,800	3,420	3,420	1,140	1,140	1,140	1,140	2,280	2,280
Tablero A4	3,800	3,420	3,420	1,140	1,140	1,140	1,140	2,280	2,280
Tablero A5	3,060	2,754	2,754	918	918	918	918	1,836	1,836
Tablero FS1	19,578	19,578	19,578	9,789			9,789	9,789	5,873
Tablero FS3	15,060	15,060	15,060	7,530			7,530	7,530	4,518
Tablero FS4	15,060	15,060	15,060	7,530			7,530	7,530	4,518
Tablero FS5	17,499	17,499	17,499	8,750			8,750	8,750	5,250
Tablero C1	33,216								
Tablero C2	31,708								
Tablero C3	31,708								
Tablero C4	31,708								
Tablero C5	32,708								
Tablero FZA-01	35,074	35,074	35,074	18,396	9,912	9,912	18,027	18,027	18,027
Tablero SN	29,980	10,611	10,611	13,995	5,895	5,895	5,895	5,895	5,895
Tablero SUM	22,692	1,008	17,216	17,216	17,216	17,216	17,216	17,216	17,216
Tablero GYM	10,642	8,470	8,470	8,470	1,597	1,597	1,597	1,597	1,597
Tablero ALB	11,186	1,486	1,486	1,486	1,486	1,486	1,486	1,486	1,486
UV-01	9,145								
E-A	30,261	21,183	21,183	6,052	6,052	6,052	6,052	6,052	6,052
E-B	30,261	21,183	21,183	6,052	6,052	6,052	6,052	6,052	6,052
E-C	30,261	21,183	21,183	6,052	6,052	6,052	6,052	6,052	6,052
E-D	30,261	21,183	21,183	6,052	6,052	6,052	6,052	6,052	6,052
M	35,541		17,771	17,771					
Tablero CAR	7,981	7,981	7,981						
Tablero TT	18,290								
Tablero CAR1	18,290	18,290	18,290						
Tablero AT	18,955	18,955	18,955						
Tablero PT	14,944	8,966	8,966	8,966	8,966	8,966	8,966	8,966	8,966
Tablero AE1	4,142	3,728	3,728	3,728	1,243	1,243	1,243	1,243	2,485
Tablero AE2	2,858	2,572	2,572	2,572	857	857	857	857	1,715
Tablero AE3	2,858	2,572	2,572	2,572	857	857	857	857	1,715
Tablero AE4	2,858	2,572	2,572	2,572	857	857	857	857	1,715
Tablero AE5	3,050	2,745	2,745	2,745	915	915	915	915	1,830
Tablero SE	26,043	16,634	21,522	14,322	14,322	14,322	14,322	14,322	14,322
Tablero RA	21,000	19,500	19,500	19,500	19,500	19,500	19,500	19,500	19,500
Tablero RB	21,000	19,500	19,500	19,500	19,500	19,500	19,500	19,500	19,500
Tablero RC	21,000	19,500	19,500	19,500	19,500	19,500	19,500	19,500	19,500



Equipo	Carga Inst. [W]	Consumo por Hora [W]							
		08:00	09:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00
Tablero RD	21,000	19,500	19,500	19,500	19,500	19,500	19,500	19,500	19,500
Tablero RE	21,000	19,500	19,500	19,500	19,500	19,500	19,500	19,500	19,500
Tablero RF	21,000	19,500	19,500	19,500	19,500	19,500	19,500	19,500	19,500
Tablero RG	20,300	18,850	18,850	18,850	18,850	18,850	18,850	18,850	18,850
Tablero RH	16,800	15,600	15,600	15,600	15,600	15,600	15,600	15,600	15,600
Tablero SITCOM	20,320								
Tablero ELEV	6,000								
Serv. Montacargas	1,200								

Equipo	Carga Inst. [W]	Consumo por Hora [W]							
		16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
TOTAL		350,226	406,982	491,094	633,698	630,586	606,377	361,943	278,799
P.C.I.	43,232								
B. JOCKEY	1,745								
CCM-01	25,468	18,468	7,844	7,844	18,468	18,468	18,468	7,844	7,844
Tablero H1	67,340	13,468	13,468	33,670	67,340	67,340	67,340	26,936	13,468
Tablero H2	84,799	16,960	16,960	42,400	84,799	84,799	84,799	33,920	16,960
Tablero A1	3,495	2,097	2,097	3,146	3,146	3,146	3,146	2,097	2,097
Tablero A2	3,800	2,280	2,280	3,420	3,420	3,420	3,420	2,280	2,280
Tablero A3	3,800	2,280	2,280	3,420	3,420	3,420	3,420	2,280	2,280
Tablero A4	3,800	2,280	2,280	3,420	3,420	3,420	3,420	2,280	2,280
Tablero A5	3,060	1,836	1,836	2,754	2,754	2,754	2,754	1,836	1,836
Tablero FS1	19,578	5,873	5,873	19,578	19,578	13,705	13,705	9,789	
Tablero FS3	15,060	4,518	4,518	15,060	15,060	10,542	10,542	7,530	
Tablero FS4	15,060	4,518	4,518	15,060	15,060	10,542	10,542	7,530	
Tablero FS5	17,499	5,250	5,250	17,499	17,499	12,249	12,249	8,750	
Tablero C1	33,216								
Tablero C2	31,708								
Tablero C3	31,708								
Tablero C4	31,708								
Tablero C5	32,708								
Tablero FZA-01	35,074	18,027	9,912	9,912	18,027	35,074	35,074	26,959	18,396
Tablero SN	29,980	5,895	13,995	10,611	10,611	10,611	10,611	5,895	5,895
Tablero SUM	22,692	17,216	17,216	17,216	1,008	1,008	1,008	1,008	1,008
Tablero GYM	10,642	1,597	8,470	8,470	8,470	8,470	8,470		
Tablero ALB	11,186	1,486	1,486	1,486	5,722	5,722	5,722	336	336
UV-01	9,145								
E-A	30,261	6,052	21,183	21,183	21,183	21,183	15,131	6,052	6,052
E-B	30,261	6,052	21,183	21,183	21,183	21,183	15,131	6,052	6,052
E-C	30,261	6,052	21,183	21,183	21,183	21,183	15,131	6,052	6,052
E-D	30,261	6,052	21,183	21,183	21,183	21,183	15,131	6,052	6,052
M	35,541	17,771	17,771						
Tablero CAR	7,981				7,981	7,981	7,981		
Tablero TT	18,290								
Tablero CAR1	18,290				18,290	18,290	18,290		
Tablero AT	18,955				18,955	18,955	18,955		
Tablero PT	14,944	8,966	8,966	8,966	8,966	8,966	8,966	8,966	8,966
Tablero AE1	4,142	2,485	2,485	2,485	3,728	3,728	3,728	3,728	2,485
Tablero AE2	2,858	1,715	1,715	1,715	2,572	2,572	2,572	2,572	1,715
Tablero AE3	2,858	1,715	1,715	1,715	2,572	2,572	2,572	2,572	1,715
Tablero AE4	2,858	1,715	1,715	1,715	2,572	2,572	2,572	2,572	1,715
Tablero AE5	3,050	1,830	1,830	1,830	2,745	2,745	2,745	2,745	1,830
Tablero SE	26,043	14,322	14,322	21,522	19,684	19,684	19,684	10,034	10,034
Tablero RA	21,000	19,500	19,500	19,500	21,000	21,000	21,000	20,250	19,500
Tablero RB	21,000	19,500	19,500	19,500	21,000	21,000	21,000	20,250	19,500
Tablero RC	21,000	19,500	19,500	19,500	21,000	21,000	21,000	20,250	19,500

Equipo	Carga Inst. [W]	Consumo por Hora [W]							
		16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
Tablero RD	21,000	19,500	19,500	19,500	21,000	21,000	21,000	20,250	19,500
Tablero RE	21,000	19,500	19,500	19,500	21,000	21,000	21,000	20,250	19,500
Tablero RF	21,000	19,500	19,500	19,500	21,000	21,000	21,000	20,250	19,500
Tablero RG	20,300	18,850	18,850	18,850	20,300	20,300	20,300	19,575	18,850
Tablero RH	16,800	15,600	15,600	15,600	16,800	16,800	16,800	16,200	15,600
Tablero SITCOM	20,320								
Tablero ELEV	6,000								
Serv. Montacargas	1,200								

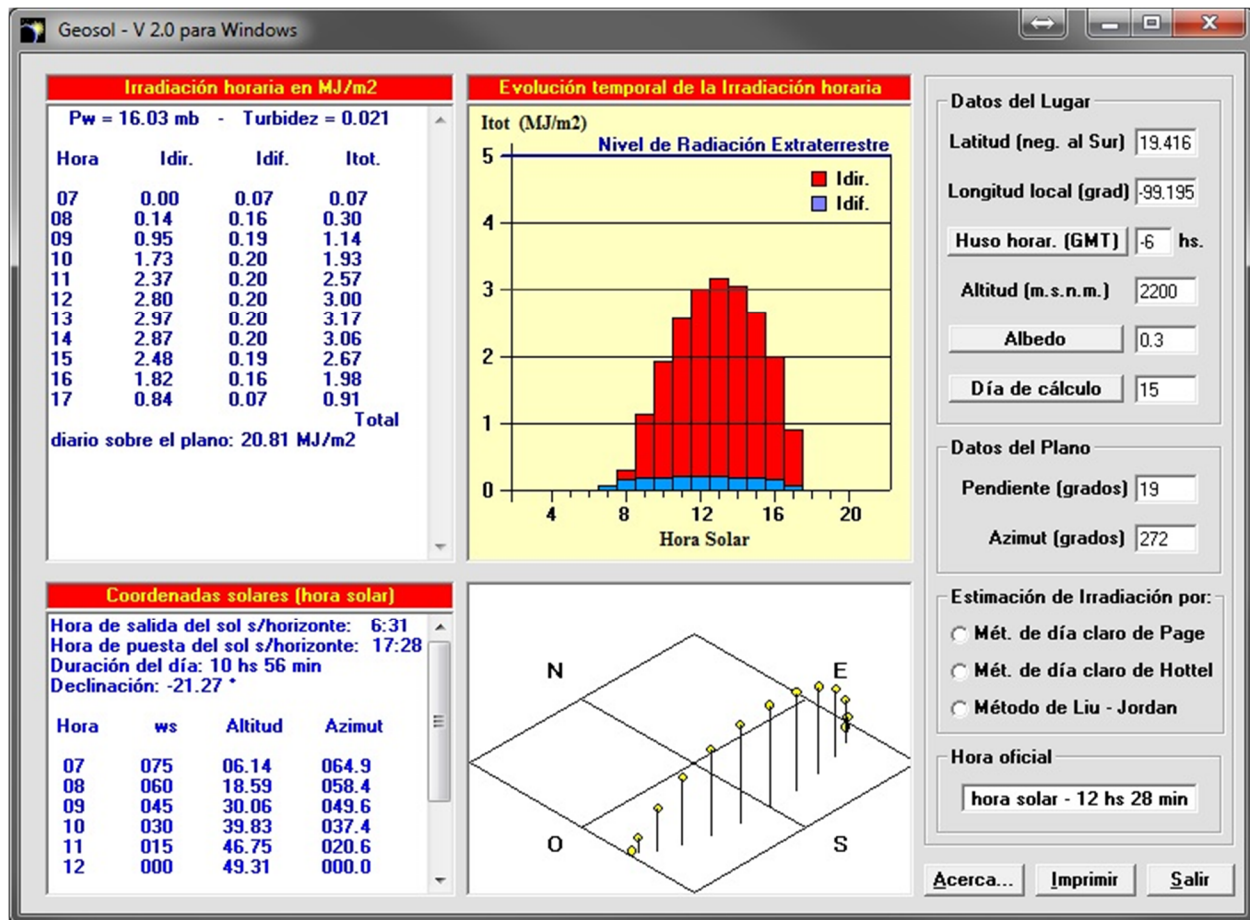


ANEXO 3

Estimación de la Irradiación Solar

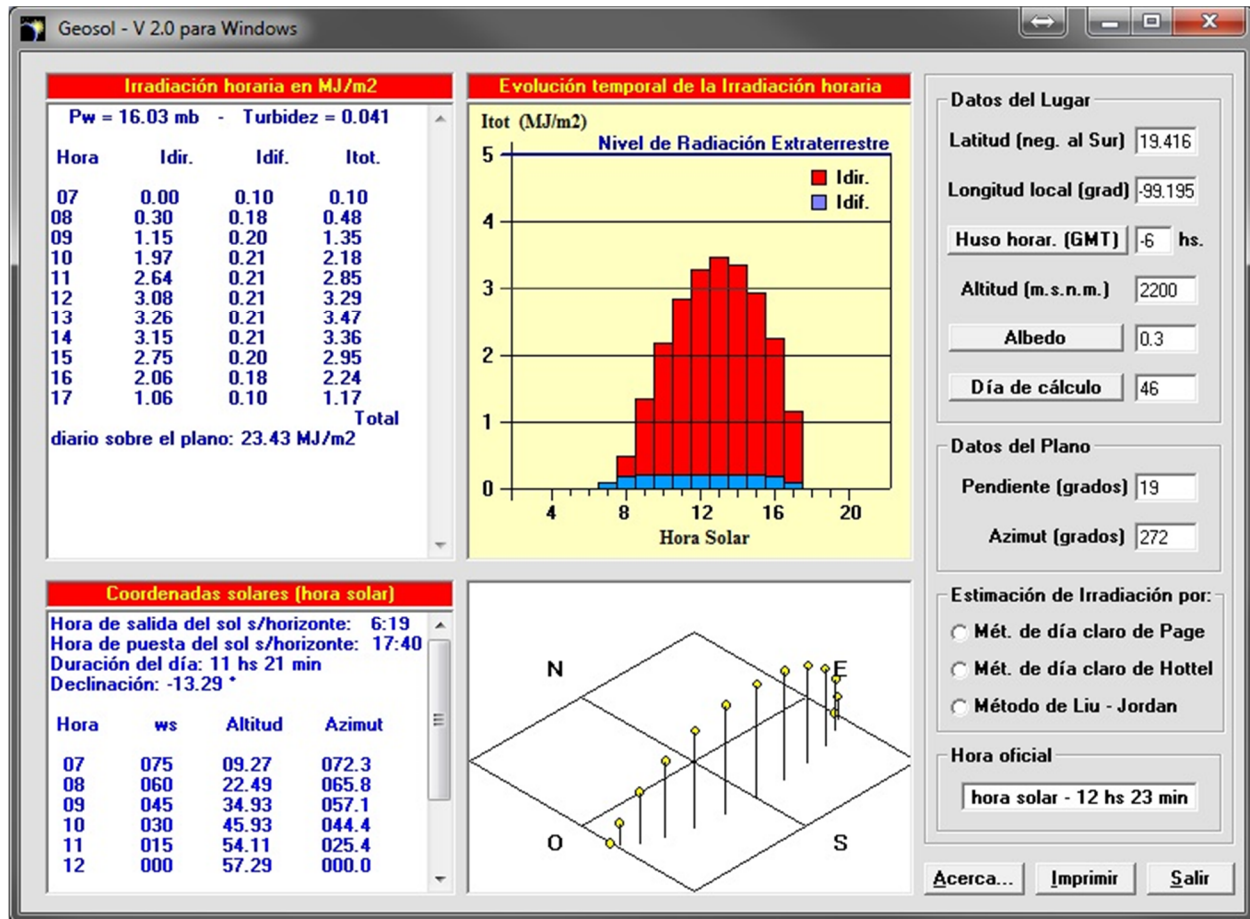
Utilizando el programa Geosol se obtienen los siguientes resultados mes con mes:

- Enero



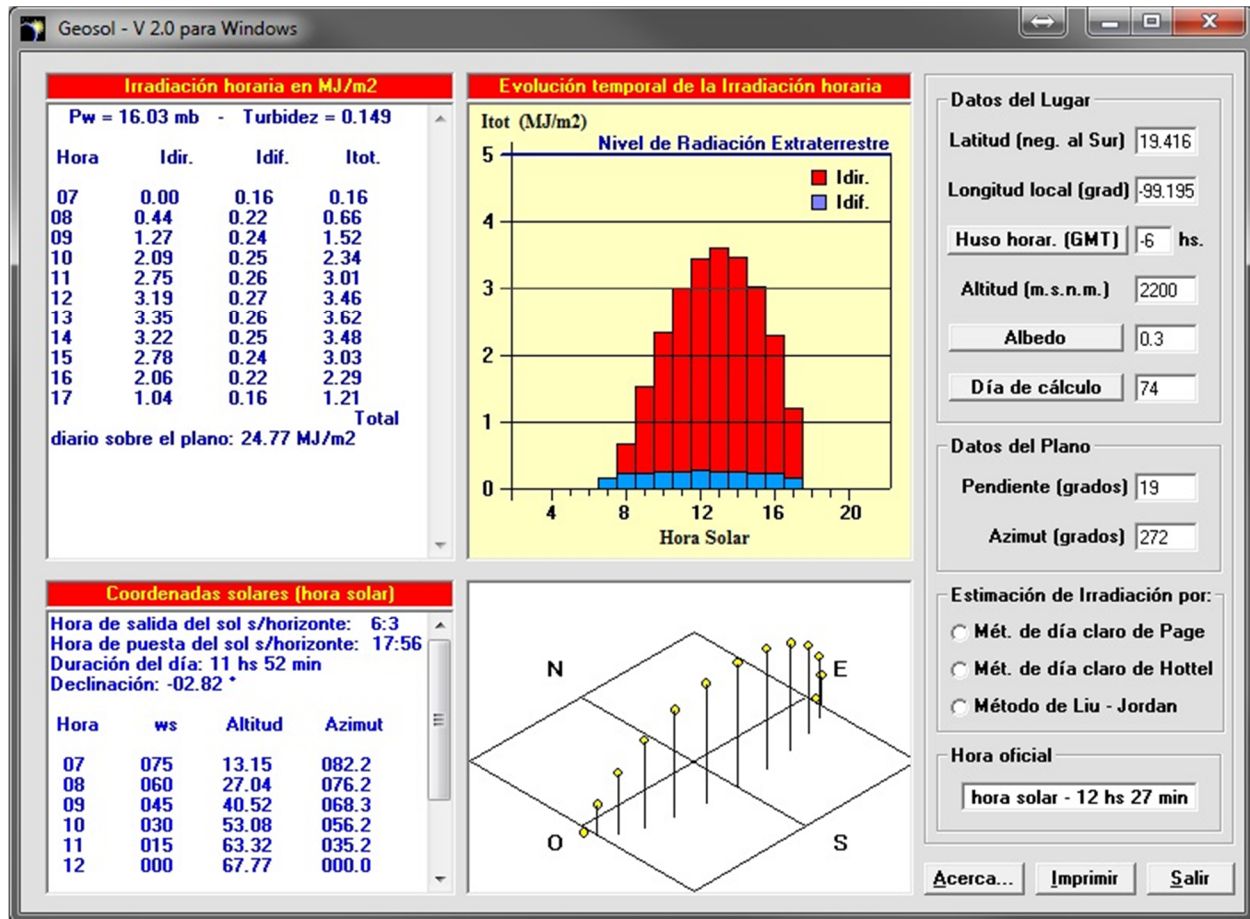
Hora	Idir	Idif	Itot	Iextrat/horz.	Wh/m2	W/m2	HSP
7.00	0.00	0.07	0.07	0.54	19.45	150.00	0.15
8.00	0.14	0.16	0.30	1.62	83.34	449.99	0.45
9.00	0.95	0.19	1.14	2.54	316.66	705.54	0.71
10.00	1.73	0.20	1.93	3.25	536.10	902.76	0.90
11.00	2.37	0.20	2.57	3.70	713.87	1,027.75	1.03
12.00	2.80	0.20	3.00	3.85	833.31	1,069.42	1.07
13.00	2.97	0.20	3.17	3.70	880.54	1,027.75	1.03
14.00	2.87	0.20	3.06	3.25	849.98	902.76	0.90
15.00	2.48	0.19	2.67	2.54	741.65	705.54	0.71
16.00	1.82	0.16	1.98	1.62	549.99	449.99	0.45
17.00	0.84	0.07	0.91	0.54	252.78	150.00	0.15

