



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

TESIS

**NICHOS DE MERCADO PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS EN
CONEXIÓN A LA RED ELÉCTRICA EN MÉXICO**

PRESENTAN:

JOSÉ MANUEL EPIFANIO LEÓN MORENO

PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERO MECÁNICO ELÉCTRICO

JOSÉ ALLAN HELLMER CARIÑO

PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERO ELÉCTRICO ELECTRÓNICO

DIRECTORA DE TESIS:

MTRA. TANYA MORENO CORONADO

MÉXICO D.F., CIUDAD UNIVERSITARIA 2010





Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

Para las dos personas que más quiero:

MARÍA GUADALUPE TAPIA GUERRA
y

PATRICIA LEÓN TAPIA.

Con reconocimiento a la persona a quien debo el haberme titulado, sin cuya ayuda
y exigencia nunca hubiera terminado este trabajo:

LUZ AURORA ORTÍZ SALGADO.

-JOSÉ MANUEL EPIFANIO LEÓN MORENO

*La gratitud no sólo es la cualidad más grande del ser humano sino que de él se
derivan todas las demás.*

Índice

Introducción	6
Antecedentes	6
Visión del mercado.....	10
Marco regulatorio	14
Objetivo	16
Metodología	17
Las tarifas eléctricas en México.....	18
Factores que determinan el consumo de electricidad en México	18
Sector Industrial y de Servicios	20
Descripción general de las tarifas residenciales.....	20
Descripción general de las tarifas para los sectores industrial y de servicios.....	28
Sistemas fotovoltaicos: objeto de este análisis	33
Sistemas fotovoltaicos para el sector residencial	34
Factor de rendimiento y pérdida de eficiencia	34
Ciudades consideradas.....	37
Parámetros socio – económicos	38
Tamaño de los sistemas fotovoltaicos para suministro completo de electricidad	40
Tamaño de los sistemas fotovoltaicos para suministro parcial de electricidad.....	41
Sistemas fotovoltaicos para los sectores industrial y de servicios.....	44
Índice de desempeño	44
Regiones consideradas.....	45
Parámetros socio – económicos	46
Dimensionamiento	47
Cálculo de costos.....	50
Costos de las tarifas.....	50
Parámetros financieros e hipótesis.....	52
Escenarios.....	54
Costos de los sistemas fotovoltaicos.....	55
Sector residencial – Sistemas fotovoltaicos para suministro completo de electricidad.....	56
Sector residencial – Sistemas fotovoltaicos para suministro parcial	59
Sector industrial y de servicios.....	60

Aplicación Metodológica.....	64
Sector residencial	65
Escenario 1: Nichos actuales	65
Escenario 2: perspectiva conservadora.....	76
Escenario 3: perspectiva optimista	83
Análisis de los escenarios desde una perspectiva macro.....	90
Nichos de mercado desde una perspectiva macro	99
Conclusiones.....	102
Sectores industrial y de servicios	102
Escenario 1: Nichos actuales	102
Escenario 2: Punto de vista conservador	103
Escenario 3: Punto de vista optimista	104
Conclusiones.....	110
Sector residencial	113
Limitaciones del estudio.....	114
Glosario	116

Introducción

Antecedentes

La generación fotovoltaica (FV) es la conversión directa de luz en electricidad. Aprovecha la propiedad de algunos materiales de absorber fotones de luz y liberar electrones, lo que se conoce como efecto fotoeléctrico. Cuando estos electrones libres son capturados, el resultado es una corriente eléctrica que puede ser utilizada como electricidad.

El término fotovoltaico proviene del griego φῶς: phos, que significa "luz", y Volt, la unidad derivada del Sistema Internacional para el potencial eléctrico. Recibe su nombre en honor de Alessandro Volta, quien en 1800 inventó la pila voltaica. El término fotovoltaico se comenzó a usar en Inglaterra desde el año 1849.

El efecto fotovoltaico fue reconocido por primera vez en 1839 por el físico francés Alexandre-Edmond Becquerel. La primera célula solar se construyó hacia 1883. Su autor fue Charles Fritts, quien recubrió una muestra de selenio semiconductor con una lámina de oro. Este primitivo dispositivo presentaba una eficiencia de sólo un 1%. Russell Ohl patentó la célula solar moderna en el año 1946, aunque Sven Ason Berglund había patentado, con anterioridad, un método que trataba de incrementar la capacidad de las células fotosensibles.

En 1905 Albert Einstein creó las bases científicas para el desarrollo de las tecnologías fotovoltaicas en un artículo en el que describió por primera vez la naturaleza de la luz y explicó el efecto fotoeléctrico (lo que le valió el premio Nobel de Física).

La era moderna de la tecnología solar fotovoltaica comenzó en el año 1954 cuando en los Laboratorios Bell, se descubrió que los semiconductores de silicio dopado con ciertas impurezas, eran muy sensibles a la luz.

Estos avances contribuyeron a la fabricación de la primera célula solar comercial con una conversión de la energía solar de aproximadamente 6%.

En la década de 1950 se desarrollaron las celdas fotovoltaicas de silicio monocristalino, el cual actualmente se sigue utilizando en la industria fotovoltaica.

Desde entonces la industria espacial ha impulsado con fuerza el desarrollo de esta tecnología para proveer electricidad a satélites y estaciones espaciales.

Sin embargo, el costo de la electricidad fotovoltaica era altísimo, y fue sólo luego del primer shock petrolero de 1973 que algunos países -especialmente Estados Unidos y Japón- comenzaron a invertir fuertemente para hacer de la generación

fotovoltaica una alternativa a los hidrocarburos que resultara económicamente factible a escala masiva.

El atractivo de las tecnologías fotovoltaicas se debe a que se trata de equipos limpios, silenciosos y confiables que son amigables con el medio ambiente y pueden durar más de tres décadas. Además, tienen muy bajos costos operacionales y de mantenimiento, pues no poseen partes móviles ni requieren de ningún insumo (salvo la luz del sol). Su gran inconveniente son los aún altos costos por kW de potencia, pero éstos han venido cayendo en picada desde hace décadas y esta tendencia promete continuar.

El costo de la generación eléctrica a partir de la energía solar era del orden de US\$2 por kWh en la década de los 1970s, pero ha bajado en más de 90% desde entonces, con costos que actualmente fluctúan entre 22 y 28 centavos de dólar por kWh en el caso de plantas de escala industrial.

Este es el resultado de adelantos tecnológicos que aumentan tanto la eficiencia de conversión como la del proceso de fabricación de dispositivos FV, y a las economías de escala que se van logrando a medida que los niveles de producción de estos dispositivos alcanzan nuevos órdenes de magnitud.

El factor clave que ha permitido acelerar este círculo virtuoso de continuo mejoramiento tecnológico y reducción de costos ha sido la introducción de programas de subsidios bien pensados que han estimulado tanto la investigación y desarrollo en sistemas FV como la instalación de estos equipos, logrando su masificación.

En 1994 Japón fue el primer país que fomentó el equipamiento de las viviendas y las industrias con generadores FV. Habiendo identificado a la industria FV como un sector de desarrollo clave para su economía en el siglo XXI, otorgó subsidios que partieron por alrededor de US\$3.200 por kw de potencia instalada en 1995, pero bajaron año a año a medida que los precios de los equipos se desplomaban llegando a alrededor de US\$800/kw en el 2005 cuando este programa de incentivos llegó a su fin.

Esta política dio lugar a un enorme auge de la industria FV japonesa, que desplazó a la de Estados Unidos como líder mundial en la fabricación de celdas fotovoltaicas, un liderazgo que mantiene hasta hoy.

En el 2000 Alemania le siguió los pasos a Japón con su plan para lograr 100.000 techos solares en base a un programa de subsidios que fue potenciado en Agosto del 2004 por su Ley de Fuentes de Energía Renovable (EEG). La EEG busca integrar la micro-generación FV a la red interconectada del país, en lugar de promover la autonomía energética a nivel de cada vivienda, para maximizar la eficiencia, y obliga a los operadores de la red a adquirir la electricidad FV pagando tarifas -las llamadas *feed-in tariffs*- que resultan atractivas y están garantizadas por 20 años.

Estas tarifas partieron a niveles muy altos para lograr un fuerte impulso inicial, pero están programadas para bajar en entre 5% y 6,5% por año. Actualmente varían entre €0,38/kWh y €0,542/kWh dependiendo de la potencia entre otros factores.

El impacto de la EEG ha sido dramático, disparando la capacidad instalada de Alemania para generación FV de 145 MW el 2003, a 366 MW el 2004, 828 MW el 2005 ,960 MW el 2006, lo que la ha convertido en el líder mundial desde el 2005.

Varios otros países europeos, incluyendo a Austria, España, Grecia, Francia, Italia y Portugal, han imitado el sistema alemán de feed-in tariffs desde el 2004, y están aumentando su capacidad FV a pasos agigantados (particularmente España).

Ante la fuerte arremetida de Japón, y luego de Alemania, en la promoción de sus capacidades fotovoltaicas, Estados Unidos reaccionó en el 2005 con sus propios programas de incentivos tanto a nivel federal -con la Solar America Initiative (SAI), que tiene por meta lograr una capacidad de generación FV de al menos 5 GW para el 2015- como a nivel de estados como California, que por sí sola tiene un presupuesto de nada menos que US\$3,350 millones para ayudar a financiar la instalación de sistemas fotovoltaicos.

Las instalaciones solares fotovoltaicas en el mundo alcanzaron los 6.43GW en 2009, un incremento de 6% respecto de 2008. Los tres principales países en Europa fueron Alemania, Italia y la República Checa, quienes aportaron 4.07GW en instalaciones. Los países de Europa aportaron 4.75GW en instalaciones o 74% de la demanda mundial en 2009. Estados Unidos fue el tercer más grande mercado en 2009, con un crecimiento de 36% con 485MW, Japón fue el cuarto lugar con un crecimiento de 109%.

Motivación

México cuenta con condiciones naturales muy favorables para la aplicación de sistemas fotovoltaicos. En muchas partes de su extenso territorio, la radiación solar promedio es el doble de, por ejemplo, los países de Europa como Alemania, que actualmente tiene el mayor mercado fotovoltaico en el mundo. El inmenso potencial de México, la segunda economía más grande de Latinoamérica, ha sido escasamente explotado hasta ahora. Actualmente, el país tiene instalada, tan sólo una capacidad de aproximadamente 25 MWp de sistemas fotovoltaicos. En comparación Alemania, situada en una región con una radiación solar menor

cuenta con una capacidad cercana a los 9GW, mostrando un incremento de 3GW tan sólo en 2009¹.

En México el potencial técnico para la aplicación de sistemas fotovoltaicos parece ser muy promisorio. El promedio nacional anual de radiación de 5 kWh/m²/d es bastante alto, habiendo zonas con seis o más kilowatt – hora por metro cuadrado al día en algunas áreas del país². Podemos agregar a la importancia de este potencial, la existencia de asentamientos mayores y ciudades en las propias áreas desérticas o cerca de ellas, por ejemplo, la ciudad de Hermosillo, Sonora. La demanda diaria de electricidad de los hogares locales tiene curvas de demanda muy parecidas a la curva de la radiación diaria que está dada por el uso cotidiano de equipos de aire acondicionado y ventiladores, proporcionando una clara ventaja para la utilización de sistemas fotovoltaicos.

Las extensas regiones desérticas, por ejemplo, poseen características muy favorables para la aplicación de sistemas fotovoltaicos, debido a sus días despejados sin nubes y a su distribución regular anual de la radiación. Para ilustrar este enorme potencial de los sistemas fotovoltaicos en México, debemos considerar el hecho de que un mero 0.06% del territorio nacional mexicano puede ser suficiente para generar, por medio de los sistemas fotovoltaicos, el consumo total de electricidad de México, considerando los datos de consumo para el año 2005 (Anexo 1). Además, no debemos olvidar que la mayor parte del área está actualmente disponible, tal como los techos y azoteas que pueden ser utilizados para aplicaciones fotovoltaicas sin que se tenga la necesidad de utilizar espacio alguno en el suelo³.

En julio de 2007 el organismo regulador del sector de gas y electricidad en México CRE (Comisión Reguladora de Energía) expidió una resolución por la que se

¹ Photovoltaic Power Systems Programme – Annual Report 2009. International Energy Agency (IEA) – Photovoltaic Power Systems Programme, pag. 66

2

http://www.conae.gob.mx/wb/CONAE/CONA_1433_irradiacion_en_la_re

3

Obviamente un 100% de la cobertura eléctrica por medio de los sistemas fotovoltaicos no es un objetivo real y únicamente es una meta teórica. En este contexto, el número se usa simplemente para hacer más tangible el valor de la capacidad potencial.

aprueba el Modelo de Contrato de Interconexión para Fuente de Energía Solar en Pequeña Escala, que ofrece a los inversionistas la posibilidad de instalar sistemas fotovoltaicos conectados a la red nacional en pequeña escala (hasta 10 kW_p para hogares y 30 kW_p para empresas). La interconexión es regulada bajo el principio de Medición Neta de Energía (Net Metering) que permite compensar el costo de la electricidad utilizada con la energía aportada a la red nacional.

Esta resolución genera oportunidades para un amplio uso de sistemas fotovoltaicos en México – más allá del uso de sistemas aislados y desconectados de la red eléctrica, que predominan actualmente. Como consecuencia, existe cada vez más gente interesada en información respecto a la factibilidad financiera del uso de sistemas fotovoltaicos en conexión a la red eléctrica en México.

Visión del mercado

Las ventas del mercado fotovoltaico mexicano durante 2006 fueron un poco menores a 1 MW_p, lo que es reflejo de una mejora del mercado con referencia al año previo. La estimación de la segmentación del mercado puede encontrarse en la siguiente forma⁴:

- i. 511 kW_p en electrificación rural
- ii. 33 kW_p en sistemas de bombeo de agua
- iii. 110 kW_p para sistemas fotovoltaicos conectados a la red
- iv. 55 kW_p en aplicaciones profesionales (telecomunicaciones, plataformas petroleras mar adentro, protección catódica y ecoturismo)
- v. 340 kW_p en aplicaciones no definidas fuera de la red.

Este tipo de proyectos son instalados previa planeación en casos tales como la planta de VW en la ciudad de Puebla, Puebla; Otras compañías han instalado dichos sistemas como el bien conocido sistema fotovoltaico de la Esquina Verde del Distrito Federal. Por otra parte, los sistemas fotovoltaicos conectados a la red nacional son cada vez más y más atractivos para ser atendidos por CFE (Comisión Federal de Electricidad) y dependencias gubernamentales como una

4

Photovoltaic Power Systems Programm – Anual Report 2006. International Energy Agency (IEA) – Photovoltaic Power Systems Programm. Pag. 78

alternativa para complementar la red nacional en algunas regiones. Como resultado de esta atención, diversos proyectos piloto han sido puestos en marcha para obtener información y experiencia. El Gobierno del Estado de Baja California puso en marcha un proyecto importante en 2006 con soporte técnico del Instituto de Investigaciones Eléctricas, IIE (Instituto de Investigaciones Eléctricas). El objetivo es la construcción de un sector fotovoltaico de 500 casas – habitación de bajos ingresos en la ciudad de Mexicali, Baja California, en el Noroeste de México, con un arreglo fotovoltaico de 1 kW_p cada una. La primera fase de la iniciativa consiste de 220 de tales instalaciones para lo cual, 110 sistemas fueron conectados en red en diciembre de 2006⁵.

Otro proyecto para analizar el potencial de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica nacional fue puesto en marcha en Enero de 2000 por el IIE con el apoyo del FVPS (Programa de Sistemas Fotovoltaicos de Potencia), de la IEA (Agencia Internacional de Energía). Parte del Programa fue la instalación de cuatro sistemas conectados a la red en Mexicali, Baja California y una planta de demostración en Hermosillo en el estado de Sonora⁶. Como base de la producción para la industria fotovoltaica existen diferentes instalaciones de ensamblado en México. De estas, solamente la compañía ERDM Solar, una contratista de Q – Cells, produce para el mercado mexicano como tal. La mayor planta de ensamblado produce células fotovoltaicas bajo el esquema llamado “de maquila”, en la ciudad de Tijuana, Baja California. Estas maquiladoras tienen la ventaja de exportar libre de aranceles a los Estados Unidos, USA, en el marco del TLC (Tratado de Libre Comercio de América del Norte)⁷.

5

Photovoltaic Power Systems Programm – Annual Report 2006. International Energy Agency (IEA) – Photovoltaic Power Systems Programm. Pag. 78

6

Trends in Photovoltaic Applications – Survey report of selected IEA countries between 1992 and 2006. International Energy Agency (IEA) – Photovoltaic Power Systems Programm. August 2007. Pag. 1.

7

Photovoltaic Power Systems Programm – Annual Report 2006. International Energy Agency (IEA) – Photovoltaic Power Systems Programm. Pag. 78

En el año 2009 se reportaron noticias alentadoras sobre el comportamiento del mercado fotovoltaico mexicano. Después de una situación de cuasi estancamiento mostrado en años anteriores, en 2009 el mercado fotovoltaico mostró un notable crecimiento.

En primer lugar, el número de SFVCR (Sistemas Fotovoltaicos Conectados a la Red) casi triplicó la capacidad instalada acumulada, alcanzando el primer MW_p de capacidad instalada para esta aplicación.

El número de aplicaciones comerciales de SFVCR también se multiplicó. Se han instalado ya varios SFV montados en azoteas de tiendas y edificios de grandes empresas. Además, estas empresas tienen planes para futuros proyectos, tanto para mejorar la eficiencia energética en sus procesos industriales, como para aumentar el uso de fuentes de energía renovable, incluyendo la tecnología fotovoltaica.

A finales de 2009, un fabricante de automóviles estadounidense instaló un SFV de 400 kW_p montado en el suelo en instalaciones de su planta de fabricación situada en el estado de Coahuila. Otra aplicación registrada durante el año 2009 es un SFVCR de 12 kW_p montado en el techo del edificio del Departamento de Energía Renovable de la CFE situado en Morelia, Michoacán.

Aunque la capacidad total acumulada de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red denota un modesto crecimiento, la relevancia de los resultados de 2009 es que hay un mensaje claro del creciente interés en el desarrollo de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red.

Entre otros proyectos, en 2009 con el apoyo financiero del GEF (Fondo Mundial para el Medio Ambiente) a través de la oficina local del UNEP (Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente) se evaluó el impacto de un arreglo fotovoltaico conectado a la red de sub distribución. Este arreglo se beneficia a una comunidad de bajos ingresos situada en la región noroeste de México.

El IIE (Instituto de Investigaciones Eléctricas) instaló un sistema de 9 kW_p en el CERTE (Centro Regional de Tecnología Eólica), en Juchitán, Oaxaca. Este sistema aprovisionará casi toda la carga de electricidad que exige el edificio administrativo.

En noviembre de 2009, se celebró el taller Hoja de Ruta de la Tecnología Fotovoltaica en México. El taller persiguió los siguientes objetivos: (1) desarrollar una visión común sobre lo que el sector fotovoltaico nacional debe ser para los próximos años, (2) identificar las principales barreras que la industria

nacional FV enfrenta actualmente, y que constituyen un obstáculo para avanzar hacia un estado de expansión más acelerada, (3) analizar los puntos fuertes y débiles de la industria fotovoltaica nacional, (4) identificar los elementos estratégicos que permitan a la industria fotovoltaica nacional alcanzar un mayor grado de competitividad en el mercado internacional, y (5) promover alianzas entre las empresas fotovoltaicas mexicanas para hacer frente a la competencia internacional.

En ese mismo año, el ayuntamiento de Puebla puso en marcha la primera instalación fotovoltaica conectada a la red para el alumbrado público en México. El proyecto fue concebido para iluminar un parque público, haciendo uso de lámparas con tecnología LED (Diodo Emisor de Luz) de alta eficiencia. La instalación fotovoltaica de 21.6 kW_p es capaz de satisfacer parcialmente las necesidades de electricidad de potencia de las lámparas durante la noche.

Según información procedente de las principales compañías fotovoltaicas (proveedores, instaladores e integradores de sistemas) la mejor estimación del tamaño del mercado fotovoltaico mexicano fue de alrededor de 3,27 MW_p para 2009. No se ha determinado información precisa acerca de la segmentación del mercado, pero se estima que los sistemas fotovoltaicos conectados a la red contribuyeron con un mínimo de 796 kW.

A finales de 2009, la capacidad fotovoltaica instalada acumulada en México era de alrededor de 25 MW_p.

Una de las grandes cadenas de supermercados continúa con su plan para la instalación de SFVCR en sus tiendas. En 2009 se instaló un sistema de 200 kW_p.

Los coloquios para promover la tecnología fotovoltaica en México y el mecanismo de financiación para los sistemas fotovoltaicos talleres continuarán durante los próximos años. Este tipo de eventos tienen un efecto muy positivo en la difusión de información y apoyan en la construcción de confianza hacia la tecnología fotovoltaica como alternativa para la generación distribuida.

También se continuarán actividades de formación sobre SFVCR con el apoyo del proyecto del GEF / UNEP y el IIE.

En cuanto a la industria fotovoltaica en el país, el consenso entre los actores principales es que esta industria tendrá un importante crecimiento en los próximos meses. Este pronóstico está basado en el crecimiento del mercado mexicano en 2009, que resultó ser más del doble en comparación con lo reportado en 2008.

Marco regulatorio

El cuerpo regulatorio para los sectores eléctrico y de gas en México es la Comisión Reguladora de Energía, CRE (Comisión Reguladora de Energía), que es una dependencia desconcentrada de la Secretaría de Energía, SENER (Secretaría de Energía), con autonomía técnica y operativa⁸.

En abril de 2010, la CRE expidió el Modelo de Contrato de Interconexión para Fuente de Energía Renovable o Sistema de Cogeneración en Mediana Escala en mediana escala con capacidad de hasta 500 kW, que se interconecten a la red eléctrica del Suministrador en tensiones mayores a 1 kV y menores a 69 kV, y que no requieren hacer uso del Sistema del Suministrador para portear energía a sus cargas.

Con respecto a la aplicación en pequeña escala (menos de 30 kW) de sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica nacional, se sustituyó el Modelo de Contrato de Interconexión para Fuente de Energía Solar en Pequeña Escala por el Modelo de Contrato de Interconexión para Fuente de Energía Renovable o Sistema de Cogeneración en Pequeña Escala, aplicable a todos los generadores 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.

Este Contrato es la base regulatoria para el uso en México de sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica nacional. El propósito de este contrato es realizar y regular la interconexión potencial de generadores fotovoltaicos y el sistema eléctrico nacional.

Al igual que el contrato al que sustituye, se basa en el principio de “Medición de Energía en la Red” que permite a los clientes con un generador de potencia propio, entregar energía a la red eléctrica nacional para compensar el costo de su consumo de electricidad. Un “medidor de red” especialmente programado se instala para medir la diferencia entre la electricidad consumida por el cliente y la que es entregada a la red eléctrica nacional. Los métodos de maniobra para el medidor de red varían entre los diferentes países de acuerdo a las condiciones de cada uno de ellos. En el caso de México, cada kilowatt – hora entregado a la red es considerado como igual a cada kilowatt – hora tomado de ella. Entonces un

8

Prospectiva del Sector Eléctrico 2006 – 2015. Secretaría de Energía. 2006.

productor deberá pagar el importe de la energía eléctrica que consume en exceso de la energía generada y entregada por él mismo. Si es mayor la cantidad de energía eléctrica entregada a la red que la que es consumida, la diferencia se considera como un crédito que puede ser utilizado (consumido) por el productor en un periodo de los siguientes doce meses⁹.

El contrato considera las aplicaciones fotovoltaicas de hasta 10 kW_P para usos residenciales y las aplicaciones de hasta 30 kW_P para otros usos en bajo voltajes. Al hacerlo, deberá asumirse que la entrega de electricidad hecha por la aplicación fotovoltaica deberá compensarse en el pico de la demanda generalizada facturada por la Comisión Federal de Electricidad de acuerdo con los términos de cálculo. Para los sectores industrial y de servicios es importante otra Ley con referencia al uso de las fuentes de energía renovables. El Artículo 40, Fracción XII de la Ley de Impuestos sobre la Renta, que permite a las compañías una deducción del 100% de los costos de inversión para maquinaria y equipos para la generación de electricidad a partir de fuentes de energía renovables si el periodo de operación excede un mínimo de cinco años¹⁰. En el presente estudio se aplicó esta deducción para todos los sistemas fotovoltaicos de los sectores industrial y de servicios.

9

Resolución No. RES/176/2007. Secretaría de Energía.

10

Artículo 40, Fracción XII. Ley de Impuestos sobre la Renta.

Objetivo

El objetivo principal de este estudio es el de proveer información actualizada acerca de la factibilidad financiera de los sistemas fotovoltaicos en los sectores residencial, industrial y de servicios conectados a la red mexicana. Se pretende analizar si la aplicación de los sistemas fotovoltaicos en estos sectores puede disminuir los costos en comparación con la compra de electricidad proveniente de la red nacional. En aquellos casos donde el resultado de esta comparación sea una disminución de los costos debemos referirlos como nichos de mercado para la aplicación fotovoltaica. Esta información deberá motivar a potenciales inversionistas privados al igual que a las respectivas dependencias gubernamentales al proporcionarles una base con respecto a las decisiones de inversión en sistemas fotovoltaicos. El estudio no proporciona información adicional con respecto a la rentabilidad, la amortización o algún otro aspecto financiero de los sistemas fotovoltaicos identificados.

El análisis de costos sobre el cual se basa el estudio describe la situación particular de un inversionista potencial. Se ha desarrollado en dos partes, una concerniente al sector residencial y sus tarifas respectivas y otra que se refiere a los sectores industrial y de servicios. Para el análisis del sector residencial se tomó en cuenta 29 ciudades mexicanas con el propósito de considerar diferentes climas y niveles de radiaciones. Dada la estructura irregular de las tarifas aplicadas al sector industrial y de servicios, el análisis de estos sectores fue desarrollado sobre una base más general escogiendo las tres regiones más significativas de México. Se aplica adicionalmente una perspectiva macro para el sector residencial con el propósito de identificar el impacto de los subsidios en los nichos de mercado y su tamaño desde el punto de vista gubernamental.

Para el análisis de los tres sectores el estudio se centra en el sistema de tarifas de la CFE (Comisión Federal de Electricidad).

En el marco de la cooperación técnica entre México y Alemania, en el año 2007, la GTZ (Agencia Alemana de Cooperación Técnica) realizó un estudio que ahora forma parte del acervo de la CONUEE (Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía). En el presente trabajo se analiza la metodología empleada en el estudio realizado por la GTZ, se obtienen los valores actuales de tarifas y costos de equipo, se aplica la metodología y se evalúan los resultados obtenidos. Por último se analiza el impacto de medidas para el ahorro y uso eficiente de la energía como por ejemplo, aislamiento térmico y tecnologías iluminación eficiente

Metodología

Los cálculos fueron realizados con los métodos tradicionales de matemáticas financieras y de evaluación de inversiones utilizando métodos puramente dinámicos y se basan en datos disponibles o valores supuestos.

El método se basa en una comparación de costos a valores presentes de la red para un periodo de 20 años de los costos totales de un hogar o tipo de compañía si la electricidad es suministrada por la red nacional o es proporcionada por un sistema fotovoltaico. Los “costos de la red eléctrica” se calcularon considerando un incremento anual del precio de las tarifas de electricidad. Para el cálculo de los valores presentes del total de los costos del respectivo sistema fotovoltaico, es necesario determinar el tamaño del sistema. Esto se realiza en el primer paso al analizar las tarifas mexicanas de los respectivos sectores. Basado en este análisis, se identifican los volúmenes significativos de consumo tanto para los hogares como para las empresas. En el segundo paso, los sistemas fotovoltaicos son comparados para estos niveles de consumo. Se consideran dos opciones fotovoltaicas diferentes para el sector residencial y uno para los sectores industrial y de servicios. En base al tamaño del sistema determinado, los costos de la inversión fotovoltaica por kW_p , y el porcentaje anual de los costos de operación y mantenimiento se consideran en el total de los costos de inversión como el valor presente de un periodo de 20 años de cada sistema fotovoltaico calculado. El consumo de electricidad se asume como fijo en el periodo de 20 años. Con base en los resultados de la comparación de los costos, se derivan las conclusiones de la situación actual y futura del mercado fotovoltaico mexicano.

