



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

TESIS

**VIABILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA DE UN SISTEMA
DE AUTOABASTECIMIENTO ELÉCTRICO PARA UN
SUPERMERCADO CON BASE EN GENERACIÓN
SOLAR FOTOVOLTAICA. CASO DE ESTUDIO
WAL-MART “NICHUPTÉ” UBICADO EN EL
ESTADO DE QUINTANA ROO**

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

PRESENTAN:

**LECHUGA XOCONOSTLE PABLO LEOPOLDO
LLANOS RIVAS ROGELIO
LÓPEZ CRUZ ISAÍAS
LÓPEZ MADRIGAL CHRISTIAN GUADALUPE
SOTO JACINTO VENUS JASMÍN**



DIRECTOR DE TESIS:

DR. GABRIEL LEÓN DE LOS SANTOS

CIUDAD UNIVERSITARIA JUNIO/2013

AGRADECIMIENTOS ESPECIALES

Queremos agradecer primeramente al Dr. Gabriel León de los Santos, por haber dedicado su tiempo, experiencia y conocimiento a la realización del presente trabajo, así como impulsarnos en buscar distintas formas de resolver problemas pensando en forma diferente a la habitual. Por haber tenido la dedicación y tolerancia hacia nosotros y por habernos corregido cuando era necesario. De antemano le damos las gracias por todo y fue grato trabajar con usted.

A nuestros sinodales, el M. en I. Bernardo Frontana de la Cruz, al Dr. Arturo Guillermo Reinking Cejudo, a la Ing. Silvana Eleuteria Alonso Salinas y al Ing. César Maximiliano López Portillo Alcerreca, por haber sido parte importante de este trabajo al compartirnos sus opiniones, inquietudes y mejoras, así como su invaluable experiencia y conocimiento y por habernos dedicado el tiempo suficiente para que este trabajo quedara lo mejor posible.

¡GRACIAS!



Quiero dedicar esta tesis a mi madre, por haberme dado todo el apoyo, la paciencia, los consejos y la sabiduría para hacer de mí un hombre de bien, por ser padre y madre al mismo tiempo, por confiar siempre en mí y estar presente en todo momento, por su apoyo económico y moral, lo logramos mami!

A mis hermanos, Jessica y Felipe, a mis abuelitos, Polo y Licha, a mis tíos Licha y Pedro, por apoyarme en todas mis decisiones sin cuestionarlas y por cuidarme siempre.

A José y César, porque en los últimos tiempos su apoyo ha sido incondicional e invaluable.

A Pablo, Perseo, Alex, Miguel, Adrián y todos mis amigos de la FI, por haber hecho de mi estancia en la universidad una época inolvidable.

Al Dr. Gabriel León de los Santos, mi asesor, por su paciencia, conocimiento y apoyo en la realización del presente trabajo.

A Venus, Christian, Isaías y Rogelio, mis compañeros del PAT, por haber contribuido a esta tesis con todo su conocimiento, experiencia y dedicación.

A mi gloriosa Facultad de Ingeniería, por haberme dado todas las herramientas y el conocimiento necesario para competir en el mundo laboral.

Lechuga Xoconostle Pablo Leopoldo



Durante el proceso del trabajo, se tuvo altas y bajas, para concluir, pero como decía un pensador que hay una energía más fuerte que la nuclear, electricidad, etc. Y en este caso fue la voluntad. Así mismo ha sucedido durante mi experiencia, en la participación de obras electromecánicas, se ejecutaron y al día de hoy se tienen en funcionamiento, pero la cuestión es que por un motivo u otro no podía concluir este trámite, Por tal motivo agradezco con toda honestidad a mis compañeros del PAT, por hacerlo posible.

También no pudo ser posible, sin la vasta experiencia del Dr. Gabriel de los Santos.

Una de las personas que me marcaron para estudiar la carrera de ingeniería, fue mi padre, el cual le dedico la presente.

A mi madre Isabel Rivas Flores, como siempre, sabe el gran esfuerzo que tuve, al realizar cada paso que doy , para concluir, la carrera, y darme su hombro para salir adelante, y como siempre escuchando sus consejos, enseñanzas, de todo corazón le doy gracias a Dios, a todos mis seres queridos mil gracias, pero principalmente a mi madre.

Aprovecho también para darle gracias a mi Tía María por los consejos y platicas gracias.

Llanos Rivas Rogelio

DEDICATORIA



La realización de este trabajo representa el cumplimiento de uno de mis más grandes sueños, el ser ingeniero. Gracias a mis compañeros de tesis por la oportunidad de trabajar en equipo con ustedes, gracias Doctor Gabriel de León Santos por su valiosa asesoría y empuje. Finalmente, la dedicatoria más especial es para mi Madre Yolanda Domínguez Aguilar, quien desde el inicio creyó en mí y me brindó su vida para alcanzar este sueño.

López Cruz Isaías



La presente Tesis es un esfuerzo en el cual muchas personas participaron, directa o indirectamente, leyendo, opinando, corrigiendo, teniendo paciencia, dando ánimo, acompañando en los momentos de felicidad y de crisis.

Agradezco al Dr. Gabriel por el apoyo que nos mostró en la dirección de este trabajo. Al Dr. Reinking, a la Profesora Silvi, al profesor Bernardo, al profesor López Portillo por sus comentarios en el proceso de la elaboración de la Tesis y sus atinadas correcciones.

Gracias a mi madre Sara por haberme apoyado en todo momento, por sus consejos, sus valores, por la motivación constante que me ha permitido ser la persona que soy, pero más que nada por su amor.

Gracias a mi Padre y a la Familia tan maravillosa que dios me obsequio que día con día son muestra de apoyo incondicional y paciencia.

A todos mis amigos les agradezco infinitamente por escucharme siempre que los he necesitado y a los de la fac, pues ya se las debía, me estaba tardando pero al final ya está aquí amigos, a los compañeros del PAT les agradezco por haber compartido esto conmigo; MVPH gracias por el apoyo y tu cariño sé que cuento contigo.

A mi ángel le agradezco por estar siempre en mi mente y ser el motivo de todos los pasos que doy y el rumbo que he decidido tomar.

<<Ordo ab Chao>>

López Madrigal Christian



Antes que nada quisiera dedicar este trabajo a mi madre, quien es una mujer extraordinaria que me enseñó a ser perseverante, y quien nunca ha dudado en apoyarme en ningún momento de la vida. Por qué este logro sé que es tan suyo como mío.

Quiero agradecer a la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM) por haberme acogido en su seno y haber hecho de mi la profesionista que ahora soy, cuando hablo de la UNAM me refiero a la escuela y a cada una de las personas que hacen que ella funcione, como tal, agradecer también al pueblo que al pagar sus impuestos aporta una cantidad significativa para que nuestra educación sea gratuita.

Dar gracias al Dr. Gabriel de León Santos quien fue nuestro tutor de tesis y nos apoyó para que este trabajo saliera de la mejor manera posible, debo agradecer también a cada uno de los profesores que aceptó ser parte de nuestro jurado, regalándonos unos minutos de su valioso tiempo para revisar nuestro trabajo y a hacernos comentarios encaminados a mejorar su contenido.

Agradezco a mis compañeros con los que he realizado este trabajo por su valioso apoyo y amistad brindada a lo largo del desarrollo del mismo. Finalmente hago extensivo mi agradecimiento a cada uno de los amigos y amigas que en esta facultad hice y con quienes me tocó desvelarme, estudiar y apoyarnos mutuamente con el fin en común que todos tuvimos siempre el de concluir exitosamente esta carrera.

Soto Jacinto Venus Jasmín



Objetivo	1
Introducción	2
Capítulo 1 . Antecedentes	7
Introducción	7
1.1. Marco normativo	12
1.1.1. Marco Constitucional.....	13
1.1.2. Ley para el Aprovechamiento de las Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética (LAERFTE).....	13
1.1.3. Leyes estatales en materia de energías renovables	15
1.2. Tarifas eléctricas.....	17
1.2.1. Estructuras de las tarifas.....	19
1.2.2. Regionalización tarifaria	19
1.2.3. Conceptos de facturación.....	20
1.3. Supermercados.....	23
1.4. Sistemas eléctricos para autoabastecimiento.....	24
1.4.1. Ventajas del autoabastecimiento	28
1.4.2. Panorama del autoabastecimiento en México	29
Conclusión	30
Capítulo 2 . Caracterización energética del supermercado Nichupté	31
Introducción	31
2.1. Descripción de las instalaciones	31
2.2. Condiciones de operación y uso de la energía.....	34
2.3. Consumos energéticos en la tienda	37
2.3.1. Características del sistema de aire acondicionado.....	37
2.3.2. Características del sistema de refrigeración	38
2.4. Costos del consumo energético	40
2.5. Diseño y planificación del espacio	43
2.6. Potenciales energéticos renovables en la zona	44
2.6.1. Potenciales energéticos en la Ciudad de Cancún.....	47
Conclusión	49
Capítulo 3 . Diseño del sistema de generación eléctrica	51
Introducción	51
3.1. Diseño del sistema eléctrico	52
3.2. Dimensionamiento de los componentes.....	53
3.3. Estructura y anclaje.....	67
3.4. Características de equipamiento.....	70
3.4.1. Sistemas de control y medición.....	70
3.4.1.1. SINVERT PVS Weather Station 200	72
3.4.1.2. Sistema de control WinCC (Windows Control Center)	72



3.4.1.3. Medidor bidireccional	73
3.5. Selección del diámetro de conductores	74
Conclusión	85
Capítulo 4 . Evaluación de viabilidad	86
Introducción	86
4.1. Determinación de ahorros en costo de la energía eléctrica	86
4.2. Métodos de análisis económico	105
4.2.1. Inversión.....	105
4.2.2. Operación y mantenimiento	106
4.2.3. Evaluación económica	107
4.2.4. Evaluación financiera	107
4.2.5. Determinación de la TREMA	108
4.2.6. Tasa interna de retorno (TIR)	108
4.2.7. Valor presente neto (VPN) o valor actual neto (VAN)	109
4.2.8. Beneficio-costos (B/C)	109
4.2.9. Período de recuperación	110
4.3. Apoyo financiero	111
4.4. Análisis económico del proyecto.....	114
4.5. Análisis financiero del proyecto.....	116
4.6. Análisis de sensibilidad económica	120
4.7. Análisis de sensibilidad financiera	124
4.8. Trámites y permisos.....	126
Conclusión	128
Conclusiones generales y recomendaciones	131
Bibliografía y referencias.....	i
Mesografía.....	ii
Nomenclatura.....	iv
Índice de tablas.....	vi
Índice de figuras	viii
Índice de ecuaciones	x
Anexo 1 - Generación mensual.....	I
Anexo 2 - Registro de temperatura ambiente en Cancún.....	II
Anexo 3 - Métodos de cálculo GeoSol.....	III
Anexo 4 - Compendio mensual de facturación para cálculo de ahorros	IV
Anexo 5 - Recibos CFE	V
Anexo 6 - Cálculo del diámetro de conductores.....	VI



Anexo 7 - Marco Legal y Regulatorio VII

Anexo 8 - Documentación técnica VIII



Objetivo

El objetivo del presente trabajo es estudiar la viabilidad técnica y económica de un sistema de autoabastecimiento para un supermercado mediante el uso de paneles solares, aprovechando espacios no utilizados como son la azotea y el estacionamiento del inmueble, tomando en cuenta que el supermercado que se desea autoabastecer se encuentra ubicado en el Estado de Quintana Roo, el cual cuenta en su mayor parte del año con días soleados, hecho que resulta muy ventajoso para la producción de energía mediante paneles solares.



Introducción

La energía es el motor que mueve al mundo moderno, por eso es necesario tener en cuenta que sólo con un buen uso de ella es posible sobresalir en un mundo cada vez más competitivo, en el que el ahorro y el uso eficiente de energía se vuelven - además de una de las claves para abatir los costos de inversión de una empresa - un imperativo a considerar en la protección del medio ambiente y el uso de los recursos naturales, sin estas consideraciones, se corre el riesgo de comprometer el futuro del país.

La concientización de este hecho no es nueva del todo, a principio de los años setenta, un gran número de países industrializados adoptaron drásticas medidas de racionalización de la energía para enfrentar los grandes aumentos en el precio del crudo y la gran incertidumbre que se establecía en aquella época en los mercados de energía. La eficiencia energética toma sentido en la medida en que permite reducir los costos globales de producción, al obtener un ahorro económico disminuyendo el costo de la factura a pagar al suministrador de energía eléctrica, esto se logra no sólo haciendo uso de energías renovables y limpias, sino con una utilización adecuada de la energía eléctrica.

Siendo tan claras las razones para optimizar el uso de energía surge la pregunta del ¿Por qué en la actualidad son tan pocas las medidas encaminadas a este objetivo? El problema radica en el desconocimiento de las nuevas tecnologías que pueden ser implementadas para lograr dicho objetivo, además de que se requiere hacer una inversión para lograrlo y no siempre es posible hacer uso de los fondos necesarios para alcanzar este fin, sumándose a la problemática que el crédito comercial es inadecuado, llegando muchas veces en la realidad a ser inalcanzable, debido a la magnitud de las grandes tasas de interés que los bancos cobran.



Como consecuencia de este problema, se vuelve necesario analizar alternativas viables que no requieran de una gran inversión y sobre todo que justifiquen la recuperación de dicha inversión en un plazo moderado, lo que resultaría no sólo beneficioso para la empresa si no que lo vuelve atractivo a los inversionistas.

Como ejemplo del uso de energías renovables en México se puede mirar a la cadena comercial Wal-Mart, dicha compañía ha apostado por el uso de energía limpia para autoabastecer sus tiendas comerciales, actualmente cuenta con un parque eólico en la ventosa, con una capacidad instalada de 67.5 megawatts (MW) producidos mediante 27 torres de tres hélices instalados en 361 hectáreas, dicho parque tuvo un costo de 200 millones de dólares. Adicional a esto, cabe destacar que en los últimos años Wal-Mart de México y Centroamérica, ha logrado un ahorro significativo de 131 millones de kilowatts (KW) equivalente al consumo eléctrico anual de 60,000 hogares, gracias a la instalación de dispositivos de bajo consumo eléctrico en tiendas y restaurantes, y la adopción de buenas prácticas en el uso de la energía eléctrica.

Un ejemplo más del uso de energías renovables de esta cadena está situado en Arizona, en donde mediante un parque de 14,000 paneles solares instalados en 1,000 pies cuadrados y marquesinas de estacionamientos, se producen aproximadamente 5.3 gigawatts (GW) por hora, capaces de abastecer a más de 400 hogares, esta energía es proporcional al 30% de la energía consumida por esta cadena en aquel país.

Al analizar estos casos, surge la idea de que una solución viable al problema planteado es el aprovechamiento de las marquesinas de tiendas departamentales para la instalación de tecnología capaz de aprovechar la luz solar para generar energía eléctrica, con el fin de lograr el autoabastecimiento de una tienda departamental, además de la implementación de usos eficientes de la energía con el fin de disminuir el consumo de la misma y hacer un uso eficaz de ésta.



Dentro de las consideraciones que se toman en cuenta al elegir la tecnología solar fotovoltaica son primeramente el hecho de que su impacto sobre la naturaleza es nulo, comparado con la generación mediante combustibles fósiles; son sistemas que pueden ser instalados prácticamente en cualquier lugar y su impacto visual es muy poco, llegando a resultar estéticos en ocasiones; es fácil aumentar su potencia instalada, especialmente cuando se eligen elementos que dan esta flexibilidad y el hacer un dimensionamiento adecuado si se desea incrementar su potencia a futuro; realizada la instalación el mantenimiento preventivo es muy bajo, comparado con grandes centrales generadoras, ya que al no contar con partes móviles su riesgo de avería es muy bajo; además de que al ser una tecnología cada vez más usada, su costo tiende a disminuir y su desarrollo tecnológico a mejorar.

Como última consideración no hay que olvidar que a una empresa como Wal-Mart le es muy beneficioso en su imagen comercial y corporativa el preocuparse por el medio ambiente y el uso de las energías renovables, ya que por lo general este tipo de empresas se constituyen como empresas socialmente responsables.

Para desarrollar este tema, el presente trabajo está constituido en cuatro capítulos que pretenden abarcar los elementos necesarios para la comprensión del estudio y evaluación de la viabilidad técnica y económica de un sistema de autoabastecimiento mediante paneles solares y conectados a la red. La instalación que se eligió para realizar este estudio es un supermercado ubicado en el Estado de Quintana Roo, en la Ciudad de Cancún, de la cadena Wal-Mart, llamado Wal-Mart Nichupté.

En el capítulo uno se presentan los antecedentes necesarios para la comprensión y justificación del problema en cuestión, primeramente se da una breve explicación acerca de la eficiencia energética y la sustentabilidad, cuyo principal objetivo es la mejora de la instalación sin sacrificar ninguno de los requerimientos necesarios para el buen funcionamiento de ésta, y cuyo fin es optimizar costos y funcionamiento de la misma.



Después se da un breve recorrido por las principales reglas y/o normas que involucran a las energías renovables, centrándose específicamente en aquellas que son regulatorias de la generación eléctrica mediante paneles solares fotovoltaicos. Se describen brevemente las características principales de los supermercados para terminar finalmente con el concepto de autoabastecimiento, definición que está íntimamente ligada a la generación distribuida y al hecho de generar la energía eléctrica en un punto cercano al usuario consumidor.

En el capítulo dos se describe el supermercado en estudio y se analiza su carga eléctrica instalada (con el fin de usar estos datos más adelante en el capítulo final, en donde se grafica el consumo eléctrico basado en prácticas usuales de consumo). En este capítulo se estudian también los potenciales energéticos de la Ciudad de Cancún, mismos que pretenden ser aprovechados en la generación fotovoltaica.

En el capítulo tres una vez que se conocen las necesidades energéticas de la tienda se hace el dimensionamiento de la instalación solar fotovoltaica, eligiendo el mejor arreglo para la misma, tomando en cuenta que los paneles solares son colocados en el techo y el estacionamiento de la tienda. Para realizar el diseño eléctrico de la instalación primero se elige el inversor adecuado a la generación eléctrica pretendida, ya que las características eléctricas de este son las que limitan la forma en que los paneles deben ser conectados. Se seleccionan los elementos necesarios para la realización de esta instalación como son cajas de unión, una estructura que se adecúe a las condiciones climatológicas del estado en que se encuentra ubicada la instalación, un medidor bidireccional adecuado para la interconexión con la red, el sistema de control óptimo para este tipo de instalación y, por último, se realiza el cálculo del diámetro de los conductores requeridos para la interconexión de los distintos elementos.

Cabe aclarar que no es tema de estudio de esta tesis la subestación de enlace requerida para la interconexión con la red, así que este tema no será abordado en el presente trabajo.



En el capítulo cuatro se determinan los ahorros obtenidos mediante la implementación del sistema fotovoltaico, se da un monto aproximado de la instalación y, en base a estos y a otros parámetros económicos, se realiza un estudio de sensibilidad económica que permite conocer el monto total de la instalación y un análisis financiero para determinar el período de recuperación de la inversión inicial, en base a los indicadores económicos se determina la viabilidad económica del proyecto. Por último se hacen ensayos de estrés al proyecto con el fin de conocer su comportamiento ante ciertas condiciones y saber para qué parámetros se vuelve más sensible su viabilidad.



Capítulo 1 . Antecedentes

Introducción

Este capítulo trata de la eficiencia energética, que es uno de los pilares que hoy en día usan las empresas para obtener grandes ahorros, pero estos ahorros pueden no ser sólo aplicables a la oferta sino también a la demanda, por esta razón se da una breve explicación de cómo la eficiencia energética influye en ambas. Después se dan a conocer las principales instituciones que regulan el uso de las energías renovables para generación eléctrica, así como las principales leyes aplicables al uso de energías renovables para autoabastecimiento. Por último se mencionan los diferentes tipos de tarifas que establece Comisión Federal de Electricidad (CFE) para el consumo eléctrico, y algunos de los parámetros que son importantes conocer al momento de analizar la factura eléctrica. Los puntos citados anteriormente se desarrollan con el fin de encaminarse al autoabastecimiento mediante energías renovables, para esto cabe recordar que es el Sol la fuente que provee la energía capaz de crear las distintas energías renovables conocidas hoy en día.

Se debe recordar que la importancia del Sol para la vida es muy grande, llegándose a constituir como la fuente más importante de energía de fácil acceso en la tierra, aunque gran parte de esta energía es absorbida y reflejada por la atmósfera, la cantidad de energía retenida es la causante de la evaporación del agua, el movimiento del aire y de las olas y la fijación de la energía almacenada en la biomasa viva o fosilizada entre otras, trayendo como beneficio las tan conocidas energías renovables.



Eficiencia energética y sustentabilidad

Eficiencia energética

La eficiencia energética es un conjunto de acciones que permiten emplear la energía de manera óptima, incrementando la competitividad de las empresas, mejorando la calidad de vida, reduciendo costos y al mismo tiempo, limitando la producción de gases de efecto invernadero.

Esta se ha incorporado como una práctica común en varios países, sobre todo por los altos precios de la energía, la limitada disponibilidad de recursos energéticos no renovables y los crecientes problemas ambientales causados por la producción, distribución y consumo de la energía, debido a esta razón la eficiencia energética se presenta como una alternativa para la optimización de recursos a lo largo de toda la cadena energética, es concebida en dos grupos de acciones: la oferta y la demanda.

La oferta

La eficiencia energética se puede alcanzar en la producción, transporte y distribución de la energía, sobre todo en las cadenas productivas de hidrocarburos y electricidad donde es posible implementar varios programas, como son:

- Mejoras de operación (transporte, almacenamiento, producción de energéticos)
- Incremento de la eficiencia al producir otras formas de energía a partir de la energía restante de algún proceso (electricidad, calor, fuerza mecánica, ciclo combinado)
- Fuentes alternas de combustibles



- Re – potenciación de centrales eléctricas. La eficiencia energética alcanzada en centrales de ciclo combinado de gas natural y carbón puede incrementarse un 85 - 90% con respecto a las centrales convencionales¹
- Nuevas tecnologías de generación eléctrica (renovables no convencionales)
- Programas de control de pérdidas, entre otras

Para el desarrollo de programas de eficiencia energética desde la oferta basta el compromiso de quienes toman las decisiones al más alto nivel (gerente de una empresa de electricidad, presidentes de empresas de petróleo o gas), asimismo, es importante el seguimiento y monitoreo de la operación del sistema energético donde se aplican las medidas, la selección de tecnologías a utilizar y sobre todo la rentabilidad de las iniciativas en el mediano y largo plazo.

La demanda

La eficiencia energética no es sólo un asunto técnico sino un tema de servicios energéticos eficientes y de uso inteligente de la energía, por esto juega un papel importante dentro de los niveles inferiores de la cadena energética.

La persona, empresa o industria que consume electricidad tiene la posibilidad de eliminar el uso innecesario de energía y así disminuir su consumo individual o escoger el equipo más apropiado para reducir el costo de la energía. Estas actividades se pueden realizar sin afectar de ninguna forma el bienestar del usuario y en mira a producir beneficios económicos cuantificables.

Estas actividades requieren al menos dos elementos:

- Cambio de hábitos en un gran número de usuarios
- Incorporación de nuevas tecnologías eficientes

¹ Energy Efficiencies: Pipe-dream or reality?, WEC (World Energy Council) Statement, United Kingdom, 2006



Para esto, cada usuario debe estar bien informado sobre los beneficios económicos, tecnológicos y ambientales de las medidas que ha adquirido y sobre todo de la cantidad de consumo energético que puede llegar a reducir.

Dentro de este esquema, es importante recalcar que la eficiencia energética en el lado de la demanda requiere información clara al usuario, esta información debe reflejarse en la divulgación de tecnologías energéticamente eficientes, facilitando al usuario la selección de equipos más competentes, como se hace con los mecanismos de etiquetado de equipos a adquirir.

Entre las diversas tecnologías disponibles, las de mayor impacto en los mercados de países industrializados son las innovaciones en calefacción, ventilación y aire acondicionado, controles de velocidad, electrodomésticos de alta eficiencia, iluminación y motores eléctricos.

Entre los programas y acciones que se han implementado en nuestro país para el ahorro y el uso eficiente de energía destacan:

- 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

Sustentabilidad energética

El desarrollo sostenible, preocupación actual de la sociedad mundial, comprende tres dimensiones: social y económica, ambiental y de equidad. Para contribuir en ese orden es preciso un enfoque sistémico con una concepción integral para equilibrar los avances en las tres dimensiones como se ilustra en la figura 1.1.

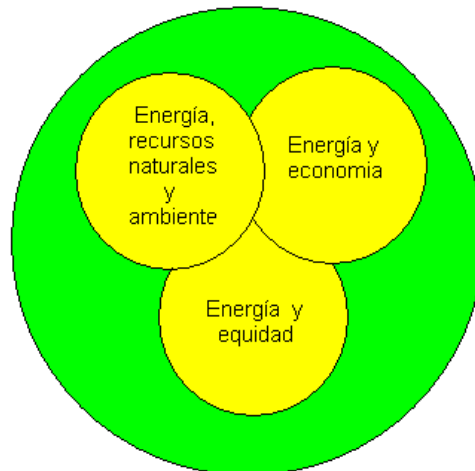


Figura 1.1 Enfoque de la sustentabilidad energética

Fuente: OLADE, Organización Latinoamericana de Energía (2012), consultada el 01 de diciembre 2012, <http://www.olade.org>

Por aprovechamiento sustentable de la energía, se entiende al uso óptimo de la energía en todos los procesos y actividades para su explotación, producción, transformación, distribución y consumo, incluyendo la eficiencia energética.

A finales del año 2009 se aprobó el Programa Nacional para el Aprovechamiento Sustentable de Energía (PRONASE) 2009 - 2012, que pretende consolidar un patrón de desarrollo en el que la reducción del consumo energético no incida desfavorablemente en el crecimiento económico. Se han identificado 7 áreas de oportunidad con mayor potencial de disminución de consumo final de la energía en el mediano y largo plazo, entre las que se encuentran:

- Transporte
- Cogeneración
- Iluminación
- Equipos del hogar y de inmuebles
- Edificaciones
- Motores industriales
- Bombas de agua



El desarrollo de sistemas de energía estables, accesibles y ambientalmente aceptables desafía soluciones simples. Estos tres objetivos son un "trilema" que requiere de complejas interconexiones entre sectores público y privado, entre gobiernos y entes reguladores, entre la economía, los recursos nacionales disponibles, las normativas legales vigentes, las preocupaciones ambientales y el comportamiento individual y colectivo de las sociedades.

1.1. Marco normativo

Para gozar de una política energética exitosa de largo plazo, que prevea el desarrollo de energías renovables, es imprescindible contar con un marco normativo actualizado en materia de energía, que impulse la inversión de nuevas tecnologías y que garantice el desarrollo del país.

En base a lo anterior, se han tomado medidas que promueven las energías renovables, algunas de ellas incluyen el desarrollo de políticas, leyes, reglamentos y normativas.

Los principales ordenamientos legales aplicables a nuestro caso de estudio son los siguientes:

- Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos
- Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética (LAERFTE)
- Ley para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía
- Ley de la Comisión Reguladora de Energía
- Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica
- Reglamento de la Ley para el Aprovechamiento de las Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética
- Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica
- Reglamento de la Ley para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía



1.1.1. Marco Constitucional

La Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos establece en sus artículos 4, 27 y 28 las disposiciones que rigen el uso y aprovechamiento de las energías renovables y no renovables. El artículo 4 menciona que *“Toda persona tiene derecho a un medio ambiente sano para su desarrollo y bienestar. El Estado garantizará el respeto a este derecho...”*.

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 otorgarán 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”*.

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

“Tiene como objetivo regular el aprovechamiento de fuentes de energía renovables y las tecnologías limpias para la generación de electricidad con fines distintos a la prestación del servicio público de energía eléctrica, así como establecer la estrategia nacional y los instrumentos para el financiamiento de la transición energética”².

² Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética. Capítulo 1



Con base en la LAERFTE, la Secretaría de Energía (SENER) elaboró el Programa Especial para el Aprovechamiento de Energías Renovables, el cual contempla las metas en materia de energías renovables y las acciones para alcanzarlas.

Estas metas contemplan impulsar el desarrollo de la industria de energías renovables en México, para alcanzar 7.6% de capacidad instalada mediante fuentes de energía renovable (eólica, mini hidráulica, geotérmica, biomasa y biogás), ampliar el portafolio energético del país a través del incremento del porcentaje de generación eléctrica mediante energías renovables para alcanzar en el cierre del 2012 entre el 4.5 y 6.6% y ampliar la cobertura del servicio eléctrico en comunidades rurales utilizando energías renovables.

Para cumplir con estos objetivos, el programa contempla acciones concretas como son:

- Fomento a la información
- Elaboración de mecanismos para el aprovechamiento de fuentes de energía renovable
- Electrificación utilizando fuentes renovables
- Desarrollo y promoción
- Infraestructura y regulación
- Investigación y desarrollo tecnológico

Por otro lado, la LAERFTE le otorga a la Comisión Reguladora de Energía (CRE) facultades en materia de fuentes renovables, como la de expedir las normas, directivas, metodologías y demás disposiciones de carácter administrativo que regulen la generación de electricidad a partir de energías renovables, establecer previa opinión de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) y de la SENER los instrumentos de regulación para el cálculo de las contraprestaciones por los servicios que se presten entre sí los suministradores y los generadores de electricidad a partir de energías renovables, solicitar al Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) la adecuación de las reglas de despacho para garantizar el cumplimiento de la LAERFTE.



La CRE también se encarga de expedir las reglas generales de interconexión al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) que le deberán proponer los suministradores, escuchando la opinión de los generadores.

Para lograr la implementación y uso de las energías renovables, el reglamento de la LAERFTE impone distintas obligaciones a la SENER para la promoción de las fuentes de energía renovables, mediante programas, políticas públicas, evaluación de costos, fomento al desarrollo social, así como la regulación de licitaciones de proyectos de energías renovables.

El 1º de junio de 2011 se publicó un decreto de reforma a la LAERFTE, en dónde se incluyó que, para efectos de la fracción III de su artículo 11º, la SENER fijará como meta una participación máxima de 65% de combustibles fósiles en la generación de energía eléctrica para el año 2024, del 60% en el 2035 y del 50% en el 2050. Dichas metas quedaron expresadas en la Estrategia Nacional de Energía 2012 - 2026, lo cual permitirá a la SENER prever los escenarios de planeación acorde a lo estipulado en la LAERFTE para cumplir con la meta.

1.1.3. Leyes estatales en materia de energías renovables

Por lo menos nueve estados³ de la República Mexicana cuentan actualmente con una legislación en materia de energías renovables, como se describe en la Tabla 1.1. No todos los ordenamientos son especializados en la materia, pero en algunas leyes de coordinación, desarrollo económico y ambientales se prevé el aprovechamiento y uso de energías renovables. Se espera que estas iniciativas se multipliquen para facilitar las tareas de la política pública federal y alcanzar los objetivos fijados en materia de desarrollo económico, reducción de emisiones, seguridad energética y cambio climático.

³ SENER, Secretaría de Energía (2012), consultada el 01 de diciembre 2012, <http://www.sener.gob.mx>



Tabla 1.1 Leyes estatales en materia de energías renovables

Estado	Leyes
Chiapas	Ley ambiental para el estado de Chiapas.
	Ley orgánica del Instituto de Energías Alternativas, Renovables y Biocombustibles del estado de Chiapas.
Oaxaca	Ley de Coordinación.
Sonora	Ley de Fomento de Energías.
Durango	Ley para el fomento, uso y aprovechamiento de las fuentes renovables de energía del estado de Durango y sus municipios.
Coahuila	Ley de uso racional de energía en Coahuila.
Morelos	Ley de desarrollo económico sustentable del estado libre y soberano de Morelos.
Quintana Roo	Ley de desarrollo económico y competitividad para el estado de Quintana Roo.
Nuevo León	Ley de desarrollo rural integral sustentable del estado de Nuevo León.
Baja California	Ley de Energías Renovables.

Fuente: Elaboración a partir de datos de CONUEE y páginas electrónicas de gobiernos de los estados

A partir de las atribuciones conferidas por la LAERFTE, la CRE desarrolló e implantó una regulación específica para fuentes renovables de energía y publicó convenios y modelos de contratos para regular la generación de energía según la capacidad:

- Contrato de interconexión para fuentes de energía renovable y sistemas de cogeneración en pequeña escala (publicado el 8 de abril de 2010 en el Diario Oficial de la Federación (DOF))
- Contrato de interconexión para fuentes de energía renovable y sistemas de cogeneración en mediana escala (publicado el 8 de abril de 2010 en el DOF)
- Contrato de interconexión para centrales de generación eléctrica con energía renovable o cogeneración eficiente (publicado el 28 de abril de 2010 en el DOF)



- Contrato de interconexión para fuente de energía hidroeléctrica (publicado el 20 de abril de 2010 en el DOF)

Los contratos están en función de las siguientes escalas:

- Pequeña escala. Para usuarios con servicio de uso residencial con una potencia máxima de 10 KW. Para usuarios con servicio de uso general en baja tensión con capacidad de hasta 30 KW
- Mediana escala. Para usuarios con servicio de uso general con una potencia máxima de 500 KW
- Gran escala. Permisos de generación de energía eléctrica sin límite de potencia máxima, donde se requiere del porteo a sus cargas, un permiso de generación y la venta de energía sobrante

1.2. Tarifas eléctricas

En México existen 31 tarifas eléctricas, las cuales se pueden clasificar en: domésticas (6), servicio público (3), riego agrícola (2) y servicios generales (20); las tarifas de servicios generales a su vez se dividen en alta tensión (12), media tensión (5) y baja tensión (3)⁴.

Haciendo caso omiso de los muchos tipos de tarifas y de los diferentes procedimientos de cálculos de cualquier compañía de generación de energía eléctrica del mundo, todas las facturas eléctricas obedecen al mismo patrón.

Por lo común hay tres conceptos de cargo para formular estas facturas:

- Demanda máxima
- Energía consumida
- Factor de potencia

⁴ CONAE, Comisión Nacional para el Ahorro de Energía (2012), consultada el 05 de diciembre de 2012, <http://www.conae.gob.mx>



A pesar de que el usuario no use siempre el total de la energía contratada, ésta debe estar disponible sin importar el momento del día, por tal motivo, la central eléctrica necesita tener a su disposición todo el equipo necesario para sostener esa carga de continuo las 24 horas del día, el costo para el sostenimiento de estos servicios que exigen un máximo de esfuerzos es pagado por los usuarios en forma de cargos por demanda.

La **demanda máxima** es la demanda media en kilowatts durante un período de 15 minutos en el cual el consumo de energía es mayor que en cualquier otro período. Entre más alta es la demanda de energía en un momento dado por un período de 15 minutos, más alto será también el cargo por demanda. Entre más uniformemente se pueda repartir el consumo de energía eléctrica en una planta, más bajo será el cargo por demanda⁵.

El **factor de potencia** puede elevar notablemente el monto de la factura y sus efectos se hacen sentir en el sistema de distribución de energía eléctrica, por esta razón las compañías generadoras han introducido la cláusula de factor de potencia para las facturas de consumo de energía. Estas cláusulas ofrecen una reducción en las cuotas de consumo para cargas con factor de potencia alto o imponen cuotas a manera de multa si el factor de potencia es bajo (por debajo del 90%), en las ecuaciones 1.1 y 1.2 se observa la forma en que estos conceptos son aplicados.

Ecuación 1.1 Penalización por factor de potencia menor al 90%

$$\text{Penalización} = \frac{3}{5} x \left(\frac{0.9}{FP_{medido}} - 1 \right) x 100\%$$

Ecuación 1.2 Bonificación por factor de potencia superior al 90%

$$\text{Bonificación} = \frac{1}{4} x \left(1 - \frac{0.9}{FP_{medido}} \right) x 100\%$$

⁵ Ibíd.



1.2.1. Estructuras de las tarifas

La estructura actual de las tarifas de energía eléctrica se basa en los costos de suministro a los usuarios, por lo cual se toman en cuenta las diferencias regionales, estaciones del año, horarios de consumo, nivel de la tensión de suministro y demanda.

CFE diseña tarifas horarias que dan señales económicas claras a los usuarios (principalmente industriales) para hacer un uso más racional de la electricidad. Las tarifas horarias reflejan los costos que para la CFE representa el proveer electricidad en horas pico (que es la hora en la cual CFE tiene que tener el mayor número de plantas en operación). El consumo de energía en las horas base es más económico que en el período punta. El pago por concepto de energía en el período punta es mayor debido a que CFE tiene que operar sus equipos más caros para el suministro de energía en este período.

1.2.2. Regionalización tarifaria

CFE ha dividido el territorio nacional por regiones, principalmente para diferenciar el uso de la energía eléctrica en media y alta tensión con el objeto de reflejar el costo real del servicio. En el país se formaron 8 regiones. Ver figura 1.2.



Figura 1.2 Regionalización tarifaria

Fuente: CONAE, Comisión Nacional para el Ahorro de Energía (2012), consultada el 12 de diciembre 2012, <http://www.conae.gob.mx>



Para cada una de estas regiones existen factores de reducción. Ver Tabla 1.2.

