Autogeneración de energía eléctrica en el sector doméstico de Baja California

*Héctor Manuel Trujillo Brambila y José Gabriel Aguilar Barceló**

Fuente: http://www.sxc.hu/browse.phtml?f=download&id=767462

El propósito de este trabajo es presentar un panorama general de las expectativas de desarrollo que las nuevas tecnologías eólica y solar pueden tener en el estado de Baja California, conocer los beneficios para los usuarios, en particular del denominado sector doméstico, y dilucidar si es posible que sean aplicadas para lograr una interdependencia del servicio.

La investigación contempla el análisis de los precios medios de venta y los costos medios de generación de energía eléctrica, para determinar su comportamiento después de la liberación de dicha área a la inversión privada y las perspectivas de desarrollo de la generación eléctrica en Baja California.

Parte de la problemática radica en que, a la fecha, los esfuerzos realizados por el gobierno y, en específico, por la Comisión Federal de Electricidad (CFE) no han logrado extender en forma masiva la aplicación de estas tecnologías a nivel de usuario, por lo que el aprovechamiento del potencial de generación de energía eólica y solar que el estado de Baja California tiene gracias a su territorio ha sido insuficiente. Baja California tiene la ventaja de la cercanía con California, uno de los estados estadounidenses que mayor demanda de energía renovable presenta, por lo que dicho mercado pudiera ser un destino de este tipo de energía.

Es conveniente realizar un análisis que permita esclarecer si las tecnologías renovables indicadas podrían beneficiar al sector doméstico y si éste aprovecharía dichos potenciales para la autonomía o la interdependencia de su servicio. La importancia del asunto radica en que el sector eléctrico es estratégico para la soberanía de un país y la visión con la que se oriente podría

* Universidad Autónoma de Baja California, hector_trujillo9@hotmail.com y gaba@uabc.edu.mx

apoyar el desarrollo económico de los habitantes de la nación.

En México, las reformas a la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE) permiten seis modalidades de participación en la generación: autoabastecimiento, cogeneración, producción independiente, pequeña producción, exportación e importación. A partir de 1992, estas modalidades operan mediante contratos emitidos.

Algunas de las interrogantes a las que el trabajo pretende dar respuesta son: ¿la liberación del área de generación ha beneficiado, a la fecha, a los usuarios del servicio?, ¿hay en Baja California las condiciones técnicas que faciliten el desarrollo de la generación eléctrica con energías renovables para la atención de los usuarios domésticos?, ¿las nuevas tecnologías de generación renovable (eólica y solar) podrían ser una alternativa económica para el sector doméstico que permita lograr el autoabastecimiento y una reducción del costo de su servicio?

El estudio consta de cuatro secciones: la primera consiste en una breve introducción acerca del panorama del sector eléctrico doméstico en México y, en concreto, en Baja California. Después, se expone la metodología utilizada. En la tercera parte se muestran los resultados, se comparan los precios de venta y los costos de generación en el mercado, se analiza una aplicación de la tecnología técnicamente factible en el sector doméstico de la ciudad de Tijuana y se examina su rentabilidad. En la cuarta y última sección se plantean las conclusiones y algunas recomendaciones.

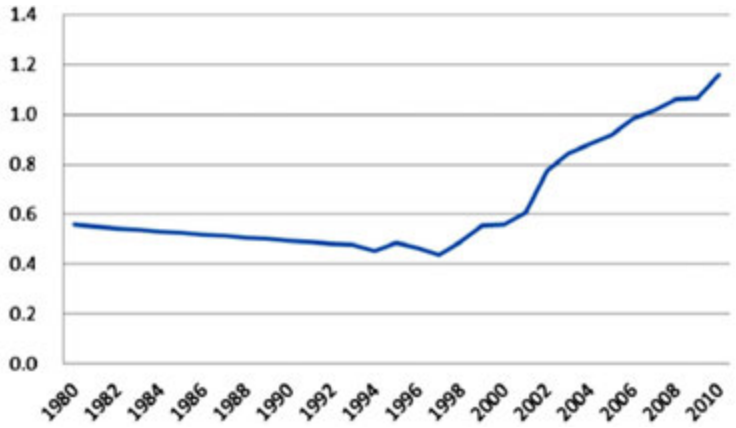
DATOS Y METODOLOGÍA

La información que se utiliza para el presente estudio ha sido publicada, sobre todo, por la CFE, la Secretaría de Energía (SENER) y el Departamento de Energías Renovables de Estados Unidos.

Para verificar en qué medida la liberación del área de generación ha beneficiado a los usuarios del servicio, a la CFE o al gobierno, se elaboró un análisis comparativo entre los precios medios del servicio y los costos medios de generación por tipo de tecnología en el estado de Baja California.

Asimismo, se hizo un estudio descriptivo de las características técnicas y económicas y se ejecutó un caso de aplicación en el sector doméstico. Para ejemplificar y corroborar la rentabilidad de la aplicación de las tecnologías eólica y solar se utilizaron los métodos de la TIR (tasa interna de rentabilidad) y el VAN (valor actual neto).

GRÁFICA 1. BAJA CALIFORNIA: PRECIOS DE ELECTRICIDAD EN CONSUMO DOMÉSTICO, 1980-2010 (pesos por kilovatio hora)



Fuente: elaboración del autor con información de la Comisión Federal de Electricidad.

RESULTADOS

Para responder a la primera pregunta (¿la liberación del área de generación ha beneficiado, a la fecha, a los usuarios del servicio?), se analizó la tendencia que presenta el precio medio de electricidad en el mercado eléctrico (véase la gráfica 1). Aunque todavía es incipiente la entrada de inversionistas privados en la generación eléctrica, parece que no hay garantías de que los consumidores se verán beneficiados con el incremento del número de empresas.

