



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA
ENERGÍA – PROCESOS Y USO EFICIENTE DE ENERGÍA

**“ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD COMO MEDIO DE OPTIMIZACIÓN EN
SISTEMAS FOTOVOLTAICOS INTERCONECTADOS A LA RED”**

TESIS
QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:
MAESTRO EN INGENIERÍA

PRESENTA:
ROBERTO TESILLO SÁNCHEZ

TUTOR
DR. JOSÉ LUIS FERNÁNDEZ ZAYAS
INSTITUTO DE INGENIERÍA

MÉXICO, D. F. MAYO 2016

JURADO ASIGNADO

Presidente:	Dr. Vicente y Rodríguez William
Secretario:	M. en I. Sánchez Cifuentes Augusto
1er. Vocal:	Dr. Fernández Zayas José Luis
2do. Vocal:	Dra. Escobedo Izquierdo M. Azucena
3er. Vocal:	Dra. Moreno Coronado Tanya

Instituto de Ingeniería, Ciudad Universitaria.

TUTOR DE TESIS

Dr. José Luis Fernández Zayas

FIRMA

AGRADECIMIENTOS

A la **UNAM** y en particular a la **Facultad de Ingeniería** por abrirme sus puertas una vez más para realizar estudios de posgrado.

Al **CONACYT** por el apoyo recibido durante la realización de mis estudios.

Al **Dr. José Luis Fernández Zayas** por su motivación y el apoyo brindado durante el desarrollo de mi tesis.

A la **CONAGUA** por la información meteorológica compartida.

A mis **sinodales** por su revisión y aporte a este trabajo.

Índice general

Índice general.....	iv
Índice de figuras.....	vii
Índice de tablas.....	viii
Nomenclatura.....	ix
Resumen.....	xi
1. Introducción.....	1
1.1. Definición del problema de investigación.....	4
1.2. Hipótesis.....	4
1.3. Objetivos.....	4
1.3.1. Objetivo general.....	4
1.3.2. Objetivos específicos.....	4
1.4. Justificación.....	5
1.5. Alcances.....	5
2. Energía solar.....	6
2.1. Generalidades.....	6
2.1.1. El Sol.....	6
2.1.2. Importancia del sol como fuente de energía.....	7
2.1.3. Tecnologías de aprovechamiento solar.....	8
2.1.3.1. Colectores solares.....	8
2.1.3.2. Paneles fotovoltaicos.....	9
2.1.3.3. Ventajas e inconvenientes de las instalaciones fotovoltaicas.....	10
2.2. Geometría Solar.....	10
2.2.1. Movimiento de rotación y traslación de la Tierra alrededor del Sol.....	10
2.2.2. Tiempo solar verdadero, Tiempo solar medio y Tiempo oficial.....	11
2.2.3. Ángulo de declinación y ángulo horario.....	12
2.2.4. Ángulo de altitud y acimut en un plano horizontal.....	13
2.2.5. Hora de amanecer, atardecer y longitud del día.....	14
2.2.6. Ángulo de incidencia sobre un plano inclinado.....	15
2.3. Radiación solar.....	16
2.3.1. Componentes de la radiación solar.....	16
2.3.2. Calculo de radiación solar.....	16
2.3.2.1. Irradiación global horaria a partir de la diaria.....	17
2.3.2.2. Irradiación directa y difusa horaria a partir de la irradiación global.....	17
2.3.2.3. Componentes de la irradiación sobre un plano inclinado.....	18
2.3.3. Fuentes de información para la irradiación.....	20
2.3.3.1. Mapas de radiación solar.....	20
2.3.3.2. Tablas de radiación solar.....	21
2.3.3.3. Mediciones de estaciones meteorológicas.....	22
2.4. Energía solar en el mundo.....	23
2.5. Estado actual en México.....	24

3.	Introducción a los sistemas fotovoltaicos	26
3.1.	La celda fotovoltaica	26
3.1.1.	Efecto Fotovoltaico	27
3.1.2.	Circuito equivalente	28
3.1.3.	Potencia de la celda.....	30
3.1.4.	Potencia máxima	31
3.1.5.	Efecto de la temperatura	31
3.2.	El Panel fotovoltaico.....	32
3.2.1.	Principales parámetros.....	33
3.2.2.	Potencia entregada por un panel fotovoltaico	33
3.2.3.	Eficiencia en la conversión de energía	34
3.3.	Controlador de carga.....	35
3.3.1.	Control de sobrecarga y sobre descarga	35
3.3.2.	Puntos de regulación de carga	36
3.3.3.	Principales configuraciones en el diseño para controladores de carga	37
3.4.	Batería electroquímica	38
3.4.1.	Principio de funcionamiento	39
3.5.	Inversor	40
3.5.1.	Inversor de onda cuadrada	40
3.5.2.	Control por modulación de ancho de pulso sinusoidal unipolar	41
3.5.3.	Eficiencia de conversión de energía	42
3.6.	Medidor de consumo bidireccional	42
3.7.	Protecciones eléctricas.....	43
3.8.	Estructuras y anclaje del arreglo FV	43
3.9.	Clasificación de los sistemas fotovoltaicos	44
3.9.1.	Sistemas fotovoltaicos aislados.....	44
3.9.2.	Sistemas fotovoltaicos conectados a la red	45
3.10.	Marco legal.....	46
3.10.1.	Contrato de interconexión para fuente de energía renovable o sistema de cogeneración en pequeña escala	48
4.	Metodología de cálculo.....	49
4.1.	Estimación de energía eléctrica generada	49
4.1.1.	Calculo de radiación	50
4.1.2.	Temperatura ambiente	51
4.1.3.	Calculo de potencia eléctrica	53
4.1.4.	Corrección por efecto de la temperatura	53
4.1.5.	Eficiencia de conversión AC/DC	54
4.2.	Tarifas eléctricas.....	55
4.2.1.	Tarifa 1.....	55
4.2.2.	Tarifa DAC para la región centro	56
4.2.3.	Comparativa entre tarifas	57
4.2.4.	Energía eléctrica en el futuro	58

4.3.	Análisis económico.....	60
4.3.1.	Costos de los componentes	60
4.3.2.	Valor Presente Neto	62
4.3.3.	Costo nivelado de producción.....	63
5.	Resultados	65
5.1.	Radiación Solar	65
5.1.1.	Curvas de radiación solar en superficie horizontal	65
5.1.2.	Angulo de inclinación optimo.....	66
5.1.3.	Irradiación diaria, mensual y anual	68
5.2.	Análisis energético de la instalación fotovoltaica	69
5.2.1.	Producción de energía.....	71
5.2.2.	Costo del kilowatt hora fotovoltaico.....	71
5.3.	Análisis de sensibilidad.....	72
5.3.1.	Variación del tamaño del sistema, consumo de 500 kWh mensuales.....	73
5.3.2.	Variación del ángulo de inclinación, consumo de 500 kWh mensuales	73
5.3.3.	Tabla resumen del análisis de sensibilidad para los escenarios propuestos	75
6.	Conclusiones.....	77
	Anexos.....	80
A.	Modelo de contrato de interconexión para fuente de energía renovable o sistema de cogeneración a pequeña escala	80
B.	Comprobación del modelo de temperatura propuesto.....	83
C.	Irradiación solar en superficie inclinada, promedio mensual	85
D.	Valor Presente Neto	86
	Bibliografía	89

Índice de figuras

Figura 1.1 Evolución de la generación de energía eléctrica para el periodo 2000-2040, TWh	1
Figura 1.2 Generación bruta de electricidad y participación por tipo de fuente energética, TWh	2
Figura 1.3 Generación bruta por fuente de energía utilizada, 2002 y 2012, TWh.....	2
Figura 1.4 Balance de Energía del Sistema Eléctrico Nacional, 2002-2012, GWh	3
Figura 2.1 Radio del Sol y distancia a la tierra.....	6
Figura 2.2 Movimiento de traslación de la tierra alrededor de Sol	11
Figura 2.3 Definición de los ángulos de declinación y horario.....	13
Figura 2.4 Definición de los ángulos de altitud y acimut en el plano horizontal	14
Figura 2.5 Relación entre los ángulos solares en una superficie inclinada	15
Figura 2.6 Radiación solar directa sobre un plano horizontal y uno inclinado	19
Figura 2.7 Radiación solar global en la República Mexicana, promedio anual	20
Figura 2.8 Radiación solar global en la República Mexicana, primavera	21
Figura 2.9 Potencia Fotovoltaica acumulada en el mundo hasta 2013 en MW	23
Figura 3.1 Esquema de una celda fotovoltaica	26
Figura 3.2 Juntura n-p en una celda fotovoltaica.....	27
Figura 3.3 Circuito Equivalente de una celda fotovoltaica.....	28
Figura 3.4 Familia de curvas corriente vs voltaje a diferentes niveles de insolación	29
Figura 3.5 Potencia entregada por una celda a diferentes temperaturas de operación.....	31
Figura 3.6 Curva IV y PV para un módulo fotovoltaico comercial a 1000 W/m^2 y $25 \text{ }^\circ\text{C}$	32
Figura 3.7 Puntos de regulación de carga	36
Figura 3.8 Configuración de regulación en derivación.....	37
Figura 3.9 Configuración de regulación en serie.....	38
Figura 3.10 Esquema de un inversor monofásico con topología VSI (Voltaje Source Inverter)	40
Figura 3.11 Evolución temporal de una onda cuadrada empleada para controlar la conmutación de un inversor	41
Figura 3.12 Onda SPWM bipolar	41
Figura 3.13 Configuración típica de un sistema aislado o no conectado a la red	44
Figura 3.14 Configuración típica de un sistema conectado a la red	46
Figura 3.15 Regulación de energías renovables.....	47
Figura 4.1 Curva de temperatura ambiente de los días 24 y 25 de febrero, [$^\circ\text{C}$]	51
Figura 4.2 Curvas de temperatura real y ajustada para el día 24 de febrero de 2015	52
Figura 4.3 Curvas de eficiencia de 2 inversores.	55
Figura 4.4 Importe a pagar por consumo de energía (Tarifa 1), enero de 2015, IVA incluido.	56
Figura 4.5 Importe a pagar por consumo de energía (Tarifa DAC, región central), enero de 2015.	57
Figura 4.6 Importe y precio medio de la energía eléctrica (Tarifa 1 y DAC), enero 2015,	58
Figura 4.7 Precio medio facturado por tarifa 2002-2013, precios en moneda corriente.	58
Figura 4.9 Precio promedio del kWh en el periodo 2002-2040, precios en moneda corriente	59
Figura 4.10 Inversión inicial de un sistema fotovoltaico, precio en pesos.....	60
Figura 4.11 Costo relativo de los componentes de un sistema fotovoltaico.....	61
Figura 4.12 Costo ponderado de los componentes de un sistema FV.....	61

Figura 5.1 Curvas de irradiación promedio [kWh/m ²]	65
Figura 5.2 Curvas de irradiación sobre una superficie con diferentes ángulos de inclinación, [kWh/m ²].....	66
Figura 5.3 Curvas de irradiación normalizadas, para diferentes ángulos de inclinación	67
Figura 5.4 Irradiación diaria para 4 días representativos sobre superficie inclinada ($\beta=19.42^\circ$), [W/m ²].....	68
Figura 5.5 Irradiación promedio mensual para un plano horizontal y uno inclinado ($\beta=19.42^\circ$), [kWh/m ² -año]	69
Figura 5.6 Comparativa en rendimiento de un sistema FV de 250 [W], 21 de Marzo.....	70
Figura B.1 Comprobación del modelo de temperatura para el día 27 de febrero de 2015	83
Figura B.2 Comprobación del modelo de temperatura para el día 16 de marzo de 2015	83
Figura B.3 Comprobación del modelo de temperatura para el día 9 de abril de 2015	84
Figura B.4 Comprobación del modelo de temperatura para el día 8 de junio de 2015.....	84
Figura B.5 Comprobación del modelo de temperatura para el día 12 de julio de 2015.....	85

Índice de tablas

Tabla 2.1 Composición química del sol (porcentaje en peso).....	7
Tabla 2.2 Promedio diario de horas solares pico en la ciudad de México, [kWh/m ²]	22
Tabla 2.3 Centrales solares fotovoltaicas para la generación de electricidad	25
Tabla 4.1 Condiciones de prueba estándar típicos para paneles de 250 [W].....	53
Tabla 4.2 Condiciones de operación nominal típicas para paneles de 250 [W].	54
Tabla 4.3 Coeficientes de temperatura típicos para paneles de 250 [W].....	54
Tabla 4.4 Cargos por energía para la tarifa 1, precios correspondientes a enero de 2015.	55
Tabla 4.5 Importe a pagar por el consumo de energía mensual, precios de enero de 2015.	56
Tabla 5.1 Producción de energía por tamaño de sistema, $\beta = 19.42^\circ$	71
Tabla 5.2 Costo Nivelado de Producción del kWh generado en base al tamaño del sistema FV	72
Tabla 5.3 Análisis de sensibilidad parámetro PSFV , incrementos de 250 [W].....	73
Tabla 5.4 Análisis de sensibilidad parámetro β , incrementos de 5°	74
Tabla 5.5 Análisis de sensibilidad parámetro β , incrementos de 1°.....	74
Tabla 5.6 Análisis de sensibilidad parámetro β , incrementos de 0.1°	75
Tabla 5.7 Resumen del análisis de sensibilidad realizado para los escenarios propuestos.....	76
Tabla C.1 Irradiación solar en superficie para diferentes ángulos de inclinación, promedio mensual [kWh/m ² -dia].....	85
Tabla D.1 Análisis de sensibilidad parámetro PSFV , $\beta = 0^\circ$	86
Tabla D.2 Análisis de sensibilidad parámetro PSFV , $\beta = 19.3^\circ$	86
Tabla D.3 Análisis de sensibilidad parámetro PSFV , $\beta = 30^\circ$	87
Tabla D.4 Análisis de sensibilidad parámetro PSFV , $\beta = 19.3^\circ$, $VU = 20$ años	87
Tabla D.5 Análisis de sensibilidad parámetro PSFV , $\beta = 19.3^\circ$, $gT1 = 0.1\%$ y $gDAC = 0.1\%$	88
Tabla D.6 Análisis de sensibilidad parámetro PSFV , $\beta = 19.3^\circ$, $TMAR = 15\%$	88

Nomenclatura

Símbolos

Γ	radianes	Ángulo diario
δ	grados	Ángulo de declinación solar
α	grados	Ángulo de altitud solar
ω	grados	Ángulo horario
ω_{SR}	grados	Ángulo horario del amanecer
ω_{SS}	grados	Ángulo horario del atardecer
ϕ	grados	Latitud del sitio
Z	grados	Ángulo de acimut
θ	grados	Ángulo de incidencia
γ	grados	Ángulo de acimut (formado por la proyección entre la normal a la superficie y el sur)
β	grados	Ángulo de inclinación
θ_Z	grados	Ángulo de cenit
ρ_g		Índice de reflexión del suelo
η_{PFV}		Eficiencia del panel fotovoltaico
η_{Inv}		Eficiencia del inversor

Abreviaturas

E_0		Factor de corrección por excentricidad
EdT	minutos	Ecuación del Tiempo
n		Día juliano
L_{obs}	grados	Longitud del observador (sitio de emplazamiento)
L_{of}	grados	Longitud oficial (que da origen al uso horario)
H	h	Duración del día
G_{SC}	W/m^2	Constante solar
H_g	Wh/m^2	Irradiación total diaria
I_g	Wh/m^2	Irradiación global sobre superficie horizontal
I_b	Wh/m^2	Irradiación directa sobre superficie horizontal
I_d	Wh/m^2	Irradiación difusa sobre superficie horizontal
I_0	Wh/m^2	Irradiación extraterrestre sobre superficie horizontal
I_t	Wh/m^2	Irradiación global sobre superficie inclinada
I_{bt}	Wh/m^2	Irradiación directa sobre superficie inclinada
I_{dt}	Wh/m^2	Irradiación difusa sobre superficie inclinada
I_{gt}	Wh/m^2	Irradiación de reflexión sobre superficie inclinada
I_{0t}	Wh/m^2	Irradiación extraterrestre sobre superficie inclinada
R_b		Factor de Proyección
A		Índice anisotrópico
f		Factor de nubosidad

Abreviaturas

I_C	A	Corriente de la celda
I_L	A	Fotocorriente generada
I_D	A	Corriente de saturación inversa
I_{SH}	A	Corriente de pérdidas a tierra
I_{SC}	A	Corriente de cortocircuito
I_{SCT}	A	Corriente en condiciones estándar de prueba
I_{MP}	A	Corriente de máxima potencia
R_S	Ω	Resistencia interna de las celdas
R_{SH}	Ω	Resistencia de pérdidas a tierra
V_C	V	Voltaje de la celda
V_{OC}	V	Voltaje de circuito abierto
V_{mp}	V	Voltaje de máxima potencia
P_C	W	Potencia de la celda
P_{PFV}	W	Potencia del panel fotovoltaico
P_{SFV}	W	Potencia del sistema fotovoltaico
P_m	W	Potencia máxima
q	Coulomb	Carga del electrón
k	J/°K	Constante de Boltzmann
T_{amb}	°C	Temperatura ambiente
T_C	°C	Temperatura de la celda
C_T	%/°C	Coefficiente de temperatura
A_C	m ²	Superficie del panel fotovoltaico
P_0		Potencia normalizada
FR		Factor de relleno
VPN	pesos	Valor Presente Neto
VP	pesos	Valor Presente
VF	pesos	Valor Futuro
FNE	pesos	Flujo Neto de Efectivo
CNP	pesos	Costo Nivelado de Produccion
II	pesos	Inversión Inicial
OM	pesos	Costos de Operación y Mantenimiento
CR	pesos	Costos de Reemplazo mayor
VR	pesos	Valor de Rescate
VU	años	Vida Útil
EAU	kWh	Producción de Energía Anual
$TMAR$	%	Tasa Mínima Atractiva de Rendimiento
i	%	Tasa de referencia
g	%	Tasa de crecimiento nominal de los costos

Resumen

El presente estudio presenta una propuesta para el aprovechamiento de la energía solar en el suministro de energía eléctrica del sector residencial del valle de México, por medio del empleo de sistemas fotovoltaicos interconectados a la red, que permitan reducir los costos asociados al consumo de electricidad. El trabajo se dividió en dos partes: primero, un estudio energético que permitió estimar la cantidad de energía producida por estos sistemas de forma anual y segundo, un análisis de sensibilidad para seleccionar los mejores parámetros de operación de acuerdo al nivel de consumo de energía.

El estudio energético incluye un análisis de radiación solar en el valle de México. Se emplearon datos medidos por estaciones meteorológicas en el Distrito Federal y Estado de México para todo el año 2014; con estos datos y por medio de modelos existentes en la literatura se determinaron condiciones de radiación promedio cada 10 minutos para todo un año. Los resultados son congruentes con datos reportados por varios autores.

Adicionalmente para la simulación energética, se propuso un modelo matemático para la temperatura ambiente y con las características eléctricas y térmicas de paneles e inversores comerciales se estimó la energía generada de forma anual como función de la potencia del sistema fotovoltaico y la orientación de los paneles.

Para el análisis de sensibilidad se propuso un conjunto de escenarios en el sector residencial con consumos entre 50 y 500 kWh, y se empleó el valor presente neto como método de selección para determinar la mejor configuración en cada caso. Este método incluye costos de inversión, mantenimiento y reemplazos durante toda la vida útil, y con el ahorro generado por la reducción en consumo de energía de la red, se estima el beneficio de instalar uno de estos sistemas.

Se encontró que el valor presente neto es altamente dependiente del costo de la energía pagada por el usuario, de forma que es más rentable instalar uno de estos sistemas cuando se paga un mayor costo por unidad de energía. Para las tarifas analizadas, los mayores beneficios se presentan en usuarios de tarifa DAC, donde los ahorros estimados son del orden de 6,370 y 11,663 pesos anuales para consumos entre 250 y 500 kWh mensuales respectivamente. Para tarifa 1 los resultados son diversos, existiendo un cambio de tendencia entre 150 y 175 kWh.

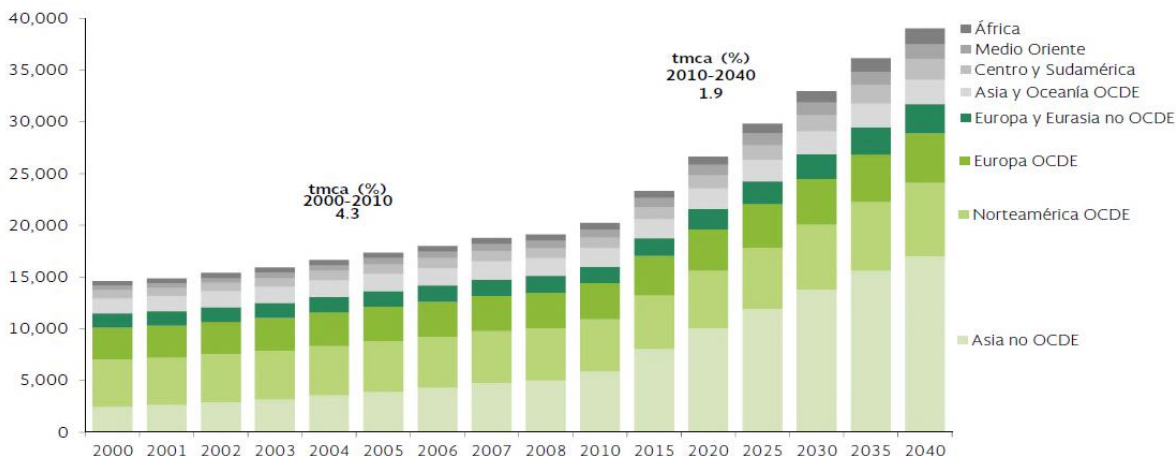
Implementar algunas de las propuestas presentadas, puede ayudar a reducir las emisiones de CO₂ dentro del suministro de energía eléctrica, al sustituir fuentes de energía contaminantes por otras con menor impacto ambiental, como es la fotovoltaica, brindando además del beneficio ambiental, un estímulo económico que se ve reflejado en la disminución del costo de la factura eléctrica.

1. Introducción

Hoy en día la dependencia energética de la sociedad moderna a la energía eléctrica es tan grande que se considera como una necesidad básica. Ligado estrechamente al crecimiento de la población y al desempeño de la economía de los países, la demanda de energía eléctrica aumenta año con año, por ejemplo en la primera década del siglo XXI la generación de energía eléctrica a nivel mundial tuvo una tasa media de crecimiento anual (tmca) de 4.3% alcanzando para 2010 los 22,249 Tera watts-hora (TWh) anuales. Si bien se espera que esta tendencia sea menor en los próximos años, de acuerdo con proyecciones del Departamento de Energía de los Estados Unidos para el periodo comprendido entre los años 2010-2040, la generación mundial de energía casi se duplicara llegando a 39,036 TWh a una tasa de 1.9% anual¹.

Así mismo, la Agencia Internacional de Energía (AIE) estima que el consumo de electricidad aumentara principalmente entre países no miembros de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE) y de mantenerse la tendencia actual, serán los países asiáticos quienes tengan el mayor crecimiento.

Figura 1.1 Evolución de la generación de energía eléctrica para el periodo 2000-2040, TWh



Fuente: CFE, Prospectiva del Sector Eléctrico 2013-2027

Históricamente la generación de electricidad ha dependido de combustibles fósiles como el carbón y los derivados del petróleo, lo que ha ocasionado que anualmente se emitan más de 10,000 megatoneladas de bióxido de carbono (CO₂) solo por concepto de generación de electricidad². El CO₂ forma parte de los llamados gases de efecto invernadero (GEI), que a su vez son precursores del cambio climático global que ahora vivimos. La clave para reducir las emisiones de CO₂ está en diversificar las fuentes de energía para la generación de energía eléctrica, sustituyendo las más contaminantes por otras con menor impacto ambiental.

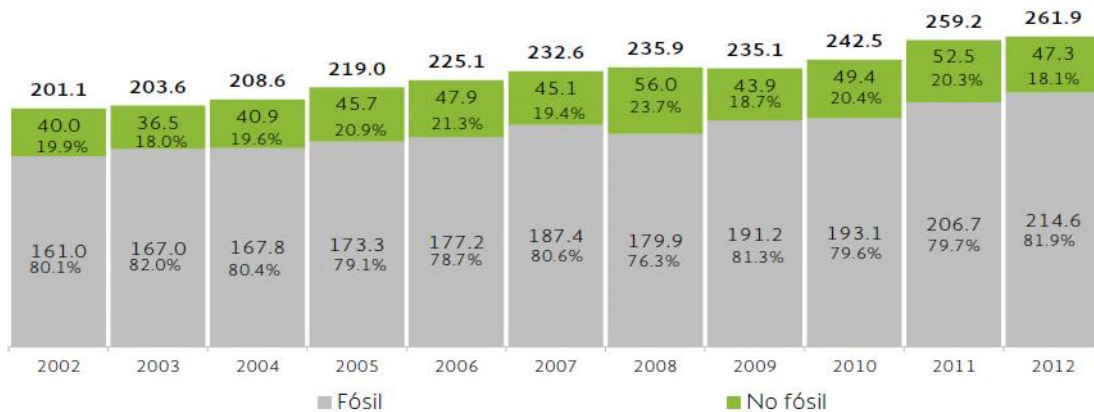
¹ CFE, Prospectiva del Sector Eléctrico 2013-2027, Capítulo 1.5.

² La cantidad de emisiones varía según la fuente consultada, la cifra presentada corresponde con información de la página web: carma.org

A nivel mundial la situación ha cambiado en los últimos cuarenta años, sin embargo, el carbón sigue siendo el combustible más usado; la generación por medio de energía nuclear tuvo su auge durante los años 70's y 80's; en tanto que el gas natural creció entre los años 90's y 2000. En contraste el uso de petrolíferos ha declinado desde la década de los 70's debido a la menor disponibilidad y al incremento de su precio.

En el caso particular de México los combustibles fósiles representan el 81.9% de la fuente primaria de generación, la hidráulica el 12%, la nuclear 3.35% y el resto 2.75% por otras fuentes como la geotérmica, la eólica y la solar fotovoltaica.

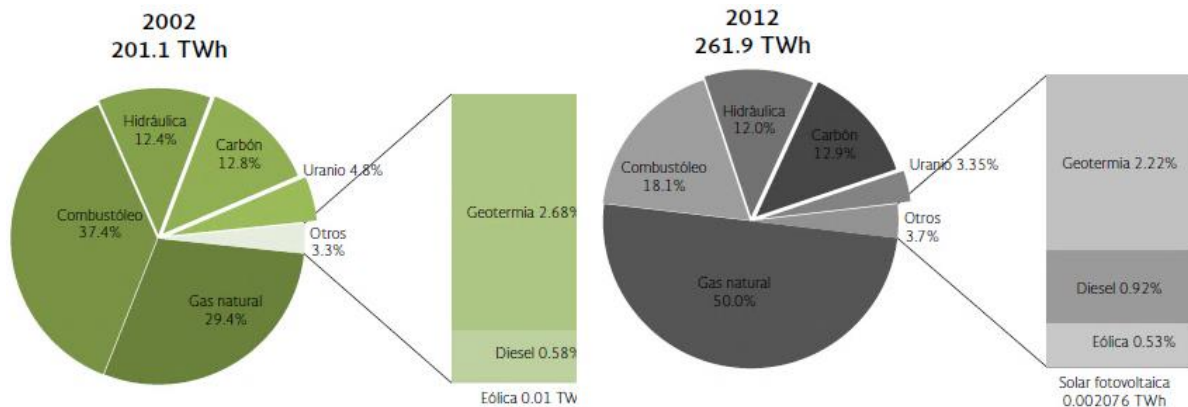
Figura 1.2 Generación bruta de electricidad y participación por tipo de fuente energética, TWh



Fuente: CFE, Prospectiva del Sector Eléctrico 2013-2027

En los últimos años el empleo de gas natural para la generación de electricidad ha sido una de las opciones más atractivas por su menor precio respecto al resto de energéticos, pasando del 29.3% en el año 2002 a una participación del 50% en el año 2012, de esta manera se posiciono como la fuente primaria de mayor participación en la generación de electricidad en el país. Sin embargo, no se puede depender tanto de una sola fuente energética, ya que esto nos hace vulnerables ante variaciones en su disponibilidad y precio.

Figura 1.3 Generación bruta por fuente de energía utilizada, 2002 y 2012, TWh



Fuente: CFE, Prospectiva del Sector Eléctrico 2013-2027

Si bien en el panorama actual siguen predominando los combustibles fósiles como fuente primaria en la generación de electricidad, actualmente existen otras fuentes de energía renovables que están siendo estudiadas para ampliar la diversidad energética. La generación de electricidad a partir de nuevas fuentes como la solar fotovoltaica y la eólica han tenido un rápido crecimiento, que pueden ayudar a aumentar la capacidad de generación.

En el caso de las centrales Eolo eléctricas su participación en la generación de energía eléctrica se ha incrementado año con año, manteniendo una tasa de crecimiento media anual de 69.8% para el periodo 2002-2012. Por lo tanto está comprobado que las energías renovables con los incentivos adecuados puede competir contra las fuentes de energía convencionales.

Figura 1.4 Balance de Energía del Sistema Eléctrico Nacional, 2002-2012, GWh

Concepto	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	tmca (%)
Generación total	203,767	210,154	217,793	228,270	235,471	243,522	247,369	246,838	256,402	272,901	278,086	3.2
Servicio Público Nacional	201,059	203,555	208,634	218,971	225,079	232,552	235,871	235,107	242,538	259,155	261,895	2.7
Termoeléctrica convencional	79,300	73,743	66,334	65,077	51,931	49,482	43,325	43,112	40,570	47,869	53,918	-3.8
Dual	13,879	13,859	7,915	14,275	13,875	13,375	6,883	12,299	10,649	11,547	11,214	-2.1
Ciclo combinado	44,765	55,047	72,267	73,381	91,064	102,674	107,830	113,900	115,865	119,978	119,300	10.3
Turbogás ¹	6,394	6,933	2,772	1,358	1,523	2,666	2,802	3,735	3,396	4,126	6,266	-0.2
Combustión interna ¹	555	751	610	780	854	1,139	1,234	1,241	1,242	1,131	1,150	7.6
Hidroeléctrica	24,862	19,753	25,076	27,611	30,305	27,042	38,892	26,445	36,738	35,796	31,317	2.3
Carboeléctrica	16,152	16,681	17,883	18,380	17,931	18,101	17,789	16,886	21,414	22,008	22,744	3.5
Nucleoeléctrica	9,747	10,502	9,194	10,805	10,866	10,421	9,804	10,501	5,879	10,089	8,770	-1.1
Geotermoeléctrica	5,398	6,282	6,577	7,299	6,685	7,404	7,056	6,740	6,618	6,507	5,817	0.7
Eoloeléctrica	7	5	6	5	45	248	255	249	166	106	1,398	69.8
Solar fotovoltaica	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	n.a.
Importación	531	71	47	87	523	277	351	346	397	596	2166	15.1
Servicio por particulares	2,176	6,528	9,112	9,212	9,869	10,693	11,147	11,386	13,467	13,150	14,025	20.5

Fuente: CFE

Para abastecer el constante incremento de la demanda de Energía Eléctrica, para los próximos 15 años será preciso construir unos 47 GW de capacidad para avanzar al mismo ritmo que lo hace la demanda, remplazando al mismo tiempo las centrales termoeléctricas convencionales y centrales turbogás con ciclos de operación de 30 y 25 años³ [10].

En el presente trabajo se pretende abordar este problema de una forma diferente, aprovechando la necesidad de una amplio grupo de usuarios del sector doméstico, por reducir los costos asociados al consumo de energía eléctrica: promoviendo la instalación de paneles fotovoltaicos interconectados a la red eléctrica, con tecnología disponible para todos los consumidores, generando la electricidad en el mismo lugar donde se consume, aprovechando un recurso solar gratuito y con un impacto ambiental menor respecto a los métodos tradicionales.

Sin duda el principal impulsor del crecimiento de las energías renovables ha sido la disminución de costos de las tecnologías asociadas, aunado al incremento constante de los precios de los combustibles fósiles. Además de la creciente preocupación mundial por el efecto que generan en el cambio climático, ya que se prevé que las emisiones de bióxido de carbono (CO₂) tendrán un alto costo a futuro, tanto ambiental como económico.

³ CFE, "Prospectivas del sector eléctrico nacional 2013-2027", cap. 5.6.4

1.1. Definición del problema de investigación

Actualmente cerca de 420,000 usuarios del sector doméstico se encuentran pagando una de las tarifas eléctricas más caras del país, con un precio medio facturado de 3.63 pesos por kilowatt-hora sin IVA ⁴. Estos usuarios son clasificados por CFE dentro de la tarifa Doméstica de Alto Consumo (DAC) por haber rebasado el límite de consumo preestablecido en las tarifas regulares (subsidiadas). Esta situación afecta la economía de las familias, debido a que deben pagar un mayor precio por unidad de energía consumida.

Se cree que los usuarios de la tarifa DAC son candidatos a instalar un sistema fotovoltaico con interconexión a la red, que les permita reducir su consumo de energía eléctrica por parte de CFE, generando energía eléctrica en el mismo lugar donde se requiere, aprovechando un recurso local, disponible para todos los usuarios y con un impacto ambiental menor.

La selección de los parámetros de operación y la determinación del tamaño adecuado del sistema puede ayudar a disminuir el costo de la factura eléctrica y a maximizar la rentabilidad económica. De comprobarse esta situación, los usuarios DAC podrían convertirse en el motor de la industria fotovoltaica en México.

1.2. Hipótesis

Es posible reducir los costos asociados al consumo de energía eléctrica (factura eléctrica) en usuarios del sector doméstico, por medio de la instalación de un sistema fotovoltaico interconectado a la red que generen parte o la totalidad de la energía requerida por el usuario, seleccionando el tamaño adecuado de la instalación de acuerdo al nivel de consumo.

1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivo general

Analizar diferentes configuraciones de instalación solar fotovoltaica en casas habitación y determinar en qué casos es viable o no la implementación de este tipo de sistemas.

1.3.2. Objetivos específicos

- Modelar el comportamiento de los sistemas fotovoltaicos en función del ángulo de inclinación de los paneles y determinar el valor óptimo que maximice la generación de energía eléctrica de forma anual.
- Seleccionar el tamaño adecuado de la instalación que incremente la rentabilidad económica (Valor Presente Neto).
- Evaluar el impacto de las pérdidas en rendimiento por las características eléctricas y térmicas de los elementos involucrados en la instalación.
- Determinar el costo medio de la energía generada en base al tamaño del sistema.

⁴ Fuentes: Sistema de Información Energética, Balance Nacional de Energía 2013.

1.4. Justificación

México posee una posición privilegiada en lo que respecta al potencial energético solar a nivel global, por lo cual la generación de electricidad por este medio representa una alternativa a los medios de generación tradicionales. Con rápidas reducciones en el costo de la tecnología asociada y un continuo apoyo gubernamental, la energía solar fotovoltaica se puede convertir en un elemento crítico para reducir las emisiones de CO₂ dentro del suministro de energía eléctrica.

La investigación en torno al aprovechamiento de las energías renovables, es cada vez más requerida tanto por la industria privada como por el sector público, debido a la menor disponibilidad de fuentes de energía fósil y al aumento constante de sus precios.

Gracias a la “Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética” es posible para un usuario doméstico generar e intercambiar energía con la red de la compañía suministradora (CFE), por lo cual podemos hacer uso de un sistema amigable con el medio ambiente sin perder el respaldo de la red convencional.

El presente trabajo también tiene la finalidad de promover y facilitar la información al público en general, convirtiéndose en una herramienta de consulta que brinde los criterios necesarios para decidir utilizar sistemas fotovoltaicos en las viviendas. De igual forma se pretende vencer algunas de las barreras más comunes para la implementación de estos sistemas, como son: el desconocimiento de la tecnología y su forma de operación; la creencia de que su elevado costo no podrá amortizarse; que son ineficientes y que no se cuenta con ningún apoyo de tipo gubernamental.

1.5. Alcances

Se realizan análisis para consumos mensuales de energía entre 50 y 500 kWh con incrementos de 25 kWh, los diferentes tamaños de instalación fotovoltaica se proponen en múltiplos de 250 W hasta llegar a 3 kW como máximo.

Para el análisis económico solo se tomarán en cuenta las tarifas del sector doméstico de la región centro del país:

1. Tarifa 1.
2. Tarifa Doméstica de Alto Consumo DAC.

Se descartan las demás tarifas, ya que el interés del autor corresponde a la zona del valle de México.

2. Energía solar

En este capítulo se desarrolla la teoría necesaria para cuantificar la energía solar disponible para ser aprovechada en un determinado lugar de la tierra, a fin de garantizar que la instalación de un sistema solar sea técnica y económicamente viable.

En la primera parte se citan conceptos básicos de conocimiento general, a fin de sentar un punto de partida del tipo de energía que se pretende aprovechar. Se explica brevemente el origen de la energía solar, la importancia que tiene en nuestras vidas, los diversos métodos de aprovechamiento que existen en la actualidad, así como las ventajas e inconvenientes de su empleo. Segundo, se explican las relaciones geométricas entre el sol y la tierra, que permiten determinar su posición relativa en cualquier momento. Tercero, se define el concepto de radiación solar y sus componentes.

Como punto principal de este capítulo, se detalla el procedimiento para calcular la irradiación solar horaria, tanto en un plano horizontal como en uno inclinado, a partir del conocimiento de la irradiación diaria; citando trabajos previos y modelos existentes. Finalmente se presenta un resumen de la evolución y el estado actual de la energía fotovoltaica en el mundo y en particular para México, exponiendo algunos casos de éxito.