Las tarifas eléctricas en México

Las tarifas eléctricas vigentes son siempre (junto con los costos de generación de otras tecnologías) el punto de referencia al evaluar los costos de generación de nuevas fuentes de energía. Por este motivo, para cada análisis financiero de fuentes de energía renovables, tal como los sistemas fotovoltaicos, en este caso, es fundamental un conocimiento de las tarifas. Este capítulo proporciona un breve punto de vista de las tarifas eléctricas mexicanas y provee la información necesaria para la comparación de costos que se hace en el Capítulo 4. Las consideradas en este capítulo son las tarifas residenciales de la Comisión Federal de Electricidad del grupo de “Tarifas específicas” y, en el caso de las tarifas del sector industrial y de servicios, las tarifas en baja, media y alta tensión del grupo de “Tarifas generales”.

Factores que determinan el consumo de electricidad en México

Sector residencial

El consumo de energía eléctrica en el sector residencial en México, se determina principalmente por los factores mostrados en la figura¹¹:

Figura 1: Factores que determinan el consumo de electricidad

Factores que determinan el consumo de electricidad				
Clima	Estación	Ingresos	Mobiliario y equipo	Hábitos

Clima: Dado el tamaño y la localización de las variedades climáticas en el territorio mexicano, que van desde el subtropical hasta el alpino, pasando por el árido; el clima es el factor más importante del consumo de energía eléctrica en México y determina el uso o no de equipos de aire acondicionado y qué tipo de equipamiento debe usarse. En términos generales, los ventiladores se usan en muy poca proporción en las áreas rurales, mientras que los enfriadores de aire evaporado se usan con bastante frecuencia en climas calientes y secos y el aire

¹¹ Boletín IIE – Resultados tecnológicos del sector eléctrico aplicables al petrolero. 1998.

acondicionado se emplea en áreas de calor seco y calor húmedo¹². Entonces, dependiendo del clima, el consumo de electricidad varía en un amplio rango. Por ejemplo, el promedio anual de consumo de electricidad de un usuario localizado en Hermosillo (prácticamente una ciudad desértica) es varias veces mayor que el consumo de un usuario localizado en Guadalajara, con un clima que varía de semi húmedo a semi seco¹³.

Estación: Con referencia al consumo de electricidad, usualmente se distinguen dos estaciones, verano e invierno. El verano se define como los seis meses sucesivos más calientes del año. De nuevo, en función de la amplia variedad de regiones, el inicio de la estación de verano varía desde febrero hasta mayo, dependiendo de la región de que se trate. El impacto estacional sobre el consumo de electricidad se basa en el mismo principio de la radiación solar, es decir, durante la estación de verano se utiliza más electricidad para el uso de los equipos de aire acondicionado y el alto consumo de los refrigeradores, por ejemplo. De esta manera, se da una correlación entre el impacto estacional del consumo de electricidad y el clima. En el Distrito Federal, por ejemplo, los usuarios de electricidad consumen aproximadamente la misma cantidad de energía durante todo el año con solamente un pequeño incremento durante los meses más calientes mientras que, en Mexicali (una ciudad con cambios extremos de temperatura), parte de los usuarios consume más de cinco veces durante la estación de verano si se compara con la estación de invierno¹⁴.

Ingresos, mobiliario y equipo, hábitos: Los otros factores que impactan en el consumo de electricidad están firmemente conectados entre sí y no pueden analizarse en forma separada. Desde luego, el monto de los ingresos de un hogar es el más crucial y determina qué tipo y en qué cantidad de mobiliario y equipo tendrá dicho hogar. La situación financiera, junto con los hábitos y los factores sociales determinan los gustos y preferencias de las familias, determinando la presencia o ausencia en el hogar del mobiliario y equipo que habrá de utilizarse. No obstante, la distribución del ingreso en México se considera que se ha hecho más homogénea durante la última década (visto de manera general), las diferencias encontradas al interior de las regiones, entre las mayores concentraciones urbanas y las poblaciones más alejadas y aisladas si se pueden

¹² Seminario Nacional Sobre el Uso Racional de la Energía – Memoria Técnica. 1998.

¹³ http://en.wikimedia.org/wiki/Guadalajara%2C_Jalisco

¹⁴ IIE Boletín – Resultados tecnológicos del sector eléctrico aplicables al petrolero. 1998.

referir como altamente desiguales. Además, la variedad de los hogares tiende a ser mayor en las áreas rurales sin dejar de tener niveles de ingresos menores comparados con las áreas urbanas. Para muchas familias mexicanas, los costos de la electricidad plantean un gasto altamente significativo, motivo por el cual los precios de la electricidad para los hogares, especialmente para aquellos hogares con bajo consumo, son altamente subsidiados por el gobierno¹⁵.

Sectores Industrial y de Servicios

Obviamente, el clima y la estación tienen también un impacto en el consumo de electricidad de las compañías industriales y, en muchos casos, de las compañías de servicios. Ahora bien, resulta muy complejo hacer una generalización para estos sectores. De manera principal, el patrón de consumo de las compañías en ambos sectores depende del tipo de negocios, producción (industrias), organización (p.e., dos o tres turnos de trabajo) y maquinaria empleada. De acuerdo con estos parámetros, el comportamiento de la demanda de electricidad es muy específico.

Descripción general de las tarifas residenciales

Las tarifas residenciales mexicanas se estructuran de acuerdo a las condiciones climáticas. Pueden distinguirse siete grupos de tarifas con base en el promedio mínimo de temperatura durante el verano. Cada uno de estos grupos es, a su vez, subdividido en rangos de consumo para las diferentes cantidades de electricidad consumidas al mes¹⁶.

¹⁵ Seminario Nacional Sobre el Uso Racional de la Energía – Memoria Técnica. 1998

¹⁶ CFE - <http://www.cfe.gob.mx/casa/ConocerTarifa/Paginas/ConocerTarifa.aspx>

Tabla 1: Descripción general de los grupos de tarifas residenciales (2010)

Tarifa	Para localidades con un promedio mínimo de temperatura durante el verano de:
1	$T < 25^{\circ} \text{ C}$
1A	$25^{\circ} \text{ C} \leq T < 28^{\circ} \text{ C}$
1B	$20^{\circ} \text{ C} \leq T < 30^{\circ} \text{ C}$
1C	30° C
1D	31° C
1E	32° C
1F	$T \geq 33^{\circ} \text{ C}$

Como ya se ha mencionado, el clima es uno de los factores más importantes para el consumo de energía eléctrica. De acuerdo a esta importancia, las tarifas de la CFE fueron estructuradas por temperaturas con el propósito de ser capaces de ofrecer tarifas bajas de electricidad en áreas cálidas donde el consumo es necesariamente alto¹⁷. Además, cada tarifa tiene una estructura característica. Para dejar claro el concepto de esta estructura e introducir los términos empleados en el estudio, la siguiente figura muestra un recorte de la Tarifa 1A, como ejemplo.

¹⁷ CFE – <http://www.cfe.gob.mx/es/InformacionAlCliente/conocetutarifa/>

Tabla 2: Estructura de una tarifa residencial

Tarifa 1A			
Temporada de verano			
Para consumo hasta 150 kWh mensuales			
Rango de consumo	Ene.	Feb.	Mar.
Básico 1-100	0.607	0.609	0.611
Intermedio	0.708	0.710	0.712
Para consumo superior a 150 kWh mensuales			
Rango de consumo	Ene.	Feb.	Mar.
Básico 1-100	0.607	0.609	0.611
Intermedio 101-150	0.911	0.914	0.917
Excedente	2.409	2.417	2.425
Temporada de invierno			
Para consumo hasta 150 kWh mensuales			
Rango de consumo	Ene.	Feb.	Mar.
Básico 1-100	0.687	0.689	0.691
Intermedio	0.819	0.822	0.825
Para consumo superior a 150 kWh mensuales			
Rango de consumo	Ene.	Feb.	Mar.
Básico 1-75	0.687	0.689	0.691
Intermedio 76-125	1.137	1.141	1.145
Excedente	2.409	2.417	2.425

Fuente: CFE

Las tarifas y los precios aplicados para este estudio pueden encontrarse en el Anexo 2.

Como puede apreciarse, cada tarifa incluye dos rangos de consumo. Por ejemplo, en el caso de la Tarifa 1A, hay un rango para usuarios que consumen hasta 150 kWh por mes y otro rango para usuarios que consumen más de 150 kWh por mes. El “rango de menor consumo” es más subsidiado que el “rango de mayor consumo”, siguiendo la idea política de que los precios para los hogares de más bajos recursos, que comúnmente consumen menos electricidad, deben ser menores. El límite de cuánta electricidad puede ser consumida mensualmente antes de pasar al nivel superior y a un rango más caro aplica incrementos, paso a paso, desde la Tarifa 1 hasta la Tarifa 1F, reflejando el impacto mencionado de la temperatura en el consumo de electricidad, así como la voluntad política de no discriminar personas que vivan en áreas con altas temperaturas y con altos costos de consumo de electricidad. La siguiente tabla nos aclara este punto al señalar el importe de la facturación, para cada tarifa, como un ejemplo de consumo de 140

kWh para el mes de junio de 2007. De acuerdo a como ha sido explicado antes, la facturación difiere drásticamente desde la Tarifa 1 hasta la Tarifa 1F.

**Tabla 3: Montos de facturación para un consumo de 140 kWh
(Junio de 2010)**

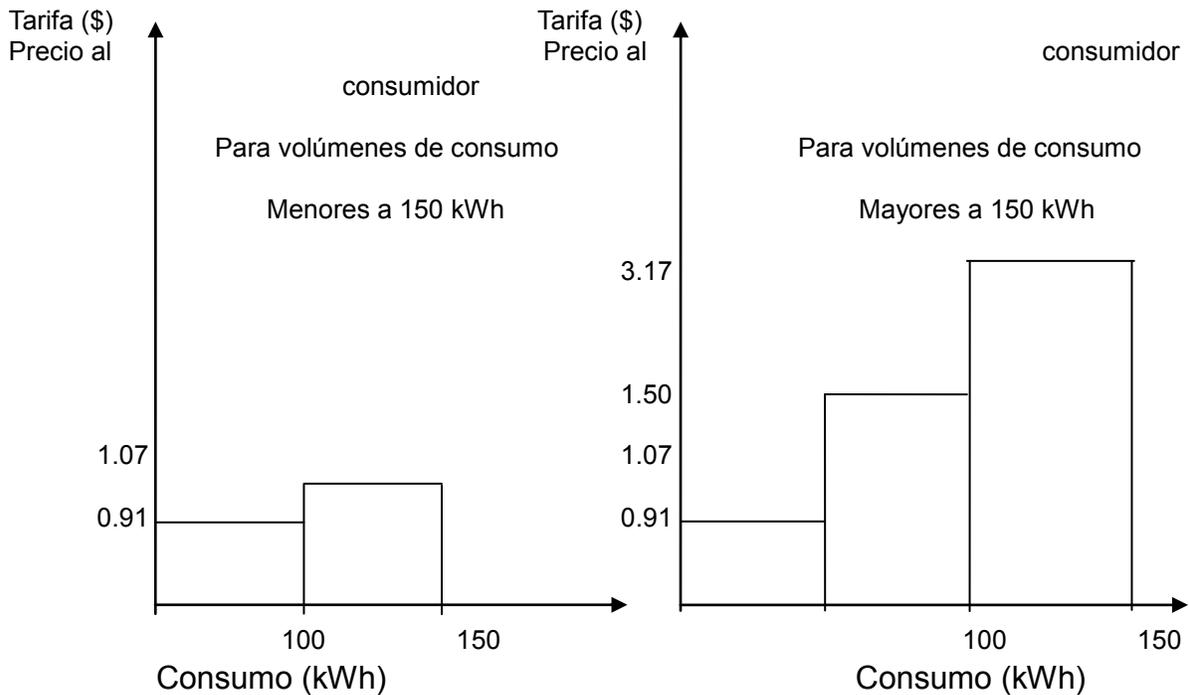
Tarifa	Valor de la facturación para 140 kWh (en \$)
1	132.16
1A	81.18
1B	78.66
1C	77.14
1D	77.14
1E	62.44
1F	62.44

Con referencia a los rangos, podemos hacer una división más extensa. La siguiente figura muestra la estructura de la Tarifa 1A (a precios de enero, invierno de 2007) como un ejemplo.

De acuerdo a lo mostrado en la figura, los costos de la electricidad facturados por la CFE, a un hogar dado, se calculan como sigue:

Por ejemplo, si fueron consumidos 70 kWh en enero (invierno), la facturación debe ser calculada como se muestra en seguida. Los precios de la línea "Básica", aplicada para los primeros 75 kWh, consumidos en el mes señalado:

Figura 2: Tarifa residencial (Tarifa 1A, Enero 2007)



$$70 \text{ kWh} \times 0.621 \text{ \$ / kWh} + \text{Impuestos} = \text{Monto de la facturación}$$

Si se consumen más de 75 kWh (pero menos que 150 kWh), entonces para la cantidad de kilowatts hora en exceso del límite de 75 kWh, entonces deberán aplicarse los precios de la línea “intermedia”. Si, por ejemplo, fueran consumidos 90 kWh en Enero, la facturación deberá ser:

$$75 \text{ kWh} \times 0.621 \text{ \$ / kWh} + 15 \text{ kWh} \times 0.735 \text{ \$ / kWh} + \text{Impuestos} = \text{Monto de facturación de electricidad}$$

Con la excepción de la Tarifa 1, se hace una distinción entre las estaciones de verano e invierno, considerando el hecho de que las mayores temperaturas provocan un mayor consumo de electricidad. Para compensar este impacto de la estación de verano, los precios aplicados en el verano son menores y los límites de consumo para rangos establecidos en la subdivisión por rangos (básico, intermedio y en exceso) son mayores. Por ejemplo, en el caso de la Tarifa 1A, los precios que se aplican a la categoría “Básica” para los primeros 75 kWh del consumo mensual durante el invierno, mientras que en el verano, los precios “básicos” aplican para los primeros 100 kWh del consumo mensual.

Otra característica de las tarifas residenciales mexicanas es el consumo mínimo, que es de 25 kWh mensuales. Estos kilowatt – hora deben ser pagados como una especie de cargo de servicio en el caso que el cliente consuma menos que 25 kWh.

Para comprender totalmente cómo se estructuran los precios de la electricidad, debemos explicar un último elemento de las tarifas, el llamado “DAC”. El Servicio Doméstico de Alto Consumo, DAC se aplica a usuarios cuyo consumo de electricidad sobrepasa un cierto límite superior. De acuerdo con los límites de los rangos de consumo y las subdivisiones de los rangos, estos límites también dependen de la tarifa aplicada para la región considerada y los incrementos paso a paso desde la Tarifa 1 hasta la Tarifa 1F¹⁸.

La siguiente tabla muestra los límites de consumo para cada tarifa, para algunas ciudades seleccionadas como ejemplo, las correspondientes regiones DAC, así como las correspondientes tarifas DAC. Por ejemplo, si un usuario a quien se aplica la Tarifa 1A consume en Morelos un promedio mayor que 300 kWh al mes, en los últimos doce meses, entonces el monto de kilowatts hora se multiplica por la respectiva tarifa DAC para la región (en lugar de las tarifas residenciales “normales”) con el propósito de calcular el monto de la facturación de electricidad. Los precios DAC son mayores que las tarifas usuales debido a que no están subsidiadas. Las Tarifas DAC aplicadas en este estudio pueden encontrarse en el Anexo 3.

En contraste con las tarifas eléctricas “normales”, o no DAC, la carga eléctrica total de la DAC consiste en dos componentes. La primera parte es un precio por kilowatt hora cuyo valor depende del monto y de la región considerados, asumiendo que se distinguen siete regiones. La segunda parte es una carga fija que varía de mes a mes y que no se relaciona con el monto del consumo de electricidad. El cargo fijo por mes es de \$ 71.06 (mayo, 2010).

¹⁸ <http://cfe.gob.mx/es/InformacionAlCliente/conocetutarifa>

**Tabla 4: DAC: Límites y tarifas en ejemplos de ciudades y regiones
(sector residencial)**

Tarifa	Región DAC	Ciudades	Límite DAC	Costo
			(kWh/mes)	(\$/kWh)
1	Central	Distrito Federal	250	3.194
1 A	Sur y Península	Cuautla	300	2.960
1B	Sur y Península	Acapulco	400	2.960
1C	Norte y Noreste	Monterrey	850	2.912
1D	Baja California Sur Verano/Invierno	La Paz	1000	3.382 / 2.669
1E	Noroeste	Guaymas	2 000	2.991
1F	Baja California Verano/Invierno	Mexicali	2 500	3.103 / 2.669

Continuando con el ejemplo para el usuario de la Tarifa 1A, supongamos que el usuario tiene un consumo de 325 kWh en enero y vive en la región Noroeste, entonces la facturación debe calcularse como sigue:

$325 \text{ kWh} \times 2.960 \text{ \$/kWh} + \$ 71.06 + \text{Impuestos} = \text{Importe de la facturación}$
--

A partir de lo que ha sido explicado, se puede concluir que los precios de la electricidad para los hogares mexicanos no se determinan únicamente por el volumen de consumo, sino también por la estación y la región. La estructura de las tarifas corresponde a factores determinantes del consumo de electricidad. Estas medidas, en áreas cálidas compensan, en alguna medida el consumo necesariamente alto de la electricidad cuando se aplican precios bajos. Por otra parte, el DAC establece un límite para aplicar una cobertura de precios de bajo costo hasta cierto consumo de energía eléctrica. El DAC se aplica para volúmenes

de consumo de electricidad claramente por encima del promedio mexicano de consumo, lo que sugiere que la idea política basada en el concepto de bienestar social mediante la aplicación de subsidios se aplica hasta la parte menos rica de la población. Podría pensarse que el DAC se aplica a muchas familias que superan el límite señalado. Sin embargo, los datos en la tabla muestran que se requiere más que una familia grande para consumir, por ejemplo, más 1 000 kWh al mes en el caso de la Tarifa 1D.

Tabla 5: Consumo promedio mensual para un hogar de cuatro personas

EQUIPO	CONSUMO MENSUAL (kWh)
Lavadora	13 - 30
Refrigerador	60 - 156
Congelador (200 – 250 dm ³)	96
Enseres menores	100
Equipos de sonido y TV (incluyendo modo en espera)	10 - 65
Computadora personal	36
Iluminación	18 -100

En síntesis, es importante señalar que hay dos mecanismos en las tarifas para los hogares mexicanos que habrán de impactar y deben ser aclarados a lo largo de este trabajo en el costo efectivo de los sistemas fotovoltaicos:

- El mecanismo de subsidios debe ser pagado por el gobierno mexicano, con el propósito de ofrecer tarifas bajas para el promedio de los hogares mexicanos.
- El mecanismo de ofrecer más de estos subsidios a aquellas regiones que registran altas temperaturas al aplicar límites mayores a sus rangos de consumo.

Descripción general de las tarifas para los sectores industrial y de servicios

Las tarifas que se aplican al sector industrial y de servicios se estructuran de acuerdo al tipo de interconexión a la red eléctrica nacional en grupos de tarifas de baja, media y alta tensión. Cada grupo contiene varias tarifas. La tabla muestra las tarifas pertenecientes a cada grupo. El Anexo 8 muestra las tarifas y los precios para el año 2010.

Tabla 6: Tarifas para el sector industrial y de servicios

Tensión	Máxima demanda / nivel de transmisión	Tarifa
Baja	< 25 kW	2
	≥ 25 kW	3
Media	< 100 kW	O-M
	≥ 100 kW	H-M
	≥ 100 kW, intervalos cortos de utilización	H-MC
Alta	Sub transmisión	H-S
	Sub transmisión, intervalos largos de utilización	H-SL
	Transmisión	H-T
	Transmisión, intervalos largos de utilización	H-TL

Baja tensión: En el grupo de baja tensión, se aplica la Tarifa 2 para una Demanda Facturable de hasta 25 kW y la Tarifa 3 para un rango superior. La estructura de la Tarifa 2 es similar a las tarifas residenciales con diferentes precios por kilowatt – hora para los sub rangos de consumo básico, medio y en exceso. Adicionalmente, la Tarifa 2 carga una cantidad mensual fija. La Tarifa 3 tiene una estructura diferente. Esta carga un precio por kilowatt – hora (capacidad de carga) de la máxima demanda medida en el mes respectivo. La demanda máxima se determina por la Comisión Federal de Electricidad midiendo la Demanda

Facturable promedio para cada intervalo de 15 minutos. La Tarifa 3 considera el precio del kilowatt hora¹⁹.

Media tensión: La Tarifa O – M se aplica a una demanda de hasta 100 kWh. La Tarifa H – M para el rango superior a 100 kWh y la Tarifa H – MC únicamente para intervalos cortos de utilización y sólo para las regiones de Baja California y Noroeste. Las tres están, a su vez, subdivididas en regiones y consisten de un precio por kilowatt – hora que dependen de la capacidad de carga. Para la Tarifa O – M, la capacidad de carga se calcula en la misma forma que para la Tarifa 3, dependiendo de la demanda máxima medida. En las Tarifas H – M y H – MC se introduce un determinante adicional: el intervalo de tiempo de consumo de electricidad. En estas Tarifas se distingue entre consumo y demanda de energía base, intermedia y carga Punta. Dependiendo de la hora de consumo, se aplica una tarifa diferente por kilowatt – hora y, de nuevo, dependiendo de las horas del día para los intervalos de demanda base, intermedia y de carga Punta²⁰. Las más importantes asignaciones para estos intervalos de la Tarifa H – M que son válidas para la mayoría de las regiones y se muestran en la Tabla 7²¹.

¹⁹ CFE – <http://www.cfe.gob.mx/negocio/conocetarifa/Paginas/Tarifas.aspx>

²⁰ <http://www.cfe.gob.mx/negocio/conocetarifa/Paginas/Tarifas.aspx>

²¹ Para más detalles sobre la información sobre la asignación de periodos de consumo visitar <http://www.cfe.gob.mx/negocio/conocetarifa/Paginas/Tarifas.aspx>

Tabla 7: Asignaciones de intervalos para la Tarifa H – M (2010)

Desde el primer Domingo de Abril hasta el Sábado anterior al último Domingo de Octubre			
Día de la semana	Base	Intermedia	Punta
Lunes a Viernes	0:00 – 6:00	6:00 – 20:00 22:00 – 24:00	20:00 – 22:00
Desde el último Domingo de Octubre hasta el Sábado anterior al primer Domingo de Abril			
Día de la semana	Base	Intermedia	Punta
Lunes a Viernes	0:00 – 6:00	6:00 – 18:00 22:00 – 24:00	18:00 – 22:00

Fuente: <http://www.cfe.gov.mx/negocio/conocetarifa/Paginas/Tarifas.aspx>

La Demanda Facturable, DF se calcula por la siguiente fórmula de la Comisión Federal de Electricidad:

$$DF = DP \times FRI \times \max(DI - DP, 0) + FRB \times \max(DB - DPI, 0) \quad (2-1)$$

DP es la máxima Demanda Facturable medida durante el intervalo de carga Punta.

DI es la máxima Demanda Facturable medida durante el intervalo de carga intermedia.

DB es la máxima Demanda Facturable medida durante el intervalo de carga base.

DPI es la máxima Demanda Facturable medida durante los intervalos de carga intermedia y Punta.

FRI y FRB son factores de reducción con los siguientes valores, dependiendo de la región:

Tabla 8: Valores de FRI y FRB para Tarifa H – M

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

Fuente: <http://www.cfe.gob.mx/negocio/conocetarifa/Paginas/Tarifas.aspx>

El cálculo de la capacidad de carga posee un incentivo para la compañía al desplazar sus Puntas de demanda de electricidad desde el intervalo de carga Punta al intervalo de carga intermedia o, aun mejor, al intervalo de carga base.

Alta tensión: El grupo de tarifas de alta tensión es, a su vez, dividido en nivel de subtransmisión, Tarifas H – S y H – SL y nivel de transmisión, Tarifas H – T y H – TL. En el nivel de subtransmisión eléctrica se provee en una tensión mayor que 35 kV pero menor que 220 kV. La electricidad que se provee en el nivel de transmisión alcanza una tensión igual o superior a 220 kV. Las Tarifas H –SL y H – TL se aplican para sus niveles respectivos e intervalos largos de utilización. Las cuatro tarifas se subdividen nuevamente por regiones y ofrecen un precio por kilowatt – hora y una capacidad de carga que, para efectos de trabajo, sigue el mismo camino que en la Tarifa H – M²². La fórmula usada para calcular la demanda de la carga es la misma que ya fue mostrada para todas las tarifas con la única excepción de la región de Baja California, donde se usa una fórmula especial en este grupo de tarifas. La asignación de los intervalos y los valores FRI

²² <http://www.cfe.gob.mx/negocio/conocetarifa/Paginas/Tarifas.aspx>

y FRB para las Tarifas H – S/H – SL y H – T/H – TL pueden encontrarse en los Anexos 4 al 7.

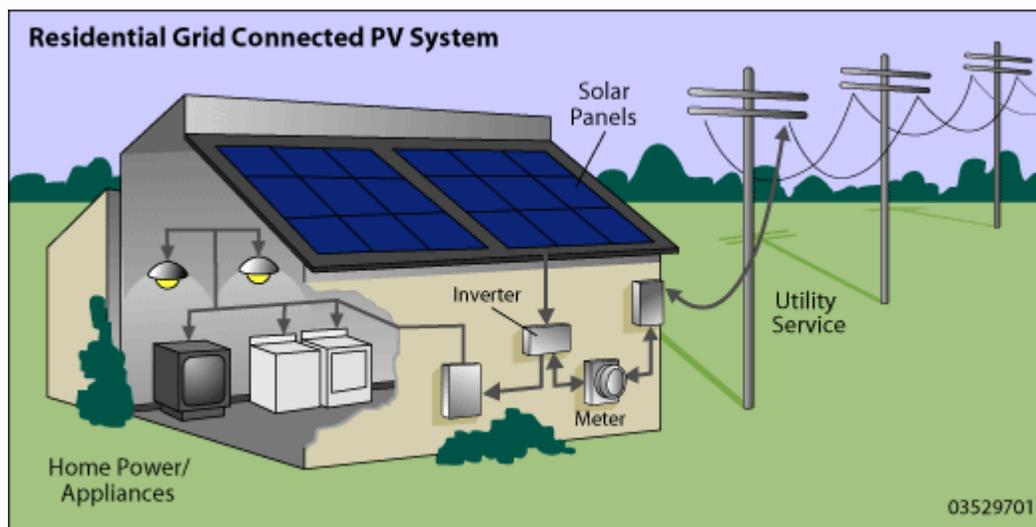
Resumiendo lo que ha sido explicado acerca de las Tarifas para el sector industrial y de servicios, debemos recordar que las principales diferencias entre estas tarifas y las tarifas residenciales son:

- La capacidad de carga aplicada.
- La dependencia de la tarifa aplicada en función de la hora del día (base, intermedia y carga Punta).
- La ausencia de rangos de consumo en todas las Tarifas de los sectores industrial y de servicios.

Sistemas fotovoltaicos sujetos a análisis

Para ser capaces de determinar los costos de los sistemas fotovoltaicos, debemos primero definir el sistema en sí mismo y sus condiciones ambientales. Además, en este Capítulo describimos cómo es que fueron designados los sistemas para el sector residencial y los sectores industrial y de servicios y qué supuestos de hicieron. La selección de los módulos fotovoltaicos fue objeto de una investigación del mercado mexicano de sistemas fotovoltaicos que también incluyó la preparación de un cuestionario que fue enviado a diversos concesionarios. La siguiente figura nos da una visión completa de los componentes y la instalación de un sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica.

Figura: Componentes de un sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica.



Fuente: www.eere.energy.gov/consumer/images/residential_grid_FV.gif

La investigación de mercado nos muestra que los módulos fotovoltaicos más comunes en México son los módulos policristalinos. Dos de cada tres sistemas fotovoltaicos mexicanos listados en la Base de datos de rendimientos IEA – FVPS usan módulos policristalinos y, de la misma manera, la mayoría de los concesionarios ofrecen módulos policristalinos²³. Como el estudio deberá mostrar la situación actual del mercado y mostrar productos que se encuentran instalados en los hogares, se ha escogido un módulo policristalino para hacer el análisis. De acuerdo a los presupuestos entregados por algunos proveedores, se considera una eficiencia de los módulos de 16% para este cálculo. Dicho valor puede considerarse muy alto para un módulo policristalino pero parece tener justificación

²³ <http://www.iea-FVps-task2.org/database/index.htm>

(podemos tomar, por ejemplo, el producto KC200GHT – 2 de Kyocera). En resumen, la presunción de una muy alta eficiencia no tiene impacto en el análisis de costos como si lo tiene el cálculo del área necesario para el sistema.