Tabla 1.2 Factores de reducción

Región	Tarifa H-M	
	FRI	FRB
Baja California	0.141	0.07
Baja California Sur	0.195	0.097
Central	0.3	0.15
Noreste	0.3	0.15
Noroeste	0.162	0.081
Norte	0.3	0.15
Peninsular	0.3	0.15
Sur	0.3	0.15

Fuente: CFE, Comisión Federal de Electricidad (2013), consultada el 12 de diciembre 2012, <http://www.cfe.gob.mx>

Dónde:

FRI - Factor de reducción en el período intermedio
 FRB - Factor de reducción en el período base

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

- Cargo fijo
- Bonificación por alto factor de potencia o cargo por bajo factor de potencia, según sea el caso
- Ajuste por variación en el precio de los combustibles y la inflación nacional
- Derecho de alumbrado público
- Impuesto

1.2.3. Conceptos de facturación

Los costos de operación de la porción de la factura de consumo de energía eléctrica se basan en el número de kilowatt-hora (KWh) registrados en el término de cierto período, normalmente por un mes.



Para establecer comparaciones, debe tomarse en consideración este período de facturación. El número de días de trabajo y el número de días cubiertos tendrán diferencias.

Los siguientes son los conceptos tomados en cuenta en la facturación de la energía eléctrica:

- Demanda eléctrica por períodos
- Consumo de energía por períodos
- Demanda facturable
- Factor de carga
- Período base, intermedio y punta

La demanda eléctrica por períodos es la demanda máxima medida para cada uno de los períodos:

- Demanda base (DB)
- Demanda intermedia (DI)
- Demanda punta (DP)

El consumo de energía por períodos es el consumo de energía medida en cada uno de los períodos.

- Consumo base (CB)
- Consumo intermedio (CI)
- Consumo punta (CP)

La demanda facturable queda definida por la relación de demandas en los diferentes períodos, su cálculo se observa en la ecuación 1.3.

Las demandas máximas medidas en los distintos períodos se determinan mensualmente por medio de instrumentos de medición, que indican la demanda media en kilowatts, durante cualquier intervalo de 15 minutos del período en el cual el consumo de energía eléctrica es mayor que en cualquier otro intervalo de 15 minutos en el período correspondiente.



Cualquier fracción de kilowatt de demanda facturable se toma como kilowatt completo. Cuando el usuario mantenga durante 12 meses consecutivos valores de DP, DI y DB inferiores a 100 kilowatts, podrá solicitar al suministrador su incorporación a la tarifa O-M.

Ecuación 1.3 Cálculo de la demanda facturable (DF)

$$DF = DP + (FRI * \max(DI - DP, 0)) + (FRB * \max(DB - DPI, 0))$$

Dónde:

DF: Demanda facturable

DP: Demanda máxima medida en el período punta

DI: Demanda máxima medida en el período intermedio

DB: Demanda máxima medida en el período base

DPI: Demanda máxima medida en los períodos punta e intermedio

FRI y FRB: Factores de reducción

Máx.: Significa máximo, es decir, que cuando la diferencia de demandas entre paréntesis sea negativa, ésta tomará el valor cero.

El factor de carga (FC) es un indicador de la forma en 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, en la ecuación 1.4 se observan las dos formas en que este puede ser calculado.

Ecuación 1.4 Factor de carga

$$\%FC = \frac{\text{consumo de energía} \left[\frac{KWh}{m} \right]}{\text{demanda máxima} [KW] * \text{período} \left[\frac{h}{m} \right]}$$

$$\%FC = \frac{\text{demanda media} [KW]}{\text{demanda máxima} [KW]}$$



Al aumentar el factor de carga se obtiene una reducción en el precio unitario de la energía. Además de que si se busca reducir el costo de la factura eléctrica es importante disminuir principalmente la demanda máxima medida en el período de punta (DP).

Al analizar las curvas de demanda podrá determinarse cuándo ocurren las demandas máximas y las causas de las mismas y, entonces, se estará en posibilidad de adoptar las medidas de ahorro adecuadas, como son:

- Evitar la energización simultánea de equipos y cargas eléctricas cuyas corrientes de arranque sean altas
- Establecer un programa de operación de equipo que permita desfasarlos sin afectar la producción
- Instalar un sistema de control automático que vigile el comportamiento de la demanda y realice desconexión o limitación de cargas según un programa preestablecido de acuerdo con las funciones propias de la empresa en cuestión

1.3. Supermercados

“La característica distintiva de los supermercados y tiendas de autoservicio se basa en que conforman establecimientos comerciales que utilizan economías de escala para abatir costos de intermediación y precios al consumidor. Poseen un alto grado de inversiones de capital y utilizan servicios y conocimientos altamente especializados de mercadotecnia, administración y finanzas. Cuentan con alto grado de desarrollo tecnológico que les permite realizar un gran volumen de ventas y formas de maximizar sus ingresos y utilidades”⁶.

⁶ Delgadillo Macías Javier, Fuentes Aguilar Luis, Torres Torres Felipe, Los sistemas de abasto alimentario en México, Instituto de Investigaciones Económicas, UNAM, 1ra Edición, México 1993



Desde la década de los años noventa y derivada de la apertura comercial y la liberación de precios acelerada se intensificó la competencia de los mercados mexicanos.

Entre los muchos motivos que impulsaron el desarrollo de las tiendas de autoservicio el principal fue la estabilidad económica que se vivió en aquella época en el país, junto con el desarrollo tecnológico de las agroindustrias y el incremento en el uso del automóvil.

Cifras de la Asociación Nacional de Tiendas de Autoservicio y Departamentales (ANTAD) indican que en el año 1992 habían operado en el país aproximadamente 1,627 tiendas de autoservicio y supermercados. La ANTAD está conformada por 30,365 tiendas, 4,596 tiendas son de autoservicio, 1,651 son departamentales y 24,118 son tiendas especializadas, la superficie total de venta suma 22.2 millones de metros cuadrados.

En noviembre de 2012 el crecimiento nominal de las ventas de las cadenas asociadas al ANTAD, incluyendo nuevas aperturas, fue del 12.5% y a unidades iguales sin incluir nuevas tiendas de 7.1%. Las ventas al mes de noviembre de 2012 acumularon 940 mil millones de pesos, lo que representa un crecimiento acumulado de 11.3% a tiendas totales⁷.

1.4. Sistemas eléctricos para autoabastecimiento

A partir de 1992 se modificó la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica y se abrió la posibilidad de que permisionarios particulares participen en la generación de energía eléctrica que no fuera considerada servicio público⁸, bajo los mecanismos de autoabastecimiento, cogeneración, producción independiente y exportación de electricidad.

⁷ Informe de desempeño en ventas en el mes de noviembre 2012, Cadenas asociadas al ANTAD

⁸ Artículo 4° de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica.

La prestación del servicio público de energía eléctrica comprende:

I.- La planeación del Sistema Eléctrico Nacional;

II.- La generación, conducción, transformación, distribución y venta de energía eléctrica, y;

III.- La realización de todas las obras, instalaciones y trabajos que requieran la planeación



Dentro de las alternativas que permite la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica para adquirir la energía se encuentra el esquema de autoabastecimiento.

De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 36, fracción I de la Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica, se entiende por autoabastecimiento a *“La utilización de energía eléctrica para fines de autoconsumo siempre y cuando dicha energía provenga de plantas destinadas a la satisfacción de las necesidades propias de personas físicas o morales”*. Este artículo da los lineamientos para la obtención de los permisos necesarios.

Cuando se trate de varios solicitantes que deseen autoabastecerse a partir de una misma central eléctrica, los interesados deberán conformarse como sociedad con el fin de que dicha energía eléctrica satisfaga las necesidades del conjunto, pero con la restricción de que dicha sociedad no entregue energía eléctrica a terceras personas que no formen parte del grupo. En caso de existir excedentes de energía, esta debe ser puesta a disposición de la CFE.

Dicha ley también contempla multas por el incumplimiento de las disposiciones establecidas con penalizaciones hasta tres veces el importe de la energía eléctrica consumida a partir de la fecha en que se tenga notificación de la falta.

Cuando se habla de autoabastecimiento es necesario referirse al término de generación distribuida, que es la base sobre la que se fundamenta esta alternativa de suministro energético.

Generación distribuida: Al principio, el sistema eléctrico era descentralizado, es decir, existían diferentes compañías eléctricas suministradoras cercanas al punto de consumo debido a que eran menos los consumidores y una población no tan extensa, pero conforme fueron desarrollándose las ciudades esta forma de consumo de energía se volvió ineficiente. Hoy en día debido al creciente interés en temas ambientales, el pronóstico de la crisis energética y la necesidad de una energía más económica y confiable, dicho término vuelve a cobrar vida.



Existen diferentes tecnologías divididas en dos grandes grupos, esta división se puede observar en las figuras 1.3 y 1.4.

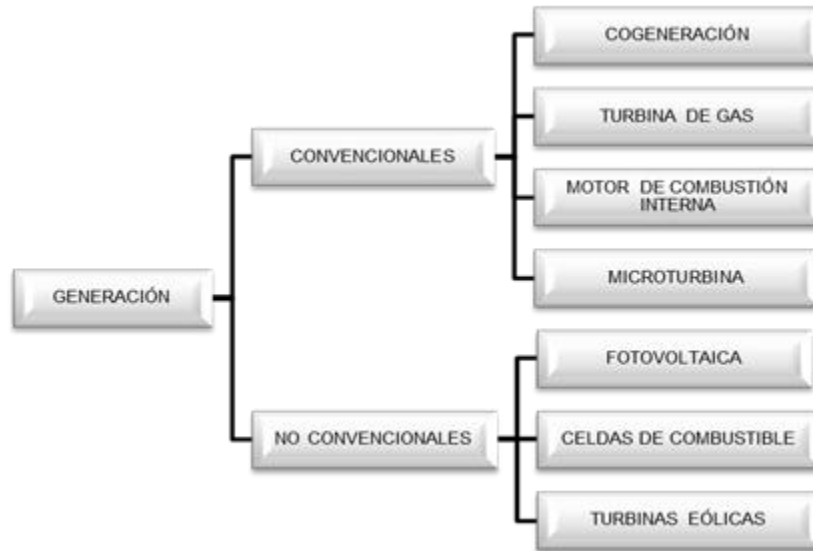


Figura 1.3 Tecnologías usadas en generación distribuida para generación

Fuente: CONAE, Comisión Nacional para el Ahorro de Energía (2012), consultada el 10 de diciembre de 2012, <http://www.conae.gob.mx>



Figura 1.4 Tecnologías usadas en generación distribuida para almacenamiento

Fuente: CONAE, Comisión Nacional para el Ahorro de Energía (2012), consultada el 10 de diciembre de 2012, <http://www.conae.gob.mx>

- Las convencionales: entre las que se encuentran las turbinas de gas, motores de combustión interna y microturbinas, ver Tabla 1.3



- Las no convencionales: que son las energías no renovables, como la geotérmica, biomasa, turbinas eólicas, celdas fotovoltaicas, ver Tabla 1.4⁹

Tabla 1.3 Opciones de autoabastecimiento en base a la combustión

Característica	Motor Convencional	Microturbina	Motor Stirling
Rango del tamaño (KW)	5 - 10,000	30 - 200	0.1 - 100
Eficiencia eléctrica (%)	20 - 45	30 - 38	20 - 36
Costo de la instalación (\$/KW)	600 - 1,000	600 - 1,100	1,500
Costo esperado de producción en serie (\$/KW)	< 500	200 - 250	200 - 300

Fuente: R. Brown Lester, La situación del mundo 2000, Informe Anual del World Watch Institute, Editorial Icaria

Tabla 1.4 Opciones de autoabastecimiento sin combustión

Característica	Pila de combustible	Aerogenerador eólico	Célula fotovoltaica
Rango del tamaño (KW)	< 1 - 10,000	< 1 - 3,000	< 1 - 1,000
Eficiencia eléctrica (%)	35 - 50	--	--
Costo de la instalación (\$/KW)	2,000 - 3,500	900 - 1,000	5,000 - 10,000
Costo esperado de producción en serie (\$/KW)	100 - 300	500	1,000 - 2,000

Fuente: R. Brown Lester, La situación del mundo 2000, Informe Anual del World Watch Institute, Editorial Icaria

Factores a considerar para la elección de un sistema de autoabastecimiento:

- Análisis del costo de la energía eléctrica de la red
- Disponibilidad de combustibles o fuente energética
- Aspectos ambientales
- Riesgos operativos
- Permisos y contratos
- Magnitud de la inversión y tasa interna de retorno

⁹ Ibíd.



1.4.1. Ventajas del autoabastecimiento

- Disminución en el pago de la factura de energía eléctrica, especialmente porque es posible disminuir o anular según sea el caso la demanda facturable correspondiente al horario punta
- Garantiza una producción continua ya que al tener un medio de respaldo la confiabilidad y calidad de la energía mejora sustancialmente, lo cual da como resultado una reducción en desperdicio de materia prima que pudiera verse afectada por un paro inesperado en la producción
- La inversión se vuelve rentable debido a la tendencia de incremento en las tarifas eléctricas
- Además, si este autoabastecimiento se hace mediante el uso de energías renovables, ayuda a reducir las emisiones de contaminantes nocivos para el medio ambiente, aunado a esto la imagen de la sociedad o empresa en cuestión se ve favorecida resultando en una buena estrategia de mercado y algunas otras ventajas como son:
 - Es un recurso renovable
 - No produce ruidos ni emite desechos peligrosos y/o contaminantes al agua y medio ambiente
 - Ofrece la posibilidad de autoabastecimiento energético, sin conexión a la red eléctrica
 - Al ser un sistema que se instala regularmente en el centro de consumo, los gastos de infraestructura para su transporte son innecesarios

Algunos inconvenientes que el uso de energías renovables puede traer consigo son:

- Su rendimiento es bajo y se requiere de una infraestructura proporcional a la carga que se requiera alimentar
- Su almacenamiento requiere de bancos de baterías que pueden resultar costosos



1.4.2. Panorama del autoabastecimiento en México

El autoabastecimiento del sector privado en México representa el 70.68% de la capacidad de generación de CFE¹⁰, debido a que se ha creado un mercado paralelo a este en donde generadores privados venden energía eléctrica a grandes compañías que antes eran clientes claves de la paraestatal. Favoreciendo a esta práctica las elevadas tarifas que CFE cobra por el servicio a grandes consumidores.

La CRE, quien es la autoridad responsable de otorgar los consentimientos correspondientes para generación en esta modalidad sin restricción al capital extranjero, para el 2011 había expedido 936 permisos de los cuales 562 permanecían vigentes para el final de ese año, representando una capacidad de generación de 27 mil 755 MW, cifra reveladora tomando en cuenta que comisión para esas fechas tenía una capacidad total de generación de 39 mil 265 MW¹¹.

Es un hecho notorio que la Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica es en muchas ocasiones interpretada a favor de los particulares, quienes en ocasiones tienen sus propias plantas pero en otras contratan a terceros para que les entreguen la electricidad, clasificándose este hecho aun así como autoabastecimiento.

El Instituto Mexicano para la Competitividad (IMCO) señala en el estudio "*Indicadores de competencia para América del Norte*" que el precio de venta al público de CFE lo fija la Secretaría de Hacienda y Crédito Público a propuesta de la paraestatal, por lo tanto, "*se considera más un instrumento de política fiscal que un pago justo por un servicio*"¹².

¹⁰ Instituto de Investigaciones Económicas, UNAM (2011), CFE pierde a sus principales clientes, El Financiero, pp.58

¹¹ *Ibíd.*

¹² *Ibíd.*



El estudio considera que la formación de sociedades de autoabastecimiento permite ofrecer tarifas con descuentos que van desde el 5 al 20% en el costo de la energía consumida comparado con los precios que ofrece la CFE, esto explica por qué *"el autoabastecimiento ha crecido a una tasa media anual del 10.2 por ciento en la última década, atrayendo en un 15 por ciento el consumo industrial"*¹³.

Conclusión

En este capítulo se estudiaron las diversas formas en que la eficiencia energética trae ahorros a las industrias, y se dieron a conocer algunas aplicaciones de ella, recalcando el hecho de que el obtener ahorros en diversos procesos jamás debe estar peleado con la eficiencia del sistema, y mucho menos debe disminuir los requerimientos del sistema para operar en óptimas condiciones. Debido a la gran importancia de la eficiencia energética, tanto el sector público como el privado hacen grandes esfuerzos para aplicarla en diversos ámbitos. En el sector normativo se conocieron los parámetros establecidos por nuestro gobierno para regular la generación eléctrica mediante el uso de energías alternativas. Se retomó el concepto de generación distribuida que hace a los sistemas energéticos más eficientes, al hacer al centro de generación un punto cercano al consumo, evitándose con esto el costo de largas líneas de distribución y la preocupación por integrar elementos a la red que sean capaces de abatir la grandes caídas de tensión y demás fenómenos eléctricos que suelen presentarse en la conducción de energía mediante largas trayectorias, en este contexto es importante hacer notar la relevancia del hecho que en muchos de los casos al hacer uso de las energías renovables la fuente de generación elegida está en el punto de suministro o muy cerca de este, de aquí la importancia del uso de la cogeneración y el autoabastecimiento como alternativas de suministro.

Si se observa como un conjunto los temas expuestos anteriormente se puede obtener una clara idea de lo ventajoso que puede resultar el hacer uso de las energías renovables para el autoabastecimiento.

¹³ Ibíd.



Capítulo 2 . Caracterización energética del supermercado Nichupté

Introducción

En este segundo capítulo se pretende realizar la caracterización eléctrica del supermercado denominado Wal-Mart Nichupté. El primer tema a analizar es la descripción de la instalación eléctrica existente, el objetivo es realizar un análisis de la carga instalada para conocer las formas de utilización y el consumo de energía eléctrica. Se consideran como principales rubros de consumo el aire acondicionado, la refrigeración y la iluminación.

Finalmente, se evalúan los potenciales energéticos disponibles en el Estado de Quintana Roo, lugar en donde se ubica la tienda, con el fin de determinar cuál es la energía renovable más viable para su uso y aprovechamiento en la generación eléctrica, que sea capaz de autoabastecer la tienda.

2.1. Descripción de las instalaciones

El edificio objeto de estudio es una nave que aloja un supermercado de la cadena Wal-Mart ubicado en la Ciudad de Cancún, Quintana Roo, México, con latitud de 21.14° N y longitud de 86.853° O¹⁴, como se muestra en las figuras 2.1, 2.2 y 2.3. Dispone de una superficie construida de $10,288 \text{ [m}^2\text{]}$ ¹⁵ compuesta por:

- Piso de ventas $7,634 \text{ m}^2$
- Bodegas y servicios $1,731 \text{ m}^2$
- Otros 923 m^2

En las figuras 2.1, 2.2 y 2.3 se pueden observar diferentes vistas del supermercado.

¹⁴ Google Earth, Consultada el 15 de diciembre de 2012, <http://www.earthtools.org>

¹⁵ Datos obtenidos de diagrama unifilar del supermercado



Figura 2.1 Imagen satelital de Wal-Mart Nichupté

Fuente: Google Earth, Consultada el 15 de diciembre de 2012, <http://www.earthtools.org>



Figura 2.2 Imagen frontal de la tienda Wal-Mart Nichupté

Fuente: Google Earth, Consultada el 15 de diciembre de 2012, <http://www.earthtools.org>



Figura 2.3 Imagen frontal de la tienda Wal-Mart Nichupté

Fuente: Google Earth, Consultada el 15 de diciembre de 2012, <http://www.earthtools.org>

Los supermercados de esta cadena tienen la siguiente distribución (ver figura 2.4) de espacios en todos sus pisos de ventas, esta información puede variar según el tamaño del terreno donde se ubica la tienda así como también de acuerdo a la ubicación geográfica.

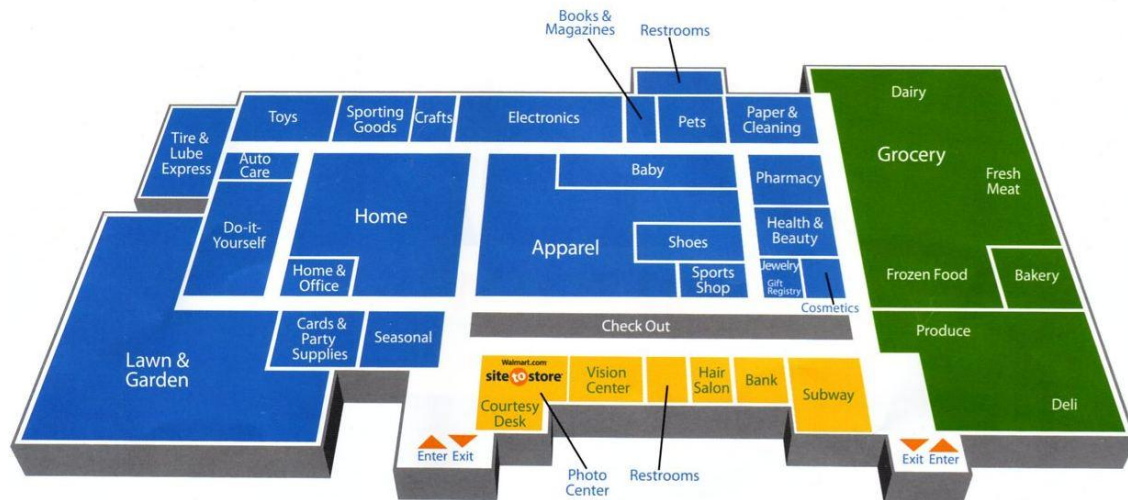


Figura 2.4 Distribución de los espacios en piso de venta

Fuente: Wal-Mart consultada el día 15 de diciembre del 2012 de <http://www.walmart.com>



2.2. Condiciones de operación y uso de la energía

Los supermercados de este tipo tienen aproximadamente un horario de venta al público de ocho de la mañana a once de la noche, pero es necesario destacar que a pesar de que el horario de servicio al cliente es este, la tienda opera prácticamente todo el día, pues es necesario descargar la mercancía que será ofrecida, así como establecer un orden de distribución de los productos en el piso de ventas, actividades que regularmente se realizan una vez cerrada la tienda.

Este tipo de tiendas acostumbra implementar un sistema de control para el encendido y apagado de luminarias tanto en exteriores como en interiores, tomando como parámetro de control los niveles de iluminación requeridos dentro del sitio y la iluminación solar en distintas horas del día. Estos sistemas son implementados de igual forma en la refrigeración y el uso de aire acondicionado.

Algunas de las áreas en las que el control de iluminación se aplica se enlistan a continuación:

- Iluminación general de piso de ventas
- Iluminación de vitrinas refrigeradas
- Iluminación antes de apertura de tienda para empleados
- Iluminación de operaciones al público
- Áreas de preparación
- Áreas de almacenamiento
- Corredores comunes
- Estacionamientos

Una de las tantas ventajas de estos sistemas de control es que cambian de acuerdo al tipo de horario, ya sea horario de verano o invierno con el fin de buscar ahorros energéticos, el sistema es monitoreado desde un control central en el que las diferentes tiendas pertenecientes a dicha cadena son supervisadas.



Esta debe ser la explicación del porqué en la factura de energía eléctrica el consumo en horario punta es muy pequeño (ver Tabla 2.1), comparado con el consumo en los horarios de base e intermedia, tomando en cuenta que el horario de punta es un horario en el que más movimiento hay en la tienda, lo que hace presuponer que el consumo eléctrico en este período debería ser mayor.

Tabla 2.1 Facturación por concepto de energía eléctrica, Wal-Mart Nichupté

Fecha	Consumo Base KW	Consumo Intermedio KW	Consumo Punta KW	Importe
Enero	97,045	198,952	49,226	\$ 641,503.56
Febrero	93,671	188,148	46,178	\$ 621,301.97
Marzo	101,820	213,589	52,391	\$ 650,986.99
Abril	100,719	246,830	22,323	\$ 616,640.14
Mayo	108,943	268,850	24,563	\$ 672,638.10
Junio	121,057	287,650	30,001	\$ 713,092.40
Julio	112,471	268,024	22,241	\$ 689,928.10
Agosto	104,578	289,297	23,499	\$ 707,493.75
Septiembre	106,899	253,416	18,831	\$ 620,503.76
Octubre	115,021	241,436	24,603	\$ 602,118.25
Noviembre	103,985	189,255	48,905	\$ 599,212.82
Diciembre	90,571	210,176	52,720	\$ 658,381.96

Fuente: Realizada a partir de facturas de consumo eléctrico CFE del supermercado

Estos datos son utilizados más adelante en el capítulo cuatro, cuando se determina el monto de la energía ahorrada, una vez implementado el sistema solar fotovoltaico.

En general el consumo de energía eléctrica en el supermercado se divide de la manera mostrada a continuación (ver Tabla 2.2 y figura 2.5):



Tabla 2.2 Consumo de energía eléctrica en Wal-Mart Nichupté

Cargas	[kW]	%
Refrigeración	453.96	21%
Aire acondicionado	606.09	28%
Fuerza	742.15	34%
Contactos	151.76	7%
Iluminación	182.14	8%
Otros	21.51	1%
Carga total Instalada	2,157.61	100%

Fuente: Realizada a partir de datos de Wal-Mart

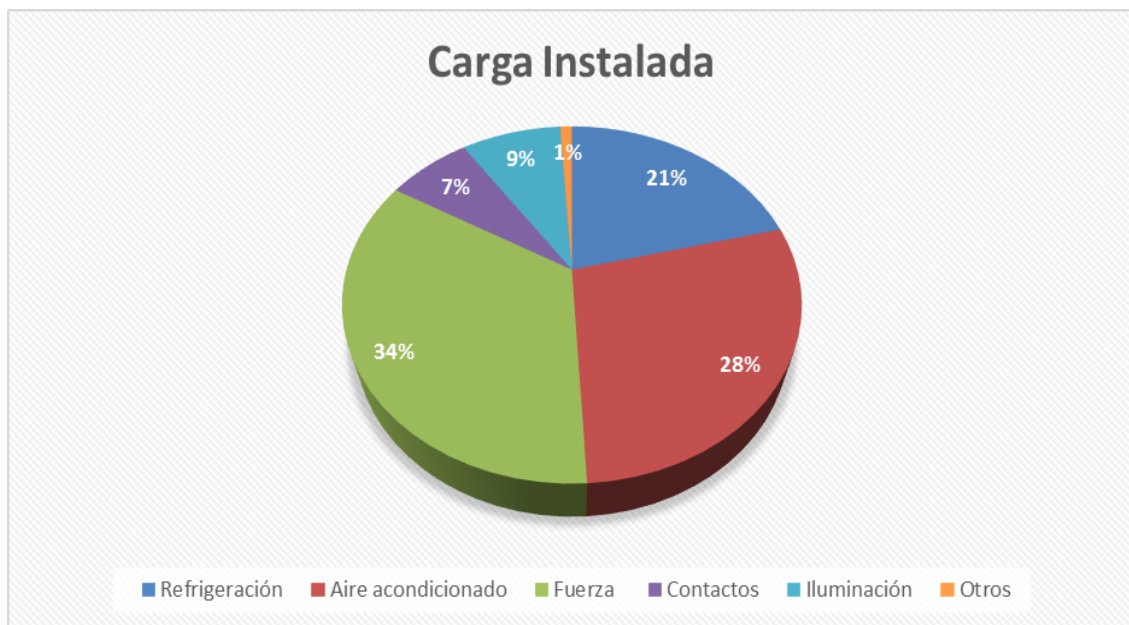


Figura 2.5 Gráfica de porcentaje de carga instalada en Wal-Mart Nichupté

Fuente: Realizada a partir de datos de Wal-Mart



2.3. Consumos energéticos en la tienda

Se describen a continuación los sistemas instalados de aire acondicionado, refrigeración e iluminación.

2.3.1. Características del sistema de aire acondicionado

El sistema de aire acondicionado tiene una capacidad total de 433.10 toneladas de refrigeración (T.R.) y **609.06 [KW]**, está compuesto de unidades paquete de las cuales se cuenta con 1 de 7.5 T.R., 6 de 12.5 T.R., 1 de 15 T.R., 3 de 20 T.R., 11 de 25 T.R. (véase Tabla 2.3), siendo todos los compresores del tipo recíprocante¹⁶.

Tabla 2.3 Cargas instaladas del sistema de aire acondicionado, Wal-Mart Nichupté

Unidad paquete	Capacidad [T.R.]	Carga [kW]	Eficiencia [kW/T.R.]
Paquete 1 Carrier	20	30.983	1.54
Paquete 2 Carrier	12.5	18.74	1.49
Paquete 3 Carrier	7.5	11.368	1.52
Paquete 4 Carrier	20	30.983	1.55
Paquete 5 Carrier	12.5	18.74	1.49
Paquete 6 Carrier	25	33.691	1.35
Paquete 7 Carrier	25	33.691	1.35
Paquete 8 Carrier	25	33.691	1.35
Paquete 9 Carrier	25	33.691	1.35
Paquete 10 Carrier	25	33.691	1.35
Paquete 11 Carrier	25	33.691	1.35
Paquete 12 Carrier	25	33.691	1.35
Paquete 13 Carrier	25	33.691	1.35
Paquete 14 Carrier	15	21.702	1.45
Paquete 15 Carrier	25	33.691	1.35
Paquete 16 Carrier	25	33.691	1.35
Paquete 17 Carrier	25	33.691	1.35
Paquete 18 Carrier	20	30.983	1.55
Paquete 19 Carrier	12.5	18.74	1.49
Paquete 20 Carrier	12.5	18.74	1.49
Paquete 21 Carrier	12.5	18.74	1.49
Paquete 22 Carrier	12.5	18.74	1.49
Total	433.1	609.06	

Fuente: Realizada a partir de datos de Wal-Mart

¹⁶ Un compresor recíprocante es una máquina de desplazamiento positivo de flujo intermitente que emplea como elemento de bombeo un pistón o un diafragma



2.3.2. Características del sistema de refrigeración

El sistema de refrigeración cuenta con 8 unidades del tipo reciprocante, distribuidas en cada una de las siguientes áreas, con una carga total instalada de **453.97 [KW]** (ver Tabla 2.4).

Tabla 2.4 Carga instalada del sistema de refrigeración, Wal-Mart Nichupté

Ubicación	Carga [kW]
Autoservicio carnes	21.21
Autoservicio lácteos	51.54
Cámara de carnes	70.91
Cámara de frutas	38.61
Cámara de pescados	79.24
Cámara de salchichonería	86.57
Frutas y verduras	60.23
Varios	45.66
Total	453.97

Fuente: Realizada a partir de datos de Wal-Mart

2.3.3. Características del sistema de iluminación

El sistema de iluminación se encuentra conformado por luminarias de diferentes potencias, correspondientes al tipo fluorescente así como a focos incandescentes, aditivos metálicos y lámparas de vapor de mercurio. Sumando un total de carga instalada en iluminación de **182.15 [KW]**.

En las Tablas 2.5 y 2.6 se enlistan los diferentes tipos de luminarias instaladas con las que cuenta la tienda, identificando la zona en la que se ubican y el tipo de tecnología usada, como pueden ser lámparas de aditivos metálicos, arbotante de aditivos metálicos, incandescentes, tecnología T-8 y anuncios de emergencia.



Tabla 2.5 Carga instalada del sistema de iluminación en piso de ventas, Wal-Mart Nichupté

ILUMINACION EN PISO DE VENTAS					
Watts	Tipo de lámpara	Corriente [A]	Tensión [V]	Cantidad	Watts totales
2x59	T-8	0.44	277	608	71,744
1x59	T-8	0.22	277	2	118
2x59	T-8	0.44	277	17	2,006
175	Arbotante aditivos metálicos	0.82	277	18	3,150
13	Anuncio de emergencia	0.16	127	5	65
Total					77,083

Fuente: Realizada a partir de datos de Wal-Mart

Tabla 2.6 Carga instalada del sistema de iluminación en vestíbulo y oficinas, Wal-Mart Nichupté

ILUMINACION EN VESTIBULO Y OFICINAS					
Watts	Tipo de lámpara	Corriente [A]	Tensión [V]	Cantidad	Watts totales
2x59	T-8	0.44	277	21	2,478
2x60	T-8	0.44	277	7	840
2x32	T-8	0.24	277	28	1,792
3x32	T-8	0.24	277	13	1,248
4x59	T-8	0.88	277	25	5,900
175	Aditivos Metálicos	1.36	277	8	1,400
175	Aditivos Metálicos	0.82	277	6	1,050
100	Aditivos Metálicos	0.51	277	17	1,700
Total					16,408

Fuente: Realizada a partir de datos de Wal-Mart

En las Tablas 2.7 y 2.8 se enlistan los diferentes tipos de luminarias instaladas con las que cuenta la tienda, identificando la zona en la que se ubican y el tipo de tecnología usada.

Tabla 2.7 Carga instalada del sistema de iluminación en estacionamiento, Wal-Mart Nichupté

ILUMINACION EN ESTACIONAMIENTO					
Watts	Tipo de lámpara	Corriente [A]	Tensión [V]	Cantidad	Watts totales
455	Aditivos metálicos AERIS	1.82	480	60	27,300
1070	Aditivos metálicos AGUILA	4.29	480	3	3,210
75	Fluorescente – Anuncios	0.66	277	68	10,200
59	Fluorescentes - Andador	0.81	277	6	708
Total					41,418

Fuente: Realizada a partir de datos de Wal-Mart



Tabla 2.8 Carga instalada del sistema de iluminación en abarrotes y cuarto de bombas, Wal-Mart Nichupté

ILUMINACION EN ABARROTES Y CUARTO DE BOMBAS					
Watts	Tipo de lámpara	Corriente [A]	Tensión [V]	Cantidad	Watts totales
2x59	T-8	0.44	277	242	28,556
2x32	T-8	0.24	277	12	768
3x32	T-8	0.24	277	77	7,392
1x59	T-8	0.22	277	13	767
2x59	T-8	0.44	277	5	590
1x32	T-8	0.24	277	4	128
100	Incandescente	0.78	127	4	400
100	Aditivos metálicos	0.51	277	29	2,900
70	Aditivos metálicos	0.38	277	78	5,460
40	Fluorescente	0.31	127	6	240
13	Anuncio de Emergencia	0.16	127	3	39
Total					47,240

Fuente: Realizada a partir de datos de Wal-Mart

2.4. Costos del consumo energético

Uno de los objetivos que se deben tener en cuenta al consumir energía eléctrica es el alto costo que ésta genera al ser consumida en determinado horario y en altos picos de demanda. La CFE diseña tarifas horarias orientadas al uso racional de la electricidad, mismas que reflejan el costo que representa para la comisión el suministro de la electricidad principalmente en horas pico (que es cuando la comisión debe tener un mayor número de plantas en operación).

El consumo de energía en las horas base es más económico que en el período punta. Los costos de energía eléctrica se caracterizan principalmente por diferencias horarias, regionales y estacionales.

La tarifa que concierne a este proyecto es la HM (horaria en media tensión mayor a 100 KW), dicha tarifa se aplica a los servicios que destinen la energía a cualquier uso, suministrados en media tensión, con una demanda de 100 KW o más.



La región a la que pertenece la tienda en estudio es la peninsular al estar ubicada en Cancún, Quintana Roo. Las cuotas aplicables al mes de enero del 2013 según la CFE son como se detalla a continuación.

Se aplican los siguientes cargos por la demanda facturable, por la energía en punta, por la energía en intermedia y por la energía en base. Ver Tabla 2.9.

Tabla 2.9 Cargos por demanda facturable en región peninsular

Región	Cargo por kW de Demanda Facturable	Cargo por kW - Hora de energía de punta	Cargo por kW - Hora de energía intermedia	Cargo por kW - Hora de energía de base
Peninsular	\$184.84	\$2.05	\$1.19	\$0.98

Fuente: CFE, Comisión Federal de Electricidad (2013), consultada el 06 de enero 2013, <http://www.cfe.gob.mx>

Mínimo mensual

El importe que resulta de aplicar el cargo por kilowatt de demanda facturable al 10% de la demanda contratada.

Demanda contratada

La demanda contratada la fija inicialmente el usuario, su valor no será menor del 60% de la carga total conectada, ni menor de 100 KW o la capacidad del mayor motor o aparato instalado.

En el caso de que el 60% de la carga total conectada exceda la capacidad de la subestación del usuario, sólo se tomará como demanda contratada la capacidad de dicha subestación a un factor de 90%.

Horario

Para los efectos de la aplicación de esta tarifa, se utilizan los horarios locales oficialmente establecidos.



Por días festivos se entenderán aquellos de descanso obligatorio, establecidos en el artículo 74 de la Ley Federal del Trabajo, a excepción de la fracción IX, así como los que se establezcan por Acuerdo Presidencial.

Períodos de punta, intermedio y base

Estos períodos se definen en cada una de las regiones tarifarias (central, noreste, noroeste, norte, peninsular y sur) para distintas temporadas del año, como se describe a continuación. Ver Tabla 2.10 y 2.11.

