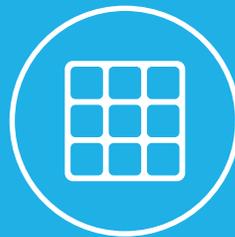


GENERACIÓN

DISTRIBUIDA

HACIA LA TRANSFORMACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO MEXICANO



Elaborado por Rodrigo Gallegos y Saúl Rodríguez

HACIA LA TRASFORMACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO MEXICANO: **GENERACIÓN DISTRIBUIDA**

IMCO | INSTITUTO MEXICANO PARA LA COMPETITIVIDAD A.C.

—
Por Rodrigo Gallegos y Saúl Rodríguez

06.04.15



Musset 32, Polanco
Del. Miguel Hidalgo, 11560
México D.F.

—
T. +52(55) 5985 1017
F. +52(55) 5280 1891

www.IMCO.org.mx

[@IMCOmx](https://twitter.com/IMCOmx)

[/IMCOmx](https://www.facebook.com/IMCOmx)

[/IMCOmexico](https://www.youtube.com/IMCOmexico)

Índice

Resumen ejecutivo	2
I Introducción.....	4
II Del monopolio a la competencia: lecciones de la primera transformación del mercado eléctrico	5
II.1 Lecciones aprendidas	5
II.2 Puntos a considerar para promover la competencia en México	9
III La democratización de la red eléctrica: la generación distribuida. Lecciones para la segunda transformación del sector eléctrico	12
¿Qué es la generación distribuida?.....	12
¿Por qué es importante la generación distribuida?	12
III.1 Aprendiendo de la experiencia internacional.....	13
ALEMANIA.....	13
CALIFORNIA	15
INDIA	19
III.2 Hacia la generación distribuida en México.....	22
III.3 La generación distribuida en el nuevo mercado eléctrico	29
III.4 Oportunidad de un segmento de mercado	31
III.5 Retos y recomendaciones	35
IV Bibliografía.....	39
V Anexos	41
Anexo 1. Tarifas domésticas.....	41
Anexo 2. Metodología y supuestos para estimación de rentabilidad de sistemas domésticos solares ...	42

RESUMEN EJECUTIVO

Hace poco más de 25 años Inglaterra fue el primer país en abrir a la libre competencia su sector eléctrico. A partir de ésta siguió la desregularización de los principales mercados eléctricos del mundo. Diez años más tarde comenzó la segunda ola de reformas en el sector, esto con el fin de descentralizar la generación eléctrica. Ante la reciente reforma energética aprobada en México, existen múltiples políticas que establecer para asegurar una amplia competencia, así como una descentralización del sector. En este sentido, el presente reporte busca aportar ideas para promover tanto la competencia como la democratización del mercado eléctrico mexicano a partir de mejores prácticas internacionales.

La generación distribuida, entendida como la *generación o almacenamiento de energía eléctrica a pequeña escala cerca del lugar de consumo, con opción de vender electricidad a la red*, puede representar una alternativa para aumentar la competitividad de México. En particular existen seis razones de peso para crearlo:

1. **La energía eléctrica es cara.** Aun considerando subsidios, las tarifas promedio de México son 25% más altas que en Estados Unidos y hasta un 150% superiores en el sector residencial de alto consumo. Lo que hace que esquemas a pequeña escala resulten atractivos para los consumidores.
2. **La red mexicana tiene pérdidas muy por encima del promedio internacional.** Con el 17%, el porcentaje de la electricidad que se pierde en el proceso de transmisión y distribución de electricidad en México es uno de los más altos del mundo. Para cumplir con la meta de reducir este porcentaje a 8% y estar a la par de la media internacional, la instalación de sistemas de generación distribuida se convierte en una opción atractiva al presentar pérdidas muy bajas.
3. **El consumo está concentrado.** Menos del 1% de los usuarios de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) consume el 58% de la energía eléctrica en México. Las industrias con alta demanda energética como la acerera, cementera o petrolera, tienen una gran oportunidad para la instalación de sistemas de cogeneración eficiente, tecnología que consiste en la producción y aprovechamiento de energía (eléctrica y térmica) a partir de un solo proceso.
4. **La demandada está creciendo.** Se espera que para el 2027 las ventas internas de electricidad se dupliquen respecto a 2012, esto con una tasa de crecimiento promedio anual superior al 4%. El mercado interno representan el 88.6% del consumo eléctrico nacional. Por lo anterior, es indispensable planear de manera óptima cómo se va a asegurar el abasto eléctrico.
5. **Existe una política de servicio universal.** De las 513,482 viviendas sin electricidad que se contabilizaron en 2010 el 75% se encontraban en localidades con menos de 2,500 habitantes. Esto representa una oportunidad para el desarrollo de sistemas de generación distribuida en zonas rurales o urbanas marginadas. De esta forma, se evitaría incurrir en costos relacionados con la construcción de infraestructura de transmisión, los cuales se incrementan al tratarse de zonas remotas y con baja densidad poblacional.
6. **Potencial para generar precios competitivos.** Gran parte del éxito de la generación distribuida depende de qué tan competitivos son los costos de producción. En este sentido, México cuenta con un enorme potencial para aprovechar tanto sus recursos renovables. De acuerdo a estimaciones oficiales, la capacidad instalada de generación distribuida podría aumentar de 1.7% a 12% en el periodo 2013-2027, se espera que 56% provenga de energía solar fotovoltaica, 18% biomasa y 17% plantas eólicas entre otras.

Tras analizar las transformaciones realizadas en Alemania, California (Estados Unidos) e India para descentralizar la generación, encontramos que México tiene importantes temas a considerar para promover la generación distribuida en este nuevo mercado eléctrico. Entre éstos destacan:

- **Desarrollar capital humano** mediante la formación de técnicos, empresarios, sociedad civil y beneficiarios en la planificación y gestión de sistemas de generación distribuida. Esto requiere de habilidades técnicas, en negocios, finanzas y derecho, entre otras.
- **Financiamiento *ad hoc***. La inversión requerida para desarrollar estos sistemas implica incorporar criterios para que pequeños productores puedan pagar y mantener en operación el equipo. Por ejemplo, se pueden utilizar los certificados de energía limpia diferenciados o descontar dichos certificados en su primer año como hizo Australia.
- **Normatividad**. Diseño de normas técnicas (NOMs) con estándares de interconexión para la construcción, operación y mantenimiento de sistemas de generación distribuida, así como de redes inteligentes.
- **Acceso a la información**. Que los usuarios puedan conocer datos relevantes como costos y capacidad de interconexión, expansión de la red, requerimientos técnicos, costos de transacción, así como permisos y contratos requeridos.
- **Contratos de compra-venta de electricidad simples y breves** para que el público en general pueda convertirse en un proveedor de energía. Los contratos en Alemania tienen una extensión promedio de dos hojas y no requieren de un asesor legal para su comprensión, con ello se ha logrado involucrar a cerca de 80 mil ciudadanos en pequeñas cooperativas.

Por otro lado, tras analizar la experiencia de Inglaterra, Argentina, Francia y algunos Estados de la Unión Americana en la primera apertura del sector hacia la competencia, encontramos que la mayor parte de las lecciones aprendidas ya se han incorporado a la regulación mexicana. Entre éstas destaca: la creación de mercados *spot* con mecanismos como subastas para aminorar riesgos, fortalecimiento del regulador, respeto a contratos legados y la creación de un despachador independiente del sistema. Sin embargo, a diciembre de 2014 aún existen algunos puntos que afinar para asegurar una mayor competencia como:

- **Establecer mecanismos para evitar conflictos de interés** dentro de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), dado a que la empresa no se separó por funciones.
- **Adoptar prácticas de gobierno corporativo** dentro de la Comisión Federal de Electricidad, tal como lo hacen las empresas que cotizan en bolsa. Por ejemplo, que el Consejo de Administración pueda nombrar y remover al director general, entre otras.
- **Establecer mecanismos y publicar información** sobre la forma de financiar y expandir la red de transmisión y distribución. Además de publicar información relacionada con los puntos de congestión y pérdidas de la red.

I INTRODUCCIÓN

La reestructuración del sector eléctrico en el mundo representa una de las transformaciones más importantes en materia económica. La electricidad no sólo es un servicio básico para el desarrollo económico, sino también un proveedor de bienestar social para los hogares del mundo.

Las reformas a este sector, las cuales comenzaron 25 años atrás, buscan impulsar la competencia como un medio que permita mejorar la calidad y disminuir los precios del servicio eléctrico. El modelo de monopolios estatales existente en todos los países del mundo no estaba logrando disminuir las tarifas, esto pese a la caída en los costos de generación derivado del desarrollo tecnológico, sumado a una mala calidad en el servicio. La importancia de fomentar la competencia radica en que esta promueve la innovación e inversión en el sector, lo que deriva en una mayor calidad en el servicio y un menor precio, además de que permite compartir el riesgo de operación entre consumidores y operadores.

Esta primera ola de transformaciones comenzó en el Reino Unido en 1990 y a partir de esta siguió la liberalización de prácticamente todos los países desarrollados (Japón, Estados Unidos y países europeos), así como en países en vías de desarrollo como Argentina, Brasil, India y China, entre otros. Aunque existen pocas evaluaciones sobre el impacto de dicha apertura, las que se han documentado coinciden en que el desempeño del sector mejoró significativamente, especialmente en aquellos países donde los estándares de operación de los monopolios eran más bajos, y las tarifas del servicio eléctrico cayeron. A su vez, la creación de mercados mayoristas bajo competencia ha logrado mejorar el desempeño de generadores y fomentar la inversión.

En los últimos 10 años ha comenzado una segunda ola de transformaciones de los mercados eléctricos, a partir del desarrollo de tecnologías para generación a pequeña escala, las cuales se han logrado situar como una alternativa tanto económica como técnicamente viable. Esta transformación se conoce como la democratización de la generación eléctrica, debido a que permite a muchos más competidores entrar al mercado y vender electricidad a la red. El principal reto derivado de la inclusión de nuevos abastecedores es de carácter técnico, esto debido a diferencias en voltajes al entregar energía a la red y la intermitencia característica de tecnologías renovables como la eólica y solar, los factores mencionados son clave para poder mantener en óptimo funcionamiento la red y abastecer de energía, pese a fluctuaciones en la demanda, a todos los consumidores a bajo costo y con altos estándares de calidad.

El fin de este reporte es aportar evidencia útil para la elaboración de las reglas de operación del mercado eléctrico que promuevan tanto su democratización como la libre competencia. Por ello, el estudio analiza las transformaciones en el sector que han realizado algunos países, esto para identificar las mejores prácticas y contrastarlas con los cambios que se están haciendo en el sector eléctrico mexicano como resultado de la reforma energética. Con base en esto, el reporte concluye con una serie de recomendaciones para fortalecer la competitividad del sector. Por ello, el reporte se divide en dos secciones. La primera, describe algunas de las principales lecciones aprendidas de la liberalización del mercado. La segunda, ahonda en la experiencia reciente de algunos mercados para democratizar su red eléctrica y analiza áreas de oportunidad para México, sugiriendo recomendaciones para detonar inversión en generación distribuida en el país.

II DEL MONOPOLIO A LA COMPETENCIA: LECCIONES DE LA PRIMERA TRANSFORMACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Por primera vez en la historia de México, en 2014 se redactaron las leyes para promover la creación de un mercado eléctrico en competencia cuyo objetivo es reducir los costos de la electricidad para los hogares mexicanos que tienen acceso a este servicio,¹ así como mejorar la calidad del mismo. Como se ha visto en otros países, esta transformación implica uno de los retos económicos y políticos más ambiciosos de un gobierno. Por ello, en este capítulo se analizan algunas de las principales lecciones de dicha transformación y se resaltan temas pendientes a tratar en la reglamentación que definirá la Secretaría de Energía (SENER) y la Comisión Reguladora de Energía (CRE) durante 2015.

II.1 LECCIONES APRENDIDAS

En 1990 el Reino Unido realizó la primera privatización de compañías energéticas en el mundo. Ésta sirvió como modelo para la mayor parte de las liberalizaciones, sin embargo no todos los países instrumentaron los mismos esquemas. Antes de la transformación, la mayoría de estos mercados operaban de forma similar al que opera a la fecha en México (previo a la reforma) donde una compañía propiedad del Estado se encargaba de la generación, transmisión, distribución y suministro de electricidad.

Con los cambios en la regulación, la generación y suministro se abrieron a la competencia, mientras que la distribución y transmisión se mantuvieron en manos del Estado. Como resultado, el Reino Unido registra costos de energía más bajos que la media de los 28 países miembros de la Unión Europea (UE), posicionándose como el cuarto país con menores costos eléctricos de los 15 que fundaron la UE entre 1995 y 2004.² Si bien el caso de Inglaterra es emblemático, hay importantes lecciones que aprender de liberalizaciones que le siguieron como la de Estados Unidos y Argentina, entre otras. A continuación se resumen algunas de las lecciones que se consideran más importantes de una serie de liberalizaciones analizadas.

1. Separación vertical de segmentos potenciales donde podría haber competencia. En la mayor parte de las liberalizaciones de los mercados eléctricos se abrieron a la competencia la generación y suministros de energía al mayoreo, mientras que los segmentos que continuaron siendo operados por monopolios naturales fueron la transmisión y distribución. En algunos casos como en Nueva Zelanda e Inglaterra estas últimas se regularon bajo parámetros de desempeño (*Performance Based Regulation*) para incentivar menores costos y mejor calidad en el servicio.³

Existen dos formas para lograr esta transformación. Una es la creación de diferentes empresas (transformación estructural), la otra es la separación de funciones dentro de la misma empresa (transformación funcional). Sin embargo, ésta última tiene la desventaja de mantener subsidios cruzados entre segmentos. Por ello, países como Francia, obligaron a la separación de los negocios, mientras que dejó la distribución en manos de la compañía Red de Distribución de Electricidad de Francia (ERDF) que funciona como una empresa subcontratada por los municipios (dueños de la infraestructura), esto para garantizar el servicio público y el mantenimiento de la red de forma

¹ Poco más del 98% del total, esto de acuerdo a datos de la Comisión Federal de Electricidad en 2014

² House of Commons, 2012. Energy Bill 2012-2013

³ Joskow, Paul L. Lessons Learned From Electricity Market Liberalization, The Energy Journal, Special Issue. The Future of Electricity: Papers in Honor of David Newbery. 2008

equitativa a través de contratos. La ERDF es una empresa pública limitada que cuenta con un consejo directivo encargado de manejar su desempeño y administrar sus riesgos.⁴

Otra forma de garantizar una separación por segmento de mercado cuando existe una sola empresa es mediante la incorporación de estándares de gobierno corporativo de clase mundial, similares a los que las empresas públicas que cotizan en las bolsas de valores deben adoptar. De esta forma se garantiza que los directivos de la empresa de electricidad no busquen beneficiar a algún segmento en particular.

2. Crear mercados *spot* de mayoreo. Dichos mercados se crearon para apoyar los requerimientos en tiempo real, además de balancear la oferta y la demanda. Esta medida busca hacer un mejor uso de la capacidad limitada de transmisión, responder a cambios inesperados en el suministro y transmisión (sin reducir la calidad del servicio) y facilitar las oportunidades de negocio entre compradores y vendedores. La liberación de California (Estados Unidos) por ejemplo, creó nuevas reglas de mercado donde tanto la cantidad de energía que se oferta como los precios se deciden a través de contratos de largo plazo bajo reglas de un mercado *spot*. Es decir, se reciben ofertas, se establece un precio de equilibrio y se hacen las transacciones a partir de la información de los competidores.⁵ Para mantener la confiabilidad del sistema, la planeación de este se basó en tres factores:

- a. El restablecimiento de obligaciones para proveer el servicio a empresas de servicio público. En la actualidad se limitan las cantidades que las empresas de servicio público compran en el mercado *spot* y están obligadas a comprar energía vía contratos de largo plazo para el resto de la electricidad.
- b. Especificaciones de política en materia de elección de fuentes (*resource choice*).
- c. Un nuevo proceso por el cual las empresas de servicio público hacen sus adquisiciones.⁶

Por otro lado, en Texas (Estados Unidos) la liberalización se hizo tanto en el mercado mayorista como minorista. Este último tiene el mayor número de proveedores de electricidad de Estados Unidos (EUA). Sin embargo, de acuerdo al estudio *State Impact Texas*⁷ los resultados han sido mixtos. Los consumidores recientemente (últimos 10 años) han pagado tarifas más altas que en otros estados y la eficiencia del mercado no se encuentra en el número de competidores en menudeo, sino en el funcionamiento de la infraestructura de transmisión y distribución.