Sistemas fotovoltaicos para el sector residencial

Para los hogares se consideran dos tipos diferentes de criterios de diseño de sistemas. El primero considera el tamaño de los sistemas con el propósito de suministrar la demanda total de electricidad de un hogar y debemos considerar entonces que es teóricamente posible. El segundo estudia los sistemas que proveen una parte de la demanda total de electricidad y plantea el caso real de la aplicación de sistemas fotovoltaicos. El objetivo de esta comparación de costos es el de derivar conclusiones acerca del impacto de un sistema fotovoltaico en los costos del suministro de electricidad desde el punto de vista de los hogares. En otras palabras, debemos mostrar si un sistema fotovoltaico puede disminuir los costos de las tarifas, de tal manera que el sistema sea financieramente factible.

Factor de rendimiento y pérdida de eficiencia

En lo que se refiere a la producción efectiva de energía, hay otro factor de gran importancia más allá del módulo de eficiencia al cual llamaremos factor de eficiencia. El factor de eficiencia es el cociente de la corriente alterna entregada y la corriente directa nominal del generador entregada²⁴. Entonces, es independiente de la radiación solar. Ésta puede usarse para comparar el desempeño de los sistemas fotovoltaicos en diferentes regiones. Ésta indica qué porción de la corriente generada puede efectivamente usarse. Los factores importantes que influyen en el factor de eficiencia son la disponibilidad de la planta, la eficiencia del inversor, nubosidad y valor de la temperatura²⁵. Los Módulos Solares basados en células cristalinas pueden alcanzar un factor de 0.85 a 0.95. Los sistemas conectados a la red usualmente tienen un factor de eficiencia de 50 a 75%²⁶.

²⁴ http://www.solarserver.de/lexikon/performance_ratio-e.html

²⁵ <http://www.bine.info/pdf/publikation/bi0303internetx.pdf>

²⁶ http://www.solarserver.de/lexikon/performance_ratio-e.html

En nuestro modelo fue seleccionado un factor de eficiencia de 73%. No obstante, como resultado del hecho de que los valores de la temperatura en verano difieren ampliamente entre las regiones y entonces los valores de las eficiencias en regiones cálidas deben ser menores comparados con los módulos de eficiencia en las regiones más templadas donde fue introducido un factor adicional. Como las tarifas están estructuradas por el promedio mínimo de temperaturas en verano, este factor reduce el módulo de eficiencia durante el verano por un valor que depende de la tarifa aplicada para la ciudad seleccionada. A lo largo de este estudio, este factor es llamado factor de pérdida de eficiencia por temperatura, L_t ,

$$L_t = \frac{-0.5\% (mt - 25^\circ \text{C})}{^\circ\text{C por encima de } 25^\circ \text{C} \cdot 2}$$

y se calcula como se indica en seguida:

mt. es el promedio mínimo de temperatura de verano de la tarifa [expresada en $^\circ \text{C}$].

Como puede apreciarse en la fórmula, para cada grado Celsius por encima de 25°C , la temperatura estándar, se considera una pérdida de eficiencia de 0.5% ²⁷. Para el tamaño de los sistemas para suministro completo, la diferencia entre la norma de la temperatura y la variación de la temperatura se divide entre dos debido a que el factor del sistema fotovoltaico se calcula para los valores promedio anuales, lo que significa que L_t , la pérdida de eficiencia ocurrida durante los seis meses más calurosos del año, se divide entre el año completo. Como para el valor de los sistemas de suministro parcial, se consideran los meses de manera individual durante el periodo de verano y entonces no es necesario dividir el valor entre dos. En otras palabras, para los sistemas de suministro completo, el factor L_t se aplica en cada uno de los doce meses del año mientras que, para los sistemas de suministro parcial, solamente se aplica en los seis meses más cálidos. La siguiente tabla proporciona los valores de L_t asumidos para las diferentes tarifas:

²⁷ <http://www.level.org.nz/energy/renewable-electricity-generation/photovoltaic-systems/>

Tabla 20: Valores de pérdida de eficiencia por altas temperaturas

Tarifa	Para regiones con un promedio mínimo de temperatura	Lt [%]	
		Suministro completo	Suministro parcial
1	T < 25° C	0.00	0.00
1A	25° C ≤ T < 28° C	0.00	0.00
1B	28° C ≤ T < 30° C	-0.75	- 1.50
1C	T = 30° C	-1.25	- 2.50
1D	T = 31° C	-1.50	- 3.00
1E	T = 32° C	-1.75	- 3.50
1F	T = 33° C	-2.00	- 4.00

Fuente: Elaboración propia

Como hemos dicho antes, el factor de eficiencia incluye normalmente las pérdidas de eficiencia que resultan de las altas temperaturas, por lo que los factores de rendimiento resultantes, se da por sentado, que son menores en el verano debido a las mayores pérdidas por las altas temperaturas y todavía no se consideran hasta este punto. Los valores reales de los factores de eficiencia se muestran en la tabla para sistemas de suministro parcial y se calculan como sigue:

$$\epsilon_{FV} = 0.73 (1 + L_t)$$

ϵ_{FV} : es el factor de eficiencia

Tabla 21: Factores de eficiencia resultantes

Tarifa	Factores de eficiencia (ϵ_{FV}) para sistemas de suministro parcial		
	Verano	Invierno	Promedio anual
1	0.730	0.730	0.730
1A	0.730	0.730	0.730
1B	0.719	0.730	0.725
1C	0.712	0.730	0.721
1D	0.708	0.730	0.719
1E	0.704	0.730	0.717
1F	0.701	0.730	0.715

Fuente: Elaboración propia

Ciudades consideradas

Como resultado del hecho de que los costos generales de los sistemas fotovoltaicos dependen en gran parte de la radiación solar dada y de que una región no puede caracterizarse por una sola tarifa, se seleccionaron cuatro ciudades para cada tarifa. El Anexo 9 muestra las 29 ciudades que fueron consideradas en este estudio, la tarifa que corresponde a cada una y sus datos para la radiación solar. El Anexo 10 muestra las regiones DAC para cada ciudad. De nuevo, con referencia al promedio de radiación de esta sección transversal de ciudades mexicanas, los altos valores de los datos son sorprendentes. Con un promedio anual general de 5.23 kWh/m²/d, la radiación es aproximadamente un 60% mayor que en Alemania, con un promedio anual aproximado de 3.2 kWh/m²/d²⁸. Mientras que la variación de la radiación solar sobre el territorio nacional de Alemania es más bien pequeña, México muestra diferencias

²⁸ <http://de.wikimedia.org/wiki/Photovoltaik>

regionales con bastantes diferencias. En algunas ciudades en el Noreste de México puede ser medido un promedio anual de radiación de $6 \text{ kWh/m}^2/\text{d}$ ²⁹.

Parámetros socio – económicos

Además de la radiación, existe otro parámetro independiente de las características técnicas del sistema fotovoltaico que debe ser conocido para ser capaces de calcular los costos de un sistema fotovoltaico: el consumo de electricidad. Por lo tanto, en el primer intento, los costos deben ser calculados por el tamaño de los sistemas fotovoltaicos para modelos de hogares con una respectiva curva de demanda anual subdividida mensualmente en intervalos de consumo bajo, medio y alto. Pero, con respecto a los resultados, únicamente sería posible una vaga conclusión referente a otros hogares cuya curva de consumo no coincide con la curva del modelo de hogares típicos.

Mucho más interesante e importante debe ser la información que se refiere al punto en el que la electricidad generada a través de los sistemas fotovoltaicos comienza a proporcionarnos una disminución de los costos al referirnos a la compra de electricidad de la red eléctrica nacional. Debe resultar muy obvio que este punto de equilibrio, en caso de que exista, podría ubicarse entre los límites del rango de una tarifa. En otras palabras, podemos esperar que si un sistema fotovoltaico nos proporcione alguna vez un ahorro en los costos, éste se dará en un volumen de consumo en el que la tarifa cambia a un precio mayor. Entonces, para el tamaño de los sistemas fotovoltaicos, los consumos de electricidad de los límites para los rangos respectivos de consumo serán asumidos como los niveles respectivos de consumo de los hogares. La **Tabla 22** nos proporciona una visión integral del volumen asumido de consumo mensual para cada tarifa y nos muestra también los límites del rango y del DAC para que quede claro por qué ha sido escogido el volumen respectivo.

²⁹ http://www.conae.gob.mx/wb/CONAE/CONA_1433_irradiacion_en_la_re

Tabla 22: Niveles de consumo asumidos para hogares

Tarifa	Rango (invierno/verano) y límites DAC [kWh/mes]	Consumo [kWh]											
		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
1	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140
	250	249	249	249	249	249	249	249	249	249	249	249	249
		250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
1A	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150
	300	299	299	299	299	299	299	299	299	299	299	299	299
		300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
1B	175/225	175	175	175	175	225	225	225	225	225	225	175	175
	400	399	399	399	399	399	399	399	399	399	399	399	399
		400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400
1C	175/300	175	175	175	175	300	300	300	300	300	300	175	175
	850	849	849	849	849	849	849	849	849	849	849	849	849
		850	850	850	850	850	850	850	850	850	850	850	850
1D	200/400	200	200	200	200	400	400	400	400	400	400	200	200
	1000	999	999	999	999	999	999	999	999	999	999	999	999
		1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
1E	250/750	250	250	250	250	750	750	750	750	750	750	200	200
	2000	1999	1999	1999	1999	1999	1999	1999	1999	1999	1999	1999	1999
		2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000
1F	250/1200	250	250	250	250	1200	1200	1200	1200	1200	1200	250	250
	2500	2499	2499	2499	2499	2499	2499	2499	2499	2499	2499	2499	2499
		2500	2500	2500	2500	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	2500

Cómo puede verse en la parte superior de la Tarifa 1B, los límites del rango difieren entre verano e invierno dadas las grandes diferencias de temperatura entre ambas estaciones. El límite DAC de la Tarifa 1F aplica únicamente durante el invierno mientras que, durante el verano no hay DAC. Esto significa que durante el verano, el límite de rango que debe aplicarse es 1 200. En este rango, el precio más alto será pagado cuando se excedan los 2 500 kWh. Esto se debe a que para el valor más alto de consumo se considera un consumo de 20% mayor que el consumo que fue asumido con el propósito de alcanzar un resultado significativo (3 000 kWh). Para el tamaño y para la comparación de costos, los volúmenes de consumo de los hogares se consideran fijos en el periodo de veinte años considerado. La razón es que el modelo no sustituye algún cálculo y tamaño del sistema fotovoltaico exactos de algún hogar individual. Entonces, alguna

consideración en el sentido de un incremento o decremento futuro de consumo no debe representar un valor significativo.

Usando los datos de radiación y las suposiciones de consumo así como los factores de eficiencia de los sistemas fotovoltaicos para que las 29 ciudades sean dimensionadas en seguida. Se consideran dos tamaños de sistemas: primero, los sistemas que suministran el total del suministro de electricidad demandada por el hogar (suministro completo) y después los sistemas que suministran solamente una parte de la demanda (suministro parcial), lo que reducirá el consumo de electricidad en los hogares proporcionado por la red eléctrica nacional hasta un rango de consumo menor donde aplique una tarifa menor.

Dimensionamiento de los sistemas fotovoltaicos para suministro completo de electricidad

Con referencia al tamaño de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica nacional para atender el consumo total de electricidad de un hogar, resulta importante considerar que, de acuerdo a la regulación mexicana, la electricidad generada debe atender el consumo durante un periodo superior a un año. No se hace necesario ajustar variaciones diarias o estacionarias de la electricidad generada por el sistema y la demanda de uno a otro hogar. Considerando que la electricidad es alimentada a la red eléctrica nacional, no resulta de importancia para el propietario del sistema el momento en que se genera la electricidad ni en qué momento se dispone de ella. En otras palabras, el sistema instalado deberá simplemente ser suficiente para generar la electricidad necesaria para el hogar durante todo el año. El tamaño del sistema fotovoltaico fue desarrollado como se muestra en los siguientes pasos:

1) Cálculo de la electricidad generada en promedio por año $P_{\text{final/FV}}$ [kWh/m²/a]:

$$P_{\text{final/FV}} = r \cdot 365 \cdot \eta_{\text{FV}} \cdot \varepsilon_{\text{FV}} \quad (4-3)$$

r es la radiación [kWh/m²/d]

η_{FV} es el módulo de eficiencia

ε_{FV} es el factor de eficiencia

2) Cálculo del área fotovoltaica requerida A_{FV} [m^2]:

$$A_{FV} = \frac{12 \cdot e}{P_{\text{final}/FV}} \quad (4-4)$$

e es el consumo promedio mensual [kWh/mes]

3) Cálculo de la capacidad instalada requerida del SFV P_{INSTALL} [KW_P]:

$$P_{\text{INSTALL}} = A_{FV} \cdot \eta_{FV} \cdot 1\,000 \frac{W}{m^2} \quad (4-5)$$

La capacidad instalada es un dato estandarizado que mide la salida de un módulo fotovoltaico para una radiación de 1 000 W/m². Entonces sirve también como un valor de referencia para comparar los sistemas fotovoltaicos. Los resultados del tamaño sobre la base mostrada están dados en el **Anexo 11**. En algunas regiones con muy altos límites de rango en sus respectivas tarifas, los sistemas resultan ser mayores que el límite de 10 kW establecido por el Contrato para Interconexión de Fuentes de Energía Solar de Pequeña Escala si se considera una solución de suministro completo. No obstante, estos sistemas son considerados aquí con el propósito de obtener un punto de vista completo acerca de los costos y su proporción con referencia a los costos de electricidad de la red eléctrica nacional para todas las regiones.

Tamaño de los sistemas fotovoltaicos para suministro parcial de electricidad

Los sistemas que suministran sólo una parte de la electricidad que es demandada por los hogares plantean el caso real y concreto de aplicación para sistemas fotovoltaicos conectados a la red. En México, desde la perspectiva de los hogares (enfoque microeconómico), el propósito de la aplicación de un sistema fotovoltaico que suministre una parte de la electricidad demandada por un hogar debe ser escoger el tamaño del sistema de tal forma que reduzca el precio efectivo de la

electricidad de la tarifa. Aun si los costos de la generación fotovoltaica no resultan más económicos que los precios efectivos de la electricidad comprada de la red eléctrica nacional, todavía podría ser la oportunidad de ahorrar dinero al lograr un cambio de tarifas que beneficie al cliente.

El tamaño de tal sistema es obviamente más complejo que el tamaño de los sistemas de suministro completo. Por un lado, debe ser determinado qué porcentaje del consumo de electricidad del hogar considerado debe ser suministrado por el sistema fotovoltaico. Por el otro lado, cada mes debe ser considerado el hecho de que las tarifas de electricidad se refieren al consumo mensual. Con referencia a lo primero, el tamaño se basa en los límites de consumo del rango y de la DAC de las diferentes tarifas. En otras palabras, los límites del rango respectivo DAC son sustraídos del importe considerado para el consumo de electricidad para determinar el valor de la electricidad que debe ser abastecida por el sistema fotovoltaico. Entonces el volumen considerado del DAC en el tamaño de los sistemas para suministro completo de la electricidad, obviamente, no nos sirve en este punto. Es por este motivo que el volumen de consumo adicional considerado es 20% mayor que el límite DAC de la tarifa respectiva (**Tabla 23**). Los volúmenes de consumo de la **Tabla 22**, que fueron usados para considerar el DAC en el análisis de sistemas para suministro completo (por ejemplo, 2 000 kWh en la Tarifa 1E), se emplean también en el análisis de los sistemas para el suministro parcial. En cada caso, el límite de consumo respectivo, el DAC fue sustraído del rango de consumo inmediatamente inferior.

Tabla 23: Volúmenes adicionales de consumo para el análisis de sistemas para el suministro parcial

De la **Tabla 23** se puede observar desde la Tarifa 1B hasta la Tarifa 1E, los volúmenes de consumo difieren desde el invierno hasta el verano. Esto da lugar a una consideración de un incremento de un 20% en el consumo de la electricidad durante el verano. Debido a la estructura individual de la Tarifa 1F resultó que los volúmenes de consumo elegidos no fueron significativas para el sistema de suministro parcial. En la Tarifa 1F los precios más altos durante el verano aplican para un consumo de más de 1 200 kWh mensuales. Con el propósito de analizar

un sistema fotovoltaico para abastecimiento parcial en esta tarifa, este límite del rango aparece como el más crucial que puede ser fácilmente entendido con respecto al **Anexo 2**, razón por la cual un volumen de consumo adicional de 1 440 kWh fue elegido para el periodo de verano. Para el periodo de invierno fue escogido un volumen de consumo para el cual el rango más alto (“superior”) aplica por debajo del DAC. La diferencia en el consumo de la electricidad entre el verano y el invierno parece ser bastante grande en este caso en comparación con los otros volúmenes de consumo escogidos. No obstante, los estudios demuestran que esta diferencia es bastante realista para los hogares en los cuales aplica la Tarifa 1F³⁰. El tamaño del sistema fotovoltaico fue desarrollado como se muestra en los siguientes pasos:

- a. Cálculo del área FV requerida en los diferentes meses A_{mFV} [m²].

$$A_{mFV} = \frac{e_n}{30 \cdot r \cdot \eta_{FV} \cdot \epsilon_{FV}}$$

e_n es el volumen de consumo del mes respectivo [kWh]

- b. Determinación del área fotovoltaica final A_{FV} [m²].

$$A_{FV} = \text{Mediana de 12 } A_{mFV}$$

Cálculo de la salida instalada requerida del sistema fotovoltaico P_{install} [kW_P].

Como las tarifas 1B a la 1F permiten un mayor consumo de electricidad sin que se

$$P_{\text{install}} = 1\,000 \cdot A_{FV} \cdot \eta_{FV} \frac{\text{W}}{\text{m}^2}$$

³⁰ IIE Boletín – Resultados tecnológicos del sector eléctrico aplicables al petrolero. 1998.

de un aumento de precio (límites más altos de rango) durante el verano, el tamaño de los respectivos sistemas fotovoltaicos se basan en este periodo. El tamaño de los sistemas fotovoltaicos de la Tarifa 1F se desarrolla de forma un poco diferente en lo que se refiere al DAC de esta Tarifa, que no se aplican durante el verano. No obstante, el tamaño se basa en el periodo de verano debido a que es el periodo más crítico con respecto al objetivo del presente estudio. La razón es que el consumo durante el verano es usualmente mucho mayor en las respectivas regiones de la Tarifa 1F considerando que el mayor límite de rango que se aplica durante el verano es de 1 200 kWh en contradicción con el límite DAC de 2 500 kWh que se aplica durante el invierno. En otras palabras, es mucho más probable que el límite máximo de verano sea alcanzado por un hogar que el límite DAC en el invierno. De esta manera, en el caso de la Tarifa 1F, los 1 200 kWh se restan del consumo mensual del hogar con el propósito de determinar el monto de la electricidad que debe ser producida por el sistema fotovoltaico.

Sistemas fotovoltaicos para los sectores industrial y de servicios

Para los sectores industrial y de servicios únicamente será estudiada la opción fotovoltaica para suministrar una parte de la demanda total de electricidad de una compañía. La opción para el suministro completo no tiene sentido en estos sectores debido a que en ellos no sólo es importante la cantidad de energía ofrecida que debe ser considerada, sino también la capacidad disponible por el sistema fotovoltaico. Una opción de suministro completo, en este caso, no solamente es poco realista desde el punto de vista financiero sino aun más porque, desde su aspecto técnico, se comprometen todos los procesos de negocio en función del tiempo y el curso del sol.

Índice de desempeño

También en este caso fue seleccionado el mismo valor del índice de desempeño (0.73), tal como en el caso del sector residencial con la diferencia que aquí no fue considerada la pérdida de eficiencia por altas temperaturas. Esto se debe a la diferente estructura de las tarifas para los sectores industrial y de servicios (en este caso, no se hace distinción entre los diferentes tipos de climas) de manera que el enfoque resultante considera el mismo valor de radiación para todas las regiones. Como la pérdida de eficiencia por altas temperaturas fue introducida al considerar el impacto de las altas temperaturas en el desempeño del sistema completo cuando comparamos los sistemas fotovoltaicos en diferentes tipos de climas, no nos será de utilidad en el análisis de los sectores industrial y de servicios.

Regiones consideradas

Dada su estructura, no se hace necesario distinguir las diferentes regiones para las Tarifas 2 y 3. Para cada una de las tarifas, desde la O – M hasta la HT – L, fueron consideradas las tres regiones más significativas. En este contexto, se consideran las regiones con las tarifas más alta, intermedia y más baja. La siguiente tabla muestra, para cada tarifa, las regiones estudiadas.

Tabla 24: Tarifas y regiones estudiadas

Tarifas	Regiones
O – M	Baja California
H – M	Central
H – S	Noreste
H – SL	
H – MC	Noreste
H – T	Baja California
H – TL	Central
	Península

Fuente: Elaboración propia

Como una región determinada no puede asociarse con un cierto valor de radiación, el cálculo se realizó con valores generales de radiación para todas las regiones. El primer valor considerado para el promedio anual de radiación es 6.0 kWh/m²/d, el cual está por encima del promedio anual nacional, basado en la idea de que si los sistemas fotovoltaicos no nos permiten reducir los costos bajo las condiciones más favorables, no tiene sentido realizar una nueva investigación bajo condiciones menos favorables. Se considera un promedio anual de radiación de 5.5 kWh/m²/d para el caso de tener un ahorro en los costos. Si, para dichos sistemas resulta que se ahorró demasiado, serán considerados valores promedio anuales de radiación de 5.0 y 4.5 kWh/m²/d. No se consideran valores inferiores a 4.5 kWh/m²/d, considerando que este valor está aproximadamente muy por debajo

del promedio mexicano de radiación basado en la idea que la inversión privada debe concentrarse en la gran cantidad disponible de las zonas con condiciones favorables y no debe ser utilizada para aquellas pocas regiones con condiciones inferiores.

Parámetros socio – económicos

Como se ha dicho, las compañías industriales y de servicios poseen características muy particulares en sus consumos de electricidad, por tal motivo, es muy difícil hacer una generalización de dicho comportamiento. Con el propósito de obtener resultados significativos, se consideraron volúmenes de consumo bajo, mediano y alto para cada tarifa. La dificultad en el análisis de estos sectores es la mencionada demanda de carga que hace inevitable tener en cuenta también la demanda de capacidad. De esta manera, los volúmenes de consumo mencionados están relacionados con las respectivas demandas de capacidad baja, media y alta. Más allá de estos tres casos, también fueron considerados dos casos de un alto volumen de consumo y una demanda máxima en capacidad y viceversa, con el fin de aclarar perfectamente el concepto tratado, si es posible, de cuál de los dos precios tiene mayor impacto. Para tener una idea de los volúmenes promedio de consumo en las diferentes tarifas, se pidió a la Comisión Federal de Electricidad (CFE) una base mensual de estos datos. Los volúmenes de consumo considerados en la siguiente **Tabla 25** están fundamentados en esta base donde las demandas máximas de capacidad fueron asumidas como debidas al alcance de cada tarifa.

Tabla 25: Demanda de capacidad de considerada y volúmenes de consumo

Tarifa		Demanda de capacidad y consumo				
		Bajo	Medio	Alto	Alto/bajo	Bajo/alto
2	kWh/month	135	270	540		
3	kW	26	63	100	100	26
	kWh/month	2,300	4,600	9,200	2,300	9,200
O-M	kW	10	50	99	99	10
	kWh/month	2,650	5,300	10,600	2,650	10,600
H-M	kW	110	200	300	300	110
	kWh/month	38,500	77,000	144,000	38,500	144,000
H-MC	kW	110	200	300	300	110
	kWh/month	30,000	60,000	120,000	30,000	120,000
H-S	kW	150	300	600	600	150
	kWh/month	855,000	1,710,000	3,420,000	855,000	3,420,000
H-SL	kW	150	300	600	600	150

	kWh/month	1,990,000	3,980,000	7,960,000	1,990,000	7,960,000
H-T	kW	250	500	1,000	1,000	250
	kWh/month	4,050,000	8,100,000	16,200,000	4,050,000	16,200,000
H-TL	kW	250	500	1,000	1,000	250
	kWh/month	19,500,000	39,000,000	78,000,000	19,500,000	78,000,000

Para las Tarifas H – M a la H – TL también es necesario definir qué porcentaje de la electricidad total es consumido en qué intervalo. Con respecto a la asignación de los intervalos de carga, se puede observar que desde el lunes hasta el viernes, de las 6:00 A.M. y hasta las 7:00 P.M. existe un intervalo de carga intermedia. Cabe esperar que la mayor demanda de electricidad de la mayor parte de las compañías de los sectores industrial y de servicios se de durante el mismo periodo, más aun por la forma en que se calcula la capacidad de carga. Por otra parte, se puede esperar que la mayoría de las empresas tengan una demanda de electricidad muy baja entre el pico y los intervalos de base de la carga y que el intervalo de carga máxima sea de sólo unas tres horas al día y el intervalo de carga base sea de las 12:00 A.M. a las 6:00 P.M., cuando se dan la mayor parte de los descansos y se ha reducido el número de procesos industriales. Esta es la razón principal por la que se da la siguiente división general para los consumos de electricidad a lo largo del día.

Tabla 26: Asignación de kWh totales consumidos

Carga pico de consumo	15%
Carga media de consumo	70%
Carga base de consumo	15%

Fuente: Elaboración propia

Dimensionamiento

A diferencia del sector residencial, en este caso el sistema fotovoltaico no tiene un impacto tal como una disminución en la tarifa (disminución de precio para el cliente). La posibilidad de un cambio en la tarifa es deseable para una compañía y no podría ser considerada en el sector residencial donde no hay algo como un incremento constante en el precio, de la Tarifa 2 a la H – TL. Lejos de eso, el

promedio anual de precios en Baja California de la Tarifa H – T son menores que en la Tarifa H – S, por ejemplo. En general puede decirse que una definición de qué tarifa sería más rentable para una empresa si tenemos en cuenta el consumo individual de electricidad y las características de la demanda de una compañía, lo cual no es posible ni deseable en este estudio. Por lo pronto, el estudio se limita al análisis del impacto de un sistema fotovoltaico que provea el 5% del volumen total del consumo de una compañía. En consecuencia, el tamaño fue calculado según se describe en los pasos 1 al 3 del cálculo del tamaño para el sistema de suministro completo de electricidad.

Después de determinar la capacidad instalada del sistema fotovoltaico el impacto de la producción disponible por el sistema sobre la demanda de electricidad de la compañía fue calculado. Este valor fue calculado haciendo la consideración generalizada de que la electricidad es producida por las células fotovoltaicas durante doce horas diarias solamente. Esta consideración se hizo con la ayuda de algunos ejemplos del curso de radiación medida por el Servicio Meteorológico Nacional, SMN (Servicio Meteorológico Nacional), mismos que se muestran en el **Anexo 13**. También sobre la misma base de estos cursos se pudo asumir que la razón entre el valor pico promedio de radiación de las cinco horas con la mayor radiación y el promedio de la radiación media de las siete horas remanentes es de 2.4 aproximadamente. Junto con el promedio anual de radiación asumido (r), el promedio pico respectivo (r_P) y la radiación media (r_m) se relacionan entre sí a través de la siguientes fórmulas:

$$r = 2 (5 \cdot r_P + 7 \cdot r_m) \quad (3-9)$$

con

$$r_P = 2.4 \cdot r_m$$

donde

r es el promedio anual de radiación [kWh/m²/d]

r_P es el promedio de la radiación pico [kWh/m²/d]

r_m es el promedio de radiación media [kWh/m²/d]

Basado en los valores para el promedio pico y medio de radiación, la capacidad del sistema fotovoltaico durante el pico (P_P) y el periodo de radiación media (P_m) se calcula como sigue:

$$P_{P/m} = A_{FV} \cdot \eta_{FV} \cdot \varepsilon_{FV} \cdot r_{P/m}$$

$P_{P/m}$ es el promedio pico/medio de la capacidad fotovoltaica [kW]

Cálculo de costos

Con el propósito de encontrar una base sólida para una decisión de inversión con respecto a un sistema fotovoltaico en México, debemos comparar los costos de generación de electricidad de un sistema fotovoltaico (caso de inversión) con respecto a los costos desplazados por la generación de energía con el sistema fotovoltaico, es decir, las tarifas que tendría que pagar en caso de un consumo continuo a partir de la red eléctrica nacional (el caso de referencia). El problema en este punto es que los costos de los sistemas fotovoltaicos consisten principalmente en los costos de inversión que tienen que ver con la cantidad pagada en el momento de la adquisición del sistema. Debido a que los sistemas fotovoltaicos no tienen componentes mecánicos, manifiestan un bajo deterioro y los costos anuales de operación y mantenimiento son muy bajos. Por otra parte, los costos de la electricidad tomada de la red eléctrica nacional son costos periódicos variables que son repetidos en México cada mes o cada dos meses. En otras palabras, los costos consisten principalmente en los costos de inversión, por única ocasión, necesarios para comparar con los costos periódicos emergentes en el tiempo. Por este motivo, fue preparado un modelo en Excel como parte importante de este estudio y nos proporciona la posibilidad de calcular los costos de la electricidad del sistema fotovoltaico con los costos de la electricidad tomada de la red eléctrica nacional sobre la base de los valores presentes netos.