Del primer domingo de abril al sábado anterior al último domingo de octubre.

Tabla 2.10 Horario de verano

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
Lunes a Viernes	0:00-6:00	6:00-20:00 22:00-24:00	20:00-22:00
Sábado	0:00-7:00	7:00-24:00	
Domingo y Festivo	0:00-19:00	19:00-24:00	

Fuente: CFE, Comisión Federal de Electricidad (2013), consultada el 06 de enero 2013, <http://www.cfe.gob.mx>

Del último domingo de octubre al sábado anterior al primer domingo de abril.

Tabla 2.11 Horario de invierno

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
Lunes a Viernes	0:00-6:00	6:00-18:00 22:00-24:00	18:00-22:00
Sábado	0:00-8:00	8:00-19:00 21:00-24:00	19:00-21:00
Domingo y Festivo	0:00-18:00	18:00-24:00	

Fuente: CFE, Comisión Federal de Electricidad (2013), consultada el 06 de enero 2013, <http://www.cfe.gob.mx>



Demanda facturable

La demanda facturable se obtiene mediante la ecuación 1.3, mencionada en el capítulo dos usando los siguientes factores de reducción para la región peninsular (ver Tabla 2.12):

Tabla 2.12 Factores de reducción

Región	FRI	FRB
Peninsular	0.3	0.15

Fuente: CFE, Comisión Federal de Electricidad (2013), consultada el 06 de enero 2013, <http://www.cfe.gob.mx>

Depósito de garantía

Será de 2 veces el importe que resulte de aplicar el cargo por demanda facturable a la demanda contratada.

2.5. Diseño y planificación del espacio

El diseño y planificación de la tienda comercial influye de manera determinante en su desempeño y eficiencia energética, principalmente se deben considerar aspectos como selección de la ubicación de la tienda, orientación más adecuada en base al servicio que va a prestar, tipo y material de la envolvente de la construcción, diseño óptimo de los espacios y utilización de los recursos naturales existentes en la zona.

Se puede afirmar que estos dos aspectos (diseño y planificación), representan el aspecto más importante para el ahorro de energía, desde el punto de vista arquitectónico, combinado con la orientación del inmueble, la forma general de la edificación, la superficie útil de la tienda, la superficie expuesta, etc.



Según la norma oficial mexicana NOM-008-ENER-2001 “*La planificación arquitectónica permite hacer un uso más racional de la superficie disponible y dar a los diferentes espacios, las condiciones favorables que permitan su desempeño energético*”¹⁷.

Esta planificación debe ir acompañada de una normatividad adecuada que fomente un diseño que utilice racionalmente la energía y que sea congruente con la infraestructura y necesidades existentes en el sitio.

2.6. Potenciales energéticos renovables en la zona

Cualquier aplicación de la energía solar requiere una evaluación del recurso solar, por evaluación del recurso solar se entiende la determinación (de preferencia a partir de mediciones) de la cantidad de energía solar disponible para ser utilizada en una aplicación. Como diferentes tipos de sistemas solares utilizan diferentes componentes de la radiación solar, dicha evaluación puede significar cosas un poco diferentes dependiendo de la aplicación.

Son dos las componentes de la radiación solar que es conveniente distinguir: la radiación solar directa y la radiación solar difusa.

La radiación solar directa es la que llega a la superficie de la tierra directamente del disco solar (en línea recta), pero atenuada en su intensidad por la acción de la atmósfera. Esta sigue una trayectoria recta (con mínimas desviaciones al atravesar la atmósfera terrestre), es decir, sigue una dirección (provieniendo del Sol).

La radiación solar difusa es la que ha sido dispersada (esparcida) por las componentes de la atmósfera, de modo que llega a la superficie desde diferentes puntos de la bóveda celeste, pero no del disco solar.

¹⁷ NOM-008-ENER-2001, Eficiencia energética en edificaciones, envolvente en edificios no residenciales. México, 2001



Se genera cuando los rayos solares, son interceptados o reflejados por cualquier partícula que se encuentra suspendida en la atmosfera y es difundida en todas las direcciones

Estas dos componentes conforman lo que se conoce como la radiación solar global o hemisférica. Los paneles fotovoltaicos pueden utilizar ambas componentes de la radiación.

El parámetro básico y que más comúnmente se mide es la radiación solar global que incide sobre una superficie horizontal, medición que se expresa en términos de su irradiancia (densidad de flujo de energía de radiación en watt-metro cuadrado (W/m^2)). Esto es, la radiación solar global es la que se mide con un piranómetro en posición horizontal.

Cabe diferenciar esta medición con la medición realizada con un piranómetro inclinado, en donde además de la componente directa y la difusa de la radiación solar, hay una fracción de radiación solar reflejada por el suelo que también recibe el piranómetro. Ver figura 2.6.



Figura 2.6 Medición de radiación solar global con un piranómetro inclinado

Fuente: Eco Potencia, Consultada el 15 de enero de 2013, <http://www.ecopotencia.com>



La radiación solar difusa diaria se registra de manera general entre las seis de la mañana y las seis de la tarde¹⁸.

Sobre la superficie de la tierra este tipo de radiación depende de:

- La altura del Sol sobre el horizonte
- La cantidad de partículas en la atmósfera
- Nubosidad. Aumenta con la presencia de capas de nubes blancas relativamente delgadas
- Altura sobre el nivel del mar. Al aumentar la altura, el aporte de la radiación difusa es menor debido a que disminuye el espesor de las capas difusoras en la atmósfera

Los efectos de la atmósfera son determinantes en la intensidad de la radiación solar, lo que da como resultado una gran variabilidad de este parámetro con el tiempo y con la ubicación geográfica. La cantidad de energía disponible puede presentar diferencias importantes, no sólo de un día a otro o de un mes a otro, sino de un año a otro. Así mismo, puede haber variaciones importantes entre sitios relativamente cercanos debido a diferencias en el microclima.

Debido a la situación descrita anteriormente, no existe una manera sencilla de predecir el valor de la irradiación solar en un sitio o momento dado. Esto tiene implicaciones en el diseño de instalaciones solares, las cuales se construyen para operar durante un gran número de años. Es muy importante estimar la energía disponible a lo largo de la vida útil del sistema, pero también su variabilidad. Por lo tanto, para conocer realmente el recurso solar disponible en un sitio, se requiere hacer mediciones sistemáticas de la radiación global a lo largo de un período de varios años (por lo menos tres años, pero idealmente durante un período de diez). Esto permitiría obtener lo que se conoce como un año solar típico a partir del conocimiento de la climatología del parámetro mencionado.

¹⁸ Laboratorio de Climatología y Calidad del Aire, Universidad Autónoma de Ciudad Juárez, consultada el 15 de enero de 2013, <http://www.uacj.mx/>



Desde el punto de vista temporal, los datos de radiación solar pueden estar disponibles en forma de valores instantáneos, medidos con diferentes frecuencias (segundos, minutos, horas), pero también en forma de totales acumulados o promedios sobre determinados períodos de tiempo. En este último caso lo más frecuente es que los datos se reporten en forma de totales diarios para cada día del año, o en forma de un promedio de estos totales diarios para cada mes. En particular, el total diario de la radiación solar global horizontal se denomina irradiación total diaria (dada en megaJoule/metro cuadrado (MJ/m^2)), la cual se obtiene integrando la irradiación a lo largo del período diurno. Para llevar a cabo simulaciones térmicas de instalaciones solares, edificios, etc., lo más conveniente es contar con datos de radiación total para cada hora del día (denominada irradiación horaria dada en MJ/m^2), ya sea por separado para cada día del año o por promedios sobre los días de un mes.

2.6.1. Potenciales energéticos en la Ciudad de Cancún

De acuerdo con información recopilada por distintas fuentes, se observa que la Ciudad de Cancún cuenta con características climatológicas muy aptas para el presente proyecto, algunas de ellas son:

- El período de mayor intensidad del Sol se presenta entre las 10 y las 14 horas
- El clima es cálido todo el año, en los meses más fríos (diciembre y enero) la temperatura más baja ronda los $19 \approx 20 \text{ }^\circ\text{C}$
- Las lluvias son escasas, la mayoría se presenta en los meses de mayo y junio y/o octubre a diciembre, pero en todo caso no son de larga duración y el Sol brilla de nuevo rápidamente
- La temperatura máxima promedio en el año 2012 fue de $28 \text{ }^\circ\text{C}$ y la mínima de $19 \text{ }^\circ\text{C}$
- El promedio de luz diurna en el año 2012 fue de 11 horas¹⁹

¹⁹ The Weather Channel, Consultada el 25 de enero de 2013, <http://espanol.weather.com>



Además, de acuerdo a mediciones realizadas por la Administración Nacional de Aeronáutica y del Espacio (NASA, en inglés)²⁰ se aprecia que la radiación solar global promedio anual para la Ciudad de Cancún supera los 5.6 [KWh/m²]²¹ en el período comprendido entre los años 2002 – 2011.

En la Tabla 2.13 se pueden ver los valores mensuales de la radiación solar horizontal para esta Ciudad.

Tabla 2.13 Promedio mensual de la radiación global horizontal en la Ciudad de Cancún, Quintana Roo (KWh/m²)

Mes	Radiación solar diaria - hori
	kWh/m ² /d
Enero	4.27
Febrero	5.23
Marzo	6.08
Abril	6.82
Mayo	6.86
Junio	6.39
Julio	6.78
Agosto	6.54
Septiembre	5.77
Octubre	5.13
Noviembre	4.47
Diciembre	3.97
Anual	5.69

Fuente: Surface meteorology and solar Energy, Consultada el 27 de enero de 2013, <http://eosweb.larc.nasa.gov/sse/RETScreen>

En este punto es importante hablar de la denominada “*hora-pico*”, la cual se refiere a la cantidad de irradiancia directa que puede recibir un captador a nivel del mar en un día claro, este valor de irradiancia se establece en 1,000 [W/m²] al medio día solar. Por lo anterior, se le ha llamado irradiancia-pico, al valor de 1,000 [W/m²].

²⁰ NASA, National Aeronautics and Space Administration (2013), consultada el 25 de enero de 2013, <http://www.nasa.gov>



En consecuencia, a la cantidad de irradiación recibida en un captador durante una hora, se le llama hora-pico²². Los valores de hora-pico para la Ciudad de Cancún son de 6.01 y 6.32, para el plano horizontal e inclinado²³, respectivamente.

En la Tabla 2.14 se muestran los valores de horas de Sol pico para las dos principales ciudades del Estado de Quintana Roo.

Tabla 2.14 Promedio anual de horas de Sol pico para el Estado de Quintana Roo

Entidad Federativa	Ciudad	Latitud Norte (°)	Horas de Sol pico*	
			Hor	Inc
Quintana Roo	Cancún	21.16	6.01	6.32
	Chetumal	18.51	5.85	6.09
Hor = Plano Horizontal				
Inc = Plano inclinado a la latitud de la localidad correspondiente				
*De acuerdo con datos del Sistema de Información Geográfica para las Energías Renovables en México (SIGER) y del Observatorio de Radiación Solar del Instituto de Geofísica de la UNAM.				

Fuente: SIGER: Sistema de Información Geográfico para las Energías Renovables en México

Una vez conocidos los potenciales energéticos renovables en la zona es posible comenzar a estudiar las condiciones de operación del sistema fotovoltaico, tomando en cuenta además del clima del lugar las características de los paneles que se instalen. Esto es abordado en el siguiente capítulo.

Conclusión

En este capítulo se caracterizó la instalación eléctrica del supermercado Nichupté. Los factores que se tomaron en cuenta fueron la carga instalada y los equipos que la constituyen, se hizo también una breve descripción de la superficie construida que constituye la tienda y se dio a conocer la ubicación de la misma.

²² Instituto de Geofísica, Consultada el 27 de enero de 2013, <http://www.geofisica.unam.mx>

²³ De acuerdo con datos del Sistema de Información Geográfica para las Energías Renovables en México (SIGER) IIE-GENC, y del Observatorio de Radiación solar del Instituto de Geofísica de la UNAM



Se determinó que las tres principales cargas que constituyen el consumo de la instalación eléctrica son el aire acondicionado, la refrigeración y la iluminación, debido a esta razón serán estas las cargas que mayor relevancia tengan al realizar la estimación de las curvas de consumo de energía, en base a prácticas de hábito usuales, que serán realizadas más adelante.

Finalmente, se realizó un estudio de los potenciales energéticos renovables de la zona y se concluyó que son favorables para el tipo de proyecto que se desea implementar, debido a que la Ciudad Cancún cuenta con una notable cantidad de radiación solar, misma que puede ser fácilmente captada y transformada mediante paneles solares para su conversión en energía eléctrica.



Capítulo 3 . Diseño del sistema de generación eléctrica

Introducción

En este capítulo se analiza la viabilidad técnica de la implementación de la instalación solar fotovoltaica cuyo objetivo primordial es el de autoabastecer al supermercado denominado Wal-Mart Nichupté, para esto se hace una propuesta de la instalación fotovoltaica, primeramente se elige un panel solar que preferentemente entregue la mayor cantidad de potencia posible y que sea de fácil acceso en el mercado, además de esto se debe tener especial cuidado de que el panel pueda adecuarse al tipo de ambiente en el lugar, es necesario tener en cuenta el área en donde se instalen dichos paneles, en este caso la azotea y el estacionamiento del inmueble, con esta información se obtiene el número total de paneles que es posible instalar. Otro punto que se debe tener en cuenta son los consumos energéticos de la tienda y la cantidad de energía que son capaces de entregar los paneles solares, la cual depende de la radiación solar, la temperatura del sitio y la latitud del lugar que dista el ángulo con que estos se deben instalar. Tanto la irradiación solar como la temperatura dependen de la posición del Sol a lo largo del día y durante las diferentes estaciones del año.

El análisis del consumo energético de la tienda se realiza mediante recibos mensuales de facturación eléctrica de la compañía suministradora (CFE) pertenecientes a la tienda. Se estudia también el comportamiento del panel solar al variar la radiación y la temperatura a la cual se expone, este análisis se hace hora por hora y día con día, para así obtener una generación total mensual y posteriormente hacer un análisis financiero con respecto a los consumos mensuales de la tienda. Para el dimensionamiento del equipo y conductores a utilizar para la interconexión de los diversos elementos, es necesario tomar en cuenta la potencia máxima generada por el arreglo solar fotovoltaico, así como considerar el rango de operación del inversor a utilizar para realizar una correcta planificación del arreglo a instalar.

3.1. Diseño del sistema eléctrico

El objetivo del sistema de generación eléctrica que se propone es abastecer el consumo eléctrico de la tienda, para esto sería necesario el uso de uno o más bancos de baterías para seguir generando en horas en donde la radiación solar es nula o insuficiente, sin embargo, al revisar el marco normativo aplicable a la instalación, se ha encontrado que es posible hacer uso de una cláusula que incluye el contrato de interconexión a la red de CFE expedido por la CRE, el cual dice que es posible utilizar la red eléctrica como banco de baterías, es decir, es factible conectarse al sistema eléctrico nacional e inyectar la energía excedente, CFE contabiliza esta energía y realiza la compensación automática de la energía consumida con la inyectada a la red; en el caso de estudio la generación se realiza en el horario de intermedia, en el escenario más favorable en el que sobre la energía producida, CFE traducirá esos KW en dinero y los resta del consumo en los otros horarios, comenzando en el horario punta, y si es que aun sobra energía, esta será devuelta en horario intermedia. Debido a los argumentos anteriormente expuestos no se utilizan baterías, quedando la instalación conceptualmente como se muestra en la figura 3.1.



Figura 3.1 Diseño conceptual del sistema eléctrico

Fuente: Sayab, Servicios Tecnológicos de Ahorro de Energía, Consultada el 02 de enero de 2013, <http://www.sayab.com/Sustentable/Fotovoltaica.html>



3.2. Dimensionamiento de los componentes

El primer paso para el diseño de la instalación es seleccionar los módulos fotovoltaicos, las cajas combinadoras²⁴ y el inversor. El arreglo de módulos solares debe acoplarse a las características eléctricas de entrada del inversor, de esta manera se puede optimizar el arreglo de módulos para obtener la máxima potencia posible que el inversor puede manejar. Si el procedimiento se hace de forma inversa, es decir, si primero se diseña el arreglo de módulos fotovoltaicos y después se selecciona el inversor, se complica el proceso de selección del inversor puesto que debe hallarse un inversor que cuente con características específicas para adaptarse al arreglo de módulos diseñado.

Cuando se diseña el diagrama de conexiones de módulos fotovoltaicos se debe tomar en cuenta el área requerida por el arreglo con el fin de optimizar la colocación física de los módulos, con esto se pretende lograr que el proyecto físico tenga una forma geométrica regular, debido a que el arreglo para los módulos regularmente se diseña para un inversor, sin embargo para el techo del Wal-Mart no es posible hacerlo de esta manera, pero se intentará optimizar tanto el lugar como las distancias de los conductores.

Para llegar a tener un arreglo ideal, es necesario diseñar no sólo un arreglo de módulos, sino varios. Se puede partir de un diseño base, y realizar modificaciones hasta llegar a un diseño adecuado.

Se deben tomar en cuenta otros factores para el arreglo físico de módulos fotovoltaicos, tales como la cantidad de módulos que pueden cargar los soportes, espacio para personal que va a dar mantenimiento a la instalación, así como espacio para evitar sombras entre arreglos que se calcula mediante la ecuación 3.1.

²⁴ Son cajas de conexiones, también llamadas cajas combinadoras, las cuales tienen la función de conectar las cadenas. Estas cajas, en su mayoría cuentan con sistemas de protección y de desconexión, razón por la cual se convierten en elementos indispensables para el control de los sistemas solares fotovoltaicos



Se elige el panel solar marca “*Helios Solar Works Modelo 9T6 420*”²⁵, ya que es uno de los paneles que ofrece una mayor potencia generada en el mercado, además que cuenta con las condiciones técnicas necesarias para instalarlo en nuestro caso de estudio.

De la hoja de especificaciones se tiene que las dimensiones del panel son las siguientes:

Ancho: 1.3 m Largo: 1.976 m Espesor: 40 mm

Ecuación 3.1 Distancia mínima para evitar sombras entre arreglos de paneles solares

$$d = L \left[\text{sen } \alpha \left(\frac{1}{\tan(\beta)} + \frac{1}{\tan(\alpha)} \right) \right]$$

Dónde:

D = distancia entre arreglos

L = largo del panel solar

α = ángulo de inclinación del panel (latitud del lugar)

β = ángulo de la altura ($90^\circ - \alpha$)

Sustituyendo los valores del caso en estudio en la ecuación 3.1 se obtiene que:

$$d = 1.976 \left[\text{sen}(21.14)^\circ \left(\frac{1}{\tan(90^\circ - 21.14^\circ)} + \frac{1}{\tan(21.14^\circ)} \right) \right]$$

La distancia mínima entre los paneles para evitar sombras es de:

$$d = 2.12 \text{ m}$$

Tomando en cuenta las dimensiones del panel y la distancia mínima entre arreglos se realizaron diferentes pruebas y se observó que el arreglo más adecuado es el mostrado en la figura 3.2 y 3.3.

²⁵ Helios solar Works , hoja de especificaciones incluida en el anexo 8, consultada el 02 de enero de 2013, <http://www.heliosSolarworks.com>

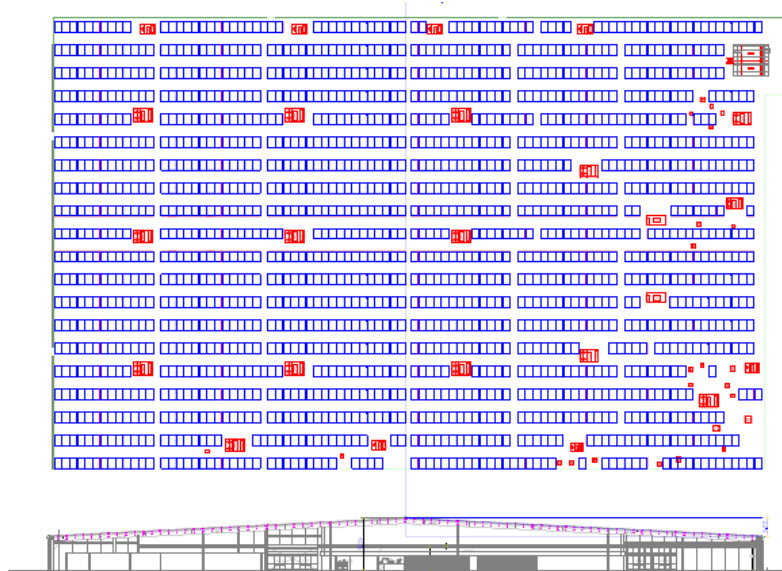


Figura 3.2 Arreglo de los módulos instalados en el techo de la tienda

Fuente: Elaboración propia

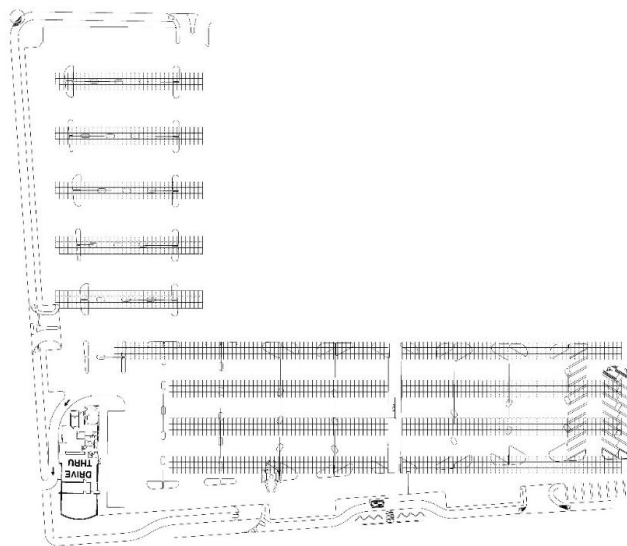


Figura 3.3 Arreglo de los módulos instalados en el estacionamiento de la tienda

Fuente: Elaboración propia

En total se planea instalar 3,445 paneles fotovoltaicos, dividiéndose 1,638 en el techo de la tienda y 1,807 en el estacionamiento.



Para la elección de las cajas combinadoras y del inversor es necesario saber cuál es el rango de producción del arreglo fotovoltaico, es por ello que primero se tienen que realizar los cálculos de la generación para continuar con el dimensionamiento del equipo que será necesario.

Cuando se habla de pretender autoabastecer el consumo eléctrico de la tienda, además de necesitar conocer los consumos energéticos de la misma, es de suma importancia conocer la generación de los paneles solares. Para satisfacer esta necesidad es necesario analizar los recibos mensuales de CFE, de los cuales se obtienen los siguientes datos, ver Tabla 3.1.

Tabla 3.1 Síntesis de facturas Wal-Mart Nichupté

ENERO									
Consumo mensual	CONSUMO PUNTA	CONSUMO INTERMEDIO	CONSUMO BASE	DEMANDA FACTURABLE	BASE \$	INTER \$	COSTO DEL Kw/h		
							PUNTA \$	DEM.FAC \$	TOTAL \$
345,223.00	49,226.00	198,952.00	97,045.00	644.00	1.02	1.23	2.07	183.37	641,433.00
FEBRERO									
Consumo mensual	CONSUMO PUNTA	CONSUMO INTERMEDIO	CONSUMO BASE	DEMANDA FACTURABLE	BASE \$	INTER \$	COSTO DEL Kw/h		
							PUNTA \$	DEM.FAC \$	TOTAL \$
327,997.00	46,178.00	188,148.00	93,671.00	666.00	1.02	1.24	2.08	184.16	621,143.00
MARZO									
Consumo mensual	CONSUMO PUNTA	CONSUMO INTERMEDIO	CONSUMO BASE	DEMANDA FACTURABLE	BASE \$	INTER \$	COSTO DEL Kw/h		
							PUNTA \$	DEM.FAC \$	TOTAL \$
367,800.00	52,391.00	213,589.00	101,820.00	687.00	0.94	1.14	2.01	184.75	651,220.00
ABRIL									
Consumo mensual	CONSUMO PUNTA	CONSUMO INTERMEDIO	CONSUMO BASE	DEMANDA FACTURABLE	BASE \$	INTER \$	COSTO DEL Kw/h		
							PUNTA \$	DEM.FAC \$	TOTAL \$
369,872.00	22,323.00	246,830.00	100,719.00	697.00	0.92	1.12	1.99	184.03	616,411.00
MAYO									
Consumo mensual	CONSUMO PUNTA	CONSUMO INTERMEDIO	CONSUMO BASE	DEMANDA FACTURABLE	BASE \$	INTER \$	COSTO DEL Kw/h		
							PUNTA \$	DEM.FAC \$	TOTAL \$
402,356.00	24,563.00	268,850.00	108,943.00	735.00	0.93	1.13	2.00	184.53	672,379.00
JUNIO									
Consumo mensual	CONSUMO PUNTA	CONSUMO INTERMEDIO	CONSUMO BASE	DEMANDA FACTURABLE	BASE \$	INTER \$	COSTO DEL Kw/h		
							PUNTA \$	DEM.FAC \$	TOTAL \$
408,737.00	30.00	287,650.00	121,057.00	749.00	0.93	1.13	1.94	174.62	714,870.00
JULIO									
Consumo mensual	CONSUMO PUNTA	CONSUMO INTERMEDIO	CONSUMO BASE	DEMANDA FACTURABLE	BASE \$	INTER \$	COSTO DEL Kw/h		
							PUNTA \$	DEM.FAC \$	TOTAL \$
402,736.00	22,241.00	268,024.00	112,471.00	734.00	0.97	1.17	2.04	185.63	691,495.00
AGOSTO									
Consumo mensual	CONSUMO PUNTA	CONSUMO INTERMEDIO	CONSUMO BASE	DEMANDA FACTURABLE	BASE \$	INTER \$	COSTO DEL Kw/h		
							PUNTA \$	DEM.FAC \$	TOTAL \$
417,374.00	23,499.00	289,297.00	104,578.00	685.00	0.97	1.17	2.05	186.60	707,798.00



SEPTIEMBRE									
Consumo mensual	CONSUMO PUNTA	CONSUMO INTERMEDIO	CONSUMO BASE	DEMANDA FACTURABLE	BASE \$	INTER \$	COSTO DEL Kw/h PUNTA \$	DEM.FAC \$	TOTAL \$
379,146.00	18,831.00	253,416.00	106,899.00	660.00	0.92	1.12	1.99	184.62	620,388.00
OCTUBRE									
Consumo mensual	CONSUMO PUNTA	CONSUMO INTERMEDIO	CONSUMO BASE	DEMANDA FACTURABLE	BASE \$	INTER \$	COSTO DEL Kw/h PUNTA \$	DEM.FAC \$	TOTAL \$
381,060.00	24,603.00	241,436.00	115,021.00	558.00	0.94	1.14	1.96	176.93	625,020.00
NOVIEMBRE									
Consumo mensual	CONSUMO PUNTA	CONSUMO INTERMEDIO	CONSUMO BASE	DEMANDA FACTURABLE	BASE \$	INTER \$	COSTO DEL Kw/h PUNTA \$	DEM.FAC \$	TOTAL \$
342,145.00	48,905.00	189,255.00	103,985.00	606.00	0.96	1.17	2.00	179.80	599,008.00
DICIEMBRE									
Consumo mensual	CONSUMO PUNTA	CONSUMO INTERMEDIO	CONSUMO BASE	DEMANDA FACTURABLE	BASE \$	INTER \$	COSTO DEL Kw/h PUNTA \$	DEM.FAC \$	TOTAL \$
353,467.00	52,720.00	210,176.00	90,571.00	673.00	1.01	1.22	2.06	182.28	658,214.00

Fuente: Elaborada a partir de recibos de CFE de consumo eléctrico, Wal-Mart, Nichupté

Los recibos de facturación de la tienda se encuentran en el anexo 5.

Como los valores medidos de irradiación solar ofrecidos por diversas fuentes únicamente proporcionan un valor promedio diario, es necesario el uso de métodos analíticos que permitan estimarla por hora. Con este fin se utiliza el programa Geosol²⁶ V2.0 para Windows, diseñado por Alejandro L. Hernández del Instituto de Investigaciones en Energía No Convencional (INENCO) de la Universidad de Salta, Argentina en 2009.

En la figura 3.4 se muestra un ejemplo de cálculo de la irradiación para el día 31 de enero con el programa Geosol, utilizando los siguientes valores de entrada:

Latitud: 21.14 ° N; Longitud: 86.852 ° E; Albedo: 0.75

Angulo de inclinación: 21.14 °; Método de Hottel en clima tropical

Huso horario: - 6

²⁶ Geosol. Software para estimar la radiación lugar de una latitud y longitud específicas involucrando el ángulo de inclinación, generando a la salida la irradiación solar hora por hora, día por día. Más información sobre sus métodos incluidos en el anexo 3. <http://www.unsa.edu.ar/~alejo/geosol/>

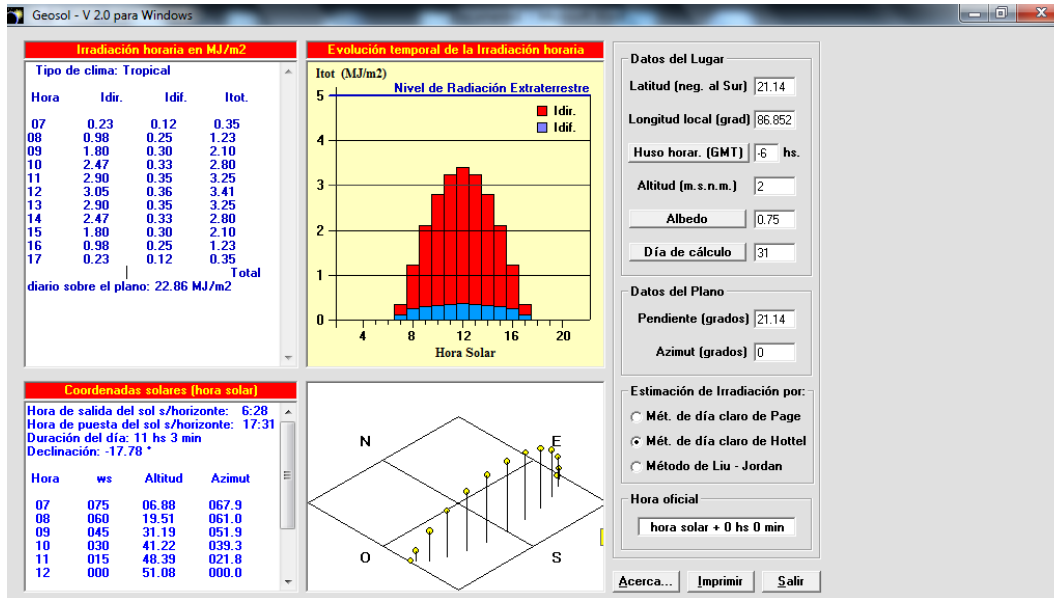


Figura 3.4 Pantalla del software GeoSol al introducirle los datos para el 31 de enero

Fuente: Pantalla capturada de software GeoSol

Se realizan los cálculos de irradiación solar hora por hora para los 365 días del año y los resultados se guardan en una hoja de cálculo para posteriormente utilizarlos; ver anexo 1.

Una vez que se obtienen dichas radiaciones es indispensable conocer el comportamiento de la generación del panel solar elegido, teniendo como variables temperatura e irradiación solar, ya que la generación del panel solar varía con estos parámetros, por ello se utiliza el software PVSYST²⁷ para obtener las curvas características del panel, lo que permite conocer la potencia, el voltaje y la corriente producidos, así como voltaje a circuito abierto y corriente de corto circuito a la temperatura y radiación especificada de acuerdo a la hora y a la temperatura diaria.

²⁷ PVSYST. Es una herramienta para el dimensionamiento de instalaciones solares y su comportamiento a través del movimiento del Sol, este software incluye una herramienta para conocer el comportamiento propio del panel solar, debido a que en su base de datos se encuentran las especificaciones técnicas de cada proveedor y permite conocer las curvas características. Consultada el 05 de enero 2013 de <http://www.pvsyst.com>



Para las temperaturas se toman los datos extraídos de “El Canal del Clima” (The Weather Channel, en inglés)²⁸, se muestran en el anexo 2 las tablas mes por mes y día por día de las temperaturas registradas en la localidad especificada, las irradiaciones que se utilizan son las obtenidas mediante el software Geosol.

En las figuras 3.5, 3.6 y 3.7 se muestra un ejemplo del cálculo de las curvas características del panel para el día 1 de enero para una temperatura de 27 °C y las radiaciones hora por hora de ese día.

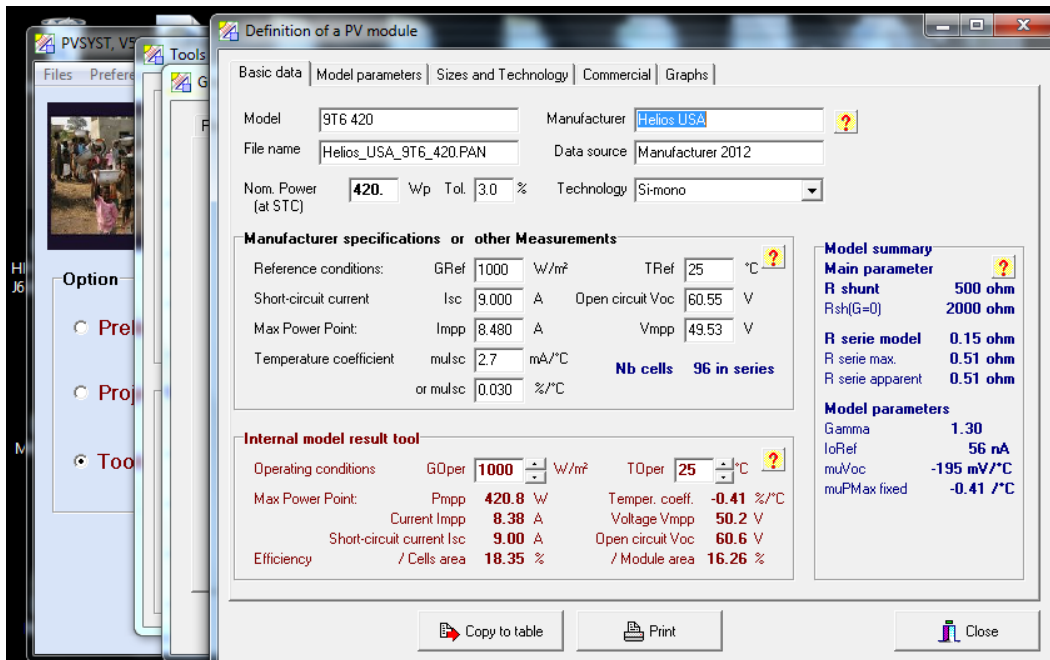


Figura 3.5 Elección del panel fotovoltaico a evaluar en PVSYS

Fuente: Pantalla capturada de software PVSYS

²⁸ The Weather Channel, consultada el 05 de enero 2013 de <http://espanol.weather.com>

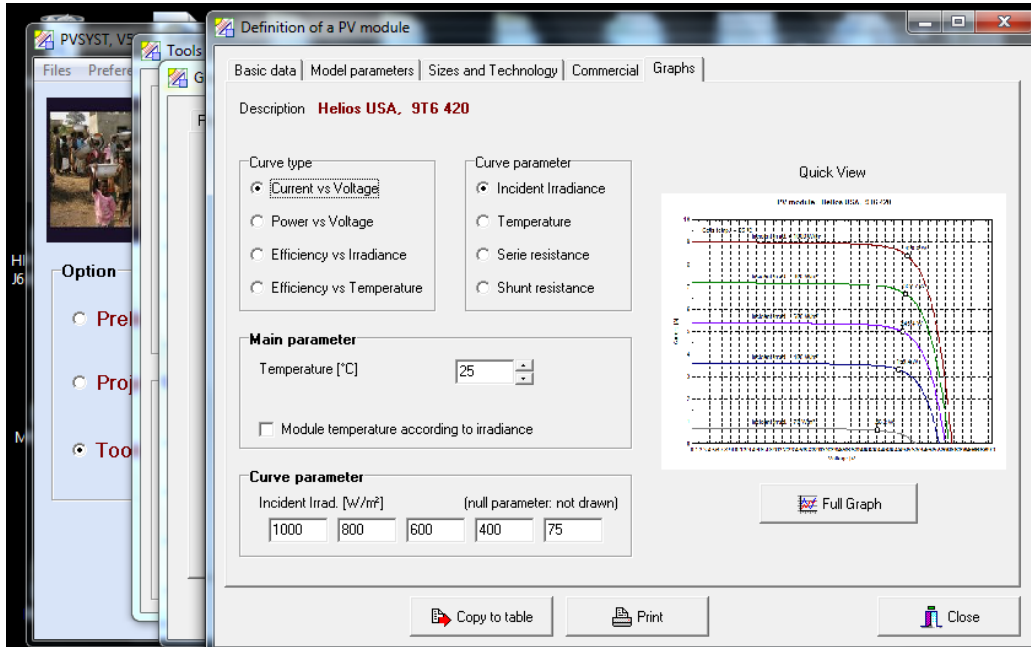


Figura 3.6 Pantalla donde se modifican los valores de temperatura y radiaciones solares a evaluar, así como la elección de la gráfica que se desea obtener en PVSYS

Fuente: Pantalla capturada de software PVSYS

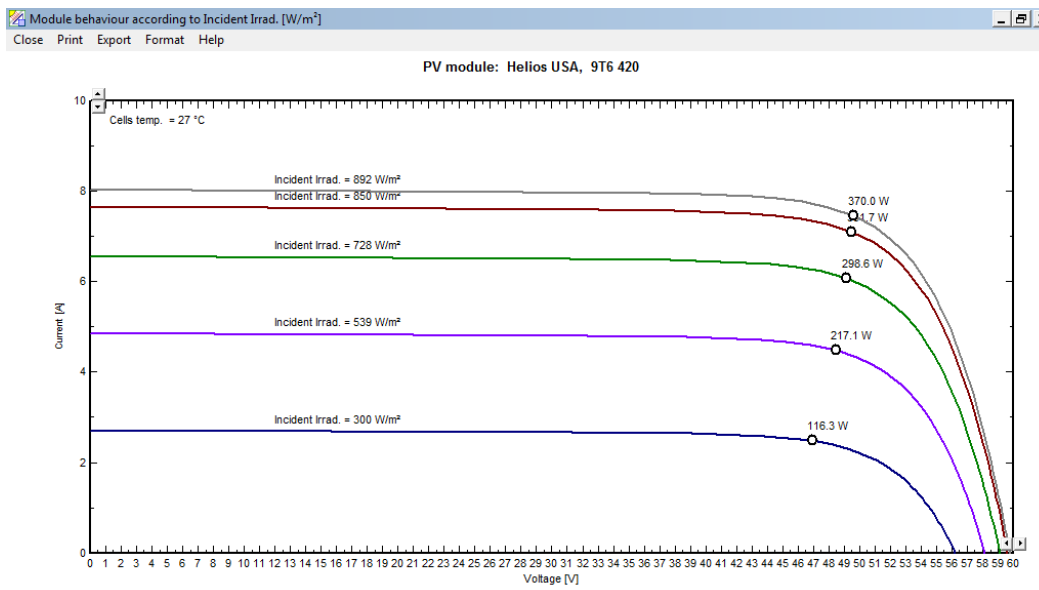


Figura 3.7 Gráfica de las curvas del panel al introducirle los valores para el día 1 de enero en PVSYS

Fuente: Pantalla capturada de software PVSYS



En la figura 3.7 es posible observar el comportamiento de la generación fotovoltaica a 27 °C con distintas irradiaciones, presentes en un mismo día pero en distintos horarios.