3. Crear un regulador independiente. En la mayor parte de las liberalizaciones una de las piezas más importantes fue la creación de un regulador independiente con facultades para monitorear información de costos, calidad del servicio y desempeño de las empresas suministradoras. Dichos reguladores también tuvieron autoridad para ejercer multas y requerimientos. En el caso del regulador de Inglaterra, *Office of Gas and Electricity Markets* (Ofgem), se le otorgó la facultad de controlar los precios de transmisión y distribución de la electricidad,⁸ así como imponer multas significativas por incumplimiento que pueden llegar a representar hasta el 10% de los ingresos

⁴ Red de Distribución de Electricidad de Francia (ERDF), disponible en <http://www.erdf.fr/Corporate_governance>

⁵ Greentech Media, disponible en <<http://www.greentechmedia.com/articles/read/How-Electricity-Gets-Bought-and-Sold-in-California>>

⁶ Pechman, Carl, California, Economic Policy, California's Electricity Market: a post Crisis Progress Report

⁷ State Impact, Electric Deregulation Turns Ten in Texas, disponible en <<http://stateimpact.npr.org/texas/2012/01/25/electric-deregulation-turns-ten-in-texas/>>

⁸ Op. cit. House of Commons, 2012

facturados de las seis compañías eléctricas⁹ que generan y suministran electricidad al mercado eléctrico del Reino Unido.¹⁰ En el caso de Argentina se instrumentó un sistema de premios y castigos para las empresas en la industria.

Generalmente los reguladores cuentan con personal experto para regular los precios de distribución y transmisión de manera efectiva, así como las condiciones de acceso a las redes de mayoreo y menudeo. En algunos casos el regulador se ha reforzado con la autoridad de competencia para mantener un mejor control de los segmentos en monopolio (caso de Francia), mientras que en otros su independencia se ha supeditado a la Secretaría de Energía (caso de Argentina), lo que los llevó a una contrarreforma 10 años después de su liberalización.¹¹ En el caso de México, la reforma sumó la autonomía financiera a la técnica, operativa y de gestión con la que ya contaba la Comisión Reguladora de Energía (CRE). Como resultado el presupuesto del regulador para 2015 es de 600 millones de pesos, cifra tres veces mayor que el presupuesto de 2014.

4. **Dar certeza sobre expansión de la red.** Una forma de lograr las señales necesarias para los actores sobre la inversión en la red es integrar horizontalmente empresas de transmisión. Lo anterior se hace para asegurar la expansión natural de mercados de mayoreo. Además se designó a operadores independientes que permitan satisfacer la demanda y mantener la operación de la red bajo estándares óptimos en frecuencia, voltaje y estabilidad, así como guía para la inversión en transmisión. Otra forma de dar certeza es aplicar reglas claras para promover el acceso eficiente a las redes de transmisión para compradores y vendedores de mayoreo. Esto incluye mecanismos para asignar capacidad de transmisión escasa entre redes y proveer la interconexión de nuevas plantas de generación.
5. **Promover certidumbre en la transición.** Existen periodos importantes de incertidumbre ante las nuevas reglas de mercado. En este sentido además de hacer las transiciones ágiles es importante respetar las condiciones anteriores para proyectos cuyo financiamiento se fincó previamente, esto para evitar problemas similares a los que se enfrentó la generación eólica en España durante la crisis financiera de 2012.
6. **Transparencia de información.** Uno de los temas centrales de la apertura del mercado inglés fue dar a conocer la relación entre costos y precios de venta, así como darle la posibilidad al regulador de solicitar la información de las transacciones del mercado mayorista a los suministradores para analizar el comportamiento del mercado y tomar decisiones informadas. Del mismo modo, el gobierno inglés publicó datos sobre el flujo de sus redes, permitiendo a los operadores usar de forma más eficiente la capacidad de la red disponible.¹² Por ello, la transparencia es uno de los elementos clave para garantizar la predictibilidad, independencia y confiabilidad del propio regulador. Un ejemplo donde esto no ha funcionado bien es Texas, debido a la enorme oferta de proveedores de energía que hace complicado mantener una fuente de información para comparar los productos del mercado con base en costo y servicio. El sitio <powertochoose.com> no compara a las compañías por número de quejas,

⁹ *Ibid*

¹⁰ Las seis compañías son: Npower, Scottish Power, EDF Energy, Centrica, E.ON Energy, Scottish and Southern.

¹¹ Fandiño, Ester, La transformación del sector eléctrico argentino, p.47, disponible en <http://www.ariae.org/download/sistemas_energeticos/argentina.pdf>

¹² Secretary of State for Energy and Climate Change, 2011. Planning our electric future: a White Paper for secure, affordable and low@carbon electricity

ni obliga a las empresas a publicar recibos o facturas,¹³ lo que resulta a veces en mayores precios para los consumidores finales.¹⁴ En este sentido, resulta importante desarrollar instituciones activas desde el punto de vista de la demanda para que los consumidores puedan reaccionar a variaciones en los precios, e integrar éstos y las expectativas de calidad del sistema, al precio de mayoreo y al consumidor.

7. **Mecanismos para asegurar el cumplimiento.** Además de crear un nuevo regulador y asignarle nuevas facultades de planeación a los organismos gubernamentales encargados del sector eléctrico, muchos mercados crearon compañías administradoras del mercado eléctrico mayorista para fijar criterios de “despacho” de este (caso Argentino, por ejemplo), así como precios de potencia. Por otro lado, en cuanto a la resolución de conflictos destaca la creación del *Ombudsman* de energía¹⁵ (caso de Francia), encargado de elaborar recomendaciones para disputas entre consumidores y proveedores de electricidad y gas natural. Otra de sus funciones es desarrollar campañas de difusión sobre los derechos de los consumidores¹⁶ donde se explica: cómo se determinan las tarifas y precios en el mercado, cómo leer las facturas, qué hacer en caso de inconformidad con un cobro o cómo se definen las energías verdes, entre otros temas.

A pesar de que en lo general la liberalización del mercado eléctrico en distintos países logró su principal cometido: disminuir tarifas y mejorar el servicio a través de la competencia, varios mercados han tenido problemas en el funcionamiento del mercado *spot*. Por ello, Inglaterra ha sido uno de los primeros países en lanzar en 2013 una segunda reforma, esto por la falta de liquidez en el mercado mayorista para la compra – venta de electricidad en el volumen y tiempo necesarios para operar de forma efectiva. Factores que impiden a los participantes independientes gestionar el riesgo a largo plazo.¹⁷ Por este motivo, Ofgem presentó dos propuestas: **realizar subastas obligatorias**¹⁸ y **crear un mercado obligatorio**¹⁹ con la idea de aumentar la liquidez en el mercado al requerirles a todos los participantes que compren y vendan un porcentaje de su electricidad en subastas, además de apoyar el comercio directo entre nuevos productores independientes. Así se pretende fomentar la competencia del mercado minorista en beneficio de los consumidores a través de tres mecanismos:

- **Mercado de Capacidad o *Capacity Market*.** Este sistema de subastas obligatorias garantizará que el suministro eléctrico sea suficiente para satisfacer la demanda futura y así evitar la posible falta de generación eléctrica que se estima suceda a finales de esta década. La iniciativa ofrece a los proveedores de capacidad (centrales eléctricas existentes) un flujo de ingresos estable y predecible sobre el que pueden basar sus inversiones futuras a cambio de entregar energía cuando se les requiera, de lo contrario podrán enfrentar multas. La primera subasta se realizó en diciembre de 2014, a la que le seguirán dos más en 2015 y 2016.

¹³ Op. cit. Texas Coalition for Affordable Power

¹⁴ Buchele, Mose, State Impact, What Happened at the Sandy Creek Power Plant?, disponible en <<http://stateimpact.npr.org/texas/2012/01/24/what-happened-at-the-sandy-creek-power-plant/>>

¹⁵ <http://www.energie-mediateur.fr/the_national_energy_ombudsman/footer/faq.html>

¹⁶ En estas se explican cómo se determinan las tarifas y los precios en el mercado, como leer las facturas, qué hacer en caso de inconformidad con un cobro, o qué son las energías verdes, entre otros.

¹⁷ *Ibid.*

¹⁸ Mandatory Auction: Condiciona las licencias de grandes generadores integrados verticalmente para que pongan a disposición del mercado entre el 10 y 20% de su electricidad

¹⁹ Mandatory Market Maker: Condiciona a los grandes competidores integrados verticalmente a ofrecer precios de compra y venta de productos y volúmenes de forma continua

- **Los Contratos por Diferencias (Cfd).**²⁰ Esta nueva política es la principal herramienta para impulsar la generación eléctrica limpia en el Reino Unido. Bajo esta política los generadores de energías renovables con mayores costos recibirán un monto adicional por unidad de energía producida, la cual equivale a la diferencia de su costo de producción con la de un precio referencia establecido por la autoridad (costo promedio de generación eléctrica de todas las tecnologías que suministran energía a la red). El mercado opera a través de contratos entre generadores privados y la empresa gubernamental, *Low Carbon Contracts Company* (LCCC) con el fin de contar con un cálculo de precios de referencia creíbles, los cuales son fundamentales para la adopción y buen funcionamiento del mercado.
- **Monitoreo y Evaluación.** Para dar seguimiento a estos cambios se creó el Programa de Resultados de la Reforma (EMR *Delivery Plan*),²¹ mismo que se publicará de forma quinquenal con actualizaciones anuales. La publicación del Programa en 2013 estableció el precio de ejercicio para tecnologías renovables en contratos por diferencias (CFDs) para los periodos 2014-2019, la metodología empleada para el cálculo de dichos precios, así como los estándares de confiabilidad para el mercado eléctrico, entre otros. Por otro lado, se estableció el Panel de Expertos Técnicos (PTE), cuyo objetivo es revisar y garantizar la calidad de las investigaciones y análisis que elabora la empresa de distribución de electricidad (*National Grid*).

II.2 PUNTOS A CONSIDERAR PARA PROMOVER LA COMPETENCIA EN MÉXICO

La reforma al sector eléctrico en México fue una de las últimas en llevarse a cabo, y por lo tanto se construyó a partir de las mejores prácticas. Un par de ejemplos de esto es la incorporación en la regulación del contenido nacional de forma acotada, esto para evitar los problemas en costos y capacidades como los sufridos en Brasil, así como la creación de un regulador de la seguridad como en el caso de Noruega y Estados Unidos. Sin embargo, existen varios detalles sobre cómo se logrará la competencia en el mercado de mayoreo o el tipo de contratos de largo plazo que se celebrarán, entre otros temas que aún falta definir. Los puntos que consideramos más relevantes que aún están pendientes son:

- **Segmentar el mercado.** La propia Ley de la Industria Eléctrica reconoce la importante participación de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) en el sector, aunque establece algunas condiciones para reducir su impacto en el mercado. El hecho de que la CFE no se rompió en diferentes empresas (generación, distribución y transmisión) implica un reto en cuanto a los mecanismos para evitar conflictos de interés de un área con respecto a otra, lo que puede afectar la eficiencia o credibilidad del mercado. En este sentido existen áreas de oportunidad para evitar que la empresa sirva fines políticos más que económicos. Una de ellas es impulsar cambios para que el gobierno corporativo de la empresa opere como el de las empresas públicas que cotizan en bolsa. Es decir, que el Consejo tenga la facultad para nombrar y remover al director general, entre muchas otras. Para ello, el Consejo no puede estar conformado en su mayoría por servidores públicos. De hecho, debería tener una representación mayoritaria de los accionistas, en este caso los mexicanos, al ser una

²⁰ Op. cit. Secretary of State for Energy and Climate Change, 2011.

²¹ Department of Energy & Climate Change, Implementing Electricity Market Reform (EMR), pag. 146-147, disponible en: <https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/324176/Implementing_Electricity_Market_Reform.pdf>

empresa estatal. Para tomar las mejores decisiones sobre los pasivos laborales de la empresa, así como sus decisiones de inversión, no basta con nombrar una minoría de consejeros independientes (cuatro), sino asegurar un gobierno corporativo más parecido al de empresas como ERDF en Francia.

- **Mecanismo para determinar el crecimiento de las redes de transmisión y distribución.** Debido a la necesidad de la expansión de gasoductos que permita a CFE cambiar sus plantas de combustóleo por gas natural, existe una gran incógnita relacionada con qué tanto puede inhibir esta infraestructura la expansión de la red eléctrica futura. Esta preocupación se vuelve más relevante en aquellos lugares con mayor potencial de generación distribuida o aprovechamiento de recursos renovables. En este sentido aún no está claro cómo podrá participar la iniciativa privada para asociarse con el sector público y promover un mayor despliegue de la red eléctrica.

Por otro lado, para reducir la incertidumbre de los inversionistas se deberían hacer públicos los análisis de costos de construcción de gasoductos versus los del despliegue de red eléctrica. Asimismo, se debe revelar el costo de la prima de riesgo que podría implicar asegurar el abasto de gas al precio actual en los próximos 15-20 años, esto para incluirlo en un análisis de costos con energías renovables que sí pueden garantizar el costo de generación para este periodo. Lo anterior, puesto que cada vez habrá más competencia por el gas norteamericano en el mundo y la infraestructura para transportarlo implica un costo hundido, factor muy relevante si México no puede detonar la extracción de sus reservas como lo tiene planeado.

- **Entender cómo se planea financiar y cómo se decide la expansión de la red de transmisión y distribución,** así como los costos y precios reales de suministro (generación) y entrega (consumo) de energía en cada punto del sistema. De la misma forma será indispensable contar con información accesible sobre puntos de congestión y pérdidas. La reglamentación debe lograr que el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) y la Comisión Reguladora de Energía (CRE) tengan la capacidad para solicitar esta información y hacerla pública.
- **Establecer tarifas.** Los precios son el mecanismo de señalización de los sistemas eléctricos. Éstos reflejan los costos reales de recibir energía en cada punto del sistema, lo que permite identificar áreas de oportunidad de quien entregue la energía o preste un servicio, así como el desarrollo de proyectos e inversión. En este sentido no sólo falta esclarecer las tarifas de transmisión que impondrá la CRE, sino la forma en que se determinarán las tarifas reguladas para los usuarios básicos, que siguen siendo responsabilidad de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP). Tampoco queda claro cómo se separará este subsidio de las cuentas de CFE que ahora tiene que ser una empresa productiva del Estado. Este gasto gubernamental considerable debería discutirse como un monto independiente dentro del Presupuesto de Egresos de la Federación (PEF) para ser negociado en el Congreso.

En este sentido, cabe destacar que la Ley de la Industria Eléctrica considera aspectos muy importantes para atender parte de estos retos, entre los que destacan:

- La facultad de Secretaría de Energía (SENER) para establecer los criterios que deberá cumplir el CENACE para que el público tenga acceso a su información.

- El hecho de que el CENACE debe poner a disposición de los participantes del mercado²² modelos de cálculo de precios, capacidades y disponibilidades de los elementos de las centrales eléctricas, así como información sobre la red nacional de transmisión y distribución del mercado mayorista y de la ampliación de infraestructura.
- La creación de un sitio de internet gratuito y para el público general con información sobre contratos, convenios y anexos de las empresas productivas del Estado, subsidiarias y filiales en el mercado eléctrico mayorista, así como obras de generación, transmisión, distribución y comercialización.
- La incorporación de la Comisión Federal de Competencia (COFECE) para realizar análisis y actuar conforme a sus posibilidades para mantener la competencia cuando la CRE, CENACE, SENER o cualquier institución detecte prácticas monopólicas.²³

²² Persona que celebra el contrato respectivo con el CENACE en modalidad de generador, comercializador, suministrador, comercializador no suministrador o usuario calificado.

²³ Sin perjuicio de las demás prácticas establecidas en La Ley Federal de Competencia Económica, se considerarán prácticas monopólicas cualquier convenio, arreglo o coordinación entre participantes del mercado con la intención o efecto de restringir el funcionamiento eficiente del mercado eléctrico mayorista

III LA DEMOCRATIZACIÓN DE LA RED ELÉCTRICA: LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA. LECCIONES PARA LA SEGUNDA TRANSFORMACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO

¿QUÉ ES LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA?

Es la generación o almacenamiento de energía eléctrica a pequeña escala lo más cerca posible del lugar de consumo, con la opción de comprar o vender electricidad a la red. Con la apertura a la competencia del sector eléctrico mexicano en generación y comercialización, este tipo de generación se convierte en una alternativa tecnológica viable para satisfacer la demanda de electricidad de una manera eficiente e impulsar el desarrollo de energías renovables.

Aunque no existe un rango de capacidad instalada definido en el mundo para sistemas de generación distribuida, normalmente dichas centrales eléctricas tienen una capacidad que va de 0.1 a 20 MW (megawatt). Entre las principales tecnologías empleadas para el desarrollo de este tipo de generación están: el aprovechamiento de fuentes renovables (solar, eólica, hidroeléctrica y biogás a partir de distintos residuos), cogeneración eficiente y combustión interna, y tecnologías utilizadas como respaldo en la industria.

¿POR QUÉ ES IMPORTANTE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA?

El avance de la tecnología ha hecho que la generación distribuida no sólo se convierta en una fuente de electricidad en aquellos lugares donde no hay suministro eléctrico, sino también en una forma eficiente de abastecer a ciertos consumidores y vender la energía excedente a la red. Existen múltiples ventajas de la generación distribuida, una relevante para nuestro país es que reduce las pérdidas de energía del sistema al consumir la energía en el lugar que se produce. Cabe recordar que en México se pierde más del 15% de la energía que se transmite en la red.²⁴ Por otro lado, la generación distribuida permite una mayor diversificación de la matriz energética, lo que aumenta la seguridad energética y disminuye la necesidad de grandes inversiones de infraestructura para suministrar electricidad en el país. En la Gráfica 1 se describen otras ventajas de la generación distribuida de acuerdo a la literatura.

