

ENERGÍA SOLAR

OPORTUNIDADES PARA EL SECTOR DE PARQUES INDUSTRIALES



La Asociación Mexicana de Parques Industriales Privados (AMPIP) agradece a la Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH por la colaboración y asistencia técnica en la elaboración del presente documento, así como a los socios de la AMPIP que apoyaron para la recopilación de información.

Las opiniones expresadas en este documento son de exclusiva responsabilidad del autor y los colaboradores y no necesariamente representan la opinión de la AMPIP, BMZ y/o de la GIZ. Se autoriza la reproducción parcial o total, siempre y cuando sea sin fines de lucro y se cite la fuente de referencia.

La colaboración de la GIZ se realizó en el marco del Programa “Energía Solar a Gran Escala en México” (DKTI Solar), el cual se implementa por encargo del Ministerio Federal Alemán de Cooperación Económica y Desarrollo (BMZ).

ENERGÍA SOLAR

OPORTUNIDADES PARA EL SECTOR DE PARQUES INDUSTRIALES

Asociación Mexicana de Parques Industriales Privados

Sierra Candela 111, Lomas de Chapultepec
Miguel Hidalgo, C.P. 11000 Ciudad de México
Teléfono: 55 2623 2216
<https://ampip.org.mx/>

Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

Oficina de Representación de la GIZ en México
Av. Insurgentes Sur No. 826 - PH
Col. Del Valle, Del. Benito Juárez
C.P. 03100, Ciudad de México, México
www.giz.de/mexico

Edición y Supervisión:

Diana Rebollar
Arno van den Bos
Ángel Azamar, (GIZ)

Autores:

Marco Salatiello, Ignacio Sánchez Vicente (Fresh Energy Consulting)

Diseño: Sk3 Estudio Creativo

Ciudad de México, febrero 2020.

ENERGÍA SOLAR

OPORTUNIDADES PARA EL SECTOR
DE PARQUES INDUSTRIALES



CONTENIDOS

INTRODUCCIÓN

Pág. 4

EL SECTOR DE PARQUES INDUSTRIALES PRIVADOS

1

Pág. 6

EL NUEVO MODELO DEL MERCADO ELÉCTRICO

2

Pág. 12

ESTRUCTURA GENERAL 2.1

Pág. 12

CLASIFICACIÓN DE LOS USUARIOS 2.2

Pág. 14

TARIFAS FINALES DE SUMINISTRO BÁSICO 2.3

Pág. 15

OPCIONES DE COMPRA Y USO DE ENERGÍA SOLAR FV PARA PARQUES INDUSTRIALES

3

Pág. 18

SUMINISTRO REMOTO 3.1

Pág. 22

GENERACIÓN *IN SITU* 3.2

Pág. 28

CONTRATOS FINANCIEROS 3.3

Pág. 34

ALTERNATIVAS MÁS ATRACTIVAS PARA EL SECTOR

4

Pág. 36

VARIABLES DE INFLUENCIA EN LA IMPLEMENTACIÓN DE UN PROYECTO SOLAR *IN SITU*

5

Pág. 37

CONCLUSIONES

6

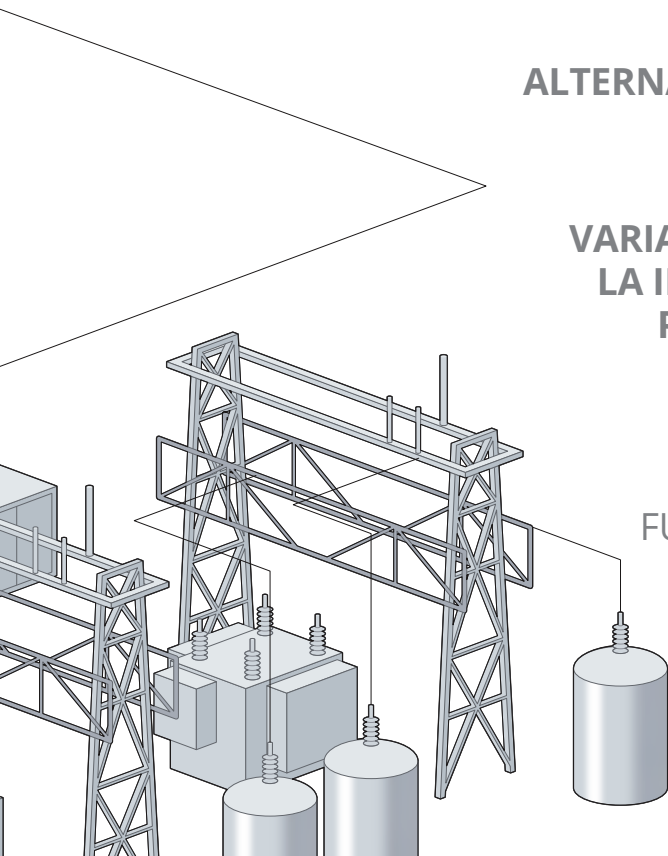
Pág. 40

FUENTES DE INFORMACIÓN

Pág. 41

ANEXO

Pág. 42



FIGURAS

Pág. 04	1	Levelized Cost Of Energy (LCOE), 2018
Pág. 05	2	Proyectos en operación
Pág. 05	3	Concentración proyectos FV por estado
Pág. 05	4	Distribución de proyectos FV en operación
Pág. 07	5	La AMPIP en números
Pág. 08	6	Empresas seleccionadas
Pág. 09	7	Centros de Carga (CdC) analizados
Pág. 09	8	Consumos y costos de un parque “tipo”
Pág. 10	9	Procesos con mayor demanda
Pág. 10	10	Consumos del sector
Pág. 11	11	Consumos y costos del sector
Pág. 11	12	Tarifas de Suministro Básico del sector
Pág. 13	13	El nuevo mercado eléctrico
Pág. 13	14	Las metas de energía limpia y los requisitos de CEL ´s
Pág. 16	15	Componentes de la Tarifa Final de Suministro Básico
Pág. 17	16	Desglose Tarifa Final de Suministro Básico
Pág. 18	17	Modelos de operación parques industriales
Pág. 20	18	Configuración parques industriales en modalidad shelter
Pág. 21	19	Opciones de compra de energía solar FV para los Usuarios Finales
Pág. 28	20	Esquema de Abasto Aislado
Pág. 29	21	Perfil de consumo vs perfil de generación FV en esquema de Abasto Aislado
Pág. 30	22	Esquema de Generación Local
Pág. 32	23	Esquema de contraprestación Generación Limpia Distribuida
Pág. 34	24	Esquema de liquidación contrato financiero por diferencias
Pág. 37	25	Mapa de irradiación solar México
Pág. 38	26	Perfil de consumo anual (ejemplo inquilino parque industrial)
Pág. 38	27	Precio monómico parques industriales por Estado (áreas rentadas analizadas)
Pág. 39	28	Promedio precio monómico por tarifa

ACRÓNIMOS

AMPIP	Asociación Mexicana de Parques Industriales Privados
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía
CdC	Centro de Carga
CE	Central Eléctrica
CEL	Certificado de Energía Limpia
CCE	Contrato de Cobertura Eléctrica
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CRE	Comisión Reguladora de Energía
DFT	Derecho Financiero de Transmisión
FV	Fotovoltaico
GD	Generación Distribuida
GE	Generador Exento
GEI	Gases de Efecto Invernadero
LIE	Ley de la Industria Eléctrica
LSPEE	Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista
MDA	Mercado del Día en Adelanto
MHA	Mercado de Una Hora en Adelanto
MTR	Mercado de Tiempo Real
PI	Parque Industrial
PML	Precio Marginal Local
SENER	Secretaría de Energía
RNT	Red Nacional de Transmisión
RGD	Redes Generales de Distribución
SLP	Subasta de Largo Plazo
SSB	Suministrador de Servicios Básicos
SSC	Suministrador de Servicios Calificados
SUR	Suministrador de Último Recurso
UB	Usuario Básico
UC	Usuario Calificado
UCPM	Usuario Calificado Participante del Mercado
UF	Usuario Final

INTRODUCCIÓN



La tecnología solar fotovoltaica (FV) es una de las tecnologías que en la última década ha experimentado un acelerado desarrollo tanto científico-tecnológico como comercial, por la consecuente reducción de costos.