- Febrero



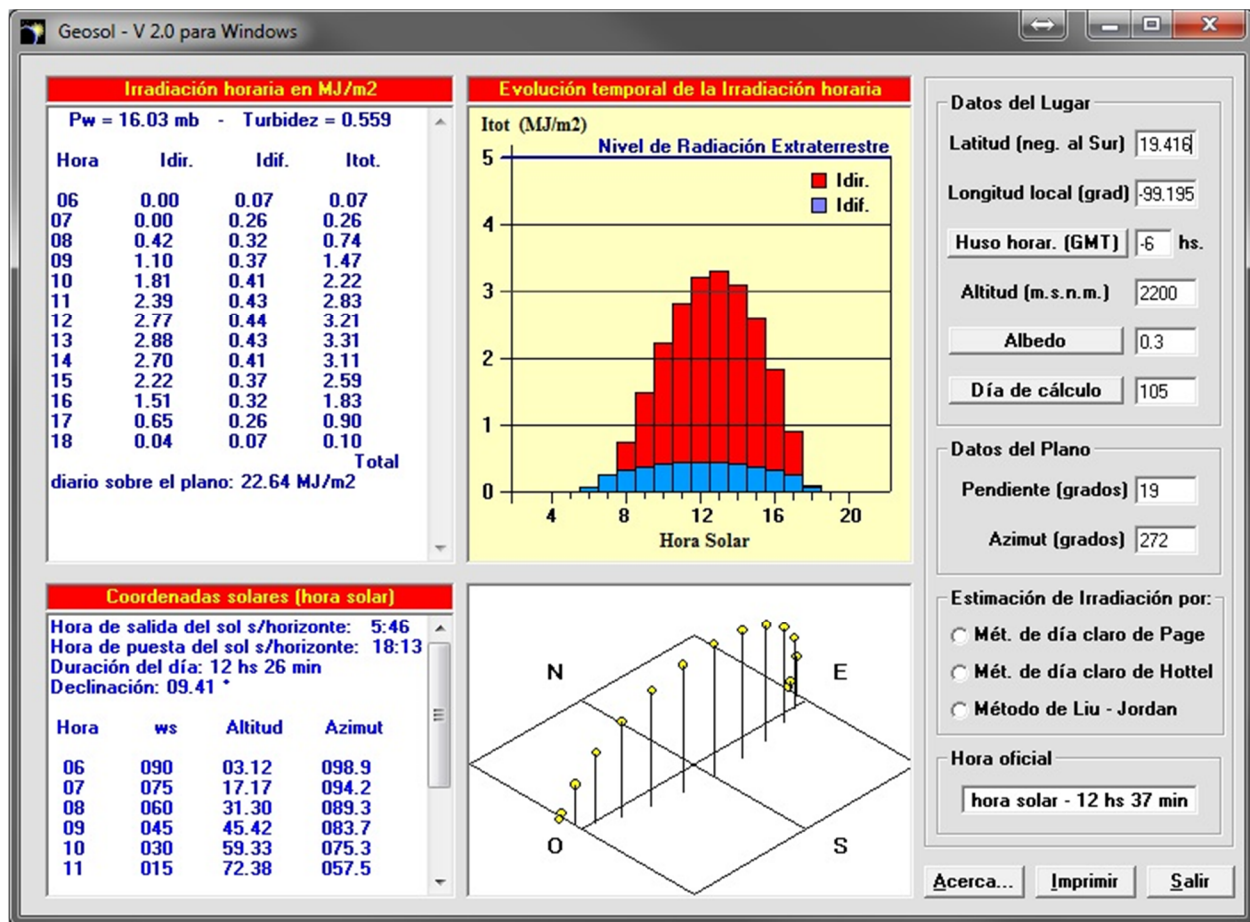
Hora	Idir	Idif	Itot	Iextrat/horz.	Wh/m2	W/m2	HSP
7.00	0.00	0.10	0.10	0.81	27.78	225.00	0.23
8.00	0.30	0.18	0.48	1.93	133.33	536.10	0.54
9.00	1.15	0.20	1.35	2.88	374.99	799.98	0.80
10.00	1.97	0.21	2.18	3.62	605.54	1,005.53	1.01
11.00	2.64	0.21	2.85	4.08	791.65	1,133.31	1.13
12.00	3.08	0.21	3.29	4.24	913.87	1,177.75	1.18
13.00	3.26	0.21	3.47	4.08	963.87	1,133.31	1.13
14.00	3.15	0.21	3.36	3.62	933.31	1,005.53	1.01
15.00	2.75	0.20	2.95	2.88	819.43	799.98	0.80
16.00	2.06	0.18	2.24	1.93	622.21	536.10	0.54
17.00	1.06	0.10	1.17	0.81	325.00	225.00	0.23

- Marzo



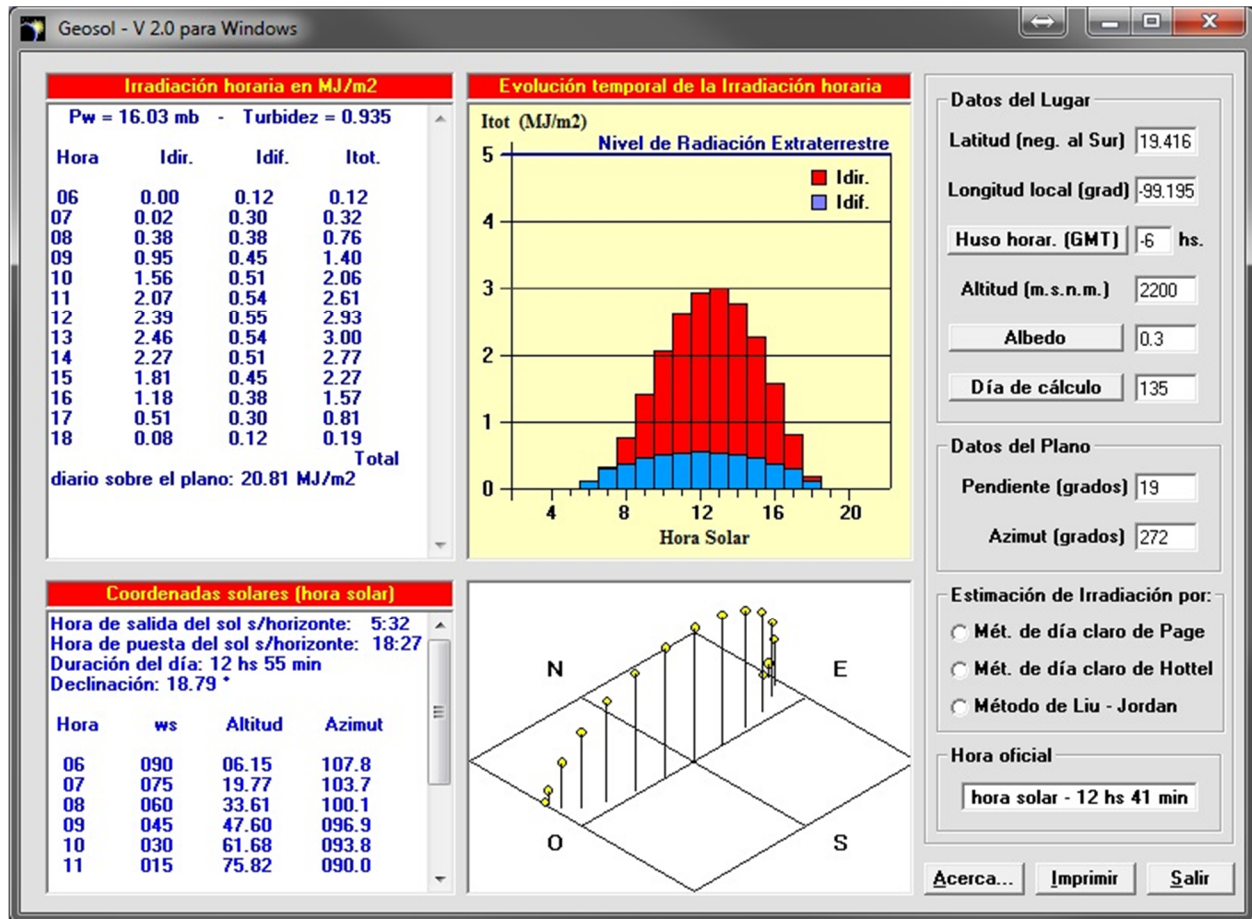
Hora	Idir	Idif	Itot	lextrat/horz.	Wh/m2	W/m2	HSP
7.00	0.00	0.16	0.16	1.13	44.45	313.89	0.31
8.00	0.44	0.22	0.66	2.26	183.33	627.77	0.63
9.00	1.27	0.24	1.52	3.23	422.22	897.20	0.90
10.00	2.09	0.26	2.34	3.97	649.99	1,102.75	1.10
11.00	2.75	0.26	3.01	4.44	836.09	1,233.30	1.23
12.00	3.19	0.27	3.46	4.60	961.09	1,277.75	1.28
13.00	3.35	0.26	3.62	4.44	1,005.53	1,233.30	1.23
14.00	3.22	0.26	3.48	3.97	966.64	1,102.75	1.10
15.00	2.78	0.24	3.03	3.23	841.65	897.20	0.90
16.00	2.06	0.22	2.29	2.26	636.10	627.77	0.63
17.00	1.04	0.16	1.21	1.13	336.11	313.89	0.31

- Abril



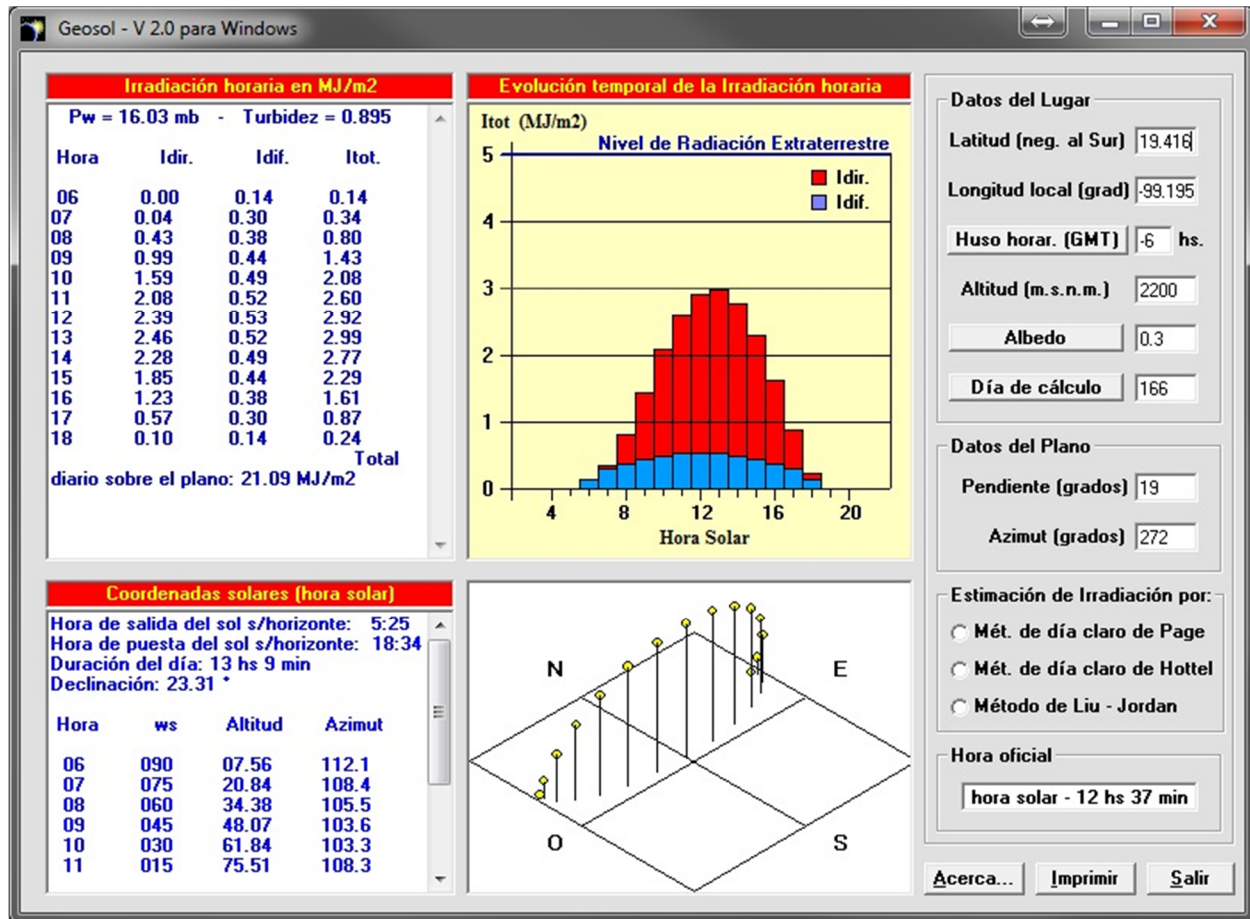
Hora	Idir	Idif	Itot	lextrat/horz.	Wh/m2	W/m2	HSP
6.00	0.00	0.07	0.07	0.27	19.45	75.00	0.08
7.00	0.00	0.26	0.26	1.44	72.23	399.99	0.40
8.00	0.42	0.32	0.74	2.54	205.55	705.54	0.71
9.00	1.10	0.37	1.47	3.48	408.33	966.64	0.97
10.00	1.81	0.41	2.22	4.20	616.65	1,166.64	1.17
11.00	2.39	0.43	2.83	4.65	786.09	1,291.64	1.29
12.00	2.77	0.44	3.21	4.81	891.65	1,336.08	1.34
13.00	2.88	0.43	3.31	4.65	919.42	1,291.64	1.29
14.00	2.70	0.41	3.11	4.20	863.87	1,166.64	1.17
15.00	2.22	0.37	2.59	3.48	719.43	966.64	0.97
16.00	1.51	0.32	1.83	2.54	508.32	705.54	0.71
17.00	0.65	0.26	0.90	1.44	250.00	399.99	0.40
18.00	0.04	0.07	0.10	0.27	27.78	75.00	0.08

- Mayo



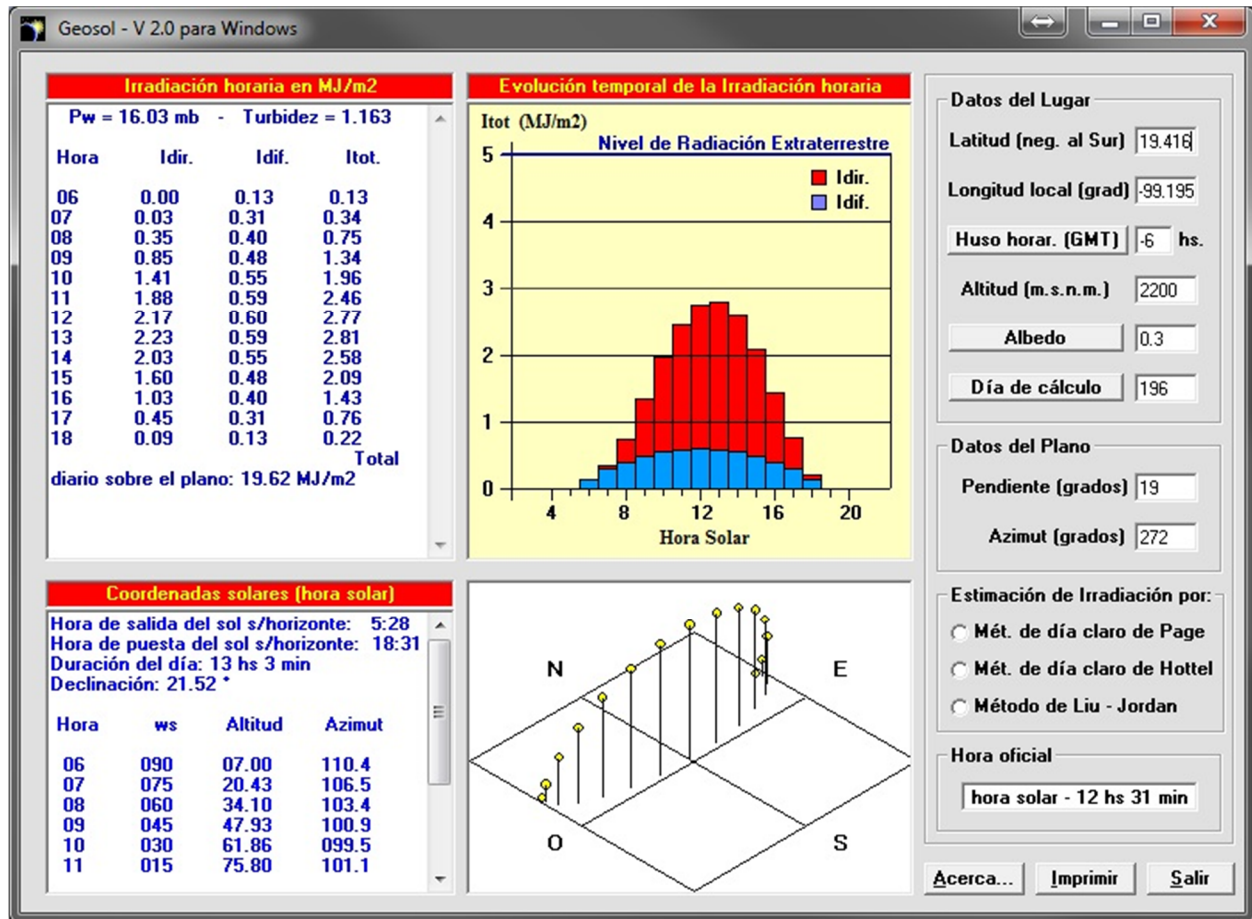
Hora	Idir	Idif	Itot	lextrat/horz.	Wh/m2	W/m2	HSP
6.00	0.00	0.12	0.12	0.52	33.34	144.45	0.14
7.00	0.02	0.30	0.32	1.63	88.89	452.77	0.45
8.00	0.38	0.38	0.76	2.66	211.11	738.87	0.74
9.00	0.95	0.45	1.40	3.55	388.88	986.09	0.99
10.00	1.56	0.51	2.07	4.23	574.99	1,174.97	1.17
11.00	2.07	0.54	2.61	4.66	724.98	1,294.41	1.29
12.00	2.39	0.55	2.94	4.81	816.65	1,336.08	1.34
13.00	2.46	0.54	3.00	4.66	833.31	1,294.41	1.29
14.00	2.27	0.51	2.78	4.23	772.21	1,174.97	1.17
15.00	1.82	0.45	2.27	3.55	630.54	986.09	0.99
16.00	1.19	0.38	1.57	2.66	436.10	738.87	0.74
17.00	0.52	0.30	0.82	1.63	227.78	452.77	0.45
18.00	0.08	0.12	0.19	0.52	52.78	144.45	0.14