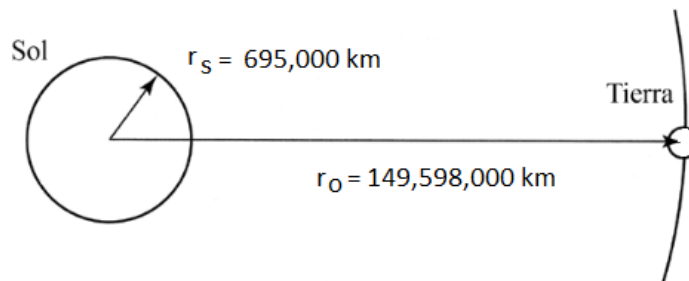
2.1. Generalidades

2.1.1. El Sol

El Sol es la estrella más cercana a la Tierra y el elemento con mayor tamaño del sistema solar, se formó aproximadamente hace 4,650 millones de años y tendrá su fin dentro de 5,000 millones de años. Al igual que otras estrellas, el Sol es el único cuerpo del sistema solar que emite luz propia, además es nuestra principal fuente de energía, que se manifiesta en forma de luz y calor.

Entre sus principales características se encuentra que: el Sol cuenta con un radio en el ecuador de 695,000 km y una masa de 1.989×10^{30} kg (equivalente a 109 veces el radio y 332,830 veces la masa de la tierra). La temperatura en su superficie es de aproximadamente 6,000 °C, mientras que en el núcleo alcanza los 15, 000,000 °C. La gravedad superficial es de 274 m/s^2 (27.9 g). Debido a que el sol no gira sobre su propio eje como un cuerpo sólido, su periodo de rotación en la superficie tarda desde los 25 días en el ecuador hasta los 36 días en la zona de los polos [12].

Figura 2.1 Radio del Sol y distancia a la tierra



El Sol contiene más del 99% de toda la materia del Sistema Solar y ejerce una fuerte atracción gravitatoria sobre los planetas que los hace girar a su alrededor. Aproximadamente el 73% de la masa del sol es hidrogeno, 25% es helio y el resto está compuesto por una mezcla de elementos más pesados.

Tabla 2.1 Composición química del sol (porcentaje en peso)

Componentes químicos	Símbolo	%
Hidrógeno	H	73.46
Helio	He	24.85
Oxígeno	O	0.77
Carbono	C	0.29
Hierro	Fe	0.16
Neón	Ne	0.12
Nitrógeno	N	0.09
Silicio	Si	0.07
Magnesio	Mg	0.05
Azufre	S	0.10

Fuente: Stanford Solar Center [13]

La energía liberada por el Sol se crea en su interior, donde las altas temperaturas y presiones provocan reacciones nucleares. En este proceso se liberan protones (núcleos de hidrógeno), que se unen en grupos de cuatro para formar partículas Alfa (núcleos de helio), con menos masa que los cuatro protones iniciales. La diferencia de masa es expulsada hacia la superficie en forma de energía, según la equivalencia propuesta por Einstein ($E = mc^2$). Cada segundo se transforman 700 millones de toneladas de hidrógeno y 4 millones de toneladas de materia en energía, razón por la cual el Sol cada vez se vuelve más liviano.

Se cree que el sol continuara en la etapa actual de calentamiento gradual quemando hidrogeno de manera estable por otros 5,000 millones de años. Después de agotar todo el hidrogeno en la región central, el Sol comenzará a hacerse más y más grande, hasta convertirse en una gigante roja. Finalmente, se hundirá por su propio peso y se convertirá en una enana blanca, que puede tardar un billón de años en enfriarse⁵.

2.1.2. Importancia del sol como fuente de energía

El sol tiene gran importancia como fuente de vida y energía para la tierra, resulta que la mayor parte de la energía de que disponemos procede del Sol, las plantas la absorben directamente realizando la fotosíntesis, los herbívoros absorben de forma indirecta una pequeña cantidad de esta energía comiendo a las plantas, y los carnívoros absorben indirectamente una cantidad más pequeña comiendo a los herbívoros.

Incluso la mayoría de las fuentes de energía usadas hoy en día por el hombre tuvieron su origen por la acción del Sol. Los combustibles fósiles preservan la energía solar capturada hace millones de años mediante fotosíntesis, la energía hidroeléctrica usa la energía potencial de agua que se

⁵ Portal Astronomía Educativa, disponible en: <http://www.astromia.com/solar/sol.htm>

condensó en altura después de haberse evaporado por el calor del Sol, la energía eólica que debe el movimiento de grandes masas de aire en la atmósfera a las diferencias de presión por insolación en las distintas regiones de la tierra, entre otras.

A partir del incremento del precio de los combustibles fósiles en los últimos años y al desarrollo de una mayor conciencia medioambiental, la energía solar se plantea ahora como medio de energía alternativo, limpio y barato. Cuenta con la ventaja de ser una fuente de energía gratis e inagotable (en una escala de tiempo humana) y al no emitir subproductos de desecho en la conversión de energía, se evita la emisión de gases de efecto invernadero. Además puede contribuir en países importadores de energía a evitar la dependencia energética del exterior al diversificar la oferta aprovechando un medio local.

2.1.3. Tecnologías de aprovechamiento solar

Como se ha mencionado, la energía solar es la fuente de energía más vieja utilizada por el ser humano. Desde tiempos antiguos ha sido aprovechada mediante diferentes tecnologías que han ido evolucionando con el tiempo desde su concepción. Las tecnologías de aprovechamiento solar se pueden clasificar en pasivas y activas según como capturan, transforman y distribuyen la energía.

Entre las pasivas encontramos diversas técnicas empleadas en la arquitectura y diseño bioclimático donde la energía solar es aprovechada por medio de los propios elementos constructivos; que absorben la energía de día y la redistribuyen en donde se necesite; sin el uso de un captador externo adicional y sin aporte extra de energía, si acaso para su regulación. Algunos ejemplos de aplicación incluyen: la orientación de edificios para el calentamiento de espacios, la selección de materiales térmicos adecuados, chimeneas solares para el acondicionamiento de espacios beneficiados por la ventilación natural, cocinas solares, por mencionar algunas.

Las tecnologías activas hacen uso de colectores solares y paneles fotovoltaicos para recolectar y transformar la energía.

2.1.3.1. Colectores solares

Un colector solar utiliza la energía proveniente del sol para calentar un fluido de trabajo (generalmente agua) a una determinada temperatura. Dependiendo de la temperatura que alcance el fluido de trabajo estaremos hablando de colectores de baja, media y alta temperatura.

Colectores de baja temperatura. Suministran calor útil a temperaturas inferiores a 100 °C mediante el uso de absorbedores metálicos o no metálicos. Las aplicaciones más comunes utilizan estos sistemas para calentamiento doméstico de agua de baño, calentamiento de piscinas y en general procesos industriales que no requieran una elevada temperatura como la pasteurización, el lavado textil y la desinfección de envases.

Colectores de media temperatura. Son dispositivos de diseño más complejo que entrega calor útil a una mayor temperatura, entre 100 y 300 °C. Emplean colectores concentradores estacionarios y de canal parabólico donde las superficies cóncavas enfocan la energía en pequeñas superficies

receptoras. Tienen el inconveniente de trabajar solamente con la componente directa de la radiación solar, por lo que su utilización queda restringida a zonas de alta insolación.

Colectores de alta temperatura. Se pueden distinguir 3 tipos: colectores de plato parabólico, de canal parabólico mejorado y sistemas de torre central. Operan a temperaturas superiores a los 500 °C, se usan para generar electricidad y transmitirla por la red eléctrica. Se instalan en lugares donde las posibilidades de días nublados son nulos o escasos, cuentan además con un sistema acumulador de energía para producir electricidad en las horas del día sin luz solar (noche).

2.1.3.2. Paneles fotovoltaicos

Los paneles fotovoltaicos consisten en un conjunto de celdas fotovoltaicas encapsuladas entre una capa frontal de vidrio y una capa trasera de polímero termoplástico, luego todo es enmarcado en una estructura de aluminio con el objetivo de dar rigidez al conjunto y facilitar el anclaje a estructuras de soporte. Actualmente para la fabricación de las celdas el material más utilizado es silicio y se pueden clasificar en 3 tipos dependiendo de su estructura interna.

Celdas de Silicio Mono-cristalino. Están constituidas por único cristal de silicio, los paneles comerciales tienen un rendimiento energético entre 15 y 18%. La eficiencia de estas celdas ha llegado hasta 23% en pruebas de laboratorio⁶.

Celdas de Silicio Poli-cristalino. Tienen un rendimiento entre 12 y 14% (20% en laboratorio) y están constituidas por un conjunto de cristales de silicio, lo cual explica su menor eficiencia.

Celdas de silicio amorfo. Son menos eficientes que las celdas de silicio cristalino, con un rendimiento menor al 10% (16% en laboratorio), pero también su precio es menor.

Existen otros materiales para la fabricación de celdas fotovoltaicas como el Arseniuro de galio, di seleniuro de indio y cobre, y telurio de cadmio. Sin embargo el material más utilizado es el silicio mono-cristalino ya que presenta prestaciones y duración en el tiempo superiores a cualquier otro material utilizado para el mismo fin.

Anteriormente se pensaba que a pesar de su gran abundancia, el uso directo de energía solar para la obtención de energía eléctrica solo se podía utilizar en un contado número de aplicaciones, para abastecer aparatos autónomos, refugios, viviendas aisladas de la red, etc.; debido a limitaciones técnicas y económicas.

Actualmente gracias a los avances tecnológicos y al mejoramiento de los mecanismos de producción, el costo de la energía solar fotovoltaica ha reducido sus precios considerablemente y de forma constante, así mismo han incrementado su eficiencia, lo que da por resultado que lleguen a ser competitivos contra las fuentes de energía convencionales, alcanzando la paridad de red [15]. Es precisamente por estos cambios, que el presente trabajo enfoca su objeto de estudio, al uso y generalización de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red.

⁶ Rendimiento logrado por el fabricante de paneles solares Sunpower en el módulo comercial E20 [14].

2.1.3.3. Ventajas e inconvenientes de las instalaciones fotovoltaicas

Dependiendo del tamaño de las instalaciones fotovoltaicas, estas tienen ciertas características en común que habrá de evaluar en su conjunto antes de implementar uno de estos sistemas.

Ventajas

- Se utiliza una fuente de energía renovable, evitando el agotamiento de recursos finitos.
- México dispone de abundante radiación solar durante todo el año.
- Durante su operación hay nula emisión de gases de efecto invernadero.
- La tecnología fotovoltaica permite soluciones modulares.
- Los costos de operación son muy bajos.
- El mantenimiento es sencillo y de bajo costo.
- La instalación dependiendo del tamaño es rápida.
- Se puede integrar en las estructuras de construcciones nuevas o existentes.
- Los sistemas fotovoltaicos tienen una vida útil entre 20 y 25 años.
- El costo disminuye a medida que la tecnología va avanzando.
- Los paneles fotovoltaicos operan de forma silenciosa.

Inconvenientes

- La inversión inicial es alta con respecto a tecnologías de generación convencionales.
- La disponibilidad de energía es variable a lo largo del año y depende del clima.
- Para instalaciones de gran tamaño, se requieren de grandes extensiones de terreno.

2.2. Geometría Solar

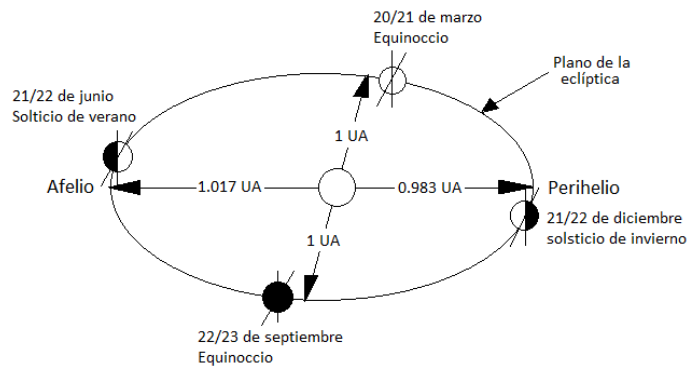
El conocimiento de los factores geométricos que afectan la cantidad de energía que se recibe en una superficie a lo largo del día y del año, nos permitirá cuantificar de forma más exacta, en el desarrollo de los siguientes apartados, el recurso solar disponible para ser aprovechado, se trata fundamentalmente de las distintas posiciones entre el sol y la tierra, y que están determinadas por diversos ángulos que sirven para conocer en cada momento la posición relativa del sol respecto a un punto en la tierra.

2.2.1. Movimiento de rotación y traslación de la Tierra alrededor del Sol

Como es sabido, el movimiento terrestre se compone de dos movimientos (rotación y traslación). La rotación de la Tierra alrededor de su eje causa los cambios en la distribución de energía solar a lo largo del día, y la posición de este eje respecto al Sol causa los cambios estacionales.

El movimiento descrito por la Tierra alrededor del Sol corresponde a una elipse de baja excentricidad en la que el Sol ocupa uno de los focos. Este movimiento se encuentra en el llamado plano de la eclíptica.

Figura 2.2 Movimiento de traslación de la tierra alrededor de Sol



Fuente: Elaboración propia

Debido a la excentricidad de la elipse, la distancia entre Sol y la Tierra durante el movimiento de traslación es variable. Una ecuación simple para describir esta distancia es la siguiente:

$$r = r_0 \left\{ 1 + 0.017 \sin \left[\frac{2\pi(n - 93)}{365} \right] \right\} \quad \text{Ecuación 1}$$

Donde r_0 es la distancia promedio en un ciclo de giro y tiene el valor de una Unidad Astronómica, $r_0 = 1,496 \times 10^8 \text{ km} = 1\text{UA}$, n corresponde al número de día del año ($n = 1$ para el 1 de enero).

La corrección empleada debida a la excentricidad de la elipse se calcula como:

$$E_0 = \left(\frac{r_0}{r} \right)^2 = 1 + 0.033 \cos \left(\frac{2\pi n}{365} \right) \quad \text{Ecuación 2}$$

En el movimiento de giro, la Tierra rota sobre si misma alrededor de su eje polar perpendicular al plano ecuatorial terrestre. Entre el eje polar y el plano de la eclíptica hay un ángulo constante de $23,45^\circ$. Sin embargo, el ángulo entre el plano ecuatorial y la línea que une Tierra y Sol es variable a lo largo del año. Este ángulo variable es la causa de las estaciones, de que el Sol aparezca más alto en los mediodías veraniegos y los días invernales sean más cortos que los de verano [2]. Este ángulo variable junto con la rotación de la Tierra, son los responsables de los cambios en la distribución de la radiación.

2.2.2. Tiempo solar verdadero, Tiempo solar medio y Tiempo oficial

Los sistemas más antiguos para medir el tiempo se basan en la observación del movimiento solar. Cuando este sistema es referido al momento en que el sol alcanza su máxima altura, es decir cuando pasa por el meridiano del lugar, se le conoce como Tiempo Solar Verdadero (TSV). Sin embargo esta forma de medir el tiempo no es práctica ya que el tiempo transcurrido entre 2 ciclos solares (1 día solar) no necesariamente corresponde con 24 horas. Dicho en otras palabras, la duración del día solar verdadero no es constante y varía con el día del año. Este efecto de variación es debido a la excentricidad de la órbita terrestre así como a la variación de velocidad conforme se describe dicha órbita (segunda Ley de Kepler).

Es evidente la necesidad de poder conocer el TSV a partir del Tiempo Oficial (TO), que leemos comúnmente en cualquier reloj. Para enfrentar la dificultad que supone la variación en la duración de los días, se define el Tiempo Solar Medio (TSM). El Tiempo Solar Medio utiliza el sol medio correspondiente a la visión del Sol que tendríamos si la Tierra siguiera en su movimiento de traslación una circunferencia con un movimiento circular uniforme, de esta manera la duración del día solar medio tiene una duración uniforme e igual a 24 horas.

Es notable que al ponderar la duración del día solar en intervalos iguales, exista un desfase entre instantes verdaderos y medios. La **Ecuación del Tiempo de Spencer** mide este desfase:

$$EdT = 229.18(0.000075 + 0.001868 \cos \Gamma - 0.032077 \sin \Gamma - 0.014615 \cos 2\Gamma - 0.04089 \sin 2\Gamma) \quad \text{Ecuación 3}$$

El desfase está dado en minutos. A Γ se le conoce como ángulo diario y se calcula con la siguiente expresión:

$$\Gamma = \frac{2\pi (n - 1)}{365} \quad \text{Ecuación 4}$$

El desfase máximo de la ecuación de tiempo es de unos 16 minutos y ocurre entre los meses de octubre y noviembre. La relación entre el Tiempo Solar Verdadero y el Tiempo Solar Medio está dado por $EdT = TSV - TSM$. De este modo un valor positivo de EdT indica que el medio día solar ocurre antes que el del día medio.

Hasta este punto es fácil relacionar el Tiempo Solar verdadero con el Tiempo Oficial, para ello debemos emplear la corrección debida a la Longitud de sitio, restando tiempo si nos encontramos al oeste de la Longitud horaria oficial y sumando en caso contrario. La expresión propuesta se indica a continuación:

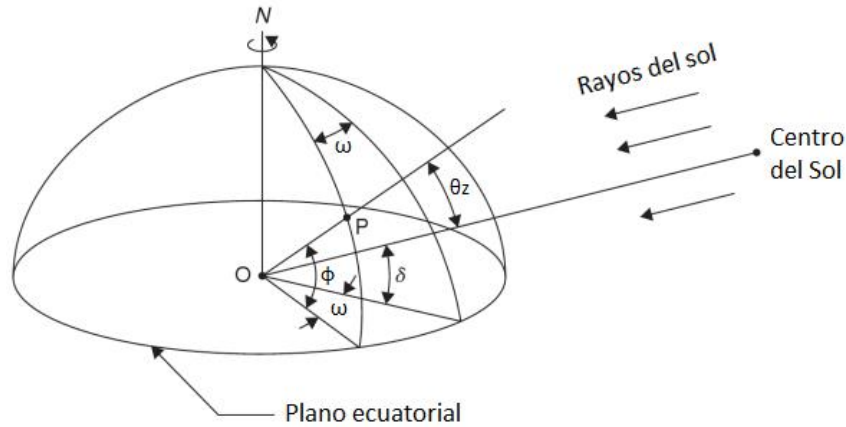
$$TSV = TO - \frac{(L_{Obs} - L_{Of})}{15} - A_{Of} + \frac{EdT}{60} \quad \text{Ecuación 5}$$

Donde L_{Obs} corresponde a la Longitud del sitio de emplazamiento, L_{Of} es la Longitud que da origen al Uso horario (90° para la ciudad de México), A_{Of} es el Adelanto Oficial (0 para horario de invierno y 1 para horario de verano de la misma ciudad). El resultado está dado en horas.

2.2.3. Ángulo de declinación y ángulo horario

El ángulo de declinación solar (δ) es el ángulo formado por los rayos del sol en dirección al centro de la tierra con respecto al eje ecuatorial. El ángulo de declinación varía con respecto al día del año, tiene valores positivos hacia el norte y tiene como límites máximos 23.45° y -23.45° pasando por cero cuando los rayos del sol son perpendiculares al plano ecuatorial.

Figura 2.3 Definición de los ángulos de declinación y horario



Fuente: Soteris A. Kalogirou, 2014 [8]

Una ecuación sencilla para calcular el ángulo de declinación a lo largo del año es la siguiente:

$$\delta = 23.45^\circ \sin \left[\frac{360}{365} (284 + n) \right] \quad \text{Ecuación 6}$$

Donde n es el número del año, es decir n toma el valor de 1 para el 1 de enero y 365 para el 31 de diciembre. Spencer propone la siguiente ecuación para la declinación:

$$\delta = 0.006918 - 0.399912 \cos \Gamma + 0.070257 \sin \Gamma - 0.006758 \cos 2\Gamma + 0.000907 \sin 2\Gamma - 0.002697 \cos 3\Gamma + 0.00148 \sin 3\Gamma \text{ (rad)} \quad \text{Ecuación 7}$$

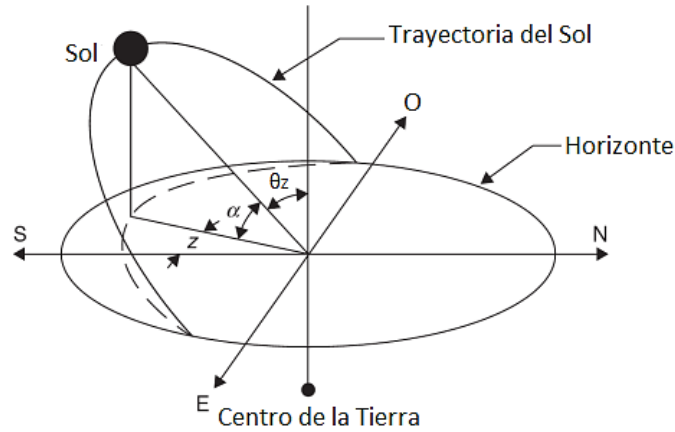
Análogamente al sistema horario tradicional, El ángulo horario (ω) define la posición del sol con respecto al meridiano de un punto en la superficie de la tierra. La figura 2.3 muestra el ángulo horario del punto P sobre el plano ecuatorial, medido mediante las proyecciones OP y la línea descrita por la unión de los centros de la Tierra y el Sol. El horario solar del medio día es igual a cero, se considera positivo antes del mediodía y negativo para la tarde, con valores máximos de 180° ó -180° para la media noche, cada 15° de longitud equivalen a 1 hora. El ángulo horario en grados puede ser obtenido a partir del horario solar como:

$$\omega = (TSV - 12) * 15^\circ \quad \text{Ecuación 8}$$

2.2.4. Ángulo de altitud y acimut en un plano horizontal

El ángulo que describe un plano cualquiera con los rayos del sol es llamado ángulo de altitud del sol (α), Este ángulo es complementario con el ángulo de cenit (θ_z), el cual corresponde al ángulo formado entre los rayos del sol y la normal a un plano horizontal en un punto sobre la superficie de la tierra.

Figura 2.4 Definición de los ángulos de altitud y acimut en el plano horizontal



Fuente: Kalogirou, 2014

El ángulo de altitud solar se calcula con la siguiente ecuación:

$$\sin \alpha = \cos \theta_z = \sin \phi \sin \delta + \cos \phi \cos \delta \cos \omega \quad \text{Ecuación 9}$$

Donde ϕ corresponde a la latitud del sitio⁷, con valores positivos hacia el norte y negativos para el caso opuesto.

El ángulo de acimut (z) mide la desviación de los rayos del sol con respecto al sur geográfico de la tierra, con valores positivos cuando se mide hacia el este y negativo hacia el oeste, tomando el valor de cero cuando la normal de la superficie coincide con el eje norte-sur, medido en un plano horizontal.

$$\sin z = \frac{\cos \delta \sin \omega}{\cos \alpha} \quad \text{Ecuación 10}$$

El medio día solar sucede cuando el sol se encuentra exactamente en el meridiano que contiene al eje norte sur, por lo que el ángulo de acimut es cero.

2.2.5. Hora de amanecer, atardecer y longitud del día

La hora de amanecer y atardecer se presenta cuando la altitud del Sol es igual con cero, partiendo de la Ecuación 9 e igualando a cero obtenemos 2 soluciones:

$$\omega = \pm \cos^{-1} \left[-\frac{\sin \phi \sin \delta}{\cos \phi \cos \delta} \right] = \pm \cos^{-1} [-\tan \phi \tan \delta] \quad \text{Ecuación 11}$$

Donde el valor positivo (ω_{SS}) corresponde al atardecer y el negativo (ω_{SR}) al amanecer según la convención adoptada.

⁷ La latitud se refiere al ángulo formado entre la línea ecuatorial (el ecuador), y un punto determinado de la Tierra medida a lo largo del meridiano.

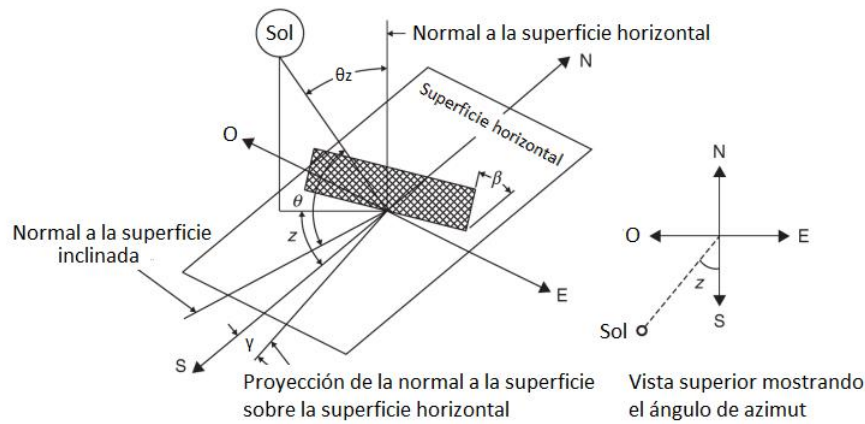
Dado que el ángulo horario al medio día es igual con cero, y considerando que por cada 15° transcurre una hora, la duración del día (H) se calcula como el doble del tiempo transcurrido del mediodía al atardecer.

$$H = \frac{2}{15} \cos^{-1}(-\tan \phi \tan \delta) \quad \text{Ecuación 12}$$

2.2.6. Ángulo de incidencia sobre un plano inclinado

El ángulo de incidencia θ corresponde al ángulo formado por la dirección de los rayos solares y la normal de una superficie inclinada.

Figura 2.5 Relación entre los ángulos solares en una superficie inclinada



Fuente: Kalogirou, 2014

El ángulo de acimut sobre el plano horizontal (γ) y el ángulo de inclinación (β) de la superficie representan la desviación respecto al sur real y la inclinación respecto al plano de referencia respectivamente.

La expresión general empleada para el cálculo del ángulo θ es:

$$\cos \theta = \sin \phi \sin \delta \cos \beta - \cos \phi \sin \delta \sin \beta \cos \gamma + \cos \phi \cos \delta \cos \omega \cos \beta + \sin \phi \cos \delta \cos \omega \sin \beta \cos \gamma + \cos \delta \sin \omega \sin \beta \sin \gamma \quad \text{Ecuación 13}$$

Cuando $\gamma=0$, sin desviación de acimut, la expresión se reduce a:

$$\cos \theta = \sin \phi \sin \delta \cos \beta - \cos \phi \sin \delta \sin \beta + \cos \phi \cos \delta \cos \omega \cos \beta + \sin \phi \cos \delta \cos \omega \sin \beta \quad \text{Ecuación 14}$$

Además si la superficie es coincidente con un plano horizontal ($\gamma = 0$ y $\beta = 0$), el ángulo de incidencia y el de cenit tienen el mismo valor $\theta = \theta_z$, esto se comprueba sustituyendo valores en la Ecuación 13.

2.3. Radiación solar

La radiación solar, compuesta por el conjunto de radiaciones electromagnéticas emitidas por el Sol en los procesos de fusión del hidrogeno (en átomos de helio), se componen de campos eléctricos y magnéticos oscilantes que se propagan a través del espacio transportando energía.

La magnitud que mide la radiación solar es la irradiación, que mide la energía que por unidad de tiempo y área, alcanza a la Tierra, su unidad es el W/m^2 . La radiación en el Sol es de $63,450,720 W/m^2$. La energía que llega al exterior de la atmósfera terrestre sobre una superficie perpendicular a los rayos solares lo hace en una cantidad fija, llamada constante solar ($G_{SC} = 1353 W/m^2$ según la NASA) variable durante el año un $\pm 3\%$ a causa de la órbita elíptica terrestre.

En unas condiciones óptimas con un día perfectamente claro y con los rayos del Sol cayendo casi perpendiculares, las tres cuartas partes de la energía que llega del exterior alcanza la superficie terrestre, aproximadamente $1000 W/m^2$. Sin embargo, la potencia de la radiación varía según el momento del día, las condiciones atmosféricas y la atenuación por diversos factores.

2.3.1. Componentes de la radiación solar

La radiación proveniente del sol tiene dos componentes: radiación directa y difusa.

- Radiación Directa: Es la radiación solar que llega a la tierra directamente del Sol sin ningún cambio de dirección, sin reflexiones o refracciones en su recorrido. Se caracteriza por producir sombras bien definidas de los objetos que se interponen en su trayecto.
- Radiación Difusa: Es la radiación solar que proviene de todas direcciones a causa de la reflexión y refracción solar en la atmósfera, en las nubes y el resto de elementos atmosféricos y terrestres. No proyecta sombra de los objetos que se interponen en su recorrido. Las superficies horizontales son las que más radiación difusa reciben, ya que pueden ver el cielo en todas las direcciones, mientras que las verticales reciben menos porque sólo ven la mitad.

En un día despejado, la radiación directa es mucho mayor que la radiación difusa. Por el contrario, en un día nublado no existe radiación directa y la totalidad de la radiación incidente corresponde a radiación difusa. La radiación se puede aprovechar en sus componentes directa y difusa, o en la suma de ambas. La radiación directa puede reflejarse y concentrarse para su utilización, mientras que no es posible concentrar la luz difusa que proviene de todas direcciones, por lo cual, su aprovechamiento puede estar limitado en determinadas aplicaciones.

2.3.2. Calculo de radiación solar

Para realizar simulaciones numéricas de procesos de energía solar, es necesario conocer las componentes de la radiación en valores horarios. Debido a que en la mayoría de las ocasiones solo se dispone de datos de radiación global en valores mensuales o diarios, se requiere de modelos matemáticos que nos permitan estimar la curva de radiación para cada hora y día del año, además de algunas otras correlaciones, para las componentes directa y difusa. Independientemente de lo

anterior, para lugares alejados del ecuador se deben realizar ajustes adicionales para determinar los valores de radiación en función de la inclinación de la superficie.

En los siguientes apartados se detalla el procedimiento empleado para el cálculo de la irradiación global sobre un plano horizontal y uno inclinado empleando los modelos propuestos en las referencias [2], [8] y [23].

2.3.2.1. Irradiación global horaria a partir de la diaria

A fin de predecir con mayor exactitud el desempeño de un sistema fotovoltaico, los valores de irradiación global horaria son requeridos. Debido a que en la mayoría de casos este tipo de datos no están disponibles, los datos de irradiación diaria pueden ser utilizados para este propósito a fin de estimar la curva de radiación promedio. Para este propósito, correlaciones empíricas en función de la hora y longitud del día han sido desarrolladas por diversos autores, entre ellas se menciona la siguiente:

Correlación Collares-Pereira and Rabl (1979) para la irradiación global.

$$r = \frac{\pi}{24} [a + b * \cos(\omega)] \frac{\cos \omega - \cos \omega_{SS}}{\sin \omega_{SS} - \left(\frac{2\pi\omega_{SS}}{360}\right) * \cos \omega_{SS}} \quad \text{Ecuación 15}$$

Donde $r = I_g/H_g$ es la relación entre la irradiación global horaria y la irradiación total diaria.

Los coeficientes adimensionales a y b se calculan como:

$$a = 0.409 + 0.5016 \sin(\omega_{SS} - 60) \quad \text{Ecuación 16}$$

$$b = 0.6609 - 0.4767 \sin(\omega_{SS} - 60) \quad \text{Ecuación 17}$$

Todos los ángulos están en grados, la hora es representada por el ángulo horario ω y ω_{SS} es el ángulo de amanecer o atardecer.

2.3.2.2. Irradiación directa y difusa horaria a partir de la irradiación global

Como se mencionó anteriormente la irradiación solar recibida por una superficie horizontal se integra por sus componentes directa (I_b) y difusa (I_d). Una forma de obtener las componentes es partiendo de valores de radiación global horaria (I_g).

La radiación difusa depende de la altura solar así como de la fracción de cielo cubierto, el parámetro normalmente usado como variable independiente es el índice de transparencia atmosférico horario.

$$K_h = \frac{I_g}{I_0} \quad \text{Ecuación 18}$$

Donde I_0 representa la radiación extraterrestre sobre una superficie horizontal, como es de suponerse su valor también varía a lo largo del día y del año, es función en cada momento de la distancia Sol Tierra (E_0), la declinación, la latitud del lugar y del ángulo horario.

$$I_0 = G_{SC} E_0 \cos \theta_Z = G_{SC} E_0 (\sin \phi \sin \delta + \cos \phi \cos \delta \cos \omega) \quad \text{Ecuación 19}$$

La ecuación propuesta por Spencer para la excentricidad es la siguiente:

$$E_0 = 1.00011 + 0.034221 \cos \Gamma + 0.00128 \sin \Gamma + 0.000719 \cos 2\Gamma + 0.00077 \sin 2\Gamma \quad \text{Ecuación 20}$$

Diferentes correlaciones han sido propuestas para el cálculo de la radiación difusa entre ellas se mencionan las siguientes:

Correlación de Orgill y Hollands (1977). Los parámetros de esta correlación se han obtenido utilizando cuatro años de datos de Toronto (Canadá). Esta correlación divide la cobertura del cielo en tres partes:

$$\frac{I_d}{I_g} = \begin{cases} 1 - 0.249 K_h & 0 \leq K_h \leq 0.35 \\ 1.577 - 1.84 K_h & 0.35 < K_h \leq 0.75 \\ 0.177 & K_h > 0.75 \end{cases} \quad \text{Ecuación 21}$$

Correlación de Erbs et al (1982). Utilizan la misma metodología de Orgill y Hollands, pero con datos de más estaciones. La correlación que proponen es:

$$\frac{I_d}{I_g} = \begin{cases} 1 - 0.09 K_h & 0 \leq K_h \leq 0.22 \\ 0.9511 - 0.16 K_h + 4.388 K_h^2 - 16.638 K_h^3 + 12.336 K_h^4 & 0.22 < K_h \leq 0.8 \\ 0.165 & K_h > 0.8 \end{cases} \quad \text{Ecuación 22}$$

Dado que la irradiación global es la suma de las componentes directa y difusa, la irradiación directa se calcula como:

$$I_b = I_g - I_d \quad \text{Ecuación 23}$$

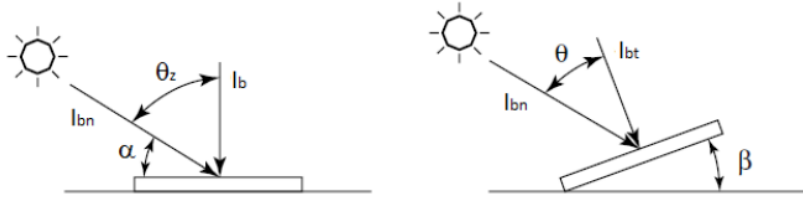
2.3.2.3. Componentes de la irradiación sobre un plano inclinado

Diversos modelos han sido propuestos para calcular el valor de las componentes de irradiación solar directa (I_{bt}) y difusa (I_{dt}) sobre un plano horizontal, además del cálculo de una componente más por reflexión de superficies (I_{gt}).

$$I_t = I_{bt} + I_{dt} + I_{gt} \quad \text{Ecuación 24}$$

Para el cálculo de las componentes de la radiación solar en un plano inclinado debemos de contar al menos del conocimiento de la radiación global sobre superficie horizontal.

Figura 2.6 Radiación solar directa sobre un plano horizontal y uno inclinado



A partir de la figura 2.6 se pueden establecer algunas relaciones para la radiación directa:

$$I_{bt} = I_{bn} \cos \theta \quad \text{Ecuación 25}$$

$$R_b = \frac{I_{bt}}{I_b} = \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z} \quad \text{Ecuación 26}$$

$$I_{bt} = I_b R_b \quad \text{Ecuación 27}$$

El cálculo de la radiación difusa y de reflexión es más complicado que el de la radiación directa ya que dependen de factores como la nubosidad y la turbiedad de la atmosfera.

El modelo propuesto por Hay Davies y posteriormente modificado por Klucker Reindl es conocido como el modelo HDKR, de acuerdo con este modelo la radiación difusa y de reflexión sobre un plano inclinado se calculan como:

Modelo HDKR.

$$I_{dt} = I_d \left\{ (1 - A) \left[\frac{1 + \cos \beta}{2} \right] \left[1 + f \sin^3 \left(\frac{\beta}{2} \right) \right] + AR_b \right\} \quad \text{Ecuación 28}$$

$$I_{gt} = (I_b + I_d) \rho_g \left[\frac{1 - \cos \beta}{2} \right] \quad \text{Ecuación 29}$$

Donde $A = I_b/I_{0,\beta}$ es un índice anisotrópico, $f = \sqrt{I_b/I_g}$ es un factor de nubosidad y ρ_g es un índice de reflexión del suelo, mismo que se considera 0.2 para superficies sin nieve.

Teniendo en cuenta que la irradiación extraterrestre para una superficie inclinada difiere de la calculada para una superficie horizontal, la irradiación extraterrestre sobre superficie inclinada se calcula como:

$$I_{0,\beta} = G_{SC} E_0 (\sin(\phi - \beta) \sin \delta + \cos(\phi - \beta) \cos \delta \cos \omega) \quad \text{Ecuación 30}$$

El hecho de inclinar una superficie tiene por objetivo igualar los niveles de radiación que se reciben en las distintas épocas del año.