Gráfica 1. Beneficios de los sistemas de generación distribuida

Beneficios para el Usuario	Beneficios para el Suministrador
<ul style="list-style-type: none"> • Incremento en confiabilidad y disponibilidad • Abasto en zonas remotas • Reducción del número de interrupciones • Uso eficiente de la energía • Menor costo de la energía (cuando se usan vapores de desecho, o por el costo de energía en horas pico) • Uso de energías renovables • Facilidad de adaptación a las condiciones del sitio • Disminución de emisiones contaminantes 	<ul style="list-style-type: none"> • Abasto en zonas remotas • Libera capacidad del sistema • Proporciona mayor control de energía reactiva • Mayor regulación de tensión • Disminución de inversión • Menor saturación • Reducción del índice de fallas • Disminución en las pérdidas por transmisión y distribución • Reducción de consumo de combustibles fósiles • Nivelan los perfiles de voltaje al aportar potencia y energía reactiva en la red • Ingresos adicionales por cuestiones de respaldo, porteo y otros servicios

Fuente: Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía, 2013

²⁴ CFE Presentación Enrique Ochoa director general CFE en Foro Energía a Debate Noviembre 2014

Lo anterior ha hecho que distintos países promuevan la generación distribuida como política energética. Por ejemplo Alemania, uno de los países con mayor descentralización en su sector eléctrico, registró en 2013 una capacidad instalada en generación distribuida de 86 GW²⁵, equivalente al 48% del total disponible.²⁶ Las razones que motivaron dicha descentralización fue la promoción de la inversión en energías renovables, un menor impacto ambiental (altamente dependiente de energía nuclear y carbón) y una mejora en la seguridad energética.

De igual forma, California (Estados Unidos) ha decidido impulsar el desarrollo de sistemas de generación distribuida. En 2013 el estado consumió un total de 15,294 TWh (terawatts-hora), equivalentes al 5.5% del total de su energía, a partir de sistemas de generación distribuida,²⁷ de los cuales el 51% se concentra en industria, 21% en edificios comerciales, 14% en minería y construcción y 8% en residencias. El gobierno de California ha decidido impulsar este sector debido a su potencial, la reducción de emisiones de gases efecto invernadero, las menores pérdidas de energía del sistema, y la necesidad de reducir la presión sobre grandes productores y del sistema en general.

Por otro lado, países como la India, que cuenta con condiciones muy diferentes a Alemania y California, también han impulsado el desarrollo de sistemas de generación distribuida para la electrificación de zonas rurales debido a la limitada capacidad de su red, así como sus pérdidas. En 2001 de acuerdo al Censo Económico de la India se identificaron 5,259 poblados marginados sin acceso a electricidad. Para el año 2010 cerca de dos terceras partes (63%)²⁸ de dichos poblados ya contaba con electricidad debido al desarrollo de sistemas de generación distribuida. Se espera que este número aumente, ya que la alternativa es más costo eficiente que extender la red eléctrica.

A continuación se describen algunos casos que han sido exitosos en la promoción e implementación de generación distribuida con el fin de enriquecer el debate alrededor de la nueva reglamentación del mercado eléctrico nacional.

III.1 APRENDIENDO DE LA EXPERIENCIA INTERNACIONAL

ALEMANIA

Alemania no sólo tiene uno de los sistemas eléctricos más descentralizados como ya se mencionó, sino uno de los más innovadores. En los últimos años el gobierno alemán decidió simplificar los contratos de compra y venta de electricidad para que cualquiera pueda participar en el mercado sin la necesidad de un asesor legal. De esta forma, los contratos en Alemania tienen una extensión promedio de dos páginas, mientras que en Estados Unidos dichos contratos son de 70 páginas.²⁹ Además simplificaron los trámites para producir energía eléctrica a pequeña escala a partir de fuentes renovables, lo que impulsó una inversión de 800 millones de euros en pequeñas cooperativas energéticas para dichos desarrollos que involucraron a cerca de 80,000 ciudadanos. En otras palabras, este es el vivo ejemplo de cómo no sólo se debe liberalizar al sector, sino convertirlo en un mercado abierto al público (ver Gráfica 2).

²⁵ Utilities Unbundled: New perspectives on power and utilities, Ernst & Young 2013

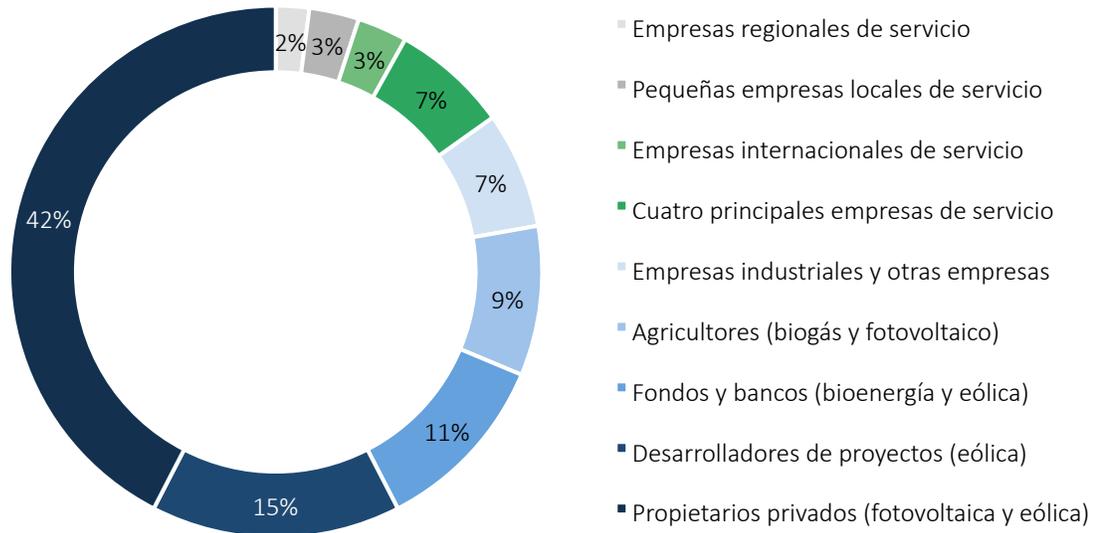
²⁶ Incluye autoabastecimiento.

²⁷ California Energy Commission 2014, disponible en < <http://www.ecdms.energy.ca.gov/elecbyutil.aspx>>

²⁸ Decentralized Distributed Generation for an Inclusive and Low Carbon Economy for India, Chandrashekar Iyer, Rajneesh Sharma, Ronnie Khanna, Akil Laxman.

²⁹ *Op.cit.* Ernst & Young 2013

Gráfica 2. Propiedad de las instalaciones de servicio eléctrico a partir de energías renovables en Alemania (2009)



Fuente: Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety, 2012³⁰

Otras medidas que también contribuyeron a este crecimiento del mercado alemán son:

- **Uso de *feed-in tariffs***, una tarifa que establece el regulador para comprar la energía que generan los propios usuarios a través de contratos de largo plazo (regularmente de 20 años), esto sin importar la tecnología que se utilice. El principal objetivo es la rentabilidad y certidumbre de proyectos de energía renovable con generación distribuida. La tarifa se determina a partir del cálculo que permita un retorno a la inversión (ROI) para los generadores de entre 5 y 7%.³¹
- **Metas de participación de las energías renovables**, la Ley de Energías Renovables estipula que para 2020 por lo menos el 35% de la generación de electricidad provendrá de energías renovables. Para 2030 se plantea que este valor llegue a 50% y para 2050 a 80%. Además tiene como objetivo disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero, respecto a 1990, un 40% en 2020, y de entre 80-90% en 2050.
- **Prioridad para conectar energías renovables a la red eléctrica**,³² es decir, un productor que genera electricidad a partir de energías renovables tiene preferencia en el acceso a la infraestructura de transmisión y distribución para entregar energía a la red.
- **Apoyo a la cogeneración**, a partir de la Ley de Cogeneración se establece una meta de participación del 25% en la generación de electricidad al 2020 (valor que en 2010 llegó al 14.5%), así como una bonificación por cada kWh producido³³ y prioridad para conectarse a la red de transmisión.

³⁰ Distributed generation in Germany: From policy planning to implementation performance, Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety.

³¹ Energy Transition The German Energiewende, Heinrich Boll Foundation.

³² *Ibid*

³³ La Ley (actualizada en 2012), define el incentivo a recibir de acuerdo a la capacidad del equipo: menos de 500 kW – 5.41 centavos de euro/kWh, entre 50 y 250 kW – 4 centavos de euro /kWh, hasta 2 MW – 2.4 centavos de euro /kWh, por encima de 2 MW – 1.8 centavos de euro /kWh

Uno de los requisitos es que el sistema de cogeneración reduzca la demanda de energía primaria por lo menos en 10%, se estima que la eficiencia estimada de estos sistemas es de 87%, mientras que la de obtener energía (térmica y eléctrica) en sistemas separados es de 55%. Dichos beneficios se pueden aplicar tanto a sistemas nuevos como reconstruidos, ya sean de almacenamiento o recuperación de calor, así como sistemas de cogeneración a partir de equipos de calefacción en hogares.³⁴

El resultado de estas medidas es que la capacidad instalada para generación a partir de paneles solares fotovoltaicos en el sector residencial pasó de un gigawatt (GW) a 32 GW entre 2004 y 2012. Además, las empresas Volkswagen y Lichtblick tienen considerado un aumento en sistemas de cogeneración pequeños para aprovechar energía térmica y eléctrica a través de la instalación de 100,000 sistemas residenciales, cifra que refleja el potencial de dicho mercado.³⁵

Una encuesta desarrollada por Ernst & Young a empresas que participan en el mercado alemán de generación distribuida o planean hacerlo revela que sólo 18% de éstas considera que el mercado está bien desarrollado, mientras que 32% considera que el mercado en Alemania está poco desarrollado. Es decir aún hay una gran expectativa sobre el potencial de desarrollo de este mercado. A su vez 77% de los encuestados considera que los sistemas de generación descentralizados son indispensables para la transición energética del país.³⁶ Sin embargo, existen importantes retos técnicos en la implementación de la generación distribuida. En particular destaca la variación de voltajes que representa interconectar sistemas de generación distribuida a la red eléctrica, además de la expansión de la red.³⁷

CALIFORNIA

California es el estado con mayor generación de energía solar en Estados Unidos, con una capacidad de 8,544 MW. Dicha capacidad ha crecido 200 veces entre 2002 y 2013, siendo las ciudades una parte fundamental en la aportación de dicha energía. De las 20 ciudades con mayor capacidad instalada de energía solar en Estados Unidos cinco se encuentran en California, y representan 7% de la capacidad fotovoltaica del país a pesar de sólo tener el 0.1% del territorio³⁸.

³⁴ Energy Transition The German Energiewende, Heinrich Boll Foundation

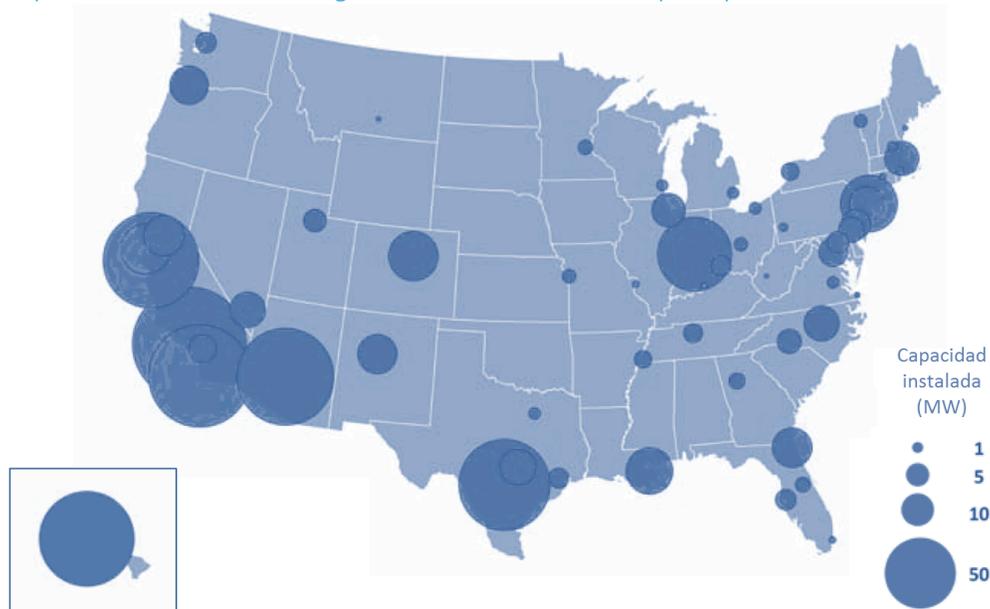
³⁵ Utilities Unbundled: New perspectives on power and utilities, Ernst & Young 2013

³⁶ *Ibid*

³⁷ Distributed generation in Germany: From policy planning to implementation performance, Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety

³⁸ 1° Los Ángeles 132 MW, 2° San Diego 107 MW, 4° San José 94 MW, 9° San Francisco 26 MW y 12° Sacramento 16 MW

Gráfica 3. Capacidad instalada de energía solar fotovoltaica en las principales ciudades de Estados Unidos



Fuente: Environment California Research & Policy Center, 2014

El desarrollo de la industria solar en California hoy representa a cerca de 2,603 empresas (467 en el proceso de manufactura, 990 en instalación, 118 en desarrollo de proyectos, 136 en distribución y 438 en financiamiento, ingeniería y asesoría legal) y genera 47,223 empleos de acuerdo a cifras de 2013. Su desarrollo también ha provocado una caída de 6% en los costos de instalación de la energía en residencias y comercios en el último año.³⁹

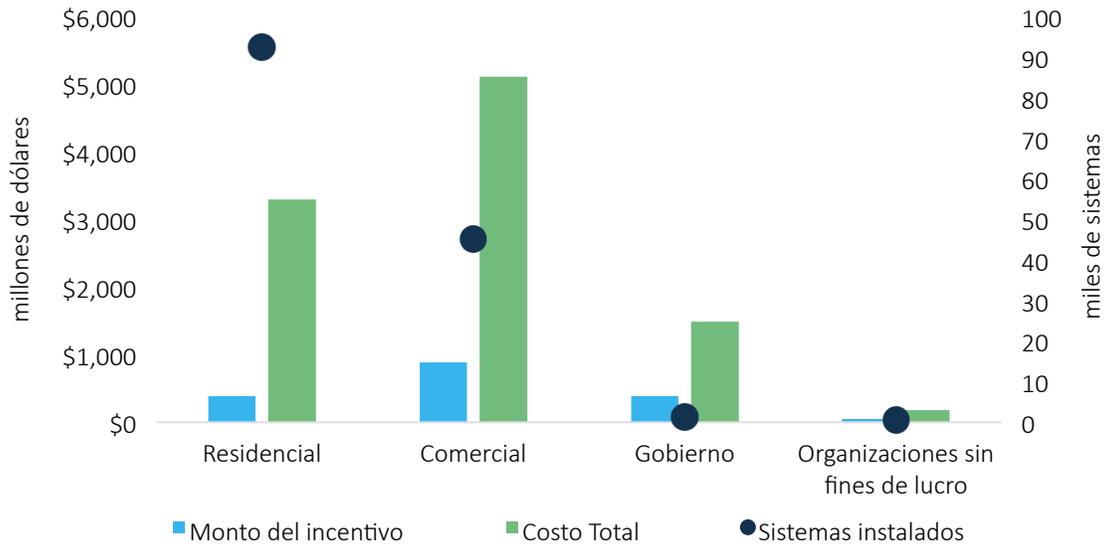
El éxito del desarrollo de sistemas fotovoltaicos en el Estado se debe tanto al marco regulatorio como a las características de la industria de generación distribuida. Por ejemplo, California cuenta con el programa *Go Solar California!*, que a través de una campaña conjunta de la Comisión de Energía y la Comisión de Servicios públicos de California, busca instalar 3,000 MW de paneles fotovoltaicos en hogares y comercios para 2016.⁴⁰ Dentro de esta campaña se encuentra la Iniciativa Solar de California (CSI por sus siglas en inglés), que se lanzó en 2007 para producir 1,940 MW de energía. A diciembre de 2014 dicha iniciativa ha instalado 139,683 sistemas fotovoltaicos con una inversión total de 10,070 millones de dólares, de los cuales 17% del costo ha sido absorbido por el gobierno. Dos terceras partes de los sistemas se han instalado en el mercado residencial. Sin embargo, la mayor inversión se ha hecho en el sector comercial acumulando \$5,109 millones de dólares (ver Gráfica 4).⁴¹

³⁹ Solar Energy Industries Association (SEIA), disponible en < <http://www.seia.org/state-solar-policy/california>>

⁴⁰ California Energy Commission and The California Public Utilities Commission, disponible en <<http://www.gosolarcalifornia.ca.gov/>>

⁴¹ *Ibid*

Gráfica 4. Resultados del programa CSI a diciembre 2014 (millones de dólares y miles de sistemas)



Fuente: California Public Utilities Commission, 2014

El costo que asume el gobierno se calcula a partir del funcionamiento de los paneles fotovoltaicos instalados considerando ángulo de instalación y localización, esto únicamente para sistemas con capacidad máxima de 5 MW. La mayoría de los sistemas residenciales desarrollados tienen una capacidad de entre 2 y 4 kW. El programa considera un reembolso (decreciente en el tiempo) a partir del rendimiento esperado. Por ello, dichos reembolsos pasaron de \$2.5 dólares por Watt en 2007 a \$0.2 dólares por Watt en 2012, lo que equivale a 25 y 3% del costo de instalación, respectivamente.