- Junio



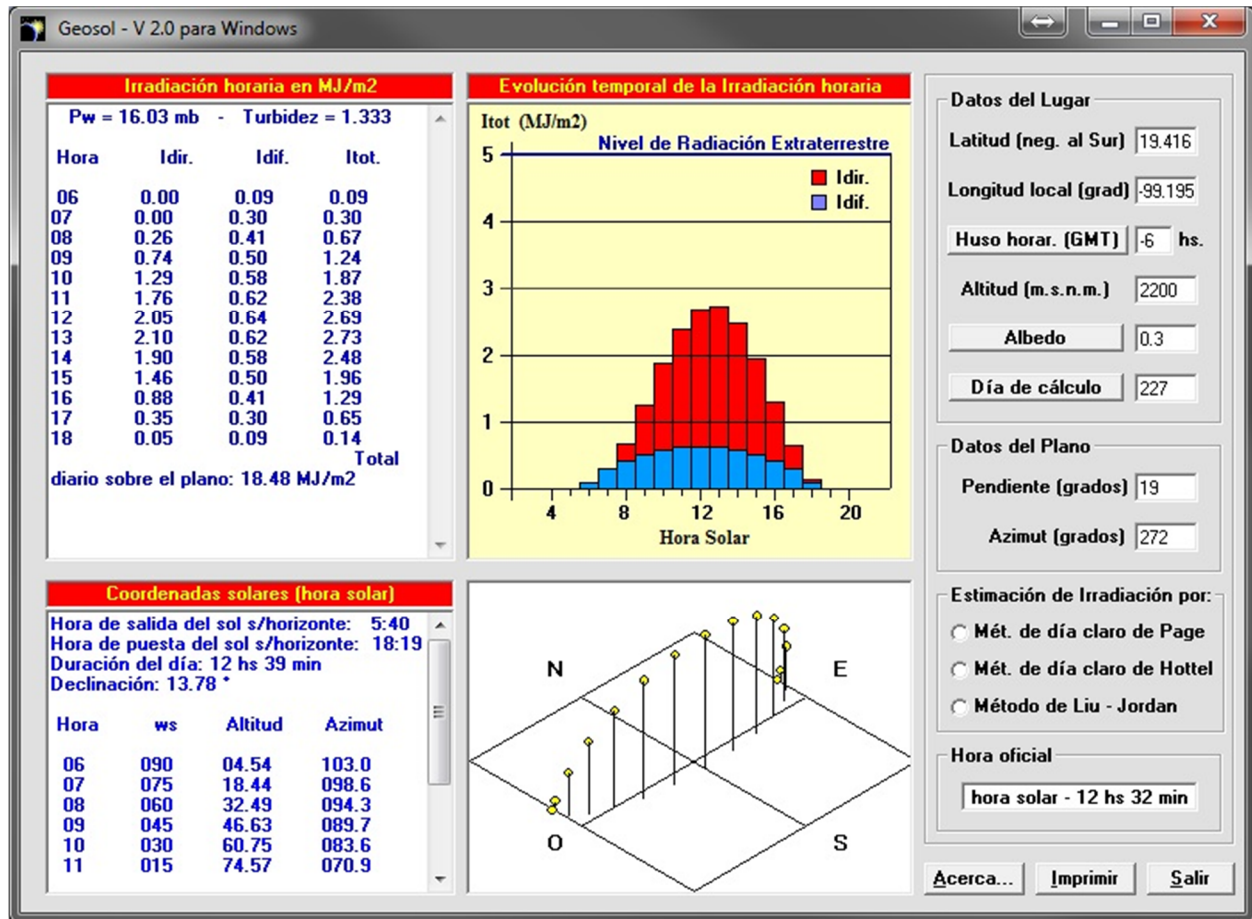
Hora	Idir	Idif	Itot	lextrat/horz.	Wh/m2	W/m2	HSP
6.00	0.00	0.14	0.14	0.63	38.89	175.00	0.18
7.00	0.04	0.30	0.34	1.70	94.45	472.21	0.47
8.00	0.43	0.38	0.80	2.69	222.22	747.21	0.75
9.00	0.99	0.44	1.44	3.55	399.99	986.09	0.99
10.00	1.59	0.49	2.08	4.20	577.77	1,166.64	1.17
11.00	2.08	0.52	2.61	4.61	724.98	1,280.52	1.28
12.00	2.39	0.53	2.93	4.75	813.87	1,319.41	1.32
13.00	2.47	0.52	2.99	4.61	830.54	1,280.52	1.28
14.00	2.28	0.49	2.78	4.20	772.21	1,166.64	1.17
15.00	1.85	0.44	2.29	3.55	636.10	986.09	0.99
16.00	1.24	0.38	1.61	2.69	447.21	747.21	0.75
17.00	0.57	0.30	0.88	1.70	244.44	472.21	0.47
18.00	0.10	0.14	0.24	0.63	66.67	175.00	0.18

- Julio



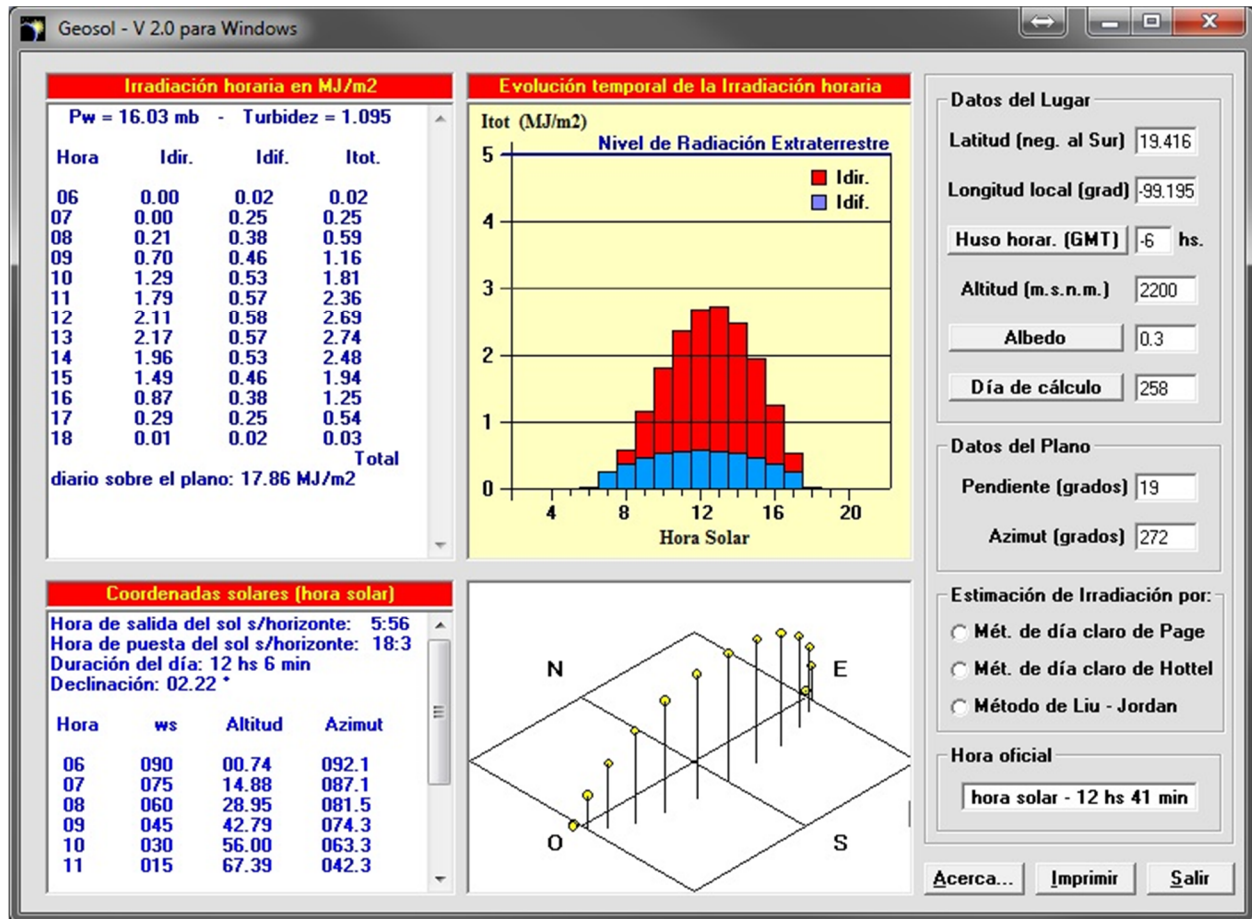
Hora	Idir	Idif	Itot	lextrat/horz.	Wh/m2	W/m2	HSP
6.00	0.00	0.13	0.13	0.58	36.12	161.11	0.16
7.00	0.03	0.31	0.34	1.66	94.45	461.10	0.46
8.00	0.35	0.40	0.75	2.67	208.33	741.65	0.74
9.00	0.86	0.48	1.34	3.54	372.22	983.31	0.98
10.00	1.41	0.55	1.96	4.20	544.43	1,166.64	1.17
11.00	1.88	0.58	2.46	4.62	683.32	1,283.30	1.28
12.00	2.17	0.60	2.77	4.76	769.43	1,322.19	1.32
13.00	2.23	0.58	2.82	4.62	783.32	1,283.30	1.28
14.00	2.04	0.55	2.59	4.20	719.43	1,166.64	1.17
15.00	1.61	0.48	2.09	3.54	580.54	983.31	0.98
16.00	1.03	0.40	1.43	2.67	397.22	741.65	0.74
17.00	0.45	0.31	0.76	1.66	211.11	461.10	0.46
18.00	0.09	0.13	0.22	0.58	61.11	161.11	0.16

- Agosto



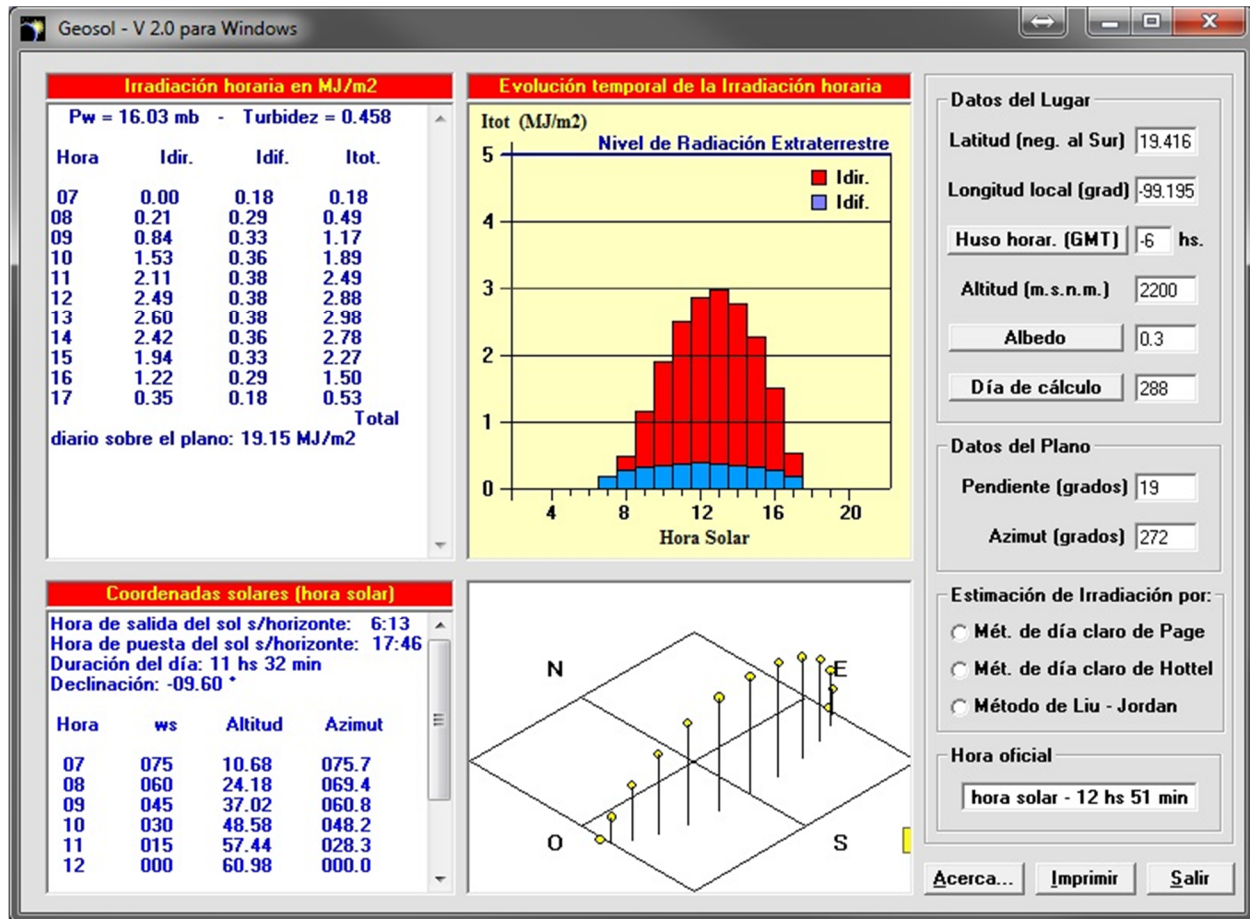
Hora	Idir	Idif	Itot	lextrat/horz.	Wh/m2	W/m2	HSP
6.00	0.00	0.09	0.09	0.38	25.00	105.56	0.11
7.00	0.00	0.30	0.30	1.52	83.34	422.22	0.42
8.00	0.27	0.41	0.67	2.58	186.11	716.65	0.72
9.00	0.74	0.50	1.24	3.49	344.44	969.42	0.97
10.00	1.29	0.58	1.87	4.19	519.43	1,163.86	1.16
11.00	1.76	0.62	2.38	4.63	661.10	1,286.08	1.29
12.00	2.06	0.63	2.69	4.78	747.21	1,327.75	1.33
13.00	2.11	0.62	2.73	4.63	758.32	1,286.08	1.29
14.00	1.90	0.58	2.48	4.19	688.87	1,163.86	1.16
15.00	1.46	0.50	1.96	3.49	544.43	969.42	0.97
16.00	0.89	0.41	1.29	2.58	358.33	716.65	0.72
17.00	0.36	0.30	0.65	1.52	180.56	422.22	0.42
18.00	0.05	0.09	0.14	0.38	38.89	105.56	0.11

- Septiembre



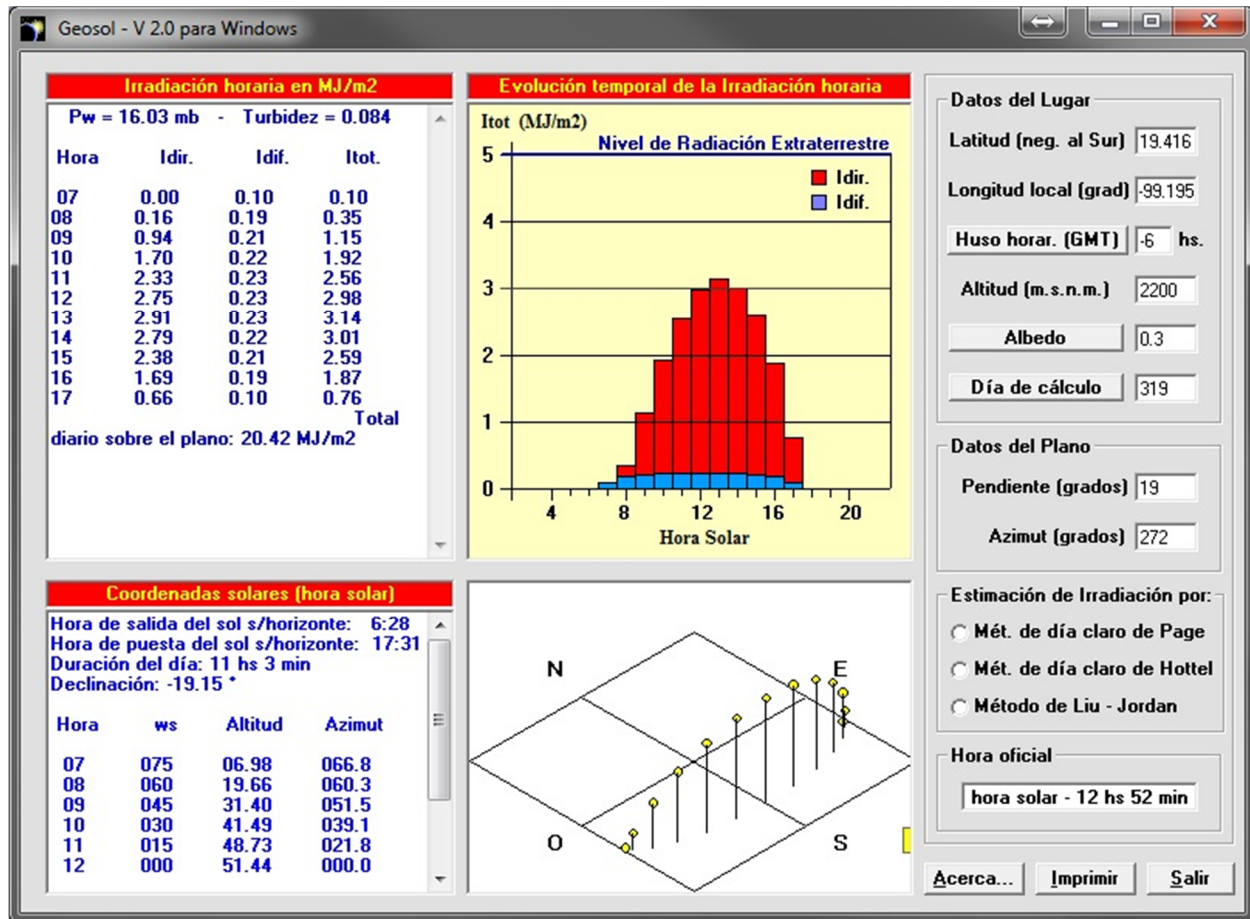
Hora	Idir	Idif	Itot	Iextrat/horz.	Wh/m2	W/m2	HSP
6.00	0.00	0.02	0.02	0.06	5.56	16.67	0.02
7.00	0.00	0.25	0.25	1.25	69.45	347.22	0.35
8.00	0.21	0.38	0.59	2.36	163.89	655.54	0.66
9.00	0.71	0.45	1.16	3.31	322.22	919.42	0.92
10.00	1.29	0.52	1.81	4.04	502.77	1,122.20	1.12
11.00	1.80	0.56	2.36	4.50	655.54	1,249.97	1.25
12.00	2.11	0.58	2.69	4.66	747.21	1,294.41	1.29
13.00	2.18	0.56	2.74	4.50	761.09	1,249.97	1.25
14.00	1.96	0.52	2.49	4.04	691.65	1,122.20	1.12
15.00	1.49	0.45	1.95	3.31	541.66	919.42	0.92
16.00	0.87	0.38	1.25	2.36	347.22	655.54	0.66
17.00	0.29	0.25	0.54	1.25	150.00	347.22	0.35
18.00	0.01	0.02	0.03	0.06	8.34	16.67	0.02