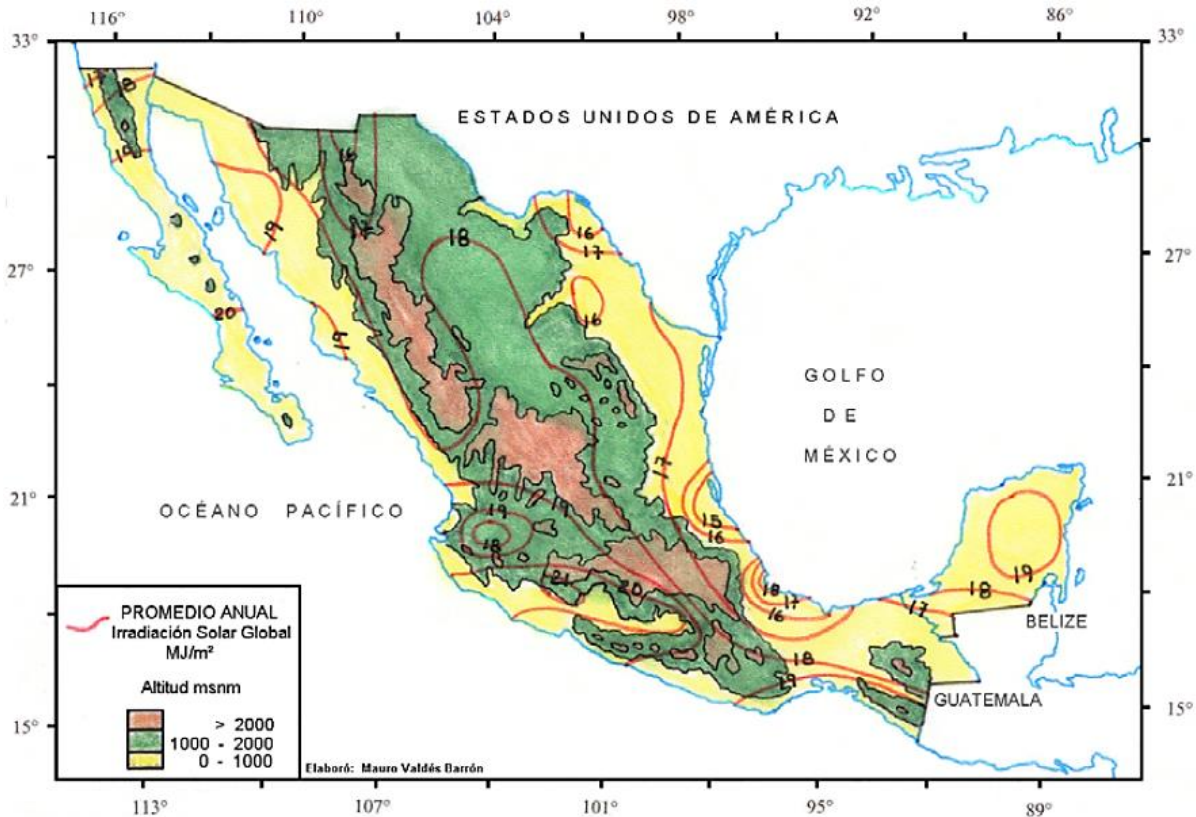
2.3.3. Fuentes de información para la irradiación

Entre las distintas fuentes de información con datos de irradiación, podemos encontrar trabajos realizados por diversos investigadores, bases de datos con información histórica de datos medidos por estaciones meteorológicas, imágenes generadas por computadora con base en estimaciones satelitales, software especializado con datos precargados, Institutos de investigación en energías renovables, entre otros. En los siguientes apartados se mencionan algunos ejemplos que pueden utilizarse para estimar la irradiación solar en la República Mexicana.

2.3.3.1. Mapas de radiación solar

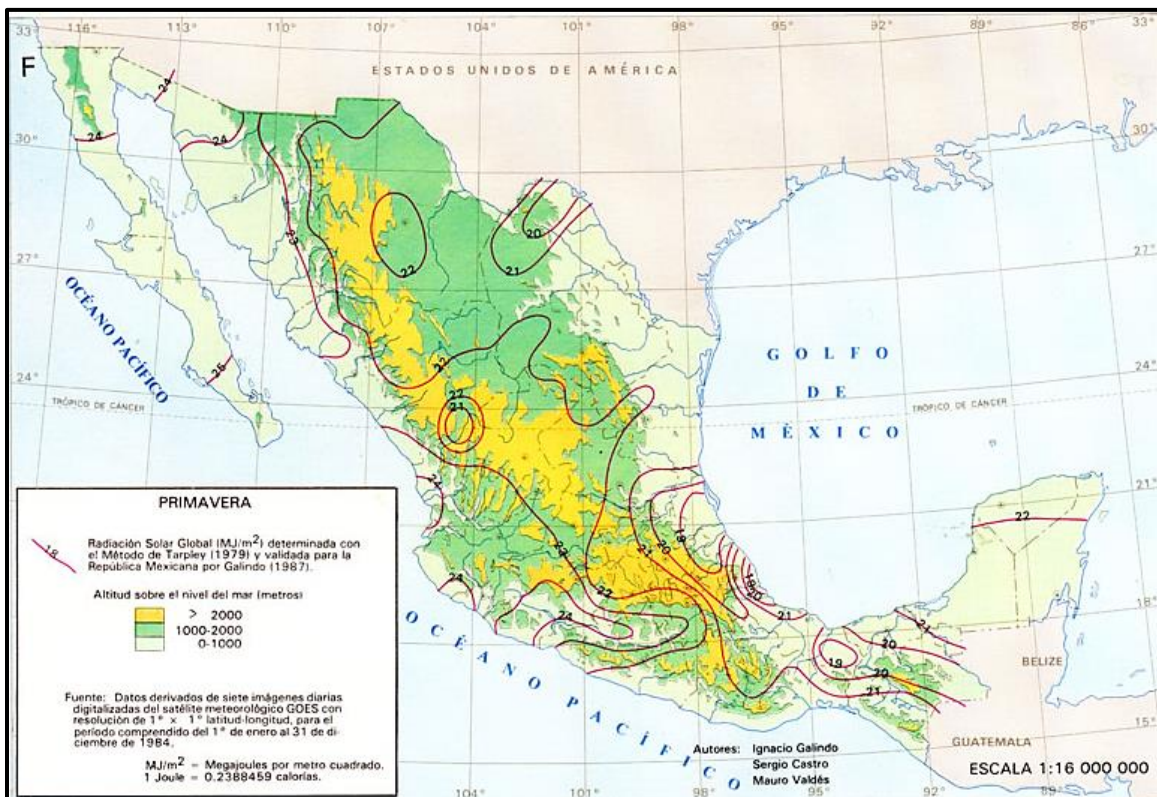
Los mapas de radiación solar representan de forma gráfica, los cambios en la distribución de irradiación para una determinada región. Para México han sido publicados por diferentes investigadores: Galindo y Valdés (1992), Hernández y col. (1991), Almanza y col. (1992), Galindo y Chávez (1977). Al ser relativamente escasos los datos disponibles para la elaboración de estos mapas, todos ellos se basan en métodos estimativos y realizan interpolaciones de diferentes tipos. En la Figuras 2.7 y Figura 2.8 se muestran 2 ejemplos de este tipo de mapas.

Figura 2.7 Radiación solar global en la República Mexicana, promedio anual



Fuente: Galindo y Valdés, 1992

Figura 2.8 Radiación solar global en la República Mexicana, primavera



Fuente: Instituto de Geofísica, UNAM [24]

Se puede observar que los mapas de radiación solar están disponibles en valores medio anuales, mensuales o estacionales, la posibilidad de encontrar mapas diarios es prácticamente nula. Su precisión es discutible en términos de los métodos de interpolación empleados para su construcción, siendo afectados en gran medida por la existencia de microclimas y la geografía local, resulta fácil suponer que los valores de radiación serán diferentes en bosques y regiones urbanas a pesar de poderse encontrar relativamente cercanos el uno del otro.

2.3.3.2. Tablas de radiación solar

Se encuentran disponibles en la literatura libros y manuales especializados, con datos de radiación solar para un contado número de ciudades. Los datos son recopilados por medio de estimaciones de modelos o por medio de mediciones in situ.

Los datos suelen incluir lecturas para la componente global (aunque también se pueden encontrar valores de radiación directa y difusa), para diferentes ángulos de inclinación, en valores medios mensuales o anuales.

Los datos presentados en la Tabla 2.2 han sido recopilados por Sandia National Laboratories de los Estados Unidos. Las unidades de la Irradiación media diaria están en kWh/m² y se tabulan para cada mes del año, incluyendo medias anuales para una variedad de orientaciones.

Tabla 2.2 Promedio diario de horas solares pico en la ciudad de México, [kWh/m²]

Mes	Inclinación del arreglo Fotovoltaico						Seguidor 2 ejes
	Latitud - 15°		Latitud		Latitud + 15°		
	Fijo	Seguidor 1 eje	Fijo	Seguidor 1 eje	Fijo	Seguidor 1 eje	
Enero	4.32	5.06	4.90	5.85	5.23	6.23	6.27
Febrero	6.24	7.39	6.86	8.17	7.11	8.40	8.41
Marzo	7.71	9.51	7.99	9.96	7.86	9.74	9.99
Abril	6.22	8.07	6.07	8.02	5.64	7.41	8.13
Mayo	5.93	7.84	5.57	7.45	4.97	6.56	7.86
Junio	4.94	6.66	4.58	6.20	4.06	5.32	6.72
Julio	4.92	6.64	4.60	6.24	4.10	5.42	6.67
Agosto	5.43	7.19	5.22	7.02	4.78	6.37	7.20
Septiembre	5.00	6.51	5.04	6.69	4.84	6.41	6.70
Octubre	4.45	5.67	4.82	6.15	4.87	6.22	6.26
Noviembre	4.50	5.29	5.06	6.04	5.36	6.38	6.40
Diciembre	4.51	5.54	5.23	6.49	5.68	6.99	7.07
Promedio Anual	5.36	6.78	5.50	7.04	5.38	6.79	7.31

Source: Photovoltaic Systems Engineering, p. 453

2.3.3.3. Mediciones de estaciones meteorológicas

El método recomendado y más preciso para la obtención de datos de radiación solar es realizar mediciones en el sitio de emplazamiento por un periodo mínimo de un año. Sin embargo muchas veces no es posible porque los equipos son costosos, se desconoce su forma de operación, y se requiere de personal que supervise periódicamente. Afortunadamente México cuenta con una red de estaciones meteorológicas distribuidas por todo el país, por lo cual se tiene disponibilidad de información.

Actualmente la Coordinación General del Servicio Meteorológico Nacional administra una red de 188 Estaciones Meteorológicas Automáticas (EMAS) y 84 Estaciones Sinópticas Meteorológicas Automáticas (ESIMES). Una Estación Meteorológica Automática, está conformada por un grupo de sensores que registran y transmiten información meteorológica de forma automática de los sitios donde están estratégicamente colocadas. Su función principal es la recopilación y monitoreo de algunas variables meteorológicas (dirección del viento, dirección del viento de ráfaga, velocidad del viento, velocidad del viento de ráfaga, temperatura ambiente promedio, humedad relativa, presión atmosférica, precipitación, radiación global) para generar archivos del promedio de cada 10 minutos de todas las variables, esta información es enviada vía satélite en intervalos de 1 ó 3 horas por estación [21].

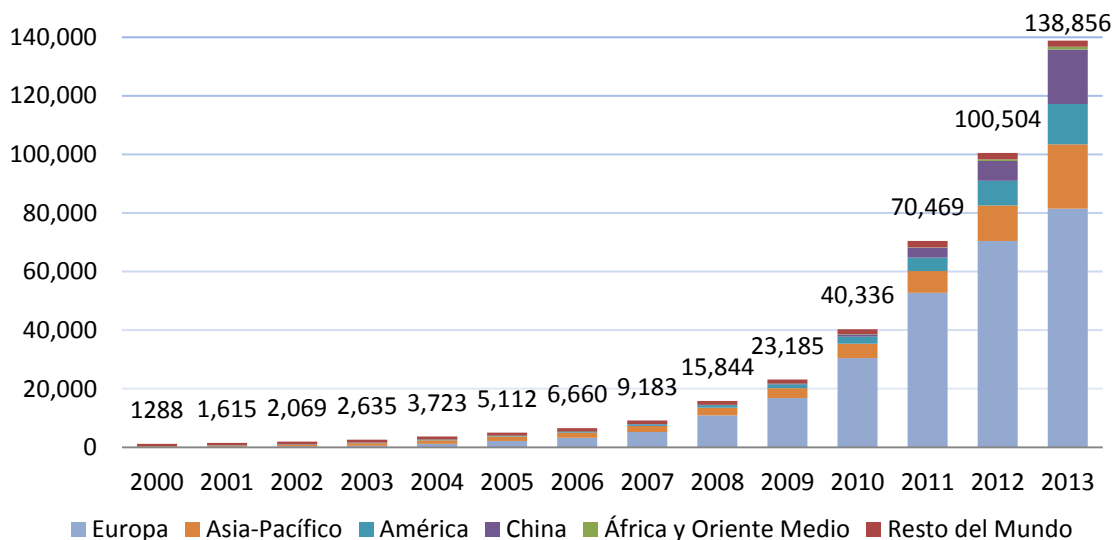
En el sitio web de la Comisión Nacional del agua (CONAGUA) Se pueden consultar los datos reportados por las 272 estaciones administradas por el SMN (EMAS y ESIMES), así como de las estaciones administradas por otros organismos, los datos se pueden consultar de manera gráfica o en formato de archivos Excel de hasta los últimos 90 días, para periodos mayores es necesario comunicarse con los organismos operadores de cada estación.

2.4. Energía solar en el mundo

La potencia fotovoltaica instalada en el mundo ha crecido aceleradamente en la última década, aun en años de recesión económica. A finales de 2009 la capacidad fotovoltaica instalada en el mundo era poco más de 23 GW, un año después era 40.3 GW y de 70.5 GW a finales de 2011. En 2012 la capacidad instalada en el mundo alcanzó la marca de 100 GW y para 2013 era superior a 138.9 GW, produciendo por lo menos 160 TWh de electricidad anualmente [16], cantidad equivalente a la electricidad generada por unas 18 plantas carboeléctricas como la de Rio Escondido en Coahuila (8,925 GWh).

En los últimos años la zona Europea ha sido líder en instalación de sistemas fotovoltaicos (en particular Alemania e Italia), con una capacidad total de 81.5 GW en 2013 (esto representa cerca del 59 % de la capacidad mundial), seguido de la región Asia Pacífico con 40.6 GW (incluyendo China) y en tercer lugar el continente Americano con 13.7 GW⁸. El resto de los países incluyendo África y Medio Oriente 3.05 GW, apenas el 2.2 %. Por otro lado China es el país que más altas tasas de crecimiento mantuvo en los últimos años, pasando de 800 MW en 2010 a 18,600 MW a finales de 2013.

Figura 2.9 Potencia Fotovoltaica acumulada en el mundo hasta 2013 en MW



Fuente: Elaboración propia con datos de la EPIA

De acuerdo con los datos presentados la energía fotovoltaica es la fuente de energía con mayor desarrollo en el planeta. Según un informe de la organización ecologista Greenpeace, para 2030 la energía solar podría contribuir a las necesidades energéticas de dos tercios de la población mundial, si se ponen en práctica las políticas energéticas adecuadas [17]. El mismo informe estima que para 2030 en todo el mundo se habrán instalado más de 1800 GW de sistemas fotovoltaicos, lo que representa más de 2600 TWh de electricidad producida al año, 8.9 % de la demanda eléctrica mundial.

⁸ European Photovoltaic Industry Association, Global Market Outlook for Photovoltaics 2014-2018, chap. 3.1.

2.5. Estado actual en México

La generación de electricidad por medio del uso de paneles fotovoltaico existe desde hace muchos años, anteriormente se utilizaban para dotar de energía eléctrica a comunidades rurales o de difícil acceso. Es hasta el año 2007, gracias a nuevas regulaciones, que se permite a cualquier usuario residencial o comercial del sistema eléctrico nacional el generar su propia electricidad, mediante el uso de sistemas solares interconectados a la red eléctrica.

Para el año 2009 de acuerdo con datos de la Secretaria de Energía (SENER), prácticamente todos los sistemas fotovoltaicos se encontraban en comunidades rurales aisladas de la red eléctrica, instalados por medio de programas gubernamentales de electrificación rural [18]. Se estima que la capacidad total de esas instalaciones es de 18.5 MW⁹. En 2011 la capacidad instalada ascendió a 32 MW con un crecimiento en los sectores comercial e industrial (p. e. iluminación de exteriores, alimentación de sistemas de emergencia, etc.)¹⁰. En 2012 con la puesta en operación de la central Santa Rosalía (1 MW) y un sistema fotovoltaico de autoabastecimiento en Aguascalientes por parte del sector privado (3.8 MW), la capacidad instalada ascendió a 36.8 MW.

De acuerdo con información disponible a marzo de 2014 la capacidad instalada suma ya 75.8 MW y actualmente se encuentran en construcción diferentes proyectos, que tendrán una capacidad instalada total de 149.5 MW.

Principales centrales fotovoltaicas

Actualmente las instalaciones fotovoltaicas de gran tamaño son muy pocas, sin embargo después de proyectos pilotos y varios casos de éxito, diversos actores se encuentran interesados en realizar inversiones en nuestro país. A continuación se exponen las principales instalaciones que generan energía eléctrica por medio de energía solar.

La Central Solar Fotovoltaica Santa Rosalía, en Baja California Sur, es la primera central de gran tamaño que genera electricidad con energía solar para el servicio público de México. Tiene una capacidad de generación de 1 MW y se estima que produce 2000 MWh anuales, ocupando una superficie de captación de 10,000 metros cuadrados. Con una inversión de \$8.5 millones de USD, su construcción inició en junio del 2011 y concluyó en abril de 2012, inicio operaciones el mismo mes de abril. Consta de 4,172 módulos fotovoltaicos de 240 watts cada uno. Con su puesta en operación se estima que se dejaron de emitir 1,200 toneladas de CO₂ al año [19].

El campo Solar Fotovoltaico “Aura Solar” ubicado en La Paz BCS es el primero a gran escala en México, con una capacidad total de generación de 39 MW, y una producción de 82 GWh anuales, lo que equivale al 65% del consumo eléctrico de la ciudad de La Paz. El Campo Solar Fotovoltaico “Aura Solar” inició operaciones en septiembre de 2013 y su construcción representó inversiones por 100 millones de dólares. Ocupa una extensión de 100 hectáreas y está compuesto por 131,800 paneles solares policristalinos con una vida de 30 años [20]. La energía que produce es vendida en

⁹ SENER, “Energías Renovables para el Desarrollo Sustentable en México”, P23.

¹⁰ SENER, “Prospectivas de energías renovables 2012-2026”, P81.

su totalidad a la CFE bajo un contrato de compraventa de energía. Con su operación se evita la emisión de 60 mil toneladas anuales de CO₂ a la atmósfera.

Tabla 2.3 Centrales solares fotovoltaicas para la generación de electricidad

Central / Permisionario	Estado actual	Capacidad Instalada [MW]	Ubicación	Tipo de Servicio
Contratos de Interconexión pequeña y mediana escala	En operación	32		Privado
Proyecto fotovoltaico (autoabastecimiento)	En operación	3.8	Aguascalientes	Privado
Proyecto fotovoltaico piloto Santa Rosalía	En operación	1	Baja California Sur	Público
Proyecto fotovoltaico Aura Solar	En operación	39	Baja California Sur	Privado
Total =		75.8		
Proyecto fotovoltaico	En construcción	144	Aguascalientes	Privado
Proyecto fotovoltaico	En construcción	0.5	Durango	Privado
Proyecto fotovoltaico piloto Cerro Prieto	En construcción	5.0	Baja California Sur	Público
Total =		225.3		

Elaboración propia con datos de la CFE, SENER y Medios electrónicos

En lo respectivo a proyectos futuros se encuentra un ambicioso proyecto en lo que será la más grande instalación fotovoltaica en América Latina, la empresa Alten Energías Renovables, productora independiente de energía con matriz en Holanda construirá en Aguascalientes una central solar fotovoltaica de 144 MW, en una superficie de 430 hectáreas, para proveer y vender energía a la CFE. El proyecto constará de cuatro estaciones con capacidad de 36 MWp cada uno, en las que se instalarán 480 mil módulos fotovoltaicos con sistemas de seguimiento solar que permitirán generar más de 300 GWh, se prevé que inicie operaciones a principios de 2016¹¹.

Se espera que las inversiones continúen, ya que México se encuentra dentro de los cinco países con mayor potencial de inversiones, solo por detrás de Australia, China e India¹²; además que se tiene una meta en cuanto a energías renovables para 2024 (se espera que el 35% de electricidad producida en el país vengan de fuentes limpias); igualmente el descenso continuo en los precios de la tecnología asociada, está volviendo competitiva la producción de energía solar con respecto a otras energías.

¹¹ Alten Energías renovables, <http://alten-energy.com/energia-hoy-aguascalientes-de-la-mano-de-alten-tendra-en-2016-la-central-fotovoltaica-mas-grande-de-america-latina/?lang=es>

¹² EPIA, "Global Market Outlook for Photovoltaics 2014-2018", Chapter 5.

3. Introducción a los sistemas fotovoltaicos

Los sistemas fotovoltaicos están diseñados alrededor de la celda fotovoltaica. Una celda fotovoltaica típica produce menos de 3 watts a 0.5 volts de corriente continua, por lo tanto, las celdas deben estar conectados en configuraciones serie-paralelo para producir suficiente energía en aplicaciones de alta potencia [3]. Un panel fotovoltaico está compuesto desde una docena de celdas, dependiendo de la aplicación, hasta un centenar de ellas, para tener potencias de salida máximas que van desde unos pocos watts a más de 300 watts.

Los paneles fotovoltaicos producen energía eléctrica cuando se iluminan y a menudo emplean un mecanismo de almacenamiento de energía por lo que la energía eléctrica tomada puede estar disponible en un momento posterior. Comúnmente, el mecanismo de almacenamiento consta de baterías recargables e incluyen equipos para la supresión de transitorios, regulación de voltaje y el control de carga para las baterías.

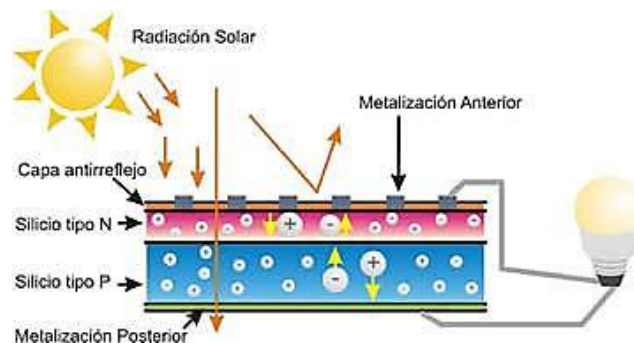
También es posible que el sistema fotovoltaico se conecte a la red de suministro eléctrico. Tales sistemas pueden proporcionar energía a la red o usar la red como un sistema de intercambio de energía en caso de generación insuficiente. Estos sistemas hacen uso de inversores de corriente, reguladores de voltaje y deben incorporar circuitos de interconexión adecuados para que el sistema fotovoltaico se desconecte de la red en caso de fallo de la red.

En este capítulo se hará hincapié en las características de los componentes del sistema fotovoltaico así como las configuraciones típicas y su aplicación, con el fin de facilitar el camino en los siguientes capítulos.

3.1. La celda fotovoltaica

La conversión de energía solar en energía eléctrica se lleva a cabo en la celda fotovoltaica, se debe al fenómeno físico de interacción entre fotones luminosos provenientes del Sol con electrones de un material semiconductor, dicho fenómeno es conocido como “efecto fotovoltaico”. La energía recibida del sol provoca un movimiento de electrones en el interior del material, si se unen dos regiones de un semiconductor con concentraciones diferentes de electrones se provoca un campo electrostático constante que conducirá al movimiento de electrones en la dirección que se desee.

Figura 3.1 Esquema de una celda fotovoltaica



Fuente: Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE)

Internamente las celdas fotovoltaicas están constituidas por una capa de semiconductor tipo n y una tipo p, unidas metalúrgicamente entre sí, luego unidas eléctricamente en sus extremos superior e inferior por medio de dos contactos (para su conexión al exterior). Adicionalmente se aplica una capa antirreflejo y una transparente para protegerlas del exterior.

Según el método de fabricación utilizado, existen varios tipos de celdas:

- Celdas de silicio monocristalino donde cada celda se corta de un único cristal de silicio.
- Celdas de silicio multicristalino o policristalino donde se corta cada celda de un lingote de silicio constituido de cristales enmarañados.
- Celdas de silicio amorfo o película delgada depositadas uniformemente en un soporte.

3.1.1. Efecto Fotovoltaico

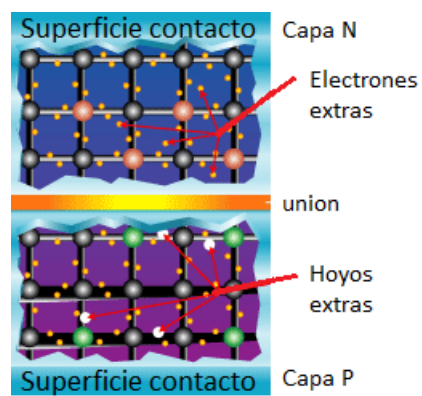
Para entender el principio de operación de las celdas es necesario entender el efecto fotovoltaico (FV), por tanto, describir el funcionamiento de la unión n-p. Además ya que hasta hoy el material más utilizado para su construcción es el silicio, se tomará en consideración la celda de silicio.

El silicio tiene 14 electrones de los que 4 son de valencia, lo que quiere decir que están disponibles para unirse con electrones de valencia de otros átomos. En un cristal de silicio puro, cada átomo está unido de forma covalente con otros 4 átomos así que dentro del cristal, como consecuencia del enlace químico, no hay electrones libres.

Para formar una región tipo p (capa positiva), algunos de los átomos de silicio del cristal se sustituyen con átomos de fósforo, elemento que tiene 5 electrones de valencia: 4 son utilizados para enlaces químicos con átomos adyacentes de silicio, mientras que el quinto puede ser separado del átomo de fósforo y así tener libertad de movimiento en el retículo del cristal.

Para una región tipo n (capa negativa), de forma análoga, la sustitución se realiza con átomos de boro, que sólo tiene 3 electrones de valencia, entonces faltará un electrón para completar los enlaces químicos con los átomos adyacentes de silicio. Este electrón que falta actúa como si fuera un electrón “positivo” y se le llama hueco.

Figura 3.2 Juntura n-p en una celda fotovoltaica



Fuente: Moreno, G, 2008

La unión n-p (diodo) se realiza uniendo una capa de material de tipo n con una capa de material de tipo p. Los electrones libres en el material n verán abajo una región en la que no existen electrones libres y, por tanto, habrá un flujo de estos portadores hacia abajo en el intento de restablecer el equilibrio. De forma análoga, los huecos verán arriba una región en la que no hay huecos y habrá, por tanto, un flujo de cargas positivas hacia arriba. Con el avance de este proceso de difusión, abajo se tendrá un exceso de cargas negativas mientras arriba habrá un exceso de cargas positivas.

Por consiguiente, en la región de unión de los dos materiales se ha creado un campo eléctrico que se hace cada vez más grande a medida que los huecos y los electrones continúan difundiendo hacia lados opuestos. El proceso continúa hasta que el potencial eléctrico alcanza un tamaño que impide la posterior difusión de electrones y huecos.

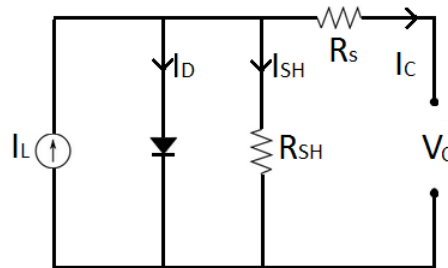
Con la información anterior, es posible explicar el efecto FV. Cuando un fotón (partícula que constituye un rayo solar) con energía suficiente incide en la región de tipo p del material libera un electrón y el fotón es absorbido, el electrón liberado se moverá hacia arriba a causa del potencial eléctrico. En cambio, si un fotón entra en la zona n, el hueco creado se moverá hacia abajo.

Este flujo producirá una acumulación de cargas negativas arriba y de cargas positivas abajo, dando origen a un campo eléctrico opuesto al creado por el mecanismo de difusión. Cuantos más fotones llegan a la unión, más campos tienden a anularse el uno con el otro, hasta llegar al punto en el que ya no hay un campo interno. Esta condición determina la tensión a circuito abierto de la celda. Finalmente, poniendo unos electrodos sobre la superficie se puede utilizar el potencial creado.

3.1.2. Circuito equivalente

El desempeño eléctrico de la celda puede modelarse con bastante precisión utilizando el modelo de circuito equivalente. La figura 3.3 muestra el diagrama con los elementos eléctricos necesarios para caracterizar el comportamiento de la celda

Figura 3.3 Circuito Equivalente de una celda fotovoltaica



La fotocorriente I_L simulada como una fuente de corriente y un diodo representan la unión p-n de la celda, el modelo incluye además un par de resistencias. La resistencia R_S representa la resistencia interna al flujo de corriente y depende del dopado de la unión p-n, impurezas y resistencias de contacto o unión entre los electrodos y el semiconductor. La resistencia en paralelo representa la fuga de corriente I_{SH} por la superficie de los bordes de la celda, caminos de difusión a lo largo de dislocaciones y fronteras de grano.

- En una celda ideal $R_S = 0$ (sin resistencia interna) y $R_{SH} = \infty$ (sin pérdidas a tierra)
- En celdas típicas de 6.45 cm^2 R_S toma valores de 0.05 a 0.1Ω y R_{SH} de 200 a 300Ω .

En el circuito equivalente, la corriente entregada por la celda I_C es igual a la corriente I_L generada por la radiación incidente, menos la corriente del diodo I_D y la corriente de derivación I_{SH} (pérdidas a tierra). La ecuación para la curva de corriente-voltaje entregada por la celda es:

$$I_C = I_L - I_D \left(e^{\frac{qV_{OC}}{kT}} - 1 \right) - \frac{V_{OC}}{R_{SH}} \quad \text{Ecuación 31}$$

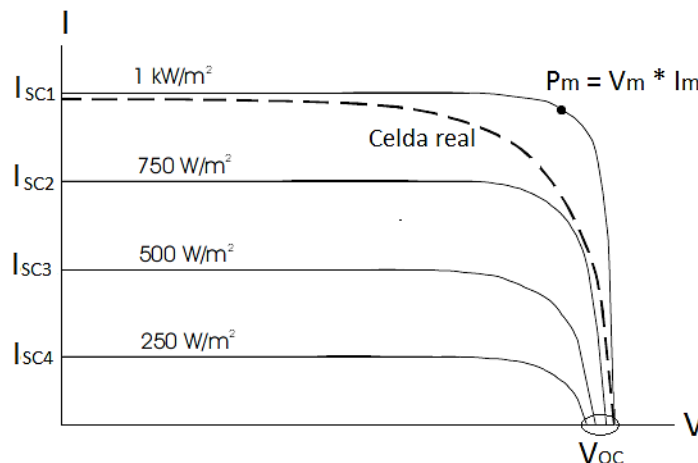
- I_L : Fotocorriente (corriente generada por la celda debida a fotones luminosos)
- I_D : Corriente de saturación inversa del diodo
- q : carga del electrón = $1.6 \times 10^{-19} \text{ C}$
- k : Constante de Boltzmann = $1.38 \times 10^{-23} \text{ J/}^\circ\text{K}$
- T : Temperatura absoluta de la unión en Kelvin
- V_{OC} : Voltaje de circuito abierto

Para términos prácticos el termino V_{OC}/R_{SH} (fuga de corriente a tierra) se puede despreciar comparado a I_L y a I_D por lo cual el lado derecho de la ecuación se reduce a dos factores. Por otro lado, la corriente del diodo se puede determinar experimentalmente aplicando voltaje V_{OC} a la celda en la oscuridad y se mide la corriente que va hacia la celda. A esta corriente se le conoce como corriente oscura o corriente de saturación inversa del diodo.

$$I_C = I_L - I_D \left(e^{\frac{qV_{OC}}{kT}} - 1 \right) \quad \text{Ecuación 32}$$

A pesar que el desempeño de las celdas fotovoltaicas reales difiere de esta versión ideal, la Ecuación 32 nos da una aproximación para determinar los límites de desempeño de las celdas fotovoltaicas reales. La figura 3.4 muestra una familia de curvas I-V que determinan el comportamiento de la celda para diferentes niveles de insolación.

Figura 3.4 Familia de curvas corriente vs voltaje a diferentes niveles de insolación



Se puede apreciar que las celdas FV tienen límites bien definidos en voltaje y en corriente (si opera fuera de los límites tanto en circuito abierto como en corto circuito se daña), por lo tanto, es de vital importancia determinar estos límites para la correcta operación de la celda.

Para determinar la corriente de corto circuito I_{SC} de la celda basta con sustituir en la exponencial $V = 0$, el resultado es que la corriente de corto circuito es igual a la fotocorriente $I_{SC} = I_L$. Una buena aproximación consiste en afirmar que la corriente de la celda es directamente proporcional a la irradiación recibida, por lo tanto si se conoce la corriente de la celda en condiciones estándar I_{SCT} , entonces la corriente de la celda para cualquier otra irradiación (I_g) estará dada por:

$$I_C = \frac{I_g}{I_{SCT}} I_L(I_{SCT}) \quad \text{Ecuación 33}$$

Para determinar el voltaje de circuito abierto de la ecuación de corriente, se hace $I = 0$ y se despeja V_{OC} obteniéndose la siguiente expresión:

$$V_{OC} = \frac{kT}{q} \ln \frac{I_L - I_D}{I_D} \cong \frac{kT}{q} \ln \frac{I_L}{I_D} \quad \text{Ecuación 34}$$

Donde normalmente $I_L \gg I_D$. El término kT/q es normalmente expresado en términos de voltaje, por ejemplo si la relación de la fotocorriente a la corriente inversa de saturación es 10^{10} , usando un valor para la constante térmica (kT/q) de 26 mV a 300 °K, entonces el valor para el voltaje de circuito abierto es de 0.6 V. Cabe la pena resaltar que el voltaje de circuito abierto es dependiente logarítmicamente de la iluminación de la celda, mientras que la corriente de corto circuito es solo directamente proporcional a la iluminación.

3.1.3. Potencia de la celda

La potencia insta entregada por la celda en cualquier instante se obtiene al multiplicar la corriente por el voltaje.

$$P_C = I_C * V_C \quad \text{Ecuación 35}$$

A fin de obtener tanta energía como sea posible de la celda FV, es deseable operar la celda en las condiciones que proporcionen la máxima potencia. Refiriéndose a la figura 3.4, observamos que la curva IV contiene un solo punto donde la celda produce la máxima potencia.

El punto de máxima potencia se puede determinar mediante la diferenciación de la Ecuación 35 con respecto al voltaje e igualando el resultado a cero. Después la ecuación obtenida se resuelve para encontrar el voltaje al cual se satisface la condición, se comprueba para verificar que esta tensión representa un máximo y entonces al multiplicar por el respectivo valor de corriente se conoce el punto de máxima potencia.

3.1.4. Potencia máxima

Si I_{mp} representa la corriente de la celda a la máxima potencia, y si V_{mp} representa el voltaje de la celda a la máxima potencia, entonces la potencia máxima de celdas se puede expresar como:

$$P_m = I_{mp} * V_{mp} = FR * I_{SC} * V_{OC} \quad \text{Ecuación 36}$$

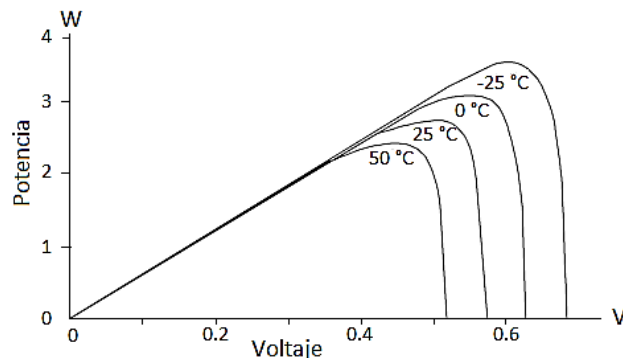
Donde FR se define como el factor de relleno de la celda. El factor de relleno es una medida de la calidad de la celda. Las celdas con gran resistencia interna tendrán factores de relleno más pequeños, mientras que la celda ideal tendrá un factor de relleno igual a la unidad. Un factor de relleno unitario sugiere una curva de forma rectangular de la curva IV, tal característica implica que la celda funciona ya sea como una fuente de tensión ideal o como una fuente de corriente ideal. Aunque una celda real no muestra una curva rectangular, está claro que tiene una región donde su operación se aproxima a la de una fuente de tensión ideal y otra región en la que su funcionamiento se aproxima al de una fuente de corriente ideal.

Para una celda ideal con $V_{OC} = 0.596$ y $I_{SC} = 2.0$ A, el factor de relleno será de aproximadamente 0.83. Los factores de relleno típicos para las celdas fotovoltaicas reales, pueden variar de 0.5 hasta 0.82. El secreto para maximizar el factor de relleno es maximizar la relación de fotocorriente, revertir la corriente de saturación, mientras se minimiza la resistencia en serie y se maximiza la resistencia de pérdidas a tierra dentro de la celda.