Costos de las tarifas

Para el cálculo de los valores presentes netos de las tarifas, debemos usar una nueva fórmula, tanto para los costos de operación y mantenimiento de los sistemas fotovoltaicos, dado el hecho de que el precio anual se incrementa, tal como fue considerado en el cálculo. Entre 1999 y 2006, los precios de la electricidad de los sectores residencial e industrial se incrementaron a un promedio anual del 11%. El sector de servicios mostró un incremento de precios del 7.5%³¹. Para el cálculo, fue considerado un incremento 8% para el sector residencial y un incremento del 7% para los sectores industrial y de servicios, para los propósitos, desde un punto de vista conservador.

La siguiente fórmula fue aplicada para calcular el valor presente mensual neto para cada año del periodo de 20 años considerado:

³¹ http://www.sener.gob.mx/webSener/res/PE_y_DT/ee/

$$C = \frac{g(1+p)^n}{(1+i)^n}$$

en la cual:

g: los costos periódicos, es decir, para el mes respectivo

p: la tasa para el incremento anual de precios

i: la tasa de descuento

n: el periodo considerado, por ejemplo, tiempo de vida físico o económico

Para el cálculo del costo, en el sector residencial, se suman los valores presentes netos calculados para cada mes, a lo largo del periodo de 20 años, en el segundo paso. Los costos totales de tarifas de un mes a lo largo de los 20 años pueden calcularse ahora al multiplicar esta suma por el consumo del mes considerado. Los costos finales totales se calculan al sumar estos resultados a través de doce meses. La siguiente tabla muestra un ejemplo.

Tabla 27: Ejemplo: Costos de tarifa a valores presentes netos

		Enero	Febrero	...	Noviembre	Diciembre	Costos finales de tarifa a valores presentes netos [\$]
Consumo [kWh]	a	70.0	70.0	...	70.0	70.0	
Sumas de valor presente neto [\$]	b	22.1	22.1	...	22.8	22.8	
Costos mensuales a lo largo de 20 años [\$]	axb	1,547.0	1,547.0	...	1,596.0	1,596.0	18,851

Fuente: Elaboración propia

La lista que contiene las sumas con los valores netos calculados puede encontrarse en el **Anexo 14**. Para los sectores industrial y de servicios fue calculado un precio anual promedio en lugar de aplicar la fórmula para la tarifa de cada mes como se hizo en el caso del sector residencial. Esto es posible debido a que la estructura de las tarifas para los sectores industrial y de servicios no hay

diferencia estacional entre el verano y el invierno como es el caso de las tarifas residenciales para las cuales no hay pérdida de información por adoptar este criterio. Para calcular la factura de electricidad por año, la tarifa promedio anual se multiplica por doce (para los doce meses) y se agregan los impuestos. En la segunda etapa, la fórmula presentada se usa para calcular el valor presente neto para cada uno de los veinte años. Finalmente, estos valores presentes netos se suman y se multiplican por el respectivo volumen de consumo anual considerado. La tarifa promedio y su suma final de valor presente neto para el periodo de veinte años puede encontrarse en el **Anexo 15**.

Parámetros financieros e hipótesis

La siguiente tabla muestra un resumen de todos los parámetros financieros asumidos empleados para la comparación de costos para el sector residencial

Tabla 28: Parámetros financieros para el sector residencial

Tasa de descuento	8 %
Costos anuales O&M para el sistema FV	0.8%
Incremento anual de precios de tarifas de electricidad	8 %
IVA	16 %
Tiempo de operación FV	20 años

Fuente: Elaboración propia

La tasa de porcentaje de los costos anuales de operación y mantenimiento se refiere a los costos de inversión del sistema fotovoltaico. Estos costos incluyen, por ejemplo, los costos para reemplazar los inversores, que tienen un tiempo promedio de vida de diez años; costos de soporte técnico y eliminación de fallas. El valor usado para “gravamen de los beneficios” refleja el porcentaje de los costos de inversión de un sistema fotovoltaico que una compañía puede depreciar en línea, de acuerdo con la “Ley de Impuesto Sobre la Renta” y fue determinado de acuerdo con la CONUEE.

La siguiente tabla muestra los respectivos parámetros financieros asumidos para la comparación de costos en los sectores industrial y de servicios.

Tabla 29: Parámetros financieros para los sectores industrial y de servicios

Tasa de descuento	8 %
Costos anuales O&M para el sistema FV	0.5 %
Incremento anual de precios de tarifas de electricidad	7 %
IVA	16 %
Gravamen de los beneficios	28 %
Tiempo de operación FV	20 años

Fuente: Elaboración propia

Escenarios

Como los precios de los sistemas fotovoltaicos se han comportado de manera inestable en el pasado y se esperan innovaciones en los próximos años, en el presente estudio se analizan tres diferentes escenarios de precios³². Los precios considerados en el primer escenario se basan en la evaluación de la situación corriente de mercado en México. Los escenarios 2 y 3 dan una perspectiva para los próximos cinco años al asumir un decrecimiento en los precios para los sistemas fotovoltaicos. Los precios incluyen todos los costos para el equipo necesario y los componentes, la instalación, la conexión a la red eléctrica nacional y el impuesto al valor agregado. La siguiente tabla muestra los precios asumidos por los escenarios para el sector residencial. Para los sectores industrial y de servicios, los se muestran en la siguiente tabla. Estos costos de sistemas muestran un comportamiento decreciente para instalaciones mayores dados los efectos de la economía de escala, mismos que fueron confirmados por las encuestas hechas a los distribuidores entrevistados.

Tabla 30: Escenarios de precios para el sector residencial

	Costo del sistema FV	Caída de precios
	[\$/kW _p]	[%]
Escenario 1	103,000	
Escenario 2	82,400	– 20
Escenario 3	51,500	– 50

Fuente: Elaboración propia

³² Trends in Photovoltaic Applications – Survey report of selected IEA countries between 1992 and 2006. International Energy Agency (IEA) – Photovoltaic Power Systems Programme. August 2007. Page 1

Tabla 31: Escenarios de precios para los sectores industrial y de servicios

	Costos del sistema FV [\$/kW _p]		
	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
1 – 50 kW _p	101,000	80,800	50,500
50 – 100 kW _p	96,500	77,200	48,250
100 – 300 kW _p	92,200	73,760	46,100
300 – 500 kW _p	90,200	72,160	45,100
Decremento de precio [%]		– 20	– 50

Fuente: Elaboración propia

Como ya se ha mencionado, los precios del escenario 1 fueron determinados por un estudio entre distribuidores y fabricantes mexicanos. Otro aspecto de esta encuesta es el de las expectativas para los precios futuros para el desarrollo de los sistemas fotovoltaicos. El escenario 3 se basa en estas expectativas mientras que, la reducción de precio del escenario 2 fue asumido al considerar un desarrollo mucho más conservador, de acuerdo a la naturaleza de las compañías encuestadas y sus expectativas fueron sesgadas y, por tanto, deben ser consideradas como bastante optimistas.

Costos de los sistemas fotovoltaicos

El valor presente neto de los costos de los sistemas fotovoltaicos fueron calculados usando la siguiente fórmula y parámetros:

$$C = \frac{g(1+i)^n - 1}{i(1+i)}$$

donde:

g: son los costos periódicos, o sea, los costos de operación y mantenimiento;

i: es la tasa de descuento; y

n: es el periodo considerado, por ejemplo, tiempo de vida físico o económico.

La fórmula señalada calcula el valor en el presente de un costo periódicamente emergente como un dato específico. El valor descontado de costo se determina al reducir su valor por la adecuada tasa de descuento para cada unidad de tiempo entre el tiempo cuando el costo debe ser evaluado en el tiempo de la emergencia del costo.

La comparación del costo considera un periodo de 20 años, así como un cuestionario aplicado a los distribuidores citando una garantía de 20 años y un tiempo promedio de operación de 25 años con un promedio de 80% de la eficiencia inicial dadas las pérdidas de eficiencia al término del tiempo de operación. El tiempo de operación del sistema fotovoltaico ha sido elegido por el hecho de que los costos emergentes después de expirar la garantía son bastante impredecibles y que un decremento de la eficiencia hacen muy difícil la simulación en el modelo en Excel. Entonces el cálculo se hizo con un tiempo de operación de 20 años durante los cuales la eficiencia fue asumida para mantenerse cerca del 100% de la eficiencia inicial.

La fórmula mostrada fue usada para el cálculo del valor neto presente de los costos anuales de operación y mantenimiento (O&M) del sistema fotovoltaico. El valor neto presente de los costos de inversión es igual al cálculo de los costos de inversión que se refieren a la adquisición del sistema fotovoltaico en el momento en que se evalúan los costos.

Sector residencial – Sistemas fotovoltaicos para suministro completo de electricidad

Los resultados del cálculo de los costos de los sistemas fotovoltaicos para las 29 ciudades se muestran en el **Anexo 16**. La **Tabla 32** muestra un ejemplo del cálculo de los costos completos a que se enfrentan los hogares.

Tabla 32: Cálculo de costos para el sector residencial (suministro completo de electricidad)

Ciudad	Consumo promedio mensual de usuario FV	Radiación	Costos totales de inversión en FV	Costos de O&M como valor presente neto	Costo mínimo de CFE para consumo de 25 kWh	Costos totales del sistema FV como valor presente neto	Costos de generación FV
	[kWh/mes]	[kWh/m ² /d]	[\$]	[\$]	[\$]	[\$]	[\$]
Durango	140	5.73	46,590	3,659	6,407	57,450	1.85
	249	5.73	90,750	7,128	6,407	105,745	1.85
	250	5.73	91,155	7,160	6,407	106,188	1.85
	300	5.73	111,411	8,751	6,407	128,342	1.85

Fuente: Elaboración propia

Los valores contenidos en la columna “Costos de la Inversión total de FV” resulta de multiplicar la potencia instalada FV requerida por el costo del sistema FV por kilowatt pico. Además, la entrada final contiene una marca de 1.4%. La razón para esto es que al calcular la electricidad potencial que se puede producir por cada metro cuadrado al año (“Promedio de energía generada anualmente”) mediante el uso del promedio anual de radiación se provoca una diferencia del cálculo respectivo para los sistemas de suministro parcial que son calculados sobre la base del dato del promedio mensual de radiación. Esto causa que los costos de generación de los sistemas de suministro completo sean inferiores en más o menos 1.4%. La adaptación de los costos completos para los sistemas de suministro completo fue importante para el modelo en Excel usado para determinar la comparación de costos como se hace el examen de los sistemas para suministro completo utilizando el modelo al indicar en qué punto los costos de generación de los sistemas fotovoltaicos resultan ser inferiores a las tarifas. Sin hacer la adaptación, podría ocurrir un caso en el cual el sistema de suministro completo está ahorrando los costos mientras que el sistema de suministro parcial no lo hace, lo cual sería contradictorio.

Para hacer más claro el cálculo de los costos del sistema fotovoltaico, enseguida se explican las entradas a la **Tabla 32**:

- La columna “valor neto presente de los costos anuales de operación y mantenimiento (O&M)” nos da la suma de los valores netos presentes de los costos de O&M para un periodo de 20 años;
- Los pagos de “costos mínimos de CFE para consumos de 25 kWh” con respecto al hecho de que la Comisión Federal de Electricidad exige un

consumo mínimo mensual de 25 kWh³³. El valor neto presente de este costo emergente periódico se calcula según se explica antes;

- La entrada de “Valor presente neto de los costos totales del sistema FV” es la suma de las columnas “Costos de inversión del FV completo”, “Valor neto presente de los costos O&M” y “costos mínimos de CFE para consumos de 25 kWh”.
- La última columna muestra los costos de generación por kWh, que son calculados a partir de “Valor presente neto de los costos totales del sistema FV” menos la entrada de “costos mínimos de CFE para consumos de 25 kWh”, dividiéndolo entre el “Promedio de consumo mensual del usuario FV” menos 25 kWh (consumo mínimo de la CFE) multiplicado por 20 (años) y 12 (meses). La siguiente fórmula muestra el cálculo de los costos de generación.

$$C_g = \frac{C_{\text{total}} - C_{\text{min}}}{(20)(12)(e - 25)}$$

en esta expresión tenemos:

C_g : son los costos de generación [\$/kWh]

C_{total} : es el valor neto presente los costos totales del sistema FV [\$/];

C_{min} : son los costos mínimos del consumo de la CFE para 25 kWh [\$/]; y

e: es el promedio mensual de consumo [kWh].

El siguiente ejemplo muestra el proceso de cálculo según lo explicado.

³³ Prof. Dr. Voß, A. – Energiesysteme II – Rationelle Energiewirtschaft und Energieversorgung. Institut for Energy Economics and Rational Use of Energy (IER). Page 23 – 26

Ciudad: Durango

Consumo: 140 kWh/mes

Salida instalada requerida: 0.9 kW_P

Costos de inversión total FV:

$0.9 \text{ [kW}_P] \times 103\,000 \text{ [$/kW}_P] = \$ 92\,700$

Costos O&M: $\$ 92\,700 \times 0.8\% = \$ 741.60$

Valor presente neto de los costos del SFV completo:

$\$ 92\,700 + \$ 7\,319 + \$ 4\,361 = \$ 104\,380$

La pequeña variación que muestra el ejemplo resulta del hecho de que la salida instalada requerida ha sido redondeada hacia arriba. En el cálculo que hemos hecho, dicho valor no fue redondeado, no obstante que no se pueda argumentar que una salida de, por ejemplo, 0.905 kW_P nunca sea instalada. El cálculo de los sistemas fotovoltaicos que suministran la cantidad total del consumo se desarrolla con el propósito de calcular los costos de generación así como para observar cómo es que los costos de los sistemas fotovoltaicos se comportan con respecto a los costos de las tarifas eléctricas y, de esta manera, tener una base común sobre la cual puedan ser comparados. Obviamente, en un caso real, debemos considerar las fluctuaciones usuales en los consumos mensuales en los cuales, solamente una parte del consumo de electricidad puede ser sustituido por el sistema fotovoltaico. Esta es también la razón por la que cuando calculamos los costos de generación, la columna “costos mínimos de CFE para consumos de 25 kWh” se dejan de lado ya que no representan los costos reales de generación.

Sector residencial – Sistemas fotovoltaicos para suministro parcial

Los costos del sistema fotovoltaico y sus valores netos presentes se calculan de la misma forma que los sistemas para suministro completo de electricidad. Con referencia a los costos totales, la diferencia entre los dos diseños de sistemas es que, para los sistemas de suministro parcial, deben ser calculados los costos de la porción de electricidad tomada de la red eléctrica nacional. Así, en un paso adicional, debe calcularse el tamaño del sistema fotovoltaico para la generación de electricidad.

$$E_{FV} = 30 \cdot r \cdot \varepsilon_{FV} \cdot A_{FV}$$

en esta expresión tenemos

E_{FV} : es la generación mensual de electricidad para el sistema FV [kWh].

La electricidad producida debe ser restada del consumo de energía en el mes respectivo. Para la cantidad remanente, los costos se calculan como valores presentes netos, tal como se explicó antes. Los costos calculados para los sistemas fotovoltaicos de suministro parcial de electricidad se muestran en el **Anexo 17**.

Sector industrial y de servicios

En el cálculo de los costos totales para una compañía que desea aplicar un sistema fotovoltaico, debe ser considerado el impacto de dos elementos de la factura de electricidad – consumo de electricidad y demanda de capacidad –. De acuerdo con la asignación de los intervalos en las tarifas para bajo, medio y alto voltaje y dado el hecho de que los horarios más eficientes del día para la operación de los sistemas fotovoltaicos son de manera general, entre las 09:00 y las 15:00 horas, los kilowatt – horas generados por el sistema fotovoltaico fueron restados de los kilowatt – horas consumidos durante el intervalo intermedio de carga (06:00 – 20:00 horas)³⁴. Para las tarifas de distinta base, intervalos de carga pico e intermedia, las entradas “Consumo de carga base”, “Consumo de carga intermedia” y “Consumo de carga pico” muestran el volumen de electricidad generado por el sistema fotovoltaico, que debe ser restado de la entrada respectiva. Para las tarifas 2, 3 y O – M, por ejemplo, no hay tal entrada. El nuevo consumo de la red eléctrica nacional es la diferencia entre las entradas “Consumo sin FV” y “Promedio mensual de electricidad generada”. La **Tabla 33** muestra un ejemplo de cómo se realizan los cálculos, para el escenario 3.

³⁴ www.enalmex.com/paginas/como.htm

Tabla 33: Cálculo de costos para los sectores industrial y de servicios.

	Unidad	Tarifa H – M	
		Central	
Demanda facturable	kW	200	120
Consumo sin FV	kWh/month	77,000	144,000
Costos totales como valor presente neto sin FV	\$	36,899,461	57,324,644
Potencia FV instalada	kWp	28.1	52.6
Área FV	m ²	175.63	328.75
Promedio mensual de electricidad generada	kWh	3,794	7,101
Impacto de energía generada por FV en:			
Consumo en carga pico	kWh	0	0
Consumo en carga intermedia	kWh	-3,794	-7,101
Consumo en carga base	kWh	0	0
Impacto de la potencia FV			
Promedio de la radiación pico r_p	kWh	0.379	0.379
Promedio de radiación media r_m	kW/m ²	0.158	0.158
Promedio de la Potencia pico P_p	kW/m ²	7.986	14.949
Promedio de la Potencia media P_m		3.328	6.229
Reducción de la DF	kW	-1.697	-3.177
DF con FV	kW	198	117
Costos del Sistema FV			
Costos de Inversion en FV	kW	1,419,050	2,537,950
Costos de anuales de O&M	kW	7,095	12,690
VPN de costos O&M (20 años)		69,662	124,590
Costos totales del sistema FV como valor presente neto	kW	1,488,712	2,662,540
Costos de electricidad como valor presente neto	\$	35,766,973	55,204,756
Depreciación por Ley de ISR	\$	-397,334	-710,626
Costos totales con FV como valor presente neto	\$	36,858,352	57,156,670

Para la demanda de capacidad hemos considerado que la compañía tiene una demanda pico de capacidad durante el intervalo intermedio de carga ya que existe un incentivo para la compañía para evitar que su pico de demanda se de durante el intervalo pico de carga y debido a la intención de adoptar un enfoque conservador. Además, el intervalo intermedio de carga es el de mayor duración de tiempo, lo que hace más probable la hipótesis. Con el propósito de determinar el impacto del sistema fotovoltaico sobre la Demanda Facturable (DF), la potencia del sistema debe ser determinada de tal forma que podamos suponer que pueda suplirse por el sistema fotovoltaico, en general, durante el tiempo de la demanda

pico de la compañía. Obviamente, la suposición de que la demanda pico de la compañía coincide con la potencia pico promedio del sistema fotovoltaico (P_P), calculada con la fórmula, puede no ser realista. Por otra parte, sería demasiado conservador asumir que el sistema fotovoltaico sustituya únicamente la salida media calculada (P_m) durante la Demanda Facturable pico de la compañía. A esto se debe que debemos calcular un promedio (P_{prom}) de la salida pico promedio (P_P) y la salida media promedio (P_m).

$$P_{prom} = \frac{P_P + P_m}{2}$$

en esta expresión,

P_{prom} = es el promedio de la salida fotovoltaica durante el pico de la demanda de la compañía [kW].

En el siguiente paso de la determinación del impacto del sistema fotovoltaico sobre la demanda facturable (DF), debemos considerar que la CFE aplica la fórmula 3.1 para calcular la DF. Esta fórmula aplica un factor llamado FRI para reducir (debe notarse que FRI es siempre menor que 1) la diferencia de la capacidad máxima de demanda medida durante el intervalo pico de carga y la capacidad máxima de demanda medida durante el intervalo de carga intermedia. Como se supone que la Demanda Facturable pico de la compañía se da durante el intervalo de carga intermedia, el factor FRI reduce también el impacto del sistema fotovoltaico sobre la DF. Por eso multiplicamos P_{av} por el valor de FRI de la tarifa respectiva. El resultado es una “reducción de DF” que es la reducción real de los cargos de la demanda de electricidad de la compañía debida al impacto del sistema fotovoltaico. La siguiente tabla muestra los valores de FRI aplicados.

Tabla 34: Valores FRI aplicados

Tarifas:	FRI
H – M, H – MC:	0.3
H – S, H – SL:	0.2
H – T, H – TL:	0.1

Fuente: Elaboración propia

Aplicación Metodológica

En este capítulo se comparan los costos de comprar la electricidad a partir de la red eléctrica nacional con los costos de los sistemas fotovoltaicos. Esto nos conduce a la identificación de los nichos de mercado para los sistemas fotovoltaicos, es decir, la identificación de en qué ciudades y en qué niveles de consumo, la aplicación de un sistema fotovoltaico se asocia con un valor presente neto positivo. Un nuevo paso importante – sobre todo para los posibles inversores – es la estimación del tamaño total de estos nichos de mercado con el objetivo final de llegar a una estimación del mercado potencial global, ambos en términos de la capacidad (MW_p) y en términos financieros, es decir, el potencial de ventas (USD). La estimación del mercado potencial completo para una solución viable del sistema FV conectado a la red eléctrica nacional, usada en el sector de hogares de México (excluyendo la Ciudad de México dada la falta de datos) fue realizada haciendo los siguientes pasos:

Paso 1: Compilación de los rangos de consumo en los que FV resulta financieramente viable, tomando los resultados generados en las secciones previas para las 28 ciudades, usando el modelo de la base en Excel.

Paso 2: Cálculo total de los consumidores/hogares que caen en estos nichos usando la información proporcionada por la CONUEE y la CFE que proveen cifras detalladas sobre el número de hogares que caen en los diferentes rangos de consumo en las 28 ciudades.

Paso 3: Estimación del tamaño del mercado potencial en términos de la capacidad (MW_p) para el uso económicamente viable de los sistemas FV conectados a la red eléctrica nacional en el sector mexicano de hogares.

- a) Definición de diferentes grupos de consumo para cada tarifa basada en los rangos de consumo aplicados para las tarifas respectivas y cálculo de un promedio del valor de consumo para cada grupo de consumo.
- b) Para cada tarifa, asignación de la capacidad promedio de cada uno de estos grupos de consumo por medio de la base del modelo de Excel utilizando la opción de suministro parcial y basada en los resultados para una ciudad fuera de las cuatro ciudades analizadas en cada tarifa con una radiación solar relativamente alta y asumiendo los valores promedio de consumo. Una radiación comparativamente alta fue elegida con el propósito de llegar a una estimación conservadora considerando que una radiación relativamente baja habría dado lugar a un promedio del sistema FV por encima de la capacidad del sistema.

- c) El resumen del número de hogares potenciales de cada rango de consumo y multiplicando uno a uno con el promedio respectivo de las capacidades FV que conduce a la capacidad total con resultados económicamente viables de los diferentes grupos de consumo.
- d) El resumen de los importes de las capacidades financieramente viables de los diferentes grupos de consumo con el fin de llegar al tamaño total del mercado potencial en MW_P considerando las 28 ciudades que fueron analizadas.

Paso 4: Estimación del tamaño del mercado potencial en términos financieros al multiplicar simplemente el mercado potencial en MW_P con los precios respectivos que fueron asumidos en los diferentes escenarios.

La primera parte de este capítulo se dedica al sector residencial. En la segunda parte se muestra el impacto de los sistemas fotovoltaicos en los sectores industrial y de servicios.

Sector residencial

Escenario 1: Nichos actuales

Este escenario es el más importante porque refleja la situación real del mercado, lo cual es el objetivo principal del presente estudio. A diferencia de la situación 2 y 3, cuyos precios se basan en hipótesis de los datos de la situación 1 que han sido verificadas por un estudio de mercado.

La **Tabla 35** muestra los valores presentes netos calculados de los costos de los sistemas y de las tarifas. Las columnas “Costos como el valor presente neto” muestran los costos generales del hogar con los sistemas fotovoltaicos para fuentes de suministro total o parcial. La diferencia entre los costos del sistema y “Los costos tarifarios de la electricidad como el valor presente neto” se muestran en la columna respectiva “Diferencia de costos” para ambos diseños de sistemas. Si esta diferencia de los valores actuales netos es negativa, significa que no se pueden guardar los costos por la aplicación de un sistema fotovoltaico comparado con la adquisición total de la electricidad de la red. Si una de las dos opciones muestra una diferencia positiva, la columna “Ahorro de costos” muestra la columna “Sí”.

