

Universidad
Autónoma
Metropolitana



Casa abierta al tiempo **Azcapotzalco**



Maestría en Ciencias e Ingeniería Ambientales

División de Ciencias Básicas e Ingeniería

**DISEÑO TÉCNICO – ECONÓMICO PARA LA RECONVERSIÓN DEL USO DE ENERGÍA
ELÉCTRICA CONVENCIONAL A ENERGÍA SOLAR EN LA UAM-A
(Sistema de interconexión)**

TESIS

Que para obtener el título de:

Maestro en Ciencias e Ingeniería Ambientales

Presenta:

Ing. Omar Hernández Hernández

Asesora: Dra. Lilia Rodríguez Tapia

Co asesor: Dr. Jorge Morales Novelo

Ciudad de México, 06 de marzo del 2020

Resumen

En la presente investigación se evalúa la posibilidad de instalar un Sistema Fotovoltaico Interconectado (SFVI) a la red eléctrica de la Universidad Autónoma Metropolitana unidad Azcapotzalco (UAM-A). Aprovechando el recurso solar abundante en la Zona Norte de la Ciudad de México que en promedio supera los 5.3 kWh/día de irradiación, las nuevas tecnologías más eficientes en celdas fotovoltaicas, la reducción de los costos de componentes y particularmente los cambios legales derivados de la reforma energética en México (2013) como son la Ley de Transición Energética (LTE, 2015) y la Ley de la Industria Eléctrica (LIE, 2014) que actualmente permiten la generación de energía eléctrica limpia para el autoconsumo y venta de excedentes a usuarios en baja y media tensión mediante los modelos de Generación Distribuida Limpia (GDL) establecidos en la LIE.

El trabajo se presenta en 3 capítulos que comprenden una etapa diferente de la investigación, cada uno con un objetivo diferente en particular. A continuación, se resume brevemente cada capítulo.

En el capítulo I, se observaron las características de la red eléctrica en la unidad y se hizo un análisis del perfil de consumo de energía eléctrica (kWh) y demanda de potencia eléctrica (kW) utilizando series de tiempo obtenidas con una base de 88 datos mensuales sobre cada una de las 2 variables mencionadas para el periodo enero 2011 – abril 2018. Los resultados muestran un nivel de consumo anual promedio de 4,700,000 kWh con una tendencia mensual a la disminución de 427 kWh. Para la demanda de potencia eléctrica se tiene un nivel promedio de 1,165 kW, con una tendencia mensual a la disminución de 1.39 kW. Con base en el análisis, se estiman proyecciones de estas 2 variables para el año 2023.

El capítulo II comprende el dimensionamiento del SFVI que puede ser instalado en las azoteas de la UAM-A para cubrir el total de la demanda eléctrica para el año 2023, estimada en 4 300 000 kWh. Se determinaron los componentes y variables más importantes del SFVI como la eficiencia del sistema para alcanzar la producción energética anual. El desempeño que tendría el SFVI dimensionado se evaluó mediante simulaciones empleando el software especializado en proyectos fotovoltaicos “PVsyst”.

El capítulo III presenta el Análisis Costo – Beneficio (ACB) del proyecto utilizando el método del Valor Presente Neto (VPN) para un periodo de 30 años de operación. El análisis se realiza bajo la perspectiva del ACB económico, en donde se valoran los beneficios económicos producidos por la generación de energía eléctrica y los beneficios ambientales producidos por la reducción de emisiones de Dióxido de Carbono equivalente (CO₂e) y la producción de energía limpia que generaría el SFVI. Los resultados se comparan con una ACB financiero que contempla únicamente los beneficios económicos producidos por la generación de energía eléctrica.

Finalmente se realiza un análisis de sensibilidad, obteniendo los indicadores de viabilidad: Valor Presente Neto, Tasa Interna de Retorno (TIR), retorno de inversión o “Pay Back” y Tasa de Beneficio (TB). Con base en los resultados del análisis, se concluye que la ejecución del proyecto es viable.

Agradecimientos

En primer lugar, agradezco a mi asesora de tesis, la Dra. Lilia Rodríguez Tapia, por todo el apoyo brindado durante todo este tiempo que he trabajado bajo su dirección, gracias por el conocimiento compartido, que me ha ayudado a crecer profesionalmente y como persona, gracias también por su paciencia y su ejemplo. Realmente la admiro y aprecio.

A mi Co-asesor de tesis, el Dr. Jorge A. Morales Novelo, por su aportación en beneficio de ese trabajo y por sus consejos.

A mis revisores de tesis y miembros de mi jurado evaluador; Dr. Daniel A. Revollo Fernández, Dr. Eusebio Guzmán Serrano, Dr. Samuel A. Martínez Montejo, a todos ustedes gracias por disponer de su valioso tiempo para ayudarme a mejorar sustancialmente la calidad de este trabajo, a través de sus oportunas observaciones. Especialmente agradezco al Dr. Samuel de la ENCB – IPN, por aceptar ser mi revisor externo.

Al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACYT), por la beca otorgada para ayudarme a cursar los estudios de Maestría.

A la Universidad Autónoma Metropolitana Unidad Azcapotzalco, por todas las oportunidades brindadas desde que me incorporé a esta maravillosa casa de estudios, por los apoyos que me permitieron presentar este trabajo en la ciudad de Quebec, Canadá y por la beca otorgada para el curso de inglés en Regina, Canadá. Mil gracias querida “Casa abierta al tiempo”.

A mis estimados maestros de la Maestría en Ciencias e Ingeniería Ambientales, por su contribución a mi formación académica y profesional.

A mis compañeros y amigos de la Maestría, especialmente a: Abraham, Adriana, Ángel, Arely, Diego, Esaú, Jessica, Laurita y Tania. Gracias por su amistad, por todos los buenos momentos compartidos, les deseo una vida feliz y llena de éxitos.

Dedicatoria

En primer lugar, dedico este esfuerzo a Dios, por hacer que todo esto sea posible, por llenarme de valor y fortaleza en los momentos más complicados.

A las personas más importantes en mi vida, mis padres, Apolinar y Enedina, gracias por todo el cariño y amor que siempre me brindan, nunca lo lograría sin ustedes, los amo.

A mis hermanos Fabián y Claudia, y a mis primos David y Janeth, por compartir el camino desde pequeños conmigo. Espero que esta meta cumplida sea un estímulo para seguirnos superando.

A mis Tíos Saúl y Lorena, Carmelita e Isidoro, gracias por todo su apoyo, gracias por sus consejos y por enseñarme tantas cosas que me inspiran a querer ser mejor persona cada día, pero, sobre todo, gracias por ser mis mejores amigos.

A mi abuelo Saúl, por su ejemplo de esfuerzo y sacrificio para sacar adelante a sus seres queridos.

Finalmente dedico este trabajo a mis sobrinitos, Angelito y Natita, por siempre alegrarme el día con sus ocurrencias, porque me llenan de felicidad cada vez que los veo y los apapacho.

Tabla de contenido

Resumen	ii
Tabla de contenido	v
Lista de tablas	viii
Lista de figuras.....	ix
Siglas y abreviaturas	x
Capítulo I. Consumo y demanda de energía eléctrica en la UAM-A	12
1.1 Introducción	12
1.2 Descripción de la red eléctrica	13
1.2.1 Usos de energía eléctrica	13
1.2.1.1 Alumbrado.....	14
1.2.1.2 Bombeo y aire acondicionado	15
1.2.1.3 Aparatos electrónicos.....	16
1.2.2 Distribución de la energía eléctrica por zonas	16
1.2.3 Sistema tarifario	18
1.2.3.1 Variables que influyen en la tarifa.....	20
1.2.3.2 Sistema tarifario HM (aplicado hasta noviembre 2017)	21
1.2.3.3 Nuevo Sistema tarifario GDMTH	24
1.2.4 Base de datos para la investigación	26
1.2.5 Nivel del consumo de energía eléctrica al año	27
1.3 Metodología para el análisis del consumo y la potencia de energía eléctrica	28
1.3.1 Métodos estadísticos basados en series de tiempo.	30
1.3.2 Características y elementos de una serie de tiempo	30
1.3.3 Método de descomposición.....	32
1.3.4 Criterios de validación y análisis del método	35
1.4 Resultados sobre el consumo y potencia eléctrica en la UAM-A.....	36
1.4.1 Consumo eléctrico.	36
1.4.1.1 Tendencia del consumo eléctrico mensual.....	36
1.4.1.2. Estacionalidad del consumo eléctrico	38
1.4.1.3 Componente irregular en el consumo eléctrico.	41
1.4.2 Potencia eléctrica (demanda).	42
1.4.2.1 Potencia eléctrica promedio anual.	42
1.4.2.2 Tendencia de la potencia eléctrica mensual	43
1.4.2.3 Estacionalidad de la potencia eléctrica	45

1.4.2.4 Irregularidad en la potencia eléctrica	47
1.4.3 Proyecciones del consumo y la potencia energéticos en el periodo 2018-2023	48
1.4.3.1 Supuestos.....	49
1.4.3.2 Proyección del consumo eléctrico	50
1.4.3.3 Proyección de la potencia eléctrica.....	51
1.5 Conclusiones del capítulo I.....	52
Capítulo II Dimensionamiento del sistema fotovoltaico interconectado (SFVI) en la UAM-A	58
2.1 Introducción	58
2.1.1 Conceptos básicos	60
2.2 Energía Solar disponible.....	61
2.2.1 Base de datos de radiación solar.....	62
2.2.2 Ubicación geográfica	64
2.2.3 Irradiación en la ubicación de la instalación	65
2.3 Irradiación en el plano de captación.....	66
2.3.1 Orientación e inclinación de los módulos fotovoltaicos	66
2.3.2 Valores ajustados de irradiación en el plano de captación	67
2.4 Elección de los principales componentes de la instalación.	69
2.4.1 Elección del módulo fotovoltaico.....	69
2.4.2 Elección del inversor	74
2.5 Factor de rendimiento del SFVI.....	76
2.5.1 Análisis de pérdidas en el SFV.	77
2.6 Dimensionamiento de los elementos del generador.....	79
2.6.1 Espacios físicos disponibles para la instalación.....	79
2.6.2 Distancia mínima entre módulos fotovoltaicos.....	81
2.6.3 Cálculo del número de módulos fotovoltaicos.....	83
2.6.3 Número de inversores	84
2.6.3 Configuración del SFVI.....	85
2.6.3.1 Número de módulos en serie.	86
2.6.4 Sistema Fotovoltaico Interconectado (SFVI) diseñado para la UAM-A.....	90
2.7 Estimación de la producción energética del Sistema Fotovoltaico de la UAM-A.....	91
2.7.1 Simulación del SFVI con el software PVsyst.	93
2.8 Conclusiones del capítulo II	95
3.1 Introducción	97
3.1.1 Conceptos Básicos.....	100

3.1.2 Incentivos para la generación de energías limpias	101
3.2 Costos del SFVI	102
3.2.1 Costos de inversión CI.....	103
3.2.1.1 Valoración de los costos de inversión.....	104
3.2.2 Costos de operación y mantenimiento O&M.....	108
3.2.2.1 Valoración de los costos O&M.	109
3.3 Beneficios producidos por el SFVI	110
3.3.1 Beneficios económicos	110
3.3.1.1 Esquemas de contraprestación.....	111
3.3.1.2 Ahorros por venta de energía eléctrica.	112
3.3.1.3 Ahorros por venta de potencia.....	114
3.3.2 Beneficios ambientales	115
3.3.2.1 Reducciones de CO ₂ equivalente.....	115
3.3.2.2 Valoración de las reducciones de CO ₂ equivalente.	116
3.3.2.3 Certificados de Energía Limpia CELs.	117
3.4 Análisis Costo – Beneficio del SFVI	118
3.4.1 Cálculo del Valor Presente Neto	118
3.4.2 Indicadores de Viabilidad (VPN, TIR, Pay Back, TB).....	120
3.4.3 Análisis de sensibilidad.....	123
3.5 Conclusiones del capítulo III	125
Conclusiones generales	126
Referencias bibliográficas	130
Anexo A.- Base de datos de la investigación	134
Anexo B.- Descomposición de componentes serie consumo eléctrico.....	138
Anexo C.- Descomposición de componentes serie potencia eléctrica.....	139
Anexo D.- Suavizamiento exponencial simple.....	140
Anexo E.- Suavizamiento exponencial Holt-Winter.....	141
Anexo F.- Base de datos de módulos fotovoltaicos.....	142
Anexo G.- Hoja de datos del módulo fotovoltaico	143
Anexo H.- Hoja de datos del inversor.....	147
Anexo I.- Reporte simulación PVsyst.....	149
Anexo J.- Disposición de módulos en los edificios	154
Anexo K.- Hoja de cálculo Evaluación económica	168
Anexo L.- Análisis de sensibilidad sobre el ACB financiero.....	171

Lista de tablas

Tabla 1. 1 Distribución de la instalación eléctrica en la UAM-A.....	17
Tabla 1. 2 Categorías tarifarias de CFE.	19
Tabla 1. 3 Horarios base, intermedio y punta en periodo de verano, región central.	21
Tabla 1. 4 Horarios base, intermedio y punta en periodo de invierno, región central.	21
Tabla 1. 5 Consumo eléctrico anual de la UAM-A.....	27
Tabla 1. 6 Potencia máxima eléctrica anual.	43
Tabla 2. 1 Promedio mensual de irradiación diaria y temperatura ambiente en la UAM-A.....	65
Tabla 2. 2 Comparación entre las bases de datos de radiación solar analizadas.	65
Tabla 2. 3 Valores promedio de GHI y valores corregidos a $\beta=24^\circ$ y $\alpha=10^\circ$	69
Tabla 2. 4 Comparación de características técnicas entre módulos solares.	73
Tabla 2. 5 Comparación entre 2 marcas de inversores solares	75
Tabla 2. 6 Área total y área disponible en azoteas de la UAM-A	81
Tabla 2. 7 Modelos y características de los inversores requeridos	85
Tabla 2. 8 Configuraciones posibles para los 5 subconjuntos del SFVI.	89
Tabla 2. 9 Producción estimada de energía eléctrica del SFVI	92
Tabla 3. 1 Componentes de inversión para un SFVI.	103
Tabla 3. 2 Comparación de precios modulo SAYA vs módulos de tecnología similar.....	105
Tabla 3. 3 Costos de inversión.....	108
Tabla 3. 4 Datos de partida para el método de VPN.....	120
Tabla 3. 5 Indicadores del Análisis Costo – Beneficio	121

Lista de figuras

Figura 1. 1 Fotografías de distintos tipos de luminarias en la UAM-A.....	14
Figura 1. 2 Sistemas de aire acondicionado en los edificios de la UAM-A.....	15
Figura 1. 3 Centro de cómputo de la UAM-A.....	16
Figura 1. 4 Ubicación de las 9 Subestaciones eléctricas.....	16
Figura 1. 5 Esquema de los componentes que integran la tarifa HM.	22
Figura 1. 6 Componentes de la tarifa GDMTH.....	24
Figura 1. 7 Factores que influyen en el pronóstico del consumo y potencia eléctrica.....	29
Figura 1. 8 Clasificación de las técnicas estadísticas utilizadas en pronósticos.....	29
Figura 1. 9 Componentes de una serie de tiempo.....	31
Figura 1. 10 Tendencia del consumo eléctrico mensual.....	37
Figura 1. 11 Consumo eléctrico mensual.....	38
Figura 1. 12 Componente estacional del consumo eléctrico.....	39
Figura 1. 13 Componente irregular en el consumo eléctrico.....	41
Figura 1. 14 Tendencia mensual de la Potencia eléctrica.....	44
Figura 1. 15 Potencia eléctrica mensual.....	45
Figura 1. 16 Componente estacional de la potencia eléctrica.....	46
Figura 1. 17 Componente irregular de la potencia eléctrica.....	47
Figura 1. 18 Proyección del consumo eléctrico en la UAM-A 2018 -2023.....	50
Figura 1. 19 Proyección de la potencia eléctrica 2018 - 2023.....	52
Figura 2. 1 Metodología para dimensionar un Sistema Fotovoltaico.....	59
Figura 2. 2 Ubicación geográfica de la UAM-Azcapotzalco.....	64
Figura 2. 3 Orientación del plano captador.....	67
Figura 2. 4 Esquema de conexión para inversores.....	74
Figura 2. 5 Azoteas disponibles en la UAM-A.....	80
Figura 2. 6 Distancia mínima entre módulos.....	82
Figura 2. 7 Diagramas de configuración de los 5 arreglos.....	90
Figura 2. 8 Vista aérea del SFV en la UAM-A, edificios D, E, F, H, B, I y T.....	91
Figura 2. 9 Gráfico comparativo del valor de la producción energética estimada y simulada.....	94
Figura 2. 10 PR simulado por PVsyst.....	94
Figura 2. 11 Producción específica.....	95
Figura 3. 1 Metodología para el Análisis Costo - Beneficio.....	99
Figura 3. 2 Precio de fábrica promedio para diferentes tipos de inversores.....	105
Figura 3. 3 Sistema de montaje a utilizar.....	106
Figura 3. 4 Esquema de contraprestación Net metering.....	111
Figura 3. 5 Esquema de contraprestación Net billing.....	112
Figura 3. 6 Esquema de contraprestación de venta total.....	112
Figura 3. 7 Intercambio de energía entre el SFVI de la UAM-A y CFE.....	113
Figura 3. 8 Toneladas de CO ₂ e reducidas.....	116
Figura 3. 9 Tiempo de retorno de la inversión “Pay back”.....	122
Figura 3. 10 Sensibilidad del VPN a diferente TD y precio de la energía.....	124

Siglas y abreviaturas

ACB: Análisis Costo Benéfico
BSRN: Red de Radiación de Superficie Basal
CEL: Certificado de Energía Limpia
CENACE: Centro Nacional para el Control de la Energía
CER: Certificado de Reducción de Emisiones
CFE: Comisión Federal de Electricidad
CI: Costos de Inversión
CO₂ e: Dióxido de Carbono equivalente
CRE: Comisión Reguladora de Energía
CV: Coeficiente de Variación
DAM: Desviación Absoluta Media
DB: Demanda máxima medida en el horario Base
DHI: Irradiación Horizontal Directa
DI: Demanda máxima medida en horario Intermedio
DNI: Irradiación Normal Directa
DOF: Diario Oficial de la Federación
DP: Demanda máxima medida en horario Punta
DPI: Demanda máxima medida entre los periodos de Punta e Intermedio
FF: Factor de Forma
FP: Factor de Potencia
FRB: Factor de Reducción para el horario Base
FRI: Factor de Reducción para el horario Intermedio
GD: Generación Distribuida
GDL: Generación Distribuida Limpia
GDMTH: Gran Demanda en Media Tensión Horaria (sistema tarifario)
GE: Generador Exento
GEI: Gases de Efecto Invernadero
GHI: Irradiación Global Horizontal
HM: Horario en Media tensión (sistema tarifario)
IDEA: Instituto para la Diversificación y el Ahorro de Energía.
IE: Índice de Estacionalidad
IVA: Impuesto al Valor Agregado
kV: Kilo volts, unidad de voltaje o tensión eléctrica equivalente a 1000 V
kVA: Kilo volts-ampere, unidad de potencia eléctrica aparente
kW: Kilo watt, unidad de potencia eléctrica equivalente a 1000 W
kWh: Kilo watt - hora, unidad de consumo eléctrico equivalente a 1000 Wh
LED: Light Emitting Diode por sus siglas en inglés
LGCC: Ley General de Cambio Climático
LIE: Ley de la Industria Eléctrica
LISR: Ley del Impuesto Sobre la Renta

LTE: Ley de Transición Energética

MDL: Mecanismo de Desarrollo Limpio

MEM: Mercado Eléctrico Mayorista

MWh: Mega watt-hora, unidad de consumo eléctrico equivalente a 1000 kWh

NASA-SSE: Programa de Meteorología de Superficie y Energía Solar, desarrollado por la NASA

NASA: Administración Nacional de la Aeronáutica y del Espacio

NREL: Laboratorio Nacional de Energías Renovables

NSRDB: Base de Datos de Radiación Solar Nacional

O&M: Operación y Mantenimiento

PEMA: Porcentaje de Error Medio Absoluto

PML: Precio Marginal Local

POWER: Sistema de Predicción del Recurso Energético Mundial

PR: Factor de Rendimiento, por sus siglas en inglés

RGD: Red General de Distribución

SHCP: Secretaría de Hacienda y Crédito Público

S.E: Subestación Eléctrica

SBB: Suministrador de Servicios Básicos

SCE: Sistema de Comercio de Emisiones

ScnMEM: Servicios conexos no incluidos en el Mercado Eléctrico Mayorista

SEMARNAT: Secretaria de Medio Ambiente y Recursos Naturales

SEN: Sistema Eléctrico Nacional

SFV: Sistema Fotovoltaico

SFVI: Sistema Fotovoltaico Interconectado

STC: Condiciones Estándar de Prueba

TB: Tasa de Beneficio

TFSB: Tarifas Finales de Suministro Básico

TIR: Tasa Interna de Retorno

TMY: Año Meteorológico Típico

UAM: Universidad Autónoma Metropolitana

UAM-A: Universidad Autónoma Metropolitana unidad Azcapotzalco

V: volt, unidad de tensión eléctrica

VPN: Valor Presente Neto

W: Watt, unidad de potencia eléctrica

Capítulo I. Consumo y demanda de energía eléctrica en la UAM-A

1.1 Introducción

La Unidad Azcapotzalco de la UAM (UAM-A) es uno de los cinco campus que integran la Universidad Autónoma Metropolitana que ofrece servicios educativos a nivel licenciatura y posgrado. La UAM-A se ubica al norte de la Ciudad de México, cuenta con estacionamientos, áreas verdes, áreas deportivas y edificios, todo esto está distribuido en un área de 187,400 m². En este complejo de 19 edificios se albergan aulas de estudio, laboratorios, talleres, bibliotecas, salones de cómputo, comedores, auditorios, entre otros usos en donde desarrollan sus actividades de servicios educativos y de investigación. En promedio anual su población es de 18,034 alumnos de licenciatura y posgrado, además de 1002 trabajadores académicos que participan en la institución (UAM, 2017).

Para el desarrollo de sus actividades la UAM-A requiere diariamente de una importante cantidad de energía eléctrica que le suministra la Comisión Federal de Electricidad (CFE), empresa que funge como Suministrador de Servicios Básicos (SSB). Al interior de la UAM-A la energía eléctrica es distribuida por la red de la unidad hacia las diferentes áreas y edificios en donde finalmente es consumida por los usuarios de la unidad para el desarrollo de sus actividades particulares.

A partir de la reforma energética publicada en el Diario Oficial de la Federación (DOF) en diciembre del 2013 se estipularon medidas que derivaron en leyes como la Ley de la Industria Eléctrica (LIE) y la Ley de Transición Energética (LTE). Estas leyes son medidas tomadas por el gobierno federal para buscar, entre otras cosas, renovar la matriz de generación de energía eléctrica en el país, mejorar la seguridad energética y transitar hacia el mayor uso de fuentes de energía renovables con el motivo de cumplir con las metas y compromisos contraídos con organismos internacionales establecidos en el protocolo de Kioto para ayudar a la mitigación del cambio climático.

Este cambio legal permitió que la generación, venta y distribución de electricidad ya no fuese exclusivo de CFE. Actualmente diferentes empresas pueden participar en la generación y venta de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, además de permitir la generación para el autoconsumo y venta de excedentes a usuarios en baja y media tensión con los modelos de Generación Distribuida (GD) y de Generación Distribuida Limpia (GDL), (Chacón, 2017).

Estos modelos ofrecen un nicho nunca antes visto para aprovechar las fuentes de energías limpias como la solar a través de módulos fotovoltaicos. Este nuevo contexto permite que pequeños y grandes usuarios de energía eléctrica, como es el caso de la UAM-A puedan incurrir en esta ola de generación de energías limpias y así obtener los beneficios económicos que conllevan, contribuyendo al cuidado del medio ambiente y el desarrollo sustentable del País.

En este primer capítulo se investigan las características de la demanda de energía eléctrica en la UAM-A, para lo que se describen las características de la red eléctrica, tomando en cuenta datos técnicos, usos,

la distribución y el sistema tarifario; posteriormente se describe como es el consumo eléctrico y la demanda de potencia eléctrica actual en diferentes periodos del año y finalmente se realizan métodos para estimar proyecciones de demanda energética futura con base en datos obtenidos a través de recibos expedidos por CFE para el periodo enero 2011 – abril 2018.

1.2 Descripción de la red eléctrica

La UAM-A inició operaciones en el año 1974 trabajando con un nivel de tensión de 6 kV en la red eléctrica, la red funcionaba mediante un sistema de distribución de dos anillos tipo abierto independientes entre sí. Este sistema repartía la energía desde la subestación principal a las demás subestaciones y edificios dentro de la unidad, cumpliendo con las necesidades de carga y la normatividad vigente en el país. Posteriormente en 1998 se realizó una modificación elevando el nivel de tensión de distribución a 23 kV que es el que permanece a la fecha.

Actualmente el sistema de distribución de dos anillos en media tensión (23 kV) continúa funcionando, constituyendo una medida de uso eficiente de energía, ya que la distribución de energía eléctrica se lleva a cabo por conductores de cobre el cual tiene propiedades inherentes de resistencia que propician pérdidas por efecto Joule y caídas de voltaje a lo largo del conductor. Los anillos de distribución a un nivel de voltaje alto (23 kV) propician que las pérdidas en los conductores sean pocas dado que la sección del conductor es mayor, se disminuye la resistencia y la corriente que circula a través del conductor también es menor, con esta medida se evitan altas pérdidas que se propiciarían si la distribución de la energía en la unidad fuese hecha en baja tensión a 127 V (Bratu Servan & Campero Littlewood, 1995; Grainger & Stevenson, 1996).

Actualmente, la red eléctrica de la UAM-A tiene una capacidad de carga total conectada para soportar 3006 kW de potencia, de los cuáles se tiene contratado con CFE una demanda máxima de potencia equivalente al 60% (1804 kW) de la capacidad de carga total conectada; por lo cual CFE está obligado a suministrar a la unidad como máximo esta potencia en cualquier momento que la red de la unidad lo requiera para su funcionamiento (CFE, 2018).

1.2.1 Usos de energía eléctrica

El tipo de uso de la energía eléctrica en la UAM-A es para el alumbrado, bombeo, refrigeración y aparatos electrónicos. Los usuarios específicos de la energía se definen como cargas, y éstos están distribuidos en los diferentes edificios según sean las actividades que se lleven a cabo. Hay edificios donde la mayor parte de la carga es de alumbrado por ser edificios destinados a los salones de clases, y otros donde el uso de la energía eléctrica es continuo y alto, como el caso del edificio T que alberga las salas de cómputo, que implica el uso de computadoras, aire acondicionado de las diferentes salas y diversos equipos electrónicos; también existen edificios que albergan laboratorios y talleres en donde se

da un alto consumo por el funcionamiento de motores eléctricos, compresores, equipos de extracción de vapores, etc.

1.2.1.1 Alumbrado

El alumbrado es una carga que está constituida por elementos que transforman la energía eléctrica en energía luminosa y normalmente en esos elementos existen pérdidas en forma de calor (Bratu & Campero, 1995).

La iluminación de interiores en la unidad Azcapotzalco se lleva a cabo por iluminación natural (para uso diurno solamente) y artificial, esta última utilizada en lugares donde la luz natural es insuficiente o nula, entre los que se encuentran aulas, laboratorios, oficinas, cubículos, talleres, algunos pasillos y la biblioteca. En estos se utilizan lámparas fluorescentes para lograr una óptima iluminación; por lo tanto, la energía eléctrica que es destinada a este rubro está en uso a lo largo del día, lo cual convierte al alumbrado de interiores en una carga que está conectada desde el inicio de actividades hasta la hora del cierre de la Unidad. Esta carga está constituida en su mayoría por lámparas fluorescentes de 32 W de potencia y reflectores con lámparas de 275 W con alturas de montaje altas, situadas en el gimnasio, áreas de mantenimiento, subestaciones, bodegas, talleres y almacenes.

En la noche el alumbrado de interiores disminuye su demanda energética, ya que la mayor parte de la gente que trabaja o estudia en la Unidad termina sus actividades y apaga la iluminación de su lugar de trabajo. El alumbrado de exteriores está constituido por luminarias que mantienen el nivel de iluminación mínimo necesario para realizar las actividades que requieran de este tipo de iluminación. En la UAM-A las áreas donde este tipo de alumbrado es utilizado son las que se presentan en la figura 1.1.

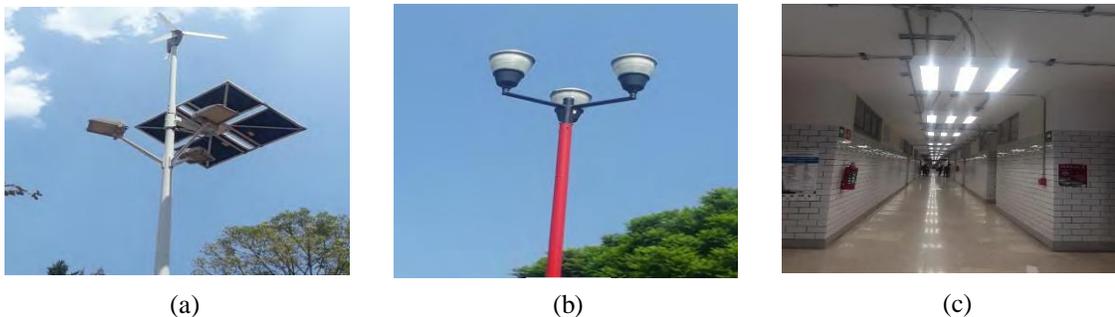


Figura 1. 1 Fotografías de distintos tipos de luminarias en la UAM-A. (a) Sistema híbrido eólico - solar. (b) Iluminación en plazas y pasillos exteriores. (c) Iluminación en pasillos interiores.

Las áreas específicas de alumbrado utilizado son las siguientes:

- El estacionamiento que es iluminado con lámparas de aditivos metálicos de 175 W (figura 1.1b), montadas en postes que soportan tres de estas lámparas cada una con su respectivo balastro y están distribuidas uniformemente en los diferentes estacionamientos. También podemos

encontrar lámparas que son alimentadas por un sistema híbrido de paneles solares y un aerogenerador (figura 1.1a).

- Las plazas son iluminadas igualmente con lámparas de aditivos metálicos de 175 W con difusores esféricos, hay colocados una lámpara y su balastro por cada poste y están ubicadas en diferentes zonas con diferentes alturas de montaje a manera que se ilumine toda la plaza, también se encuentran los sistemas híbridos de paneles solares y aerogeneradores.
- Las áreas deportivas cuentan con lámparas reflectoras mayormente utilizadas para iluminar eventos deportivos, aunque algunas se mantienen prendidas durante la noche con fines de seguridad.
- Los pasillos se encuentran iluminados según sea su localización. Los pasillos que se encuentran en los edificios con salones, oficinas o laboratorios se iluminan con lámparas fluorescentes como las que se utilizan en las aulas, sin embargo, existen algunos edificios que cuentan con lámparas de iluminación LED (figura 1.1c). También hay pasillos que se encuentran fuera de los edificios, y estos se iluminan con focos de aditivos metálicos de 175 W como los que se utilizan en las plazas.
- En la UAM-A para la iluminación nocturna se mantienen iluminados los pasillos, las plazas, los estacionamientos, algunos reflectores de las áreas deportivas y las casetas de vigilancia, estos lugares se mantienen así por motivos de seguridad y a excepción de las casetas de vigilancia; la iluminación es de tipo exterior. Hay edificios que mantienen activa su iluminación interior por seguridad y por estética, como es el caso del edificio T y el edificio I, que corresponden a la sala de cómputo y a la biblioteca respectivamente, y ambos edificios colindan con el Eje Vial 5 Norte, desde donde se observa un vitral ubicado en el edificio T y la biblioteca exhibe sus estanterías (Ortíz, 2011).

1.2.1.2 Bombeo y aire acondicionado

El proceso de bombeo y acondicionamiento de aire son llevados a cabo por dos grandes consumidores de energía como son las bombas hidráulicas y las máquinas de aire acondicionado como las que se muestran en la figura 1.2, que son parte de las cargas conectadas a la instalación eléctrica de la UAM-A. En la Unidad Azcapotzalco se tiene una carga instalada de 386 kW para bombeo en el edificio P y 219 kW en el edificio I; el edificio T de cómputo que cuenta con varias salas con sistema de aire



Figura 1. 2 Sistemas de aire acondicionado en los edificios de la UAM-A

acondicionado tiene una carga instalada de 730 kW, incluyendo las cargas de aire acondicionado, computadoras y alumbrado (UAM-A, 2010).

1.2.1.3 Aparatos electrónicos

En la unidad el aparato electrónico más utilizado es por mucho la computadora, la cual por sí sola no demanda tanta energía eléctrica, pero el número de computadoras que se tienen en la red es suficiente para hacer que estas cargas demanden una gran cantidad de energía. Estas cargas están ubicadas en toda la UAM-A, pero hay lugares en donde se concentra un gran número de computadoras, el principal lugar es el edificio T que alberga al centro de cómputo como se muestra la figura 1.3. Se tienen en la unidad otros aparatos electrónicos tales como microondas, impresoras, radios y proyectores que presentan baja demanda de energía, pero en su conjunto abonan significativamente al consumo eléctrico y demanda de potencia en la unidad.



Figura 1. 3 Centro de cómputo de la UAM-A

1.2.2 Distribución de la energía eléctrica por zonas

La energía eléctrica en la UAM-A se distribuye a través de su red subterránea que consiste en hacer llegar la energía proveniente de la red eléctrica de CFE a la Sub Estación principal (S.E.1) de la unidad y esta a su vez canaliza la energía hacia otras 8 subestaciones eléctricas que están distribuidas por toda la universidad y cada una alimenta a ciertas áreas, edificios o servicios específicos como bombeo y aire



Figura 1. 4 Ubicación de las 9 Subestaciones eléctricas

acondicionado. En la figura 1.4, se muestran las ubicaciones de las 9 subestaciones eléctricas dentro de la unidad.

La S.E.1 cuenta con las protecciones generales de la instalación y el medidor de energía de la CFE dentro del local de la S.E.1. Se encuentra además una subestación secundaria que cuenta con un transformador de 1000 kVA de potencia y tableros por medio de los que se alimentan las cargas de los edificios L, M, O, S, las alas 2P y 3P del edificio P, el área de cómputo del edificio T.

Las subestaciones secundarias restantes están distribuidas por toda la Unidad, se encuentran ubicadas cerca de los edificios a los cuales abastecen de energía eléctrica para que la longitud de los conductores de baja tensión sea la menor posible.

Las subestaciones tienen transformadores de diferentes capacidades según es su carga. La S.E. 2, cuenta con un transformador de 150 kVA, las S.E.3, S.E. 4, S.E.5 y S.E.7 tienen cada una de ellas un transformador de 225 kVA, la S.E.5 tiene tres transformadores, dos de ellos con potencia de 250 kVA y uno de 150 kVA, la S.E.8 aloja dos transformadores, uno de 500 kVA y el otro 300 kVA de potencia y por último la S.E.9 con un transformador de 750 kVA.

En la tabla 1.1 se resume la localización de las subestaciones eléctricas y los servicios que alimenta.

Tabla 1. 1 Distribución de la instalación eléctrica en la UAM-A. Fuente: (UAM-A, 2010)

S. E	Transfor- madores	Potencia kVA	Edificios alimentados	Desglose de carga conectada kW	Carga conectada kW
1	1	1000	L M O alas 2P 3P S Cómputo	36 60 65 71 120 176 730	1,222
2	1	150	I Bombeo I	131 88	219
3	1	225	C F G	160 75 14	249
4	1	225	B D Alumbrado Servicios	62 95 36 16	209

Tabla 1.1 continuación.

5	3	250	G,	280	595
		150	E	93	
		200	H	172	
			H ampliación	50	
6	1	225	J	37	183
			Ampliación J K.	80	
				30	
7	1	225	Ala 1P	78	313
			PB P	64	
			PA P	34	
			Q	9	
			R	18	
			Lab. Ing.	51	
			sísmica	27	
			Alumbrado, Bombeo II.	32	
8	2	500 300	Cuarto de bombas	90	386
			3P, PTAR	76	
9	1	750	W	630	630

1.2.3 Sistema tarifario

El sistema tarifario tiene como objetivo captar los datos del consumo de energía eléctrica en kilo watts – hora (kWh) que tiene el usuario y si es el caso también se capta la potencia que demanda en kilo watts (kW). Una vez captada la información se aplican diferentes tarifas por consumo (\$/kWh) y potencia demandada (\$/kW). De esta manera la CFE obtiene el monto en pesos (\$) a cobrar por el suministro de energía.

La CFE para realizar el cobro del suministro de energía aplica diferentes categorías tarifas denominadas Tarifas Finales de Suministro Básico (TFSB) y estas dependen de las actividades que realiza el usuario. Las tarifas están definidas por la Comisión Reguladora de Energía (CRE) quien actualiza continuamente los precios de la energía dependiendo de la región del país donde se encuentre el usuario final e incluso las diferentes épocas del año.

El 1 de diciembre de 2017 entraron en vigor nuevas categorías tarifarias que sustituyeron a las anteriores, con el fin de tener un sistema de cobro más robusto. En cada una de las categorías tarifarias se definen

cargos fijos y variables, que reflejan la naturaleza del costo en cada componente de las TFSB y que se adaptan a las características de consumo y medición de cada usuario.

En la tabla 1.2 se muestran las nuevas denominaciones de las categorías tarifarias, así como su categoría equivalente en el antiguo sistema tarifario (antes del 01 de diciembre del 2017), en la fila sombreada de azul se resaltan los sistemas tarifarios aplicados en la UAM-A.

Tabla 1. 2 Categorías tarifarias de CFE. Fuente:(CRE, 2017)

Tarifaria vigente	Descripción	Tarifa anterior
DB1	Doméstico en Baja Tensión, consumiendo hasta 150 kWh-mes	1,1A,1B,1C,1D,1E,1F
DB2	Doméstico en Baja Tensión, consumiendo más de 150 kWh-mes	1, 1A,1B,1C,1D,1E,1F, DAC
PDBT	Pequeña Demanda (hasta 25 kW-mes) en Baja Tensión.	2, 6
GDBT	Gran Demanda (mayor a 25 kW - mes) en Baja Tensión.	3, 6
RABT	Riego Agrícola en Baja Tensión	9, 9CU, 9N
APBT	Alumbrado Público en Baja Tensión	5, 5A
APMT	Alumbrado Público en Media Tensión	5, 5A
GDMTH	Gran Demanda en Media Tensión Horaria (mayor a 25 kW-mes)	HM
GDMTO	Gran Demanda (mayor a 25 kW-mes) en Media Tensión Ordinaria	OM, 6
RAMT	Riego Agrícola en Media Tensión	9M, 9CU, 9N
DIST	Demanda Industrial en Subtransmisión	HS, HSL
DIT	Demanda Industrial en Transmisión	HT, HTL

El sistema tarifario Horario en Media tensión (HM) fue el sistema bajo el que se rigió el cobro de la energía eléctrica en la UAM-A hasta noviembre del año 2017 cuando los diferentes sistemas tarifarios para el cobro de energía eléctrica en México sufrieron modificaciones. Estos cambios se produjeron en la forma de cobro aplicado a la energía (\$/kWh o \$/kW), sin embargo, la manera en que esta se cuantifica y registra (kWh o kW) para ser facturada no sufrió cambios. El sistema HM pasó a ser a partir de diciembre del año 2017 el sistema tarifario denominado Gran Demanda en Media Tensión Horaria (GDMTH). Tanto el antiguo sistema HM como el nuevo GDMTH se rigen a los usuarios que tienen una tensión mayor a 1 kV hasta 35 kV y una potencia demandada mayor a 100 kW (CFE, 2018b). Como ya se mencionó anteriormente, la unidad Azcapotzalco maneja 23 kV de tensión y además supera la demanda de 100 kW (CFE, 2018a).

Es importante describir las tarifas que se han aplicado en la UAM-A ya que los datos de consumo y potencia eléctrica en el periodo enero 2011 – noviembre 2017 corresponden a la tarifa HM y diciembre 2017 – abril 2018 a la tarifa GDMTH.

1.2.3.1 Variables que influyen en la tarifa.

Los conceptos importantes que se utilizan para especificar la forma en que se cobra la energía eléctrica en nuestro país son los siguientes:

Consumo: Es la sumatoria de la potencia demandada a lo largo de un periodo de tiempo por un usuario y sus unidades son los watt-hora (Wh), es común utilizar unidades en kilowatts-hora (kWh) para referirse a cantidades grandes.

Demanda: La demanda es la potencia que la instalación eléctrica de un usuario requiere de manera instantánea y sus unidades pueden medirse en watts (W) o kilowatts (kW).

La diferencia entre consumo y demanda radica en que la demanda hace referencia a la cantidad de potencia que se necesita de manera instantánea, mientras que el consumo, es la cantidad de energía que se utiliza en un periodo de tiempo dado, normalmente especificado en horas (Bratu & Campero, 1995).

Para no confundir los términos de consumo y demanda, en este trabajo se utiliza el término “potencia” para referirse a la demanda.

Potencia facturable (PF): Este es un término utilizado por CFE en la anterior tarifa HM para efectos del cobro de la potencia mediante un algoritmo. Para conocer la PF se necesita conocer la potencia requerida por la instalación eléctrica en intervalos de 15 minutos, ya que, en el transcurso de un mes en los diferentes horarios establecidos, los intervalos de 15 minutos con la mayor potencia son los que se registran y por medio del algoritmo mencionado se vuelcan a la factura mensual de energía eléctrica (Bratu Servan & Campero Littlewood, 1995; Ortíz, 2011).

Factor de potencia (FP): Por definición el FP es una relación entre la potencia de trabajo activa o “útil” (P) medida en watts, entre la potencia de trabajo aparente (S) medida en volt-amperes y mide la eficacia con la que se utiliza la energía eléctrica (Hayt et al., 2007). Un valor alto del FP indica una eficiente utilización de la energía eléctrica mientras que un valor bajo indica una pobre utilización de la energía (Ortíz, 2011). La potencia aparente se compone por la suma de la potencia activa más una potencia reactiva, la cual no sirve para producir trabajo y no se puede cuantificar, sin embargo, se encuentra presente entre el generador y las cargas conectadas y, por lo tanto, es una energía que se consume en la instalación (Bratu & Campero, 1995).

El factor de potencia en cuestiones de cobro de energía eléctrica es importante, ya que es la manera de facturar que tanta energía reactiva es demandada por un usuario, porque a diferencia de la energía activa, la energía reactiva no es cuantificable. Lo ideal para un usuario y para la compañía suministradora, es que el factor de potencia sea siempre 1 (también se maneja como 100%), o lo más cercano posible a 1 ya que generalmente el factor de potencia es menor a 1 (Ortíz, 2011).

1.2.3.2 Sistema tarifario HM (aplicado hasta noviembre 2017)

El sistema tarifario Horario en Media tensión (HM) fue el sistema bajo el que se rigió el cobro de la energía eléctrica en la UAM-A hasta noviembre del año 2017. Recibe el nombre de horaria (HM) porque tiene 3 divisiones de horarios a lo largo del día, que son el horario base, el horario intermedio y el horario punta, en los cuales se cobra a diferente precio la energía consumida y se rigen conforme al comportamiento típico de las cargas en México, a la región del país y al periodo del año, verano o invierno. En las tablas 1.3 y 1.4 se muestran los intervalos que cubren los horarios base, intermedio y punta.

Tabla 1. 3 Horarios base, intermedio y punta en periodo de verano, región central. Fuente: (CFE, 2018b)

Días	Base	Intermedio	Punta
L-V	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	

Tabla 1. 4 Horarios base, intermedio y punta en periodo de invierno, región central. Fuente: (CFE, 2018b)

Días	Base	Intermedio	Punta
L-V	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	

El horario base es el periodo del día donde se tiene la menor actividad humana, que es de madrugada. Al ser poca la demanda, el monto a pagar por consumo de energía eléctrica es bajo (\$/kWh). El horario intermedio es el horario destinado para las actividades matutinas y diurnas. Éste al presentar mayor carga tiene un precio por kWh más elevado (\$/kWh) que el del horario base. El horario punta es el horario donde se tiene la mayor demanda de energía eléctrica en el país, ya que a las cargas que están conectadas se les agrega las cargas de iluminación nocturna. Por consecuencia el horario punta es donde se tiene el mayor costo por kWh a lo largo del día región central el horario muestra cambios conforme al periodo de verano y el de invierno.

Esta tarifa HM para efectos de facturación tomaba en cuenta, los importes por consumo, demanda facturable, recargos o bonificaciones por factor de potencia.

En la ecuación 1.1 se muestra los componentes que toma en cuenta la tarifa HM para efectos de la cuantificación de energía.

$$HM = (Cb + Ci + Cp + PF \pm FP) * (1 + \% \text{ I. V. A}) \quad \text{Ec. 1.1}$$

Donde:

Cb, Ci y Cp es el cobro por consumo de energía eléctrica en horario base, intermedio y punta durante el mes de facturación en \$/kWh.

PF, es el cobro por potencia facturable durante el mes de facturación en \$/kW

FP, es la bonificación o descuento por factor de potencia en \$.

% I. V. A, es el porcentaje de Impuesto al Valor Agregado en \$, actualmente presenta un valor de 16%.

En la figura 1.5 se muestran los componentes de la tarifa HM. El cargo por consumo (recuadro verde) y el cargo por potencia facturable (recuadro café) se suman para dar el total a pagar por el usuario por concepto de energía (recuadro amarillo), y por concepto de factor de potencia (recuadro azul) se suma o se resta según sea una bonificación o recargo respectivamente. De este subtotal se integra el I.V.A para finalmente obtener el monto total a pagar.

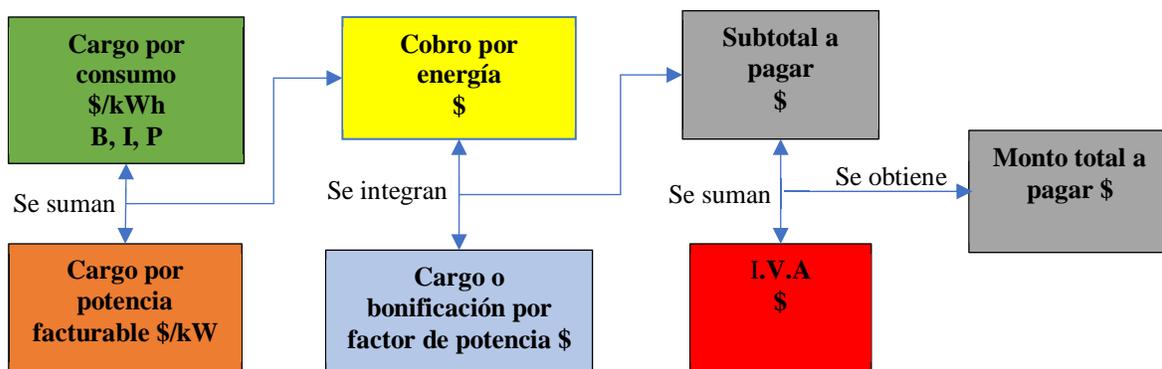


Figura 1.5 Esquema de los componentes que integran la tarifa HM.

El importe por consumo de energía eléctrica (recuadro verde) se cuantifica a través del medidor de CFE, el cual registra el consumo generado por el usuario (kWh) en cada periodo horario (base, intermedio y punta) a lo largo del mes de facturación, este consumo es multiplicado por el costo unitario de cada periodo (\$/kWh) y finalmente se suman los montos, obteniendo así el importe por consumo energético (\$) durante el periodo de facturación.

Para conocer el importe por potencia facturable (recuadro café), el medidor de CFE registra el mayor promedio que tenga la demanda instantánea en intervalos de 15 minutos, estos promedios se toman a lo largo del mes de facturación quedando registrado en el recibo de facturación el mayor de todos ellos, denominado demanda máxima (CFE, 2018b). La potencia máxima se debe obtener para los diferentes horarios del día, es decir, para el horario base, intermedio y punta, lo que hace que cada uno de ellos tenga su propia potencia máxima, posteriormente son utilizados en el algoritmo de CFE para la obtención de la demanda facturable. El algoritmo se muestra en la siguiente ecuación 1.2 (CFE, 2018b).

$$PF = PP + FRI \times \text{máx.} (PI - PP, 0) + FRB \times \text{máx.} (PB - PPI, 0)$$

Ec. 1.2

Donde:

PP, es la potencia máxima medida en el periodo de punta.

PI, es la potencia máxima medida en el periodo intermedio.

PB, es la potencia máxima medida en el periodo de base.

PPI, es la mayor potencia máxima medida entre los periodos de punta e intermedio.

FRI y FRB, son factores de reducción que tendrán valores, dependiendo de la región tarifaria.

En la región central FRI = 0.3 y FRB = 0.15.

El símbolo " máx." significa máximo, e indica que cuando la diferencia de demandas entre paréntesis sea negativa, se utilizará el valor de cero.

De esta forma se obtiene la demanda facturable, expresada en unidades de potencia (kW), la cual se multiplica por el costo por kW de potencia facturable (\$/kW), obteniendo así un monto a pagar por cuestión de demanda facturable para el mes que corresponda.

Posteriormente se registra el factor de potencia, (recuadro azul) como se había mencionado es una forma de cobrar la energía reactiva que un usuario demanda y al no ser cuantificable, la manera de cobrarla no puede ser como el consumo o la demanda facturable, por lo que el cobro se lleva cabo por medio de una bonificación o de un recargo, según sea el factor de potencia promedio durante el periodo de facturación.

El recargo que se tiene cuando el factor de potencia es menor a 0.9 (90%) y está dado en porcentaje y se calcula con la ecuación 1.3a. La bonificación que aplica para un Factor de Potencia (FP) mayor a 0.9 (90%) tiene igualmente una fórmula que entrega un porcentaje y es señalada a continuación en la ecuación 1.3b.

$$\% \text{ de recargo} = 3/5 ((90/FP)-1) \times 100, \text{ aplicable cuando el } FP < 0.9$$

Ec. 1.3a

$$\% \text{ de bonificación} = 1/4 (1 - (90/FP)) \times 100, \text{ aplicable cuando } FP > 0.9$$

Ec. 1.3b

Estos porcentajes de recargo y bonificación aplican al monto de facturación y deben de redondearse a un solo decimal según sea o no menor a 5 el segundo decimal. Los porcentajes cuentan con ciertos límites, en el caso del porcentaje de recargo nunca es mayor al 120% y el de bonificación no es superior a 2.5%. En el caso particular de la UAM-A el factor de potencia siempre es muy cercano a 100%, por lo que siempre se aplica una bonificación del 2.5 % del monto de facturación.

1.2.3.3 Nuevo Sistema tarifario GDMTH

El nuevo sistema tarifario Gran Demanda en Media Tensión Horaria (GDMTH) es un nuevo sistema de cobro de energía eléctrica entró en vigor en diciembre del 2017 sustituyendo a la tarifa HM. Es además el actual sistema tarifario por el cual se rige la UAM-A y demás usuarios con una potencia mayor a 100 kW y entre 1 – 25 kV de tensión eléctrica. Esta tarifa incluye nuevos conceptos y cargos fijos de facturación; sin embargo, la forma en que se mide la energía consumida, la potencia y el factor de potencia no cambió. Un cambio relevante es que en esta tarifa la potencia se cobra por medio de otros conceptos como distribución y capacidad. En la ecuación 1.4 se muestran el cálculo para determinar el monto a pagar por la tarifa GDMTH.

$$\text{GDMTH} = (\text{Gi} + \text{Gb} + \text{Gp} + \text{CENACE} + \text{ScnMEM} + \text{T} + \text{C} + \text{D} + \text{S} \pm \text{FP}) \times (1 + \% \text{ I. V. A}) \quad \text{Ec. 1.4}$$

Donde:

S, cobro fijo por derechos de suministro en \$

Gi, Gb y Gp, son el cobro por generación en horario intermedio, base y punta en \$/kWh.

CENACE, es el cobro por operación del centro nacional para el control de la energía en \$.

ScnMEM, es el cobro por servicios conexos no incluidos en el mercado eléctrico mayorista en \$.

T, es el cobro por transmisión de la energía en \$/kWh.

C, es el cobro por capacidad o demanda de potencia eléctrica en \$/kW.

D, es el cobro por distribución de la energía eléctrica en \$/kW.

FP, abono o bonificación por factor de potencia en \$.

% I. V. A, Impuesto al Valor Agregado en \$.

En el diagrama de la figura 1.6 se exponen los componentes de la tarifa GDMTH y posteriormente se explica cada uno de ellos.

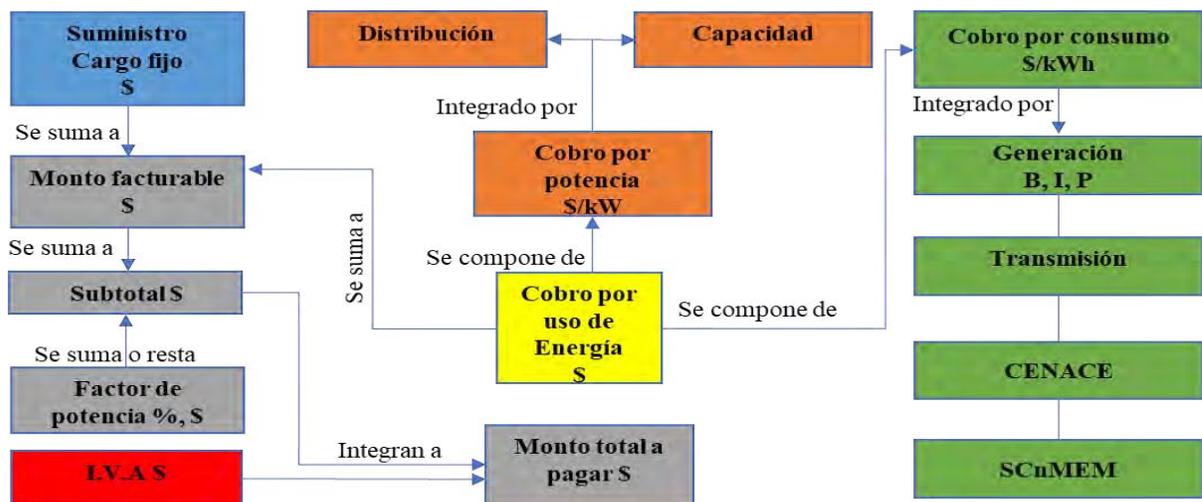


Figura 1. 6 Componentes de la tarifa GDMTH

Los conceptos en recuadro verde corresponden a cobros por consumo de energía (kW/h) a estos se le suma los conceptos en recuadro café correspondientes al cobro por demanda de potencia eléctrica (kW/h) y juntos suman el total del cobro correspondiente por uso de la energía eléctrica. Posteriormente se les suma un cargo fijo mensual correspondiente a los derechos por suministro y se tiene el monto facturable. A esta cantidad se abona o descuenta una cantidad de dinero con base en el factor de potencia y ahora se tiene un monto subtotal al cual se le suma el 16 % de su valor por concepto de impuesto (I.V.A), finalmente se obtiene el monto total a pagar en un mes de facturación.

A continuación, se explica cada uno de los componentes de la tarifa GDMTH.

Suministro: Es un cargo fijo que se actualiza anualmente por la Comisión Reguladora de Energía (CRE) establecido en el acuerdo A-058-2017. El cargo contempla los gastos de operación de la Empresa Suministradora de Servicios Básicos (ESSB) que para el caso de la UAM-A se trata de la Comisión Federal de Electricidad (CFE). El cargo por suministro se compone de un importe fijo mensual (\$), independientemente del nivel de consumo o demanda del usuario. Este cargo es muy pequeño, en comparación con los cargos por consumo, distribución y capacidad (CRE, 2017).

Transmisión: Es un cargo que establece la CRE en el acuerdo A/045/2015 y sus respectivas actualizaciones en donde aplica un costo unitario por energía consumida (\$/kWh). Este cobro corresponde a los gastos que efectúa la ESSB al hacer llegar la energía eléctrica desde la central eléctrica en donde se genera hasta el usuario final que la consume (CRE, 2017).

Distribución: Es un cargo establecido por la CRE en el acuerdo A/074/2015 y sus respectivas actualizaciones. Se aplica únicamente a usuarios en baja y media tensión, estas incluyen un cargo por energía (kWh) para usuarios en baja tensión y para usuarios en media tensión aplica un cargo por potencia (kW), (CRE, 2017). Su forma de cobro se define multiplicando un cargo unitario (\$/kW) por el mínimo de los valores dado por la expresión 1.5.