3.1.5. Efecto de la temperatura

La potencia entregada por la celda fotovoltaica es sensible a la temperatura, para entender dicho comportamiento, se realiza un pequeño análisis sobre el efecto de la temperatura en el voltaje y corriente entregados por la celda. Un rápido análisis a la ecuación 34 podría sugerir que la tensión en vacío es directamente proporcional a la temperatura absoluta de la celda. Sin embargo, la corriente de saturación inversa es altamente dependiente de la temperatura también. El resultado neto es que el voltaje de circuito abierto de una celda fotovoltaica de silicio disminuye $2.3 \text{ mV} / ^\circ\text{C}$ de aumento en la temperatura, lo que equivale a aproximadamente el $0.5\% / ^\circ\text{C}$. Por otro lado, la corriente de cortocircuito permanece casi constante ante variaciones de temperatura. Como resultado y para casos prácticos, la potencia de la celda decrece aproximadamente $0.5\% / ^\circ\text{C}$.

Figura 3.5 Potencia entregada por una celda a diferentes temperaturas de operación



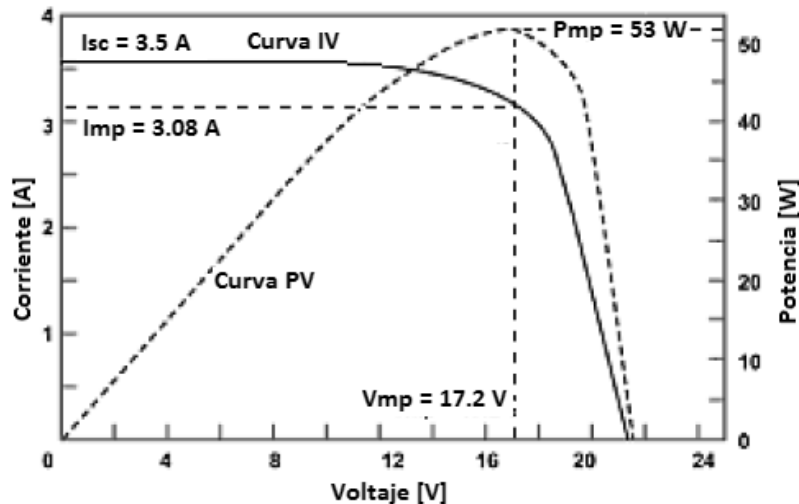
Es importante hacer notar que cuando se ilumina una celda, generalmente menos del 20% de la energía irradiada se convertirá en electricidad, lo demás se convierte en calor, lo que resulta en el calentamiento de la celda. Como resultado, es de esperarse que la celda opere por encima de la temperatura ambiente, con la respectiva disminución en su rendimiento.

3.2. El Panel fotovoltaico

A fin de obtener la tensión de salida adecuada, las celdas fotovoltaicas se conectan en serie para formar un módulo o panel fotovoltaico¹³. Dado que los sistemas FV son operados normalmente en múltiplos de 12 volts, hay que conectar un número suficiente de celdas en serie para mantener el voltaje del panel (V_p) dentro de un rango aceptable. Esto significa que bajo condiciones de pleno sol, V_p debe ser aproximadamente 16-18 V. Dado que V_p es normalmente de alrededor de 80% de V_{OC} , esto sugiere que el diseño del panel debe tener un V_{OC} de aproximadamente 20 volts. Para celdas de silicio donde el voltajes de circuito abierto típico es de 0.5 a 0.6 volts, se deben conectar entre 33 y 36 celdas en serie.

Al igual que las celdas, el comportamiento eléctrico de los paneles se representa por las curvas de corriente vs voltaje (curva IV) o potencia vs voltaje (curva PV). La Figura 3.6 muestra las curvas IV y PV características de un panel típico disponible comercialmente. Bajo condiciones estándares ($I_{SCT} = 1000 \text{ W/m}_2$ y $T = 25 \text{ }^\circ\text{C}$), cada modelo de panel tiene una curva IV o PV característica. La corriente nominal (I_{mp}) y el voltaje nominal (V_{mp}) del panel se alcanzan en el punto de máxima potencia. Mientras el panel opere fuera del punto de máxima potencia, la potencia de salida será significativamente más baja.

Figura 3.6 Curva IV y PV para un módulo fotovoltaico comercial a 1000 W/m^2 y $25 \text{ }^\circ\text{C}$



Fuente: fabricante de paneles Solarex, VLX-53

¹³ En este trabajo se habla indistintamente de panel fotovoltaico o módulo fotovoltaico aunque algunos autores especifican que un panel fotovoltaico es un conjunto de módulos fotovoltaicos.

Una característica importante que cabe la pena recalcar es que el voltaje de salida no depende del tamaño del panel, ya que frente a cambios en los niveles de radiación incidente tiende a mantener una tensión constante de salida. En cambio la corriente, es casi directamente proporcional a la radiación solar y al tamaño del panel.

3.2.1. Principales parámetros

Los paneles fotovoltaicos, atendiendo a sus características eléctricas, pueden ser descritos mediante varios parámetros, los cuales deben ser proporcionados en las fichas técnicas por los fabricantes, y se definen a continuación:

- **Corriente de cortocircuito (I_{SC}):** es la intensidad máxima de corriente que se puede obtener de un panel mediante un amperímetro conectado entre bornes, sin ninguna otra resistencia adicional, esto es, provocando un cortocircuito.
- **Voltaje a circuito abierto (V_{OC}):** es el voltaje máximo que se podría medir con un voltímetro sin permitir que pase corriente entre los bornes del panel, es decir, en condiciones de circuito abierto (resistencia entre bornes infinita).
- **Corriente en punto de máxima potencia (I_{mp}):** es la corriente que corresponde a la máxima potencia para condiciones estándar. En general $I_{mp} < I_{sc}$.
- **Voltaje en punto de máxima potencia (V_{mp}):** Es el voltaje que corresponde a la máxima potencia en condiciones estándar o de prueba. En general $V_{mp} < V_{oc}$
- **Condiciones estándar de prueba (STC):** a menos que el fabricante especifique otras, se consideraran para un nivel de irradiación $G = 1000 \text{ W/m}^2$ y $T = 25 \text{ }^\circ\text{C}$.
- **Potencia máxima punta (P_{mp}):** corresponde al valor máximo de potencia que el panel puede entregar, la cual se da cuando el voltaje y la corriente alcanzan sus valores óptimos.

También podemos encontrar en las fichas técnicas de cada módulo características como:

- **Parámetros térmicos:** coeficientes de corrección para voltaje, corriente y potencia ante variaciones en la temperatura de operación.
- **Rango de funcionamiento:** temperatura de uso, máxima tensión del sistema y cargas de viento y nieve así como la máxima corriente inversa que pueden admitir.
- **Características físicas:** además de indicarnos las dimensiones del panel y su peso, nos pueden indicar el tipo de marco, caja de conexiones, cables, conectores y sobre todo el número de celdas.

3.2.2. Potencia entregada por un panel fotovoltaico

La potencia entregada por el panel fotovoltaico se puede calcular como el producto de la corriente por el voltaje. Como se ha mencionado, la corriente es función lineal de la radiación en un amplio rango de operación, el voltaje se puede considerar constante en el mismo rango, por lo tanto la potencia será función también de la irradiación. Sin embargo una expresión estaría incompleta si no tomamos en cuenta el efecto de la temperatura del panel.

El efecto de la temperatura sobre el punto de máxima potencia de un módulo fotovoltaico se puede evaluar a partir de la expresión:

$$P_{PFV} = P_{mp} \frac{I_g}{I_{ref}} [1 - C_T(T_c - T_{ref})] \quad \text{Ecuación 37}$$

- P_{PFV} : Potencia entregada por el panel fotovoltaico.
- I_g : Irradiación global incidente.
- T_c : Temperatura de operación de las celdas.
- C_T : Coeficiente de temperatura.

El subíndice “ref” indica las condiciones de referencia (las condiciones estándar de prueba). Si el coeficiente de temperatura no se suministra en la ficha técnica, se pueden considerar valores típicos entre 0.4 y 0.5 %/°C para módulos de silicio mono y poli cristalino, y entre 0.1 y 0.2 %/°C para módulos de silicio amorfo, estos valores pueden considerarse constantes en el rango típico de condiciones de trabajo.

En lo que respecta al comportamiento térmico de las celdas, la expresión siguiente proporciona una aproximación aceptable [2]:

$$T_c = T_{amb} + \left(\frac{TNOC - 20}{800} \right) \quad \text{Ecuación 38}$$

Siendo T_{amb} la temperatura ambiente en [°C], I la radiación incidente en [W/m²] y $TNOC$ la Temperatura Nominal de Operación de las Celdas, a un nivel de irradiación de 800 [W/m²], velocidad del viento de 1 [m/s] y temperatura ambiente de 20 [°C].

3.2.3. Eficiencia en la conversión de energía

La eficiencia de un panel fotovoltaico (η), corresponde al porcentaje de energía eléctrica generada en relación a la cantidad de energía luminosa recibida desde el Sol, cuando el panel se encuentra conectado a un circuito eléctrico.

$$\eta = \frac{P}{I_{SCT} A_C} \quad \text{Ecuación 39}$$

- P : Potencia generada (W).
- I_{SCT} : nivel de irradiación solar en la superficie del panel [W/m²], bajo condiciones STC.
- A_C : Superficie del panel fotovoltaico [m²].

Es importante mencionar que la eficiencia no es constante para todo el rango de potencia y temperatura. Comúnmente se hace referencia al obtenido en condiciones SCT

3.3. Controlador de carga

La función principal de un controlador de carga es mantener el voltaje de las baterías dentro de un rango de operación óptimo a fin de prolongar su vida útil y disminuir la pérdida de capacidad por ciclos de sobrecarga y sobre descarga (descarga profunda). Aunque es posible diseñar un sistema fotovoltaico que no requiera de este controlador, en general es conveniente y necesario debido a variaciones en la producción de energía por parte de los paneles fotovoltaicos y variaciones en el consumo de los dispositivos que demandan energía y están conectados en el sistema.

Debido a que en los últimos años el controlador de carga es uno de los dispositivos que más ha evolucionado, estos pueden contener algunas características adicionales a las mencionadas anteriormente.

A continuación se indican algunas de las características que puede incluir un controlador de carga (inteligente).

- Funcionamiento basado en un microprocesador interno.
- Protección contra sobrecarga de la batería.
- Protección contra sobre descarga de la batería.
- Protección del propio controlador contra tensión, intensidad o temperatura excesivas.
- Protección contra errores de instalación (como inversión de polaridad).
- Aviso previo a la desconexión del consumo.
- Selección manual o automática de tensión: 12 V / 24 V / 48 V.
- Selección manual del tipo de batería: electrolito líquido, gel, etc.
- Carga eficiente de la batería en etapas.
- Información al usuario: tensión de la batería, estado de carga de la batería.
- Protección contra intemperie.

A continuación se describen las funciones principales del controlador de carga como son: el control de sobrecarga y sobre descarga, los puntos de regulación de carga y las dos configuraciones más utilizadas para el diseño del controlador.

3.3.1. Control de sobrecarga y sobre descarga

Cuando se diseña un sistema fotovoltaico con respaldo de baterías se calculan los elementos del sistema para que éste cumpla los requerimientos de carga establecidos bajo las condiciones del peor caso posible, lo cual por lo general sucede en el mes con menor índice de irradiación solar. Por otro lado, cuando el sistema trabaja en condiciones más favorables, comúnmente el sistema excede los requerimientos de la demanda de energía. El control de sobrecarga implementado en el controlador debe garantizar que las baterías no sean sobrecargadas independientemente de los factores de diseño del sistema, variaciones de la carga, temperatura e irradiación solar.

Mediante la regulación de carga es posible alcanzar dicho objetivo de manera que el controlador suministrará energía a las baterías de manera que éstas se carguen completamente sin sobrecargarse. La condición de sobrecarga desgasta la composición de las baterías y reduce su

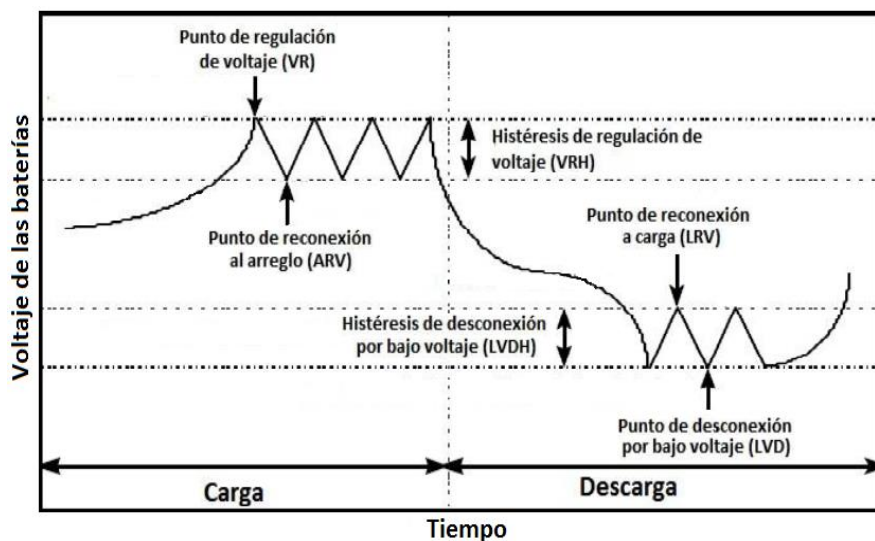
tiempo de vida, lo cual conlleva fallas prematuras y pérdida de capacidad del sistema. La manera en que el controlador evita la sobrecarga es limitando o interrumpiendo el flujo de corriente hacia las baterías cuando estas se hallan completamente cargadas.

Por otro lado cuando el sistema se encuentra en condiciones desfavorables, periodos de baja insolación o demanda de energía excesiva es posible que la energía suministrada por los paneles fotovoltaicos sea insuficiente para mantener las baterías en un nivel de carga aceptable. Al ocurrir ciclos de sobre descarga continuos la batería eventualmente pierde capacidad y acorta su ciclo de vida útil. Además algunas aplicaciones pueden funcionar de manera inadecuada o simplemente no funcionar si el nivel de voltaje suministrado por las baterías no es lo suficientemente elevado. El control de sobre descarga se implementa comúnmente abriendo el circuito entre el banco de baterías y la carga del sistema en cuanto el banco alcanza un nivel de voltaje crítico. En cuanto las baterías alcanzan un nivel aceptable de carga, éstas son reconectadas al sistema.

3.3.2. Puntos de regulación de carga

Los niveles de voltaje de las baterías a los cuales el controlador lleva a cabo funciones de conmutación o de control son llamados puntos de regulación de carga. Cuatro puntos básicos están establecidos para la mayoría de los controladores que cuentan con funciones de protección contra sobrecarga y sobre descarga

Figura 3.7 Puntos de regulación de carga



El punto de regulación de voltaje (VR) y el punto de reconexión al arreglo (ARV por sus siglas en inglés) se refieren respectivamente a los niveles de voltaje establecidos a los cuales el banco de baterías se desconecta y se vuelve a conectar al suministro eléctrico que proporciona el arreglo fotovoltaico.

El punto de desconexión por bajo voltaje (LVD) y el punto de reconexión a carga (LRV) se refieren a los niveles de voltaje a los cuales el banco de baterías se desconecta de la carga para prevenir la sobre descarga.

3.3.3. Principales configuraciones en el diseño para controladores de carga

Regularmente se aplican dos configuraciones básicas en la gran mayoría de los controladores para regular la carga suministrada por parte del arreglo fotovoltaico hacia el banco de baterías: regulación por derivación (shunt) y en serie. Ambos esquemas son ampliamente utilizados en la actualidad y algunos diseños incorporan una serie de variaciones que incrementan su rendimiento. Los diseños más simples regulan el suministro de corriente mediante la desconexión de la carga y del arreglo fotovoltaico del banco de baterías mientras que diseños más sofisticados limitan la corriente suministrada de forma lineal por el arreglo de manera que las baterías se mantengan siempre en un nivel de voltaje elevado.

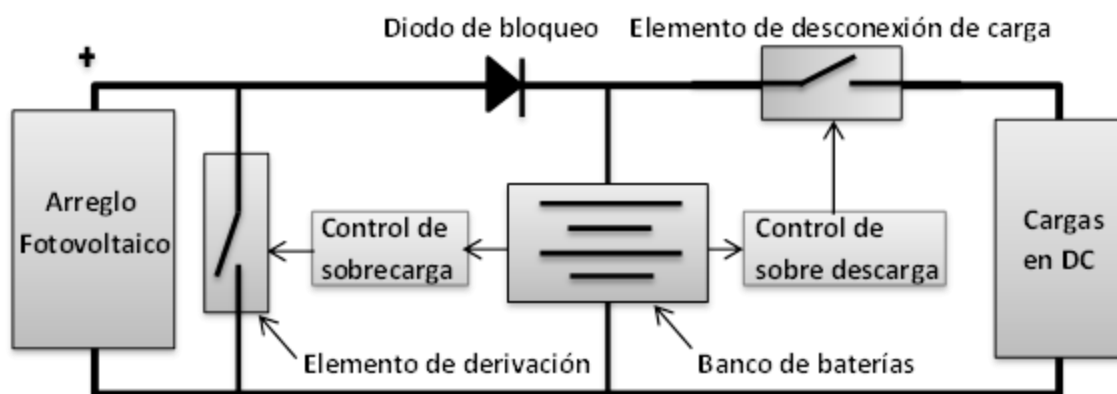
1. Control por derivación (shunt)

Gracias a que las celdas fotovoltaicas están limitadas en corriente de manera intrínseca debido a su construcción es posible ponerlas en cortocircuito sin riesgo alguno de dañarlas. Esta característica de las celdas fotovoltaicas se utiliza para el funcionamiento de esta configuración de control de carga.

El control por derivación regula la carga proveniente del arreglo fotovoltaico hacia el banco de baterías cortocircuitando el arreglo mediante un elemento de derivación. Todos los controladores que usan esta configuración cuentan con un diodo de bloqueo colocado en serie entre el banco de baterías y el elemento de derivación para prevenir que las baterías estén en corto circuito cuando la derivación se encuentra abierta.

Debido a que existe una cierta caída de tensión entre el arreglo fotovoltaico y el controlador y debido a pérdidas resistivas en el cableado y a la resistencia del elemento de derivación, se disipa una determinada cantidad de energía en forma de calor en el controlador. Por esta razón la mayoría de esta clase de controladores llevan un disipador de calor integrado y por lo general su uso se restringe a sistemas de generación fotovoltaica cuya corriente total en el arreglo sea menor o igual a 20 A. El elemento de derivación generalmente es un transistor MOSFET¹⁴ de potencia.

Figura 3.8 Configuración de regulación en derivación



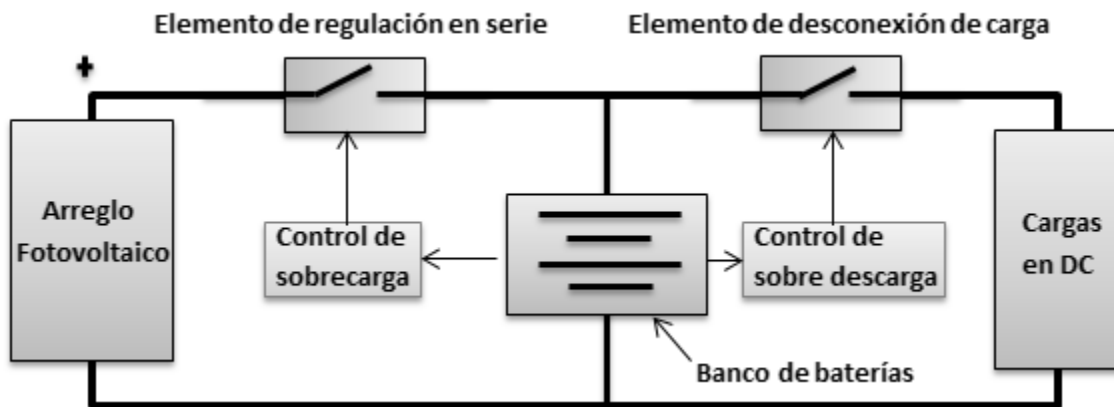
¹⁴ Transistor de efecto de campo metal-óxido-semiconductor, es utilizado para ampliar o conmutar señales.

2. Control en serie

Esta configuración de regulación requiere que el controlador se conecte en serie entre el arreglo fotovoltaico y el banco de baterías a diferencia del controlador en derivación el cual se conecta en paralelo. Esta configuración de control es usado comúnmente en sistemas de generación eléctrica fotovoltaica de gran tamaño gracias a que no tiene las limitantes de corriente que tiene el control por derivación, aunque también es usado en pequeños sistemas de generación.

En la Figura 3.9 se puede apreciar la arquitectura de un controlador de carga bajo la configuración de regulación en serie. En este tipo de controlador, un relevador o un interruptor de estado sólido desconectan el circuito entre el arreglo fotovoltaico y el banco de baterías para detener el flujo de corriente hacia éstas últimas o bien, si el controlador cuenta con esta característica, limita el flujo de corriente de manera lineal para mantener la batería cargada. Cuando no se cuenta con esta característica el controlador simplemente cierra nuevamente el circuito cuando el voltaje en el banco de baterías llega al punto de reconexión al arreglo. Debido a que esta configuración deja en circuito abierto al arreglo fotovoltaico, no es necesario contar con un diodo de bloqueo.

Figura 3.9 Configuración de regulación en serie



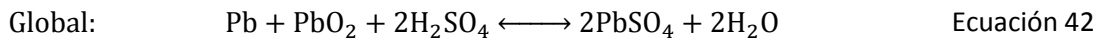
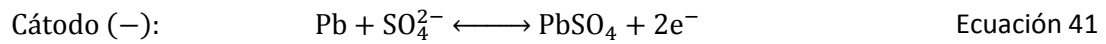
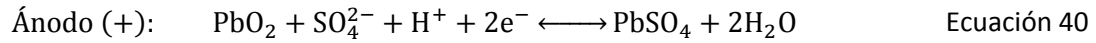
3.4. Batería electroquímica

La energía obtenida por un panel fotovoltaico se caracteriza, principalmente, por su variabilidad (diaria y estacional) y aleatoriedad, lo que afecta la disponibilidad de energía, por lo tanto los sistemas fotovoltaicos no pueden alimentar la carga durante la noche. Una buena solución consiste en implementar baterías para almacenar la energía que se va a requerir.

Una batería es capaz de almacenar energía eléctrica mediante una transformación en energía electroquímica. Es capaz de dar autonomía al sistema fotovoltaico independientemente de la generación. También contribuye al buen funcionamiento del sistema al aportar picos de intensidad superiores a los que proporciona el generador FV y al estabilizar el voltaje del sistema, evitando fluctuaciones dañinas en los equipos de consumo [2]. La variada gama de baterías que se emplean en los sistemas fotovoltaicos se basan, casi en su totalidad, en la tecnología de plomo-ácido. Es por esta razón que solo se hará mención de este tipo de baterías.

3.4.1. Principio de funcionamiento

Una batería de plomo-ácido se compone de un ánodo o electrodo positivo con PbO_2 , un cátodo o electrodo negativo con Pb , y el electrolito a base de H_2SO_4 diluido en agua. Su funcionamiento es una reacción electroquímica de oxidación-reducción:



Durante la descarga, ambos electrodos transforman la materia activa en sulfato de plomo. Además de agua en el ánodo. Este proceso supone consumo de electrolito (disminuye su densidad) y cambios de volumen de los materiales activos (el volumen del PbSO_4 es superior al del PbO_2 y este al del Pb). Dado que las reacciones químicas se producen en la superficie porosa de la materia activa, los cambios de volumen dificultan la homogeneidad del proceso y la adecuada difusión del electrolito entre la materia activa [2].

Más aún, los cambios de volumen provocan tensiones mecánicas en las rejillas con la consiguiente fractura del material activo que se desprende y precipita al fondo. Como consecuencia, las descargas repetidas producen pérdida de material activo y degradación de las placas. Por otra parte, si la descarga es muy rápida y la batería permanece descargada largo tiempo, el sulfato cristaliza y no es recuperable. A este fenómeno se le denomina sulfatación.

Durante la carga, el sulfato de plomo se transforma en óxido de plomo, plomo y ácido. Cuando el proceso de carga está por finalizar, la reacción química implica la electrolisis del agua, con liberación de oxígeno e hidrógeno (conocido como gaseo). Esta liberación supone la pérdida de agua del electrolito pero también la homogeneización del electrolito por agitación. Este fenómeno reduce la estratificación del electrolito, situación que se produce cuando la gravedad y la falta de movimiento provocan mayor concentración de electrolito en la zona inferior, pero también contribuye a la corrosión por oxidación de la rejilla positiva. Además, debe tenerse en cuenta que la pérdida de agua producida por el gaseo debe ser compensada en el proceso de mantenimiento.

Una alternativa para evitar la reposición de agua es el tipo de baterías VRLA (valve-regulated lead acid). Utilizan recipientes sellados con una válvula que permite la liberación de gas sólo cuando la presión en el interior sobrepasa un umbral (fenómeno producido por una sobrecarga excesiva, que debe ser evitado en este tipo de baterías). En condiciones normales de funcionamiento, el gas queda confinado en la batería y se recombina para producir nuevamente agua. Estas baterías inmovilizan el electrolito, que ya no está en fase líquida. Existen dos métodos a destacar: las baterías de gel (añaden SiO_2 al electrolito) y las baterías AGM (absorbed glass matt) en las que el electrolito es absorbido en un conjunto de fibras de cristal con alta porosidad [2].

3.5. Inversor

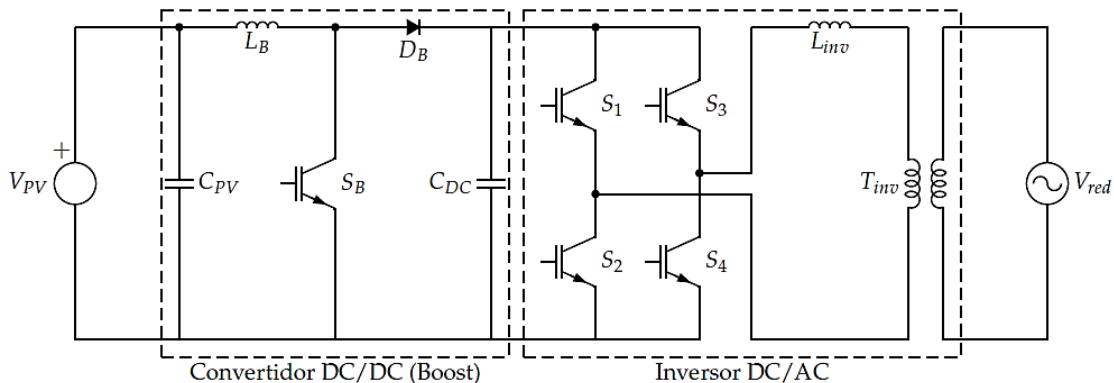
Un elemento indispensable en un sistema fotovoltaico es el inversor de corriente, debido a que la corriente suministrada por un panel fotovoltaico es en voltaje continuo, esta debe ser acondicionada para permitir su uso directo por el usuario o para el correcto acoplamiento a la red eléctrica. El inversor realiza la conversión de corriente continua a alterna cumpliendo con determinados requisitos de tensión, frecuencia, eficiencia, rendimiento y seguridad eléctrica.

En general la mayoría de las aplicaciones busca una forma de onda senoidal a la salida del inversor; sin embargo, obtener una senoidal pura en la práctica resulta muy difícil de lograr. Dependiendo del tipo de aplicación es posible que una señal cuadrada sea suficiente, sin embargo en aplicaciones de alto voltaje y/o en aquellas con interconexión a la red eléctrica, se requiere una salida senoidal con muy poca distorsión (distorsión con respecto a una onda senoidal pura).

3.5.1. Inversor de onda cuadrada

Un inversor suele estar compuesto por los siguientes bloques:

Figura 3.10 Esquema de un inversor monofásico con topología VSI (Voltaje Source Inverter)



Fuente: Perpiñán, 2012.

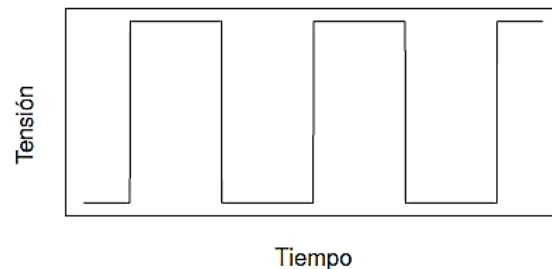
- **Convertidor DC/DC:** adecúa (eleva o reduce) la tensión de salida del generador a la tensión necesaria para el puente de conmutación.
- **Puente inversor:** realiza el troceado de la señal continua para convertirla en alterna.
- **Transformador:** adecua el valor de tensión de salida del puente al de la red y proporciona aislamiento galvánico entre la parte DC y AC.
- **Control:** realiza la supervisión de la entrada y salida del convertidor DC/DC y del puente inversor y entrega las consignas para seguir el Punto de Máxima Potencia del generador.

La parte fundamental de este equipo es el puente de conmutación, compuesto por un conjunto de dispositivos semiconductores de potencia (MOSFETs e IGBTs¹⁵, principalmente).

¹⁵ Transistor bipolar de puerta aislada, es un dispositivo semiconductor que generalmente se aplica como interruptor controlado en circuitos de electrónica de potencia

El funcionamiento básico de un inversor puede entenderse a partir del circuito de la figura 3.10. Representa un inversor de puente completo en H con dos ramas de inversión, cada una con dos dispositivos de conmutación controlados para conseguir un determinado valor de tensión de salida, corriente, nivel de armónicos, etc. En esta primera aproximación, se considera que la conmutación de los dispositivos sigue patrones de onda cuadrada. Dicho en otras palabras, los dispositivos S1 y S4 se activan simultáneamente mientras los dispositivos S2 y S3 están desactivados, y viceversa. Este tipo de conmutación produce a la salida del inversor una señal cuadrada con un valor de tensión pico y periodo T.

Figura 3.11 Evolución temporal de una onda cuadrada empleada para controlar la conmutación de un inversor



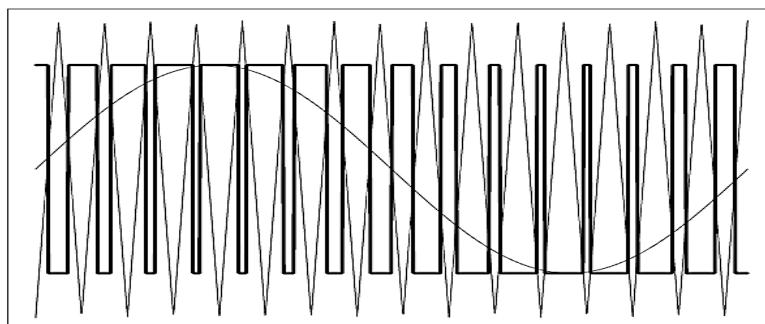
A pesar de su sencillez de implementación y el bajo nivel de pérdidas por conmutación, este patrón de conmutación mediante onda cuadrada tiene serios inconvenientes. Son relevantes el alto valor de distorsión de onda y la imposibilidad de regular el valor de la tensión de salida.

3.5.2. Control por modulación de ancho de pulso sinusoidal unipolar

Es posible mejorar notablemente la calidad de la señal de salida de un inversor si se emplea un esquema de control de conmutación mediante PWM (modulación de ancho de pulso por sus siglas en inglés). Este método consiste en generar un patrón de conmutación a partir de la comparación entre una onda de referencia con una onda triangular.

El caso más común elige una senoide como señal de referencia, adquiriendo la denominación SPWM (modulación del ancho de pulso con señal sinusoidal): este método genera un pulso de polaridad positiva cuando la señal sinusoidal supera a la onda triangular y un pulso de polaridad negativa en caso contrario.

Figura 3.12 Onda SPWM bipolar



Fuente: Perpiñán, 2012

Recorriendo la secuencia de pulsos que se obtiene es fácil comprobar que el ancho de pulsos es variable, con pulsos positivos más anchos al aproximarse al máximo de la senoide, y anchura similar de pulsos positivos y negativos en los pasos por cero. La frecuencia de la onda triangular, y por tanto la frecuencia de conmutación, está relacionada con la onda senoidal mediante el denominado índice de modulación de frecuencia.

Como se mencionó anteriormente existen aplicaciones donde se requiere la interconexión del sistema fotovoltaico con la red de suministro eléctrico convencional. El empleo de inversores de onda senoidal pura tiene como característica principal su bajo índice de distorsión, lo cual implica que su salida representa de manera fiel una senoidal prácticamente ideal. Dichos inversores utilizan filtros a su salida y técnicas de reducción de armónicos para lograr ese objetivo. Sin embargo por tratarse de un amplio tema, queda fuera de los intereses de este trabajo, por lo tanto no se ahondará más en ello.

3.5.3. Eficiencia de conversión de energía

Actualmente la eficiencia de conversión de corriente directa a alterna de un inversor suele rondar entre 90% y 98%, sin embargo este valor no es constante para todo el rango de operación. Dependiendo del fabricante, este puede buscar el punto de máxima eficiencia entre el 80% y 100% de su capacidad nominal.

La curva de desempeño de un inversor puede modelarse con la siguiente ecuación.

$$\eta_{inv} = \frac{P_0}{P_0 + k_0 + k_1 P_0 + k_2 P_0^2} \quad \text{Ecuación 43}$$

Donde k_0 , k_1 , k_2 son factores adimensionales, P_0 es la potencia normalizada y se calcula como el cociente entre la potencia de salida entre la potencia nominal del inversor (P_{AC}/P_{Inv}).

3.6. Medidor de consumo bidireccional

Cuando un sistema fotovoltaico es interconectado a la red eléctrica se requiere de un equipo que cuantifique la energía producida por el arreglo y proporcionada a la red, y la energía proporcionada por la compañía para consumo del usuario. Puesto que algunas instalaciones usan un único medidor, la lectura de éste decrece cuando la energía es generada por el sistema FV y aumenta cuando la potencia es consumida. El medidor bidireccional registra ambas aportaciones de corriente eléctrica para determinar el costo a pagar por el usuario.

Existen 2 tipos de medidores de energía, los electromecánicos y los electrónicos. Los medidores electromecánicos utilizan bobinados de corriente y tensión para crear corrientes parasitas en un disco que, bajo la influencia de campos magnéticos, produce un par de giro (el par de giro es proporcional a la potencia consumida por el circuito). El disco esta soportado por campos magnéticos y soportes de rubí para disminuir la fricción, un sistema de engranes transmite el movimiento del disco a las agujas de la caratula, que cuentan el número de vueltas del medidor. A mayor potencia, más rápido gira el disco, acumulando más giros conforme pasa el tiempo

Los medidores electrónicos utilizan convertidores analógico-digitales para sondear las señales de corriente y voltaje para obtener un valor digital de las mismas. Con dicha información y por medio de circuitos digitales como microprocesadores o procesadores digitales de señales para realizar el tratamiento de las señales. Una vez convertida la onda de voltaje y corriente en señales digitales pueden ser multiplicadas, filtradas e integradas para obtener el consumo neto de energía.

En México, el medidor lo proporciona la CFE mediante la celebración de un contrato en el que el usuario, también llamado generador, paga la diferencia entre un medidor bidireccional y uno convencional. En primer lugar, el usuario debe instalar el sistema, posteriormente el suministrador (la CFE) realiza la inspección de la misma y entonces se procede a fijar el medidor y celebrar el contrato de interconexión (Comisión Reguladora de Energía).

3.7. Protecciones eléctricas

Los elementos que componen una instalación fotovoltaica deben protegerse mediante interruptores que limiten la corriente. La práctica normal de instalaciones eléctricas exige que el equipo de entrada del servicio, cuente con dispositivos de protección contra fallas de corriente que puedan interrumpir las posibles corrientes de cortocircuito del equipo a proteger. El Artículo 690 del Código Eléctrico Nacional norteamericano (NEC), exige que todos los conductores portadores de corriente que parten de la fuente de potencia FV, estén provistos de una desconexión. Por lo cual cada parte del equipo del sistema FV debe ser protegido para aislarlos de todas las fuentes de potencia.

El artículo 690 de la NOM-001-SEDE-2012¹⁶, en su apartado C, se dedica específicamente a medios de desconexión, y el apartado E trata sobre la puesta a tierra de sistemas FV autónomos e interconexión a la red. Artículos de la misma norma, tales como 210, 240 y 250, tratan circuitos ramales, protección contra sobre corriente y la puesta a tierra respectivamente de manera más detallada.

3.8. Estructuras y anclaje del arreglo FV

Las estructuras tienen como objetivo proporcionar soporte mecánico a los módulos que conformen el arreglo FV con la finalidad de brindar seguridad a la instalación y permitan su correcta orientación (sur geográfico) para maximizar la generación de energía. En general estos elementos deben cumplir con los siguientes requerimientos:

- Los materiales deberán ser resistentes a las condiciones ambientales y a la corrosión que se presenten en el lugar de la instalación, suelen ser de acero galvanizado y aluminio anodizado para asegurar su durabilidad.
- El anclaje debe soportar la fuerza de compresión o estiramiento que ejerza el viento.
- Todo el soporte deberá estar conectado a tierra común.

¹⁶ Publicada en el Diario Oficial de la Federación el 29 de Noviembre de 2012.

3.9. Clasificación de los sistemas fotovoltaicos

Se conoce como instalación o sistema fotovoltaico al conjunto de componentes mecánicos, eléctricos y electrónicos que concurren para captar y transformar la energía solar en una forma de energía utilizable, como es la energía eléctrica.