Tarifa	Ciudad	Consumo	Valor presente neto de los costos tarifarios de electricidad	Opción de abastecimiento eléctrico completo		Opción de abastecimiento eléctrico parcial por FV		Ahorro en costos
				Costos en valor presente neto	Diferencia en costo	Costos en valor presente neto	Diferencia en costo	
				[kWh/mes]	[\$]	[\$]	[\$]	
1	Durango	140	36,532	106,328	-69,796		0	
		249	102792	202918	-100,126	131,887	-29095	
		250	175,634	203,804	-28,170	133,133	42502	Sí
		300	207,521	248,111	-40,590	154,405	53116	Sí
	Oaxaca	140	36,532	113,983	-77,451		0	
		249	102,792	217,828	-115,036	136,178	-33386	
		250	178544	218781	-40237	137240	41303	Sí
		300	211013	266416	-55404	189313	21700	Sí
	Guadalajara	140	36532	109070	-72,538		0	
		249	1021792	208,258	-105,466	136,015	-33,223	
		250	175,634	209168	-33534	137076	38558	Sí
		300	207521	254668	-47,146	174845	32677	Sí
	Puebla	140	36,532	110981	-74449		0	
		249	102792	211982	-109189	133407	-30615	
		250	178,544	212,908	-34,364	134,460	44083	Sí
		300	211,013	259,238	-48,226	187,957	23056	Sí
	Distrito Federal	140	36532	123284	-86,752		0	
		249	102,792	235944	-133,152	146,077	-43,285	
		250	191,320	236,978	-45,658	147,183	44137	Sí
		300	226345	288657	-62,312	193,381	32964	Sí
1A	Cuautla	150	34640	142753	-108113		0	
		299	125,215	307977	-182762	201,685	-76469	
		300	211,013	309086	-98,074	202,830	8182	Sí
		360	249976	375630	-125,644	232,99	16984	Sí
	Tepic	150	34640	136,027	-101,387		0	
		299	125,215	293,233	-168,018	192,204	-66989	
		300	207521	294,288	-86,767	193,320	14202	Sí
		360	245,786	357,593	-111,807	222,645	23142	Sí
	Nogales	150	34,622	130,298	-95,676		0	
		299	125,198	280677	-155,479	186097	-60899	
		300	207 521	281686	-74,164	187231	20290	Sí
		360	245786	342241	-96455	218410	27376	Sí
Los Tuxtlas	150	34,640	1291715	-95,076		0		

		299	125,215	279 399	-154,184	185360	-60145	
		300	211013	280403	-69391	186473	24540	Sí
		360	249976	340,679	-90,703	226,682	23,294	Sí
Tarifa	Ciudad	Consumo	Valor presente neto de los costos tarifarios de electricidad	Opción de abastecimiento eléctrico completo por FV		Opción de abastecimiento eléctrico parcial por FV		Ahorro en costos
				Costos en valor presente neto	Diferencia en costo	Costos en valor presente neto	Diferencia en costo	
				[kWh/mes]	[\$]	[\$]	[\$]	
1B	Chihuahua	200	50,598	155,327	-104,730		0	
		399	171,520	327,247	-155,727	212,832	-41,313	
		400	273,642	328,110	-54,469	213841	59,801	Sí
		528	356,683	438,692	-82,009	323,479	33,204	Sí
	Acapulco	200	50,584	173,718	-123,134		0	
		399	171,554	366,550	-194,996	231,550	-59,996	
		400	275,951	367,519	-91,568	232,595	43,356	Sí
		528	359,098	491,552	-132,453	343,628	15,471	Sí
	Poza Rica	200	50,584	187,695	-137,111		0	
		399	171,554	396,420	-224,866	231,726	-60,172	
		400	272,492	397,469	-124,977	232,847	39,645	Sí
		528	354,391	531,725	-177,334	3,341,946	19,445	Sí
	Riviera Maya	200	50,584	171,237	-120,653		0	
		399	171,554	361,247	-189,693	221,412	-49,858	
		400	275,951	362,202	-86 251	222,474	53,477	Sí
		528	359,098	484,419	-125,321	325,745	33,354	Sí
1C	Cd. Juarez	238	53,492	221,972	-168,480		0	
		849	396,572	848,812	-452,240	618,226	-221,654	
		850	548,721	849,837	-301,116	619,344	-70,623	
		1067	684,343	1,072,280	-387,938	693,694	-9,352	
	Monterrey	238	53,492	254,626	-201,134		0	
		849	396,572	975,432	-578,860	686,613	-290,041	
		850	558,281	976,610	-418,330	687,787	-129,507	
		1067	697,434	1,232,399	-534,965	738,679	-41,245	
	Tampico	238	53,465	245,400	-191,936		0	
		849	396,748	939,657	-542,909	714,482	-317,734	
		850	558,281	940,792	-382,511	715,629	-157,349	
		1067	696,729	1,187,159	-490,430	731,646	-34,917	
	Mérida	238	53,465	236,830	-183,365		0	
		849	396,748	906,423	-509,676	653,686	-256,938	
		850	568,173	907,518	-339,345	654,823	-86,650	
		1067	709,142	1,145,134	-435,991	701,107	8,035	Sí

Tarifa	Ciudad	Consumo	Valor presente neto de los costos tarifarios de electricidad	Opción de abastecimiento eléctrico completo		Opción de abastecimiento eléctrico parcial por FV		Ahorro en costos
				Costos en valor presente neto	Diferencia en costo	Costos en valor presente neto	Diferencia en costo	
			[kWh/mes]	[\$]	[\$]	[\$]	[\$]	
1D	Mazatlán	300	67,582	292,706	-225,123		0	
		999	454,271	1,026,182	-571,910	760,889	-306,618	
		1,000	671,468	1,027,231	-355,763	761,983	-90,515	
		1,320	882,121	1,363,014	-480,893	925,839	-43,719	
	La Paz	300	67,582	250,824	-183,242		0	
		999	454,271	877,845	-423,574	651,796	-197,525	
		1,000	681,105	878,742	-197,637	652,201	28,904	Sí
		1,320	904,223	1,165,790	-261,567	872,960	31,262	Sí
	Matamoros	300	67,582	276,128	-208,546		0	
		999	454,271	967,466	-513,195	663,358	-209,087	
		1,000	653,942	968,455	-314,513	664,468	-10,526	
		1,320	858,964	1,284,948	-425,984	853,596	5,368	Sí
	Cd. Altamirano	300	67,527	257,782	-190,255		0	
		999	454,520	902,487	-447,968	676,727	-222,208	
		1,000	665,580	903,410	-237,830	677,133	-11,553	
		1,320	873,449	1,198,554	-325,105	862,059	11,390	Sí
1E	Culiacán	500	104,137	508,608	-404,472		0	
		1,999	984,503	2,101,773	1,117,270	1,551,667	-567,164	
		2,000	1,326,738	2,102,836	-776,098	1,552,787	-226,048	
		2,640	1,748,043	2,783,040	1,034,997	1,884,393	-136,350	
	Guaymas ^G	500	104,137	409,170	-305,034		0	
		1,999	984,503	1,688,530	-704,027	1,332,252	-347,748	

		2,000	1,326,738	1,689,384	-362,646	1,333,253	-6,515		
		2,640	1,748,043	2,235,608	-487,565	1,726,291	21,752		Sí
	Reynosa	500	104,137	543,709	-439,572		0		
		1,999	984,503	2,247,645	-1,263,141	1,542,235	-557,732		
		2,000	1,291,686	2,248,781	-957,095	1,543,398	-251,712		
		2,640	1,701,730	2,976,279	1,274,549	-1,838,492	-136,762		
	Piedras Negras	500	104,137	544,801	-440,664		0		
		1,999	984,503	2,252,182	-1,267,678	1,590,904	-606,401		
		2,000	1,291,686	2,253,321	-961,635	1,592,072	-300,385		
		2,640	1,701,730	2,982,289	1,280,559	-1,896,838	-195,108		

Tarifa	Ciudad	Consumo	Valor presente neto de los costos tarifarios de electricidad	Opción de abastecimiento eléctrico completo		Opción de abastecimiento eléctrico parcial por FV		Ahorro en costos	
				Costos en valor presente neto	Diferencia en costo	Costos en valor presente neto	Diferencia en costo		
				[kWh/mes]	[\$]	[\$]	[\$]		[\$]
1F	Mexicali	725	150,215	661,625	-511,411		0		
		2,499	1,080,370	2,828,820	-1,248,450	1,612,093	-531,723		
		2,750	1,343,435	2,564,709	-1,321,273	1,917,148	-673,712		
		870	211,323	797,896	-586,572	313,467	-102,144		
	San Luis Río Colorado	725	150,215	714,065	-563,850		0		
		2,499	1,080,370	2,514,156	-1,433,785	1,648,057	-567,686		
		2,750	1,329,110	2,768,847	-1,439,737	1,966,941	-637,831		
	Ciudad Obregón	870	211,323	861,197	-649,874	314,881	-103,558		
		725	150,215	661,426	-511,212		0		
		2,499	1,080,370	2,328,117	-1,247,747	1,596,660	-516,290		
		2,750	1,329,110	2,563,934	-1,234,824	1,873,307	-544,197		
	Hermosillo	870	211,323	797,655	-586,332	309,707	-98,384		
		725	150,215	605,212	-454,997		0		
		2,499	1,080,370	2,129,438	-1,049,068	1,536,346	-455,976		
			2,750	1,329,110	2,345,098	-1,015,988	1,812,457	-483,347	

		870	211,323	729,796	-518,473	298,479	-87,156	
--	--	-----	---------	---------	----------	---------	---------	--

Fuente: Elaboración propia

Con respecto a los resultados presentados en la **Tabla 35** se puede observar que:

- ✓ La aplicación de los sistemas fotovoltaicos para suministro completo no proporciona un ahorro de costos en ningún caso y para cualquier tarifa.
- ✓ Este hecho significa que la generación de costos para cualesquiera sistema fotovoltaico considerado por el modelo nunca es inferior al valor actual neto de la tarifa por kilowatt – hora (este término se explica a continuación) pagado durante el periodo de 20 años. De lo contrario, los sistemas de abastecimiento total brindarían un ahorro de costos también.
- ✓ Principalmente en las Tarifas 1 – 1B, los sistemas fotovoltaicos para el suministro parcial suponen un ahorro de costos para los dos volúmenes de consumo más alto.

Si los costos de generación de los sistemas fotovoltaicos son siempre mayores a la tarifa en cuestión, se plantea la pregunta:

¿Por qué los sistemas de suministro parcial proporcionan un ahorro de costos en algunos casos?

Para dar una respuesta aproximada, deben considerarse algunos datos más específicos. El primero es que los costos de generación del sistema fotovoltaico, que serán calculados al dividir el costo total como el valor presente neto para el sistema entre el importe de la electricidad generada durante los 20 años. La figura nos da un punto de vista aproximado de los costos de generación, en función de la radiación solar. Como se puede ver, los costos de generación varían desde cerca de 3.56 hasta cerca de 4.91 \$/kWh. Pueden verse diferentes costos de generación para valores iguales de radiación solar en la figura y resultan de las diferencias de pérdidas de eficiencia para altas temperaturas (L_T).

El segundo es el promedio de los costos de tarifa con pago del sistema fotovoltaico por kilowatt – hora para la porción de electricidad comprada a partir de la red eléctrica nacional utilizando un sistema fotovoltaico para suministro parcial de electricidad. Se calculan de la misma manera que los costos de generación del sistema fotovoltaico aunque su expresividad es diferente. En contradicción con los costos de generación del sistema fotovoltaico, la tarifa real anual para el consumidor no es fija debido a que se asume un incremento anual del precio. Sin embargo, aquí el promedio ficcional de los costos de tarifa por kilowatt – hora que fueron pagados anualmente a lo largo de los veinte años se calcula al dividir los costos generales de electricidad tomada de la red eléctrica nacional por el volumen de electricidad que se haya adquirido. Además, el mismo valor se calcula para el caso de referencia (no un sistema FV) que se denomina costo promedio de tarifa sin FV. El dato específico para las 29 ciudades y sus sistemas se muestran en el **Anexo 18**.

Consistencia de los nichos

Al considerar los datos específicos puede observarse que los sistemas fotovoltaicos son ahorradores de costos en los casos respectivos debido a que el costo medio total para un kilowatt – hora de electricidad es menor que el costo promedio de tarifa sin FV. El costo medio total para un kilowatt – hora de electricidad del sistema fotovoltaico se calcula como sigue:

$$c_O = c_G \cdot a_{FV} + t_{FV} \cdot (1 - a_{FV})$$

c_O : costo medio total por kilowatt – hora [\$/kWh]

a_{FV} : porción de electricidad suministrada por FV

t_{FV} : tarifa promedio pagada por la electricidad tomada de la red eléctrica nacional con el sistema FV [\$/kWh].

Entonces, no obstante que los costos de generación de los sistemas fotovoltaicos es mayor que la tarifa promedio sin FV, un sistema para suministro parcial de electricidad puede ser ahorrador de costos al reducir la demanda de electricidad a partir de la red eléctrica nacional logrando aplicar un rango de consumo menor [y, por tanto, una tarifa menor (precio al consumidor)]. Como se puede ver, este efecto únicamente aparece para un cierto nivel de radiación y hasta que el sistema fotovoltaico alcanza un cierto tamaño. Si el porcentaje de los sistemas fotovoltaicos del suministro total de electricidad alcanza un punto crítico incrementando los costos de inversión hasta compensar el efecto de la caída de las tarifas. Este efecto es reforzado por el hecho de que el precio DAC pagado por

kilowatt – hora es decreciente para altos volúmenes de consumo debido a un costo fijo incluido en el DAC que es independiente del nivel de consumo en sí mismo. De estos se deduce que cuanto mayor es el volumen de consumo de un hogar que está por encima del límite DAC, el kilowatt – hora de electricidad más barato y el más grande deberían ser del sistema fotovoltaico (porción más grande del FV) para provocar una caída de la tarifa, entonces la posibilidad de un efecto de ahorro de costos está descendiendo rápidamente.

Características de los resultados

Algo más que se puede observar en la **Tabla 35** es que el efecto del ahorro de costos en las ciudades de la Tarifa 1B para el segundo volumen más alto de consumo (400 kWh/mes) es mayor que 518 kWh mensuales mientras que para las demás tarifas es al revés. La razón para esto es la forma como los sistemas se han clasificado debido a que el volumen de es mucho mayor en las Tarifas 1B hasta la 1F comparado con las Tarifas 1 a la 1A. Esto se debe a que los sistemas de las primeras es de mayor tamaño con respecto a los meses de verano sólo para que un aumento del 20% en los consumos que fueron asumidos. Es decir, comenzando en la Tarifa 1B, los sistemas para los volúmenes de consumo mayores son cada mes más grandes conforme deban proveer más electricidad. Iniciando con la Tarifa 1B, los límites del rango para el verano son también cada vez más altos, lo que hace que los tamaños de los sistemas fotovoltaicos para los otros dos volúmenes de consumo de estas tarifas aumenten asimismo. Conforme el aumento del límite del rango de la Tarifa 1B no es tan alto, sin embargo, el sistema de tamaños para los tres diferentes volúmenes de consumo considerados en esta Tarifa son bastante similares (ve el **Anexo 12**). Por otra parte, la caída de la Tarifa es mucho mayor en el segundo más alto nivel de consumo considerado y como en este caso el precio baja desde el DAC hasta los precios del menor rango de consumo (> 225 kWh/mes) de la Tarifa 1B lo que provoca que este sistema sea el de mayor ahorro de costos.

Esto explica también por qué desde la Tarifa 1C hasta la 1E, los sistemas para el segundo más alto volumen de consumo considerado no presentan ahorro de costos como en el caso de la ciudad de La Paz (dado su muy alto nivel de radiación). Como se ha dicho antes, los límites crecientes del rango causa que los sistemas para el segundo nivel más alto de consumo aumenten de tamaño a fin de ser capaces de causar una disminución de las tarifas. Un aumento en la porción de estos sistemas causa un deslazamiento de la demanda de electricidad que, a su vez, causa una caída de las tarifas. Uno podría preguntarse si esto sólo sucede porque el estudio sólo se refiere al extremo más alto de los rangos de consumo, así como de los volúmenes de consumo, de modo que si el volumen de consumo

considerado fuera menor, la porción del sistema fotovoltaico deberá ser menor, la porción del sistema también sería menor y sería entonces un ahorrador de costos. Aquí debemos decir que la caída de los precios facilita el impacto sobre el sistema fotovoltaico, por lo tanto, no puede haber un efecto de ahorro de costos de tal sistema, pero sólo para un volumen de consumo muy cercano al extremo inferior del rango de consumo. La cuestión se pone de manifiesto por el ejemplo que se muestra a continuación. El ejemplo hace claro que estos “nichos” no son de relevancia real, más aun debido a que Guaymas es una ciudad que ofrece excelentes condiciones para la aplicación de los sistemas fotovoltaicos.

Tarifa 1E (límite del rango de consumo, verano: 750 kWh/mes)

Ciudad: Guaymas

Consumos medios considerados:

1) 760 kWh/mes

2) 765 kWh/mes

1. Resultado: ahorro de costos por \$ 760 kWh/mes; efecto del ahorro de costos en el periodo de 20 años: \$ 128

2. Resultado: sin ahorro de costos por 765 kWh/mes

Con respecto a los resultados para la Tarifa 1C de la Tabla 35 parece ser muy confuso que el sistema, para 1 067 kWh/mes en Mérida ahorra costos mientras que en Ciudad Juárez, aunque este último no cuenta con una mayor radiación solar y una menor DAC (ve el Anexo 1). La razón es que debido a la forma en que los sistemas de han visto dimensionados en las dos ciudades y al curso de la radiación también en ambas ciudades, los hogares con sistemas fotovoltaicos en Ciudad Juárez tienen que comprar un poco más de electricidad de la red eléctrica nacional durante el invierno que los hogares en Mérida. Debido a que los precios de la electricidad son mayores durante el invierno, el costo promedio por kilowatt – hora con FV es mayor en Ciudad Juárez que en Mérida.

Aunque las ciudades consideradas en la Tarifa 1F presentan radiaciones solares muy elevadas y, en consecuencia, costos de generación fotovoltaica muy bajos, ninguno de los sistemas se considera ahorradores de costos. Esto se debe a los conceptos que se han dicho acerca de la Tarifa 1F, producto del hecho de que la DAC sólo se aplica durante el invierno. Para esta Tarifa, el promedio de los costos de tarifa sin FV por kilowatt – hora son menores que en todas las otras tarifas (ve

el **Anexo 18**). Los sistemas fotovoltaicos no son entonces, en ninguno de los casos, ahorradores de costos.

Aprendizajes y conclusión

Aprendizajes generales:

De lo que hemos visto hasta ahora, es evidente que los costos de generación de un sistema fotovoltaico dependen principalmente de la radiación y de su comportamiento a lo largo del año.

Además, la ubicación también tiene un impacto importante debido al factor de pérdida de eficiencia aplicado en el modelo.

Si el sistema que provee un suministro parcial es o no ahorrador de costos, depende de la tarifa aplicada y el consumo considerado. Obviamente los resultados dependen en cierta medida de la forma en que se calcularon y dimensionaron los sistemas fotovoltaicos.

Nichos de mercado identificados:

Debido a la amplia gama de variables que influyen en el análisis de costos, resulta difícil hacer una declaración específica en el caso de que los sistemas FV sean ahorradores de costos. Más bien, cada caso debe ser considerado individualmente, por este motivo el modelo debe proporcionar todos los elementos en que se basa este estudio para ofrecer una herramienta que provea la posibilidad de analizar el caso específico de si el uso de un sistema fotovoltaico puede ser ahorrador de costos o no

En general, podemos decir que los costos de generación actuales para sistemas fotovoltaicos para el sector residencial son mucho mayores que las tarifas aplicadas para la electricidad comprada de la red eléctrica nacional en México.

Sin embargo, existen algunos nichos para la aplicación de ahorro de costos de sistemas fotovoltaicos en el rango del consumo del DAC. Los hogares con un consumo ligeramente por encima del límite del DAC plantea el caso más promisorio para la aplicación fotovoltaica en este escenario. Estos nichos existen en general en todas las tarifas pero la 1F y para regiones con una radiación de cerca del promedio nacional y mayor.

Tamaño de los nichos de mercado

Fuera del universo de las 29 ciudades analizadas, para los consumidores DAC en las siguientes ciudades, el uso de FV puede proporcionarnos un ahorro de costos:

		ESCENARIO 1		ESCENARIO 2		ESCENARIO 3	
		DAC	Bajo DAC	DAC	Bajo DAC	DAC	Bajo DAC
Tarifa 1	Durango	X		X	X	X	X
	Oaxaca	X		X	X	X	X
	Guadalajara	X		X	X	X	X
	Puebla	X		X	X	X	X
	Distrito Federal	X		X	X	X	X
Tarifa 1A	Cuatla	X		X		X	X
	Tepec	X		X	X	X	X
	Nogales	X		X	X	X	X
	Los Tuxtlas	X		X	X	X	X
Tarifa 1B	Chihuahua	X		X	X	X	X
	Acapulco	X		X	X	X	X
	Poza Rica	X		X	X	X	X
	Riviera Maya	X		X	X	X	X
Tarifa 1C	Ciudad Juárez			X		X	X
	Monterrey			X		X	X
	Tampico			X		X	X
	Mérida	X		X		X	X
Tarifa 1D	Mazatlán			X		X	X
	La Paz	X		X	X	X	X
	Matamoros	X		X	X	X	X
	Ciudad Altamirano	X		X	X	X	X
Tarifa 1E	Culiacán			X		X	X
	Guaymas	X		X	X	X	X
	Reynosa			X		X	X
	Piedras Negras			X		X	X
Tarifa 1F	Mexicali			X		X	
	San Luis Río Colorado			X		X	
	Ciudad Obregón			X		X	
	Hermosillo			X		X	

Fuente: Elaboración propia

El nicho descrito en este escenario es bastante limitado y aplica solamente a cerca del 2% de las 28 hogares analizados (el Distrito Federal no está incluido). Estos resultados, junto con los resultados para los escenarios 2 y 3 se muestran en la tabla:

Escenario	"Top 5"	Capacidad potencial	Unidades domésticas	Tamaño del nicho	Rango de capacidad FV
-----------	---------	---------------------	---------------------	------------------	-----------------------

		[MW _p]	[n]	[mill. USD]	[kWp]
Escenario 1: Pronóstico conservador	1 Guadalajara	28	45,981	207	
	2 Chihuahua	9	14,941	67	
	3 Puebla	7	10,993	49	
	4 Poza Rica	6	9,994	45	
	5 Acapulco	5	7,713	35	
	Total "Top 5"	54	89,622	403	
	Total 28 ciudades	81	133,499	608	2%
Escenario 2: Pronóstico conservador	1 Guadalajara	174	388,224	1,302	0.1 - 1.3
	2 Cuautla	52	73,297	392	0.6 - 1.9
	3 Chihuahua	50	60,298	376	0.1 - 2.9
	4 Nogales	44	47,799	332	0.6 - 1.9
	5 Puebla	41	89,854	306	0.1 - 1.3
	Total "Top 5"	362	659,471	2,708	
	Total 28 ciudades	693	956,629	5,190	17%
Escenario 3: Pronóstico optimista	1 Guadalajara	174	388,224	814	0.1 - 1.3
	2 Mexicali	141	44,606	659	0.2 - 15.5
	3 Monterrey	124	110,034	581	0.1 - 3.7
	4 Cd. Juarez	88	86,143	413	0.1 - 3.7
	5 Tampico	66	55,366	307	0.1 - 3.7
	Total "Top 5"	593	684,372	2,774	
	Total 28 ciudades	1,336	1,486,362	6,255	27%

Fuente: Elaboración propia

Escenario 2: perspectiva conservadora

Este escenario sirve como una perspectiva conservadora en el desarrollo de los costos de generación en los próximos cinco o seis años. Éste considera una disminución del 20% en los precios

Tarifa	Ciudad	Consumo	Valor presente neto de los costos tarifarios de electricidad	Opción de abastecimiento eléctrico completo con FV		Opción de abastecimiento eléctrico parcial con FV		Ahorro en costos
				Costos en valor presente neto	Diferencia en costo	Costos en valor presente neto	Diferencia en costo	
			[kWh/mes]	[\$]	[\$]	[\$]	[\$]	
1	Durango	140	53,678	88,022	-34,345		0	
		249	151,135	165,294	-14,259	127,608	23,427	SÍ
		250	258,064	166,003	92,061	129,439	128,626	SÍ
		300	304,917	201,448	103,469	183,002	121,915	SÍ
	Oaxaca	140	53,678	94,146	-40,469		0	
		249	151,035	177,222	-26,187	131,683	19,352	SÍ
		250	562,339	177,984	84,355	132,500	129,839	SÍ
		300	310,047	216,093	93,954	246,934	63,113	SÍ
	Guadalajara	140	53,678	90,216	-36,538		0	
		249	151,035	169,566	-18,531	129,957	21,079	SÍ
		250	258,064	170,294	87,770	130,772	127,293	SÍ
		300	304,917	206,694	98,223	224,188	80,729	SÍ
	Puebla	140	53,678	91,745	-38,067		0	
		249	151,035	172,545	21,510	129,842	21,193	SÍ
		250	262,339	173,286	89,053	130,646	131,693	SÍ
		300	310,047	210,350	89,697	245,684	64,363	SÍ
	Distrito Federal	140	53,678	101,587	-47,909		0	
		249	151,035	191,715	-40,680	138,793	12,243	SÍ
		250	281,112	192,542	88,570	139,674	141,439	SÍ
		300	332,574	233,885	98,689	249,193	83,382	SÍ
1A	Cuautla	150	50,897	116,975	-66,078		0	
		299	183,982	249,154	-65,172	187,038	-3,056	
		300	310,047	250,041	60,006	187,978	122,069	SÍ
		360	367,296	303,268	64,028	298,472	68,825	SÍ
	Tepic	150	50,897	111,594	-60,697		0	
		299	183,982	237,359	-533,377	176,826	7,156	SÍ
		300	304,917	238,203	66,714	177,721	127,196	SÍ
		360	361,140	288,847	72,294	284,012	77,129	SÍ
	Nogales	150	50,872	107,011	-56,139		0	
		299	183,957	227,314	-43,357	176,031	7,926	SÍ
		300	304,917	228,121	76,796	176,954	127,963	SÍ
		360	361,140	276,565	84,575	281,507	79,633	SÍ
	Los Tuxtlas	150	50,897	106,545	-55,648		0	
		299	183,982	226,291	-42,309	174,949	9,033	SÍ
		300	310,047	227,095	82,952	175,840	134,207	SÍ
		360	367,296	275,315	91,981	293,661	73,635	SÍ

Tarifa	Ciudad	Consumo	Valor presente neto de los costos tarifarios de electricidad	Opción de abastecimiento eléctrico completo con FV		Opción de abastecimiento eléctrico parcial con FV		Ahorro en costos	
				Costos en valor presente neto	Diferencia en costo	Costos en valor presente neto	Diferencia en costo		
				[\$]	[\$]	[\$]	[\$]		
1B	Chihuahua	200	74,345	127,034	-52,690		0		
		399	252018	264,570	-12551	219776	32243	SÍ	
		400	402070	265,261	1361809	220514	181555	SÍ	
		528	524084	353,726	170358	381608	142476	SÍ	
	Acapulco	200	74,324	141747	-67422		0		
		399	252,069	296012	-43943	227,945	24124	SÍ	
		400	405,463	296,787	108675	228,737	176725	SÍ	
		528	527633	396014	131620	391138	136496	SÍ	
	Poza Rica	200	74,324	152 928	-78604		0		
		399	252,069	319 908	-67839	238,615	13454	SÍ	
		400	400380	320 747	79632	239,517	160863	SÍ	
		528	520717	428152	92565	388,791	131925	SÍ	
	Riviera Maya	200	74324	139762	-65437		0		
		399	252,069	291770	-39701	226433	25636	SÍ	
		400	405,463	292534	112929	227,251	178,212	SÍ	
		528	527,633	390,308	137325	378246	149388	SÍ	
	1C	Cd. Juárez	238	78 598	180350	-101,753		0	
			849	582694	681822	-99,128	587903	-5210	
			850	806251	682,642	123609	588803	217448	SÍ
			1,067	1,005,524	860597	144927	835,606	169918	SÍ
Monte- rrey		238	78598	206,473	-127,876		0		
		849	582,694	783,118	-200424	643773	-61079		
		850	820 297	784,061	36237	644755	175543	SÍ	
		1067	1,024 759	988,691	36068	876422	148337	SÍ	
Tampico		238	78557	199093	-120535		0		
		849	582952	754,498	-171545	659,441	-76488	SÍ	
		850	820297	755406	64891	660,383	-76488	SÍ	
		1067	1023724	952500	71224	851,217	172506	SÍ	
Mérida		238	78,557	192236	-113679		0		
		849	582952	727911	-144959	612494	-29,542		
		850	834832	728787	106045	613421	221411	SÍ	
		1067	1041963	918879	123083	830883	211080	SÍ	

Tarifa	Ciudad	Consumo	Valor presente neto de los costos tarifarios de electricidad	Opción de abastecimiento eléctrico completo con FV		Opción de abastecimiento eléctrico parcial con FV		Ahorro en costos
				Costos en valor presente neto	Diferencia en costo	Costos en valor presente neto	Diferencia en costo	
			[kWh/mes]	[\$]	[\$]	[\$]	[\$]	
1D	Mazatlán	300	99,300	236,937	-137,637		0	
		999	667473	823718	-156244	694168	-26,695	
		1000	986607	824557	162050	695032	291575	SÍ
		1320	1296125	1,093 183	202941	1,048,811	247314	SÍ
	La Paz	300	99300	203432	-104131		0	
		999	667,473	705,048	-37575	621614	45859	SÍ
		1,000	1,000,767	705,766	295001	622,210	378557	SÍ
		1,320	1,328,600	935,404	393195	1,035,804	292796	SÍ
	Matamoros	300	99,300	223,675	-124374		0	
		999	667473	776 745	-109272	661653	5820	SÍ
		1000	960856	777537	183319	662540	298315	SÍ
		1320	1262100	1030731	231370	1023710	238391	SÍ
	Cd. Altamirano	300	667473	208,998	-109,779 0		0	
		999	1000767	724,762	-56924	635196	32642	SÍ
		1,000	1328600	725,500	252455	635793	342163	SÍ
		1,320	99219	961,616	321767	1,002,685	280698	SÍ
1E	Culiacán	500	667,838	409,416	-256399		0	
		1,999	977,956	1683942	-237,383	1450098	-3540	
		2,000	1,283,383	1684792	264,622	1450999	498415	SÍ
		2640	153011	2,228,955	339494	2184355	384094	SÍ
	Guaymas	500	1446558	329,859	-176,849		0	
		1999	1,949,414	1,353,347	93211	1236.264	210295	SÍ
		2,000	2568449	1354030	595384	1236992	712422	SÍ
		2,640	153,011	1791009	777439	2027894	540555	SÍ
	Reynosa	500	2,568,449	437,490	-284,479		0	
		1,999	1,446,558	1,800,639	-354080	1494980	-48422	SÍ
		2,000	1,897,911	1,801,548	96363	1495946	401,965	SÍ
		2,640	2,500,400	2,383,546	116,854	2,157,807	342593	SÍ
	Piedras Negras	500	153,011	438,364	-285,353		0	
		1999	1,446,558	1804268	-357,710	1,522 621	-76062	SÍ
		2000	1897911	1805180	92,731	1,523 593	374318	SÍ
		2,640	2500400	2,388,355	112045	2213051	287349	SÍ

Tarifa	Ciudad	Consumo	Valor presente neto de los costos tarifarios de electricidad	Opción de abastecimiento eléctrico completo con FV		Opción de abastecimiento eléctrico parcial con FV		Ahorro en costos
				Costos en valor presente neto	Diferencia en costo	Costos en valor presente neto	Diferencia en costo	
				[\$]	[\$]	[\$]	[\$]	
1F	Mexicali	725	220715	531,823	-311,109i		0	
		2499	1,587,419	1,865,579	-278,1611	1643725	-56306	
		2,750	1,827,014	2,054,290	-227,276 ¹	1,812,372	14,642	Sí
		870	310503	640,839	-330,336	326003	-15499	
	San Luis Río Colorado	725	220,715	573,775	-353,060		0	
		2499	1,587,419	2,013,848	-426,429	1709952	-122533	
		2,750	1,952,899	2,217,601	-264,702	1,904,124	48775	Sí
		870	310,503	691,481	-380,978	331054	-20,551	
	Cd. Obregón	725	220,715	531,664	-310,949		0	
		2499	1,587,419	1,865,017	-277,598	1,641,868	-54,456	
		2750	1,952,899	2,053,670	-100,771	1,802913	149919	Sí
		870	310503	640647	-330144	327913	-17410	
	Hermosillo	725	220715	486,692	-265,978		0	
		2499	1,587,419	1,706,074	-118655	1581502	5916	Sí
		2,750	1,952,899	1,878,602	74297	1,726,211	226,688	Sí
		870	310503	586,360	-275,857	313646	-3143	

Fuente: Elaboración propia

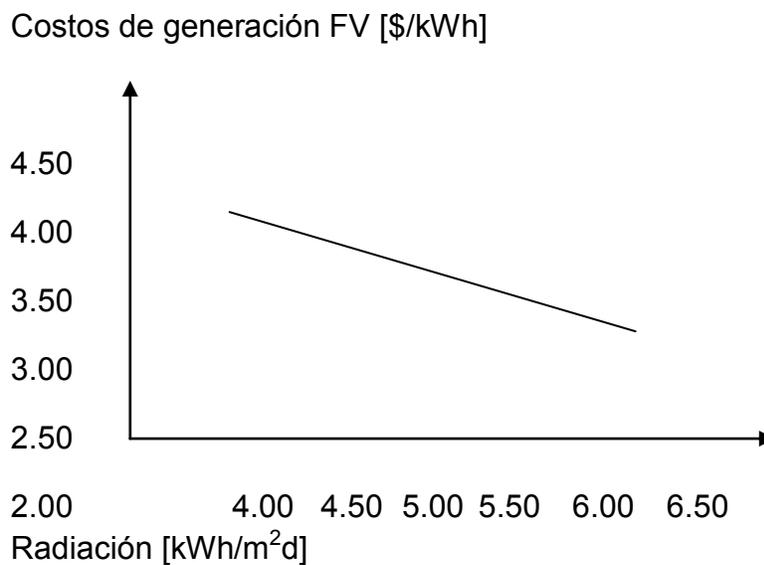
de los sistemas fotovoltaicos y entonces es más conservador que las expectativas citadas por los productores fotovoltaicos para dicho periodo. La tabla muestra los valores netos presentes de los costos del sistema y las tarifas y las diferencias entre ambas. El **Anexo 19** provee los datos clave para este escenario.