Una vez obtenidos los valores de voltaje, corriente y potencia del panel por hora diaria se multiplican las potencias por el número de paneles (3,445), obteniendo así la potencia total del arreglo fotovoltaico, obteniendo de esta manera el total de energía mensual en los intervalos de tiempo especificados, ver Tabla 3.2.

Tabla 3.2 Potencia generada por el arreglo fotovoltaico en los diferentes meses del año

ENERO		FEBRERO		MARZO		ABRIL	
Hora	Potencia del arreglo	Hora	Potencia del arreglo	Hora	Potencia del arreglo	Hora	Potencia del arreglo
6	0.00	6	0.00	6	31.54	6	489.74
7	3,103.62	7	3,792.28	7	6,217.71	7	7,350.61
8	13,140.02	8	13,677.46	8	17,258.63	8	17,430.31
9	23,898.59	9	22,307.04	9	28,181.65	9	27,634.83
10	32,620.90	10	29,985.28	10	37,286.15	10	36,087.48
11	38,348.52	11	34,991.29	11	43,178.77	11	41,570.19
12	40,308.80	12	36,694.78	12	45,217.03	12	43,550.52
13	38,348.52	13	34,991.29	13	43,178.77	13	41,570.19
14	32,620.90	14	29,985.28	14	37,286.15	14	36,087.48
15	23,898.59	15	22,307.04	15	28,181.65	15	27,634.83
16	13,140.02	16	13,677.46	16	17,258.63	16	17,430.31
17	3,006.57	17	3,792.28	17	6,217.71	17	7,350.61
18	0.00	18	0.00	18	31.54	18	489.74
TOTAL Kw	262,435.04	TOTAL Kw	246,201.50	TOTAL Kw	309,525.93	TOTAL Kw	304,676.86
MAYO		JUNIO		JULIO		AGOSTO	
Hora	Potencia del arreglo	Hora	Potencia del arreglo	Hora	Potencia del arreglo	Hora	Potencia del arreglo
6	971.58	6	1,032.94	6	1,043.44	6	686.84
7	8,030.03	7	7,822.14	7	7,972.69	7	7,672.56
8	17,781.22	8	16,192.35	8	17,430.44	8	17,796.93
9	27,641.51	9	25,880.81	9	27,003.75	9	28,001.49
10	35,777.40	10	33,372.25	10	34,904.38	10	36,345.47
11	41,114.71	11	38,287.30	11	40,067.88	11	41,834.06
12	42,927.55	12	39,951.05	12	41,819.27	12	43,716.04
13	41,114.71	13	38,287.30	13	40,067.88	13	41,834.06
14	35,777.40	14	33,372.25	14	34,904.38	14	36,345.47
15	27,641.51	15	25,880.81	15	27,003.75	15	28,001.49
16	17,781.22	16	16,192.35	16	17,430.44	16	17,796.93
17	8,030.03	17	7,822.14	17	7,972.69	17	7,672.56
18	971.58	18	1,032.94	18	1,043.44	18	686.84
TOTAL Kw	305,560.46	TOTAL Kw	285,126.65	TOTAL Kw	298,664.43	TOTAL Kw	308,390.75



SEPTIEMBRE		OCTUBRE		NOVIEMBRE		DICIEMBRE	
Hora	Potencia del arreglo	Hora	Potencia del arreglo	Hora	Potencia del arreglo	Hora	Potencia del arreglo
6	137.80	6		6		6	
7	6,444.19	7	4,917.92	7	3,249.17	7	2,711.66
8	16,825.79	8	15,809.11	8	13,177.62	8	12,343.40
9	27,174.52	9	26,618.41	9	23,579.73	9	23,056.04
10	35,752.14	10	35,602.36	10	32,076.77	10	31,665.16
11	41,317.09	11	41,429.73	11	37,655.74	11	37,312.24
12	43,248.90	12	43,448.87	12	39,563.96	12	39,270.58
13	41,317.09	13	41,429.73	13	37,655.74	13	37,312.24
14	35,752.14	14	35,602.36	14	32,076.77	14	31,665.16
15	27,174.52	15	26,618.41	15	23,579.73	15	23,056.04
16	16,825.79	16	15,809.11	16	13,177.62	16	12,343.40
17	6,444.19	17	4,917.92	17	3,249.17	17	2,711.66
18	137.80	18		18		18	
TOTAL Kw	298,551.94	TOTAL Kw	292,203.94	TOTAL Kw	259,042.03	TOTAL Kw	253,447.58

Fuente: Elaboración propia

La máxima radiación solar se registra en el mes de abril con un valor de 1,036.11 W/m², como consecuencia es esta la que produce la máxima potencia del arreglo, por esta razón se considera este valor máximo de radiación al dimensionar las cajas combinadoras, inversor, protecciones y tamaño de los conductores.

Para armar los diferentes arreglos de paneles solares se utilizan las siguientes cajas combinadoras que cumplen con los requerimientos técnicos del sistema, cajas “*Array Junction Box*” o Ax de fabricante Siemens, con entradas para 6 y 8 cadenas de paneles solares, es importante una correcta elección de las cajas combinadoras Ax para un correcto dimensionamiento y así evitar usar un número excesivo de las mismas en la instalación. Para interconectar las cajas combinadoras Ax e ir formando el arreglo adecuado para la entrada del inversor se usan las cajas “*Generator Junction Box*” o cajas combinadoras Gx de Siemens, las cuales disponen de 3 entradas y son capaces de soportar la corriente de salida de las cajas Ax. Finalmente se utiliza un tablero tipo Riel Din para unir las salidas de las cajas Gx y dirigir las a la entrada del inversor correspondiente.



A continuación se enlistan las principales características eléctricas de los elementos que son implementados para la instalación solar fotovoltaica.

En la Tabla 3.4 se presentan los parámetros principales del panel solar marca “Helios Solar Works” Modelo 9T6 420²⁹.

Tabla 3.3 Principales parámetros del panel solar modelo 9T6 420

A STC ³⁰	A condiciones de radiación y temperatura del lugar	Dimensiones
Radiación = 1000 [W/m ²]	Radiación = 1036 [W/m ²]	Largo = 1.976 [m]
Temperatura = 25 [°C]	Temperatura = 29 [°C]	Ancho = 1.3 [m]
P _{mp} = 420 [W]	P _{mp} = 429.59 [W]	Grosor = 40 [mm]
V _{mp} = 49.53 [V]	V _{mp} = 49.5 [V]	
I _{mp} = 8.48 [A]	I _{mp} = 8.68 [A]	
V _{oc} = 60.55 [V]	V _{oc} = 59.88 [V]	
I _{cc} = 9 [A]	I _{cc} = 9.34 [A]	

Fuente: Helios Solar Works, consultada el 05 marzo de 2013, <http://www.heliossolarworks.com>

Caja combinadora “Siemens A6-L63-F6-iC y A8-L63-F4-MC4-iC”³¹

Entradas de DC: 6 y 8 respectivamente

Corriente máxima de entrada: 10.5 [A] para ambas

²⁹ Helios solar Works , Hoja de especificaciones incluida en el anexo 8 , <http://www.heliosSolarworks.com/>

³⁰ STC Standard Test Condition = 25 °C y 1000 W/m²

³¹ <http://www.automation.siemens.com/mcms/solar-inverter/en/pages/default.aspx>



Caja combinadora “Siemens G3-L100-C3-SR”³²

Entradas de DC: 3

Corriente máxima de entrada: 100 [A]

Tablero para riel tipo Din

Entradas en DC: 2

Corriente máxima en barras: 500 [A]

Inversor Siemens “Sinvert 2000 MS TL”³³

Datos de entrada:

Entradas: 16

Potencia máxima: 2052 [KW]

Rango de operación: 525 - 750 [V]

Voltaje máximo: 1000 [V]

Corriente máxima: 4000 [A]

Corriente máxima por entrada: 250 [A]

En la hoja de especificaciones del panel solar (ver anexo 8) se recomienda conectar como máximo 13 paneles solares en serie por razones de seguridad, debido a esto las cadenas de paneles a usar es de 13.

A continuación se muestran las características eléctricas de estas cadenas.

La tensión de las cadenas es la suma de las tensiones de cada uno de los paneles conectados en serie, definida mediante la ecuación 3.2.

³² <http://www.automation.siemens.com/mcms/solar-inverter/en/pages/default.aspx>

³³ Siemens, consultada el 05 de febrero 2013, <http://www.automation.siemens.com>



Ecuación 3.2 Voltaje de cadena

$$V_{cadena} = V_{mp} \times \# \text{ de paneles por cadena}$$

$$V_{cadena} = 49.5 [V] \times 13$$

$$V_{cadena} = 643.5[V]$$

$$I_{cadena} = I_{mp} ; I_{cadena} = 8.68 [A]$$

$$I_{cc_{cadena}} = I_{cc} ; I_{cadena} = 9.4 [A]$$

La potencia de las cadenas es la suma de las potencias de cada uno de los paneles conectados en serie, definida mediante la ecuación 3.3.

Ecuación 3.3 Potencia de la cadena

$$P_{cadena} = P_{mp} \times \# \text{ de paneles por cadena}$$

$$P_{cadena} = 429.59 [W] \times 13 ; V_{cadena} = 5,584.67[W]$$

Dado que el inversor elegido tolera un máximo de 250 [A] por entrada, el número de cadenas permitidas por entrada son los siguientes:

$$\# \text{ cadenas por entrada} = \frac{I_{\text{máx entrada}}}{I_{cadena}} = \frac{250[A]}{8.68[A]} = 28.8$$

Por lo que el número máximo de cadenas por entrada del inversor es de 28, es decir 364 paneles por entrada del inversor.

El número total de paneles que se desea conectar es de 3,445, al dividir esta cantidad entre 364 se obtiene 9.46, por lo que se usan 9 entradas del inversor para conectar un total de 3,276 paneles, faltando por conectar aún 169 paneles los cuales son conectados a otra entrada del inversor pero mediante una combinación diferente de las otras nueve. Para las 9 entradas iguales al inversor se usa el arreglo de cajas combinadoras que se puede ver en la figura 3.8.

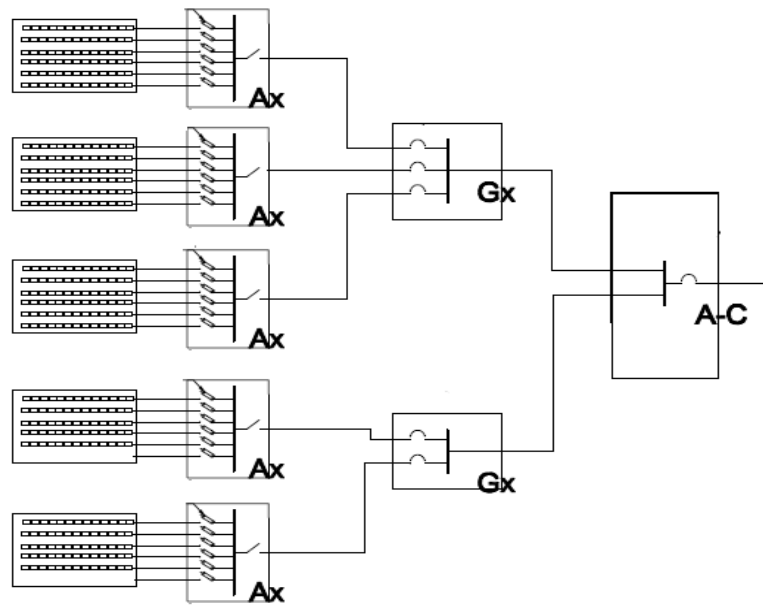


Figura 3.8 Diseño de las cajas combinadoras que tendrán 28 cadenas por entrada al inversor.

Fuente: Elaboración propia

Para la entrada al inversor con la combinación diferente se usa el arreglo mostrado en la figura 3.9.

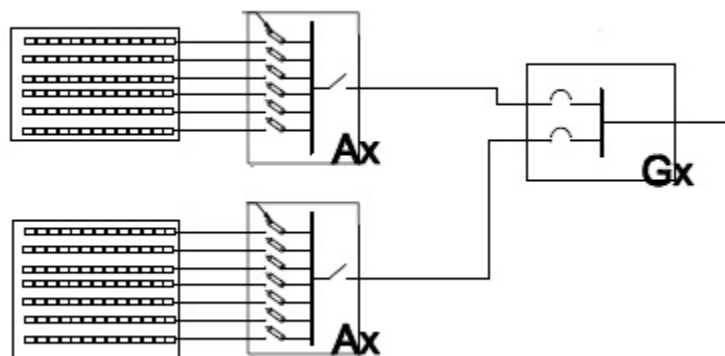


Figura 3.9 Diseño de las cajas combinadoras que tendrán 13 cadenas por entrada al inversor.

Fuente: Elaboración propia



3.3. Estructura y anclaje

Los vientos de mayor intensidad en México son los que se producen durante los huracanes en las zonas costeras, hablando particularmente de Cancún se sabe que es un Estado con una incidencia muy alta de huracanes, por esto se deben considerar estas condiciones climatológicas al momento de elegir la estructura y el anclaje de los paneles solares.

La forma más refinada de regionalización del peligro por viento es la que se usa para fines de ingeniería, que establece las normas para diseño de edificios y de otras estructuras. Se emplea como parámetro la velocidad máxima del viento para un cierto período de retorno y con ella se preparan mapas de curvas llamadas isotacas, que corresponden a los sitios con una misma velocidad máxima de viento.

El país se divide en cuatro zonas que representan bandas de velocidad máxima de viento que ocurren en promedio una vez cada 50 años³⁴, ver figura 3.10.



Figura 3.10 Mapa de zonificación eólica o regionalización de los valores de las intensidades máximas de viento en el país ocurridas una vez cada 50 años

Fuente: (2001), "Diagnóstico de Peligros e Identificación de Riesgos de Desastres en México", CENAPRED

³⁴ Atlas Nacional de Riesgos, consultada el 10 febrero 2013 de www.atlasmnacionalderiesgos.gob.mx/viento

Como se observa en la figura 3.10, en todo el territorio nacional, la CFE ha identificado 4 zonas eólicas principales. Si se hace un acercamiento en el mapa, es posible observar que la Ciudad de Cancún se ubica en la Zona # 2 cuyos vientos se encuentran en la categoría de 130 - 160 [km/h]. Ver figura 3.11.

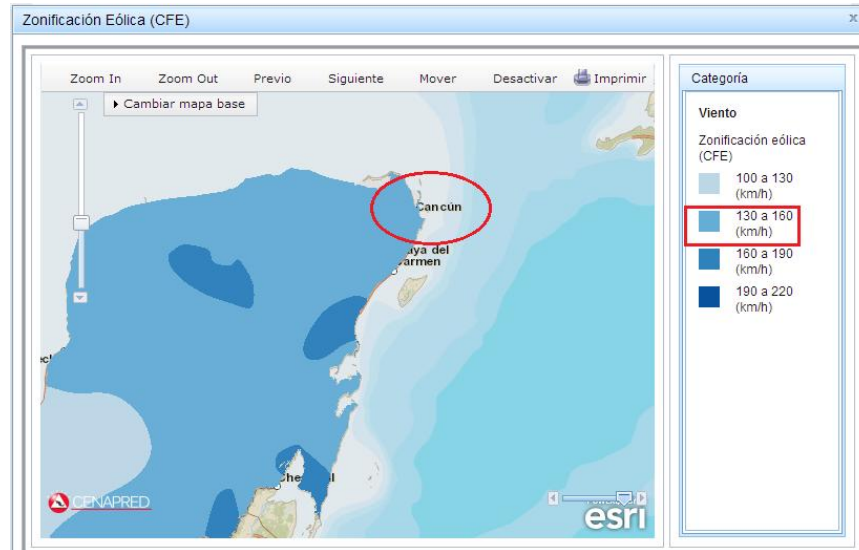


Figura 3.11 Mapa de zonificación eólica para la Ciudad de Cancún, Quintana Roo

Fuente: (2001), "Diagnóstico de Peligros e Identificación de Riesgos de Desastres en México", CENAPRED

Como ya se mencionó, la Ciudad de Cancún es altamente susceptible al paso de huracanes³⁵, por tal razón, es necesario un análisis de riesgos más detallado en base a la gran cantidad de efectos meteorológicos que afectan la región de estudio. No obstante, esto rebasaría el objetivo del presente trabajo de investigación, por lo que se contactó con la empresa SCHLETTER³⁶ y misma a la que se le pidió asesoría para la elección de la estructura adecuada, tomando en cuenta las condiciones climatológicas del lugar, se les proporcionaron los siguientes datos: ubicación, latitud, distancia a la costa (8.5 [km]), velocidad del viento (110 a 200 [km/h]), y modelo de los paneles a instalar.

³⁵ Ibid.

³⁶ Solar Mounting Systems and Metal Fabrication, consultada el 18 de abril 2013 de <http://www.schletter.us>.



Con estos datos determinaron que el arreglo propuesto debe ser fabricado en acero inoxidable al igual que toda la tornillería, debe estar anclado cada 1.32 metros sobre las vigas estructurales de la tienda, los paneles se deben proteger con el sistema Windsafe diseñado para este tipo de condiciones, a continuación se muestra una imagen de este sistema, ver figura 3.12.

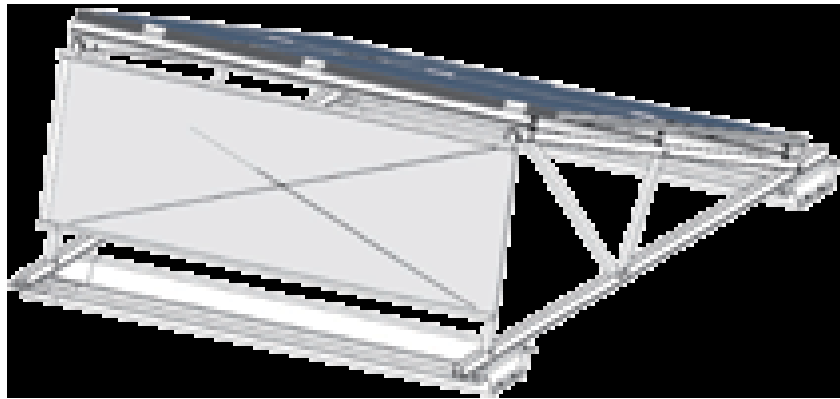


Figura 3.12 Sistema Windsafe, mampara adicional contra viento

Fuente: Solar Mounting Systems and Metal Fabrication, consultada el 18 de abril 2013 de <http://www.schletter.us>

El arreglo estructural se hace para contener 10 paneles tal y como muestra la figura 3.13 y 3.14.

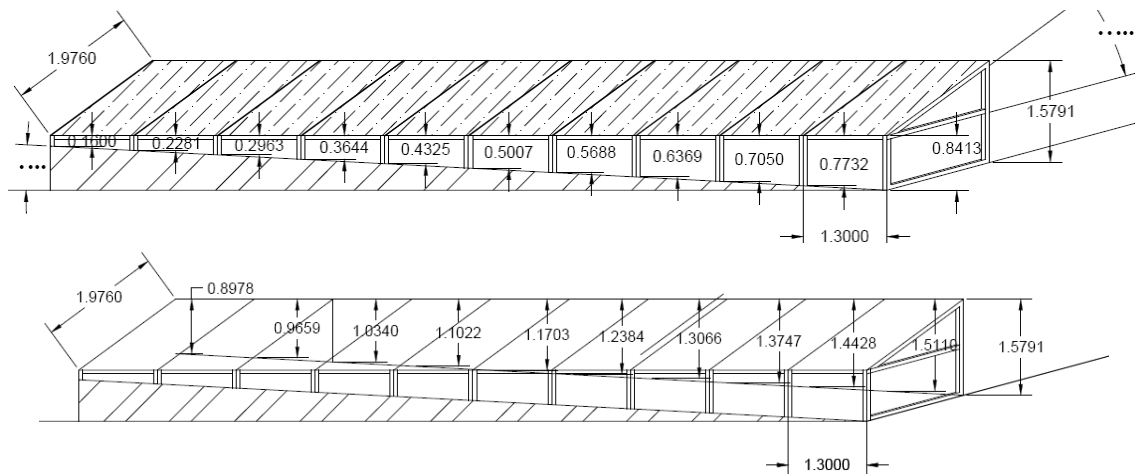


Figura 3.13 Estructura para los paneles del techo de la tienda

Fuente: Elaboración propia

Para los paneles instalados en el estacionamiento se considera la siguiente estructura:



Figura 3.14 Estructura para los paneles del estacionamiento la tienda

Fuente: consultada el 02 de febrero 2013 de <http://www.sitioSolar.com/Parkgreen.htm>

3.4. Características de equipamiento

Una de las razones por las cuales las cajas de unión Ax y Gx fueron elegidas es porque además de que son capaz de comunicarse con el sistema de control mediante Ethernet, están equipadas con seccionadores de DC capaz de abrir bajo carga, proporcionan dado así un medio de desconexión seguro en caso de falla, además de que cuentan con fusibles que dan protección a las cadenas de paneles conectadas a ellas en caso de que una sobre corriente llegase a presentarse.

El inversor fue elegido de la línea Sinvert PVS por el hecho de que este tipo de inversores pueden interactuar fácilmente con el sistema de control, logrando de esta manera comunicación entre el sistema de control y este.

3.4.1. Sistemas de control y medición

Para obtener indicadores oportunos de fallas debido al envejecimiento y el desgaste de los elementos de la instalación solar fotovoltaica, el monitoreo y el control a través de una sala de control central es absolutamente esencial.



Únicamente de esta manera, el operador puede programar la reparación y mantenimiento del sistema en una etapa inicial y así evitar tiempos de inactividad costosos. El monitoreo y el control central son por lo tanto, elementos esenciales para el buen desempeño y la conservación de un sistema de energía fotovoltaico.

Debido a las razones antes mencionadas se ha elegido al sistema de monitoreo y control WinCC con el cual es posible visualizar en una pantalla de computadora el status de la instalación, así como el flujo de energía que circula por la misma, este sistema es capaz de comunicarse con las cajas de unión mediante Ethernet permitiendo de esta manera controlar la potencia del sistema, y tener un control más amplio de la instalación.

Para la medición se ha optado por un medidor bidireccional, que sea capaz de medir el flujo de corriente entrante y saliente de la instalación que tenga la posibilidad de guardar un registro de los datos en memoria no volátil en caso de que su alimentación falle. Además de esto el medidor bidireccional ha elegido cuenta con la posibilidad de comunicarse vida módem y cumple con las características mínimas requeridas por CFE para un medidor de interconexión con la red. En la figura 3.15 se muestra el sistema de control y medición acoplado a la instalación.

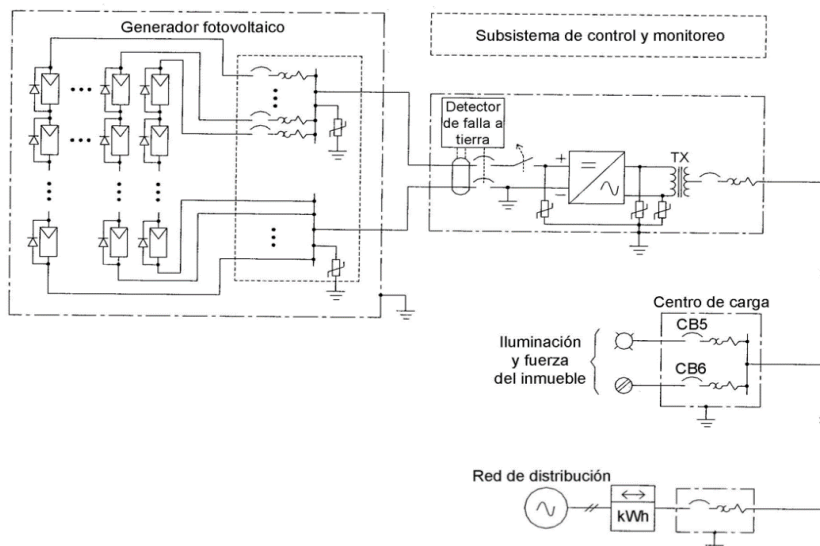


Figura 3.15 Sistema de control, monitoreo y medición para la instalación solar

Fuente: Imagen obtenida de la especificación CFE G0100-04



3.4.1.1. SINVERT PVS Weather Station 200

Otro elemento indispensable en toda instalación fotovoltaica es la estación climática, la cual enlaza los sensores ambientales directamente al inversor. En el caso de estudio se utiliza el modelo SINVERT PVS Weather Station 200, el cual es un dispositivo que capta datos ambientales en el sitio.

Las ventajas que trae este componente a nuestro sistema de control es que es capaz de medir la temperatura de los paneles evitando con esto un riesgo de incendio, ya que si el operador detecta a tiempo de alguna anomalía puede corregirla antes de que un daño más grande pueda ocasionarse, aparte de esto es idóneo para censar datos como son la temperatura ambiente, la insolación, la lluvia y hasta la velocidad del viento si así se desea. Con estos datos es posible estimar el porcentaje del rendimiento de la instalación fotovoltaica haciendo posible una posterior comparación del rendimiento real del proyecto con respecto al esperado, esto con el fin de hacer un registro de eventos que sirva para proyectar mejor instalaciones futuras.

3.4.1.2. Sistema de control WinCC (Windows Control Center)

En nuestro proyecto, se implementa el sistema de control WinCC (Windows Control Center), que como su nombre lo indica, requiere una computadora con dicho sistema operativo. Este sistema proporciona todas las funciones necesarias para visualizar y controlar toda la instalación fotovoltaica que contenga algún inversor SINVERT y que además sea un sistema con conexión a la red, permite la adquisición de datos y visualización de alarmas y mensajes de error que después pueden ser exportados y analizados para fines de control y prevención.

En la figura 3.16 se muestra la forma en que el control y monitoreo de la instalación fotovoltaica quedaría constituido con los elementos anteriormente mencionados.

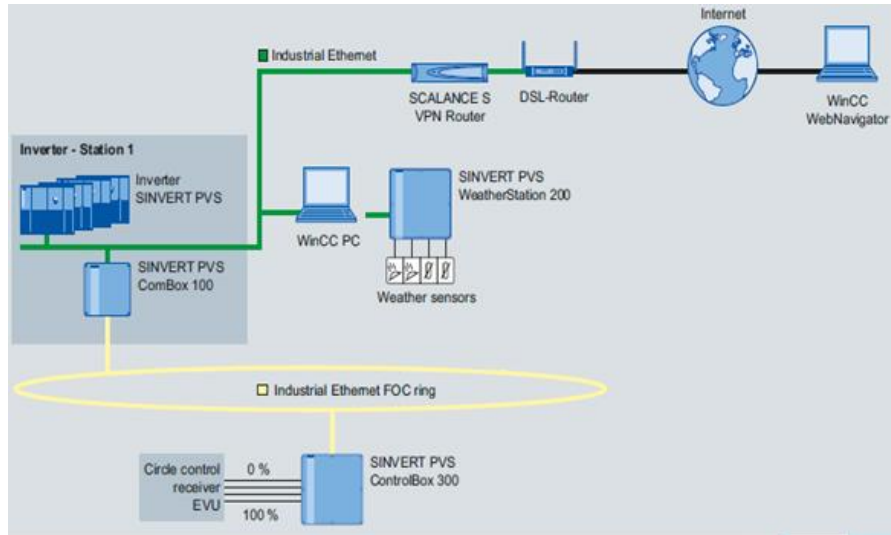


Figura 3.16 Integración de inversor SINVERT PVS en una planta fotovoltaica, con comunicación vía Ethernet y monitoreo con sistema WinCC

Fuente: SIEMENS consultada el 14 de febrero de 2013 de

http://www.automation.siemens.com/mcms/solar-inverter/en/software/pages/software_wincc-for-pv.aspx

3.4.1.3. Medidor bidireccional

Como medidor bidireccional se ha elegido el medidor múltiple electrónico SENTINEL³⁷ es un medidor polifásico el cual puede ser usado autónomamente o regulado por un transformador, está diseñado para ser usado en instalaciones comerciales e industriales y es capaz de guardar datos en memoria no volátil en caso de interrupción de energía, este medidor registra la forma de onda de entrada de corriente y tensión cada 32 muestras por ciclo (60 [Hz]), los valores de tensión y corriente se calculan cada dos ciclos usando para el cálculo valores RMS (valor cuadrático medio), este medidor también permite el cálculo vectorial de VA. Este medidor fue elegido ya que cumple con las características particulares requeridas para los medidores multifunción de facturación requeridos por CFE para la interconexión. Las características mínimas requeridas para un medidor bidireccional para interconexión con la red pueden verse en el anexo 7.

³⁷ http://gomret.com/ITRON_Sentinel_Specs.pdf



3.5. Selección del diámetro de conductores

La selección de diámetro de los conductores a usar se justifica con la norma NOM-001-SEDE-2012 misma que rige las instalaciones eléctricas, dicha norma en su Art. 690 da los lineamientos a seguir en instalaciones solares fotovoltaicas, ver anexo 6.

Para la selección de los conductores mediante ampacidad se usa la corriente de corto circuito del sistema fotovoltaico con el fin de que al llegar a presentarse alguna falla que provoque un corto circuito el conductor sea capaz de soportar dicha corriente y el daño no pase a costos mayores de reparación, en este punto cabe señalar que cada una de las cajas de unión cuenta con fusibles que actúan en caso de que alguna condición anormal se presente en el sistema y provoque que la corriente del sistema fotovoltaico se eleve.

Para la selección de los conductores mediante caída de tensión se tienen en cuenta los valores máximos y mínimos de irradiación solar para realizar un comparativo del comportamiento de la instalación solar fotovoltaica para ambos casos y tener una certeza de que el conductor elegido será el adecuado. En la selección del conductor mediante caída de tensión hay que tener cuidado que la caída de tensión no llegue a ser tal que el voltaje de entrada al inversor sea inferior al voltaje mínimo de operación del mismo el cual es de 525 a 750 [V].

Los conductores se eligen conforme al siguiente diagrama de bloques y en los niveles A, B, C y D; en el nivel A se encuentran los conductores que van desde los paneles hacia la caja combinadora Ax, en el nivel B se encuentran los conductores que van desde la caja Ax a la caja combinadora Gx, en el nivel C los conductores que van de la caja Gx al tablero Riel Din y en el nivel D los conductores que van de tablero riel a la entrada del inversor. Ver figura 3.17.

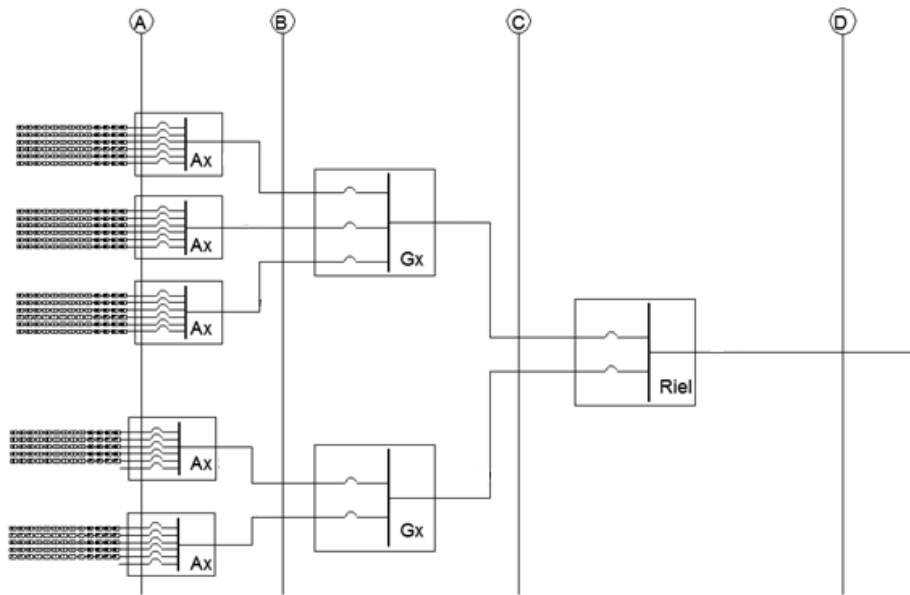


Figura 3.17 Adecuación de la interconexión en los distintos niveles del arreglo solar fotovoltaico, para las 9 primeras entradas al inversor

Fuente: Elaboración propia

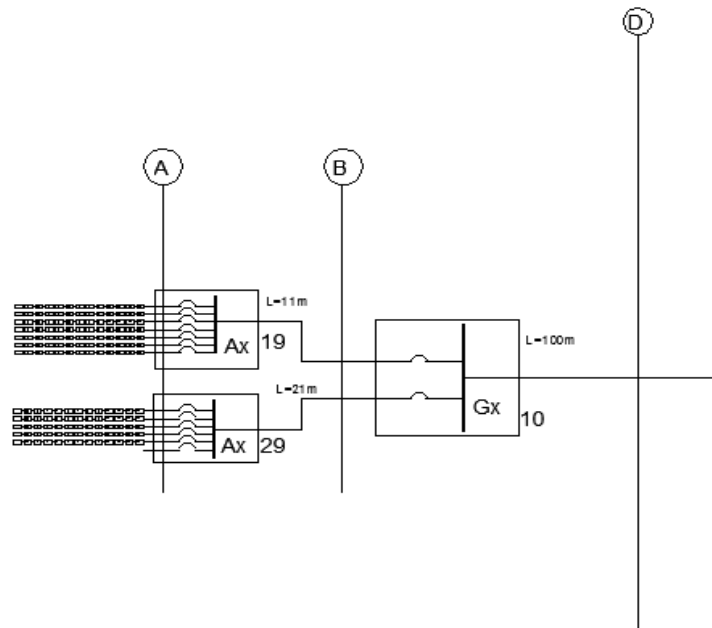


Figura 3.18 Adecuación de la interconexión en los distintos niveles del arreglo solar fotovoltaico, para la entrada 10 al inversor

Fuente: Elaboración propia



Recordar que la recomendación del fabricante del panel solar es conectar como máximo 13 paneles solares en serie. Retomando los valores calculados anteriormente se tiene que:

$$V_{cadena} = 643.5[V] \quad I_{cadena} = 8.68 [A] \quad I_{CC_{cadena}} = 9.34 [A]$$

En la Tabla 3.5 se muestran los principales parámetros eléctricos de un panel solar a una irradiación estándar y a una irradiación máxima y mínimas registradas en el lugar de estudio. El valor máximo de irradiación se presenta en el mes de abril y el valor mínimo en el mes de diciembre.