Esta drástica disminución de costos ha derivado muchos cambios en la regulación y el desarrollo del mercado. En México, antes de la implementación de la Reforma Energética, los proyectos FV (al igual que el resto de los proyectos de energías renovables) se podían desarrollar bajo los esquemas de Autoabastecimiento y Pequeño productor, establecidas en la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE).

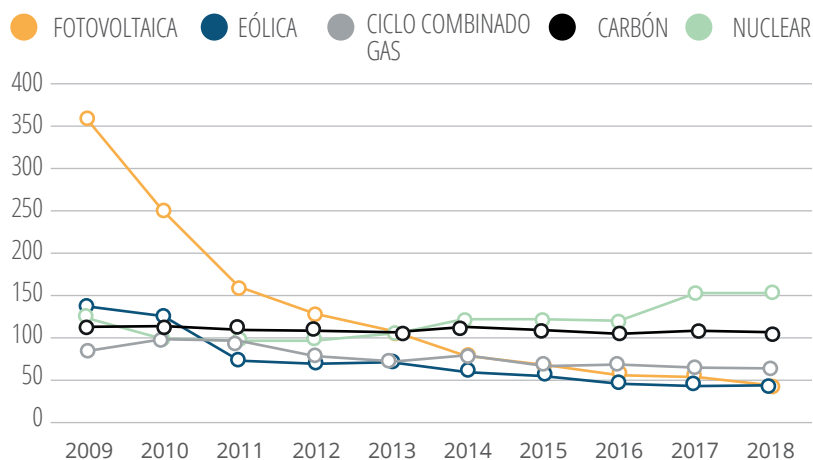
El esquema de Autoabastecimiento, permitía a los proyectos comercializar su energía a consumidores socios del proyecto; sin embargo, este esquema resultó no favorecer a los proyectos FV ya que establecía la acreditación de Potencia para fuentes de energía renovable en función de la energía generada entre las 20 h y las 22 horas, afectando los proyectos FV, que no generan energía a esa hora, frente a los proyectos de otras tecnologías renovables, especialmente la eólica, que sí puede generar energía en dicho horario.

Debido a lo anterior, el número de proyectos fotovoltaicos que consiguieron construirse hasta antes de la Reforma Energética fue muy escaso.

No obstante, a partir de los cambios legislativos y regulatorios ocurridos desde diciembre de 2013, el desarrollo de proyectos FV en México se ha incrementado exponencialmente, logrando que a abril 2019 se encontraran operando 28 nuevas centrales solares FV por una capacidad total de 2,667 MW **¡9 veces la capacidad instalada bajo la regulación anterior!**

Si bien, la concentración de proyectos FV se observa más cargada al norte del país (ver figura 3), el nivel promedio de irradiación solar de 5 kWh/m², es uno de los mayores a nivel mundial y permite que haya proyectos a lo largo y ancho de México.

FIGURA 1 COSTO NIVELADO DE ENERGÍA (LCOE)



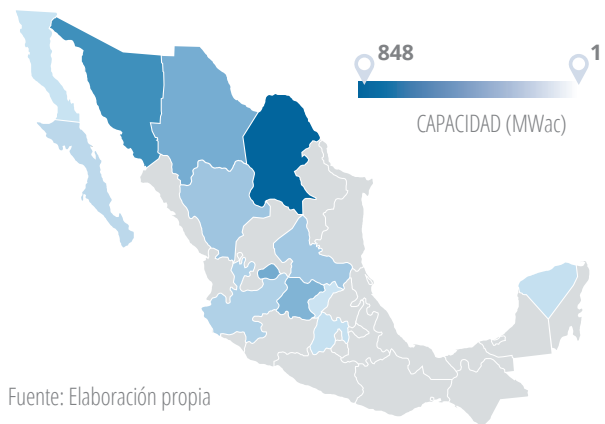
Costo nivelado de generación: valoración económica del costo del sistema de generación de electricidad. Incluye todos los costos a lo largo de la vida útil del proyecto (inversión inicial, operación y mantenimiento, costo de capital, etc.). Fuente: LAZARD 2018

FIGURA 2 PROYECTOS EN OPERACIÓN

ESQUEMA	No. DE PROYECTOS	CAPACIDAD (MW)
SUBASTA DE LARGO PLAZO	12	2,204
MERCADO	16	463
AUTOABASTECIMIENTO	15	278
TOTAL	43	2,945

Fuente: Elaboración propia

FIGURA 3 CONCENTRACIÓN PROYECTOS FV POR ESTADO

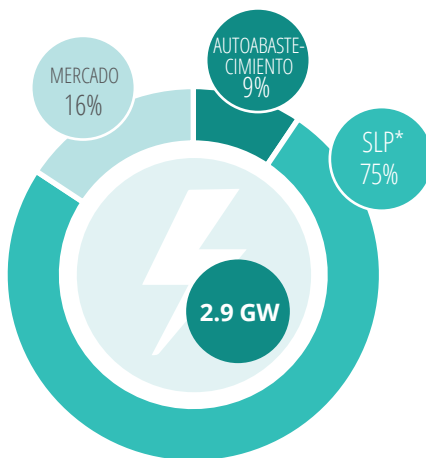


Fuente: Elaboración propia

Adicionalmente, la nueva estructura del mercado eléctrico introduce nuevos esquemas que permiten a cualquier tipo de consumidor eléctrico generar directamente electricidad en sus instalaciones para disminuir su consumo de la red (convirtiéndose en lo que se conoce como “prosumidor”, por la conjunción de “productor” y “consumidor”). Derivado de la disminución de costo de la tecnología solar, de la eliminación de costos de transmisión y distribución, también se puede disminuir el costo de la electricidad.

En este contexto, en 2015, el Ministerio Federal Alemán de Cooperación Económica y Desarrollo (BMZ) encargó a la Cooperación Alemana al Desarrollo (GIZ por sus siglas en alemán) la implementación del Programa Energía Solar a Gran Escala en México (DKTI Solar), con el objetivo de mejorar las condiciones tecnológicas, financieras y organizacionales para la aplicación de la energía solar en México.

FIGURA 4 DISTRIBUCIÓN DE PROYECTOS FV EN OPERACIÓN (2019)



SLP* Subastas de largo plazo
Fuente: Elaboración propia

Siendo el sector privado un motor en el fomento del desarrollo de proyectos FV, la GIZ identificó en las asociaciones empresariales un punto de contacto y un vehículo para la difusión del tema solar dentro de sectores específicos, pudiendo actuar como multiplicadores de conocimientos y asesores hacia sus miembros asociados.

Con este fin, en 2018 GIZ firmó un convenio con la Asociación Mexicana de Parques Industriales Privados (AMPIP) para el apoyo en el desarrollo de capacidades institucionales internas sobre el uso y compra de energía solar FV entre los miembros de la asociación. En el ámbito de ese convenio, se seleccionaron empresas del sector para el acompañamiento técnico en el diseño e implementación de un proyecto piloto de uso de energía solar FV.

De esta forma, para dichas empresas, se analizaron los patrones de consumo de energía eléctrica y, con base en los objetivos internos de cada una de ellas y en las opciones disponibles en el mercado a raíz de

la implementación de la Reforma Energética, se identificaron las opciones más atractivas de uso de energía solar FV. Con base en el análisis realizado, el presente estudio tiene como objetivo exponer las oportunidades y el potencial de uso de energía solar FV en el sector de parques industriales privados en México.

1 EL SECTOR DE PARQUES INDUSTRIALES PRIVADOS

Un Parque Industrial (PI) es un terreno perimetralmente delimitado, urbanizado, con todos los servicios, permisos e infraestructura para la operación óptima de empresas manufactureras y centros de distribución. En general, un PI cuenta con una administración central, responsable del mantenimiento y seguridad, y alberga manufactura de industria ligera y empresas de logística.

La Asociación Mexicana de Parques Industriales Privados (AMPIP) reúne 69 socios corporativos que aglutinan un total de más de 250 parques industriales distribuidos en toda la República, con más de 2,500 empresas instaladas (inquilinos/naves industriales).

Entre los inquilinos de los parques industriales, al cierre del 2017:

- Tipo de industria: el 26% corresponde a empresas del sector automotriz y transporte, el 15% a empresas del sector de servicios y logística mientras que en el 59% remanente se encuentran industrias muy diversas, como electrónica, logística, química, metal mecánico, aeroespacial y alimentos/bebidas.
- País de origen: el 36% corresponde a empresas de Estados Unidos, el 31% a empresas mexicanas mientras que el 33% remanente integra a empresas de otros países como Japón, Alemania, Corea, Canadá, etc.