Consistencia de los nichos

En este escenario los sistemas fotovoltaicos para suministro total de electricidad resultan como ahorradores de costos en todas las ciudades para el rango de consumo DAC, pero Mexicali, San Luis Río Colorado y Ciudad Obregón, lo que significa que el valor actual neto de sus costos de generación son menores que los costos promedio de tarifa respectivos sin FV por kilowatt – hora. Para radiaciones muy altas, por ejemplo Guaymas, esto sucede incluso en el rango de consumo de la tarifa inmediatamente inferior al límite DAC. Conforme a este hecho, la relativa diferencia de costo a la radiación se incrementa siguiendo las tarifas de la 1 hasta

la 1E conforme se incrementan los volúmenes de consumo considerados, así como el efecto de ahorro. Esto ocurre a pesar de que puede observarse que el precio medio pagado del DAC por kilowatt – hora a lo largo del periodo de 20 años es bajo (ve el **Anexo 19**) en las Tarifas 1B a la 1F lo mismo que en la Tarifa 1 y la 1ª debido al aumento del 20% previsto en el consumo durante el periodo de verano para las tarifas. Para radiaciones cercanas al promedio en México y sistemas mayores para suministro parcial son siempre ahorradores de costos en el rango de consumo inmediatamente inferior al DAC. En general se puede grabar que los sistemas para suministro parcial para el segundo más alto volumen de consumo considerado para evitar la mayor cantidad de costos como la reducción de la tarifa (precio al consumidor) es más fuerte en este intervalo.

Los costos de generación FV se muestran en la figura. Como se puede ver, los costos de generación FV de este rango de escenario, desde 2.85 hasta 3.94 \$/kWh. El primero representa los costos de generación de Guaymas y es 30% menor que los costos de tarifa promedio respectivos sin FV por kilowatt – hora.



Aprendizajes y conclusión

Aprendizajes generales

- ✓ El escenario muestra que es bastante probable que en los próximos cinco años, los costos de generación por kilowatt – hora de sistemas fotovoltaicos pueden ser menores para niveles de consumo cercanos a los límites DAC (por debajo o por encima) que los costos de tarifa sin FV por kilowatt – hora.

- ✓ Como un resultado significativo de mercado y oportunidades de ahorro para las solicitudes de un amplio rango de niveles de consumo existentes.
- ✓ Además, desde un punto de vista financiero, existe un nicho más atractivo para los hogares, con un volumen de consumo por encima del límite DAC.
- ✓ El hecho de que no se aplica el DAC en la Tarifa 1F durante el verano supone un obstáculo para la aplicación de sistemas fotovoltaicos en algunas regiones de México ricas en radiación solar.

Nichos de mercado identificados

- ✓ El segundo escenario muestra que casi para todos los hogares que pagan el DAC, ambas opciones fotovoltaicas son ahorradoras de costos. Aquellos sistemas ahorradores de energía que suministran la demanda total de electricidad de los hogares muestra que el promedio de costos de generación por kilowatt – hora, a lo largo del periodo de 20 años de los sistemas son menores que el promedio DAC pagado a lo largo del mismo periodo en este escenario.
- ✓ En el rango de consumo del DAC, los sistemas fotovoltaicos son ahorradores de costos en todas las tarifas menos en 1F.
- ✓ En todas las tarifas menos en 1F es posible ahorrar costos en el rango de consumo inmediatamente inferior al DAC dependiendo de la radiación y la subestructura de la tarifa dada respectiva al efecto de una caída de la tarifa más alta hasta una menor, como ha sido explicado antes. Para radiaciones por encima de 5 kWh/m²/d, las opciones fotovoltaicas ahorran costos contra la tarifa del rango de consumo inmediatamente inferior al DAC. La única excepción es la Tarifa 1F cuando no aplica DAC, como es el caso del verano.
- ✓ Para la Tarifa 1F, las aplicaciones fotovoltaicas pueden únicamente ahorrar costos por una caída de tarifa para los mayores volúmenes de consumo considerados.

Tamaño de los nichos de mercado

- ✓ Fuera del universo de las 29 ciudades analizadas, los nichos mencionados existen en las ciudades mostradas en la Tabla.

- ✓ El tamaño de los nichos de este escenario es aproximadamente el 17% de los hogares analizados y se muestran en la Tabla.

Escenario 3: perspectiva optimista

El precio asumido en este escenario se basa en las expectativas para los próximos cinco a siete años citados por fabricantes y distribuidores y debe considerarse como bastante optimista. La consideración es una disminución de 50% en los precios de los sistemas fotovoltaicos. La expectativa de reducción de precios fue justificada por fabricantes y distribuidores con la eliminación prevista de cuatro cuellos de botella actualmente existentes en la cadena de suministro para los módulos fotovoltaicos posterior a los próximos cinco años. En la actualidad existen cuellos de botella en la disponibilidad de células de silicio, el encapsulamiento de dichas células, plástico y vidrio para película.

La **Tabla 39** muestra los valores netos presentes calculados de los costos de los sistemas y las tarifas y las diferencias entre ambos. Los datos clave para este escenario pueden encontrarse en el **Anexo 20**.

Consistencia de los nichos

La Tabla muestra que en el escenario 3, en las Tarifas 1 a la 1F, los costos de generación de los sistemas son siempre menores que el promedio de los costos de tarifa sin FV en el rango de consumo menor que el DAC. Esto puede ser visto en el hecho de que la opción de suministro completo en estos casos es un ahorro de costos contra las tarifas. Pero todavía en la Tarifa 1F el hecho de que no existe DAC durante el verano muestra este impacto. En esta Tarifa los costos de generación son menores que los costos promedio de tarifa sin FV del DAC pero éstos son aun más altos que el promedio de los costos de tarifa sin FV del rango de consumo inmediatamente inferior del DAC. Los costos de generación son característicamente inferiores en la ciudad de Guaymas. Éstos pueden ser cerca de 41% menores que el costo promedio de tarifa sin FV del más alto rango de consumo de la Tarifa 1E (ve el **Anexo 20**). Esto es, en esta ciudad, para la opción de suministro completo en el rango de consumo DAC, el valor neto actual del costo del

sistema fotovoltaico pueden ser cercanos a \$ 1 122 000, incluyendo los costos de operación y mantenimiento (O & M) mientras que el efecto del ahorro de costos puede ser un valor actual neto de cerca de \$ 1 446 000 (ve la **Tabla 39**).

Tarifa	Ciudad	Consumo	Valor presente neto de los costos tarifarios de electricidad	Opción de abastecimiento eléctrico completo con FV		Opción de abastecimiento eléctrico parcial con FV		Ahorro en costos
				Costos en valor presente neto	Diferencia en costo	Costos en valor presente neto	Diferencia en costo	
				[kWh/mes]	[\$]	[\$]	[\$]	
1	Durango	140	53,678	57,450	-3,773		0	
		249	151,035	105,745	45,290	97,947	53,088	SÍ
		250	258,064	106,188	151,876	99,778	158,287	SÍ
		300	304,917	128,342	176,575	163,339	141,578	SÍ
	Oaxaca	140	53,678	61,278	-7,600		0	
		249	151,035	113,200	37,835	101,022	50,013	SÍ
		250	262,339	113,677	148,663	101,506	160,833	SÍ
		300	310,047	137,494	172,553	232,937	77,111	SÍ
	Guadalajara	140	53,678	58,821	-5,144		0	
		249	151,035	108,415	42,620	98,629	52,406	SÍ
		250	258,064	108,870	149,194	99,111	158,953	SÍ
		300	304,917	131,620	173,297	209,524	95,393	SÍ
	Puebla	140	53,678	59,777	-6,099		0	
		249	151,035	110,277	40,758	100,181	50,854	SÍ
		250	262,339	110,740	151,599	100,652	161,687	SÍ
		300	310,047	133,905	176,142	232,020	78,027	SÍ
1A	Distrito Federal	140	53,678	65,928	-12,251		0	
		249	151,035	122,258	28,777	104,799	46,236	SÍ
		250	281,112	122,775	158,337	105,347	475,765	SÍ
		300	332,574	148,615	183,960	233,529	99,045	SÍ
	Cuautla	150	50,897	75,391	-24,494		0	
		299	183,982	158,004	25,979	138,047	45,935	SÍ
		300	310,047	158,558	151,489	138,654	171,393	SÍ
		360	367,296	191,825	175,472	278,809	88,488	SÍ
	Tepic	150	50,897	72,028	-21,131		0	
		299	183,982	150,632	33,351	129,502	54,481	SÍ
		300	304,917	151,159	153,758	130,064	174,853	SÍ
		360	361,140	182,811	178,329	264,682	96,459	SÍ
	Nogales	150	50,872	69,164	-18,292		0	
		299	183,957	144,353	39,604	132,373	51,584	SÍ

		300	304,917	144,858	160,059	132,962	171,956	SÍ	
		360	361,140	175,135	186,005	263,844	97,296	SÍ	
	Los Tuxtlas	150	50,897	68,873	-17,976		0		
		299	183,982	143,714	40,268	131,291	52,692	SÍ	
		300	310,047	144,217	165,830	131,849	178,198	SÍ	
		360	367,296	174,354	192,942	275,998	91,299	SÍ	
Tarifa	Ciudad	Consumo	Valor presente neto de los costos tarifarios de electricidad	Opción de abastecimiento eléctrico completo con FV		Opción de abastecimiento eléctrico parcial con FV		Ahorro en costos	
				Costos en valor presente neto	Diferencia en costo	Costos en valor presente neto	Diferencia en costo		
			[kWh/mes]	[\$]	[\$]	[\$]	[\$]		
1B	Chihuahua	200	74,345	81,679	-7334		0		
		399	252,018	167,638	84380	178,117	73901	SÍ	
		400	402,070	168,070	233999	178,522	223547	SÍ	
		528	524,084	223,361	300723	339,616	184468	SÍ	
	Acapulco	200	74,324	90,874	-16550		0		
		399	252,069	187,290	64779	177,622	74448	SÍ	
		400	405,463	187,774	217688	178,080	227382	SÍ	
		528	527,633	249,791	277843	340,147	187486	SÍ	
	Poza Rica	200	74,324	97,862	-23538		0		
		399	252,069	202,225	49844	192,957	59113	SÍ	
		400	400,380	202,749	197630	193,526	206854	SÍ	
		528	520,717	269,877	250839	342,467	178250	SÍ	
	Riviera Maya	200	74,324	89,633	-15309		0		
		399	252,069	184,638	67431	182,108	69961	SÍ	
		400	405,463	185,116	220347	182592	222870	SÍ	
		528	527,633	246,225	281409	333,254	194379	SÍ	
	1C	Cd. Juárez	238	78,598	115,001	-36404		0	
			849	582694	428421	154273	444,26	138430	SÍ

						4		
		850	806251	428933	377317	444830	361421	SÍ
		1067	1005524	540155	465369	753288	252236	SÍ
	Monterrey	238	78598	131328	-52730		0	
		849	582694	491731	90963	480137	102557	SÍ
		850	820297	492320	327977	480786	329512	SÍ
		1067	1024759	620214	404545	782773	241986	SÍ
	Tampico	238	78557	126715	-48158		0	
		849	582952	473843	109109	484474	98479	SÍ
		850	820297	474411	345886	485083	335215	SÍ
		1067	1023724	597595	426129	750903	272821	SÍ
	Mérida	238	78557	122430	-43873		0	
		849	582952	457227	125726	456523	126429	SÍ
		850	834832	457774	377058	457117	377715	SÍ
		1067	1041963	576582	465381	741567	300396	SÍ

Tarifa	Ciudad	Consumo	Valor presente neto de los costos tarifarios de electricidad	Opción de abastecimiento eléctrico completo con FV		Opción de abastecimiento eléctrico parcial con FV		Ahorro en costos
				Costos en valor presente neto	Diferencia en costo	Costos en valor presente neto	Diferencia en costo	
				[kWh/mes]	[\$]	[\$]	[\$]	
1F	Mazatlán	300	99,300	150,368	-51,068		0	
		999	667,473	517,106	150,368	504,204	163,270	SÍ
		1,000	986,607	517,630	468,977	504,735	481,872	SÍ
		1,320	1,296,125	685,522	610,603	909,171	386,954	SÍ
	La Paz	300	99,300	129,427	-30,127		0	
		999	667,473	442,937	224,536	470,976	196,498	SÍ
		1,000	1,000,767	443,386	557,381	471,572	529,195	SÍ
		1,320	1,328,600	586,910	741,690	925,158	403,441	SÍ
	Matamoros	300	99,300	142,079	-42,779		0	
		999	667,473	487,748	179,725	521,346	146,127	SÍ
		1,000	960,856	488,243	472,613	521,900	438,955	SÍ
		1,320	1,262,100	646,489	615,611	920,396	341,704	SÍ
	Cd. Altamirano	300	99,219	132,906	-33,687		0	
		999	667,838	455,259	212,580	474,226	193,612	SÍ
		1,000	977,956	455,720	522,236	474,823	503,132	SÍ
		1,320	1,283,383	603,292	680,091	884,374	399,009	SÍ
1E	Culiacán	500	153,011	257,958	-104,947		0	

		1,999	1,446,558	1,054,541	392,018	1,078,168	368,390	Sí
		2,000	1,949,414	1,055,072	894,342	1,078,736	870,678	Sí
		2,640	2,568,449	1,395,174	1,173,275	1,922,404	646,045	Sí
	Guaymas	500	153,011	208,239	-55,228		0	
		1,999	1,446,558	847,919	598,640	912,992	533,567	Sí
		2,000	1,949,414	848,346	1,101,068	913,386	1,036,027	Sí
		2,640	2,568,449	1,121,458	1,446,991	1,799,937	768,512	Sí
	Reynosa	500	153,011	275,508	-122,498		0	
		1,999	1,446,558	1,127,476	319,082	1,149,379	297,180	Sí
		2,000	1,897,911	1,128,044	769,866	1,150,011	747,900	Sí
		2,640	2,500,400	1,491,793	1,008,607	1,914,186	586,214	Sí
	Piedras Negras	500	153,011	276,054	-123,043		0	
		1,999	1,446,558	1,129,745	316,814	1,157,356	289,202	Sí
		2,000	1,897,911	1,130,314	767,597	1,157,995	739,916	Sí
		2,640	2,500,400	1,494,799	1,005,601	1,955,766	544,634	Sí

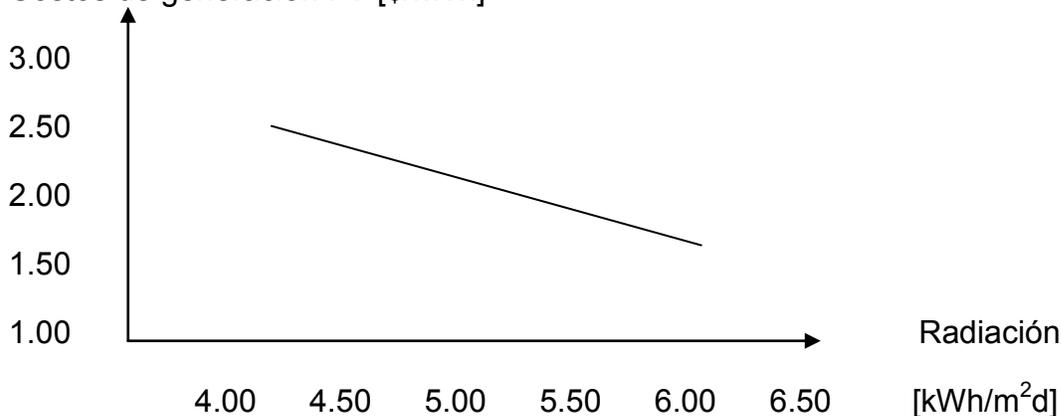
Tarifa	Ciudad	Consumo	Valor presente neto de los costos tarifarios de electricidad	Opción de abastecimiento eléctrico completo		Opción de abastecimiento eléctrico parcial con FV		Ahorro en costos
				Costos en valor presente neto	Diferencia en costo	Costos en valor presente neto	Diferencia en costo	
				[kWh/mes]	[\$]	[\$]	[\$]	
1F	Mexicali	725	220,715	334,466	-113,752		0	
		2,499	1,587,419	1,168,066	419,355	1,318,786	268,632	Sí
		2,750	1,827,014	1,286,008	541,006	1,362,124	464,890	Sí
		870	310,503	402,602	-92,098	265,681	44,822	Sí
	San Luis Rio Colorado	725	220,715	360,686	-139,971		0	
		2,499	1,587,419	1,260,732	326,687	1,391,012	196,407	Sí

		2,750	1,952,899	1,388,078	564,821	1,462,208	490,691	Sí
		870	310,503	434,252	123,749	272,065	38,438	Sí
	Cd. Obregón	725	220,715	334,367	113,652		0	
		2,499	1,587,419	1,167,712	419,706	1,326,261	261,157	Sí
		2,750	1,952,899	1,285,621	667,278	1,377,393	575,506	Sí
		870	310,503	402,481	-91,978	270,924	39,579	Sí
		725	220,715	306,260	-85,545		0	
	Hermosillo	2,499	1,587,419	1,068,373	519,046	1,278,560	308,859	Sí
		2,750	1,952,899	1,176,203	776,696	1,306,290	646,609	Sí
		870	310,503	368,552	-58,049	257,657	52,846	Sí

Fuente: Elaboración propia

Un punto de vista referente a los costos de generación de los sistemas fotovoltaicos en este escenario se muestra en la figura. En este escenario los costos de generación de los sistemas fotovoltaicos se muestran en el rango de 1.78 hasta 2.46 \$/kWh.

Costos de generación FV [\$/kWh]



Aprendizajes y conclusión

Aprendizajes generales:

- ✓ El escenario 3 muestra un muy alto potencial para reducciones de costos por el uso de sistemas fotovoltaicos para todas las tarifas residenciales. Aquí las aplicaciones de ahorro de costos en los rangos de consumo inmediatamente inferiores del DAC son posibles en todas las regiones.
- ✓ El escenario muestra claramente que por reducir a la mitad los precios de los módulos fotovoltaicos, los sistemas se

convertirán en un ahorro de costos para todos los volúmenes de consumo que excedan el rango de consumo básico.

- ✓ Como resultado, existe un fuerte nicho de mercado para consumidores de grandes volúmenes. Sólo en el rango más bajo de consumo de las tarifas, los costos de generación fotovoltaica resultan aun más caros.
- ✓ El hecho de que DAC no aplica durante el verano en la Tarifa 1F representa una barrera a la aplicación fotovoltaica en algunas regiones de México ricas en radiación solar.

Nichos de mercado identificados:

- ✓ Para todas las ciudades consideradas en el estudio existe la posibilidad de ahorrar costos en el rango de consumo inmediatamente inferior al DAC, con una o ambas opciones fotovoltaicas. En otras palabras, en todas las tarifas menos la 1F, los costos de generación fotovoltaica son siempre menores que el promedio de la tarifa del rango de consumo inmediatamente inferior al DAC.
- ✓ En todas las tarifas menos en la 1F es posible ahorrar costos en el rango de consumo inmediatamente inferior al DAC dependiendo de la radiación y de la subestructura de la tarifa respectiva dada por el efecto de la baja de la mayor tarifa a una menor, como ha sido explicado con anterioridad. Para radiaciones por encima de 5 kWh/m²/d, las opciones fotovoltaicas ahorran costos contra la tarifa del rango de consumo inmediatamente inferior al dac. La única excepción es la Tarifa 1F, que no aplica DAC durante el verano.
- ✓ Para la Tarifa 1F, las aplicaciones fotovoltaicas pueden únicamente ahorrar costos por una caída de tarifa de la más alta, considerando los volúmenes de consumo.

Tamaño de los nichos de mercado:

- ✓ Para todas las ciudades analizadas en el estudio presentan potenciales para un ahorro de costos por la aplicación de sistemas fotovoltaicos. Fuera del universo de las 29 ciudades analizadas, los nichos mencionados existen en las ciudades mostradas en la **Tabla 36**.

- ✓ El tamaño de los nichos del escenario 3 suma más del 27% de los hogares analizados y se muestran en la **Tabla 37**.

Análisis de los escenarios desde una perspectiva macro

El análisis realizado puso de manifiesto cada vez más nichos de mercado en el sector residencial para la aplicación de sistemas fotovoltaicos en el mediano plazo. Dados los subsidios pagados por el gobierno mexicano, un número creciente de aplicaciones fotovoltaicas conectadas a la red eléctrica nacional en el sector residencial tendría implicaciones más allá de los hogares. Esto se debe a que los sistemas fotovoltaicos pueden diseñarse para provocar un descenso de la tarifa y bajar la tarifa que el hogar tiene que pagar por cada kilowatt – hora tomado de la red eléctrica nacional. Considerando que una tarifa más baja significa más subsidios del Estado (revisa el **Capítulo 3.2**), un mayor uso de los sistemas fotovoltaicos en el sector residencial podría, por lo tanto (dependiendo de si prevalece el efecto cantidad o el efecto precio) conducir a un aumento en el importe total de los subsidios que el gobierno mexicano debe pagar.

Por esta razón parece necesario para llevar a cabo un análisis detallado de las opciones que resultan económicamente atractivas, tanto desde un punto de vista de los inversionistas y del gobierno. Dicho análisis va más allá del ámbito de aplicación del presente estudio, considerando que nuestro objetivo fue la identificación de los nichos de mercado desde una perspectiva de los inversionistas. No obstante, las primeras estimaciones fueron realizadas con el propósito de proveer algunas cifras iniciales sobre el cambio en el tamaño de los nichos de mercado de dos alternativas de enfoques macro. Estos enfoques macro son, en términos financieros más atractivos desde la perspectiva gubernamental considerando que implican bajos niveles de subsidios comparados con la situación sin sistemas FV y una situación con uso creciente de sistemas FV bajo la estructura actual de tarifas de electricidad en México.

La siguiente tabla ofrece un resumen de los planteamientos centrales del micro – enfoque presentado en las secciones previas analizadas en este capítulo.

Resumen de los planteamientos del micro y macro enfoque

Micro – enfoque		Macro – enfoque:
Perspectiva del		Perspectiva gubernamental
Inversionista	Sin cambio de tarifa (hipotética)	Sin subsidios (hipotética)

Nichos FV con la estructura actual de tarifas de electricidad	Nichos FV despreciando el tipo de subsidio resultante para un posible cambio a la tarifa más baja	Nichos FV en un mercado libre de subsidios con orientación de costos a las tarifas de electricidad.
---	---	---

Fuente: Elaboración propia

Macro – enfoque “Sin cambio de tarifa” no considera la posibilidad de una baja de la tarifa.

En otras palabras la consideración subyacente es que un cambio a una mayor tarifa subsidiada no es posible. Los nichos de mercado identificados en este camino no cubre los casos en los que el sistema fotovoltaico resulta económicamente viable debido al cambio a una tarifa con un mayor subsidio y, por tanto, más barata. Este macro enfoque resulta mucho más atractivo desde una perspectiva gubernamental lo que sin duda implica un nivel decreciente del total de subsidios, de la misma forma, un hogar puede invertir en un sistema fotovoltaico puede permanecer en la misma tarifa mientras consume menos electricidad de la red eléctrica nacional. En contraste con el micro – enfoque, esta visión nos proporciona una idea concreta del tamaño de los nichos de mercado que resulta solamente de una electricidad más barata provista por la generación fotovoltaica (comparada con la tarifa comúnmente pagada por el hogar respectivo).

Macro – enfoque (sin subsidios) que se asume orientada a los costos de la electricidad para tarifas libres de subsidios.

Por lo tanto este enfoque reemplaza las tarifas existentes por una tarifa de referencia simple que se supone que representa los costos de los precios de la electricidad. Como referencia, se aplica la Tarifa DAC respectiva de la región considerada. Esta aproximación permite identificar los nichos de mercado en un mundo hipotético libre de subsidios y proporcionarnos una idea clara sobre la competitividad de los sistemas fotovoltaicos en el sector eléctrico mexicano.

El objetivo de estos dos enfoques es el proveer la información inicial necesaria para evaluar el impacto de los sistemas fotovoltaicos desde el punto de vista del gobierno mexicano. En este sentido, los resultados presentados en este capítulo

son destinados a plantear, para su análisis posterior, las estrategias para una promoción posible de los sistemas fotovoltaicos por el gobierno mexicano.

Determinación de los nichos de mercado desde un macro – enfoque.

En comparación con el enfoque micro, la determinación del tamaño de los nichos de mercado para las 28 ciudades bajo las dos macro – enfoques solo difiere ligeramente. La determinación de los nichos de mercado de acuerdo a los macro – enfoques puede ser dividida en los siguientes pasos:

Paso 1: Compilación de los rangos de consumo en los que los FV usan los resultados financieramente viables bajo la suposición del enfoque que los considera respectivamente.