Capacidad: Es un componente del cobro por energía junto con la generación. La CRE establece un cobro fijo por capacidad asociado a la demanda máxima registrada en horario punta. Este concepto es el equivalente al concepto de “Potencia facturable” en el anterior sistema HM; sin embargo, la forma de cobro se define ahora multiplicando un cargo unitario (\$/kW) por el mínimo de los valores que se definen en la ecuación 1.5.

$$\text{Min} \left\{ P_{\text{maxPunta}}, \frac{Q_m}{24 * d * F. C} \right\} \quad \text{Ec. 1.5}$$

Donde:

P_{maxPunta} , es la demanda máxima registrada en horario punta (kW)

Q_m , es el consumo mensual registrado en el mes de facturación (kWh)

d, son los días del periodo de facturación

F.C, es el Factor de carga correspondiente del apartado 3.5.3 del anexo B del acuerdo A/058/2017(CRE, 2017). Este valor es de 0.57 para la tarifa GDMTH.

Generación: Componente del cobro por energía en el que la CRE establece un costo unitario por generación de energía en periodo horario base, intermedio y punta (\$/kWh) que se multiplican por el consumo de energía (kWh) registrado por el usuario en cada uno de estos periodos (CRE, 2017). Los horarios de duración de los periodos base, intermedio y punta se muestran en las tablas 1.2 y 1.3.

CENACE: Es el Centro Nacional para el Control de la Energía (CENACE). En la tarifa es un cargo establecido por la CRE en el acuerdo A/001/2017 y sus respectivas actualizaciones, el cual incluye los costos de operación del CENACE, este cargo se aplica a todas las categorías tarifarias, a través de un monto por nivel de consumo (kWh) correspondiente a las cargas. (CRE, 2017).

ScnMEM: Es el cargo por los Servicios conexos no incluidos en el Mercado Mayorista (ScnMEM) establecido por la CRE en \$/kW para todos los sistemas tarifarios. Los servicios conexos son productos asociados vinculados a la operación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y que son necesarios para garantizar su calidad, confiabilidad, continuidad y seguridad. El Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) es un mercado operado por el CENACE en el que los participantes pueden vender y comprar energía eléctrica, potencia, certificado de energías limpias, servicios conexos y cualquier otro producto asociado que se requiera para el funcionamiento del SEN (CRE, 2017).

1.2.4 Base de datos para la investigación

Se solicitó formalmente a la Secretaría de la Unidad las facturas que emite mensualmente la CFE a la unidad Azcapotzalco por el suministro de energía eléctrica (garantizando el uso exclusivo de la información para fines de la presente investigación). El uso de información primaria permite certeza en los resultados, al manejar información totalmente fidedigna que permite hacer un buen análisis del comportamiento sobre el consumo y demanda energética en la UAM-A. Finalmente se pudo construir una base de datos con 88 recibos de facturación mensual correspondientes al periodo enero 2011 – abril 2018. Para lograrlo se compatibilizaron los sistemas tarifarios H-M y GDMTH.

Debido al cambio en los sistemas tarifarios realizados por la CRE que entraron en vigor el 01 de diciembre del 2018, se tiene información con dos tipos de tarifas, como se ha explicado detalladamente en el punto 1.1.3. El primer periodo registra la información con base al sistema tarifario HM y abarca del mes de enero del año 2011 al mes de noviembre del año 2017. El segundo periodo registra la información con base a la nueva modalidad de tarifa GDMTH y abarca del mes de diciembre del año 2017 al mes de abril del 2018. Estos cambios tarifarios provocaron que algunas variables cambiaran en la forma de cobro de la energía consumida y demandada, sin embargo, el sistema de registro de las

variables consumo y demanda eléctrica no sufrió cambios; en consecuencia, como medida de simplicidad en el manejo de la información, se realizó una sola base de datos empatando las variables registradas en ambas tarifas.

La base de información contiene 40 columnas en las que se muestran datos técnicos como son: número de medidor, tarifa, factor de potencia y variables entre las que destacan el consumo y la potencia energética en los horarios base, intermedio y punta. También contiene los precios unitarios y el desglose de los cobros realizados para demanda y consumo eléctrico en cada periodo de facturación. Como medida de control se incluyen 16 columnas en donde se realizó la estimación de las variables registradas en los recibos de CFE a partir de la formulas pertinentes para obtener el valor de cada variable y posteriormente comparar con los valores efectivamente cobrados por la CFE. Cabe señalar que todos los valores de control obtenidos se acercan por encima del 99.9 % al valor registrado por CFE. La base de datos en versión resumida se muestra en el anexo A.

Es importante señalar que para la realización de la base de datos se contó con el apoyo de la secretaría de la Unidad Azcapotzalco. Se agradece a la secretaría de la unidad Azcapotzalco que confía en el trabajo y la importancia de la investigación, por facilitar los recibos de consumo de energía eléctrica en la unidad y se reitera el compromiso de que la información es utilizada únicamente para los fines académicos que corresponden a este trabajo de investigación.

1.2.5 Nivel del consumo de energía eléctrica al año

En la tabla 1.5, se observa el nivel de consumo eléctrico en la UAM-A durante los 7 últimos años. La unidad registra un consumo de energía eléctrica promedio anual de 4,707,948 kWh/año considerando este periodo de tiempo. Sin embargo, los datos sugieren una ligera tendencia a la disminución en el consumo. El análisis pertinente a la tendencia del consumo eléctrico se presenta más adelante en el punto 1.4.1.

Tabla 1. 5 Consumo eléctrico anual de la UAM-A. Elaborado con datos de: (CFE, 2018a; UAM, 2017)

Año	Consumo (kWh/año)	N° Alumnos	Consumo anual por Alumno (kWh*año/Alumno)
2011	5, 010, 900	17,966	278.91
2012	4, 836, 900	18,445	262.23
2013	4, 608, 629	18,745	245.85
2014	4, 772, 089	18,664	255.68
2015	4, 588, 644	18,515	247.83
2016	4, 367, 773	18,364	237.84
2017	4, 770, 702	18,034	264.53
PROMEDIO	4,707,948	18,390	256

Con la finalidad de conocer más acerca de esta tendencia a la baja en el consumo eléctrico durante el periodo de estudio, se obtuvo el dato de la población estudiantil anualmente y se puede observar que la población estudiantil en estos años se ha mantenido prácticamente constante con un promedio de 18,390 alumnos activos por año y una diferencia de apenas 779 alumnos entre el año con mayor y menor número de estudiantes. Por tal motivo la tendencia a la disminución en el consumo eléctrico no se explica por la variación anual en el número de estudiantes de la institución. Sin embargo, de acuerdo con personal del departamento de espacios físicos en la unidad, en la UAM-A se han realizado diversas medidas ahorrativas en el consumo de energía, por ejemplo, cambio a luminarias de alta eficiencia tipo LED para iluminación en diferentes edificios; además de la implementación de programas de uso eficiente de la energía. Estas medidas han afectado positivamente la disminución del consumo eléctrico, por lo que es la causa principal de la tendencia marcada a la baja en este periodo.

Con la finalidad de tener un indicador que haga posible comparar el consumo eléctrico en la UAM-A con el que presentan otras instituciones educativas se determinó el consumo anual por alumno, que en términos per cápita se tiene un consumo promedio de 256 kWh*año/alumno en promedio durante los 7 años de estudio. Por ejemplo, tan solo en Ciudad Universitaria (C.U) de la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM) durante el año 2011 se consumieron 83,572,527 kWh, mientras que su consumo per cápita tomando solo en cuenta a los alumnos de nivel licenciatura fue de 509.9 kWh*año/alumno, (Castillo, 2014). La universidad Carlos III de Madrid España, durante el año 2017 consumió 15 631 430 kWh teniendo un consumo per cápita del total de 665.48 kWh*año, (Universidad Carlos III de Madrid, 2018).

En el capítulo 3 se aborda a detalle los costos de la energía eléctrica en la UAM-A. Como dato adicional se tiene que el consumo eléctrico produjo en promedio anual facturaciones por uso de la energía alrededor de \$ 7, 389, 989 MXN durante el periodo estudiado.

1.3 Metodología para el análisis del consumo y la potencia de energía eléctrica

La metodología para el análisis del consumo y la potencia eléctrica recurre a un procedimiento que a partir de la demanda histórica define un patrón de comportamiento en las variables de interés. El método consiste en modelar matemáticamente el consumo y demanda de energía eléctrica. Para realizar una estimación objetiva es vital partir de información fidedigna. La modelación se realiza en dos variables, energía que utiliza consumo de electricidad en unidades de kWh y potencia o demanda eléctrica en unidades de kW. Estas dos variables están sujetas a alteraciones debido a un gran número de factores mostrados en la figura 1.7 los cuales inciden directamente en su comportamiento histórico y en su proyección.



Figura 1. 7 Factores que influyen en el pronóstico del consumo y potencia eléctrica. Fuente: (Ramírez, 2013)

La incidencia de las variables mencionadas afecta el comportamiento de los datos reales de tal forma que es de esperar impactos estructurales, estacionales y aleatorios.

Existen diferentes métodos estadísticos para modelar el comportamiento de datos. En el esquema de la figura 1.8 se clasifican las técnicas estadísticas que se pueden utilizar para pronósticos.

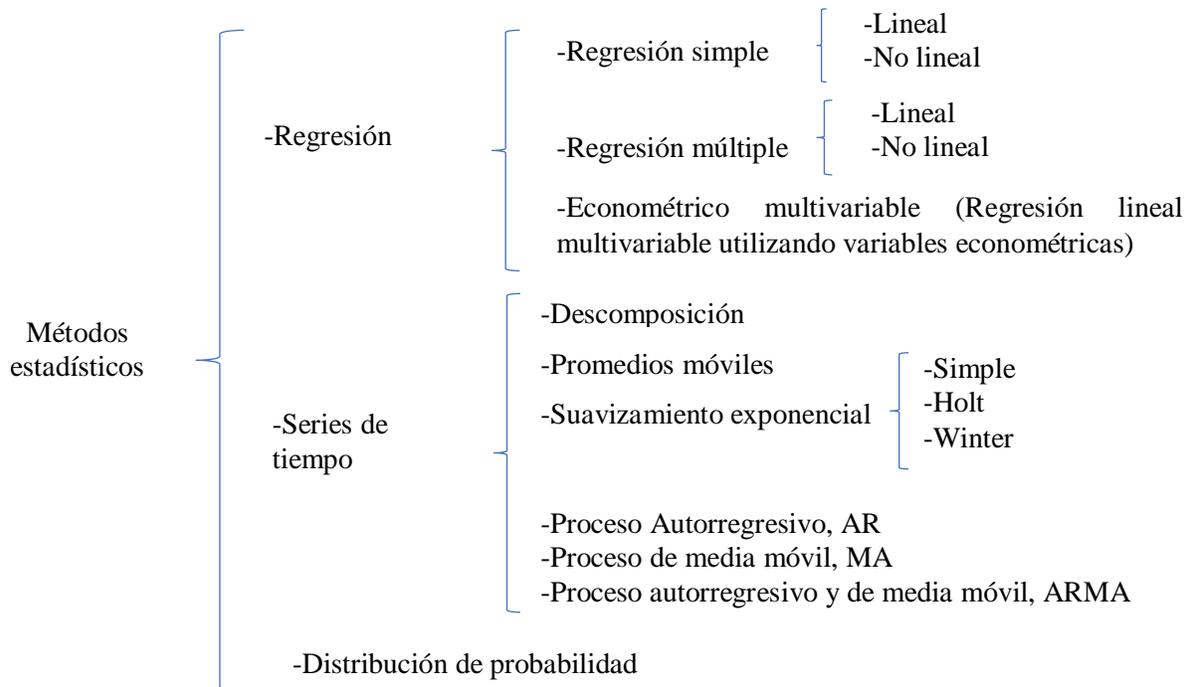


Figura 1. 8 Clasificación de las técnicas estadísticas utilizadas en pronósticos. Fuente: (Ramírez, 2013)

El presente trabajo está basado en la técnica estadística denominada “series de tiempo”, que se clasifica dentro del grupo de las técnicas estadísticas, que permite realizar proyecciones de los datos en cuestión. La elección se justifica porque los datos son ideales para esta metodología debido a que se cuenta con una base de datos que abarcan 88 meses anteriores al inicio del estudio. Esta metodología permite realizar un análisis más exacto sobre el comportamiento tendencial, estacional e incluso comportamiento irregular de las dos variables de estudio a través del tiempo.

1.3.1 Métodos estadísticos basados en series de tiempo.

Una serie de tiempo no es más que un conjunto de valores que toma una variable cuantitativa en diferentes momentos a lo largo de un tiempo determinado. Dado que la información sobre el consumo (kWh) y la potencia (kW) eléctrica varían de manera continua en el tiempo, se considera que son una serie de tiempo. Esto permite la aplicación de diferentes técnicas de series temporales y metodologías para la predicción basada en los datos históricos disponibles de las dos variables anteriores. Este método requiere la menor información posible, dado que la única variable independiente es el tiempo, básicamente se pretende medir el consumo o la potencia de energía eléctrica en el tiempo a intervalos espaciados uniformemente. El objetivo identificar la información histórica es determinar un patrón básico en el comportamiento del consumo y demanda de electricidad, que permita la proyección futura de estas dos variables de energía eléctrica.

Para examinar una serie de tiempo, se grafican sus valores, lo que permite realizar un análisis completo de las misma. Una vez graficados los datos, es posible detectar algunas irregularidades, e incluso valores atípicos, en caso de que estén presentes; dentro de los que se destaca la aparición de un nivel, cambios periódicos y efectos estacionales. Los cambios o discontinuidades dentro de la serie de tiempo, pueden ser fundamentales para el análisis de los datos por intervalos.

Dentro del estudio de las series de tiempo, es primordial analizar sus componentes y de ser necesario realizar transformaciones para eliminarlas o modificarlas. Con esto se obtienen series de tiempo estacionarias, siendo posible un análisis más preciso (Ramírez, 2013).

1.3.2 Características y elementos de una serie de tiempo

En la figura 1.9 se muestran todos los componentes que pueden integrar una serie de tiempo; la cual, puede contener todos o solamente algunos de los componentes.

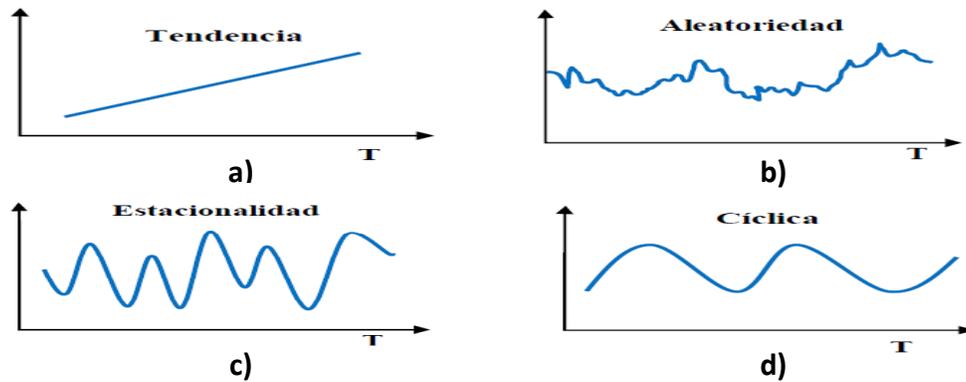


Figura 1. 9 Componentes de una serie de tiempo. Fuente: (Ramírez, 2013)

El componente denominado Tendencia se muestra la figura 1.8a: Este componente recoge el comportamiento de la serie a largo plazo, es decir a lo largo del periodo considerado. Para definir la tendencia se requiere que la serie conste de un elevado número de observaciones, de esta forma es posible apreciar un movimiento creciente o decreciente de la variable en investigación. En el caso de la demanda de la energía eléctrica, la tendencia se puede tomar en periodos semanales, mensuales o anuales y son movimientos lineales o exponenciales relacionado con el constante crecimiento del consumo o del número de usuarios (Bowerman et al., 2007).

El componente denominado cíclico se aprecia en la figura 1.8d: El efecto cíclico se define como la fluctuación en forma de onda alrededor de la tendencia, son curvas de largo período asociadas con grandes ciclos económicos de las fases expansivas y recesivas de la economía, estos patrones cíclicos tienden a repetirse en los datos cada dos, tres o más períodos. La forma de estos ciclos no es simple de aislar y en ciertas ocasiones la teoría económica no se encuentra suficientemente desarrollada como para permitir una cuantificación confiable (Bowerman et al., 2007).

El componente denominado Estacional se observa en la figura 1.8c: Son movimientos ascendentes y descendentes de la serie que se repiten periódicamente. El tiempo entre dos picos consecutivos se le denomina periodo estacional, y puede ser diario, semanal, mensual, anual, etc. Por lo regular, el desarrollo de una técnica de pronóstico estacional comprende la selección de un método multiplicativo o uno de adición y estimar después índices estacionales a partir de la historia de la serie (Bowerman et al., 2007; Murillos et al., 2003).

El componente denominado aleatorio se aprecia en el inciso b de la figura 1.8b: Estas variaciones no responden a ningún patrón de comportamiento, más bien son consecuencia de la presencia de factores aleatorios que inciden de manera aislada y no permanente en la serie; una característica principal es que su correlación es cero (Bowerman et al., 2007).

Según estas definiciones, una serie temporal, puede admitir un esquema de descomposición definido por alguna de las siguientes ecuaciones:

$$Y(t) = T(t) + C(t) + E(t) + I(t) \quad \text{Ec. (1.6)}$$

$$Y(t) = T(t) * C(t) * E(t) * I(t) \quad \text{Ec. (1.7)}$$

$$Y(t) = T(t) * C(t) * E(t) + I(t) \quad \text{Ec. (1.8)}$$

Donde:

T(t) = Componente de Tendencia

C(t) = Componente Cíclico

E(t) = Componente Estacionalidad

I(t) = Componente aleatorio o irregular

La descomposición de los datos en ocasiones no es posible realizarla en su totalidad, debido a la naturaleza y periodicidad de los datos (series anuales, trimestrales, mensuales, diarias, etc.), ya que alguno o la totalidad de los componentes pueden no existir. Así mismo hay que señalar que dado que los componentes no son observables directamente no existe una total unanimidad en la definición de los mismos, por lo que existe la posibilidad que utilizando diversos métodos y definiciones se obtengan estimaciones de los componentes totalmente diferentes.

1.3.3 Método de descomposición.

Los datos de consumo y potencia energética en la UAM-A registran los componentes de tendencia, estacional y la componente irregular. Esto es, las series de tiempo generadas para el consumo y la potencia energética no presentan una componente cíclica. La componente irregular siempre estará presente en los modelos al tratarse de datos reales que han sido afectados por diversas variables en situaciones reales sobre las cuales no se tiene un completo control.

Se aplicó el método de descomposición de componentes para realizar el análisis del comportamiento tendencial, estacional e irregular sobre el consumo y la demanda de potencia. Finalmente, también se utiliza este método para hacer una proyección sobre el comportamiento esperado a 5 años en el futuro sobre estas dos variables. Los resultados obtenidos se presentan en el punto 1.4 y el cálculo realizado en Excel se presentan en los anexos B para la serie de consumo eléctrico y C para la serie de potencia eléctrica.

Únicamente para comparar los resultados obtenidos en la proyección mediante el método de descomposición se realizaron estimaciones con los métodos de suavizamiento exponencial simple y el método de Holt -Winter. Los resultados obtenidos se presentan en el anexo D y E respectivamente.

El método de descomposición supone que la serie histórica de una variable puede ser desagregada en cuatro patrones fundamentales: tendencia, ciclo, estacionalidad y un componente irregular, los cuales una vez aislados pueden extrapolarse individualmente hacia el futuro. El método constituye uno de los enfoques más antiguos y comúnmente empleado en el mundo de los negocios, existiendo diversos procedimientos para descomponer la serie de tiempo. El método sigue una serie de pasos en que se busca encontrar la tendencia de la serie con un modelo de regresión lineal y la componente estacional utilizando los índices de estacionalidad para cada periodo de tiempo recogido en la base de datos. Para realizar la proyección una vez hallado el índice estacional se multiplica por la predicción de la tendencia para cada periodo o se suma a esta según sea el esquema de descomposición que mejor se adecue a la serie sea aditivo o multiplicativo (Elche, 2013).

El procedimiento desarrollado por Elche (2013) para esta metodología se describe a continuación:

- **Graficar:** Realizar la gráfica de los datos e identificar visualmente los componentes de tendencia y estacionalidad para proceder a aplicar el método.
- **Encontrar la ecuación de la tendencia:** El primer paso es hallar los coeficientes de la ecuación de la tendencia a través de una regresión lineal a los datos y realizar las predicciones correspondientes para cada periodo de tiempo.
- **Tipo de modelo:** Para conocer si la serie corresponde a un modelo cronológico aditivo o multiplicativo, seguimos el siguiente procedimiento:

1. Calcular las series diferencia, D, y cociente, C:

$$D_i = Y_{i+1} - Y_i \quad \text{Ec. 1.9}$$

$$C_i = Y_{i+1}/Y_i \quad \text{Ec. 1.10}$$

Donde:

Y_i = valor observado en el tiempo t

Y_{i+1} = valor siguiente al observado en el tiempo t

2. Calcular el coeficiente de variación (CV) para cada una de estas 2 series:

CVD = desviación típica (D)/ media (D)

CVC = desviación típica (C)/ media (C)

- 3.- Comparar ambos coeficientes de variación: el menor indica el tipo de modelo.

$CVC > CVD$, el modelo es aditivo.

$CVC < CVD$, el modelo es multiplicativo.

- **Eliminar la tendencia:** Posteriormente se procede encontrar la serie de los datos sin tendencia $E(t)$, en caso de que el modelo sea multiplicativo se realiza la división del dato real $Y(t)$ entre el dato de tendencia $T(t)$, (Ec. 1.11). Para el caso aditivo se resta el valor de la tendencia al dato real (Ec. 1.12).

$$E(t) = Y(t)/T(t) \quad \text{Ec. 1.11}$$

$$E(t) = Y(t) - T(t) \quad \text{Ec. 1.12}$$

- **Índices de estacionalidad (IE) con promedio móviles:** Se procede a encontrar el efecto estacional para cada periodo registrado en la base de datos, este efecto viene definido por el índice estacional. Para encontrar el IE se utilizan los promedios móviles. Con una longitud de estacionalidad n se hace un promedio móvil con n valores de la serie (Ec. 1.13). Si el número de periodos con los cuales se calcula el promedio es par, debe calcularse un promedio móvil centrado, mediante la media de dos periodos consecutivos.

$$MM_{n,t} = \frac{Y_{i-1} + Y_i + Y_{i+1}}{n} \quad \text{Ec. 1.13}$$

Donde:

$MM_{n,i}$ = Valor pronosticado para la estacionalidad en el siguiente periodo

Y_i = Valor real observado en el tiempo t

n = Número de términos en el promedio móvil

1. Obtenemos ahora el porcentaje de valores del promedio real respecto del móvil o índice asociado a cada periodo. Se divide el valor sin tendencia entre el valor de la media móvil y se multiplica por 100.
 2. Una vez hallada la serie con los promedios móviles, se hacen promedios con los valores correspondientes a cada periodo de la serie lo que da como resultado el Índice Estacional (IE) para cada periodo.
- **Predicción (\hat{Y}_i):** Se multiplica el valor de la tendencia por el efecto estacional que viene dado por el índice de estacionalidad (IE) dividido entre 100, para corregir la escala porcentual en la que se encuentra. La operación se realiza para cada periodo de la serie (Ec. 1.14).

$$\hat{Y}_i = T_i(IE_i/100) \quad \text{Ec. 1.14}$$

Donde:

T_i , Componente de tendencia del periodo i

IE_i , índice estacional del periodo i

- **Proyección:** Se extrapolan los valores con la línea de tendencia hasta el periodo deseado a estimar y se procede a aplicar la ecuación. 1.14.

1.3.4 Criterios de validación y análisis del método

Error residual: Se define error residual como la diferencia entre el valor pronosticado (\hat{Y}_t) y el valor real (Y_t) en dicho período. A partir del concepto que la demanda tiene un componente aleatorio, todos los pronósticos contienen con certeza algún error (Bowerman et al., 2007).

$$e_i = Y_t - \hat{Y}_t \quad \text{Ec. 1.15}$$

Desviación Absoluta Media (DAM): Es una medida del error global del pronóstico para un modelo. Esta se calcula al sumar los valores absolutos de los errores individuales del pronóstico, y dividiéndolos entre el número de periodos, esta información resulta de gran utilidad cuando se desea medir el error de pronóstico en las mismas unidades de la serie original (Bowerman et al., 2007).

$$DAM = \frac{\sum_{t=1}^n |Y_t - \hat{Y}_t|}{n} \quad \text{Ec. 1.16}$$

Porcentaje de Error Medio Absoluto (PEMA): En ocasiones, resulta más útil calcular los errores de pronóstico en términos de porcentaje y no en cantidades. El PEMA se calcula encontrando el error absoluto en cada período, dividiendo éste entre el valor real observado para ese período y después promediando estos errores en porcentajes. Este enfoque es útil cuando el tamaño o magnitud de la variable de pronóstico es importante en la evaluación de la precisión del pronóstico. El PEMA proporciona una indicación de qué tan grandes son los errores de pronóstico comparados con los valores reales de la serie. También se puede utilizar el PEMA para comparar la precisión de la misma u otra técnica sobre dos series completamente diferentes (Bowerman., 2007).

$$PEMA = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{|Y_t - \hat{Y}_t|}{Y_t}}{n} \quad \text{Ec. 1.17}$$

Para las ecuaciones 1.15, 1.16 y 1.17:

e_i = Error residual

Y_t = Demanda real u observada en el periodo t

\hat{Y}_t = Demanda pronosticada para el periodo t

n = Número de periodos

1.4 Resultados sobre el consumo y potencia eléctrica en la UAM-A.

En este apartado se presentan los resultados de la investigación. En primer lugar, se describe como ha sido el consumo energético y la potencia demandada durante el periodo de enero 2011 al mes de abril del 2018, se destaca su tendencia, estacionalidad e irregularidad. En segundo lugar, se hace un pronóstico para los valores del consumo y la demanda eléctrica en la UAM-A para los siguientes 5 años. Las variables analizadas son el consumo energético (kWh) y la potencia energética (kW) en la UAM-A, con los datos obtenidos de la base de datos construida exprofeso para la investigación, mencionada previamente.

1.4.1 Consumo eléctrico.

Como se ha mencionado el consumo eléctrico es la cantidad de energía que se utiliza durante un periodo de tiempo dado, normalmente especificado en horas, sus unidades suelen ser los Wh o kWh.

Conocer la cantidad de energía que consume la unidad Azcapotzalco es importante porque permite evaluar su intensidad energética, su potencial para reducir su consumo con medidas ahorradoras, así como su impacto en los costos universitarios, y evaluar el impacto ambiental que produce la unidad derivado del consumo de energía eléctrica que presenta.

Para este estudio en particular es importante saber a través del consumo eléctrico histórico qué cantidad de gases de efecto invernadero se emiten a la atmósfera y qué cantidad podrá dejar de emitir la UAM-A al adoptar la tecnología fotovoltaica y posteriormente estimar el beneficio ambiental que impacta en la sociedad. De tal modo que en este apartado se estima la tendencia del consumo de energía eléctrica durante el periodo de estudio.

1.4.1.1 Tendencia del consumo eléctrico mensual

En este apartado se estima la tendencia del consumo eléctrico mensual, al que se le aplica la regresión lineal para obtener la ecuación que describe el ritmo de tendencia. La base de datos registra información del consumo energético mensual durante los 88 meses anteriores al mes de mayo del 2018.

Como resultado de la regresión lineal se tiene la ecuación 1.18 que representa el modelo de tendencia del consumo eléctrico (T) en la unidad.

$$T(t) = - 427.4 (t) + 418,554 \quad \text{Ec. 1.18}$$

En donde t representa el periodo mensual del cual se puede estimar el valor de la tendencia, sustituyendo su valor en la ecuación 1.18.

La pendiente se representa por el termino 427.4 en kWh y su valor negativo marca el ritmo mensual al que ha decaído el consumo eléctrico durante el periodo de estudio. El termino 418,554 representa el valor de la ordena al origen en kWh, y es el valor que se tiene para el consumo al inicio del periodo de estudio y del cual se resta el ritmo de decaimiento negativo expresado por la pendiente multiplicada por el periodo de estudio para estimar el valor del consumo eléctrico en un periodo mensual determinado.

En la figura 1.10 se representa la línea de tendencia decreciente del consumo eléctrico durante el periodo de estudio, que ha disminuido a un ritmo mensual de 427.4 kWh, equivalentes a disminuir en 5,129 kWh en términos anuales el consumo eléctrico en la UAM-A. A lo largo de los 7 años y 4 meses del periodo de estudio el consumo eléctrico ha caído en términos de tendencia mensual 37,184 kWh.

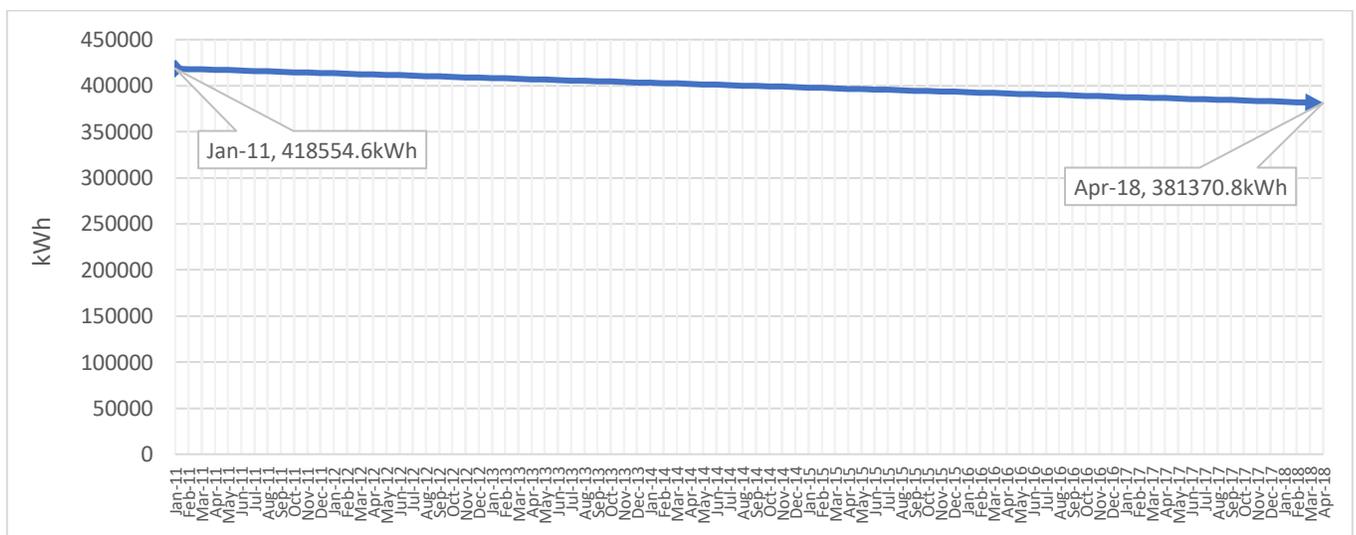


Figura 1. 10 Tendencia del consumo eléctrico mensual

De acuerdo con el personal del departamento de espacios físicos en la UAM-A se han adoptado diferentes medidas de ahorro energético como son: el reemplazo de luminarias obsoletas por luminarias de alta eficiencia tipo LED y la implementación de planes de manejo para el uso eficiente de la energía, etc. Por tal motivo, la tendencia a la baja durante el periodo de estudio se explica por las medidas mencionadas, descartando un efecto ocasionado por la variación en la población de alumnos, que como se señaló en la tabla 1.5 ha permanecido prácticamente constante durante el periodo de estudio.

1.4.1.2. Estacionalidad del consumo eléctrico

En este apartado se describen los periodos estacionales para el consumo de energía eléctrica; es decir, los periodos en donde los valores de consumo eléctrico mantienen un patrón de comportamiento, buscando reflejar los hábitos del consumo durante el período de estudio en la unidad.

La figura 1.11 muestra en la línea azul la curva de la serie para el consumo eléctrico obtenida al graficar los datos reales obtenidos de los recibos de CFE. Las líneas verticales en gris dividen los 12 meses correspondientes a cada año de estudio.

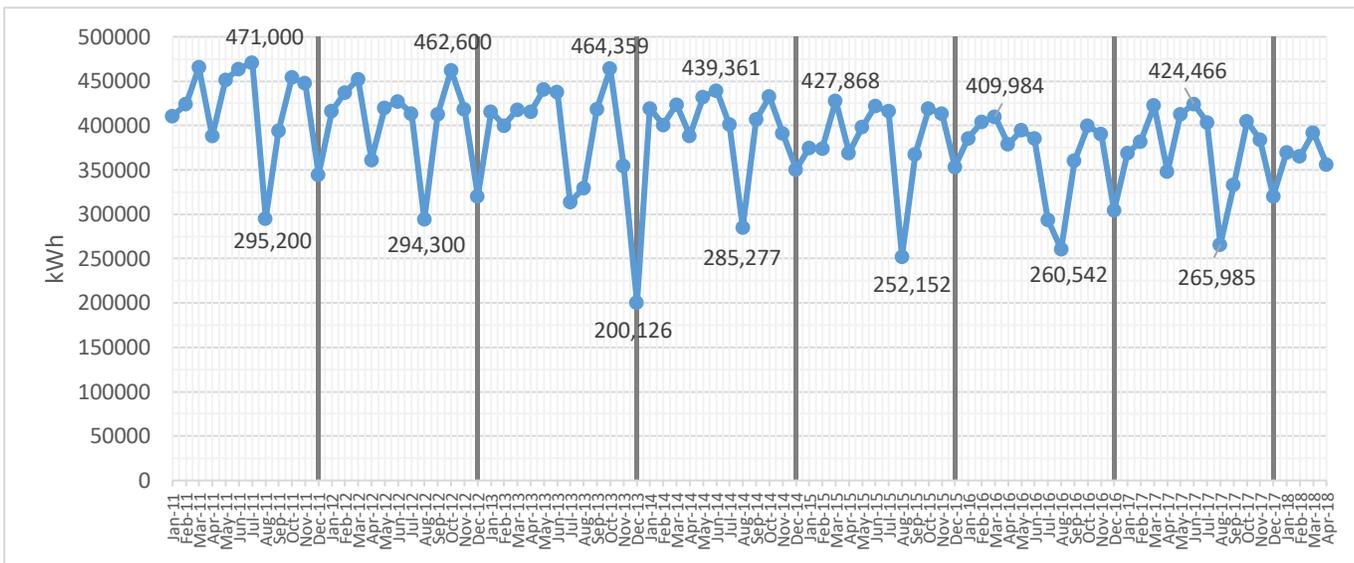


Figura 1. 11 Consumo eléctrico mensual

El gráfico muestra que el consumo eléctrico en la UAM-A presenta un comportamiento con diferentes máximos y mínimos a lo largo del periodo de estudio; sin embargo, existe un comportamiento similar que se repite casi de manera constante cada 12 meses indicando la presencia de una estacionalidad en los datos.

El valor más alto alterna regularmente durante los meses de Julio y octubre de cada año y su variación se ha presentado desde los 471 000 kWh en el año 2011 y ha disminuido hasta los 409 984 kWh en el año 2016. Su valor se estabiliza alrededor de los 425 000 kWh a partir del año 2015.

El consumo mínimo se presenta durante los meses de agosto (excepto en 2013) y su valor fluctúa desde los 295 200 kWh en el año 2011 y hasta 252 152 kWh para el año 2015. Se puede observar como el valor mínimo ha decaído los primeros años hasta estabilizarse alrededor de los 260 000 kWh a partir del año 2015.

Las variaciones del consumo eléctrico mensual se han presentado desde los 471 000 kWh para el mes de julio 2011 hasta el punto más bajo 252 152 kWh en agosto 2015, por lo que se ha tenido una variación de hasta 218 848 kWh. El punto diciembre del 2013, representa un valor ocasionado por un comportamiento irregular pues su valor esta fuera del valor presentado para los demás meses de diciembre.

Al tratarse de la serie graficada con los datos reales, es posible observar que el gráfico contiene las componentes de tendencia, estacionalidad e irregular, por lo que, para realizar un análisis más preciso de los valores estacionales esperados, se debe aislar esta componente. Para encontrar la componente estacional, se realizó el análisis de descomposición de la serie en sus tres componentes, tendencia, estacionalidad y componente irregular, utilizando el método de descomposición descrito anteriormente. Se encontró con el análisis del coeficiente de variación que el modelo temporal que mejor se ajustó a los datos corresponde a un esquema multiplicativo, por lo tanto, con la ecuación 1.19, obtenemos los datos estacionales para el consumo eléctrico en la UAM-A.

$$E(t) = \frac{Y(t)}{T(t) * I(t)} \quad \text{Ec 1.19}$$

Donde:

Y(t) es el dato de consumo eléctrico real en el periodo t.

T(t) es el dato de la componente tendencial en el periodo t.

I(t) es el dato de la componente irregular en el periodo t.

En la figura 1.12 se representa la serie estacional obtenida.

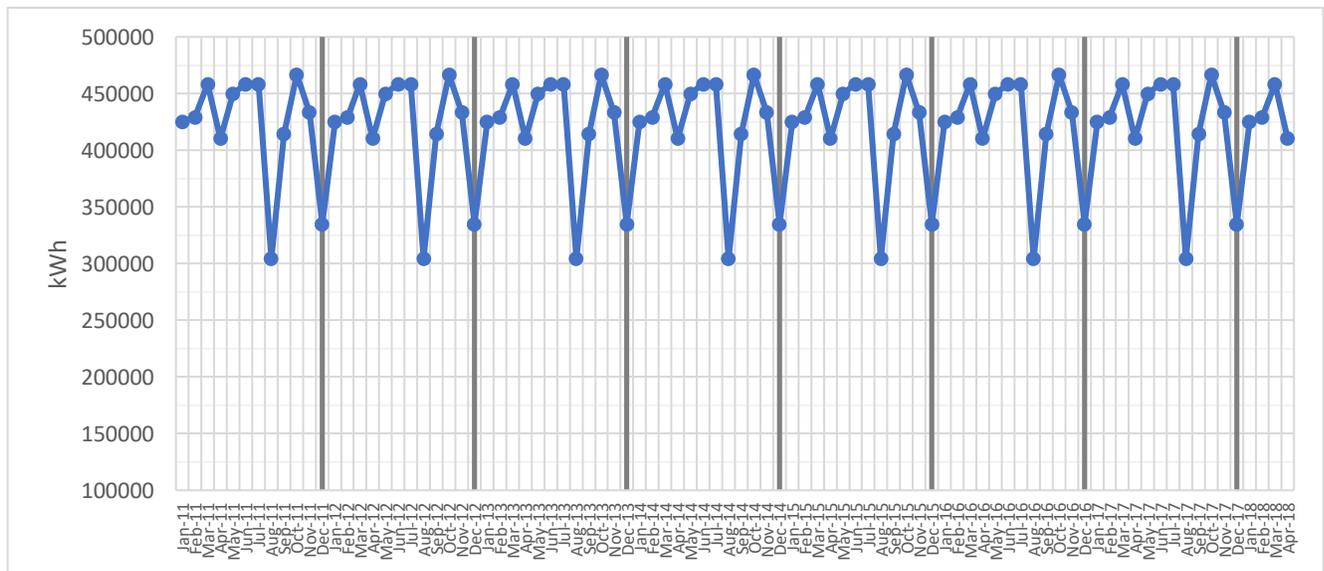


Figura 1.12 Componente estacional del consumo eléctrico

Este gráfico representa el comportamiento estacional del consumo eléctrico que se espera en condiciones normales de trabajo en la UAM-A, donde ningún efecto irregular y de tendencia están presentes. En la curva azul cada punto representa un periodo mensual de recogida de datos y las líneas grises dividen cada año de estudio. Se puede observar que la serie tiene un comportamiento estacional anual, pues cada año se repiten los mismos valores para el mismo mes correspondiente.

Los cambios periódicos en la serie se explican por las diferentes actividades en la UAM-A a lo largo de cada año. Estas actividades están asociadas a los periodos trimestrales y vacacionales en la UAM-A, que se explican a continuación.

Periodos trimestrales y vacaciones

La UAM-A es una institución que trabaja por ciclos trimestrales incluyendo 3 dentro de un año, cada trimestre tiene una duración de 11 semanas de actividades normales y una semana más para exámenes de regularización.

Los trimestres están conformados por el Trimestre Invierno (TI), que abarca regularmente la mitad de los días de enero, los meses de febrero, marzo y una semana regularmente para el mes de abril. El Trimestre Primavera (TP) que comienza en mayo y termina con el mes de julio y el Trimestre Otoño (TO) que inicia regularmente a la mitad del mes de septiembre y abarca hasta mediados del mes de diciembre. En cada uno de estos trimestres se registran los consumos más altos a lo largo del año y que a su vez se consideran como los valores normales pues son los que se registran durante la mayor parte del tiempo como se puede observar en la figura 1.12.

En términos estacionales el TI presenta valores de consumo eléctrico que van desde los 425,000 kWh para los meses de enero y febrero, hasta 458,333 kWh durante marzo. El TP presenta la menor variación en el consumo eléctrico pues sus valores recaen alrededor de 458,333 kWh durante los tres meses (mayo, junio y julio). El TO tiene un valor de 414,4479 kWh durante septiembre y este se eleva a 466,666 kWh en octubre, para decaer nuevamente en noviembre a 433,333 kWh. Los valores altos se deben a que las actividades en la unidad Azcapotzalco se encuentran plenamente desarrolladas ya que se concentra el grueso de la población de alumnos, trabajadores y académicos para realizar las distintas actividades escolares, mantenimiento e investigación.

Los periodos vacacionales o inter trimestrales a lo largo de un año son tres y tienen lugar los meses de abril, agosto y diciembre. Estos meses es en donde ocurre el consumo más bajo de todo el año ya que las cargas conectadas son escasas y el consumo de energía eléctrica se limita a algunas actividades de investigación, cursos, talleres y operaciones de mantenimiento, además de mantener la iluminación nocturna en los pasillos.

Durante los meses de abril se tiene un consumo de 410,293 kWh. El consumo mínimo se tiene los meses de agosto donde su valor es de 304,167 kWh. Los meses de diciembre se tiene un valor de 334,932 kWh. Estos puntos mínimos se pueden observar en la figura 1.12 para los meses de abril, agosto y diciembre.

1.4.1.3 Componente irregular en el consumo eléctrico.

La componente irregular es la que está presente en la serie original del consumo eléctrico (figura 1.11). De la misma forma en que se aisló la componente estacional se procedió a aislar la componente irregular, despejando de la ecuación 1.19, se obtiene la ecuación 1.20, dado que se trata de un esquema multiplicativo de análisis. En la figura 1.13 se muestra el gráfico obtenido.

$$I(t) = \frac{Y(t)}{E(t) * T(t)} \quad \text{Ec. 1.20}$$

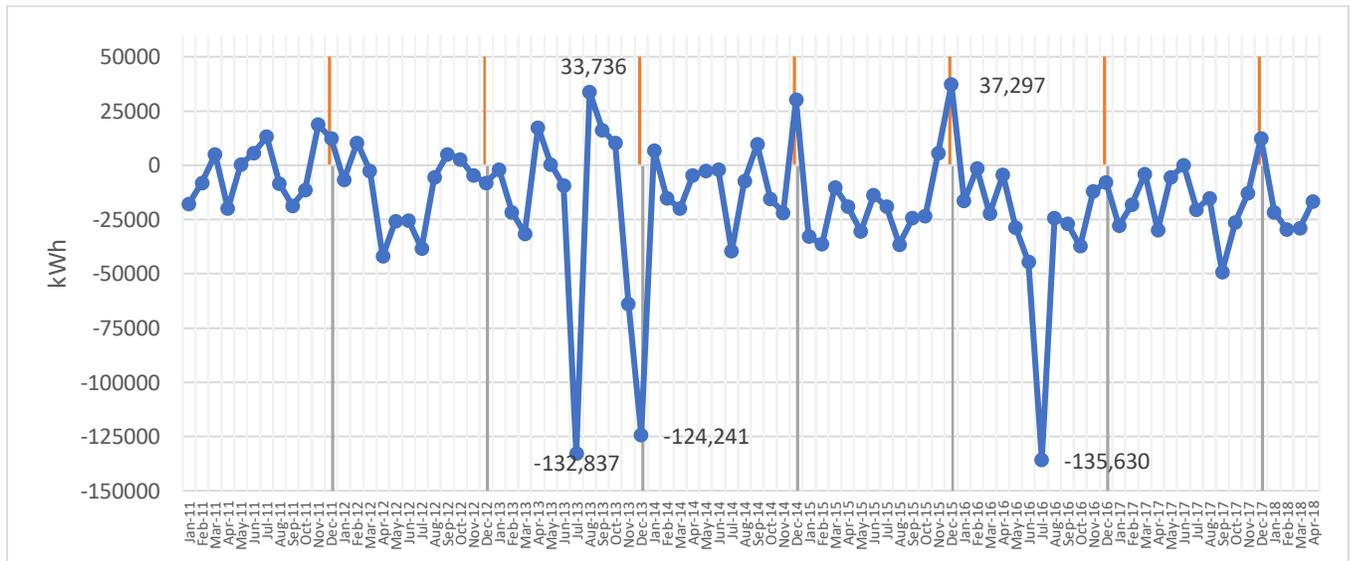


Figura 1. 13 Componente irregular en el consumo eléctrico

La curva azul representa la componente irregular del consumo eléctrico; es decir, la variación en el comportamiento del consumo eléctrico respecto del dato estacional esperado, que es representado por el valor de 0 kWh en el eje vertical. Por ejemplo, el valor correspondiente al mes diciembre 2015 fue de 37, 297 kWh, lo que indica que hubo una variación de la misma magnitud por encima del consumo estacional normalmente esperado para el mes de diciembre.

Como se puede observar, en el eje vertical del gráfico se presentan valores en kWh tanto positivos por encima de cero y negativos por debajo de cero; sin embargo, un valor negativo en el gráfico debe ser interpretado como un valor por debajo del consumo estacional esperado en el mes correspondiente y no como una energía negativa.

En el gráfico manifiesta mayor variación de valores por debajo del dato estacional esperado, estos valores se han mantenido por debajo de los 50,000 kWh; sin embargo, se presentan 3 puntos mínimos en donde el consumo eléctrico alcanzó niveles muy bajos de hasta 135 630 kWh en relación al valor estacional. En tanto que la variación superior a lo esperado se mantiene por debajo de los 37, 297 kWh.

La irregularidad en la serie solamente puede ser explicada por diferentes factores aleatorios sobre los cuales se tiene poco o nulo control y que han influido en el comportamiento del consumo eléctrico de la UAM-A como, por ejemplo: paro de actividades por huelgas, desastres naturales, desalojo por situaciones de emergencia, pandemias, adecuaciones en los componentes eléctricos, cortes en la red eléctrica de CFE, trabajos de mantenimiento correctivo o cualquier otra cuestión fuera de las actividades normales en la institución que no son posibles de controlar y tampoco predecir.

1.4.2 Potencia eléctrica (demanda).

Como se ha mencionado la potencia energética es la cantidad requerida de energía eléctrica por una instalación en un instante de tiempo y se mide en W o kW. Es importante conocer el comportamiento de ella ya que da el parámetro indicador de que tanta energía es requerida en la UAM-A de forma instantánea y como se ha dado el comportamiento de este requerimiento energético.

La potencia eléctrica también es un elemento importante en la tarifa para el cobro del suministro de energía eléctrica, a mayores requerimientos de potencia mayor es la tarifa a pagar. Conocer la tendencia, estacionalidad y el comportamiento irregular de la potencia eléctrica es importante para efectos de diseño del campo generador de energía solar fotovoltaica que se propone para instalar en la UAM-A.

1.4.2.1 Potencia eléctrica promedio anual.

Para hacer el análisis de la potencia eléctrica se toma en cuenta únicamente los datos de la demanda de potencia máxima registrada anualmente, debido a que son los valores más altos de potencia registrada que fue demandada por las cargas eléctricas en la UAM-A. En la tabla 1.6 se muestra la demanda de potencia anual en la institución.

Tabla 1. 6 Potencia máxima eléctrica anual. Fuente: Elaborado con datos de (CFE, 2018a; UAM, 2017)

Año	potencia eléctrica máxima kW	Nº de Alumnos	Demanda anual por alumno (W*Alumno)
2011	1260	17,966	70.13
2012	1203	18,445	65.22
2013	1168	18,745	62.30
2014	1145	18,664	61.34
2015	1132	18,515	61.64
2016	1119	18,364	60.93
2017	1131	18,034	62.71
Promedio	1165	17,966	64.84

Para el primer año de estudio (2011) se registró una potencia máxima anual de 1260 kW que fue disminuyendo los años posteriores hasta su punto más bajo en el año 2016, el cual fue de 1119 kW. Esto indica que la demanda de potencia eléctrica en la unidad también ha disminuido debido a los programas de uso eficiente de la energía implementados en la UAM-A y a las adecuaciones tecnológicas para el ahorro de energía.

En términos per cápita cada alumno demanda 64.84 W de potencia eléctrica en promedio dentro de la institución. Esto quiere decir que se espera que los aparatos eléctricos que se emplean para satisfacer las necesidades de un alumno dentro de la unidad en cualquier instante de tiempo pueden sumar 64.84 W de potencia nominal como máximo.

1.4.2.2 Tendencia de la potencia eléctrica mensual

Para explicar el comportamiento tendencial de la potencia eléctrica requerida en la unidad se toma como base la demanda de potencia máxima registrada durante cada mes en el horario tarifario intermedio (ver tablas 1.3 y 1.4) ya que es el horario que abarca el periodo de luz solar durante el día y en él se llevan a cabo la gran mayoría de actividades en la unidad por lo tanto se tienen los registros más elevados.

La ecuación 1.21 describe la línea de tendencia mensual para la potencia eléctrica.

$$T(t) = -1.39 (t) + 1155.3 \quad \text{Ec. 1.21}$$

En donde (t) representa el periodo mensual del cual se puede estimar el valor de la tendencia, sustituyendo su valor en la ecuación 1.21.

La pendiente se representa por el termino 1.39 en kW y su valor negativo marca el ritmo mensual al que ha disminuido la potencia máxima eléctrica durante el periodo de estudio.

El termino 1155.3 representa el valor de la ordena al origen en kW, y es el valor que se tiene para la potencia máxima al inicio del periodo de estudio y del cual se resta el ritmo de decaimiento negativo expresado por la pendiente multiplicada por el periodo de estudio t , para estimar el valor de la potencia eléctrica en un periodo mensual determinado.

En la figura 1.14 se muestra la línea de tendencia para la potencia eléctrica que describe la ecuación 1.21. Se observa un ritmo de decaimiento mensual del orden de 1.39 kW que señala que la potencia energética que demanda la unidad va reduciéndose paulatinamente, pero de manera sostenida. Visto en términos anuales equivale a disminuir este valor en 16.68 kW. Durante los 7 años y cuatro meses del periodo de estudio la potencia eléctrica ha decaído en 121.6 kW.

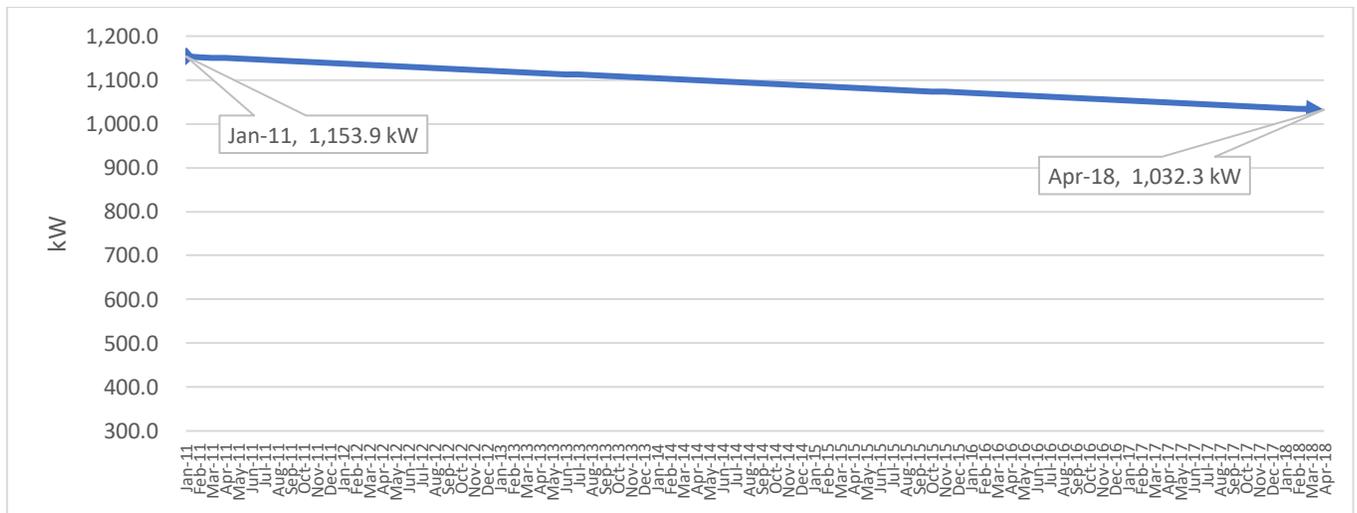


Figura 1. 14 Tendencia mensual de la Potencia eléctrica

Al igual que en el consumo eléctrico, la tendencia a la baja durante el periodo de estudio se explica por las diferentes medidas que se han adoptado para el ahorro del consumo energético en la UAM-A como se explicó en el punto 1.4.1.1.

La tendencia a la disminución de la potencia eléctrica tiene implicaciones positivas, por ejemplo, el cobro tarifario por este concepto se ve disminuido al ser menor la potencia energética que CFE debe suministrar a la UAM-A. Para efectos de diseño de una instalación fotovoltaica en la unidad, resulta más fácil cumplir con los requerimientos de potencia energética mientras menor sea la que se requiere.

1.4.2.3 Estacionalidad de la potencia eléctrica

De la misma forma en que se realizó el análisis del componente estacional para el consumo eléctrico, se repite el análisis aplicado a la potencia eléctrica tomando en cuenta únicamente la potencia máxima registrada por el medidor de CFE para cada mes de facturación.

La figura 1.15 muestra el comportamiento de la potencia eléctrica durante el periodo de estudio representado por la curva azul, cada punto en esta curva representa el valor del periodo mensual correspondiente, las líneas verticales anaranjadas engloban un periodo anual de estudio. Se muestra que la demanda de potencia máxima eléctrica en la UAM-A presenta un comportamiento con diferentes máximos y mínimos a lo largo del periodo de estudio; sin embargo, existe un comportamiento similar que se repite casi de manera constante cada 12 meses indicando la presencia de una estacionalidad en los datos.

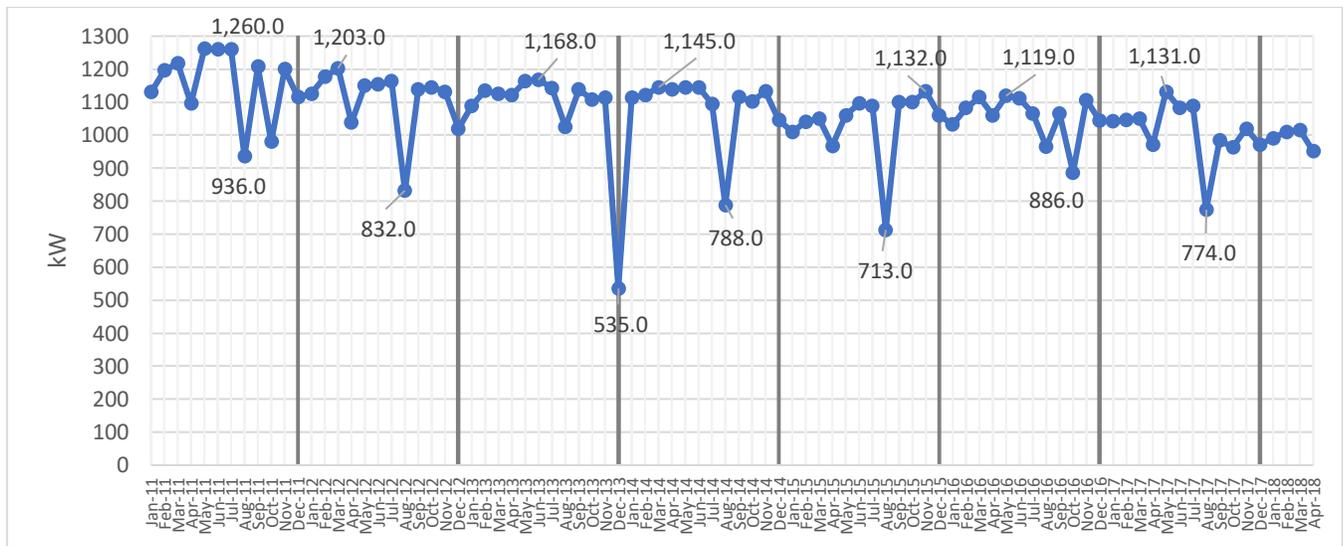


Figura 1. 15 Potencia eléctrica mensual

El valor máximo alterna regularmente durante los meses de mayo, julio y noviembre de cada año y su variación se ha presentado desde los 1,260 kW en el año 2011 y ha disminuido hasta los 1,119 kW en el año 2016. Su valor parece estabilizarse alrededor de los 1,130 kW a partir del año 2015 a la fecha. Los valores mínimos de potencia se presentan durante los meses de agosto (excepto en 2013) y su valor fluctúa desde los 936 kW en el año 2011 y hasta 713 kW para el año 2015.