Los desarrolladores integrantes de AMPIP presentan principalmente dos tipologías de modelo de operación:

1. **REAL ESTATE:** los inquilinos del Parque Industrial rentan un espacio y administran de forma autónoma todos los servicios necesarios para el desarrollo de sus actividades (ej. electricidad, agua, gas, etc.);
2. **SHELTER:** en este caso el dueño del parque industrial, directamente o a través de un tercero, provee a los inquilinos tanto el espacio físico como también la administración de todos los servicios necesarios para las empresas, desde el suministro de electricidad, agua y gas hasta, incluso, la gestión de recursos humanos, apoyo fiscal y legal.

Considerando la cobertura y relevancia de los parques industriales en México, AMPIP ha sido seleccionada entre las asociaciones industriales con el objetivo de desarrollar y difundir entre sus miembros capacidades sobre el uso y la compra de energía solar FV.



FIGURA 5 LA AMPIP EN NÚMEROS

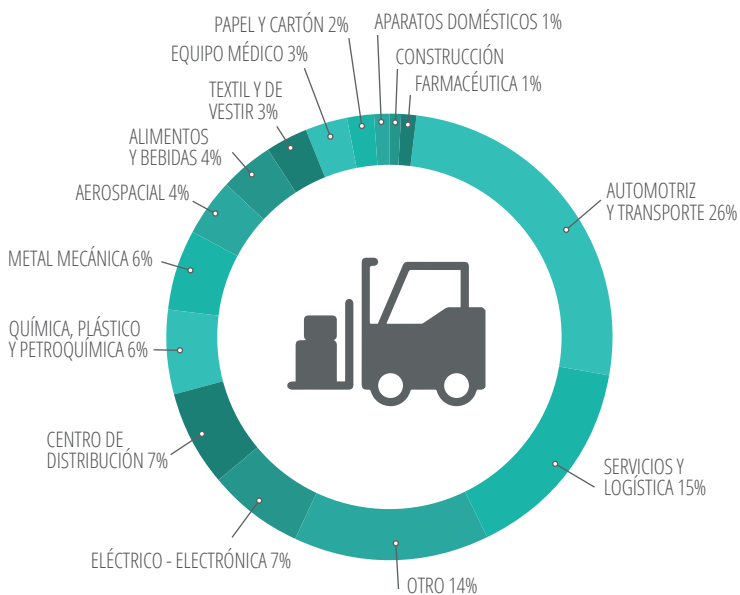
69
SOCIOS CORPORATIVOS

+250
PARQUES INDUSTRIALES

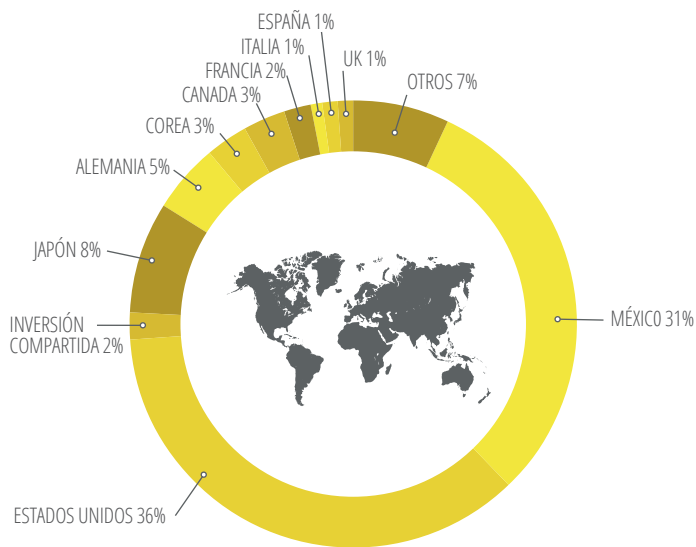
+2,500
EMPRESAS INSTALADAS



INQUILINOS POR SECTOR



INQUILINOS POR NACIONALIDAD



Fuente: Elaboración propia

CONSUMOS ELÉCTRICOS DEL SECTOR

Con base en la relevancia estadística del análisis y en el interés manifestado por los asociados de AMPIP en la participación en el programa, se han seleccionado tres empresas desarrolladoras de Parques Industriales para la implementación de un proyecto piloto de compra y uso de energía solar FV: una empresa que opera únicamente bajo el esquema de real estate y dos empresas que, dependiendo del Parque Industrial, operan bajo el esquema real estate o shelter.

Desde el análisis de la información recopilada de más de 69 centros de carga distribuidos en toda la República por un consumo total de alrededor de 100 GWh/año, se ha extrapolado la línea base energética de un Parque Industrial “tipo”, obteniéndose los siguientes resultados:

1

Las **áreas rentadas** presentan consumos muy diferentes y variados dependiendo del número de inquilinos y del sector industrial al que pertenecen dichos inquilinos. Las empresas inquilinas de los parques analizados, principalmente del sector automotriz, logística y aeroespacial, consumen en promedio 7 GWh de energía eléctrica cada año.

En general, la mayoría de los centros de carga de las áreas rentadas analizadas corresponde a centros de distribución (servicios y logística) interconectados al Sistema Eléctrico Nacional en media tensión con tarifa de Suministro Básico Gran Demanda en Media Tensión Horaria (GDMTH), aplicable a centros de carga suministrados en media tensión con una demanda igual o mayor a 100 kilowatts. En el caso del sector de manufactura de equipos de transporte o de sus componentes (ej. automóviles, aeromóviles etc.) los centros de carga suelen estar interconectados en alta tensión (>35 kV), en las tarifas de Suministro Básico Demanda Industrial en Subtransmisión (DIST) o Demanda Industrial en Transmisión (DIT).

Los procesos que generan mayor demanda de energía eléctrica en dichos centros de carga son el pintado (automóviles), la fundición (autopartes), la iluminación y la refrigeración (logística). Un centro de carga de un área rentada suministrada por CFE SSB paga anualmente en promedio para el consumo de energía eléctrica alrededor de 14 millones de MXN, con un precio unitario en 2018 de alrededor de 2.0 MXN/kWh.

2

El consumo de las **áreas comunes** representa menos del 2% de los consumos totales de un Parque Industrial, con un consumo promedio de 0.2 GWh al año. En general, los procesos que tienen mayor demanda de energía eléctrica en las áreas comunes de un Parque Industrial son las plantas de tratamiento de aguas residuales, el sistema contra incendios (bombeo), el alumbrado para la vialidad interna y las oficinas administrativas (climatización e iluminación).

En general, los centros de carga de las áreas comunes están conectados al Sistema Eléctrico Nacional en media tensión con las siguientes tarifas de Suministro Básico: i) Gran Demanda en Media Tensión Ordinaria (GDMTO), aplicable a centros de carga suministrados en media tensión con una demanda menor a 100 kW; ii) Gran Demanda en Media Tensión Horaria (GDMTH), explicada anteriormente; y iii) Alumbrado Público en Media Tensión (APMT) o en Baja Tensión (APBT).

Un centro de carga de un área común de un Parque Industrial, suministrada por CFE SSB paga anualmente en promedio para el consumo de energía eléctrica alrededor de 476 mil MXN, con un precio unitario en 2018 de 2.4 MXN/kWh.