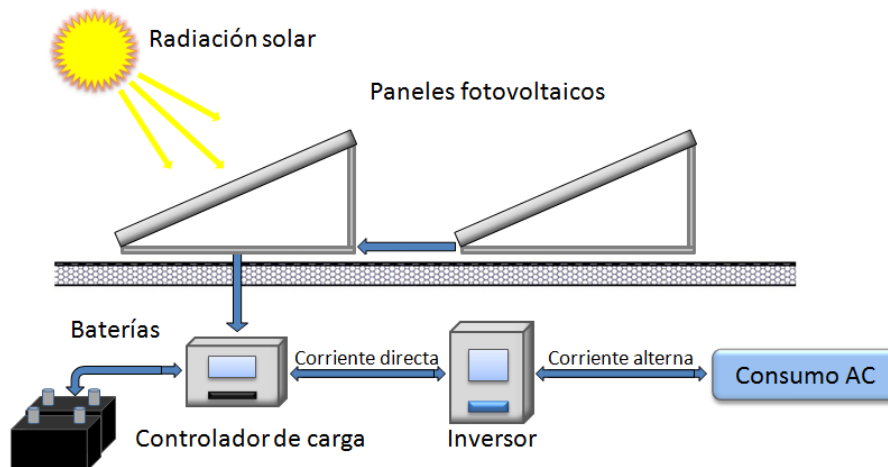
Las instalaciones fotovoltaicas se pueden dividir en dos tipos. El primer tipo corresponde a las instalaciones aisladas de la red eléctrica, las cuales tienen por función satisfacer los requerimientos de energía eléctrica en lugares que no cuentan con el servicio eléctrico de la red.

El segundo tipo corresponde a las instalaciones conectadas a la red eléctrica y tienen por objetivo reducir el consumo de energía eléctrica convencional (de la red), y si es posible, entregar a la red eléctrica parte de la energía generada y que no es ocupada en el lugar de la instalación.

3.9.1. Sistemas fotovoltaicos aislados

Los sistemas aislados o no conectados a la red, son utilizados en lugares remotos que no tienen acceso a la red eléctrica o resulta inviable su instalación; entre sus aplicaciones se encuentran la electrificación en comunidades rurales, antenas de comunicación, balizas o boyas de señalización, bombeo de agua, etc. Estos sistemas emplean un conjunto de elementos eléctricos que permiten captar la energía, transformarla y adecuarla para su uso directo por el usuario. Sus principales componentes se observan en la Figura 3.13.

Figura 3.13 Configuración típica de un sistema aislado o no conectado a la red



La configuración típica para este tipo de sistemas, consiste en conectar el panel fotovoltaico al controlador de carga, la energía recibida por el controlador en corriente continua a su vez alimenta un inversor de corriente para transformarla en corriente alterna (de uso común en la mayoría de los aparatos eléctricos), por otro lado el exceso de energía se ocupa para cargar las baterías. Cuando la generación de energía es insuficiente o nula (por las noches) la energía almacenada en las baterías alimenta al controlador y a su vez al inversor. De esta forma podemos disponer de energía eléctrica las 24 horas del día y no solo cuando el panel se encuentre generando.

Cuantificación de los requerimientos diarios de energía

El parámetro a utilizar para dimensionar un sistema fotovoltaico aislado es la energía requerida, considerando que:

$$\text{Energía} = \text{Potencia} * \text{tiempo de utilización} \qquad \text{Ecuación 44}$$

Los consumos de los aparatos eléctricos que hay que alimentar con el sistema fotovoltaico tienen que ser considerados en términos de energía diaria requerida. Por ejemplo:

- ◆ 3 Lámparas de 20 W, a alimentar durante 4 horas/día
- ◆ 1 TV color 60W, utilizado 2 horas/día

Energía diaria total necesaria = $3 * 20W * 4 \text{ horas/día} + 1 * 60W * 2 \text{ horas/día} = 360 \text{ Wh/día}$

Para concluir, el sistema deberá dimensionarse de acuerdo al recurso solar disponible en el lugar y se deben seleccionar los componentes con la capacidad adecuada para cumplir con los requerimientos de energía diaria o un poco más.

3.9.2. Sistemas fotovoltaicos conectados a la red

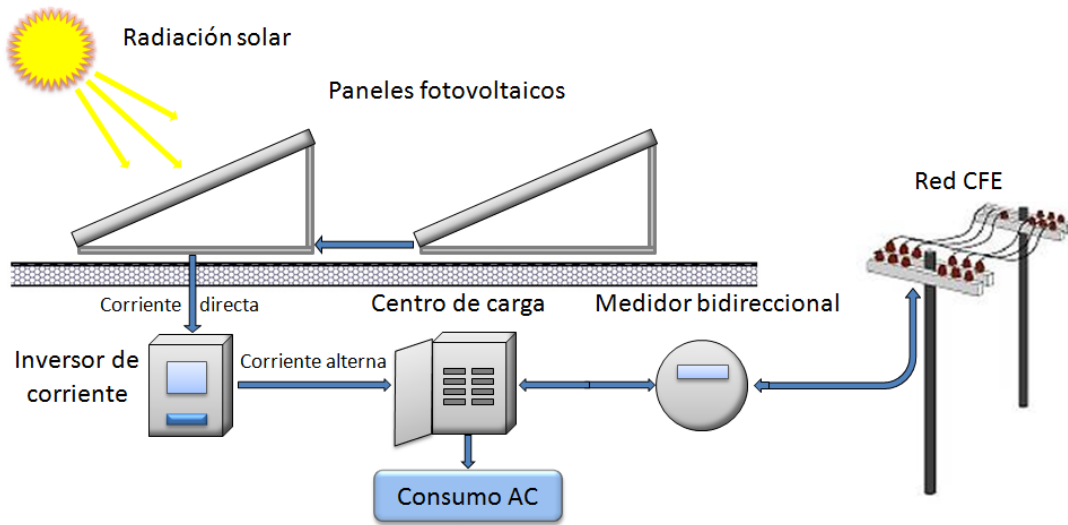
Los sistemas conectados a la red generan parte o la totalidad de la energía eléctrica requerida por el usuario empleado la red eléctrica como un sistema de intercambio de energía. Su empleo más común en el sector residencial se ubica en viviendas con altos consumos de energía que quieren disminuir su consumo de energía por parte de la red eléctrica.

Los principales equipos que forman parte de estas instalaciones son:

- Panel fotovoltaico.
- Inversor de corriente para pasar de CC a CA.
- Medidor bidireccional.

Este tipo de instalaciones se encuentra permanentemente conectado a la red eléctrica, de tal forma que en periodos con irradiación solar, el sistema fotovoltaico es quien entrega energía, mientras que en periodos de radiación limitada o nula es la red eléctrica quien entrega la electricidad necesaria para satisfacer la demanda. En el caso de que la energía generada por el sistema sea superior a la demanda local, la red eléctrica aceptará todo excedente de energía que no sea utilizado.

Figura 3.14 Configuración típica de un sistema conectado a la red



Las diferencias más notables de este sistema con respecto a los sistemas aislados, es que al estar permanentemente conectadas a la red eléctrica, no necesitan de sistemas de almacenamiento y control de carga, lo cual aumenta el rendimiento del sistema.

En el caso particular de México donde el cobro de energía eléctrica por parte de la compañía suministradora (CFE) se realiza dependiendo del sector y el nivel de consumo de energía (tarifas eléctricas), este tipo de sistemas representa una excelente oportunidad para usuarios de tarifa DAC (una de las tarifas eléctricas más caras en México) de disminuir su factura por concepto de energía eléctrica consumida de la red.

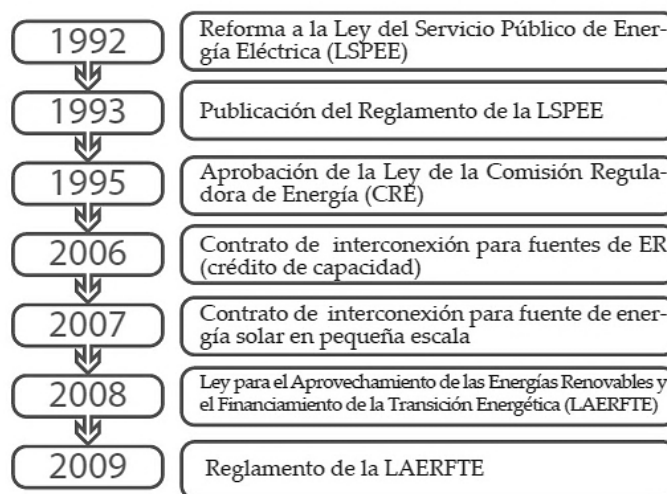
3.10. Marco legal

Con el objetivo de promover la inversión de energías renovables, México ha trabajado en la creación y modificación de leyes que permiten incentivar su uso, disminuir la dependencia energética relacionada con los combustibles fósiles y diversificar la matriz energética del país; incorporando fuentes de energía más limpias y con menor impacto ambiental.

En diciembre de 1992, la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica¹⁷ (LSPEE) fue modificada para permitir la participación privada en la generación de energía eléctrica en las modalidades de autoabastecimiento, cogeneración, productor independiente de energía, pequeño productor, importación y exportación, lo cual entre otras asuntos, significa que se permite la producción de electricidad por particulares, abriéndose así espacios de oportunidad para las distintas fuentes de generación de electricidad por medio de energías renovables.

¹⁷ Publicada en el Diario Oficial de la Federación el 23 de diciembre de 1992.

Figura 3.15 Regulación de energías renovables



Fuente: CRE

Además, la Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables (ER) y Financiamiento de la Transición Energética (LAERFTE) establece el marco regulatorio específico para la generación de energía eléctrica con fuentes alternativas de energía. Con ello se busca facilitar las inversiones en fuentes renovables de energía en México¹⁸.

De la misma forma, el Programa Especial para el Aprovechamiento de ER establece acciones y metas alcanzables en la capacidad instalada y la generación de energía eléctrica en el país, siguiendo los objetivos establecidos en el Plan Nacional de Desarrollo, el Programa Nacional de Energía y el Programa Nacional de Infraestructura.

En 2010 la Comisión Reguladora de Energía lleva a cabo diversas modificaciones a los contratos de interconexión y expide el nuevo “Modelo de Contrato de Interconexión para Fuente de Energía Renovable o Sistema de Cogeneración en Pequeña Escala” en sustitución al publicado en 2007 y el “Modelo de Contrato de Interconexión para Fuente de Energía Renovable o Sistema de Cogeneración en Mediana Escala”¹⁹.

Dichos instrumentos tienen por objetivo promover e impulsar el desarrollo de proyectos con fuentes de energía renovable o sistemas de cogeneración, a su vez permiten realizar y mantener la interconexión entre el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) propiedad de la Comisión Federal de Electricidad y la fuente de energía renovable o el sistema de cogeneración en pequeña o mediana escala.

Para los proyectos a pequeña escala la capacidad es de un máximo de 30 kW y de 500 kW para los de mediana escala. En ambos casos no se requiere de un permiso de generación eléctrica, siempre y cuando los proyectos no tengan una capacidad mayor a los 500 kW.

¹⁸ Secretaría de Economía, Energías Renovables, 2013

¹⁹ Resolución publicada en el Diario Oficial de la Federación el 8 de abril de 2010

3.10.1. Contrato de interconexión para fuente de energía renovable o sistema de cogeneración en pequeña escala

Actualmente el “Contrato de interconexión para fuente de energía renovable o sistema de cogeneración en pequeña escala” permite a los usuarios con servicio de uso residencial y a los usuarios con servicio de uso general en baja tensión, instalar e interconectar a la red un sistema de generación de energía eléctrica producida por una fuente de energía renovable o por un sistema de cogeneración.

En el caso particular de casas habitación y comercios pequeños conectados a la red eléctrica permite generar su propia energía eléctrica aprovechando la energía solar, bajo la modalidad de medición neta. En caso de haber en algún momento excedentes de electricidad el particular puede intercambiar energía con la empresa eléctrica, compensándola contra el consumo en otros momentos.

Algunos de los puntos más importantes a destacar dentro del Contrato de interconexión para fuente de energía renovable o sistema de cogeneración en pequeña escala, se pueden encontrar los siguientes:

1. El contrato aplica a la persona física o moral que cuente con un equipo de generación eléctrica con Fuente de Energía Renovable o aquellas personas físicas o morales que cuenten con un Sistema de Cogeneración en Pequeña Escala.
2. La potencia máxima a instalar dependerá del tipo de servicio, y no podrá ser mayor a:
 - Para usuarios con servicio de uso residencial: hasta 10 kW.
 - Para usuarios con servicio de uso general en baja tensión: hasta 30 kW.
3. Los medidores y los equipos de medición a ser usados para medir la energía serán instalados por CFE. El usuario únicamente pagará la diferencia entre el costo del equipo para realizar la medición neta y el costo de un equipo convencional.
4. Para fines de facturación, el consumo de energía, se determinará como la diferencia entre la energía eléctrica entregada por CFE y la entregada por el sistema de generación:
 - Cuando la diferencia sea negativa, se considerará como un crédito a favor del usuario que podrá ser compensado dentro del periodo de 12 meses siguientes.
 - Cuando la diferencia sea positiva se facturará según la tarifa aplicable

En el Anexo A, se presenta el Modelo del Contrato de interconexión para fuente de energía renovable o sistema de cogeneración en pequeña escala, donde podrán consultarse más detalles.

4. Metodología de cálculo

La finalidad de este estudio es proponer la mejor estrategia que permita hacer más atractiva la generación de energía eléctrica por medio de sistemas fotovoltaicos al público en general y que permita reducir los costos asociados al consumo de electricidad. Reconociendo algunas de las bondades de este tipo de sistemas como son: modularidad e interconexión a la red eléctrica, planteamos nuestro universo de trabajo.

Se proponen un conjunto de casos en el sector residencial, con consumos de energía entre 50 a 500 [kWh] mensuales, con incrementos de 25 [kWh] entre un análisis y otro. El tamaño del sistema fotovoltaico (P_{SFV}) en cada caso, se propone en incrementos de 250 [W] hasta llegar a 3 [kW] como máximo. El objetivo principal, es hallar el tamaño adecuado de sistema que genere parte o la totalidad de la energía requerida por el usuario y que optimice el beneficio neto.

Con respecto al sistema fotovoltaico, la mejor configuración se consigue, suprimiendo el uso de las baterías y el controlador de carga, disminuyendo así el costo total del sistema y aumentando notablemente el rendimiento gracias al respaldo de la red. La configuración resultante consiste básicamente en 2 componentes ampliamente documentados en la sección anterior: panel fotovoltaico e inversor. Aunque no es necesario para el funcionamiento del sistema, se puede instalar un módulo de monitoreo que será de utilidad para detectar fallas o anomalías.

En relación al estudio económico, los alcances limitan el análisis al sector doméstico del centro del país, es decir, se analizará la rentabilidad económica de implementar sistemas fotovoltaicos interconectados a la red eléctrica en el sector residencial, tomando en cuenta solo las tarifas 1 y Domestica de Alto Consumo.

En los siguientes apartados se detalla el procedimiento de cálculo propuesto para estimar la cantidad de energía producida por un sistema fotovoltaico característico de 250 [W] y luego este resultado se extrapola para capacidades de hasta 3 [kW]; para cada nivel de consumo y con la energía generada por el sistema, se determina la reducción en consumo de energía eléctrica de la red y con la tarifa aplicable, el ahorro monetario correspondiente; finalmente con las condiciones económicas actuales (inversión inicial, costos de mantenimiento, reemplazo, tasas de interés, rendimiento, inflación), se determina el Valor Presente Neto (VPN) para cada uno de los casos propuestos. Se eligen el tamaño que maximice el VPN para cada nivel de consumo.

4.1. Estimación de energía eléctrica generada

La cantidad de energía producida por un sistema fotovoltaico depende principalmente de los siguientes factores: tamaño del sistema; nivel de irradiación solar, latitud, ángulo de inclinación, desviación con respecto al sur geográfico, temperatura ambiente, características eléctricas y térmicas del panel e inversor. En los siguientes apartados se analiza el impacto de todos ellos en la cantidad de energía eléctrica disponible después de los procesos captación y transformación, se eligen los mejores parámetros de orientación del o de los paneles FV, con el fin de maximizar la generación de energía eléctrica del sistema.

4.1.1. Cálculo de radiación

Como primer paso se debe evaluar la cantidad de energía solar disponible en el sitio de emplazamiento, para ello se recurre a datos de radiación medidos por la Estación Meteorológica Automática (EMA) "Chapingo" (estación ubicada a 25 kilómetros de la capital de la ciudad de México), para todo el año 2014. Los datos se presentan en promedios diarios e incluyen mediciones de radiación solar, temperatura ambiente, precipitación, velocidad y dirección del viento. Se considera que dichos datos representan de forma general las condiciones meteorológicas del valle de México.

Para el análisis energético se proponen intervalos de análisis cada 10 minutos, donde se supone, los parámetros a calcular permanecen constantes. Para cada conjunto de valores (52,560, 1 cada 10 minutos, 144 por día, los 365 días del año), se calcula el tiempo solar verdadero (TSV , Ecuación 5) y los ángulos solares en el siguiente orden: declinación (δ), horario (ω), altitud (α) y azimut (z), con las ecuaciones 7, 8, 9, y 10 respectivamente, para definir en cada instante la posición del Sol con respecto al lugar de emplazamiento.

Empleando la correlación de Collares-Pereira and Rabl (1979), ecuación 15, se calcula la irradiación global horaria (I_g) a partir de los valores diarios reportados por la estación meteorológica. Después por medio de las correlaciones vistas en la sección 2.3.2.2, se descomponen los valores de irradiación global en sus componentes directa (I_d) y difusa (I_b).

Realizado lo anterior, se procede a calcular la radiación global incidente sobre un plano inclinado. Se observa que se tiene dos variables independientes en los modelos, ángulo de inclinación (β) y ángulo de azimut sobre el plano horizontal (γ), la forma de proceder es la siguiente: se asignan los valores iniciales de 0° y 0° respectivamente (sin inclinación respecto a la horizontal y sin desviación de azimut). Después con el modelo anisotrópico HDKR se calculan las componentes de la irradiación: directa (I_{bt}), difusa (I_{dt}) y reflexión (I_{gt}), Ecuación 27, 28 y 29.

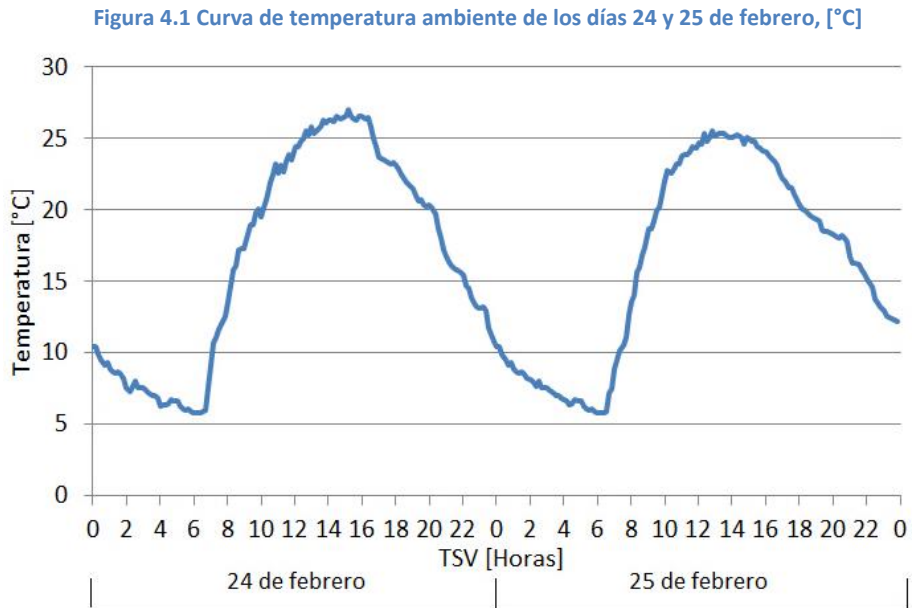
Finalmente se obtienen los valores de radiación global sobre el plano de interés, como la suma de las 3 componentes, Ecuación 24, y se integran todos los valores con respecto al tiempo de forma diaria, mensual y anual.

Hasta este punto, se han obtenido los mismos valores de irradiación sobre el plano inclinado y la superficie horizontal, la forma de optimizar la cantidad de energía solar recibida durante un año es mediante un análisis de variación sobre el parámetro β . La literatura aconseja que para maximizar la cantidad de irradiación solar recibida por el panel FV, el ángulo de desviación de azimut se mantenga en cero y el ángulo de inclinación debe ser similar a la latitud del sitio de emplazamiento para compensar las variaciones del movimiento solar a lo largo del año [3].

Por lo tanto, se hará variar el ángulo de inclinación en pequeños incrementos de 0.1° y nos detenemos cuando se obtenga un máximo para el valor integrado de la irradiación anual [kWh], se comprueba en cada evento que los resultados de irradiación global superan los valores de la superficie horizontal, y se comprueba que el máximo sea un máximo absoluto.

4.1.2. Temperatura ambiente

Un parámetro importante a considerar en la pérdida de rendimiento de un sistema FV es la temperatura ambiente (T_{amb}), variable que debe ser conocida en cada momento para cada uno de los 365 días. Con mediciones de temperatura obtenidas de la Estación Meteorológica Automática “Ciencias Biológicas I, IPN”, ubicada en la Ciudad de México, se analiza el comportamiento de la curva de temperatura con respecto al tiempo (TSV). La Figura 4.1 muestra la curva de temperatura de los días 24 y 25 de febrero de 2015.



Fuente: Elaboración propia con datos del Servicio Meteorológico Nacional, Conagua

Con el objetivo de facilitar el procedimiento de caracterización, se eligen 2 días consecutivos con temperatura mínima similar y se toma como intervalo de análisis el periodo comprendido entre la hora de amanecer del día 24 y la hora de amanecer del día 25. Con el conjunto de valores se realiza una traslación de la curva de temperatura según las siguientes relaciones propuestas:

$$T_{amb}^* = T_{amb} - T_{min} \quad \text{Ecuación 45}$$

$$TSV^* = TSV - \left(12 - \frac{H_{SS}}{2}\right) - \frac{20}{60} \quad \text{Ecuación 46}$$

- T_{amb}^* y TSV^* : Temperatura ambiente y Tiempo Solar Verdadero referidos al origen.
- T_{amb} y T_{min} : Temperatura ambiente y temperatura mínima respectivamente.
- TSV y H_{SS} : Tiempo Solar Verdadero y duración del día solar en horas.

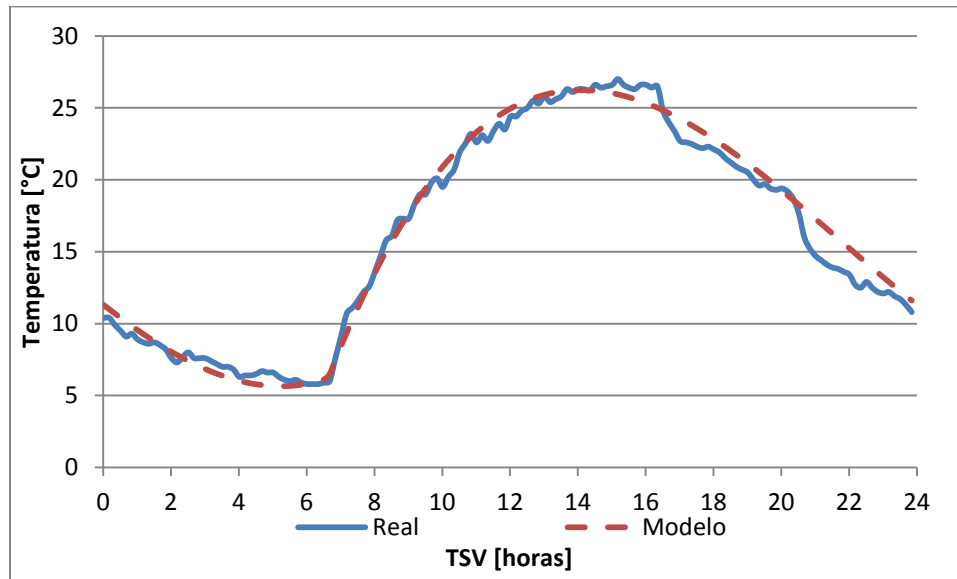
Para el día analizado la temperatura máxima es 27 [°C], la mínima 5.8 [°C] y la duración del día solar 11 horas con 33 minutos. La constante 20/60 se añade a la Ecuación 46, debido a que se supone que la temperatura mínima se presenta 20 minutos después de la hora de amanecer.

Para el conjunto de valores obtenidos por las ecuaciones 45 y 46, y por medio del método de regresión polinomial, se ajusta la curva a una función de grado 3. La ecuación obtenida para la temperatura ambiente referida al origen es:

$$T_{amb}^* = F(TSV^*) = 0.0119 TSV^{*3} - 0.539 TSV^{*2} + 6.0963 TSV^* + 0.0117 \quad \text{Ecuación 47}$$

Tomando en cuenta los cambios de variable propuestos en las ecuaciones 45 y 46 obtenemos en función del TSV la curva temperatura ambiente ajustada.

Figura 4.2 Curvas de temperatura real y ajustada para el día 24 de febrero de 2015



Fuente: Elaboración propia con datos de SMN, Conagua

Con el fin de obtener una función que nos permita calcular la temperatura ambiente para cualquier otro día, se propone parametrizar la Ecuación 47 como se indica a continuación:

$$T_{amb} = \left(\frac{T_{max} - T_{min}}{27 - 5.8} \right) \times F(TSV^*) + T_{min} \quad \text{Ecuación 48}$$

Los valores T_{max} y T_{min} son las temperaturas máxima y mínima registradas en el día de interés, los valores numéricos corresponden al día de referencia. El Tiempo Solar Verdadero referido al origen se calcula con la Ecuación 46, el Tiempo Solar Verdadero y la duración del día solar.

Realizando más análisis para otros días, en el Anexo B se puede observar que el modelo se ajusta para días soleados, pero existirán discontinuidades a las 0:00 horas entre un día y otro, esto debido a que en el modelo se consideró que la temperatura al inicio y al final del periodo es la misma, sin embargo estos valores no afectan el cálculo de potencia eléctrica del panel, ya que la temperatura ambiente solo afecta el rendimiento del sistema cuando hay radiación.

4.1.3. Cálculo de potencia eléctrica

Con los valores de radiación incidente sobre superficie inclinada para todo el año, se procede a estimar la energía eléctrica disponible después del proceso de conversión de energía en los paneles fotovoltaicos y el inversor. Se calcula la potencia generada por un panel e inversor de 250 [W] y para cualquier otro tamaño de sistema, el resultado se multiplica por el número de paneles necesarios en la instalación.

La potencia generada por los paneles a cualquier nivel de irradiación se calcula con la Ecuación 37, dicha ecuación requiere del conocimiento de los valores de irradiación global sobre el plano inclinado, calculados anteriormente y de los valores de referencia obtenidos en laboratorio en condiciones de prueba estándar, estos últimos los encontramos en las hojas técnicas proporcionadas por los fabricantes.

La Tabla 4.1 muestra un resumen de los principales parámetros de operación en condiciones STC de un panel típico de 250 [W].

Tabla 4.1 Condiciones de prueba estándar típicos para paneles de 250 [W].

Potencia máxima ($P_{m\acute{a}x}$)	250	[W]
Voltaje de máxima potencia (V_{mp})	29.8	[V]
Corriente de máxima potencia (I_{mp})	8.39	[A]
Voltaje de circuito abierto (V_{OC})	36.9	[V]
Corriente de corto circuito (I_{SC})	9.09	[A]

Nota: Valores obtenidos a nivel de irradiación de 1000 [W/m²] y temperatura ambiente de 25 [°C].

Debido a que los diferentes tamaños de sistema se proponen en incrementos de 250 [W], los valores de referencia serán los mismos, independientemente del número de paneles.

4.1.4. Corrección por efecto de la temperatura

Como se mencionó en el Capítulo 3 el aumento de la temperatura ambiente afecta el rendimiento de los paneles fotovoltaicos, más aun, el hecho de que solo una parte de la energía solar incidente sea aprovechada, indica que la fracción no aprovechada también incrementará la temperatura de operación del panel, disminuyendo la potencia de salida. El término entre corchetes de la ecuación 37 incluye dicho efecto, para ello se requiere conocer la temperatura de la celda y el coeficiente térmico de potencia.

Por un lado, el comportamiento térmico de las celdas se calcula con la Ecuación 38, con la temperatura ambiente, temperatura nominal de operación y nivel de irradiación. El coeficiente térmico de potencia es proporcionado por el fabricante.

La Tabla 4.2 presenta un resumen de los principales parámetros eléctricos de un panel FV comercial en condiciones de operación nominal (a un nivel de irradiación de 800 [W/m²] y temperatura ambiente de 20 [°C]).

Tabla 4.2 Condiciones de operación nominal típicas para paneles de 250 [W].

Temperatura nominal de operación de la celda (T_{NOC})	45	[°C]
Potencia máxima ($P_{m\acute{a}x}$)	180	[W]
Voltaje de máxima potencia (V_{mp})	26.8	[V]
Corriente de máxima potencia (I_{mp})	6.72	[A]
Voltaje de circuito abierto (V_{OC})	33.7	[V]
Corriente de corto circuito (I_{SC})	7.36	[A]

Adicionalmente la Tabla 4.3 presenta un resumen de los coeficientes térmicos típicos para paneles de 250 [W], que nos permiten evaluar la variación de los principales parámetros eléctricos con respecto al aumento de temperatura.

Tabla 4.3 Coeficientes de temperatura típicos para paneles de 250 [W].

Potencia máxima ($P_{m\acute{a}x}$)	-0.46	[%/°C]
Voltaje de máxima potencia (V_{mp})	-0.52	[%/°C]
Corriente de máxima potencia (I_{mp})	0.0065	[%/°C]
Voltaje de circuito abierto (V_{OC})	-0.36	[%/°C]
Corriente de corto circuito (I_{SC})	0.06	[%/°C]
Temperatura de operación	-40 a +90	[°C]

Los coeficientes pueden considerarse constantes en todo el rango de operación. El valor que emplearemos es el correspondiente a la potencia máxima ($P_{m\acute{a}x}$), los demás pueden ser empleados para dimensionar el cableado y sistema de protección en configuraciones serie paralelo donde se pueden alcanzar voltajes y corrientes elevadas, sin embargo, en este trabajo no se hará.

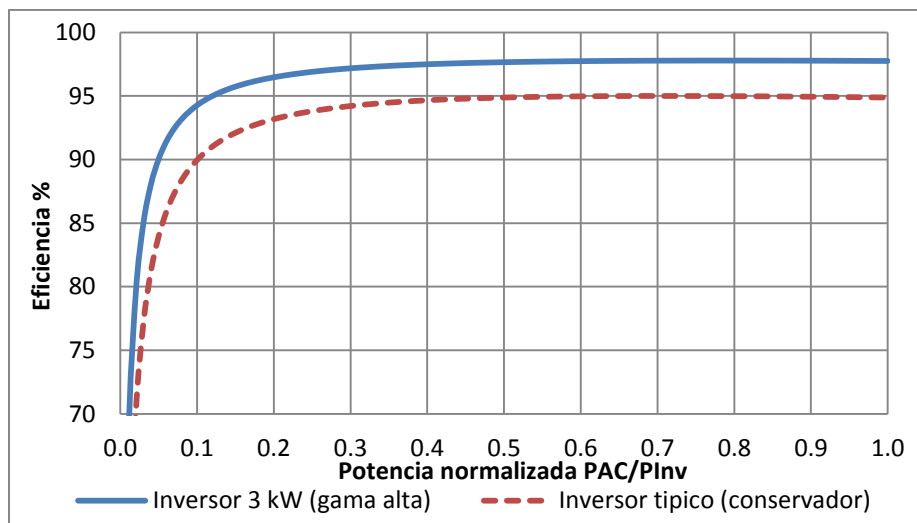
4.1.5. Eficiencia de conversión AC/DC

El último proceso de conversión de energía se lleva a cabo en el inversor. Actualmente, gracias a los avances en la electrónica, se pueden encontrar en el mercado, inversores con una eficiencia de conversión aceptable en un amplio rango de operación.

La Figura 4.3 muestra la curva de eficiencia de 2 diferentes inversores, para su construcción se empleó la Ecuación 43 y se comparó contra curvas disponibles en fichas técnicas.

Las curvas puede variar dependiendo de la capacidad del inversor y del fabricante, La curva superior en la gráfica corresponde a un inversor central de gama alta con eficiencia máxima de 97.8 %. En este trabajo se empleara un modelo más conservador con valor máximo de eficiencia de 95 % para garantizar que independientemente de la capacidad del inversor, los resultados obtenidos después del proceso de conversión de energía satisfagan condiciones mínimas de generación eléctrica.

Figura 4.3 Curvas de eficiencia de 2 inversores.



Fuente: Elaboración propia con datos de fabricantes de equipos.

4.2. Tarifas eléctricas

En México, la actual estructura existente respecto al cobro de energía eléctrica establece que el importe a pagar por el usuario, se determinara en base a distintos criterios contemplados en las llamadas “tarifas eléctricas”. Dichas tarifas representan una estrategia por medio del cual la CFE implementa el cobro diferenciado de energía, dependiendo del sector, los hábitos y niveles de consumo, entre otros.

Para el sector doméstico en la región centro del país, se aplican la tarifa 1 y la tarifa Doméstica de Alto Consumo (DAC) dependiendo del nivel de consumo. La tendencia en general es que el costo por [kWh] aumente a medida que se incrementa el nivel de consumo.

4.2.1. Tarifa 1

De acuerdo con la CFE, esta tarifa se aplica a todos los servicios que destinan la energía para uso exclusivamente doméstico, para cargas que no sean consideradas de alto consumo, conectadas individualmente a cada residencia, apartamento, apartamento en condominio o vivienda.

El cobro por consumo de energía se realiza por escalones, es decir, dependiendo del nivel de consumo mensual de energía se aplicaran diferentes costos. Los rubros correspondientes a la tarifa 1 se resumen en la Tabla 4.4.

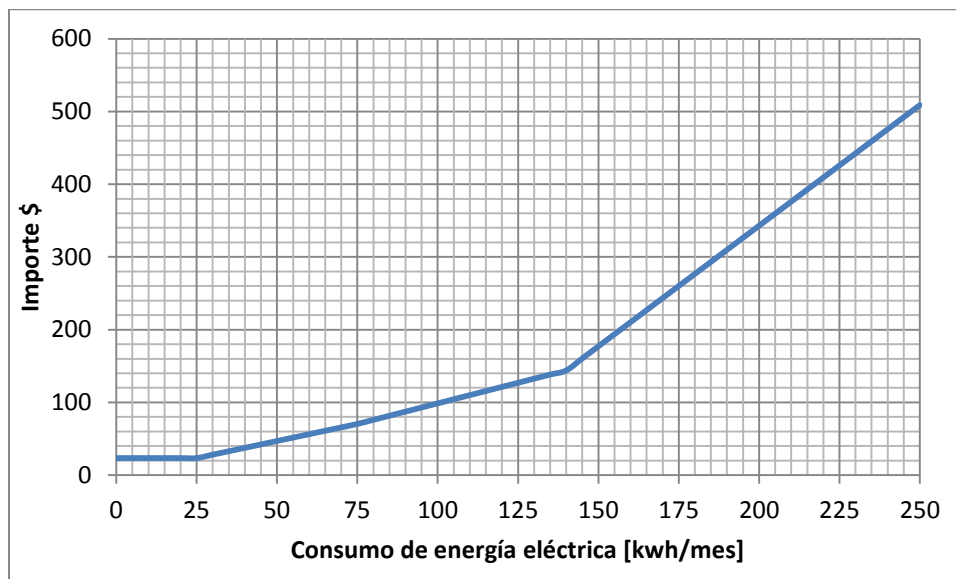
Tabla 4.4 Cargos por energía para la tarifa 1, precios correspondientes a enero de 2015.

Consumo básico	\$ 0.809	Por cada uno de los primeros 75 kilowatts-hora.
Consumo intermedio	\$ 0.976	Por cada uno de los siguientes 65 kilowatts-hora.
Consumo excedente	\$ 2.859	Por cada kilowatt-hora adicional a los anteriores.
Consumo mínimo mensual		El equivalente a 25 kilowatts-hora.

Fuente: CFE.

El importe cobrado por CFE en pesos²⁰, se representa de forma gráfica en la Figura 4.4, el eje horizontal representa el nivel de consumo y tiene como límite máximo el valor de 250 [kWh] mensuales. El eje vertical representa el importe a pagar por el usuario e incluye el Impuesto al Valor Agregado (IVA) de 16 %.

Figura 4.4 Importe a pagar por consumo de energía (Tarifa 1), enero de 2015, IVA incluido.



Fuente: Elaboración propia con datos de CFE.

La grafica tiene 3 cambios de pendiente, a los 25, 75 y a los 140 [kWh] que corresponde a los diferentes escalones de cobro por parte de la CFE. A medida que la pendiente se incrementa, el costo por kilowatt-hora consumido también aumenta.

4.2.2. Tarifa DAC para la región centro

La tarifa DAC se aplica en el sector doméstico cuando a lo largo de un año se registra un consumo mensual promedio superior al límite de consumo alto definido por la CFE. Se trata de una tarifa sin subsidio por lo cual el costo por kWh es más alto que las tarifas domésticas regulares. En el caso de la tarifa 1, el límite alto de consumo es de 250 [kWh/mes].

En la Tabla 4.5 se presentan de forma resumida los rubros correspondientes al cobro de la tarifa DAC, para la región central. Independientemente del nivel de consumo se aplica un cargo fijo y por cada kWh un precio fijo sin límite de consumo.

Tabla 4.5 Importe a pagar por el consumo de energía mensual, precios de enero de 2015.