Además, el estado cuenta con un programa de medición de energía neta (NEM por sus siglas en inglés), el cual permite a los consumidores hacer un neteo (balance) de la electricidad generada y entregada a la red pública (entre 1kW y 1MW) contra la consumida. De tal forma que el usuario solo tiene que pagar la diferencia por la energía consumida o recibir un pago de acuerdo a las tarifas fijadas en caso de producir más de lo que consume.⁴²

Por otro lado, el Estado ha creado una visión de largo plazo al 2020 para identificar los factores necesarios para el desarrollo del mercado de sistemas fotovoltaicos y adecuar el marco regulatorio. La Tabla 1 resume los principales factores de este marco que se dividen en cuatro áreas: política de planeación, estructura, incentivos y reglas. Por su parte las características de la industria se dividen a su vez en económicas, financiamiento, tecnología, propuesta de valor a los clientes, participantes de la industria e infraestructura.⁴³

⁴² Harvard Electricity Policy Group, California Distributed Generation

⁴³ Distributed Generation and Cogeneration Policy Roadmap for California, California Energy Commission, 2007

Tabla 1. Marco regulatorio y visión a 2020 de los sistemas de generación distribuida (GD)

Marco regulatorio	Visión 2020
Política de planeación	<ul style="list-style-type: none"> Diversificar el <i>mix</i> de generación, incluyendo generación central, eficiencia energética, generación distribuida, cogeneración, etc... Contar con mecanismos de mercado que permitan a la generación distribuida competir con la generación central Cumplir con las metas de participación de energías renovables (RPS)
Estructura	<ul style="list-style-type: none"> La estructura tarifaria es transparente y se conecta con el mercado Las tarifas ya consideran externalidades La participación de los productores mediante generación distribuida y cogeneración cuentan con fácil acceso al mercado mayorista de energía
Incentivos	<ul style="list-style-type: none"> No son necesarios incentivos para la el desarrollo de sistemas de GD
Reglas	<ul style="list-style-type: none"> La generación distribuida y cogeneración pueden competir en igualdad de condiciones con el resto de opciones de generación
Características de la industria	Visión 2020
Económicas	<ul style="list-style-type: none"> El desarrollo de sistemas de generación distribuida y cogeneración sean económicamente atractivos sin la necesidad de incentivos adicionales
Financiamiento	<ul style="list-style-type: none"> Costo de financiamiento muy bajo para los proyectos de GD
Tecnología	<ul style="list-style-type: none"> Una amplia gama de tecnologías de generación para escoger de acuerdo a las necesidades de cada usuario
Propuesta de valor a los clientes	<ul style="list-style-type: none"> Opciones que combinan tanto bajo costo de generación como impacto ambiental
Participantes de la industria	<ul style="list-style-type: none"> El ambiente del sector atrae empresas de clase mundial en aspectos de toda la cadena de suministro (desarrollo de proyectos, financiamiento, mantenimiento, suministro de refacciones, etc.)
Infraestructura	<ul style="list-style-type: none"> Desarrollo de un sistema de información que permita generar y recibir información de manera constante y la consulta en tiempo real

Fuente: California Energy Comission,

Respecto al futuro del sistema, el Estado plantea distintos escenarios, destacando el de *información energética*, que contempla el mayor desarrollo de sistemas alternativos de generación, como son generación distribuida y cogeneración. Bajo este escenario se plantea que dichas tecnologías compitan directamente con el sistema tradicional de generación (grandes centrales eléctricas) a partir de un sistema de información de precios transparente y dinámico (por hora), el cual permita conocer a los usuarios los costos eléctricos en tiempo real e incluya las externalidades ambientales.

Bajo este escenario se espera que los sistemas de generación distribuida tengan una penetración de 7,400 MW en el año 2020: 300 MW a partir de pequeña biomasa, 10 MW de pequeñas plantas eólicas, 3,000 MW de paneles fotovoltaicos, 3,300 MW de sistemas de cogeneración de pequeña y mediana escala y el restante (790 MW) de otras tecnologías. Además contempla 11,200 MW a partir de grandes sistemas de cogeneración. El desarrollo de cada tecnología depende en gran medida tanto de su madurez como de la del mercado.⁴⁴ Para cumplir con las metas de participación planteadas a 2020 se deberán contemplar tres aspectos:

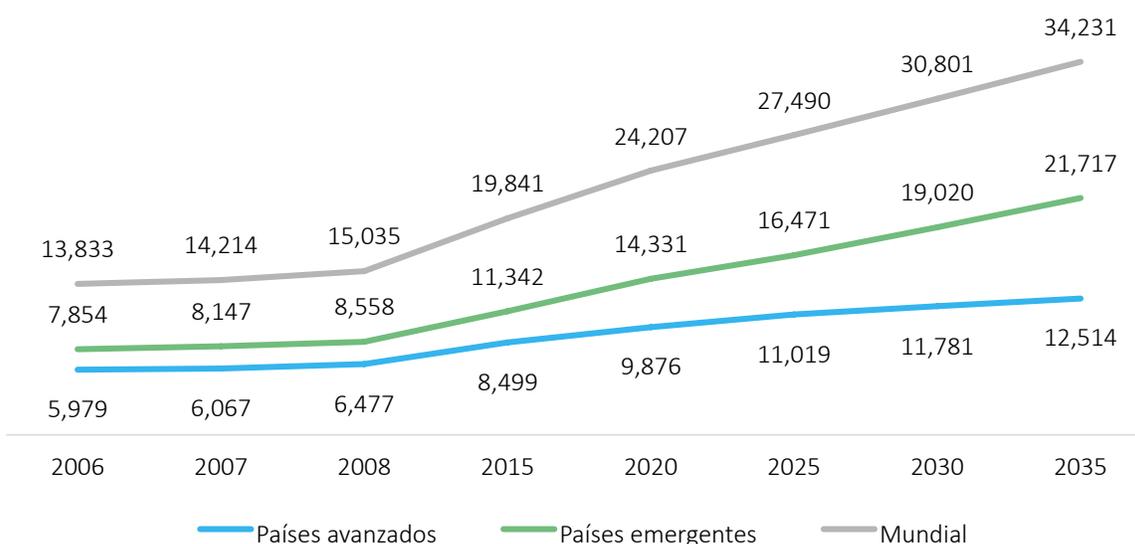
⁴⁴ Distributed Generation and Cogeneration Policy Roadmap for California, California Energy Comission, 2007

- **Mantener incentivos en el corto plazo.** Hasta 2017 deberán mantenerse los incentivos diseñados para el desarrollo de generación distribuida y cogeneración, y después desaparecerán gradualmente.
- **Transición a nuevos mecanismos de mercado.** Tras eliminar los incentivos se incorporarán mecanismos de mercado del sector así como de carbono, para lo cual se prevén metas de participación por sistemas y la posibilidad de exportar energía generada por cogeneración, así como mantener el costo de las externalidades en las tarifas.
- **Reducir obstáculos institucionales.** Para esto se requiere desarrollar una metodología para estimar costos y beneficios de sistemas alternos, reestructurar las tarifas para integrar estos sistemas y desarrollar una normatividad que considere los impactos ambientales.

INDIA

India es uno de los 10 principales consumidores de energía a nivel mundial y cuenta con mayor potencial para el desarrollo de sistemas de generación distribuida. Esto se debe a la enorme cantidad de población sin energía eléctrica, su gran potencial de desarrollo económico.⁴⁵ Además destaca por registrar uno de los mayores porcentajes de pérdidas en la red de transmisión y distribución de electricidad en el mundo (alrededor de 25%).⁴⁶

Gráfica 5. Consumo de energía a partir de fuentes renovables, 2006-2035 (TWh)



Nota: India, China Rusia y Brasil se consideran países emergentes

Fuente: Secretaría de Energía, 2013⁴⁷

En 2001 el 56.48% de los hogares en zonas rurales no tenían acceso a una fuente moderna de abasto de energía (luz o gas licuado de petróleo) en lugar de fuentes contaminantes, para 2010 este valor bajó al 16%.⁴⁸ En la opinión de varios expertos, el éxito del desarrollo de la generación distribuida se debió a los

⁴⁵ Prospectivas del Sector Eléctrico 2013-2027, Secretaría de Energía

⁴⁶ Distributed Power Generation: Rural India – A Case Study, Anshu Bharadwaj, Rahul Tongia

⁴⁷ *Ibid*

⁴⁸ Decentralized Distributed Generation for an Inclusive and Low Carbon Economy for India, Chandrashekar Iyer, Rajneesh Sharma, Ronnie Khanna, Akil Laxman.

avances tecnológicos que redujeron los costos de las nuevas tecnologías y a la implementación de las siguientes políticas públicas:⁴⁹

- La Ley de Electricidad del año 2003, que considera la inclusión de tarifas preferenciales para energías renovables y cogeneración eficiente. Además de que las tarifas para pequeños consumidores pueden fijarse directamente entre particulares. La Ley también incorpora metas de participación de energías renovables bajo *Renewable Portfolio Standards* (RPS) en donde los certificados no cuentan con una fecha límite de cumplimiento por región, ni obliga el suministro de electricidad en todas las zonas del país, incluyendo zonas rurales.
- La Política Nacional de Electricidad de 2005, la cual promueve la participación privada para el desarrollo de proyectos de energía renovable y cogeneración. Además esta política crea tarifas especiales para incentivar el desarrollo de sistemas de generación distribuida aunque no tiene plazos y sanciones por incumplimiento, lo que ha dificultado su desarrollo.
- La política tarifaria de 2006 que establece el porcentaje mínimo de sistemas de generación con energía renovable y cogeneración, así como un proceso de licitación pública para fomentar la producción de energías con dichas fuentes.
- El Plan de Acción Nacional sobre Cambio Climático de 2009-2010, se considera como una palanca de desarrollo para el aumento en la participación de energías renovables, en el cual todas las regiones deben involucrarse y cumplir las metas.

Entre los principales retos que existen para detonar la inversión en generación distribuida a partir de energías renovables y cogeneración eficiente, se enlistan:⁵⁰

- **Subsidios cruzados a las tarifas eléctricas.** Un menor consumo industrial y comercial derivado de la generación distribuida afecta la utilidad del sector eléctrico, lo que disminuye la capacidad para subsidiar al sector residencial.
- **Subsidio a combustibles fósiles,** (inclusive diésel y queroseno) para consumo calorífico, desincentiva la inversión en energías renovables al hacerlas menos necesarias.
- **Falta de estándares de interconexión a la red para instalaciones pequeñas.** Por ello, la conexión a la red puede significar elevados costos para pequeños productores que requieren de la instalación de una subestación para llevar la energía de 11 a 66kV.
- **Alto costo de inversión** para la instalación de sistemas de generación con energías renovables y cogeneración eficiente.
- **Bajo nivel de cumplimiento, aplicación y monitoreo de la regulación ambiental,** además de que no se internalizan los costos ambientales y sociales del aprovechamiento de fuentes convencionales de energía.

⁴⁹ Decentralized Distributed Generation for an Inclusive and Low Carbon Economy for India, Chandrashekar Iyer, Rajneesh Sharma, Ronnie Khanna, Akil Laxman. Distributed Power Generation: Rural India – A Case Study, Anshu Bharadwaj, Rahul Tongia. The New Era in Distributed Generation: Delivering Resources to Every Corner of the World, IBM 2013.

⁵⁰ The New Era in Distributed Generation: Delivering Resources to Every Corner of the World, IBM 2013.

- **Falta de plazos, porcentajes y sanciones por incumplimiento** de metas de energías renovables.

Para resolver estos obstáculos algunas de las propuestas para detonar la inversión en generación distribuida son:⁵¹

- **Establecer una planificación centralizada.** Para cumplir con la meta de abastecer a toda la población de electricidad a 2027 se necesita un organismo encargado de unificar esfuerzos. Dicha agencia deberá monitorear y promover los sistemas de generación distribuida publicando información para los inversionistas y capacitando personal técnico para su mantenimiento.
- **Selección de tecnologías de generación.** El desarrollo de cada sistema de generación requiere identificar la tecnología idónea a partir de los recursos disponibles, demanda y costos de implementación, además de considerar la capacitación de personal para el mantenimiento y operación de cada sistema.
- **Financiamiento gubernamental,** de acuerdo a la experiencia de la India, las localidades rurales generalmente son capaces de absorber los costos operativos de generación en proyectos de generación distribuida. Sin embargo, debido a los altos costos de inversión, el gobierno tendría que generar esquemas de financiamiento para su desarrollo basados en las tarifas necesarias para pagar los créditos y las eficiencias que se pueden lograr a partir de la disminución de pérdidas.
- **Beneficios de Mecanismos de Desarrollo Limpio,** en caso de mantenerse un mercado de carbono, la agencia encargada de coordinar la meta de electrificación en zonas rurales podría unificar los esfuerzos de los diversos proyectos para hacer más factible su financiamiento a través del mercado. Es decir conjuntar proyectos para lograr economías de escala en su financiamiento.

Lecciones aprendidas

Tras analizar estos y otros mercados (Japón, China, Corea del Sur y Canadá) algunos de los principales factores para detonar la generación distribuida son:

- **Experiencia técnica e industrial.** Por ejemplo, los proyectos de bioenergía de la India muestran la relevancia de mostrar el costo y los beneficios de cada proyecto, así como los riesgos implícitos para lograr su sustentabilidad
- **Capacidades.** La formación a largo plazo de empresarios, sociedad civil y beneficiarios, entre otros actores, para planificar e implementar sistemas de generación distribuida es importante y poco conocido. Dichas capacidades incluyen la habilidad de negocios, legales, finanzas y contabilidad para este tipo de proyectos, además del desarrollo de capacidades técnicas para la operación y mantenimiento del sistema. Un ejemplo de la relevancia de dichas capacidades son los problemas que enfrentó la implementación del programa de Hipoteca Verde en México (con la instalación de calentadores solares) el sexenio pasado, por falta de personal calificado.
- **Simplicidad de contratos y trámites.** El caso de Alemania es muy ilustrativo, mantener contratos simples y al alcance del público general detonó el crecimiento de generadores pequeños y

⁵¹ Decentralized Distributed Generation for an Inclusive and Low Carbon Economy for India, Chandrashekar Iyer, Rajneesh Sharma, Ronnie Khanna, Akil Laxman.

en gran medida comunitarios, al reducir una barrera importante para vender energía a la red. En España y México por ejemplo, se requiere de un gran número de trámites e interacción con varias autoridades para suministrar energía a la red, lo que retrasa la entrada en operación de los proyectos.

- **Estándares de conexión claros.** Actualmente, este es uno de los principales puntos de discusión de los mercados más evolucionados como Alemania y California para evitar problemas de voltaje en la red. En España por ejemplo, se ha establecido que la conexión sea de alta tensión, lo que implica muchas veces cierta modificación del sistema de generación distribuida, lo que puede encarecer la instalación, pero evita problemas técnicos.⁵²
- **Certidumbre sobre el desarrollo de infraestructura** de transmisión en los sitios con alto potencial para aprovechamiento de generación distribuida. La falta de acceso a la red retrasa el desarrollo de los proyectos y puede inhibir la obtención de permisos de construcción.
- **Información sobre congestión de la red** ante la interconexión de sistemas de generación distribuida, la falta de esta puede representar una barrera al mercado.
- **Medición neta y simplificación técnica.** Algunos operadores del sistema de distribución de energía eléctrica consideran que incorporar generación distribuida trae complicaciones técnicas a su red. Por ello, no sólo se requiere de una planificación precisa con base en la demanda, sino costos de conexión específicos y transparentes para generación distribuida que en algunos casos como el de España son más altos que para otro tipo de suministro.
- **La existencia de instrumentos para promover inversión,** como: *feed-in tariffs*, metas y certificados, medición neta, incentivos fiscales (exenciones, rebajas, créditos, etc.), incentivos a la producción, sistemas de cuotas (basada en los recursos), Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL), obligación/certificación (edificios públicos) y *stand-by rates*. Sin duda, la implementación de este tipo de instrumentos que han dado certidumbre a los inversionistas ha contribuido de manera importante a detonar la inversión en el sector.

III.2 HACIA LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN MÉXICO

¿POR QUÉ ES IMPORTANTE?