- Octubre



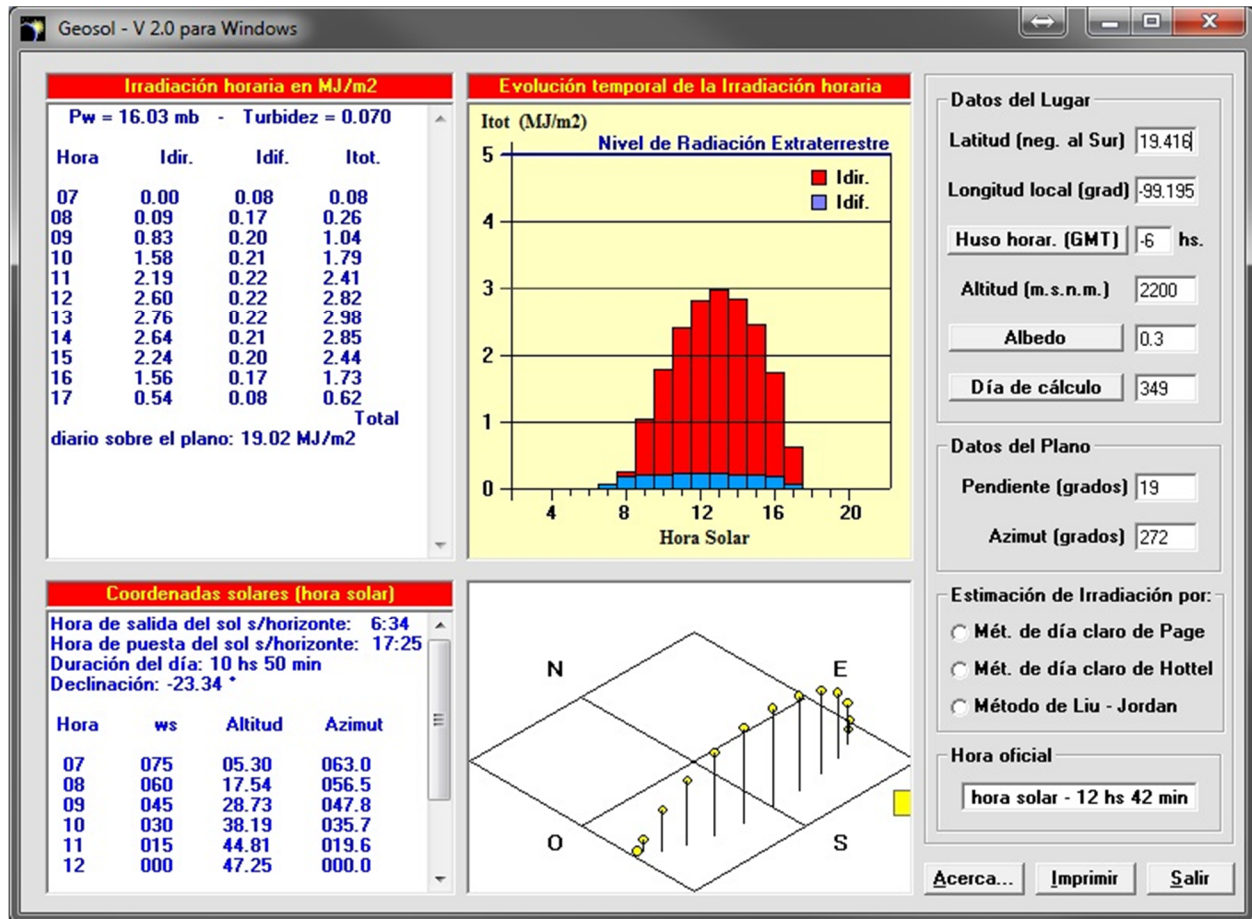
Hora	Idir	Idif	Itot	Iextrat/horz.	Wh/m2	W/m2	HSP
7.00	0.00	0.18	0.18	0.92	50.00	255.55	0.26
8.00	0.21	0.29	0.50	2.03	138.89	563.88	0.56
9.00	0.84	0.32	1.17	2.99	325.00	830.54	0.83
10.00	1.53	0.36	1.89	3.72	524.99	1,033.31	1.03
11.00	2.12	0.38	2.49	4.18	691.65	1,161.08	1.16
12.00	2.50	0.38	2.88	4.34	799.98	1,205.53	1.21
13.00	2.61	0.38	2.98	4.18	827.76	1,161.08	1.16
14.00	2.42	0.36	2.78	3.72	772.21	1,033.31	1.03
15.00	1.95	0.32	2.27	2.99	630.54	830.54	0.83
16.00	1.22	0.29	1.51	2.03	419.44	563.88	0.56
17.00	0.35	0.18	0.53	0.92	147.22	255.55	0.26

- Noviembre



Hora	Idir	Idif	Itot	lextrat/horz.	Wh/m2	W/m2	HSP
7.00	0.00	0.10	0.10	0.61	27.78	169.44	0.17
8.00	0.16	0.19	0.35	1.69	97.22	469.44	0.47
9.00	0.94	0.21	1.15	2.62	319.44	727.76	0.73
10.00	1.70	0.22	1.92	3.34	533.32	927.76	0.93
11.00	2.33	0.23	2.56	3.78	711.10	1,049.98	1.05
12.00	2.75	0.23	2.98	3.94	827.76	1,094.42	1.09
13.00	2.91	0.23	3.14	3.78	872.20	1,049.98	1.05
14.00	2.79	0.22	3.01	3.34	836.09	927.76	0.93
15.00	2.39	0.21	2.60	2.62	722.21	727.76	0.73
16.00	1.69	0.19	1.88	1.69	522.21	469.44	0.47
17.00	0.67	0.10	0.76	0.61	211.11	169.44	0.17

- Diciembre



Hora	Idir	Idif	Itot	lextrat/horz.	Wh/m2	W/m2	HSP
7.00	0.00	0.08	0.08	0.47	22.23	130.56	0.13
8.00	0.09	0.17	0.26	1.53	72.23	424.99	0.42
9.00	0.83	0.20	1.04	2.44	288.89	677.76	0.68
10.00	1.58	0.21	1.79	3.14	497.21	872.20	0.87
11.00	2.19	0.22	2.41	3.58	669.43	994.42	0.99
12.00	2.60	0.22	2.82	3.73	783.32	1,036.09	1.04
13.00	2.76	0.22	2.98	3.58	827.76	994.42	0.99
14.00	2.64	0.21	2.85	3.14	791.65	872.20	0.87
15.00	2.24	0.20	2.45	2.44	680.54	677.76	0.68
16.00	1.56	0.17	1.73	1.53	480.55	424.99	0.42
17.00	0.54	0.08	0.62	0.47	172.22	130.56	0.13

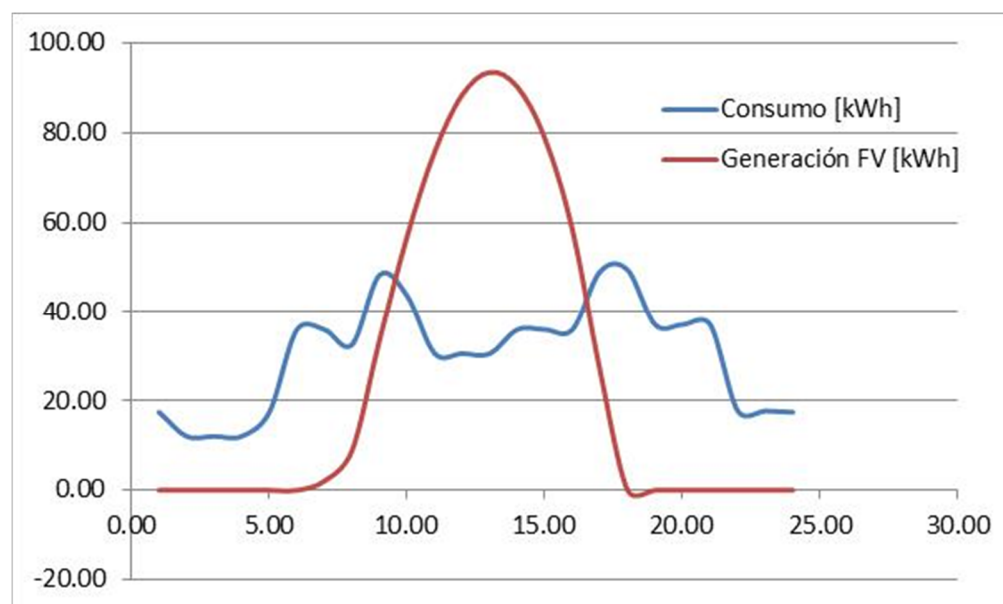


ANEXO 4

Cálculo de la Generación Fotovoltaica

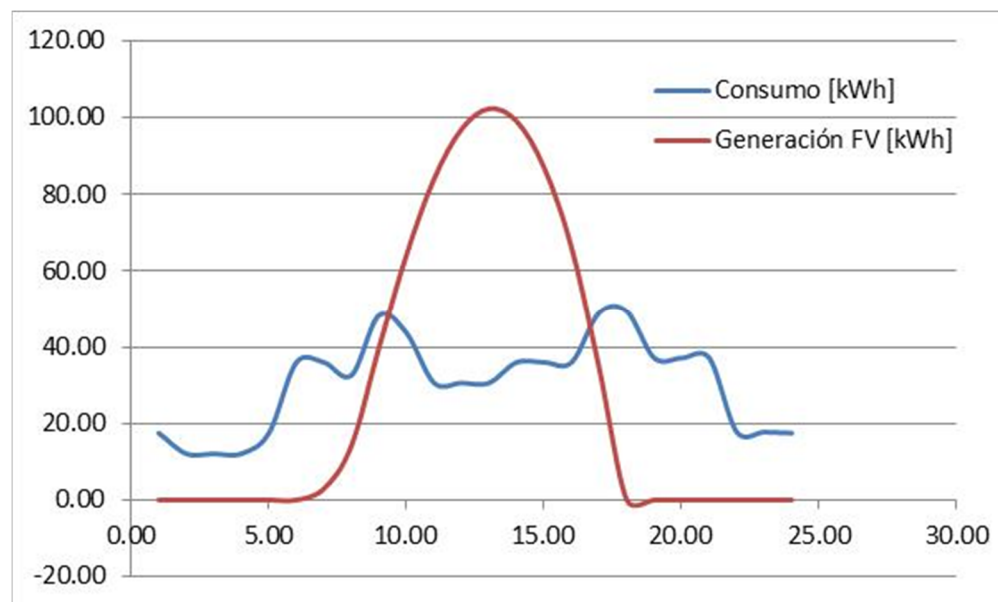
- Enero

Hora	Consumo [kWh]	Hora Solar Pico [h]	Generación FV [kWh]	Balance [kWh]
1.00	17.47			17.47
2.00	12.09			12.09
3.00	12.09			12.09
4.00	12.09			12.09
5.00	17.47			17.47
6.00	35.98			35.98
7.00	35.98	0.02	2.07	33.92
8.00	32.59	0.08	8.85	23.74
9.00	48.32	0.32	33.63	14.69
10.00	43.69	0.54	56.93	-13.24
11.00	30.60	0.71	75.81	-45.21
12.00	30.60	0.83	88.50	-57.90
13.00	30.60	0.88	93.51	-62.91
14.00	35.99	0.85	90.27	-54.28
15.00	35.99	0.74	78.76	-42.78
16.00	35.99	0.55	58.41	-22.42
17.00	49.08	0.25	26.85	22.23
18.00	49.46			49.46
19.00	37.12			37.12
20.00	37.12			37.12
21.00	37.12			37.12
22.00	17.74			17.74
23.00	17.74			17.74
24.00	17.47			17.47
Total	730.39	5.78	613.59	116.80



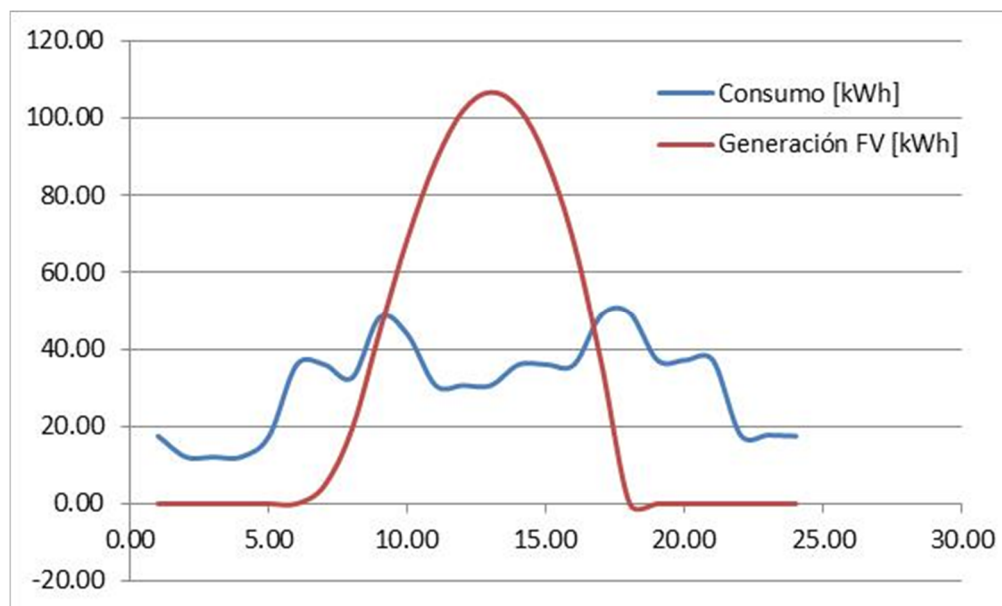
- Febrero

Hora	Consumo [kWh]	Hora Solar Pico [h]	Generación FV [kWh]	Balance [kWh]
1.00	17.47			17.47
2.00	12.09			12.09
3.00	12.09			12.09
4.00	12.09			12.09
5.00	17.47			17.47
6.00	35.98			35.98
7.00	35.98	0.03	2.95	33.03
8.00	32.59	0.13	14.16	18.43
9.00	48.32	0.37	39.82	8.50
10.00	43.69	0.61	64.31	-20.62
11.00	30.60	0.79	84.07	-53.47
12.00	30.60	0.91	97.05	-66.45
13.00	30.60	0.96	102.36	-71.76
14.00	35.99	0.93	99.12	-63.13
15.00	35.99	0.82	87.02	-51.04
16.00	35.99	0.62	66.08	-30.09
17.00	49.08	0.32	34.51	14.56
18.00	49.46			49.46
19.00	37.12			37.12
20.00	37.12			37.12
21.00	37.12			37.12
22.00	17.74			17.74
23.00	17.74			17.74
24.00	17.47			17.47
Total	730.39	6.51	691.46	38.93



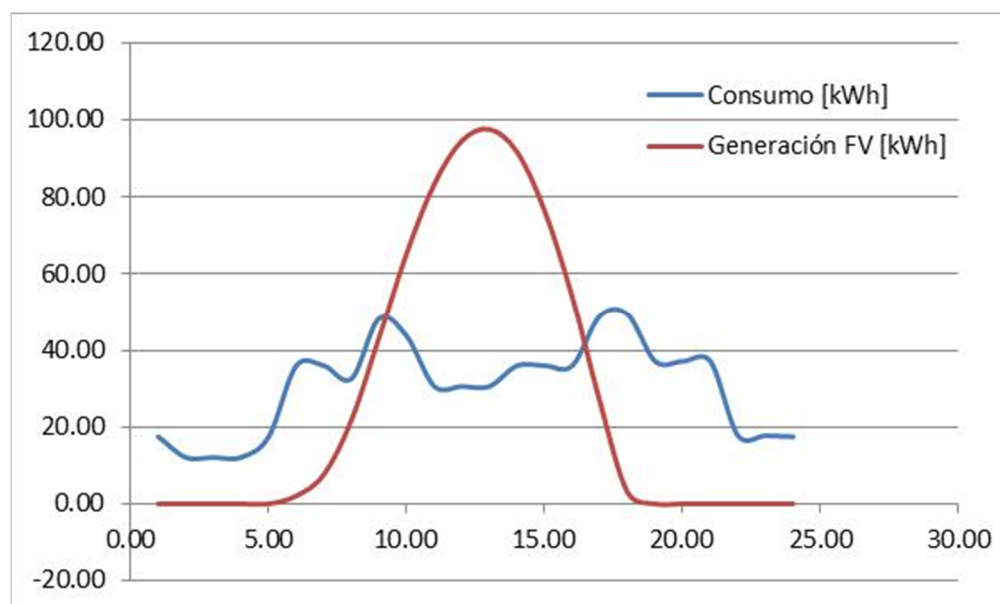
- Marzo

Hora	Consumo [kWh]	Hora Solar Pico [h]	Generación FV [kWh]	Balance [kWh]
1.00	17.47			17.47
2.00	12.09			12.09
3.00	12.09			12.09
4.00	12.09			12.09
5.00	17.47			17.47
6.00	35.98			35.98
7.00	35.98	0.04	4.72	31.26
8.00	32.59	0.18	19.47	13.12
9.00	48.32	0.42	44.84	3.48
10.00	43.69	0.65	69.03	-25.34
11.00	30.60	0.84	88.79	-58.19
12.00	30.60	0.96	102.07	-71.47
13.00	30.60	1.01	106.79	-76.19
14.00	35.99	0.97	102.66	-66.67
15.00	35.99	0.84	89.38	-53.40
16.00	35.99	0.64	67.55	-31.57
17.00	49.08	0.34	35.69	13.38
18.00	49.46			49.46
19.00	37.12			37.12
20.00	37.12			37.12
21.00	37.12			37.12
22.00	17.74			17.74
23.00	17.74			17.74
24.00	17.47			17.47
Total	730.39	6.88	730.99	-0.60