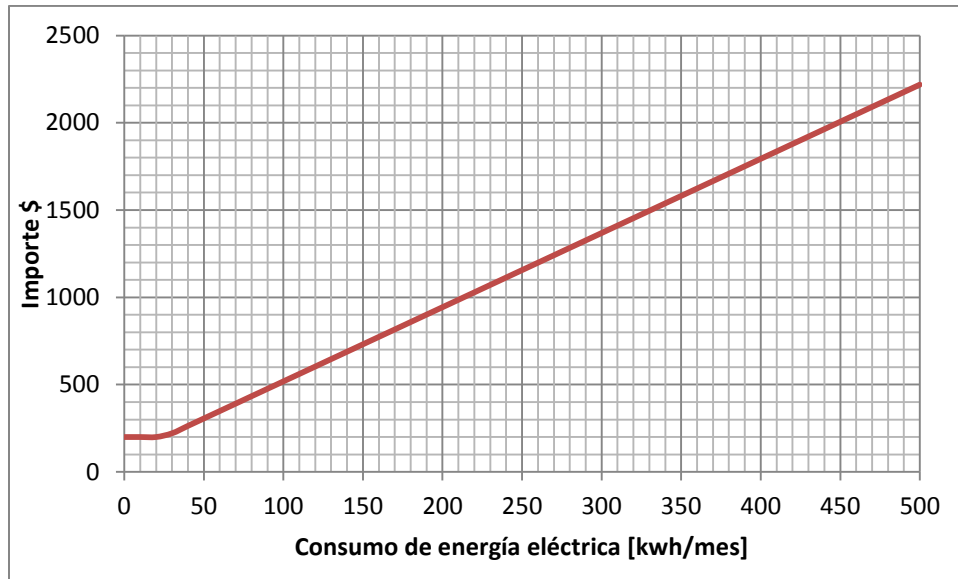
Cargo fijo	\$ 80.63
Cargo por energía consumida	\$ 3.664 por cada kilowatt-hora consumido
Consumo mínimo mensual	El cargo fijo, más el equivalente de 25 [kWh].

Fuente: CFE

²⁰ De aquí en adelante al hablar de pesos nos referiremos a precios en pesos Mexicanos.

La Figura 4.5 representa de forma gráfica el cobro realizado por CFE en base al consumo mensual de energía eléctrica, el importe incluye el 16% de IVA.

Figura 4.5 Importe a pagar por consumo de energía (Tarifa DAC, región central), enero de 2015.



Fuente: Elaboración propia con datos de CFE.

La grafica está acotada a los 500 [kWh] sin embargo pueden existir consumos mayores. Para este trabajo solo se analizaran alternativas de ahorro para el rango de consumo mostrado, para consumos mayores se considera que no existe interés del usuario por disminuir el consumo de energía de la red o el importe de la factura eléctrica.

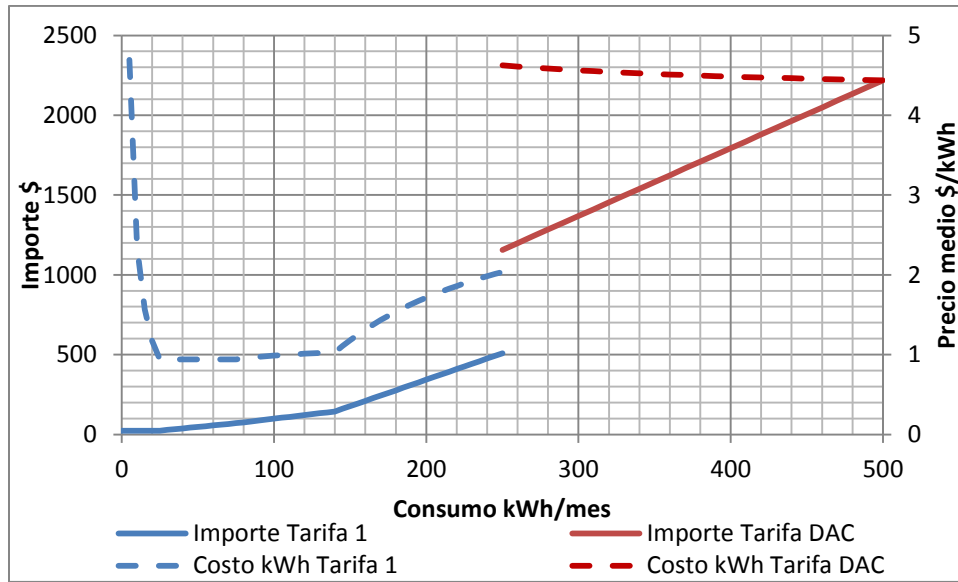
4.2.3. Comparativa entre tarifas

A fin de determinar en qué casos es viable la implementación de un sistema FV interconectado a la red, es necesario conocer el costo de la energía eléctrica contra la cual va a competir el sistema. La Figura 4.6 muestra una comparativa del importe a pagar por usuarios de las tarifas 1 y DAC, para el eje horizontal se considera el consumo promedio de los últimos 12 meses.

El comportamiento observado en la gráfica indica que el importe a pagar a CFE, para los diferentes intervalos, es función lineal del consumo de energía eléctrica, con aumentos consecutivos de pendiente entre un escalón y otro (por la reducción paulatina del subsidio), existiendo incluso una discontinuidad cuando se superan los 250 [kWh] (pasando de pagar 508.78 en tarifa 1 a 1156.09 pesos en tarifa DAC, casi 2.3 veces más).

El precio medio de la energía tiene un comportamiento diferente, con variaciones en los diferentes intervalos de consumo, desde 94 centavos hasta 4.62 pesos por kilowatt hora. La existencia del consumo mínimo encarece el precio medio de la energía para consumos menores a 25 [kWh], sin embargo es una situación poco común.

Figura 4.6 Importe y precio medio de la energía eléctrica (Tarifa 1 y DAC), enero 2015,



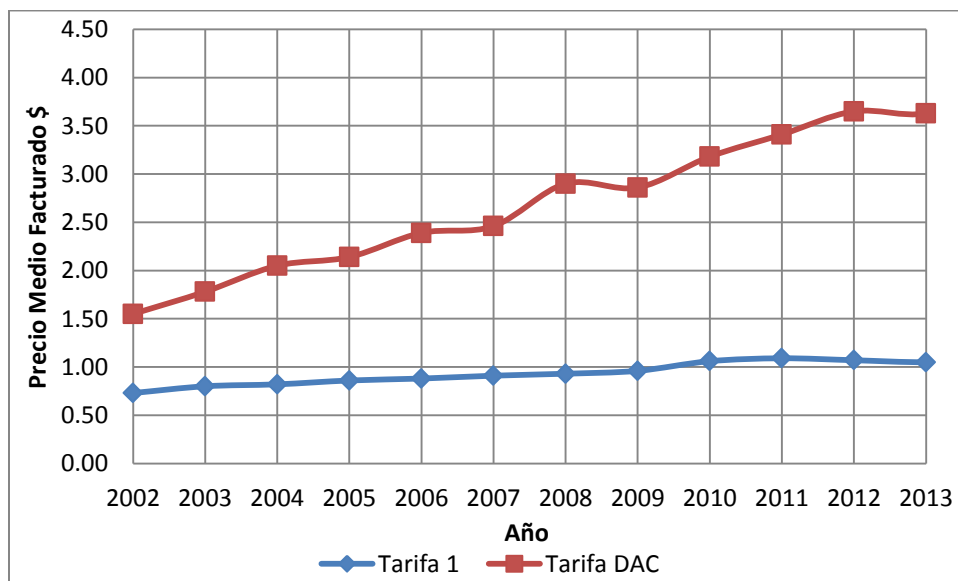
Fuente: Elaboración propia con datos de CFE

4.2.4. Energía eléctrica en el futuro

Debido a que la vida útil de un sistema fotovoltaico se estima en 25 años, para el análisis económico de sistemas FV interconectados a la red, es necesario estimar el costo del kilowatt hora vendido por la CFE en el futuro.

Realizando un resumen de costos de las tarifas 1 y DAC observamos que estas se han ido incrementado año con año. La Figura 4.7 muestra la evolución histórica del precio medio facturado del kWh para los años 2002 a 2014.

Figura 4.7 Precio medio facturado por tarifa 2002-2013, precios en moneda corriente.



Fuente: Elaboración propia con datos del Balance Nacional de Energía 2013, Pág. 48.

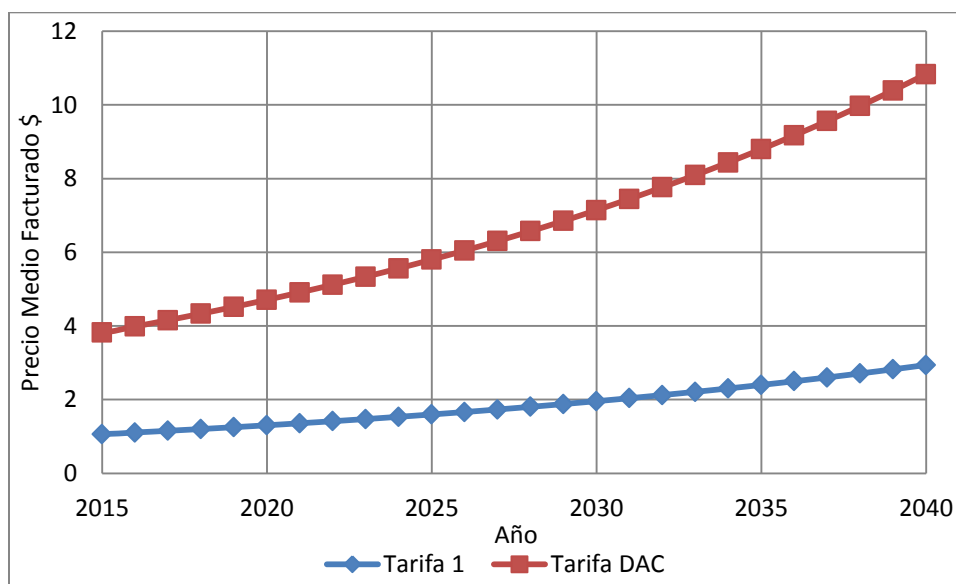
En el documento elaborado por la Secretaría de Energía con nombre “Prospectiva del Sector Eléctrico 2014”, en la sección 4.1.2 se realiza una proyección del precio de la electricidad para el periodo de pronóstico 2014-2028. Dicho documento afirma que el ajuste al precio de las tarifas eléctricas responde a comportamientos vinculados con escenarios económicos y de variación de precios de los combustibles:

“El comportamiento de las tarifas en los distintos sectores se ha mantenido con la misma tendencia, especialmente en aquellos sectores donde se otorgan subsidios. Las tarifas residenciales exceptuando la DAC, se incrementan mediante factores fijos para recuperar la inflación. Las tarifas industriales, comerciales y DAC en el sector residencial se ajustan con factores variables determinados mensualmente como función de las variaciones del costo de suministro”.

Para el periodo 2014-2028, el precio medio total de electricidad experimentara un comportamiento relativamente estable, con una tasa media anual de 0.1% (real), esto a consecuencia de las diversas trayectorias de precios, tanto de los sectores subsidiados como de los sectores sujetos a ajuste variables [25]. Ampliando tal afirmación hasta el año 2040, es posible estimar el precio de la energía eléctrica para las tarifas de interés.

La Figura 4.9 muestra el precio promedio del kWh en el periodo 2015-2040. Para su construcción se consideró que las tarifa 1 y DAC continuara con la tendencia mostrada en los últimos años, atenuada por el efecto de reducción en el precio de las tarifas eléctricas de 2015, 2 y 2.5 % respectivamente. Para la tarifa 1 se emplea una tasa de crecimiento de 4.15% anual²¹, igual a la inflación observada en los últimos 12 años; para la DAC un aumento real de 0.1% que aunado a la inflación, representa una tasa de crecimiento nominal de 4.25%.

Figura 4.8 Precio promedio del kWh en el periodo 2002-2040, precios en moneda corriente



Fuente: Elaboración propia con datos de CFE, INEGI y medios electrónicos.

²¹ Tasa promedio anual, Instituto Nacional de Estadística Geografía e Informática (INEGI).

4.3. Análisis económico

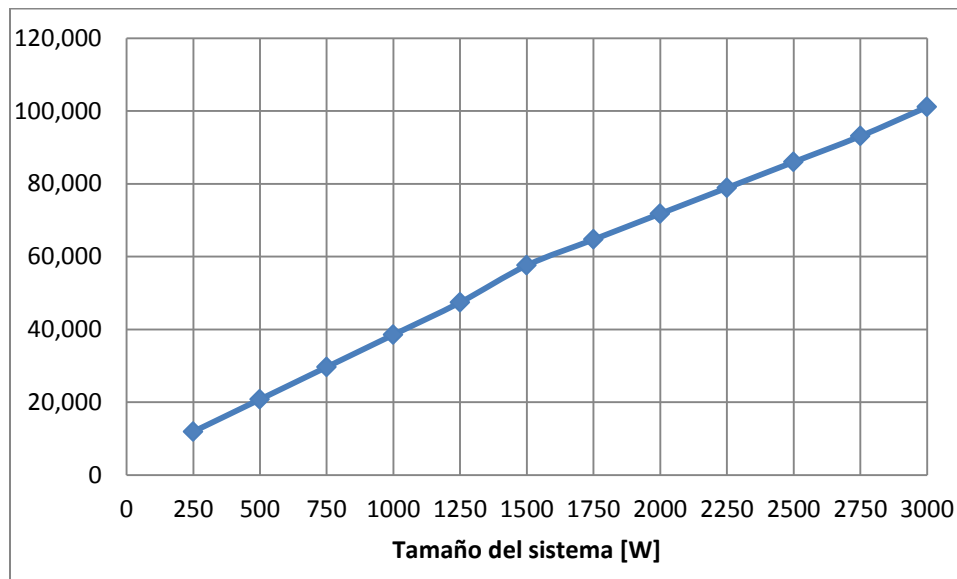
Como se mencionó al inicio de este documento, el objetivo del estudio es determinar en qué situaciones es viable la implementación de un sistema FV en el sector residencial. La decisión estará basada en el resultado neto de un análisis que involucre la inversión inicial, costos de operación (reemplazos), la energía generada anualmente, la variación de precios de las tarifas eléctricas y una tasa de rentabilidad para hacer más atractiva la inversión.

Hasta este punto, la mayoría de conceptos involucrados en el análisis se han definido, solo resta calcular la inversión inicial para los diferentes tamaños de sistema considerados y desglosar el costo de los componentes, para el reemplazo de los equipos con diferente vida útil.

4.3.1. Costos de los componentes

En México, el costo de instalar un sistema fotovoltaico interconectado a la red eléctrica es de 34 a 48 pesos por watt²², para tamaños de sistema que van desde los 250 a 3,000 [W]. En la figura 4.10 se observa el precio estimado para los diferentes tamaños de sistema propuestos. El mayor costo por watt corresponde a tamaños de sistema menores y conforme el tamaño va aumentando el precio por watt se estabiliza.

Figura 4.9 Inversión inicial de un sistema fotovoltaico, precio en pesos.

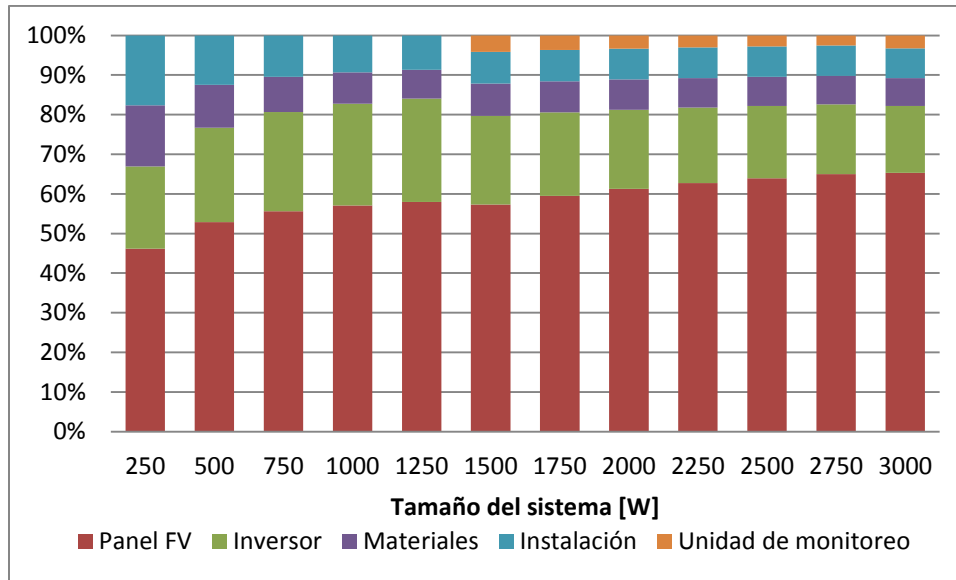


Fuente: Elaboración propia a partir de cotizaciones realizadas en enero de 2015.

Se estimó que la inversión inicial oscila entre los 11,919 y 101,076 pesos para potencias pico de 250 a 3,000 [W], respectivamente, los precios incluyen el costo del panel fotovoltaico, inversor, materiales, mano de obra (instalación) y para tamaños igual o mayores a 1500 [W], una unidad de monitoreo. La Figura 4.11 muestra el porcentaje del costo de los componentes en relación al costo total del sistema.

²² Precio obtenido en base a cotizaciones realizadas a empresas Mexicanas.

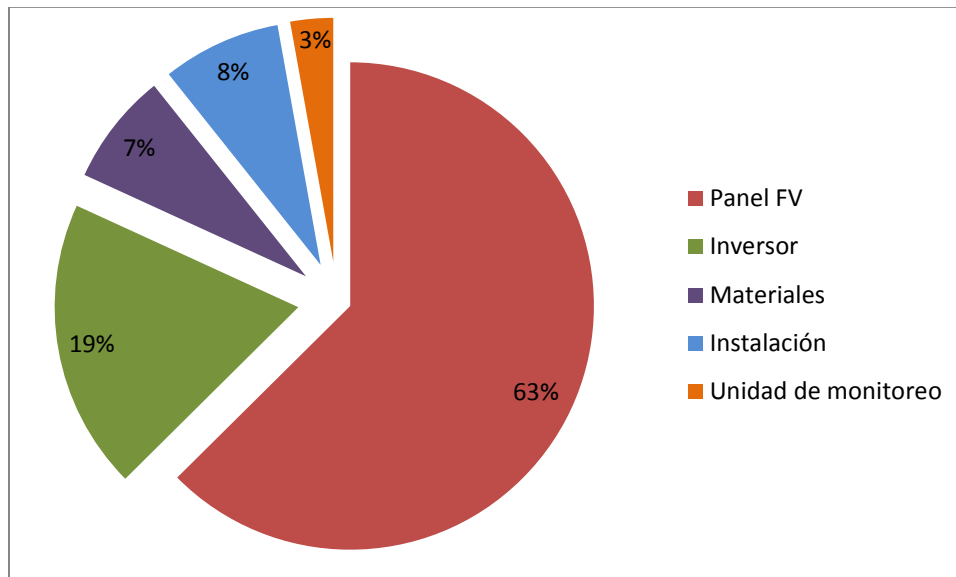
Figura 4.10 Costo relativo de los componentes de un sistema fotovoltaico.



Fuente: Elaboración propia a partir de cotizaciones realizadas en enero de 2015.

Realizando una ponderación de precios, se ha determinado que el componente más caro de un sistema fotovoltaico corresponde al panel FV con un costo estimado de 63 % del valor de la inversión inicial, seguido del inversor con 19 %, 7 % los materiales, 8 % la mano de obra (instalación) y 3 % la unidad de monitoreo. La Figura 4.12 muestra de forma gráfica la ponderación de precios de un sistema fotovoltaico.

Figura 4.11 Costo ponderado de los componentes de un sistema FV.



Fuente: Elaboración propia a partir de cotizaciones realizadas en enero de 2015.

El costo de algunos componentes puede variar debido al tipo de cambio peso-dólar vigente al momento de la compra. El precio estimado para la inversión inicial de los diversos tamaños corresponde a los llamados “kits fotovoltaicos”, soluciones ofrecidas por empresas mexicanas bien

establecidas que por medio de la selección adecuada, optimizan el rendimiento de los equipos del sistema.

Aunque en la compra individual de los componentes se pueden conseguir menores precios, la diferencia no es tan significativa. Se debe evitar la compra de equipos con distribuidores no reconocidos u ocasionales, debido a que pueden existir: diferencias entre capacidad de paneles e inversores; variaciones en el sistema de fijación y soporte; dimensionado erróneo del cableado, sistema de protección e incompatibilidad entre conectores, entre otros. También se debe evitar la compra de inversores de uso automotriz, ya que estos presentan curvas de eficiencia deficientes, y generalmente no son aptos para la interconexión a la red.

4.3.2. Valor Presente Neto

El criterio empleado para determinar la viabilidad económica en cada uno de los escenarios propuestos, es el Valor Presente Neto (*VPN*). Mediante este análisis se obtendrán indicadores, que nos permitirán determinar si la instalación proyectada en el tiempo, será lo suficientemente rentable como para llevarse a cabo.

Se parte del hecho de tener una tasa de referencia sobre la cual hacer comparaciones, por si misma, esta tasa representa un índice de eficiencia en el uso de recursos escasos (capital), que de aquí en adelante llamaremos “Tasa Mínima Atractiva de Rendimiento” (*TMAR*). Para el presente análisis se considera una *TMAR* de 7%, la elección de esta tasa podría considerarse arbitraria, sin embargo, la razón de considerar este valor, consiste en que es una tasa mayor a la inflación y en general a la tasa de interés ofrecida por los bancos en México.

El valor presente neto, consiste en trasladar los flujos de efectivo de los años futuros al presente y restar la inversión inicial que ya está en tiempo presente. Los flujos (ingresos monetarios por el ahorro de energía consumida de la CFE, costo de los reemplazos, operación y mantenimiento) se descuentan a una tasa que corresponde a la *TMAR*, de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$VPN = -II + \frac{FNE_1}{(1+i)^1} + \frac{FNE_2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{FNE_n}{(1+i)^n} \quad \text{Ecuación 49}$$

Donde:

- FNE_n = flujo neto de efectivo del año n , que corresponde a la ganancia neta.
- II = Inversión inicial en el año cero.
- i = tasa de referencia que corresponde a la *TMAR*.

El *VPN* simplemente nos indica si el inversionista está ganando o perdiendo un porcentaje de las ganancias que se fijaron como mínimo aceptable. Los criterios para tomar una decisión con el *VPN* son:

- Si $VPN > 0$, es conveniente realizar la inversión, ya que se estaría ganando más del rendimiento solicitado.

- Si $VPN < 0$, se debe rechazar la inversión porque no se estaría ganando el rendimiento mínimo solicitado.

Por su parte los costos e ingresos que integran los flujos de efectivo neto pueden calcularse independientemente y después sumarse a la inversión inicial como se indica enseguida:

El valor actual de los costos de reemplazo, pueden calcularse con las fórmulas de Valor Presente (VP) y Valor Futuro (VF).

$$VF = VP(1 + i)^n \quad \text{Ecuación 50}$$

$$VP = \frac{VF}{(1 + i)^n} \quad \text{Ecuación 51}$$

Donde i es la tasa aplicable y n el año del reemplazo. La primera fórmula se emplea para calcular el Valor Futuro de los reemplazos en el año n empleando la tasa de proyección de aumento en los costos (i) y la segunda fórmula para calcular el valor actual con la tasa de descuento propuesta (TMAR).

El valor presente de los costos de operación y mantenimiento para cada uno de los años, durante toda la vida útil del sistema, pueden calcularse como una serie gradiente geométrica donde los costos aumentan o disminuyen en una proporción fija (%).

$$VP_{Op.Mtto} = A \left[\frac{1 - \frac{(1 + g)^n}{(1 + i)^n}}{i - g} \right] \quad \text{Ecuación 52}$$

Donde A es la anualidad referida al final de cada periodo, g la tasa de crecimiento nominal de los costos, i la tasa de descuento y n la vida útil del sistema.

Finalmente el Valor Presente de los ingresos generados (ahorrados) por la reducción en consumo de energía eléctrica puede calcularse también como una serie geométrica con la Ecuación 52 pero con la tasa g calculada en sección 4.2.4 según la tarifa aplicable.

4.3.3. Costo nivelado de producción

El costo nivelado de producción (CNP) es el método más utilizado para evaluar y comparar económicamente proyectos de generación de energía eléctrica, en nuestro caso la emplearemos para comparar el costo de la energía producida por el sistema contra las tarifas eléctricas. Su valor expresa el costo promedio por unidad de producción [kWh] durante la vida útil del sistema.

A fin de considerar el valor del dinero a través del tiempo, la energía de salida y los costos totales se afectan con la tasa de descuento aplicada al análisis.

Para el cálculo del costo nivelado de producción, la energía total entregada por el sistema FV, y los costos totales durante la vida útil, se reducen a valor presente al inicio de operación. El *CNP* se obtiene por la relación entre ambos conceptos, es decir:

$$CNP = \frac{II + \sum_{t=1}^n (OM_t + CS_t + CR_t)(1+i)^{-t} - VR(1+i)^{-n}}{\sum_{t=1}^n EAU (1+i)^{-t}} \quad \text{Ecuación 53}$$

Donde:

- *II*: Inversión Inicial.
- *OM_t*: Costos de operación y mantenimiento durante el año t.
- *CS_t*: Costos sociales durante el año t.
- *CR_t*: Costos de reemplazo mayor durante el año t.
- *i*: Tasa de descuento.
- *VR*: Valor de rescate después de n años.
- *n*: Vida útil del sistema.
- *EAU_t*: Producción de energía en el año t.

En este análisis no se consideran los costos sociales, ya que no se cuenta con un método claro para evaluarlos. Si bien, al término de la vida útil puede existir un valor de rescate, en este caso se fija igual a cero. Los costos de operación y mantenimiento se consideran de 40 dólares por kilowatt instalado²³. La vida útil del sistema se estima en 25 años.

La producción de energía podría considerar constante a lo largo de la toda la vida útil, sin embargo, lo correcto es considerar una perdida en rendimiento del sistema por degradación de los fotovoltaicos, en este trabajo se emplea una tasa media de degradación del panel de 0.5% anual²⁴.

²³ Costos de operación y mantenimiento de la energía solar fotovoltaica a gran escala de 25 dólares por kW.
Fuente: fierasdelaingenieria.com

²⁴ Energy informative "The Real Lifespan of Solar Panels".

5. Resultados

En esta capítulo se presentan los resultados del cálculo de radiación solar disponible en el Valle de México, presentados en promedios mensuales tanto para superficie horizontal como en superficie inclinada. Después con la radiación anual optimizada, con las características eléctricas y térmicas del panel e inversor, se determina la cantidad de energía disponible después de los procesos de captación y transformación en cada uno de los tamaños de instalación propuestos.

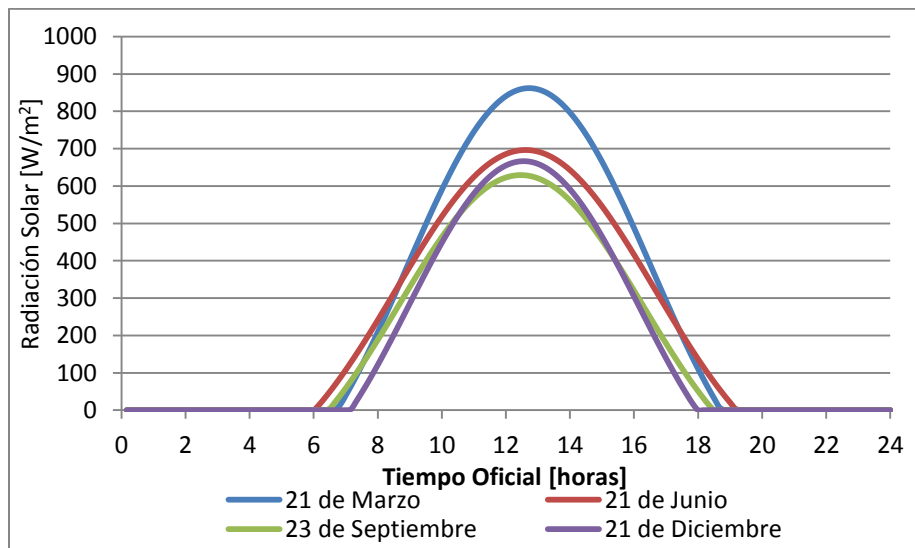
Finalmente se presenta el resumen del análisis de sensibilidad realizado para cada uno de los escenarios propuestos, determinando el tamaño adecuado de la instalación que maximiza el VPN de acuerdo al nivel de consumo de energía.

5.1. Radiación Solar

5.1.1. Curvas de radiación solar en superficie horizontal

Con datos proporcionados por la estación Meteorológica Automática Chapingo para todo el año 2014, con ayuda de los modelos descritos en el capítulo 2 y por medio del software *Microsoft VBA (Visual Basic for Applications)*, se obtuvo un conjunto de 365 curvas de radiación solar, una para cada día del año. La Figura 5.1 muestra las curvas de radiación promedio, obtenidas para cuatro días característicos del año (equinoccio de primavera y otoño, solsticio de verano e invierno).

Figura 5.1 Curvas de irradiación promedio [kWh/m^2]



Fuente: Elaboración propia con datos de OCAVM.

Al estar las curvas de radiación referidas al Tiempo Oficial, el cenit ocurre en un horario diferente al mediodía (por el desfase horario con respecto al Tiempo solar Verdadero). En equinoccio de primavera y otoño la duración del día y la noche es la misma, por lo tanto el periodo en que se recibe radiación solar es igual a 12 horas, el desfase en tiempo se explica con la Ecuación 3. En solsticio de verano e invierno se presentan la mayor y menor longitud del día, con una duración estimada de 13 horas con 10 minutos y 10 horas con 49 minutos respectivamente.

Un hecho importante a aclarar es que cada una de las curvas presentadas en la Figura 5.1 corresponde a una curva de radiación promedio. Debido a que en el transcurso del día se presentan periodos de nubosidad y precipitación (entre otros fenómenos atmosféricos), el valor de Irradiación total diaria (área bajo la curva) se ve disminuido con respecto a si se tuvieran condiciones de cielo despejado, como consecuencia al ajustar la curva, los valores de radiación máxima se ven atenuados.

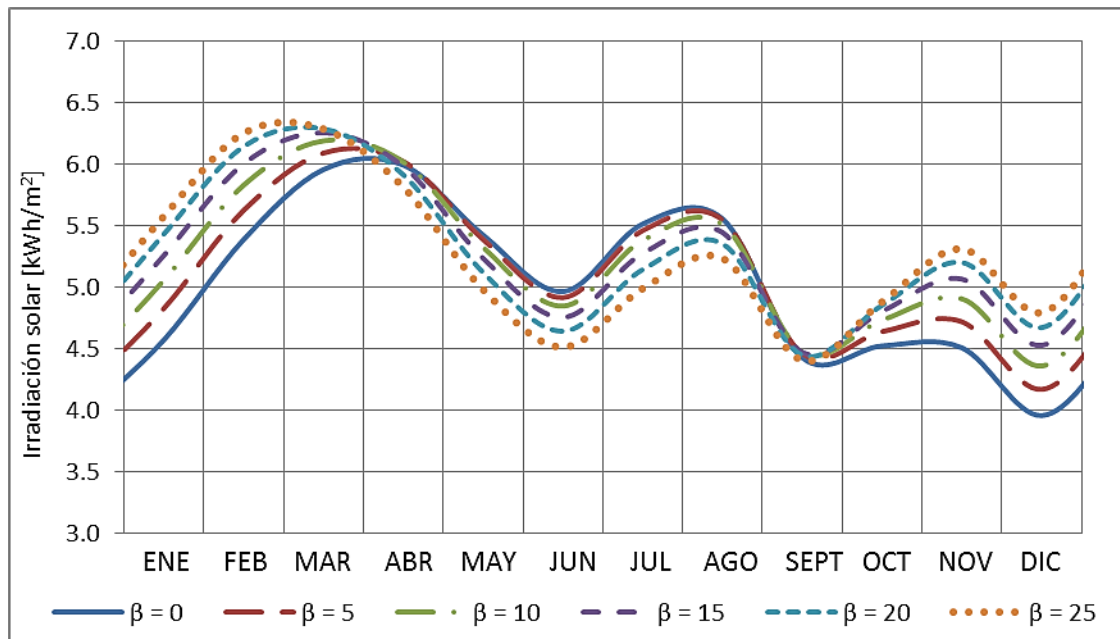
Cabe mencionar que ninguna de las curvas presentadas supera los 1000 [W/m²], sin embargo, existen días donde se alcanza un nivel de radiación mayor. Para el caso particular de la estación analizada, el máximo nivel de radiación se presenta el 2 de agosto con un valor de 1030 [W/m²].

5.1.2. Angulo de inclinación optimo

A fin de maximizar la energía solar recibida por los paneles fotovoltaicos en el periodo de un año, se realizó una serie de simulaciones en VBA para determinar la irradiación solar recibida por una superficie haciendo variar el ángulo de inclinación (β), manteniendo siempre la orientación con respecto al sur geográfico ($Z = 0^\circ$), los datos empleados pertenecen a la EMA Chapingo.

Los resultados muestran que a medida que se incrementa el ángulo de inclinación, la irradiación solar recibida en época de invierno mejora considerablemente pero a costa de sacrificar rendimiento en los meses de verano. La Figura 5.2 muestra la tendencia de las curvas de Irradiación en promedios mensuales para todo el año 2014 y para ángulos de inclinación $\beta = 0^\circ, 5^\circ, 10^\circ, 15^\circ, 20^\circ$ y 25° .

Figura 5.2 Curvas de irradiación sobre una superficie con diferentes ángulos de inclinación, [kWh/m²]

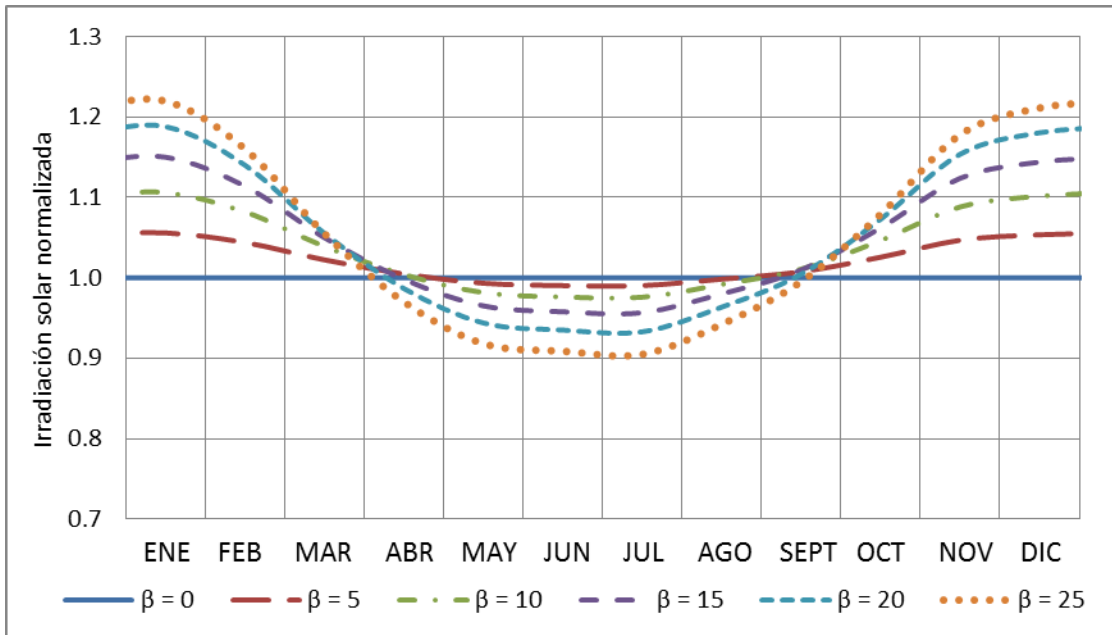


Fuente: Elaboración propia con datos de OCAVM.

Una forma alternativa de representar la información, consiste en recurrir a un método de ajuste con el propósito de visualizar mejor el resultado obtenido al inclinar la superficie. La Figura 5.3

muestra las curvas de irradiación normalizadas (tomando como referencia la posición horizontal) para los diferentes ángulos de inclinación, lográndose visualizar el efecto buscado.

Figura 5.3 Curvas de irradiación normalizadas, para diferentes ángulos de inclinación



Fuente: Elaboración propia con datos de OCAVM.

El objetivo de inclinar la superficie es incrementar el rendimiento del sistema, por consecuencia el ángulo de inclinación óptimo será aquel que maximice la irradiación solar anual, área bajo la curva en kWh/m². Realizando un análisis más exhaustivo con variaciones de 0.1° y para el año analizado, el ángulo de inclinación óptimo resulto ser de 19.4°, valor muy cercano al ángulo recomendado.

Probando con el valor $\beta = 19.42^\circ$, el valor de la irradiación anual se maximiza. La recomendación por consecuencia es dar una inclinación a los paneles fotovoltaicos igual a la latitud del sitio de emplazamiento, 19.42° para la ciudad de México, manteniendo siempre la orientación del eje longitudinal, colineal al eje norte-sur y mirando hacia el sur (siempre que las condiciones en sitio así lo permitan).