FIGURA 6 EMPRESAS SELECCIONADAS

1

REAL STATE

2

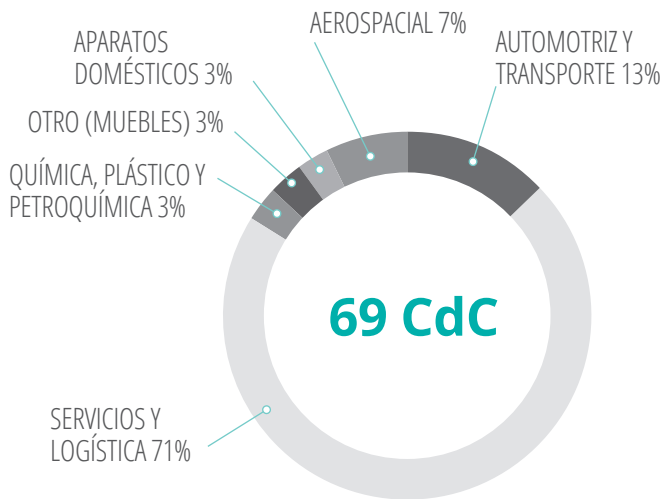
REAL STATE+
SHELTER

Fuente: Elaboración propia

FIGURA 7 CENTROS DE CARGA (CdC) ANALIZADOS

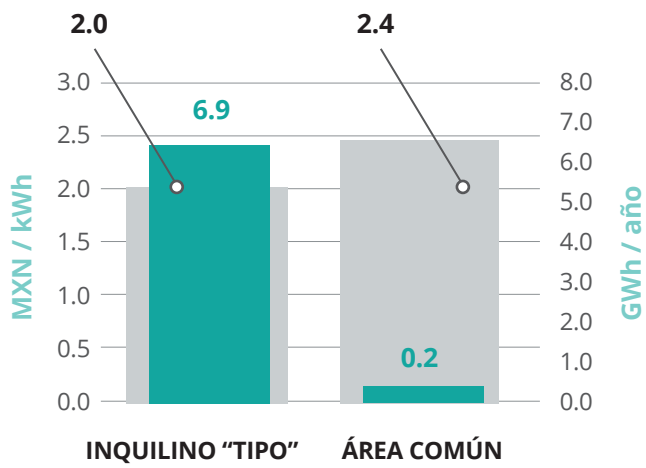
COMÚN 38

RENTADA 31



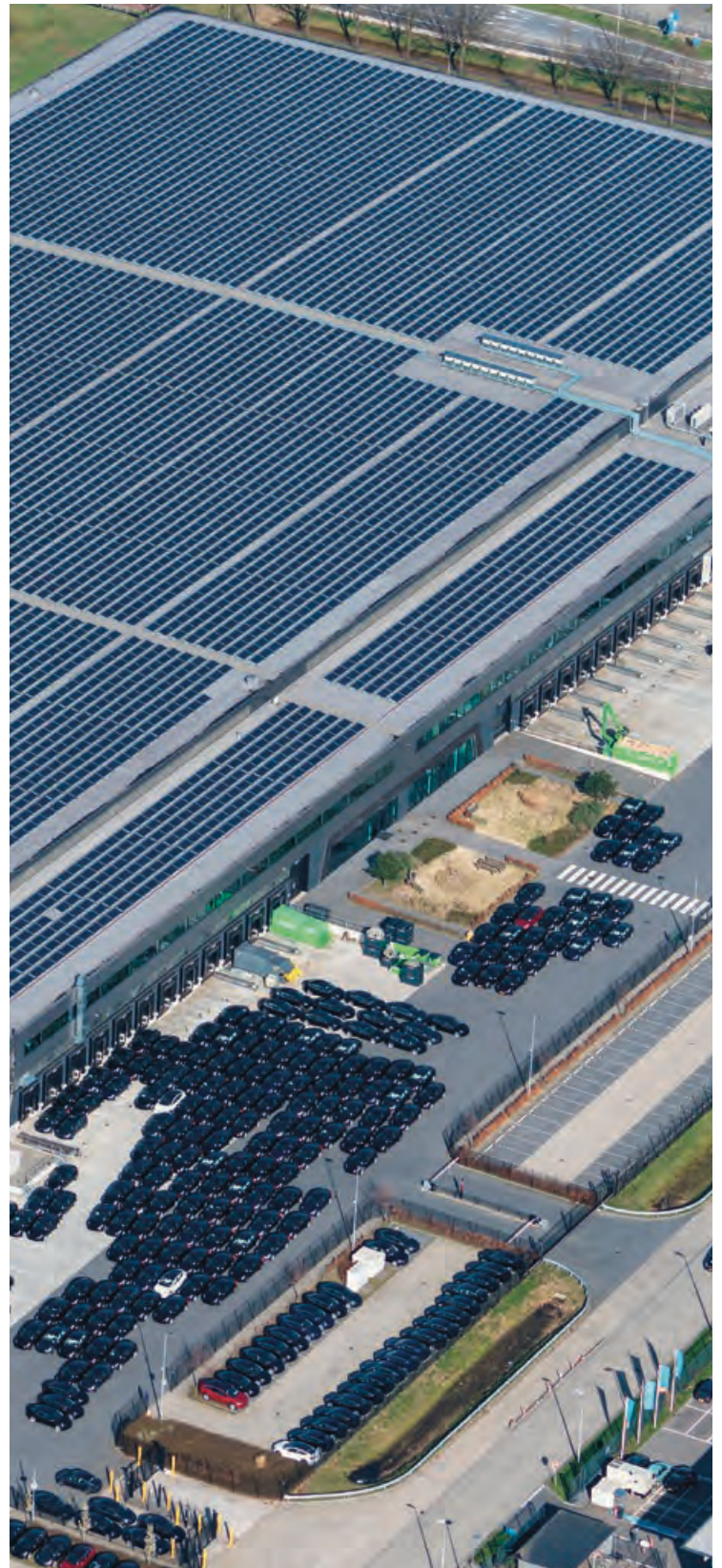
Fuente: Elaboración propia

FIGURA 8 CONSUMOS Y COSTOS DE UN PARQUE "TIPO"



- PRECIO MONÓMICO (MXN/kWh)
- CONSUMO ANUAL TOTAL (GWh/año)

Fuente: Elaboración propia



El análisis efectuado ha confirmado la relevancia del sector estimándose un consumo anual total para los parques industriales de alrededor 17 TWh correspondiente a más del 5% del consumo total de México en 2018. Con base en la extrapolación de datos efectuada, se estima que el costo anual para los Parques Industriales de AMPIP para el uso de energía eléctrica alcanza los 35 mil millones de MXN, con un precio unitario promedio en 2018 de 2.2 MXN/kWh consumido. Las estimaciones de consumo anteriores son conservadoras, ya que pueden existir parques de mayores dimensiones que alberguen industrias intensivas en energía cuyos consumos pueden diferir significativamente con respecto a los promedios indicados en presente estudio.

Del total de los CdC analizados, el 94% está conectado en media tensión, el 3% en alta tensión y el 3% remanente en baja tensión.

A partir de las entrevistas efectuadas a las empresas participantes en el análisis, se puede concluir que hay experiencias en el nuevo mercado eléctrico y objetivos muy variados:

01 Aunque todos los desarrolladores de parques industriales presentan interés en el uso de energía renovable para sus operaciones, sólo alguno de ellos tiene objetivos internos definidos de aprovechamiento de energía sustentable o específicos de reducción de su huella de carbono (emisiones GEI). Es importante señalar que, en el caso de modelo de operación de real estate, el dueño del parque industrial no tiene visibilidad sobre los consumos y objetivos internos de cada inquilino.

02 Si bien los dueños de los parques industriales han indagado sobre opciones de compra de energía renovable bajo la nueva regulación tanto en suministro remoto como mediante proyectos de generación in situ mediante la instalación de paneles solares FV, la mayoría de los CdC sigue recibiendo su energía de CFE SSB.

03 El driver principal que anima los desarrolladores de los parques a buscar una fuente de energía eléctrica alternativa a CFE SSB es la reducción de costo. Las empresas están dispuestas a analizar la compra de energía renovable, y en particular de energía solar FV, para poder proveer un valor añadido a sus inquilinos, siempre y cuando eso suponga un ahorro en su costo de energía y no se vea reducida la calidad y disponibilidad del suministro.

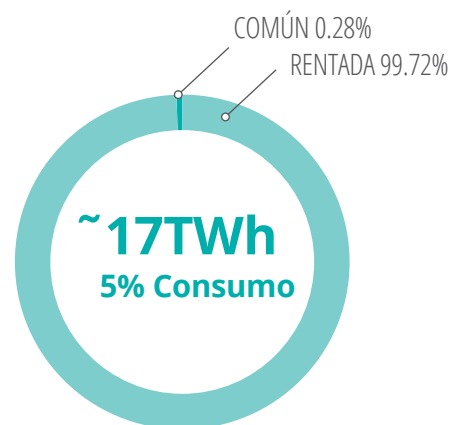
04 El mayor desafío que encuentra el sector consiste en la búsqueda de la mejor opción de compra y uso de energía solar FV que sea capaz de alinear los objetivos internos del desarrollador con la visión y plazos de establecimiento de los inquilinos.