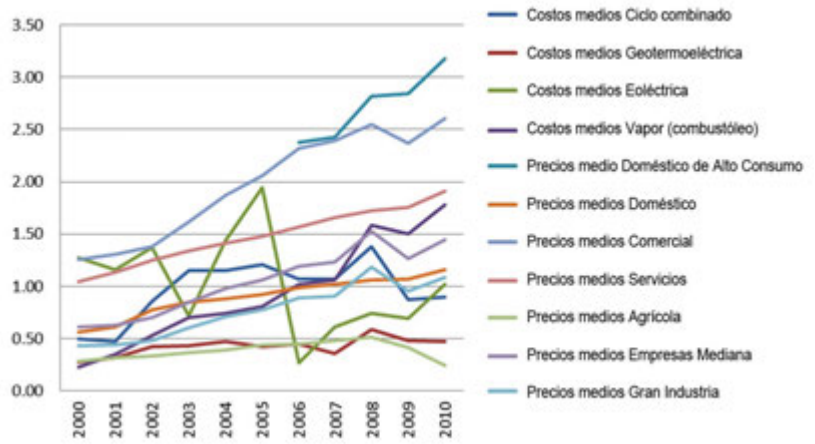
En la gráfica 1 se muestra que entre 1980 y 1997 el precio medio anual de la electricidad presentó una tendencia a la baja (27.3%), que registró su mínimo en 1997: 0.43 pesos por kilovatio hora. A partir de ese año y hasta la fecha, las nuevas reformas no han conseguido que la tendencia que presentaba el precio antes de la liberación del área de generación, se repita. En la actualidad, el porcentaje de incremento del precio de la electricidad en consumo doméstico es del doble que el de la vivienda. De 1997 a 2010, la tarifa media anual se ha incrementado 265%. Para cubrir los pagos a las empresas transnacionales y recuperar la inversión de los inversionistas, la CFE cobra altas tarifas a los usuarios domésticos.[1]

La gráfica 2 muestra la tendencia ascendente de los precios medios de las tarifas de usuarios (líneas continuas) entre 2000 y 2010; además, el comparativo de los costos medios de generación de las tecnologías utilizadas en Baja California revela que éstos son menores a los precios de venta de los diferentes sectores, a excepción del agrícola.

Si se cotejan los precios medios de los diferentes sectores con los costos medios de generación para las tecnologías geotérmica (geo) y de ciclo combinado (cc), cuyas aportaciones a la generación son de 50.7 y 31.1 por ciento, respectivamente, se tiene que el sector doméstico de alto consumo (DAC) paga 676% más que el costo de geo y 353% más que el costo de cc. El

[1] R. Vargas, "El sector eléctrico mexicano: ¿nuevos espacios para las corporaciones trasnacionales?", *Acta Sociológica*, núm. 54, 2010.

GRÁFICA 2. BAJA CALIFORNIA: COSTOS Y PRECIOS DE ENERGÍA ELECTRICA, 2000-2010 (pesos por kilovatio hora)



Fuente: elaboración del autor con información de la Comisión Federal de Electricidad.

sector servicios paga 406% más que el costo de geo y 212% más que el de cc; el sector doméstico paga 246% más respecto a geo y 128% más respecto a cc; el único sector que paga un precio menor que el costo de producción es el agrícola, pues los costos de geo y cc son 195% y 375% mayores al precio medio, respectivamente.

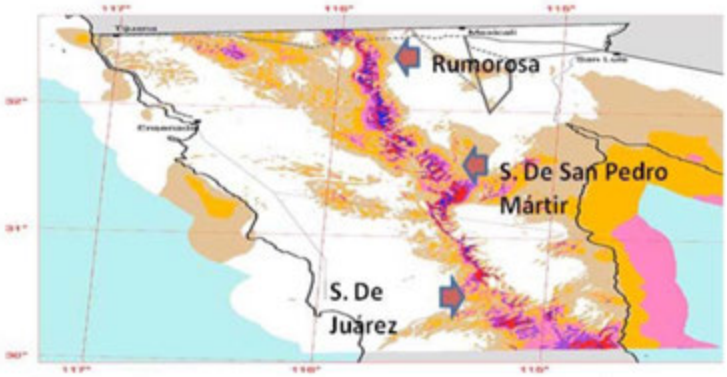
Tampoco el gobierno se ha visto beneficiado con dicha liberación desde el punto de vista del pago de subsidio, ya que el incremento del subsidio otorgado a la CFE ha sido de 68.36% durante el periodo de 2000 a 2010. A pesar de que los costos de generación son menores que los precios de venta, que las expansiones se realizan mediante inversión privada y que la empresa recibe subsidios para la operación, quedaría por aclarar qué área es la deficitaria, pues está absorbiendo los recursos aportados por los usuarios y los otorgados por el gobierno.

Además, debido al crecimiento de la demanda en Baja California, no se considera factible que el precio medio para los diferentes sectores pudiera reducirse en el mediano plazo.

En este entorno, la ampliación de diversos tipos de tecnologías con generación distribuida, algunas de ellas basadas en recursos renovables, ha propiciado una opción para que los usuarios participen en el desarrollo del servicio eléctrico. El gobierno federal y, en particular, el de Baja California han apoyado esta alternativa en los últimos años, mediante la creación de la Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética (LAERFTE) y de reglamentos que permiten la interconexión del servicio; la normatividad prevé que la potencia máxima instalada por un usuario doméstico sea de hasta 10 kilovatios. Un usuario que genere más de lo que consume, debe celebrar un contrato de interconexión con la CFE.

Para dar respuesta a la pregunta número dos: ¿existen en Baja California las condiciones técnicas que faciliten el desarrollo de la generación eléctrica con energías renovables para la atención de los usuarios domésticos? A continuación, se detalla el análisis de factibilidad.

GRÁFICA 3. CLASIFICACIÓN DEL VIENTO POR ZONAS DE BAJA CALIFORNIA, 2009



Clasificación del viento

Clase viento	Potencial	Densidad de potencia a 50 mts (W/m2)	Velocidad viento a 50 mts2
	Pobre	0-200	0.0-5.6
	Marginal	200-300	5.6-6.4
	Ballas	300-400	6.4-7.0
	Bueno	400-500	7.0-7.5
	Excelente	500-600	7.5-8.0
	Magnífico	600-800	8.0-8.8
	Superbueno	> 800	> 8.8

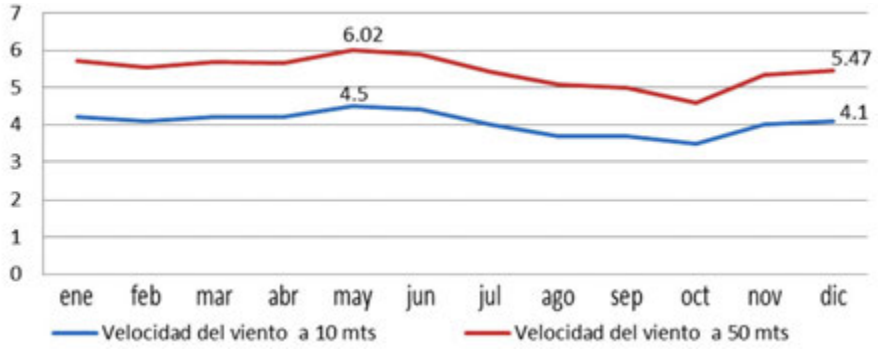
ENERGÍA EÓLICA

En la gráfica 3 se presentan las potencias máximas de viento en Baja California y la velocidad promedio de generación a una altura de 50 metros del suelo.[2] Este potencial no se encuentra

[2] M. Luengo y M. Oven, "Estudio del potencial de exportación de energía eólica de México a los Estados Unidos", USAID, 2009, pp. 1-35, <http://www.paconsulting.com>.

disponible en sus rangos máximos sobre las áreas urbanas, como Tijuana, Mexicali o Ensenada. La velocidad de arranque utilizable por un aerogenerador es de cuatro metros por segundo (aproximadamente 150 kilovatios mes). Una estadística de diez años de medición a diferentes alturas para la ciudad de Tijuana se muestra en la gráfica 4.