Las variaciones en la potencia eléctrica mensual se han presentado desde los 1260 kW para el mes de julio 2011 hasta el punto más bajo 713 kW en agosto 2015, por lo que se ha tenido una variación de hasta 547 kW. El punto diciembre del 2013, representa un valor ocasionado por un comportamiento irregular pues su valor esta fuera del valor presentado para los demás meses de diciembre.

En la figura 1.14 están presentes todos los componentes de la serie de tiempo (excepto el componente cíclico) ya que está graficado con los datos reales. Para hacer el análisis estacional e irregular se descompuso la serie obedeciendo al esquema multiplicativo, ya que es el modelo que mejor se ajusta a los datos según el análisis de los coeficientes de variación.

Para poder tener la visión del patrón estacional que predomina en la potencia eléctrica mensual, se eliminan de los datos las componentes tendencia e irregular y se aísla la componente estacional despejando el término en la ecuación 1.20.

En la figura 1.16 se muestra el gráfico obtenido. El gráfico representa el comportamiento estacional de la potencia eléctrica que se espera en condiciones normales de trabajo en la UAM-A, donde ningún efecto irregular está presente y sin tomar en cuenta la tendencia. En la curva azul cada punto representa un periodo mensual de recogida de datos, las líneas cafés dividen cada año de estudio. Se puede observar que la serie tiene un comportamiento estacional anual, pues cada año se repiten los mismos valores para el mismo mes correspondiente.

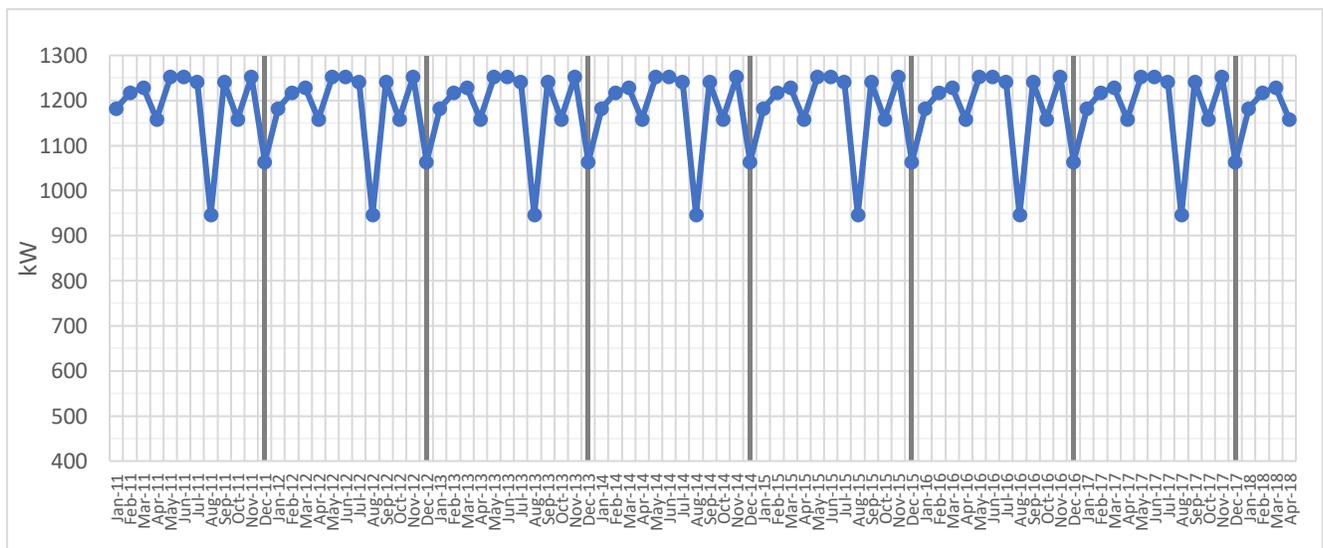


Figura 1. 16 Componente estacional de la potencia eléctrica

Los cambios periódicos en la serie se explican por las diferentes actividades en la UAM-A a lo largo de cada año. Estas actividades están asociadas a los periodos trimestrales y vacacionales en la UAM-A, que se explican en el siguiente punto.

Periodos trimestrales y vacaciones

El trimestre invierno tiene valores estacionales alrededor de 1,182 kW en enero hasta 1,229 kW para los meses de febrero y marzo. El trimestre primavera tiene la menor variación en la potencia, para los tres meses que lo componente se tienen valores de 1250 kW. Finalmente, en el trimestre otoño los meses de septiembre y noviembre tienen valores cercanos a 1250 kW; sin embargo, los meses de octubre se

presenta una disminución en este valor hasta los 1158 kW. Los valores altos se deben a que las actividades en la unidad Azcapotzalco se encuentran plenamente desarrolladas ya que se concentra el grueso de la población de alumnos, trabajadores y académicos para realizar las distintas actividades escolares, mantenimiento e investigación.

Durante los meses correspondientes a periodos vacacionales la demanda de potencia disminuye al haber un menor número de cargas eléctricas conectadas. Los meses de abril se esperan valores estacionales de 1,158 kW. La menor demanda de potencia se tiene los meses de agosto donde su valor es de 948 kWh. Los meses de diciembre se tiene un valor estacional de 1064 kW.

Dado el anterior análisis se concluye que la serie generada para la potencia eléctrica tiene una estacionalidad de 1 año, en el que el comportamiento de la demanda eléctrica de la UAM-A se repite periódicamente cada 12 meses. Se observa un efecto estacional similar al efecto que se tiene en el consumo eléctrico (figura 1.12), a excepción del mes de octubre en donde existe una disminución de la demanda eléctrica y en el consumo se tiene un incremento.

1.4.2.4 Irregularidad en la potencia eléctrica

En la figura 1.17 se muestra el resultado de aislar la componente irregular para la potencia eléctrica, despejando el término de la ecuación 1.20.

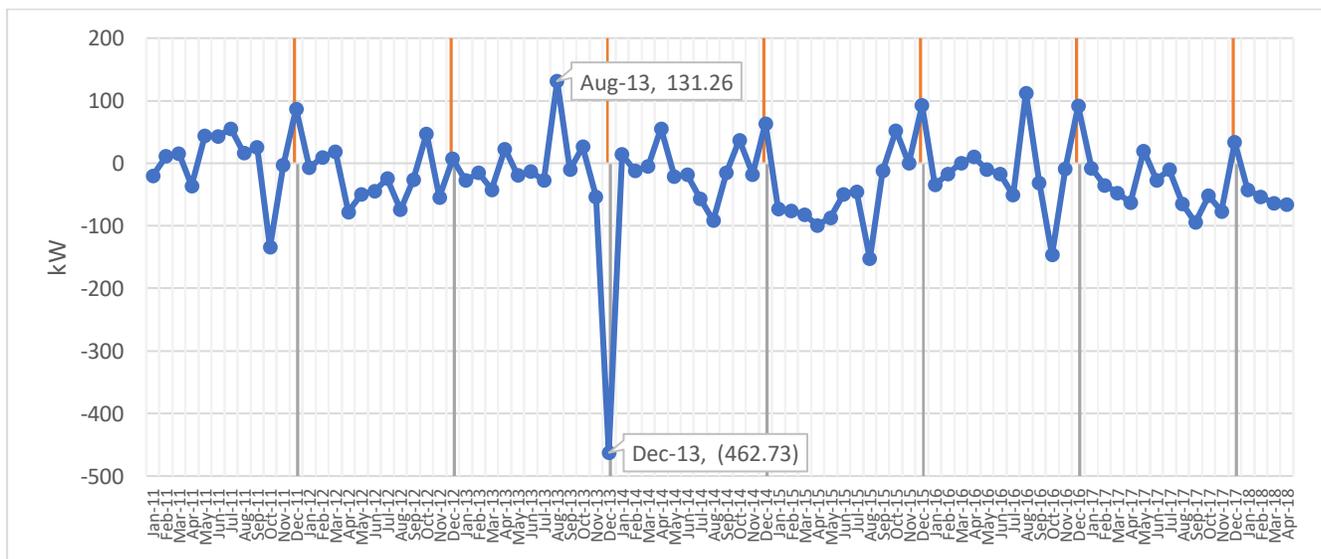


Figura 1. 17 Componente irregular de la potencia eléctrica

La curva azul refleja la componente irregular de la potencia eléctrica mensual durante el periodo de estudio. El cero en el eje vertical representa un punto donde no hay variación respecto al valor estacional de la potencia eléctrica (valores representados en la figura 1.16). Los valores negativos de potencia en el eje vertical, deben entenderse como valores por debajo del valor de potencia normalmente esperado con base a la componente estacional y no como una potencia negativa. Los valores superiores indican que se demandó más potencia eléctrica del valor normal esperado dictado por la componente estacional.

Las variaciones generalmente se encuentran cercanas a 100 kW por debajo y por arriba del valor regular, sin embargo, vemos que el mes de diciembre 2013 se presentó la mayor variación en la potencia, este punto coincide con las variaciones reflejadas en el consumo eléctrico (ver figura 1.13) pues estas dos variables, tienen comportamientos similares, dado que, por definición, la energía es igual a la potencia multiplicada por el tiempo. La explicación de la componente irregular tiene el mismo fundamento realizado en la serie irregular del consumo eléctrico pues se debe a situaciones inesperadas que han producido cambios en la potencia eléctrica que demanda la unidad en condiciones normales de trabajo.

Cómo se mencionó en el punto 1.2 la UAM-A tiene una demanda contratada con CFE de 1806 kW y el máximo valor esperado en el análisis estacional es de 1253 kW. Por lo tanto, se tiene un gran margen de maniobra para este valor en caso de algún requerimiento fuerte de potencia energética que se presente por comportamientos irregulares; además de ser posible la incorporación de un mayor número de equipos eléctricos o inclusive permite cambios grandes en la estructura de la unidad; por ejemplo, la incorporación de un nuevo edificio.

1.4.3 Proyecciones del consumo y la potencia energéticos en el periodo 2018-2023

Para realizar proyecciones se parte de los datos históricos de consumo y potencia energética registrados durante el periodo enero 2011 – abril 2018, datos que permiten estimar las series de tiempo. Como se mencionó en el punto 1.3 dichas series permiten modelar comportamientos futuros a partir de los valores que ha tomado la variable durante un largo periodo de tiempo suponiendo un escenario estable en donde las variables que intervienen no sufren cambios.

La proyección de estas dos variables de estudio se realizó utilizando los métodos de “suavizamiento exponencial simple”, “Holt-Winter” y descomposición de componentes para una serie de tiempo descrito en el punto 1.3.3, y que, además, se utilizó para realizar el análisis de componentes (tendencia, estacionalidad e irregularidad) de las series para el consumo y potencia eléctrica.

Como criterios de validación y análisis del método se utiliza la Desviación Absoluta Media (DAM) y el Porcentaje de Error Medio Absoluto (PEMA) descritos en el punto 1.3.4.

Se presentan los resultados obtenidos únicamente con el método de descomposición de componentes, dado que con este procedimiento se obtuvo el mejor ajuste a los datos reales. Los resultados obtenidos con el suavizamiento exponencial simple y Holt-Winter se presentan en el anexo D y E respectivamente.

1.4.3.1 Supuestos

El pronóstico para el consumo y demanda energética en un centro educativo de nivel superior como es el caso de la UAM-A depende de diversos factores como son: número de alumnos, profesores y trabajadores, nivel económico, nivel de carga instalada, hábitos de consumo, datos históricos, tipo de tarifa, clima predominante, etc.

Por tal motivo, para realizar una proyección sobre la tendencia y comportamiento estacional de estas dos variables a futuro, es necesario determinar los escenarios supuestos bajo los cuales las proyecciones realizadas se cumplen. De tal forma que se realizaron las proyecciones estableciendo los siguientes supuestos basados en diferentes actividades de investigación.

- El número de alumnos (matrícula estudiantil) y de trabajadores se mantendrá prácticamente constante o con variaciones mínimas. Este supuesto se toma en cuenta ya que para que exista un incremento en estos rubros, se necesitan también nuevas instalaciones dentro de la unidad, sin embargo, este escenario se ve complicado de llegar a suceder, ya que la gran mayoría de espacios se encuentran ocupados por diferentes instalaciones actualmente. A la fecha no existe algún plan oficial en donde se prevea incrementar la matrícula estudiantil o implementar alguna nueva licenciatura en la unidad. Es evidente que un incremento considerable en la matrícula estudiantil o planta de trabajadores incrementaría sustancialmente el consumo y la potencia eléctrica en la unidad, lo que invalidaría las proyecciones realizadas.
- No se prevén modificaciones al sistema eléctrico instalado en la unidad, como, por ejemplo, un aumento en la capacidad de carga instalada o creación de nuevas subestaciones e incorporación de nuevos transformadores.
- A menudo se compran más equipos eléctricos para el uso en laboratorios y oficinas; sin embargo, en su conjunto no incrementan de manera importante el consumo y la demanda energética ya que, al tratarse de equipos nuevos, estos son más eficientes y en numerosas ocasiones sirven como reemplazo a equipos obsoletos por lo que no representan un incremento en las cargas como tal.
- Se tienen las mismas condiciones climatológicas que han imperado durante los últimos 7 años y 4 meses que abarca el periodo de estudio.

1.4.3.2 Proyección del consumo eléctrico

Realizar una proyección sobre el consumo eléctrico en la UAM-A es importante ya que con la información obtenida por el modelo de proyección se puede prever la situación futura en cuanto al requerimiento energético en la unidad que permita realizar estrategias de planeación en cuanto al uso eficiente de la energía para satisfacer las necesidades energéticas en la unidad, se pueden hacer estimaciones sobre los costes que se esperan derogar a futuro por pago del suministro de energía eléctrica, además se pueden plantear proyectos para ahorrar energía o sustituirla a través de otras fuentes como la solar fotovoltaica como es el caso de este proyecto y a su vez se permite conocer la huella de carbono que puede tener la UAM-A a futuro por concepto de consumo de energía eléctrica.

Como resultado de la proyección utilizando el método de descomposición de componentes se obtiene el grafico de la figura 1.18.

Este método toma en cuenta el ritmo de decaimiento en la tendencia obtenida por la regresión lineal (427 kW*t) representado por la línea gris y ésta se extrapola hasta el año 2023. Al multiplicar la tendencia por el índice estacional correspondiente a cada periodo dado en meses, es posible extrapolar los valores estacionales que se pronostican para el futuro.

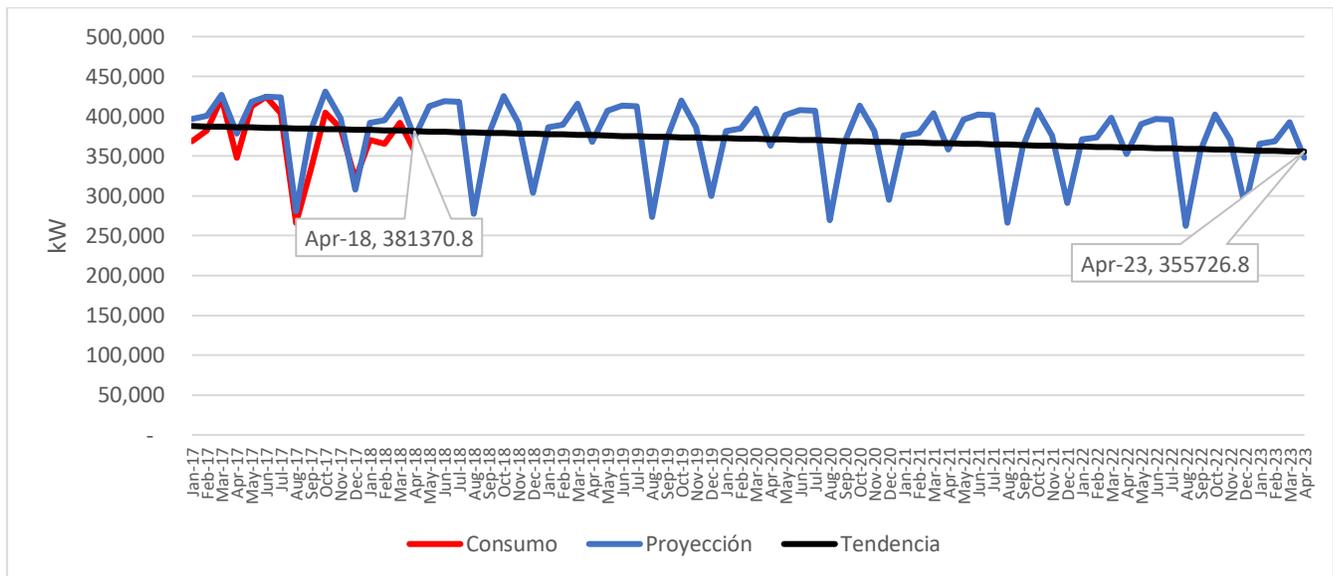


Figura 1. 18 Proyección del consumo eléctrico en la UAM-A 2018 -2023

La línea roja corresponde al consumo real en los últimos 16 meses del periodo de estudio. La línea azul corresponde a la proyección y comienza junto con la azul mostrando como se ajusta a los datos reales y a partir del mes de mayo 2018 se extrapola hasta el mes de abril del año 2023 representando los valores esperados para este periodo futuro. La línea negra representa la tendencia mensual.

En términos estacionales la proyección toma en cuenta las variaciones en el consumo eléctrico para cada periodo mensual y hace un pronóstico más preciso de los valores esperados para cada mes en el futuro.

La proyección indica que el consumo eléctrico puede decaer en 25,620 kWh durante los 5 años pronosticados de mantenerse las condiciones actuales de labores en la UAM-A. De tal forma que, si en abril de 2018 se tuvo un valor tendencial de 381,370 kWh, el valor pronosticado por la tendencia para el mismo mes en el año 2023 será de 355,726 kWh.

Con esta proyección se puede integrar el área bajo la curva anaranjada y tener un dato más preciso del consumo global esperado cada año en la institución. Este valor es importante al momento de realizar el análisis costo – beneficio del proyecto.

De este modo al integrar el área bajo la curva proyectada para el año 2023 se tiene un nivel de consumo igual a 4 229 457 kWh. Este nivel de consumo será el utilizado para el diseño del sistema fotovoltaico propuesto para la UAM-A.

Como criterio de validación para esta proyección se toma en cuenta la Desviación Absoluta Media (DAM) y el Porcentaje de Error Medio Absoluto (PEMA) los cuales presentaron los siguientes valores:

$$\text{DAM} = 19\,995 \text{ kWh} \quad \text{PEMA} = 5.7\%$$

La DAM indica que los valores de la predicción se alejan en promedio 19 995 kWh de los datos reales. Esto representa una variación del error de 5.7 % en términos absolutos o, dicho de otro modo, el modelo se ajusta en un 94.3% a los datos reales. Por tal motivo se considera que es un análisis satisfactorio de los datos.

1.4.3.3 Proyección de la potencia eléctrica

Realizar la proyección sobre la potencia energética resulta importante por las mismas razones descritas en la proyección del consumo eléctrico. Además, para efectos del diseño de una planta fotovoltaica en la UAM-A, es importante saber qué potencia máxima se demandará a futuro en la unidad y así poder decir oportunamente la potencia del campo generador que tendría un sistema fotovoltaico para la unidad Azcapotzalco, en caso de que se considere un diseño del sistema fotovoltaico con base en la potencia que eléctrica que se demanda en la institución.

Con la proyección es posible obtener los valores de demanda máxima de potencia esperada durante cada mes del año en la institución.

La proyección se realizó con el método de descomposición de componentes. En términos estacionales la proyección toma en cuenta las variaciones en la potencia eléctrica para cada periodo mensual y hace un pronóstico más preciso de los valores esperados para cada mes en el futuro. El resultado se presenta en la figura 1.19.

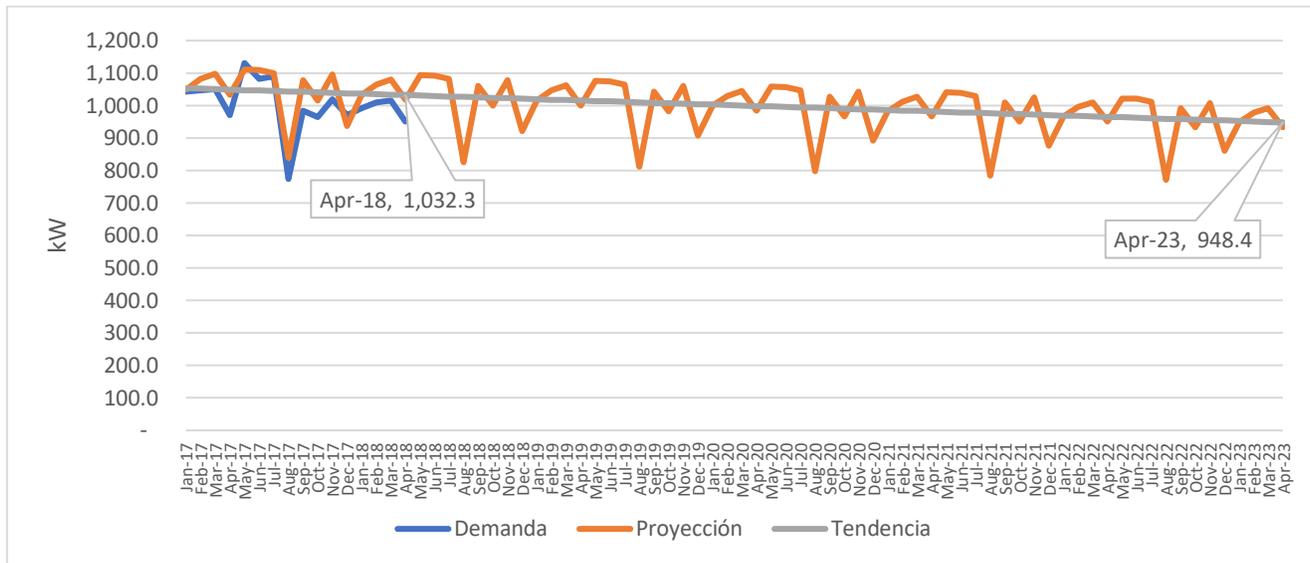


Figura 1. 19 Proyección de la potencia eléctrica 2018 - 2023

El gráfico 1.16 toma en cuenta el ritmo de decaimiento negativo en la tendencia obtenida por la regresión lineal (-1.39 kW*t). La línea gris representa la tendencia y esta se extrapola hasta el año 2023.

Al multiplicar la tendencia por el índice estacional correspondiente a cada periodo t (dado en meses), permite extrapolar los valores estacionales que se pronostican para el futuro (línea anaranjada). La línea azul corresponde a la demanda real en los últimos 16 meses del periodo de estudio, la línea naranja comienza junto con la azul mostrando como se ajusta a los datos reales y a partir del mes de mayo 2018 se extrapola hasta el mes de abril del año 2023 representando los valores esperados para este periodo futuro.

De tal modo que la predicción tendencial para el mes de abril 2018 arroja un valor de 1032 kW para la potencia eléctrica y el valor esperado para el mismo mes en el año 2023 es de 948 kW. Esto indica una reducción en la potencia eléctrica demandada en la unidad de 84 kW durante los próximos 5 años.

1.5 Conclusiones del capítulo I

Actualmente para el suministro de energía en la UAM-A se tiene contratado el servicio con la Comisión Federal de Electricidad (CFE). La CFE hace llegar la energía desde las centrales eléctricas hasta la subestación principal en la UAM-A y de esta subestación se distribuye la energía al interior de la unidad a través de su red eléctrica, la cual presenta las principales características siguientes:

1. Tiene una capacidad total de carga instalada para soportar 3006 kW de potencia eléctrica; sin embargo, con CFE se tiene una potencia contratada de 1804 kW.
2. Cuenta con un sistema de distribución subterráneo de dos anillos en media tensión (23 kV).
3. La red cuenta con 9 subestaciones eléctricas distribuidas por toda la unidad que se encargan de suministrar energía a los 19 edificios y otras cargas eléctricas de la unidad como son alumbrado de plazas, pasillos y estacionamiento.
4. Las principales cargas o usos a que se destina la energía eléctrica son: alumbrado de edificios y pasillos, bombeo de agua, aire acondicionado y para aparatos eléctricos como computadoras y equipos de laboratorio.

Respecto al sistema de tarifas para el registro y cobro de energía eléctrica que se utiliza en la unidad, actualmente la UAM-A se encuentra dentro del sistema tarifario Gran Demanda en Media Tensión Horaria (GDMTH) establecido por la Comisión Reguladora de Energía (CRE) y que entró en vigor el 01 de diciembre del año 2017.

Particularmente este sistema registra el consumo y la demanda de potencia eléctrica en tres horarios diferentes base, intermedio y punta, a lo largo del día. Cada uno de ellos tiene una tarifa de cobro diferente que al final se integran para obtener los costos por uso de energía eléctrica. Otro aspecto importante es que este sistema realiza un cobro por consumo de energía eléctrica y otro por demanda de potencia eléctrica requerida por el usuario, además de otros conceptos que son regidos por el mercado eléctrico y los costos de operación de las Empresas Suministradoras de Servicios Básicos (ESSB) como son cobros por: derechos de suministro, transmisión y distribución de la energía, capacidad (potencia kW), generación (kWh), Servicios Conexos no especificados en el Mercado Eléctrico Mayorista (ScMEM) y operación del Centro Nacional para el Control de la Energía (CENACE).

Hasta noviembre del 2017 la UAM-A estuvo regida conforme al sistema tarifario HM el cual registra el uso de la energía de la misma forma que el sistema GDMTH; sin embargo, la forma en que ésta se cobra sufrió modificaciones importantes.

El cambio en el sistema de tarifas fue producto de la reforma energética implementada en México desde el 2013, particularmente en la Ley de la Industria Eléctrica (2014) y la Ley de Transición Energética (2015). Estas leyes también permiten la participación del sector privado en la generación y distribución de energías limpias y la generación de energía eléctrica para autoconsumo a pequeños y medianos consumidores a través de los modelos de generación distribuida y contratos de interconexión.

Dado que en este capítulo se pretende medir y analizar el comportamiento del consumo y demanda de potencia eléctrica durante el periodo de estudio (enero 2011 a abril 2018) y la proyección hasta abril del 2023 se aplicó una metodología acorde al propósito de la investigación la cual consiste básicamente en una técnica estadística denominada “series de tiempo”, particularmente el método de descomposición

que utiliza una serie de datos históricos para describir comportamientos (tendencia, estacionalidad e irregularidad) en las variables de estudio, además de poder estimar estos valores en el futuro.

Para la aplicación de esta metodología se construyó una base de datos con el registro de las variables en periodos mensuales (88 meses en total). La base de datos contempla las dos variables de interés para este capítulo (consumo y potencia eléctrica); sin embargo, contempla las variables establecidas en las tarifas Media tensión Horaria (HM) y Gran Demanda en Media Tensión Horaria (GDMTH) para el cobro de la energía. Estos datos son importantes para la elaboración de los siguientes capítulos.

Debido a la obtención de datos en 2 diferentes tarifas se realizó un trabajo de homologación en diferentes variables para el manejo de una sola base de datos. Los resultados de la investigación (base de datos + metodología) se resumen a continuación:

Consumo eléctrico.

El consumo de energía eléctrica se refiere a la cantidad de energía que es utilizada en un periodo de tiempo dado, normalmente especificado en horas (kWh).

En cuanto al nivel de consumo eléctrico en la unidad se encontró que el promedio anual es de 4,707,948 kWh, cantidad que es alta y que clasifica a la universidad como usuario de gran demanda. En el primer año de estudio se registró un consumo de 5,010,900 kWh y para el último año (2017) el consumo anual fue de 4,770,702 kWh, resultado de una clara tendencia a la reducción del consumo en la unidad que se ha venido manifestando en los últimos años.

Los componentes de los datos de consumo mensual de energía eléctrica se descomponen en su tendencia, estacionalidad y componente irregular. Los resultados se mencionan a continuación:

Tendencia mensual:

El ritmo de decrecimiento mensual que se ha manifestado es de 427 kWh partiendo de un valor inicial de 418,554 kWh en el mes de enero del 2011. A lo largo de los 7 años y 4 meses del periodo de estudio el consumo eléctrico ha caído en términos de tendencia mensual 37,184 kWh. Actualmente para el último periodo de estudio (abril 2018) se tiene un valor de 381,370 kWh.

Este comportamiento se explica por las medidas ahorradoras de energía adoptadas en la UAM-A como son: cambio a luminarias de alta eficiencia tipo LED, y programas de manejo de uso eficiente de la energía.

Comportamiento estacional:

Respecto al comportamiento estacional del consumo eléctrico a nivel mensual se observa que el consumo es más elevado en los meses coincidentes con las actividades trimestrales en la UAM-A y su valor mínimo coincide con los meses inter trimestrales o vacacionales en los que la actividad académica se reduce drásticamente.

Los meses de consumo punta son: marzo, mayo, junio y julio con valores de 458,333 kWh y octubre con valores punta de 466,666 kWh.

Los meses donde el consumo es mínimo corresponden a los periodos vacacionales. El valor que se presentan para el mes de abril es de 410,293 kWh, el consumo mínimo se tiene los meses de agosto donde decae hasta 304,167 kWh y los meses de diciembre se tiene un valor de 334,932 kWh.

Comportamiento irregular:

En el análisis de la componente irregular se encontró que existe una importante variación en el consumo eléctrico normalmente esperado en días de actividades normales. Estas irregularidades son ocasionadas por fenómenos que se suscitan muchas veces de forma inesperada y sobre los cuales no se tiene un control total; sin embargo, es importante conocer hasta qué limite pueden llegar estas variaciones y tomar medidas preventivas para su mitigar su impacto.

Se encontró una variación de valores por debajo del dato estacional esperado de 50,000 kWh; sin embargo, se presentan 3 puntos mínimos en donde el consumo eléctrico alcanzó niveles muy bajos de hasta 135 630 kWh en relación a lo comúnmente demandando. La variación superior a lo esperado se mantiene por debajo de los 37, 297 kWh. Generalmente se tienen mayor variación por debajo del nivel de consumo esperado, lo cual resulta satisfactorio ya que no se demanda más energía a la normalmente esperada por situaciones irregulares.

Proyección:

Dado que interesa tener idea del comportamiento futuro del consumo energético de la UAM-A se realizó la proyección de dicha variable generando los siguientes resultados.

Se espera que el consumo eléctrico -bajo el supuesto de mantenerse las condiciones que imperaron durante los 7 años del periodo de estudio- para el año 2023 decaiga alrededor 25 600 kWh. Es decir, en promedio se espera anualmente una reducción de 5120 kWh, sin embargo, es conveniente aclarar que la tendencia a la baja se presente siempre y cuando se continúe con la adopción de nuevas medidas ahorradoras empleadas para reducir el consumo eléctrico. Este supuesto sin embargo tiene límites claros y costosos que dificultan se mantenga el ritmo de ahorro energético.

De este modo se espera tener un nivel de consumo eléctrico de 4 229 457 kWh o inferior a partir del año 2023, con este nivel de consumo se procede a realizar el dimensionamiento del SFVI para la UAM-A.

Potencia eléctrica: La demanda de potencia eléctrica es la cantidad de potencia (kW) que se requiere para satisfacer las necesidades de energía en una instalación en un instante de tiempo determinado. En la UAM-A se tienen una alta demanda de potencia eléctrica máxima, con valores que promedian los 1165 kW anuales.

Tendencia mensual:

Como resultado del análisis de tendencia se encontró que esta ha sufrido un decaimiento a un ritmo mensual de 1.39 kW durante el periodo de estudio partiendo de un valor inicial igual a 1155.3 kW para enero del 2011. Durante los 7 años y cuatro meses del periodo de estudio la potencia eléctrica ha decaído en 121.6 kW. Actualmente para el último periodo de estudio (abril 2018) se tiene un valor de 1032 kWh.

La tendencia negativa se explica, al igual que en el consumo, a las medidas adoptadas por la UAM-A para mejorar la eficiencia del uso energético.

Comportamiento estacional:

El análisis estacional mensual indica que la potencia eléctrica es susceptible a los periodos trimestrales y vacacionales que se dan lugar cada año en la UAM-A. los meses en donde los valores decaen corresponden a abril, agosto y diciembre debido a la ausencia del grueso de la población estudiantil y trabajadora en la unidad.

Los meses de mayor potencia demandada corresponden a periodos trimestrales, en marzo se tiene un valor de 1,229 kW. Para los meses de junio, julio y noviembre presentan valores máximos de 1,250 kW. Los meses correspondientes a periodos vacacionales se tiene los valores más bajos de potencia. Durante abril se esperan valores estacionales de 1,158 kW. La menor demanda de potencia se tiene los meses de agosto donde su valor es de 948 kWh y los meses de diciembre se tiene un valor estacional de 1064 kW.

Proyección:

Se realizó la proyección a 5 años sobre la potencia energética, utilizando el método de descomposición de componentes. Como resultado de la proyección se espera una reducción de la potencia eléctrica demandada de 83.4 kW dentro de los próximos 5 años; lo que llevaría a tener valores mensuales de 1,080 kW de potencia eléctrica en promedio. En el mismo caso que el consumo eléctrico se hace la observación de que la tendencia reducirá su ritmo de decaimiento paulatinamente durante los siguientes años, hasta llegar a estabilizarse.

Finalmente, como se ha mencionado los límites de las tecnologías ahorradoras de energía adoptadas en la UAM-A son claros y costosos, lo que dificulta que se mantenga el ritmo de decaimiento en el consumo y demanda de potencia de energía eléctrica. Por tal motivo resulta importante pensar en la adopción de una nueva tecnología más robusta como lo es la tecnología solar fotovoltaica que actualmente.

que permite generar suficiente energía eléctrica limpia, libre de emisiones de Gases de Efecto Invernadero como el CO₂ capaz de reducir de manera importante la energía eléctrica que se demanda a CFE.

De esta manera se podrían tener importantes beneficios económicos por concepto de ahorro de energía eléctrica, lo cual representa un gasto importante en la universidad pues su valor promedio los \$ 7,389,989.00 anuales.

De esta forma UAM-A estaría participando de manera importante en el cuidado del medio ambiente, y el desarrollo sustentable, principalmente evitando emisiones de gases de efecto invernadero formados en la combustión de las centrales termoeléctricas (CO₂, CH₄, NO_x) que contribuyen al calentamiento global y cambio climático, además del ahorro en el consumo de agua para la generación de vapor en las centrales termoeléctricas.

Capítulo II Dimensionamiento del sistema fotovoltaico interconectado (SFVI) en la UAM-A

2.1 Introducción

En este capítulo se presenta el dimensionamiento del Sistema Fotovoltaico Interconectado (SFVI) que se pretende instalar en la UAM-A para cubrir la demanda anual de energía proyectada para el año 2023, la cual corresponde a 4 300 000 kWh como se vio en el capítulo 1 de este trabajo.

El proceso de dimensionamiento se hace principalmente con base a la metodología tradicionalmente mostrada en la literatura tomando en cuenta las condiciones geográficas y físicas de la UAM-A (Casa & Barrio, 2017; Méndez & Cuervo, 2009). El método consiste en realizar 6 pasos que se resumen en los siguientes puntos

- 1.- Determinar la cantidad de energía incidente disponible en la ubicación de la instalación.
- 2.- Ajustar los valores encontrados en el punto anterior acorde a la orientación e inclinación del campo de captación, así como de las sombras que se proyectan sobre él, si las hubiese.
- 3.- Definir los principales elementos que constituyen al Sistema Fotovoltaico Interconectado (SFVI).
- 4.- Determinar el factor de rendimiento de la instalación o Performance Ratio (PR) que contemple la eficacia de los elementos integrantes y su respuesta ante factores como la temperatura, comportamiento de la red, factores ambientales, etc.
- 5.- Dimensionamiento de los elementos del generador. En este paso se define el número de módulos fotovoltaicos, número de inversores con base en la demanda de energía a satisfacer. Finalmente se configura el arreglo del campo generador.
- 6.- Estimar la producción energética mensual y anual de la instalación.

El diagrama de la metodología para este capítulo se muestra en la figura 2.1

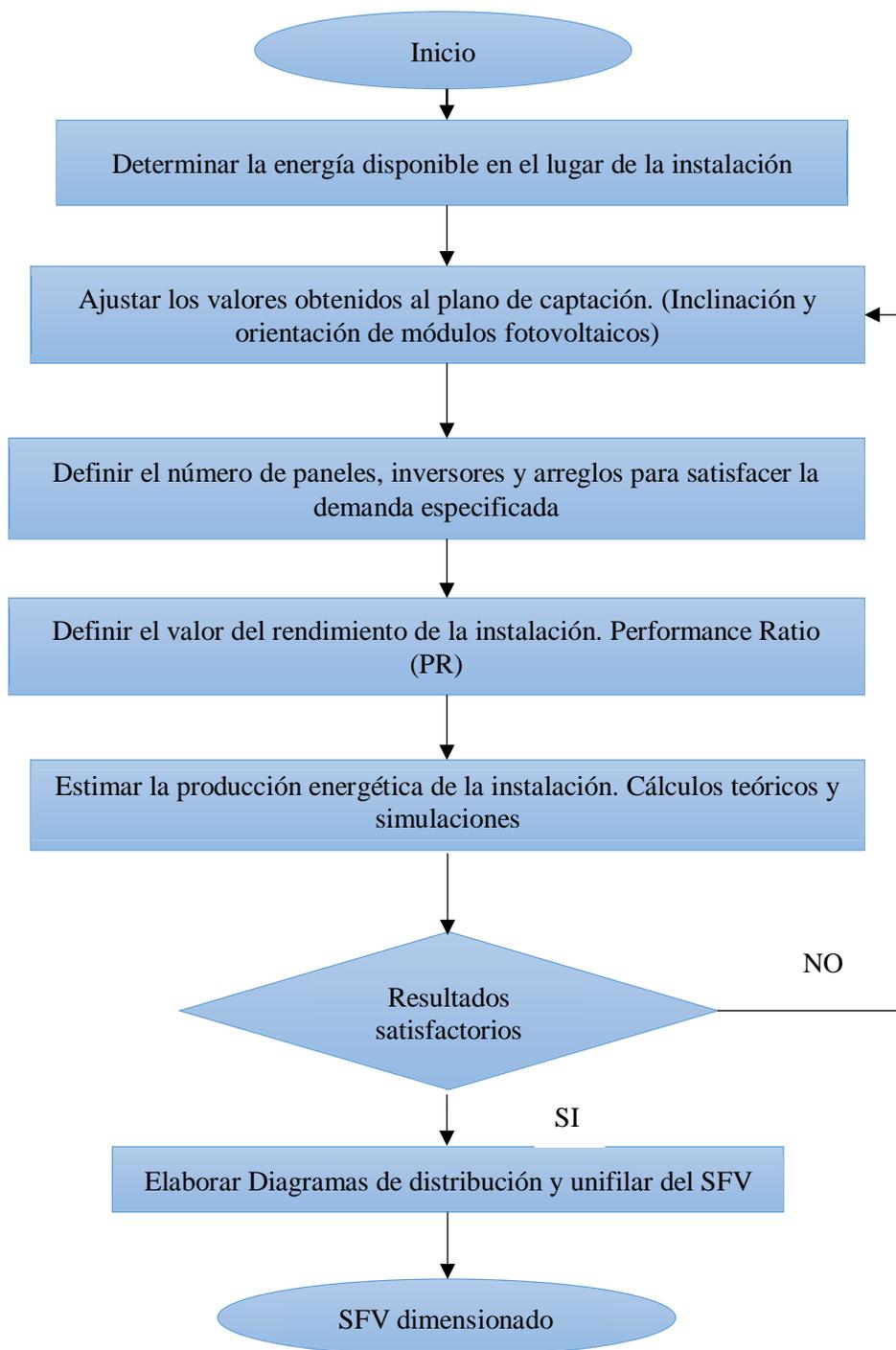


Figura 2. 1 Metodología para dimensionar un Sistema Fotovoltaico. Fuente: Elaborado con base en: (Casa & Barrio, 2017; Méndez & Cuervo, 2009)

Los resultados obtenidos en los cálculos de dimensionamiento siguiendo el método teórico, son comparados con simulaciones realizadas con el software “PVsyst” el cual se ha empleado para la obtención de diferentes parámetros de diseño, además de evaluar el desempeño y producción de energía que tendría la instalación fotovoltaica diseñada en condiciones reales de operación.

El resultado del dimensionamiento del SFVI permite continuar con la evaluación económica que finalmente muestra la viabilidad de realizar o no el presente proyecto.

2.1.1 Conceptos básicos

Se presentan los conceptos básicos utilizados en el proceso de dimensionamiento del SFVI.

Energía producida: Energía conectada a la red en un periodo de tiempo durante el funcionamiento de la instalación (Casa & Barrio, 2017).

Espectro AM 1.5G: Espectro solar estándar para la superficie de la tierra. El termino AM (Air Mass) se refiere a la masa de aire que atraviesa la radiación en la atmósfera. El número 1.5 indica la longitud normalizada con respecto a la menor longitud posible, es decir cuando los rayos del sol inciden directamente. La letra G indica que se trata de luz global que abarca tanto radiación directa como difusa (Rojas, 2011).

Irradiación: Energía incidente en una superficie por unidad de superficie y a lo largo de un cierto periodo de tiempo. Se mide en kWh/m² (Álvarez, 2014).

Irradiancia: Densidad de potencia incidente en una superficie por unidad de tiempo y unidad de superficie. También es llamada constante solar. Su valor es de 1353 W/m² según la NASA (Álvarez, 2014).

Sistema Fotovoltaico Interconectado (SFVI): Se le denomina SFVI al conjunto total de componentes (módulos, inversores, cableado, protecciones, puestas a tierra, tableros, controles, transformadores, elementos de sujeción, estructuras de montaje, etc.) que integran la instalación fotovoltaica con el propósito de captar y transformar la energía solar a energía eléctrica aprovechable por la red eléctrica para la cual se realiza el SFVI (De la Peña, 2016).

Potencia nominal: Se denomina potencia nominal de una instalación fotovoltaica a la suma de la potencia de todos los inversores. La potencia total que una instalación es capaz de generar vendrá limitada por la potencia nominal y no por la potencia pico (De la Peña, 2016).

Potencia pico: Se denomina potencia pico de una instalación fotovoltaica a la suma de la potencia de todos los módulos fotovoltaicos en Condiciones Estándar de Ensayo (STC por sus siglas en inglés, a temperatura ambiente igual a 25 °C, irradiancia 1000 W/m² y espectro AM 1.5G), (De la Peña, 2016).

Producción específica: Representa la cantidad de energía obtenida por cada unidad de potencia pico instalado. Se obtiene al dividir la producción total entre la potencia pico instalada, la producción específica, queda expresada en horas por lo que también recibe el nombre de horas equivalentes.

$$\text{Producción específica} = \frac{E_p [kWh]}{P_{pico} [kW]} \quad \text{Ec. 2.1}$$

Este parámetro suele aportar información sobre la instalación ya que relaciona la producción de energía con la potencia instalada para generarla (De la Peña, 2016).

PVsyst: Software desarrollado por la Universidad de Génève en Suiza. Permite dimensionar, simular y analizar los datos de funcionamiento de sistemas fotovoltaicos autónomos o conectados a red. Incluye potentes bases de datos climáticas y de componentes.

2.2 Energía Solar disponible

El primer paso para dimensionar la instalación fotovoltaica, consiste en conocer la cantidad de radiación solar que incide en la zona de emplazamiento. Para lograr este objetivo precisamos conocer la ubicación geográfica de la instalación y los datos históricos que les permitan estimar la radiación que cabe esperar en dicha localización a largo plazo.

Existen diferentes fuentes que proporcionan bases de datos históricos para radiación solar y datos climatológicos que son utilizados por ingenieros y e investigadores en la evaluación de diversos proyectos en energía solar fotovoltaica, térmica o para diversas investigaciones en el campo de la energía solar. Las diversas fuentes de bases de datos varían en función de la región del planeta que se requiera estudiar. En la actualidad existen muchas y muy variadas bases de datos a las que se puede acceder gratuitamente desde internet e incluso empresas especializadas que venden como productos sus datos históricos, mediciones contrastadas, etc. El sector de la energía solar evoluciona a un ritmo frenético por lo cual el estudio del recurso solar a través de las distintas bases de datos se encuentra en continuo cambio y mejoramiento.

Es importante contrastar cuantas más bases de datos posibles pues ninguna de ellas es infalible. Una vez se contrastan los datos se podrán descartar las que se consideren menos precisas e incluso aceptar los valores de una sola base de datos como los más representativos, de acuerdo a la precisión que se ofrezca en la zona de estudio (De la Peña, 2016).

2.2.1 Base de datos de radiación solar

Con base en la ubicación geográfica de la UAM-A, se contrastan 3 diferentes fuentes de datos que pueden ser utilizados para conocer el recurso solar que será aprovechado por el Sistema Fotovoltaico Interconectado (SFVI).

Cada una de estas fuentes proporcionan una recopilación completa en serie de datos climatológicos y de energía solar, incluidas las tres medidas más comunes de radiación solar, las cuales son las siguientes:

Irradiación Global Horizontal (GHI): Energía solar total que incide sobre una superficie horizontal, particularmente 1 m^2 durante una hora. Está compuesta por la suma de la energía solar difusa, directa y reflejada o albedo. Generalmente se expresa la cantidad de GHI que incide durante un periodo de tiempo que puede ser un día. Sus unidades son $\text{kWh/m}^2 \cdot \text{día}$.

Irradiación Horizontal Difusa (DHI): Esta radiación se genera cuando los rayos del sol son interrumpidos por partículas como consecuencia de las absorciones, otros tipos de factores que generan este tipo de radiación son las nubes, montañas, árboles, etc. Sus unidades son $\text{kWh/m}^2 \cdot \text{día}$.

Irradiación Normal Directa (DNI): Es aquella que alcanza la superficie receptora sin haber sufrido interacción con ninguna partícula u otro elemento a su paso por la atmósfera que le pueda causar reflexión o difusión. Cuando se hace referencia a la radiación normal directa, se entiende referida a una superficie plana normal al vector de posición del sol. Sus unidades son $\text{kWh/m}^2 \cdot \text{día}$.

A continuación, se resumen las principales características de tres fuentes de datos solares a fin de compararlas y elegir la más adecuada para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico.

METEONORM

Es un producto desarrollado por la empresa Meteotest en Berna, Suiza. Esta herramienta de cobertura mundial aporta datos meteorológicos de radiación y temperatura a través de 8325 bases meteorológicas y 5 satélites. Mediante la interpolación de las 6 estaciones más cercanas se generan valores para cualquier localización. Por lo tanto, la efectividad de sus datos está en función de la cercanía del punto de estudio con las estaciones meteorológicas.

La resolución espacial de los datos es de 10 km cuando se generan valores con alguna estación meteorológica cercana existente, en un radio de 50 km, proporciona datos terrestres y satelitales, en un radio superior a 50 km únicamente datos satelitales; sin embargo. Los datos se basan en el procesamiento de observaciones por satélite cada hora para Europa y África, y cada 3 horas para el resto del mundo (Solargis, 2017).

Meteonorm es una herramienta de pago, mayormente utilizada en Estados Unidos y Europa debido a que ahí se encuentra la mayoría de sus bases y por lo tanto sus datos son más precisos en estas regiones (De la Peña, 2016). Cabe señalar que a la fecha Meteotest no ha publicado ningún documento de validación para las regiones de América, Asia y Australia; por lo tanto, la precisión de los datos en estas regiones no puede evaluarse objetivamente (Solargis, 2017).

NASA SSE

La Administración Nacional de la Aeronáutica y del Espacio, más conocida como NASA cuenta con datos satelitales recogidos desde 1983 a 2005 para toda la tierra proporcionados por el programa NASA-SSE (Surface Meteorology and Solar Energy Programme) a través de su herramienta POWER (Prediction Of Worldwide Energy Resource) (NASA, 2019). Introduciendo las coordenadas (latitud-longitud) de la localización, se obtienen promedios mensuales de radiación global horizontal. Estos datos son satelitales y no se pueden sustituir por valores terrestres, sin embargo, gracias a su gran cobertura pueden ser muy útiles a la hora de comparar con otras bases.

NASA SSE es considerada una herramienta de baja resolución ya que proporciona datos con una resolución de cuadrícula de $1/2^\circ \times 1/2^\circ$ a lo largo del mundo ($1/2^\circ$ de latitud suponen 55.5 km) y los datos son computados en intervalos de una hora. Los valores de radiación medidos en el SSE son comparados con la red de estaciones terrestres que tiene la NASA por todo el mundo (39 estaciones) la BSRN (Baseline Surface Radiation Network), (Cabrera et al., 2011; Chandler et al., 2013).

Los datos han sido validados con mediciones terrestres arrojando una incertidumbre del 15 % para irradiación global horizontal (GHI) al 20 % para Irradiación directa normal (DNI) (Myers, 2009). Sin embargo, es comúnmente aceptado al momento de realizar evaluaciones preliminares del recurso solar en zonas donde escasean los datos debido a su carácter gratuito, fácil disponibilidad de los datos y cobertura mundial.

NREL - NSRDB

National Solar Radiation Data Base por sus siglas en inglés es una de las herramientas creadas por NREL (National Renewable Energy Laboratory) que da cobertura a cualquier región de Centro y Norteamérica. Actualmente NSRBD proporciona gratuitamente a través de NREL's DATA VIEWER, datos satelitales de radiación solar y climatológicos con una resolución media – alta puesto que abarca una resolución de cuadrícula de $4 \text{ km} \times 4 \text{ km}$ ($0.038^\circ \times 0.038^\circ$) con datos computados en intervalos de 30 minutos. NRSBD es que proporciona un año meteorológico típico (TMY por sus siglas en inglés) el cual está conformado por los valores promedio mensuales más representativos medidos desde 1998 hasta el 2016, lo cual supone una gran ventaja al momento de evaluar el comportamiento de sistemas que trabajan con energía solar a lo largo de un año.

Los datos han sido validados mediante mediciones en superficie terrestre con porcentajes de desviación media dentro del 5% y 10 % para irradiación global horizontal GHI e irradiación directa normal DNI respectivamente. Es posible tener acceso a los datos de forma gratuita a través de <https://nrsbd.nrel.gov>. Durante los últimos 23 años NRSBD ha sido extensamente utilizada por un grupo creciente de científicos e industriales para el desarrollo de diversas investigaciones y proyectos en el ámbito de la energía solar (Sengupta et al., 2018).

De acuerdo a las características de las bases de datos, se elige trabajar con los datos de NREL-NSRBD por ser la que se ha actualizado más recientemente, presenta los porcentajes más bajos de desviación media en GHI y DNI, tiene una mayor resolución de cuadrícula para la radiación en nuestra ubicación y su disposición es gratuita.

2.2.2 Ubicación geográfica

El proyecto se pretende llevar a cabo en la Unidad Azcapotzalco de la UAM, por lo tanto, necesitamos conocer su ubicación geográfica. Como se observa en la figura 2.2 la UAM-A se ubica al norte de la ciudad de México, dentro del área urbana. Sus coordenadas geográficas son:

Latitud: 19.5035°N; Longitud: -99.1874°O



Figura 2. 2 Ubicación geográfica de la UAM-Azcapotzalco

2.2.3 Irradiación en la ubicación de la instalación

Para este propósito se utilizan los datos de Irradiación Global Horizontal (GHI) en la ubicación de la instalación. En la tabla 2.1 se contrastan los valores de GHI para cada base de datos analizada anteriormente. Los valores corresponden a la GHI diaria promedio mensual. Otro parámetro importante extraído de la base de datos es el promedio de temperatura ambiente que será de utilidad en cálculos posteriores para el dimensionamiento del SFVI.

Tabla 2. 1 Promedio mensual de irradiación diaria y temperatura ambiente en la UAM-A. Fuente:(NASA-SSE, 2018; NREL, 2019; Pvsyst, 2019).

Lat. 19.5°N Lon -99.18°O	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
GHI/NREL kWh/m ² *día	5.22	6.10	6.80	7.02	6.86	6.50	6.35	6.09	5.23	5.40	5.27	5.07	5.95
GHI/NASA kWh/m ² *día	4.78	5.73	6.55	6.5	6.24	5.6	5.51	5.42	4.95	4.92	4.81	4.49	5.46
GHI/Meteonorm kWh/m ² *día	4.76	5.38	5.97	5.90	5.85	5.43	5.02	5.01	4.60	4.46	4.45	4.17	5.1
T amb °C	10.9	11.2	13.7	16.4	16.1	15.9	14.5	13.6	14.0	13.7	10.5	11.16	13.5

Se puede observar una variación de hasta 0.85 kWh/m²*día entre los datos proporcionados por Meteonorm y NREL que proporcionan los valores más bajos y altos de GHI respectivamente. La NASA-SSE proporciona un valor medio entre las otras 2 bases de datos. Aunque se podría pensar en utilizar un valor promedio para realizar los cálculos del dimensionamiento del SFVI; es preferible utilizar la base de datos que presenta las mejores características. En la tabla 2.2 se comparan las principales características de las 3 bases de datos analizadas.

Tabla 2. 2 Comparación entre las bases de datos de radiación solar analizadas.

Base de datos	Resolución espacial [Km ²]	Resolución temporal [min]	Desviación GHI [%]	Desviación DNI [%]	Cobertura	Referencia
NASA-SSE	55.5	60	15	20	Mundial	(Cabrera et al., 2011; Chandler et al., 2013)
METEONORM	10	180	nd	nd	Mundial	(De la Peña, 2016; Solargis, 2017)
NREL-NSRDB	4	30	5	10	India, Centro y Norte América	(Sengupta et al., 2018)

De acuerdo al cuadro comparativo observamos que la base de datos de NREL-NSRDB presenta las mejores características de confiabilidad respecto a las otras 2 bases de datos. Por tal motivo, se eligen los datos de GHI obtenidos de NREL-NSRDB (tabla 2.1, fila 2) como los adecuados para realizar el dimensionamiento del SFVI. Estos valores se ajustan en el siguiente punto, con base en el plano de captación definido para los módulos fotovoltaicos en la UAM-A.

2.3 Irradiación en el plano de captación.

Los valores obtenidos en la tabla 2.1 corresponden a un plano de captación horizontal para la zona de emplazamiento; sin embargo, se debe encontrar el plano de captación que tendrá el sistema fotovoltaico en la UAM-A; es decir, el ángulo de inclinación y ángulo de orientación más óptimo para que los módulos fotovoltaicos reciban la mayor cantidad de rayos solares durante mas horas al día.

Para ajustar los valores obtenidos en la tabla 2.1 se utiliza la ecuación 2.2 (Casa & Barrio, 2017). Para este propósito necesitamos definir la orientación e inclinación que tendrán los módulos fotovoltaicos.

$$Gdm(\alpha, \beta) = Gdm(0) * K * FI * FS \quad \text{Ec. 2.2}$$

Donde:

$Gdm(\alpha, \beta)$ = Valor medio mensual o anual de la irradiación diaria sobre el plano generador, una vez descontadas las perdidas por orientación, inclinación y sombras, si las hubiese [$\text{kWh}/\text{m}^2 \cdot \text{día}$].

$Gdm(0)$ = Valor medio mensual o anual de la irradiación diaria sobre una superficie horizontal equivalente al valor de GHI. [$\text{kWh}/\text{m}^2 \cdot \text{día}$].

K = Constante para el periodo de diseño, para un periodo de diseño anual su valor es de 1.15 de acuerdo con el Instituto para la Diversificación y el Ahorro de Energía (IDAE).