FIGURA 9 PROCESOS CON MAYOR DEMANDA



Fuente: Elaboración propia

FIGURA 10 CONSUMOS DEL SECTOR



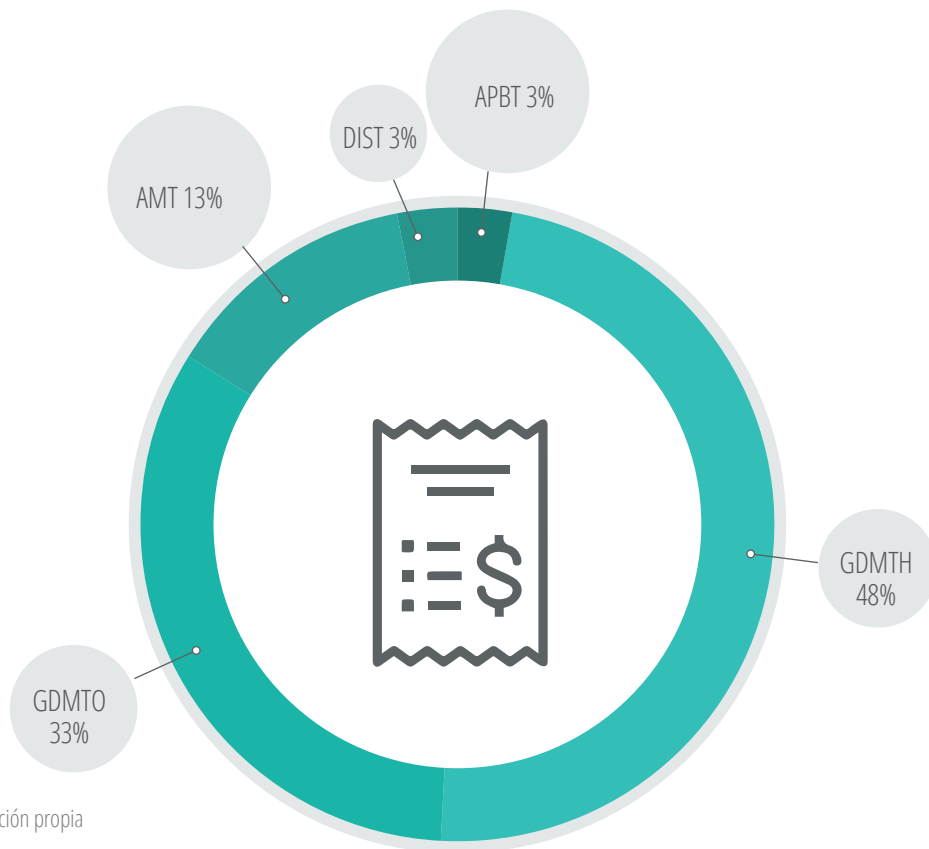
Fuente: Elaboración propia

FIGURA 11 CONSUMOS Y COSTOS DEL SECTOR

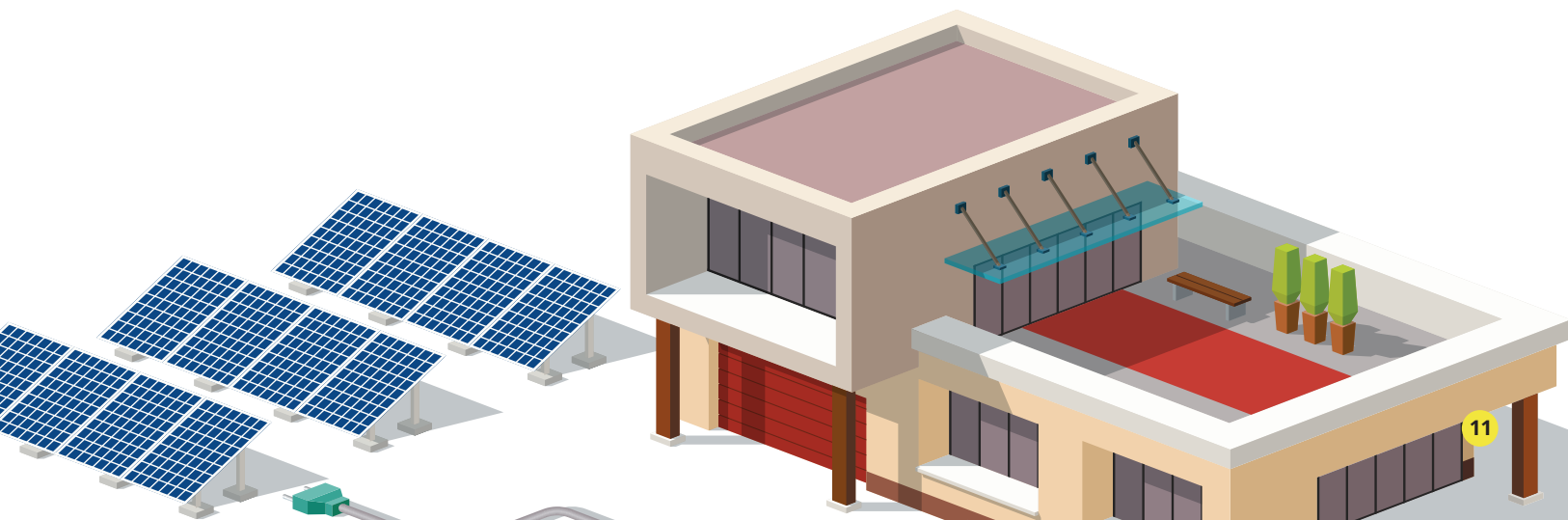
ÁREA	CONSUMO ANUAL (GWH/año)	IMPORTE TOTAL (Millones de MXN /año)
RENTADA	17,284	35,049
COMÚN	49	119

Fuente: Elaboración propia

FIGURA 12 TARIFAS SSB DEL SECTOR



Fuente: Elaboración propia



2 EL NUEVO MODELO DEL MERCADO ELÉCTRICO

2.1 ESTRUCTURA GENERAL

Con los cambios introducidos por la Reforma Energética, al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) pueden acceder seis tipos de participante:

PARTICIPANTES DE MERCADO

- 1 Suministrador de Servicios Básicos:** permisionario que ofrece el suministro eléctrico a los Usuarios de Suministro Básico como un servicio regulado. A la fecha de publicación del presente informe, únicamente CFE actúa bajo esta figura.
- 2 Suministrador de Servicios Calificados:** permisionario que ofrece el suministro eléctrico a los Usuarios Calificados (UC) en régimen de competencia, siendo responsable por la totalidad de sus consumos y requerimientos de productos. A la fecha de publicación del presente informe, se encuentran 19 Suministradores de Servicios Calificados con contrato activo en el MEM y 26 más en proceso.
- 3 Suministrador de Último Recurso:** permisionario que ofrece el suministro eléctrico a los UC en régimen regulado. El Suministro de Último Recurso se provee bajo precios máximos, por tiempo limitado, con la finalidad de mantener la continuidad del servicio cuando su SSC deje de prestar el suministro. A la fecha de publicación del presente informe únicamente CFE actúa bajo esta figura.
- 4 Usuario Calificado Participante del Mercado:** usuario de gran consumo (demanda máxima superior a 5 MW y consumo anual superior a 20 GWh) que decide participar directamente en el Mercado, como se detalla más adelante.
- 5 Generador:** representante en el MEM de una o varias centrales eléctricas.
- 6 Generador Exento (GE):** central eléctrica con capacidad menor a 0.5 MW, que no requiere permiso para generar electricidad y que sólo puede vender su energía eléctrica y productos asociados a través de un Suministrador o dedicar su producción al Abasto Aislado, como se detalla más adelante.
- 7 Comercializador no Suministrador:** es el titular de un contrato de Participante del Mercado que tiene por objeto realizar las actividades de comercialización, sin representar activos físicos en el mercado.