GRÁFICA 4. TIJUANA: VELOCIDAD DEL VIENTO A 10 Y 50 METROS DE ALTITUD, 2010 (metros por segundo)



Fuente: elaboración propia, con base en: NASA, *Surface meteorology and Solar Energy*, RETScreen Data Set, 2011.

Contrario a lo que ocurre en Tijuana o en Ensenada, las ciudades de Tecate, Playas de Rosarito y San Quintín son consideradas como posibles candidatas a analizar. Asimismo, el insumo potencial que se observa al sureste de Ensenada indica que establecer unas plantas eólicas para atender la demanda en los poblados de El Rosario de Arriba, Mármol, Chápala, San Agustín, entre otros, contribuiría al desarrollo de dichas comunidades.

El principal inconveniente con la tecnología eólica es la incertidumbre de los datos del viento, dada la gran variabilidad entre ubicaciones y la inviabilidad económica de hacer las mediciones para la colocación de estos equipos en cada proyecto. La potencia instalada en una instalación autónoma no depende sólo de la velocidad media del viento, pues también influyen los periodos de calma, lo cual significa que para que un proyecto sea confiable se debe tener una estadística de una misma ubicación durante diez años, cuando menos.[3]

Entre las principales ventajas de este tipo de tecnología se encuentran: su potencial de instalación en desiertos, en proximidades a la costa o mar abierto y en laderas áridas y muy empinadas para ser cultivables; y puede convivir en suelos para uso ganadero o de cultivos; su instalación es rápida: dura entre cuatro y nueve meses; permite el ahorro de combustible en las centrales térmicas y de agua en las centrales hidroeléctricas (cuando las condiciones del viento son adecuadas); su utilización combinada con la energía solar posibilita la autonomía del servicio eléctrico en viviendas. Los parques eólicos se pueden situar dispersos sobre el territorio, para compensar la baja producción de unos, por falta de viento, con la alta producción de otros, por fuertes vientos.

Una de las desventajas de la energía eólica es que la intermitencia del viento produce dependencia de otra tecnología, lo cual provoca mayores costos marginales debido a que es necesario suplir las bajas de tensión eólicas, con el consecuente aumento de la producción de las centrales térmicas; si no se hace así, se producirían apagones generalizados por bajas de tensión.[4]

Un problema adicional de este tipo de tecnología es que los aerogeneradores producen contaminación visual y auditiva, por lo que su ubicación en zonas urbanas es limitada. Además, la variabilidad de la producción de energía eólica tiene otro inconveniente: es necesario construir líneas de transmisión de alta tensión capaces de conducir el máximo de electricidad producido en la instalación, a pesar de que la media de tensión que se conducirá será mucho más baja.

Otra dificultad es prever la generación con antelación, condición que, debido a la aleatoriedad del viento, plantea serios problemas. Una limitación superior es que si el viento sobrepasa las especificaciones del aerogenerador, se vuelve obligatorio desconectar ese circuito de la red o cambiar la inclinación de las aspas. Como consecuencia, ocurre un descenso de la producción eléctrica, a pesar de haber viento en abundancia. Por ejemplo, cuando existen condiciones de vientos de Santa Ana, se considera que el viento potencial clasificado como bueno podría existir sobre algunos lugares de la ciudad de Tijuana (playas, zonas altas, zonas expuestas libres de obstáculos y laderas de cañones, entre otros). Sin embargo, no se tienen datos para su evaluación, por lo cual se tomarán como aproximación los valores marginales, mostrados en la gráfica 4. Si esta tecnología no experimenta cambios que permitan aprovechar una menor velocidad del viento y que posibiliten la aplicación para uso doméstico, no se puede considerar factible para el caso de aplicación masiva en la ciudad de Tijuana, por lo cual se valorará la tecnología con celdas solares.

ENERGÍA FOTOVOLTAICA

El potencial de energía solar en México se estima de 5 a 6 kWh/m^2 diarios. Durante 2011 el gobierno federal lanzó una convocatoria (Fondo de Transición Energética y Aprovechamiento Sustentable) que ofrecía apoyos al sector productivo para que se iniciara en la cogeneración, mediante el otorgamiento de un financiamiento total y una inversión deducible en 100% durante el primer año para la

[3] Secretaría de Energía, *Energías renovables para el desarrollo sustentable en México*, CFE, México, 2008, pp. 1-70.

[4] G. Kessel, *Programa Especial para el Aprovechamiento de Energías Renovables*, Secretaría de Energía, México, 2009, pp. 1-109.

adquisición y la instalación de equipos y sistemas con fuentes de energía alterna y renovable en proyectos de microgeneración (hasta 500 kW).

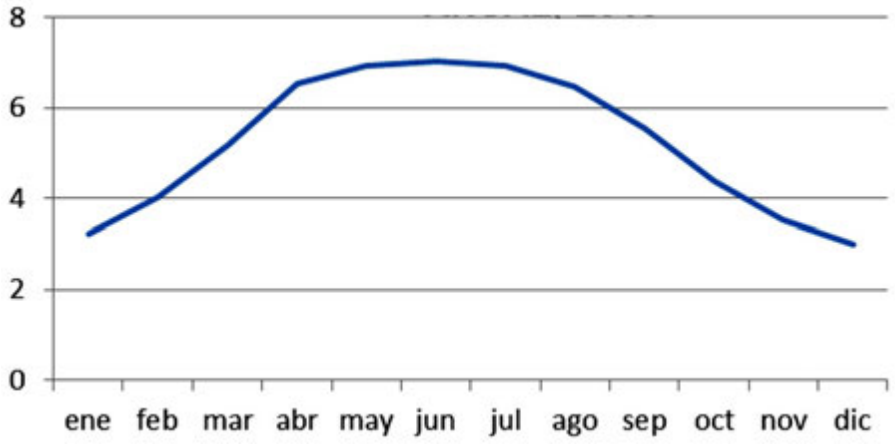
Para analizar la explotación del recurso fotovoltaico en el estado de Baja California se han realizado diversos estudios. Uno de ellos, del Servicio Meteorológico Nacional, hecho en 2003, muestra las características de la radiación solar, gracias a seis estaciones ubicadas en diferentes ciudades. Estas mediciones presentan variaciones con pico máximo de radiación solar (360-340 vatios pico por metro cuadrado (Wp/m^2) para el área de Bahía de los Ángeles y Mexicali durante el mes de junio. Las ciudades de Ensenada y Valle de San Quintín presentan variaciones con picos de 305 Wp/m^2 en abril; 220 Wp/m^2 en junio; 260 Wp/m^2 en agosto; y 140 Wp/m2 en diciembre.[5]