México cuenta con una amplia infraestructura eléctrica, la cual abastece al 98.29%⁵³ de los hogares del país, esta es propio del modelo tradicional, en el cual la mayoría de la electricidad es producida en plantas con gran capacidad de generación para luego ser transmitida y distribuida hasta el usuario final. Sin embargo, el desarrollo de sistemas de generación distribuida no está peleado con este modelo. De acuerdo con la revisión de la literatura internacional y a entrevistas realizadas con expertos, se han identificado seis importantes razones por las cuales México debería desarrollar la generación distribuida, éstas son:

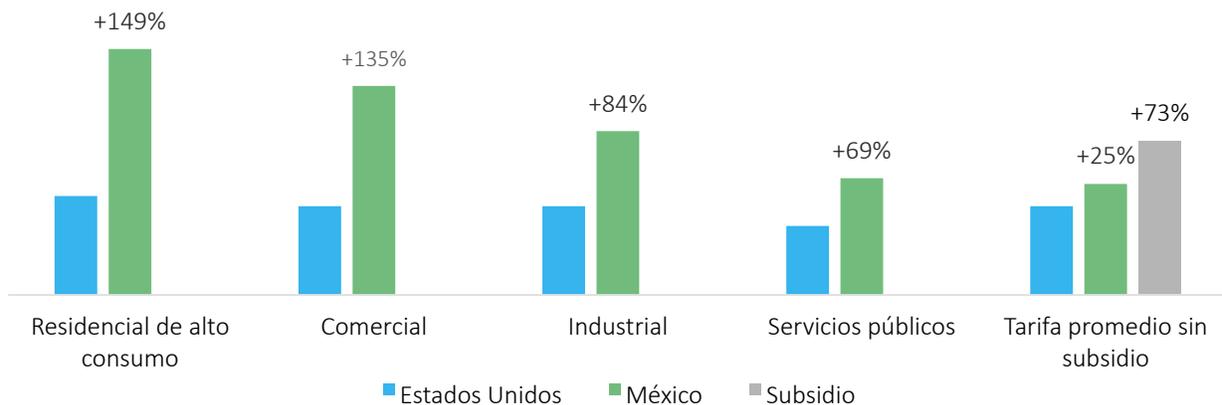
1. **La energía eléctrica es cara.** En 2012, el precio promedio de la electricidad para la industria en México fue de 114.74 dólares/MWh, es decir 5.87 dólares/MWh por encima del promedio ponderado de los países miembros de la OCDE (Organización para la Cooperación y Desarrollo Económico), lo que

⁵² Distributed Generation in Europe – Physical Infrastructure and Distributed Generation Connection, KEMA

⁵³ Datos de CFE 2014

sitúa a México en el lugar 17 de 33 países con los precios más altos en energía eléctrica.⁵⁴ En comparación con las tarifas eléctricas de nuestro principal socio comercial, Estados Unidos, los mexicanos pagan un costo 84% mayor en promedio a nivel industrial.⁵⁵ Las diferencias son más marcadas en otros sectores como en el comercial donde es de 135%⁵⁶ (ver Gráfica 6).

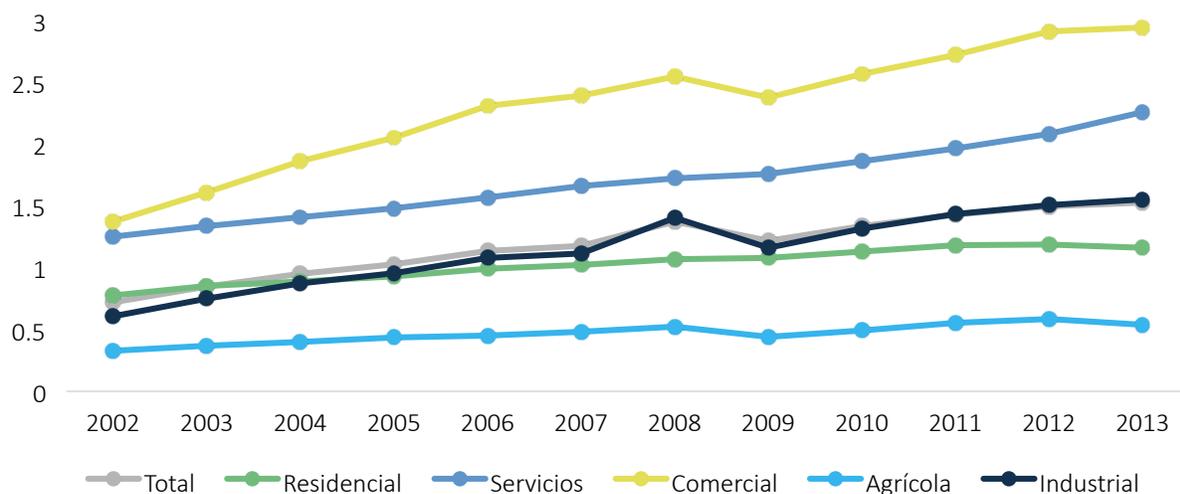
Gráfica 6. Comparativo de tarifas por sector⁵⁷



Fuente: Administración de Información de Energía (EUA)

Dicha diferencia en las tarifas representa una oportunidad de negocio para la generación distribuida, que puede ser útil desde el consumo para alumbrado público hasta el sector de alto consumo a nivel residencial. Por si fuera poco, la tarifa eléctrica promedio prácticamente se ha duplicado en los últimos años, al pasar de 0.72 a 1.52 pesos/kWh en el periodo de 2002-2013 (ver Gráfica 7).⁵⁸

Gráfica 7. Precios medios de energía eléctrica por sector tarifario (pesos/kWh)



Fuente: Secretaría de Energía, 2013

⁵⁴ Prospectiva del Sector Eléctrico 2013-2027, Secretaría de Energía 2013

⁵⁵ La SENER en el Nuevo Marco Jurídico. De la Legislación a la Implementación de la Reforma Eléctrica, Dr. César Hernández Ochoa, presentación del 18 noviembre 2014, CFE, México DF.

⁵⁶ *Ibid*

⁵⁷ Sistema de Información Energética, Administración de Información de Energía (EUA). Se tomó un tipo de cambio de 12.6 pesos por dólar.

⁵⁸ Sistema de Información Energética <sie.energia.gob.mx>, Secretaría de Energía

2. **El consumo está concentrado.** El 58% del consumo de energía eléctrica de México lo realiza la industria con 0.76% de los usuarios de la CFE.⁵⁹ Existen ramas de la industria que cuentan con una alta demanda energética, no solo eléctrica, sino también térmica a partir de la quema de combustibles, con un monto de 1,612.31 petajoules (PJ),⁶⁰ de acuerdo a cifras de 2013. De este consumo, 67% se genera a partir de combustibles y el 33% restante por electricidad. La Gráfica 8 desagrega las ramas de la industria con los mayores consumos energéticos.

Grafica 8. Consumo energético por rama de la industria (PJ)



Fuente: Secretaría de Energía, 2013

Por ello, la cogeneración eficiente⁶¹ representa una gran oportunidad para la generación distribuida al aprovechar el vapor que proviene de la quema de combustibles para generar electricidad. Esto no sólo permite una disminución de costos, sino también una mayor confiabilidad en el suministro eléctrico (ver Tabla 2). De esta manera la generación distribuida permite autoabastecer la demanda eléctrica, además de proveer un respaldo al sistema eléctrico nacional y disminuir las pérdidas durante la transmisión y distribución.⁶²

Tabla 2. Estimaciones de costos de interrupciones imprevistas por tipo de empresa

Industria	Costo (dólares/hora)
Comunicaciones celulares	41,000
Venta de boletos por teléfono	72,000
Reservaciones de aerolíneas	90,000
Operaciones de tarjetas de crédito	2,580,000
Operaciones bursátiles	6,480,000
Fabricación de micro-chips	60,000,000

Fuente: Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía, 2013⁶³

⁵⁹ Sistema de Información Energética <<http://sie.energia.gob.mx/bdiController.do?action=temas>>

⁶⁰ Balance Nacional de Energía 2013, Secretaría de Energía

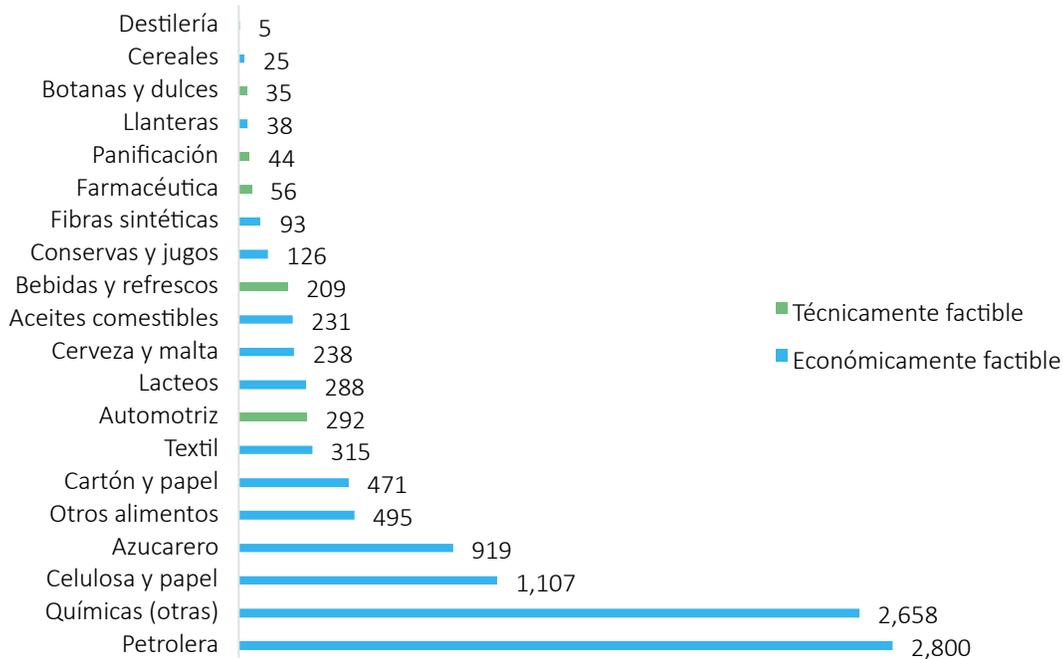
⁶¹ La cogeneración eficiente se define como la producción de energía eléctrica y térmica útil que parte del mismo proceso.

⁶² En 2011 se registraron pérdidas por 45,602 GWh, que equivale al 17.59% de la generación del sistema público nacional

⁶³ Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía, disponible en <http://www.conuee.gob.mx/wb/CONAE/generacion_distribuida_1>

Se estima que el potencial para ampliar la capacidad instalada técnica y económicamente viable de la cogeneración es de 10,445 y 9,804 MW, respectivamente.⁶⁴ Entre los sectores que destacan en este sentido está la industria petrolera con un potencial de 2,800 MW (ver Gráfica 9).

Grafica 9. Potencial de cogeneración por rama de la industria (MW)



Fuente: Secretaría de Energía, 2011

3. La demanda está creciendo. México es el décimo país con mayor capacidad instalada para la generación de electricidad dentro de la OCDE.⁶⁵ En 2012 el consumo nacional de energía eléctrica fue de 234.2 terawatts-hora (TWh), con un crecimiento con respecto al 2011 del 2.1% y una tasa media anual del 3.1% en el periodo 2002-2012. Por otro lado, las ventas internas de electricidad (energía suministrada a partir del servicio público, incluyendo productores independientes) crecieron a una tasa media anual del 2.6% durante este mismo periodo, mientras que el autoabastecimiento (energía generada por los permisionarios en las modalidades de cogeneración, usos propios continuos, pequeña producción, importación y exportación) aumentó 7.9% en promedio anual.⁶⁶ Lo anterior contrasta con la demanda esperada de los países desarrollados donde se espera que el consumo promedio de energía eléctrica caiga en el futuro próximo.

Se espera que las ventas internas, que representan el 88.6% del consumo eléctrico nacional, se dupliquen para el 2027 (465.1 TWh) y que tengan una tasa media de crecimiento del 4.6%, llegando a representar el 86%⁶⁷ de la demanda. Dicho consumo depende en mayor medida del consumo industrial (58.6%) seguido por el consumo residencial (25.4%), comercial (6.7%), agrícola (5.2%) y de servicios (4%), de acuerdo a datos del año 2012. Para el 2027 se espera que dicha participación no cambie significativamente y las ventas sean similares a las que muestra la Gráfica 11.

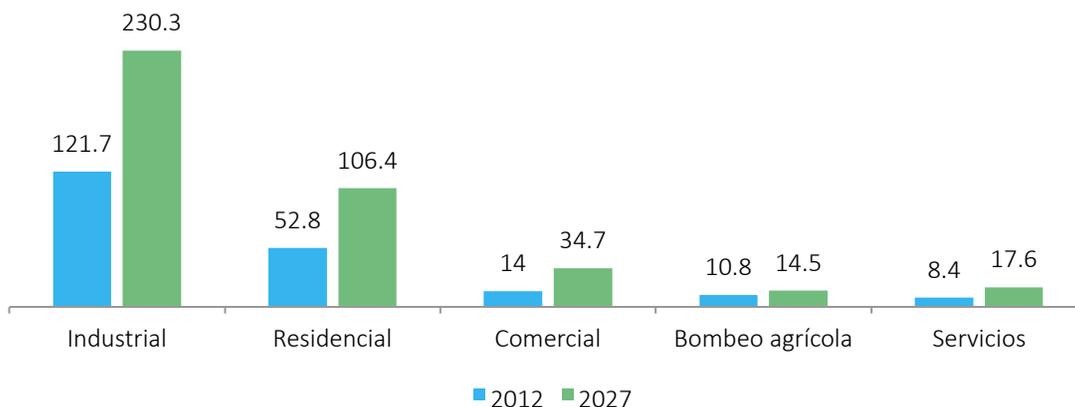
⁶⁴ Estudio sobre la cogeneración en el sector industrial en México, Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía

⁶⁵ Prospectiva del sector eléctrico 2013-2027, Secretaría de Energía

⁶⁶ *Ibid*

⁶⁷ *Ibid*

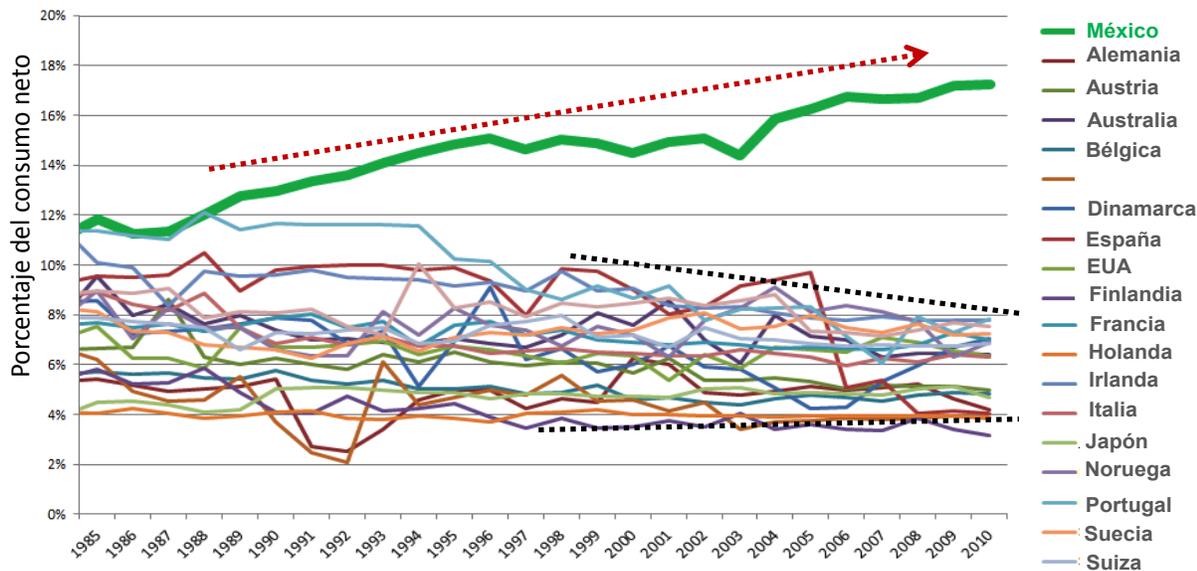
Gráfica 11. Ventas internas por sector (TWh)



Fuente: Secretaría de Energía, 2013⁶⁸

4. **Altas pérdidas.** El porcentaje de la electricidad que se pierde en el proceso de transmisión y distribución de electricidad en México es uno de los más altos del mundo, 17.6% en 2011, y más importante aún es que han aumentado en los últimos años, contrario a lo que ha sucedido en otras partes del mundo (Gráfica 10). Por ende, la instalación de sistemas de generación distribuida al presentar pérdidas muy bajas, esto al no requerir de transportar electricidad grandes distancias, se convierte en una pieza fundamental para cumplir con la meta de reducir dichas pérdidas al 8% y estar a la par de la media internacional.

Gráfica 10. Pérdidas de transmisión y distribución en diferentes países como porcentaje del consumo neto



Fuente: Debate Reforma Energética Senado Octubre 2013 (Senador Penchyna) con información CFE y diversas compañías eléctricas.

⁶⁸ Prospectiva del sector eléctrico 2013-2027, Secretaría de Energía

5. Potencial para generar energía a precios competitivos. Gran parte del éxito de la generación distribuida depende de qué tan competitivos son los costos de generación. En este sentido, el potencial energético de recursos renovables como el Sol, viento o biomasa, así como el precio del gas natural, resultan fundamentales para su aprovechamiento y desarrollo. México cuenta con enorme potencial distribuido a lo largo del territorio nacional para aprovechar los recursos renovables, además de un esperado aumento en la oferta de gas natural en zonas industriales a partir de la construcción de nuevos gasoductos.

En cuanto a los recursos renovables, la Tabla 3 muestra el potencial de las principales tecnologías renovables de acuerdo a las categorías de la Prospectiva del Sector Eléctrico 2013-2027 que son:

- **Posible.** Es el valor teórico de la capacidad instalable y generación ligada que se obtiene a partir de estudios indirectos, basado en supuestos. No implica estudios de campo para comprobar su factibilidad técnica o económica.
- **Probable.** Es la capacidad que ya cuenta con estudios directos e indirectos de campo, pero no se tiene suficiente información para determinar factibilidad económica o técnica.
- **Probado.** Es la capacidad que cuenta con estudios técnicos y económicos para comprobar la factibilidad de aprovechamiento.