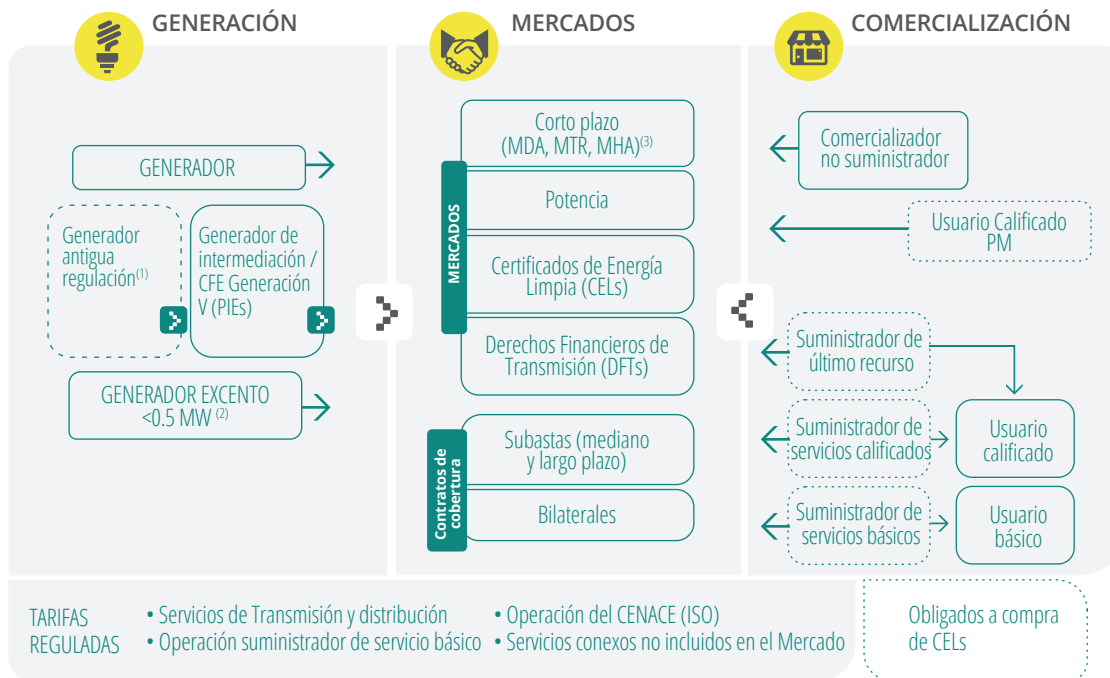
El nuevo esquema contempla la posibilidad de contratación de los distintos productos de forma bilateral entre diferentes Participantes del Mercado involucrados en la cadena de suministro de energía eléctrica.

Adicionalmente, como se explicará en mayor detalle a continuación, la nueva regulación establece la posibilidad de venta de energía eléctrica de un Usuario Final (ej. Parque Industrial) a un Tercero (ej. empresas inquilinas) sin que se considere comercialización y sin necesidad de permiso/registro ante la CRE, siempre y cuando la energía eléctrica se utilice dentro de las Instalaciones del Usuario Final.

Los servicios de Transmisión, Distribución, Operación del Suministrador de Servicios Básicos, Operación del CENACE y Servicios Conexos no incluidos en el MEM son actividades sujetas a tarifas reguladas, establecidas por la Comisión Reguladora de Energía (CRE).

A continuación, se presenta la estructura simplificada del mercado eléctrico mexicano:

FIGURA 13 EL NUEVO MERCADO ELÉCTRICO



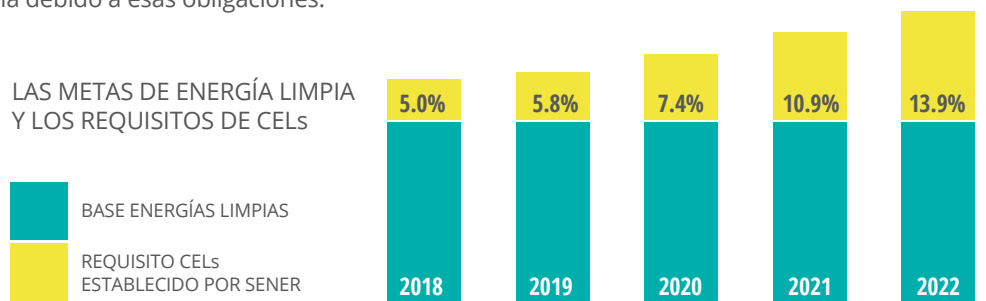
(1) Los titulares de contratos de interconexión legados (autoabastecimiento y cogeneración) cuya energía no sea limpia también están sujetos al cumplimiento de las obligaciones de CELs
 (2) Un generador exento sólo puede vender su energía y productos asociados a través de un suministrador o dedicar su producción al abasto aislado (satisfacer necesidades propias de energía).

Asimismo, el nuevo modelo de mercado introduce el Mercado de Certificados de Energías Limpias, con el objetivo de dar cumplimiento a las metas de participación de energía limpia del país. De acuerdo con lo establecido en la Ley de Transición Energética (LTE) y en la Ley General de Cambio Climático (LGCC), este objetivo será incrementado de forma gradual hasta alcanzar el 35% de generación de energía limpia para el 2024¹, 40% en el 2035 y 50% en el 2050.

De esta manera, para fomentar la instalación de nueva capacidad limpia, SENER establece las obligaciones de consumo de energía limpia para las Entidades Responsables de Carga, en forma de porcentajes mínimos de energía limpia sobre su consumo total que se incrementan cada año.

A la fecha, SENER ha dado a conocer las obligaciones de CEL para el periodo 2018-2022, con lo cual se estima que las nuevas inversiones en energías renovables como la solar estarán aseguradas por la necesidad de compra de energía limpia debido a esas obligaciones.

FIGURA 14 LAS METAS DE ENERGÍA LIMPIA Y LOS REQUISITOS DE CELs



Fuente: Elaboración propia

¹Recientemente, el Gobierno Federal a través del Plan Nacional de Desarrollo incremento la meta de participación de energías limpias de 35% al 35.8% al 2024, sin embargo, aún no se cuentan con los instrumentos de detalle ni políticas públicas específicas para su implementación o vinculación a otros instrumentos.

2.2 CLASIFICACIÓN DE LOS USUARIOS

Un “Usuario Final” (UF) es una persona física o moral que adquiere, para su propio consumo o para el consumo dentro de sus instalaciones, el suministro eléctrico en sus Centros de Carga. Con los cambios introducidos por la Reforma Energética, los Usuarios Finales de energía eléctrica en México se clasifican de 3 maneras.



1

Usuario “regulado” que recibe suministro por parte del Suministrador de Servicios Básicos (actualmente CFE es la única empresa que está operando bajo esta figura) a una tarifa regulada definida por la Comisión Reguladora de Energía (CRE).

USUARIO BÁSICO (UB)

En el caso de que el UB haya empezado a recibir el suministro de energía eléctrica antes de la entrada en vigor de la LIE (12/08/2014), podrá registrarse como “Usuario Calificado” cuando cuente con una demanda máxima mayor a 1 MW. En el caso de que opte por registrarse como Usuario Calificado, deberá ser suministrado por un Suministrador de Servicios Calificados y permanecer por lo menos tres años en este esquema, ya que tiene la opción de regresar a ser un Usuario Básico.

En el caso de que el UB haya empezado a recibir el suministro de energía después del 12/08/2014 y tenga una demanda máxima mayor a 1 MW, estará obligado a registrarse como “Usuario Calificado”. La CRE identificará los CdC que estén obligados a inscribirse como Usuario Calificado y notificará al usuario correspondiente la obligación de inscribirse.

2

Usuario “no regulado” que tiene una demanda máxima mayor a 1 MW (o agregue varios centros de carga para cumplir dicho requisito), y se registra como “Usuario Calificado” ante la CRE. El UC recibe suministro por parte de un Suministrador de Servicios Calificados, o, de forma transitoria, por un Suministrador de Último Recurso.

USUARIO CALIFICADO (UC)

Una vez obtenido el registro por parte de la CRE, el UC contará con un plazo máximo de 90 días hábiles para que informe a la CRE sobre la contratación del servicio de suministro con un Suministrador de Servicios Calificados. Si al finalizar dicho plazo el Usuario Calificado no hubiere efectuado dicha notificación, la CRE le asignará un Suministrador de Último Recurso.

3

Un Usuario Calificado Participante del Mercado es un Usuario Calificado que participa directamente en el mercado, representando a sus propios Centros de Carga en el MEM y comprando energía eléctrica y productos asociados directamente en el mercado y/o al amparo de Contratos de Cobertura. La figura de UCPM es opcional para aquellos usuarios que tengan una demanda máxima superior a 5 MW y un consumo anual de al menos 20 GWh.