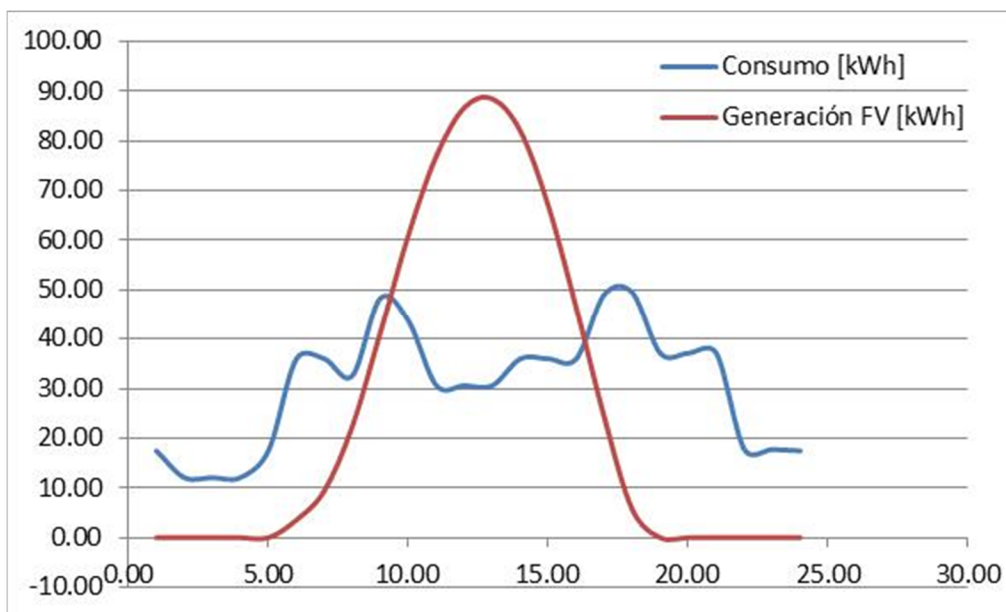
- Abril

Hora	Consumo [kWh]	Hora Solar Pico [h]	Generación FV [kWh]	Balance [kWh]
1.00	17.47			17.47
2.00	12.09			12.09
3.00	12.09			12.09
4.00	12.09			12.09
5.00	17.47			17.47
6.00	35.98	0.02	2.06	33.92
7.00	35.98	0.07	7.67	28.31
8.00	32.59	0.21	21.83	10.76
9.00	48.32	0.41	43.36	4.96
10.00	43.69	0.62	65.49	-21.80
11.00	30.60	0.79	83.48	-52.88
12.00	30.60	0.89	94.69	-64.09
13.00	30.60	0.92	97.64	-67.04
14.00	35.99	0.86	91.74	-55.76
15.00	35.99	0.72	76.40	-40.42
16.00	35.99	0.51	53.98	-18.00
17.00	49.08	0.25	26.55	22.53
18.00	49.46	0.03	2.95	46.51
19.00	37.12			37.12
20.00	37.12			37.12
21.00	37.12			37.12
22.00	17.74			17.74
23.00	17.74			17.74
24.00	17.47			17.47
Total	730.39	6.29	667.86	62.53



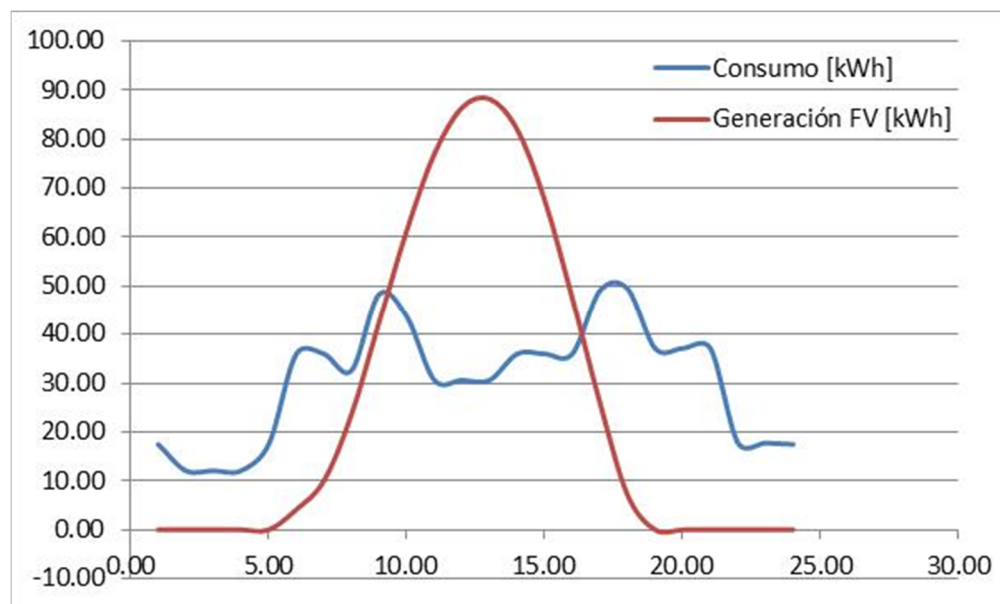
- Mayo

Hora	Consumo [kWh]	Hora Solar Pico [h]	Generación FV [kWh]	Balance [kWh]
1.00	17.47			17.47
2.00	12.09			12.09
3.00	12.09			12.09
4.00	12.09			12.09
5.00	17.47			17.47
6.00	35.98	0.03	3.54	32.44
7.00	35.98	0.09	9.44	26.54
8.00	32.59	0.21	22.42	10.17
9.00	48.32	0.39	41.30	7.02
10.00	43.69	0.57	61.06	-17.37
11.00	30.60	0.72	76.99	-46.39
12.00	30.60	0.82	86.73	-56.13
13.00	30.60	0.83	88.50	-57.90
14.00	35.99	0.77	82.01	-46.02
15.00	35.99	0.63	66.96	-30.98
16.00	35.99	0.44	46.31	-10.33
17.00	49.08	0.23	24.19	24.89
18.00	49.46	0.05	5.60	43.85
19.00	37.12			37.12
20.00	37.12			37.12
21.00	37.12			37.12
22.00	17.74			17.74
23.00	17.74			17.74
24.00	17.47			17.47
Total	730.39	5.79	615.06	115.33



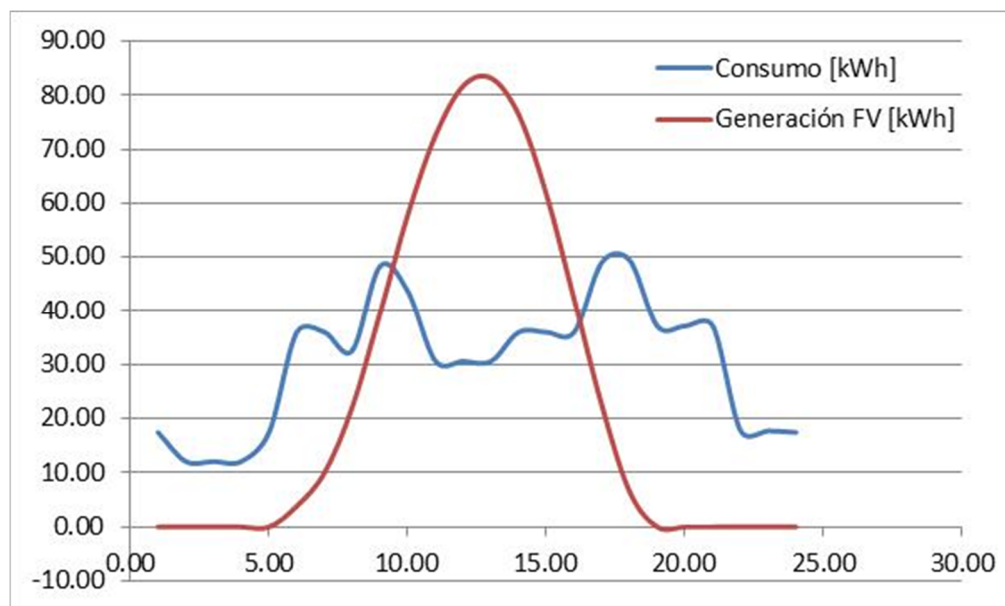
- Junio

Hora	Consumo [kWh]	Hora Solar Pico [h]	Generación FV [kWh]	Balance [kWh]
1.00	17.47			17.47
2.00	12.09			12.09
3.00	12.09			12.09
4.00	12.09			12.09
5.00	17.47			17.47
6.00	35.98	0.04	4.13	31.85
7.00	35.98	0.09	10.03	25.95
8.00	32.59	0.22	23.60	8.99
9.00	48.32	0.40	42.48	5.84
10.00	43.69	0.58	61.36	-17.67
11.00	30.60	0.72	76.99	-46.39
12.00	30.60	0.81	86.43	-55.83
13.00	30.60	0.83	88.20	-57.60
14.00	35.99	0.77	82.01	-46.02
15.00	35.99	0.64	67.55	-31.57
16.00	35.99	0.45	47.49	-11.51
17.00	49.08	0.24	25.96	23.12
18.00	49.46	0.07	7.08	42.38
19.00	37.12			37.12
20.00	37.12			37.12
21.00	37.12			37.12
22.00	17.74			17.74
23.00	17.74			17.74
24.00	17.47			17.47
Total	730.39	5.87	623.32	107.07



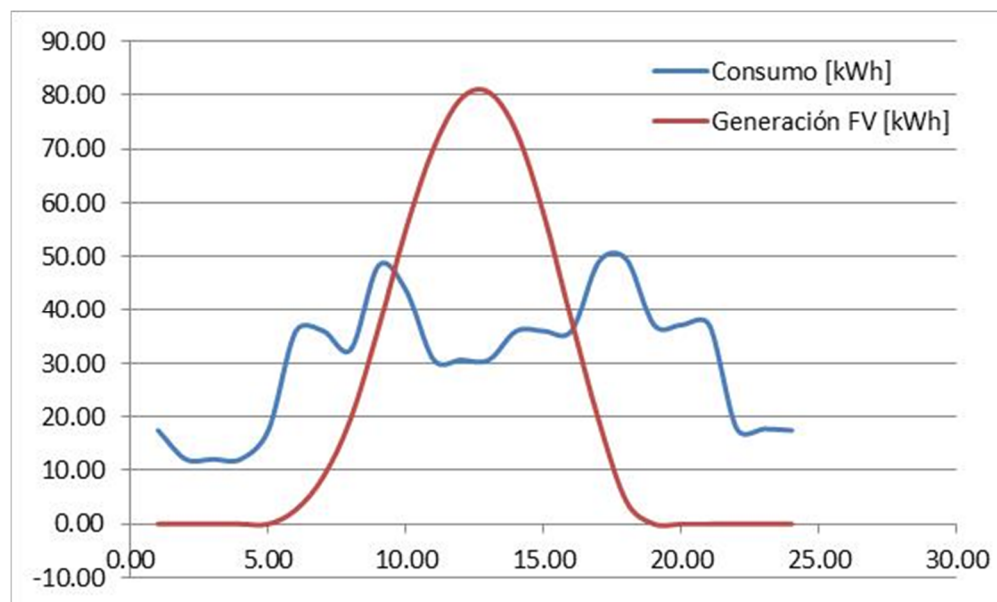
- Julio

Hora	Consumo [kWh]	Hora Solar Pico [h]	Generación FV [kWh]	Balance [kWh]
1.00	17.47			17.47
2.00	12.09			12.09
3.00	12.09			12.09
4.00	12.09			12.09
5.00	17.47			17.47
6.00	35.98	0.04	3.83	32.15
7.00	35.98	0.09	10.03	25.95
8.00	32.59	0.21	22.12	10.47
9.00	48.32	0.37	39.53	8.79
10.00	43.69	0.54	57.82	-14.13
11.00	30.60	0.68	72.57	-41.97
12.00	30.60	0.77	81.71	-51.11
13.00	30.60	0.78	83.19	-52.59
14.00	35.99	0.72	76.40	-40.42
15.00	35.99	0.58	61.65	-25.67
16.00	35.99	0.40	42.18	-6.20
17.00	49.08	0.21	22.42	26.66
18.00	49.46	0.06	6.49	42.97
19.00	37.12			37.12
20.00	37.12			37.12
21.00	37.12			37.12
22.00	17.74			17.74
23.00	17.74			17.74
24.00	17.47			17.47
Total	730.39	5.46	579.95	150.44



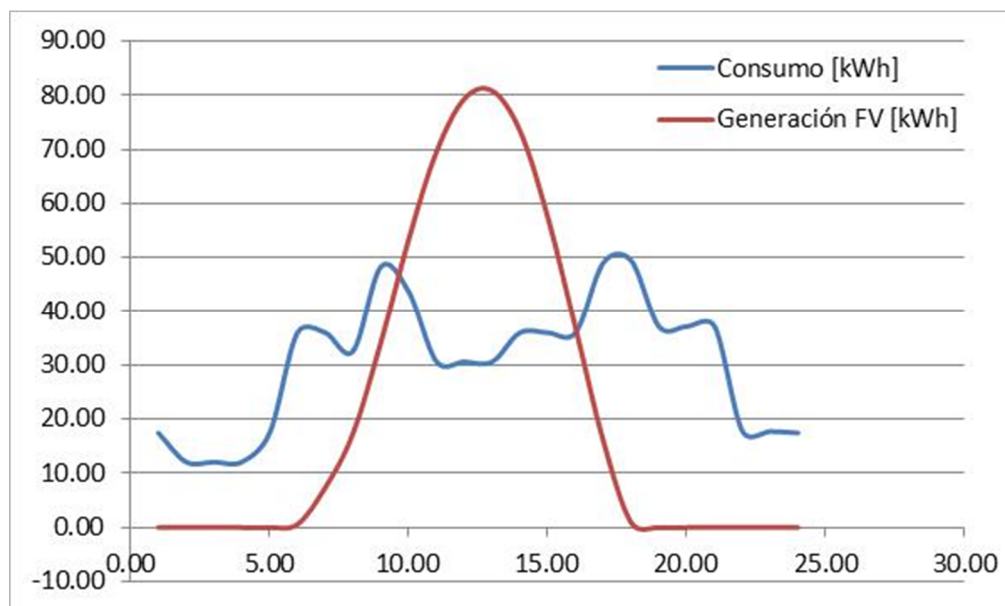
- Agosto

Hora	Consumo [kWh]	Hora Solar Pico [h]	Generación FV [kWh]	Balance [kWh]
1.00	17.47			17.47
2.00	12.09			12.09
3.00	12.09			12.09
4.00	12.09			12.09
5.00	17.47			17.47
6.00	35.98	0.02	2.65	33.33
7.00	35.98	0.08	8.85	27.13
8.00	32.59	0.19	19.76	12.83
9.00	48.32	0.34	36.58	11.74
10.00	43.69	0.52	55.16	-11.47
11.00	30.60	0.66	70.21	-39.61
12.00	30.60	0.75	79.35	-48.75
13.00	30.60	0.76	80.53	-49.93
14.00	35.99	0.69	73.16	-37.17
15.00	35.99	0.54	57.82	-21.83
16.00	35.99	0.36	38.05	-2.07
17.00	49.08	0.18	19.17	29.90
18.00	49.46	0.04	4.13	45.33
19.00	37.12			37.12
20.00	37.12			37.12
21.00	37.12			37.12
22.00	17.74			17.74
23.00	17.74			17.74
24.00	17.47			17.47
Total	730.39	5.14	545.44	184.95



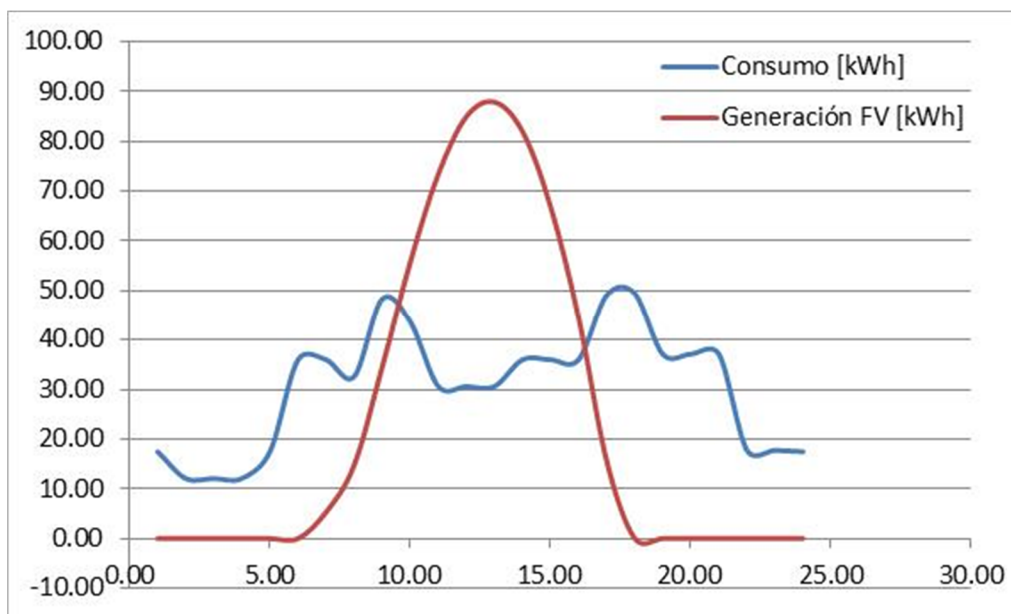
- Septiembre

Hora	Consumo [kWh]	Hora Solar Pico [h]	Generación FV [kWh]	Balance [kWh]
1.00	17.47			17.47
2.00	12.09			12.09
3.00	12.09			12.09
4.00	12.09			12.09
5.00	17.47			17.47
6.00	35.98	0.01	0.59	35.39
7.00	35.98	0.07	7.37	28.61
8.00	32.59	0.16	17.40	15.19
9.00	48.32	0.32	34.22	14.10
10.00	43.69	0.50	53.39	-9.70
11.00	30.60	0.66	69.62	-39.02
12.00	30.60	0.75	79.35	-48.75
13.00	30.60	0.76	80.83	-50.23
14.00	35.99	0.69	73.45	-37.47
15.00	35.99	0.54	57.52	-21.54
16.00	35.99	0.35	36.87	-0.89
17.00	49.08	0.15	15.93	33.15
18.00	49.46	0.01	0.88	48.57
19.00	37.12			37.12
20.00	37.12			37.12
21.00	37.12			37.12
22.00	17.74			17.74
23.00	17.74			17.74
24.00	17.47			17.47
Total	730.39	4.97	527.45	202.95