Tabla 3. Potencial de generación anual a partir de fuentes renovables (GWh)

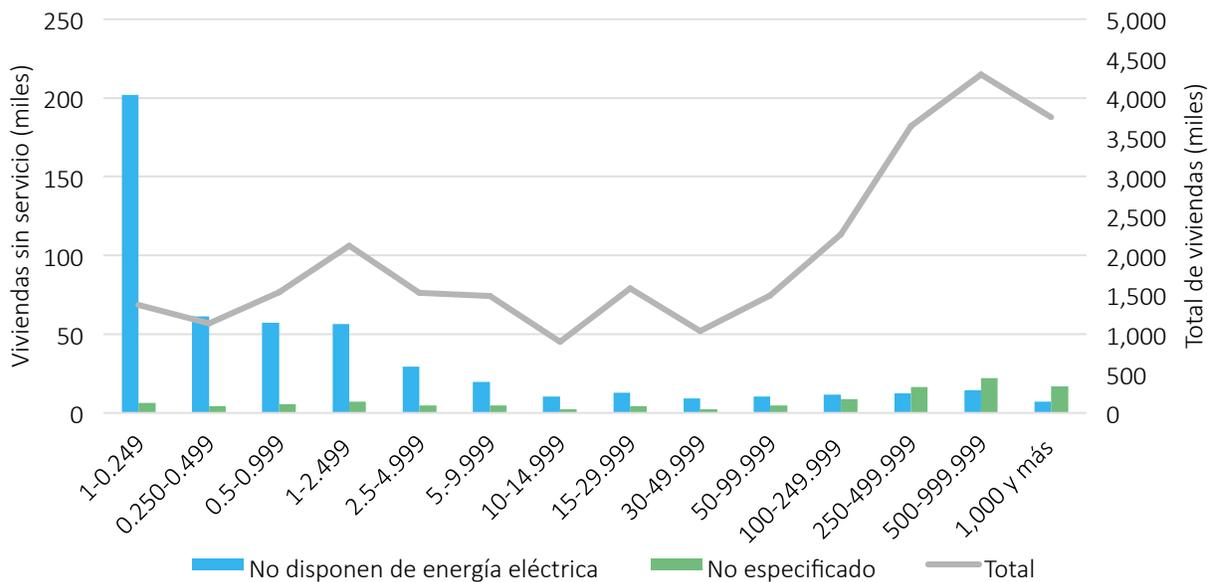
	Geotérmica	Mini hidráulica	Eólica	Solar	Biomasa
Posible	16,165	-	87,600	6,500,000	11,485
Probable	95,569	1,805	959	-	391
Probado	892	1,365	9,789	542	579

Fuente: Secretaría de Energía, 2013

Como muestra la tabla existen 13,167 GWh de potencial probado, 74% en energía eólica, 10% en mini hidráulica, 7% en geotermia, 4.5% en energía solar y 4.5% en biomasa.

6. La existencia de una política de servicio universal. El país cuenta con una política para electrificar comunidades rurales y zonas urbanas marginadas con un fondo integrado a partir de los ingresos excedentes de la disminución de pérdidas técnicas. En el último Censo de Población y Vivienda se contabilizaron un total de 513,482 viviendas particulares habitadas sin servicio de energía eléctrica y 110,044 de las que no se sabe si cuentan o no con el servicio. De las viviendas sin electricidad, cerca del 75% se encuentran en localidades menores a 2,500 habitantes, lo que representa una oportunidad importante para el desarrollo de sistemas de generación distribuida, ya que se evitaría incurrir en costos relacionados con la construcción de infraestructura de transmisión, los cuales se incrementan al tratarse de zonas remotas y con poco impacto, esto debido a la baja densidad poblacional.

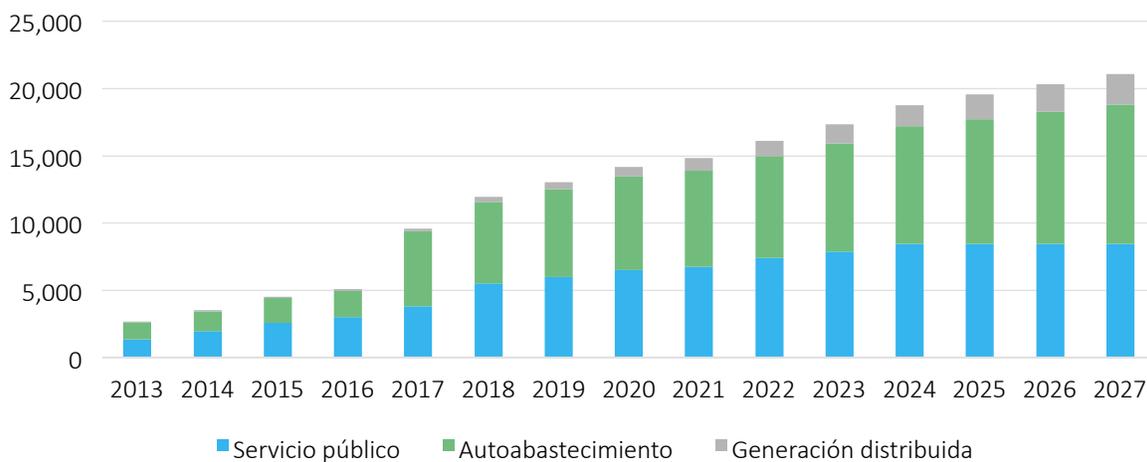
Gráfica 12. Viviendas habitadas sin electricidad o no especificado (miles)



Fuente: Instituto Nacional de Estadística y Geografía, 2010

Por estas razones, el crecimiento de generación distribuida dentro de la Prospectiva de Energías Renovables 2013-2027,⁶⁹ considera que su capacidad instalada podría aumentar de 1.7% en 2013 a 12% en 2027.⁷⁰

Gráfica 13. Capacidad instalada adicional acumulada de generación con energías renovables (MW)



Fuente: Secretaría de Energía, 2014

Como muestra la gráfica se espera que para el año 2027 haya 2,279 MW de generación distribuida, de los cuáles 1,273 MW corresponden a capacidad solar fotovoltaica, 395 MW a plantas eólicas y 402 MW a plantas operadas con bioenergía, 150 MW a pequeña, mini y micro hidráulica, 57 MW a geotermia y 1 MW en tecnología solar térmica.

⁶⁹ Último publicado por la Secretaría de Energía

⁷⁰ Prospectiva de Energías Renovables 2013-2027, Secretaría de Energía

III.3 LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN EL NUEVO MERCADO ELÉCTRICO

En México, la generación distribuida es aquella que se realiza por un generador que no requiere permiso al no estar conectado a la red nacional de transmisión. Sin embargo, este tipo de sistemas pueden acceder a las redes generales de distribución y vender su producción. Entre los aspectos más importantes para impulsar la generación distribuida que considera la nueva Ley de la Industria Eléctrica, así como el Dictamen de la Ley de Transición Energética aprobado en la Cámara de Diputados (diciembre 2014), están:

- La expansión y modernización de las redes generales de distribución que permiten celebrar contratos con particulares para la instalación, gestión, mantenimiento, ampliación u operación de la infraestructura necesaria para satisfacer la demanda eléctrica.
- Las especificaciones técnicas requeridas para la interconexión de nuevas centrales con provisiones específicas para la generación distribuida. De esta manera no se requerirán estudios para determinar las características específicas de la infraestructura requerida.
- La obligación a transportistas y distribuidores de interconectar a sus redes a las centrales eléctricas y centros de carga cuyos representantes lo soliciten, siempre y cuando esto sea técnicamente factible. Para ello, CENACE está obligado a:
 - Definir las especificaciones técnicas generales requeridas para interconexión y conexión.
 - Definir las características específicas de la infraestructura requerida para realizar la interconexión o conexión, a solicitud de la central eléctrica o centro de carga.
 - Instruir a los transportistas o distribuidores la celebración del contrato de interconexión o conexión, a solicitud de la central eléctrica o centro de carga.
 - Comprobar que una unidad de verificación certifique que la instalación para la interconexión o la conexión cumple con las características necesarias.
 - Ordenar a las partes a realizar la interconexión o conexión físicas.
- Las condiciones generales para la prestación del servicio público de distribución de electricidad o las reglas de mercado para implementar procedimientos de medición a fin de integrar la generación distribuida.
- Las condiciones generales para que la prestación del suministro eléctrico asegure los procesos comerciales a fin de facilitar la venta de energía y productos asociados por generación distribuida.
- La facultad de la CRE para expedir y aplicar la regulación necesaria en materia de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad y seguridad de la generación distribuida.
- El sistema de planeación y control de la red busca introducir una red eléctrica inteligente para reducir costos y elevar la eficiencia, confiabilidad, calidad y seguridad del sistema eléctrico nacional.
- El establecer el control operativo del sistema de planeación, así como la operación de la red de distribución y transmisión en el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), que a su vez puede celebrar contratos o asociaciones con particulares para servicios auxiliares.⁷¹

La manera como operará el mercado para los pequeños generadores será a través de los siguientes pasos:

⁷¹ Ley de la Industria Eléctrica, Título segundo: De la Industria Eléctrica, Capítulo I: De la Planeación y Control del Sistema Eléctrico Nacional.

- Obtener el permiso por parte de la CRE, (plantas con capacidad mayor o igual a 0.5 MW o representadas por un generador en el mercado eléctrico mayorista, así como la importación de energía del extranjero al sistema eléctrico nacional).⁷² Las centrales destinadas exclusivamente a emergencias o interrupciones del suministro eléctrico no requieren permiso.
- Celebrar los contratos de interconexión correspondientes con la CRE necesario pues dichos generadores podrán ser interconectadas a la red nacional de transmisión o redes generales de distribución para la venta de excedentes y compra de faltantes. Esto de alguna manera los obliga a que en caso de emergencia suministren energía al sistema eléctrico nacional en la medida de sus posibilidades.⁷³
- Realizar las obras de instalación de infraestructura bajo su propio costo o solicitar al CENACE o a los distribuidores que incluyan obras específicas en los programas de ampliación y modernización de la red de transmisión y distribución, siempre que esto aporte un beneficio neto al sistema eléctrico nacional. La CRE emitirá estos criterios de evaluación. En caso del desarrollo de infraestructura por parte de particulares, existe la opción de adquirir los derechos financieros de transmisión correspondientes, que serán administrados por el CENACE, o de recibir ingresos que resulten de la venta de estos.
- Corresponde al usuario realizar las obras e instalaciones necesarias para el uso de la energía eléctrica, bajo los requisitos técnicos y de seguridad que fijen las normas oficiales mexicanas.
- Operar, dar mantenimiento y en su caso notificar del retiro de capacidad, bajo coordinación con CENACE.
- Los generadores exentos⁷⁴ sólo podrán vender su energía eléctrica y productos asociados a través de un suministrador o dedicar su producción al abasto aislado. Para la venta de electricidad aún falta que la CRE emita los modelos de contrato y metodologías de cálculo, así como criterios y bases para determinar y actualizar las contraprestaciones. Sin embargo, se contempla que las obligaciones y derechos del prestador deberán especificar: tarifas; características, alcances y modalidades del servicio; requisitos y publicidad de información para ofrecer acceso abierto; condición crediticia y de suspensión del servicio; esquemas de penalizaciones y bonificaciones por incumplimiento de contrato; y procedimiento para la atención de quejas.

⁷² Mercado operado por el CENACE en el que los participantes podrán realizar transacciones.

⁷³ Ley de la Industria Eléctrica, Título segundo: De la Industria Eléctrica, Capítulo II: De la Generación de Energía Eléctrica.

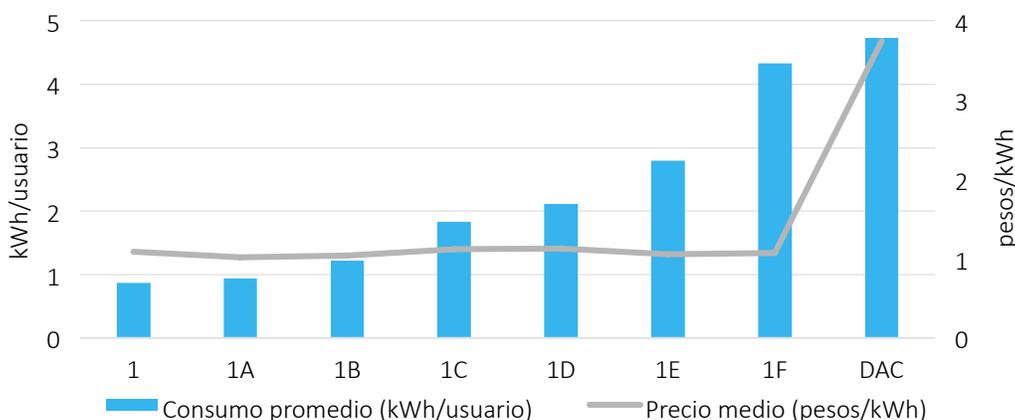
⁷⁴ El abasto aislado consiste en la generación o importación de electricidad para satisfacer necesidades propias sin uso por la red nacional de transmisión o distribución, en caso de importar o exportar energía a la red es necesaria la autorización de la CRE.

III.4 OPORTUNIDAD DE UN SEGMENTO DE MERCADO

En 2014, el sector residencial mexicano contaba con un total de 33.9 millones de usuarios, de los cuales 55.6% se concentra en la tarifa 1, seguido por el 15.7% en la 1C y 11.22% en la 1B, en cuanto a las ventas, el 35.9% se registraron en la tarifa 1, 21.4% en 1C y 11.7% en 1F. Este grupo de consumidores está altamente subsidiado. No obstante, esto no tiene que ser una barrera hacia la inversión en tecnologías renovables, sino puede ser una oportunidad. Los ahorros en energía por generación propia implica un beneficio tanto para el usuario como para el suministrador.

Las tarifas residenciales eléctricas subsidiadas en México en promedio son de 1.07 pesos por kWh con una variación de +/- 5 centavos por kWh. Por lo que las tarifas en zonas de mayor temperatura media mínima de verano (tmmv) se benefician más de dicho subsidio.⁷⁵

Gráfica 14. Estadísticas de las tarifas del sector residencial en 2014



Fuente: Secretaría de Energía, 2014

Al cierre de 2012, el monto estimado de los subsidios otorgado a los usuarios con tarifa doméstica eléctrica fue de 89,821 millones de pesos.⁷⁶ Visto de otra forma, este dinero podría financiar la instalación de 2,763 MW⁷⁷ de paneles fotovoltaicos de pequeña escala, lo que implicaría una participación de cerca del 5% de la capacidad instalada a nivel nacional (octubre 2014).⁷⁸

Para entender qué tan efectivo podría ser transferir parte de dicho subsidio a inversiones en generación distribuida, para que cada día hubiera menos necesidad de subsidiar el consumo eléctrico de los usuarios con tarifa residencial, se hizo un ejercicio suponiendo la instalación de paneles fotovoltaicos en los hogares que reciben subsidios bajo distintas simulaciones.

La variable objetivo fue la tasa interna de retorno (TIR), tanto para el gobierno como para los usuarios, esto debido a que permite saber qué tan rentable resultaría dicha sustitución para ambas partes considerando diferentes tamaños de sistemas de generación (de 0.1 a 5 kW), costos de instalación (de 250 a 2,500 dólares/kW⁷⁹) y costos marginales de generación (de 0.53 a 2.85 pesos/kWh⁸⁰).

⁷⁵ Sistema de Información Energética <sie.energia.gob.mx>, Secretaría de Energía

⁷⁶ Prospectiva del Sector Eléctrico 2013-2027, Secretaría de Energía 2013.

⁷⁷ A partir de un costos de instalación de 2,500 dólares por kW

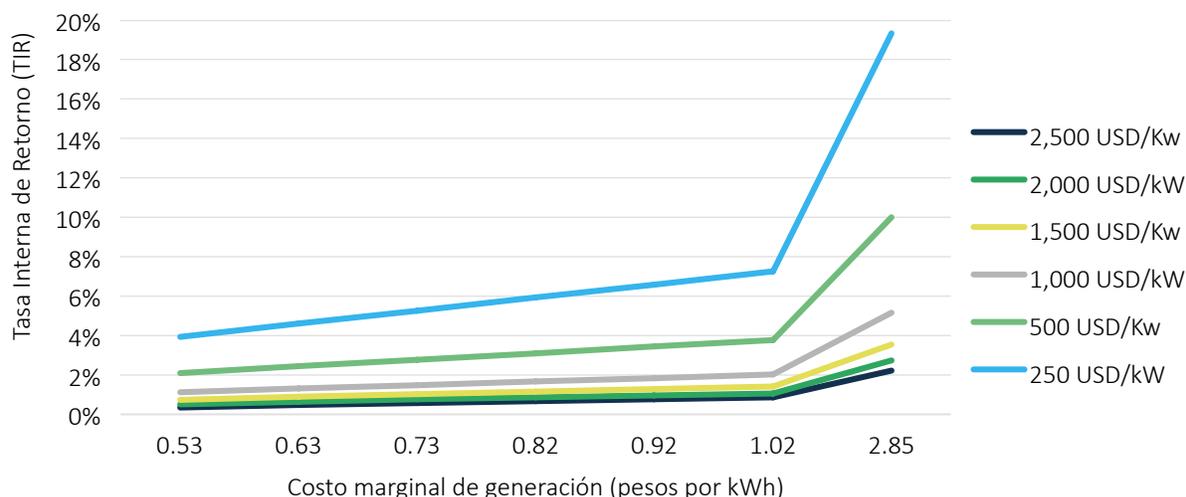
⁷⁸ Sistema de Información Energética <sie.energia.gob.mx>, Secretaría de Energía

⁷⁹ Existe una gran variación en los costos de instalación de sistemas de fotovoltaicos en residencias (Trends 2014 in photovoltaic applications, International Energy Agency), sin embargo a partir de conversaciones con expertos e información del Fideicomiso para el Ahorro de Energía Eléctrica (FIDE) se determinó partir de un valor de 2,500 USD/kW.