Tabla 3.4 Características del panel a STC, radiación máxima y mínima

A STC 1000 W/m ²			Radiación Máx. Abril 1036 W/m ²			Radiación Min. Diciembre 72.22 W/m ²		
Pmp	420	W	Pmp	429.59	W	Pmp	24.62	W
Vmp	49.53	V	Vmp	49.5	V	Vmp	42.45	V
Imp	8.48	A	Imp	8.68	A	Imp	0.58	A
Voc	60.5	V	Voc	59.88	V			
Icc	9	A	Icc	9.34	A			

Fuente: Datos obtenidos de la hoja de datos del panel solar y calculados a partir de PVSYS

A continuación se muestran los cálculos realizados para la selección del diámetro de los conductores para la entrada 1 del inversor (nivel A, B, C y D). Los cálculos de las siguientes 9 entradas del inversor se han realizado en una hoja de Excel, con las ecuaciones mostradas y siguiendo el mismo procedimiento usado para la entrada 1, el resumen de dichos cálculos se encuentra en el anexo 6.

Para el nivel A

Cálculo del diámetro del conductor por ampacidad

Se obtienen las siguientes corrientes corregidas, ecuación 3.4 y 3.5.



Ecuación 3.4 Corriente corregida 1 (Art. 690 NOM-001)

$$I_{CC_{corregida\ 1}} = I_{CC_{cadena}} \times 1.25 \times 1.25 = 9.34 \times 1.25 \times 1.25 = 14.59 \text{ [A]}$$

Para una temperatura ambiente de 35 °C y una temperatura de operación del conductor de 90 °C la norma indica un factor de corrección por temperatura FT de 0.96. El FA elegido de la Tabla 310-16 es de 1 tomando en cuenta que en ningún nivel se llevan más de tres conductores activos.

Ecuación 3.5 Corriente corregida 2 (por FA y FT)

$$I_{CC_{corregida\ 2}} = \frac{I_{CC_{corregida\ 1}}}{FT * FA}; I_{CC_{corregida\ 2}} = \frac{14.59 \text{ [A]}}{0.96 * 1} = 15.20 \text{ [A]}$$

Donde:

FA: Factor de agrupamiento

FT: Factor de temperatura

Se busca el conductor adecuado para esta capacidad de conducción en la Tabla 310.16 de la NOM-001, ya que el conductor será llevado mediante canalización. Se observa que el conductor de cobre corresponde a uno de 16 American Wire Gauge (AWG) con una capacidad de conducción de 18 [A] y con un aislamiento THW-2³⁸. Sin embargo, la ficha técnica (ver anexo 8) del panel solar recomienda no usar conductores menores a un calibre 12 AWG, por lo tanto se selecciona un conductor de este calibre con una capacidad de conducción de 30 [A] y un aislamiento tipo THW-2.

Con el fin de usar el conductor incluido en el panel solar se instalaron las cajas Ax en un punto intermedio que permite que la longitud de estos conductores sea suficiente para la conexión entre los 13 paneles solares de una cadena y la caja combinadora Ax, sin embargo existen lugares en donde se tiene que sustituir el conductor ya que la longitud del cable requerido es mayor que la disponible.

³⁸ El material del aislamiento es termoplástico de cloruro de polivinilo o copolímero de cloruro de vinilo y acetato de vinilo para 90 [°C], la tensión de servicio de estos cables es hasta 600 Voltios



La distancia máxima requerida entre una cadena de paneles y la caja combinadora Ax es de 25 metros, por esta razón será este el valor con el que se realice la selección del calibre del conductor mediante la caída de tensión, que va de la cadena a la caja Ax.

Cálculo del diámetro del conductor por caída de tensión

Para una distancia de 25 metros; $Distancia_{m\acute{a}xima} = 0.025 [km]$

Y un cable calibre 12 AWG con una resistencia de $6.6 \Omega/km$ se tiene lo siguiente, ecuación 3.6 y 3.7.

Ecuación 3.6 Resistencia del conductor

$$R_{conductor\ elegido} = \left(Resistencia_{conductor} \left[\frac{\Omega}{km} \right] \right) \times (Distancia [km])$$

$$R_{12\ AWG} = \left(6.6 \left[\frac{\Omega}{km} \right] \right) \times (0.025 [km]) = 0.165 [\Omega]$$

Al tratarse de un sistema de corriente directa la caída de tensión se calcula de la siguiente manera, ecuaciones 3.7 y 3.8.

Ecuación 3.7 Caída de tensión

$$\Delta V = R_{conductor\ elegido} \times Imp_{arreglo}$$

$$\Delta V = R_{12\ AWG} \times I_{cadena}$$

$$\Delta V = (0.165 [\Omega]) \times (8.68 [A]) = 1.43 [V]$$

Ecuación 3.8 Porcentaje de caída de tensión

$$\% \Delta V = \frac{\Delta V}{V_{arreglo}} \times 100$$

$$\% \Delta V = \frac{\Delta V}{V_{cadena}} \times 100$$

$$\% \Delta V = \frac{1.43 [V]}{643.5 [V]} \times 100 = 0.222 \%$$



Como se observa la caída de tensión para este nivel es de $\% \Delta V = 0.222$, cayendo dentro de los niveles permitidos para caída de tensión que dicta la NOM-001. Por lo tanto se concluye que un conductor de calibre 12 AWG cumple con lo establecido en la norma tanto para el cálculo por ampacidad como para la selección del conductor por caída de tensión.

Por lo tanto se usa un conductor de calibre 12 AWG para la conexión desde los paneles solares hasta las cajas Ax (nivel A).

Para la puesta a tierra la norma establece lo siguiente en la Tabla 250.95 (anexo 6); la selección de puesta a tierra en canalizaciones y equipos, deber ser conectado al sistema integral de puesta a tierra con cable de cobre desnudo semiduro, el conductor de puesta a tierra debe ser uno de calibre 12 AWG que soporta hasta 20 [A].

Para el nivel B

Cálculo del diámetro del conductor por ampacidad

Se obtiene las siguientes corrientes corregidas, ecuación 3.4 y 3.5.

Ecuación 3.4 Corriente corregida 1 (Art. 690 NOM-001)

$$I_{CC_{corregida\ 1}} = ICC_{AX} \times \# \text{ de cadenas} \times 1.25 \times 1.25 = 9.34 \times 6 \times 1.25 \times 1.25 = 87.56 [A]$$

Para una temperatura ambiente de 35 °C y una temperatura de operación del conductor de 90 °C la norma indica un factor de corrección por temperatura FT de 0.96. El FA elegido de la Tabla 310-16 es de 1 tomando en cuenta que en ningún nivel se llevan más de tres conductores activos.

Ecuación 3.5 Corriente corregida 2 (por FA y FT)

$$I_{CC_{corregida\ 2}} = \frac{I_{CC_{corregida\ 1}}}{FT * FA}; I_{CC_{corregida\ 2}} = \frac{87.56 [A]}{0.96 * 1} = 91.2 [A]$$

Se busca el conductor adecuado para esta capacidad de conducción en la Tabla 310.16 de la NOM-001, ya que el conductor será llevado mediante canalización.



Se observa que el conductor de cobre corresponde a uno de 4 AWG con una capacidad de conducción de 95 [A] y con aislamiento THW-2.

Cálculo del diámetro del conductor por caída de tensión

Para una distancia de 18 metros; $Distancia_{maxima} = 0.018 [km]$

Y un cable calibre 4 AWG con una resistencia de 1.02 Ω/km se tiene lo siguiente, ecuación 3.6 y 3.7.

Ecuación 3.6 Resistencia del conductor

$$R_{conductor\ elegido} = \left(Resistencia_{conductor} \left[\frac{\Omega}{km} \right] \right) \times (Distancia [km])$$

$$R_{4\ AWG} = \left(1.02 \left[\frac{\Omega}{km} \right] \right) \times (0.018 [km]) = 0.01836 [\Omega]$$

Al tratarse de un sistema de corriente directa la caída de tensión se calcula de la siguiente manera, ecuaciones 3.7 y 3.8.

Ecuación 3.7 Caída de tensión

$$\Delta V = R_{conductor\ elegido} \times Imp_{arreglo} \times \# \text{ de cadenas}$$

$$\Delta V = R_{4AWG} \times I_{cadena} \times 6$$

$$\Delta V = (0.01836 [\Omega]) \times (8.68 [A]) \times (6) = 0.956 [V]$$

Ecuación 3.8 Porcentaje de caída de tensión

$$\% \Delta V = \frac{\Delta V}{V_{arreglo}} \times 100$$

$$\% \Delta V = \frac{0.956 [V]}{643.5 [V]} \times 100 = 0.15 \%$$

Para el nivel C

Cálculo del diámetro del conductor por ampacidad

Se obtiene las siguientes corrientes corregidas, ecuación 3.4 y 3.5.



Ecuación 3.4 Corriente corregida 1 (Art. 690 NOM-001)

$$I_{CC\text{corregida } 1} = ICC_{GX} \times \# \text{ de cadenas} \times 1.25 \times 1.25 = 9.34 \times 18 \times 1.25 \times 1.25 = 262.69 [A]$$

Para una temperatura ambiente de 35 °C y una temperatura de operación del conductor de 90 °C la norma indica un factor de corrección por temperatura FT de 0.96.

El FA elegido de la Tabla 310-16 es de 1 tomando en cuenta que en ningún nivel se llevan más de tres conductores activos.

Ecuación 3.5 Corriente corregida 2 (por FA y FT)

$$I_{CC\text{corregida } 2} = \frac{I_{CC\text{corregida } 1}}{FT * FA}; I_{CC\text{corregida } 2} = \frac{262.69 [A]}{0.96 * 1} = 273.63 [A]$$

Se busca el conductor adecuado para esta capacidad de conducción en la Tabla 310.16 de la NOM-001, ya que el conductor será llevado mediante canalización. Se observa que el conductor de cobre corresponde a uno de 250 mil circular mil (MCM) con una capacidad de conducción de 290 [A] y con aislamiento THW-2.

Cálculo del diámetro del conductor por caída de tensión

Para una distancia de 100 metros; $Distancia_{maxima} = 0.1 [km]$

Y un cable calibre 250 MCM con una resistencia de 0.17 Ω/km se tiene lo siguiente, ecuación 3.6 y 3.7.

Ecuación 3.6 Resistencia del conductor

$$R_{250\text{ MCM}} = \left(0.17 \left[\frac{\Omega}{km}\right]\right) \times (0.1 [km]) = 0.017 [\Omega]$$

Al tratarse de un sistema de corriente directa la caída de tensión se calcula de la siguiente manera, ecuaciones 3.7 y 3.8.

Ecuación 3.7 Caída de tensión

$$\Delta V = R_{conductor\ elegido} \times Imp_{arreglo} \times \# \text{ de cadenas}$$

$$\Delta V = R_{250\text{ MCM}} \times I_{cadena} \times 18$$



$$\Delta V = (0.017 [\Omega]) \times (8.68 [A]) \times (18) = 2.67 [V]$$

Ecuación 3.8 Porcentaje de caída de tensión

$$\% \Delta V = \frac{\Delta V}{V_{arreglo}} \times 100$$

$$\% \Delta V = \frac{2.67 [V]}{643.5 [V]} \times 100 = 0.42 \%$$

Para el nivel D

Cálculo del diámetro del conductor por ampacidad

Se obtiene las siguientes corrientes corregidas, ecuación 3.4 y 3.5.

Ecuación 3.4 Corriente corregida 1 (Art. 690 NOM-001)

$$I_{cc\text{corregida } 1} = I_{CC\text{Riel}} \times \# \text{ de cadenas} \times 1.25 \times 1.25 = 9.34 \times 28 \times 1.25 \times 1.25 = 408.63 [A]$$

Para una temperatura ambiente de 35 °C y una temperatura de operación del conductor de 90 °C la norma indica un factor de corrección por temperatura FT de 0.96. El FA elegido de la Tabla 310-16 es de 1 tomando en cuenta que en ningún nivel se llevan más de tres conductores activos.

Ecuación 3.5 Corriente corregida 2 (por FA y FT)

$$I_{CC\text{corregida } 2} = \frac{I_{cc\text{corregida } 1}}{FT * FA}; I_{CC\text{corregida } 2} = \frac{408.63 [A]}{0.96 * 1} = 425.65 [A]$$

Se busca el conductor adecuado para esta capacidad de conducción en la Tabla 310.16 de la NOM-001, ya que el conductor será llevado mediante canalización. Se observa que el conductor de cobre corresponde a uno de 500 MCM con una capacidad de conducción de 430 [A] y con aislamiento THW-2.

Cálculo del diámetro del conductor por caída de tensión

Para una distancia de 50 metros; $Distancia_{maxima} = 0.05 [km]$

Y un cable calibre 500 MCM con una resistencia de 0.09 Ω/km se tiene lo siguiente, ecuación 3.6 y 3.7.



Ecuación 3.6 Resistencia del conductor

$$R_{250\text{ MCM}} = \left(0.09 \left[\frac{\Omega}{\text{km}}\right]\right) \times (0.05 [\text{km}]) = 0.0045 [\Omega]$$

Al tratarse de un sistema de corriente directa la caída de tensión se calcula de la siguiente manera, ecuaciones 3.7 y 3.8.

Ecuación 3.7 Caída de tensión

$$\Delta V = R_{\text{conductor elegido}} \times \text{Imp}_{\text{arreglo}} \times \# \text{ de cadenas}$$

$$\Delta V = R_{250\text{ MCM}} \times I_{\text{cadena}} \times 28$$

$$\Delta V = (0.0045 [\Omega]) \times (8.68 [\text{A}]) \times (28) = 1.08 [\text{V}]$$

Ecuación 3.8 Porcentaje de caída de tensión

$$\% \Delta V = \frac{\Delta V}{V_{\text{arreglo}}} \times 100$$

$$\% \Delta V = \frac{1.08 [\text{V}]}{643.5 [\text{V}]} \times 100 = 0.17 \%$$

Cabe destacar que debido a los resultados obtenidos se tomó la decisión de usar un conductor de calibre 4 AWG para el conductor que va de las cajas Ax a las cajas Gx (nivel B), dos conductores de calibre 1/0 MCM para el conductor que va de las cajas Gx al tablero riel Din, y finalmente para el conductor que va del tablero riel Din al inversor se han elegido dos conductores del calibre 3/0 AWG, dado que es más económico comprar lotes de cables de un mismo calibre que tramos de distintos calibres, además de que los conductores de 250 MCM que resultan para el nivel C y 500 MCM que resultan para el nivel D pueden ser sustituidos fácilmente por 2 conductores de 1/0 y 2 conductores de 3/0 respectivamente, pues su capacidad de conducción es equivalente y el manejo de un conductor de calibre menor es mucho más fácil que el de los otros dos calibres.

Para el conductor de puesta a tierra se han elegido los calibres mostrados en la Tabla 3.6, para los niveles B, C y D, en dicha tabla se muestra también el tipo de canalización que es usada. Los tipos de tubería usadas son pared delgada galvanizada (P.D.G.) y pared gruesa galvanizada (P.G.G.).



Tabla 3.5 Canalización y conductores seleccionados para la instalación solar fotovoltaica.

Nivel del conductor	Calibre del conductor [AWG o MCM]	Calibre del conductor de puesta a tierra [AWG o MCM]	Tubería metálica
B	4	8	3/4 " P.D.G
C	250 (2 de 1/0)	4	2 " P.D.G
D	500(2 de 3/0)	2	2 1/2 " P.G.G

Fuente: Elaboración propia

Finalmente, para el cálculo de caída de tensión de los diferentes niveles se comprueba que con los conductores elegidos en ningún caso la caída de tensión supera un valor tal que haga que el voltaje de entrada al inversor sea menor de 525 [V] ver Tabla 3.7.

Tabla 3.6 Resumen del cálculo de caída de tensión para el mejor y peor caso

Entrada al inversor	Caída de tensión					
	En el mejor caso con 644 [V]		$\Delta V=644- V_{\text{mejor caso}}$ $\Delta V < 525$	En el peor caso con 552 [V]		$\Delta V=552- V_{\text{peor caso}}$ $\Delta V < 525$
	V mejor caso	[%]		V peor caso	[%]	
R1	10.405	1.617	634	0.695	0.126	551.305
R2	8.440	1.312	636	0.564	0.102	551.436
R3	9.024	1.402	635	0.603	0.109	551.397
R4	9.706	1.508	634	0.649	0.118	551.351
R5	12.787	1.987	631	0.854	0.155	551.146
R6	10.538	1.638	633	0.704	0.128	551.296
R7	13.097	2.035	631	0.875	0.159	551.125
R8	14.283	2.220	630	0.954	0.173	551.046
R9	16.497	2.564	628	1.102	0.200	550.898
R10	5.486	0.853	639	0.367	0.066	551.633

Fuente: Elaboración propia



Conclusión

En este capítulo se realizó el diseño de la instalación fotovoltaica a implementar, primeramente fue necesario elegir un panel solar, el elegido es de la marca “*Helios Solar Works*” Modelo 9T6 420, éste fue seleccionado debido a que es uno de los que mayor potencia generada ofrece en el mercado. Se realizó el dimensionamiento de la instalación solar fotovoltaica en base al área disponible a utilizar, considerando el tamaño del panel y la distancia mínima que debe existir entre paneles para evitar sombras. Para conocer la generación del arreglo se estudió el comportamiento del panel conforme avanzaba el día, considerando la temperatura ambiente y la irradiación solar del lugar, para esto se consultaron las especificaciones técnicas del panel para conocer cómo estos dos parámetros afectan a la producción de energía. Para lograr dicho objetivo fue necesario hacer uso de dos programas de simulación solar y así obtener un estimado de la generación que tendría la instalación propuesta a lo largo de los 365 días del año.

La ubicación de los componentes de la instalación tales como las cajas combinadoras, el tablero y el inversor se hizo considerando los parámetros eléctricos de tensión y corriente generados por la instalación, para el cálculo de los conductores se tomó el caso más favorable de generación como extremo superior para obtener así una instalación eléctrica segura según los lineamientos y recomendaciones de la NOM-001.

Con el diseño de esta instalación se observa que las consideraciones que se deben tener en cuenta al proyectar una instalación de este tipo son diversas, ya que para lograr el objetivo de autoabastecer a la tienda se encontró con diversos factores que influyen fuertemente en la generación, uno de ellos que salta a primera vista es el de procurar obtener la máxima generación, tomando en cuenta factores como son el clima, la radiación solar, la posición de los paneles solares y el clima, aunado a esto es de suma importancia considerar la seguridad de la instalación, es decir tener una instalación bien planeada que evite riesgos y/o accidentes costosos, es importante también estar dentro de los lineamientos legales que rigen la materia.



Capítulo 4 . Evaluación de viabilidad

Introducción

El objetivo de este capítulo es llevar a cabo el análisis económico con el cual se pretende determinar si el presente proyecto es económicamente viable o no. Para esto es necesario conocer el costo total de la instalación y determinar el período en que la inversión inicial será pagada. Debido a que en muchos casos el costo de la instalación resulta costosa y los fondos insuficientes, se debe estudiar la posibilidad de obtener un financiamiento con el fin de llevar a cabo el proyecto, para esto es necesario conocer primeramente el resultado de los diversos indicadores económicos que determinan si un proyecto es económicamente rentable o no, debido a esta razón se estudian en este capítulo diversos conceptos como son el valor presente neto (VPN), la tasa interna de retorno (TIR), la tasa de rendimiento mínima atractiva (TREMA), la relación beneficio-costos (B/C), entre otros.

4.1. Determinación de ahorros en costo de la energía eléctrica

Las gráficas de consumo se realizan usando como base los datos presentados en el diagrama unifilar de la tienda, así como los recibos de facturación del supermercado y por último realizando suposiciones con respecto a las prácticas de uso de los diversos componentes que componen la carga eléctrica de la instalación. Para las gráficas de generación se ha usado el promedio mensual de la generación del sistema fotovoltaico (presentado en la Tabla 3.1), tomando en cuenta dos factores que influyen fuertemente: la irradiación solar y la temperatura. Estas gráficas han sido realizadas considerando que el generador solar fotovoltaico es el único que alimenta la instalación, en ellas se contempla únicamente las horas en que el arreglo fotovoltaico es capaz de generar, es decir, la instalación factura la energía eléctrica consumida de la red en las horas en que no es posible autoabastecerla o la pagaría con el excedente de la energía generada en el horario de intermedia.



De la figura 4.1 a la figura 4.12 se observa el consumo eléctrico horario y la generación solar obtenida durante el transcurso de los meses de un año, estos parámetros se han representado en una misma gráfica para tener una clara idea del nivel de autoabastecimiento que es posible alcanzar con el arreglo fotovoltaico.

De la Tabla 4.1 a la Tabla 4.12 se observa que los valores con signo negativo son la energía consumida de la red eléctrica, y los valores positivos son la energía sobrante después de autoabastecer la instalación en el período de intermedia en que se genera, dicha energía sobrante es inyectada a la red.

Como se puede observar en las gráficas, en el período de abril a octubre, durante el horario de verano, se presentan los mayores consumos de energía eléctrica, esto debido al incremento en el uso del aire acondicionado así como la refrigeración, ya que ambos factores aumentan con respecto a las altas temperaturas que se registran en estos meses. De la misma manera en que el consumo eléctrico aumenta debido a las altas temperaturas, es también en este período en que la cantidad de energía eléctrica generada es superior que en los otros meses, debido a que es en estos meses cuando la irradiación solar es mayor. Por otro lado, al mirar los meses de noviembre a marzo, en donde se tiene el horario de invierno, el consumo de energía eléctrica disminuye, pudiéndose imputar esto a la disminución de las temperaturas en esta, razón por la que el uso de aire acondicionado y refrigeración disminuye. La producción de energía en este período se ve disminuida también, debido a que en estos períodos la radiación solar es menor que en los otros meses. En las gráficas que comprenden los meses del horario de invierno se observa que el consumo de energía eléctrica en el horario de punta es mayor que en el horario de verano debido a que la CFE contempla para este horario, cuatro horas en el horario de punta, dos horas más que en el horario de verano. A pesar de esto, la factura en los períodos de horario de verano continúa siendo más cara que la de invierno, ya que en el período de invierno el consumo eléctrico aumenta principalmente en la iluminación pero el consumo eléctrico de ésta comparado con el de aire acondicionado y refrigeración es mucho menor.



Tabla 4.1 Síntesis de energía generada y consumida en el mes de enero

HORAS	GENERACION	CONSUMO	DIFERENCIA
	KWh	KWh	KWh
1	0	18,536	-18,536
2	0	18,848	-18,848
3	0	18,706	-18,706
4	0	18,816	-18,816
5	0	20,661	-20,661
6	0	14,088	-14,088
7	3,104	13,926	-10,822
8	13,140	14,477	-1,337
9	23,899	13,874	10,024
10	32,621	14,752	17,869
11	38,349	15,506	22,843
12	40,309	16,140	24,169
13	38,349	16,286	22,063
14	32,621	15,340	17,281
15	23,899	13,554	10,345
16	13,140	12,976	164
17	3,007	12,160	-9,154
18	0.00	12,244	-12,244
19	0	11,786	-11,786
20	0	12,427	-12,427
21	0	12,766	-12,766
22	0	10,634	-10,634
23	0	8,663	-8,663
24	0	8,058	-8,058

Fuente: Elaboración propia

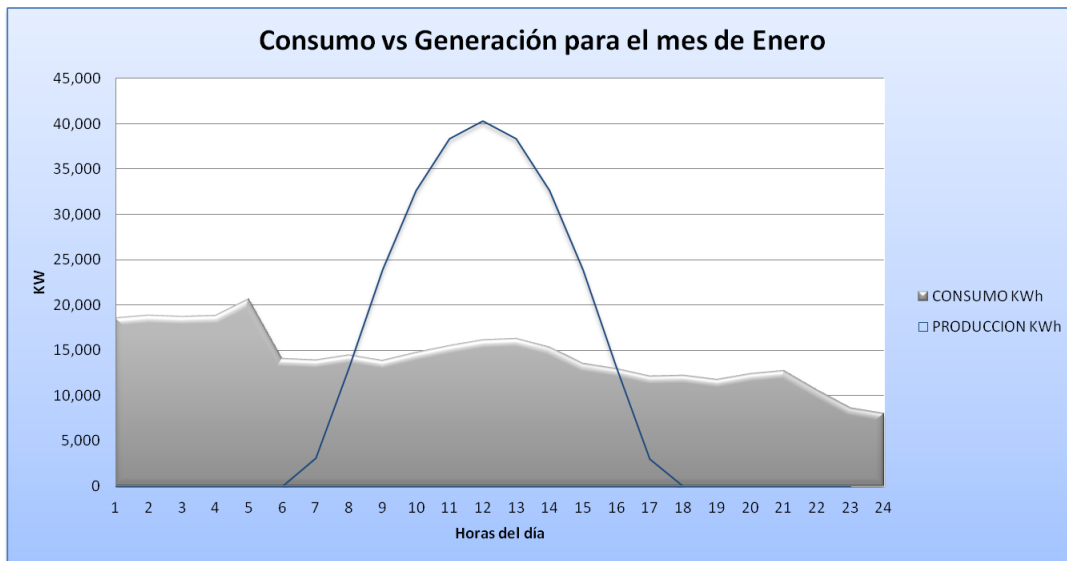


Figura 4.1 Comportamiento de la curva de consumo contra la curva de generación de la ISFV

Fuente: Elaboración propia



Tabla 4.2 Síntesis de energía generada y consumida en el mes de febrero

HORAS	GENERACION	CONSUMO	DIFERENCIA
	KWh	KWh	KWh
1	0	18,536	-18,536
2	0	18,848	-18,848
3	0	18,706	-18,706
4	0	18,816	-18,816
5	0	20,661	-20,661
6	0	14,088	-14,088
7	3,104	13,926	-10,822
8	13,140	14,477	-1,337
9	23,899	13,874	10,024
10	32,621	14,752	17,869
11	38,349	15,506	22,843
12	40,309	16,140	24,169
13	38,349	16,286	22,063
14	32,621	15,340	17,281
15	23,899	13,554	10,345
16	13,140	12,976	164
17	3,007	12,160	-9,154
18	0.00	12,244	-12,244
19	0	11,786	-11,786
20	0	12,427	-12,427
21	0	12,766	-12,766
22	0	10,634	-10,634
23	0	8,663	-8,663
24	0	8,058	-8,058

Fuente: Elaboración propia

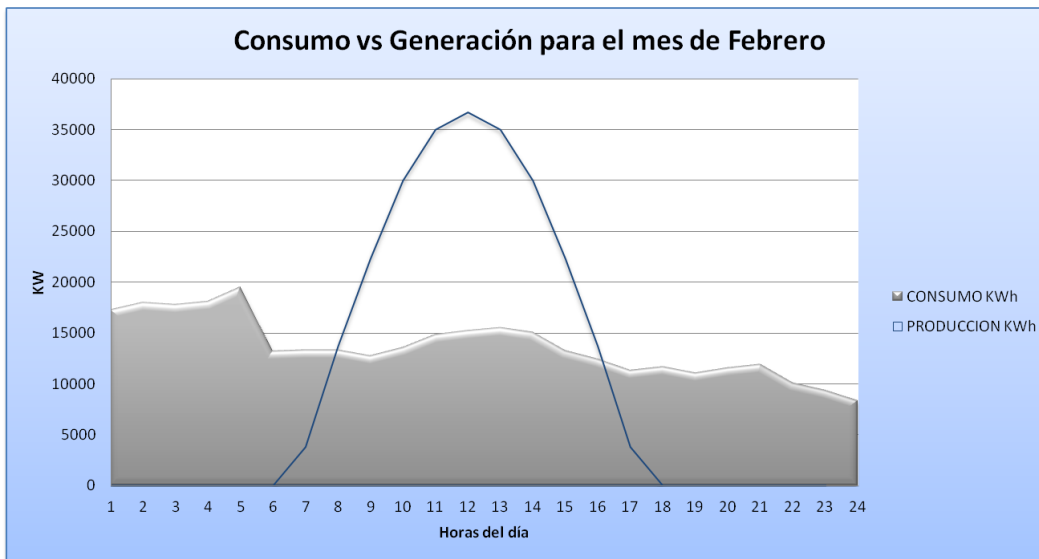


Figura 4.2 Comportamiento de la curva de consumo contra la curva de generación de la instalación solar fotovoltaica ISFV

Fuente: Elaboración propia



Tabla 4.3 Síntesis de energía generada y consumida en el mes de marzo

HORAS	GENERACION	CONSUMO	DIFERENCIA
	KWh	KWh	KWh
1	0	16,027	-16,027
2	0	18,837	-18,837
3	0	22,103	-22,103
4	0	22,642	-22,642
5	0	22,211	-22,211
6	0	12,556	-12,556
7	6,218	12,478	-6,260
8	17,259	12,261	4,997
9	28,182	12,260	15,922
10	37,286	12,903	24,383
11	43,179	13,744	29,434
12	45,217	16,816	28,401
13	43,179	18,701	24,477
14	37,286	17,937	19,349
15	28,182	17,753	10,428
16	17,259	14,280	2,979
17	6,218	14,958	-8,740
18	0.00	14,043	-14,043
19	0	12,933	-12,933
20	0	12,754	-12,754
21	0	12,660	-12,660
22	0	12,880	-12,880
23	0	11,129	-11,129
24	0	12,933	-12,933

Fuente: Elaboración propia

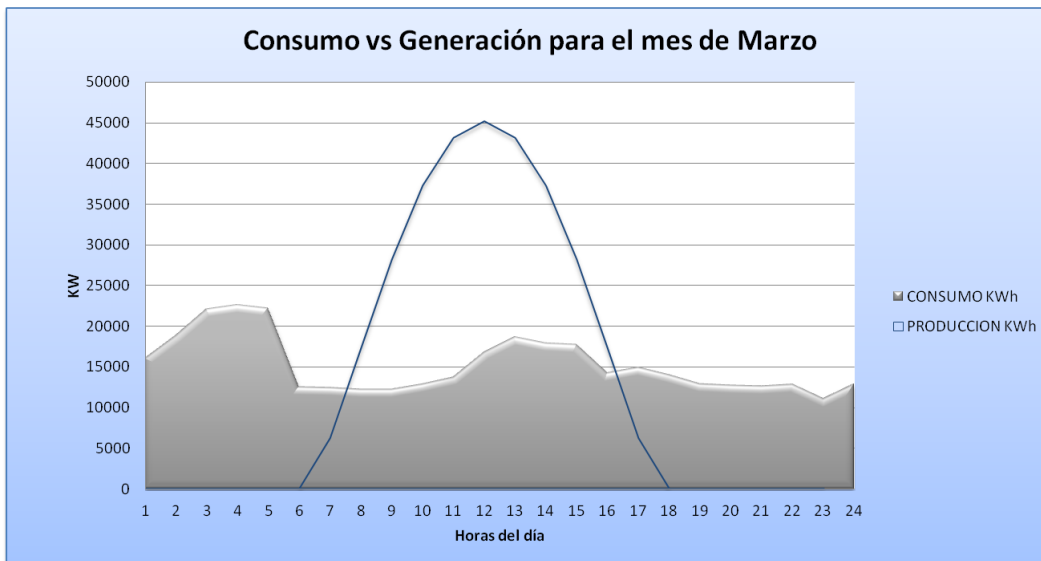


Figura 4.3 Comportamiento de la curva de consumo contra la curva de generación de la ISFV

Fuente: Elaboración propia



Tabla 4.4 Síntesis de energía generada y consumida en el mes de abril

HORAS	GENERACION	CONSUMO	DIFERENCIA
	KWh	KWh	KWh
1	0	16,646	-16,646
2	0	20,182	-20,182
3	0	21,344	-21,344
4	0	20,910	-20,910
5	0	21,637	-21,637
6	0	11,819	-11,819
7	7,351	10,956	-3,605
8	17,430	11,777	5,653
9	27,635	11,724	15,911
10	36,087	11,853	24,234
11	41,570	11,889	29,681
12	43,551	16,590	26,960
13	41,570	16,667	24,903
14	36,087	16,961	19,126
15	27,635	17,665	9,970
16	17,430	13,966	3,464
17	7,351	12,484	-5,134
18	0.00	13,266	-13,266
19	0	14,838	-14,838
20	0	11,048	-11,048
21	0	11,275	-11,275
22	0	19,278	-19,278
23	0	21,107	-21,107
24	0	13,990	-13,990

Fuente: Elaboración propia

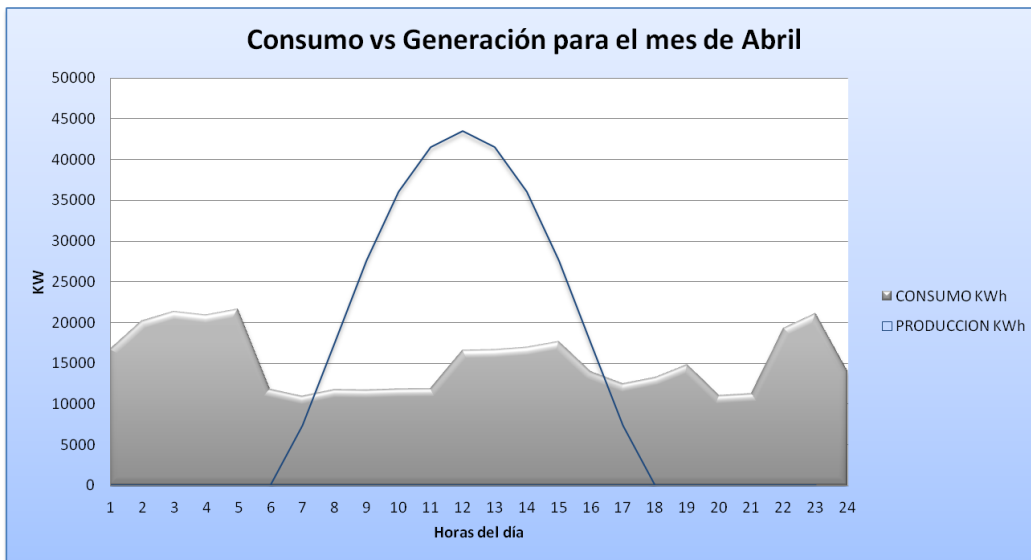


Figura 4.4 Comportamiento de la curva de consumo contra la curva de generación de la ISFV

Fuente: Elaboración propia



Tabla 4.5 Síntesis de energía generada y consumida en el mes de mayo

HORAS	GENERACION	CONSUMO	DIFERENCIA
	KWh	KWh	KWh
1	0	21,105	-21,105
2	0	20,703	-20,703
3	0	21,338	-21,338
4	0	21,944	-21,944
5	0	23,853	-23,853
6	0	16,677	-16,677
7	8,030	15,668	-7,638
8	17,781	15,603	2,178
9	27,642	16,598	11,043
10	35,777	16,742	19,035
11	41,115	17,421	23,693
12	42,928	17,161	25,766
13	41,115	17,450	23,665
14	35,777	17,171	18,606
15	27,642	16,728	10,914
16	17,781	16,110	1,672
17	8,030	16,457	-8,427
18	0.00	15,896	-15,896
19	0	14,845	-14,845
20	0	12,333	-12,333
21	0	12,230	-12,230
22	0	13,529	-13,529
23	0	12,096	-12,096
24	0	12,696	-12,696

Fuente: Elaboración propia

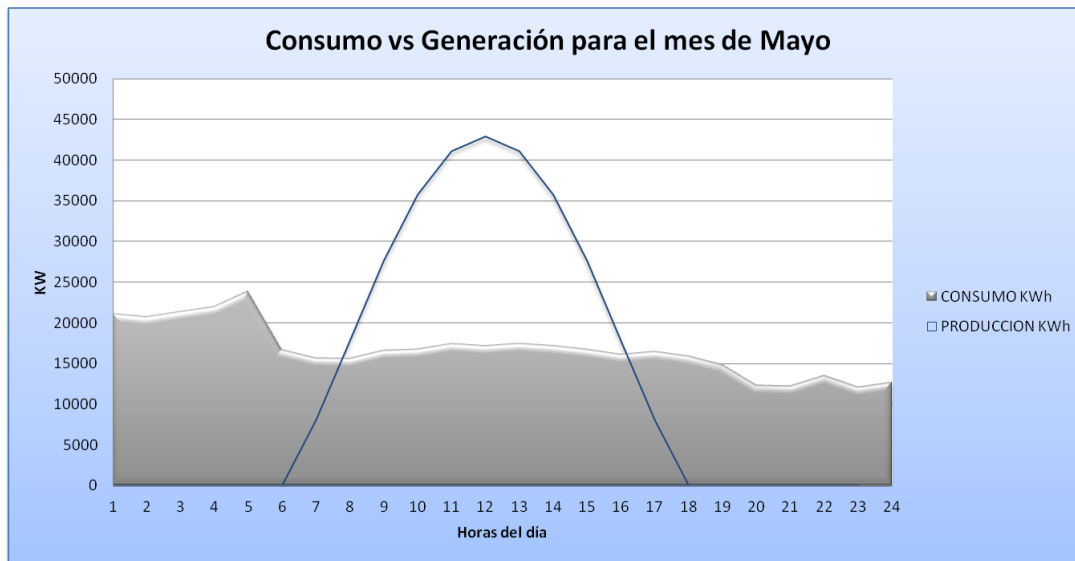


Figura 4.5 Comportamiento de la curva de consumo contra la curva de generación de la ISFV