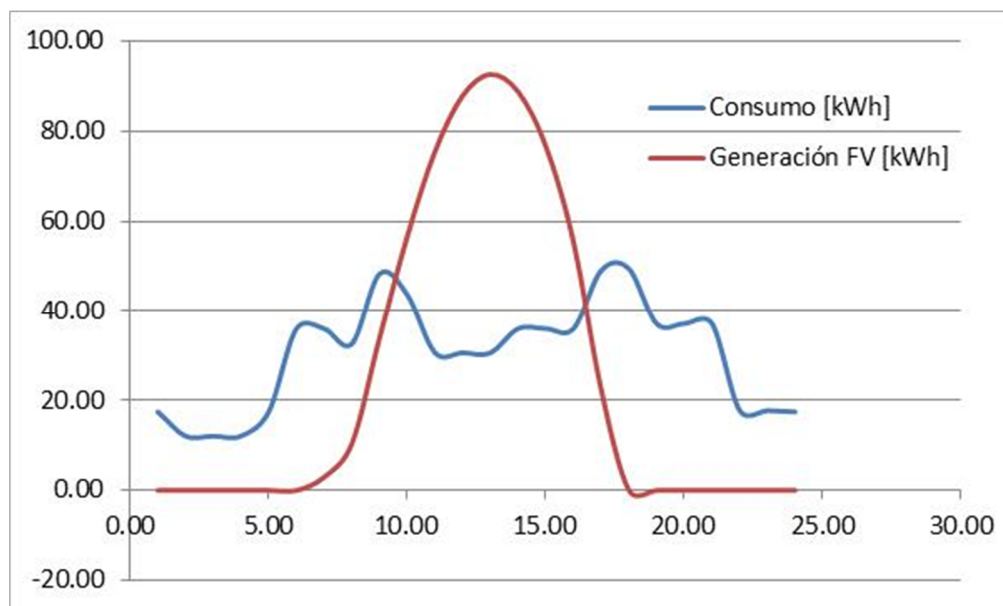
- Octubre

Hora	Consumo [kWh]	Hora Solar Pico [h]	Generación FV [kWh]	Balance [kWh]
1.00	17.47			17.47
2.00	12.09			12.09
3.00	12.09			12.09
4.00	12.09			12.09
5.00	17.47			17.47
6.00	35.98			35.98
7.00	35.98	0.05	5.31	30.67
8.00	32.59	0.14	14.75	17.84
9.00	48.32	0.32	34.51	13.81
10.00	43.69	0.52	55.75	-12.06
11.00	30.60	0.69	73.45	-42.85
12.00	30.60	0.80	84.96	-54.36
13.00	30.60	0.83	87.91	-57.31
14.00	35.99	0.77	82.01	-46.02
15.00	35.99	0.63	66.96	-30.98
16.00	35.99	0.42	44.54	-8.56
17.00	49.08	0.15	15.63	33.44
18.00	49.46			49.46
19.00	37.12			37.12
20.00	37.12			37.12
21.00	37.12			37.12
22.00	17.74			17.74
23.00	17.74			17.74
24.00	17.47			17.47
Total	730.39	5.33	565.79	164.60



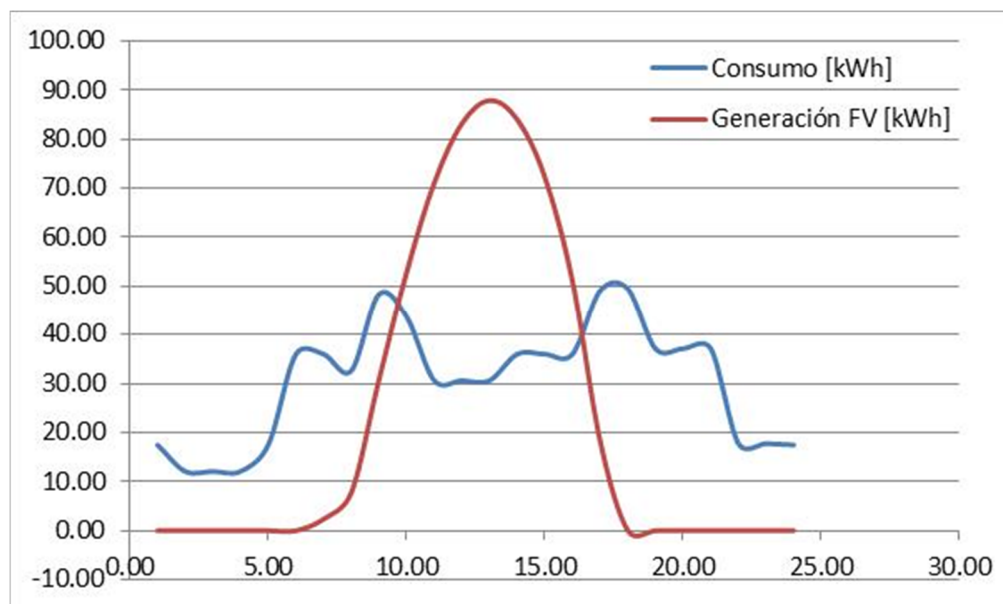
- Noviembre

Hora	Consumo [kWh]	Hora Solar Pico [h]	Generación FV [kWh]	Balance [kWh]
1.00	17.47			17.47
2.00	12.09			12.09
3.00	12.09			12.09
4.00	12.09			12.09
5.00	17.47			17.47
6.00	35.98			35.98
7.00	35.98	0.03	2.95	33.03
8.00	32.59	0.10	10.32	22.27
9.00	48.32	0.32	33.92	14.40
10.00	43.69	0.53	56.64	-12.95
11.00	30.60	0.71	75.52	-44.92
12.00	30.60	0.83	87.91	-57.31
13.00	30.60	0.87	92.63	-62.03
14.00	35.99	0.84	88.79	-52.81
15.00	35.99	0.72	76.70	-40.71
16.00	35.99	0.52	55.46	-19.47
17.00	49.08	0.21	22.42	26.66
18.00	49.46			49.46
19.00	37.12			37.12
20.00	37.12			37.12
21.00	37.12			37.12
22.00	17.74			17.74
23.00	17.74			17.74
24.00	17.47			17.47
Total	730.39	5.68	603.26	127.13



- Diciembre

Hora	Consumo [kWh]	Hora Solar Pico [h]	Generación FV [kWh]	Balance [kWh]
1.00	17.47			17.47
2.00	12.09			12.09
3.00	12.09			12.09
4.00	12.09			12.09
5.00	17.47			17.47
6.00	35.98			35.98
7.00	35.98	0.02	2.36	33.62
8.00	32.59	0.07	7.67	24.92
9.00	48.32	0.29	30.68	17.64
10.00	43.69	0.50	52.80	-9.11
11.00	30.60	0.67	71.09	-40.49
12.00	30.60	0.78	83.19	-52.59
13.00	30.60	0.83	87.91	-57.31
14.00	35.99	0.79	84.07	-48.09
15.00	35.99	0.68	72.27	-36.29
16.00	35.99	0.48	51.03	-15.05
17.00	49.08	0.17	18.29	30.79
18.00	49.46			49.46
19.00	37.12			37.12
20.00	37.12			37.12
21.00	37.12			37.12
22.00	17.74			17.74
23.00	17.74			17.74
24.00	17.47			17.47
Total	730.39	5.29	561.37	169.02





ANEXO 5

Estimación de la Factura Eléctrica

Cálculo del recibo de CFE sin considerar el proyecto fotovoltaico – 1ra. Parte

Mes	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre
kW base	319.37	319.37	319.37	319.37	319.37	319.37
kW intermedio	677.68	677.68	677.68	677.68	677.68	677.68
kW punta	633.70	633.70	633.70	633.70	633.70	633.70
Demanda Facturable kW	646.89	646.89	646.89	646.89	646.89	646.89
Cargo por kW demanda facturable	177.87	177.37	175.83	175.36	177.18	176.44
Demanda Facturable	115,062.56	114,739.12	113,742.91	113,438.87	114,616.21	114,137.51
kWh base	41,368.48	42,747.43	41,368.48	42,747.43	42,747.43	41,368.48
Cargo por kW energía base	1.02	1.10	1.08	1.05	1.05	1.03
kWh intermedio	175,399.10	181,245.73	175,399.10	181,245.73	181,245.73	175,399.10
Cargo por kW energía intermedio	1.22	1.32	1.30	1.26	1.26	1.23
kWh punta	70,852.65	73,214.41	70,852.65	73,214.41	73,214.41	70,852.65
Cargo por kW energía punta	2.05	2.13	2.11	2.08	2.09	2.06
Cargo por Energía	400,702.15	441,748.85	421,690.08	425,404.99	426,176.71	404,833.21
Factor de potencia	95.26	95.26	95.26	95.26	95.26	95.26
2% baja tensión	10,315.29	11,129.76	10,708.66	10,776.88	10,815.86	10,379.41
Bonificación Factor de Potencia	-7,262.18	-7,835.58	-7,539.12	-7,587.14	-7,614.59	-7,307.32
Subtotal	518,817.83	559,782.15	538,602.53	542,033.59	543,994.19	522,042.81
IVA 16%	83,010.85	89,565.14	86,176.40	86,725.37	87,039.07	83,526.85
Facturación del Periodo	601,828.68	649,347.29	624,778.94	628,758.96	631,033.26	605,569.66
Derecho de Alumbrado Público	48,146.29	51,947.78	49,982.31	50,300.72	50,482.66	48,445.57
Total	649,974.98	701,295.07	674,761.25	679,059.68	681,515.92	654,015.23

Cálculo del recibo de CFE sin considerar el proyecto fotovoltaico – 2da. Parte

Mes	Octubre	Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero	Marzo
kW base	319.37	319.37	319.37	319.37	319.37	319.37
kW intermedio	677.68	677.68	677.68	677.68	677.68	677.68
kW punta	633.70	633.70	633.70	633.70	633.70	633.70
Demanda Facturable kW	646.89	646.89	646.89	646.89	646.89	646.89
Cargo por kW demanda facturable	176.23	177.45	177.02	176.90	176.83	178.74
Demanda Facturable	114,001.66	114,790.87	114,512.71	114,435.08	114,389.80	115,625.36
kWh base	42,747.43	41,368.48	42,747.43	42,747.43	38,610.58	42,747.43
Cargo por kW energía base	1.10	1.12	1.14	1.16	1.19	1.12
kWh intermedio	181,245.73	175,399.10	181,245.73	181,245.73	163,705.82	181,245.73
Cargo por kW energía intermedio	1.32	1.34	1.37	1.38	1.42	1.34
kWh punta	73,214.41	70,852.65	73,214.41	73,214.41	66,129.14	73,214.41
Cargo por kW energía punta	2.12	2.15	2.17	2.18	2.20	2.16
Cargo por Energía	441,384.08	433,849.48	455,011.80	459,678.96	424,477.86	449,314.24
Factor de potencia	95.26	95.26	95.26	95.26	95.26	95.26
2% baja tensión	11,107.71	10,972.81	11,390.49	11,482.28	10,777.35	11,298.79
Bonificación Factor de Potencia	-7,820.06	-7,725.08	-8,019.14	-8,083.76	-7,587.48	-7,954.58
Subtotal	558,673.40	551,888.08	572,895.86	577,512.56	542,057.53	568,283.81
IVA 16%	89,387.74	88,302.09	91,663.34	92,402.01	86,729.20	90,925.41
Facturación del Periodo	648,061.14	640,190.17	664,559.19	669,914.57	628,786.73	659,209.22
Derecho de Alumbrado Público	51,844.89	51,215.21	53,164.74	53,593.17	50,302.94	52,736.74
Total	699,906.03	691,405.38	717,723.93	723,507.74	679,089.67	711,945.96

Cálculo del recibo de CFE considerando el proyecto fotovoltaico – 1ra. Parte

Mes	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre
kW base	319.37	319.37	319.37	319.37	319.37	319.37
kW intermedio	634.31	636.38	635.20	638.15	641.10	643.46
kW punta	633.70	633.70	633.70	633.70	633.70	633.70
Demanda Facturable kW	633.88	634.50	634.15	635.03	635.92	636.63
Cargo por kW demanda facturable	177.87	177.37	175.83	175.36	177.18	176.44
Demanda Facturable	112,748.63	112,541.57	111,502.19	111,359.33	112,671.89	112,326.23
kWh base	41,368.48	42,747.43	41,368.48	42,747.43	42,747.43	41,368.48
Cargo por kW energía base	1.02	1.10	1.08	1.05	1.05	1.03
kWh intermedio	155,451.75	162,352.69	156,911.96	163,468.35	164,465.13	159,602.29
Cargo por kW energía intermedio	1.22	1.32	1.30	1.26	1.26	1.23
kWh punta	70,764.16	73,040.66	70,640.26	73,013.22	73,086.38	70,826.10
Cargo por kW energía punta	2.05	2.13	2.11	2.08	2.09	2.06
Cargo por Energía	376,282.33	416,496.54	397,253.88	402,580.92	404,764.35	385,307.35
Factor de potencia	95.26	95.26	95.26	95.26	95.26	95.26
2% baja tensión	9,780.62	10,580.76	10,175.12	10,278.80	10,348.72	9,952.67
Bonificación Factor de Potencia	-6,885.76	-7,449.07	-7,163.49	-7,236.49	-7,285.72	-7,006.89
Subtotal	491,925.83	532,169.79	511,767.70	516,982.56	520,499.25	500,579.37
IVA 16%	78,708.13	85,147.17	81,882.83	82,717.21	83,279.88	80,092.70
Facturación del Periodo	570,633.96	617,316.96	593,650.53	599,699.77	603,779.13	580,672.06
Derecho de Alumbrado Público	45,650.72	49,385.36	47,492.04	47,975.98	48,302.33	46,453.77
Total	616,284.67	666,702.31	641,142.57	647,675.75	652,081.46	627,125.83

Cálculo del recibo de CFE considerando el proyecto fotovoltaico – 2da. Parte

Mes	Octubre	Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero	Marzo
kW base	319.37	319.37	319.37	319.37	319.37	319.37
kW intermedio	643.16	643.75	647.00	644.05	638.63	636.86
kW punta	633.70	633.70	633.70	633.70	633.70	633.70
Demanda Facturable kW	636.54	636.71	637.69	636.80	635.18	634.65
Cargo por kW demanda facturable	176.23	177.45	177.02	176.90	176.83	178.74
Demanda Facturable	112,176.94	112,984.92	112,883.46	112,650.37	112,318.23	113,436.51
kWh base	42,747.43	41,368.48	42,747.43	42,747.43	38,610.58	42,747.43
Cargo por kW energía base	1.10	1.12	1.14	1.16	1.19	1.12
kWh intermedio	163,706.11	157,301.35	163,843.28	162,224.49	144,344.92	158,585.06
Cargo por kW energía intermedio	1.32	1.34	1.37	1.38	1.42	1.34
kWh punta	73,214.41	70,852.65	73,214.41	70,852.65	66,129.14	73,214.41
Cargo por kW energía punta	2.12	2.15	2.17	2.18	2.20	2.16
Cargo por Energía	418,279.14	409,585.84	431,236.58	428,216.07	396,948.59	418,910.41
Factor de potencia	95.26	95.26	95.26	95.26	95.26	95.26
2% baja tensión	10,609.12	10,451.42	10,882.40	10,817.33	10,185.34	10,646.94
Bonificación Factor de Potencia	-7,469.04	-7,358.01	-7,661.43	-7,615.62	-7,170.69	-7,495.66
Subtotal	533,596.16	525,664.16	547,341.00	544,068.15	512,281.47	535,498.19
IVA 16%	85,375.39	84,106.27	87,574.56	87,050.90	81,965.04	85,679.71
Facturación del Periodo	618,971.55	609,770.43	634,915.56	631,119.06	594,246.51	621,177.91
Derecho de Alumbrado Público	49,517.72	48,781.63	50,793.25	50,489.52	47,539.72	49,694.23
Total	668,489.27	658,552.06	685,708.81	681,608.58	641,786.23	670,872.14



ANEXO 6

Tablas de la NOM 001 SEDE 2012

Tabla 310-15(b)(2)(a).- Factores de Corrección basados en una temperatura ambiente de 30 °C.

Para temperaturas ambiente distintas de 30 °C, multiplique las anteriores ampacidades permisibles por el factor correspondiente de los que se indican a continuación:			
Temperatura ambiente (°C)	Rango de temperatura del conductor		
	60 °C	75 °C	90 °C
10 o menos	1.29	1.20	1.15
11-15	1.22	1.15	1.12
16-20	1.15	1.11	1.08
21-25	1.08	1.05	1.04
26-30	1.00	1.00	1.00
31-35	0.91	0.94	0.96
36-40	0.82	0.88	0.91
41-45	0.71	0.82	0.87
46-50	0.58	0.75	0.82
51-55	0.41	0.67	0.76
56-60	-	0.58	0.71
61-65	-	0.47	0.65
66-70	-	0.33	0.58
71-75	-	-	0.50
76-80	-	-	0.41
81-85	-	-	0.29

Tabla 310-15(b)(2)(b).- Factores de Corrección basados en una temperatura ambiente de 40 °C.