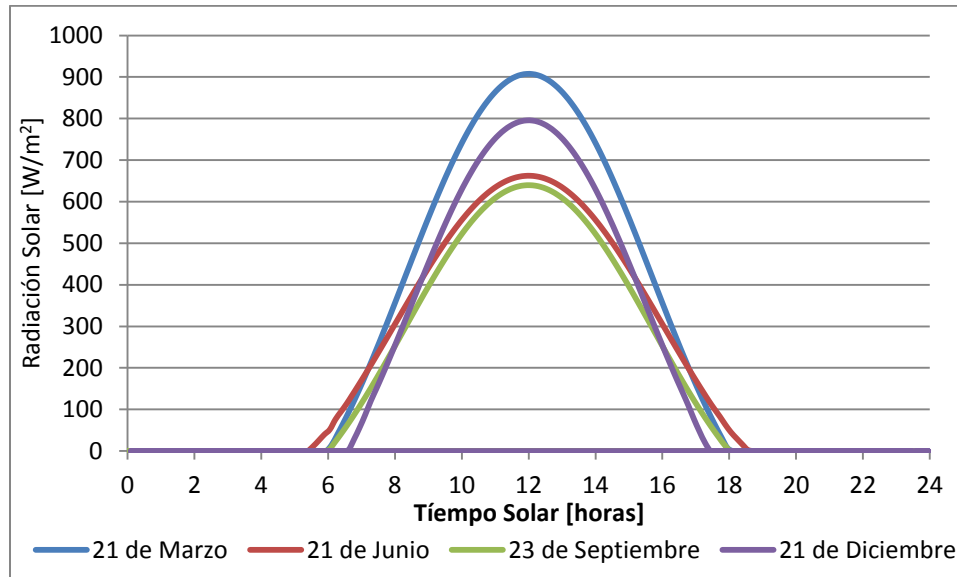
Un efecto observado al hacer variar el ángulo de inclinación β , es que el efecto más notable en el incremento de irradiación, se presenta en los primeros 16° (aproximadamente 97 % del beneficio máximo) por lo cual pequeños variaciones en orientación con respecto al valor óptimo no afectan demasiado. Por ejemplo, si el ángulo de inclinación es 18° o 21°, la pérdida en rendimiento es apenas notable, aproximadamente 0.5% con respecto al valor recomendado.

Como último punto aclaratorio de esta sección, es importante mencionar que la información presentada en los gráficos anteriores no debe emplearse para estimar la irradiación solar en un día en particular, ya que es una versión ajustada en promedios mensuales de las curvas reales, que son menos estilizadas y con más altibajos.

5.1.3. Irradiación diaria, mensual y anual

Tras haberse determinado el ángulo de inclinación óptimo, el siguiente resultado obtenido es el conjunto de curvas de irradiación solar para superficie inclinada de los 365 días. La Figura 5.4 muestra cuatro curvas de irradiación para días representativos del año (equinoccios de primavera y otoño, solsticios de verano e invierno) y para una superficie con inclinación $\beta = 19.42^\circ$.

Figura 5.4 Irradiación diaria para 4 días representativos sobre superficie inclinada ($\beta=19.42^\circ$), [W/m^2]



Fuente: Elaboración propia con datos de OCAVM.

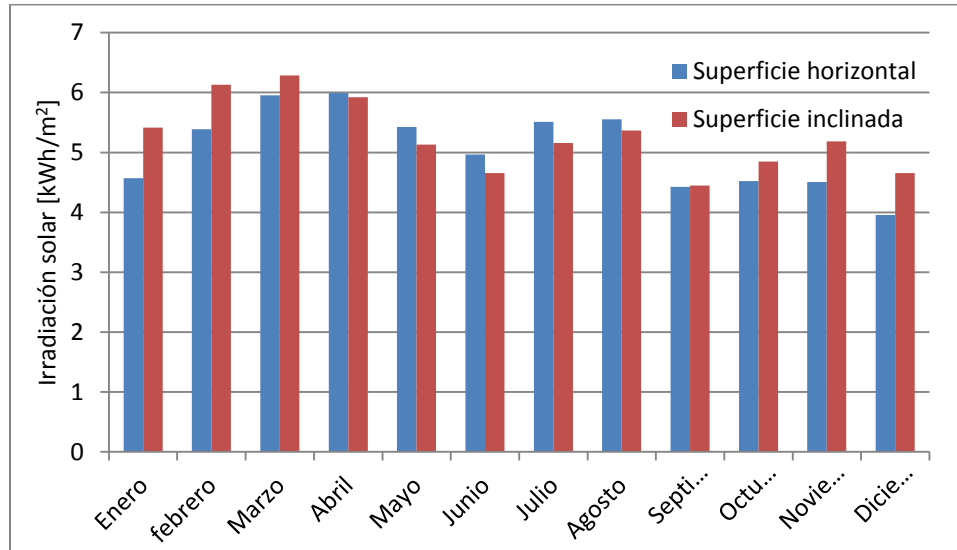
El eje horizontal está referido al Tiempo Solar Verdadero con el objetivo visualizar el cenit a las 12 horas. Aunque ninguna de las curvas presentadas supera los 1000 [W], en la simulación existen días donde se alcanzan niveles de radiación mayores. Para los datos analizados y para el ángulo de inclinación propuesto, el máximo nivel de radiación es 1053 [W/m^2] y se presenta el 11 de marzo.

Este valor máximo ha de tomarse en cuenta al momento de seleccionar los equipos de protección, producción y transformación de energía. Aunque su duración es breve, puede ser suficiente para superar las capacidades de operación máxima de los equipos, para los paneles fotovoltaicos este valor representa un incremento de 5% con respecto a las condiciones SCT. En el caso del inversor, este deberá contar con un sistema de control y protección para evitar que disminuya su vida útil y falle prematuramente a causa de estos eventos.

Con respecto a la irradiación mensual, los efectos más notorios se presentan en invierno donde la cantidad de irradiación se incrementa hasta un 18%, mientras que en verano sucede lo contrario, disminuye hasta un 7%. Con los datos obtenidos es posible afirmar que al inclinar la superficie, en los meses cuando la menor altitud solar provoca una reducción en la cantidad de irradiación (a principios y a fin de año), el sistema aumenta su capacidad de captación, por el contrario, cuando el sol se mueve un poco más hacia el norte (a mayor altitud solar), se presentara una leve disminución en rendimiento. La situación se invierte, entre el 10 de abril y el 17 de septiembre.

La Grafica 5.5 presenta los valores de irradiación solar estimados para la Ciudad de México, en promedios mensuales para una superficie horizontal y una inclinada. El promedio de irradiación anual para una superficie horizontal y una inclinada resulto ser de 5.062 y 5.262 [kWh/m²-día] respectivamente. Además se observa claramente la inversión en rendimiento de la superficie inclinada con respecto a la horizontal en los meses de abril y septiembre.

Figura 5.5 Irradiación promedio mensual para un plano horizontal y uno inclinado ($\beta=19.42^\circ$), [kWh/m²-año]



Fuente: Elaboración propia con datos de OCAVM.

Además de la mejor distribución de energía recibida por parte del sistema FV a lo largo del año, el efecto logrado es un aumento en la cantidad de irradiación total recibida de forma anual. Los resultados demuestran que al inclinar la superficie se obtiene un incremento de 3.9%, pasando de 1,848 [kWh/m²-año] en una superficie horizontal a 1,921 [kWh/m²-año] para una superficie con inclinación igual a la latitud de la Ciudad de México.

Para consultar y comparar los valores de irradiación solar en promedios mensuales para estos y otros ángulos de inclinación referirse al ANEXO C.

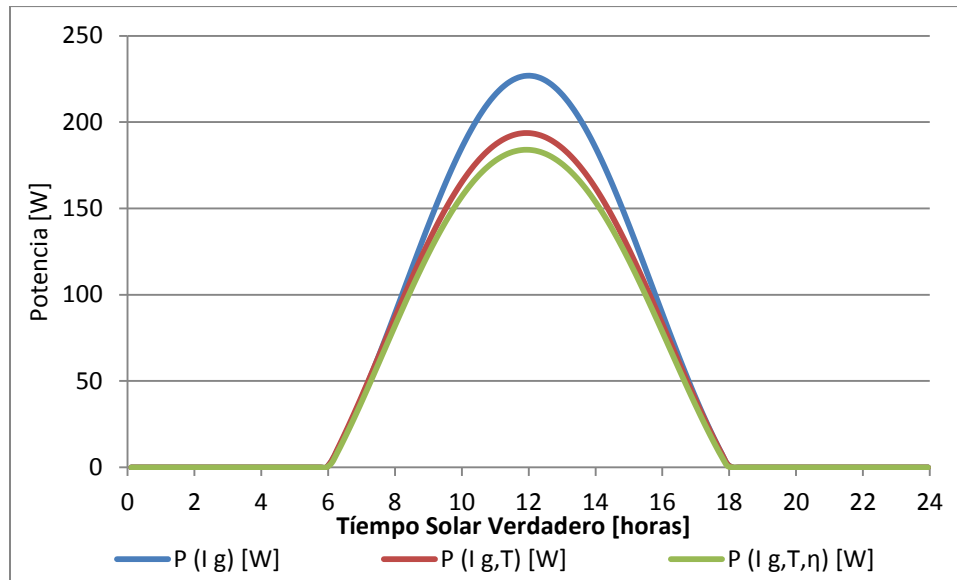
5.2. Análisis energético de la instalación fotovoltaica

Con el ángulo de inclinación optimizado para la irradiación anual, se obtiene la cantidad de energía producida por un sistema fotovoltaico característico de 250 [W] para todo un año y se extrapola para tamaños mayores.

Un hecho importante a aclarar es que la potencia desarrollada por el sistema en cualquier instante no puede considerarse solo como función de la irradiación solar global incidente en la superficie del panel. En este análisis para la estimación de la cantidad de energía generada de forma anual se tomaron en cuenta los efectos de reducción en rendimiento por efecto de la variación de temperatura ambiente y la eficiencia de conversión de energía del Inversor.

La Figura 5.6 muestra para el día 21 de marzo de 2014 (con una irradiación solar máxima de $907 \text{ [W/m}^2\text{]}$), el efecto provocado en la potencia desarrollada por el sistema, por aumento de la temperatura del panel y eficiencia del inversor.

Figura 5.6 Comparativa en rendimiento de un sistema FV de 250 [W], 21 de Marzo



La curva superior se refiere a la potencia que desarrollaría el sistema, si solo se considerara como función de la irradiación solar; la curva intermedia indica la potencia real en DC a la salida del panel FV, como función de la irradiación y la temperatura del panel FV; y finalmente la curva inferior representa la salida real de potencia AC a la salida del Inversor, como resultado de considerar la irradiación, temperatura del panel y eficiencia del inversor.

Cuando la temperatura de la celda aumenta, la potencia entregada por el panel fotovoltaico decrece; y mientras más aumente la temperatura ambiente, mayor será el porcentaje de pérdidas. Para el día presentado la potencia entregada por el panel en el Cenit disminuye 33 [W] (de 227 [W] hasta 194 [W]). Como resultado del perfil de temperaturas será en las tardes cuando haya mayor porcentaje de pérdidas, debido a que en este horario en general se presentan las temperaturas más altas del día.

Además la potencia entregada por el conjunto tiene otra pérdida en rendimiento por eficiencia del inversor. Para el día presentado la potencia máxima disminuye de 194 hasta 184 [W] y de acuerdo a la curva de potencia normalizada es a potencias bajas cuando habrá un mayor porcentaje de pérdidas (en las mañanas y en las tardes, cuando la irradiación solar también es menor).

Al integrar los valores de potencia desarrollada por el conjunto de forma anual, obtenemos para un tamaño de sistema de 250 [W], una producción de energía de 419.8 [kWh/año], un promedio de 1.15 [kWh/día]. Los resultados demuestran que al no considerar el efecto de la temperatura, se incurre en un error de 36 [kWh] anuales y por concepto de eficiencia del inversor 24.3 adicionales, lo que significa un error de 14.4% al sobreestimar la energía generada por el sistema.

5.2.1. Producción de energía

Para tamaños de sistema que oscilan entre 500 [W] y 3 [kW] se propuso un comportamiento similar en el sistema de conversión AC/DC (inversor), por lo tanto al mantenerse las demás parámetros iguales que en el sistema de 250 [W] (irradiación, ángulo de inclinación, temperatura ambiente, coeficientes térmicos), la potencia desarrollada por cada conjunto será función lineal del número de paneles que incluya el sistema.

La Tabla 5.1 presenta resultados del análisis energético realizado para los tamaños de sistema FV propuestos en incrementos de 250 [W], los valores se estiman de forma diaria y anual, adicionalmente la última columna presenta el costo asociado a la Inversión Inicial del sistema.

Tabla 5.1 Producción de energía por tamaño de sistema, $\beta = 19.42^\circ$

Tamaño del sistema [W]	Producción de energía diaria [kWh/día]	Producción de energía anual [kWh/año]	Inversión Inicial (pesos)
250	1.15	420	11,919
500	2.30	840	20,793
750	3.45	1,259	29,667
1,000	4.60	1,679	38,541
1,250	5.75	2,099	47,415
1,500	6.90	2,519	57,586
1,750	8.05	2,939	64,684
2,000	9.20	3,358	71,783
2,250	10.35	3,778	78,881
2,500	11.50	4,198	85,979
2,750	12.65	4,618	93,078
3,000	13.80	5,038	101,076

La cantidad de energía generada es función lineal del tamaño de la instalación (Potencia Máxima), pero no así el costo de la Inversión Inicial, donde los mayores costos por kilowatt instalado se presentan en tamaños menores. A fin de determinar con mayor detalle el costo de la energía generada por la instalación, a continuación, se realiza un análisis más exhaustivo que incluye todos los costos asociados a la instalación fotovoltaica durante toda su vida útil.

5.2.2. Costo del kilowatt hora fotovoltaico

El Costo Nivelado de Producción es un parámetro que nos indica el costo promedio de la energía por unidad de producción durante toda la vida útil del sistema FV, en este trabajo se emplea como valor de referencia o comparación contra las tarifas eléctricas.

La Tabla 5.2 muestra el resumen del análisis de Costo Nivelado de Producción realizado para los diferentes tamaños de sistema propuestos. Para su construcción se consideró una Tasa Mínima Atractiva de Rendimiento de 7% anual; vida útil del sistema igual a 25 años; reemplazo mayor del inversor y unidad de monitoreo en el año 15, reemplazo menor de algunos de los componentes del inversor en los años 5, 10 y 20 por un valor del 25% de su costo inicial; costos de Operación y

Mantenimiento anual de 40 dólares por kW durante toda la vida útil del sistema. Además se consideraron las condiciones en particular de irradiación solar y temperatura de la Ciudad de México para todo el año 2014, un ángulo de inclinación de los paneles igual a 19.42°, pero sobre todo una pérdida en rendimiento por degradación del panel FV a una tasa media de 0.5%/año.

De izquierda a derecha por columnas se presenta la potencia máxima punta de la instalación [W], energía producida por el conjunto [kWh/año], Inversión Inicial (pesos), el Valor Presente de los costos de producción (pesos) y el Costo Nivelado de Producción respectivamente (pesos/kWh).

Tabla 5.2 Costo Nivelado de Producción del kWh generado en base al tamaño del sistema FV

Potencia de la instalación [W]	Energía producida ²⁵ [kWh/año]	Inversión Inicial (pesos)	VP de los costos de producción (pesos)	Costo Nivelado de Producción (pesos/kWh)
250	393	11,919	5,594	3.76
500	785	20,793	11,188	3.43
750	1,178	29,667	16,781	3.33
1,000	1,570	38,541	22,375	3.27
1,250	1,963	47,415	27,969	3.24
1,500	2,355	57,586	32,783	3.23
1,750	2,748	64,684	36,207	3.10
2,000	3,140	71,783	39,631	2.99
2,250	3,533	78,881	43,055	2.91
2,500	3,925	85,979	46,479	2.84
2,750	4,318	93,078	49,903	2.79
3,000	4,710	101,076	53,928	2.77

Considerando que para la Tarifa DAC el costo por unidad facturada de energía oscila entre 4.44 y 4.62 (pesos/kWh) (según los datos de la figura 4.6 para el rango de consumo analizado, precios con IVA incluido a enero de 2015), con los resultados presentados en la Tabla 5.2 se puede afirmar que la energía solar fotovoltaica puede competir contra la energía vendida por CFE en el sector doméstico de alto consumo. En el caso de la tarifa 1, dependerá del nivel de consumo y el tamaño del sistema.

5.3. Análisis de sensibilidad

En este apartado se presentan los resultados del análisis de sensibilidad obtenido para la optimización de sistemas FV interconectados a la red. El objetivo es hallar la mejor configuración que maximice el Valor Presente Neto (Ahorro) del sistema fotovoltaico para cada nivel de consumo (50, 75, 100 - 500 kWh), primero haciendo variar el tamaño del sistema, en incrementos de 250 W y luego el ángulo de inclinación de 0° a 40°. Se ilustra el proceso una vez y al final de la sección se presenta una tabla resumen para todos los escenarios propuestos (Tarifas 1 y DAC).

²⁵ Se presenta el promedio aritmético de la energía generada durante toda la vida útil del sistema.

5.3.1. Variación del tamaño del sistema, consumo de 500 kWh mensuales

Como ejemplo de cálculo se presenta el caso particular de una vivienda con un nivel de consumo de 500 [kWh] mensuales, haciendo variar el tamaño del sistema fotovoltaico (P_{SFV}) pero manteniendo el ángulo de inclinación de los paneles igual a cero, posición horizontal. La Tabla 5.3 presenta el resumen del análisis de sensibilidad realizado sobre el parámetro P_{SFV} .

Tabla 5.3 Análisis de sensibilidad parámetro P_{SFV} , incrementos de 250 [W]

P_{SFV} [W]	β (grados)	VPN (pesos)
250	0	12,472
500	0	27,989
750	0	43,507
1,000	0	59,024
1,250	0	74,541
1,500	0	89,541
1,750	0	109,004
2,000	0	255,875
2,250	0	268,512
2,500	0	281,149
2,750	0	288,498
3,000	0	284,382

Para el caso particular analizado (con un nivel de consumo de 500 [kWh]), se puede observar que la inversión es atractiva desde los 250 [W], sin embargo no es el óptimo tamaño del sistema, siendo más atractiva la inversión conforme aumenta la potencia. El tamaño de sistema que maximiza la inversión se encuentra en 2.75 [kW], con un Valor Presente Neto de 288,498 pesos.

5.3.2. Variación del ángulo de inclinación, consumo de 500 kWh mensuales

La segunda parte del análisis de sensibilidad corresponde a la variación del parámetro β (inclinación del panel o paneles fotovoltaicos). Continuando con el ejemplo presentado en la sección anterior, con un consumo mensual de 500 [kWh] mensuales y para el tamaño del sistema optimizado ($P_{SFV} = 2.75$ [kW]), se hace variar el ángulo de inclinación, primero en incrementos de 5° y después en 1° para ángulos cercanos a la latitud de la Ciudad de México.

La Tabla 5.4 presenta el resumen del análisis de sensibilidad realizado sobre el parámetro β en el intervalo de 0° hasta 50° , con incrementos de 5° entre un análisis y otro. Los resultados muestran que en los primeros 20° , conforme el ángulo de inclinación se incrementa asimismo lo hace la radiación incidente sobre el panel FV y por lo tanto el Valor Presente Neto de la Inversión, después de los 25° el VPN disminuye, existiendo incluso una pérdida de rendimiento después de los 40° con respecto a la posición horizontal. En esta primera aproximación, el valor máximo para el VPN es 291,558 pesos para un ángulo de inclinación $\beta = 20^\circ$.

Tabla 5.4 Análisis de sensibilidad parámetro β , incrementos de 5°

P_{SFV} [W]	β (grados)	VPN (pesos)
2,750	0	288,498
2,750	5	289,900
2,750	10	290,871
2,750	15	291,422
2,750	20	291,558
2,750	25	291,294
2,750	30	290,642
2,750	35	289,615
2,750	40	288,228
2,750	45	286,507
2,750	50	282,057

Realizando un análisis más exhaustivo con variaciones de 1° entre 15° y 25° obtenemos como resultado, la información presentada en la Tabla 5.5.

Tabla 5.5 Análisis de sensibilidad parámetro β , incrementos de 1°

P_{SFV} [W]	β (grados)	VPN (pesos)
2,750	15	291,422
2,750	16	291,481
2,750	17	291,525
2,750	18	291,553
2,750	19	291,564
2,750	20	291,558
2,750	21	291,538
2,750	22	291,501
2,750	23	291,448
2,750	24	291,379
2,750	25	291,294

Haciendo variar el ángulo de inclinación en intervalos menores, podemos saber que el ángulo que maximiza la inversión es $\beta = 19^\circ$ (muy cercano a la latitud de la ciudad de México), con un Valor Presente Neto de 291,564 pesos.

Con fines meramente didácticos se presenta en la Tabla 5.6 un análisis más con variaciones de 0.1°. Se puede observar que el VPN cambia poco entre un análisis y otro, con valor máximo de 291,565 pesos. A diferencia de la radiación, el ángulo de inclinación que maximiza el VPN es de 19.3°

Tabla 5.6 Análisis de sensibilidad parámetro β , incrementos de 0.1°

P_{SFV} [W]	β (grados)	VPN (pesos)
2,750	19.0	291,564
2,750	19.1	291,564
2,750	19.2	291,564
2,750	19.3	291,565
2,750	19.4	291,564
2,750	19.42	291,564
2,750	19.5	291,563
2,750	19.6	291,563
2,750	19.7	291,562
2,750	19.8	291,561
2,750	19.9	291,559
2,750	20.0	291,558

5.3.3. Tabla resumen del análisis de sensibilidad para los escenarios propuestos

Como se mencionó en el Capítulo 1, el objetivo de este trabajo es proponer la mejor configuración de sistema FV en base al nivel de consumo, con incrementos de 25 kWh en el intervalo comprendido entre 50 y 500 [kWh] mensuales, y para tamaños del sistema propuesto en incrementos de 250 [W] hasta llegar a 3 [kW].

La Tabla 5.6 muestra un resumen del análisis de sensibilidad realizado sobre los parámetros P_{SFV} y β para todas las combinaciones posibles. Los resultados están presentados por columnas, de izquierda a derecha se presenta el consumo mensual para los diferentes escenarios propuestos, tamaño y ángulo de inclinación óptimo de la instalación fotovoltaica, energía promedio generada mensualmente, Inversión Inicial, Valor Presente Neto de la inversión y adicionalmente al final la relación Beneficio/Costo.

En la Tabla 5.6 se pueden observar 3 tipos diferentes de resultados. Para consumos entre 50 y 150 [kWh] mensuales (Tarifa 1), el Valor presente de la inversión es negativa. En consumos entre 175 y 225 [kWh] la inversión resulta ser apenas positiva pero suficiente para superar el mínimo establecido por la $TMAR$, entre 6,463 y 16,474 pesos. Para consumos mensuales entre 250 y 500 [kWh] el VPN de la inversión se estima entre 159,248 y 291,565 pesos.

Para el caso particular de usuarios DAC, se observó que la inversión es atractiva desde los 250 [W] y se vuelve mayor a medida que crece la potencia del sistema, hasta un punto donde la energía generada es suficiente para salir de Tarifa DAC y un poco más, es decir que la energía neta consumida a CFE se mantenga entre 115 y 150 kWh mensuales. Con el sistema FV propuesto en base al nivel de consumo se estarían ahorrando entre 6,370 y 11,663 pesos anuales para consumos entre 250 y 500 kWh mensuales respectivamente.

Con respecto a la relación Beneficio/Costo, esta se mantiene en general por debajo de 1 para consumos de energía igual o menores a 150 [kWh]. La relación se maximiza para consumos de 250 [kWh] mensuales y va disminuyendo a medida que el consumo mensual es mayor.

Tabla 5.7 Resumen del análisis de sensibilidad realizado para los escenarios propuestos

Consumo Mensual [kWh]	Tamaño de sistema [W]	Angulo de inclinación (grados)	Energía generada [kWh/mes]	Inversión Inicial (pesos)	VPN de la inversión (pesos)	Relación Beneficio Costo [1]
50	250	19.3	35.0	11,919	-12,665	0.28
75	250	19.3	35.0	11,919	-10,728	0.39
100	250	19.3	35.0	11,919	-9,728	0.44
125	250	19.3	35.0	11,919	-9,328	0.47
150	250	19.3	35.0	11,919	-4,814	0.73
175	250	19.3	35.0	11,919	6,463	1.37
200	500	19.3	70.0	20,793	11,473	1.36
225	750	19.3	105.0	29,667	16,474	1.35
250	750	19.3	105.0	29,667	159,248	4.43
275	1,000	19.3	139.9	38,541	171,354	3.81
300	1,250	19.3	174.9	47,415	181,180	3.40
325	1,250	19.3	174.9	47,415	192,738	3.56
350	1,500	19.3	209.9	57,586	206,554	3.29
375	1,750	19.3	244.9	64,684	220,369	3.18
400	2,000	19.3	279.9	71,783	234,141	3.10
425	2,000	19.3	279.9	71,783	247,934	3.23
450	2,250	19.3	314.9	78,881	264,021	3.17
475	2,500	19.3	349.8	85,979	277,793	3.10
500	2,750	19.3	384.8	93,078	291,565	3.04

El ángulo óptimo en todos los escenarios analizados es el mismo independientemente del tamaño del sistema, ya que al inclinar la superficie, la producción de energía por panel fotovoltaico aumenta y por lo tanto la del conjunto. Un efecto importante, observado al realizar simulaciones con el VPN, es que en algunos casos un aumento en rendimiento (producción de energía) fue suficiente para prescindir de un tamaño mayor, siendo más rentable instalar un tamaño menor.

Con el propósito de que el lector visualice el efecto en el cambio del VPN, en el Anexo D, se presenta el resumen de los análisis de sensibilidad realizados hasta el momento: primero con $\beta = 0^\circ$ (instalación de paneles en posición horizontal) y segundo con $\beta = 19.3^\circ$ (inclinación del panel igual al ángulo óptimo). Adicionalmente se presenta un tercer escenario donde la instalación de paneles FV se realizaría en techos de cobertizo con vista al sur e inclinación igual a 30° , un cuarto escenario con vida útil de 20 años, un quinto escenario con reducción en el precio de las tarifas de 0.1% anual y finalmente un sexto escenario con $TMAR = 15$.

6. Conclusiones

En el presente trabajo se analizaron diferentes configuraciones para la instalación de sistemas fotovoltaicos interconectados a la red eléctrica de CFE, en usuarios del sector residencial del valle de México y con consumos mensuales entre 50 y 500 kWh. Se cuantificó la energía generada por los sistemas fotovoltaicos en función de su potencia máxima y por medio de un análisis de sensibilidad, se seleccionaron los mejores parámetros que maximizan el Valor Presente Neto.

Como parte del estudio energético, el análisis de radiación solar permitió simular las condiciones bajo las cuales operan estos sistemas. Para la Ciudad de México, se encontró que la irradiación promedio sobre superficie horizontal es de 5.062 kWh/m²-día, valor que puede ser optimizado si inclinamos la superficie de captación. Con un ángulo de 19.43°, la irradiación alcanza un valor de máximo de 5.262 kWh/m²-día.

Durante la simulación se observó que al inclinar la superficie de los paneles, se aumenta la capacidad de captación en invierno, pero a costa de sacrificar rendimiento en verano, el resultado neto es un incremento del 3.9 % en la cantidad de radiación recibida por el panel y una mejor distribución de la energía a lo largo del año.

Así mismo, se logró modelar y evaluar los factores que afectan el rendimiento de los sistemas fotovoltaicos. Para un sistema de 1 kilowatt de potencia, se estimó un total de 144 kWh anuales en pérdidas por aumento de temperatura de las celdas y 97.2 kWh adicionales por pérdidas en el inversor, resultando un total de 1,679 kWh disponibles para su consumo, un promedio diario de 4.6 kWh. El no considerar el efecto de la temperatura y eficiencia del inversor, se incurre en un error de 14.4% al sobreestimar la energía generada por el sistema fotovoltaico.

Los costos de inversión oscilan entre 34 y 48 pesos por watt, para potencias pico entre 250 y 3000 W. El mayor precio corresponde a tamaños menores y conforme este aumenta, el costo por unidad de potencia se estabiliza. Por otro lado, el costo por unidad de energía producida, se calculó entre 3.76 y 2.77 pesos para el mismo rango de potencias. Es importante destacar que los costos de producción durante toda la vida útil del sistema (mantenimiento y reemplazos), pueden llegar a ser tan relevantes como la inversión inicial, alrededor de un 50 % de la misma en valor presente.

Con respecto al análisis de sensibilidad, se concluye que el factor más importante para maximizar la rentabilidad, es la selección adecuada del tamaño del sistema (potencia máxima). Sin embargo, si se desea dar un plus a la instalación, se deben orientar los paneles con una inclinación de 19.3° con orientación hacia el sur.

De acuerdo con la Tabla 5.7, se concluye que para usuarios de Tarifa 1, con consumos menores o iguales a 150 kWh mensuales, la instalación de un sistema FV no es rentable y se perdería dinero de realizarse la inversión. Para este nivel de consumo, el subsidio de las tarifas eléctricas impide que el ahorro generado por la reducción en consumo de energía sea suficiente para amortizar la

inversión. Para consumos a partir de 175 kWh mensuales la inversión resulta ser apenas positiva, sin embargo, la ganancia aunque mínima supera el mínimo solicitado por la *TMAR*.

Para usuarios de Tarifa DAC es altamente recomendable realizar la inversión, ya que en todos los escenarios se estaría ganando (ahorrando) más dinero del establecido por la *TMAR*. Para ese nivel de consumo la instalación de sistemas FV es rentable desde los 250 [W] y a medida que se incrementa el tamaño de la instalación, la inversión se vuelve más atractiva hasta un punto donde la energía generada por el sistema sea suficiente para salir de Tarifa DAC y un poco más. Con el sistema FV propuesto y para consumos entre 250 y 500 kWh mensuales, se ahorraría entre 6,370 y 11,663 pesos anuales, respectivamente.

Respecto al comportamiento del Valor Presente Neto frente a cambios en otros parámetros, se observó que: si se considera una reducción de 25 a 20 años en la vida útil, la instalación de sistemas fotovoltaicos en consumos mayor o iguales a 175 kWh, sigue siendo rentable (Tabla D.4); incrementar el precio de la tarifas aumenta la rentabilidad tanto para usuarios regulares como para usuarios DAC que con la instalación del sistema FV pueden regresar a Tarifa 1 (Tabla D.5); incrementar la *TMAR* disminuye el *VPN* en todos los escenarios, sin embargo para usuarios de tarifa DAC la instalación sigue siendo rentable (Tabla D.6).

Los resultados obtenidos permiten afirmar que la instalación de un sistema solar fotovoltaico interconectado a la red es una alternativa viable para reducir los costos asociados al consumo de energía eléctrica en usuarios del sector eléctrico residencial, principalmente entre aquellos con consumos superiores a 250 kWh y que pagan un mayor precio por la energía consumida.

Existen otras opciones para aumentar el Valor Presente Neto: energéticamente, reducir las pérdidas por aumento de temperatura de las celdas, con un sistema de refrigeración pasiva a fin de no consumir la propia energía generada; Reduciendo los costos de mantenimiento, realizando el servicio, el propio usuario.

Otra alternativa es disminuir la cantidad de reemplazos durante la vida útil del sistema, explorando un área descuidada por los fabricantes y vendedores de equipos inversores de corriente, al ofrecer un servicio de monitoreo sobre sus equipos, a fin de determinar y minimizar los eventos que provocan la falla prematura. Con equipos bidireccionales conectados a internet se puede evaluar el rendimiento del sistema y modificar vía remota el comportamiento del mismo ante condiciones inadecuadas de operación. Si bien no se puede construir un equipo con duración infinita, se piensa que con un diseño más robusto y la existencia de tal servicio, se puede reducir el costo total con respecto a realizar reemplazos menores cada cierto tiempo.

Como factor en contra, la reducción en el precio de las tarifas eléctricas se puede convertir en un elemento de riesgo al momento de evaluar la rentabilidad económica. Cambios o especulaciones en el precio de las tarifas eléctricas, puede desalentar la naciente industria fotovoltaica.

Sin embargo, como lo demuestra la tendencia mundial, los precios de los combustibles fósiles siguen al alza, por lo cual la energía solar fotovoltaica será cada vez más rentable. Aunado a los

avances en tecnología, procesos de producción, mejores condiciones de competencia en los mercados y continuas reducciones en los precios, los sistemas fotovoltaicos serán cada vez más accesibles para el público en general.

Recomendaciones para trabajos futuros

A fin de reducir la incertidumbre en la cantidad de energía generada de forma anual, debe realizarse un estudio energético que tome en consideración más años de irradiación solar y de ser posible en valores horarios. Debido a que no se consideraron reducciones en rendimiento por presencia de sombras y periodos de servicio, deberán considerarse en caso de existir.

La metodología presentada se puede aplicar a cualquier otra región de la República Mexicana, siempre y cuando se cuente con datos meteorológicos para la región y el análisis económico tome en cuenta las tarifas correspondientes. Resulta de gran interés observar el cambio en el valor presente neto en usuarios de tarifa 1 pero en otras regiones con mayor radiación solar.

La instalación de paneles con inclinación respecto a la horizontal en zonas con presencia de sistemas de tormenta y vientos huracanados deberá considerar un análisis de riesgo, ya que inclinar los paneles supone una barrera artificial al flujo de las corrientes de viento, principalmente en sitios despoblados y con altura considerable respecto al suelo. En tal escenario es conveniente instalar los paneles en posición horizontal, lo más cercano al techo, suelo o estructura de apoyo.

La aplicación de la relación Beneficio/Costo como método de selección, puede conducir a una selección inadecuada del tamaño del sistema. De acuerdo con este criterio, para los escenarios con consumos mayores a 250 kwh mensuales, la máxima relación se consigue generando solo la energía necesaria para salir de tarifa DAC. De acuerdo con la metodología presentada, si se desea maximizar el beneficio monetario total, se recomienda emplear el VPN o el costo anual total como método de selección.

Anexos

A. Modelo de contrato de interconexión para fuente de energía renovable o sistema de cogeneración a pequeña escala

CONTRATO DE INTERCONEXION PARA FUENTE DE ENERGIA RENOVABLE O SISTEMA DE COGENERACION EN PEQUEÑA ESCALA QUE CELEBRAN, POR UNA PARTE LA COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD, DENOMINADA EN LO SUCESIVO EL SUMINISTRADOR, Y POR LA OTRA _____, A QUIEN EN LO SUCESIVO SE DENOMINARA EL GENERADOR, REPRESENTADO POR _____ EN SU CARACTER DE _____, AL TENOR DE LAS SIGUIENTES DECLARACIONES Y CLAUSULAS.

DECLARACIONES

I. Declara el **Suministrador** que:

- (a) Es un organismo público descentralizado con personalidad jurídica y patrimonio propio, que se rige por la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica y su Reglamento, y acredita tal carácter en los términos del artículo 8 de la citada **Ley**.
- (b) Su representante, el señor _____ cuenta con todas las facultades necesarias para comparecer a la celebración del presente contrato, según consta en la Escritura Pública número _____ de fecha _____, pasada ante la fe del señor licenciado _____, Notario Público número _____ de la ciudad de _____.
- (c) Tiene su domicilio en _____, mismo que señala para todos los fines y efectos legales del presente **Contrato**.
- (d) El presente **Contrato** es aplicable a todos los **Generadores con Fuente de Energía Renovable y Generadores con Sistema de Cogeneración** en Pequeña Escala con capacidad hasta de 30 kW, que se interconecten a la red eléctrica del suministrador en tensiones inferiores a 1 kV, y que no requieren hacer uso del **Sistema del Suministrador** para portear energía a sus cargas.

II. Declara el **Generador** que:

- (a) (Opción 1. persona física): Es una persona física que comparece por su propio derecho con capacidad jurídica para contratar y obligarse en términos del presente Contrato y se identifica con _____, expedida por _____, de fecha _____.
(Opción 2. persona moral): Es una sociedad mexicana, constituida de acuerdo con la Escritura Pública número ____ de fecha _____, pasada ante la fe del licenciado _____, Notario Público No. _____ de la ciudad de _____, e inscrita en el Registro Público de Comercio de _____ bajo el número _____.
Su representante _____, quien actúa con el carácter de _____, cuenta con todas las facultades necesarias para la celebración del presente contrato, según se desprende de la Escritura Pública No. _____ de fecha _____, pasada ante la fe del señor licenciado _____ Notario Público No. _____ de la ciudad de _____ e inscrita en el Registro Público de Comercio de _____ bajo el número _____.]
- (b) Tiene su domicilio en _____, mismo que señala para todos los fines y efectos legales de este **Contrato**.
- (c) Se obliga a proporcionar al Suministrador, y según sea el caso, acreditar documentalmente con **Información Técnica**, que cuenta con equipo de cogeneración que cumple con los términos del artículo 36, fracción II, de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica.

CLAUSULAS

PRIMERA. Objeto del **Contrato**. El objeto de este **Contrato** es realizar y mantener durante la vigencia del mismo, la interconexión entre el Sistema Eléctrico Nacional propiedad del **Suministrador** y la **Fuente de Energía Renovable** o el **Sistema de Cogeneración** en pequeña escala del **Generador**;

SEGUNDA. Definiciones. Los términos que aparecen en este **Contrato**, ya sea en el propio cuerpo o en cualquiera de sus anexos, con inicial mayúscula y negrillas tendrán el significado que se les asigna en esta cláusula segunda. Dicho significado se aplicará al término tanto en singular como en plural.

- **Cogeneración.** Conforme a lo dispuesto en el artículo 36, fracción II, de la Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica.
- **Contrato.** El presente **Contrato** para **Fuente de Energía Renovable** o **Sistema de Cogeneración** en pequeña escala incluyendo todos y cada uno de sus anexos.