Fuente: Elaboración propia



Tabla 4.6 Síntesis de energía generada y consumida en el mes de junio

HORAS	GENERACION	CONSUMO	DIFERENCIA
	KWh	KWh	KWh
1	0	17,972	-17,972
2	0	18,883	-18,883
3	0	18,741	-18,741
4	0	18,851	-18,851
5	0	20,574	-20,574
6	0	17,026	-17,026
7	7,822	16,017	-8,195
8	16,192	15,778	415
9	25,881	16,773	9,108
10	33,372	16,888	16,484
11	38,287	17,625	20,662
12	39,951	17,336	22,615
13	38,287	17,654	20,634
14	33,372	17,259	16,113
15	25,881	16,902	8,978
16	16,192	16,284	-92
17	7,822	16,631	-8,809
18	0.00	16,226	-16,226
19	0	14,932	-14,932
20	0	15,518	-15,518
21	0	14,947	-14,947
22	0	15,280	-15,280
23	0	13,571	-13,571
24	0	14,090	-14,090

Fuente: Elaboración propia

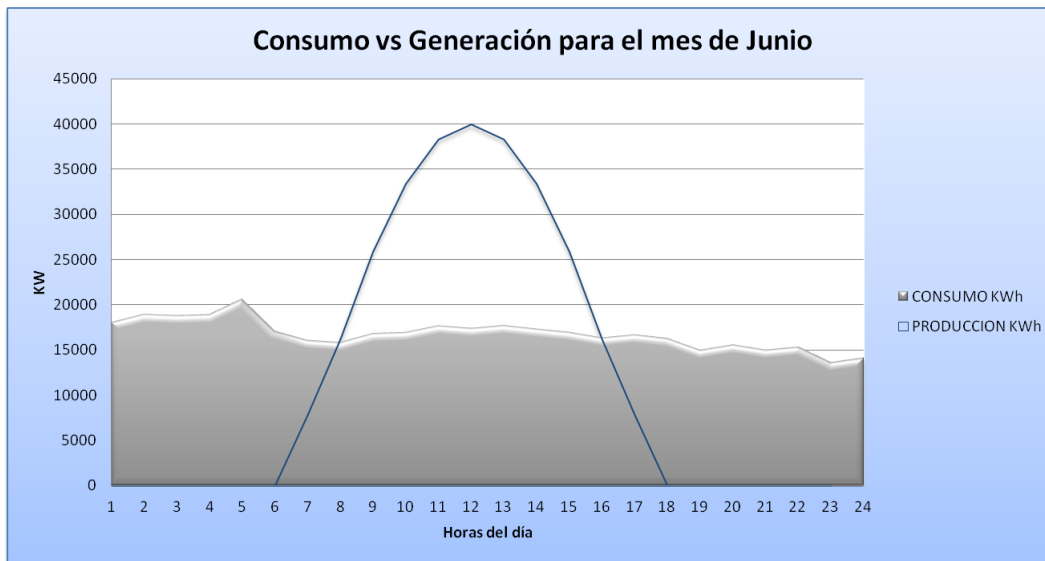


Figura 4.6 Comportamiento de la curva de consumo contra la curva de generación de la ISFV

Fuente: Elaboración propia



Tabla 4.7 Síntesis de energía generada y consumida en el mes de julio

HORAS	GENERACION	CONSUMO	DIFERENCIA
	KWh	KWh	KWh
1	0	21,804	-21,804
2	0	22,220	-22,220
3	0	22,035	-22,035
4	0	22,777	-22,777
5	0	23,628	-23,628
6	0	17,654	-17,654
7	7,973	17,007	-9,034
8	17,430	16,470	961
9	27,004	15,700	11,304
10	34,904	15,613	19,292
11	40,068	16,047	24,021
12	41,819	18,115	23,704
13	40,068	18,593	21,474
14	34,904	17,959	16,946
15	27,004	18,173	8,831
16	17,430	18,040	-609
17	7,973	16,728	-8,755
18	0.00	15,035	-15,035
19	0	13,597	-13,597
20	0	11,197	-11,197
21	0	11,044	-11,044
22	0	11,093	-11,093
23	0	11,147	-11,147
24	0	11,059	-11,059

Fuente: Elaboración propia

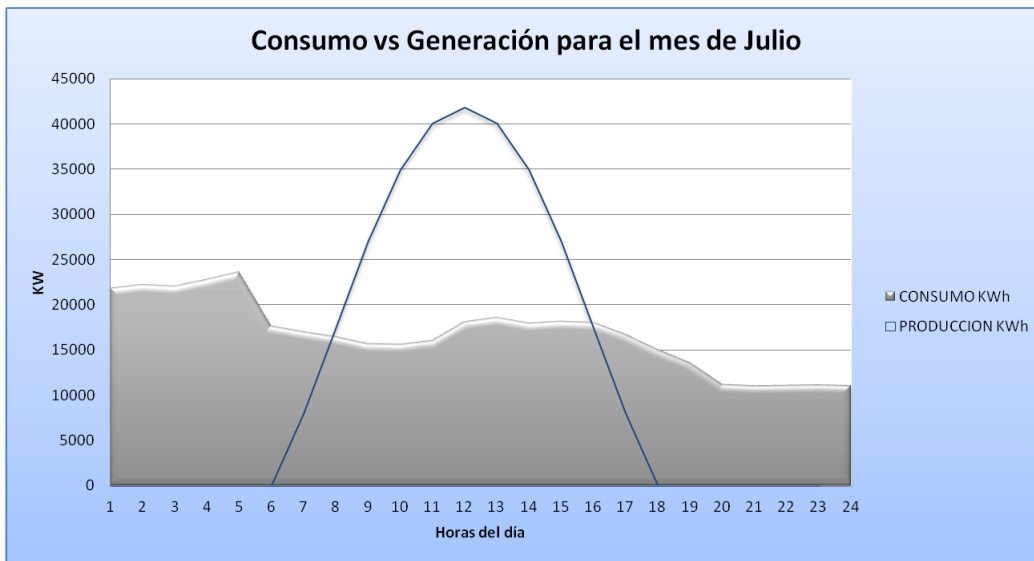


Figura 4.7 Comportamiento de la curva de consumo contra la curva de generación de la ISFV

Fuente: Elaboración propia



Tabla 4.8 Síntesis de energía generada y consumida en el mes de agosto

HORAS	GENERACION	CONSUMO	DIFERENCIA
	KWh	KWh	KWh
1	0	21,111	-21,111
2	0	20,853	-20,853
3	0	21,190	-21,190
4	0	20,649	-20,649
5	0	20,778	-20,778
6	0	17,867	-17,867
7	7,673	17,181	-9,509
8	17,797	16,556	1,241
9	28,001	16,274	11,727
10	36,345	16,670	19,676
11	41,834	17,142	24,692
12	43,716	18,880	24,836
13	41,834	19,572	22,262
14	36,345	19,112	17,234
15	28,001	19,218	8,783
16	17,797	18,381	-585
17	7,673	17,774	-10,101
18	0.00	16,374	-16,374
19	0	14,913	-14,913
20	0	11,968	-11,968
21	0	11,531	-11,531
22	0	15,415	-15,415
23	0	14,833	-14,833
24	0	13,133	-13,133

Fuente: Elaboración propia

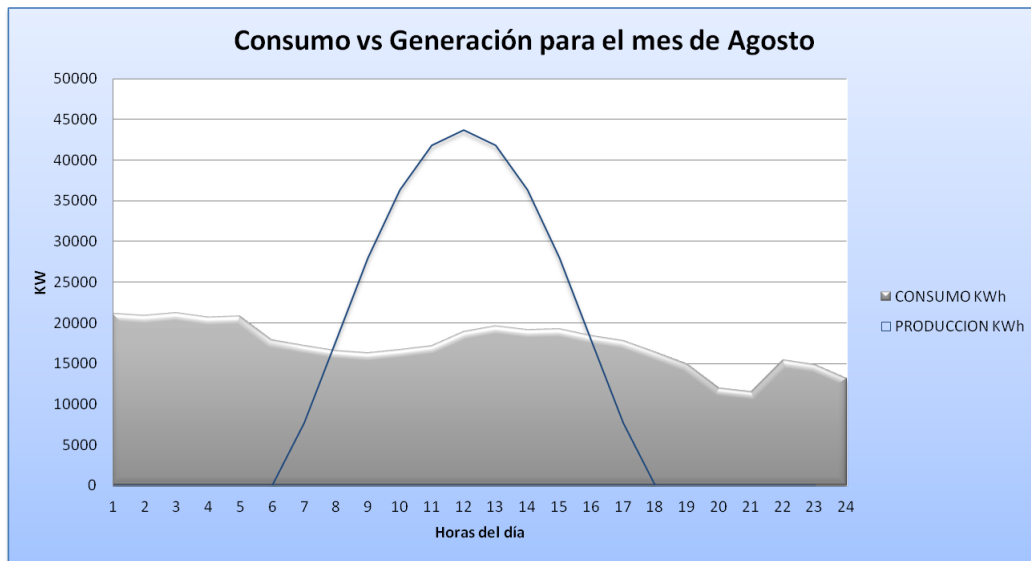


Figura 4.8 Comportamiento de la curva de consumo contra la curva de generación de la ISFV

Fuente: Elaboración propia



Tabla 4.9 Síntesis de energía generada y consumida en el mes de septiembre

HORAS	GENERACION	CONSUMO	DIFERENCIA
	KWh	KWh	KWh
1	0	21,177	-21,177
2	0	21,452	-21,452
3	0	20,935	-20,935
4	0	22,346	-22,346
5	0	23,846	-23,846
6	0	17,719	-17,719
7	6,444	16,361	-9,917
8	16,826	16,296	530
9	27,175	16,944	10,230
10	35,752	16,725	19,027
11	41,317	17,104	24,213
12	43,249	16,815	26,434
13	41,317	17,045	24,272
14	35,752	16,913	18,839
15	27,175	16,556	10,618
16	16,826	15,766	1,060
17	6,444	16,285	-9,841
18	0.00	14,431	-14,431
19	0	13,377	-13,377
20	0	9,648	-9,648
21	0	9,811	-9,811
22	0	12,083	-12,083
23	0	10,721	-10,721
24	0	10,721	-10,721

Fuente: Elaboración propia

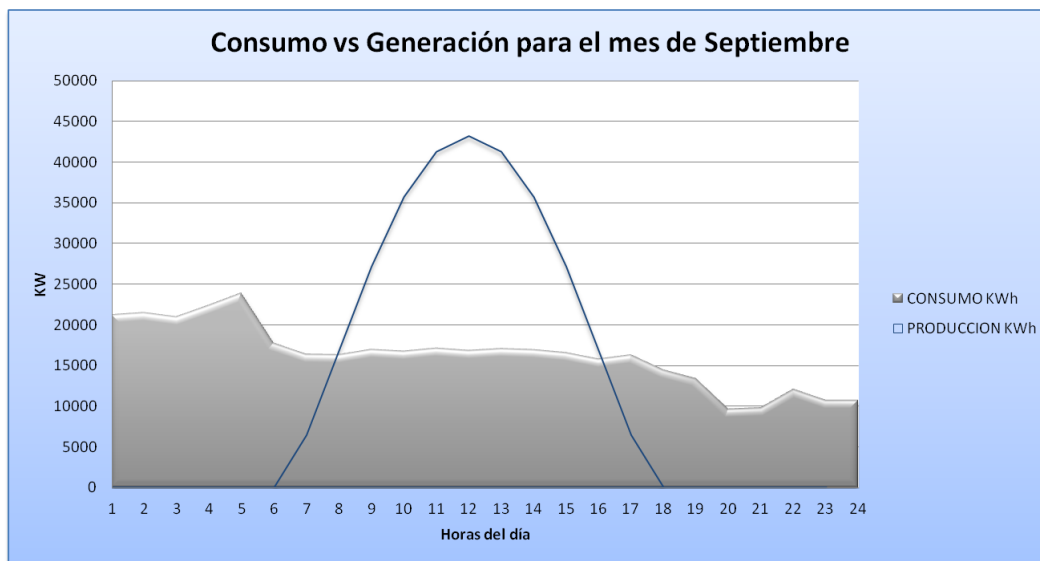


Figura 4.9 Comportamiento de la curva de consumo contra la curva de generación de la ISFV

Fuente: Elaboración propia



Tabla 4.10 Síntesis de energía generada y consumida en el mes de octubre

HORAS	GENERACION	CONSUMO	DIFERENCIA
	KWh	KWh	KWh
1	0	18,571	-18,571
2	0	18,883	-18,883
3	0	18,741	-18,741
4	0	18,851	-18,851
5	0	20,696	-20,696
6	0	15,551	-15,551
7	4,918	15,409	-10,491
8	15,809	15,344	465
9	26,618	16,080	10,539
10	35,602	15,936	19,666
11	41,430	17,191	24,238
12	43,449	16,850	26,599
13	41,430	17,133	24,297
14	35,602	16,948	18,655
15	26,618	16,591	10,027
16	15,809	15,853	-44
17	4,918	16,327	-11,409
18	0.00	14,466	-14,466
19	0	13,377	-13,377
20	0	14,481	-14,481
21	0	14,169	-14,169
22	0	12,171	-12,171
23	0	10,721	-10,721
24	0	10,721	-10,721

Fuente: Elaboración propia

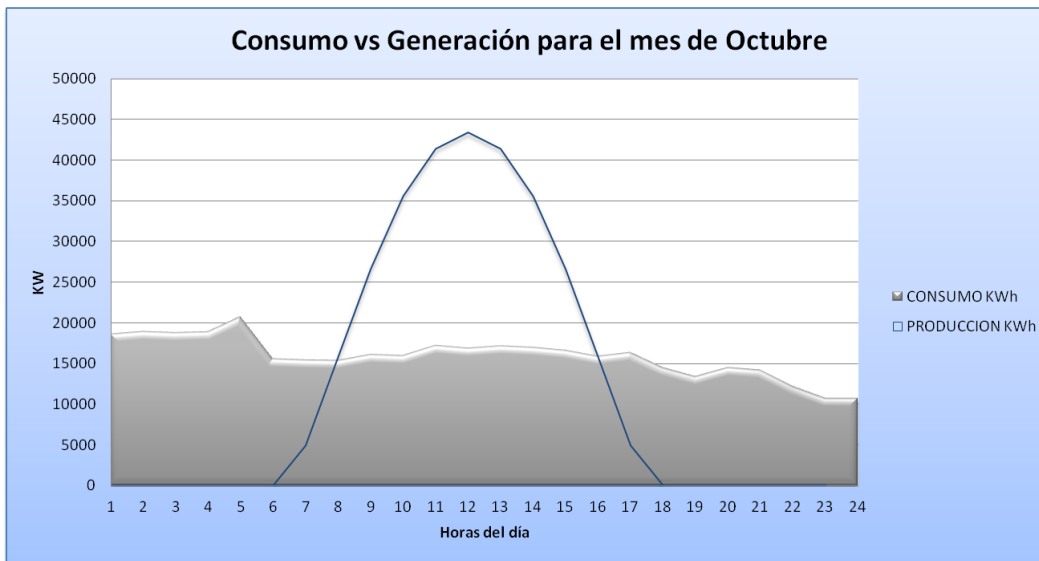


Figura 4.10 Comportamiento de la curva de consumo contra la curva de generación de la ISFV

Fuente: Elaboración propia



Tabla 4.11 Síntesis de energía generada y consumida en el mes de noviembre

HORAS	GENERACION	CONSUMO	DIFERENCIA
	KWh	KWh	KWh
1	0	20,199	-20,199
2	0	20,324	-20,324
3	0	20,049	-20,049
4	0	20,715	-20,715
5	0	22,098	-22,098
6	0	14,061	-14,061
7	3,249	14,312	-11,063
8	13,178	13,967	-789
9	23,580	13,342	10,238
10	32,077	13,774	18,303
11	37,656	13,708	23,947
12	39,564	14,332	25,232
13	37,656	14,339	23,317
14	32,077	13,843	18,233
15	23,580	13,201	10,379
16	13,178	12,684	494
17	3,249	11,726	-8,477
18	0.00	12,018	-12,018
19	0	11,916	-11,916
20	0	12,280	-12,280
21	0	12,692	-12,692
22	0	10,207	-10,207
23	0	8,215	-8,215
24	0	7,545	-7,545

Fuente: Elaboración propia

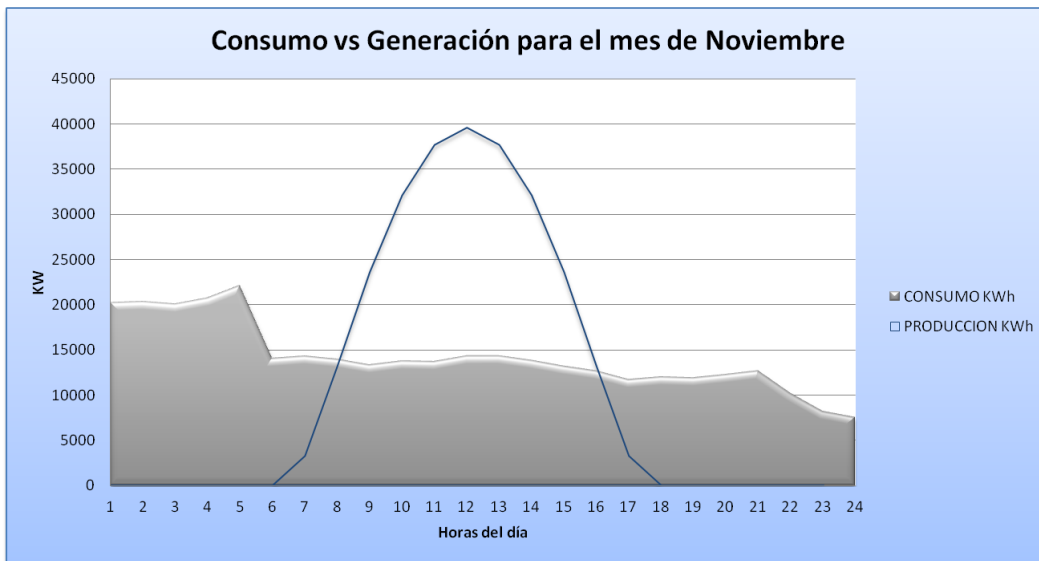


Figura 4.11 Comportamiento de la curva de consumo contra la curva de generación de la ISFV

Fuente: Elaboración propia



Tabla 4.12 Síntesis de energía generada y consumida en el mes de diciembre

HORAS	GENERACION	CONSUMO	DIFERENCIA
	KWh	KWh	KWh
1	0	17,661	-17,661
2	0	18,160	-18,160
3	0	18,116	-18,116
4	0	18,459	-18,459
5	0	18,174	-18,174
6	0	15,547	-15,547
7	2,712	14,244	-11,533
8	12,343	13,442	-1,098
9	23,056	12,482	10,574
10	31,665	12,853	18,812
11	37,312	13,073	24,240
12	39,271	16,840	22,431
13	37,312	18,008	19,304
14	31,665	16,834	14,831
15	23,056	17,286	5,770
16	12,343	12,577	-234
17	2,712	12,556	-9,844
18	0.00	13,063	-13,063
19	0	13,707	-13,707
20	0	13,269	-13,269
21	0	12,681	-12,681
22	0	11,614	-11,614
23	0	11,308	-11,308
24	0	11,512	-11,512

Fuente: Elaboración propia

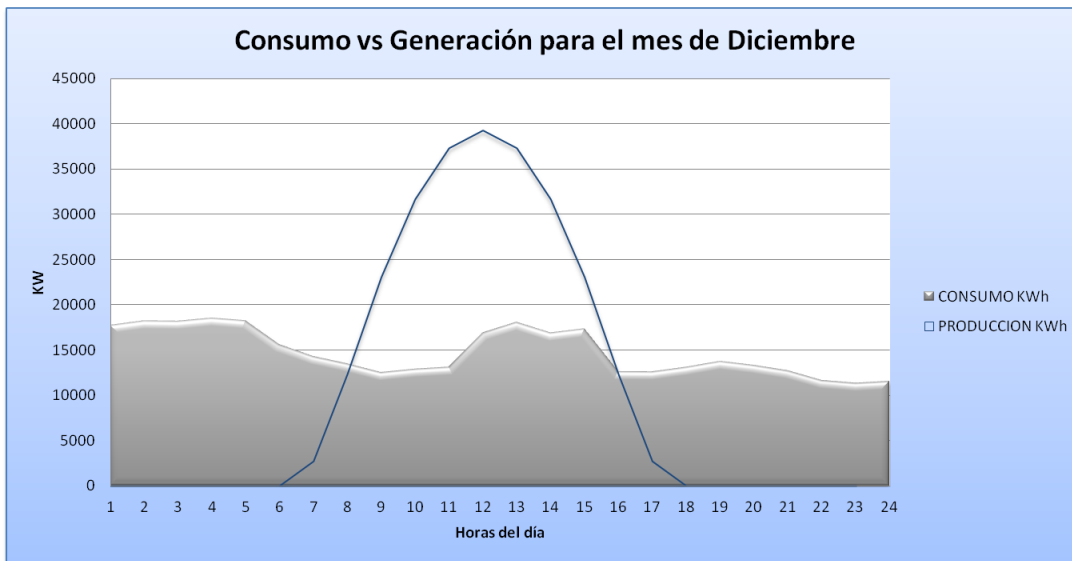


Figura 4.12 Comportamiento de la curva de consumo contra la curva de generación de la ISFV

Fuente: Elaboración propia



Como se observa en las gráficas anteriormente mostradas, en todos los meses se tiene un excedente de energía en el horario de intermedia. Es posible vender dicho excedente de energía a CFE y ésta será compensada de la siguiente manera.

Procedimiento de la compensación: El excedente de energía inyectada a la red es compensado de manera automática, iniciando primero en el período de punta, después en el período de intermedia y finalmente en base, si aun sobra energía ésta será guardada hasta por un año, para su uso en posteriores períodos de facturación.

A continuación se muestra a manera de ejemplo como es calculada esta compensación para el mes de enero. Los cálculos de todos los meses se realizan de la misma manera y se reflejan en un esquema de comparación denominado “*Factura Actual*” (sin paneles solares) y “*Nueva factura*” (con paneles solares), en la cual además de tomar en cuenta esta compensación y los ahorros generados en el horario de intermedia, se considera la demanda facturable y el factor de potencia cuya forma de cálculo fue estudiada en el capítulo 2.

Para el mes de enero se tiene:

Precio del KWh en Base	Precio del KWh en Intermedia	Precio del KWh en Punta	Precio Demanda Facturable
\$ 1.0161	\$ 1.2335	\$ 2.074	\$ 183.37

La factura actual de la instalación eléctrica se muestra en la Tabla 4.13 para tener una referencia de comparación una vez que se calcule la nueva factura a pagar. El cálculo para la bonificación por el factor de potencia y la demanda facturable se mostró previamente en el capítulo 1.



Tabla 4.13 Factura actual para el mes de enero (sin paneles solares)

	kWh	\$/kWh	ENERO
BASE	97,045.00	1.0161	98,607.42
INTERMEDIA	198,952.00	1.2335	245,407.29
PUNTA	49,226.00	2.0749	102,139.03
ENERGIA			\$ 446,153.74
DEMANDA FACTURABLE	644	183.37	\$ 118,090.28
BON/PEN POR F.P.			-\$ 11,223.71
SUBTOTAL			\$ 553,020.31
+IVA11%			\$ 60,832.23
5% ALUMBRADO PUBLICO			\$ 27,651.02
TOTAL			\$ 641,503.56

Fuente: Elaboración propia

En la figura 4.13 se ha identificado mediante colores los diferentes períodos (base, intermedia, punta) de consumo, autoabastecimiento y excedente de generación.

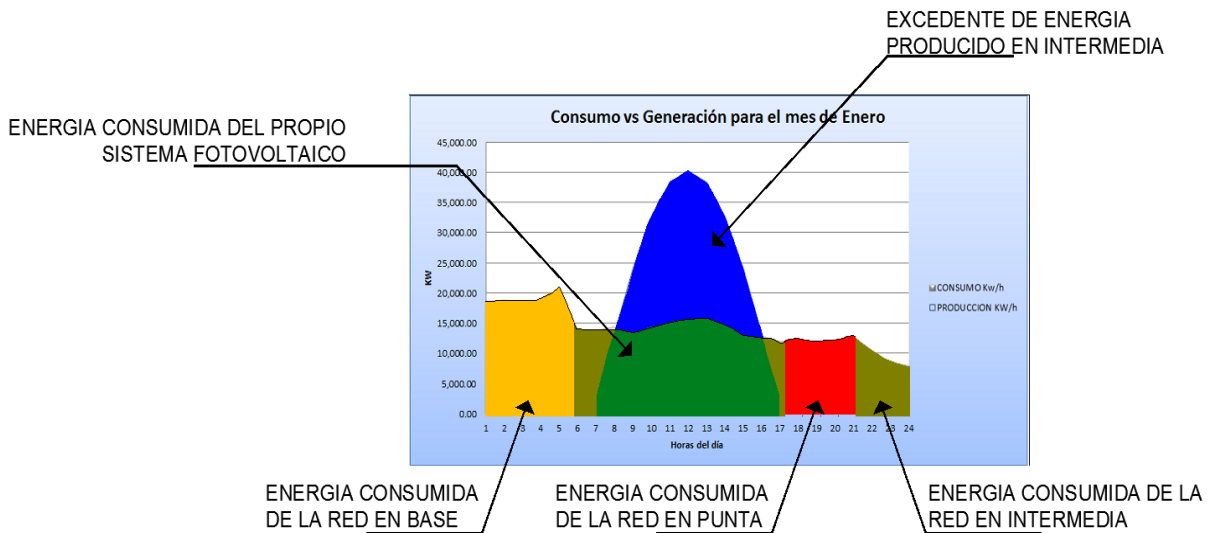


Figura 4.13 Clasificación de energía consumida, autoabastecida y excedente, en los diferentes horarios

Fuente: Elaboración propia



En la Tabla 4.14 se muestran los valores graficados en la figura 4.13, clasificando mediante colores los intervalos de consumo, autogeneración y excedente de generación eléctrica.

Tabla 4.14 Calculo de compensación de la energía consumida y excedente, según tarifas horarias

HORAS	GENERACION Kw/h	CONSUMO Kw/h	DIFERENCIA	
1	0	18,536	-18,536	
2	0	18,848	-18,848	
3	0	18,706	-18,706	-95,566.84
4	0	18,816	-18,816	
5	0	20,661	-20,661	
6	0.00	14,088	-14,088	
7	3,103.62	13,926	-10,822	-62,756.23
8	13,140.02	14,477	-1,337	
9	23,898.59	13874.17338	10,024	
10	32,620.90	14751.56886	17,869	
11	38,348.52	15505.84536	22,843	
12	40,308.80	16139.778	24,169	124,758.206
13	38,348.52	16285.6206	22,063	
14	32,620.90	15340.06356	17,281	
15	23,898.59	13553.7456	10,345	
16	13,140.02	12975.83244	164	
17	3,006.57	12,160	-9,154	
18	0.00	12,244	-12,244	
19	0	11,786	-11,786	-49,223.10
20	0	12,427	-12,427	
21	0	12,766	-12,766	
22	0	10,634	-10,634	
23	0	8,663	-8,663	
24	0	8,058	-8,058	

Total de Kw/h/Mes tomados de la red en Base

Total de Kw/h/Mes tomados de la red en Intermedia

Total de Kw/h/Mes Excedentes en Intermedia mandados a la red

Total de Kw/h/Mes tomados de la red en Punta

Fuente: Elaboración propia

Para hacer la compensación tal y como lo dicta CFE se traducen los totales de cada período a dinero en efectivo. Observar la ecuación 4.1.

Ecuación 4.1 Costo de la energía (en punta, intermedia o base)

Total en efectivo = Total de energia KWh x costo del KWh en su horario

Para el total de energía excedente en intermedia inyectada a la red eléctrica se tiene:

Total inyectado = 124,758.206 x \$1.2335 = \$153,889.25

Para el total de energía consumida en horario punta se tiene:

Total c. punta = 49,223.10 x \$2.0749 = \$102,133.00



Para el total de energía consumida en horario de intermedia se tiene:

$$\text{Total c. intermedia} = 62,756.23 \times \$1.2335 = \$77,409.81$$

Para el total de energía consumida en horario base se tiene:

$$\text{Total c. base} = 95,566.84 \times \$1.0161 = \$97,105.46$$

Ahora, se hace la compensación automática siempre comenzando en el período de punta, luego en intermedia y finalmente en base.

Del total inyectado se tiene un saldo a favor de \$153,889.25.

A este valor se le descuenta primeramente el consumo en horario punta que es de \$102,133.00 obteniendo así un saldo a favor de $\$153,889.25 - \$102,133.00 = \$51,756.25$.

De este saldo a favor se descuenta el consumo en intermedia de \$77,409.81:

$$\$51,756.25 - \$77,409.81 = - \$25,653.56.$$

El monto a pagar en horario de intermedia es de \$25,653.56; el monto a pagar en base no cambia, debido a que ya no existe saldo a favor para compensar este consumo, por lo tanto la factura nueva es la mostrada en Tabla 4.15.

Si se resta al monto de la factura anterior (\$641,503.56) el monto de la factura nueva (\$235 259.33) se obtiene un ahorro \$406,244.23 sobre la factura actual. Este procedimiento es realizado subsecuentemente para todos los meses, obteniendo los ahorros reflejados en la Tabla 4.16, las facturas nuevas de los 12 meses del año se encuentran en el anexo 4.



Tabla 4.15 Factura nueva para el mes de enero (con paneles solares)

	kWh	\$/kWh	ENERO
BASE	95,566.84	1.0161	97,105.46
INTERMEDIA	20,797.38	1.2335	25,653.56
PUNTA	0.00	2.0749	0.00
ENERGIA			\$ 122,759.03
DEMANDA FACTURABLE	459	183.37	\$ 84,166.83
BON/PEN POR F.P.			-\$ 4,116.08
SUBTOTAL			\$ 202,809.77
+IVA11%			\$ 22,309.07
5% ALUMBRADO PUBLICO			\$ 10,140.49
TOTAL			\$ 235,259.33

Fuente: Elaboración propia

Tabla 4.16 Ahorros obtenidos a partir la instalación solar fotovoltaica

	Facturación actual	Facturación con autoabastecimiento	Ahorro económico mensual
Enero	\$641,503.56	\$235,259.35	\$406,244.21
Febrero	\$621,301.97	\$236,148.81	\$385,153.17
Marzo	\$650,986.99	\$216,098.48	\$434,888.51
Abril	\$616,640.14	\$180,686.86	\$435,953.28
Mayo	\$672,638.10	\$226,854.21	\$445,783.89
Junio	\$713,092.41	\$265,311.27	\$447,781.14
Julio	\$689,928.10	\$233,998.59	\$455,929.51
Agosto	\$707,493.75	\$267,023.81	\$440,469.93
Septiembre	\$620,503.76	\$203,306.64	\$417,197.12
Octubre	\$602,118.25	\$247,722.46	\$354,395.79
Noviembre	\$599,212.82	\$229,340.91	\$369,871.91
Diciembre	\$658,381.96	\$265,373.75	\$393,008.22
Total	\$7,793,801.81	\$2,807,125.12	\$4,986,676.68



Se suman los ahorros mensuales obteniendo un ahorro bruto anual de \$4,986,676.68, a este monto se le descuenta un porcentaje por concepto de mantenimiento anual de \$240,000 obteniendo un ahorro neto de \$4,746,676.68.

4.2. Métodos de análisis económico

En este análisis existen varios métodos e indicadores que pueden ser usados para determinar la rentabilidad del proyecto.

Los métodos para la evaluación de proyectos de inversión se dividen en métodos que no consideran el valor del dinero en el tiempo y métodos que si lo hacen.

A continuación se da una breve explicación de éstos y se definen algunos conceptos que son necesarios comprender para llevar a cabo el cálculo económico. La evaluación económica constituye la parte final de toda secuencia de análisis de factibilidad en los proyectos de inversión, en la cual, una vez concentrada toda la información generada, se aplican métodos de evaluación económica que contemplan el valor del dinero a través del tiempo, con la finalidad de medir la eficiencia de la inversión total involucrada y su probable rendimiento durante su vida útil.

Especialmente en los proyectos de carácter lucrativo la parte que corresponde a la evaluación económica es fundamental, puesto que con los resultados que de ella se obtienen se toma la decisión de llevar a cabo o no la implementación de un proyecto determinado.

4.2.1. Inversión

Al realizar cualquier estudio económico, uno de los primeros conceptos que se debe de analizar es el de la inversión, es decir, la aplicación de determinados fondos para la adquisición de los activos necesarios y así poner en marcha determinado proyecto; para su estudio la inversión se desglosa de la siguiente manera:



- Desarrollo del proyecto (licencias, terrenos, contratos)
- Equipos
- Instalaciones eléctricas
- Supervisión y puesta en marcha

4.2.2. Operación y mantenimiento

Las operaciones de mantenimiento tienen lugar frente a la constante amenaza que implica la ocurrencia de una falla o error en un sistema, maquinaria o equipo; existe la necesidad de optimizar el rendimiento de los equipos instalados (mecánicos, eléctricos, electrónicos, etc.).

El objetivo buscado por el mantenimiento es el de contar con instalaciones en óptimas condiciones en todo momento, para asegurar la disponibilidad total del sistema en todo su rango de operaciones, lo cual está basado en la carencia de errores y fallas.

El mantenimiento además debe estar destinado a:

- Reducir los costos por fallas
- Disminuir el gasto por nuevos equipos
- Maximizar la vida útil de los equipos existentes

Los procedimientos de mantenimiento deben evitar fallas, por cuanto una falla se define como la incapacidad para desarrollar un trabajo en forma adecuada o simplemente no desarrollarlo; un equipo presenta anomalías pero no fallas importantes, puesto que continúa realizando sus tareas productivas, pero no las realiza con la misma capacidad que un equipo en óptimas condiciones; en cambio, un equipo averiado no puede desarrollar trabajo bajo ninguna circunstancia.

Debido a lo anteriormente mencionado y a la importancia del mismo, en este trabajo se contempla una cantidad destinada exclusivamente a este concepto (mantenimiento), la cual es de \$20,000.00 mensuales (\$240,000.00 anuales).



4.2.3. Evaluación económica

En un análisis distributivo el evaluador mide el beneficio neto del proyecto, correspondiente a cada una de las diferentes partes afectadas directa o indirectamente por él, comparando el beneficio neto de su costo de oportunidad. Este análisis se construye utilizando los principios del análisis de la economía en su conjunto, asume que el proyecto está totalmente financiado con capital propio, por lo que no hay que pedir crédito.

Toma en cuenta los impactos para la inversión en su conjunto, elaborando los estudios económicos del proyecto se obtiene (al menos teóricamente) el rendimiento “*real*” del mismo que mide el incremento neto del bienestar económico final debido a la nueva inversión dentro de la economía.

4.2.4. Evaluación financiera

Es un conjunto de principios técnicos y procedimientos que se utilizan para transformar la información reflejada en los estados financieros en información procesada, utilizable para la toma de decisiones económicas, tales como nuevas inversiones, fusiones de empresas, concesiones de crédito, etc.

Apalancamiento financiero: Endeudamiento de una empresa con el ánimo de incrementar su capacidad productiva y por ende sus ventas.

Amortización: Reducciones graduales de la deuda a través de pagos periódicos sobre el capital prestado. Recuperación de los fondos invertidos en un activo de una empresa.

Análisis de sensibilidad: Debe hacerse con respecto a los parámetros más inciertos, por ejemplo, si se tiene una incertidumbre con respecto al costo de la inversión, el precio del combustible, la producción, etc.

Es importante determinar qué tan sensible es la TIR y el VPN. Si se tienen dos o más alternativas, es importante determinar las condiciones en que una alternativa es mejor que otra.



4.2.5. Determinación de la TREMA

Este punto es tal vez, el principal a determinar en el análisis económico. La TMAR o tasa mínima aceptable de rendimiento, también llamada TIMA, tasa de interés mínima aceptable o TREMA, tasa de rendimiento mínimo aceptable, se forma de dos componentes que son:

$$\text{TREMA} = \text{tasa pasiva o inflación} + \text{premio por riesgo} = (1+f) (1+i) - 1 = i + f + i f$$

Dónde: f = inflación

La inflación se puede eliminar de la evaluación económica si se dan resultados numéricos similares, por tanto, lo que realmente importa es la determinación del premio (o prima) de riesgo. Cuando la inversión se efectúa en una empresa privada, la determinación se simplifica, pues la TMAR para evaluar cualquier tipo de inversión dentro de la empresa, será la misma y además ya debe estar dada por la dirección general o por los propietarios de la empresa. Su valor siempre estará basado en el riesgo que corra la empresa en forma cotidiana en sus actividades productivas y mercantiles. No hay que olvidar que la prima de riesgo es el valor en que el inversionista desea que crezca su inversión por encima de la inflación, es decir, la prima de riesgo indica el crecimiento real del patrimonio de la empresa.