Para temperaturas ambiente distintas de 40 °C, multiplique las anteriores ampacidades permisibles por el factor correspondiente de los que se indican a continuación:						
Temperatura ambiente (°C)	Rango de temperatura de los conductores					
	60 °C	75 °C	90 °C	150 °C	200 °C	250 °C
10 o menos	1.58	1.36	1.26	1.13	1.09	1.07
11-15	1.50	1.31	1.22	1.11	1.08	1.06
16-20	1.41	1.25	1.18	1.09	1.06	1.05
21-25	1.32	1.20	1.14	1.07	1.05	1.04
26-30	1.22	1.13	1.10	1.04	1.03	1.02
31-35	1.12	1.07	1.05	1.02	1.02	1.01
36-40	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
41-45	0.87	0.93	0.95	0.98	0.98	0.99
46-50	0.71	0.85	0.89	0.95	0.97	0.98
51-55	0.50	0.76	0.84	0.93	0.95	0.96
56-60	-	0.65	0.77	0.90	0.94	0.95
61-65	-	0.53	0.71	0.88	0.92	0.94
66-70	-	0.38	0.63	0.85	0.90	0.93
71-75	-	-	0.55	0.83	0.88	0.91
76-80	-	-	0.45	0.80	0.87	0.90
81-90	-	-	-	0.74	0.83	0.87
91-100	-	-	-	0.67	0.79	0.85
101-110	-	-	-	0.60	0.75	0.82
111-120	-	-	-	0.52	0.71	0.79
121-130	-	-	-	0.43	0.66	0.76
131-140	-	-	-	0.30	0.61	0.72
141-160	-	-	-	-	0.50	0.65
161-180	-	-	-	-	0.35	0.58
181-200	-	-	-	-	-	0.49
201-225	-	-	-	-	-	0.35

3) Factores de ajuste.

a) Más de tres conductores portadores de corriente en una canalización o cable. Cuando el número de conductores portadores de corriente en una canalización o cable es mayor de tres, o cuando los conductores individuales o cables multiconductores se instalan sin conservar su separación en una longitud continua mayor de 60 centímetros y no están instalados en canalizaciones, la ampacidad permisible de cada conductor se debe reducir como se ilustra en la Tabla 310-15(b)(3)(a). Cada conductor portador de corriente de un grupo de conductores en paralelo se debe contar como un conductor portador de corriente.

Cuando conductores de sistemas diferentes, como se establece en 300-3, están instalados en una canalización o cable común, los factores de ajuste mostrados en la Tabla 310-15(B(3))(a) se deben aplicar únicamente a los conductores de fuerza y alumbrado (Artículos 210, 215, 220 y 230).

Tabla 310-15(b)(3)(a). Factores de ajuste para más de tres conductores portadores de corriente en una canalización o cable

Número de conductores ¹	Porcentaje de los valores en las tablas 310-15(b)(16) a 310-15(b)(19), ajustadas para temperatura ambiente, si es necesario.
4-6	80
7-9	70
10-20	50
21-30	45
31-40	40
41 y más	35

¹Es el número total de conductores en la canalización o cable ajustado de acuerdo con 310-15(b)(5) y (6).

NOTA 1: Véase el apéndice B, Tabla B.310-15(b)(2)(11), para los factores de ajuste para más de tres conductores portadores de corriente en una canalización o cable con carga diversificada.

NOTA 2: Véase 366-23(a) en relación con los factores de ajuste para conductores en canales auxiliares de lámina metálica y 376-22(b) para los factores de ajuste para conductores en ductos metálicos.

- (1) Cuando los conductores estén instalados en charolas portacables, se debe aplicar lo establecido en 392-80.
 - (2) Los factores de ajuste no se deben aplicar a los conductores en canalizaciones cuya longitud no supere los 60 centímetros.
 - (3) Los factores de ajuste no se deben aplicar a conductores subterráneos que entran o salgan de una zanja exterior, si están protegidos físicamente por tubo conduit metálico pesado, tubo conduit metálico semipesado, tubo conduit rígido de policloruro de vinilo tipo PVC o tubo conduit de resina termofija reforzada RTRC en una longitud no mayor a 3.00 metros, y si el número de conductores no pasa de cuatro.
 - (4) No se deben aplicar factores de ajuste a cables de tipo AC o de tipo MC bajo las siguientes condiciones:
 - a. Los cables no tienen cubierta exterior total
 - b. Cada cable no tiene más de tres conductores portadores de corriente
 - c. Los conductores de tamaño 3.31 mm² (12 AWG)
 - d. No más de 20 conductores de fase son instalados sin conservar la separación, están apilados o apoyados en anillos de retención.
 - (5) Se debe aplicar un factor de ajuste del 60 por ciento a los cables tipo AC o tipo MC bajo las siguientes condiciones:
 - a. Los cables no tienen cubierta exterior total
 - b. El número de conductores portadores de corriente exceden de 20.
 - c. Los cables están amontonados o agrupados en una longitud de más de 60 centímetros sin conservar la separación.
- b) Más de un tubo conduit, tubo o canalización. Se debe mantener la separación entre tubos conduits, tubos o canalizaciones.
- c) Canalizaciones circulares expuestas a la luz solar en azoteas. Cuando los conductores o cables se instalan en canalizaciones circulares expuestas a la luz solar directa en o por encima de azoteas, los valores que se indican en la Tabla 310-15(b)(3)(c) se deben agregar a la temperatura exterior para determinar la temperatura ambiente correspondiente para la aplicación de los factores de corrección de las Tablas 310-15(b)(2)(a) ó 310-15(b)(2)(b).

Tabla 310-15(b)(16) Ampacidades permisibles en conductores aislados para tensiones hasta 2000 volts y 60 °C a 90 °C. No más de tres conductores portadores de corriente en una canalización, cable o directamente enterrados, basados en una temperatura ambiente de 30 °C*

Tamaño o designación		Temperatura nominal del conductor [Véase la tabla 310-104(a)]					
		60 °C	75 °C	90 °C	60 °C	75 °C	90 °C
mm ²	AWG o kcmil	COBRE			ALUMINIO O ALUMINIO RECUBIERTO DE COBRE		
		TIPOS TW, UF	TIPOS RHW, THHW, THHW-LS, THW, THW-LS, THWN, XHHW, USE, ZW	TIPOS TBS, SA, SIS, FEP, FEPB, MI, RHH, RHW-2, THHN, THHW, THHW-LS, THW-2, THWN-2, USE-2, XHH, XHHW, XHHW-2, ZW-2	TIPOS UF	TIPOS RHW, XHHW, USE	TIPOS SA, SIS, RHH, RHW-2, USE-2, XHH, XHHW, XHHW-2, ZW-2
0.824	18 ^{***}	—	—	14	—	—	—
1.31	16 ^{***}	—	—	18	—	—	—
2.08	14 ^{**}	15	20	25	—	—	—
3.31	12 ^{**}	20	25	30	—	—	—
5.26	10 ^{**}	30	35	40	—	—	—
8.37	8	40	50	55	—	—	—
13.3	6	55	65	75	40	50	55
21.2	4	70	85	95	55	65	75
26.7	3	85	100	115	65	75	85
33.6	2	95	115	130	75	90	100
42.4	1	110	130	145	85	100	115
53.49	1/0	125	150	170	100	120	135
67.43	2/0	145	175	195	115	135	150
85.01	3/0	165	200	225	130	155	175
107.2	4/0	195	230	260	150	180	205
127	250	215	255	290	170	205	230
152	300	240	285	320	195	230	260
177	350	260	310	350	210	250	280
203	400	280	335	380	225	270	305
253	500	320	380	430	260	310	350
304	600	350	420	475	285	340	385
355	700	385	460	520	315	375	425
380	750	400	475	535	320	385	435
405	800	410	490	555	330	395	445
456	900	435	520	585	355	425	480
507	1000	455	545	615	375	445	500
633	1250	495	590	665	405	485	545
760	1500	525	625	705	435	520	585
887	1750	545	650	735	455	545	615
1013	2000	555	665	750	470	560	630

* Véase 310-15(b)(2) para los factores de corrección de la ampacidad cuando la temperatura ambiente es diferente a 30 °C.

** Véase 240-4(d) para limitaciones de protección contra sobrecorriente del conductor.



ANEXO 7

Fichas Técnicas

POLYCRYSTALLINE



270 - 295W SOLAR PANEL

EXCEPTIONAL EFFICIENCY AND PERFORMANCE /
EFICIENCIA Y DESEMPEÑO EXCEPCIONAL

BENEFITS / BENEFICIOS

High Efficiency / Alta Eficiencia

High module efficiency of up to 15.15%.

Líder en la industria empleando celdas policristalinas de alta eficiencia

More Power / Mayor Potencia

Delivers up to 50% more power per unit area than conventional solar panels and 100% more than thin film solar panels.

Ofrece hasta un 50% más de potencia por unidad de área a comparación de los paneles solares convencionales y un 100% más que los paneles solares de película delgada.

Reduces Installation Cost / Reducción en Costos de Instalación

More power per panel means fewer modules per installation. This saves both time and money.

Mas potencia por panel representa menos módulos por instalación. Esto ahorra tanto tiempo como dinero.

Reliable and Robust Design / Diseño Robusto y Confiable

Certified materials, tempered front glass, and a sturdy anodized frame allows the module to operate reliably in multiple mounting configurations.

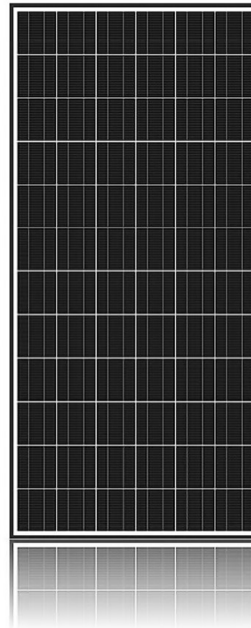
Materiales certificados, cristal templado y un robusto marco anodizado el cual permite al módulo operar sin problema alguno y en múltiples configuraciones de montaje.



S72PC

S72PC

72 Cell Modules

S72PC-270, S72PC-275, S72PC-280,
S72PC-285, S72PC-290, S72PC-295.**Solartec 270 - 295W solar modules provide industry leading efficiency and performance.**

Utilizing 72 next generation polycrystalline solar cells and an optimized module design, Solartec S72PC solar module delivers an unprecedented total conversion efficiency of up to 15.15%. Solartec 270 - 295W modules reduced voltage - temperature coefficient, and exceptional low - light performance attributes, provide far higher energy delivery at peak power than conventional panels.

Los módulos solares Solartec de 270 - 295W proveen un liderazgo incomparable en la industria gracias a su eficiencia y desempeño.

El módulo solar Solartec S72PC utiliza 72 celdas solares multicristalinas de última generación, aunado al óptimo diseño del módulo, permitiéndole ofrecer una eficiencia de hasta 15.15%. El reducido valor del coeficiente de voltaje-temperatura, y su desempeño excepcional en condiciones de baja iluminación permiten a los módulos de 270 - 295W entregar mucha mayor energía en condiciones de potencia máxima, en comparación con los paneles convencionales.

Tested Operating Conditions / Condiciones de Operación

Temperature / Temperatura	-40°C to +90°C (-40°F to + 194°F)
Max load / Carga máxima	50psf (2400 pascals) front and back
Impact Resistance / Resistencia al Impacto	Hail Ø-25mm (1 in.) at 23 m/s (52mph)
Complies with / Normado con	IEC 61215 / IEC 61730

POLYCRYSTALLINE



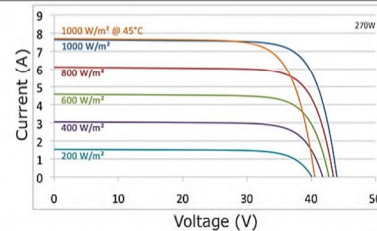
270 - 295W SOLAR PANEL

EXCEPTIONAL EFFICIENCY AND PERFORMANCE /
EFICIENCIA Y DESEMPEÑO EXCEPCIONAL

Specifications / Especificaciones

Number of cells / Número de celdas	72 (6 x 12)
Module dimensions/ Dimensiones del módulo	1956mm x 991mm
Weight / Peso	22.5 kg
Cable / Cable	100 cm long double XLPE layer, TÜV Certified, 4.0mm ²
Connection / Conexión	IP65 Type IV Junction box with 6 bypass diodes, MC4 Type Plug, TÜV Certified.
Back Sheet / Hoja Trasera	White/Black/Blue TPT or Glass
Frame / Marco	Aluminium (45 mm) or Without frame
Fire Rating / Clasificación de flama	Class C

I-V Curve



Current / voltage characteristics with dependence on irradiance and module temperature

Maximum system voltage/ Voltaje máximo del sistema	1000 V	Maximum series fuse/ Valor máximo del fusible en serie	15 A
---	--------	---	------

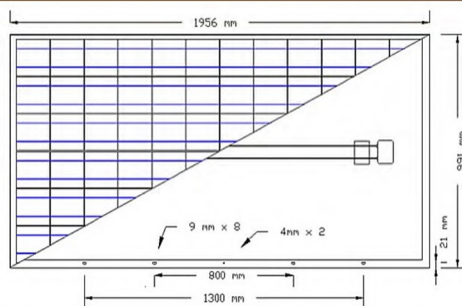
156mm Polycrystalline Silicon Cells Solar Module / Panel Solar con Celdas de 156mm de Silicio Policristalino

Model / Modelo	S70PC-270		S70PC-275		S70PC-280		S70PC-285		S70PC-290		S70PC-295	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Open circuit voltage (V _{oc}) / Voltaje de circuito abierto	44.00 V	40.50 V	44.20 V	40.70 V	44.20 V	40.70 V	44.40 V	40.90 V	44.40 V	40.90 V	44.60 V	41.20 V
Optimum operating voltage (V _{mpp}) / Voltaje en el punto de máxima potencia	36.00 V	32.50 V	36.52 V	32.90 V	36.75 V	33.10 V	37.01 V	33.40 V	37.47 V	33.70 V	37.82 V	34.00 V
Short circuit current (I _{sc}) / Corriente de cortocircuito	8.20 A	6.64 A	8.25 A	6.68 A	8.32 A	6.73 A	8.38 A	6.78 A	8.42 A	6.81 A	8.48 A	6.86 A
Optimum operating current (I _{mpp}) / Corriente en el punto de máxima potencia	7.50 A	6.02 A	7.53 A	6.06 A	7.62 A	6.12 A	7.70 A	6.18 A	7.74 A	6.25 A	7.80 A	6.31 A
Maximum power (P _{max}) / Potencia máxima	270 W	195.7 W	275 W	199.3 W	280 W	202.8 W	285 W	206.5 W	290 W	210.7 W	295 W	214.7 W
Module efficiency / Eficiencia del módulo	13.87%		14.12%		14.38%		14.64%		14.89%		15.15%	

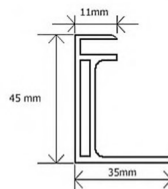
Temperature Coefficients / Coeficientes de Temperatura

of I _{sc} / de I _{sc} (α)	+0.062% / °C	of V _{oc} / de V _{oc} (β)	-0.330% / °C	of P _{max} / de P _{max} (γ)	-0.45% / °C
---	--------------	---	--------------	---	-------------

Dimensions / Dimensiones



Aluminium Frame / Marco de Aluminio



Guarantees / Garantías

Materials comprising photovoltaic modules and any possible defects due to the manufacturing process for 10 years.
Los materiales que componen los módulos fotovoltaicos y los posibles defectos que se deban al proceso de fabricación por un periodo de 10 años.

At least 90% output power provided by the photovoltaic module over 10 years.
Generación mínima del 90% de la potencia de salida nominal del módulo a los 10 años.

At least 80% output power provided by the photovoltaic module over 20 years.
Generación mínima del 80% de la potencia de salida nominal del módulo a los 20 años.

Measured under standard test conditions and normal operating cell temperature (STC:1000W/m², 25°C, AM 1.5. NOCT:800W/m², 45±2°C, AM 1.5.)
Medido bajo condiciones de prueba estándar y bajo condiciones de temperatura de operación nominal de la celda (CPS:1000W/m², 25°C, AM 1.5. TONC:800W/m², 45±2°C, AM 1.5.)

The electric characteristics of each photovoltaic module are individually monitored leaving the results available to the customer. Warranted Tolerance ±3%.
Las características eléctricas de cada módulo fotovoltaico son monitoreadas individualmente dejando los resultados a disposición del cliente. Tolerancia Garantizada ±3%.

Applications / Aplicaciones

- Building Integration
Integración estructural
- Solar Power kits and Plants
Plantas de energía solar
- Solar Pumping Systems
Sistemas de bombeo solar
- Energy Bill Savings
Reducción de costos en energía

Distributed by / Distribuido por



Contact / Contacto

Solartec S.A. de C.V.
info@solartec.mxCarretera Libramiento Norte Km 4.6
Lote No. 9, Parque Industrial Apolo
Irapuato, Gto. México CP 36826
Phone Number: +52 (462) 635 9828

www.solartec.mx

Specifications are subject to changes without any notice / Especificaciones sujetas a cambios sin previo aviso. CAUTION: Read installation manual before using the product / PRECAUCIÓN: Lea el manual del usuario antes de utilizar el producto.

16072012



La estructura Gamma está formada por 4 partes principales, cuyas medidas y espesor dependen del cálculo estructural, de las condiciones meteorológicas y del peso de la estructura.

Estructura fija **GAMMA**



+ I + S

sistemas de soporte

Ventajas

- Estructura muy resistente y diseñada para cada necesidad.
- Fácil montaje.
- Posibilidad de configuraciones de seguridad.
- Posibilidad de fijación mediante "Concrete Less".
- Max. tamaño de estructura: 42 m.
- Max. desnivel asumible: 0,60 m.
- Permite cargaderos de más de 6 m. de longitud.

Componentes

CARGADERO

- Sección en forma de Omega o U con medidas y espesor dependientes del cálculo estructural (longitudes mayores de 6 m.)

TIRANTE PÓRTICO

- Sección en forma de Omega o U con medidas y espesor dependientes del cálculo estructural (condiciones meteorológicas y peso de la estructura).
- Material: Acero galvanizado en caliente por inmersión.

PILAR NORTE Y PILAR SUR

- Sección en forma de Omega o U con medidas y espesor dependientes del cálculo estructural (condiciones meteorológicas y peso de la estructura).
- Material: Acero galvanizado en caliente por inmersión.

CONCRETE LESS

- Sistema de anclado de las estructuras al terreno. Logitud y forma del tornillo variables dependiendo de las características del terreno.
- Material: Acero galvanizado en caliente por inmersión.



Estructura de alta resistencia y fácil montaje. Gracias a su configuración especial está indicada para paneles de grandes dimensiones (más de 2 metros de altura).