- **Generador.** La persona física o moral que cuente con un equipo de generación eléctrica con **Fuente de Energía Renovable** o aquellas personas físicas o morales que cuenten con un Sistema de **Cogeneración en Pequeña Escala**.
- **Información Técnica:** Información suficiente con la que se deberá demostrar que se cuenta con equipo de cogeneración que se acreditará con copias de alguno de los siguientes documentos: factura, manuales del fabricante, diagramas de proceso, entre otros.
- **Fuente de Energía Renovable: Generadores** de energía renovable como se define en el artículo 3, fracción II, de la Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética.
- **Kilowatt hora (kWh).** Unidad convencional de medida de energía eléctrica.
- **Ley.** La Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica.
- **Parte.** El Suministrador de acuerdo a la **Ley** y la persona física o moral que suscribe el **Contrato**.
- **Sistema.** El Sistema Eléctrico Nacional propiedad del **Suministrador**.
- **Sistema de Cogeneración.** Dispositivos que en su conjunto producen energía eléctrica mediante **Cogeneración**.

TERCERA. Vigencia del **Contrato**. El presente **Contrato** surtirá sus efectos a partir de la fecha en que sea firmado por ambas **Partes** y tendrá una duración indefinida.

CUARTA. Terminación anticipada y rescisión. El presente **Contrato** podrá darse por terminado anticipadamente por cualquiera de las causas siguientes:

- a) Por voluntad del **Generador**, siendo requisito previo la notificación por escrito del **Generador** al **Suministrador** con anticipación no menor a treinta (30) días hábiles.
- b) Por necesidades del servicio, siendo requisito previo la notificación por escrito del **Suministrador** al **Generador** con anticipación no menor a treinta (30) días hábiles.
- c) Por acuerdo de las **Partes**.

El presente **Contrato** podrá rescindirse por contravención a las disposiciones que establece la **Ley**, su Reglamento y las demás disposiciones aplicables al **Contrato**, siempre y cuando dicha contravención afecte sustancialmente lo establecido en este **Contrato**.

Mientras no se rescinda el **Contrato**, cada **Parte** seguirá cumpliendo con sus obligaciones respectivas al amparo del mismo.

QUINTA. Entrega de energía por el **Generador**. El **Generador** se compromete a poner a disposición del **Suministrador** la energía producida por la **Fuente de Energía Renovable** o por el **Sistema de Cogeneración** en pequeña escala, y el **Suministrador** se compromete a recibirla hasta por un total igual a la energía asociada a la potencia de _____ kW.

La potencia máxima a instalar dependerá del tipo de servicio, y no podrá ser mayor a lo siguiente:

Para usuarios con servicio de uso residencial: hasta 10 kW.

Para usuarios con servicio de uso general en baja tensión: hasta 30 kW.

SEXTA. Interconexión. Las inversiones necesarias para la construcción de las instalaciones o equipos que técnicamente sean necesarios serán a cargo del **Generador**.

Asimismo, estará a cargo del **Generador** cualquier modificación que sea necesario realizar a las instalaciones existentes para lograr la interconexión, mismas que, en su caso, realizará bajo la supervisión del **Suministrador** y previa autorización de éste.

Las instalaciones y equipos necesarios en el Punto de Interconexión así como los elementos de protección, requeridos para la conexión con el **Sistema** deberán cumplir con las especificaciones conducentes del **Suministrador** y las Normas Oficiales Mexicanas (NOM). Las características de estas instalaciones y equipos serán las establecidas por el **Suministrador**.

SEPTIMA. Medición. Los medidores y los equipos de medición a ser usados para medir la energía entregada por el **Generador** al **Suministrador** y la que entregue el **Suministrador** al **Generador** serán instalados por el **Suministrador** a costa del **Generador**. Los medidores a instalar tendrán la capacidad de efectuar la medición neta (Net Metering) entre la energía eléctrica entregada por el **Suministrador** y la energía eléctrica entregada por el **Generador** al **Suministrador**. En razón de ello, el **Generador** únicamente pagará la diferencia entre el costo del equipo necesario para realizar la medición neta y el costo del equipo convencional que instalaría el **Suministrador** para la entrega de energía eléctrica que corresponda.

El **Generador** puede instalar y mantener a su propia costa, medidores y equipo de medición de reserva en el Punto de Interconexión adicionales a los mencionados en el párrafo anterior de esta cláusula, siempre y cuando cumplan con las normas y prácticas que tiene establecidas el **Suministrador** para ese propósito.

OCTAVA. Contrato de Suministro. El **Generador** se obliga a mantener vigente un contrato de suministro de energía eléctrica en la tarifa aplicable durante todo el tiempo que dure la interconexión de su fuente con la red del **Suministrador**.

NOVENA. Facturación y pagos. Para fines de facturación, el consumo de kWh del **Generador**, se determinará como la diferencia entre la energía eléctrica entregada por el **Suministrador** y la entregada por el **Generador** al **Suministrador**.

Cuando la diferencia sea negativa, se considerará como un crédito a favor del **Generador** que podrá ser compensado dentro del periodo de 12 meses siguientes. De no efectuarse la compensación en ese periodo, el crédito será cancelado y el **Generador** renuncia a cualquier pago por este concepto.

Cuando la diferencia sea positiva, se considerará como un crédito a favor del **Suministrador** y se facturará en la tarifa aplicable según el contrato mencionado en la cláusula octava.

DECIMA. El **Generador** se obliga a no intervenir ni modificar los equipos en sus instalaciones que están asociados a la desconexión de su fuente de energía, ni a los asociados a la desconexión de sus instalaciones de las instalaciones del **Suministrador**. En caso contrario, el **Generador** deberá responder de los daños y perjuicios que cause el **Suministrador**.

DECIMA PRIMERA. Lugar de pago. Todos los pagos se harán en moneda de curso legal en los Estados Unidos Mexicanos en las oficinas de atención al público del **Suministrador** o en las instituciones o medios que éste establezca.

DECIMA SEGUNDA. Supletoriedad. Para lo no establecido en el presente Contrato, se aplicarán las disposiciones del contrato de suministro de energía eléctrica mencionado en la cláusula octava así como lo dispuesto en las disposiciones jurídicas aplicables.

DECIMA TERCERA. Modificaciones. Cualquier modificación al presente **Contrato** deberá formalizarse por escrito y ambas **Partes** deberán suscribir el convenio correspondiente.

DECIMA CUARTA. Caso fortuito y fuerza mayor. Las **Partes** no serán responsables por el incumplimiento de sus obligaciones cuando el mismo resulte de caso fortuito o fuerza mayor.

DECIMA QUINTA. Cesión de derechos. El **Generador** tiene prohibida la cesión parcial o total de los derechos y obligaciones derivadas del presente **Contrato**, sin la previa autorización por escrito del **Suministrador**.

DECIMA SEXTA. Legislación y tribunales. El presente **Contrato** se rige e interpreta por las leyes federales de los Estados Unidos Mexicanos y, en particular, por la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica y su Reglamento. Las controversias que surjan del presente contrato serán competencia de los tribunales federales en la ciudad _____ y al efecto las partes renuncian al diverso fuero que pudiere corresponderles por razón de su domicilio u otras causas.

Este **Contrato** se firma en ___ ejemplares en la Ciudad de _____, el ___ de _____ de _____.

EL SUMINISTRADOR

EL GENERADOR

Las firmas y antefirmas que anteceden corresponden al **Contrato** celebrado entre _____ (el **Suministrador**) y _____ (el **Generador**).

B. Comprobación del modelo de temperatura propuesto

Figura B.1 Comprobación del modelo de temperatura para el día 27 de febrero de 2015

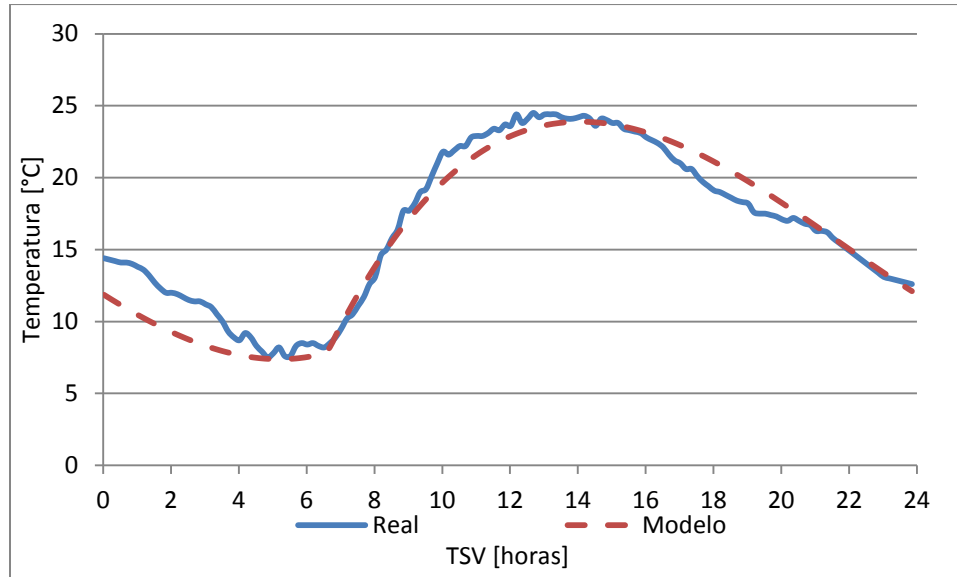


Figura B.2 Comprobación del modelo de temperatura para el día 16 de marzo de 2015

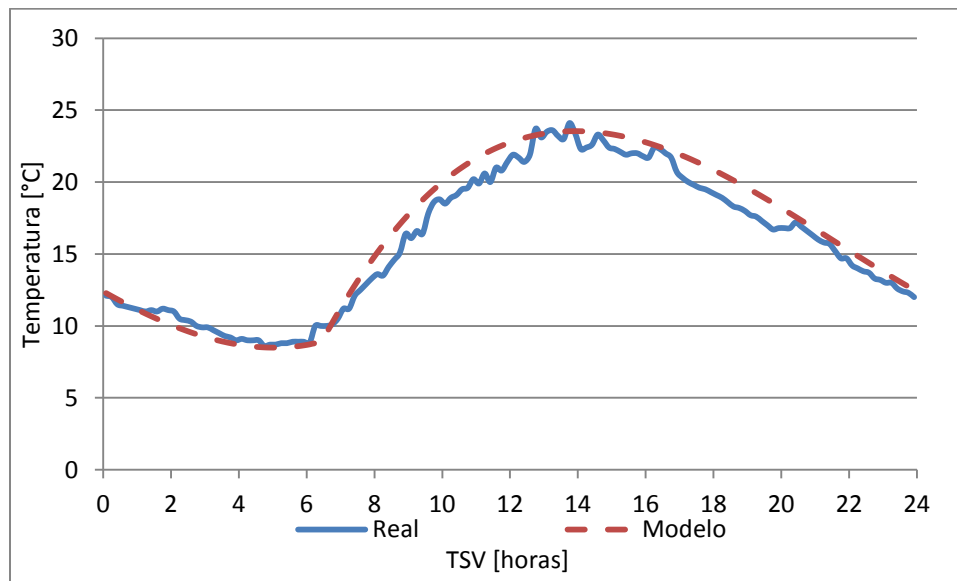


Figura B.3 Comprobación del modelo de temperatura para el día 9 de abril de 2015

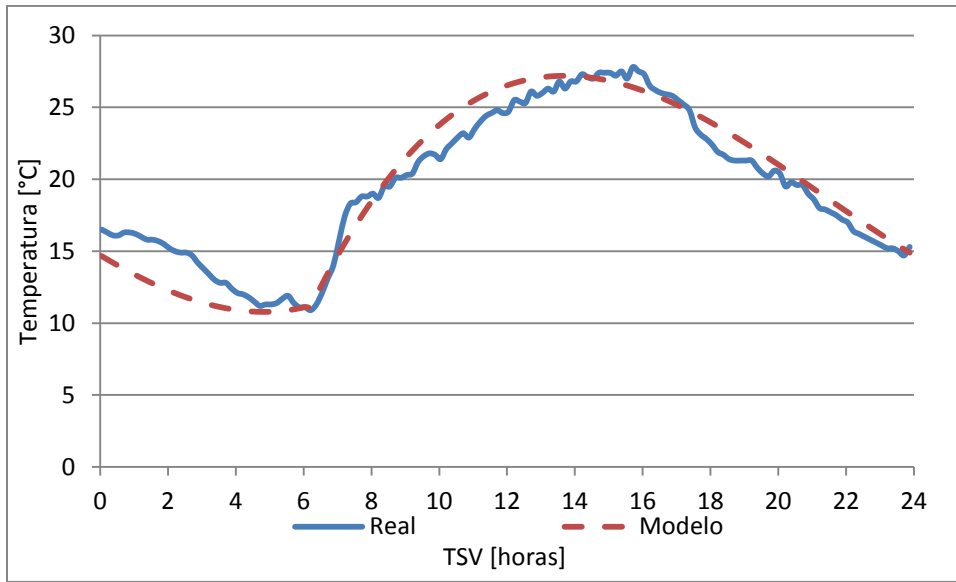


Figura B.4 Comprobación del modelo de temperatura para el día 8 de junio de 2015

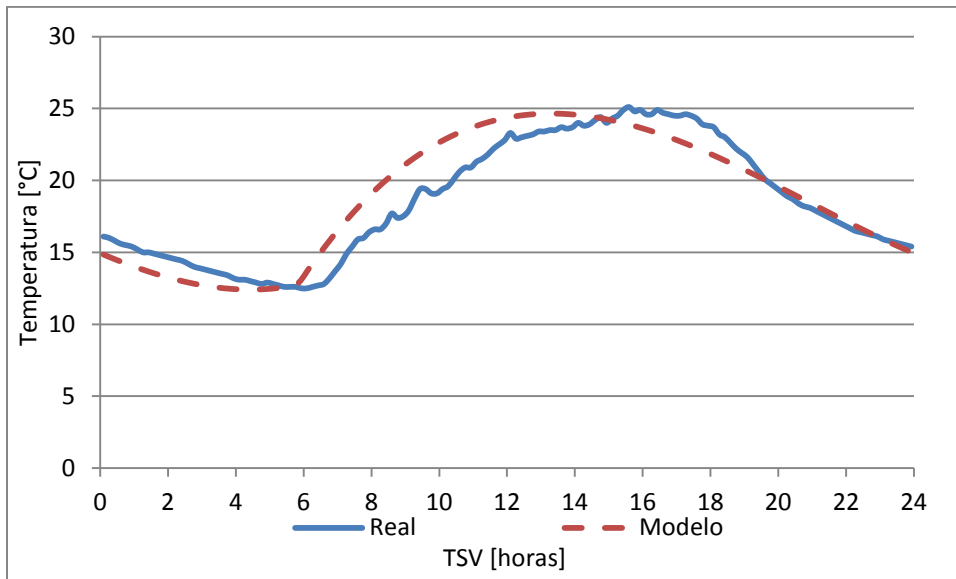
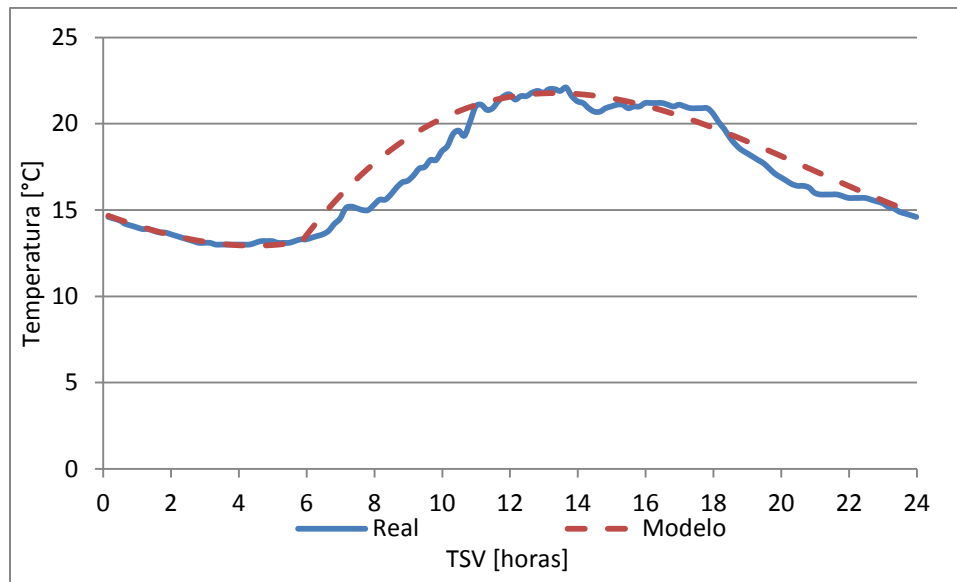


Figura B.5 Comprobación del modelo de temperatura para el día 12 de julio de 2015



C. Irradiación solar en superficie inclinada, promedio mensual

Tabla C.1 Irradiación solar en superficie para diferentes ángulos de inclinación, promedio mensual [kWh/m²-día]

Mes	Ángulo de inclinación β (grados)									
	0	5	10	15	19.42	20	25	30	35	40
Enero	4.571	4.827	5.056	5.258	5.413	5.431	5.577	5.694	5.785	5.851
Febrero	5.387	5.624	5.830	6.003	6.129	6.143	6.252	6.329	6.376	6.395
Marzo	5.956	6.089	6.189	6.254	6.284	6.286	6.284	6.250	6.184	6.085
Abril	5.991	6.021	6.017	5.981	5.922	5.912	5.812	5.681	5.520	5.327
Mayo	5.423	5.387	5.323	5.234	5.133	5.119	4.979	4.815	4.630	4.422
Junio	4.963	4.916	4.846	4.754	4.656	4.642	4.511	4.362	4.196	4.014
Julio	5.513	5.460	5.380	5.274	5.160	5.143	4.988	4.810	4.610	4.391
Agosto	5.554	5.546	5.509	5.444	5.364	5.352	5.234	5.091	4.923	4.730
Septiembre	4.426	4.459	4.474	4.469	4.450	4.446	4.405	4.346	4.270	4.177
Octubre	4.522	4.638	4.732	4.803	4.848	4.852	4.880	4.886	4.873	4.842
Noviembre	4.507	4.718	4.904	5.065	5.186	5.200	5.310	5.394	5.455	5.494
Diciembre	3.956	4.169	4.359	4.526	4.655	4.671	4.792	4.891	4.969	5.026
Promedio	5.062	5.152	5.215	5.251	5.262	5.262	5.246	5.206	5.142	5.055

Fuente: Elaboración propia con datos de OCAVM

D. Valor Presente Neto

Tabla D.1 Análisis de sensibilidad parámetro P_{SFV} , $\beta = 0^\circ$

Consumo mensual [kWh]	50	-12,665	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
	75	-10,959	-22,284	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
	100	-9,959	-17,873	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
	125	-9,607	-16,872	-25,054	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
	150	-5,093	-11,654	-19,272	-29,158	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
	175	5,647	-370	-6,986	-14,901	-26,492	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
	200	5,647	10,915	4,353	-2,615	-10,530	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
	225	5,647	14,339	15,638	9,077	1,756	-7,210	NA	NA	NA	NA	NA	NA
	250	139,415	148,107	156,799	154,130	147,568	139,378	133,170	NA	NA	NA	NA	NA
	275	144,240	152,931	161,623	170,239	163,677	156,488	152,519	144,606	NA	NA	NA	NA
	300	12,472	157,756	166,448	175,139	179,786	172,707	169,629	165,660	NA	NA	NA	NA
	325	12,472	27,989	171,272	179,964	188,656	188,816	186,200	182,770	178,000	NA	NA	NA
	350	12,472	27,989	176,096	184,788	193,480	201,654	202,309	199,693	195,910	189,435	NA	NA
	375	12,472	27,989	43,507	189,612	198,304	206,479	218,418	215,802	213,020	209,051	200,871	NA
	400	12,472	27,989	43,507	59,024	203,129	211,303	223,940	231,911	229,295	226,161	222,192	NA
	425	12,472	27,989	43,507	59,024	74,541	216,127	228,765	241,402	245,404	242,788	239,302	232,765
	450	12,472	27,989	43,507	59,024	74,541	220,952	233,589	246,226	258,864	258,897	256,280	250,943
475	12,472	27,989	43,507	59,024	74,541	89,541	238,413	251,051	263,688	275,006	272,389	268,052	
500	12,472	27,989	43,507	59,024	74,541	89,541	109,004	255,875	268,512	281,149	288,498	284,382	
P_{SFV} [W]	250	500	750	1000	1250	1500	1750	2000	2250	2500	2750	3000	
E [kWh/mes]	33.8	67.6	101.4	135.2	169.0	202.8	236.5	270.3	304.1	337.9	371.7	405.5	

Valor presente neto (pesos) de instalar un sistema fotovoltaico para el conjunto de casos propuesto con un ángulo de inclinación de 0° en los paneles.

Tabla D.2 Análisis de sensibilidad parámetro P_{SFV} , $\beta = 19.3^\circ$

Consumo mensual [kWh]	50	-12,665	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
	75	-10,728	-22,284	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
	100	-9,728	-17,411	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
	125	-9,328	-16,410	-25,054	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
	150	-4,814	-11,097	-18,579	-29,158	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
	175	6,463	188	-6,293	-13,977	-26,492	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
	200	6,463	11,473	5,190	-1,691	-9,374	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
	225	6,463	15,972	16,474	10,191	2,911	-7,210	NA	NA	NA	NA	NA	NA
	250	140,232	149,740	159,248	155,245	148,962	140,764	133,170	NA	NA	NA	NA	NA
	275	145,056	154,564	164,073	171,354	165,071	157,874	154,136	NA	NA	NA	NA	NA
	300	13,529	159,389	168,897	178,405	181,180	174,380	171,246	166,564	NA	NA	NA	NA
	325	13,529	30,104	173,721	183,230	192,738	190,489	188,151	184,618	178,000	NA	NA	NA
	350	13,529	30,104	178,546	188,054	197,562	206,554	204,260	201,728	197,990	189,435	NA	NA
	375	13,529	30,104	46,678	192,878	202,387	211,378	220,369	218,032	215,100	211,362	NA	NA
	400	13,529	30,104	46,678	63,252	207,211	216,202	229,656	234,141	231,803	228,472	222,829	NA
	425	13,529	30,104	46,678	63,252	79,827	221,026	234,480	247,934	247,912	245,575	241,844	232,765
	450	13,529	30,104	46,678	63,252	79,827	225,851	239,305	252,758	264,021	261,684	258,953	253,715
475	13,529	30,104	46,678	63,252	79,827	95,884	244,129	257,583	271,036	277,793	275,456	270,825	
500	13,529	30,104	46,678	63,252	79,827	95,884	116,404	262,407	275,861	289,314	291,565	287,727	
P_{SFV} [W]	250	500	750	1000	1250	1500	1750	2000	2250	2500	2750	3000	
E [kWh/mes]	35.0	70.0	105.0	139.9	174.9	209.9	244.9	279.9	314.9	349.8	384.8	419.8	

Valor presente neto (pesos) de instalar un sistema fotovoltaico para el conjunto de casos propuesto con un ángulo de inclinación de 19.3° en los paneles.

Tabla D.3 Análisis de sensibilidad parámetro P_{SFV} , $\beta = 30^\circ$

Consumo mensual [kWh]	50	-12,665	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
	75	-10,798	-22,284	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
	100	-9,797	-17,550	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
	125	-9,412	-16,549	-25,054	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
	150	-4,898	-11,265	-18,787	-29,158	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
	175	6,218	20	-6,502	-14,255	-26,492	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
	200	6,218	11,305	4,938	-1,969	-9,722	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
	225	6,218	15,480	16,223	9,856	2,563	-7,210	NA	NA	NA	NA	NA	NA
	250	139,986	149,249	158,511	154,909	148,542	140,347	133,170	NA	NA	NA	NA	NA
	275	144,810	154,073	163,335	171,018	164,651	157,457	153,649	NA	NA	NA	NA	NA
	300	13,211	158,897	168,160	177,422	180,760	173,876	170,759	166,564	NA	NA	NA	NA
	325	13,211	29,467	172,984	182,247	191,509	189,985	187,564	184,062	178,000	NA	NA	NA
	350	13,211	29,467	177,808	187,071	196,333	205,079	203,673	201,171	197,364	189,435	NA	NA
	375	13,211	29,467	45,723	191,895	201,158	209,903	219,782	217,361	214,474	210,666	NA	NA
	400	13,211	29,467	45,723	61,979	205,982	214,727	227,935	233,470	231,048	227,776	222,829	NA
	425	13,211	29,467	45,723	61,979	78,236	219,552	232,760	245,968	247,157	244,736	241,078	232,765
450	13,211	29,467	45,723	61,979	78,236	224,376	237,584	250,792	263,266	260,845	258,188	252,880	
475	13,211	29,467	45,723	61,979	78,236	93,974	242,408	255,616	268,824	276,954	274,533	269,990	
500	13,211	29,467	45,723	61,979	78,236	93,974	114,176	260,441	273,649	286,857	290,642	286,720	
P_{SFV} [W]	250	500	750	1000	1250	1500	1750	2000	2250	2500	2750	3000	
E [kWh/mes]	34.6	69.3	103.9	138.5	173.1	207.8	242.4	277.0	311.6	346.3	380.9	415.5	

Valor presente neto (pesos) de instalar un sistema fotovoltaico para el conjunto de casos propuesto con un ángulo de inclinación de 30° en los paneles.

Tabla D.4 Análisis de sensibilidad parámetro P_{SFV} , $\beta = 19.3^\circ$, $VU = 20$ años

Consumo mensual [kWh]	50	-12,646	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
	75	-11,000	-22,246	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
	100	-10,149	-18,104	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
	125	-9,809	-17,253	-26,024	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
	150	-5,972	-12,736	-20,520	-30,937	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
	175	3,614	-3,144	-10,076	-18,031	-30,094	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
	200	3,614	6,449	-315	-7,588	-15,542	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
	225	3,614	10,274	9,278	2,513	-5,099	-15,487	NA	NA	NA	NA	NA	NA
	250	117,326	123,986	130,645	125,818	119,054	110,301	102,754	NA	NA	NA	NA	NA
	275	121,427	128,086	134,746	139,512	132,747	124,845	120,577	NA	NA	NA	NA	NA
	300	9,570	132,187	138,847	145,506	146,441	138,876	135,122	130,051	NA	NA	NA	NA
	325	9,570	22,185	142,948	149,607	156,266	152,569	149,492	145,398	138,681	NA	NA	NA
	350	9,570	22,185	147,049	153,708	160,367	166,226	163,186	159,942	155,674	147,312	NA	NA
	375	9,570	22,185	34,800	157,809	164,468	170,327	176,879	173,802	170,219	165,951	NA	NA
	400	9,570	22,185	34,800	47,415	168,569	174,428	184,774	187,496	184,418	180,495	174,608	NA
	425	9,570	22,185	34,800	47,415	60,030	178,529	188,875	199,221	198,112	195,034	190,772	181,739
450	9,570	22,185	34,800	47,415	60,030	182,630	192,976	203,322	211,805	208,728	205,316	199,548	
475	9,570	22,185	34,800	47,415	60,030	71,844	197,077	207,423	217,769	222,422	219,344	214,092	
500	9,570	22,185	34,800	47,415	60,030	71,844	88,146	211,524	221,870	232,216	233,038	228,460	
P_{SFV} [W]	250	500	750	1000	1250	1500	1750	2000	2250	2500	2750	3000	
E [kWh/mes]	35.0	70.0	105.0	139.9	174.9	209.9	244.9	279.9	314.9	349.8	384.8	419.8	

Valor presente neto (pesos) de instalar un sistema fotovoltaico para el conjunto de casos propuesto con un ángulo de inclinación de 19.3° en los paneles y una reducción a 20 años de la vida útil del sistema.

Tabla D.5 Análisis de sensibilidad parámetro P_{SFV} , $\beta = 19.3^\circ$, $g_{T1} = 0.1\%$ y $g_{DAC} = 0.1\%$

Consumo mensual [kWh]	50	-12,615	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
	75	-10,659	-22,185	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
	100	-9,648	-17,262	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
	125	-9,244	-16,250	-24,834	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
	150	-4,684	-10,883	-18,293	-28,833	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
	175	6,709	518	-5,881	-13,495	-25,991	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
	200	6,709	11,918	5,719	-1,084	-8,698	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
	225	6,709	16,463	17,120	10,921	3,714	-6,357	NA	NA	NA	NA	NA	NA
	250	141,849	151,604	161,358	157,461	151,262	143,135	135,570	NA	NA	NA	NA	NA
	275	146,723	156,477	166,232	173,736	167,537	160,420	156,752	NA	NA	NA	NA	NA
	300	13,849	161,351	171,105	180,860	183,811	177,095	174,037	169,414	NA	NA	NA	NA
	325	13,849	30,743	175,979	185,733	195,488	193,369	191,115	187,654	181,075	NA	NA	NA
	350	13,849	30,743	180,853	190,607	200,361	209,598	207,390	204,939	201,271	192,736	NA	NA
	375	13,849	30,743	47,637	195,481	205,235	214,472	223,664	221,410	218,556	214,888	NA	NA
	400	13,849	30,743	47,637	64,530	210,109	219,346	233,046	237,684	235,431	232,173	226,580	NA
	425	13,849	30,743	47,637	64,530	81,424	224,220	237,919	251,619	251,705	249,452	245,790	236,741
450	13,849	30,743	47,637	64,530	81,424	229,094	242,793	256,493	267,979	265,726	263,075	257,906	
475	13,849	30,743	47,637	64,530	81,424	97,801	247,667	261,367	275,066	282,000	279,747	275,192	
500	13,849	30,743	47,637	64,530	81,424	97,801	118,640	266,240	279,940	293,640	296,021	292,267	
P_{SFV} [W]	250	500	750	1000	1250	1500	1750	2000	2250	2500	2750	3000	
E [kWh/mes]	35.0	70.0	105.0	139.9	174.9	209.9	244.9	279.9	314.9	349.8	384.8	419.8	

Valor presente neto (pesos) de instalar un sistema fotovoltaico para el conjunto de casos propuesto con un ángulo de inclinación de 19.3° en los paneles y un incremento anual del costo de las tarifas 1 y DAC de 0.1%.

Tabla D.6 Análisis de sensibilidad parámetro P_{SFV} , $\beta = 19.3^\circ$, $TMAR = 15\%$

Consumo mensual [kWh]	50	-12,053	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
	75	-11,104	-21,062	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
	100	-10,614	-18,673	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
	125	-10,418	-18,182	-26,712	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
	150	-8,205	-15,577	-23,538	-33,017	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
	175	-2,676	-10,045	-17,515	-25,574	-36,002	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
	200	-2,676	-4,512	-11,885	-19,551	-27,610	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
	225	-2,676	-2,307	-6,352	-13,725	-21,587	-31,442	NA	NA	NA	NA	NA	NA
	250	62,906	63,275	63,644	57,389	50,016	41,104	33,828	NA	NA	NA	NA	NA
	275	65,271	65,640	66,009	65,286	57,914	49,492	44,107	NA	NA	NA	NA	NA
	300	740	68,005	68,374	68,744	65,812	57,584	52,495	46,647	NA	NA	NA	NA
	325	740	4,525	70,740	71,109	71,478	65,482	60,783	55,498	48,700	NA	NA	NA
	350	740	4,525	73,105	73,474	73,843	73,358	68,681	63,886	58,500	50,753	NA	NA
	375	740	4,525	8,311	75,839	76,208	75,723	76,578	71,879	66,889	61,503	NA	NA
	400	740	4,525	8,311	12,096	78,574	78,088	81,131	79,777	75,078	69,891	63,572	NA
	425	740	4,525	8,311	12,096	15,881	80,453	83,496	86,539	82,976	78,277	72,894	64,522
450	740	4,525	8,311	12,096	15,881	82,819	85,861	88,904	90,873	86,174	81,282	74,793	
475	740	4,525	8,311	12,096	15,881	18,812	88,227	91,269	94,312	94,072	89,373	83,182	
500	740	4,525	8,311	12,096	15,881	18,812	25,271	93,635	96,678	99,720	97,270	91,468	
P_{SFV} [W]	250	500	750	1000	1250	1500	1750	2000	2250	2500	2750	3000	
E [kWh/mes]	35.0	70.0	105.0	139.9	174.9	209.9	244.9	279.9	314.9	349.8	384.8	419.8	

Valor presente neto (pesos) de instalar un sistema fotovoltaico para el conjunto de casos propuesto, ángulo de inclinación de 19.3° en los paneles y un incremento a 15% de la tasa mínima atractiva de rendimiento.

Bibliografía

- [1] Carta González, José Antonio, et al. Centrales de Energías Renovables: Generación eléctrica con energías renovables. Madrid: Pearson Educación, 2009.
- [2] Perpiñan Lamigueiro, Oscar, et al. Energía Solar Fotovoltaica. España: Creative Commons, 2012.
- [3] Messenger, Rogger. Photovoltaics Systems Engineering. Boca Raton Florida: CRC Press, 2005.
- [4] Gabinete de Estudios de Censolar. Curso de experto solar en energía fotovoltaica. Sevilla: Promotora General de Estudios, S.A. (PROGENSA), 2009.
- [5] Perpiñan Lamigueiro, Oscar, Colmenar Santos, Antonio y Castro Gil, Manuel Alonso. Diseño de sistemas fotovoltaicos. España: Creative Commons, 2012.
- [6] Foster, Robert, Ghassemi, Majid y Cota, Alma. Solar Energy: Renewable Energy and the Environment. Boca Raton Florida: CRC Press, 2010.
- [7] Falk Dürschner, Antony. Fotovoltaica para profesionales. Sevilla: PROGENSA, 2006.
- [8] Soteris A, Kalogirou, Solar Energy Engyneering: Processes and systems, San Diego CA: Academic Press, Second edition, 2014.
- [9] Secretaria de Energía. Balance Nacional de Energía 2012. [En línea]
http://sener.gob.mx/res/PE_y_DT/pub/2012/Balance%20Nacional%20de%20Energia%202012%20%28Vf%29.pdf
- [10] Secretaria de Energía. Prospectiva del Sector Eléctrico 2013-2027. [En línea]
[http://sener.gob.mx/res/PE_y_DT/pub/2013/Prospectiva del Sector Electrico 2013-2027.pdf](http://sener.gob.mx/res/PE_y_DT/pub/2013/Prospectiva%20del%20Sector%20Electrico%202013-2027.pdf)
- [11] Secretaria de Economía. Energías Renovables: Unidad de Inteligencia de Negocios. [En línea]
http://mim.promexico.gob.mx/work/sites/mim/resources/LocalContent/42/2/130726_DS_En_ergias_Renovables_ES.pdf
- [12] Portal de Astronomía Educativa. El Sol. [En línea] <http://www.astromia.com/solar/sol.htm>
- [13] Stanford Solar Center. The Sun's Vital Statistics. [Online]
<http://solar-center.stanford.edu/vitalstats.html>
- [14] Cleantechnica. Solar Panels from SunPower Achieve Guinness World Record. [Online]
<http://cleantechnica.com/2011/06/19/solar-panels-from-sunpower-achieve-guinness-world-record/>
- [15] Consultora Eclareon. Photovoltaic Grid Parity Monitor (GPM). [En línea]
<http://www.leonardo-energy.org/photovoltaic-grid-parity-monitor>
- [16] European Photovoltaic Industry Association (EPIA), Global Market Outlook for Photovoltaics 2014-2018, [Online]
[http://www.epia.org/fileadmin/user_upload/Publications/EPIA_Global_Market_Outlook_for_Photovoltaics_2014-2018 - Medium Res.pdf](http://www.epia.org/fileadmin/user_upload/Publications/EPIA_Global_Market_Outlook_for_Photovoltaics_2014-2018_-_Medium_Res.pdf)
- [17] Greenpeace España. Solar Generation. [En línea]
<http://www.greenpeace.org/espana/Global/espana/report/other/solar-generation-v-2008.pdf>
- [18] Secretaria de Energía. Energías Renovables para el Desarrollo Sustentable en México 2009. [En línea] http://www.sener.gob.mx/res/0/ER_para_Desarrollo_Sustentable_Mx_2009.pdf

- [19] Red de Energía Solar Fotovoltaica de Latinoamérica y el Caribe. [En línea]
<http://redsollac.org/nuevo/mexico-1mw-central-solar-fotovoltaica-piloto-santa-rosalia-2/>
- [20] Corporación Aura Solar (CAS) Energías Renovables. [En línea]
<http://www.aurasolar.com.mx/aura-solar-i.html>
- [21] Centro de Investigaciones en Energía. Visión a Largo Plazo Sobre la Utilización de las Energías Renovables en México. [En línea]
http://beta.energia.gob.mx/res/168/A6_Solar1.pdf
- [22] Laboratorio Nacional de Energías Renovables de Estados Unidos, Mapas de Radiación Solar para el Caribe, [En línea]
<http://www.nrel.gov/gis/mapsearch/>
- [23] Mora López, Llanos y Ramírez Santigosa, Lourdes, Curso de caracterización y evaluación de la radiación solar [en línea]
<http://ocw.unia.es/ciencias-tecnologicas/caracterizacion-y-evaluacion-de-la-radiacion-solar>
- [24] Instituto de Geofísica de la UNAM, Mapas estacionales de irradiación solar global para la República Mexicana [en línea]
<http://www.geofisica.unam.mx/ors/irradiacion.php>
- [25] Secretaría de Energía. Prospectiva del Sector Eléctrico 2014-2028. [En línea]
<http://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/351/Prospectiva-Electricidad-2014.pdf>