FI = Factor de irradiación para la orientación e inclinación elegidas.

FS = Factor de sombras.

2.3.1 Orientación e inclinación de los módulos fotovoltaicos

La inclinación de los módulos se representa con el ángulo β y corresponde al ángulo entre la superficie horizontal y la superficie del módulo.

Existen distintos métodos matemáticos para determinar la orientación e inclinación óptimos para los módulos fotovoltaicos. En el presente trabajo se determinó el ángulo de inclinación óptimo con base en

la ubicación geográfica de la instalación empleando el software PVsyst, como se observa en la figura 2.3a.

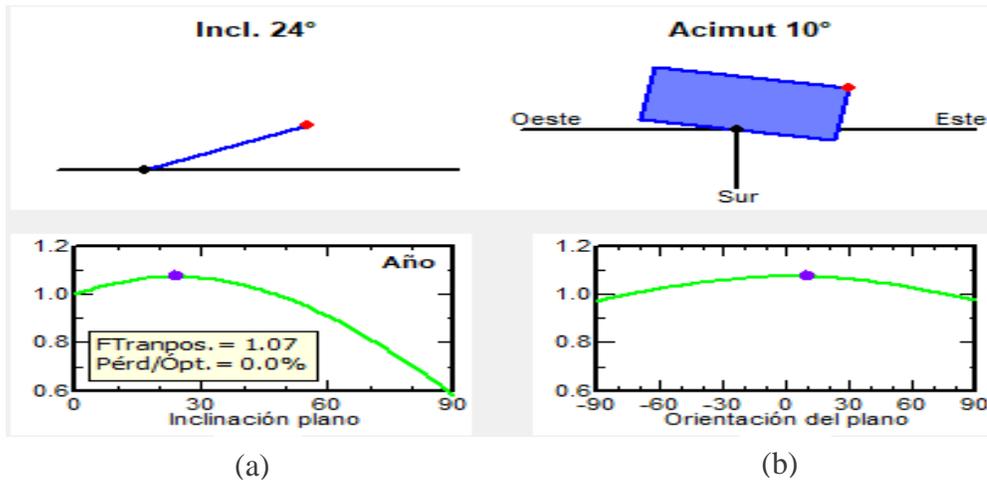


Figura 2. 3 Orientación del plano captador. (a) Ángulo de inclinación óptimo, (b) orientación de los módulos fotovoltaicos y gráficos correspondientes de valor óptimo.

El ángulo óptimo de inclinación resultante corresponde a $(\beta) = 24^\circ$ como se muestra en la figura 2.3(a).

La orientación de los módulos se define por el ángulo acimut (α) formado por la línea Norte-Sur y la proyección del rayo solar sobre el plano horizontal (figura 2.3b). Al amanecer es de -90° ya que los rayos solares están en el Este y forman este ángulo con el Sur. Se puede observar siguiendo la Trayectoria aparente del Sol (de Este a Oeste). A las 12 horas, $\alpha=0^\circ$, porque el Sol se encuentra sobre la línea Sur, aquí se conseguirá la máxima radiación y es la mejor orientación para los módulos.

En la figura 2.3 (b) se observa según el gráfico que la orientación óptima de los módulos para ubicaciones de latitud norte corresponde a 0° orientado al sur geográfico; sin embargo, por la orientación en la que se encuentran construidos los edificios en la UAM-A, los módulos deben orientarse con un ángulo acimut (α) = 10° suroeste, a modo de aprovechar mejor el área disponible en las azoteas de los edificios y que pueda entrar una mayor cantidad de módulos fotovoltaicos en cada azotea. Este valor (α) = 10° se encuentra prácticamente en el óptimo (α) = 0° como se observa en la curva de la figura 2.3 (b) por lo tanto las pérdidas por orientación de los módulos serán mínimas.

2.3.2 Valores ajustados de irradiación en el plano de captación

Una vez definidas la inclinación y orientación de los módulos fotovoltaicos se procede a determinar los valores correspondientes para el Factor de Irradiación (FI) y factor de sombras (FS), (Méndez & Cuervo, 2009).

El Factor de Irradiación (FI) relaciona las pérdidas de irradiación por orientación e inclinación que tendrá el plano receptor, al tener una orientación e inclinación diferentes a los valores óptimos. Se determina mediante la ecuación 2.3.

$$FI = 1 - \{1.2 \times 10^{-4} (\beta - \beta_{opt})^2 + 3.5 \times 10^{-5} * \alpha^2\} \quad \text{para } 15^\circ < \beta < 90^\circ \quad \text{Ec. 2.3}$$

Donde:

β = Ángulo de inclinación real de los paneles.

β_{opt} = Ángulo de inclinación óptimo para los paneles.

α = Ángulo acimut.

En el punto 2.3.1 se determinó que los módulos tendrán un ángulo de inclinación $\beta = 24^\circ$ y este valor es el correspondiente al óptimo, por lo que teóricamente no habrá pérdidas de irradiación que correspondan a la inclinación de los módulos. Sin embargo, el ángulo acimut determinado a emplear es $\alpha = 10^\circ$ Suroeste; el cuál esta 10° alejado del ángulo de orientación óptimo $\alpha = 0^\circ$ para todas las instalaciones ubicadas en hemisferio Norte, como es el caso de la UAM-A.

Al sustituir los valores correspondientes en la ecuación 2.3 se obtiene:

$$FI = 1 - \{1.2 \times 10^{-4} (24 - 24)^2 + 3.5 \times 10^{-5} * 10^2\} = 0.996$$

Una vez obtenido el valor de FI, se determina el valor del Factor de Sombras (FS). El Instituto de Diversificación para el Ahorro de Energía (IDAE) permite como máximo un 10% de pérdidas por orientación e inclinación de módulos y hasta un 10% de pérdidas por sombras para un diseño del SFVI con disposición general. La suma de las pérdidas no debe superar el 15% (IDAE, 2011).

En cuanto a las pérdidas por sombras en la UAM-A, no se toman en cuenta sombras generadas por objetos exteriores al campo generador como árboles, edificios o algún otro elemento físico, dado que los edificios disponibles en la unidad superan la mayor parte del arbolado; que además por su ubicación estos no proyectan sombras sobre las azoteas.

Se descarta un análisis de horizonte de sombras lejanas, ya que este análisis debe realizarse cuando existen objetos de gran tamaño dentro de un radio de 10 veces la distancia del campo generador, como pueden ser edificios, cerros, o alguna otra estructura que pueda generar sombras sobre el SFVI (Mermound & Wittmer, 2017). De tal modo que no existen este tipo de objetos en un radio de 4 km a la UAM-A.

De tal modo que se toma un valor de FS=0.92 obtenido en el taller de “Diseño y dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos” en el cual se considera este valor para sombras cercanas proyectadas por

estructuras en las azoteas como son tinacos, aire acondicionado, antenas, arbolado cercano, etc. (Villanueva, 2018).

En el punto 2.6.2 se determina la distancia mínima entre filas de módulos para descartar pérdidas por sombras proyectadas por los mismos módulos fotovoltaicos.

Una vez determinados los valores del factor de incidencia, factor de sombreado, la constante K y los datos mensuales de radiación, se reemplazan los valores en la ecuación 2.2 para determinar los valores de radiación en el plano de captación $G_{dm}(\alpha, \beta)$. Los valores obtenidos se presentan en la fila 2 de la tabla 2.3.

Tabla 2. 3 Valores promedio de GHI y valores corregidos a $\beta=24^\circ$ y $\alpha=10^\circ$ Fuente: NREL, 2019

Lat 19.5°N Lon -99.18°O	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
$G_{dm}(0)$ kWh/(m ² *día)	5.22	6.10	6.8	7.1	6.86	6.5	6.35	6.09	5.23	5.40	5.27	5.07	5.95
$G_{dm}(\alpha, \beta)$ kWh/(m ² *día)	5.5	6.42	7.16	7.48	7.22	6.84	6.69	6.41	5.51	5.69	5.55	5.34	6.27

En donde los valores $G_{dm}(0)$ corresponden a los valores de GHI obtenidos por NREL-NSDRB (tabla 2.1). Los valores de irradiación ajustados en el plano a 24° de inclinación y 10° acimut respecto al sur geográfico $G_{dm}(\alpha, \beta)$, son los que se pueden utilizar para estimar la producción energética mensual y anual de la instalación. En este trabajo se hace un dimensionamiento con base en el consumo eléctrico anual de la UAM-A, por lo tanto, se toma el valor promedio anual $6.27 \text{ kWh/m}^2 \cdot \text{día}$ para realizar los cálculos pertinentes al dimensionamiento del SFV. Los valores mensuales ajustados se utilizan para calcular la producción mensual y anual de energía eléctrica que producirá la instalación. Estos valores corregidos representan un ajuste de 6.66 % respecto al valor de la irradiación diaria que incide sobre un plano horizontal, de acuerdo a los datos obtenidos de la NSRBD para la ubicación geográfica.

2.4 Elección de los principales componentes de la instalación.

La instalación eléctrica de la UAM-A se concibe como un sistema interconectado a la red eléctrica, por lo que los principales elementos lo constituyen, los paneles fotovoltaicos e inversores de corriente. En este tipo de instalación no se requieren acumuladores para almacenar la energía generada, ya que esta es aprovechada al momento de ser inyectada a la red eléctrica de la UAM-A o bien, puede ser vendida a Comisión Federal de Electricidad (CFE) inyectando la energía a la red eléctrica del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) cuando el consumo de energía eléctrica en la UAM-A sea menor que el generado por el sistema fotovoltaico.

2.4.1 Elección del módulo fotovoltaico.

Tradicionalmente, la elección de un panel se define con base a criterios bien definidos como son: costo unitario, dimensiones físicas, potencia nominal, porcentaje de eficiencia, factor de forma o Fill Factor (FF), certificaciones internacionales y garantías de años en funcionamiento (Susan & Fernando, 2017). El tipo de características a priorizar dependerá de las condiciones particulares del tipo de instalación a diseñar.

Para el caso particular de la UAM-A se toman en cuenta 4 factores preponderantes. El primero es la eficiencia (E), el segundo es el factor de llenado (FF), el tercero las certificaciones que garanticen una vida útil mínima de 25 años y finalmente el costo unitario.

Los cuatro factores se explican a continuación.

Eficiencia.

La eficiencia del módulo fotovoltaico (E) se define como la capacidad del módulo para transformar la luz solar en corriente directa útil, dependiendo del área superficial que este abarca (Susan & Fernando, 2017). En términos matemáticos se define de la siguiente forma:

$$E = \frac{P_{mpp}}{E_{pr} * A_m} \times 100 \quad \text{Ec. 2.4}$$

Donde:

E= eficiencia [%]

P_{mpp} = potencia nominal del panel solar [Wp]

E_{pr} = Irradiancia solar promedio en condiciones de ensayo, su valor es de 1000 W/m².

A_m = Área de cada módulo [m²]

Por lo tanto, la eficiencia se mide en porcentajes que van de 0 a 100. Actualmente los módulos disponibles en el mercado para aplicaciones en sistemas fotovoltaicos se ubican con eficiencias que van de 15% a 24.5% (energytrend,2018).

Factor de Forma.

El Factor de Forma (FF), también denominado Fill Factor, es la relación entre el voltaje de operación multiplicado por la corriente de operación a la máxima potencia y la multiplicación del voltaje a circuito abierto por la corriente de corto circuito del módulo como se muestra en la ecuación 2.5. Este factor define el potencial de operación según la capacidad del panel para entregar un determinado valor de corriente y voltaje (Casa & Barrio, 2017).

$$FF = \frac{I_{mpp} * V_{mpp}}{V_{oc} * I_{sc}} \quad \text{Ec. 2.5}$$

Donde:

V_{mpp} = Voltaje de operación [V]

I_{mpp} = Corriente de operación [A]

V_{oc} = Voltaje a circuito abierto [V]

I_{sc} = Corriente en corto circuito [A]

Las células solares típicas de silicio monocristalino o silicio policristalino tienen un FF mayor a 0.7; sin embargo, existen células solares con baja eficiencia y FF que va de 0.4 a 0.65 como suelen ser las células solares de silicio amorfo o de película delgada. A la fecha los módulos registran valores de FF que van de 0.40 a 0.8, donde valores mayores indican una menor variabilidad de la máxima potencia entregable a distintas irradiancias, aumentando de esta manera la confiabilidad del módulo (Susan & Fernando, 2017). Este valor no debe confundirse con la eficiencia la cual evalúa la capacidad de transformación.

Así pues, para el caso de un FF de 0.75 significa que el potencial del módulo para entregar la máxima potencia es de 75%.

Certificaciones

Otra forma para evaluar la calidad de un panel solar, es a través de sus certificaciones. Una certificación es una actividad mediante la cual una entidad independiente al fabricante testifica que el producto cumple con las normas de seguridad aplicables.

Existen varias normas internacionales para paneles solares, entre las más comunes y aceptadas son las emitidas por la Comisión Internacional Electrotécnica (IEC). Varios países exigen, además de las normas IEC, ciertas normas locales. Algunas de estas son:

CE Mark (Comunidad Europea): Es un sello o marcado que indica que el producto cumple con las directivas de seguridad mínimas de la Comunidad Europea.

NRTL Mark (Estados Unidos y Canadá): Es un sello o marcado emitido por un Laboratorio de Pruebas Reconocido Nacionalmente (NRTL), que indica que el producto cumple con las directivas de seguridad adecuadas. La marca emitida por cada laboratorio es diferente, por lo que es importante el identificar al menos las más importantes que son: UL, CSA, TÜV, ETL, SGS y MET.

UL 1703 (Estados Unidos): Es una certificación de que el panel solar cumple con las normas de seguridad requeridas por el Código Eléctrico de Estados Unidos (NEC). Además, como alcance de la certificación, se realizan pruebas de fuego a los paneles solares para determinar su clase de protección.

En México de momento no se exige de manera oficial el cumplimiento de ninguna norma para paneles solares, sin embargo, actualmente está en elaboración la serie de normas NMX-J-618 emitidas por la Asociación Normalización y Certificación (ANCE), que eventualmente será la referencia para el mercado mexicano fotovoltaico. Estas normas están basadas y serán equivalentes a las emitidas por la IEC.

Además, existe el sello FIDE para paneles solares, emitido por el Fideicomiso para el Ahorro de Energía Eléctrica que certifica que el producto coadyuva al ahorro energético. Este sello ha tenido bastante aceptación en el mercado mexicano por lo empieza a ser solicitado en ciertas licitaciones públicas y privada (Pérez, 2016).

Costo unitario

Este es un factor importante al momento de elegir un panel solar, debido a que en proyectos fotovoltaicos el rango de 35 % al 50% de la inversión corresponde al costo de los paneles (Susan & Fernando, 2017). Sin embargo, no es el factor más determinante a tomar en cuenta, ya que generalmente los paneles menos costosos ofrecen menor porcentaje de eficiencia y Fill Factor; lo que se traduce en la necesidad de adquirir mayor número de paneles para satisfacer la demanda de energía requerida, esto implica efectuar un mayor gasto en otros componentes de la instalación (cableado, soportes, fusibles, costo de mantenimiento, etc.). Otro punto importante es que regularmente los paneles económicos ofrecen menos certificaciones y garantías de años de funcionamiento. Por lo tanto, es fundamental encontrar el mejor balance entre precio, calidad de los módulos fotovoltaicos y necesidades particulares de los proyectos fotovoltaicos.

Para seleccionar el módulo fotovoltaico que mejor responde a las características mencionadas anteriormente y que mejor se ajustan a las necesidades del SFVI propuesto para la UAM-A se realizó un análisis preliminar de 57 tipos de módulos de distintas marcas, características y distintos países de fabricación. De los cuáles se seleccionaron 3 módulos ideales a utilizar con base en su eficiencia, dimensiones y potencia pico; los cuales se comparan en la tabla 2.4. La base de datos de los 57 módulos se adjunta en el anexo F.

A continuación, se muestra datos de las fichas técnicas para los tres diferentes módulos fotovoltaicos seleccionados, además de los valores obtenidos de eficiencia y factor de llenado. A fin de homogeneizar las opciones, se escogieron tres módulos de igual potencia pico.

Tabla 2. 4 Comparación de características técnicas entre módulos solares. Fuente: Elaboración propia con datos de proveedores

MARCA	Longi Solar	Talesun Solar	SAYA
País de Fabricación	China	China	México
Tipo de celda	Monocristalino	Monocristalino	Monocristalino
Potencia pico W	420	420	420
Eficiencia %	18.7	21.19	21.65
Voltaje de operación (V)	40.8	41.40	42.51
Corriente de operación (A)	10.30	10.15	9.88
Voltaje a circuito abierto (V)	49.2	50	51
Corriente en corto circuito (A)	10.96	10.75	10.36
Fill factor	0.779	0.781	0.795
Certificaciones			
ISO 9000:2008	x	x	-
ISO 14001:2004	x	x	-
ETL INTERTEK	x	x	x
CE	x	x	x
FIDE	-	-	x
TUV REHINLAND	x	x	x
Años de desempeño	25	25	30
Caída de potencia anual %	0.55	0.55	0.66
Dimensiones mm	2115x1052x35	1979x1002x35	1946x992x45

De acuerdo al cuadro comparativo, los paneles Longi Solar y Talesun Solar, ambos de manufactura China, ofrecen las mismas certificaciones, excepto el sello FIDE. El panel SAYA no cuenta con certificaciones ISO, pero cuenta con las demás certificaciones internacionales incluyendo el sello nacional FIDE, actualmente bastante requerido para proyectos fotovoltaicos en México. Por lo tanto, se concluye que los tres paneles poseen certificaciones suficientes para garantizar su desempeño de alta calidad.

El módulo Suya presenta una caída de potencia lineal entregable de 0.66 % anual contrario a la menor caída de potencia para los otros 2 módulos que es de 0.55 %; sin embargo, sobresale con mejores valores de eficiencia y FF; además de tener un tiempo de vida útil de 30 años lo que prolongaría el tiempo de operación del SFVI entregando energía por 5 año más, comparado con los otros 2 módulos.

Finalmente, el módulo SAYA presenta las menores dimensiones y mejor eficiencia, lo que es un criterio primordial de elección en cuanto al SFVI que se propone para la UAM-A. Por lo tanto, se considera al

módulo SAYA como el ideal para ser utilizado en el dimensionado del campo fotovoltaico. La hoja de datos para este módulo se adjunta en el anexo G.

2.4.2 Elección del inversor

El Inversor, es junto a los módulos solares, uno de los elementos centrales de un sistema fotovoltaico. En un sistema fotovoltaico interconectado su función principal es la de convertir la corriente en forma continua (CC) que generan los módulos a corriente alterna (CA), además de normalizar los valores de tensión (V) y frecuencia (Hz) en que se entrega la corriente eléctrica de los módulos a la red eléctrica para que esta pueda ser aprovechada (Méndez & Cuervo, 2009).

Sus principales características de acuerdo a Casa & Barrio (2017) son:

- Tensión nominal de entrada. Rango en el que pueden trabajar (V).
- Potencia nominal. Potencia que puede entregar en condiciones normales de operación (kW).
- Eficiencia. Relación entre la potencia de entrada y salida (%).
- Sobrecarga. Capacidad para soportar potencias superiores a la nominal durante periodos breves de tiempo, para permitir las puntas de corriente que se crean; por ejemplo, en los motores.
- Tipo de señal. Senoidal o trapezoidal, se requiere señal senoidal cuando se cuentan con aparatos electrónicos en la instalación debido a que soportan mejor las variaciones de tensión y la sobrecarga a las que son susceptibles los aparatos electrónicos.

De acuerdo al tipo y dimensión del SFVI que se desea instalar existen diferentes tipos de inversores, como se puede observar en la figura 2.4.

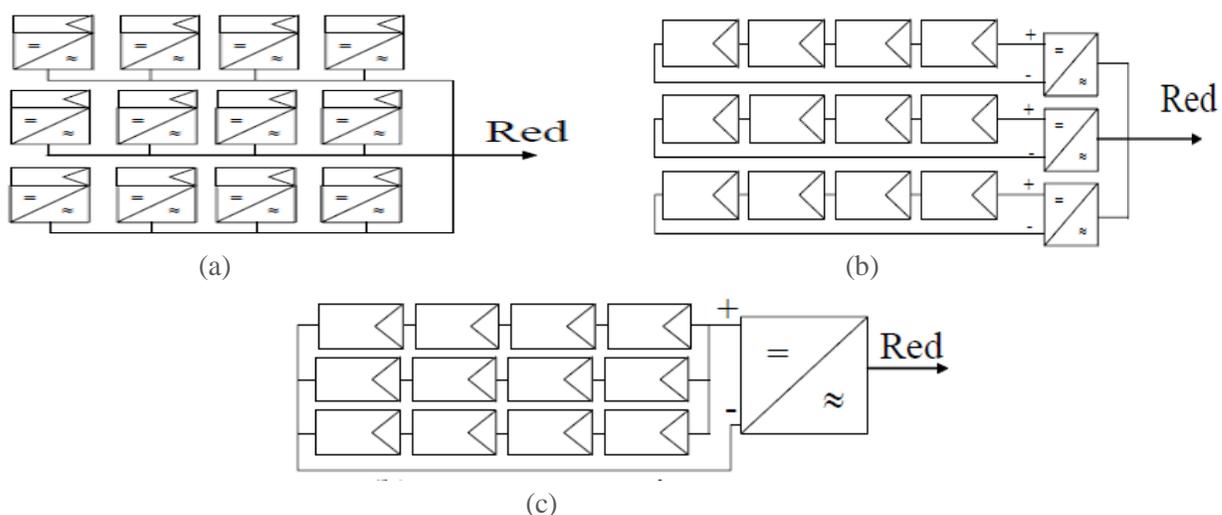


Figura 2. 4 Esquema de conexión para inversores (a) inversor de módulo, (b) inversor orientado a rama y (c) inversor central. (Alonso, 2012).

- Inversor de módulo: Inversor dedicado a un solo generador, también denominado micro inversor. Deben descartarse excepto para instalaciones domésticas o de muy baja potencia. El esquema de conexión se muestra en la figura 2.4 (a).
- Inversor orientado a rama: Inversor dedicado a un conjunto de generadores en serie o “string”. El esquema de conexión se muestra en la figura 2.4 (b).
- Inversor central: Inversor dedicado a un conjunto de cadenas o strings, utilizado principalmente en SFV de media – alta potencia nominal. El esquema de conexión se muestra en la figura 2.4 (c).

Comúnmente a la salida del inversor central, la instalación fotovoltaica suele incorporar un transformador que permite adecuar la tensión de salida del inversor a la red eléctrica o a la subestación donde se vaya a realizar la conexión (De la Peña, 2016).

Tomando en cuenta que, para el sector comercial e industrial, las plantas solares tienen un amplio rango de capacidad nominal; es necesario seleccionar un inversor con certificaciones de operación y desempeño que garanticen una vida útil equivalente a la de los módulos solares.

En el caso particular del presente proyecto, se trata de un sistema fotovoltaico a escala industrial por la cantidad de energía anual que se pretende producir (4,300,000 kWh/año). Por tal motivo, es aconsejable utilizar inversores centrales de gran potencia que puedan recibir y transformar la energía proveniente de un gran número de módulos fotovoltaicos y de esta forma reducir costos por mayor número de inversores, cableado, fusibles y demás componentes necesarios para la conexión del SFV. En la tabla 2.5 se muestra la comparación entre los valores característicos de dos marcas de importantes proveedores de inversores centrales potenciales a utilizar en el SFV que se propone para la UAM-A.

Tabla 2. 5 Comparación entre 2 marcas de inversores solares Fuente: Elaboración propia con datos de proveedores

Marca	ABB	SOLECTRIA
País de Fabricación	Alemania	E.U.
Potencia (kW)	500	500
Eficiencia	98.34	98.3
Tensión nominal (V)	600 - 825	300 - 600
Certificaciones		
ISO 9001	x	-
ISO 14001	x	-
UL1741	-	x
IEC 61683	x	x
VDE	x	-
CE	x	-
IEEE1547	-	x

Como se observa en la tabla comparativa ambas marcas de inversores poseen prácticamente el mismo porcentaje de eficiencia; sin embargo, el inversor ABB presenta mayor número de certificaciones comparado con el inversor SOLECTRIA, además de tener un rango de tensión nominal más elevado, lo cual permite crear mayores configuraciones de arreglos posibles entre módulos e inversores. Por lo tanto, el inversor seleccionado es de la marca alemana ABB.

En el apartado 2.6.3 se indica el número de inversores a utilizar tomando en cuenta la potencia nominal que tendrá el sistema fotovoltaico y características técnicas particulares de los inversores.

2.5 Factor de rendimiento del SFVI

Para dimensionar el sistema fotovoltaico se requiere definir teóricamente el factor de rendimiento que tendrá la instalación, es decir se requiere calcular el porcentaje del total de la energía producida por los módulos fotovoltaicos que será aprovechada por la red eléctrica en el punto de interconexión.

Determinar el factor de rendimiento de la instalación o Performance Ratio (PR) es importante, ya que mide la eficacia de los elementos que la integran y su capacidad de respuesta ante factores como la temperatura, comportamiento de la red, factores ambientales, etc. Este factor considera las pérdidas en la eficiencia energética de la instalación debido a dichos factores.

Se define PR como el rendimiento energético de la instalación en condiciones reales de trabajo para el periodo de diseño, que en este caso es anual. Se estima mediante la ecuación 2.6 y su valor varía en el tiempo en función de las distintas condiciones a las que se ve sometida la instalación (Casa & Barrio, 2017).

$$PR (\%) = [100 - (100 * A1 + A2 + A3) - P_{temp}] * B * C * D * E * F \quad \text{Ec. 2.6}$$

Donde:

A1 = Pérdidas por dispersión de parámetros entre los módulos fotovoltaicos.

A2 = Pérdidas por efecto del polvo y suciedad.

A3 = Pérdidas por reflectancia angular y espectral.

B = Pérdidas en el cableado en corriente continua CC, antes del inversor.

C = Pérdidas en el cableado en corriente alterna CA, después del inversor.

D = Pérdidas por disponibilidad de la instalación.

E = Pérdidas por eficiencia del inversor.

F = Pérdidas por autoconsumo de energía de la instalación.

Ptemp = Representa las pérdidas medias anuales debidas al efecto de la temperatura sobre las células fotovoltaicas y se estima con la ecuación 2.7.

$$P_{temp}(\%) = 100 * [1 - 0.0035 * (T_c - 25)] \quad \text{Ec. 2.7}$$

Siendo T_c la temperatura de trabajo de las células solares.

$$T_c = T_{amb} + (NOCT - 20) * \frac{E}{1000} \quad \text{Ec. 2.8}$$

Donde:

T_{amb} = Temperatura ambiente [°C]

NOCT= Temperatura de operación del módulo fotovoltaico. Proporcionado por el fabricante [°C]

E = Irradiancia solar [W/m²]

2.5.1 Análisis de pérdidas en el SFV.

A continuación, se define cada uno de los términos de la ecuación y su rango de valores según diferentes autores consultados (Casa & Barrio, 2017; De la Peña, 2016; Méndez & Cuervo, 2009). También se asigna un valor bajo las consideraciones pertinentes al dimensionamiento del SFVI propuesto para la UAM-A a fin de calcular el valor de PR que tendrá la instalación.

A1

Coefficiente de pérdidas por dispersión de los parámetros entre los módulos fotovoltaicos, su valor comprende entre un 0.5 % y un 5 %. Valores inferiores de pérdidas por dispersión de parámetros entre los módulos son característicos de un buen módulo solar, en el SFV se ha propuesto utilizar un módulo solar de reciente tecnología, con un alto factor de forma como se explicó en el punto 2.4.1. Por lo tanto, se utilizará un porcentaje bajo de pérdidas por este concepto igual a 0.7 %.

A2

Coefficiente de pérdidas y por efecto del polvo y suciedad depositados en los módulos solares. Su rango de valores está entre un 0.7 % y 8 %. Se considera realizar un mantenimiento periódico en cuanto a la limpieza de los paneles, para evitar acumulación de polvo y suciedad, además la zona urbana no considera bajas pérdidas por polvo, solamente un porcentaje de pérdidas por suciedad ocasionada por la contaminación, por lo tanto, se considera tomar un valor de 0.7%.

A3

Coeficiente de pérdidas por reflectancia angular y espectral debido al tipo de acabado superficial de las células solares. Su valor está comprendido dentro del rango 2% a 6%. Según la hoja técnica del módulo a emplear (anexo G) las células son de vidrio templado altamente transparente con baja reflectancia espectral por lo que se considera un porcentaje de pérdidas igual a 2% por reflectancia angular y espectral.

B y C

Coeficientes relacionados con las pérdidas óhmicas en el cableado de la parte de corriente continua (CC, antes del inversor) y parte alterna (CA, después del inversor) respectivamente. Su valor comprende entre el 1% y 1.5% para la parte en CC y 0.4% y 1.5% para la parte en CA. Se utilizarán los valores más bajos de 1% para ambas partes. Como criterio de selección se tomó en cuenta los valores proporcionados por el software PVsyst para una resistencia de 11.63 mOhm, una sección de área transversal del conductor igual a 2500 mm² y una distancia de 25 m entre el inversor y el punto de interconexión.

D

Coeficiente relacionado con las pérdidas por disponibilidad de la instalación, debido a paros en la misma ocasionados por fallos, mantenimientos, etc. El SFVI contará con 5 inversores centrales (ver punto 2.6.3), lo que facilita el mantenimiento por secciones, por tal motivo no se consideran paros totales de la instalación. Únicamente se consideran 2 paros anuales por cada inversor uno por efecto de mantenimientos y otro por ocasionado por cualquier tipo de fallo. En total se consideran 45 horas anuales por paros en la instalación lo que representa un valor de 0.5% de pérdidas.

E

Representa los valores de la eficiencia del inversor. Es común un valor inferior al 8%, el valor debe ser proporcionado por el fabricante. De acuerdo a la hoja de datos de los inversores, estos presentan una eficiencia de 98.34%, por lo tanto, las pérdidas del inversor son de 1.66 %.

F

Representa las pérdidas por autoconsumo de la instalación por funcionamiento de inversores, tableros, ventiladores, etc. los valores están comprendidos entre el 0.3% y 0.5 %. Utilizando los datos proporcionados por los fabricantes de inversores se tienen pérdidas de 0.5% por autoconsumo de la instalación.

P_{temp}

Las temperaturas en la zona de emplazamiento son en promedio anual es de 13.5 °C según la base de datos meteorológica consultada (ver tabla 2.1) y el valor NOCT según el fabricante del módulo SAYA es de 47°C (Hoja de datos, anexo G), con base en estos valores, utilizando las ecuaciones 2.7 y 2.8 se obtiene un valor de P_{temp} igual a 5.4% de pérdidas.

Sustituyendo los valores por concepto de pérdidas en la ecuación 2.6 obtenemos el valor de PR que tendrá la instalación.

$$PR (\%) = (100 - 3.4 - 5.4) * 0.99 * 0.99 * 0.995 * 0.9834 * 0.995 = 87.2 \%$$

Dado el análisis de perdidas en la instalación se obtiene como resultado un factor de rendimiento PR = 87.2 %. Este valor indica que el 87.16 % de la energía eléctrica producida por el campo generador podrá ser aprovechada por la red eléctrica de la unidad Azcapotzalco; por lo tanto, se utiliza este factor en los cálculos de dimensionamiento del SFV a fin de que se pueda cubrir con la demanda anual de energía eléctrica en la institución.

La eficiencia de las instalaciones fotovoltaicas se ubica entre el 65% hasta el 90 % (Prat, s/f). Por lo tanto, el valor obtenido mediante el cálculo refleja un sistema fotovoltaico con un alto porcentaje de rendimiento. Para tener más certeza del valor calculado se verificará este valor con el obtenido mediante la simulación realizada con el software PVsyst en la sección 2.7.1.

2.6 Dimensionamiento de los elementos del generador.

El dimensionamiento del sistema fotovoltaico en la UAM-A consiste en definir el número de módulos fotovoltaicos a instalar y determinar el número de inversores con base en la demanda de energía a satisfacer. Con estos elementos finalmente se diseña el arreglo del campo generador a instalar.

El dimensionamiento del sistema fotovoltaico se hace partiendo de la demanda eléctrica anual proyectada para el año 2023 en la UAM-A, la cual como se explica en la sección 1.4.3.2 del capítulo 1 será de 4,229,457 kWh siguiendo el ritmo de decrecimiento anual de 1.44% que se ha manifestado en los últimos 7 años. Para efectos de cálculos en el dimensionamiento redondearemos la demanda proyectada a 4,300,000 kWh.

2.6.1 Espacios físicos disponibles para la instalación

Un factor primordial a tomar en cuenta al momento de dimensionar el SFV es el espacio físico disponible para la instalación fotovoltaica dado que se requiere una gran cantidad de área disponible para la

instalación del campo generador, particularmente la ubicación de los módulos fotovoltaicos, por lo que a continuación se presentan las condiciones del área disponible en la UAM-A.

La unidad Azcapotzalco cuenta con un área total de 187 400 m². En este complejo existen 19 edificios que albergan aulas de estudio, laboratorios, talleres, bibliotecas, salones de cómputo, comedores, auditorios, etc. Además de los edificios existen áreas ocupadas por plazas, jardines, canchas deportivas, pasillos, estacionamientos, etc.

Contando con el apoyo del departamento de espacios físicos de la institución durante distintas reuniones con los responsables de dicho departamento se definió que el lugar disponible y óptimo para la instalación de los módulos corresponde a las azoteas de los edificios en la Unidad; sin embargo, de acuerdo con lo señalado por el personal del departamento de espacios físicos no todas las azoteas se encuentran en condiciones para albergar los módulos fotovoltaicos debido a que algunas se encuentran mayormente ocupadas por diversos componentes (tuberías, salidas de aire, ventilaciones, tragaluz, tanques de gas, tinacos, etc.), otras están constituidas de materiales ligeros que no soportarían el peso de los distintos componentes del SFV y algunas más presentan una forma irregular que impide la instalación de los componentes.

En la figura 2.5 se observa en color naranja el área de las azoteas disponibles a utilizar para ubicar los paneles del SFV en la Unidad Azcapotzalco. En la tabla 2.6 se presenta el valor del área correspondiente a cada edificio y un estimado del área disponible una vez descontada el área ocupada por diferentes obstáculos como tinacos y sistemas de aire acondicionado y ventilación.



Figura 2. 5 Azoteas disponibles en la UAM-A

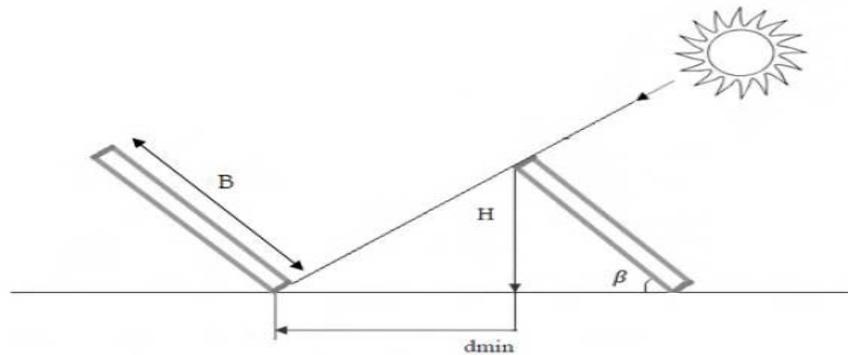


Figura 2. 6 Distancia mínima entre módulos

Esta distancia d mínima se calcula con las siguientes ecuaciones:

$$d_{min} = h * k \quad \text{Ec. 2.9}$$

$$h = B * \text{sen } \beta \quad \text{Ec. 2.10}$$

$$k = \frac{1}{\tan(61^\circ - L)} \quad \text{Ec. 2.11}$$

Donde:

d_{min} = Distancia mínima entre filas de módulos [m]

h = Altura entre la superficie y la parte superior del módulo [m]

k = Coeficiente adimensional en función de la latitud del lugar.

β = Ángulo de inclinación del módulo [°]

B = Longitud vertical del módulo [m]

L = Latitud de la zona de emplazamiento [°]

Conocemos los siguientes datos:

$$L=19.5^\circ\text{N} \quad B = 0.992 \text{ m} \quad \beta= 24^\circ$$

Por lo tanto, calculamos las demás variables

$$k = \frac{1}{\tan(61^\circ - 19.5^\circ)} = 1.30$$

$$h = 0.992 \text{ m} * \text{sen } 24^\circ = 0.4 \text{ m}$$

$$d_{min} = 0.4 \text{ m} * 1.30 = 0.52 \text{ m}$$

La distancia mínima entre filas será de 0.52 m, este valor se debe tomar en cuenta al momento de ubicar los módulos dentro del área disponible en las azoteas de la UAM-A.

2.6.3 Cálculo del número de módulos fotovoltaicos

Para determinar el número de paneles que tendrá el campo generador se utiliza la ecuación 2.6 (Casa & Barrio, 2017). Por lo tanto, es necesario conocer o determinar cada uno de los términos involucrados en la ecuación.

$$N_{mp} = \frac{E_R}{PP_m * HSP * PR * d} \quad \text{Ec. 2.12}$$

Dónde:

N_{mp} = Número mínimo de módulos fotovoltaicos

E_R = Energía que se requiere producir, equivalente al consumo de la instalación que se pretende reemplazar [kWh]

PP_m = Potencia pico del módulo a utilizar [kW]

HSP = Hora solar pico en la ubicación geográfica, equivalente a $Gdm(\alpha, \beta)$ [kWh/m²*día]

PR = Performance ratio o rendimiento energético de la instalación.

d = Número de días del periodo de diseño (Este diseño del SFVI para la UAM-A, se hace en base a un periodo anual).

En los pasos anteriores se definieron los valores correspondientes de las variables a sustituir en la ecuación 2.12 y son los siguientes:

$$E_R = 4,300,000 \text{ kWh}$$

$$PP_m = 0.420 \text{ kW}$$

$$HSP = 6.27 \text{ kWh/m}^2 \cdot \text{día}$$

$$PR = 0.872$$

EL valor del rendimiento de la instalación (PR) se fijó en 87.2%, lo que indica que se está tomando un 12.8 % de pérdidas por temperatura, cableado, suciedad, dispersión de parámetros, autoconsumo de la instalación, eficiencia del inversor, paros por fallos y mantenimiento.

$$N_{mp} = \frac{4,300,000 \text{ kWh}}{0.420 \text{ kW} * 6.27 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2} * 365 \text{ d} * 0.872} = 5130 \text{ módulos fotovoltaicos}$$

Se necesitan 5,130 módulos fotovoltaicos para satisfacer la demanda anual de energía eléctrica. Este valor puede verse ligeramente modificado según la configuración del arreglo fotovoltaico que se defina; es decir, puede haber ligeros cambios de acuerdo al número de módulos que se conecten en fila y paralelo para satisfacer las necesidades de potencia, intensidad de corriente y voltaje de entrada a cada inversor central.

2.6.3 Número de inversores

Para calcular el número de inversores requeridos por el SFV, necesitamos conocer la potencia pico del SFV dada por el total de módulos que tendrá el sistema. Esto es posible calcular multiplicando el número de módulos necesarios para cubrir la demanda obtenido en el punto anterior por la potencia nominal pico de los módulos a utilizar (Ec. 2.13). Una vez conocida la potencia pico se procede a calcular el número de inversores mediante la ecuación 2.14.

$$PP_{SFV} = N_m * PP_m \quad \text{Ec. 2.13}$$

$$N_{inv} = \frac{PP_{SFV}}{P_{inv}} \quad \text{Ec. 2.14}$$

Donde:

PP_{SFV} = Potencia pico del SFVI [kWp]

N_m = Número de módulos fotovoltaicos

PP_m = Potencia pico del módulo [kWp]

N_{inv} = Número de inversores requeridos

P_{inv} = Potencia nominal del inversor [kW]

En el punto 2.4.2 de este proyecto se seleccionó el inversor central ABB PVS 800-57/500 como el modelo más idóneo para utilizar en este proyecto con potencia nominal igual a 500 kW. Sustituyendo los valores en las ecuaciones se tienen los siguientes resultados.

$$PP_{SFV} = 5130 * 0.42 \text{ kWp} = 2154.6 \text{ kWp}$$

$$N_{inv} = \frac{2154.6 \text{ kW}}{500 \text{ kW}} = 4.3$$

Dado el resultado obtenido, se necesitan más de 4 inversores para cubrir la potencia de los módulos; sin embargo, no es factible redondear a 5 inversores de 500 kW ya que un inversor quedaría demasiado sobredimensionado y no podría operar a baja potencia. Podemos darnos cuenta que 4 inversores de 500

kW cubren en total 2000 kW de potencia requerida por el SFV; por lo tanto, hace falta un inversor que pueda cubrir los 154.6 kW de potencia faltante.

Para el cubrir la potencia restante de 154.6 kWp, se propone utilizar el inversor central de la misma marca ABB modelo PVI-165.0-TL. En la tabla 2.7 se muestran las principales características de los 2 tipos de inversores seleccionados. Las hojas de datos técnicos se adjuntan en el anexo H.

Tabla 2. 7 Modelos y características de los inversores requeridos

Inversor	Abreviatura	ABB PVS 800-57/500	ABB PVI- 165.0-TL	Unidades
Potencia nominal CA	P _{inv}	500	165	kW
Potencia máx. CD	P _{cmax}	600	175	kW
Tensión máx. CD	V _{cmax}	825	800	V
Tensión min CD	V _{cmin}	450	570	V
Tensión máx. CD en circuito abierto	V _{c ca inv}	1100	1000	V
Intensidad máx. CD	I _{c inv}	1145	800	A
Eficiencia	E	98.34	97.94	%
Frecuencia	F	50-60	50-60	Hz

De tal modo que estos dos tipos de inversores son los adecuados para manejar la potencia que suministrará el total de módulos. Se utilizarán 4 inversores centrales de la marca ABB modelo PVS 800-57/500 o similar que tenga una potencia nominal de 500 kW con una capacidad de hasta 600 kW para manejar incrementos de potencia y un inversor central ABB PVI-165.0-TL el cual tiene una potencia nominal de 165 kW y una capacidad de hasta 170 kW para soportar incrementos de potencia.

En total la potencia pico del SFVI dado el número de módulos será de 2154.6 kWp y la potencia nominal es de 2165 kW dada por la suma de las potencias nominales de los 5 inversores.

2.6.3 Configuración del SFVI

Una vez obtenido el número total de componenetes necesarios para el SFV es necesario definir la configuración del arreglo en que todos estos componentes se deben integrar entre sí para que el sistema funcione adecuadamente y logre producir la cantidad de energía eléctrica para el cual fue diseñado.

En este trabajo se propone distribuir los 5130 módulos en 5 subconjuntos independientes, cada uno conectado a un inversor central, con su propio punto de interconexión a la red eléctrica del Sistema

Eléctrico Nacional (SEN) y contratos independientes ante CFE. En total los 5 subconjuntos forman el Sistema Fotovoltaico Interconectado de la UAM-A.

Los primeros 4 subconjuntos (Subconjuntos número 1,2,3 y 4) se conectarán cada uno a un inversor central ABB PVS 800-57/500 de 500 kW y el subconjunto número 5 se conectará al inversor central ABB PVI-165.0-TL de 165 kW. Los subconjuntos numerados del 1 al 4, tendrán la misma configuración en su arreglo fotovoltaico y el subconjunto número 5 tendrá una configuración distinta, dado que es un arreglo con menor número de módulos conectado a un inversor de menor potencia nominal.

En los siguientes puntos se presenta el procedimiento para definir el número de módulos que se conectarán en serie y el número de cadenas o “strings” que se conectan en paralelo para los subconjuntos 1 a 4, que como ya se mencionó tendrán la misma configuración. Para el subconjunto número 5, únicamente se presentan los resultados obtenidos habiéndose realizado el mismo procedimiento utilizado para la configuración de los subconjuntos 1 a 4.

2.6.3.1 Número de módulos en serie.

La conexión de módulos en serie se realiza con el objetivo de sumar los voltajes individuales de cada módulo solar para obtener el voltaje de alimentación de corriente directa que necesita el inversor. Para el cálculo de módulos conectados en serie la principal condición está dada por el rango de voltaje en corriente continua que puede soportar el inversor, de tal forma que el voltaje de la serie no sea menor que el voltaje mínimo del inversor porque se apagaría y tampoco debe ser mayor al voltaje máximo ya que pueden presentarse problemas de bloqueo del inversor para resguardar el aislamiento (Méndez & Cuervo, 2009).

Para definir el número de módulos que podemos conectar en serie se encuentra el valor del punto medio que proporcione el voltaje de entrada al inversor utilizando las ecuaciones 2.15 y 2.16 con base en los datos técnicos del inversor ABB PVS 800-57/500 (tabla 2.7).

$$V_m = \frac{V_{Cmin} + V_{Cmax}}{2} \quad \text{Ec. 2.15}$$

$$N_s = \frac{V_m}{V_{mpp}} \quad \text{Ec. 2.16}$$

Donde:

V_m = Voltaje medio de entrada al inversor en CD [V]

N_s = Número medio de módulos en serie

V_{Cmin} = Voltaje mínimo en CD de alimentación al inversor [V]

V_{Cmax} = Voltaje máximo en CD de alimentación al inversor [V]

V_{mpp} = Voltaje nominal de operación del módulo solar [V]

Sustituyendo valores en la ecuación 2.15 tenemos el voltaje medio de alimentación al inversor

$$V_m = \frac{450V + 825V}{2} = 637.5 V$$

El voltaje de operación del módulo seleccionado (V_{mpp}) es de 42.51 V, por lo que se calcula el número de módulos en serie (N_s) que se requieren para alcanzar el voltaje de entrada al inversor por medio de la ecuación 2.16.

$$N_s = 637.5 V / 42.51 V = 15 \text{ módulos en serie}$$

2..6.3.2 Número de cadenas conectadas en paralelo.

Para realizar el cálculo del número de cadenas en paralelo que se pueden conectar, se debe tomar en cuenta que la corriente de corto circuito de todas las cadenas, no debe superar la corriente máxima de entrada al inversor (Casa & Barrio, 2017). Esta condición está dada por la siguiente expresión:

$$N_{cadenas} * ICC_{cadena} < Imax_{Inv} \quad \text{Ec. 2.16}$$

Donde:

N_{cadena} = Número de cadenas conectados en paralelo

ICC_{cadena} = Intensidad de corriente en corto circuito de cada cadena [A]

$Imax_{Inv}$ = Intensidad de corriente máxima en CC del inversor [A]

Considerando que cada módulo tiene una potencia nominal de 420 Wp, el arreglo de 15 módulos en serie proporciona 6300 W. Ahora se obtiene el número de cadenas que se pueden conectar en paralelo, dividiendo la potencia total del inversor entre la potencia de los 15 módulos conectados en serie.

$$N_C = \frac{P_{inv}}{PN_s} \quad \text{Ec. 2.17}$$

Donde:

N_C = Número de cadenas conectados en paralelo

P_{inv} = Potencia nominal del inversor [W]

PN_s = Potencia del número de módulos conectados en serie [W]

$$N^{\circ} \text{ de cadenas en paralelo} = \frac{500000 \text{ W}}{6300 \text{ W}} = 79.36$$

Finalmente comprobamos que se cumpla con la condición dada por la ecuación 2.16

$$79 \text{ cadenas} * 9.88 \text{ A} < 1145 \text{ A}$$
$$780 \text{ A} < 1145 \text{ A}$$

De este modo se comprueba que si se cumple con la condición de que la corriente de corto circuito del arreglo fotovoltaico sea menor que la máxima corriente de entrada al inversor.

Una vez obtenidos el número de módulos en serie y cadenas en paralelo, se procede a considerar una configuración del arreglo con 15 módulos conectados en serie y 79 cadenas conectadas en paralelo (15 módulos conectados en serie por cadena); sin embargo, hay que señalar que esta no es la única configuración posible para el arreglo fotovoltaico dado que es posible que distintas configuraciones del arreglo cumplan con las condiciones de tensión [V] y corriente [A] de entrada al inversor.

Es posible que sean necesarias varias combinaciones entre módulos, inversores y formas de conexión hasta llegar a la configuración definitiva. Incluso puede ser que sea necesario cambiar alguno de los elementos inicialmente previstos por imposibilidad de adaptación a la configuración propuesta (Méndez & Cuervo, 2009).

En la tabla 2.8 se presentan diferentes configuraciones posibles para los subconjuntos 1,2,3 y 4 (Versiones A, B, C y D) y para el subconjunto 5 (versiones E y F) de los cuales se seleccionan las más adecuados en base a la potencia, tensión y corriente de alimentación al inversor.

Tabla 2. 8 Configuraciones posibles para los 5 subconjuntos del SFVI.

	módulo Wp	Ns	N° series en paralelo (ramales)	Potencia pico (Wp)	Total, paneles	Vmpp (V)	Tensión en serie (V)	Impp (A)	Corriente al Inversor (A)
Configuraciones posibles para los arreglos # 1,2,3 y 4 de 500 kWp									
Versión A	420	15	79	497,700	1,185	42.51	637.65	9.88	780
Versión B	420	15	80	504,000	1,200	42.51	637.65	9.88	790
Versión C	420	16	74	497,280	1,184	42.51	680	9.88	731
Versión D	420	17	70	499,800	1,190	42.51	722.67	9.88	691
Configuraciones posibles para el arreglo # 5 de 155 kWp									
Versión E	420	16	25	168,000	400	42.51	680	9.88	247
Versión F	420	17	22	157,080	374	42.51	722	9.88	217

La versión D representa la configuración más adecuada para los subconjuntos 1 a 4 de 500 kWp ya que se tiene un valor de potencia nominal de 499.8 kWp muy cercano a los 500 kW de potencia nominal del inversor. Para el campo solar número 5 de la mejor opción es la versión F (157.08 kWp) ya que se tiene un valor más cercano y ligeramente superior a la potencia pico deseada (154.6 kWp), por el contrario, la potencia dada por la versión E (168.0 kWp) excede la potencia nominal del inversor.

En ambas configuraciones de los subconjuntos se tienen los valores de tensión (V) y corriente (A) dentro de los rangos permitidos a diferentes temperaturas de operación para los 2 distintos tipos de inversores.

En la figura 2.7 se presenta un diagrama de las configuraciones de los campos solares.

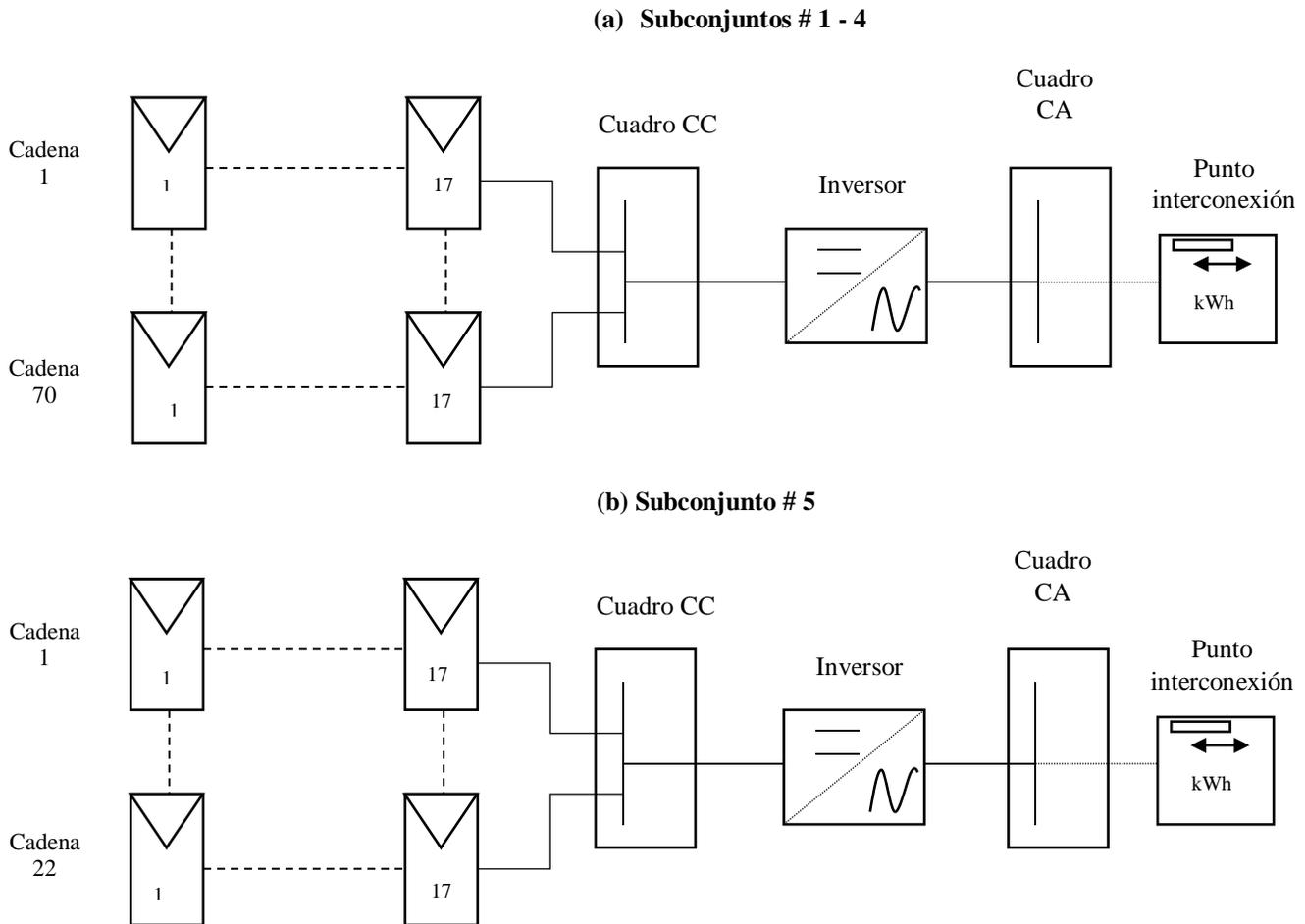


Figura 2. 7 Diagramas de configuración de los 5 arreglos

2.6.4 Sistema Fotovoltaico Interconectado (SFVI) diseñado para la UAM-A

Integrando los resultados del dimensionamiento del campo generador, el sistema fotovoltaico dimensionado para la UAM-A, se caracteriza por componerse de 5134 módulos y 5 inversores centrales, los módulos fotovoltaicos se distribuyen en 5 subconjuntos independientes, cada uno con su propio inversor y punto de interconexión entre la red eléctrica del SEN y la red eléctrica de las instalaciones de la Unidad Azcapotzalco.

Los subconjuntos numerados 1, 2, 3 y 4 poseen la misma configuración e igual número de componentes. Cada uno se componen de 1190 módulos arreglados en 70 cadenas o “strings” conectadas en paralelo y

cada una de estas cadenas se compone por 17 módulos conectados en serie. Todo el arreglo se conecta a un inversor central de 500 kW y posteriormente al punto de interconexión. La configuración se aprecia en la figura 2.7 (a).

El subconjunto número 5, es un subsistema más pequeño. Se caracteriza por tener una potencia pico de 157.08 kWp dada por los 374 módulos fotovoltaicos que lo integran y un inversor central de 165 kW, lo que le confiere el mismo valor como potencia nominal del arreglo. La configuración del arreglo es de 17 módulos conectados en serie y 22 cadenas en paralelo como se muestra en la figura 2.7 (b).

El conjunto de los 5 campos solares satisface la potencia pico requerida (2154.6kWp) para satisfacer la demanda energética requerida en la UAM-A que es de 4 300 000 kWh.

El área disponible en las azoteas de la UAM-A para ubicar los módulos es de 13,389 m² y el conjunto de módulos requiere de 9 960 m² esto representa el 74.38 % del área disponible en las azoteas, teniendo un 25.6 % de área disponible para zonas de mantenimiento, acceso y distancia entre filas de módulos.

En la figura 2.8 se muestra una parte de la distribución que tendría el SFVI en la UAM-A. La propuesta de distribución detallada de los paneles en las azoteas de la UAM-A se presenta en el anexo J.



Figura 2. 8 Vista aérea del SFV en la UAM-A, edificios D, E, F, H, B, I y T

2.7 Estimación de la producción energética del Sistema Fotovoltaico de la UAM-A.

Una vez configurado el arreglo del SFVI se procede a calcular la energía eléctrica que se podrá inyectar en el punto de interconexión para posteriormente ser aprovechada en la red eléctrica de la UAM-A.