USUARIO CALIFICADO PARTICIPANTE DEL MERCADO (UCPM)

2.3 TARIFAS FINALES DE SUMINISTRO BÁSICO

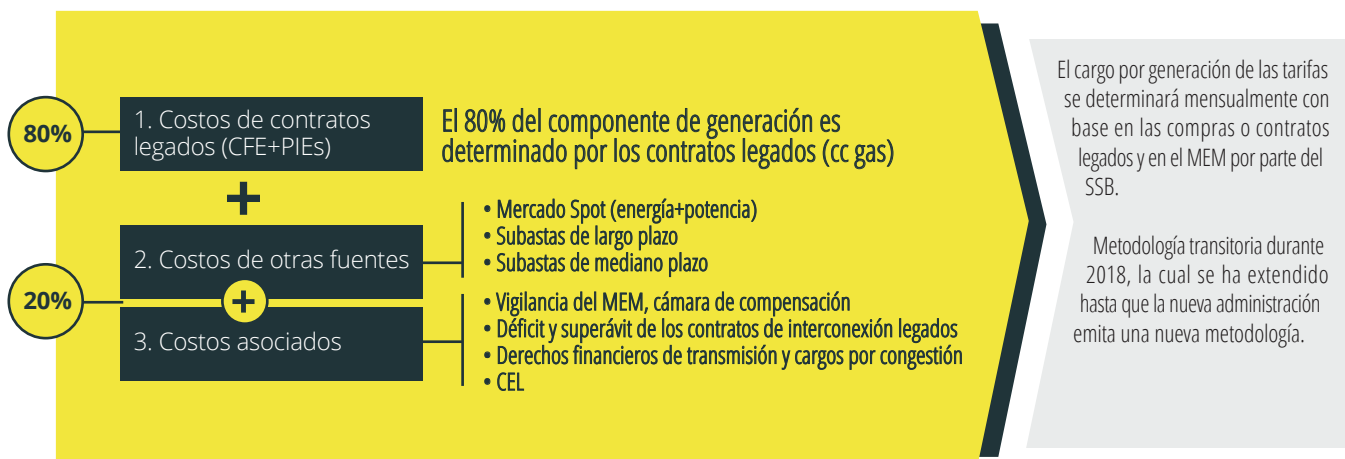
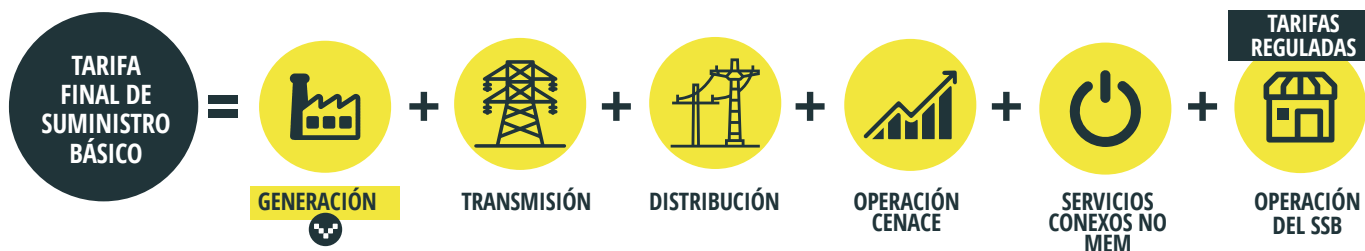
Uno de los aspectos más relevantes para la completa implementación de la Reforma ha sido la definición, por parte de la CRE, de una nueva metodología de cálculo y ajuste de las tarifas finales de CFE SSB. Dicha metodología tiene como objetivo reflejar y permitir la recuperación de los costos eficientes por parte de CFE SSB con un potencial margen (no garantizado, ya que también se busca incentivar al SSB a eficientar sus costos tanto de adquisición de productos como sus costos operativos).

La nueva tarifa final del Suministrador de Servicios Básicos, al basarse en los costos reales de CFE, debería permitir la detonación de la competencia en el Suministro de energía eléctrica a los usuarios finales. Sin embargo, la metodología ha sufrido diferentes ajustes en el curso de los últimos meses, no habiéndose llegado a un mecanismo definitivo, por lo que la metodología actualmente utilizada es transitoria hasta que la nueva administración defina una nueva metodología.

A CONTINUACIÓN SE DESCRIBEN LOS COMPONENTES DE LA TARIFA FINAL DEL SUMINISTRADOR DE SERVICIOS BÁSICOS:

	COSTOS	TARIFAS REGULADAS
	GENERACIÓN: corresponde a los costos de la generación de energía y productos asociados; está determinado por los costos de Contratos Legados, costos de otras fuentes (Mercado) y otros costos asociados.	
	TRANSMISIÓN: corresponde al costo de la Red Nacional de Transmisión. Aplica a todos los generadores que participan en el MEM y a todos los consumidores que, ya sea directamente, o a través de sus representantes (Suministradores) adquieran energía en el MEM. El valor aplicable se determina por el nivel de tensión.	
	DISTRIBUCIÓN: corresponde al costo de las Redes Generales de Distribución. Aplica a todos los generadores interconectados en la red de distribución (nivel de tensión <69 kV) y a todos los consumidores que, ya sea directamente, o a través de sus representantes (Suministradores) adquieran energía en el MEM conectados a la red de distribución.	
	OPERACIÓN CENACE: corresponde a los costos de operación y funcionamiento del CENACE. Se reparten en un 30% para generadores y 70% para consumidores.	
	SERVICIOS CONEXOS NO MEM: corresponde a los costos de los servicios de aportación, absorción y reserva de potencia reactiva para control de voltaje, así como el arranque de emergencia, operación en isla y conexión a bus muerto del sistema. Aplica a todos los consumidores (ya sea directamente o a través de sus Suministradores)	
	OPERACIÓN SSB: estimada por la CRE de forma anual. Se compone de un cargo fijo mensual que se aplica a todos los usuarios básicos independientemente de su nivel de consumo.	

FIGURA 15 COMPONENTES DE LA TARIFA FINAL DE SUMINISTRO BÁSICO

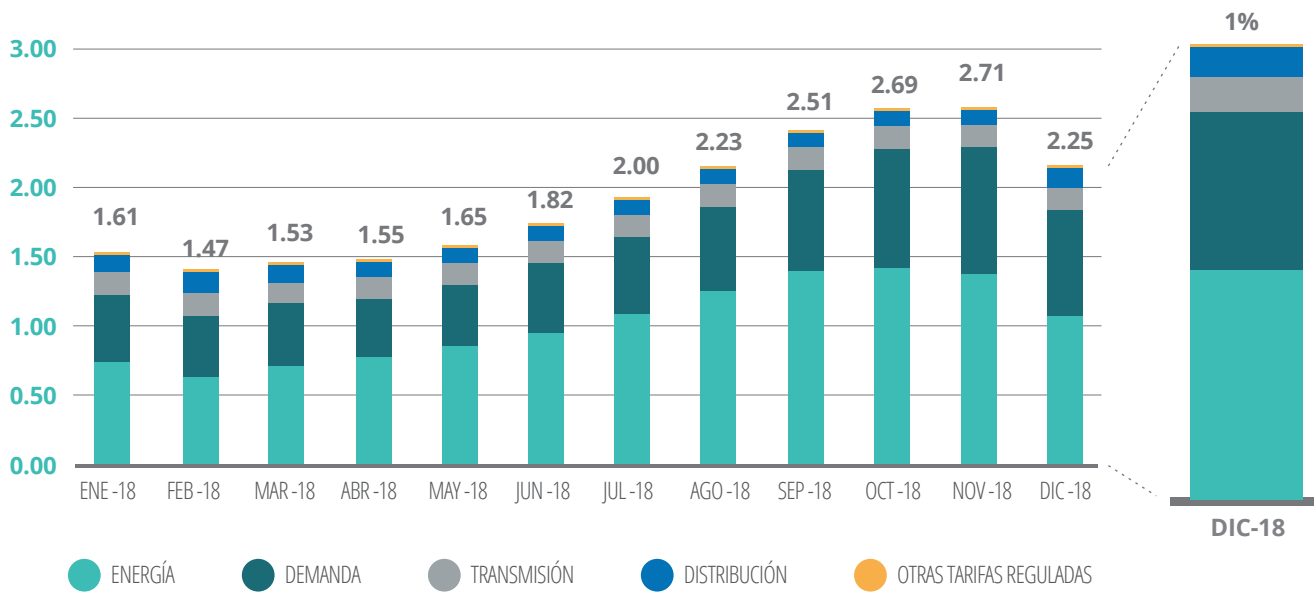


Fuente: Elaboración propia

En el caso concreto de un inquilino de un Parque Industrial (productor de partes para aviones) con tarifa SSB de Gran Demanda en Media Tensión Horaria en el norte del país, los componentes de energía y demanda pesan aproximadamente el 85% del precio total pagado por el usuario. Entre las tarifas reguladas destacan la tarifa de transmisión y la de distribución ambas con un 7% de peso.