El potencial de irradiación solar que se recibe en Tijuana es de 3.5 a 7.2 kWh/m^2 al día, suficiente para lograr la cantidad de energía eléctrica requerida por un usuario doméstico. Si el usuario, por ejemplo, dispone de un área de 10 m2 donde pueda ubicar los paneles solares, se podría generar en forma diaria un potencial de 7.2 kW durante los meses pico y 3.5 kW en el rango mínimo.

Los promedios mensuales obtenidos para el periodo 1982-2007, referentes a la latitud en la que se ubica la ciudad de Tijuana, se muestran en la gráfica 5, en la que se puede observar cómo la ciudad recibe la irradiación solar necesaria para la factibilidad de ejecución de un proyecto, pues una irradiación promedio de 5.0 kWh se mantiene desde mediados del mes de febrero hasta octubre, lo cual representa de 66.6% a un estimado de 80% de condiciones aceptables (días sin nubosidad), lo cual permitiría lograr la energía eléctrica requerida.

El Instituto de Investigaciones Eléctricas y el Gobierno del Estado de Baja California han realizado estudios en algunas zonas de Mexicali, que revelan que existe factibilidad técnica de aplicación de la tecnología fotovoltaica, ya que se logró obtener la producción de cerca de 50% del consumo eléctrico.

GRÁFICA 5. TIJUANA: RADIACIÓN SOLAR ANUAL, 2010



Fuente: elaboración propia con información de: NASA, *Surface meteorology and Solar Energy*, RETScreen Data Set, 2011.

En la actualidad, esta tecnología cada día llama más la atención del público usuario.

Ante este panorama, los niveles de penetración o de uso de las tecnologías distribuidas serán determinados por la información que reciban los inversionistas y los consumidores (racionales) del mercado, quienes compararán los costos y los beneficios de la inversión requerida y tomarán la decisión de crear empresas para el apoyo y el suministro de energía en las zonas con demanda potencial creciente y susceptibles a la adopción de estas tecnologías, o bien, de obtener su propia fuente de generación.

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LA ENERGÍA SOLAR

La potencia de radiación solar emitida sobre la Tierra se aprovecha por el calor que produce o por la absorción que se hace de ella. La absorción varía según el momento del día, las condiciones atmosféricas, la latitud, y se le conoce como irradiación, la cual, para efectos de su aprovechamiento, se divide en directa o difusa.

Un sistema fotovoltaico se basa en la conversión directa de la luz a electricidad a nivel atómico, mediante el aprovechamiento de la propiedad que exhiben algunos materiales. Una fotocelda suministra electricidad en forma proporcional a la intensidad de radiación solar que recibe y puede generar 30 miliamperes (mA) de corriente continua por cada centímetro cuadrado de área a un voltaje de 0.45 voltios (V), lo que provee una corriente de 2.3 amperes (A) y una potencia de 1 vatio (W). Por ejemplo, estar a 25º C (grados centígrados) y recibir 1.0 W/m^2 representaría la potencia pico.

Una de las ventajas de este tipo de energía es que puede ser almacenada en baterías para abastecer la demanda durante la noche o en días de baja insolación e interconectarse a la red de distribución para reducir la facturación eléctrica. Las principales desventajas radican en que el proceso de construcción de las fotoceldas es complejo y caro, al igual que la creación de baterías, cuya producción es variable y el rendimiento obtenido de ellas resulta bajo: sólo 15% de eficiencia como potencial máximo del material con el que está construida. El costo de la energía solar en México es elevado por tratarse de una nueva tecnología; sin embargo, en otros países (Japón, España, Alemania, por mencionar algunos) su costo es comparable a las tarifas de energía convencional.

Las instalaciones fotovoltaicas se dividen en dos grupos: las aisladas y las interconectadas a la red. La mayoría de

[5] A Scott, B. Thomas, H. Dana, M. Quintero, R. Resley y S. Tanaka, *San Diego Regional Renewable Study Group*, ROHY, SDGE, RESLEY, UABC, 2005.

las instalaciones solares en el mundo están interconectadas a la red.[6]

El cálculo para definir la capacidad de la instalación depende del consumo potencial de energía eléctrica que se ejercerá en el sector donde se realizará el análisis. Al momento de realizar la instalación a nivel vivienda, se deben estimar todos los aspectos relativos a la cantidad de páneles, la orientación, el perfil de obstáculos, las características de los elementos, el cálculo de las pérdidas del sistema, los planos eléctricos del sistema, las eficiencias, la radiación media, etcétera.

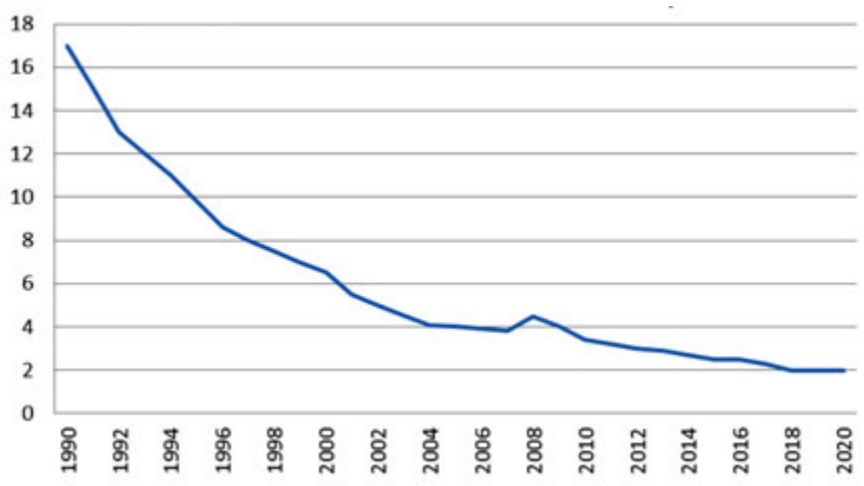
Para este estudio se tomará el historial de consumo del estrato residencial ya descrito y se definirá el tamaño del sistema con base en la demanda máxima. Sin embargo, para medir el consumo a nivel vivienda, se requiere estimar la corriente y el voltaje de operación de los equipos instalados, el número de horas diarias de trabajo, las posibles ampliaciones que en el futuro se hagan en la instalación, así como conocer la cantidad de radiación solar total (kW/m^2 al día) que incidirá sobre los módulos solares. En relación con lo descrito hasta aquí, se considera técnicamente factible la aplicación de la energía solar a nivel doméstico en el estado de Baja California.