Para realizar una estimación de la energía que aportará el SFV, se emplea la ecuación 2.18 (Casa & Barrio, 2017).

$$E_p = \frac{G_{dm}(\alpha, \beta) * P_{mp} * PR}{GC_{EM}} \quad \text{Ec. 2.18}$$

Donde:

E_p = Energía producida [kW/h]

$G_{dm}(\alpha, \beta)$ = Valor medio mensual o anual de la irradiación diaria sobre el plano generador [kWh/m²*día]

P_{mp} = Potencia pico del generador [kWp]

PR = Performance Ratio

GC_{EM} = Constante de valor 1 [kW/m²]

En la siguiente tabla 2.8 se presentan los valores mensuales y anual de producción energética estimados una vez descontadas las pérdidas que tendrá la instalación.

Tabla 2. 9 Producción estimada de energía eléctrica del SFVI

Mes	Días	$G_{dm}(\alpha, \beta)$ kWh/m ² *día	P_{mp} kWp	GC_{EM} kW/m ²	PR	Ep kWh
enero	31	5.5	2 156.28	1	0.872	320,626
febrero	28	6.53	2 156.28	1	0.872	338,419
marzo	31	7.17	2 156.28	1	0.872	417,674
abril	30	7.48	2 156.28	1	0.872	422,033
mayo	31	7.23	2 156.28	1	0.872	421,359
junio	30	6.85	2 156.28	1	0.872	386,368
julio	31	6.69	2 156.28	1	0.872	390,034
agosto	31	6.42	2 156.28	1	0.872	374,064
septiembre	30	5.51	2 156.28	1	0.872	310,878
octubre	31	5.69	2 156.28	1	0.872	331,682
noviembre	30	5.55	2 156.28	1	0.872	313,255
diciembre	31	5.34	2 156.28	1	0.872	311,413
anual	365	6.27	2 156.28	1	0.872	4,337,804

El valor de producción anual es de 4,337,804 kWh, la cuál será la energía aprovechable que se inyectará en el punto de interconexión. Este valor supera por 37,804 kWh la demanda de energía eléctrica utilizada para el dimensionamiento, que es la que se requiere producir anualmente. De esta manera se asegura el cubrimiento de la demanda de energía eléctrica anual a través del sistema fotovoltaico.

2.7.1 Simulación del SFVI con el software PVsyst.

PVsyst es el software por excelencia en el campo de la energía fotovoltaica. Permite simular la producción y el comportamiento de cualquier tipo de instalación fotovoltaica con todo tipo de detalle.

Cuenta con distintos sitios geográficos con datos de radiación y meteorológicos precargados por las estaciones meteorológicas de METEONORM distribuidas alrededor del planeta. Sin embargo, se pueden importar datos interpolados para cualquier localización en el mundo que se pueden obtener de la NASA SSE, PVGIS, NREL/NSRBD y METEONORM. De la misma forma cuenta con bases de datos para una gran cantidad de módulos fotovoltaicos e inversores existentes en el mercado y tiene la facilidad para crear cualquier componente e integrarlo a su base de datos, además de poder importar manualmente cualquier base de datos meteorológica obtenida por el usuario.

La simulación aporta un gran número de datos, entre los que destacamos la producción energética, las pérdidas detalladas y eficiencia que tendrá el SFVI. El software permite configurar los arreglos fotovoltaicos para el diseño de una instalación. Por lo tanto, PVsyst es una herramienta muy poderosa que brinda confiabilidad al momento de dimensionar y evaluar el desempeño que presentará un sistema fotovoltaico.

Para tener una mayor certeza sobre la fiabilidad de los cálculos realizados en el proceso de dimensionamiento del SFVI, así como del desempeño que tendrá una vez instalado utilizamos el software PVsyst versión 6.81 para realizar simulaciones del comportamiento que tendría la instalación durante un año de funcionamiento.

Para realizar la simulación se utilizaron los mismos datos meteorológicos que se utilizaron para los cálculos de irradiación en la ubicación de la UAM-A obtenidos por NREL / NRSBD para un Año Meteorológico Típico (TMY) con datos medidos de 1998 al 2016 (PSMv3_1998 - 2016-TMY), al igual que los mismos valores de localización geográfica, orientación e inclinación del plano receptor, características técnicas de los módulos solares, inversores y arreglos que se definieron anteriormente en los puntos anteriores para los cálculos del dimensionamiento. Únicamente el valor del PR fue calculado por PVsyst durante la simulación con base al porcentaje de pérdidas asignado de acuerdo a las características de la instalación. El reporte completo de la simulación se adjunta en el anexo I.

El resultado de la simulación para un TMY nos da una producción anual de 4, 303 000 kWh de energía eléctrica inyectada a la red, manejando una eficiencia de la instalación de (PR) de 86.13 % anual. Este resultado permite ver que se confirma que la producción del sistema bajo las condiciones meteorológicas de diseño, satisface satisfactoriamente los requerimientos de la UAM-A.

En la figura 2.9. se muestra el gráfico comparativo de la producción mensual de energía eléctrica que se inyecta a la red mediante las estimaciones realizadas en base a la metodología desarrollada en este capítulo y la obtenida a partir de la simulación realizada con PVsyst.

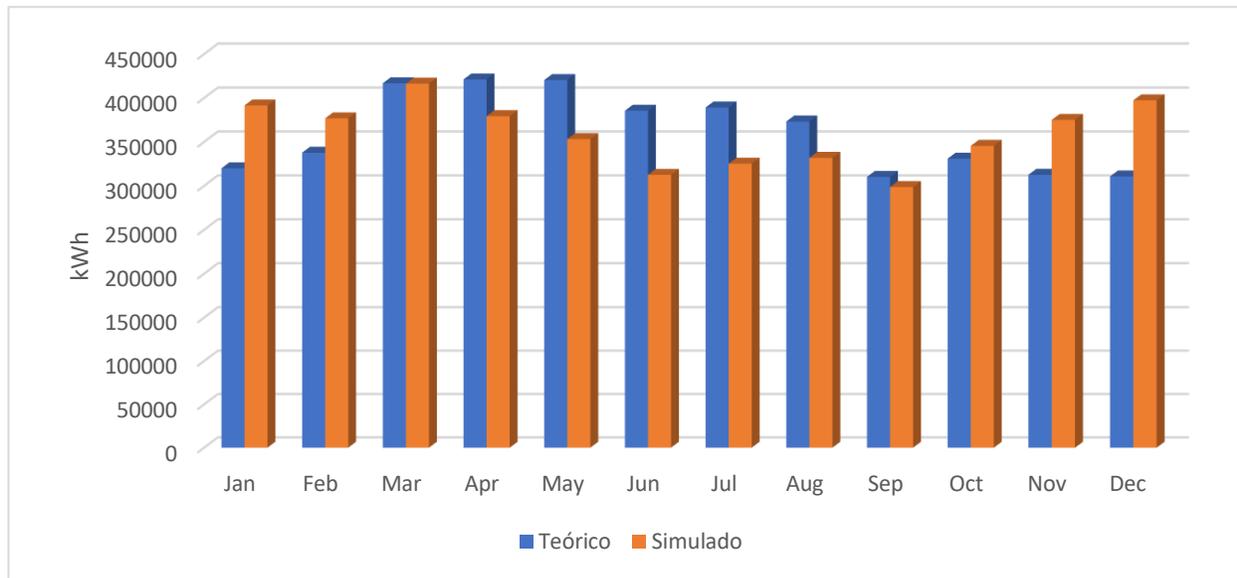


Figura 2. 9 Gráfico comparativo del valor de la producción energética estimada y simulada.

En tanto que con las estimaciones se obtiene una producción anual de 4,337,804 kWh, y la simulación nos da 4,303,000 kWh de energía inyectada a la red anualmente. Ambos valores se aproximan fuertemente a los 4,300,000 kWh que se requieren producir anualmente.

La pequeña diferencia radica en los valores de PR empleados, 87.16 % calculado para el procedimiento teórico y 86.13% calculado por PVsyst durante la simulación. Finalmente, los resultados obtenidos en los cálculos teóricos y la simulación son muy similares, ambos cubren de manera efectiva la demanda de energía eléctrica anual de estimada para el año 2023 en la institución. En la figura 2.10 se muestra el gráfico correspondiente al valor de PR calculado por PVsyst a lo largo del año simulado.

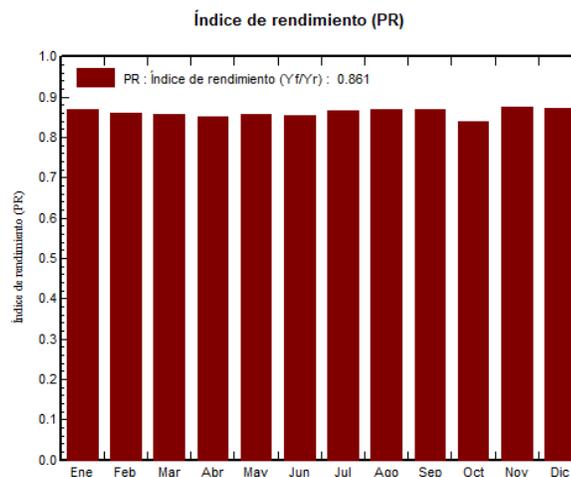


Figura 2. 10 PR simulado por PVsyst

Otro resultado a destacar por la simulación es la producción normalizada por kWp instalado como se observa en la figura 2.11.

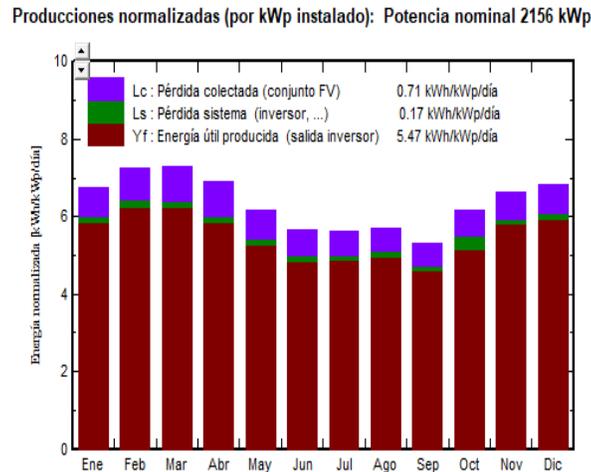


Figura 2. 11 Producción específica

La producción de energía normalizada no es otra cosa que la cantidad de energía que produce la instalación fotovoltaica por cada kilowatt pico de potencia instalada. La figura 2.11 nos indica que a lo largo del año se promedia una generación diaria de 6.35 kWh/kWp/día, de los cuales 5.47 kWh/kWp/día corresponde a energía útil a la salida del inversor (energía aprovechable por la red eléctrica) y el resto es energía que se pierde en el sistema (inversor, módulos, cableado, etc.) dada su eficiencia o PR.

2.8 Conclusiones del capítulo II

Se dimensionó un Sistema Fotovoltaico Interconectado (SFVI) que responde a las necesidades de consumo de energía eléctrica en el UAM-A. El SFVI tiene una potencia pico de 2154.6 kWp y produce 4,337,804 kWh de energía eléctrica anualmente. La instalación tendrá un factor de rendimiento PR cercano al 87% anual, el cual es un valor bastante bueno para sistemas fotovoltaicos interconectados.

El SFVI está constituido por 5134 módulos fotovoltaicos de la marca mexicana SAYA con potencia nominal igual a 420 Wp y 5 inversores de la marca alemana ABB. Los módulos están distribuidos en 5 subconjuntos cada uno con punto de interconexión y contrato independiente con CFE.

La configuración del SFVI se organizó en cuatro subconjuntos numerados 1, 2, 3 y 4 presentan las mismas características de potencia igual a 500 kWp, constituidos por 1190 módulos cada uno y conectados a un inversor central ABB modelo PVS 800-57 de 500 kWp de potencia nominal. La configuración del arreglo está constituida por 17 paneles conectados en serie y 70 cadenas en paralelo. El quinto subconjunto es más pequeño pues tiene una potencia nominal de 155 kWp y está constituido por 374 módulos y un inversor central ABB modelo PVI-165.0-TL de 165 kWp de potencia nominal.

En total los 5 subconjuntos ocupan un área de 9 960 m², la cual está dentro de los 13,389 m² de área disponible para la ubicación de módulos fotovoltaicos en las azoteas de la institución. El área disponible para este efecto se definió con el apoyo del departamento de espacios físicos de la UAM-A, para tener un valor de área disponible aproximado a la realidad y una ubicación que no influye negativamente en las actividades propias de la UAM-A.

Se escogió utilizar el módulo fotovoltaico SAYA por poseer las mejores características para dimensionar un SFV con base en las necesidades de la UAM-A. El módulo presenta valores altos eficiencia (21.65%) y factor de forma (0.795) en comparación con otras marcas analizadas, posee suficientes certificaciones internacionales y sellos de garantía, además de garantizar 30 años de vida útil. Por lo tanto, el panel SAYA resulta ser el panel ideal para ser utilizado en el dimensionado del campo fotovoltaico.

De la misma forma se escogió utilizar el inversor central de la marca italiana ABB ya que presenta una alta eficiencia 98.3% y mayor número de certificaciones comparado con otras marcas, además de tener un rango de tensión nominal elevado lo cual permite mayor flexibilidad para realizar configuraciones en los arreglos del SFV.

La inclinación que tendrán los módulos fotovoltaicos es de 24°, pues en esta inclinación se tiene el máximo valor de captación de irradiancia solar durante el año para la ubicación geográfica de la UAM-A. Los módulos estarán orientados 10° acimut hacia el suroeste con respecto al sur geográfico para aprovechar óptimamente el área de las azoteas en la institución.

El valor promedio de irradiación diaria sobre el plano horizontal durante un año en la ubicación geográfica (Latitud 19.5053°N, Longitud -99.1874 °O) según datos obtenidos de NREL es de 5.95 kWh/m²*día. Este valor se ajustó de acuerdo a la orientación e inclinación de los paneles resultando un valor promedio de irradiación diaria anual sobre el plano generador de 6.27 kWh/m²*día. Este último valor es el utilizado para los cálculos de dimensionamiento del SFVI. Para los cálculos de producción energética se utilizan los valores mensuales de irradiación.

Finalmente, los resultados obtenidos se han comparado con una simulación realizada con el software PVsyst, obteniendo resultados similares en el sistema dimensionado con una producción de 4 303 000 kWh/ año manejando un PR de 86.1%. Esto representa valores prácticamente iguales a los valores calculados basados en la metodología desarrollada en este capítulo.

Con base a lo anterior se concluye que el SFV dimensionado responde efectivamente a las necesidades de consumo energético anuales establecidas en el diseño para la UAM-A que es de 4 300 000 kWh. El SFVI será capaz de producir dicha cantidad anualmente tomando en cuenta las condiciones meteorológicas que se presenten para un año meteorológico típico.

Con los resultados obtenidos en el dimensionamiento se procede a realizar el análisis costo – beneficio del proyecto.

Capítulo III Análisis Costo – Beneficio del SFVI propuesto para la UAM-A

3.1 Introducción

En el presente capítulo se realiza el Análisis Costo - Beneficio (ACB) del Sistema Fotovoltaico Interconectado (SFVI) dimensionado en el capítulo 2 para la UAM-A. El propósito de este análisis es contrastar los costos y beneficios que produciría realizar el SFVI en la UAM-A y finalmente determinar su viabilidad; además de conocer el grado de rentabilidad que presenta y el valor de los beneficios que se pueden obtener.

El ACB se desarrolló contemplando dos perspectivas; la perspectiva del análisis económico (ACB económico) y la perspectiva del análisis financiero (ACB financiero).

El ACB económico compara los costos totales del proyecto contra los beneficios privados producidos por la generación de energía eléctrica sumado a los beneficios sociales, estimados desde el punto de vista del beneficio ambiental valorado en dinero. El ACB financiero compara los costos totales del SFVI contra los beneficios privados que produce por la producción de energía; sin tomar en cuenta el beneficio ambiental generado.

Ambos resultados del ACB se comparan a través de los indicadores de viabilidad: Valor Presente Neto (VPN), Tasa Interna de Retorno (TIR), Retorno de Inversión (Pay Back) y la Tasa de Beneficio (TB). De este modo se tiene un panorama más amplio del aporte del beneficio ambiental valorado en dinero, pues estos beneficios son contemplados como otro aporte de flujo de efectivo en el ACB económico.

Para realizar ambos ACB se estimaron los costos y beneficios que genera el proyecto durante un tiempo de 30 años de operación, definido por los 30 años de vida útil que presentan los módulos fotovoltaicos a emplear en el SFVI.

El análisis de los costos se realiza con base en los costos de inversión y mantenimiento que genera un SFVI desde el punto de vista del desarrollador del proyecto. El análisis de los beneficios se realizó con base en los beneficios de un proyecto fotovoltaico de Generación Limpia Distribuida (GLD, definido en el punto 3.1.1) en México, al cual se le suman los beneficios ambientales estimados en dinero.

La metodología desarrollada se resume en los siguientes puntos:

1.- Valoración de los costos. Se valoran los costos que genera el SFVI divididos en dos rubros principales:

- Costos de Inversión
- Costos de operación y mantenimiento (O&M)

2.- Valoración de los beneficios. Se valora el total de beneficios producidos por el SFVI una vez que se encuentre en operación con base en dos grupos principales:

-Beneficios económicos producidos por el ahorro en la compra de energía y potencia eléctrica a Comisión Federal de Electricidad (CFE).

-Beneficios ambientales, producidos por la generación de energía eléctrica limpia que reduce las emisiones de CO_{2e} a la atmósfera. Este beneficio se valora mediante la posible venta de bonos de carbono y Certificados de Energía Limpia (CEL).

3- Una vez obtenidos los costos totales y beneficios totales, se contrastan estos valores estimados para un periodo de 30 años de operación del SFVI lo que constituye el ACB económico. El análisis se realiza tomando en cuenta la tasa social de descuento emitida por la SHCP para evaluar proyectos públicos, con valor igual a 10%. Como resultado del análisis se obtienen e interpretan los indicadores de rentabilidad Valor Presente Neto (VPN), Tasa Interna de Retorno (TIR), tiempo de retorno de la inversión, comúnmente llamado "Pay back" y la Tasa de Beneficio (TB).

Una vez realizado el ACB se realiza un análisis de sensibilidad sobre el ACB financiero, en dónde se mide la respuesta del VPN a la variación de factores que afectan la rentabilidad del proyecto como son: el precio de venta de la energía, tasa de descuento, producción energética del SFVI y costo de inversión.

Finalmente se concluye la viabilidad o no viabilidad de ejecutar el proyecto fotovoltaico en la UAM-A. En la figura 3.1 se presenta el diagrama con las etapas a seguir en la metodología para el ACB económico.

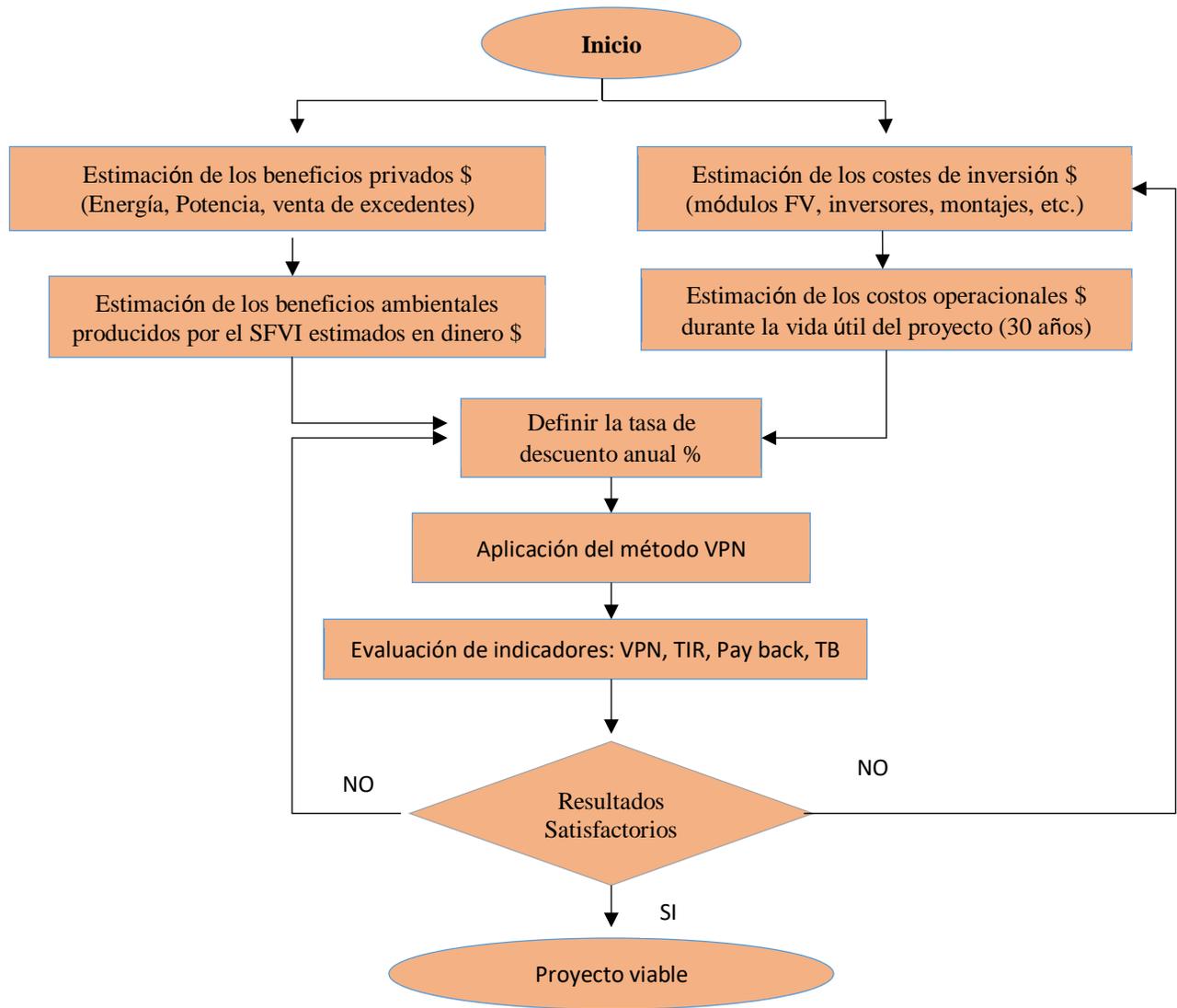


Figura 3. 1 Metodología para el Análisis Costo - Beneficio. Fuente:
 Elaboración propia con base en: (Callan & Thomas, 1996)

3.1.1 Conceptos Básicos

Análisis Costo – Beneficio económico: En este tipo de análisis se evalúan los costos y las ganancias de un proyecto desde la perspectiva de la sociedad como un todo. Se asume que la realización de un proyecto ayudará al desarrollo de la economía y que su contribución social justifica el uso de los recursos que necesitará. En consecuencia, el análisis económico considera la valoración de los costos y beneficios sociales del proyecto y la valoración y transferencia de beneficios, para precios de bienes y servicios que no tienen precios de mercado directos.

Análisis Costo – Beneficio financiero: Se habla de evaluación financiera o de tipo empresarial con fines de lucro, que tiene por objeto medir la eficacia del capital social aportado para financiar un proyecto. El análisis financiero considera las inversiones desde la perspectiva de una entidad individual: un productor, un propietario de tierras, un grupo, una compañía u organización gubernamental o no-gubernamental.

Generación Distribuida (GD): Se define en la Ley de la Industria Eléctrica (LIE, 2014) como la generación de energía eléctrica que se realiza en una central eléctrica que se encuentra interconectada a un circuito de distribución por un generador exento en términos de la Ley. Concretamente son centrales eléctricas con potencia menor a 500 kilo watts (kW) interconectadas a las Redes Generales de Distribución (RGD) y no de transmisión, y por ende a bajo y medio nivel de tensión eléctrica de hasta 35 kilo Volts (kV).

Generación Limpia Distribuida (GLD): Son todas las centrales de energía eléctrica, que producen la energía a partir de fuentes limpias en términos de la generación distribuida.

Generador: Un generador es un permisionario que cuenta con centrales eléctricas que generan más de 0.5 MW. Los generadores participan directamente en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) donde pueden vender su electricidad y productos asociados (LIE, 2014).

Generador exento: Los generadores exentos son centrales eléctricas con generación menor a 0.5 MW, que no requieren permiso para generar electricidad. Estos generadores pueden vender su electricidad y productos asociados a un Suministrador de Servicios Básicos (SBB).

Suministrador de Servicios Básicos (SBB): Son empresas que llevan el servicio eléctrico a todos los usuarios que no participan en el mercado eléctrico mayorista; por ejemplo, Comisión Federal de Electricidad (CFE).

Productos asociados: Son productos vinculados a la operación y desarrollo de la industria eléctrica (potencia, CEL, servicios conexos, demanda controlable), necesarios para que el Sistema Eléctrico Nacional funcione de manera eficiente, con calidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad. Tienen valor comercial y su venta se realiza dentro del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

Precio Marginal Local (PML): De conformidad con la LIE, el PML se define como “el precio de la energía eléctrica en un nodo determinado del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) para el periodo definido, calculado de conformidad con las reglas del mercado y aplicable a las transacciones de energía eléctrica realizadas en el MEM.

3.1.2 Incentivos para la generación de energías limpias

Mecanismos de Desarrollo Limpio (MDL)

Estipulado en el protocolo de Kioto para ayudar a la reducción de Gases de Efecto Invernadero (GEI) a escala global. Este mecanismo permite a países en desarrollo comercializar las reducciones de emisiones resultantes de proyectos desarrollados dentro del mismo país. Para la comercialización es necesaria la certificación de proyectos de reducción de emisiones ante la Secretaría de Medio Ambiente y recursos Naturales (SEMARNAT). Esta entidad entrega al desarrollador del proyecto un Certificado de Reducción de Emisiones (CER) por cada tonelada métrica de CO₂ equivalente que se dejó de emitir debido a la operación del proyecto. Los CER son adquiridos por países desarrollados y utilizados para cumplir con los compromisos de reducción de emisiones estipulados en el protocolo de Kioto (Rivas & Cardemil, 2015). Este mecanismo se incluyó en el Protocolo de Kioto y tuvo dos periodos de cumplimiento (2005-2012; 2013-2020). Durante el segundo periodo se decidió que solo se aceptarían CERs de los países menos desarrollados (49 países de África y Asia). De esta forma, México se quedó sin comprador a nivel internacional de reducciones de emisiones. Por esta razón, para no afectar aquellos proyectos que se encontraban produciendo CERs el gobierno propuso utilizar estos bonos para cumplir con las obligaciones generadas por el impuesto al carbono (Mosqueda, 2019).

Sistema de Comercio de Emisiones (SCE)

El SCE es un mecanismo de intercambio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero. Es un instrumento que se basa en el principio de “límite y comercio” o Cap and Trade, en el que los GEI emitidos por diferentes sectores de la economía son limitados por el gobierno. Este límite se materializa mediante el otorgamiento de permisos denominados derechos de emisión. En julio de 2018, mediante una reforma a la Ley General de Cambio Climático (LGCC), entró en vigor la obligatoriedad en la creación de un SCE en México. En esta reforma se mencionó el establecimiento de reglas para el funcionamiento de un SCE en fase de prueba que durará tres años (2019-2021) y la emisión de bases preliminares, que se publicarían en el primer semestre de 2019 y reconocerán a los certificados de energía limpia y otros mercados de carbono dentro del futuro SCE (Mosqueda, 2019); sin embargo, cabe señalar que a la fecha aún no se han publicado dichas reglas.

Certificados de Energía Limpia (CEL)

Son mecanismos para disminuir el consumo de combustibles fósiles en la generación de energía eléctrica, mediante el establecimiento de un porcentaje mínimo de consumo de energías renovables o limpias. En México cada certificado ampara un MWh producido, que es una medida de energía eléctrica equivalente a la energía necesaria para abastecer aproximadamente 900 casas por un año (Franco & Velázquez, 2018). La Secretaría de Energía establece una meta anual y los participantes obligados que no cubran su consumo en su totalidad por energías limpias podrán lograrlo comprando estos certificados. Cada año la meta de energía eléctrica limpia se irá incrementando y habrá una sanción para quienes no la cumplan. Para el 2018 esta meta es de 5% y para 2019 de 5.8% (CRE, 2018b).

Instrumentos de política pública

Adicionalmente a los CELs existen otros incentivos fiscales que contribuyen al crecimiento del sector de GLD, además de considerarse dentro de los ingresos en los flujos de dinero de un proyecto de GDL que incrementan la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el tiempo de recuperación de la inversión (Pay back) entre los cuales se encuentran los siguientes:

Depreciación acelerada: la Ley sobre el Impuesto de la Renta ((LISR, 2016)) establece una deducción del 100% de la inversión en el SSFVI en la declaración anual, tanto para personales morales como físicas. El único requisito es que los SFVI permanezcan en operación durante los cinco años siguientes a la deducción en el impuesto.

Reducción en el impuesto Predial: en varias ciudades es posible recibir un descuento en este impuesto por la instalación de sistema solar, como en el caso de la Ciudad de México y la Ciudad de Mérida donde se aplica un 25% y 15% de descuento, respectivamente (García, 2017).

3.2 Costos del SFVI

En este apartado se presentan y valoran los principales Costos de Inversión (CI), y costos de Operación y Mantenimiento (O&M) que comprende el SFVI diseñado para la UAM-A.

El análisis de costos durante el periodo de duración del proyecto (30 años) se detalla en hoja de Excel en el anexo K. En la presente sección presento resultados derivados de dicho archivo.

Para realizar una estimación de ambos tipos de costos fue necesario basarse en cotizaciones de equipos, índices de precios aportados por diversas firmas de consultoría en energía solar a nivel mundial, reportes anuales del mercado en energía solar elaborados por instituciones privadas y gubernamentales, además de trabajos de investigación realizados por diversos autores.

3.2.1 Costos de inversión CI

En el mercado de la energía solar fotovoltaica, los costos de inversión se clasifican de acuerdo a la función que desempeña cada activo dentro del SFVI de acuerdo a la tabla 3.1.

Tabla 3. 1 Componentes de inversión para un SFVI. Fuente: Elaboración propia

Componente		Clasificación	Descripción
Módulo			Representa el principal costo de inversión de un SFV. Su costo puede representar hasta el 40 % de la inversión dependiendo el tipo de SFV a instalar. (IFC, 2015).
Inversor			Es junto con los módulos FV el componente más importante de la instalación. Su costo puede llegar a representar hasta un 13 % de la inversión (IFC, 2015).
Balance of System (BOS) Son todos los componentes de un SFV excepto los módulos e inversores	Hardware BOS	Montajes	Comprende todo el sistema de componentes necesarios para el montaje de los módulos fotovoltaicos y obra civil (marcos, tornillería, rieles, bancos de concreto, etc.) (Fu, et al., 2018)
		Componentes eléctricos	Comprende el cableado, canaletas, fusibles, cajas de protección, interruptores, etc. (Fu, et al., 2018)
	Software BOS	Instalación	Comprende los costos asociados a la mano de obra y maquinaria empleada. (Fu et al., 2018)
		Monitoreo	Sistema de monitoreo y reporte que realiza el seguimiento a la generación de energía y rendimiento de la instalación en tiempo real. (García, 2017)
		Ingeniería, procuración y construcción (EPC overhead)	Costos y tarifas asociados con inventario, envío y manejo de equipos y componentes. (Fu et al., 2018)
		Diseño	Costo referente a la ingeniería de diseño (García, 2017).
		Interconexión	Gastos relacionados, a los permisos de construcción, contratos, tarifas y obras en el punto de interconexión. (Fu et al., 2018)
		Beneficio neto desarrollador (DNP)	Aplicación de un margen porcentual a todos los costos. (Fu et al., 2018)
		Impuestos	En México es la aplicación de Impuesto al Valor Agregado (IVA) y del Impuesto Sobre la Renta (ISR) a los costos del SFVI. (Gutierrez, 2017)

3.2.1.1 Valoración de los costos de inversión

Un indicador común y bastante útil en el mercado de la energía fotovoltaica es el precio por watt, generalmente expresado en dólares americanos (USD / W). De esta forma se puede expresar el costo de algún componente de acuerdo a su potencia nominal, cómo los módulos o inversores, o bien expresar el costo de los componentes del SFVI con base al precio por watt instalado de todo el SFVI.

Por lo tanto, dentro de los costos de inversión y mantenimiento los precios se expresan en USD/W y posteriormente se convierten a pesos mexicanos en el total de cada componente. Finalmente, en la integración de costos se muestran en pesos mexicanos (tabla 3.3) de acuerdo a la potencia del SFVI de la UAM-A (2156 kW) y al tipo de cambio promedio emitido por Banxico para el periodo 21-10-19 / 21-11-19 el cual corresponde a:

$$1 \text{ USD} = 19.2 \text{ MXN.}$$

A continuación, se presenta la valoración de los componentes de inversión.

Módulos fotovoltaicos

En el punto 2.4.1 se eligió el módulo SAYA-M420-72 con tecnología PERC (Passivated Emmited Rear Cell) de última generación como el ideal para implementar en el SFVI de la UAM-A.

El precio de venta al menudeo (retail price) para este módulo es de 0.66 USD/W. Este precio se aplica para SFVI a baja escala para usuarios del sector residencial y comercial con potencia instalada menor a 500 kW; sin embargo; el SFVI dimensionado para la UAM tiene una potencia 4 veces mayor (2 156 kW) lo que le confiere características de una instalación fotovoltaica de tamaño industrial. Por lo tanto, es necesario ajustar el precio unitario del módulo con base al SFVI diseñado par a la UAM-A.

Según Michael Liebreich, la tasa promedio de aprendizaje de los módulos es de 23.4%, lo cual quiere decir que el costo de los módulos fotovoltaicos disminuye un 23.4% cada vez que se dobla la capacidad instalada de energía solar fotovoltaica (Liebreich, 2016).

En la tabla 3.2 se muestra el precio estimado de acuerdo a la tasa de aprendizaje de Liebreich para el SFVI de la UAM-A, el precio obtenido se compara con los precios internacionales estimados por tres firmas de consultoría en energía solar a nivel mundial para módulos de tecnología monocristalino PERC de alta eficiencia en el mercado de América del Norte. Los costos de módulos fotovoltaicos son generalmente más altos para el mercado en América del Norte comparados con el mercado asiático, ya que se pagan mayores tarifas de importación y traslado (BloombergNEF, 2019).

Tabla 3. 2 Comparación de precios modulo SAYA vs módulos de tecnología similar. Fuente: elaboración propia con datos de (EnergyTrend, 2019; Pvinfosights, 2019; Pvxchange, 2019).

Potencia del SFVI	< 500 kWp	2000 kWp
	USD/W	USD/ W
SAYA	0.67	0.394
Pvinfosights	0.59	0.390
EnergyTrend	-----	0.395
Pvxchange	-----	0.33

Con base en el anterior análisis se fija el precio de los módulos fotovoltaicos en 0.39 USD/W. Por lo tanto, tomando en cuenta el tipo de cambio señalado anteriormente y multiplicando la potencia del módulo (420 W) se tiene el precio unitario de cada módulo, que resulta de:

3144.96 MXN

Inversor

El precio de venta para los inversores seleccionados en el punto 2.4.2 ABB-PVS800-57/500 es de 0.142 USD/W y para el inversor ABB PVI-165.0-TL su precio es de 0.103 USD/W. Para estimar el costo del inversor acorde al SFVI diseñado para la UAM-A, aplicamos la misma lógica seguida con el precio de los módulos fotovoltaicos.

La curva de aprendizaje de Liebreich indica que el costo del inversor disminuye 18.9 % cada vez que se dobla la capacidad instalada del SFV (Liebreich, 2016). Como se muestra en la figura 3.2 el valor obtenido es de 0.093 USD/W, este valor se encuentra por encima del costo promedio de fábrica a nivel mundial.

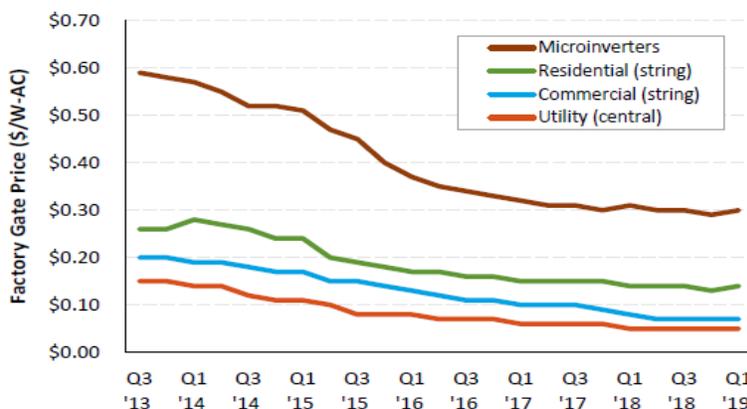


Figura 3. 2 Precio de fábrica promedio para diferentes tipos de inversores. Fuente: (Margolis et al., 2018)

A pesar de que el precio calculado 0.093 USD/W se encuentra por encima del promedio mundial 0.06 \$/W este precio proporciona mayor fiabilidad, ya que se parte de un precio específico para el inversor propuesto. Por lo tanto, se considera este precio en el análisis económico.

Para el inversor ABB PVI-165.0-TL se conserva su precio normal (0.103 USD/W), ya que se trata de un inversor de potencia menor a 500 kW por lo que no es conveniente aplicar la curva de aprendizaje de Leibreich en este componente. Por lo tanto, el precio unitario de los inversores es de:

$$\text{ABB-PVS800-57/500} = 892\ 800 \text{ MXN}$$

$$\text{ABB PVI-165.0-TL} = 326\ 304 \text{ MXN}$$

Estructuras de Montaje (Hardware estructural BOS)

Se obtuvo un precio de 0.039 USD/W para el coste de las estructuras de soporte requeridas por las condiciones del SFVI diseñado, que cumplen las condiciones de 24° ángulo de inclinación, disposición horizontal, marco de aluminio y 20 años de vida útil (Enfsolar, 2019). La figura 3.3 muestra la estructura de montaje a utilizar.



Figura 3. 3 Sistema de montaje a utilizar. Fuente: <https://es.enfsolar.com>

Por lo tanto, se considera un costo unitario de:

$$314.5 \text{ MXN}$$

Componentes Eléctricos (Hardware Electrical BOS)

En el presente trabajo no se determinó la conexión física de los módulos e inversores hasta el punto de interconexión, por lo tanto, no se han considerado los cálculos para la cantidad de cableado, canaletas, fusibles, puestas a tierra y otros componentes eléctricos que incluye el Hardware BOS.

Para realizar una estimación del costo que implican estos componentes se obtiene un valor general proporcionado por el Laboratorio Nacional de Energía Renovable (NREL) en su informe anual de costos de referencia para sistemas fotovoltaicos (Fu et al., 2018). El valor a utilizar el dado para sistemas

comerciales de hasta 2 MW de potencia instalada. Este valor corresponde a 0.12 USD/W de potencia instalada.

Por lo tanto, el costo general de los componentes eléctricos se estima en:

4 959 444 MXN

Costo de Instalación.

Se tiene un valor de 1.5 MXN/W obtenido durante la asistencia al taller “Dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos interconectados” llevado a cabo durante la tercera jornada de la Red de Mujeres en Energías Renovables (REDMEREER) en Hidalgo, México. (Villanueva, 2018).

El costo total de instalación asciende a:

3 244 320 MXN

Software BOS

Los precios correspondientes a los componentes del software BOS se estimaron con base en los reportes emitidos por NREL, Bloomberg, la Corporación Financiera Internacional (IFC), Lazard y la Asociación de Bancos de México (ABM) en materia del mercado fotovoltaico (Bloomberg NEF, 2019; Fu et al., 2018; IFC, 2015; Lazard, 2018; Margolis et al., 2018).

Se tomaron en cuenta precios de referencia para instalaciones entre 1 MW a 5 MW de potencia nominal.

En la tabla 3.3 se presentan los costos totales de inversión obtenidos para cada componente del SFVI de la UAM-A.

Tabla 3. 3 Costos de inversión

Concepto	Costo por W instalado USD/W	Costos totales de inversión en el SFVI		
		Costo unitario MXN	Cantidad	Subtotal MXN
Módulos	0.39	3 145	5 134	16 146 224
Inversor ABB 500 kW	0.093	892 800	4	3 571 200
Inversor ABB 165 kW	0.103	326 304	1	326 304
Hardware BOS				
Montaje	0.039	314.5	5134	1 614 622
Componentes eléctricos	0.12		sn	4 968 069
Software BOS				
Instalación	0.078		1	3 234 420
Sistema de monitoreo	0.05		1	2 070 029
EPC overhead	0.078		sn	3 234 420
Diseño	0.01		1	414 006
Interconexión	0.08			3 299 108
Benéfico Neto Desarrollador	0.10		1	4 140 148
Impuestos	0.18		1	6 761 548
Total	1.153			49 891 671

El costo de inversión asciende a 49 891 671 MXN, con un indicador de 1.153 USD/W dólares americanos por watt instalado. Este indicador se puede comparar con el costo por watt instalado obtenido por García, 2017 en el que, acorde a su investigación durante el 2016, un sistema fotovoltaico interconectado a escala industrial para el mercado mexicano, tuvo un costo promedio de 1.25 USD/W.

Acorde a este parámetro el costo de inversión para el SFVI diseñado para la UAM-A en el 2016 hubiese sido aproximadamente de \$ 51 750 720 lo que resulta 3.6 % más costoso. No obstante, este precio debe ser menor actualmente debido a la disminución en los costos generales de inversión que decaen en promedio entre 8% y 11% anualmente, según datos de la misma autora.

3.2.2 Costos de operación y mantenimiento O&M

Los costos de operación y mantenimiento abarcan tanto los recursos necesarios para el correcto funcionamiento del Sistema Fotovoltaico (SFV) como el mantenimiento preventivo que consiste en realizar revisiones periódicas para asegurar que todos los componentes operen correctamente, así como

la limpieza y servicio programada de los distintos componentes del SFVI. También comprende el mantenimiento correctivo, como es el reemplazo de componentes deteriorados que provoquen fallos inesperados en el sistema.

Realizar un plan de mantenimiento de carácter preventivo y correctivo es de gran importancia en el proyecto, ya que de esta forma se logra disminuir riesgos, maximizar la vida útil de la instalación, maximizar la producción de la energía y mejorar la rentabilidad de la instalación.

Comparados con otras tecnologías generadoras de potencia, los SFVI tienen los costos más bajos de O&M, estos costos generalmente están comprendidos por:

- Salarios de trabajadores
- Máquinas, herramientas y equipo de trabajo
- Costos asociados a el reemplazo de componentes.

3.2.2.1 Valoración de los costos O&M.

Para estimar los costos asociados a la operación y mantenimiento que tendrá anualmente el SFV se utilizó como referencia el modelo de costos O&M desarrollado por NREL (Fu et al., 2018). El cual incluye mantenimiento preventivo programado a intervalos regulares con costos que aumentan a una tasa inflacionaria, así como mantenimiento correctivo que incluye el reemplazo de componentes menores. El modelo deriva el mantenimiento correctivo al multiplicar el costo de reemplazo incluida la mano de obra por la probabilidad anual de que ocurra una falla basada en datos actuariales.

Los precios actuales de referencia sin tomar en cuenta el reemplazo de inversores son 11.5 USD/kW/Año (sistema residencial), 12 USD/kW/año (sistema comercial) y 9.1 USD/kW/año (granjas solares), (Fu et al., 2018). Se toma en cuenta el valor de 12 USD/kW/año para el análisis económico debido a que el costo derivado del reemplazo de inversores se contempla para el año 20 de operación del SFVI, de acuerdo a su tiempo de vida útil. Del mismo modo se contempla el reemplazo de estructuras de montaje para el mismo periodo.

Para conocer el costo O&M anual, multiplicamos el precio por kW instalado, por la potencia pico total del SFVI (2156 kW) que se pretende instalar, de tal modo que el monto anual asciende a:

505 577 MXN

Este monto es sujeto a un incremento anual de 3.5 % acorde a la tasa de inflación anual publicada por el Banco de México para el año 2019 (Banxico, 2019).

Finalmente, el costo de reemplazo de los inversores y estructuras de montaje se considera dentro del año 20 de operación de acuerdo a la vida útil de estos componentes. Tomando en cuenta un incremento de 3.5 % anual partiendo del costo actual de estos componentes, calculado en los costos de inversión (tabla 3.3) el costo de reemplazo para el año 20 será de:

$$\begin{aligned}\text{Inversores} &= 7\,755\,210 \text{ MXN} \\ \text{Estructuras de montaje} &= 3\,212\,799 \text{ MXN}\end{aligned}$$

3.3 Beneficios producidos por el SFVI

Para realizar el análisis costo – beneficio del proyecto desde el punto de vista del análisis económico, es necesario medir los beneficios que producirá el SFVI instalado en la UAM-A durante los 30 años de vida útil del sistema. De tal modo que para el análisis se toman en cuenta dos tipos de beneficios que producirá el SFVI los cuales son:

- Beneficios privados producidos por la generación de energía eléctrica
- Beneficios ambientales producidos por la generación de energía limpia y venta de bonos de carbono generados por la reducción de CO₂ equivalente.

Sin embargo, para poder integrar los beneficios privados con los beneficios ambientales, es necesario medir ambos beneficios mediante un mismo indicador, que en este caso es en unidades monetarias. Por tal motivo, será necesario estimar mediante un valor monetario las toneladas de CO₂ equivalentes evitadas por la producción de energía libre de emisiones contaminantes.

3.3.1 Beneficios económicos

El beneficio económico se produce acorde al pago evitado a CFE por 2 conceptos importantes definidos en la Tarifa GDMTH vista detalladamente en el punto (1.1.3.3). Los dos conceptos son el consumo de energía eléctrica (kWh) y la demanda de potencia en la UAM-A (kW) que incluye el concepto de capacidad y distribución.

La energía generada por el SFVI que no es consumida en la UAM-A, puede ser inyectada a la red general de Distribución (RGD) del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y comprada por un Suministrador de Servicios Básicos (SSB) generalmente CFE a Precio Marginal Local (PML).

3.3.1.1 Esquemas de contraprestación.

Para entender mejor cómo se produce el beneficio económico del SFVI es conveniente mencionar los diferentes esquemas de contraprestación estipulados por la Comisión Reguladora de Energía (CRE). En estos sistemas se explica cómo se da la transacción de la energía entre las partes involucradas Generador o Generador Exento (GE) y Suministrador de Servicios Básicos (SBB).

A) Medición neta de energía (Net metering)

Como se muestra en la figura 3.4 el flujo de la energía es registrado por el medidor bidireccional, en cada periodo de facturación la empresa suministradora realizara el siguiente cálculo según sea el caso:

- 1) Electricidad consumida < Electricidad generada: se genera un excedente de electricidad que es contabilizado por el suministrador como un crédito de energía eléctrica a favor del generador. Este crédito será conservado por el generador hasta por un periodo de 12 meses.
- 2) Electricidad consumida > Electricidad generada: El déficit de energía es compensado con créditos acumulados a favor del generador en periodos anteriores, siempre y cuando los hubiera. La energía faltante de compensar será pagada por el generador a tarifa regulada al final del periodo de facturación.
- 3) Una vez transcurridos los 12 meses, el generador recibirá por parte del suministrador la liquidación del crédito correspondiente de energía eléctrica vencido y no compensado al valor promedio del PML durante el intervalo de tiempo que se generó el crédito, calculado en el nodo correspondiente al punto de interconexión del SFVI.



Figura 3. 4 Esquema de contraprestación Net metering. Fuente: (Verazaluce, 2018)

B) Facturación neta (Net billing)

Como se muestra en la figura 3.5 este esquema de contraprestación considera de manera independiente la electricidad generada por el SFVI y entregada a la red de distribución, de la electricidad recibida por el suministrador, es decir, la electricidad generada por el SFVI en cada periodo será inyectada totalmente a la RGD y deberá ser pagada por el SBB al generador a PML. Por su parte la electricidad recibida por el SBB para satisfacer el requerimiento total de energía eléctrica será cobrada a tarifa aplicable. Bajo

este esquema la energía que produce el SFVI se vende al SSB a Precio Marginal Local (PML), al mismo tiempo que se compra energía al SBB, pero a valor de tarifa aplicable.

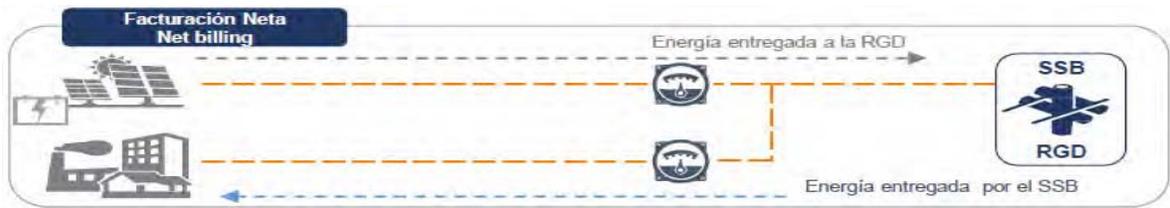


Figura 3. 5 Esquema de contraprestación Net billing. Fuente: (Verazaluce, 2018)

C) Venta total de energía eléctrica

En la figura 3.6 se ilustra el proceso por el cual el generador vende la totalidad de la energía eléctrica generada por el SFVI al SSB a PML. Bajo este esquema no hay recepción de electricidad desde la red general de distribución.



Figura 3. 6 Esquema de contraprestación de venta total. Fuente: (Verazaluce, 2018)

Finalmente, la CRE permite migrar de un esquema de contraprestación a otro, una vez transcurrido un año contando a partir de la celebración del contrato.

Se espera que los SFVI de baja escala tiendan a preferir el esquema Net metering ya que se trata de un esquema más simple que requiere menos conocimiento del mercado eléctrico al tratarse de una operación contable. Para los usuarios de tarifas en media tensión o industriales que cuenten con un SFVI, se espera que prefieran el régimen Net billing, que requiere de mayor conocimiento del mercado eléctrico; sin embargo, puede producir mayores beneficios económicos por la venta de los productos asociados a la energía (García, 2017).

Con base en lo anterior se propone ubicar al SFVI diseñado para la UAM-A dentro del esquema de contraprestación Net billing.

3.3.1.2 Ahorros por venta de energía eléctrica.

Bajo el esquema de Net Billing, la mayor parte del beneficio económico generado por el SFVI se produce con la venta de energía eléctrica inyectada a la RGD de CFE. Sin embargo, el dinero obtenido por esta transacción, servirá para pagar a CFE por la energía suministrada a la UAM-A, por lo que este ahorro,

se considera un saldo a favor que servirá para amortizar la inversión y posteriormente será una ganancia generada por el SFVI.

En el caso de que el SFVI se encuentre bajo el esquema Net metering, será necesario conocer cómo se da el intercambio de energía entre el SFVI y el SBB para realizar el análisis costo – beneficio. En la figura 3.7 se muestra el comportamiento esperado con base en la producción mensual del SFVI (energía auto consumida más energía exportada) y la demanda de energía eléctrica analizada en el capítulo 1.

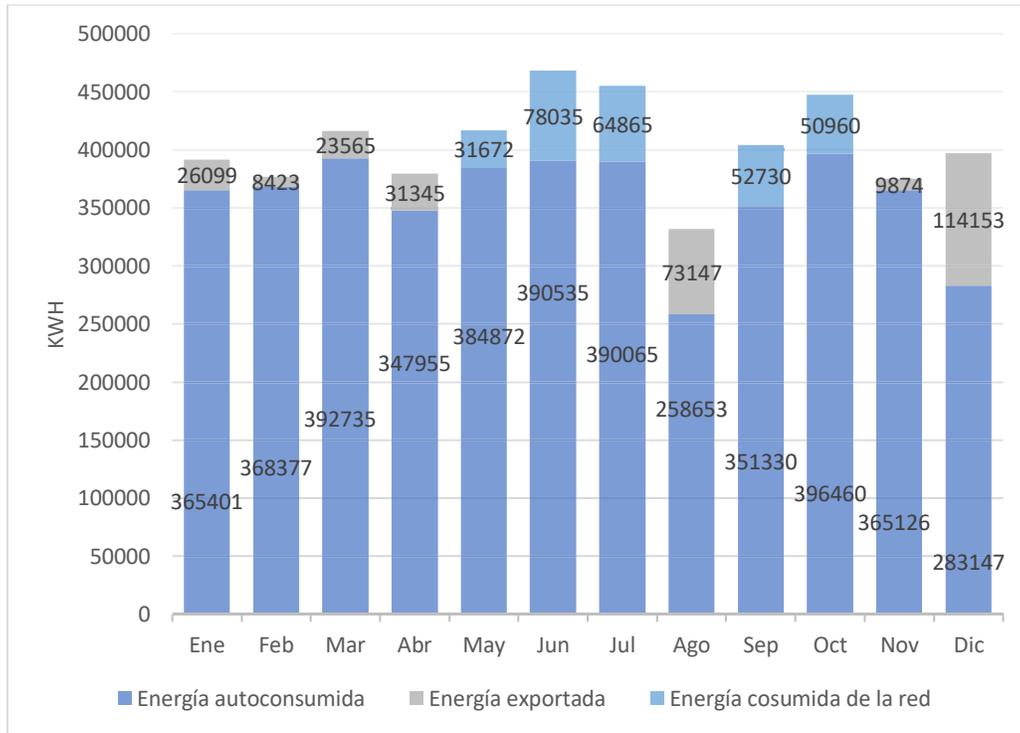


Figura 3. 7 Intercambio de energía entre el SFVI de la UAM-A y CFE.

Esto es importante ya que la energía consumida por la red se cobra por el SBB a tarifa aplicable, la energía auto consumida representa un ahorro valuado a tarifa aplicable y la energía inyectada excedente inyectada a la red se vende a PML; sin embargo dada la complejidad del sistema tarifario en el que se rige la UAM-A (GDMTH) los cobros varían dependiendo el horario en que la energía es generada, de acuerdo a las tarifas Horario intermedio, base y punta revisadas en el punto 1.1.2.3.

Este análisis se simplifica al adoptar el sistema Net billing ya que considera de manera independiente la energía generada y la energía consumida de la RGD. Al realizar el contrato con el SSB que ente caso es CFE bajo el esquema de contraprestación Net billing la energía producida por el SFVI de la UAM-A será pagada por el SBB a PML y la energía proporcionada por la RGD será cobrada por el SBB a tarifa aplicable.

Para obtener un valor de PML aplicable en el análisis, se promedió el valor alcanzado de enero 2019 a octubre 2019 durante el horario 8:00 – 18:00, para el nodo Azcapotzalco – 01 AZC- 230. Los datos fueron extraídos de los datos históricos de PML publicados por el Centro Nacional del Control de la Energía (CENACE, 2019). El resultado obtenido fue de \$ 1.64 / kW. En el análisis económico se considera un incremento anual del 3.66 % mostrado durante los últimos 10 años para tarifas industriales (García, 2017).

De este modo para conocer el valor del beneficio por la venta de energía únicamente se multiplica el total de la energía generada por el PML. Para el primer año de operación el valor del beneficio proveniente de la venta de energía es de:

$$\text{\$ } 1.64/\text{kWh} * 4\,300\,000 \text{ kWh} = 7\,052\,000 \text{ MXN}$$

3.3.1.3 Ahorros por venta de potencia

Como se vio en el punto (1.2.3.3) otros dos conceptos de cobro aplicable a la tarifa GDMTH son el cobro por capacidad y cobro por distribución. Ambos conceptos se relacionan con la demanda de potencia requerida por la UAM-A como se muestra en la siguiente ecuación.

$$\text{\$Potencia} = (T_D * P_{max}) + (T_C * P_{max}) \quad \text{Ec. 3.1}$$

Donde

$\text{\$Potencia}$ = Valor económico por concepto de potencia [\$/kW]

T_D = Tarifa por concepto de distribución [\$/kW]

T_C = Tarifa por concepto de capacidad [\$/kW]

P_{pmax} = Potencia máxima demandada a CFE en horario punta [kW], se obtiene a partir de la ecuación 1.5.

P_{mmax} = Potencia máxima mensual demandada a CFE [kW], se obtiene a partir de la ecuación 1.5.

Dentro del Net billing, es posible vender la potencia que el SFVI suministra a la RGD, dado que la potencia es un producto asociado a la energía como se explicó anteriormente.