- a) Cálculo del promedio de tarifas para todos los rangos de subconsumo para todas las tarifas diferentes.
- b) Cálculo del promedio de tarifas para cada volumen de consumo empleado en las estadísticas de la CFE sobre los que se basan los análisis (ve la Tabla 42). Para macro – enfoque “Sin cambio de tarifa” este promedio de tarifas se calcula desde el promedio respectivo de tarifas de los rangos de subconsumo determinados en el Paso 1a). Para macro – enfoque “Libre de subsidios” el promedio de tarifas de los volúmenes de consumo se calculan a partir del promedio de tarifas DAC solamente, dado el supuesto subyacente que los precios DAC apliquen para todos los hogares independientemente de su volumen de consumo.
- c) Comparación del promedio de tarifas de cada volumen de consumo con el promedio de los costos de generación. Este último se toma del cálculo del micro – enfoque, considerando los costos de generación FV no son dependientes de las diferentes supuestos relativos a las tarifas en los diferentes micro y macro – enfoques.

Paso 2: Cálculo del total de consumidores/hogares que caen en estos nichos usando los datos suministrados a CONUEE por la CFE que las cifras detalladas del número de hogares que caen en los diferentes volúmenes de consumo en las 28 ciudades.

Paso 3: Estimación del tamaño del mercado potencial en términos de la capacidad (MW_p) para el uso financieramente viable de los sistemas FV conectados a la red en los dos macro – enfoques.

- a) Definición de los diferentes grupos de consumo para cada tarifa basada en los rangos de consumo aplicados para las tarifas respectivas y el

cálculo de un volumen de consumo promedio para cada grupo de consumo.

- b) Para cada tarifa, asignación de promedios de capacidades FV para cada uno de estos grupos de consumo por medio del subyacente modelo Excel empleado para la opción de plena carga y basado en los resultados para una ciudad fuera de las cuatro ciudades analizadas en cada tarifa con una radiación solar relativamente alta y asumiendo los valores promedio de consumo. Fue escogida una radiación comparativamente alta con el propósito de llegar a una estimación conservadora considerando que una radiación relativamente baja nos habría llevado a un valor superior al promedio de las capacidades de los sistemas FV. La capacidad del sistema resultante del cálculo del modelo Excel se reduce entonces en un factor de 50%³⁵ tal y como parece ser optimista al asumir el número de usuarios considerados en el nicho y que definirán el tamaño del sistema. Este factor fue escogido al azar con el propósito de adoptar nuevamente un punto de vista conservador.
- c) Suma del número de hogares potenciales de cada grupo de consumo y multiplicación con el respectivo promedio de las capacidades FV señalando la capacidad total por cada ciudad que resulta financieramente factible en cada uno de estos grupos de consumo.
- d) Suma de las cantidades de capacidades financieramente factibles de los diferentes grupos de consumo con el propósito de aumentar el tamaño del mercado potencial en MW_P con respecto a las 28 ciudades que fueron analizadas.

Paso 4: Estimación del tamaño del mercado potencial en términos financieros al multiplicar simplemente el potencial del mercado en MW_P con los precios respectivos en USD que fueron considerados en los diferentes escenarios. La siguiente tabla resume las diferencias fundamentales en la determinación del tamaño de los nichos de mercado de los diferentes enfoques. Dado que las diferencias en la determinación del promedio de capacidades FV, los tamaños calculados de los nichos de mercado del macro – enfoque no puede compararse directamente y en detalle con el micro – enfoque. Sin embargo, pueden derivarse las conclusiones al comparar los resultados sobre la base general.

³⁵ En el escenario 3 del macro – enfoque “Sin subsidios” este factor fue reducido hasta 20% conforme el número de hogares dentro del nicho resulta ser el mismo en los escenarios 2 y 3. Medido en USD esto debe resultar en un tamaño total del nicho inferior del escenario 3 comparado con el escenario 2, resultados que han sido contradictorios conforme las condiciones generales parecen ser más favorables. A esto se debe la reducción del factor que fue adoptado en un proceso en que la inversión total en USD se comporta igual para los escenarios 2 y 3.

El siguiente ejemplo muestra las diferentes etapas en la determinación del tamaño de los nichos de mercado explicadas antes.

	Micro análisis	Macro análisis	
	Perspectiva del inversionista	Perspectiva del gobierno	
		Sin cambio en tarifas	Sin subsidios
	Nichos para FV con la estructura tarifaria eléctrica actual	Nichos para FV descartando el efecto subsidiario resultante de un posible cambio de tarifa	Nichos para FV en un mercado libre de subsidios con tarifas eléctricas orientadas al costo
Tarifas eléctricas aplicadas	Tarifas actuales	Tarifas promedio	Tarifas DAC promedio
Determinación de "capacidades promedio de FV" por cálculo de sistemas para:	Oferta parcial	Oferta completa + Factor de reducción: • Escenario 2: 50% • Escenario 3: 50%	Oferta completa + Factor de reducción: • Escenario 2: 50% • Escenario 3: 20%

Fuente: Elaboración propia

La siguiente tabla muestra la estructura de los datos puestos a disposición por la Comisión Federal de Electricidad (CFE).

Rangos de consumo [kWh/mes]	de Rangos de consumo [kWh/mes]	Número de usuarios			
		Ciudad 1	Ciudad 2	Ciudad 3	Ciudad 4
hasta 150	0	19,071	5,471	1,889	1,247
	5	12,964	4,031	1,059	1,012
	10	7,621	2,181	632	833
	15	6,279	1,794	548	891
	20	5,923	1,733	524	1,017
	25	5,690	1,697	515	1,146
	50	31,342	9,931	3,110	5,945
	75	40,793	14,463	4,502	6,198
	100	49,603	18,885	6,440	6,788
	125	49,853	20,455	8,202	6,302
	140	26,558	11,634	5,566	3,186
mayor a 150	150	15,397	7,049	3,806	1,815
	175	28,208	13,825	9,092	3,278
	200	16,584	9,037	7,927	2,000
	225	9,889	5,640	6,484	1,192
	250	6,022	3,591	5,145	735
DAC	300	6,180	3,693	7,121	754
	400	3,882	2,109	6,711	489
	450	747	309	1,576	82
	500	464	182	1,015	55
	600	536	181	1,139	58
	750	367	97	766	33
	850	128	31	254	14
	900	44	10	90	5
	1,000	66	15	127	8
	1,200	77	15	145	9
	1,250	12	2	23	1
	1,500	39	11	75	6
	1,750	21	4	41	4
	2,000	10	2	23	3
	2,250	6	1	15	2
	2,500	5	0	10	1
	2,750	3	1	6	0
	3,000	2	0	5	0
	3,250	2	1	2	0
3,500	2	0	2	0	
3,750	1	0	2	0	
4,000	0	0	1	0	

	5,000	2	0	2	0
	6,000	1	0	1	0
	7,000	1	0	0	0
	8,000	0	0	0	0
	10,000	0	0	0	0

Fuente: Elaboración propia

Ejemplo Paso 1: Compilación de rangos de consumo en los que FV resulta financieramente viable.

- a) Cálculo del promedio de tarifas para todos los rangos de subconsumo. La siguiente tabla muestra cómo fue calculado el promedio de tarifas de los rangos de subconsumo. Como lo demuestran las marcas en el ejemplo, el promedio de tarifas se calcula a partir de los respectivos seis meses que la estación considerada (verano o invierno).

TEMPORADA DE VERANO													
Consumo de hasta 150 kWh por mes													
Rango de consumo	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Promedio
Básico 1-100	0.54 1	0.54 3	0.54 5	0.54 7	0.54 9	0.55 1	0.55 3	0.55 5	0.55 7	0.55 9	0.56 1	0.56 3	0.552
Intermedio	0.64 2	0.64 4	0.64 6	0.64 8	0.65 0	0.65 2	0.65 4	0.65 6	0.65 8	0.66 0	0.66 2	0.66 4	0.653
Consumo mayor a 150 kWh por mes													
Rango de consumo	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Promedio
Básico 1-100	0.54 1	0.54 3	0.54 5	0.54 7	0.54 9	0.55 1	0.55 3	0.55 5	0.55 7	0.55 9	0.56 1	0.56 3	0.552
Intermedio 101-150	0.81 2	0.81 5	0.81 8	0.82 1	0.82 4	0.82 7	0.83 0	0.83 3	0.83 6	0.83 9	0.84 2	0.84 5	0.829
Excedente	2.16 4	2.17 1	2.17 8	2.18 5	2.19 2	2.19 9	2.20 6	2.21 3	2.22 0	2.22 7	2.23 4	2.24 1	2.203

Fuente: Elaboración propia

- b) Cálculo del promedio de tarifas para cada volumen de consumo. Debido a que los 43 volúmenes de consumo están en el rango de 0 hasta 10 000 kWh/mes usados en los datos obtenidos de la CFE. En el ejemplo mostrado en la siguiente tabla, se asume un volumen de consumo de 300 kWh/mes.

Tarifa	1A		
Volumen de consumo	300 kWh/mes		
Rango de subconsumo		Verano	Invierno
Básico	a	100 x 0.552	100 x 0.632
Intermedio	b	50 x 0.829	50 x 1.0385

Excedente	c	[\$]	150 x 2.203	150 x 2.203
Tarifa promedio estacional	(a+b+c)/300	[\$]	1.057	1.118
Tarifa promedio	(ver+inv)/2	[\$]	1.087	

Fuente: Elaboración propia

- c) Comparación del promedio de tarifas de cada volumen de consumo con el promedio de los costos de generación del sistema fotovoltaico.

Ejemplo Paso 2: Cálculo del total de consumidores/hogares que caen dentro de los nichos. Sobre la base de los datos obtenidos de la CFE, el número de usuarios cuyos promedios de tarifas es mayor que los costos de generación del sistema fotovoltaico puede ser determinado para cada ciudad.

Ejemplo Paso 3: Estimación del tamaño del mercado potencial en términos de la capacidad (MW_P).

- a) Definición de los diferentes grupos de consumo para cada tarifa y cálculo de un promedio del volumen de consumo para cada grupo de consumo. Como se muestra en la siguiente figura, la suma de los usuarios dentro del nicho de cada volumen de consumo se multiplica por el volumen de consumo respectivo.

	A	B	C	D	E	F	G	H
1	Rangos de consumo	Volúmenes de consumo	Número de usuarios				Volumen usuarios x	
2	[kWh/mes]	[kWh/mes]	Ciudad 1	Ciudad 2	Ciudad 3	Ciudad 4		
3	hasta 150	0	19,071	5,471	1,889	1,247	0	
4		5	12,964	4,031	1,059	1,012	95,330	
5		10	7,621	2,181	632	833	112,673	
6		15	6,279	1,794	548	891	142,674	
7		20	5,923	1,733	524	1,017	183,925	
8		25	5,690	1,697	515	1,146	225,202	
9		50	31,342	9,931	3,110	5,945	2,516,367	
10		75	40,793	14,463	4,502	6,198	4,946,631	
11		100	49,603	18,885	6,440	6,788	8,171,492	
12		25	49,853	20,455	8,202	6,302	10,601,354	
13	140	26,558	11,634	5,566	3,186	6,572,2.65		
14	mayor a 150	150	15,397	7,049	3,806	1,815	4,210,125	
15		175	28,208	13,825	9,092	3,278	9,520,365	
16		200	16,584	9,037	7,927	2,000	SUM(C16:F16)*B16	
17		225	9,889	5,640	6,484	1,192	5,221,013	
18		250	6,022	3,591	5,145	735	3,873,271	

19		300	6,180	3,693	7,121	754	5,324,550
20		400	3,882	2,109	6,711	489	5,276,100
21		450	747	309	1,576	82	1,221,150
22		500	464	182	1,015	55	857,708

Fuente: Elaboración propia

Para cada rango de consumo el “volumen x usuario” se suman, igual que el número total de usuarios dentro del nicho de la gama de consumo respectiva. La siguiente tabla muestra el cálculo suponiendo a todos los usuarios de la gama de consumo en el interior del nicho.

Rango de Consumo	Volúmenes de consumo	Número de usuarios				Número total de usuarios dentro del nicho en el grupo de consumo	Volumen x usuarios
		Ciudad 1	Ciudad 2	Ciudad 3	Ciudad 4		
[kWh/mes]	[kWh/mes]	[n]				[n]	[kW h*n/mes]
	150	15,397	7,049	3,806	1,815	28,068	4,210,125
	175	28,208	13,825	9,092	3,278	54,402	9,520,365
mayor a 150	200	16,584	9,037	7,927	2,000	35,548	7,109,533
	225	9,889	5,64	6,484	1,192	23,205	5,221,013
	250	6,022	3,591	5,145	735	15,493	3,873,271
Suma						156,715	29,934,306

Fuente: Elaboración propia

Como se muestra en la siguiente tabla, al dividir la suma de “volumen x usuario” entre el “número total de usuarios en el nicho del rango de consumo”, el volumen de consumo promedio del número total de usuarios dentro del nicho en el grupo de consumo resultante.

Suma de volúmenes de consumo x Número de usuarios	Número total de usuarios dentro del nicho en el grupo de consumo	Volumen de consumo promedio mensual de usuarios en el nicho
[kWh*n/mes]	[n]	[kWh/mes]
a	b	a/b
29,934,306	156,715	191

Fuente: Elaboración propia

- b) Asignación de la capacidad promedio para cada uno de los grupos de consumo por medio del modelo Excel, usando la opción de suministro

completo y la aplicación de factores de reducción. El promedio resultante de las capacidades de macro – enfoques “Sin cambio de tarifa” y “Sin subsidios” puede encontrarse en los **Anexos 23 y 24**.

- c) Resumen del número potencial de hogares de cada grupo de consumo y multiplicándolo con el respectivo promedio de las capacidades FV que conduce a la capacidad total que resulta económicamente viable para cada uno de estos grupos de consumo. La siguiente tabla muestra el cálculo.

Número total de usuarios en cada nicho en grupo de consumo	Capacidad FV asignada promedio	Capacidad total resultante financieramente factible para cada grupo de consumo
[n]	[kWP]	[kWP]
a	b	a x b
156,715	0.8	125,372

Fuente: Elaboración propia

- d) Suma de los importes de las capacidades financieramente viables de los diferentes grupos de consumo con el fin de llegar a la dimensión del mercado potencial total en MW_P en relación con las 28 ciudades que fueron analizadas.

Ejemplo Paso 4: Estimación del tamaño del mercado potencial en términos financieros al multiplicar simplemente el mercado potencial en MWP por los precios respectivos en USD que fueron asumidos para los diferentes escenarios.

Nichos de mercado desde una perspectiva macro

Las siguientes tablas resumen los resultados para la perspectiva macro “Sin cambio de tarifa” y “Sin subsidios”. Junto al tamaño total de los nichos en cada escenario los cuadros muestran también las cinco ciudades con los mayores nichos para hacer los resultados más tangibles. Ambos enfoques no muestran para el Escenario 1.

Escenario	"Primeros 5"	Capacidad potencial	Hogares	Tamaño del nicho	Tamaño del rango FV
		[MWP]	[n]	[mill. USD]	[kWP]
Escenario 1: Nichos actuales	No hay nichos				
Escenario 2: Punto de vista conservador	1 Guadalajara	97	72,036	728	1.4
	2 Chihuahua	40	17,804	300	2.25

	3 Hermosillo	37	1,139	277	16.2
	4 Nogales	34	19,151	251	1.75
	5 Poza Rica	29	12,688	214	2.25
	Total "Primeros 5"	235	122,818	1,770	
	Total 28 ciudades	516	224,462	3,867	
Escenario 3: Punto de vista optimista	1 Mexicali	365	71,323	1,707	3.1 - 12.3
	2 Guadalajara	225	255,036	1,055	0.7 - 1.4
	3 Hermosillo	201	50,217	942	3.1 - 12.3
	4 Tampico	111	38,116	520	2.6 - 5.4
	5 Obregón	70	16,627	330	3.1 - 12.3
	Total "Primeros 5"	973	431,319	4,554	
	Total 28 ciudades	1,812	824,533	8,482	

Fuente: Elaboración propia

Escenario	"Top 5"	Capacidad potencial	unidades domésticas	Tamaño del nicho	Rango del FV	
				[mill. USD]	[kWp]	
1: Nichos actuales	no hay nichos					
2: Pronóstico conservador	1	Mexicali	510	237,010	3,822	1.3 - 12.3
	2	Guadalajara	391	910,132	2,932	0.2 - 1.4
	3	Monterrey	336	318,315	2,515	0.6 - 5.4
	4	Hermosillo	323	203,369	2,416	1.3 - 12.3
	5	Cd. Juarez	302	332,883	2,259	0.6 - 5.4
	Total "Top 5"		1,861	2,001,708	13,943	
	Total 28 ciudades		4,580	5,607,111	34,308	
2: Pronóstico optimista	1	Mexicali	702	237,010	3,285	2.0 - 19.7
	2	Guadalajara	538	910,132	2,519	0.3 - 2.2
	3	Monterrey	462	318,315	2,161	0.9 - 8.6
	4	Hermosillo	444	203,369	2,077	2.0 - 19.7
	5	Cd. Juarez	415	332,883	1,941	0.9 - 8.6
	Total "Top 5"		2,559	2,001,708	11,983	
	Total 28 ciudades		7,328	5,607,111	34,308	

Fuente: Elaboración propia

Conclusión y aprendizajes (Perspectiva Macro “Sin cambio de tarifa”)

Aprendizajes generales:

- ✓ No hay nichos en el escenario 1.
- ✓ Los nichos significativos del mercado en los escenarios 2 y 3, a pesar de las hipótesis desfavorables hechas por el enfoque macro “Sin cambio de tarifa”.
- ✓ El resultado demuestra, que las condiciones marco para el mercado fotovoltaico en México pueden ser designadas en un camino que permita un ahorro de costos en la aplicación de los sistemas fotovoltaicos por un porcentaje significativo de hogares ofrecerá en el mediano plazo la oportunidad de reducir el monto total de pago de subsidios por el gobierno de México.

Nichos de mercado identificados:

- ✓ Los escenarios 2 y 3 del enfoque macro caracterizan nichos para la aplicación de ahorro de costos de los sistemas fotovoltaicos en todas las ciudades.
- ✓ Los nichos existen principalmente para volúmenes de consumo por encima y cercanos al límite DAC.

Tamaño de los nichos de mercado:

- ✓ El tamaño de los nichos del enfoque macro “Sin cambio de tarifa” se muestra en la tabla.

Conclusión y aprendizajes (Perspectiva Macro “Sin subsidios”)

Aprendizajes generales:

- ✓ No hay nichos en el Escenario 1.
- ✓ Nichos de mercado muy significativos en los Escenarios 2 y 3.
- ✓ Los subsidios provocan distorsiones de mercado significativas. Esto puede verse por las enormes diferencias en el tamaño de los nichos en la perspectiva macro “Sin subsidios” con respecto a aquellos identificados en la perspectiva micro.

Nichos de mercado identificados:

- ✓ En los escenarios 2 y 3 los nichos característicos para la aplicación del ahorro de costos de los sistemas fotovoltaicos en todas las ciudades y todos los volúmenes de consumo.

Tamaño de los nichos de mercado:

- ✓ El tamaño de los nichos de enfoque macro “Sin cambio de tarifa” se muestra en la tabla.
- ✓ En el escenario 2 del enfoque macro “Sin subsidios”, el tamaño calculado del nicho en Megawatt – hora es aproximadamente 5.5 veces mayor comparado con el resultado respectivo del enfoque micro y 4.5 veces en el escenario 3.

Conclusiones

Con respecto a las cuestiones abordadas en el Capítulo 3 en lo que se refiere al sector residencial, podemos observar que:

- ✓ Los subsidios pagados por el gobierno mexicano con el propósito de mantener las tarifas bajas para los hogares consumidores en los rangos por debajo del DAC son de los más significativos obstáculos para una más amplia aplicación de los sistemas fotovoltaicos. Se puede afirmar que cualquier recorte de subsidios provoca directamente una multiplicación de los nichos de mercado.
- ✓ La estructura de la Tarifa 1F también supone un obstáculo ya que, por un lado, la mayor parte de estas regiones cuentan con excelentes condiciones para la aplicación de los sistemas fotovoltaicos mientras que, por otro lado, no tiene límite en el verano, es decir, en contraste con otras regiones, en las regiones 1F no aplica DAC durante el periodo más caluroso del año.
- ✓ A partir de los resultados de los dos enfoques macro, se puede concluir que la aplicación de los sistemas fotovoltaicos ofrecen un enorme potencial para el gobierno mexicano para aplicar un recorte a los subsidios por un lado y, por el otro, para proporcionar energía limpia y barata a una gran parte de los ciudadanos.

Sectores industrial y de servicios

Escenario 1: Nichos actuales

Los resultados del análisis de costos para este escenario puede encontrarse en el **Anexo 21**. En todas las tarifas, los costos de generación de los sistemas

fotovoltaicos son considerablemente más altos que los costos promedio de las tarifas. Debido a que ni siquiera se trata de nichos para una radiación más extrema de 6 kWh/m²/d, no se realizaron cálculos para una menor radiación. Como se explicó previamente, esto no tendría ningún sentido.

Conclusión y aprendizajes

Aprendizajes generales:

Incluso para radiaciones muy altas, el análisis no encontró ni un solo caso en el cual un sistema fotovoltaico es ahorrador de costos en este escenario.

Como una conclusión, se puede afirmar que en el presente no existen nichos para una aplicación de sistemas fotovoltaicos para ahorro de costos de las compañías a las que se aplique alguna de las tarifas generales consideradas.

Escenario 2: Punto de vista conservador

Este escenario sirve como un punto de vista conservador del desarrollo de los costos de generación en los próximos cinco o seis años. Este considera un descenso de 20% en los precios de los sistemas fotovoltaicos y es entonces más conservador que las expectativas citadas por los productores fotovoltaicos para dicho periodo.

La parte de los resultados que contienen algunos nichos de mercado y, por tanto, la parte más interesante de la comparación de costos se muestra en la siguiente tabla. Los resultados completos pueden encontrarse en el **Anexo 22**.

Radiación			6 kWh/m ² /d		5 kWh/m ² /d		4.5 kWh/m ² /d	
Tarifa	Demanda	Consumo	Diferencia entre costos	Ahorro en costos	Diferencia entre costos	Ahorro en costos	Diferencia entre costos	Ahorro en costos
	kW	kWh	\$		\$		\$	
2		270	4,636	SÍ	2,827	SÍ	1,923	SÍ
		135	2,318	SÍ	1,696	SÍ	1,346	SÍ
		540	9,272	SÍ	5,655	SÍ	5,770	SÍ
3	63	4,600	19,937	SÍ	-1,226		-15,502	
	26	2,300	10,555	SÍ	-584		-8,088	
	100	9,200	41,047	SÍ	-2,394		-31,003	
	100	2,300	10,555	SÍ	-584		-8,088	
	26	9,200	41,047	SÍ	-2,394		-31,003	

Fuente: Elaboración propia

Consistencia de los nichos

De acuerdo al escenario 2 los sistemas fotovoltaicos resultan ser ahorradores de costos en la Tarifa 2 para todas las radiaciones consideradas así como en la Tarifa 3 para altas radiaciones.

Dependiendo de la radiación asumida y del tamaño de los sistemas, los costos de generación en este escenario con rangos desde 1.76 hasta 2.63 \$/kWh, que los hace en promedio 35% más baratos que los costos de generación del sector residencial. La razones de estas diferencias de costos son los menores costos de inversión de los sistemas fotovoltaicos asumidos para los sectores industrial y de servicios debido al tamaño más grande de los sistemas.

Conclusión y aprendizajes

Aprendizajes generales:

- ✓ En las Tarifas 2 y 3 existen nichos para aplicaciones FV.
- ✓ Como las reducciones de precio asumidas en este escenario son bastante conservadoras, es de esperar que para la mayoría de las empresas mexicanas, los sistemas fotovoltaicos pueden resultar muy interesantes en los próximos años.

Nichos de mercado identificados:

- ✓ Los nichos existen en todas las regiones en Tarifa 2.
- ✓ En la Tarifa 3 existen nichos para regiones con muy altas radiaciones de cerca de 6 kWh/m²/d.

Tamaño de los nichos de mercado:

- ✓ La Tarifa 2 tiene cerca de 93% de todos los usuarios de las tarifas generales consideradas. Como resultado del número total de empresas en las que los sistemas fotovoltaicos pueden resultar interesantes se acerca a 2,500,000.

Escenario 3: Punto de vista optimista

El supuesto de precios de este escenario se basa en las expectativas para los próximos cinco a siete años citados por fabricantes y distribuidores y debe ser considerado como bastante optimista. La suposición es una caída de 50% en los precios de los sistemas fotovoltaicos. La reducción de precios esperada fue justificada por fabricantes y distribuidores con la eliminación prevista de cuatro cuellos de botella existentes en la actualidad en la cadena de suministro para módulos fotovoltaicos en los próximos cinco años. En la actualidad existen los cuellos de botella para la disponibilidad de las células, el encapsulamiento de las células, películas plásticas y de vidrio.

La siguiente tabla muestra los resultados de la comparación de costos bajo el escenario 3 para los sectores industrial y de servicios.