En caso de una inversión privada, la prima de riesgo puede variar desde un 5% para negocios de muy bajo riesgo, hasta un valor de 50 o 60% anual, o aún más, según sea el riesgo calculado en la inversión y operación de la empresa.

4.2.6. Tasa interna de retorno (TIR)

La tasa interna de rendimiento, también conocida como tasa interna de retorno, es un indicador financiero que mide el rendimiento de los fondos que se pretenden invertir en un proyecto, es la tasa que iguala la suma de los flujos descontados a la inversión inicial, en el cual se supone que el dinero que se gana año con año se reinvierte en su totalidad.



De tal manera que se trata de la tasa de rendimiento generada en el interior del proyecto por medio de la inversión. Se determina por medio de tanteos (prueba y error) hasta que la tasa de interés haga igual la suma de los flujos descontados a la inversión inicial.

4.2.7. Valor presente neto (VPN) o valor actual neto (VAN)

El valor actual neto o presente neto es uno de los criterios económicos más ampliamente utilizado en la evaluación de proyectos de inversión, que consiste en determinar la equivalencia en el tiempo cero de los flujos de efectivo que genera un proyecto y compara esa equivalencia con el desembolso inicial.

Para su cálculo es preciso contar con una tasa de descuento o bien, con un factor de actualización al cual se le descuenta el valor del dinero en el futuro a su equivalente en el presente, y una vez aplicado a la tasa de descuento, los flujos resultantes que se traen al tiempo cero (presente) se llaman flujos descontados.

De tal modo que, el valor actual neto es precisamente el valor monetario que resulta de restar la suma de los flujos descontados a la inversión inicial, lo que significa comparar todas las ganancias esperadas contra los desembolsos necesarios para producir esas ganancias en el tiempo cero (presente). Con el método se define la aceptación o rechazo del proyecto de acuerdo con los siguientes criterios de evaluación.

El valor presente neto del proyecto se obtiene mediante la aplicación de la ecuación 4.2.

Ecuación 4.2 Valor presente neto (VPN)

$$VPN = \sum_{i=1}^n \frac{\text{valores anuales}}{(1+TREMA)^i}$$

4.2.8. Beneficio-costos (B/C)

La relación beneficio-costos es un indicador que señala la utilidad que se obtiene con el costo que representa la inversión, es decir, que por cada peso invertido, cuánto es lo que se gana.



El resultado de la relación beneficio-costo es un índice que representa el rendimiento obtenido por cada peso invertido. El beneficio-costo del proyecto, se obtiene mediante la aplicación de la ecuación 4.3.

Ecuación 4.3 Relación beneficio-costo (B/C)

$$\text{Relación } \frac{B}{C} = \frac{\text{Beneficios obtenidos}}{\text{Costos incurridos}}$$

Los criterios para tomar decisiones a través de estos tres criterios (TIR, VPN, B/C) se muestran en la Tabla 4.17.

Tabla 4.17 Criterios de evaluación de proyectos

Criterio	Aceptación	Rechazo	Indiferencia
TIR	> TREMA	< TREMA	= TREMA
VPN	> 0	< 0	= 0
B/C	> 1	< 1	= 1

Fuente: Elaboración propia

4.2.9. Período de recuperación

El período de recuperación (PR) es el tiempo necesario para que los beneficios netos de un proyecto amorticen el capital invertido, su primordial utilidad es la de conocer en qué tiempo, una inversión genera los recursos suficientes para igualar el monto de la inversión inicial. Para obtener el período de recuperación es necesario obtener el flujo acumulado en el horizonte de planeación del proyecto, se utiliza la ecuación 4.4.

Ecuación 4.4 Período de recuperación

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

Donde:

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



$(FA)_{n+1}$: Flujo neto de efectivo acumulado en el año posterior a n

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

4.3. Apoyo financiero

Existen dos mercados potenciales a desarrollar en materia de energía fotovoltaica:

a) Sistemas aislados: Equipados con un sistema de almacenamiento o acumulación de la energía producida, que se componen de los siguientes elementos:

- Paneles fotovoltaicos
- Regulador de carga
- Inversor
- Banco de baterías

b) Sistemas conectados a la red: No cuentan con sistema de almacenamiento pues al estar conectados a la red transfieren/reciben energía eléctrica de manera instantánea, se componen de:

- Paneles fotovoltaicos
- Inversor para conexión a la red
- Dispositivo de intercambio con la red eléctrica
- Medidor de energía bidireccional

Siendo tan grande el mercado potencial, el Fideicomiso para el Ahorro de Energía (FIDE) es una organización que se encarga entre otras cosas, de apoyar a los usuarios a nivel nacional que deseen realizar proyectos fotovoltaicos para la generación de energía eléctrica. Dicha organización otorga financiamientos de hasta el 100% del monto total del proyecto, con ciertas condiciones.

En la figura 4.14 se aprecia el proceso del financiamiento otorgado por FIDE.

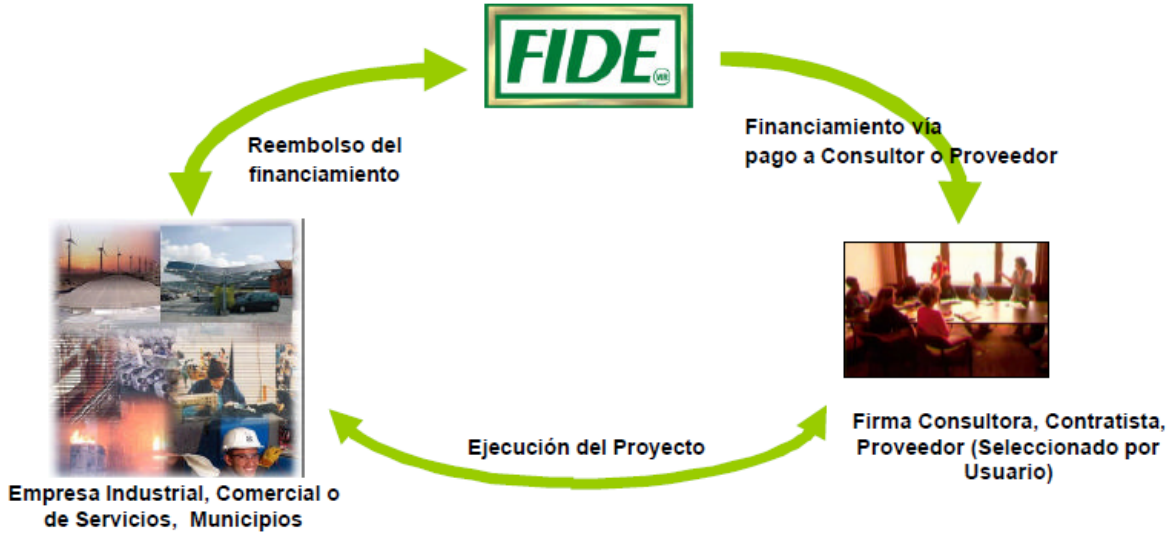


Figura 4.14 Ciclo que sigue el financiamiento otorgado por FIDE

Fuente: FIDE, Consultada el 13 abril de 2013 de <http://www.fide.org.mx/>

La metodología para la entrega de este tipo de financiamientos, se muestra en la figura 4.15:

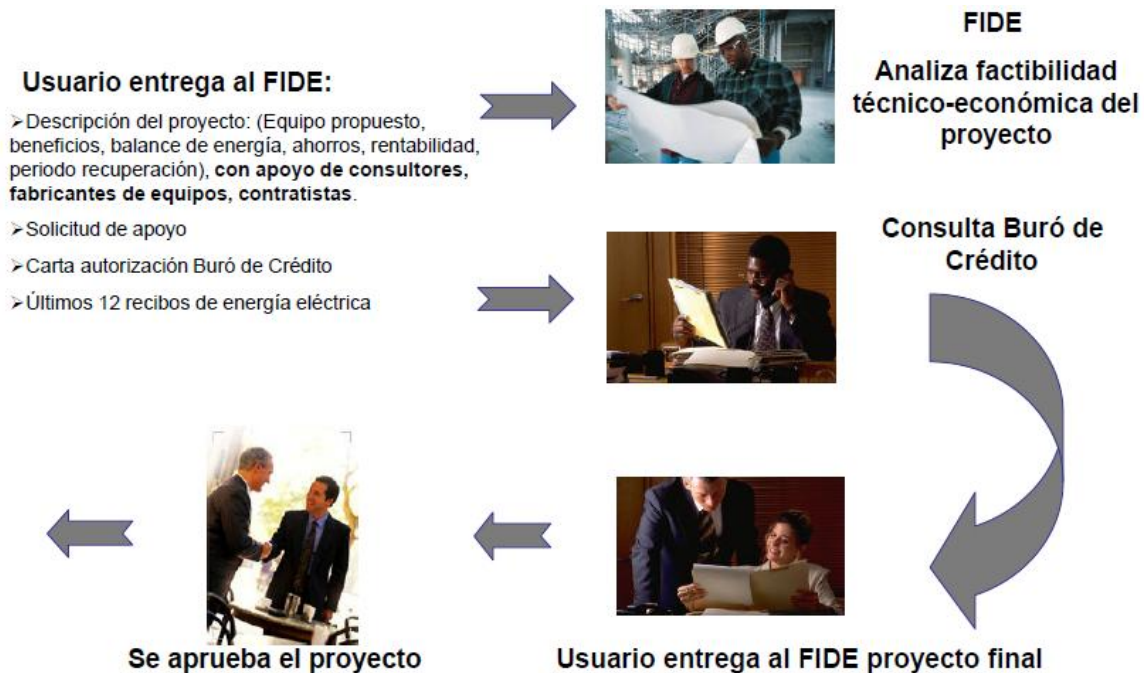


Figura 4.15 Metodología para la entrega de financiamientos

Fuente: FIDE, Consultada el 13 abril de 2013 de <http://www.fide.org.mx/>

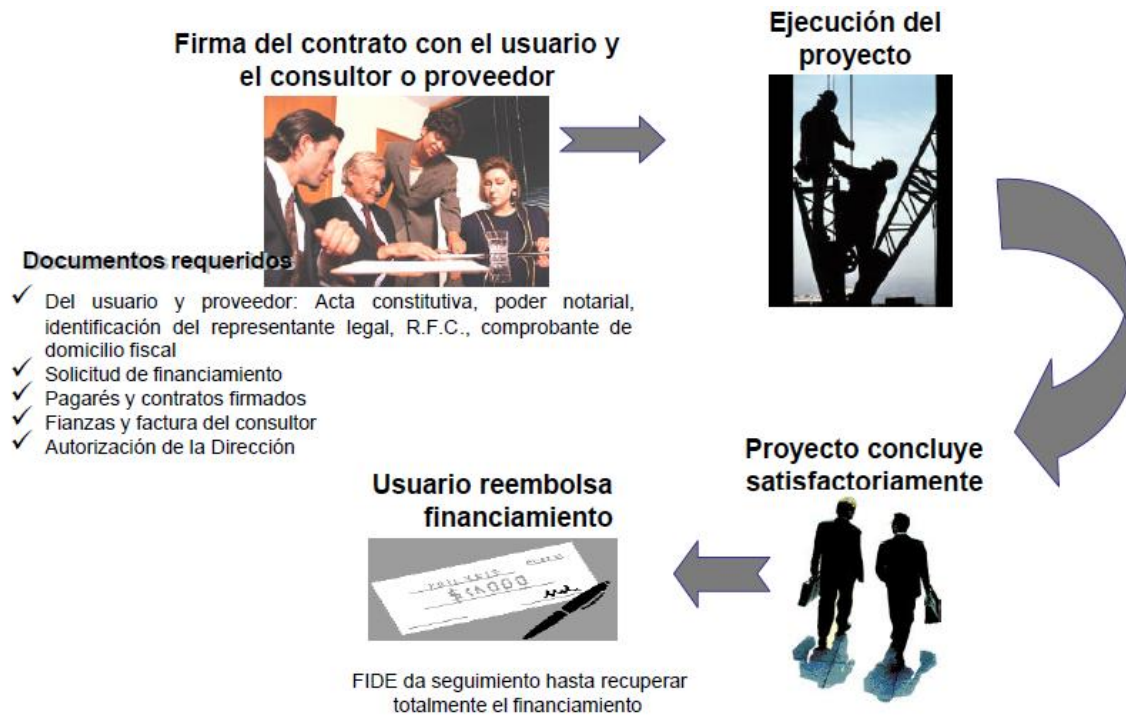


Figura 4.16 Gestiones a llevar a cabo

Fuente: FIDE, Consultada el 13 abril de 2013 de <http://www.fide.org.mx/>

Condiciones para la obtención de financiamientos

Entre las condiciones indicadas en la página web del FIDE, se tienen las siguientes:

- El FIDE podrá financiar hasta el 100% del costo de implementación del proyecto o \$5,000,000.00 para proyectos de micro cogeneración y fuentes alternas. Para financiamientos de mayor monto, se requiere autorización especial
- El financiamiento causará intereses sobre saldos insolutos a una tasa equivalente al costo porcentual promedio (cpp) al momento de firmar el contrato de implementación, más 3 puntos porcentuales
- El financiamiento para la realización del proyecto, será reembolsado por el usuario en un máximo de 24 pagos trimestrales iguales (6 años)



4.4. Análisis económico del proyecto

El ingreso neto anual se refiere a los ingresos totales del año, es decir, el ahorro que se tiene con el sistema fotovoltaico, considerando una inflación del 4% en el precio de los combustibles y se obtiene de la siguiente manera:

ingreso total 2014 = \$ Ahorros usando el sistema fotovoltaico

$$\text{ingreso total 2014} = \$ 4,746,676.69$$

$$\text{ingreso total 2015} = \text{ingreso total 2014} \times (1 + 4\% \text{ de inflación})$$

$$\text{ingreso total 2015} = \$4,746,676.69 \times (1 + 4\%)$$

$$\text{ingreso total 2015} = \$4,936,544$$

$$\text{ingreso total 2016} = \text{ingreso total 2015} \times (1 + 4\% \text{ de inflación})$$

$$\text{ingreso total 2016} = \$4,936,544 * (1 + 4\%)$$

$$\text{ingreso total 2016} = \$5,134,006$$

El cálculo para los años posteriores se puede ver en la Tabla 4.18.

Como dato se tiene una TREMA del 18%, resultando al final del período de 25 años un VPN = \$32,462,569.

Para conocer el VPN del año 2014 se realiza el cálculo mostrado a continuación:

VPN 2014 = VPN + inversión inicial

$$\text{VPN 2014} = \$32,462,569 + (- \$28,499,304) = \$3,963,265$$

El VPN para el año 2014 es igual a \$3,963,265.

La relación beneficio costo se obtiene de la relación entre la inversión inicial y el VPN al final del período por lo que:

$$\frac{B}{C} = \frac{VPN}{INV.INICIAL}; \frac{B}{C} = \frac{\$32,462,569}{\$28,499,304} = 1.1391$$

La TIR se obtiene de involucrar la inversión inicial con el resultado neto anual en la vida útil del proyecto, por lo que devuelve la tasa interna de retorno de la inversión para una serie de valores en efectivo. Para el proyecto se obtiene una TIR del 20.21%.



Tabla 4.18 Flujos de efectivo del análisis económico del proyecto

Análisis Económico			
TREMA		18%	Inversión inicial
			-\$ 28,499,304.33
n	Año base	Ingreso neto anual	Flujo neto sin pagos F
	2014		-\$ 28,499,304.33
1	2014	\$ 4,746,676.69	-\$ 23,752,627.65
2	2015	\$ 4,936,543.75	-\$ 18,816,083.89
3	2016	\$ 5,134,005.50	-\$ 13,682,078.39
4	2017	\$ 5,339,365.72	-\$ 8,342,712.66
5	2018	\$ 5,552,940.35	-\$ 2,789,772.31
6	2019	\$ 5,775,057.97	\$ 2,985,285.66
7	2020	\$ 6,006,060.29	\$ 8,991,345.95
8	2021	\$ 6,246,302.70	\$ 15,237,648.65
9	2022	\$ 6,496,154.81	\$ 21,733,803.45
10	2023	\$ 6,756,001.00	\$ 28,489,804.45
11	2024	\$ 7,026,241.04	\$ 35,516,045.49
12	2025	\$ 7,307,290.68	\$ 42,823,336.17
13	2026	\$ 7,599,582.31	\$ 50,422,918.48
14	2027	\$ 7,903,565.60	\$ 58,326,484.08
15	2028	\$ 8,219,708.22	\$ 66,546,192.30
16	2029	\$ 8,548,496.55	\$ 75,094,688.85
17	2030	\$ 8,890,436.41	\$ 83,985,125.27
18	2031	\$ 9,246,053.87	\$ 93,231,179.14
19	2032	\$ 9,615,896.03	\$ 102,847,075.16
20	2033	\$ 10,000,531.87	\$ 112,847,607.03
21	2034	\$ 10,400,553.14	\$ 123,248,160.17
22	2035	\$ 10,816,575.27	\$ 134,064,735.44
23	2036	\$ 11,249,238.28	\$ 145,313,973.72
24	2037	\$ 11,699,207.81	\$ 157,013,181.52
25	2038	\$ 12,167,176.12	\$ 169,180,357.65
VPN		\$ 32,462,568.97	

Fuente: Elaboración propia



La tasa interna de retorno mejorada (TIRM) se obtiene de relacionar el resultado neto anual a lo largo de la vida útil del proyecto, la TREMA y la TIR, el concepto que devuelve es la tasa interna de retorno para una serie de flujos periódicos, considerando costo de la inversión e interés al volver a invertir el efectivo. Para el proyecto se obtiene una TIRM del 18.62%.

Se obtiene un PR de 5.5 años (ver Tabla 4.19).

Tabla 4.19 Resumen de análisis económico

Trema	18.00%
VPN en 2014	3,963,265
AE	\$724,956
B/C	1.1391
TIR	20.21%
TIRM	18.62%
PR simple	5.50

Fuente: Elaboración propia

4.5. Análisis financiero del proyecto

Tasa de interés del financiamiento = 9.5%.

Apalancamiento al 70%.

Pago general = Inv. inicial proyecto x % apalancamiento

$$Pago\ general = \$28,499,304 \times 70\% = \$19,949,513$$

Los pagos se dividen en 6 cantidades iguales con un interés del 9.5%, se tienen pagos de \$ 4,513,643 (pago anual fijo por 6 años).

El saldo por año se obtiene de:

Saldo 2014 = Pago general + intereses 2014 – pago anual fijo 1

$$Saldo\ 2014 = \$19,949,513 + \$1,895,204 - \$4,513,643 = \$17,331,074$$

Saldo 2015 = Saldo 2014 + intereses 2015 – pago anual fijo 2



$$\text{Saldo 2015} = \$17,331,074 + \$1,646,452 - \$4,513,643 = \$14,463,883$$

El interés se obtiene de:

$$\text{Intereses 2014} = \text{Pago general} \times \text{tasa de interés}$$

$$\text{Intereses 2014} = \$19,949,513 \times 9.5\% = \$1,895,204$$

$$\text{Intereses 2015} = \text{Saldo 2014} \times \text{tasa de interés}$$

$$\text{Intereses 2015} = \$17,331,074 \times 9.5\% = \$1,646,452$$

La amortización se obtiene de:

$$\text{Amortización 2014} = \text{pago anual fijo 1} - \text{intereses 2014}$$

$$\text{Amortización 2014} = \$4,513,643 - \$1,895,204 = \$2,618,439$$

$$\text{Amortización 2015} = \text{pago anual fijo 2} - \text{intereses 2015}$$

$$\text{Amortización 2015} = \$4,513,643 - \$1,646,452 = \$2,867,191$$

El flujo neto con pagos fijos se obtiene de:

$$\text{Inversión inicial propia} = - \text{Inv. del proyecto} + \text{financiamiento}$$

$$\text{Inversión inicial propia} = -\$28,499,304 + \$19,949,513 = -\$8,549,791$$

$$\text{flujo neto 2014} = \text{Inv. inicial} + \text{ingreso total 2014} + \text{pago fijo anual 1}$$

$$\text{flujo neto 2014} = -\$8,549,791 + \$4,746,677 - \$4,513,643 = -\$8,316,757$$

$$\text{flujo neto 2015} = \text{Flujo neto 2014} + \text{ingreso total 2015} + \text{pago fijo anual 2}$$

$$\text{flujo neto 2015} = -\$8,316,757 + \$4,936,544 - \$4,513,643 = -\$7,893,856$$

El resultado neto anual se obtiene de:

$$\text{Resultado neto 2014} = \text{Ingreso total 2014} - \text{pago fijo anual 1}$$

$$\text{Resultado neto 2014} = \$4,746,677 - \$4,513,643 = \$233,034$$



Como dato se tiene una TREMA del 18% (mismo valor que para el análisis económico), resultando un VPN = \$16,675,640.

El VPN para el año 2014 se calcula como sigue:

$$VPN_{2014} = VPN + inversión\ inicial\ del\ proyecto + inversión\ inicial\ del\ proyecto \times \% \text{ apalancamiento}$$

$$VPN_{2014} = VPN + inversión\ inicial\ del\ proyecto \times (1 - \% \text{ apalancamiento})$$

$$VPN_{2014} = \$16,675,640 + (-\$28,499,304) \times (1 - 0.7) = \$8,125,849$$

La relación beneficio-costos se obtiene de relacionar la inversión inicial y el VPN al final del período, sustituyendo estos valores en la ecuación 4.4:

$$\frac{B}{C} = \frac{VPN}{INV.INICIAL}; \frac{B}{C} = \frac{\$16,675,640}{\$8,549,791} = 1.9504$$

La TIR se obtiene de involucrar la inversión inicial con el resultado neto anual en la vida útil del proyecto, por lo que devuelve la tasa interna de retorno de la inversión para una serie de valores en efectivo. Se obtiene una TIR del 25.73%.

La TIRM se obtiene de relacionar el resultado neto anual a lo largo de la vida útil del proyecto, la TREMA y la TIR, el concepto que devuelve es la tasa interna de retorno para una serie de flujos periódicos, considerando costo de la inversión e interés al volver a invertir el efectivo. Se obtiene una TIRM del 21.20%.

Se obtiene un PR de 6.7 años (ver Tabla 4.20).

Tabla 4.20 Resumen de análisis financiero

TREMA	18.00%
VPN en 2014	8,125,849
AE	\$1,486,371
B/C	1.9504
TIR	25.73%
TIRM	21.20%
PR	6.75

Fuente: Elaboración propia



Los flujos de efectivo en un período de 25 años (vida útil de los paneles solares) para el análisis financiero se muestran en la Tabla 4.21.

Tabla 4.21 Flujos de efectivo para el análisis financiero

Análisis financiero						
n	Inversión inicial propia	Apalancamiento	Tasa de interés	Saldo	Flujo neto con pagos F	Resultado neto anual
	30%	70%	9.50%			
	Intereses	Amortización	Pago			
	-\$ 8,549,791.30	-\$ 19,949,513.03				
	\$ -	Durante su construcción			-8,549,791.30	
1	1,895,203.74	2,618,439.07	4,513,642.81	17,331,073.96	-8,316,757.42	233,033.88
2	1,646,452.03	2867190.785	4,513,642.81	14,463,883.18	-7,893,856.48	422,900.94
3	1,374,068.90	3139573.909	4,513,642.81	11,324,309.27	-7,273,493.79	620,362.69
4	1,075,809.38	3437833.431	4,513,642.81	7,886,475.84	-6,447,770.87	825,722.91
5	749,215.20	3764427.606	4,513,642.81	4,122,048.23	-5,408,473.33	1,039,297.54
6	391,594.58	4122048.229	4,513,642.81	0	-4,147,058.17	1,261,415.16
7		19949513.03			1,859,002.12	6,006,060.29
8					8,105,304.81	6,246,302.70
9					14,601,459.62	6,496,154.81
10					21,357,460.62	6,756,001.00
11					28,383,701.66	7,026,241.04
12					35,690,992.34	7,307,290.68
13					43,290,574.64	7,599,582.31
14					51,194,140.24	7,903,565.60
15					59,413,848.47	8,219,708.22
16					67,962,345.02	8,548,496.55
17					76,852,781.43	8,890,436.41
18					86,098,835.30	9,246,053.87
19					95,714,731.33	9,615,896.03
20					105,715,263.20	10,000,531.87
21					116,115,816.34	10,400,553.14
22					126,932,391.60	10,816,575.27
23					138,181,629.88	11,249,238.28
24					149,880,837.69	11,699,207.81
25					162,048,013.81	12,167,176.12
					VPN	16,675,640.32

Fuente: Elaboración propia

Los números rojos en la Tabla 4.21 representan el período en que el proyecto será pagado al obtener un financiamiento con una tasa de interés del 9.5% y un apalancamiento del 70%.



Este tipo de financiamiento puede ser obtenido del Banco Nacional de Comercio Exterior (BANCOMEXT), quien ofrece este tipo de préstamos con valores muy similares³⁹.

En la figura 4.17 se muestra el período estimado de recuperación del proyecto.



Figura 4.17 Análisis económico y financiero del proyecto

Fuente: Elaboración propia

4.6. Análisis de sensibilidad económica

Para este análisis se consideran como parámetros más sensibles el costo de la inversión, el costo de la energía y la generación fotovoltaica. Los resultados obtenidos se observan en la Tabla 4.22.

³⁹ Proyecto de un parque eólico realizado en el municipio de Santa Catarina en Monterrey, Bancomext ofreció un financiamiento al proyecto con la misma tasa de interés y apalancamiento



Tabla 4.22 Análisis de sensibilidad económica

Análisis de sensibilidad - Evaluación económica							
	Caso base	El costo de la inversión aumenta 13%	El costo de la inversión disminuye 13%	La generación fotovoltaica aumenta 12%	La generación fotovoltaica baja 12%	El costo de la energía baja 20%	El costo de la energía sube 20%
Trema	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%
VPN en 2014	3,963,264.64	258,355.08	7,668,174.20	5,200,492.27	263,746.24	7,809,363.91	117,165.37
AE	724,955.72	47,258.01	1,402,653.42	951,267.94	48,244.15	1,428,479.68	21,431.75
B/C	1.14	1.01	1.31	1.18	1.01	1.27	1.00
TIR	20%	18%	23%	21%	18%	22%	18%
TIRM	19%	18%	19%	19%	18%	19%	18%
PR simple	5.50	6.15	4.84	5.33	6.15	4.96	6.17

Fuente: Elaboración propia

De la tabla anteriormente mostrada se puede concluir lo siguiente:

Que la inversión aumente hasta un 13% del valor inicialmente considerado ; En la Tabla 4.17 se observa que la inversión puede variar como máximo un 13% para que el proyecto continúe siendo rentable, por dicha razón es necesario ser cuidadosos con el precio de los elementos necesarios para llevar a cabo la instalación fotovoltaica, y en lo posible encontrar proveedores que ofrezcan costos bajos

Que la generación fotovoltaica disminuya hasta en un 12% de la generación base ; Un valor usualmente considerado para la degradación de los paneles solares es que estos disminuyen en un 10% su generación fotovoltaica en aproximadamente 20 años, debido a esta razón se debe tener especial cuidado de realizar el mantenimiento adecuado a los paneles solares, para optimizar su generación fotovoltaica y tiempo de vida con el fin de que la generación no disminuya por debajo del 12%, pues si este parámetro disminuye aún más el proyecto no resultaría económicamente viable.



Que el costo de la energía aumente hasta en un 20% del costo actual

; Aunque a primera vista pareciese que si el costo de la energía aumente generaría más ahorros y por lo tanto redundaría en un proyecto mucho más atractivo, esto no resulta así, ya que de la misma manera en que se incrementa el ahorro, es necesario pagar más dinero también por la energía utilizada de la red. Por esta razón el hecho de que la energía aumente a más del 20% volvería al proyecto no viable

De las observaciones realizadas anteriormente se concluye que aún en los casos límite se tiene un TIR del 18% y un período de recuperación de aproximadamente 6 años, resultando para estos valores aún rentable el proyecto

; En la Tabla 4.17 se observa también que en los mejores casos el período de recuperación es de aproximadamente 5 años, con una TIR mayor al 18%, por lo cual sería bueno atender el hecho de buscar proveedores con mejores precios y ser muy cuidadosos con el mantenimiento de la instalación, para hacer al proyecto más rentable

En la figura 4.18 se observan más casos de cómo afectaría la relación beneficio-costos del proyecto el cambio del precio en la energía, que es uno de los parámetros sobre el que menos certeza se tiene. La tendencia de la relación beneficio-costos del proyecto al aumentar el precio de la energía es disminuir. En el hipotético caso de que la energía aumentara un 20% mensual, el proyecto seguiría siendo económicamente viable, ya que valores más allá de este vuelven al indicador VPN negativo, resultando un proyecto no viable.

En la Tabla 4.22 se hace un análisis del comportamiento del proyecto considerando que el precio de la energía disminuya. En la Tabla 4.23 se realiza el mismo análisis pero esta vez considerando un aumento en el precio de la energía.

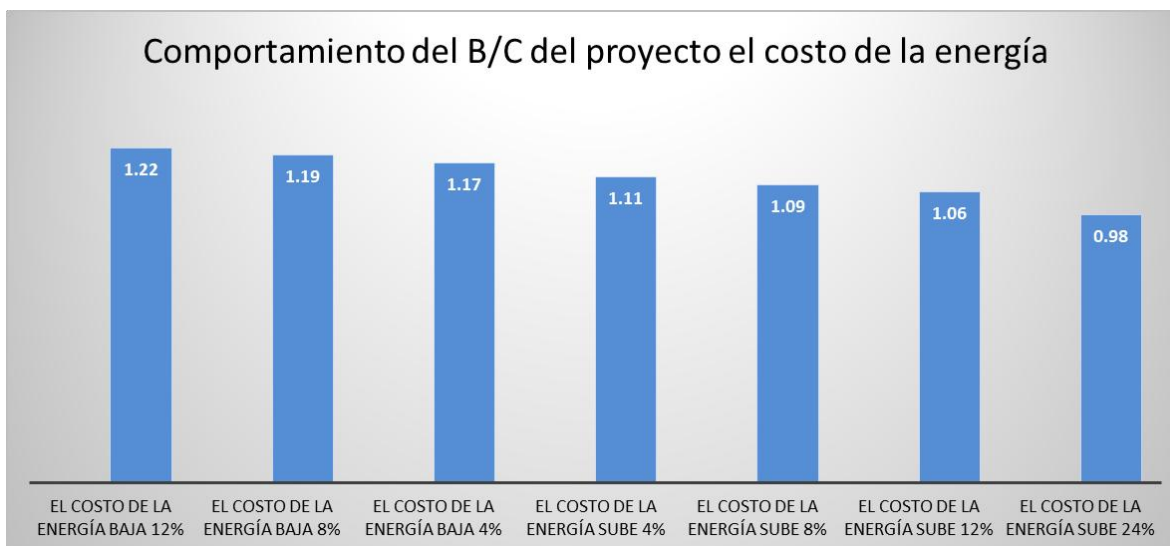


Figura 4.18 Comportamiento del proyecto al variar el precio de la energía

Fuente: Elaboración propia

Tabla 4.22 Análisis de sensibilidad económica al variar el precio de la energía

Análisis de sensibilidad - económica	El costo de la energía baja 12%	El costo de la energía baja 8%	El costo de la energía baja 4%
Trema	18.00%	18.00%	18.00%
VPN en 2014	\$ 6,270,924	\$ 5,501,704	\$ 4,732,484
AE	\$ 1,147,070	\$ 1,006,365	\$ 865,661
B/C	1.22	1.19	1.17
TIR	21.47%	21.05%	20.63%
TIRM	18.94%	18.84%	18.73%
PR simple	5.19	5.29	5.39

Fuente: Elaboración propia



Tabla 4.23 Análisis de sensibilidad económica al variar el precio de la energía

Análisis de sensibilidad - económica	El costo de la energía sube 4%	El costo de la energía sube 8%	El costo de la energía sube 12%	El costo de la energía sube 24%
Trema	18.00%	18.00%	18.00%	18.00%
VPN en 2014	\$ 3,194,045	\$ 2,424,825	\$ 1,655,605	-\$ 652,054
AE	\$ 584,251	\$ 443,546	\$ 302,841	-\$ 119,273
B/C	1.11	1.09	1.06	0.98
TIR	19.79%	19.36%	18.93%	17.63%
TIRM	18.50%	18.39%	18.27%	17.89%
PR simple	5.62	5.74	5.87	6.32

Fuente: Elaboración propia

4.7. Análisis de sensibilidad financiera

Para este análisis se consideran como parámetros más sensibles el porcentaje de apalancamiento y la tasa de interés para el préstamo. Los resultados obtenidos se observan en la Tabla 4.24.

Tabla 4.24 Análisis de sensibilidad financiera

Tasa de interés: 9.5%, Apalancamiento: 70%	Análisis de sensibilidad - Evaluación financiera				
	Caso base	Con un apalancamiento 80%	Con un apalancamiento 50%	Con una tasa de interés 25%	Con una tasa de interés 6%
Trema	18%	18%	18%	18%	18%
VPN en 2014	\$ 8,125,849	\$ 8,720,504	\$ 6,936,539	\$ 271,489	\$ 9,723,055
AE	\$ 1,486,371	\$ 1,595,144	\$ 1,268,824	\$ 49,660	\$ 1,778,530
B/C	1.95	2.53	1.49	1.03	2.14
TIR	25.73%	27.47%	23.40%	18.20%	27.86%
TIRM	21.20%	22.25%	19.89%	18.10%	21.64%
PR simple	6.70	6.87	6.38	8.83	6.26

Fuente: Elaboración propia



De la Tabla 4.24 se concluye que al aumentar o disminuir el apalancamiento el período de recuperación no varía significativamente, pero la TIR si, volviéndose más atractivo el proyecto al tener un apalancamiento mayor.

El límite para que el proyecto sea rentable es que la tasa de interés sea menor a 25%, si la tasa aumentara el proyecto se volvería no viable, además de que al aumentar la tasa de interés aumenta el período de recuperación, por dicha razón es importante conseguir un préstamo al interés más bajo posible.

De lo anteriormente mencionado se concluye que el mejor escenario es conseguir un préstamo con una menor tasa de interés, o en su defecto conseguir una tasa de interés equivalente al caso base. Además se debe considerar que mientras mayor sea el apalancamiento el proyecto se hará más viable

Como se puede observar en la figura 4.19 y en la Tabla 4.25 al incrementarse la tasa de interés, la relación beneficio costo disminuye haciendo menos rentable el proyecto y alargando el período de endeudamiento, por esta razón es muy recomendable conseguir un préstamo a la tasa más baja de interés posible, este financiamiento podría conseguirse mediante instituciones gubernamentales que son las que normalmente manejan tasas de interés por debajo de las comerciales.

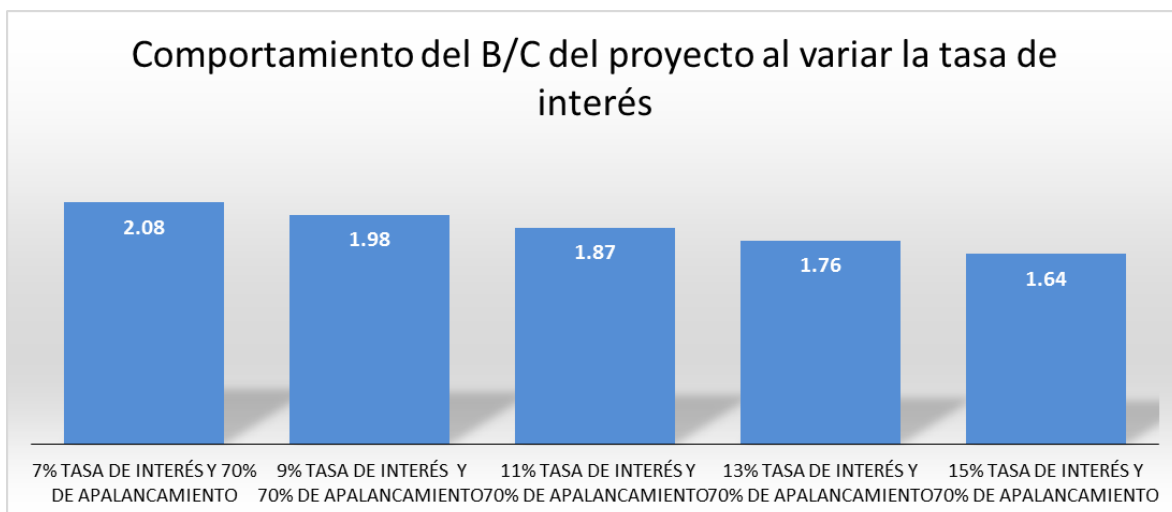


Figura 4.19 Comportamiento del proyecto al variar la tasa de interés

Fuente: Elaboración propia


Tabla 4.25 Análisis de sensibilidad financiera, al variar la tasa de interés

Análisis de sensibilidad - financiera	7% tasa de interés y 70% de apalancamiento	9% tasa de interés y 70% de apalancamiento	11% tasa de interés y 70% de apalancamiento	13% tasa de interés y 70% de apalancamiento	15% tasa de interés y 70% de apalancamiento
Trema	18.00%	18.00%	18.00%	18.00%	18.00%
VPN en 2014	\$ 9,274,178	\$ 8,358,446	\$ 7,419,492	\$ 6,458,219	\$ 5,475,524
AE	\$ 1,696,422	\$ 1,528,917	\$ 1,357,165	\$ 1,181,330	\$ 1,001,576
B/C	2.08	1.98	1.87	1.76	1.64
TIR	27.24%	26.03%	24.87%	23.76%	22.71%
TIRM	21.52%	21.26%	20.99%	20.63%	20.22%
PR simple	6.39	6.64	6.90	7.19	7.45

Fuente: Elaboración propia

4.8. Trámites y permisos

De acuerdo al marco regulatorio aplicable en nuestro país, para generar energía eléctrica en la modalidad de autoabastecimiento y con una potencia mayor a 500 KW es necesario solicitar un permiso ante la CRE, este documento incluye información acerca de la ubicación de la central generadora, la máxima capacidad de generación así como la demanda y el consumo anual. El tiempo total para la resolución de tal solicitud es de 50 días hábiles a partir de que ésta sea admitida a trámite.