Para valorar en el análisis este beneficio, se considera el cobro que se hace normalmente de potencia por parte de CFE a la UAM-A. Por lo tanto, el valor ahorrado es igual al cargo por este concepto sin SFVI instalado. Tomando como punto de partida los últimos valores registrados en la base de datos de la investigación (ver anexo A) el beneficio obtenido durante el primer año de operación es:

$$\text{\$ potencia} = (84 \text{ \$/kW} * 679 \text{ kW}) + (253 \text{ \$/kW} * 679 \text{ kW}) * 12 \text{ Meses} = \text{\$ } 2\,745\,876$$

3.3.2 Beneficios ambientales

Actualmente el 75% de la energía eléctrica que se produce en México proviene de las centrales eléctricas convencionales que utilizan la quema de combustibles fósiles como el diésel, gas natural, o carbón para producir el vapor que mueve las turbinas que generan la energía eléctrica, de tal modo que emiten grandes cantidades de CO₂, NO_x, SO₂ y otros gases que favorecen el calentamiento global y empeoran la calidad del aire, afectando principalmente a las poblaciones cercanas a estas centrales eléctricas.

Al momento de producirse energía a través de los módulos fotovoltaicos que utilizan el recurso solar, sin procesos intermedios que involucren reacciones químicas o combustión, se tiene la ventaja de no emitir ningún tipo de contaminante hacia el medio ambiente, por lo que se trata de una energía totalmente limpia.

De este modo se produce un beneficio ambiental al evitar emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) que ocasionan el cambio climático y los daños ambientales que implica. se mejoran las condiciones atmosféricas favorables para preservar la salud de los pobladores al evitar emisiones de contaminantes criterio como son los óxidos de nitrógeno y de azufre que afectan directamente la salud de los seres humanos.

3.3.2.1 Reducciones de CO₂ equivalente

El SFVI propuesto para la UAM-A genera energía eléctrica libre de emisiones de CO₂ equivalente a la atmósfera durante los 30 años de su vida útil.

Para conocer que cantidad de emisiones de CO₂ e se evitarían, utilizamos el factor de emisión de energía eléctrica calculado por la Comisión Reguladora de Energía (CRE, 2018a), definido por la siguiente expresión:

$$\frac{0.527 \text{ tCO}_2\text{e}}{\text{MWh}} \quad \text{Ec. 3.2}$$

Donde:

0.527 tCO₂e = Toneladas de CO₂ emitidas

MWh = Mega watt hora de energía generada

Lo que indica que por cada Mega watt hora de energía eléctrica que se produce en México, se emiten 0.527 toneladas de CO₂ equivalente a la atmósfera.

Como se observa en la figura 3.8 el SFVI en la UAM-A generará la energía eléctrica suficiente para evitar la emisión acumulada de 61 861 toneladas de CO₂ equivalente durante el periodo de 30 años de

operación. Este valor se obtiene tomando en cuenta un 0.66 % anual de decaimiento de la producción de energía para el SFVI, el valor es dado por la pérdida anual de potencia del módulo a emplear (ver hoja de datos en anexo G).

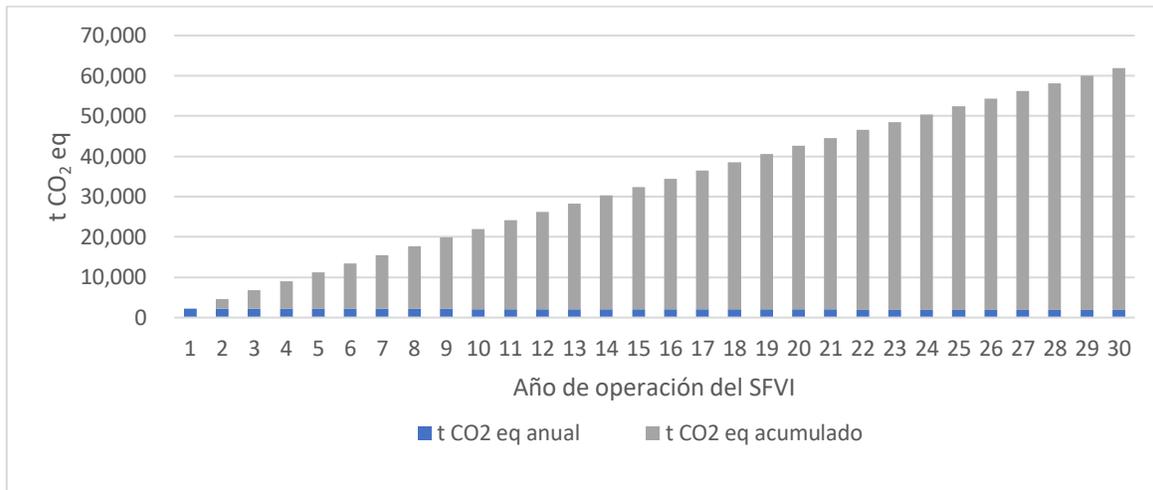


Figura 3. 8 Toneladas de CO₂e reducidas

Para el primer año de operación el SFVI evitaría la emisión de:

$$0.527 \text{ t CO}_2\text{e} * 4300 \text{ MWh} = 2\,266 \text{ t CO}_2\text{e}$$

3.3.2.2 Valoración de las reducciones de CO₂ equivalente.

El precio de emitir Gases de Efecto Invernadero, suele abreviarse con la expresión “precio del carbono” es una herramienta económica destinada a integrar en los precios de mercado los costos ocultos o externalidades de los daños causados por estos gases.

Una forma elegida por los países para conseguir un precio del carbono que sirva para reducir las emisiones de GEI, es el sistema de bonos de carbono (derechos de emisión) que pueden intercambiarse en un mercado del carbono a través de un Sistema de Comercio de Emisiones (SCE).

Actualmente México tiene establecido en la Ley General de Cambio Climático (LGCC) la formulación de un SCE propuesto para entrar en fase piloto el primero de enero del 2020 con una duración de tres años a partir del cual será obligatorio. Sin embargo, actualmente existe un mercado voluntario de carbono. La empresa MÉXICO₂ ofrece un mecanismo eficiente, transparente y confiable que facilita la compensación de emisiones de CO₂e a través de la compra de bonos de carbono de proyectos nacionales.

Una vez estimadas las toneladas de CO₂e reducidas se procede a calcular su valor económico estimado en dinero, para esto es necesario inferir un precio por tonelada de carbono o bono de carbono acorde al que se presentaría en México una vez puesto en marcha su Sistema de Comercio de Emisiones (SCE).

De acuerdo con la plataforma MexiCO₂, México pretende homologar su SCE una vez en funcionamiento con el SCE en donde participan California, Quebec y Nueva Escocia (WCI) (México2, 2019) por lo que se pretende manejar el mismo valor para la tonelada de carbono. Este valor alcanzó los 15 USD/ ton CO₂e (equivalente a 288 MXN/ton CO₂e) hasta octubre del 2019 (The world Bank, 2019). Por lo tanto, se toma este valor como referencia para la valoración de las emisiones de CO₂e evitadas por la energía limpia generada en la UAM-A.

El valor de las toneladas de carbono reducidas durante el primer año, en pesos mexicanos es de:

$$2\ 266\ \text{t CO}_2\text{eq} * 288\ \text{MXN} = 652\ 608\ \text{MXN/t CO}_2\text{e}$$

3.3.2.3 Certificados de Energía Limpia CELs.

Los Certificados de Energía Limpia (CELs) son un título emitido por la CRE que acredita un monto determinado de electricidad a partir de tecnologías limpias (LIE, 2014). Particularmente, el número de CELs que le corresponden a un SFVI por la generación de electricidad anual, se calcula con las siguientes fórmulas:

$$CEL = \frac{1\ \text{CEL}}{\frac{1\ \text{MWh}}{\% EE}} \quad \text{Ec. 3.3}$$

$$\% EE = \frac{EC}{EG} \quad \text{Ec 3.4}$$

Donde:

CEL = Certificado de Energía Limpia

% EE = Porcentaje de energía entregada por el SFVI a la red del SEN

EC = Energía consumida por el SFVI

EG = Energía generada por el SFVI

1 *CEL*/1*MWh* = 1 CEL equivale a 1 MWh de energía generada por fuentes limpias.

Entonces, el número de CELs correspondientes para la UAM-A en el año 1, sería de 4300 CELs, dado que es la energía que se pretende producir por el SFVI y que cubre el 100% de la demanda eléctrica. Sin embargo, se prevé que este valor decaiga conforme decaiga la producción del SFVI dado el desgaste de los componentes, además de que pueda variar conforme sea la demanda real de energía eléctrica en la UAM-A y la producción real del SFVI.

Los CELs generados podrán ser vendidos a través de un SSB por medio de un contrato de contraprestación económica. El precio estimado del CEL es variable al tratarse de un instrumento de mercado susceptible a factores como la oferta y demanda. Durante la última subasta eléctrica el precio del CEL para energía fotovoltaica osciló entre 6.79 USD y 17.49 USD (García, 2017). Para nuestro análisis económico se tomará el valor medio, 12.14 USD.

Para el primer año de operación el valor obtenido por venta de CELs es de:

$$4\ 300\ \text{Cel} * \$\ 230 = 989\ 000\ \text{MXN}$$

3.4 Análisis Costo – Beneficio del SFVI

Tomando en cuenta la valoración del total de costos y beneficios aportados por el SFVI se realiza el ACB que proporciona los indicadores de viabilidad para la ejecución del proyecto.

3.4.1 Cálculo del Valor Presente Neto

El método empleado para el análisis es el Valor Presente Neto (VPN) el cuál toma en cuenta el cambio del valor del dinero a través del tiempo. Este método estima el valor de los costos y beneficios que produce el SFVI durante sus 30 años de operación de acuerdo al valor que tiene el dinero en el momento de realizar la inversión, denominado valor presente. De este modo se puede hacer una comparación entre los costos y beneficios totales del SFVI estimados en dinero. En otras palabras, quiere decir que ingresos y costos futuros se valoran a valor presente.

El método requiere de una tasa de interés o descuento que comúnmente se toma de acuerdo a la tasa de interés bancaria. Comúnmente en proyectos ambientales las tasas de descuento son más bajas respecto a los bancos, debido a que los beneficios se esperan a largo plazo; además de que se considera el hecho de que los proyectos ambientales no son netamente proyectos lucrativos, si no que conllevan un beneficio social y ambiental.

El laboratorio Nacional de Energías Renovables (NREL) proporciona un valor para la tasa de descuento igual a 4.8 % en proyectos de energía fotovoltaica a escala comercial y la Agencia Internacional de Energía (IEA) realiza su análisis de sensibilidad con tasas de descuento entre el 5 y 10 %.

Para efectos de este análisis se considera un valor de 10% para la tasa de descuento anual. Este valor es definido por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) como tasa social de descuento y es utilizado para calcular el valor de proyectos de infraestructura públicos en México (Castañeda et al., 2019).

La ecuación 3.5 muestra la fórmula para realizar el cálculo del VPN.

$$VPN = I_o + \sum_{t=0}^n (B_t - C_t) * \frac{1}{(1+r)^t} \quad \text{Ec. 3.5}$$

Donde:

B_t = Beneficios del periodo t

C_t = Costos del periodo t

r = tasa de descuento

I_o = Inversión inicial

n = Vida útil del proyecto

Dependiendo del resultado del VPN se toma la decisión de realizar el proyecto o desecharlo, con base en lo siguiente.

VPN > 0 los beneficios son mayores que los costos, por lo tanto, el proyecto es viable.

VPN < 0 los beneficios son menores que los costos, por lo tanto, el proyecto no es viable.

VPN = 0 los beneficios son iguales a los costos, la realización del proyecto es indiferente.

En la siguiente tabla 3.4 se resumen todos los conceptos vistos a lo largo de la sección aplicables como datos de partida a la fórmula del VPN. Los flujos de caja anuales fueron modelados en Microsoft Excel, la hoja de cálculo se adjunta en el anexo K.

Tabla 3. 4 Datos de partida para el método de VPN.

Concepto	Datos de partida	Requerimiento años	Consideraciones
Costos			
Inversión	\$ 49 891 671	0	Incluye I.V..A
Reemplazo de inversores	\$ 3 897 504	20	Incrementan 3.5% anualmente respecto de su valor inicial.
Reemplazo de montajes	\$ 1 614 643	20	
O & M	\$ 505 777	1 -30	Incrementa 3.5 % anualmente
Beneficios			
Producción energética	4.3 MWh/año	1-30	Disminuye 0.66% anualmente
Energía	\$ 7 052 000	1 -30	El precio aumenta 3.6 % anualmente de acuerdo al PML \$ 1.64/kWh
Potencia (Distribución y Capacidad)	\$ 2 749 787	1 - 30	Tarifa de Distribución aumenta 0.16% Tarifa de Capacidad aumenta 1.6 %
CO ₂ e evitado	2 266 ton	1 -30	Disminuye 0.66 % anual
Valor ton CO ₂ e	\$ 652 637	1 - 30	Precio 1 ton CO ₂ = \$ 288
CELS generados	4 300	1 -30	Disminuyen 0.66% anual
Valor CELs generados	\$ 989 000	1 - 30	Precio 1 CEL = \$ 230
Tasa de descuento	10 %	1 - 30	Tasa de descuento fija.

3.4.2 Indicadores de Viabilidad (VPN, TIR, Pay Back, TB)

En la tabla 3.5 se presentan los resultados obtenidos para los 4 indicadores de viabilidad del proyecto Valor Presente Neto (VPN), Tasa Interna de Retorno (TIR), Pay Back (Tiempo de retorno de la inversión) y Tasa de Beneficio (TB).

Los resultados obtenidos desde el punto de vista del ACB económico que contempla beneficios privados y beneficios ambientales, se comparan con los resultados obtenidos a través de un ACB financiero, en donde únicamente se toman en cuenta los beneficios privados del SFVI producidos por la generación de energía eléctrica.

Ambos análisis se contrastan con el valor de referencia obtenido por García, 2017 para SFVI de escala industrial (usuarios de tarifas GDMTO y GDMTH).

Tabla 3. 5 Indicadores del Análisis Costo – Beneficio

Indicador	ACB económico (beneficios privados + ambientales)	ACB financiero (beneficios privados)	Valor de referencia para SFVI ACB financiero (García, 2017)
VPN	\$ 68,242,035	\$ 54,003,928	
TIR	23.5 %	20.5 %	15 – 25 %
Pay Back	6.10 años	7.42 años	5 – 7 años
TB	2.2	1.93	

A continuación, se interpretan los indicadores obtenidos.

VPN

El valor obtenido en ambos ACB (económico y financiero) es positivo, lo que indica que el proyecto es viable de realizar. El valor del VPN económico y financiero es de 68,242,035 MXN y 54,00,398 respectivamente, lo que indica que la materialización del proyecto SFVI UAM-A generaría una ganancia neta igual al valor del VPN durante los 30 años de vida útil del sistema. El VPN financiero es más pequeño debido a que no contempla el valor del beneficio ambiental producido; de modo que, de llegar a materializarse el beneficio ambiental, este aportaría una cantidad estimada igual a la diferencia entre el VPN económico y financiero. El valor es igual a 14,238,207 MXN.

TIR

La Tasa interna de retorno (TIR) es la tasa de interés o rentabilidad que ofrece una inversión. Es decir, es el porcentaje de beneficio o pérdida que tendrá una inversión. La TIR indica el valor de la tasa de descuento que iguala el valor de los costos y los beneficios del proyecto haciendo que el VPN sea igual a cero.

Por lo tanto, el criterio de inversión de proyectos será el siguiente, donde “r” es la tasa de descuento de flujos elegida para el cálculo del VPN:

- $TIR > r$, el proyecto de inversión será aceptado. En este caso, la tasa de rendimiento interno es superior a la tasa mínima de rentabilidad exigida a la inversión.
- $TIR = r$, estaríamos en una situación similar a la que se producía cuando el VPN es igual a cero. No tenemos ganancias ni pérdidas, por lo que la realización del proyecto es indiferente.
- $TIR < r$, el proyecto debe rechazarse puesto que no se alcanza la rentabilidad mínima esperada a la inversión.

Por lo tanto, la TIR obtenida para el escenario ACB económico y ACB financiero 23.5 % y 20.5 % respectivamente; indican que se puede contratar un crédito de financiamiento con una tasa de descuento inferior a las TIR obtenidas para que el proyecto genere beneficios económicos, tomando en cuenta que entre más cercana sea la tasa de descuento a la TIR los beneficios obtenidos serán menores.

El valor de las TIR obtenidas en este análisis indica que el SFVI producirá un amplio margen de beneficios, y se considera altamente rentable. Ambas TIRs obtenidas se encuentran dentro del rango de valores para proyectos fotovoltaicos en tarifas de media tensión obtenido por García (2017).

Pay back

Es el tiempo que le toma a los beneficios netos descontados generados por el proyecto hasta que estos alcancen el valor de la inversión inicial. Si los beneficios netos no alcanzan el valor de la inversión durante el tiempo de vida útil del proyecto, este se considera no viable económicamente hablando.

Como resultado del ACB económico se tiene un periodo de retorno de la inversión de 6.10 años. Considerando en ACB financiero el retorno de la inversión se produce en 7.42 años. En ambos casos el periodo de recuperación de la inversión es bastante bueno, ya que la vida útil del proyecto es de 30 años prolongándose los años en los que solamente se obtienen beneficios generados por el SFVI.

En la figura 3.9 se muestra el gráfico correspondiente al Pay back tomando en cuenta los beneficios descontados a valor presente para el ACB.

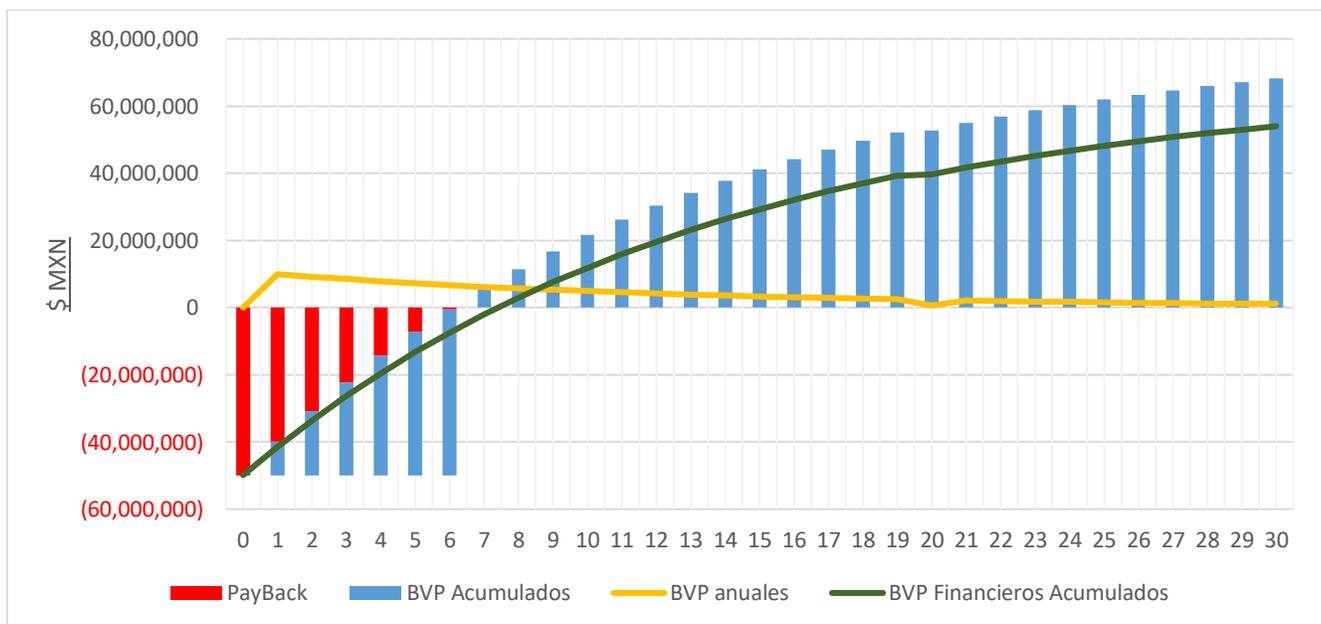


Figura 3. 9 Tiempo de retorno de la inversión “Pay back”.

En donde las barras de color rojo indican el valor de la inversión que hace falta recuperar anualmente dado el ACB económico. Las barras azules dado el ACB económico representan el valor del beneficio acumulado descontado a valor presente, comienzan en un valor negativo igual a la inversión en el año cero, y alcanzan a igualar el costo de inversión en el año 6.1, posteriormente representan valores positivos o ganancias acumuladas anualmente hasta los 30 años de vida útil del SFVI. La línea amarilla representa los beneficios descontados a valor presente para cada año de operación y finalmente la curva verde representa los beneficios financieros acumulados, descontados a valor presente. Como es posible observar la línea verde representa también el Pay back dado el ACB financiero, el cual se da a los 7.4 años de operación, tiempo en donde los beneficios privados representados por la línea verde igualan al valor de la inversión.

TB

La tasa de beneficio es la relación entre el total de beneficios descontados a valor presente y el total de costos que genera el SFVI, descontados a valor presente. Este indicador proporciona una medida de la rentabilidad de un proyecto, pues refleja las ganancias que se obtienen por unidad de capital invertida en un negocio.

De este modo se tiene que para el ACB económico, la TB es igual a 2.2, lo que indica que, por cada peso invertido, se obtiene 1 peso con 22 centavos de ganancia, dicho de otro modo, las ganancias son de un 120 %. La TB dado el ACB financiero es de 1.93, por lo tanto, sin considerar beneficios ambientales, se tiene una ganancia de 93 centavos por cada peso que se gasta en el proyecto; este valor representa un 93% de ganancias sobre los costos.

Dado el anterior análisis de indicadores, resulta económicamente viable y altamente invertir en desarrollar el SFVI para la UAM-A.

3.4.3 Análisis de sensibilidad

Se realizó un análisis de sensibilidad sobre el ACB financiero, con el objetivo de evaluar la susceptibilidad del modelo en diferentes cambios en las variables más importantes, tales como, el aumento del precio de la energía, producción energética en un rango mayor o menor al esperado, aumento o disminución de los costes de inversión o la adopción de distintas tasas de descuento, en escenarios en donde se de mayor importancia al valor de los beneficios esperados en el futuro, (tasas de descuento bajas) o, por el contrario, se de preferencia al valor de los beneficios esperados en el corto plazo (tasas de descuento altas).

En la figura 3.10 se observa la variación del VPN financiero a distintos precios de la energía y diferentes tasas de descuento aplicables al modelo.

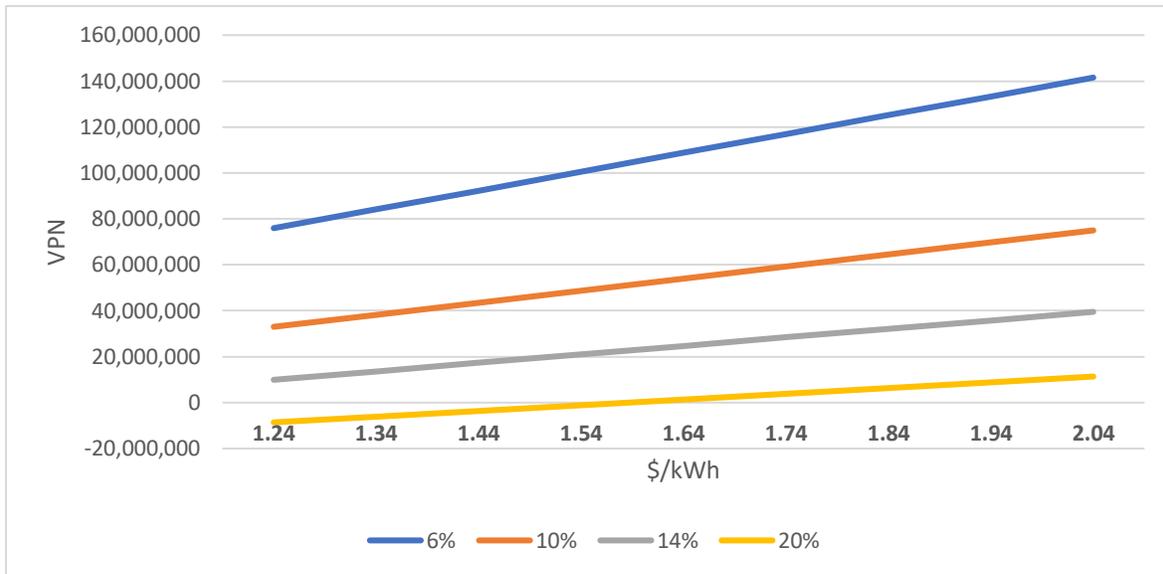


Figura 3. 10 Sensibilidad del VPN a diferente TD y precio de la energía

La línea azul muestra que de ser posible adoptar una tasa de descuento del 6 %, se da preferencia al valor de los beneficios en el futuro, pues el VPN es mayor; además de incrementar favorablemente a medida que aumenta el precio de la energía, lo cual resulta bastante probable de suceder, puesto que los precios de la energía eléctrica aumentan alrededor de 3.5 % anualmente en México de acuerdo con García (2017).

A medida que se utilice una tasa de descuento más alta, los beneficios esperados en el futuro son menores, dado el valor del VPN alcanzado. Para una tasa de descuento del 20% (línea amarilla), a precios de la energía inferiores a \$ 1.64/kWh, el SFVI se vuelve inviable de realizar, pues generaría pérdidas en lugar de ganancias; sin embargo, este escenario se ve difícil de alcanzar debido al alza de precios internacionales de la energía y a que, en proyectos con beneficios sociales, se pueden adquirir créditos para la inversión a bajas tasas de interés.

Del grafico anterior se puede apreciar que el modelo es bastante robusto, puesto que inclusive a tasas de descuento superiores al 10% y precios bajos de la energía, el proyecto continuaría generando ganancias netas.

En el anexo L, se presentan las tablas para el análisis de sensibilidad anterior y otro análisis de sensibilidad en donde se observa la variación del VPN a diferentes valores de costos de inversión y producción energética del SFVI.

3.5 Conclusiones del capítulo III

Los resultados del análisis costo – beneficio indican que el SFVI tendrá un costo de inversión aproximado de \$ 49 891 671, y generará un costo anual por operación y mantenimiento de \$ 505 777 que incrementa 3.5 % anual acorde a la tasa inflacionaria durante los 30 años de vida útil del SFVI.

Los beneficios del SFVI se producen por el ahorro generado por la venta de energía y potencia eléctrica que anualmente equivalen a \$ 9 801 787, incrementando 3.66 % anual acorde al Precio Marginal Local (PML) de venta de energía.

Los beneficios ambientales producidos son las toneladas de CO₂ equivalente evitadas que a lo largo de 30 años de operación ascienden a 61 861 toneladas. Generando un beneficio anual por la venta de 2 266 bonos de carbono igual a \$ 652 637. Otro beneficio ambiental es la venta de Certificados de Energía Limpia (CEL). Anualmente se generan aproximadamente 4300 CELs, que aportan un beneficio económico de \$ 989 000 anualmente.

Finalmente aplicando una tasa de descuento del 10 % para la inversión se obtiene un Valor Presente Neto (VPN) de \$ 68,242,035 tomando en cuenta el ACB económico (beneficios privados + ambientales) y de \$ 54,003,928 de acuerdo al ACB financiero (beneficios privados). Ambos valores indican que se generan beneficios con valor igual al VPN después de recuperar la inversión.

Se obtiene una TIR alta 23.5% para el ACB económico y 20.5% para el ACB financiero, lo que hace al proyecto altamente rentable, recomendando realizar la inversión, dado que la tasa interna de rentabilidad es lo suficientemente alta para garantizar el retorno de la inversión. En ambos casos se recupera la inversión en un tiempo de 6.1 y 7.4 años respectivamente. La tasa de beneficio indica que se obtendrán ganancias superiores al 93% de los costos tomando en cuenta beneficios privados. De materializarse el beneficio ambiental en dinero; se podrán obtener ganancias superiores al 120% de los costos que se generan.

Dado el análisis de sensibilidad, se considera que existe riesgo mínimo de perder la inversión, dado que inclusive en escenarios poco probables de suceder, en donde los precios de la energía decaen y se adoptan tasas de descuento altas, el proyecto no genera pérdidas de capital.

Conclusiones generales

La unidad Azcapotzalco de la Universidad Autónoma Metropolitana (UAM-A) es un importante centro de estudios universitarios que alberga una población de 18 390 alumnos y más de 1000 catedráticos.

La UAM-A para poder brindar sus servicios educativos, requiere una gran cantidad de energía eléctrica, que se obtiene a través de la red de distribución de Comisión Federal de Electricidad (CFE). Energía que proviene en gran parte de centrales termoeléctricas que generan emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) causantes del cambio climático a nivel mundial.

Tomando esto en cuenta, la presente investigación evaluó la posibilidad técnica y económica para que la UAM-A pueda implementar un Sistema Fotovoltaico Interconectado (SFVI) que genere la energía suficiente para autoabastecerse mediante una fuente limpia de generación en el marco de la Generación Distribuida permitida en la Ley de la Industria Eléctrica.

Para este propósito se realizó una metodología que consistió en resolver 3 puntos centrales:

- 1.- Consumo y potencia de la energía eléctrica en la UAM-A
- 2.- Dimensionamiento del Sistema Fotovoltaico Interconectado de la UAM-A
- 3.- Evaluación económica (análisis costo – beneficio)

De los cuales se concluye lo siguiente:

El consumo, son los kilowatts hora (kWh), que utiliza la UAM-A para su funcionamiento. Este presenta ha presentado un nivel de 4 707 498 kWh /anual desde 2011 a 2018; sin embargo, de demostró que este valor presenta una clara tendencia a la disminución de 427 kWh mensualmente partiendo de un valor inicial de 418 554 kWh en el mes de enero del 2011.

Este comportamiento a la baja ha sido ocasionado por medidas de ahorro de energía que se continúan implementado en la institución, por lo que fue necesario realizar una proyección del consumo esperado en un futuro. El resultado obtenido fue de un nivel de consumo de 4 300 000 kWh/anual para el año 2023, que es el nivel de energía que se pretende producir con el SFVI en la UAM-A.

El SFVI dimensionado propuesto, se instalaría en las azoteas de los edificios B, D, C, E, F, K, I, T, P y Q de la Unidad y está constituido por 5134 módulos SAYA de alta eficiencia, que le confieren una potencia pico de 2156 kWp. Los módulos son conectados en 5 arreglos independientes con diferente punto de interconexión, 4 de ellos de igual configuración con un inversor ABB de 500 kW y un arreglo más pequeño conectado a un inversor central de ABB de 165 kW.

EL SFVI evaluado mediante simulaciones con softwares especializados en energía fotovoltaica (PV syst) tendría una eficiencia de entre 86.1 % y 87.2 % y produciría 4 300 000 kWh/ anuales de energía

para satisfacer la demanda de energía eléctrica en la UAM-A. Para alcanzar esta producción se definió el ángulo de inclinación óptimo igual a 24° para una mayor captación de irradiación solar y una orientación óptima de 10° acimut suroeste para maximizar el espacio en las azoteas de los edificios a fin de ubicar el mayor número de módulos posible.

Finalmente, los resultados del análisis costo – beneficio indican que el SFVI tendrá un costo de inversión estimado de \$ 49 891 671, y generará un costo anual por operación y mantenimiento de \$ 505 777 que incrementa 3.5 % anual acorde a la tasa inflacionaria durante los 30 años de vida útil del SFVI.

Los beneficios ambientales producidos son las toneladas de CO₂ equivalente evitadas que a lo largo de 30 años de operación ascienden a 61 861 toneladas. Generando un beneficio anual por la venta de 2 266 bonos de carbono igual a \$ 652 637. Otro beneficio ambiental es la venta de Certificados de Energía Limpia (CEL). Anualmente se generan aproximadamente 4300 CELs, que aportan un beneficio económico de \$ 989 000 anuales.

Finalmente aplicando una tasa de descuento del 10% para la inversión se obtiene un Valor Presente Neto (VPN) de \$ 68,242,035 tomando en cuenta el ACB económico (beneficios privados + ambientales) y de \$ 54,003,928 dado por el ACB financiero (beneficios privados). Ambos valores indican que se generan beneficios con valor igual al VPN después de recuperar la inversión. El valor del beneficio ambiental estimado en dinero asciende a 14,238,107 MXN.

Se obtiene una TIR alta 23.5% y 20.5% para cada escenario, lo que hace al proyecto altamente rentable, recomendando realizar la inversión, dado que la tasa interna de rentabilidad es lo suficientemente alta para garantizar el retorno de la inversión.

Por último, el periodo de retorno de inversión “Pay back” se ubica dentro de los 6.1 y 7.4 años de operación tomando en cuenta ambos escenarios, lo que permite que el resto de años de operación 24 o 23 años según sea el caso únicamente se produzcan beneficios superiores a los costos, lo que se traduce como una ganancia generada por el ahorro de pago a CFE por la energía eléctrica por parte de la UAM-A.

En conclusión, de acuerdo a los indicadores de rentabilidad del proyecto, es claro que resulta un proyecto altamente redituable para la universidad. Por tal motivo, se concluye que es altamente recomendable realizar la ejecución del SFVI en la UAM-A, pues es técnicamente factible y los beneficios estimados son lo suficientemente altos para amortizar la inversión y generar beneficios económicos, aunado a los beneficios ambientales, que posicionarían a la UAM-A como una universidad pionera y líder mundial en sustentabilidad.

Actualmente, los modelos de Generación Limpia Distribuida en México crean un nicho importante oportunidad para personas físicas y morales que deseen invertir capitales para generar su propia energía

o incluso participar en la venta de esta, a través de la generación con fuentes no convencionales como son la energía solar, eólica, hidráulica o utilizando biocombustibles.

De tal modo, que si la UAM-A participase en la generación de su propia energía a través de los modelos de GLD obtendría los siguientes beneficios:

- La UAM-A obtendría una ganancia estimada de 54,003,9258 MXN al evitar la compra de electricidad a CFE, durante 30 años de operación del SFVI. De materializar el beneficio ambiental en dinero, la ganancia ascendería a un valor estimado de 68,242,035 MXN. Por cada peso invertido en los costos totales, estaría obteniendo entre 0.93 centavos y 1 peso con 2 centavos de ganancias.

- La UAM-A reduciría su huella de carbono, generada por concepto de consumo de energía eléctrica, la cual se estima en 61,866 toneladas de CO₂e durante los 30 años de operación del SFVI. Además de reducir las emisiones de otros gases contaminantes a la atmósfera, tóxicos para la salud humana, que no se han cubierto en este estudio; como son: el sulfuro de hidrógeno (H₂S) y los óxidos de nitrógeno (NO_x) mejorando la calidad del aire en las zonas donde se ubican las centrales termoeléctricas.

- Al generar su propia energía, la UAM-A tendría una mayor seguridad energética, pues no depende totalmente de una fuente externa de generación.

- Debido a la generación de energía en el sitio de consumo la UAM-A puede generar diferentes beneficios a la red eléctrica del Sistema Eléctrico Nacional, como son:

- Mejorar la calidad de la energía y su abastecimiento.
- Incremento en la confiabilidad del sistema mediante la estabilización de su red local.
- Reducción de las pérdidas técnicas y no técnicas
- Reducción de inversiones por infraestructura de transmisión, distribución y reducción de costos de operación y combustibles asociados a la generación centralizada.

-La participación de la UAM-A en este tipo de modelos contribuiría al crecimiento de la economía, puesto que se crearían nuevas fuentes de empleo directos e indirectos durante el proceso de construcción y operación del SFVI; además de ayudar a des carbonizar la economía, al depender en una menor medida de los combustibles fósiles; lo cual, es uno de los propósitos de la reforma energética.

-La UAM-A podría obtener y generar datos de radiación, producción de energía, eficiencia de sistemas fotovoltaicos, etc. Durante de la operación del SFVI, estos datos pueden ser utilizados con fines académicos en la formación de nuevos profesionales y ayudar al desarrollo de nuevas investigaciones en el ámbito de las energías renovables, ciencias ambientales, ingeniería eléctrica y electrónica, ciencias económicas, etc.

-Por último, la UAM-A quedaría posicionada como una universidad líder mundial en sustentabilidad, al reducir su huella de carbono por concepto de consumo de energía eléctrica, prácticamente al 100%. Contribuyendo de esta manera a dar alcance a las metas establecidas por México en la LGCC y comprometidas internacionalmente en el acuerdo de París durante la cumbre COP 21. Estas metas establecen la reducción de 30% de las emisiones de GEI generadas para el año 2030. Por otra parte, la Ley de Transición Energética (LTE) establece las metas de generación de energías limpias del 35% al 2024; de 37.7% al 2030 y del 50% de la energía eléctrica total para el año 2050.

Todos los beneficios señalados anteriormente; además del resultado positivo del ACB de este estudio, hacen pensar que la UAM-A debe sumarse a participar en los modelos de GLD llevando a cabo la materialización del SFVI propuesto en esta investigación y de esta forma obtener los cuantiosos beneficios antes mencionados, desde una visión en pro del cuidado del ambiente y el combate al cambio climático.

Referencias bibliográficas

- Álvarez, R. (2014). *Instalación solar fotovoltaica de 200 kW, conectada a red de media tensión, sobre cubierta de un centro comercial en san Agustín de Guadalix, Madrid*. Universidad Pontificia de Comillas Madrid.
- Ariza Ramírez, A. (2013). *Métodos utilizados para el pronóstico de demanda de energía eléctrica en sistemas de distribución*. Universidad Tecnológica de Pereira.
- BloombergNEF. (2019). Global Trends in Renewable Energy. *Proceedings of Scientific Works of Cherkasy State Technological University. Series: Economic Sciences*. Frankfurt: Frankfurt school - UNEP. <https://doi.org/10.24025/2306-4420.1.40.2015.84456>
- Bowerman, B., O'Connell, R., & Koehler, A. (2007). *Pronósticos, series de tiempo y regresión: un enfoque aplicado*. México: Internacional Thomson Editores.
- Bratu Servan, N., & Campero Littlewood, E. (1995). *Instalaciones eléctricas, conceptos básicos y diseño* (2a ed.). Ciudad de México: Alfaomega.
- Cabrera, R. M., Fernández, M. O., Jover, F. C., & Torres, F. A. (2011). *Espacio-temporal entre las Medidas de Radiación Solar Terrestres (SIAR) Y satelitales (CM-SAF). Estudio de productividad potencial*. Escuela de Organización Industrial, Madrid.
- Casa, M., & Barrio, M. (2017). *Instalaciones solares fotovoltaicas* (1a ed.). Ciudad de México: Alfaomega.
- Castañeda, J., Mazari, I., Molano, M., & Gala, J. (2019). Análisis costo-beneficio de la instalación de paneles solares en las viviendas de la población más marginada de México. *Instituto Mexicano para la Competitividad (IMCO)*. Ciudad de México: IMCO.
- Castillo, D. (2014). *Inventario de gases de efecto invernadero en el área de energía en ciudad universitaria*. Universidad Nacional Autónoma de México. <https://doi.org/10.1029/2010JD015435>
- CFE. Recibos mensuales de facturación (2018a). Ciudad de México.
- Chacon Anaya, D. (2017). Generación distribuida: el tercer pilar de la transición energética. *Energía a Debate*, 14(79), 60.
- Chandler, W. S., Hoell, J. M., Westberg, D., Zhang, T., & Stackhouse, P. W. (2013). NASA prediction of worldwide energy resource high resolution meteorology data for sustainable building design. *42nd ASES National Solar Conference 2013, SOLAR 2013, Including 42nd ASES Annual Conference and 38th National Passive Solar Conference*, 227–233.
- CRE. Anexo B del Acuerdo/058/2017 (2017). México.
- CRE. Factor de emisión del sector eléctrico nacional (2018a). México.
- CRE. (2018b). Preguntas Frecuentes sobre los Certificados de Energías Limpias.
- De la Peña, J. (2016). *Estudio y desarrollo de una planta solar fotovoltaica*. Universidad Politécnica de Madrid.
- Franco, A., & Velázquez, M. (2018). Una aproximación sociodemográfica al consumo de energía en los hogares mexicanos.
- Fu, R., Feldman, D., & Margolis, R. (2018). U.S. Solar Photovoltaic System Cost Benchmark: Q1 2018. *Nrel*, (November), 1–47. <https://doi.org/10.7799/1325002>
- García, M. (2017). Mercado de energía fotovoltaica de baja escala (Generación Distribuida). Ciudad de México: ABM.
- Grainger, J., & Stevenson, W. (1996). *Análisis de sistemas de potencia* (1a ed.). USA: Mc Graw Hill.
- Gutierrez, M. (2017). *Cost Assessment of Clean Generation Incentives in Mexico for Utility Scale*

- Solar Photovoltaic Projects*. University of Texas.
- Hayt, W., Kemmerly, J., & Durbin, S. (2007). *Análisis de circuitos en ingeniería* (Séptima ed). Mc Graw Hill.
- IDAE. (2011). *Instalaciones de Energía Solar Fotovoltaica. Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red*. Madrid.
- IFC. (2015). *Utility-Scale Solar Photovoltaic Power Plants*, 35–39.
- Lazard. (2018). Levelized cost of energy analysis. *Lazard*, (12), 0–19.
- LIE. Ley de la Industria Eléctrica, Pub. L. No. Art. 3 Frac VIII (2014). Ciudad de México, México: Diario Oficial de la Federación.
- Liebreich, M. (2016). Bloomberg new energy finance summit. *International Journal of Urban and Regional Research*. New York: BNEF. <https://doi.org/10.1111/j.1468-2427.1992.tb00177.x>
- LISR. Ley del Impuesto Sobre la Renta, Pub. L. No. Artículo 34, 194 1 (2016). México: Diario Oficial de la Federación.
- Margolis, R., Feldman, D., & Boff, D. (2018). *Q1/Q2 2019 Solar Industry Update*. *National Renewable Energy Laboratory*. <https://doi.org/NREL/PR-6A20-68425>
- Méndez, J., & Cuervo, R. (2009). *Energía solar fotovoltaica* (4a ed.). Madrid: FC editorial.
- Mermound, A., & Wittmer, B. (2017). *PVsyst Tutorial*. Suiza: Pvsyst.
- Mosqueda, E. (2019). Sistema de comercio de emisiones de carbono. *INCyTU*. Ciudad de Mexico: FCCyT.
- Murillos, J., Trejos, Á., & Carvajal, P. (2003). Estudio del pronóstico de la demanda de energía eléctrica, utilizando modelos de series de tiempo. *Scientia et Technica*, 23(23), 37–40.
- Myers, D. (2009). Comparison of historical satellite based estimates of solar radiation resources with recent rotating shadow band radiometer measurements. En *38th ASES National Solar Conference 2009, SOLAR 2009* (Vol. 7, pp. 3738–3765). Buffalo, New York: American Solar Energy Society.
- Ortíz, R. A. (2011). *Registro y Análisis de la Demanda Diaria de Energía Eléctrica en la Unidad Azcapotzalco y Propuestas para Disminuirla*. Universidad Autónoma Metropolitana Unidad Azcapotzalco.
- Prat, L. (s/f). *Dimensionado de sistemas fotovoltaicos*. Barcelona, España.
- Rivas, R. T., & Cardemil, J. M. (2015). Evaluación de la contribución de los bonos de carbono a la competitividad de las centrales solares de concentración en Chile. *Ingeniare*, 23(4), 609–621. <https://doi.org/10.4067/S0718-33052015000400011>
- Rojas, R. (2011). *Caracterización espectral de células solares comerciales*. Universidad de Salamanca.
- Sengupta, M., Xie, Y., Lopez, A., Habte, A., Maclaurin, G., & Shelby, J. (2018). The National Solar Radiation Data Base (NSRDB). *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 89(September 2017), 51–60. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.03.003>
- Susan, B., & Fernando, C. (2017). *Estudio de factibilidad para la implementación de sistemas fotovoltaicos como fuente de energía en el sector industrial de Colombia*. Colegio de Estudios Superiores de Administración.
- The world Bank. (2019). International Carbon Action Partnership. IETA&ICAP.
- UAM-A. (2010). Diagrama unifilar de la red de mediana tensión distribución subterránea 23kV (Actualización). Ciudad de Mexico, Mexico.
- UAM. (2017). *Anuario estadístico 2016 UAM*. Ciudad de México.
- Universidad Carlos III de Madrid. (2018). La Universidad en Cifras. Recuperado de http://universidad-en-cifras.uc3m.es/Capit_12_00_es.html
- Ventura, B. (2013). *Instalación solar fotovoltaica conectada a red sobre el tejado de un edificio de la*

- universidad de Sao Paulo - campus Sao Carlos. Journal of Chemical Information and Modeling.*
Universidad del País Vasco. <https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>
- Verazaluce, J. (2018). Oportunidades de Negocio en el nuevo Mercado Eléctrico Junio de 2018 Sistema Eléctrico Nacional Estado actual. *Cenace*. Ciudad de México: CRE.
- Villanueva, M. (2018). Diseño y dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos. Hidalgo, Mexico: REDMERE.

Complementos con referencias electrónicas

- Banxico. (2019). www.banxico.org.mx. Recuperado el 21 de noviembre de 2019, de <https://www.banxico.org.mx/tipcamb/main.do?page=inf&idioma=sp>
- CENACE. (2019). Precios de Energía de Mercados de Corto Plazo. Recuperado el 24 de noviembre de 2019, de <https://datos.gob.mx/busca/dataset/precios-de-energia-del-mercado-de-corto-plazo>
- CFE. (2018b). Tarifas - CFE. Recuperado el 25 de julio de 2018, de https://app.cfe.mx/Aplicaciones/CCFE/Tarifas/Tarifas/Tarifas_industria.asp?Tarifa=HM&Anio=2018&mes=7
- Elche, U. M. H. del. (2013). <http://umh.es>. Recuperado de http://repositorio.innovacionumh.es/Proyectos/P_20/inicio.htm
- EnergyTrend. (2019). Solar-price. Recuperado el 19 de noviembre de 2019, de <https://www.energytrend.com/solar-price.html>
- Enfsolar. (2019). es.ensolar.com. Recuperado el 19 de noviembre de 2019, de https://es.ensolar.com/pv/mounting-system-datasheet/2939?utm_source=ENF&utm_medium=mounting_system_list&utm_campaign=enquiry_product_directory&utm_content=51973
- México2. (2019). www.mexico2.com.mx. Recuperado el 20 de noviembre de 2019, de <http://www.mexico2.com.mx/medio-ambiente.php?id=10>
- NASA-SSE. (2018). Power Data Access Viewer. Recuperado el 23 de julio de 2019, de <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>
- NREL. (2019). NRSBD data viewer. Recuperado el 20 de septiembre de 2019, de <https://maps.nrel.gov/nsrdb-viewer/?aL=v7bcnr%255Bv%255D%3Dt&bL=H7Qphn&cE=0&IR=0&mC=19.50358051130095%2C-99.18581485748291&zL=16>
- Pérez, M. (2016). ¿Cómo se puede evaluar la calidad de un panel solar? Recuperado el 24 de octubre de 2019, de <https://www.conermex.com.mx/blog-evaluar.html>
- Pvinsights. (2019). Index. Recuperado el 19 de noviembre de 2019, de <http://pvinsights.com/index.php>
- Pvsyst. (2019). PVsyst photovoltaic system. Suiza: Universidad de Geneve.
- Pvxchange. (2019). Price-index. Recuperado el 19 de noviembre de 2019, de <https://www.pvxchange.com/de/price-index>
- Solargis. (2017). Meteonorm vs Solargis | Solargis. Recuperado el 24 de febrero de 2020, de <https://solargis.com/es/docs/accuracy-and-comparisons/meteonorm-vs-solargis>

ANEXOS

Anexo A.- Base de datos de la investigación

1.-CONSUMO ENERGÉTICO kWh					2.-Potencia Energética kW				COSTO ENERGÉTICO						
MES	Horario base kWh ¹	Horario intermedio kWh ²	Horario punta kWh ³	Total kWh ⁴	Horario base kW	Horario intermedio kW	Horario punta kW	D.E facturable ⁵ kW	Tarifa ⁷	Generación Base \$/kWh	Generación Intermedia \$/kWh	Generación Punta \$/kWh	Consumo energético \$	Precio Demanda facturable \$/kW	Demanda facturable \$
ene-11	104,100	246,900	59,700	410,700	525	1,130	987	1,030	HM	0.8628	1.0322	1.8119	452,838	163	168,127
feb-11	101,100	260,100	62,700	423,900	1,062	1,196	1,002	1,061	HM	0.8856	1.0595	1.8396	480,453	164	174,206
mar-11	104,400	290,400	70,800	465,600	548	1,218	1,038	1,092	HM	0.9131	1.0923	1.876	545,352	166	181,141
abr-11	97,200	265,500	25,500	388,200	477	1,096	836	914	HM	0.89	1.0647	1.8631	416,694	167	153,843
may-11	103,500	321,300	27,000	451,800	494	1,262	919	1,022	HM	0.9715	1.1622	1.9479	526,558	168	172,084
jun-11	97,200	338,100	28,500	463,800	485	1,260	877	992	HM	1.0018	1.1985	1.9797	559,009	169	167,638
jul-11	111,000	332,700	27,300	471,000	485	1,260	877	992	HM	1.0282	1.2301	2.0003	577,993	168	167,083
ago-11	90,900	185,400	18,900	295,200	456	936	626	719	HM	0.9911	1.1857	1.9703	347,158	169	121,468
sep-11	98,400	271,200	24,300	393,900	470	1,208	849	957	HM	1.024	1.2251	2.0028	481,677	169	162,030
oct-11	102,000	322,800	29,400	454,200	440	980	865	900	HM	1.0149	1.2142	2.0068	554,463	171	167,394
nov-11	106,800	273,600	67,200	447,600	1,142	1,200	1,086	1,121	HM	1.0378	1.2416	2.0451	587,970	174	195,065
dic-11	93,000	200,700	51,300	345,000	483	1,115	985	1,024	HM	1.0866	1.3	2.1046	469,930	176	180,644
ene-12	99,600	255,300	61,500	416,400	460	1,126	1,004	1,041	HM	1.0975	1.313	2.1212	574,974	177	184,746
feb-12	101,400	270,900	64,800	437,100	1,125	1,177	1,005	1,057	HM	1.0988	1.3146	2.1274	605,399	178	188,389
mar-12	112,200	275,400	64,800	452,400	1,088	1,203	1,023	1,077	HM	1.0151	1.2144	2.0566	581,608	179	192,568
abr-12	95,400	243,600	22,200	361,200	481	1,038	734	826	HM	0.9941	1.1893	2.0327	429,677	178	147,111
may-12	99,300	294,900	26,100	420,300	474	1,151	806	910	HM	1.0046	1.2019	2.0455	507,585	179	162,508
jun-12	90,900	309,300	27,000	427,200	480	1,154	812	915	HM	1.0041	1.2013	2.0469	518,101	179	163,675
jul-12	99,900	288,900	24,900	413,700	560	1,163	781	896	HM	1.0433	1.2482	2.0885	516,834	180	160,966
ago-12	94,200	180,000	20,100	294,300	452	832	603	672	HM	1.0451	1.2503	2.096	365,632	181	121,350
abr-13	94,235	286,066	35,238	415,539	464	1,122	777	881	HM	1.0158	1.2151	2.0543	515,712	178	161,085
may-13	101,017	313,569	26,292	440,878	496	1,163	800	909	HM	1.101	1.317	2.1305	580,205	177	161,229
jun-13	102,110	311,248	24,287	437,645	569	1,168	791	905	HM	1.0848	1.2976	2.106	565,793	176	159,126
jul-13	75,422	218,991	19,257	313,670	475	1,142	770	882	HM	1.0537	1.2604	2.075	395,447	175	154,668
ago-13	90,728	220,105	19,028	329,861	571	1,024	575	710	HM	1.0535	1.2601	2.0864	412,636	177	125,798
sep-13	105,018	293,714	19,928	418,660	600	1,138	617	774	HM	1.0305	1.2326	2.0607	511,319	176	136,565
oct-13	98,230	335,177	30,952	464,359	467	1,108	946	995	HM	1.1013	1.3173	2.1246	615,469	176	144,498
nov-13	95,345	208,614	50,430	354,389	931	1,114	970	1,014	HM	1.1209	1.3407	2.1499	494,980	177	179,934
dic-13	59,761	112,399	27,966	200,126	281	535	439	468	HM	1.1422	1.3662	2.1658	282,387	177	82,845
ene-14	97,085	260,048	62,379	419,512	463	1,114	929	985	HM	1.1568	1.3837	2.1777	607,979	177	174,246
feb-14	98,350	244,526	58,053	400,929	1,011	1,121	967	1,014	HM	1.1887	1.4219	2.2049	592,601	177	179,306
mar-14	112,962	251,152	59,558	423,672	1,068	1,145	954	1,012	HM	1.1217	1.3417	2.1606	592,361	179	180,885
abr-14	93,532	267,009	28,001	388,542	614	1,138	608	767	HM	1.1244	1.3449	2.1723	525,094	180	138,175

Anexo A.- Base de datos de la investigación (Continuación)

1.- CONSUMO COSTO ENERGÉTICO												
MES	(A) Suministro \$	Distribución \$/kW	Capacidad \$/kW H.P	Cobro Distribución \$	Cobro Capacidad ¹⁰ cfe \$	(B) Cobro Dist + Cap \$	(C) Total consumo \$/kWh	(B+C) Cobro Energía \$	(A+B+C) Importe a pagar S/IVA \$	Factor de potencia ¹⁴ %	Bonificación factor de potencia \$	Facturación del periodo \$
ene-11						168,127	452,838			99.98	15,524	605,441
feb-11						174,206	480,453			99.92	16,366	638,292
mar-11						181,141	545,352			99.92	18,162	708,331
abr-11						153,843	416,694				14,263	556,274
may-11						172,084	526,558			99.87	17,466	681,177
jun-11						167,638	559,009			99.87	18,166	708,481
jul-11						167,083	577,993			99.92	18,627	726,448
ago-11						121,468	347,158			100	11,715	456,911
sep-11						162,030	481,677			99.96	16,092	627,614
oct-11						167,394	554,463				18,046	703,811
nov-11						195,065	587,970			99.92	19,576	763,459
dic-11						180,644	469,930			99.98	16,264	634,309
ene-12						184,746	574,974			99.98	18,993	740,727
feb-12						188,389	605,399			99.95	19,844	773,944
mar-12						192,568	581,608			99.95	19,354	754,821
abr-12						147,111	429,677			99.99	14,420	562,367
may-12						162,508	507,585			99.98	16,752	653,340
jun-12						163,675	518,101			99.97	17,044	664,732
jul-12						160,966	516,834			99.99	16,945	660,856
ago-12						121,350	365,632			100	12,175	474,807
abr-13						161,085	515,712			99.99	16,919	659,878
may-13						161,229	580,205			99.99	18,535	722,899
jun-13						159,126	565,793			99.94	18,123	706,796
jul-13						154,668	395,447			99.98	13,753	536,361
ago-13						125,798	412,636			100	13,461	524,973
sep-13						136,565	511,319			99.98	16,195	631,688
oct-13						144,498	615,469			99.95	18,999	740,968
nov-13						179,934	494,980			99.99	16,873	658,042
dic-13						82,845	282,387			100	9,130	356,103
ene-14						174,246	607,979			99.99	19,555	762,670
feb-14						179,306	592,601			99.96	19,298	752,609
mar-14						180,885	592,361			99.97	19,331	753,915
abr-14						138,175	525,094			99.98	16,582	646,688

Anexo A.- Base de datos de la investigación (Continuación)