Radiación		6 kWh/m ² d			5 kWh/m ² d		4.5 kWh/m ² d		
Tarifa	Demanda facturable promedio mensual de usuario FV	Consumo promedio mensual de usuario de FV	Diferencia de costos	Ahorro	Diferencia de costos	Ahorro	Diferencia de costos	Ahorro	
	kW	[kWh/mes]	\$		\$		\$		
2		270	7,263	SÍ	5,406	SÍ	4,477	SÍ	
		135	3,632	SÍ	3,243	SÍ	3,144	SÍ	
		540	14,527	SÍ	10,811	SÍ	13,430	SÍ	
3	63	4,600	62,994	SÍ	48,812	SÍ	39,779	SÍ	
	26	2,300	29,644	SÍ	24,406	SÍ	19,890	SÍ	
	100	9,200	125,987	SÍ	97,624	SÍ	81,367	SÍ	
	100	2,300	29,644	SÍ	24,407	SÍ	19,890	SÍ	
	26	9,200	125,987	SÍ	97,624	SÍ	81,367	SÍ	
O-M	Baja California	50	5,300	16,344	SÍ	1,599	SÍ	-8,471	
		10	2,650	8,602	SÍ	834	SÍ	-4,236	
		99	10,600	33,548	SÍ	3,198	SÍ	-16,943	
		99	2,650	8,602	SÍ	834	SÍ	-4,236	
		10	10,600	33,548	SÍ	3,198	SÍ	-16,943	
	Central	50	5,300	28,054	SÍ	13,412	SÍ	3,547	SÍ
		10	2,650	14,765	SÍ	6,997	SÍ	1,773	SÍ
		99	10,600	57,584	SÍ	26,823	SÍ	7,093	SÍ
		99	2,650	14,765	SÍ	6,997	SÍ	1,773	SÍ
		10	10,600	57,584	SÍ	26,823	SÍ	7,093	SÍ
	Northeast	50	5,300	21,042	SÍ	6,338	SÍ	-3,650	
		10	2,650	11,075	SÍ	3,307	SÍ	-1,825	
		99	10,600	43,191	SÍ	12,676	SÍ	-3,650	
		99	2,650	11,075	SÍ	3,307	SÍ	-1,825	
10		10,600	43,191	SÍ	12,676	SÍ	-7,300		
H-M	Baja California	200	77,000	-26,923		-245,780		-1,825	
		110	38,500	-13,509		-122,890		-7,300	
		300	144,000	40,625	SÍ	-349,647		-391,063	
		300	38,500	-13,509		-122,890		-196,053	
			144,000	40,625	SÍ	-959,370		-609,723	
	Central	200	77,000	41,109	SÍ	-177,587		-322,971	

		110	38,500	20,628	SÍ	-88,793		-161,916		
		300	144,000	167,974	SÍ	-222,339		-482,435		
		300	38,500	20,628	SÍ	-88,793		-161,916		
		110	144,000	167,974	SÍ	-222,339		-482,435		
		Northeast	200	77,000	-40,651		-259,541		-404,803	
			110	38,500	-20,398		-129,770		-202,941	
			300	144,000	14,928	SÍ	-375,336		-635,408	
			300	38,509	-20,398		-129,770		-202,941	
			110	144,000	14,928	SÍ	-375,336		-635,408	
		H-MC	Northeast	200	60,000	247,428	SÍ	77,372	SÍ	-36,097
110	30,000			124,279	SÍ	38,833	SÍ	-18,048		
300	120,000			494,857	SÍ	245,766	SÍ	28,865	SÍ	
300	30,000			124,279	SÍ	38,833	SÍ	-18048		
110	120,009			494,857	SÍ	245,766	SÍ	28,865	SÍ	
H-S	Baja California	300	1,710,000	8,831,564	SÍ	4,497,656	SÍ	1,608,719	SI	
		150	855,000	4,415,075	SÍ	2,248,828	SÍ	804,263	SI	
		600	3,420,000	17,661,713	SÍ	8,995,311	SÍ	3,217,439	SI	
		600	855,000	4,415,075	SÍ	2,248,828	SÍ	804,264	SI	
		150	3,420,000	17,661,713	SÍ	8,995,311	SÍ	3,217,439	SI	
	Central	300	1,710,000	2,037,898	SÍ	-2,295,648		-5,184,674		
		150	855,000	1,018,786	SÍ	-1,147,824		-2,592,026		
		600	3,420,000	4,075,469	SÍ	-4,591,295		-10,369,349		
		600	855,000	1,018,786	SÍ	-1,147,824		-2,592,026		
		150	3,420,000	4,075,469	SÍ	-4,591,295		-10,369,349		
	Noreste	300	1,710,000	723,928	SÍ	-3,609,547		-6,498,592		
		150	855,000	361,906	SÍ	-1,804,774		-3,248,906		
		600	3,420,000	1,447,740	SÍ	-7,219,095		-12,997,183		
		600	855,000	361,906	SÍ	-1,804,774		-3,248,906		
		150	3,420,000	1,447,740	SÍ	-7,219,095		-12,997,183		
H-SL	Baja California	300	3,980,000	14,926,898	SI	4,840,960	SI	-1,883,058		
		150	1,990,000	7,462,936	SI	2,420,341	SI	-941,578		
		600	7,960,000	29,852,795	SÍ	9,681,643	SI	-3,766,116		
		600	1,990,000	7,462,936	SI	2,420,341	SI	-941,578		
		150	7,960,000	29,853,795	SÍ	9,681,643	SI	-3,766,116		
	Central	300	3,980,000	3,499,121	SÍ	-6,586,948		-13,310,639		
		150	1,990,000	1,749,440	SÍ	-3,293,285		-6,655,663		
		600	7,960,000	6,998,241	SÍ	-13,173,518		-26,621,277		
		600	1,990,000	1,749,440	SÍ	-3,293,285		-6,655,663		
		150	7,960,000	6,998,241	SÍ	-13,173,518		-26,621,277		
	Noreste	300	3,980,000	398,987	SI	-9,687,117		-16,410,719		
		150	1,990,000	199,480	SI	-4,843,281		-8,205,783		

		600	7,960,000	797,974	SÍ	-19,373,679		-32,821,438	
		600	1,990,000	199,480	SI	-4,843,281		-8,205,783	
		150	7,960,000	797,974	SÍ	-19,373,679		-32,821,438	
H - T	Baja California	500	8,100,000	34,735,601	SÍ	14,209,204	SÍ	524,806	SI
		250	4,050,000	17,368,387	SÍ	7,104,402	SÍ	262,403	SI
		1,000	16,200,000	69,471,201	SÍ	28,418,408	SÍ	1,049,613	SI
		1,000	4,050,000	17,368,387	SÍ	7,104,402	SÍ	262,403	SI
		250	16,200,000	69,471,201	SÍ	28,418,408	SÍ	1,049,613	SI
	Central	500	8,100,000	-931,401		-21,457,998		-35,142,195	
		250	4,050,000	-465,716		-10,728,697		-17,571,098	
		1,000	16,200,000	-1,862,802		-42,915,997		-70,284,390	
		1,000	4,050,000	-465,716		-10,728,697		-17,571,098	
		250	16,200,000	-1,862,802		-42,915,997		-70,284,390	
	Península	500	8,100,000	-11,692,930		-32,219,588		-45,903,724	
		250	4,050,000	-5,846,663		-16,109,340		-22,951,862	
		1,000	16,200,000	-23,385,860		-64,439,176		-91,807,448	
		1,000	4,050,000	-5,846,663		-16,109,340		-22,951,862	
		250	16,200,000	-23,385,860		-64,439,176		-91,807,448	
H - TL	Baja California	500	39,000,000	107,490,963	SI	8,659,462	SI	-57,227,988	
		250	19,500,000	53,745,482	SI	4,329,706	SI	-28,613,994	
		1,000	78,000,000	214,981,927	SÍ	17,318,924	SI	114,456,278	
		1,000	19,500,000	53,745,482	SI	4,329,706	SI	-28,613,994	
		250	78,000,000	214,981,927	SÍ	17,318,924	SI	114,456,278	
		500	39,000,000	-9,981,803		108,813,167		174,700,342	
	Central	250	19,500,000	-4,990,901		-54,406,265		-87,350,171	
		1,000	78,000,000	-19,963,606		217,626,334		349,401,604	
		1,000	19,500,000	-4,990,901		-54,406,265		-87,350,171	
		250	78,000,000	-19,963,606		217,626,334		349,401,604	
		500	39,000,000	-61,836,548		160,667,851		226,554,905	
		250	19,500,000	-30,918,274		-80,333,456		113,277,452	
	Península	1,000	78,000,000	-		-		-	

			123,673,09	321,335,70	453,111,00
			5	2	2
					-
	1,000	19,500,000	-30,918,274	-80,333,456	113,277,45
					2
			-	-	-
	250	78,000,000	123,673,09	321,335,70	453,111,00
			5	2	2

Fuente: Elaboración propia

Consistencia de los nichos

Tarifas 2 & 3: En las Tarifas 2 y 3, los sistemas fotovoltaicos son ahorradores de costos para todas las regiones.

Tarifa O – M: En la Tarifa O – M los sistemas fotovoltaicos son ahorradores de costos para regiones que se caracterizan por tener una radiación cercana a 5 kWh/m²/d o mayor, independientemente de la tarifa de la región. Para bajas radiaciones, únicamente los sistemas en la región Central resultaron ser ahorradores de costos ya que en esta región se dan los precios más altos de la Tarifa O – M. Además, podemos decir que los sistemas fotovoltaicos no son ahorradores de costos en las regiones Norte, Noroeste y Peninsular mientras que son ahorradores de costos en las regiones Baja California Sur y Sur.

Tarifa H – M: Con respecto a la Tarifa H – M, el modelo muestra ahorro de costos para las tres regiones Central, Baja California y Noreste. Sin embargo, para estos últimos, sólo dos sistemas con altos niveles de consumo, son ahorradores de costos, para ser más precisos, con sistemas de tamaños superiores a 50 kW. Esto se debe a la idea que en un tamaño del sistema de 50 kW se aplicará un precio más bajo. Esta caída de precios es la razón para los dos casos en cada región, Baja California y Noreste, en las que los sistemas son ahorradores de costos para una radiación alta. Para la región de Baja California Sur, se puede concluir que la situación es la misma que en la Región Central. La situación en las otras regiones es con mucho la misma que en la Región Noreste y Baja California.

Tarifa H – MC: Los sistemas fotovoltaicos son ahorradores de costos para radiaciones de 5 hasta 6 kWh/m²/d. Como las tarifas (los precios a los clientes) de la Región Noreste son inferiores que las de Baja California (la única otra Región en que aplica esta Tarifa), se puede afirmar que los mismos nichos existen allí también.

Tarifas H – S & H – SL: Para las tarifas H – S y H – SL, el Escenario 3 muestra que las aplicaciones fotovoltaicas son ahorradoras de costos en las tres regiones, Noreste, Central y Baja California, para altas radiaciones y en Baja California,

incluso para radiaciones de 4.5 hasta 6 kWh/m²/d en Tarifa H – S y en Tarifa H – SL para radiaciones de 5 hasta 6 kWh/m²/d, respectivamente.

Tarifas H – T & H – TL: Con respecto a las Tarifas H – T y H – TL, la aplicación de los sistemas fotovoltaicos es ahorradora de costos únicamente en la Región de Baja California y allí otra vez para radiaciones de 5 hasta 6 kWh/m²/d en Tarifa H – TL y para radiaciones de 4.5 hasta 6 kWh/m²/d en Tarifa H – T, respectivamente. Para las Regiones Noreste, Noroeste, Norte y Sur, la situación es la misma que para las Regiones Peninsular y Central. Para la Región de Baja California Sur, la situación es muy parecida a la de Baja California.

Los costos de generación de los sistemas fotovoltaicos considerados en este rango del escenario son desde 1.07 hasta 1.60 \$/kWh y son entonces muy aproximadamente 35% más baratos que los respectivos costos mínimo y máximo en el sector residencial, que es el resultado de los mínimos costos de inversión de los sistemas fotovoltaicos asumidos para los sectores industrial y de servicios.

Conclusión y aprendizajes

Aprendizajes generales:

- ✓ El Escenario 3 muestra nichos en Tarifas 2 y 3 así como para las Tarifas O – M y H – MC.
- ✓ Si los precios de mercado para FV deben declinar de acuerdo a este escenario, las aplicaciones FV son tan atractivas que pueden atraer una fuerte inversión de las compañías interesadas.

Nichos de mercado identificados:

- ✓ En las Tarifas 2 y 3, los sistemas fotovoltaicos se convierten en ahorradores de costos para radiaciones de 4.5 hasta 6 kWh/m²/d.
- ✓ En la Tarifa O – M, los sistemas fotovoltaicos son ahorradores de costos para todas las regiones con radiaciones de 5 kWh/m²/d y superiores.
- ✓ En la Tarifa H – M, los sistemas fotovoltaicos son ahorradores de costos para radiaciones muy altas, de cerca de 6 kWh/m²/d en las Regiones Central y Baja California Sur. Además, los nichos existen en las Regiones de Baja California, Noreste, Noroeste, Norte y Sur para sistemas por encima de 50 kW_P y una radiación de cerca de 6 kWh/m²/d.
- ✓ En la Tarifa H – MC, los sistemas fotovoltaicos son ahorradores de costos en ambas regiones para radiaciones de 5 hasta 6 kWh/m²/d y, en los casos en que el tamaño del sistema está por encima de 50 kW_P, también para una radiación de 4.5 kWh/m²/d.

- ✓ Para las Tarifas H – S y H – SL, las aplicaciones fotovoltaicas son ahorradoras de costos en todas las regiones para altas radiaciones, cercanas a 6 kWh/m²/d. En Baja California, los sistemas son ahorradores de costos para radiaciones de 4.5 hasta 6 kWh/m²/d en Tarifa H – S y, en Tarifa H – SL, para radiaciones de 5 hasta 6 kWh/m²/d, respectivamente.
- ✓ Con respecto a las Tarifas H – T y H – TL, la aplicación de los sistemas fotovoltaicos es ahorradora de costos únicamente en las Regiones de Baja California y Baja California Sur para radiaciones de 5 hasta 6 kWh/m²/d, en Tarifa H – TL y para radiaciones de 4.5 hasta 6 kWh/m²/d en Tarifa H – T, respectivamente.

Tamaño de los nichos de mercado:

Las aplicaciones fotovoltaicas podrían ser importantes para un estimado del 98% de todos los usuarios de las tarifas generales consideradas, que asciende a cerca de 2,700,000 empresas potenciales.

Conclusiones

Con respecto al análisis de los nichos para los sectores industrial y de servicios, se puede establecer que:

- ✓ la proporción del volumen de consumo y la Demanda Facturable apenas tuvo alguna influencia sobre los nichos resultantes.
- ✓ Las tarifas parecen ser bastante bajas en comparación con el sector residencial, a pesar de que fue citado por la CONUEE que no se pagan los subsidios a las tarifas consideradas para los dos sectores. No está claro en qué medida estas tarifas reflejan los costos actuales de generación de la CFE. Además, se puede asumir que las tarifas no representan los costos del combustible que provocan una distorsión de la competencia inconveniente para el mercado fotovoltaico y el mercado de las energías renovables en general.

Reflexiones metodológicas y conclusiones

Análisis de sensibilidad

Se encuentra en la naturaleza de los estudios que sus resultados dependan en gran medida de la calidad de los datos de entrada disponibles. Debido a que los datos de entrada pueden variar en función de las diferentes fuentes o de las diferencias en las mediciones, este capítulo presenta un análisis de sensibilidad de los resultados presentados en el Capítulo 6. Se analizan dos parámetros esenciales:

- el impacto sobre los resultados de una variación en el dato de la radiación solar para el sector residencial (sector residencial únicamente, como un análisis similar variando la radiación se hace en el Capítulo 4.2); y
- el impacto sobre los resultados de la variación de la tasa de descuento, tanto para el sector residencial como para los sectores industrial y de servicios.

Influencia de la variación de la radiación solar

Escenario 1: Con el propósito de analizar el impacto de los datos de una radiación solar baja o alta sobre el efecto del ahorro de costos de los sistemas fotovoltaicos en el sector residencial en el Escenario 1, la radiación se hace variar en $\pm 15\%$. Los resultados se muestran en el **Anexo 26** para la comparación de costos de los sistemas fotovoltaicos de suministro parcial. La comparación de costos de los sistemas para suministro completo no se muestra debido a que ninguno de estos sistemas es ahorrador de costos, sin importar el nivel de radiación. En el Escenario 1, los nichos para sistemas fotovoltaicos en el sector residencial existen únicamente para hogares con un volumen de consumo ligeramente por encima del límite DAC. Como se muestra en el **Anexo 26** estos nichos aparecen en algunas ciudades más y, obviamente, su efecto de ahorro de costos se incrementa con una alta radiación y disminuye con una radiación baja, respectivamente. Sin embargo, los datos mostrados de radiación considerados bajos y altos no cambian en las características de los nichos como tales y para la situación económica general de los sistemas fotovoltaicos actualmente en México. Lo mismo sucede para los Escenarios 2 y 3 que se muestran en el **Anexo 27** y **Anexo 28**. En este contexto, la conclusión principal es que ni siquiera una variación muy significativa de la radiación solar tiene un efecto muy significativo sobre la estructura de los nichos que fueron identificados con los datos de entrada originales.

Escenario 2: Como en este escenario los sistemas para suministro completo resultan ser ahorradores de costos, las diferencias entre los costos de tarifa y los costos de las opciones FV se muestran en el **Anexo 27**. Sin embargo, las columnas señaladas con “SI” no se muestran en el **Anexo 27** si los sistemas son ahorradores de costos debido a la falta de espacio. El Escenario 2 muestra ahorradores de costos para sistemas FV aplicados por hogares que consumen por encima del límite DAC. En las Tarifas 1 – 1B y 1D estos resultados permanecen sin cambio si los datos de la radiación se reducen en un 15%. Para las Tarifas 1C y 1E, las ciudades con más baja radiación media anual resultan tener mayores costos de generación que la tarifa promedio para el valor presente neto. En otras palabras, el nicho todavía existe bajo la consideración de un dato de radiación reducida pero para sistemas de suministro FV completo en ciudades con radiaciones más bien por debajo del promedio anual. Además, en el próximo rango de consumo por debajo del DAC, únicamente ciudades con radiaciones por encima de 5 kWh/m²/d y en las Tarifas 1 – 1B son ahorradoras de costos si los datos de radiación se reducen. En los casos de datos de radiación incrementada, los sistemas FV para suministro completo en ciudades con radiaciones muy altas, son ahorradores de costos aun en el rango inmediatamente inferior al consumo DAC. Entonces, puede establecerse que en este escenario, el dato de mayor o menor radiación no tiene impacto sobre la conclusión de que los sistemas FV resultan más atractivos para los hogares con un rango de consumo por encima del DAC.

Escenario 3: El **Anexo 28** muestra claramente que en el Escenario 3, el dato de la variación de la radiación apenas muestra algún impacto sobre las características de los nichos establecidos en el **Capítulo 4.1**. Ahora bien, para una variación de $\pm 15\%$, en algunas muy pocas ciudades, los costos de generación de los sistemas FV son aun más bajos que el promedio de tarifa como valor presente neto del rango de consumo más bajo.

5.1.1 Influencia de la variación de la tasa de descuento

La tasa de descuento tiene un fuerte impacto en el cálculo del valor presente neto de los costos totales de tarifa. Como se puede derivar de la **Fórmula 5 – 1**, las tasas de descuento bajas incrementan el valor presente de los costos de tarifa mientras que otras más altas lo disminuyen. Con el propósito de examinar el impacto de la tasa de descuento sobre los resultados de los tres sectores, ésta se hace variar en $\pm 4\%$.

Sector residencial

Escenario 1: El **Anexo 29** muestra los resultados de la comparación del costo del Escenario 1 para el sector residencial para tasas de descuento de 4%, 8% (caso de referencia) y 12%. Como puede verse claramente en la tabla del menor factor de descuento, de 4%, no solamente se incrementa el efecto de ahorro de costo de los nichos, sino que también crea nuevos nichos que alteran la situación corriente del mercado de los sistemas fotovoltaicos en México. Para una tasa de descuento del 4%, los costos de generación de los sistemas fotovoltaicos deben ser más bajos en regiones con una radiación cercana al promedio nacional que el promedio de tarifa sin FV de la DAC. En el otro extremo, la mayor tasa de descuento, de 12%, hace que los nichos casi desaparezcan en todas las tarifas menos en la 1.

Escenario 2: La variación de la tasa de descuento en 4% hace que los costos de generación FV se hagan más baratos que la tarifa del rango de consumo por debajo del DAC. En la Tarifa 1A, la variación de $\pm 4\%$ no muestra mayores cambios de las características de los nichos. Ahora bien, en la mayoría de las tarifas, la variación de +4% sale de la opción FV para suministro completo al no representar más ahorros de costos, lo que significa que los costos de generación FV son más altos que el promedio anual DAC como valor neto presente. Entonces, para una tasa de descuento de 12%, los nichos deben ser mucho menores (**Anexo 30**).

Escenario 3: En ciudades con un promedio de radiación bastante alto, la menor tasa de descuento debe hacer que los sistemas FV sean ahorradores de costos incluso en el rango más bajo de consumo. Por otra parte, la tasa de descuento más alta casi no tiene impacto en las características del nicho. Puede afirmarse que, debido a los bajos costos de generación del Escenario 3, la tasa de descuento tiene un impacto menor comparado con los otros escenarios (**Anexo 31: Escenario 3 – Comparación de costos para diferentes tasas de descuento**).

5.1.1.1 Sectores industrial y de servicios

Lo que se ha dicho acerca del impacto de la tasa de descuento sobre el valor presente neto de los costos de tarifa es verdad en el mismo grado para los sectores industrial y de servicios. Para las tasas de descuento de 4%, 8% (caso de referencia) y 12%, solamente las partes de la comparación de costos de las tarifas generales se muestra en las tablas con nichos característicos.

Escenario 1: La menor tasa de descuento provoca que aparezcan nichos para sistemas fotovoltaicos en la Tarifa 2 del Escenario 1 aun cuando su efecto de ahorro de costos podría ser todavía muy bajo. Todas las demás tarifas no

muestran reacción alguna en el comportamiento de los nichos. Para una tasa de descuento del 12%, la conclusión general sobre la situación corriente del mercado de los sistemas fotovoltaicos en los sectores industrial y de servicios no muestra cambios.

Escenario 2: En el Escenario 2, una tasa de descuento de 4% puede hacer a los sistemas FV ahorradores de costos en contra de las tarifas en algunos casos. Esto ocurre principalmente en las Tarifas 2 y 3. En otras tarifas, esto solamente ocurre para regiones que cuentan con tarifas muy bajas y radiaciones altas. Una mayor tasa de descuento deberá causar que los sistemas FV se conviertan en ahorradores de costos solamente en la Tarifa 2 y sólo en aquellas regiones con radiaciones cercanas o superiores al promedio nacional. Entonces, para el Escenario 2 puede establecerse que el impacto de la tasa de descuento sobre la situación de los sistemas FV parece ser bastante alta.

Escenario 3: Como se puede ver, el impacto de la tasa de descuento sobre los nichos FV es muy fuerte en este escenario. Para la menor tasa de descuento, casi todos los casos considerados de las aplicaciones FV son ahorradores de costos mientras que para una tasa de descuento de 8% los nichos principales siguen existiendo en las Tarifas 2 – OM así como en las otras tarifas para regiones con muy alta radiación. Por otra parte, para la más alta tasa de descuento considerada, los sistemas FV son ahorradores de costos solamente en las Tarifas 2 y 3.

Limitaciones del estudio

Teniendo en cuenta los datos bastante limitados y la información actualmente disponible sobre la viabilidad financiera de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica nacional en México, este estudio debe ser considerado como un primer paso. Esto se debe a que la comparación de costos entre las tarifas y los sistemas fotovoltaicos del presente estudio se limita al análisis de cuándo los sistemas fotovoltaicos pueden ser ahorradores de costos con referencia a las tarifas. Aun más, la rentabilidad de los sistemas fotovoltaicos no se ha considerado más allá de su papel como ahorradores de costos. Entonces, la expresividad del estudio de las decisiones de inversión es, de alguna manera, limitada. Un estudio futuro deberá enfocarse al cálculo de los periodos de recuperación de la inversión y a los indicadores de rentabilidad.

Las variables usadas para el cálculo de los sistemas fotovoltaicos tienen cierta incertidumbre causada por el hecho de que debieron aplicarse con un carácter bastante general y no se pudo determinar para los casos individuales.

Consideremos, por ejemplo, en el sector residencial se debe decidir a introducir el alto factor de pérdidas por temperatura conforme la diferencia en la temperatura promedio del verano entre las regiones parecía ser muy alto así como a considerar las pérdidas de eficiencia, dadas las altas temperaturas, en los módulos cristalinos mientras que otras variables, como la nubosidad, no han sido consideradas. Otro aspecto que debe ser puntualizado fuera de este contexto es que el tamaño de los sistemas no da lugar al criterio de que el tamaño, en todos los casos, permite una instalación de ese tamaño en la realidad. Los resultados de la comparación de los costos refleja entonces la situación de un tamaño óptimo del sistema (desde un punto de vista financiero). Con respecto a los datos usados debe señalarse que no fue posible determinar los datos por medio de la investigación empírica adecuada, debido a las limitaciones de tiempo y recursos. En este contexto, parece ser de especial interés para validar el desempeño real de los sistemas fotovoltaicos de diferentes tamaños en México y determinar los volúmenes representativos de consumo para diferentes tamaños de hogares y ramas de negocios. Los dos modelos Excel designados para el sector residencial y para los sectores industrial y de servicios ofrecen una base sólida para mejorar la precisión de los resultados de los datos que están disponibles.

Palabras finales y perspectivas

Este estudio discute la factibilidad financiera de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica nacional en el sector residencial mexicano y en los sectores industrial y de servicios. Como el estudio muestra en el Escenario 1, los costos actuales de generación de electricidad de un sistema fotovoltaico, en ningún caso, son menores que las tarifas aplicadas para los tres sectores. Como un resultado, el estudio concluye que con los precios de los actuales equipos de las condiciones para un uso económicamente viable de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red en el sector residencial mexicano así como en los sectores industrial y de servicios son muy limitadas. Ahora bien, mirando hacia el futuro inmediato así como las perspectivas a mediano plazo, para las aplicaciones fotovoltaicas en el sector residencial mexicano parecen ser mucho más brillantes. Siguiendo la tendencia mostrada en los últimos años, tenemos una caída de los precios de módulos fotovoltaicos y un aumento en las inversiones intensivas en esta rama de la industria, las expectativas para una caída de precios pueden darse en la realidad. Incluso supuestos bastante conservadores sobre una disminución de los precios de los sistemas fotovoltaicos, representados en el Escenario 2, muestran que los costos totales de los sistemas fotovoltaicos pueden ser menores que los costos totales de conectarse a la red eléctrica nacional. En el Escenario 3, se tiene una perspectiva más optimista con relación a una

disminución de los precios, mostraron enormes posibilidades para aplicaciones fotovoltaicas financieramente factibles.

Este primer estudio detallado sobre la factibilidad financiera de los sistemas fotovoltaicos en México ofrece resultados bastante interesantes y prometedores en el mediano plazo. Ahora bien, con el fin de mejorar aun más la información generada para los tomadores de decisiones qué investigaciones adicionales deben llevarse a cabo. En particular, se hace necesario un análisis de la eficiencia actual de los sistemas fotovoltaicos de diferentes tamaños en México. Además, sería inútil tener en cuenta los volúmenes de consumo representativos de familias con distintas ramas de negocio, que todavía deben ser identificadas, con el fin de mejorar la estimación de los nichos de mercado. En general, la cobertura de los sectores industrial y de servicios debe ser mejorada. Finalmente, parece muy importante llevar a cabo un análisis más detallado de qué tipo de mecanismos sería el más atractivo desde el punto de vista de los gobiernos para promover el uso de sistemas fotovoltaicos conectados a la red en México.

Glosario

a	Año
ANES	Asociación Nacional de Energía Solar
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CIFER	Contrato de Interconexión para Fuente de Energía Solar a Pequeña Escala
CIFERSCPME	Contrato de Interconexión para Fuente de Energía Renovable o Sistema de Cogeneración en Pequeña y Mediana Escala
CIFESPE	Contrato de Interconexión para Fuente de Energía Solar en Pequeña Escala
CONUUE	Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía.
CRE	Comision Reguladora de Energia
d	Día
DF	Demanda Facturada
D.F.	Distrito Federal
DAC	Servicio Doméstico de Alto Consumo
FIDE	Fideicomiso para el Ahorro de Energía Eléctrica
DOF	Diario Oficial de la Federación
GTZ	German Technical Cooperation
IEA	International Energy Agency
IIE	Instituto de Investigaciones Electricas
ISES	The International Solar Energy Society
ISR	Impuesto Sobre la Renta

OyM	Operación y Mantenimiento
PIB	Producto Interno Bruto
LAERFTE	Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética
RLAERFTE	Reglamento de la LAERFTE
SEMARNAT	Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales
SENER	Secretaría de Energía
SMN	Servicio Meteorológico Nacional
VPN	Valor presente neto
W	Watt
Wp	Watt pico

Bibliografía

- Nichos de Mercado para Sistemas Fotovoltaicos en Conexión a la Red Eléctrica en México
<http://www.gtz.de/en/dokumente/en-market-niches-for-gride-connected-photovoltaic-systems-mexico.pdf>
- Irradiación global media en la República Mexicana
<http://www.conae.gob.mx/work/sites/CONAE/resources/LocalContent/7058/1/irradiacion211009.pdf>
- Ley del Impuesto sobre la Renta
<http://www.conae.gob.mx/work/sites/CONAE/resources/LocalContent/7159/1/LISR40XII.pdf>
- EurObserv-ER Photovoltaic barometer
<http://www.eurobserv-er.org/pdf/baro196.pdf>
- Technology Roadmap. Solar photovoltaic energy
http://iea.org/papers/2010/pv_roadmap.pdf
- PV technology: Status and prospects in Mexico, Jaime Agredano, J. M. Huacuz
http://www.iie.org.mx/proyectofotovoltaico/descargas/mexico_annual_report_2009.pdf
- Sistema Doméstico de Celdas Fotovoltaicas conectadas a la Red de Mexicali http://www.undp.org.mx/IMG/pdf/56987_Prodoc-2.pdf
- Modelo de Contrato de Interconexión para Fuente de Energía Renovable o Sistema de Cogeneración en Pequeña Escala

<http://www.conuee.gob.mx/work/sites/conae/resources/localcontent/7157/1/cifes.pdf>

- Manual para capacitadores (apoyo a familias de bajos ingresos en el uso eficiente de energía)
<http://www.conuee.gob.mx/work/sites/conae/resources/localcontent/7067/1/01manualparacapacitadores.pdf>
- Luis Kaffman, **El boom de la generación fotovoltaica en el mundo**
<http://www.emb.cl/electroindustria/articulo.mv?Xid=798&srch=luis%20kaffman&act=4&tip=7>
- Ahorrar dinero con una iluminación mejor proyecto piloto de iluminación eficiente en la UNAM
http://www.wisions.org/files/other_files/unam_lay_es.pdf
- http://www.conae.gob.mx/wb/conae/cona_1433_irradiacion_en_la_re
- <http://www.enalmex.com/paginas/como.htm>
- <http://www.iea-pvps-task2.org/database/index.htm>
- Guía para el uso eficiente de la energía en la vivienda editada por la Comisión Nacional de Fomento a la Vivienda (Conavi)
http://www.conavi.gob.mx/publicaciones/guia_energia.pdf