Para dar respuesta a la pregunta número tres: ¿las nuevas tecnologías de generación renovable (eólica o solar) podrían ser una alternativa económica para el sector doméstico para lograr el autoabastecimiento y una reducción del costo de su servicio? a continuación se realiza una breve descripción de las características económicas de la energía que resulto técnicamente factible de aplicación.

CARACTERÍSTICAS ECONÓMICAS DE LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA

Para comparar en términos económicos los tipos de sistemas, se utiliza el índice de precio/Wp; y su rendimiento anual promedio se expresa en kilovatio hora pico (kWhp), que se obtiene de multiplicar la potencia pico producida, por un factor solar que depende del tipo de páneles, inversores y cantidad de radiación anual; éste oscila entre 8 y 9 por ciento.

GRÁFICA 6. COSTO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO, 1990-2020
(dólares por vatio pico)



Fuente: elaboración propia, con base en datos de National Renewable Energy Laboratory, Departamento de Energía, Estados Unidos, 2008.

El costo de un módulo fotovoltaico medido en moneda corriente por vatio pico ($/Wp) en el año de 1976 era de 51 dólares/Wp; para 1998 había bajado a 3.50 dólares/Wp. Esta reducción fue debido a las mejoras en los métodos de manufactura y al incremento de la eficiencia de los módulos.

Esta disminución ha provocado que los costos de un sistema fotovoltaico completo también se hayan reducido (gráfica 6): de 17 dólares/Wp en 1990 a 3.4 dólares/Wp en 2010. Su estimación para el año 2015 es de 2.5 dólares/Wp.

CARACTERÍSTICAS DEL MERCADO ELÉCTRICO DOMÉSTICO

El enfoque de análisis para la factibilidad de aplicación se ejemplificará con los usuarios domésticos de alto consumo (DAC). Sin embargo, el desarrollo metodológico que se expone se generaliza para los demás sectores domésticos. El total del mercado DAC en México, a diciembre de 2010, era de 511 083 usuarios.

La clasificación de la estructura tarifaria del sector eléctrico divide a los usuarios en seis tipos de estratos socioeconómicos y se ordenan de acuerdo con su uso y nivel de tensión.[7] El DAC es el que mayor precio medio presentaba a diciembre de 2010, incluso con cifras superiores a las del sector comercial e industrial, por lo cual se analizará la posibilidad de reducción de los gastos de consumo de dicho estrato.

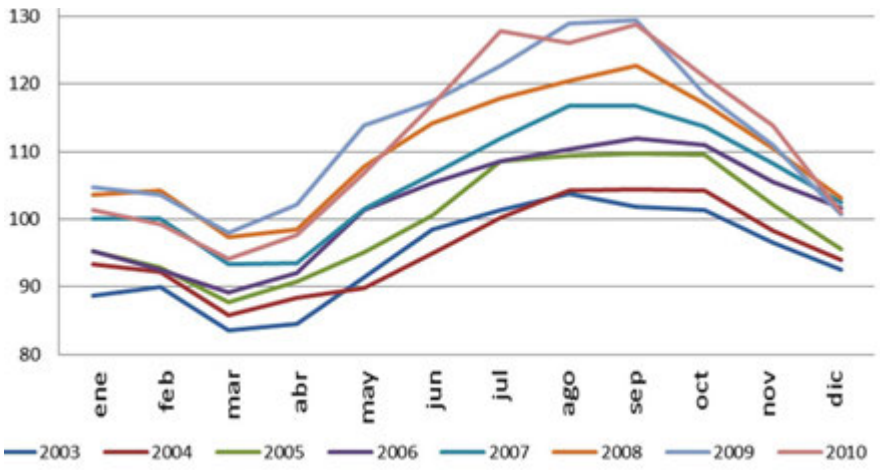
Todas las tarifas eléctricas se encuentran sujetas a ajustes mensuales, que reflejan las variaciones de los precios de los combustibles y la inflación; con excepción de las tarifas agrícolas, que se ajustan anualmente. Asimismo, dichas tarifas tienen cargos por consumo y por demanda con diferencias regionales, horarias y estacionales; salvo las tarifas domésticas, de servicios públicos y agrícolas, que se ajustan mediante factores fijos, sin diferencias horarias. Los factores fijos se autorizan generalmente en forma

[6] Secretaría de Energía, *Prospectiva del sector eléctrico, 2010-2025*, CFE, México, 2010.

[7] Ibídem.

Fuente: http://www.sxc.hu/browse.phtml?f=download&id=1430037

GRÁFICA 7. BAJA CALIFORNIA: COMPARACIÓN ANUAL DE CONSUMO MENSUAL DE USUARIOS DOMÉSTICOS, 2003-2010 (GWh)



Fuente: elaboración propia, con base en datos Sistema de Información Energética.

anual mediante acuerdos específicos y se relacionan con las estimaciones de la evolución esperada de la inflación.

La clasificación de estratos de consumo crea la posibilidad de discriminación de precios, facilita el establecimiento de subsidios cruzados y mina la competitividad industrial.[8] En el desglose de los precios medios a nivel doméstico (estructura tarifaria) se observan ocho tipos de tarifas, las cuales presentan una estructura similar y estable, no así el caso del DAC, el cual varió de 1.8 a 3.15 pesos por kilovatio hora ($/kWh) en el periodo 2004 a 2010, lo que representa 75% de incremento total, equivalente a 9.8% anual.

Entonces, se tiene que desde la perspectiva del usuario DAC es importante buscar una opción para reducir los gastos de consumo; y para el gobierno debería ser importante eliminar o reducir el subsidio a los sectores. El historial del consumo por año y mes se observa en la gráfica 7.

El incremento del consumo durante el periodo de verano condiciona a la CFE a importar energía eléctrica, lo cual repercute en un incremento de sus costos marginales de generación. Esto reduce el beneficio obtenido por generación con la tecnología geotérmica. Se observa que los consumos coinciden en parte con el periodo de mayor irradiación solar del año (verano).