⁸⁰ El valor de 0.53 pesos/kWh corresponde a Mexicali, Baja California, 1.017 a Cozumel, Quintana Roo y 2.85 a La Paz, Baja California Sur.

Los resultados de las distintas simulaciones muestran que transferir parte del subsidio eléctrico para pagar el costo de inversión inicial de dichos sistemas podría generar una oportunidad de mejora tanto para el operador como para el usuario, aunque con un bajo retorno a la inversión como muestra la gráfica 15 (ver Anexo 2 para conocer el detalle metodológico y supuestos considerados).

Gráfica 15. Tasa Interna de Retorno (TIR) para el gobierno por instalar paneles fotovoltaicos en diferentes partes del país (con diferentes costos marginales de producción) y considerando diferentes costos de inversión en equipos (USD/kW)



Fuente: Elaboración propia con información de varias fuentes

De esta manera se puede ver que es posible obtener mayores retornos a la inversión en caso de que la zona donde se instale el panel cuente con un costo marginal de generación mayor a 1.02 pesos por kWh y tenga un costo de inversión bajo (la línea azul es la de mayor TIR genera). Por ejemplo, con una inversión de 250 dólares por kW y un costo marginal de 1.02 pesos por kWh se podría obtener una TIR de 7.1%,⁸¹ considerando equipos con una capacidad mínima de entre 1.2 y 1.7 kW.⁸² Sin embargo, bajo este escenario no hay incentivos para que el usuario invierta y absorba el resto del costo de inversión necesaria (2,250 dólares) debido a que resulta más atractivo no invertir y mantenerse pagando la tarifa subsidiada.

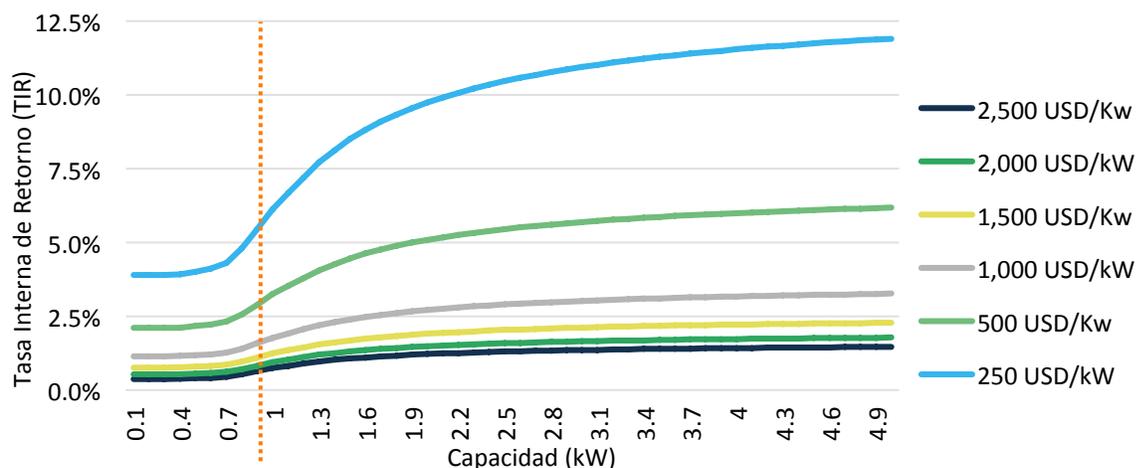
Tras analizar los resultados de todas las simulaciones, encontramos que para que este tipo de consumidores subsidiados cuenten con generación distribuida el único escenario atractivo para el gobierno es cuando el usuario paga prácticamente todo el costo de instalación y se instala el equipo en lugares como La Paz (Baja California Sur) con un alto costo marginal, de lo contrario la TIR resulta cercana al 1% en la mayoría de los casos.

Por otro lado, las tasas internas de retorno para los usuarios tienen un punto de inflexión a partir de sistemas con una capacidad cercana a un kW. De esta manera usuarios con capacidades mayores y tarifas no subsidiadas pueden obtener TIR's mayores a 3% para aquellos usuarios que invierten poco (menos de 500 dólares por kW). Es decir si invierten hasta 20% del costo total del sistema (2,500 dólares por kW) como muestra la gráfica 16 a continuación.

⁸¹ Se considera un tasa de descuento anual del 7.1% a partir de la TIIE (Tasa de Interés Interbancaria de Equilibrio) más dos puntos porcentuales.

⁸² 1-1.2 kW, 1A-1.3 kW, 1B-1.6 kW, 1C-1.5 kW, 1D-1.7 kW, 1E-1.7 kW, 1F-1.4 kW

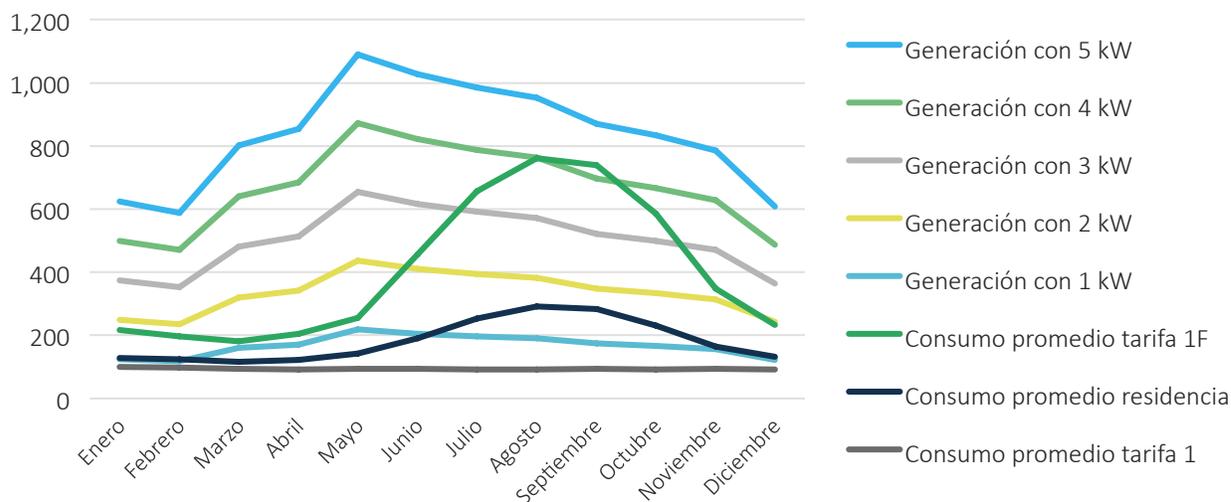
Gráfica 16. Tasa Interna de Retorno (TIR) de los usuarios con tarifa 1 con diferente capacidad (kW) y bajos distintos escenarios de costos de instalación (USD/kW)



Fuente: Elaboración propia con información de varias fuentes

Para determinar el tamaño idóneo del sistema de generación distribuida a partir de energía solar es necesario comparar el consumo promedio con la producción esperada. De esta forma, los sistemas de baja capacidad muestran una menor rentabilidad debido a que la energía generada cuenta con un mayor subsidio. Sin embargo, tampoco puede construirse un sistema que rebase por mucho el consumo de los hogares, ya que esto implicaría vender los excedentes a la red pública, lo que representa dificultades técnicas y de nuevo se incurriría en pérdidas de distribución (parte del problema que se espera resolver con generación distribuida). Al considerar estos criterios se encontró que el tamaño ideal del sistema sería cercano a 4kW para los usuarios pagando la tarifa 1F y de 2kW considerando un consumo promedio residencial (sin considerar los de tarifa de alto consumo o DAC).

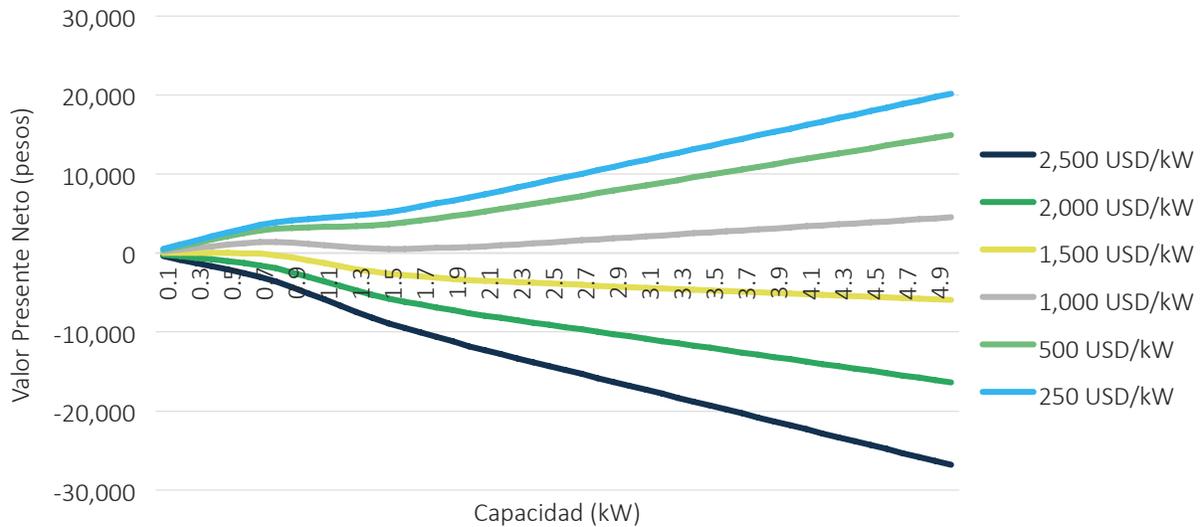
Gráfica 17. Generación estimada (kWh) a partir de sistemas de diferente capacidad y consumo promedio por usuarios con tarifa residencial



Fuente: Elaboración propia con información de varias fuentes

Por otro lado, también analizamos el valor presente neto del costo de inversión necesaria para instalar paneles fotovoltaicos para reducir el subsidio eléctrico. En dicho análisis se incluyeron diferentes costos por inversión y capacidades del sistema. A partir de este cálculo encontramos que para redirigir el subsidio que recibe actualmente el sector residencial a la instalación de paneles fotovoltaicos con un valor presente neto positivo para el gobierno, el costo de instalación máximo que podría pagar es de mil dólares por kW.

Gráfica 18. Valor Presente Neto (VPN) de usuarios con tarifa 1 comparando subsidio evitado y costo de inversión



Fuente: Elaboración propia con información de varias fuentes

III.5 RETOS Y RECOMENDACIONES

En la tabla 4 se resumen las principales políticas que se han implementado en diversos países para detonar la inversión en generación distribuida y se comparan con las incluidas en la regulación del sector eléctrico mexicano.

Tabla 4. Políticas públicas para el desarrollo de sistemas de generación distribuida con energías renovables

	Australia	China	India	Corea del Sur	Japón	Estados Unidos	Canadá	México
Esquema de comercio de emisiones	X							
<i>Feed-in tariffs</i>	X	X	X	X				
Metas de participación de energías renovables	X	X	X	X	X	X	X	X
Subvenciones de capital, subsidios, préstamos o descuentos	X		X	X	X	X	X	X
Incentivos fiscales (exenciones, rebajas, créditos, etc.)		X	X	X		X	X	X
Incentivos a la producción							X	X
Sistemas de cuotas (basada en los recursos)		X	X		X			
Medición neta						X	X	X
Licitación	X	X	X				X	X
MDL (Mecanismo de Desarrollo Limpio)		X	X					
<i>Stand-by rates</i>						X		
Ajustes de ingresos perdidos						X		
Normas de interconexión						X		
Esquemas voluntarios (e.g. comunidad)	X							

Fuente: Varun Patel and Mal Coble, IBM 2013⁸³

Tras analizar la experiencia de distintos países, las políticas implementadas, así como el marco regulatorio mexicano se han identificado una serie de recomendaciones para detonar la segunda gran transformación del mercado eléctrico nacional. Estas recomendaciones se agrupan en cuatro áreas: regulación, información, capital humano e incentivos.

⁸³ The New Era in Distributed Generation: Delivering Resources to Every Corner of the World, IBM 2013.

Regulación

- **Competencia.** La regulación técnica relacionada a redes inteligentes es de vital importancia para impulsar el desarrollo de sistemas de generación distribuida. Para ello se requiere de protocolos de comunicación abiertos, un mercado en competencia para la importación y manufactura de instrumentos de medición, y el desarrollo de sistemas de información y gestión. De esta manera no sólo se requiere que se asegure la competencia en la compra y venta de dichos equipos, sino también que la normatividad garantice la interoperabilidad de dichas tecnologías de medición para no crear un *lock in* tecnológico en estos sistemas.
- **Contratos para compra-venta de electricidad simples y breves.** Uno de los detonadores de la democratización de producción de energía eléctrica en Alemania fue el simplificar los contratos para que un ciudadano, sin necesidad de asesoría legal para su comprensión, pudiera firmar un contrato de compra-venta de energía a la red. Dichos contratos tienen una extensión promedio de dos páginas, mientras que el contrato promedio en Estados Unidos es de 70 páginas.
- **Normatividad.** Uno de los puntos clave para el desarrollo de generación distribuida es el diseño de normas técnicas (NOM) para la construcción, operación y mantenimiento tanto de generación distribuida como de redes inteligentes.

Información

- **Generar certidumbre referente a la expansión de la red.** La instalación de capacidad y generación asociada requiere de infraestructura para su transmisión y distribución, por lo que contar con un plan de crecimiento de la red genera certidumbre para los actores y promueve el desarrollo de sistemas de generación distribuida. En México en 2012 el sistema eléctrico nacional contaba con 853,490 kilómetros de líneas de transmisión, subtransmisión y baja tensión, de los cuales 30% corresponde a baja tensión. Dichas líneas han crecido a una tasa media anual del 2.4 y 1.6% entre 2002 y 2012, respectivamente. Sin embargo, no se tiene mucha claridad sobre las nuevas líneas que se construirán, más allá de los 21,958 kilómetros de líneas que se planea incorporar a 2016. Esto sin duda es uno de los puntos a esclarecer en la reglamentación del sector a partir de que el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) pueda celebrar contratos o asociaciones con particulares para servicios auxiliares.⁸⁴
- **Información clara referente a costos, capacidad y estándares de interconexión.** La reglamentación deberá ser clara sobre los costos de interconexión para este tipo de tecnología, así como sobre los requerimientos técnicos que incluyen la instalación de transformadores o subestaciones necesarias para mantener el voltaje requerido para vender electricidad de pequeños generadores. Además de contar con información referente a la capacidad de transmisión e interconexión de la red eléctrica.

⁸⁴ Ley de la Industria Eléctrica, Título segundo: De la Industria Eléctrica, Capítulo I: De la Planeación y Control del Sistema Eléctrico Nacional.

Capital Humano

- **Nuevas capacidades técnicas.** Si bien en el país existen instituciones de enseñanza superior que han privilegiado estos temas, se requieren programas de capacitación y adiestramiento en campo para la formación de técnicos capacitados en el diseño, construcción, puesta en marcha, operación y mantenimiento de los esquemas de generación distribuida. Es necesario que SENER, CFE, CRE y el CENACE promuevan dichos programas de capacitación e incentiven la colaboración con la industria.
- **Formar a empresarios, sociedad civil y beneficiarios,** entre otros, en la planificación y gestión de sistemas de generación distribuida en el medio rural, como se vio en el caso de bioenergía en India. Dichas capacidades incluyen habilidades en negocios, finanzas, derecho y contabilidad, todas necesarias para este tipo de proyectos, además del desarrollo de capacidades técnicas para la operación y mantenimiento de los sistemas. Entre las actividades más importantes está entender la preparación de los contratos de compra-venta de energía para que puedan acceder a financiamiento.