1.- CONSUMO ENERGÉTICO kWh					2.-Potencia Energética kW										
MES	Horario base kWh ¹	Horario intermedio kWh ²	Horario punta kWh ³	Total kWh ⁴	Horario base kW	Horario intermedio kW	Horario punta kW	D.E facturable ⁵	Tarifa ⁷	Generación Base \$/kWh	Generación Intermedia \$/kWh	Generación Punta \$/kWh	Consumo energético \$	Precio Demanda facturable \$/kW	Demanda facturable \$
may-14	101,371	305,107	25,834	432,312	468	1,144	831	925	HM	1.0903	1.3041	2.1436	563,793	180	166,852
jun-14	101,147	311,418	26,796	439,361	564	1,145	826	922	HM	1.1032	1.3195	2.1496	580,102	180	165,499
jul-14	95,258	280,400	25,593	401,251	483	1,095	800	889	HM	1.1203	1.34	2.1642	537,841	179	159,459
ago-14	91,347	176,186	17,744	285,277	445	788	608	662	HM	1.1526	1.3786	2.1951	387,126	180	118,981
sep-14	95,768	286,834	24,356	406,958	467	1,116	814	905	HM	1.1236	1.3439	2.1734	546,016	180	163,162
oct-14	94,753	303,473	34,467	432,693	458	1,102	968	1,009	HM	1.0766	1.2877	2.1343	566,356	181	166,172
nov-14	108,592	228,542	54,011	391,145	1,050	1,132	985	1,030	HM	1.0605	1.2684	2.1228	519,699	181	186,657
dic-14	94,745	203,888	51,804	350,437	466	1,046	932	967	HM	1.0397	1.2435	2.1086	461,275	182	175,975
ene-15	90,420	229,428	54,767	374,615	445	1,010	859	905	HM	0.9682	1.1579	2.0411	464,984	182	164,574
feb-15	94,317	226,087	54,000	374,404	985	1,040	889	935	HM	0.9092	1.0874	2.0003	439,616	185	172,545
mar-15	106,328	259,424	62,116	427,868	971	1,050	926	964	HM	0.8326	0.9958	1.9279	466,617	185	178,735
abr-15	88,317	253,280	27,561	369,158	477	967	749	815	HM	0.7687	0.9194	1.8647	352,148	186	152,706
abr-16	89,495	267,198	22,031	378,724	556	1,060	597	736	HM	0.7053	0.8437	1.8829	330,038	201	150,845
may-16	91,134	284,444	19,397	394,975	579	1,119	548	720	HM	0.61	0.7297	1.7605	297,299	200	144,137
jun-16	85,875	279,714	19,883	385,472	545	1,111	561	726	HM	0.6412	0.7671	1.8026	305,473	200	145,425
jul-16	87,613	189,567	16,764	293,944	530	1,066	546	702	HM	0.7287	0.8717	1.9297	261,439	203	142,639
ago-16	77,691	166,247	16,604	260,542	507	965	507	645	HM	0.7569	0.9054	1.9835	242,258	207	133,509
sep-16	87,254	251,418	21,561	360,233	417	1,065	712	818	HM	0.838	1.0025	2.0892	370,211	209	170,569
oct-16	88,482	286,999	24,048	399,529	409	886	728	776	HM	0.8339	0.9976	2.0894	410,341	209	178,569
nov-16	89,650	243,258	57,552	390,460	949	1,106	945	994	HM	0.8942	1.0697	2.1723	465,398	212	210,658
dic-16	76,394	181,586	46,185	304,165	424	1,044	919	957	HM	0.9263	1.1081	2.2105	374,071	212	203,248
ene-17	84,262	230,814	53,917	368,993	441	1,042	863	917	HM	0.9683	1.1583	2.2755	471,631	216	197,852
feb-17	89,365	237,538	55,065	381,968	987	1,046	896	941	HM	1.0492	1.2551	2.3802	522,961	219	205,872
mar-17	99,778	260,930	62,044	422,752	913	1,050	925	963	HM	1.2298	1.4711	2.6075	668,341	225	217,070
abr-17	92,413	234,453	21,234	348,100	464	970	702	783	HM	1.1652	1.3939	2.553	488,694	227	174,842
may-17	98,032	289,946	24,613	412,591	486	1,131	758	870	HM	1.0196	1.2197	2.3962	512,578	225	195,881
jun-17	92,169	306,747	25,550	424,466	487	1,083	744	846	HM	1.0311	1.2335	2.394	534,575	223	188,328
jul-17	96,272	283,900	23,389	403,561	474	1,089	718	830	HM	1.0235	1.2244	2.3878	501,990	223	185,040
ago-17	81,167	166,110	18,708	265,985	432	774	556	622	HM	0.9901	1.1845	2.3408	320,912	221	137,462
sep-17	95,808	216,928	20,106	332,842	490	984	679	771	HM	0.9736	1.1647	2.3165	392,510	220	169,543
oct-17	98,030	283,261	23,524	404,815	444	964	847	883	HM	0.9874	1.1812	2.3341	486,290	220	156,003
nov-17	91,620	236,548	56,028	384,196	479	1,020	875	919	HM	1.0223	1.2229	2.3763	516,077	221	203,182
Nuevo sistema trifario GDMTH															
dic-17	93,499	181,752	45,182	320,433	470	971	900		GDMTH	1.0482	1.2562	1.3308	386451		
ene-18	89,391	226,899	53,813	370,103	450	991	856		GDMTH	0.5971	1.0074	1.129	342708		
feb-18	86,710	227,261	51,304	365,275	453	1,010	846		GDMTH	0.6265	0.9717	1.1357	335828		
mar-18	101,347	235,754	54,927	392,028	964	1,016	867		GDMTH	0.6929	1.1017	1.278	400150		
abr-18	90,834	244,778	20,720	356,332	457	951	679		GDMTH	0.745	1.1945	1.3884	388826		

Aexo A.- Base de datos de la investigación (Continuación)

1.- CONSUMO COSTO ENERGÉTICO												
MES	(A) Suministro \$	Distribución \$/kW	Capacidad \$/kW H.P	Cobro Distribución \$	Cobro Capacidad ¹⁰ cfe \$	(B) Cobro Dist + Cap \$	(C) Total consumo \$/kWh	(B+C) Cobro Energia \$	(A+B+C) Importe a pagar S/IVA \$	Factor de potencia ¹⁴ %	Bonificación factor de potencia \$	Facturación del periodo \$
may-14						166,852	563,793			99.98	18,266	712,378
jun-14						165,499	580,102			99.98	18,640	726,961
jul-14						159,459	537,841			99.99	17,432	679,868
ago-14						118,981	387,126			100	12,653	493,455
sep-14						163,162	546,016			99.99	17,729	691,449
oct-14						166,172	566,356			99.99	18,313	714,215
nov-14						186,657	519,699			100	17,658	688,698
dic-14						175,975	461,275			100	15,931	621,318
ene-15						164,574	464,984			100	15,739	613,820
feb-15						172,545	439,616			100	15,304	596,857
mar-15						178,735	466,617			99.99	16,134	629,218
abr-15						152,706	352,148			100	12,621	492,232
abr-16						150,845	330,038			100	12,022	468,861
may-16						144,137	297,299			99.97	11,036	430,400
jun-16						145,425	305,473			99.99	11,272	439,625
jul-16						142,639	261,439			100	10,102	393,976
ago-16						133,509	242,258			100	9,394	366,373
sep-16						170,569	370,211			99.99	13,519	527,260
oct-16						178,569	410,341			100	14,723	574,188
nov-16						210,658	465,398			99.98	16,901	659,155
dic-16						203,248	374,071			99.99	14,433	562,886
ene-17						197,852	471,631			100	16,737	652,746
feb-17						205,872	522,961			99.99	18,221	710,613
mar-17						217,070	668,341			99.99	22,135	863,275
abr-17						174,842	488,694			99.99	16,588	646,947
may-17						195,881	512,578			99.98	17,711	690,747
jun-17						188,328	534,575			99.97	18,073	704,830
jul-17						185,040	501,990			99.99	17,176	669,854
ago-17						137,462	320,912			100	11,459	446,915
sep-17						169,543	392,510			100	14,051	548,002
oct-17						156,003	486,290			99.99	16,057	626,236
nov-17						203,182	516,077			99.99	17,981	701,277
Nuevo sistema trifario GDMTH												
dic-17	688.62	84.68	168.57	95,773	151,713	247,486	386,451	633,937	634,625	100	15,866	618,760
ene-18	641.78	84.34	206.83	73,629	177,046	250,675	342,708	593,384	594,025	100	14,851	579,151
feb-18	641.78	84.34	195.84	80,460	169,733	250,193	335,828	586,022	586,663	99.99	14,667	565,535
mar-18	641.78	84.34	230.52	78,015	199,861	277,875	400,150	678,026	678,667	99.97	16,967	661,701
abr-18	641.78	84.34	253.48	73,291	172,113	245,404	388,826	634,231	634,872	99.99	15,872	619,001

Anexo B.- Descomposición de componentes serie consumo eléctrico

DESCOMPOSICIÓN DE COMPONENTES PARA LA SERIE DE CONSUMO EN LA UAM-A											
Mes	t	Consumo total kWh	Tendencia	coeficiente e intersección	Diferencias	Cocientes	Sin tendencia C/H	Predicción D*/100	abs Err	I(t)	E(t)
Jan-11	1	410,700	418127	-427.4	13,200	1.03	0.98	427955	17,255	0.96	1.02
Feb-11	2	423,900	417699	418554	41,700	1.10	1.01	431517	7,617	0.98	1.03
Mar-11	3	465,600	417272		-77,400	0.83	1.12	460131	5,469	1.01	1.10
Apr-11	4	388,200	416844		63,600	1.16	0.93	407737	19,537	0.95	0.98
May-11	5	451,800	416417		12,000	1.03	1.08	451077	723	1.00	1.08
Jun-11	6	463,800	415990		7,200	1.02	1.11	457795	6,005	1.01	1.10
Jul-11	7	471,000	415562		-175,800	0.63	1.13	457325	13,675	1.03	1.10
Aug-11	8	295,200	415135		98,700	1.33	0.71	303307	8,107	0.97	0.73
Sep-11	9	393,900	414707		60,300	1.15	0.95	412057	18,157	0.96	0.99
Oct-11	10	454,200	414280		-6,600	0.99	1.10	465071	10,871	0.98	1.12
Nov-11	11	447,600	413853		-102,600	0.77	1.08	428390	19,210	1.04	1.04
Dec-11	12	345,000	413425		71,400	1.21	0.83	332267	12,733	1.04	0.80
Jan-12	13	416,400	412998		20,700	1.05	1.01	422705	6,305	0.99	1.02
Feb-12	14	437,100	412570		15,300	1.04	1.06	426218	10,882	1.03	1.03
Mar-12	15	452,400	412143		-91,200	0.80	1.10	454475	2,075	1.00	1.10
Apr-12	16	361,200	411716		59,100	1.16	0.88	402721	41,521	0.90	0.98
May-12	17	420,300	411288		6,900	1.02	1.02	445521	25,221	0.94	1.08
Jun-12	18	427,200	410861		-13,500	0.97	1.04	452151	24,951	0.94	1.10
Jul-12	19	413,700	410433		-119,400	0.71	1.01	451680	37,980	0.92	1.10
Aug-12	20	294,300	410006		118,200	1.40	0.72	299560	5,260	0.98	0.73
Sep-12	21	412,500	409579		50,100	1.12	1.01	406961	5,539	1.01	0.99
Oct-12	22	462,600	409151		-43,800	0.91	1.13	459313	3,287	1.01	1.12
Nov-12	23	418,800	408724		95,400	1.30	0.78	423081	4,281	0.99	1.04
Dec-12	24	320,400	408296		-15,916	0.96	1.02	328145	7,745	0.98	0.80
Jan-13	25	415,800	407869		17,824	1.04	0.98	417456	1,656	1.00	1.02
Feb-13	26	399,884	407442		-2,279	0.99	1.03	448819	31,001	0.93	1.10
Mar-13	27	417,818	407014		2,279	0.99	1.03	397704	17,835	1.04	0.98
Apr-13	28	415,539	406587		25,339	1.06	1.02	439966	912	1.00	1.08
May-13	29	440,878	406159		-3,233	0.99	1.09	439966	912	1.00	1.08
Jun-13	30	437,645	405732		123,975	0.72	1.08	446507	8,862	0.98	1.10
Jul-13	31	313,670	405305		16,191	1.05	0.77	446036	132,366	0.70	1.10
Aug-13	32	329,861	404877		88,799	1.27	0.81	295812	34,049	1.12	0.73
Sep-13	33	418,660	404450		45,699	1.11	1.04	401865	16,795	1.04	0.99
Oct-13	34	464,359	404022		-109,970	0.76	1.15	453556	10,803	1.02	1.12
Nov-13	35	354,389	403595		154,263	0.56	0.88	417772	63,383	0.85	1.04
Dec-13	36	200,126	403168		219,386	2.10	0.50	324023	123,897	0.62	0.80
Jan-14	37	419,512	402740		-18,583	0.96	1.04	412207	7,305	1.02	1.02
Feb-14	38	400,929	402313		22,743	1.06	1.00	415621	14,692	0.96	1.03
Mar-14	39	423,672	401885		-35,130	0.92	1.05	443164	19,492	0.96	1.10
Apr-14	40	388,542	401458		43,770	1.11	0.97	392687	4,145	0.99	0.98
May-14	41	432,312	401031		7,049	1.02	1.08	434410	2,098	1.00	1.08
Jun-14	42	439,361	400603		-38,110	0.91	1.10	440862	1,501	1.00	1.10
Jul-14	43	401,251	400176		-115,974	0.71	1.00	440392	39,141	0.91	1.10
Aug-14	44	285,277	399748		121,681	1.43	0.71	292065	6,788	0.98	0.73
Sep-14	45	406,958	399321		25,735	1.06	1.02	396769	10,189	1.03	0.99
Oct-14	46	432,693	398894		-41,548	0.90	1.08	447798	15,105	0.97	1.12
Nov-14	47	391,145	398466		40,708	0.90	0.98	412463	21,318	0.95	1.04
Dec-14	48	350,437	398039		24,178	1.07	0.88	319901	30,536	1.10	0.80
Jan-15	1	381,968	386926		40,784	1.11	0.99	399726	17,758	0.96	1.03
Feb-15	2	422,752	386499		-74,652	0.82	1.09	426197	3,445	0.99	1.10
Mar-15	3	348,100	386072		64,491	1.19	0.90	377637	29,537	0.92	0.98
Apr-15	4	412,591	385644		11,875	1.03	1.07	417743	5,152	0.99	1.08
May-15	5	424,466	385217		-20,905	0.95	1.10	423930	536	1.00	1.10
Jun-15	6	403,561	384789		137,576	0.66	1.05	423459	19,898	0.95	1.10
Jul-15	7	265,985	384362		66,857	1.25	0.69	280823	14,838	0.95	0.73
Aug-15	8	332,842	383935		71,973	1.22	0.87	351481	48,639	0.87	0.99
Sep-15	9	404,815	383507		-20,619	0.95	1.06	430525	25,710	0.94	1.12
Oct-15	10	384,196	383080		63,763	0.83	1.00	396536	12,340	0.97	1.04
Nov-15	11	320,433	382652		49,670	1.16	0.84	307535	12,898	1.04	0.80
Dec-15	12	370,103	382225		-4,828	0.99	0.97	391209	21,106	0.95	1.02
Jan-16	1	365,275	381798		26,753	1.07	0.96	394628	29,153	0.93	1.03
Feb-16	2	392,028	381370		-35,696	0.91	1.03	420541	28,513	0.93	1.10
Mar-16	3	356,332	380943				0.94	372620	16,288	0.96	0.98
Apr-16	4		380515		625		1.09	412387			
May-16	5		380088		69883.819		0.21	418285			
Jun-16	6		379661		111.83		0.21	417815			
Jul-16	7		379233					277076			
Aug-16	8		378806					376385			
Sep-16	9		378378					424768			
Oct-16	10		360428					525553			
Nov-16	11		360000					389964			
Dec-16	12		359573					395708			
Jan-17	1		359145					395238			
Feb-17	2		358718					262887			
Mar-17	3		358291					56001			
Apr-17	4		357863					401737			
May-17	5		357436					369992			
Jun-17	6		357008					286925			
Jul-17	7		356581					364963			
Aug-17	8		356154					367935			
Sep-17	9		355726					392263			
Oct-17	10		355299					347536			
Nov-17	11		354871					384409			
Dec-17	12		354444					390064			
Jan-18	1		354017					389594			
Feb-18	2		353589					258340			
Mar-18	3		353162					350905			
Apr-18	4		352734					395980			
May-18	5		352307					364683			
Jun-18	6		351880					282803			

DESCOMPOSICIÓN DE COMPONENTES PARA LA SERIE DE CONSUMO EN LA UAM-A										
Mes	Consumo total kWh	Tendencia	Diferencias	Cocientes	Sin tendencia C/H	Predicción D*/100	abs Err	I(t)	E(t)	
Jan-11	410,700	418127	13,200	1.03	0.98	427955	17,255	0.96	1.02	
Feb-11	423,900	417699	41,700	1.10	1.01	431517	7,617	0.98	1.03	
Mar-11	465,600	417272	-77,400	0.83	1.12	460131	5,469	1.01	1.10	
Apr-11	388,200	416844	63,600	1.16	0.93	407737	19,537	0.95	0.98	
May-11	451,800	416417	12,000	1.03	1.08	451077	723	1.00	1.08	
Jun-11	463,800	415990	7,200	1.02	1.11	457795	6,005	1.01	1.10	
Jul-11	471,000	415562	-175,800	0.63	1.13	457325	13,675	1.03	1.10	
Aug-11	295,200	415135	98,700	1.33	0.71	303307	8,107	0.97	0.73	
Sep-11	393,900	414707	60,300	1.15	0.95	412057	18,157	0.96	0.99	
Oct-11	454,200	414280	-6,600	0.99	1.10	465071	10,871	0.98	1.12	
Nov-11	447,600	413853	-102,600	0.77	1.08	428390	19,210	1.04	1.04	
Dec-11	345,000	413425	71,400	1.21	0.83	332267	12,733	1.04	0.80	
Jan-12	416,400	412998	20,700	1.05	1.01	422705	6,305	0.99	1.02	
Feb-12	437,100	412570	15,300	1.04	1.06	426218	10,882	1.03	1.03	
Mar-12	452,400	412143	-91,200	0.80	1.10	454475	2,075	1.00	1.10	
Apr-12	361,200	411716	59,100	1.16	0.88	402721	41,521	0.90	0.98	
May-12	420,300	411288	6,900	1.02	1.02	445521	25,221	0.94	1.08	
Jun-12	427,200	410861	-13,500	0.97	1.04	452151	24,951	0.94	1.10	
Jul-12	413,700	410433	-119,400	0.71	1.01	451680	37,980	0.92	1.10	
Aug-12	294,300	410006	118,200	1.40	0.72	299560	5,260	0.98	0.73	
Sep-12	412,500	409579	50,100	1.12	1.01	406961	5,539	1.01	0.99	
Oct-12	462,600	409151	-43,800	0.91	1.13	459313	3,287	1.01	1.12	
Nov-12	418,800	408724	95,400	1.30	0.78	423081	4,281	0.99	1.04	
Dec-12	320,400	408296	-15,916	0.96	1.02	328145	7,745	0.98	0.80	
Jan-13	415,800	407869	17,824	1.04	0.98					

Anexo C.- Descomposición de componentes serie potencia eléctrica

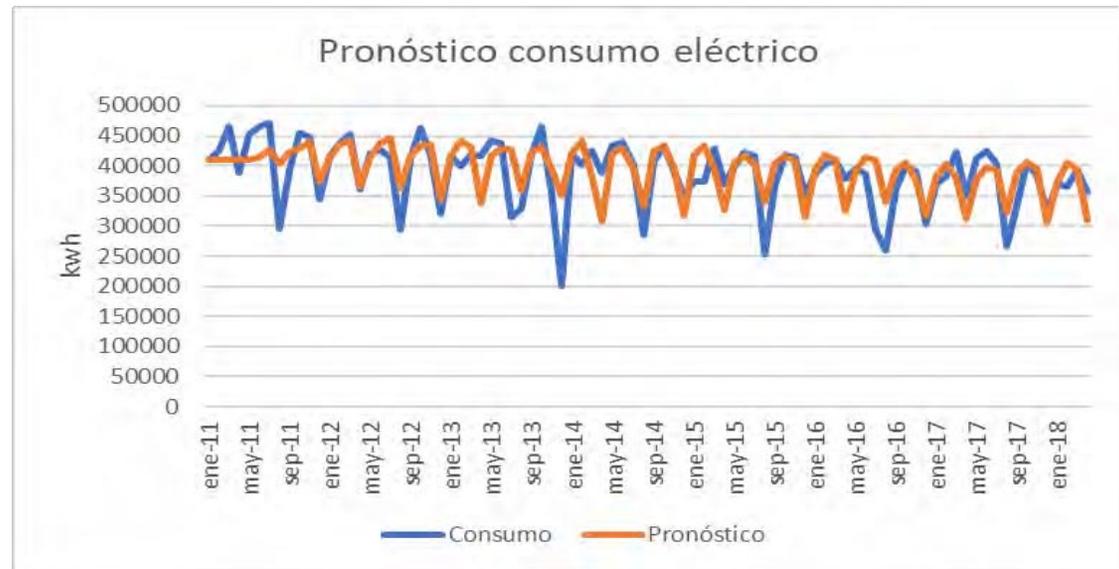
MES	Potencia HI kW	t	Tendencia	Diferencias	Cocientes	coeficiente intersección	sin tendencia (B/D)	Y't	Error	I(t)	E(t)
ene-11	1,130	1	1,153.9	66	1.06	-1.3981	0.98	1,149.99	19.99	0.98	1.00
feb-11	1,196	2	1,152.5	22	1.02	1155.3	1.04	1,184.70	11.30	1.01	1.03
mar-11	1,218	3	1,151.1	122	0.90		1.06	1,202.28	15.72	1.01	1.04
abr-11	1,096	4	1,149.7	166	1.15		0.95	1,132.14	36.14	0.97	0.98
may-11	1,262	5	1,148.3	2	1.00		1.10	1,217.92	44.08	1.04	1.06
jun-11	1,260	6	1,146.9	-	1.00		1.10	1,216.53	43.47	1.04	1.06
jul-11	1,260	7	1,145.5	324	0.74		1.10	1,204.81	55.19	1.05	1.05
ago-11	936	8	1,144.1	272	1.29		0.82	919.71	16.29	1.02	0.80
sep-11	1,208	9	1,142.7	228	0.81		1.06	1,182.73	25.27	1.02	1.04
oct-11	980	10	1,141.3	220	1.22		0.86	1,114.08	134.08	0.88	0.98
nov-11	1,200	11	1,139.9	85	0.93		1.05	1,202.89	2.89	1.00	1.06
dic-11	1,115	12	1,138.5	11	1.01		0.98	1,028.03	86.97	1.08	0.90
ene-12	1,126	13	1,137.1	51	1.05		0.99	1,133.27	7.27	0.99	1.00
feb-12	1,177	14	1,135.7	26	1.02		1.04	1,167.46	9.54	1.01	1.03
mar-12	1,203	15	1,134.3	165	0.86		1.06	1,184.76	18.24	1.02	1.04
abr-12	1,038	16	1,132.9	113	1.11		0.92	1,115.62	77.62	0.93	0.98
may-12	1,151	17	1,131.5	3	1.00		1.02	1,200.12	49.12	0.96	1.06
jun-12	1,154	18	1,130.1	9	1.01		1.02	1,198.74	44.74	0.96	1.06
jul-12	1,163	19	1,128.7	331	0.72		1.03	1,187.16	24.16	0.98	1.05
ago-12	832	20	1,127.3	307	1.37		0.74	906.23	74.23	0.92	0.80
sep-12	1,139	21	1,125.9	6	1.01		1.01	1,165.36	26.36	0.98	1.04
oct-12	1,145	22	1,124.5	14	0.99		1.02	1,097.70	47.30	1.04	0.98
nov-12	1,131	23	1,123.1	111	0.90		1.01	1,185.18	54.18	0.95	1.06
dic-12	1,020	24	1,121.7	69	1.07		0.91	1,012.88	7.12	1.01	0.90
ene-13	1,089	25	1,120.3	46	1.04		0.97	1,116.55	27.55	0.98	1.00
feb-13	1,135	26	1,118.9	10	0.99		1.01	1,150.21	15.21	0.99	1.03
mar-13	1,125	27	1,117.6	3	1.00		1.01	1,167.24	42.24	0.96	1.04
abr-13	1,122	28	1,116.2	41	1.04		1.01	1,099.10	22.90	1.02	0.98
may-13	1,163	29	1,114.8	5	1.00		1.04	1,182.33	19.33	0.98	1.06
jun-13	1,168	30	1,113.4	26	0.98		1.05	1,180.94	12.94	0.99	1.06
jul-13	1,142	31	1,112.0	118	0.90		1.03	1,169.51	27.51	0.98	1.05
ago-13	1,024	32	1,110.6	114	1.11		0.92	892.74	131.26	1.15	0.80
sep-13	1,138	33	1,109.2	30	0.97		1.03	1,148.00	10.00	0.99	1.04
oct-13	1,108	34	1,107.8	6	1.01		1.00	1,081.32	26.68	1.02	0.98
nov-13	1,114	35	1,106.4	579	0.48		1.01	1,167.48	53.48	0.95	1.06
dic-13	535	36	1,105.0	579	2.08		0.48	997.73	462.73	0.54	0.90
ene-14	1,114	37	1,103.6	7	1.01		1.01	1,099.83	14.17	1.01	1.00
feb-14	1,121	38	1,102.2	24	1.02		1.02	1,132.97	11.97	0.99	1.03
mar-14	1,145	39	1,100.8	7	0.99		1.04	1,149.72	4.72	1.00	1.04
abr-14	1,138	40	1,099.4	6	1.01		1.04	1,082.58	55.42	1.05	0.98
may-14	1,144	41	1,098.0	1	1.00		1.04	1,164.54	20.54	0.98	1.06
jun-14	1,145	42	1,096.6	50	0.96		1.04	1,163.14	18.14	0.98	1.06
jul-14	1,095	43	1,095.2	307	0.72		1.00	1,151.87	56.87	0.95	1.05
ago-14	788	44	1,093.8	328	1.42		0.72	879.25	91.25	0.90	0.80
sep-14	1,116	45	1,092.4	14	0.99		1.02	1,130.63	14.63	0.99	1.04
oct-14	1,102	46	1,091.0	30	1.03		1.01	1,064.95	37.05	1.03	0.98
nov-14	1,132	47	1,089.6	86	0.92		1.04	1,149.77	17.77	0.98	1.06
dic-14	1,046	48	1,088.2	36	0.97		0.96	982.58	63.42	1.06	0.90
ene-15	1,010	49	1,086.8	30	1.03		0.96	1,083.11	73.11	0.93	1.00
feb-15	1,040	50	1,085.4	10	1.01		0.93	1,115.72	75.72	0.93	1.03
mar-15	1,050	51	1,084.0	83	0.92		0.97	1,132.19	82.19	0.93	1.04
abr-15	967	52	1,082.6	93	1.10		0.89	1,066.05	99.05	0.91	0.98
may-15	1,060	53	1,081.2	36	1.03		0.98	1,146.74	86.74	0.92	1.06
jun-15	1,096	54	1,079.8	7	0.99		1.02	1,145.35	49.35	0.96	1.06
jul-15	1,089	55	1,078.4	376	0.65		1.01	1,134.22	45.22	0.96	1.05
ago-15	713	56	1,077.0	388	1.54		0.66	865.77	152.77	0.82	0.80
sep-15	1,101	57	1,075.6	-	1.00		1.02	1,113.27	12.27	0.99	1.04
oct-15	1,101	58	1,074.2	31	1.03		1.02	1,048.57	52.43	1.05	0.98
nov-15	1,132	59	1,072.8	72	0.94		1.06	1,132.07	0.07	1.00	1.06
dic-15	1,060	60	1,071.4	28	0.97		0.99	967.43	92.57	1.10	0.90
ene-16	1,032	61	1,070.0	50	1.05		0.96	1,066.39	34.39	0.97	1.00
feb-16	1,082	62	1,068.6	33	1.03		1.01	1,098.48	16.48	0.99	1.03
mar-16	1,115	63	1,067.2	55	0.95		1.04	1,114.67	0.33	1.00	1.04
abr-16	1,060	64	1,065.8	59	1.06		0.99	1,049.53	10.47	1.01	0.98
may-16	1,119	65	1,064.4	8	0.99		1.05	1,128.95	9.95	0.99	1.06
jun-16	1,111	66	1,063.0	45	0.96		1.05	1,127.55	16.55	0.99	1.06
jul-16	1,066	67	1,061.6	101	0.91		1.00	1,116.58	50.58	0.95	1.05
ago-16	965	68	1,060.2	100	1.10		0.91	852.28	112.72	1.13	0.80
sep-16	1,065	69	1,058.8	179	0.83		1.01	1,095.90	30.90	0.97	1.04
oct-16	886	70	1,057.4	220	1.25		0.84	1,032.19	146.19	0.86	0.98
nov-16	1,106	71	1,056.0	62	0.94		1.05	1,114.37	8.37	0.99	1.06
dic-16	1,044	72	1,054.6	2	1.00		0.99	952.28	91.72	1.10	0.90

MES	Potencia HI kW	t	Tendencia	Diferencias	Cocientes	coeficiente intersección	sin tendencia (B/D)	Y't	Error	I(t)	E(t)
ene-17	1,042	73	1,053.2	4	1.00		0.99	1,049.67	7.67	0.99	1.00
feb-17	1,046	74	1,051.8	4	1.00		0.99	1,081.23	35.23	0.97	1.03
mar-17	1,050	75	1,050.4	80	0.92		1.00	1,097.15	47.15	0.96	1.04
abr-17	970	76	1,049.0	161	1.17		1.02	1,033.01	63.01	0.94	0.98
may-17	1,111	77	1,047.6	48	0.96		1.08	1,111.15	19.85	1.02	1.06
jun-17	1,083	78	1,046.2	6	1.01		1.04	1,109.76	26.76	0.98	1.06
jul-17	1,089	79	1,044.9	315	0.71		1.04	1,098.93	9.93	0.99	1.05
ago-17	774	80	1,043.5	210	1.27		0.74	838.79	64.79	0.92	0.80
sep-17	984	81	1,042.1	20	0.98		0.94	1,078.54	94.54	0.91	1.04
oct-17	964	82	1,040.7	56	1.06		0.93	1,015.82	51.82	0.95	0.98
nov-17	1,020	83	1,039.3	49	0.95		0.98	1,096.66	76.66	0.93	1.06
dic-17	971	84	1,037.9	20	1.02		0.94	937.14	33.86	1.04	0.90
ene-18	991	85	1,036.5	19	1.02		0.96	1,032.94	41.94	0.96	1.00
feb-18	1,010	86	1,035.1	6	1.01		0.98	1,063.98	53.98	0.95	1.03
mar-18	1,016	87	1,033.7	65	0.94		0.98	1,079.62	63.62	0.94	1.04
abr-18	951	88	1,032.3	-	-		0.92	1,016.49	65.49	0.94	0.98
may-18	89	89	1,030.9	2.1	1.0			1,093.36			
jun-18	90	90	1,029.5	156.77243	0.186444			1,091.96			
jul-18	91	91	1,028.1	76.20	0.18			1,081.29			5.28
ago-18	92	92	1,026.7					825.31			
sep-18	93	93	1,025.3					1,061.17			
oct-18	94	94	1,023.9					999.44			
nov-18	95	95	1,022.5					1,078.96			
dic-18	96	96	1,021.1					921.99			
ene-19	97	97	1,019.7					1,016.22			
feb-19	98	98	1,018.3					1,046.74			
mar-19	99	99	1,016.9					1,062.10			
abr-19	100	100	1,015.5					999.97			
may-19	101	101	1,014.1					1,075.56			
jun-19	102	102	1,012.7					1,074.17			
jul-19	103	103	1,011.3					1,063.64			
ago-19	104	104	1,009.9					811.82			
sep-19	105	105	1,008.5					1,043.81			
oct-19	106	106	1,007.1					983.06			
nov-19	107	107	1,005.7					1,061.25			
dic-19	108	108	1,004.3					906.84			
ene-20	109	109	1,002.9					999.50			
feb-20	110	110	1,001.5					1,029.49			
mar-20	111	111	1,000.1					1,044.58			
abr-20	112	112	998.7					983.45			
may-20	113	113	997.3					1,057.77			
jun-20	114	114	995.9					1,056.37			

Anexo D.- Suavizamiento exponencial simple

Mes	t	Yt	At	Tt	St	Yt'	Error	Error/yt	L	4
	-2					1			α	0.00032
	-1					1			β	0.26411
	0					1			γ	0.28894
ene-11	1	410700	410700	0	1	410700				
feb-11	2	423900	410704	1.10	1.01	410700	13200.00	0.03		
mar-11	3	465600	410723	5.67	1.04	410705	54894.74	0.12		
abr-11	4	388200	410721	3.79	0.98	410728	22528.24	0.06		
may-11	5	451800	410738	7.21	1.03	410725	41075.07	0.09		
jun-11	6	463800	410760	11.28	1.04	414558	49241.66	0.11		
jul-11	7	471000	410785	14.83	1.07	426630	44369.81	0.09		
ago-11	8	295200	410765	5.60	0.91	404291	109091.44	0.37		
sep-11	9	393900	410762	3.28	1.01	422636	28736.34	0.07		
oct-11	10	454200	410773	5.30	1.06	428802	25397.59	0.06		
nov-11	11	447600	410781	5.94	1.08	439453	8147.00	0.02		
dic-11	12	345000	410777	3.39	0.89	372765	27765.01	0.08		
ene-12	13	416400	410781	3.56	1.01	414345	2054.82	0.00		
feb-12	14	437100	410785	3.63	1.06	436159	941.10	0.00		
mar-12	15	452400	410791	4.45	1.08	441817	10582.75	0.02		
abr-12	16	361200	410795	4.12	0.89	364753	3553.16	0.01		
may-12	17	420300	410800	4.56	1.01	414957	5342.56	0.01		
jun-12	18	427200	410802	3.84	1.06	436453	9252.58	0.02		
jul-12	19	413700	410797	1.44	1.06	444893	31193.29	0.08		
ago-12	20	294300	410774	-5.09	0.84	363729	69429.06	0.24		
sep-12	21	412500	410767	-5.42	1.01	416470	3970.09	0.01		
oct-12	22	462600	410771	-3.14	1.08	433734	28865.50	0.06		
nov-12	23	418800	410762	-4.48	1.05	435842	17041.81	0.04		
dic-12	24	320400	410749	-6.79	0.82	343639	23239.12	0.07		
ene-13	25	415800	410743	-6.75	1.01	415297	503.25	0.00		
feb-13	26	399884	410723	-10.01	1.05	442044	42160.02	0.11		
mar-13	27	417818	410709	-11.05	1.04	430862	13044.46	0.03		
abr-13	28	415539	410729	-3.06	0.88	336877	78661.51	0.19		
may-13	29	440878	410734	-0.97	1.03	415425	25452.83	0.06		
jun-13	30	437645	410735	-0.35	1.05	429862	7782.76	0.02		
jul-13	31	313670	410700	-9.43	0.96	427116	113446.50	0.36		
ago-13	32	329861	410680	-12.26	0.85	359591	29729.73	0.09		
sep-13	33	418660	410667	-12.59	1.03	422718	4057.65	0.01		
oct-13	34	464359	410664	-10.03	1.07	432028	32331.41	0.07		
nov-13	35	354389	410641	-13.49	0.93	394267	39877.60	0.11		
dic-13	36	200126	410571	-28.18	0.75	350949	150822.52	0.75		
ene-14	37	419512	410543	-28.34	1.03	421418	1905.71	0.00		
feb-14	38	400929	410502	-31.46	1.05	441216	40287.31	0.10		
mar-14	39	423672	410485	-27.79	0.96	382577	41094.74	0.10		
abr-14	40	388542	410491	-18.74	0.81	307250	81292.18	0.21		
may-14	41	432312	410476	-17.81	1.03	420795	11517.12	0.03		
jun-14	42	439361	410461	-17.02	1.05	429520	9840.69	0.02		
jul-14	43	401251	410447	-16.43	0.97	394422	6829.45	0.02		
ago-14	44	285277	410412	-21.13	0.77	330708	45430.62	0.16		
sep-14	45	406958	410386	-22.50	1.02	424037	17079.48	0.04		
oct-14	46	432693	410364	-22.47	1.05	432263	430.12	0.00		
nov-14	47	391145	410339	-22.91	0.96	396295	5149.63	0.01		
dic-14	48	350437	410330	-19.37	0.80	317496	32940.61	0.09		
ene-15	49	374615	410297	-22.99	0.99	419022	44406.64	0.12		
feb-15	50	374404	410257	-27.56	1.01	432293	57888.73	0.15		
mar-15	51	427868	410240	-24.69	0.99	394699	33168.75	0.08		
abr-15	52	369158	410232	-20.28	0.83	326930	42227.69	0.11		
may-15	53	398789	410209	-20.90	0.98	406096	7307.20	0.02		
jun-15	54	421864	410190	-20.37	1.02	415484	6379.96	0.02		
jul-15	55	416176	410174	-19.36	0.99	404222	11954.25	0.03		
ago-15	56	252152	410121	-28.12	0.77	339077	86925.23	0.34		
sep-15	57	367850	410082	-31.16	0.96	403869	36018.86	0.10		
oct-15	58	419107	410051	-31.01	1.02	417187	1920.38	0.00		
nov-15	59	413241	410022	-30.53	1.00	407526	5715.25	0.01		
dic-15	60	353420	410008	-26.22	0.79	313842	39578.30	0.11		
ene-16	61	385761	409979	-26.88	0.95	393357	7596.19	0.02		
feb-16	62	403984	409948	-28.00	1.01	417641	13657.06	0.03		
mar-16	63	409984	409920	-27.92	1.00	409077	907.42	0.00		
abr-16	64	378724	409914	-22.30	0.83	325195	53529.09	0.14		
may-16	65	394975	409892	-21.96	0.96	391077	3898.13	0.01		

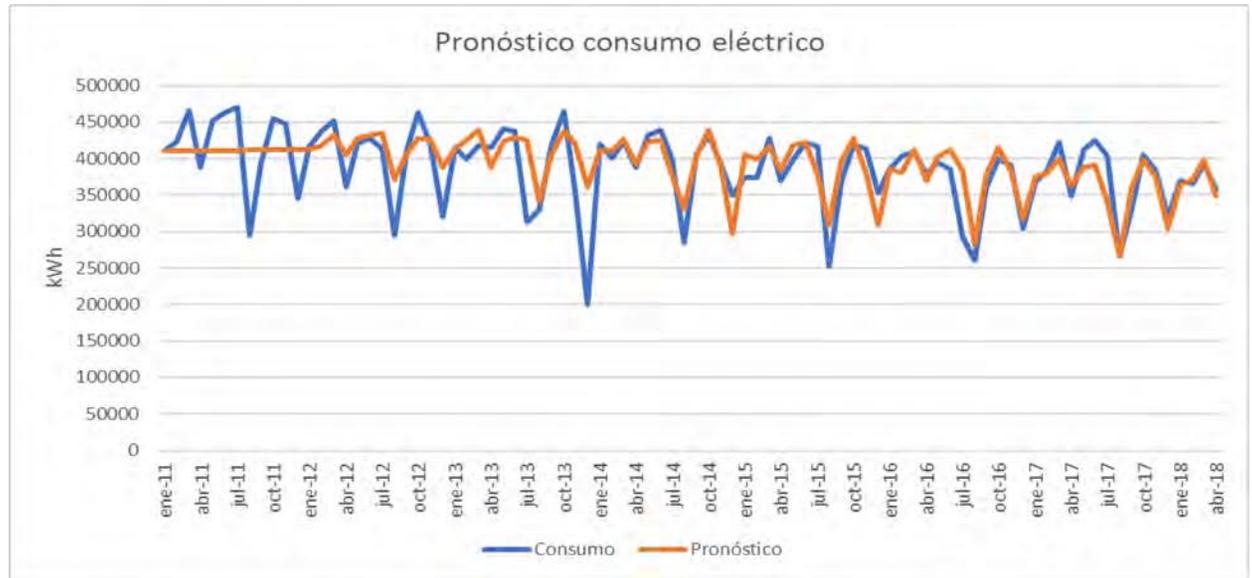
Mes	t	Yt	At	Tt	St	Yt'	Error	Error/yt
jun-16	66	385472	408862	-24.29	0.99	413614	28141.82	0.07
jul-16	67	293944	409801	-33.90	0.92	409256	115312.39	0.39
ago-16	68	260542	409737	-41.92	0.77	340552	80010.21	0.31
sep-16	69	360233	409684	-44.68	0.93	392015	31782.00	0.09
oct-16	70	399529	409638	-45.16	0.99	405256	5727.45	0.01
nov-16	71	390460	409598	-43.83	0.93	375721	14739.44	0.04
dic-16	72	304165	409549	-45.24	0.77	317274	13109.13	0.04
ene-17	73	368993	409499	-46.45	0.92	382656	13662.50	0.04
feb-17	74	381968	409445	-48.27	0.97	403417	21449.43	0.06
mar-17	75	422752	409412	-44.41	0.96	379797	42955.34	0.10
abr-17	76	348100	409382	-40.63	0.79	313345	34755.35	0.10
may-17	77	412591	409353	-37.57	0.95	378559	34032.12	0.08
jun-17	78	424466	409324	-35.22	0.99	397088	27377.54	0.06
jul-17	79	403561	409293	-34.22	0.97	392100	11460.83	0.03
ago-17	80	265985	409235	-40.26	0.75	323297	57312.37	0.22
sep-17	81	332842	409177	-45.12	0.91	388251	55408.51	0.17
oct-17	82	404815	409132	-45.12	0.99	404815	0.11	0.00
nov-17	83	384196	409083	-46.07	0.96	395215	11019.26	0.03
dic-17	84	320433	409043	-44.53	0.76	306576	13857.42	0.04
ene-18	85	370103	408998	-44.71	0.91	372066	1962.61	0.01
feb-18	86	365275	408940	-48.03	0.96	404638	39362.92	0.11
mar-18	87	392028	408892	-48.01	0.96	391846	181.95	0.00
abr-18	88	356332	408863	-42.98	0.79	310432	45899.96	0.13
may-18	89					371337 DAM	#####	
jun-18	90					393099 MAPE	0.088	
jul-18	91					391747 %MAPE	8.831	



Anexo E.- Suavizamiento exponencial Holt-Winter

Mes	t	Yt	At	Tt	St	Yt'	Error	Error/yt	12
	-10								0.0016812
	-9								1
	-8								1
	-7								1
	-6								1
	-5								1
	-4								1
	-3								1
	-2								1
	-1								1
	0								1
ene-11	1	410700	410700	0.00	1.00	410700			
feb-11	2	423900	410722	22.19	1.01	410700	13200.00	0.03	
mar-11	3	465600	410837	114.42	1.05	410744	54855.62	0.12	
abr-11	4	388200	410913	76.17	0.98	410951	22751.02	0.06	
may-11	5	451800	411058	144.78	1.04	410989	40811.06	0.09	
jun-11	6	463800	411291	233.21	1.05	411202	52597.67	0.11	
jul-11	7	471000	411624	333.20	1.05	411524	59476.03	0.13	
ago-11	8	295200	411761	136.91	0.90	411957	116757.16	0.40	
sep-11	9	393900	411868	106.65	0.98	411898	17997.77	0.05	
oct-11	10	454200	412045	177.64	1.04	411974	42225.84	0.09	
nov-11	11	447600	412282	237.11	1.03	412223	35377.21	0.08	
dic-11	12	345000	412406	123.60	0.94	412519	67519.38	0.20	
ene-12	13	416400	412536	130.11	1.00	412529	3870.53	0.01	
feb-12	14	437100	412699	162.78	1.03	417440	19660.38	0.04	
mar-12	15	452400	412893	194.38	1.07	432703	19697.06	0.04	
abr-12	16	361200	413013	119.49	0.94	404855	43655.44	0.12	
may-12	17	420300	413120	107.16	1.03	427895	7595.31	0.02	
jun-12	18	427200	413219	99.05	1.04	432247	5047.46	0.01	
jul-12	19	413700	413284	65.31	1.03	434813	21113.09	0.05	
ago-12	20	294300	413206	-78.60	0.83	371163	76863.14	0.26	
sep-12	21	412500	413137	-68.57	0.99	406629	5870.76	0.01	
oct-12	22	462600	413124	-12.97	1.07	428304	34295.58	0.07	
nov-12	23	418800	413100	-24.50	1.02	425870	7069.90	0.02	
dic-12	24	320400	412953	-146.57	0.88	388733	68339.46	0.21	
ene-13	25	415800	412809	-143.89	1.00	414200	1599.60	0.00	
feb-13	26	399884	412625	-184.15	1.01	424514	24630.44	0.06	
mar-13	27	417818	412407	-218.12	1.05	439344	21525.70	0.05	
abr-13	28	415539	412237	-169.49	0.97	388293	2745.97	0.07	
may-13	29	440878	412095	-142.03	1.04	424066	16811.85	0.04	
jun-13	30	437645	411967	-128.24	1.05	429104	8541.05	0.02	
jul-13	31	313670	411657	-310.44	0.94	425684	112014.43	0.36	
ago-13	32	329861	411322	-334.64	0.82	341824	11962.55	0.04	
sep-13	33	418660	411008	-314.19	1.00	406625	12034.71	0.03	
oct-13	34	464359	410735	-272.83	1.09	438113	26245.70	0.06	
nov-13	35	354389	410353	-381.48	0.97	420611	66221.72	0.19	
dic-13	36	200126	409664	-689.05	0.74	361396	161269.66	0.81	
ene-14	37	419512	408990	-674.68	1.01	410927	8585.17	0.02	
feb-14	38	400929	408298	-691.94	1.00	411267	10337.80	0.03	
mar-14	39	423672	407601	-696.54	1.04	426536	2863.88	0.01	
abr-14	40	388542	406897	-704.29	0.96	392995	4453.12	0.01	
may-14	41	432312	406206	-690.88	1.05	423984	8327.68	0.02	
jun-14	42	439361	405538	-668.54	1.06	425424	13937.11	0.03	
jul-14	43	401251	404909	-628.25	0.96	378828	22423.07	0.06	
ago-14	44	285277	404186	-723.42	0.78	331721	46443.56	0.16	
sep-14	45	406958	403468	-717.49	1.00	403432	3525.59	0.01	
oct-14	46	432693	402741	-727.07	1.08	438903	6210.27	0.01	
nov-14	47	391145	402019	-722.65	0.97	388603	2541.70	0.01	
dic-14	48	350437	401418	-600.96	0.79	296888	5349.10	0.15	
ene-15	49	374615	400765	-652.68	0.98	405758	31142.58	0.08	
feb-15	50	374404	400070	-694.71	0.98	399359	24954.53	0.07	
mar-15	51	427868	399393	-677.07	1.05	416913	10954.59	0.03	
abr-15	52	369158	398691	-702.17	0.95	383516	14357.92	0.04	
may-15	53	398789	397958	-733.46	1.03	418358	19568.96	0.05	
jun-15	54	421864	397224	-733.11	1.06	421639	224.69	0.00	
jul-15	55	416176	396557	-667.51	0.99	378892	37283.91	0.09	
ago-15	56	252152	395768	-789.02	0.73	308462	56309.90	0.22	
sep-15	57	367850	394931	-836.52	0.98	396192	28341.81	0.08	
oct-15	58	419107	394082	-849.20	1.08	427283	8176.07	0.02	
nov-15	59	413241	393289	-793.27	1.00	381010	32231.11	0.08	
dic-15	60	353420	392590	-698.95	0.83	309223	44197.31	0.13	
ene-16	61	385761	391891	-698.95	0.98	385761	0.01	0.00	
feb-16	62	403984	391231	-660.51	1.00	381673	22311.40	0.06	
mar-16	63	409984	390568	-663.05	1.05	411577	1592.96	0.00	
abr-16	64	378724	389920	-647.57	0.96	369986	8737.78	0.02	
may-16	65	394975	389260	-659.49	1.03	402306	7330.62	0.02	
jun-16	66	385472	388558	-702.40	1.04	412565	27093.23	0.07	

Mes	t	Yt	At	Tt	St	Yt'	Error	Error/yt
jul-16	67	293944	387703	855.02	0.91	383765	89820.75	0.31
ago-16	68	260542	386799	903.66	0.71	281606	21064.43	0.08
sep-16	69	360233	385867	932.70	0.96	377113	16880.05	0.05
oct-16	70	399529	384911	956.04	1.06	414476	14947.14	0.04
nov-16	71	390460	383967	944.06	1.01	383345	7114.63	0.02
dic-16	72	304165	382996	970.68	0.82	317280	13114.52	0.04
ene-17	73	368993	382013	982.73	0.98	376049	7056.45	0.02
feb-17	74	381968	381034	978.70	1.00	379579	2388.69	0.01
mar-17	75	422752	380092	942.25	1.07	399939	22812.78	0.05
abr-17	76	348100	379124	968.15	0.94	362839	14739.19	0.04
may-17	77	412591	378196	928.30	1.05	388254	24337.28	0.06
jun-17	78	424466	377322	874.12	1.07	391065	33401.45	0.08
jul-17	79	403561	376563	758.20	0.97	341086	62474.54	0.15
ago-17	80	265985	375805	758.71	0.71	266202	216.63	0.00
sep-17	81	332842	374997	807.26	0.93	360605	27763.04	0.08
oct-17	82	404815	374201	795.97	1.07	397678	7137.23	0.02
nov-17	83	384196	373420	781.09	1.01	375303	8892.63	0.02
dic-17	84	320433	372673	747.41	0.83	304086	16347.12	0.05
ene-18	85	370103	371937	736.29	0.98	363635	6467.95	0.02
feb-18	86	365275	371191	745.30	0.99	370624	5349.29	0.01
mar-18	87	392028	370437	754.38	1.07	397829	5801.39	0.01
abr-18	88	356332	369696	740.61	0.95	348606	7725.78	0.02



Anexo F.- Base de datos de módulos fotovoltaicos

País de origen	MARCA	Tipo	Potencia W	Eficiencia %	Dimensiones mm	Área m ²	Costo U \$	\$/w usd	Peso Kg	# T paneles 4.3MWh/año	Área T m ²	Potencia nominal del campo generador	Proveedor	Ficha técnica
Mex	solarever	PC	270	16.50	1640x990x40	1.62			18	7999	12982	2160	solarever	https://solar
Mex	solarever	MC	280	16.82	1640x990x40	1.62			18	7713	12518	2160	solarever	https://solar
Mex	solarever	PC	325	16.73	1956x991x40	1.94		0.6	22	6645	12878	2160	solarever	https://solar
Mex	solarever	MC-PERC	350	18.00	1956x991x40	1.94			22	6171	11958	2160	solarever	https://solar
Mex	solarever	MC-PERC	390	19.67	1979x1002x40	1.98				5538	10976	2160	solarever	https://solar
Mex	solarever	MC-PERC	370	18.66	1979x1002x40	1.98			22.5	5837	11569	2160	solarever	https://solar
usa	sunpower	mc	325	21.00			400	1.23		6645		2160		
USA	SunPower	MC	400		1690x1046x40	1.77				5399	9540	2160		
China	EcoGreenEnergy	PC/EGE-330P-72	330	16.88	1970x992x40	1.95	134.61	0.39	22.8	6544	12788	2160	conermex	https://www
China	PhonoSolar	MC/PS-375	375	19.30	1956x992x40	1.94			22.5	5759	11173	2160	conermex	https://www
MEX	SAYA	MC/-M350-60	350	21.40	1650x992x45	1.64			19.5	6171	10095	2160	panisolarmx	https://www
MEX	SAYA	PC/-P365-71	365	18.87	1950x992x45	1.93			23	5917	11443	2160	panisolarmx	https://www
MEX	SAYA	MC/M-315-54	315	21.57	1476x992x35	1.46			18	6856	10037	2160	panisolarmx	https://www
MEX	SAYA	MC/M-420-72	420	21.65	1956x992x45	1.94	281 usd	0.669	23	5142	9976	2160	panisolarmx	https://www
MEX	SAYA	MC/B-535-72	535	27.29	1994x986x7.2	1.96			40	4037	7912	2160	panisolarmx	
KOR	Topsun	MC/TS-5415	415	16.33	1960X1308X40	2.55	€/Wp		35	5204	13260	2160		https://es.er
KOR	Topsun	MC/TS-S450	450	17.70	1960X1308X41	2.55			35	4799	12229	2160		https://es.er
KOR	Topsun	MC/TSH-S510	510	19.50	1960X1308X42	2.55			35	4235	10790	2160		https://cdn.e
CHINA	LUXEN	PC/LNSE-325P	325	16.84	19560x992x40	1.93	157.48	0.48	23	6645	12828	2160	airhaus	https://www
CHINA	LUXEN	PC/LNSE-270P	275	16.94	1640x990x45	1.62	133.89			7853	12746	2160	airhaus	https://www
CHINA	LUXEN	PC/LNSE-320P	320	16.49	1956x992x40	1.94	177	0.55		6749	13093	2160	airhaus	https://www
CHINA	Seraphim	PC/SRP-6PA-325P	325	16.75	1956x992x41	1.94	168.15	0.51		6645	12892	2160	airhaus	https://www
CHINA	Seraphim	PC/SRP-6PA-320P	320	16.49	1956x992x42	1.94	165.57	0.51		6749	13093	2160	airhaus	https://www
MEX	solarsol	MultC/SSP32	320	16.49	1956x992x40	1.94			20	6749	13093	2160	solarsol	https://docs
MEX	solarsol	MC/SSM37/PERC	370	21.00	1956x992x41	1.94			20	5837	11324	2160	solarsol	https://docs
MEX	solarsol	MC/SSM31/PERC	310	21.00	1640X992X40	1.62			19	6967	11286	2160	solarsol	https://docs
CANADA	Canadiansolar	PC/CS3U-350	350	17.64	2000X992X35	1.98		0.388	22.5	6171	12242	2160	BayWa-re.mx	https://solar
CANADA	Canadiansolar	PC/CS3U-355P	355	17.89	2000X992X36	1.98		0.388	22.5	6084	12070	2160	BayWa-re.mx	https://solar
CANADA	Canadiansolar	PC/CS3U-355P	355	17.89	2000X992X37	2.98		0.388		6084		2160		
CANADA	Canadiansolar	PC/CS3U-360	360	18.15	2000X992X37	1.98		0.388	22.5	5999	11902	2160	BayWa-re.mx	https://solar
CANADA	Canadiansolar	PC/CS3U-365P	365	18.40	2000X992X38	1.98	141.62	0.388	22.5	5917	11739	2160	BayWa-re.mx	https://solar
ALEMANIA	QCELLS	MC/Q-PRIME-L-G5	325	16.73	1960X991X35	1.94			22.5	6645	12905	2160	BayWa-re.mx	https://solar
ALEMANIA	QCELLS	MC/Q-PRIME-L-G6	335	17.25	1960X991X36	1.94			22.5	6447	12520	2160	BayWa-re.mx	https://solar
ALEMANIA	QCELLS	MC/Q-PRIME-L-G7	345	17.76	1960X991X37	1.94			22.5	6260	12157	2160	BayWa-re.mx	https://solar
CHINA	RISEN	PC/RSM72-6-320P	320	16.50	1956X992X40	1.94			22	6749	13093	2160	BayWa-re.mx	https://solar
CHINA	RISEN	PC/RSM72-6-335P	335	17.30	1956X992X41	1.94			22	6447	12507	2160	BayWa-re.mx	https://solar
CHINA	RISEN	PC/RSM72-6-340P	340	17.50	1956X992X42	1.94	205	0.6	22	6352	12323	2160	BayWa-re.mx	https://solar
CHINA	JASolar	MC/JAM72S01-355PR	355	18.30	1960x9910x40	1.94			22	6084	11802	2160	EXELSOLAR	https://exels
CHINA	JASolar	MC/JAM72s090-385PR	385				233	0.6		5610		2160		
CHINA	JASolar	MC/JAM72S01-380PR	375	19.30	1960x9910x41	1.94	167.29	0.44	22	5759	11173	2160	EXELSOLAR	https://solar
ALEMANIA	solarworld	MC/SW350XL	350	17.56	1.993X1000X40	1.99				6171	12279	2160	EXELSOLAR	https://exels
CHINA	PERLIGHT	PLM-320M	320	18.00	1798X992X35	1.78			20	6749	12013	2160	EXELSOLAR	https://exels
CHINA	JINKO SOLAR	MC/JKM360-72-V(1500V)	360	18.57	1956X992X40	1.94			26.5	5999	11638	2160	nkosolar Méxic	https://www
CHINA	JINKO SOLAR	MC/JKM340-72-V(1500V)	340	17.52	1956X992X41	1.94			26.5	6352	12323	2160	nkosolar Méxic	https://www
CHINA	TRINASOLAR	MC/TSM-DD05A.08(II)	280	17.10	1650X992X35	1.63			18.6	7713	12572	2160	EXELSOLAR	https://static
CHINA	TRINASOLAR	MC/TSM-DD05A.08(II)	300	18.30	1650X992X36	1.63			18.6	7199	11734	2160	EXELSOLAR	https://static
CHINA	TRINASOLAR	MC/TSM-DD05A.08(II)	315	19.20	1650X992X37	1.63			18.6	6856	11175	2160	EXELSOLAR	https://static
CHINA	TRINASOLAR	MC/TSM-DE14A(II)	340	17.50	1960X992X40	1.94	184.61	0.56	22.5	6352	12323	2160	EXELSOLAR	https://static
CHINA	TRINASOLAR	MC/TSM-DE14A(II)	355	18.30	1960X992X41	1.94			22.5	6084	11802	2160	EXELSOLAR	https://static
CHINA	TRINASOLAR	MC/TSM-DE14A(II)	375	19.30	1960X992X42	1.94	4100	0.56	22.5	5759	11173	2160	EXELSOLAR	https://static
	LG	MC/400-BI	400		2064x1024x40	2.19	292.75	0.73		5399	11824	2160	LG	https://solar

SAYA®

Fabricante de Paneles Solares

Panel Solar SAYA® MONOCRISTALINO

165w · 210w · 315w · 350w · 420w



**ENERGÍA
SOLAR**
AMIGABLE CON
EL MEDIO AMBIENTE

Panel Solar SAYA Monocristalino

- ☛ Módulos solares estándares rentables para aplicaciones tragaluces, techos, y fachadas.
- ☛ 0- +5% tolerancia positiva de los productos convencionales.
- ☛ Resistente a altas cargas de viento y cargas de nieve.
- ☛ Vidrio Templado altamente transparente, bajo en hierro con acabado prismático. LIBRE DE ANTIMONIO.
- ☛ Características células PERC y marco de aluminio natural, apariencia estética.
- ☛ Velocidad de transmisión 3.18%

- ☛ 30 años de garantía de eficiencia lineal.
- ☛ 10 años de garantía en materiales y mano de obra.
- ☛ Diseño mejorado para facilitar la instalación y fiabilidad a largo plazo.