FACTIBILIDAD ECONÓMICA DE LA TECNOLOGÍA FOTOVOLTAICA EN EL SECTOR DOMÉSTICO

El análisis económico de recuperación sobre la inversión de la instalación de páneles solares para el estrato de usuarios DAC, lo cual es indispensable para la puesta en marcha de la tecnología solar, requiere de la siguiente información: costo de instalación (inversión requerida para instalar un kWhp de potencia), gastos de mantenimiento, depreciación del equipo, ingresos o ahorros estimados por la generación de este sistema, estimación de vida útil de los elementos (equipos, celdas, etcétera) y estimación del valor de rescate de los elementos.

Esta información se utiliza en la evaluación de un proyecto de inversión y permite elaborar diferentes tipos de indicadores, entre ellos: el periodo de recuperación de la inversión (ROI), la tasa interna de retorno, el pronóstico de resultados y el flujo de efectivo. Con los datos obtenidos se aplica también el método de evaluación del valor actual neto (VAN), el cual es el más utilizado en la actualidad en el mundo de la economía y las finanzas.[9]

El análisis compara los datos del flujo de dos proyectos: uno, como si el usuario instalara páneles fotovoltaicos y se conectara a la red eléctrica (CFE-Solar); y el otro, como si continuara con la empresa eléctrica dominante (CFE), sin realizar adecuaciones.

[8] S. Alberro, "Apertura, competencia y competitividad del sector energético: electricidad y gas natural", *Seminario de política de competencia y regulación en México*, LECG, capítulo V, 2003, pp. 1-43.

[9] S. Hinojosa, "Opciones reales en inversiones públicas: un eslabón que falta", *Revisión de Literatura y Enfoque Conceptual*, Universidad ESAN, 21, Lima, Perú, 2009, p. 78, <www.esan.edu.pe>.

Dado que los grandes cambios en la economía mundial hacen mayor el riesgo de las inversiones, es necesario evaluar un proyecto de inversión en condiciones de incertidumbre o riesgo.

En este trabajo se emplea el análisis de sensibilidad, que es el más común en la práctica.[10] Su desglose es el siguiente: se determinan los escenarios que pueden afectar el proyecto, se estiman las probabilidades de ocurrencia de acuerdo con un entorno económico y se calcula el valor esperado. Se evalúan los resultados de los datos conforme a su desviación estándar, donde se entiende que a menor dispersión en la distribución de probabilidad, menor riesgo. Finalmente, se calcula el coeficiente de variación, usando la información generada por los otros métodos. La desviación estándar se calcula con la raíz cuadrada de la suma de las diferencias del valor esperado, menos los resultados esperados multiplicados por su probabilidad. El coeficiente de variación se obtiene al dividir la desviación estándar por el valor esperado e implica el nivel de riesgo de la inversión.

Las características de los datos utilizados en la evaluación se muestran en el cuadro 1.

El promedio de irradiación solar en Tijuana fue obtenido de lecturas realizadas por la NASA durante un intervalo de diez años y su valor fue de 5.23 kWh/m2 al día.

El desglose de costos promedio de los elementos que integran una instalación fotovoltaica arrojan una cantidad de 3.4 /Wpdlls. El costo promedio del servicio de la CFE en $/kWh se puede observar en el cuadro 1 y equivale para el sector DAC a 3.15 pesos/kWh o su equivalente de 0.26 dólares/kWh, m.a.

La inversión estimada para la atención de estos usuarios en el periodo de demanda máxima de verano sería de 75 000 dólares estadounidenses y resulta del consumo requerido de 116.6 kWh/día durante ese periodo, lo cual hace necesaria la instalación de un sistema fotovoltaico de potencia inicial de 20.2 kWp.

A la fecha, el gobierno mexicano no ha autorizado el pago de la energía generada en forma excedente por un usuario doméstico, es decir, sólo se logra obtener la diferencia entre energía entregada y recibida, y su contribución se resta al recibo o se pierde en caso de no utilizarse en un año; sin embargo, se autoriza el incentivo de deducir (depreciar) de impuestos la totalidad de la inversión realizada, durante el primer año, lo cual significa un ahorro. El factor solar promedio se estima en 0.8%, por lo que el rendimiento anual del sistema al final de su vida útil sería de 17.6 kWhp.

CUADRO 1. CONSUMOS Y PRECIOS PROMEDIOS DEL SECTOR DOMÉSTICO, 2010

Sector residencial ubicado en la tarifa	Consumo medio	Precio medio del servicio	Cantidad media pagada	Consumo medio en verano	Consumo medio fuera de verano
	(kWh/mes)	($/kWh)	($/kWh/mes)	(kWh/mes)	(kWh/mes)
1	250	1.05	262.81	395	411
1A	300	0.96	289.28	454	405
1B	400	0.98	393.27	708	550
1C	850	1.1	936.57	1 578	1 014
1D	1 000	1.09	1 093.33	1 570	1 009
1E	2 000	1.04	2 086.12	3 231	1 731
1F	2 500	1.06	2 654.98	4 373	2 013
DAC	3 500	3.15	11 025.82	5 500	2 150

Fuente: elaboración propia, con base en: CFE, Datos e informes, México, 2010.

RENTABILIDAD DEL USO DE LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA

Para el cálculo del periodo de recuperación de la inversión del proyecto (CFE-Solar), se tomarán los datos antes descritos. El periodo de recuperación se encuentra cuando la suma de flujos generados (ahorros) por el proyecto iguala la inversión inicial. Un proyecto es rechazable si el periodo determinado para su recuperación no permite amortizar la deuda; el problema de este método es que ignora los flujos generados con posterioridad al plazo establecido. Para su estimación, se analizan dos posibles escenarios arbitrarios, pero justificados por el contexto, que influyen en las perspectivas de variación del precio del servicio eléctrico, los cuales se detallan a continuación.