Posteriormente se debe firmar un Contrato de Interconexión para Centrales de Generación de Energía Eléctrica con Energía Renovable o Cogeneración Eficiente ante CFE, este documento contempla los derechos, obligaciones y consideraciones que se deben tener para la interconexión.

Ambos documentos se encuentran en el anexo 7.

A continuación se presentan los aspectos más importantes a considerar:

Documentación legal y técnica: Autoabastecimiento

- Formato de solicitud de permiso CRE-DGE-001
- Información concerniente al cumplimiento de normas en materia ecológica
- Información sobre el uso de suelo



- Programa de obra, incluyendo las fechas de inicio y terminación de las obras respectivas, incluyendo la fecha de puesta en servicio y considerando, en su caso, las etapas sucesivas
- Sistemas de seguridad de las instalaciones y consideraciones de protección civil
- Carta dirigida a la CRE, en la que la solicitante se obligue a poner a disposición del suministrador, los excedentes de energía eléctrica que, en su caso, lleguen a generar

Obligaciones a cumplir por parte de los permisionarios

- Notificar a la CRE la fecha en que las obras han concluido dentro de los 15 días hábiles siguientes a su terminación
- Pagar anualmente derechos en materia de energía eléctrica por los servicios que presta la CRE por la supervisión de los permisos de energía eléctrica con base en la capacidad autorizada

En la Tabla 4.26 se muestra a manera de resumen las principales gestiones necesarias para llevar a cabo el presente proyecto, en la columna de la izquierda se enlista el trámite de que se trata y en la de la derecha la institución ante la que hay que realizar dicho trámite. Para más detalles consultar el anexo 7.

Es importante destacar el artículo 56 bis de la Ley Federal de Derechos, el cual dice que: *“En ningún caso se pagará el derecho de permiso de generación de energía eléctrica por el análisis, evaluación de la Solicitud y, en su caso, la expedición o modificación del título de permiso, exclusivamente, cuando sea bajo las modalidades de fuentes de energía renovables”*.



Tabla 4.26 Gestiones que se consideraran para llevar a cabo la implementación de la ISFV

Gestiones para constituirse como sociedad	
Registro Federal de contribuyentes	SAT
Expedición de Acta constitutiva	Notario
Gestiones para generar electricidad	
Estudio de factibilidad de interconexión	CFE
Permiso de autoabastecimiento	CRE
Factibilidad de interconexión	CFE
Gestiones ambientales	
Manifestación de Impacto Ambiental	SEMANART-Estatal
Estudio Técnico Justificativo	SEMANART-Estatal
Gestiones ante la autoridad local	
Vo.Bo. de Protección Civil	Municipio de Benito Juárez
Licencia de construcción	Municipio de Benito Juárez
Licencia de uso de suelo y factibilidad de giro	Municipio de Benito Juárez
Registro público de la propiedad	Municipio de Benito Juárez
Gestiones para el reporte de actividades	
Informe estadístico de operación eléctrica	CRE

Fuente: Elaboración a partir de diversas páginas de instituciones gubernamentales

Conclusión

En este capítulo se realizó en primer lugar la determinación de los ahorros obtenidos a partir de la instalación eléctrica, considerando la cantidad de energía generada con la instalación solar fotovoltaica y la cantidad de energía consumida usualmente por la tienda. Para lograr este objetivo se tuvieron que presuponer las curvas de demanda eléctrica de la tienda, haciendo uso de los conceptos estudiados en capítulos anteriores así como de los recibos de facturación eléctrica mensual, teniendo en cuenta siempre las prácticas usuales de consumo además del valor de la carga instalada. El objetivo de realizar estas curvas mensuales fue el de tener un punto de comparación entre la generación y el consumo para determinar la energía sobrante o faltante en los distintos períodos y así determinar los ahorros.



Los resultados fueron favorables ya que aunque no se logró satisfacer en su totalidad la cantidad de energía requerida para autoabastecer la tienda se estimó un ahorro bruto anual de \$4,986,676.69, a este monto se le descontaron \$240,000 para gastos de operación y mantenimiento, obteniendo así un ahorro neto de \$4,746,676.69.

Dicha cantidad fue el punto de partida para realizar el análisis económico y financiero, para ello se consideró que los costos de la energía sufrirían aumentos proporcionales al menos al monto de la inflación, presuponiendo ésta como del 4% anual. El análisis económico resultó ser atractivo ya que se obtuvo una relación beneficio-costos > 1 , una TIR mayor que la TREMA y un VPN > 0 , los tres criterios que determinan si un proyecto es viable o no, además que el período de recuperación resultó ser de 5.5 años; en cuanto al análisis financiero, los resultados fueron aún más favorables pues considerando una tasa de interés del 9.5% y un apalancamiento del 70% se obtiene un período de recuperación de aproximadamente 6 años, si se considera que el tiempo de vida promedio de los paneles es de 25 años, se estaría hablando de 19 años en que el proyecto estaría generando ganancias económicas. Por esta razón se concluye que a pesar de obtener un financiamiento, los beneficios del proyecto resultan mayores, aún teniendo que pagar determinados intereses.

En cuanto al análisis de sensibilidad se refiere se observa que en la parte económica los factores sensibles fueron:

- El costo de la energía
- El costo de la inversión inicial
- La generación fotovoltaica

Para este análisis se varió el costo de la energía, observándose que si ésta aumenta después de un cierto límite los criterios de evaluación del proyecto se tornan negativos, convirtiendo el proyecto no viable.



En cambio si el costo de la energía disminuye el proyecto se vuelve mucho más rentable, el punto donde se vuelve un proyecto indiferente es si la energía llegará a subir el 21% con respecto al costo actual e independientemente de la inflación.

En cuestión del costo de inversión se encontró que si ésta aumenta el 13% el proyecto se coloca en números rojos, por otro lado si ésta disminuye el proyecto se vuelve más rentable; con respecto a este punto cabe aclarar que sería posible conseguir costos más bajos realizando una licitación, en la que varios proveedores presentasen sus ofertas y eligiendo así la más beneficiosa. En cuanto a la generación fotovoltaica se refiere se encontró que si la producción estimada disminuye hasta un 13% el proyecto se coloca en números rojos, pero si ésta aumenta la rentabilidad también lo hará. Un factor que no fue analizado es que el consumo eléctrico de la tienda disminuyera, pero resulta evidente que si esto sucediera la rentabilidad del proyecto se incrementaría.

En el caso de la sensibilidad financiera los factores sensibles fueron:

- El apalancamiento
- Tasa de interés

Se observó que a mayor apalancamiento el proyecto sube su rentabilidad, por el contrario si aumenta el interés disminuye la relación beneficio-costos.

Se concluye entonces que es importante encontrar un buen respaldo financiero para que el proyecto resulte ser más atractivo.



Conclusiones generales y recomendaciones

En México se cuenta con un gran potencial energético en cuestión de energías renovables, hablando específicamente de la energía solar se tienen fuertes niveles de radiación solar que aumentan año con año. Debido a esto resulta atractivo el hacer uso de tecnologías capaces de convertir esta energía proveniente del Sol en energías que puedan ser aprovechadas por el ser humano, como son la energía calorífica y la energía eléctrica. En este proyecto se han elegido los paneles solares para captar y transformar dicha energía, ya que es una tecnología cada vez más usada lo cual provoca que el costo de la misma disminuya gradualmente y se vuelve más eficiente, ya que al ser usada con más frecuencia los esfuerzos por mejorarla son mayores. Una de las ventajas principales que se tiene al implementar instalaciones solares fotovoltaicas es que la materia prima necesaria para que estas funcionen no tiene costo alguno.

Entre los principales beneficios que se obtiene al colocar un sistema de este tipo en nuestro país es:

- Promover el uso de la energía solar fotovoltaica, ya que es posible realizar instalaciones fotovoltaicas no sólo a gran escala si no a pequeña escala también, especialmente en zonas rurales en donde no existe el suministro de energía eléctrica, existen además diversos elementos capaces de captar y convertir la energía proveniente del Sol como pueden ser lámparas solares, algunos artefactos electrónicos, entre otros
- Dejar de emitir gases de efecto invernadero por el uso de combustibles fósiles, este es un punto medular hoy en día cuando se vuelven cada vez más notorios los efectos sobre el cambio climático en nuestro planeta, por ello es indispensable reducir el uso de energías contaminantes y comenzar a utilizar energías limpias



- Tener ahorros económicos visibles a la gente, es verdad que la inversión inicial podría resultar grande, pero con el tiempo este tipo de tecnologías terminan pagándose a sí mismas y generando ahorros económicos que pueden ser reinvertidos, si así se desea en nuevos proyectos, generando a largo plazo grandes ganancias

Entre otros beneficios cabe destacar que un sistema solar fotovoltaico tiene una vida relativamente larga de aproximadamente 25 años garantizada por los fabricantes, además de que su instalación es sencilla, el costo de mantenimiento y operación requerido es mínimo, especialmente cuando en la instalación no se usan seguidores, ya que no se cuenta con partes móviles.

El principal objetivo de esta tesis es autoabastecer el consumo eléctrico de un supermercado a través de la energía solar fotovoltaica, se concluye que no fue posible lograrlo ya que el número de paneles solares no es suficiente. La instalación fue proyectada en el techo y el estacionamiento de la tienda, para el techo se cuenta con una superficie de aproximadamente 9,630 m² (a este espacio hay que restarle los equipos de aire que se encuentran ubicados en el mismo), en dicha superficie se proyectó instalar 1,638 paneles solares; para el estacionamiento se proyectó la instalación de 1,807 paneles solares en una superficie de aproximadamente 10,064.52 m², como se observa el espacio fue una de las más grandes limitantes para autoabastecer la tienda, ya que se deben considerar las distancias necesarias para evitar sombras entre arreglos, además de que serían necesarios más paneles solares y por consiguiente una mayor superficie para lograr autoabastecer el consumo eléctrico total de la tienda. Se evaluó un total de 3,445 paneles solares en un área de 19,694 m² con una capacidad total de instalada de 1.4469 MWp por hora, con una inversión de \$28,499,304.33.

A pesar de que el autoabastecimiento no se logró, se obtuvo un ahorro bruto anual de \$4,986,676.69, este ahorro no es del nada despreciable, ya que al realizar el análisis económico de la instalación se observa que los indicadores económicos son favorables.



En este punto cabe destacar que para que el proyecto no alcance números rojos y resulte económicamente viable es necesario cuidar que la generación no disminuya más del 13 %, es fácil lograr esto dando un buen mantenimiento a la instalación, otro factor en el que hay que tener especial cuidado es en el precio de los elementos que componen la instalación, éstos no se deben elevar más allá del 13 % o resultaría en un proyecto no rentable. Un factor que no se puede controlar y que también fue estudiado es la variación del precio de la energía, el proyecto se vuelve sensible a éste cuando se incrementa su valor más allá del 21%. En el análisis económico se observa la importancia de obtener un financiamiento con una tasa de interés moderada (9.5%) y un apalancamiento de aproximadamente el 70%, ya que al variar cualquiera de estos dos factores el período de recuperación de la inversión se vuelve más prolongado, resultando en un proyecto menos atractivo.

Desde el punto de vista de la viabilidad técnica se concluye que Cancún es una ciudad con un potencial solar muy elevado, lo cual resulta muy ventajoso al aprovechar la irradiación solar para obtener energía eléctrica; al hacer el dimensionamiento de la instalación es importante tomar en cuenta las recomendaciones de los fabricantes y tener en cuenta que una de las principales limitantes para la instalación será el inversor fotovoltaico elegido, debido a que estos cuentan con un rango de voltaje mínimo de operación, es necesario considerar también el equipo de medición y control que deberá ser implementado, el equipo de control es muy importante porque gracias a éste se puede tener una radiografía de la manera en que la instalación solar fotovoltaica está funcionando y en caso de alguna anomalía, ésta pueda ser arreglada antes de que cause daños mayores, el equipo de medición es necesario para instalaciones interconectadas a la red como es nuestro caso para tener una noción de cuánta energía se inyecta y cuánta se consume de ella.

Finalmente cabe aclarar que en la instalación fotovoltaica propuesta no se hace uso de bancos de baterías, en su lugar se usa la misma red para almacenar la energía sobrante y posteriormente se recupera para su uso.



Para interconectar el sistema fotovoltaico con la red es necesario llevar a cabo diversos trámites y gestiones antes diversas instituciones, principalmente la CRE, CFE y en este caso el municipio de Benito Juárez, en el que se encuentra ubicada la tienda, lo que vuelve atractivo al proyecto en este punto es que de acuerdo al artículo 56 bis de la Ley Federal de Derechos éstos trámites no tienen costo alguno por tratarse de energías renovables, sumándose a esto que uno de los apoyos que el Estado da a este tipo de proyectos es la depreciación acelerada (establecida en el art. 40 de la Ley de Impuestos sobre la Renta), que cuando se aplica difiere el pago de impuestos y libera el flujo de efectivo.

Medidas de acción para ahorro de energía en el sector comercial

Dentro del sector comercial se encuentra el caso de las tiendas comerciales cuyo consumo eléctrico puede ser reducido aplicando algunas medidas energéticas. Para el caso estudiado en esta tesis algunas medidas de ahorro energético aplicables son las siguientes:

Medidas propuestas para ahorro en sistemas de iluminación

En este primer rubro, estas son algunas de las propuestas que sería posible implementar:

- La primera medida a llevar a cabo sería apagar las luminarias que no se necesiten en áreas donde sea posible llevar a cabo esta práctica, es decir, fomentar buenas prácticas de uso de la energía eléctrica
- Estudiar la posibilidad de sustituir las lámparas y luminarias por otras de mayor rendimiento y que proporcionen análogas condiciones visuales. Se propone sustituir la tecnología fluorescente T8 por lámparas de tecnología T5 con balastos electrónicos dimeables
- Si el nivel de iluminación lo permite, reducir el número de lámparas en diversas áreas



- Instalar y/o hacer una revisión de las condiciones en que los difusores de acrílico se encuentran, ya que estos ayudan a obtener una mejor distribución del flujo luminoso cuando se encuentran en óptimas condiciones
- Es aconsejable contar con interiores pintados en colores claros, lo cual aumenta la reflectividad del inmueble iluminado y ayuda a reducir el número de lámparas utilizadas
- Promover un programa de mantenimiento adecuado al sistema de iluminación

Medidas propuestas para ahorro en sistemas de aire acondicionado

Algunas de las medidas que pueden ser implementadas para el ahorro energético en esta área son:

- Garantizar que los equipos de aire tengan una antigüedad no mayor a 5 años como máximo
- Si el aire acondicionado es integral, revisar que todos los ductos estén debidamente aislados
- Aplicar aislamiento térmico en techos y paredes, este punto es esencial para mantener una temperatura agradable dentro del inmueble
- En las cámaras de carnes y pescados instalar ventanas de doble cristal, esto disminuye la ganancia térmica y en consecuencia, mejora la operación del sistema de acondicionamiento ambiental
- Verificar que el dimensionamiento del aire acondicionado sea el adecuado

Medidas propuestas para ahorro en sistemas de refrigeración

Las siguientes son medidas que pueden ser tomadas en consideración para reducir el consumo energético en la refrigeración:

Considerando que las fuentes de calor más comunes que suministran la carga al sistema de refrigeración son las siguientes:



Calor que llega al espacio refrigerado por radiación solar, u otra fuente térmica cercana, directa, a través de vidrios así como de paredes aisladas y no aisladas.

Calor que pasa por el espacio refrigerado por el aire caliente que entra por las puertas que se abren y a través de rendijas que se tienen en los intersticios de la cámara (infiltraciones de aire caliente).

- Es necesario encontrar una buena ubicación para el sistema de refrigeración que cuente con condiciones óptimas en su instalación y que tome en cuenta que las condiciones arriba mencionadas no estén presentes en la medida de lo posible en los alrededores del equipo
- Sustituir los refrigeradores de bebidas refrescantes y de lácteos por una pequeña cámara de refrigeración, lo que representa un ahorro hasta de un 60%
- Sustituir compresores de baja eficiencia del tipo abierto por equipos eficientes con compresores tipo Scroll y Discus
- Aplicar o remplazar el aislamiento térmico en las cámaras de refrigeración con materiales de alta resistencia térmica para evitar ganancias de calor
- Evitar mantener abiertas las puertas de las cámaras de refrigeración y refrigeradores, cuando no se estén utilizando
- Para sistemas de refrigeración de grandes capacidades, utilizar racks de compresores de alta eficiencia
- Fomentar la utilización de cortinas en cámaras de refrigeración para evitar fugas
- En general, evaluar la conveniencia de sustituir refrigeradores individuales por cámaras de refrigeración, con excepción de los equipos instalados cerca del área de cajas
- Instalar sistemas de control y automatización para el encendido de los equipos de refrigeración para evitar que operen cuando no sea necesario, mediante el uso de termostatos y sistemas de control inteligentes



- Por último, es importante considerar un mantenimiento preventivo a los equipos para evitar mayores costes futuros y una significativa disminución en la eficiencia del mismo

Medidas propuestas para ahorro en sistemas de iluminación exterior

Este punto resulta de gran importancia para el desarrollo de este trabajo escrito. La iluminación exterior comúnmente no se analiza en la misma medida que la iluminación interior, lo cual resulta en fuertes gastos de facturación eléctrica, la propuesta inicial comprende implementar lo siguiente:

- Mantener limpias las luminarias
- Sustituir luminarias de luz mixta o de vapor de mercurio por lámparas fotovoltaicas
- Sustituir balastos electromagnéticos por otros de tipo auto transformador
- Utilizar lámparas de inducción o diodos emisores de luz con el tipo de gabinete adecuado para su aplicación



Bibliografía y referencias

AEE-2012-Catalog, AAE solar, 2008

AEE-2012-Catalog, AAE solar, 2012

ANTAD (Asociación Nacional de Tiendas de Autoservicio y Departamentales), Informe anual 2011

ARPEL (Asociación regional de empresas de petróleo y gas natural de Latinoamérica y el Caribe), Manual de biocombustibles

Cadenas asociadas al ANTAD, Informe de desempeño en ventas en el mes de noviembre 2012

Caja Rural de Granada, La radiación solar en invernaderos mediterráneos, 2001

Catálogo Bastan Renovables, 2010, Barcelona España

Catálogo Bastan Renovables, 2012, Barcelona España

Centro de Investigación en Energía, UNAM, Visión a Largo Plazo Sobre la Utilización de las Energías Renovables en México, 2005

Comisión de Cooperación Ambiental, Edificación Sustentable en América del Norte, 2008

CRE, Componentes de una instalación solar fotovoltaica, 2011

CRE, Guía para permisos de generación e importación de energía eléctrica con energías renovables, cogeneración y fuente firme, 2010

Delgadillo Macías Javier, Fuentes Aguilar Luis, Torres Torres Felipe, Los sistemas de abasto alimentario en México, Instituto de Investigaciones Económicas, UNAM, 1ra Edición, México 1993

Elías Castells Xavier, Biomasa y Bioenergía, Ediciones Díaz de Santos, Madrid 2010

Fernández Salgado José M., Tecnología de las energías renovables, Mundi-Prensa, 1ª edición, Madrid 2009



- FIDE, Guía Práctica de Ahorro de Energía Eléctrica Oficinas y Escuelas, 2011
- Gobierno de Tamaulipas, Guías Prácticas para el Ahorro de Energía Eléctrica en la Industria, 2012
- IIE, Guía de Usuario: Sistemas Fotovoltaicos Interconectados con la Red, 4ª edición, México 2010
- Instituto de Geofísica, UNAM, Energía solar Disponible, 2009
- Instituto de Investigaciones Económicas, UNAM, CFE pierde a sus principales clientes, Mexico 2011
- J. P. Deléage, La energía como tema interdisciplinar en la educación, Editado por libros de la Catarata, 1996
- Leland T. Blank, Anthony J. Tarquín, Ingeniería Económica, 4ª edición, Mc Graw Hill, 1999
- Lester R. Brown, La situación del mundo 2000, Informe Anual del Worldwatch Institute, Editorial Icaria, 2000
- Ley Federal de Derechos
- Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética
- Marumoto Yashiro, Guía para una instalación solar fotovoltaica, CINVESTAV- IPN, México 2011
- NOM-008-ENER-2001, Eficiencia energética en edificaciones, envolvente en edificios no residenciales. México, 2001
- Pere Esquerra Pizá, Dispositivos y sistemas para el ahorro de energía, Ed. A.G. Portavella, España 1988
- Programa Nacional para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía, 2009
- Ramos Castellano Pedro, Uso eficiente y sostenible de los recursos naturales, Ediciones Universidad de Salamanca, 2007
- SENER, Energías Renovables para el Desarrollo Sustentable en México, 2006



SENER, Guía práctica de trámites y permisos para proyectos de cogeneración de energía eléctrica en México, 2012

SENER, Instalaciones de Energías Renovables, Gobierno de Canarias, 2010

SENER, Prospectiva de Energías Renovables 2012-2026, 2012

Esquivel Ceballos Víctor Hugo, UACJ, Medición de la radiación solar en Ciudad Juárez, 2008

WEC (World Energy Council) Statement, Energy Efficiencies: Pipe-dream or reality?, United Kingdom 2006

Mesografía

AEE solar, <http://www.aeeSolar.com>

Atmospheric Science Data Center, <http://eosweb.larc.nasa.gov/sse/RETScreen/>

CEI Centro de Investigación en Energía <http://xml.cie.unam.mx>

Centro Regional de Medición de la Radiación,
<http://www.geofisica.unam.mx/ors/datos.html>

CFE, Comisión Federal de Electricidad, <http://www.cfe.gob.mx/>

CONAE, Comisión Nacional para el Ahorro de Energía, <http://www.conae.gob.mx>

CRE, Comisión Reguladora de Energía, <http://www.cre.gob.mx/>

FIDE, Fideicomiso para el ahorro de energía eléctrica, <http://www.fide.org.mx>

Instituto de Geofísica de la Universidad Nacional Autónoma de México
<http://www.geofisica.unam.mx/>

Laboratorio de Climatología y Calidad del Aire, Universidad Autónoma de Ciudad Juárez,
<http://www.uacj.mx/>

OLADE, Organización Latinoamérica de Energía, <http://www.olade.org>

SENER, Secretaria de Energía, <http://www.sener.gob.mx>



WRDC World Radiation Data Centre, <http://wrdc.mgo.rssi.ru/>

<http://www.earthtools.org/>

<http://www.walmart.com.mx>

<http://www.ecopotencia.com>

<http://espanol.weather.com/weather/almanac-Cancun-MXQR0138>

http://xml.cie.unam.mx/xml/se/cs/datos_rad.xml

<http://eosweb.larc.nasa.gov/sse/RETSscreen/>

<http://www.instalacionenergiaSolar.com/energia/celdas-fotovoltaicas.html>

http://solar.nmsu.edu/wp_guide/energia.html

<http://www.textoscientificos.com/energia/celulas>

<http://www.re.sandia.gov/wp/wpGuia/energia.html>

<http://www.idae.es/index.php/mod.pags/mem.detalle/id.29/reImenu.46>

<http://www.ingenova.tv/index.php?o=2>

<http://www.heliosSolarworks.com/>

<http://www.unsa.edu.ar/~alejo/geoSol/>

<http://espanol.weather.com/>

http://www.conuee.gob.mx/work/files/pronase_09_12



Nomenclatura

$\% \Delta V$ – Porcentaje de caída de tensión

(F)_n – Flujo neto de efectivo en el año n

(F)_{n+1} – Flujo neto de efectivo acumulado en el año posterior a n

B/C – Relación Beneficio Costo

D – Distancia entre arreglos

DB – Demanda Máxima medida en el Período Base

DF – Demanda Facturable

DI – Demanda Máxima medida en el Período Intermedio

DP – Demanda Facturable

DP – Demanda Máxima medida en el Período Punta

DPI – Demanda Máxima medida en los Períodos Punta e Intermedio

F – inflación

FA – Factor de Agrupamiento

FC – Factor de Carga

FP_{medido} – Factor de Potencia medido

FRB – Factor de Reducción en Período Base

FRI – Factor de Reducción en Período Intermedio

FT – Factor de Temperatura

I_{cc} – Corriente de Corto Circuito

I_{cc corregida 1} – Corriente de Corto Circuito de Cadena corregida de acuerdo al art. 690 NOM-001

I_{cc corregida 2} – Corriente de Corto Circuito de Cadena corregida por FA y FT

I_{cc cadena} – Corriente de Corto Circuito de Cadena



$I_{\text{máx. entrada}}$ – Corriente máxima por entrada del inversor

I_{mp} – Corriente máxima

I_{cadena} – Voltaje de Cadena

L – Largo del panel solar

Máx. – Significa máximo, es decir, que cuando la diferencia de demandas entre paréntesis sea negativa, ésta tomará el valor cero.

n – Año en que cambia de signo el flujo acumulado

P_{mp} – Potencia máxima

PR – Período de Recuperación

P_{cadena} – Potencia de Cadena

$R_{\text{conductor elegido}}$ – Resistencia del Conductor elegido

TREMA – Tasa de Retorno Mínima Esperable

V_{mp} – Voltaje máximo

V_{oc} – Voltaje de Circuito Abierto

VPN – Valor Presente Neto

V_{cadena} – Voltaje de Cadena

α – Ángulo de inclinación del panel (latitud del lugar)

β – Ángulo de la altura ($90^\circ - \alpha$)

ΔV – Diferencia de Potencial



Índice de tablas

Tabla 1.1 Leyes estatales en materia de energías renovables.....	16
Tabla 1.2 Factores de reducción.....	20
Tabla 1.3 Opciones de autoabastecimiento en base a la combustión	27
Tabla 1.4 Opciones de autoabastecimiento sin combustión.....	27
Tabla 2.1 Facturación por concepto de energía eléctrica, Wal-Mart Nichupté.....	35
Tabla 2.2 Consumo de energía eléctrica en Wal-Mart Nichupté	36
Tabla 2.3 Cargas instaladas del sistema de aire acondicionado, Wal-Mart Nichupté	37
Tabla 2.4 Carga instalada del sistema de refrigeración, Wal-Mart Nichupté	38
Tabla 2.5 Carga instalada del sistema de iluminación en piso de ventas, Wal-Mart Nichupté	39
Tabla 2.6 Carga instalada del sistema de iluminación en vestíbulo y oficinas, Wal-Mart Nichupté	39
Tabla 2.7 Carga instalada del sistema de iluminación en estacionamiento, Wal-Mart Nichupté	39
Tabla 2.8 Carga instalada del sistema de iluminación en abarrotos y cuarto de bombas, Wal-Mart Nichupté	40
Tabla 2.9 Cargos por demanda facturable en región peninsular	41
Tabla 2.10 Horario de verano	42
Tabla 2.11 Horario de invierno.....	42
Tabla 2.12 Factores de reducción.....	43
Tabla 2.13 Promedio mensual de la radiación global horizontal en la Ciudad de Cancún, Quintana Roo (KWh/m ²)	48
Tabla 2.14 Promedio anual de horas de Sol pico para el Estado de Quintana Roo	49
Tabla 3.1 Síntesis de facturas Wal-Mart Nichupté	56
Tabla 3.2 Potencia generada por el arreglo fotovoltaico en los diferentes meses del año	61
Tabla 3.3 Principales parámetros del panel solar modelo 9T6 420	63
Tabla 3.4 Características del panel a STC, radiación máxima y mínima	76
Tabla 3.5 Canalización y conductores seleccionados para la instalación solar fotovoltaica.	84
Tabla 3.6 Resumen del cálculo de caída de tensión para el mejor y peor caso	84
Tabla 4.1 Síntesis de energía generada y consumida en el mes de enero	88
Tabla 4.2 Síntesis de energía generada y consumida en el mes de febrero	89
Tabla 4.3 Síntesis de energía generada y consumida en el mes de marzo.....	90
Tabla 4.4 Síntesis de energía generada y consumida en el mes de abril.....	91
Tabla 4.5 Síntesis de energía generada y consumida en el mes de mayo.....	92
Tabla 4.6 Síntesis de energía generada y consumida en el mes de junio	93
Tabla 4.7 Síntesis de energía generada y consumida en el mes de julio	94
Tabla 4.8 Síntesis de energía generada y consumida en el mes de agosto.....	95
Tabla 4.9 Síntesis de energía generada y consumida en el mes de septiembre	96
Tabla 4.10 Síntesis de energía generada y consumida en el mes de octubre.....	97
Tabla 4.11 Síntesis de energía generada y consumida en el mes de noviembre	98



Tabla 4.12 Síntesis de energía generada y consumida en el mes de diciembre	99
Tabla 4.13 Factura actual para el mes de enero (sin paneles solares)	101
Tabla 4.14 Calculo de compensación de la energía consumida y excedente, según tarifas horarias.....	102
Tabla 4.15 Factura nueva para el mes de enero (con paneles solares)	104
Tabla 4.16 Ahorros obtenidos a partir la instalación solar fotovoltaica	104
Tabla 4.17 Criterios de evaluación de proyectos.....	110
Tabla 4.18 Flujos de efectivo del análisis económico del proyecto.....	115
Tabla 4.19 Resumen de análisis económico	116
Tabla 4.20 Resumen de análisis financiero.....	118
Tabla 4.21 Flujos de efectivo para el análisis financiero	119
Tabla 4.22 Análisis de sensibilidad económica al variar el precio de la energía	123
Tabla 4.23 Análisis de sensibilidad económica al variar el precio de la energía	124
Tabla 4.24 Análisis de sensibilidad financiera	124
Tabla 4.25 Análisis de sensibilidad financiera, al variar la tasa de interés.....	126
Tabla 4.26 Gestiones que se considerar para llevar a cabo la implementación de la ISFV	128



Índice de figuras

Figura 1.1 Enfoque de la sustentabilidad energética.....	11
Figura 1.2 Regionalización tarifaria.....	19
Figura 1.3 Tecnologías usadas en generación distribuida para generación	26
Figura 1.4 Tecnologías usadas en generación distribuida para almacenamiento.....	26
Figura 2.1 Imagen satelital de Wal-Mart Nichupté.....	32
Figura 2.2 Imagen frontal de la tienda Wal-Mart Nichupté	32
Figura 2.3 Imagen frontal de la tienda Wal-Mart Nichupté	33
Figura 2.4 Distribución de los espacios en piso de venta.....	33
Figura 2.5 Gráfica de porcentaje de carga instalada en Wal-Mart Nichupté.....	36
Figura 2.6 Medición de radiación solar global con un piranómetro inclinado.....	45
Figura 3.1 Diseño conceptual del sistema eléctrico	52
Figura 3.2 Arreglo de los módulos instalados en el techo de la tienda	55
Figura 3.3 Arreglo de los módulos instalados en el estacionamiento de la tienda	55
Figura 3.4 Pantalla del software GeoSol al introducirle los datos para el 31 de enero	58
Figura 3.5 Elección del panel fotovoltaico a evaluar en PVSYST.....	59
Figura 3.6 Pantalla donde se modifican los valores de temperatura y radiaciones solares a evaluar, así como la elección de la gráfica que se desea obtener en PVSYST.....	60
Figura 3.7 Gráfica de las curvas del panel al introducirle los valores para el día 1 de enero en PVSYST	60
Figura 3.8 Diseño de las cajas combinadoras que tendrán 28 cadenas por entrada al inversor.....	66
Figura 3.9 Diseño de las cajas combinadoras que tendrán 13 cadenas por entrada al inversor.....	66
Figura 3.10 Mapa de zonificación eólica o regionalización de los valores de las intensidades máximas de viento en el país ocurridas una vez cada 50 años	67
Figura 3.11 Mapa de zonificación eólica para la Ciudad de Cancún, Quintana Roo	68
Figura 3.12 Sistema Windsafe, mampara adicional contra viento	69
Figura 3.13 Estructura para los paneles del techo de la tienda	69
Figura 3.14 Estructura para los paneles del estacionamiento la tienda.....	70
Figura 3.15 Sistema de control, monitoreo y medición para la instalación solar.....	71
Figura 3.16 Integración de inversor SINVERT PVS en una planta fotovoltaica, con comunicación vía Ethernet y monitoreo con sistema WinCC	73
Figura 3.17 Adecuación de la interconexión en los distintos niveles del arreglo solar fotovoltaico, para las 9 primeras entradas al inversor	75
Figura 3.18 Adecuación de la interconexión en los distintos niveles del arreglo solar fotovoltaico, para la entrada 10 al inversor.....	75
Figura 4.1 Comportamiento de la curva de consumo contra la curva de generación de la ISFV	88
Figura 4.2 Comportamiento de la curva de consumo contra la curva de generación de la instalación solar fotovoltaica ISFV	89



Figura 4.3 Comportamiento de la curva de consumo contra la curva de generación de la ISFV	90
Figura 4.4 Comportamiento de la curva de consumo contra la curva de generación de la ISFV	91
Figura 4.5 Comportamiento de la curva de consumo contra la curva de generación de la ISFV	92
Figura 4.6 Comportamiento de la curva de consumo contra la curva de generación de la ISFV	93
Figura 4.7 Comportamiento de la curva de consumo contra la curva de generación de la ISFV	94
Figura 4.8 Comportamiento de la curva de consumo contra la curva de generación de la ISFV	95
Figura 4.9 Comportamiento de la curva de consumo contra la curva de generación de la ISFV	96
Figura 4.10 Comportamiento de la curva de consumo contra la curva de generación de la ISFV	97
Figura 4.11 Comportamiento de la curva de consumo contra la curva de generación de la ISFV	98
Figura 4.12 Comportamiento de la curva de consumo contra la curva de generación de la ISFV	99
Figura 4.13 Clasificación de energía consumida, autoabastecida y excedente, en los diferentes horarios	101
Figura 4.14 Ciclo que sigue el financiamiento otorgado por FIDE	112
Figura 4.15 Metodología para la entrega de financiamientos	112
Figura 4.16 Gestiones a llevar a cabo.....	113
Figura 4.17 Análisis económico y financiero del proyecto	120
Figura 4.18 Comportamiento del proyecto al variar el precio de la energía	123
Figura 4.19 Comportamiento del proyecto al variar la tasa de interés	125



Índice de ecuaciones

Ecuación 1.1 Penalización por factor de potencia menor al 90%	18
Ecuación 1.2 Bonificación por factor de potencia superior al 90%	18
Ecuación 1.3 Cálculo de la demanda facturable (DF)	22
Ecuación 1.4 Factor de carga	22
Ecuación 3.1 Distancia mínima para evitar sombras entre arreglos de paneles solares ..	54
Ecuación 3.2 Voltaje de cadena.....	65
Ecuación 3.3 Potencia de la cadena	65
Ecuación 3.4 Corriente corregida 1 (Art. 690 NOM-001)	77
Ecuación 3.5 Corriente corregida 2 (por FA y FT).....	77
Ecuación 3.6 Resistencia del conductor.....	78
Ecuación 3.7 Caída de tensión	78
Ecuación 3.8 Porcentaje de caída de tensión	78
Ecuación 4.1 Costo de la energía (en punta, intermedia o base)	102
Ecuación 4.2 Valor presente neto (VPN).....	109
Ecuación 4.3 Relación beneficio-costo (B/C)	110
Ecuación 4.4 Período de recuperación	110



Anexo 1 - Generación mensual

(Anexos incluidos en CD)



Anexo 2 - Registro de temperatura ambiente en Cancún



Anexo 3 - Métodos de cálculo GeoSol



Anexo 4 - Compendio mensual de facturación para cálculo de ahorros



Anexo 5 - Recibos CFE



Anexo 6 - Cálculo del diámetro de conductores



Anexo 7 - Marco Legal y Regulatorio



Anexo 8 - Documentación técnica