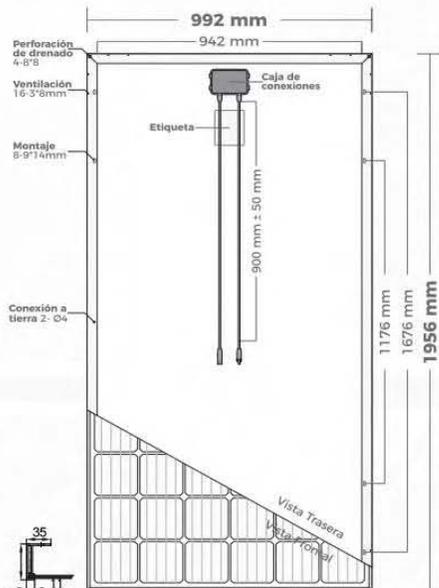


FICHA TÉCNICA



Panel 420w Monocristalino 72 Células

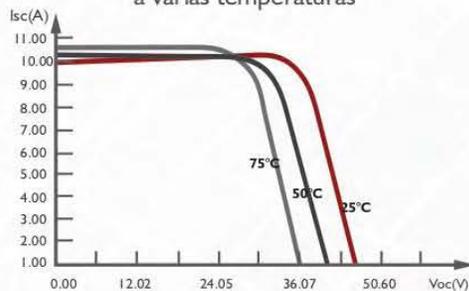
Las especificaciones aplican a en condiciones estándar (STC). El nivel de irradiación de 1,000W/m² con espectro AM 1.5 y temperatura de 25°C.



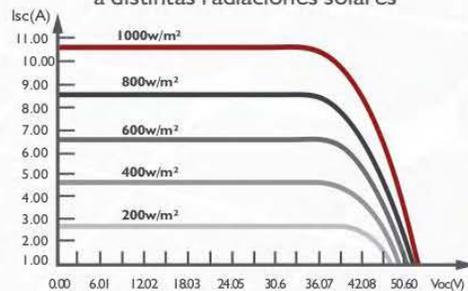
Características Eléctricas	SAYA-M420-72
Potencia Máxima (Pmax)	420W
Voltaje Potencia Máxima (Vm)	42.51V
Corriente Potencia Máxima (Im)	9.88A
Voltaje Circuito Abierto (Voc)	51.00V
Corriente Corto Circuito	10.36A

Célula Solar	Mono cristalino 156*156mm
Tolerancia (Pmax)	0 ~ +3%
Número de Células	72 células por serie
Dimensiones	1956*992*45mm
Peso	23kg
Voltaje Máximo	1500V(TUV)/1500V(UL)
Corriente Máxima	30A
Cable	PV 4mm ²
Longitud del cable	90cm±5
Número de diodos	3
Temperatura de operación	(-40 ~ 85°C)
NOCT	47°C ±2°C
Coefficiente de temp. de Isc	+(0.053±0.01)%/K
Coefficiente de temp. de Voc	-(0.35±0.001)%/K
Coefficiente de temp. de Pmax	-(0.40±0.05)%/K

Curva I-V de módulo SAYA-M420-72 a varias temperaturas



Curva I-V de módulo SAYA-M420-72 a distintas radiaciones solares



SAYA




**ENERGÍA
SOLAR**
AMIGABLE CON
EL MEDIO AMBIENTE

www.panelsolarmx.com

Anexo H.- Hoja de datos del inversor

FOLLETO DEL PRODUCTO PVS800 INVERSORES SOLARES ABB

Inversores centrales ABB

PVS800 – 500 a 1000 kW



Datos técnicos y tipos

Código de tipo	PVS800-57-0500kW-A	PVS800-57-0630kW-B	PVS800-57-0875kW-B	PVS800-57-1000kW-C
Entrada (CC)				
Rango de tensión CC, mpp (U_{CC})	450 a 825 V	525 a 825 V	525 a 825 V	600 a 850 V
Tensión CC máx. ($U_{CC,max}$)	1100 V	1100 V	1100 V	1100 V
Intensidad CC máx. ($I_{CC,max}$) ¹⁾	1145 A	1230 A	1710 A	1710 A
Número de entradas CC protegidas	4 a 15 (+/-)	4 a 15 (+/-)	8 a 20 (+/-)	8 a 20 (+/-)
Salida (CA)				
Potencia de salida CA nominal ($P_{CA,nom}$) ²⁾	500 kW	630 kW	875 kW	1000 kW
Potencia de salida máx. ²⁾	600 kW	700 kW	1050 kW	1200 kW
Potencia a $\cos\varphi = 0.95$ ¹⁾	475 kW	600 kW	830 kW	950 kW
Intensidad nominal CA ($I_{CA,nom}$)	965 A	1040 A	1445 A	1445 A
Tensión nominal ($U_{CA,nom}$) ³⁾	300 V	350 V	350 V	400 V
Frecuencia de salida (f_{CA})	50/60 Hz	50/60 Hz	50/60 Hz	50/60 Hz
Distorsión armónica de la intensidad ⁴⁾	< 3%	< 3%	< 3%	< 3%
Estructura de la red ⁵⁾	TN e IT	TN e IT	TN e IT	TN e IT
Rendimiento				
Rendimiento máx. ⁶⁾	98.6%	98.6%	98.7%	98.8%
Euro-eta ⁶⁾	98.2%	98.4%	98.5%	98.6%
Consumo de energía				
Consumo propio en funcionamiento	490 W	490 W	650 W	650 W
Consumo en modo de espera	65 W	65 W	65 W	65 W
Tensión auxiliar externa ⁷⁾	230 V, 50 Hz			
Dimensiones y peso				
Anchura/Altura/Profundidad, mm	2630/2130/708	2630/2130/708	3630/2130/708	3630/2130/708
Peso aprox. ⁸⁾	1800 kg	1800 kg	2320 kg	2320 kg

¹⁾ 630 kW a 45°C, 500, 875 y 1000 kW a 50°C.

²⁾ A 25°C. Para más detalles consulte el manual del usuario.

³⁾ +/- 10%

⁴⁾ A potencia nominal

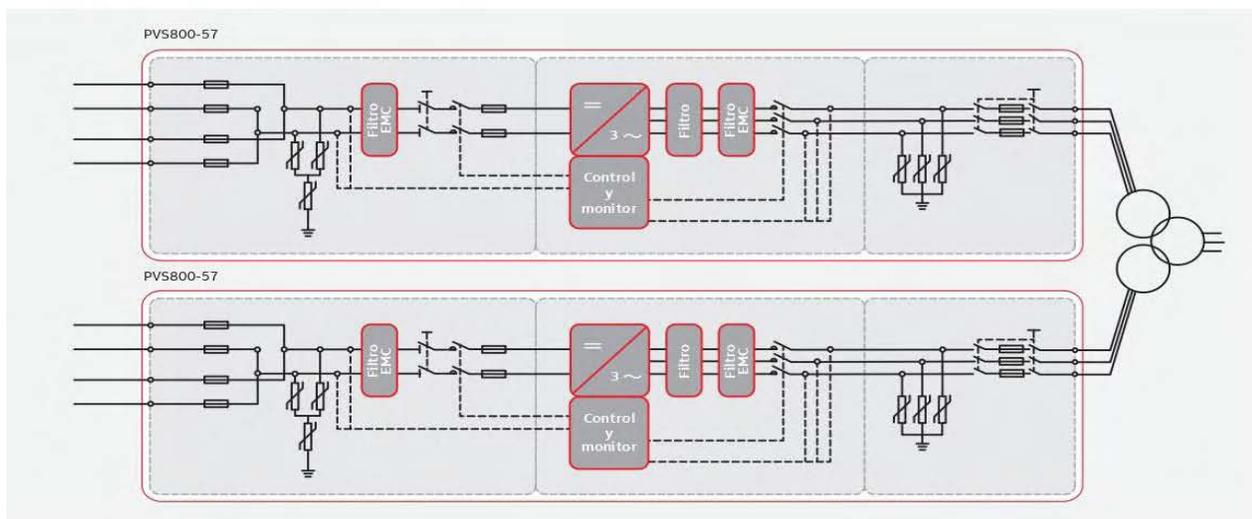
⁵⁾ En el lado del inversor es necesaria red tipo IT

⁶⁾ Rendimiento sin consumo auxiliar a mín U_{CC}

⁷⁾ Opcional a 115 V y 60 Hz

⁸⁾ Para el caso del mínimo número de entradas de CC posibles. Para más detalles consulte el manual del usuario.

Diseño y conexión a la red del inversor central ABB



Datos técnicos y tipos

Código de tipo	PVS800-57-0500kW-A	PVS800-57-0630kW-B	PVS800-57-0875kW-B	PVS800-57-1000kW-C
Límites ambientales				
Categoría de protección	IP42	IP42	IP42	IP42
Rango de temperatura ambiente (potencia nom.) ⁹⁾	-15 a +50 °C	-15 a +45 °C	-15 a +50 °C	-15 a +50 °C
Temperatura ambiente máxima ¹⁰⁾	+55 °C	+55 °C	+55 °C	+55 °C
Humedad relativa (sin condensación)	15 a 95%	15 a 95%	15 a 95%	15 a 95%
Altitud máxima sobre el nivel del mar ¹¹⁾	4000 m	4000 m	4000 m	4000 m
Nivel máximo de ruido ¹²⁾	75 dBA	75 dBA	75 dBA	75 dBA
Máximo flujo de aire de la sección del inversor	5000 m ³ /h	5000 m ³ /h	7950 m ³ /h	7950 m ³ /h
Protección				
Monitorización contra defecto a tierra ¹³⁾	Sí	Sí	Sí	Sí
Monitorización de red	Sí	Sí	Sí	Sí
Protección anti-isla	Sí	Sí	Sí	Sí
Polaridad inversa de CC	Sí	Sí	Sí	Sí
Protección contra cortocircuito y sobreintensidad de CC y CA	Sí	Sí	Sí	Sí
Protección contra sobretensión y sobretemperatura de CC y CA	Sí	Sí	Sí	Sí
Interfaz de usuario y comunicaciones				
Interfaz local de usuario	Panel de control local ABB			
Entradas/Salidas analógicas	1/2	1/2	1/2	1/2
Entradas Digitales/Relé de salida	3/1	3/1	3/1	3/1
Conectividad de bus de campo	Modbus, PROFIBUS, EtherNet			
Cumplimiento de normativas del producto				
Seguridad y CEM	Conformidad CE de acuerdo con las Directivas de Baja Tensión y de CEM			
Certificaciones y aprobaciones ¹⁴⁾	VDE, CEI, UNE, RD, EDF, P.O. 12.3, BDEW, GOST, AS, ZA			
Soporte de red y funciones de red	Compensación de la potencia reactiva ¹⁵⁾ , Reducción de potencia, LVRT, HVRT, Protección anti-isla			

⁹⁾ No se permite escarcha. Puede requerirse calefacción del armario.

¹⁰⁾ Reducción de potencia por encima de los 40 °C/45 °C

¹¹⁾ Reducción de potencia por encima de los 1000 m

¹²⁾ A potencia parcial típicamente <70 dBA

¹³⁾ Opcional

¹⁴⁾ Para más información, por favor, contactar con ABB

¹⁵⁾ También durante la noche

Anexo I.- Reporte simulación PVsyst

PVSYST V6.81		22/10/19	Página 1/6
Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación			
Proyecto :	UAM-Azc		
Sitio geográfico	Av. san pablo xalpa	País	Mexico
Ubicación	Latitud	19.50° N	Longitud -99.19° W
Tiempo definido como	Hora Legal	Huso horario UT-6	Altitud 2245 m
	Albedo	0.20	
Datos meteorológicos:	Av. san pablo xalpa	NREL NSRDB Typ. Met. Year PSMv3_1998 to 2016 - TMY	
Variante de simulación :	UAM-A_2152kW		
	Fecha de simulación	22/10/19 12h45	
Parámetros de la simulación	Tipo de sistema	No hay escenario 3D, no hay sombreados	
Orientación plano captador	Inclinación	24°	Acimut 10°
Modelos empleados	Transposición	Perez	Difuso Importado
Necesidades del usuario :	Carga constante fija	1000 W	Global 8760 kWh/Año
Características de los conjuntos FV (5 Tipo de conjunto definido)			
Módulo FV	Si-mono	Modelo	SAYA-M420-72
Parámetros definidos por el usuario		Fabricante	SAYA
Sub-conjunto "Sub-conjunto #1"			
Número de módulos FV	En serie	14 módulos	En paralelo 85 cadenas
Núm. total de módulos FV	Núm. módulos	1190	Pnom unitaria 420 Wp
Potencia global del conjunto	Nominal (STC)	500 kWp	En cond. de funciona. 466 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del conjunto (50°C)	U mpp	554 V	I mpp 841 A
Sub-conjunto "Sub-conjunto #2"			
Número de módulos FV	En serie	17 módulos	En paralelo 70 cadenas
Núm. total de módulos FV	Núm. módulos	1190	Pnom unitaria 420 Wp
Potencia global del conjunto	Nominal (STC)	500 kWp	En cond. de funciona. 466 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del conjunto (50°C)	U mpp	673 V	I mpp 693 A
Sub-conjunto "Sub-conjunto #3"			
Número de módulos FV	En serie	17 módulos	En paralelo 70 cadenas
Núm. total de módulos FV	Núm. módulos	1190	Pnom unitaria 420 Wp
Potencia global del conjunto	Nominal (STC)	500 kWp	En cond. de funciona. 466 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del conjunto (50°C)	U mpp	673 V	I mpp 693 A
Sub-conjunto "Sub-conjunto #4"			
Número de módulos FV	En serie	17 módulos	En paralelo 70 cadenas
Núm. total de módulos FV	Núm. módulos	1190	Pnom unitaria 420 Wp
Potencia global del conjunto	Nominal (STC)	500 kWp	En cond. de funciona. 466 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del conjunto (50°C)	U mpp	673 V	I mpp 693 A
Sub-conjunto "Sub-conjunto #5"			
Número de módulos FV	En serie	17 módulos	En paralelo 22 cadenas
Núm. total de módulos FV	Núm. módulos	374	Pnom unitaria 420 Wp
Potencia global del conjunto	Nominal (STC)	157 kWp	En cond. de funciona. 147 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del conjunto (50°C)	U mpp	673 V	I mpp 218 A
Total	Potencia global conjuntos	Nominal (STC)	2156 kWp
		Superficie módulos	9962 m²
		Total	5134 módulos
		Superficie célula	577 m²

Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación

Sub-conjunto "Sub-conjunto #1" : Inversor				Modelo	PVS800-57-0500kW-A
Base de datos PVsyst original				Fabricante	ABB
Características		Voltaje de funcionam.	450-825 V	Pnom unitaria	500 kWac
				Potencia máx. (=>25°C)	600 kWac
Paquete de inversores		Núm. de inversores	1 unidades	Potencia total	500 kWac
				Relación Pnom	1.00
Sub-conjunto "Sub-conjunto #2" : Inversor				Modelo	PVS800-57-0500kW-A
Base de datos PVsyst original				Fabricante	ABB
Características		Voltaje de funcionam.	450-825 V	Pnom unitaria	500 kWac
				Potencia máx. (=>25°C)	600 kWac
Paquete de inversores		Núm. de inversores	1 unidades	Potencia total	500 kWac
				Relación Pnom	1.00
Sub-conjunto "Sub-conjunto #3" : Inversor				Modelo	PVS800-57-0500kW-A
Base de datos PVsyst original				Fabricante	ABB
Características		Voltaje de funcionam.	450-825 V	Pnom unitaria	500 kWac
				Potencia máx. (=>25°C)	600 kWac
Paquete de inversores		Núm. de inversores	1 unidades	Potencia total	500 kWac
				Relación Pnom	1.00
Sub-conjunto "Sub-conjunto #4" : Inversor				Modelo	PVS800-57-0500kW-A
Base de datos PVsyst original				Fabricante	ABB
Características		Voltaje de funcionam.	450-825 V	Pnom unitaria	500 kWac
				Potencia máx. (=>25°C)	600 kWac
Paquete de inversores		Núm. de inversores	1 unidades	Potencia total	500 kWac
				Relación Pnom	1.00
Sub-conjunto "Sub-conjunto #5" : Inversor				Modelo	PVI-165.0-TL
Base de datos PVsyst original				Fabricante	ABB
Características		Voltaje de funcionam.	485-800 V	Pnom unitaria	165 kWac
Paquete de inversores		Núm. de inversores	1 unidades	Potencia total	165 kWac
				Relación Pnom	0.95
Total		Núm. de inversores	5	Potencia total	2165 kWac

Factores de pérdida del conjunto FV

Suciedad del conjunto			Fracción de pérdidas	0.7 %
Factor de pérdidas térmicas	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (viento)	0.0 W/m²K / m/s
Pérdida óhmica en el Cableado	Conjunto#1	10 mOhm	Fracción de pérdidas	1.4 % en STC
	Conjunto#2	16 mOhm	Fracción de pérdidas	1.5 % en STC
	Conjunto#3	16 mOhm	Fracción de pérdidas	1.5 % en STC
	Conjunto#4	16 mOhm	Fracción de pérdidas	1.5 % en STC
	Conjunto#5	50 mOhm	Fracción de pérdidas	1.5 % en STC
	Global		Fracción de pérdidas	1.5 % en STC
Pérdida Diodos en Serie	Caída de voltaje	0.7 V	Fracción de pérdidas	0.1 % en STC
Pérdida Calidad Módulo			Fracción de pérdidas	-0.8 %
Pérdidas de "desajuste" Módulos			Fracción de pérdidas	1.0 % en MPP
Pérdidas de "desajuste" cadenas			Fracción de pérdidas	0.10 %
Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	Parám. bo	0.05

Factores de pérdida del sistema

	Conductores: 3x3000.0 mm²	25 m	Fracción de pérdidas	0.4 % en STC
Indisponibilidad del sistema		1.5 días, 3 periodos	Fracción de tiempo	0.4 %

Pérdidas auxiliares	Constante (ventiladores)	1400 W	... del umbral de potencia	0.0 kW
	Night auxiliaries consumption	400 W		

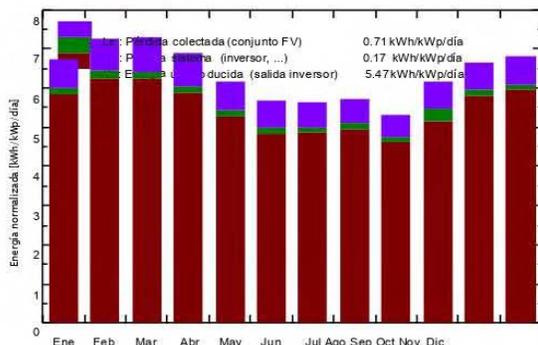
Sistema Conectado a la Red: Resultados principales

Proyecto: UAM-Azc
Variante de simulación: UAM-A_2152kW

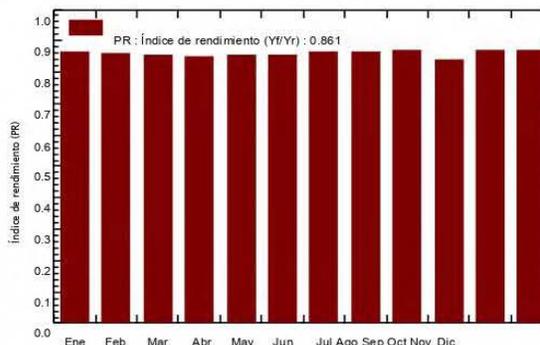
Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	No hay escenario 3D, no hay sombreados		
Orientación Campos FV	inclinación	24°	acimut	10°
Módulos FV	Modelo	SAYA-M420-72	Pnom	420 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	5134	Pnom total	2156 kWp
Inversor	Modelo	PVS800-57-0500kW-A	Pnom	500 kW ac
Inversor	Modelo	PVI-165.0-TL	Pnom	165 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades	5.0	Pnom total	2165 kW ac
Necesidades del usuario	Carga constante fija	1000 W	Global	8760 kWh/año

Resultados principales de la simulación			
Producción del sistema	Energía producida	4320 MWh/año	Producción específica
	Índice de rendimiento (PR)	86.13 %	Fracción solar(SF)
			2004 kWh/kWp/año

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 2156 kWp



Índice de rendimiento (PR)



UAM-A_2152kW Balances y resultados principales

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_User	E_Solar	E_Grid	EFrGrid
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
Enero	161.9	34.15	10.87	209.0	203.1	402.0	0.744	0.068	391.5	0.676
Febrero	170.9	38.86	11.17	203.3	197.3	388.6	0.672	0.077	376.8	0.595
Marzo	210.7	50.08	13.65	225.6	218.6	427.5	0.744	0.109	416.3	0.635
Abril	213.5	64.69	16.44	207.0	199.7	389.6	0.720	0.143	379.3	0.577
Mayo	212.6	69.49	16.06	191.1	183.9	363.1	0.744	0.173	353.2	0.571
Junio	195.1	68.94	15.86	169.9	163.0	323.6	0.720	0.166	312.5	0.554
Julio	196.7	70.21	14.53	174.1	167.3	334.6	0.744	0.168	325.2	0.576
Agosto	188.7	80.79	13.56	177.2	170.4	341.2	0.744	0.151	331.8	0.593
Septiembre	157.0	67.09	13.97	159.1	153.8	307.0	0.720	0.086	298.6	0.634
Octubre	167.5	52.47	13.72	190.7	184.9	367.1	0.744	0.072	345.5	0.672
Noviembre	158.1	39.05	10.51	199.1	193.1	384.9	0.720	0.073	375.0	0.647
Diciembre	157.1	31.50	11.59	211.4	205.1	407.7	0.744	0.075	397.3	0.669
Año	2189.9	667.32	13.51	2317.7	2240.2	4436.9	8.760	1.361	4303.0	7.399

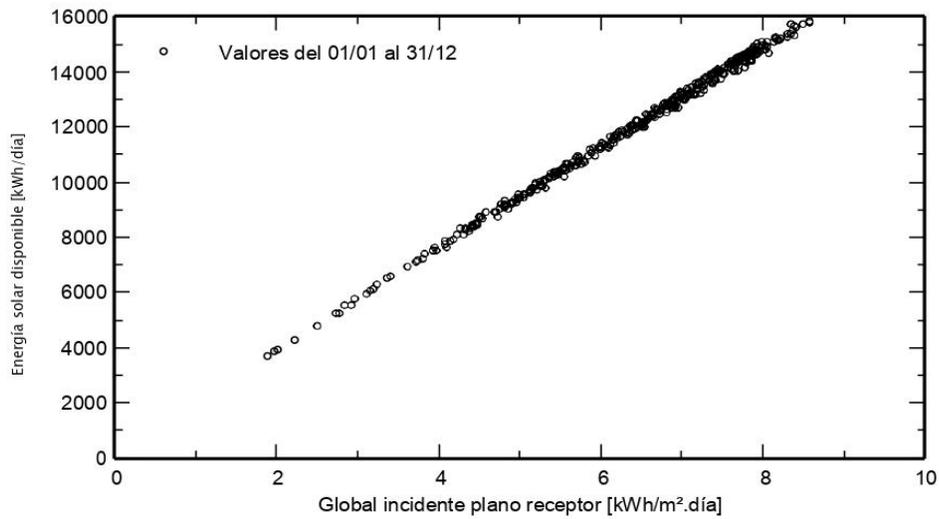
Leyendas: GlobHor Irradiación global horizontal
 DiffHor Irradiación difusa horizontal
 T_Amb Temperatura Ambiente
 GlobInc Global incidente plano receptor
 GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados
 EArray Energía efectiva en la salida del conjunto
 E_User Energía suministrada al usuario
 E_Solar Energía del sol
 E_Grid Energía inyectada en la red
 EFrGrid Energía del panel

Sistema Conectado a la Red: Gráficos especiales

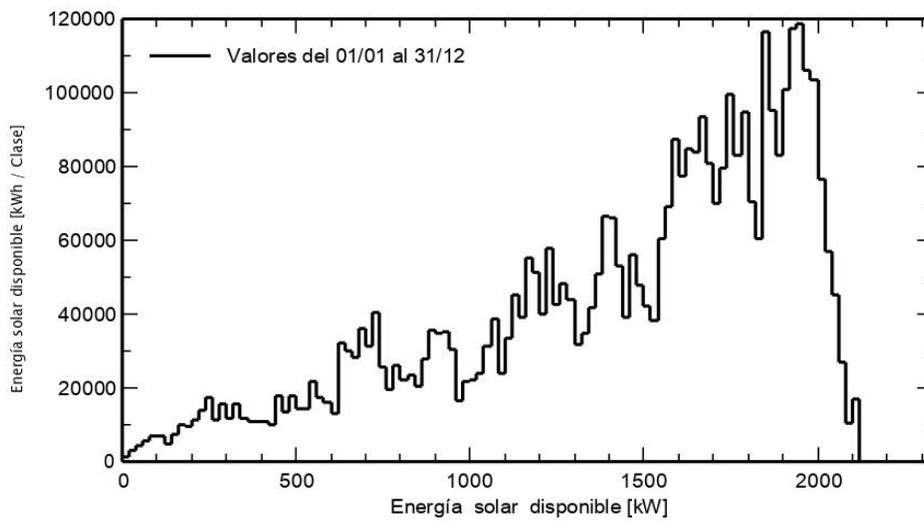
Proyecto : UAM-Azc
Variante de simulación : UAM-A_2152kW

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	No hay escenario 3D, no hay sombreados	
Orientación Campos FV	inclinación	24°	acimut 10°
Módulos FV	Modelo	SAYA-M420-72	Pnom 420 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	5134	Pnom total 2156 kWp
Inversor	Modelo	PVS800-57-0500kW-A	Pnom 500 kW ac
Inversor	Modelo	PVI-165.0-TL	Pnom 165 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades	5.0	Pnom total 2165 kW ac
Necesidades del usuario	Carga constante fija	1000 W	Global 8760 kWh/año

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de la potencia de salida del sistema



Traducción sin garantía. Sólo el texto inglés está garantizado.

Sistema Conectado a la Red: CO2 Balance

Proyecto : UAM-Azc

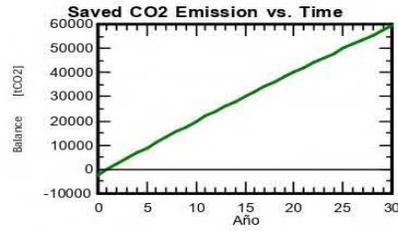
Variante de simulación : UAM-A_2155kW_4303MW_A

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	No hay escenario 3D, no hay sombreados	
Orientación Campos FV	inclinación	24°	acimut 10°
Módulos FV	Modelo	SAYA-M420-72	Pnom 420 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	5134	Pnom total 2156 kWp
Inversor	Modelo	PVS800-57-0500kW-A	Pnom 500 kW ac
Inversor	Modelo	PVI-165.0-TL	Pnom 165 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades	5.0	Pnom total 2165 kW ac
Necesidades del usuario	Carga constante fija	1000 W	Global 8760 kWh/año

Produced Emissions	Total: 2340.88 tCO2
	Source: Detailed calculation from table below
Replaced Emissions	Total: 68302.9 tCO2
	System production: 4320.23 MWh/año Lifetime: 30 years
	Annual Degradation: 0.7 %
	Grid Lifecycle Emissions: 527 gCO2/kWh
	Source: Custom value supplied by User
CO2 Emission Balance	Total: 59461.5 tCO2

System Lifecycle Emissions Details:

Item	Modules	Supports
LCE	1015 kgCO2/kWp	2.98 kgCO2/kg
Quantity	2156 kWp	51340 kg
Subtotal [kgCO2]	2187813	153070



Traducción sin garantía, Sólo el texto inglés está garantizado.

ValkPVplanner

Informe de proyecto



UAM-A
Ciudad de Mexico
Mexico
<http://www.economiaambiental.azc.uam.mx>

Nombre del proyecto : UAM
Fecha (modificado) : 29-10-2019
Hora (modificado) : 10:35
Empresa : UAM-A
Usuario : Omar Hernández
Versión ValkPVplanner : 2.12.0

The Netherlands
Zwartendijk 73
2681LP MONSTER
The Netherlands
T. +31 (0) 174 21 22 23
info@valksolarsystems.nl
www.valksolarsystems.nl

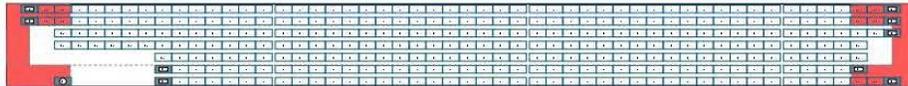
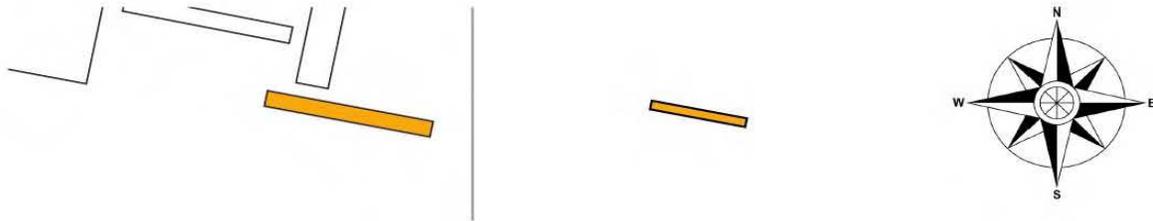
United Kingdom + Ireland
Innovation House, Innovation Way
Discovery Park, Sandwich CT13 9FF
United Kingdom
T. +44 (0) 1304 897658
info@valksolarsystems.nl
www.valksolarsystems.nl

International
Zwartendijk 73
2681LP MONSTER
The Netherlands
T +31 (0) 174 21 22 23
info@valksolarsystems.nl
www.valksolarsystems.nl

Dibujo |

Edificio "D" - Area 1 - Default Subarea 1

1.1.1

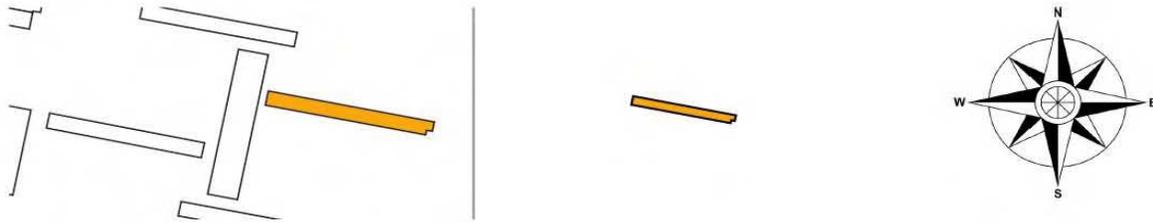


X	<p>Panels con soportes de masa</p> <p>El número representa tejas COMPLETAS</p>	
X	<p>Panels con placas laterales y portadores de masa</p> <p>El número representa tejas COMPLETAS</p>	
X	<p>Panels con placas laterales</p> <p>El número representa tejas MEDIAS</p> <p>Utilizar solo tejas MEDIAS.</p>	
<p>1 Teja = 30 x 30 x 4,5 cm 9 kg 0,5 Teja = 30 x 15 x 4,5 4,5 kg</p>		

--- Zona de borde calculada: 3,20 m

█ Zona de borde adaptada: 0,55 m

¡Atención! Al colocar el lastre: trabaje desde el borde exterior hacia el centro. Es posible que un soporte de la cubierta en el centro de la fila no tenga lastre.

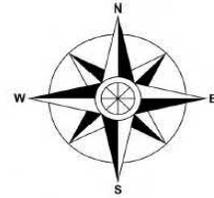
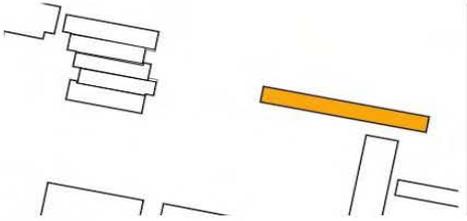


X	<p>Panels con soportes de masa</p> <p>El número representa tejas COMPLETAS</p>	
X	<p>Panels con placas laterales y portadores de masa</p> <p>El número representa tejas COMPLETAS</p>	
X	<p>Panels con placas laterales</p> <p>El número representa tejas MEDIAS</p> <p>Utilizar solo tejas MEDIAS.</p>	
<p>1 Teja = 30 x 30 x 4,5 cm 9 kg</p> <p>0,5 Teja = 30 x 15 x 4,5 4,5 kg</p>		

--- Zona de borde calculada: 3,20 m

█ Zona de borde adaptada: 0,50 m

¡Atención! Al colocar el lastre: trabaje desde el borde exterior hacia el centro. Es posible que un soporte de la cubierta en el centro de la fila no tenga lastre.



X	<p>Panels con soportes de masa</p> <p>El número representa tejas COMPLETAS</p>	
X	<p>Panels con placas laterales y portadores de masa</p> <p>El número representa tejas COMPLETAS</p>	
X	<p>Panels con placas laterales</p> <p>El número representa tejas MEDIAS</p> <p>Utilizar solo tejas MEDIAS.</p>	
<p>1 Teja = 30 x 30 x 4,5 cm 9 kg 0,5 Teja = 30 x 15 x 4,5 4,5 kg</p>		

--- Zona de borde calculada: 3,20 m

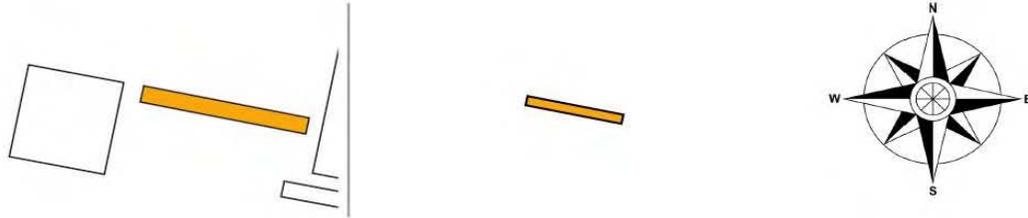
█ Zona de borde adaptada: 0,50 m

¡Atención! Al colocar el lastre: trabajé desde el borde exterior hacia el centro. Es posible que un soporte de la cubierta en el centro de la fila no tenga lastre.

Dibujo |

Edificio "E" - Area 1 - Default Subarea 1

4.1.1

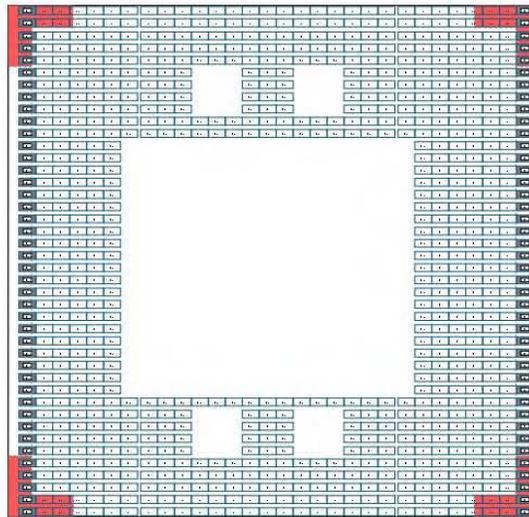
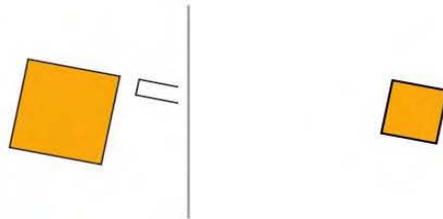


(X)	Paneles con soportes de masa El número representa tejas COMPLETAS	
(X)	Paneles con placas laterales y portadores de masa El número representa tejas COMPLETAS	
(X)	Paneles con placas laterales El número representa tejas MEDIAS Utilizar sob tejas MEDIAS.	
1 Teja = 30 x 30 x 4,5 cm 9 kg 0,5 Teja = 30 x 15 x 4,5 4,5 kg		

--- Zona de borde calculada: 3,20 m

█ Zona de borde adaptada: 0,50 m

¡Atención! Al colocar el lastre: trabaje desde el borde exterior hacia el centro. Es posible que un soporte de la cubierta en el centro de la fila tenga lastre.



(X)	<p>Paneles con soportes de masa</p> <p>El número representa tejas COMPLETAS</p>	
(X)	<p>Paneles con placas laterales y portadores de masa</p> <p>El número representa tejas COMPLETAS</p>	
(X)	<p>Paneles con placas laterales</p> <p>El número representa tejas MEDIAS</p> <p>Utilizar solo tejas MEDIAS.</p>	
<p>1 Teja = 30 x 30 x 4,5 cm 9 kg 0,5 Teja = 30 x 15 x 4,5 4,5 kg</p>		

--- Zona de borde calculada: 3,20 m

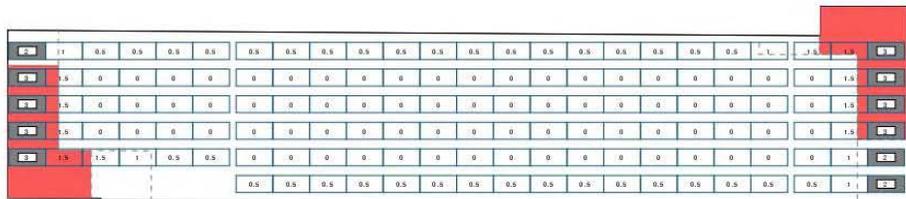
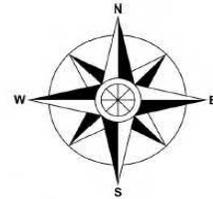
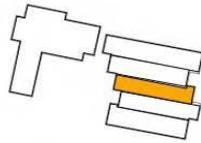
█ Zona de borde adaptada: 0,50 m

¡Atención! Al colocar el lastre: trabaje desde el borde exterior hacia el centro. Es posible que un soporte de la cubierta en el centro de la fila no tenga lastre.

Dibujo |

Edificio "I" - Area 1 - Subarea 3

6.1.3

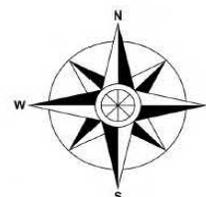
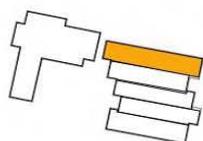


X	<p>Paneles con soportes de masa</p> <p>El número representa tejas COMPLETAS.</p>	
X	<p>Paneles con placas laterales y portadores de masa</p> <p>El número representa tejas COMPLETAS.</p>	
X	<p>Paneles con placas laterales</p> <p>El número representa tejas MEDIAS.</p> <p>Utilizar solo tejas MEDIAS.</p>	
<p>1 Teja = 30 x 30 x 4,5 cm 9 kg 0,5 Teja = 30 x 15 x 4,5 4,5 kg</p>		

--- Zona de borde calculada: 3,20 m

█ Zona de borde adaptada: 0,50 m

¡Atención! Al colocar el lastre, trabaje desde el borde exterior hacia el centro. Es posible que un soporte de la cubierta en el centro de la fila no tenga lastre.

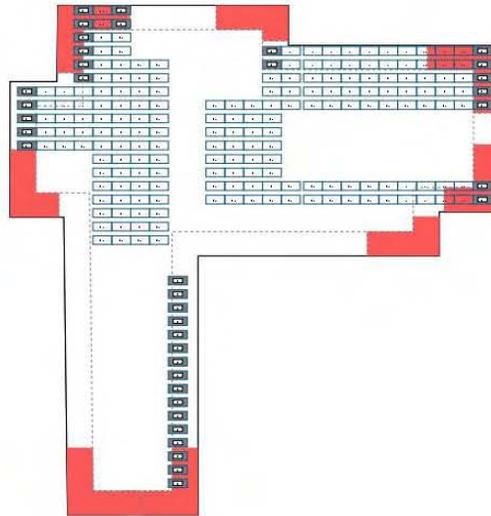
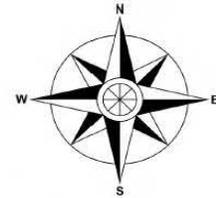
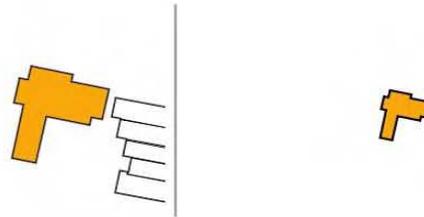


(X)	<p>Panels con soportes de masa</p> <p>El número representa tejas COMPLETAS.</p>	
(X)	<p>Panels con placas laterales y portadores de masa</p> <p>El número representa tejas COMPLETAS.</p>	
(X)	<p>Panels con placas laterales</p> <p>El número representa tejas MEDIAS</p> <p>Utilizar solo tejas MEDIAS.</p>	
<p>1 Teja = 30 x 30 x 4,5 cm 9 kg 0,5 Teja = 30 x 15 x 4,5 4,5 kg</p>		

--- Zona de borde calculada: 3,20 m

█ Zona de borde adaptada: 0,50 m

¡Atención! Al colocar el lastre: trabaje desde el borde exterior hacia el centro. Es posible que un soporte de la cubierta en el centro de la fila no tenga lastre.

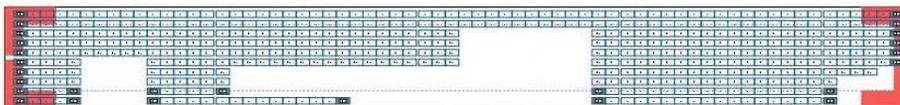
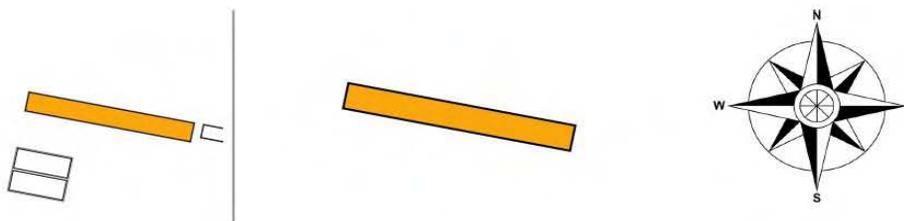


(X)	<p>Panels con soportes de masa</p> <p>El número representa tejas COMPLETAS</p>	
(X)	<p>Panels con placas laterales y portadores de masa</p> <p>El número representa tejas COMPLETAS</p>	
(X)	<p>Panels con placas laterales</p> <p>El número representa tejas MEDIAS</p> <p>Utilizar solo tejas MEDIAS.</p>	
<p>1 Teja = 30 x 30 x 4,5 cm 9 kg 0,5 Teja = 30 x 15 x 4,5 4,5 kg</p>		

--- Zona de borde calculada: 3,20 m

█ Zona de borde adaptada: 0,50 m

¡Atención! Al colocar el lastre, trabaje desde el borde exterior hacia el centro. Es posible que un soporte de la cubierta en el centro de la fila no tenga lastre.



X	Paneles con soportes de masa El número representa tejas COMPLETAS	
X	Paneles con placas laterales y portadores de masa El número representa tejas COMPLETAS	
X	Paneles con placas laterales El número representa tejas MEDIAS Utilizar solo tejas MEDIAS.	
1 Teja = 30 x 30 x 4,5 cm 9 kg 0,5 Teja = 30 x 15 x 4,5 4,5 kg		

--- Zona de borde calculada: 3,20 m

█ Zona de borde adaptada: 0,50 m

¡Atención! Al colocar el lastre, trabaje desde el borde exterior hacia el centro. Es posible que un soporte de la cubierta en el centro de la fila no tenga lastre.

Anexo K.- Hoja de cálculo Evaluación económica

Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8
Costos									
1. Inversión									
Paneles	16146430								
inversores	3897504	4033917	4175104	4321232	4472475	4629012	4791028	4958714	5132268
Hardware structural BOS	1614643	1671156	1729646	1790184	1852840	1917689	1984809	2054277	2126176
Hardware electrical BOS	4959444								
Software BOS									
Costo de instalación	3234420								
Monitoreo	2070029								
EPC overhead	3234420								
interconexión	3299108								
ingeniería diseño	414006								
Developer Net profit	4140058								
IVA	6881610								
2. Operacionales									
Mantenimiento		5134	5313.69	5499.67	5692.16	5891.38	6098	6311	6532
Total de costos	49,891,671	505,777	523,479	541,801	560,764	580,391	600,704	621,729	643,490
Beneficios									
Potencia (kW)									
		679	679	679	679	679	679	679	679
Distribucion (\$/W)		84	84.62	84.75	84.89	85.02	85.16	85.29	85.43
Capacidad (\$/W)		253	253.02	253.03	253.05	253.06	253.08	253.10	253.11
Beneficio Potencia \$		2,749,787	2,751,019	2,752,252	2,753,487	2,754,724	2,755,963	2,757,204	2,758,446
Energía (kWh)									
	0	1	2	3	4	5	6	7	8
Producción (kWh)		4300000	4271620	4243427.308	4215420.688	4187598.911	4159960.758	4132505.017	4105230.484
Precio de mercado (kWh)		1.61	1.66796	1.72796	1.78796	1.84796	1.90796	1.96796	2.02796
PML (\$/kWh)		1.64	1.69904	1.76020544	1.823572836	1.889221458	1.95723343	2.027693834	2.100690812
Beneficio energía \$		7,052,000	7,257,653	7,469,304	7,687,127	7,911,302	8,142,014	8,379,455	8,623,820
Total de beneficios privados \$		9,801,787	10,008,672	10,221,556	10,440,614	10,666,026	10,897,978	11,136,659	11,382,266
Beneficios ambiental									
CELS		4,300	4,243	4,188	4,133	4,078	4,024	3,972	3,919
Precio CELs (\$/CEL)		230	230	230	230	230	230	230	230
Valor beneficio CEL \$		989,000	975,988	963,148	950,476	937,971	925,631	913,453	901,435
ton co2 reducidas		2,266	2,251	2,236	2,222	2,207	2,192	2,178	2,163
precio por tonelada (\$/ton CO2)		288	288	288	288	288	288	288	288
Valor beneficio CO2 reducidas \$		652,637	648,329	644,050	639,800	635,577	631,382	627,215	623,075
Valor beneficio ambiental \$		1,641,637	1,624,318	1,607,198	1,590,276	1,573,548	1,557,013	1,540,668	1,524,511
beneficios privados + ambientales \$		11,443,424	11,632,990	11,828,754	12,030,890	12,239,574	12,454,991	12,677,327	12,906,777
Flujos financieros anuales									
	0	1	2	3	4	5	6	7	8
Beneficios neto (B-C)	-49,891,671	10,937,647	11,109,510	11,286,953	11,470,126	11,659,184	11,854,286	12,055,598	12,263,287
Factor de descuento	1.00	0.91	0.83	0.75	0.68	0.62	0.56	0.51	0.47
Beneficios netos descontados	-49,891,671	9,943,315	9,181,414	8,480,055	7,834,250	7,239,436	6,691,436	6,186,428	5,720,914

Anexo K.- Hoja de cálculo Evaluación económica (Continuación)

9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
5311898	5497814	5690238	5889396	6095525	6308868	6529679	6758218	6994755	7239572	7492957	7755210
2200593	2277613	2357330	2439836	2525231	2613614	2705090	2799768	2897760	2999182	3104153	3212799
6760	6997	7242	7495	7758	8029	8310	8601	8902	9214	9536	9870
666,012	689,322	713,448	738,419	764,264	791,013	818,699	847,353	877,010	907,706	939,475	11,940,366
679	679	679	679	679	679	679	679	679	679	679	679
85.57	85.70	85.84	85.98	86.12	86.25	86.39	86.53	86.67	86.81	86.95	87.09
253.13	253.14	253.16	253.18	253.19	253.21	253.22	253.24	253.26	253.27	253.29	253.30
2,759,690	2,760,936	2,762,184	2,763,433	2,764,685	2,765,938	2,767,192	2,768,449	2,769,708	2,770,968	2,772,230	2,773,494
9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
4078135.963	4051220.266	4024482.212	3997920.629	3971534.353	3945322.227	3919283.1	3893415.831	3867719.287	3842192.34	3816833.87	3791642.767
2.08796	2.14796	2.20796	2.26796	2.32796	2.38796	2.44796	2.50796	2.56796	2.62796	2.68796	2.74796
2.176315681	2.254663046	2.335830915	2.419920828	2.507037978	2.597291345	2.690793834	2.787662412	2.888018259	2.991986916	3.099698445	3.211287589
8,875,311	9,134,137	9,400,510	9,674,651	9,956,787	10,247,151	10,545,983	10,853,529	11,170,044	11,495,789	11,831,034	12,176,055
11,635,002	11,895,073	12,162,694	12,438,085	12,721,472	13,013,089	13,313,175	13,621,978	13,939,751	14,266,757	14,603,264	14,949,549
3,868	3,817	3,767	3,717	3,668	3,620	3,572	3,525	3,479	3,433	3,388	3,343
230	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230
889,575	877,872	866,322	854,924	843,677	832,577	821,623	810,813	800,146	789,619	779,230	768,979
2,149	2,135	2,121	2,107	2,093	2,079	2,065	2,052	2,038	2,025	2,011	1,998
288	288	288	288	288	288	288	288	288	288	288	288
618,963	614,878	610,820	606,788	602,784	598,805	594,853	590,927	587,027	583,153	579,304	575,480
1,508,539	1,492,750	1,477,142	1,461,713	1,446,460	1,431,382	1,416,476	1,401,741	1,387,173	1,372,772	1,358,534	1,344,459
13,143,540	13,387,823	13,639,836	13,899,798	14,167,932	14,444,471	14,729,651	15,023,719	15,326,925	15,639,529	15,961,798	16,294,008
9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
12,477,528	12,698,500	12,926,387	13,161,378	13,403,668	13,653,458	13,910,953	14,176,366	14,449,914	14,731,823	15,022,323	4,353,642
0.42	0.39	0.35	0.32	0.29	0.26	0.24	0.22	0.20	0.18	0.16	0.15
5,291,690	4,895,822	4,530,620	4,193,621	3,882,565	3,595,382	3,330,172	3,085,190	2,858,838	2,649,648	2,456,270	647,141

Anexo K.- Hoja de cálculo Evaluación económica (Continuación)

10216	10573	10943	11326	11723	12133	12558	12997	13452	13923
1,006,390	1,041,613	1,078,070	1,115,802	1,154,855	1,195,275	1,237,110	1,280,409	1,325,223	1,371,606
679	679	679	679	679	679	679	679	679	679
87.22	87.36	87.50	87.64	87.78	87.92	88.07	88.21	88.35	88.49
253.32	253.34	253.35	253.37	253.38	253.40	253.42	253.43	253.45	253.46
2,774,759	2,776,027	2,777,296	2,778,567	2,779,840	2,781,115	2,782,392	2,783,670	2,784,951	2,786,233
21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
3766617.924	3741758.246	3717062.642	3692530.028	3668159.33	3643949.478	3619899.412	3596008.076	3572274.422	3548697.411
2.80796	2.86796	2.92796	2.98796	3.04796	3.10796	3.16796	3.22796	3.28796	3.34796
3.326893942	3.446662124	3.57074196	3.699288671	3.832463063	3.970431733	4.113367276	4.261448498	4.414860644	4.573795627
12,531,138	12,896,576	13,272,672	13,659,735	14,058,085	14,468,053	14,889,976	15,324,203	15,771,094	16,231,017
15,305,898	15,672,603	16,049,968	16,438,302	16,837,925	17,249,168	17,672,368	18,107,873	18,556,044	19,017,249
3,299	3,256	3,213	3,171	3,129	3,088	3,047	3,007	2,968	2,929
230	230	230	230	230	230	230	230	230	230
758,861	748,878	739,025	729,302	719,707	710,238	700,894	691,673	682,573	673,593
1,985	1,972	1,959	1,946	1,933	1,920	1,908	1,895	1,883	1,870
288	288	288	288	288	288	288	288	288	288
571,682	567,909	564,161	560,437	556,739	553,064	549,414	545,788	542,186	538,607
1,330,544	1,316,787	1,303,186	1,289,740	1,276,446	1,263,302	1,250,308	1,237,461	1,224,758	1,212,200
16,636,441	16,989,390	17,353,154	17,728,041	18,114,371	18,512,470	18,922,675	19,345,334	19,780,803	20,229,449
21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
15,630,052	15,947,777	16,275,084	16,612,239	16,959,516	17,317,195	17,685,566	18,064,925	18,455,580	18,857,843
0.14	0.12	0.11	0.10	0.09	0.08	0.08	0.07	0.06	0.06
2,112,098	1,959,120	1,817,571	1,686,568	1,565,295	1,453,007	1,349,014	1,252,682	1,163,429	1,080,716

Indicadores de viabilidad	
VPN	68,242,035
TIR	23.5%
B/C ó Tasa Beneficio	2.20
Payback (años)	6.1

Anexo L.- Análisis de sensibilidad sobre el ACB financiero.

	Tasa de Descuento	Precio Energía \$/kWh								
		1.24	1.34	1.44	1.54	1.64	1.74	1.84	1.94	2.04
VPN	54,003,928									
	6%	75,967,518	84,160,721	92,353,924	100,547,127	108,740,331	116,933,534	125,126,737	133,319,940	141,513,144
	8%	50,929,640	57,396,869	63,864,098	70,331,328	76,798,557	83,265,786	89,733,015	96,200,245	102,667,474
	10%	33,019,145	38,265,341	43,511,537	48,757,732	54,003,928	59,250,124	64,496,319	69,742,515	74,988,711
	12%	19,858,818	24,218,276	28,577,733	32,937,190	37,296,648	41,656,105	46,015,563	50,375,020	54,734,477
	14%	9,941,338	13,640,523	17,339,707	21,038,892	24,738,076	28,437,261	32,136,445	35,835,630	39,534,814
	16%	2,290,370	5,486,206	8,682,043	11,877,879	15,073,716	18,269,553	21,465,389	24,661,226	27,857,062
	18%	-3,740,031	-936,383	1,867,266	4,670,915	7,474,563	10,278,212	13,081,861	15,885,509	18,689,158
	20%	-8,586,254	-6,094,361	-3,602,467	-1,110,574	1,381,320	3,873,213	6,365,107	8,857,000	11,348,894
	22%	-12,549,217	-10,309,686	-8,070,156	-5,830,625	-3,591,094	-1,351,563	887,968	3,127,499	5,367,029
	24%	-15,840,588	-13,808,713	-11,776,839	-9,744,965	-7,713,090	-5,681,216	-3,649,341	-1,617,467	414,407
	26%	-18,612,129	-16,753,648	-14,895,168	-13,036,687	-11,178,207	-9,319,726	-7,461,246	-5,602,765	-3,744,285

Costo de Inversión \$		Producción de Energía kWh*año			
		+0%	-5%	+10	-15%
VPN	54,003,928	4,300,000	4,515,000	4,730,000	3,655,000
-0 %	49,891,671	54,003,928	58,305,809	67,339,758	52,433,742
-5%	47,397,088	54,928,325	59,151,696	68,020,776	53,386,795
-10%	44,902,504	58,126,504	62,272,798	70,980,017	56,613,106
-15%	42,407,921	63,011,713	67,082,338	75,630,650	61,525,935

Costo de Inversión \$		Producción de Energía kWh*año			
		+0%	+5%	+10%	-15%
VPN	54,003,928	4,300,000	4,515,000	4,730,000	3,655,000
0 %	49,891,671	54,003,928	58,305,809	67,339,758	52,433,742
-5%	47,397,088	68,020,776	72,898,770	83,142,556	66,240,308
-10%	44,902,504	85,825,825	91,357,086	102,972,733	83,806,915
-15%	42,407,921	107,039,499	113,311,513	126,482,742	104,750,213

**Universidad
Autónoma
Metropolitana**



Casa abierta al tiempo **Azcapotzalco**