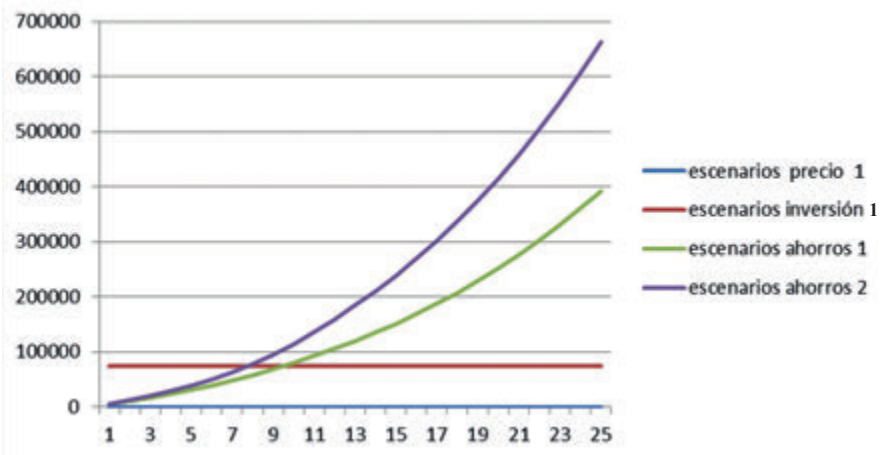
Escenario 1: El precio actual de la electricidad del DAC (0.26 dólares/kWh) continúa creciendo con una tendencia de 9.5% anual durante los siguientes diez años y después bajará a 7%. Se hace este planteamiento debido a que las reservas de petróleo aún tendrían diez años, para su posible extinción en el año 2030. El gas es la principal fuente para la generación eléctrica, y se asume que se encuentran nuevas fuentes de este recurso que estabilizan el precio, así como el hecho de que aún existe un ritmo bajo de crecimiento de las energías renovables.

Escenario 2: El precio actual de la electricidad se incrementa debido al aumento de los precios del petróleo, el gas y el carbón, motivado por disturbios internacionales. Se encuentran nuevos pozos de petróleo, pero el costo de explotación es muy elevado, el gas se vuelve indispensable y su demanda requiere importación.

[10] R. Coss Bu, *Análisis y evaluación de proyectos de inversión*, Limusa, 1991, pp. 371.

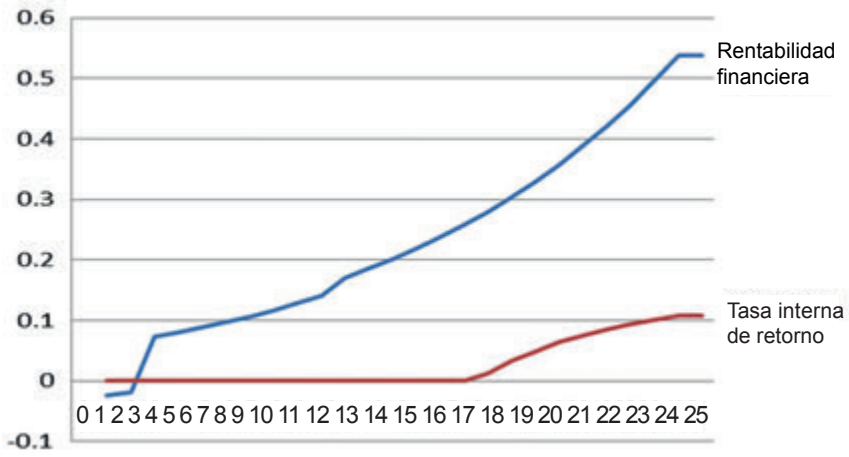
Fuente: http://www.sxc.hu/browse.phtml?f=download&id=1427939

GRÁFICA 8. AHORRO DEL SISTEMA (CFE-SOLAR) DE 3 500 KWP, SECTOR DAC



Fuente: elaboración propia.

GRÁFICA 9. RENTABILIDAD FINANCIERA Y TASA INTERNA DE RETORNO EN EL PROYECTO CFE-SOLAR (porcentajes)



Fuente: elaboración propia.

El aumento promedio anual del precio de la electricidad sería de 14% durante los siguientes diez años y después el incremento descendería a 7% anual.

En la gráfica 8 se observa una diferencia entre los ahorros de los escenarios indicados. El ahorro de largo plazo (25 años), equivalente a la vida útil del equipo, respecto al costo de electricidad en el escenario 1, es cinco veces mayor que la inversión. Asimismo, el plazo de recuperación es de 9.5 años. En el escenario 2, el ahorro es nueve veces mayor que la inversión y el plazo de recuperación es de 6.8 años. La tendencia en el incremento del precio del servicio eléctrico (CFE) hace atractivo invertir en el proyecto de energía fotovoltaica.

La tasa interna de retorno (TIR) define la rentabilidad de una inversión comparada con otra de igual riesgo. La gráfica 9 muestra que se tiene una rentabilidad financiera de 7% y una TIR de 0% a los 3 años, y que al final del periodo marcado como vida útil se alcanza 54% de rentabilidad financiera y una TIR de 11%. Un proyecto con variaciones en los flujos podría registrar diferentes TIR a lo largo de su análisis (Coss Bu, 1991), hecho que no se presenta en este caso.

El flujo neto del proyecto de energía solar empieza a ser rentable a partir del undécimo año. Su flujo es positivo en 8.792 contra una "pérdida" de 12.451 de seguir conectado a la red, y al final del periodo se gana 4.96 veces la inversión.

A continuación se evalúan los proyectos. Primero se calcula el valor actual neto (VAN). Los valores empleados en análisis energéticos indican una tasa de descuento de 10 a 14 por ciento para países en vías de desarrollo.

En este caso se aplica una tasa de 10% anual (después de restar 4% de inflación), para estar acorde con la TIR y los escenarios internacionales.

El resultado del VAN (cuadro 2) arrojó un valor positivo para el proyecto CFE-Solar, pero uno negativo para la CFE, por lo cual continuar como proyecto con la CFE indica rechazo. El coeficiente de variación indica un menor riesgo para el proyecto CFE-Solar.

CUADRO 2. TÉCNICAS DE ANÁLISIS DE RENTABILIDAD DE LOS PROYECTOS DE INVERSIÓN

Proyecto	VAN	Resultados esperados			Evaluación del riesgo de la inversión		
		Ri(.3)	Ri+1(.5)	Ri+2(.2)	R =valor	Desviación	Coeficiente variación
CFE	-$100.21	-30.06	-50.11	-20.04	-100.21	-22.55	0.225
CFE - Solar	$573.21	171.96	286.61	114.64	573.21	60.19	0.105

Fuente: elaboración propia.

Los métodos descritos muestran las alternativas de beneficio y los riesgos de invertir en alguno de los proyectos. Aunque imperfectos, estiman objetivamente los factores más importantes para la toma de decisión, que son la rentabilidad y el nivel de riesgo.

Se considera que la tecnología solar ofrece, a la fecha, un panorama técnico y económicamente factible de implementación en Baja California, para este tipo de usuarios, con base en el análisis de irradiación solar, los parámetros de recuperación de la inversión, el VAN y la evaluación del riesgo. El periodo de recuperación para CFE–Solar aún es amplio, y la inversión es alta; sin embargo, en el mediano plazo se considera factible su implementación y benéfica su utilización, por el bienestar que podría generar en la población y que no se ha medido en este trabajo.