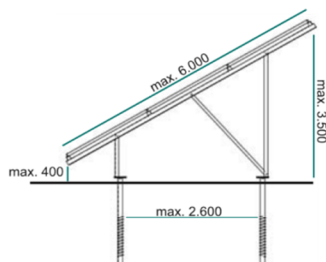
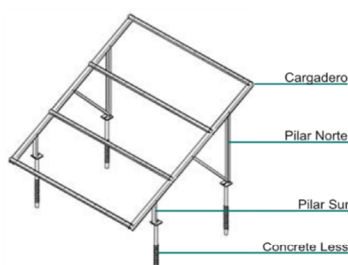
Instalación de 1 MW con estructura GAMMA

La estructura Gamma está diseñada para el montaje de grandes paneles. Para el diseño y dimensionado de la estructura se tienen en cuenta todas las sobrecargas, tanto las reales, por el peso de la misma estructura, como las consideradas por condiciones meteorológicas.

conectavol
fabricamos soluciones de montaje

Estructura fija **GAMMA**

MEDIDAS



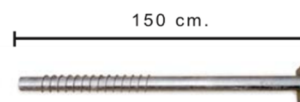
CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

FIJACIÓN AL TERRENO:	Concrete Less / Cimentación
TYPE MOUNT:	Bi-poste
TIPO DE MÓDULO:	Con marco, capa fina o Amorfo
ORIENTACIÓN DE LOS MÓDULOS:	Vertical
TILT ANGLE:	30° (1)
ALTURA MÁXIMA:	3.500 mm
LONGITUD MÁXIMA:	40 m (2)
DESNIVEL MÁXIMO ASUMIBLE:	5%
DISTANCIA ENTRE FILAS:	Según estudio de sombras (3)
WIND LOAD:	Según situación geográfica, hasta 180 km/h
SNOW LOAD:	Según situación geográfica, hasta 110 kg/m ²
NORMATIVA APLICADA:	CTE, Eurocódigo
MATERIAL DE LA ESTRUCTURA:	Acero S275
TRATAMIENTO:	Galvanizado en caliente según norma UNE-EN-ISO 1461
FIJACIÓN DE LOS MÓDULOS:	Grapas de acero Inoxidable
TORNILLERÍA	Acabado GEOMET
GARANTÍA:	25 años
OPCIONES:	Posibilidad de tornillería anitviolable.

(1) La orientación se puede modificar en función de la situación geográfica o las exigencias del cliente.

(2) Esta distancia se puede ampliar introduciendo juntas de dilatación en la estructura.

(3) El estudio de sombras se realiza para cada obra.



CONCRETE LESS



+
I
+
S

sistemas de soporte



Xantrex GT100 y GT 250 Inversor para interconexión a la red

Características

- Diseño ultra-eficiente con eficiencia OEC del 96%, incluye transformador de aislamiento.
- Incluye desconectores de CA y CD.
- Detección de falla a tierra.
- Circuito de arranque suave, para reducir ruido.
- Diseño sellado que no requiere de filtros o aire exterior para el enfriamiento de componentes.
- Puntos de acceso al cableado desde la parte baja, laterales y trasera del inversor.
- Salidas de aire removibles, que permiten que el inversor pueda acoplarse a un ducto de ventilación.
- Gabinete de acero con tratamiento de zinc y pintura en polvo que otorga máxima resistencia a la corrosión.
- Pantalla fluorescente con cubierta UV para fácil lectura contra luz solar.
- Comunicación Modbus RS485 y RS232.
- Disponible con 5 años de garantía estándar, garantía extendida a 10 años.

Opciones

- La solución PV Box ofrece múltiples arreglos de inversores y transformadores para media tensión.
- Sub-arreglo de fusibles integrado en el gabinete del inversor.
- Configuración de tierra positiva (*positive ground*).
- Opciones de monitoreo y control remoto.
- Programas de mantenimiento preventivo.
- Garantías extendidas y contratos de servicio hasta por 20 años.



Industrial/
Infraestructura

Inversores Xantrex GT100 y GT 250

Especificaciones eléctricas

	GT100-208	GT100-480	GT250-480
Potencia continua máxima de salida	100 kW	100 kW	250 kW
Voltaje salida CA (nominal)	208 Vca	480 Vca	480 Vca (línea a línea, +10% / -12%)
Frecuencia nominal de salida	60 Hz	60 Hz	60 Hz
Corriente nominal de salida	278 A rms	121 A rms	301 A rms
Máxima corriente de falla a la salida	1100 A pico	1100 A pico	1400 A pico (duración de 0.008 seg)
Factor de potencia	>0.99	>0.99	>0.99
Rango de voltaje de entrada CD	300 a 600 Vcd	300 a 600 Vcd	300 a 600 Vcd
Rango de voltaje de seguimiento de potencia pico (peak power tracking)	300 a 480 Vcd	300 a 480 Vcd	300 a 480 Vcd
Máxima corriente de entrada	347 Acd	347 Acd	867 Acd
Corriente máxima de cortocircuito a la entrada	480 Vcd	480 Vcd	1214 Vcd
Corriente máxima de retroalimentación	0 Acd	0 Acd	0 Acd
Eficiencia pico del inversor	96.2%	96.7%	96.8%
Eficiencia CEC	95.0%	96.0%	96.0%
Consumo nocturno de potencia	< 100 W	< 100 W	< 100 W
Protección máxima de sobrecorriente a la salida	400 A	200 A	400 A

Especificaciones generales

Rango de temperatura de operación	-15°C a 50°C (5°F a 122°F)
Especificaciones de gabinete	NEMA 3R, con especificaciones para uso exterior
Gabinete	Gabinete de acero con tratamiento de zinc y pintura en polvo
Peso	1361 kg (3000 lb) 1361 kg (3000 lb) 2018 kg (4450 lb)
Dimensiones del inversor (LxAxP)	1862 x 1702 x 1171 mm (73.3 x 67.0 x 46.1") 1862 x 1702 x 1171 mm (73.3 x 67.0 x 46.1") 2192 x 2286 x 1171 mm (86.3 x 90.0 x 46.1") (Toma de aire removible, que reduce la profundidad en 12" para caber a través de las puertas)
Ruido	< 70 dBA < 70 dBA < 70 dBA
Altitud	Hasta 2012 m (6600')
Humedad relativa	0 a 95%, no condensada

Características y opciones

Método de enfriamiento	Enfriamiento por convección forzada / diseño sellado
Desconectador CA/CD	Estándar, Integrados en el gabinete del inversor
Transformador de aislamiento	Estándar, Integrado en el gabinete del inversor
Pantalla de usuario	Estándar, pantalla fluorescente verde
Detección de falla a tierra / interrupción	Estándar, Integrado en el gabinete del inversor
Comunicaciones	Kit opcional de interface RS485 Modbus y RS232
Combinador de sub-arreglo	Opcional e Integrado en el gabinete del inversor, circuitos de 100, 150 o 200 A

Aprobaciones

Certified to UL 1741 (2005 Edition) and CSA 107.1-01
 Tested to IEEE 1547
 FCC Part 15 Class A

Solar Combiner Boxes with Integral DC Disconnect Switches

cETLus 1741 Listed
cETLus Listed to CSA Standard C22.2 No. 31 & No. 107.1
NEMA 4X (fiberglass and stainless steel)
NEMA 4 (powder coated steel)
NEMA 3R (painted steel)

Application:

Eaton's Crouse-Hinds Solar Combiners with Integral DC Disconnect Switches provide all the strong and durable features of our standard Solar Combiner and are available with 1-48 input circuits*, save material costs, installation time, and labor by joining the combiner box and disconnect within one enclosure and eliminating the need for a disconnect switch in a separate enclosure. ETL Listed to UL 1741 standards*, providing peace of mind and plenty of wiring room for ease of installation.

CP

Features:

- Rated for 600 VDC or 1000 VDC - continuous duty
- Integral Disconnects available in 100A, 250A, 400A, and 600A†
- Touch-Safe fuse holders
- Lexan shield covers all live components
- 90°C output terminals
- Configured for positive and negative grounded arrays**

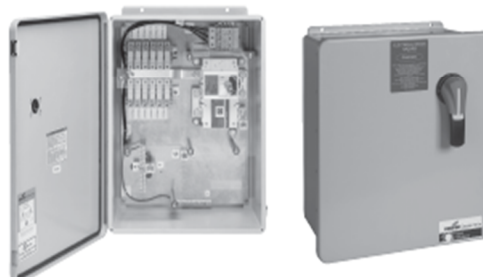
Standard Materials and Finishes:

Fiberglass Enclosure:

- Hot compression molded fiberglass-reinforced thermoset polyester
- Non-conductive, impact-resistant, UV resistant, flame retardant
- Poured polyurethane seamless gasket provides watertight, dust-tight environmental seal
- Stainless steel used on all external hardware

Integral Disconnect Rating:

To determine the rating of the integral disconnect, simply multiply the number of input circuits by the max. current per string, and then round to the next (higher) disconnect size. In NO case can the maximum current exceed the amperage rating. Disconnect switches are rated for 100% continuous duty. Example: A 12 string combiner box with max. current of 12A per string x 12 strings = 144A, which equals the minimum rating for a switch of 250A.



Certifications and Compliances:

- cETLus 1741 Listed
- cETLus Listed to CSA Standard C22.2 No. 31 & No. 107.1
- NEMA 4X (fiberglass and stainless steel)
- NEMA 4 (powder coated steel)
- NEMA 3R (painted steel)

Options:

- Fuses (shipped uninstalled)
- Surge protection
- NEMA 4X stainless steel
- NEMA 4 powder coated steel
- NEMA 3R painted steel‡
- Solar cable whips (pre-assembled and installed)
- Compression output lugs
- Factory installed breather drain and desiccant
- Bipolar construction (to 1000 VDC combined voltage)
- Smart combiners available (DC string monitoring)
- Factory drilled entrance holes
- Factory installed conduit fittings/cable glands
- Dual output lugs
- Lockable enclosures
- Integral power supply, terminal blocks
- Custom options available - consult factory

CATALOG NUMBERING SYSTEM

Use the table below to build a catalog number for a combiner configuration that matches your specific project requirement.

BASE SOLAR COMBINER		WITH OPTIONAL FACTORY SUPPLIED FUSES	WITH OPTIONAL INTEGRAL DISCONNECT	W/OPTIONAL SURGE PROTECTION	DC MONITORING	VOLTAGE
CCBF	12	F15	DS250	SP	DCM	
Enclosure Type	Number of Input Circuits	Fuse Amperage**	Rating for Integral Disconnect	Surge Protection	DC Monitoring	Voltage
CCBF (Fiberglass N4X) CCBS (Painted Steel N3R) CCBS5 (Stainless Steel N4X) CCBAS (Powder Coated Steel N4)	01 (1 input circuit) 02 (2 input circuit) 03 (3 input circuit) 04 (4 input circuit) 05 (5 input circuit) 06 (6 input circuit) (Offered up to 48 circuits*)	F08 (8A fuse) F10 (10A fuse) F12 (12A fuse) F15 (15A fuse) (Offered up to 20A) BLANK (Fuses not provided by factory) * Eaton's Busmann fuses recommended - PIM fuses for 600 VDC combiner bases - PV fuses for 1000 VDC combiner bases	DS (Disconnect Switch for use with 1-48* input circuits) DS100 (100A-Standard on combiners up to 6 circuits) DS250 (250A-Standard on combiners from 6 to 24 circuits) DS400 (400A-Available on combiners of 25 circuits and higher) DS600 (600A-Consult Factory) BLANK (No integral disconnect)	SP (Surge Protection) • 30kA/600VDC Interrupting Rating eg. 30kA/1000 VDC • IP20 finger-safe construction • Small size takes up minimal space in enclosure (only 2 inches wide) BLANK (No surge protection)	DCM Pre-installed DC current monitoring unit BLANK (No DC current monitoring)	100V (100W) BLANK (600V)

*Combiners with 37-48 input circuits are not third party certified, but are constructed to UL 1741 standards.

**Negative fused configurations available for positive grounded arrays. Replace F15 with NF15 in the catalog number.

†UL99B Listed Disconnect Switch 1000V.

‡Suitable for vertical mounting applications only.

Solar Recombiners

cETLus 1741 Listed
 cETLus Listed to CSA Standard C22.2 No. 31 & No. 107.1
 NEMA 4X (fiberglass and stainless steel)
 NEMA 4 (powder coated steel)
 NEMA 3R (painted steel)

Application:

In large photovoltaic (PV) systems, multiple combiner boxes are often necessary, and the outputs of these combiner boxes may need to be combined again—recombined—before reaching a central inverter. Eaton's Crouse-Hinds Recombiner Boxes allow for ease of installation, saving time, labor, and most importantly, system costs. Solar Recombiners range from 2 to 12 input circuits, with a durable non-metallic (NEMA 4X) or metallic (NEMA 3R) painted steel enclosure.

CP

Features:

- Rated for 600 VDC or 1000 VDC - continuous duty
- 2-12 input circuits with configurations up to 1200A
- Installed fuses included
- Lexan shield covers all live components
- 90°C output terminals
- Configured for positive and negative grounded arrays
- Busbar design

Certifications and Compliances:

- cETLus 1741 Listed
- cETLus Listed to CSA Standard C22.2 No. 31 & No. 107.1
- NEMA 4X (fiberglass and stainless steel)
- NEMA 4 (powder coated steel)
- NEMA 3R (painted steel)



Options:

- NEMA 3R painted steel†
- NEMA 4X fiberglass
- NEMA 4X stainless steel
- NEMA 4 powder coated steel
- Surge protection
- Smart recombiners available (DC string monitoring)
- Factory drilled entrance holes
- Factory installed conduit fittings
- Bipolar construction
- Factory installed breather drain and desiccant
- Integral power supply, flex I/O, terminal blocks
- Integral disconnects available in 100A, 250A, 400A, and 600A† - consult factory
- Custom options available - consult factory

CATALOG NUMBERING SYSTEM

Use the table below to build a catalog number for a recombiter configuration that matches your specific project requirement.

BASE SOLAR RECOMBINER	WITH OPTIONAL FACTORY SUPPLIED FUSES	WITH OPTIONAL SURGE PROTECTION	DC MONITORING	VOLTAGE
CRBF	02	F100		1000V
Enclosure Type	Number of Input Circuits	Fuse Amperage	Surge Protection	DC Monitoring
CRBF (Fiberglass N4X)	02 (2 input circuit)	F80 (60A fuse)	SP (Surge Protection)	DCM
CRBS (Painted Steel N3R)	03 (3 input circuit)	F75 (75A fuse)	• 20kA/600VDC interrupting rating or 30kA/1000VDC	Pre-installed DC current monitoring units
CRBSS (Stainless Steel N4X)	04 (4 input circuit)	F100 (100A fuse)	• P20 finger-safe construction	BLANK
CRBAS (Powder Coated Steel N4)	(Offered up to 12 circuits)	F125 (125A fuse)	• Small size takes up minimal space in enclosure (only 2 inches wide)	(No DC current monitoring)
	Consult factory for available configurations greater than 4 input circuits (up to 12 circuits available)	F150 (150A fuse)	BLANK (No surge protection)	
		F175 (175A fuse)		
		F200 (200A fuse)		
		F225 (225A fuse)		
		Consult factory for additional fuse size options • Eaton's custom fuse recommended		

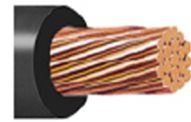
†UL98B Listed Disconnect Switch 1000V.

‡Suitable for vertical mounting applications only.



Cables Para Distribución Aérea y Subterránea

Cable de Cobre Tipo USE-2 XLPE 600V, 90°C



DESCRIPCIÓN GENERAL

Cable formado por un conductor de cobre suave comprimido clase B o unilay comprimido, separador (según se requiera) y aislamiento de polietileno de cadena cruzada (XLPE).

ESPECIFICACIONES

- Los cables Viakon® Tipo USE-2, cumplen con las siguientes especificaciones:
- UL 854 Service Entrance cables
- ICEA S-95-658 Standard for nonshielded cables rated 2000 V or less for the distribution of electrical energy.

600 V
90°C

PRINCIPALES APLICACIONES

- Estos cables son usados en acometidas subterráneas.
- Puede ser usado en ambientes húmedos o secos, instalados en ductos, conduits y directamente enterrados

CARACTERÍSTICAS

- Cable aprobado por UL (File E98969)
- Opciones: Disponible con características de resistencia a la propagación de flama vertical (VW-1), Resistente al aceite I ó II, Resistente a gasolina, TC para instalación en charola para 1/0 AWG y mayores.
- Tensión máxima de operación: 600 V.
- Temperatura máxima de operación en el conductor:
- 90°C en ambiente seco o húmedo.
- # Se fabrican en calibres de 2,082 mm² a 1013,41 mm² (14 AWG a 2000 kcmil)

VENTAJAS

- Apropriados para instalarse en lugares mojados o secos.
- Su aislamiento termofijo ofrece mayor estabilidad térmica.
- Su mayor espesor de aislamiento permite instalarlo directamente enterrado.



Cables Para Distribución Aérea y Subterránea

Cable de cobre Tipo USE-2 XLPE 600V, 90°C

Cable Cu Tipo USE-2 XLPE, 600V 90°C							
Tipo USE-2							
Cal AWG o kcmil	Número de Hilos	Espesor de Aislamiento	Diámetro Exterior Aproximado	Peso Neto Aproximado	Capacidad de conducción de corriente		
					Condición A		Condición B
					Amperes		Amperes
		mm	mm	kg/km	75°C	90°C	90°C
14	7	1.14	4.20	31	20	25	35
12	7	1.14	4.66	45	25	30	40
10	7	1.14	5.27	65	35	40	55
8	7	1.52	6.81	106	50	55	80
6	7	1.52	7.75	156	65	75	105
4	7	1.52	8.92	235	85	95	140
3	7	1.52	9.80	290	100	110	165
2	7	1.52	10.39	359	115	130	190
1	19	2.03	12.57	463	130	150	220
1/0	19	2.03	13.59	572	150	170	260
2/0	19	2.03	14.71	707	175	195	300
3/0	19	2.03	15.98	877	200	225	350
4/0	19	2.03	17.40	1089	230	260	405
250	37	2.41	19.37	1301	255	290	455
300	37	2.41	20.71	1543	285	320	505
350	37	2.41	21.96	1786	310	350	570
400	37	2.41	23.13	2026	335	380	615
500	37	2.41	25.23	2506	380	430	700
600	61	2.79	27.99	3023	420	475	780
750	61	2.79	30.58	3741	475	535	885
1000	61	2.79	34.37	4931	545	615	1055
1250	91	3.18	39.41	6190	590	665	1200
1500	91	3.18	42.79	7384	625	705	1325
2000	127	3.18	48.36	9757	665	750	1580

Condición A: Basada en la tabla NEC (NFPA 70) 310.16. a una temperatura ambiente de 30°C.