Incentivos

- **Incentivos para municipios que promuevan la generación distribuida.** Existen casos de éxito como el de Bioenergía de Nuevo León, que con una capacidad instalada de 16 MW aprovecha el biogás generado por los desechos urbanos para la producción de energía. Las debilidades institucionales y capacidades de los municipios han sido un gran obstáculo para replicar estos casos en otras ciudades, por lo que es necesario crear incentivos para que los gobierno estatales y municipales impulsen el desarrollo de redes inteligentes y sistemas de generación distribuida a partir de energías renovables (eólica, solar, biomasa, hidráulica, aprovechamiento del biogás en rellenos sanitarios, etc.). Cabe mencionar que la Ley de Hidrocarburos ya contempla esquemas similares para la producción de estos en las entidades.
- **Modelos de negocio bien diseñados,** para esto es necesario considerar la cadena de suministro del proyecto, analizar y seleccionar la tecnología de generación más adecuada, además de considerar la capacitación requerida para mantener en funcionamiento del sistema. El cálculo de los beneficios mutuos de todos los actores involucrados es importante para garantizar la sustentabilidad del sistema. Sin modelos de negocios confiables no es posible asumir el riesgo.
- **Esquemas de financiamiento *ad hoc*.** La inversión requerida para desarrollar sistemas de generación distribuida en zonas rurales implica incorporar criterios específicos para que pequeños productores puedan pagar la inversión inicial en la tecnología. Por ejemplo, en India y Nepal para promover inversiones en una planta mini hidroeléctrica y solar fotovoltaica, respectivamente, el gobierno apoyó con recursos para la inversión inicial que se cubrió mediante pagos a plazos con la condición de crear un fondo de desarrollo comunitario con la utilidad generada. En este sentido se recomienda:
 - Incorporar esquemas financieros a través del uso de certificados de energía limpia (que ya se consideran para generación distribuida en México) para poder recibir todos los certificados de la vida útil del proyecto por adelantado y así garantizar parte de la inversión inicial (caso australiano).

- Incluir otros pagos como los servicios ambientales para generación distribuida. Por ejemplo, en áreas cercanas a suelo de conservación se puede aprovechar el uso del biogás para reducir la demanda de madera, lo que evitará la degradación del suelo y el ecosistema de una forma económicamente viable, lo que podría generar pagos por servicios ambientales. Este esquema se ha utilizado en el programa de energía verde en India.

IV BIBLIOGRAFÍA

- Administración de Información de Energía (EUA), Sistema de Información Energética
- Anshu Bharadwaj, Rahul Tongia, Distributed Power Generation: Rural India – A Case Study
- Buchele, Mose, State Impact, What Happened at the Sandy Creek Power Plant?
<http://stateimpact.npr.org/texas/2012/01/24/what-happened-at-the-sandy-creek-power-plant>
- California Energy Commission and The California Public Utilities Commission, disponible en
<http://www.gosolarcalifornia.ca.gov/>
- California Energy Commission, Distributed Generation and Cogeneration Policy Roadmap for California
- Cámara de Diputados, Ley de Transición Energética
- Chandrashekar Iyer, Rajneesh Sharma, Ronnie Khanna, Akil Laxman, Decentralized Distributed Generation for an Inclusive and Low Carbon Economy for India
- Comisión Federal de Electricidad Presentación Enrique Ochoa director general CFE en Foro Energía a Debate Noviembre 2014
- Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía, Estudio sobre la cogeneración en el sector industrial en México
- Department of Energy & Climate Change, Implementing Electricity Market Reform (EMR), pag. 146-147, disponible en:
https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/324176/Implementing_Electricity_Market_Reform.pdf
- Diario Oficial de la Federación, Ley de la Industria Eléctrica
- Environment California Research & Policy Center, Shining Cities: At the Forefront of America's Solar Energy Revolution
- Ernst & Young 2013, Utilities Unbundled: New perspectives on power and utilities
- Fandiño, Ester, La transformación del sector eléctrico argentino, pág. 47, disponible en:
http://www.ariae.org/download/sistemas_energeticos/argentina.pdf
- Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety, Distributed generation in Germany: From policy planning to implementation performance
- Greentech Media, disponible en <http://www.greentechmedia.com/articles/read/How-Electricity-Gets-Bought-and-Sold-in-California>
- Harvard Electricity Policy Group, California Distributed Generation
- Heinrich Boll Foundation, Energy Transition The German Energiewende
- House of Commons, 2012. Energy Bill 2012-2013
- IBM 2013, New Era in Distributed Generation: Delivering Resources to Every Corner of the World
- International Energy Agency, Trends 2014 in photovoltaic applications
- Joskow, Paul L. Lessons Learned From Electricity Market Liberalization, The Energy Journal, Special Issue. The Future of Electricity: Papers in Honor of David Newbery. 2008
- KEMA, Distributed Generation in Europe – Physical Infrastructure and Distributed Generation Connection
- Pechman, Carl, California, Economic Policy, California's Electricity Market: a post Crisis Progress Report

Red de Distribución de Electricidad de Francia (ERDF), disponible en http://www.erdf.fr/Corporate_governance

Secretaría de Energía, Dr. César Hernández Ochoa, La SENER en el Nuevo Marco Jurídico. De la Legislación a la Implementación de la Reforma Eléctrica presentación del, 18 noviembre CFE, México DF

Secretaría de Energía, Balance Nacional de Energía 2013

Secretaría de Energía, Prospectiva de Energías Renovables 2013-2027

Secretaría de Energía, Prospectivas del Sector Eléctrico 2013-2027

Secretaría de Energía, Sistema de Información Energética <sie.energia.gob.mx>

Secretary of State for Energy and Climate Change, 2011. Planning our electric future: a White Paper for secure, affordable and low-carbon electricity.

Solar Energy Industries Association (SEIA) <http://www.seia.org/state-solar-policy/california>

State Impact, Electric Deregulation Turns Ten in Texas, disponible en:
<http://stateimpact.npr.org/texas/2012/01/25/electric-deregulation-turns-ten-in-texas/>

V ANEXOS

ANEXO 1. TARIFAS DOMÉSTICAS

El precio de la electricidad en residencias está distorsionado debido a los subsidios que recibe este sector, a excepción de los usuarios con tarifa de alto consumo (DAC). La tarifa se determina a partir de la temperatura media mínima en verano de la zona de consumo, así, en las zonas con mayor temperatura los bloques de consumo subsidiado son más grandes.

Dentro de cada tarifa de consumo se encuentran tres niveles de consumo, cada uno con un precio mayor con respecto al anterior: básico, intermedio y excedente, donde el básico es el más bajo, por lo tanto con un subsidio mayor a los niveles restantes, además de esta diferenciación existe un valor diferenciado en dos bloques de seis meses cada uno de acuerdo a la estación del año (verano y no verano), el inicio del precio de verano puede darse en febrero, marzo, abril o mayo. En la Tabla se muestra un cuadro resumen con las principales características de cada tarifa.

Tabla. Características de las tarifas del sector residencial

Tarifa	Tensión de suministro	Cargos	Aplicación				Ajuste mensual	Particularidades
			Regional	Estacional	Horaria	Interrumpible		
1	Baja	Por energía en tres niveles: Básico, Intermedio y Excedente					Política de precios administrados	
1A	Baja		X	X				Localidades con tmmv* de 25°C
1B	Baja		X	X				Localidades con tmmv de 28°C
1C	Baja		X	X				Localidades con tmmv de 30°C
1D	Baja		X	X				Localidades con tmmv de 31°C
1E	Baja		X	X				Localidades con tmmv de 32°C
1F	Baja		X	X				Localidades con tmmv de 33°C
DAC	Baja	Fijo y por energía	X	X			Ajuste mensual automático que considera las variaciones en los precios de los combustibles, así como la variación de un índice de precios productor que se construye como promedio ponderado de seis divisiones seleccionadas de la industria manufacturera y la división construcción	

*Temperatura media mínima en verano

Fuente: Secretaría de Energía, 2013

ANEXO 2. METODOLOGÍA Y SUPUESTOS PARA ESTIMACIÓN DE RENTABILIDAD DE SISTEMAS DOMÉSTICOS SOLARES

Para calcular la rentabilidad de instalar un sistema de generación a partir de paneles fotovoltaicos es necesario definir y monetizar tanto los costos como beneficios a incluirse, desde el lado del usuario, los beneficios se determinan en función de la electricidad que se deja de consumir a la red pública considerando los precios medios de compra, del lado del operador, estos se calculan a partir de los costos marginales de generación y la cantidad de energía autoabastecida por parte de los usuarios, incluyendo los ahorros derivados de las pérdidas (técnicas y no técnicas) evitadas al consumirse la energía con sistemas de generación distribuida. En el caso de los costos, estos son los mismos, tanto para usuario como operador, que son los ligados a la instalación, operación y mantenimiento de los equipos.

Una vez definido qué es lo que se incluye en el análisis costo-beneficio, se hizo un análisis de sensibilidad para mostrar cómo el tamaño del sistema (0.1 a 5 kW), costos de instalación (250 a 2,500 dólares/kW) y costo marginal de generación (0.53 a 2.85 pesos/kWh) afectan la rentabilidad del proyecto, en la Tabla se muestran los supuestos adicionales considerados para estimar la TIR tanto para el usuario como para el operador.

Este análisis se hizo para las tarifas domésticas subsidiadas con resultados muy similares, debido en parte a la poca variación entre los precios medios entre tarifa. La tasa interna de retorno (TIR) varía por la capacidad instalada debido a los precios de electricidad escalonados, como se menciona previamente en el documento, por lo los primeros kilowatts-hora generados por el sistema están reemplazando energía con un alto subsidio gubernamental y conforme aumenta la generación disminuye el subsidio al precio.

Para estimar el valor presente neto se comparó el subsidio entregado por el gobierno para diferentes consumos con el costo de inversión necesario para la instalación de paneles fotovoltaicos, para poder estimar el subsidio recibido por cada usuario se partió de la diferencia entre la tarifa de alto consumo (que puede considerarse como la no subsidiada) y el precio que pagan los usuarios con otras tarifas domésticas. Es importante mencionar que para este ejercicio se consideró un crédito para la instalación del sistema, con un enganche del 25%, una tasa de interés del 4% anual y un plazo de 5 años para liquidar el 75% restante.

Tabla. Supuestos usados para estimar la TIR de los sistemas domésticos solares

GENERALES															
Variable	Valor	Unidades	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	
Tipo de cambio	13	pesos/dólar	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Inflación	4%	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Tasa de descuento	7.1%	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Días	mensual	días/mes	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	
Horas	mensual	horas/mes	744	672	744	720	744	720	744	744	720	744	720	744	
COSTOS															
Variable	Valor	Unidades	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	
Inversión inicial (ciclo combinado)	\$9,321,000	pesos/MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Operación y mantenimiento (ciclo combinado)	\$59	pesos/MWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Costo de combustible (ciclo combinado)	\$430	pesos/MWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Operación y mantenimiento (solar)	\$0.1	pesos/kWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
OPERACIÓN															
Variable	Valor	Unidades	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	
Factor de planta (solar)	mensual	%	16.81%	17.50%	21.53%	23.75%	29.31%	28.54%	26.49%	25.63%	24.17%	22.40%	21.81%	16.35%	
Autoconsumo (solar)	mensual	%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	
Factor de planta (ciclo combinado)	mensual	%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	
Autoconsumo (ciclo combinado)	mensual	%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	
CONSUMO															
Variable	Valor	Unidades	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	
Consumo promedio tarifa 1	mensual	kWh/usuario	99.43	98.94	93.30	91.28	94.35	93.17	92.78	91.65	92.93	92.29	93.09	92.25	
Consumo promedio tarifa 1A	mensual	kWh/usuario	98.28	101.94	92.16	95.73	98.09	103.01	102.89	105.93	103.73	103.54	97.91	97.36	
Consumo promedio tarifa 1B	mensual	kWh/usuario	116.46	114.36	105.20	111.00	121.44	130.30	137.81	141.34	141.44	135.20	127.12	116.67	
Consumo promedio tarifa 1C	mensual	kWh/usuario	152.58	149.81	142.37	150.79	177.55	200.82	223.68	230.59	233.04	211.59	184.28	157.37	
Consumo promedio tarifa 1D	mensual	kWh/usuario	162.70	155.93	143.26	160.71	186.12	230.87	265.95	296.71	291.87	285.02	236.77	189.80	
Consumo promedio tarifa 1E	mensual	kWh/usuario	184.60	177.49	160.30	174.11	219.48	291.72	381.57	423.02	435.66	383.49	289.84	204.17	
Consumo promedio tarifa 1F	mensual	kWh/usuario	216.33	197.28	181.16	205.01	256.20	457.83	656.59	761.17	738.26	585.61	347.85	233.87	
Consumo promedio tarifa DAC	mensual	kWh/usuario	470.44	437.12	420.89	441.78	478.55	508.46	533.24	537.07	543.68	495.68	473.48	452.71	

PRECIO															
Variable	Valor	Unidades	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	
Precio tarifa 1 (consumo 1-75 kWh)	mensual	pesos/kWh	0.792	0.795	0.798	0.801	0.804	0.807	0.810	0.813	0.816	0.819	0.822	0.825	
Precio tarifa 1 (consumo 76-140 kWh)	mensual	pesos/kWh	0.963	0.966	0.969	0.972	0.975	0.978	0.981	0.984	0.987	0.990	0.993	0.996	
Precio tarifa 1 (consumo 141- 250 kWh)	mensual	pesos/kWh	2.817	2.826	2.835	2.844	2.853	2.862	2.871	2.880	2.889	2.898	2.907	2.910	
Precio tarifa 1A (consumo 1-75 kWh)	mensual	pesos/kWh	0.748	0.750	0.753	0.755	0.758	0.760	0.763	0.765	0.768	0.770	0.773	0.775	
Precio tarifa 1A (consumo 76-150 kWh)	mensual	pesos/kWh	0.893	0.896	0.899	0.902	0.905	0.908	0.911	0.914	0.917	0.920	0.923	0.926	
Precio tarifa 1A (consumo 151- 300 kWh)	mensual	pesos/kWh	2.817	2.826	2.835	2.844	2.853	2.862	2.871	2.880	2.889	2.898	2.907	2.917	
Precio tarifa 1B (consumo 1-75 kWh)	mensual	pesos/kWh	0.748	0.750	0.753	0.755	0.758	0.760	0.763	0.765	0.768	0.770	0.773	0.775	
Precio tarifa 1B (consumo 76-175 kWh)	mensual	pesos/kWh	0.893	0.896	0.899	0.902	0.905	0.908	0.911	0.914	0.917	0.920	0.923	0.926	
Precio tarifa 1B (consumo 176- 400 kWh)	mensual	pesos/kWh	2.817	2.826	2.835	2.844	2.853	2.862	2.871	2.880	2.889	2.898	2.907	2.917	
Precio tarifa 1C (consumo 1-75 kWh)	mensual	pesos/kWh	0.808	0.811	0.814	0.817	0.820	0.823	0.826	0.829	0.832	0.835	0.838	0.841	
Precio tarifa 1C (consumo 76-175 kWh)	mensual	pesos/kWh	1.009	1.012	1.015	1.018	1.021	1.024	1.027	1.031	1.034	1.038	1.041	1.045	
Precio tarifa 1C (consumo 176- 850 kWh)	mensual	pesos/kWh	2.817	2.826	2.835	2.844	2.853	2.862	2.871	2.880	2.889	2.898	2.907	2.917	
Precio tarifa 1D (consumo 1-75 kWh)	mensual	pesos/kWh	0.808	0.811	0.814	0.817	0.820	0.823	0.826	0.829	0.832	0.835	0.838	0.841	
Precio tarifa 1D (consumo 76-200 kWh)	mensual	pesos/kWh	1.009	1.012	1.015	1.018	1.021	1.024	1.027	1.031	1.034	1.038	1.041	1.045	
Precio tarifa 1D (consumo 201-1,000 kWh)	mensual	pesos/kWh	2.817	2.826	2.835	2.844	2.853	2.862	2.871	2.880	2.889	2.898	2.907	2.917	
Precio tarifa 1E (consumo 1-75 kWh)	mensual	pesos/kWh	0.763	0.766	0.768	0.771	0.773	0.776	0.778	0.781	0.783	0.786	0.788	0.791	
Precio tarifa 1E (consumo 76-200 kWh)	mensual	pesos/kWh	0.959	0.962	0.965	0.968	0.971	0.974	0.977	0.980	0.983	0.986	0.989	0.992	
Precio tarifa 1E (consumo 201-2,000 kWh)	mensual	pesos/kWh	2.817	2.826	2.835	2.844	2.853	2.862	2.871	2.880	2.889	2.898	2.907	2.917	
Precio tarifa 1F (consumo 1-75 kWh)	mensual	pesos/kWh	0.763	0.766	0.768	0.771	0.773	0.776	0.778	0.781	0.783	0.786	0.788	0.791	
Precio tarifa 1F (consumo 76-200 kWh)	mensual	pesos/kWh	1.369	1.374	1.378	1.383	1.387	1.392	1.396	1.401	1.405	1.410	1.414	1.419	
Precio tarifa 1F (consumo 201-2,500 kWh)	mensual	pesos/kWh	2.817	2.826	2.835	2.844	2.853	2.862	2.871	2.880	2.889	2.898	2.907	2.917	
Precio tarifa DAC	mensual	pesos/kWh	3.652	3.616	3.551	3.576	3.639	3.591	3.604	3.621	3.615	3.733	3.730	3.717	
Precio tarifa residencial	mensual	pesos/kWh	1.327	1.332	1.265	1.264	1.191	1.102	1.105	1.121	1.109	1.100	1.226	1.336	

Nota: en el caso de las pérdidas se considera una disminución gradual de estas para estimar los beneficios del sistema para el operador, esto al de 18 a 8%. Los precios de las tarifas residenciales son 2014. El consumo mensual es un promedio entre los periodos 2002 y 2014.

Fuente: Elaboración propia con información de varias fuentes