A partir de esta información, surge la pregunta: ¿qué tan baja tiene que ser la inversión o a partir de qué precio de electricidad esta tecnología puede ser atractiva para adoptarse a nivel masivo por todos los usuarios domésticos? Aunque la interrogante no forma parte del estudio, es posible señalar que, para el caso de algunos tipos de los usuarios domésticos, la estadística de facturación (avisos de recibo de la CFE) muestra que éstos reciben, en promedio, de 1.5 a 5 veces de aportación gubernamental respecto al precio a pagar por su consumo, lo cual beneficia a la CFE en sus costos de producción, pero "perjudica" al gobierno con el otorgamiento de subsidios y hace que el costo final de estos usuarios suba, e incluso sea más alto que el precio del DAC. Por ejemplo, la tarifa 1 queda con un precio a pagar de 258 pesos, una aportación gubernamental de 891 pesos y un costo de producción de 1 109 pesos. Los datos del precio pagado por los usuarios fueron obtenidos de la CFE.

Con base en lo anterior, se analiza el precio medio del servicio doméstico, tomando como referencia su consumo promedio en kWh/mes (ver cuadro 3); para facilitar el cálculo, se divide en tres grupos, de acuerdo con el tipo de tarifa (ver gráfica 10): el 1 (tarifa 1-1B), el 2 (tarifa 1C-1D), y el 3 (tarifa 1E-1F). Se calculan los ahorros según la inversión requerida en dólares y con base en el escenario 2 planteado, para un periodo de 25 años de vida útil del equipo.

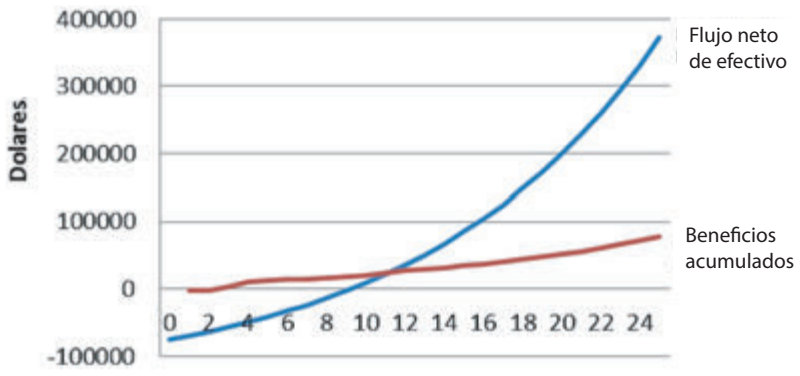
Los resultados, sin eliminar subsidios desde el punto de vista de estos usuarios y a los precios de 2010 de la tecnología fotovoltaica, indican que el tiempo promedio estimado de recuperación de la inversión sería de 14 años, el cual se estima como inviable para su implementación.

Desde el punto de vista de negocio (sector gubernamental y usuarios), para la suma del precio pagado y del subsidio otorgado a estos usuarios (tarifa 1C-1D), se encuentra que el punto de equilibrio entre la inversión realizada en el sistema fotovoltaico y los ahorros, según escenarios 1 y 2 planteados, sería para un lapso de 7 años y se alcanzaría en el año 2019, si el proyecto se iniciara en 2012.

RECOMENDACIONES

De acuerdo con los resultados del estudio, una primera sugerencia consiste en reorientar el subsidio hacia préstamos a los usuarios para adquirir los sistemas fotovoltaicos. El gobierno, por conducto de diferentes instituciones, podría

GRÁFICA 10. COMPARACIÓN DE AHORROS DEL PROYECTO CFE-SOLAR EN EL SECTOR DOMÉSTICO, TARIFA (1C- 1D)



Fuente: elaboración propia.

encabezar el esfuerzo para asegurar la recuperación de los préstamos y, posteriormente, reorientar dichos subsidios a otras actividades productivas, con el propósito de impulsar la economía con la venta de energía excedente para exportación por parte de la CFE. De esta manera, los costos de las nuevas tecnologías podrían competir con las tarifas de la CFE, si estas últimas se aplican a costo real. Asimismo, si el gobierno siguiera el camino utilizado por los países descritos, de implementar los incentivos de venta por excedentes en la microgeneración a nivel usuario, la rentabilidad del proyecto de energía fotovoltaica se incrementaría, con la consecuente reducción del tiempo (de 3 a 5 años) de recuperación de la inversión.

Una ventaja adicional del uso de las tecnologías eólica y solar se basa en la eficiencia que podrían lograr en comparación con el sistema tradicional, ya que si se implementara el incentivo de reducción de tarifa eléctrica para consumo de la energía en el horario valle (de madrugada), podría beneficiarse a los usuarios y a la CFE en el aprovechamiento de sus capacidades y en el aplanamiento de su curva de demanda. Es deseable que esto ocurra debido a los ahorros que supone para el sistema eléctrico reducir la entrada de generación de nuevas centrales para atender la demanda pico, a la vez que facilita la integración de energías renovables. Para lograr el objetivo, se requiere la implementación de medidas de eficiencia y ahorro energético, la discriminación horaria, la utilización de la capacidad en las horas valle (12:00 pm a 5:00 pm) y la reducción del consumo en las horas punta.

Además, se considera que no existen barreras culturales que impidan a los usuarios querer reducir sus gastos de consumo mediante el aprovechamiento de estas nuevas tecnologías. Sin embargo, sería un beneficio adicional capacitar a los mismos usuarios para la instalación y el mantenimiento de los sistemas fotovoltaicos, ya que el monto de la instalación de páneles representa 43.8% del total del costo, por lo que si la instalación fuera llevada a cabo por el propio usuario, el monto de inversión se vería reducido a prácticamente la mitad y con ello el tiempo de recuperación de la inversión.

El estudio muestra que, a pesar de las condiciones favorables que existen en el estado de Baja California para el uso de sistemas fotovoltaicos y eólicos, los precios actuales de electricidad con subsidio limitan sus oportunidades viables en términos económicos.

Los subsidios otorgados al sector doméstico son una barrera para el desarrollo del mercado de energías renovables a nivel usuario. Sin embargo, las sugerencias planteadas en este trabajo podrían facilitar la apertura de esta variante del negocio, situación que favorecería a todos los actores implicados (gobierno, usuarios y empresas).

Fuente: http://www.sxc.hu/browse.phtml?f=download&id=249804