La competencia en el suministro de electricidad tiene lugar en los componentes de generación (energía y demanda), siendo las tarifas reguladas aplicables iguales para todos los Suministradores y no estando sujetas a negociación entre las partes (normalmente se trasladan al usuario mediante un esquema de pass-through).

FIGURA 16 DESGLOSE TARIFA FINAL DE SUMINISTRO BÁSICO (INQUILINO PARQUE INDUSTRIAL, GDMTH)



Fuente: Elaboración propia



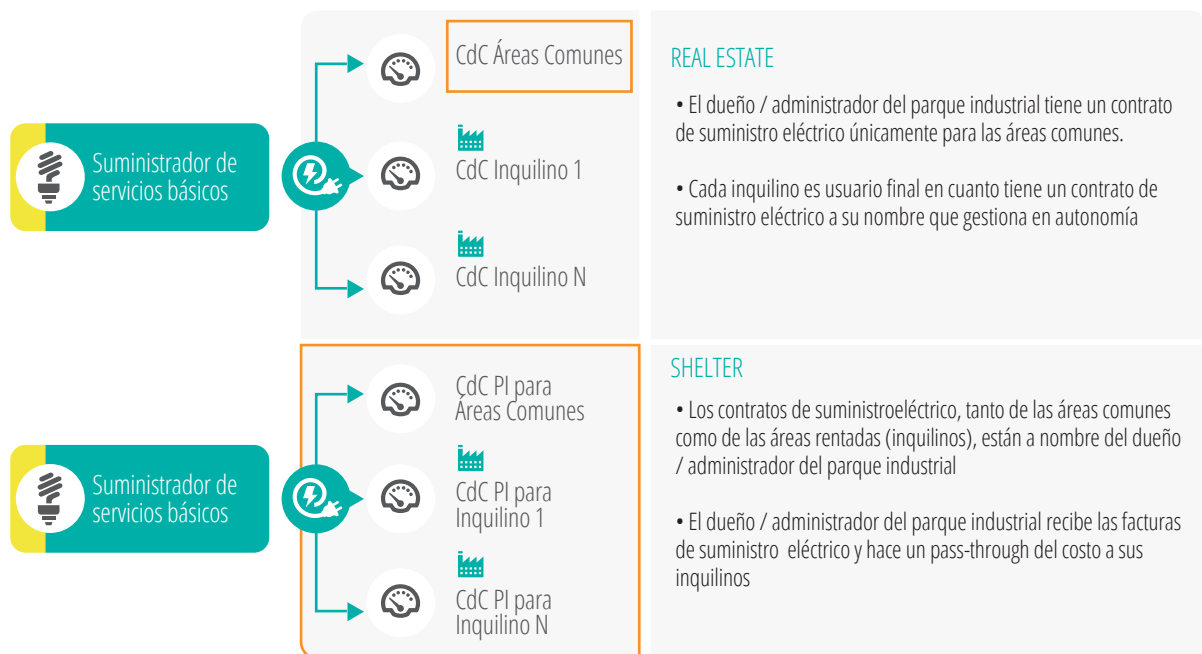
3 OPCIONES DE COMPRA Y USO DE ENERGÍA SOLAR FV PARA PARQUES INDUSTRIALES

Como se mencionaba anteriormente, la Ley de la Industria Eléctrica (LIE) define un “Usuario Final” (UF) como una persona física o moral que adquiere, para su propio consumo o para el consumo dentro de sus instalaciones, el suministro eléctrico en sus Centros de Carga².

Las diferentes opciones de suministro de energía eléctrica para un parque industrial dependen de quien se caracteriza como UF en los términos establecidos en la LIE entre el dueño del parque y las empresas inquilinas, con base en el modelo de operación adoptado:

- En el caso del esquema Real Estate, donde cada inquilino tiene un contrato de suministro eléctrico a su nombre, el desarrollador del parque industrial se considera como UF únicamente para los consumos de las áreas comunes. En este caso el dueño/administrador del parque industrial puede optimizar sus compras de energía eléctrica para las áreas comunes, pero no tiene injerencia sobre las decisiones de suministro eléctrico de sus inquilinos;
- En el caso del esquema Shelter, donde el dueño/administrador del parque tiene todos los contratos de suministro eléctrico (de cada nave) a su nombre, la totalidad del parque industrial se puede considerar como un único Usuario Final en el sentido de la Ley de la Industria Eléctrica. Bajo este esquema, donde actualmente el dueño/administrador del parque industrial recibe las facturas eléctricas por parte del suministrador y hace un pass-through del costo a sus inquilinos, en el caso de que el parque industrial consiga mejores condiciones de suministro eléctrico, podría transferir dichos beneficios a sus inquilinos.

FIGURA 17 MODELOS DE OPERACIÓN PARQUES INDUSTRIALES



 PI como usuario final
  Inquilino
  Energía eléctrica
  Medidor

Fuente: Elaboración propia

² Artículo 3, fracción LVII, Ley de la Industria Eléctrica.

Es importante señalar que, en ambos casos, la infraestructura eléctrica del Parque Industrial hasta llegar a cada CdC/nave (exceptuando la infraestructura de las áreas comunes que sí son propiedad del Parque Industrial) es propiedad de CFE, ya que, una vez ejecutadas las obras eléctricas, éstas son cedidas a CFE.

Sin embargo, la LIE, en su artículo 46³, establece la posibilidad de venta de energía eléctrica de un Usuario Final a un Tercero sin que se considere comercialización⁴ y sin necesidad de permiso/registro, siempre y cuando⁵:

1. La energía se utilice dentro de las instalaciones del Usuario Final, definidas como los bienes inmuebles sobre los cuales el Usuario Final tenga la propiedad, uso, goce o disfrute de los mismos.
2. El Tercero sea una persona física o moral que: (i) tenga la posesión de bienes inmuebles que estén dentro de las Instalaciones del UF⁶; (ii) no cuente con suministro eléctrico al interior de las instalaciones del Usuario final⁷ y (iii) no sea propietario de las Instalaciones del UF.

Con base en las informaciones recopiladas desde los socios seleccionados de AMPIP, se desprende que **el esquema de Venta a Terceros no resulta aplicable bajo la configuración actual de los Parques Industriales** en cuanto la red eléctrica interna es propiedad de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y todos los inquilinos ya cuentan con suministro eléctrico al interior de las instalaciones, por parte de CFE Suministro Básico.

Sin embargo, dicha figura de Venta a Terceros sí **podría ser una oportunidad para nuevos parques industriales**, de forma que el único UF de todo el parque a efectos de suministro eléctrico sería el propietario del parque y éste podría vender la energía a sus inquilinos.

Bajo este esquema de Venta a Terceros, la infraestructura eléctrica del parque industrial no se cedería a CFE, sino que permanecería en propiedad del parque. De esta forma, a la hora de desarrollar nuevos parques industriales, los socios de AMPIP pueden analizar la factibilidad técnico-económica de desarrollar y quedarse con la propiedad, operación y mantenimiento de la red eléctrica interna del parque para poder buscar una fuente de suministro competitiva y después vender dicha energía a sus inquilinos, sin necesidad de un permiso de comercialización. Bajo la configuración actual de los parques en funcionamiento, la única opción sería de desarrollar una red eléctrica alterna a la de CFE para que los inquilinos puedan resolver los contratos vigentes y recibir suministro eléctrico directamente por parte del PI.

Es importante señalar que, de acuerdo con la regulación, los Terceros tienen el derecho de contratar cualquier otra modalidad de suministro eléctrico, en cuyo caso el parque industrial tiene la obligación de no obstaculizar dicho derecho.

³ Art. 46, segundo párrafo y fracción I de la Ley de la Industria Eléctrica.

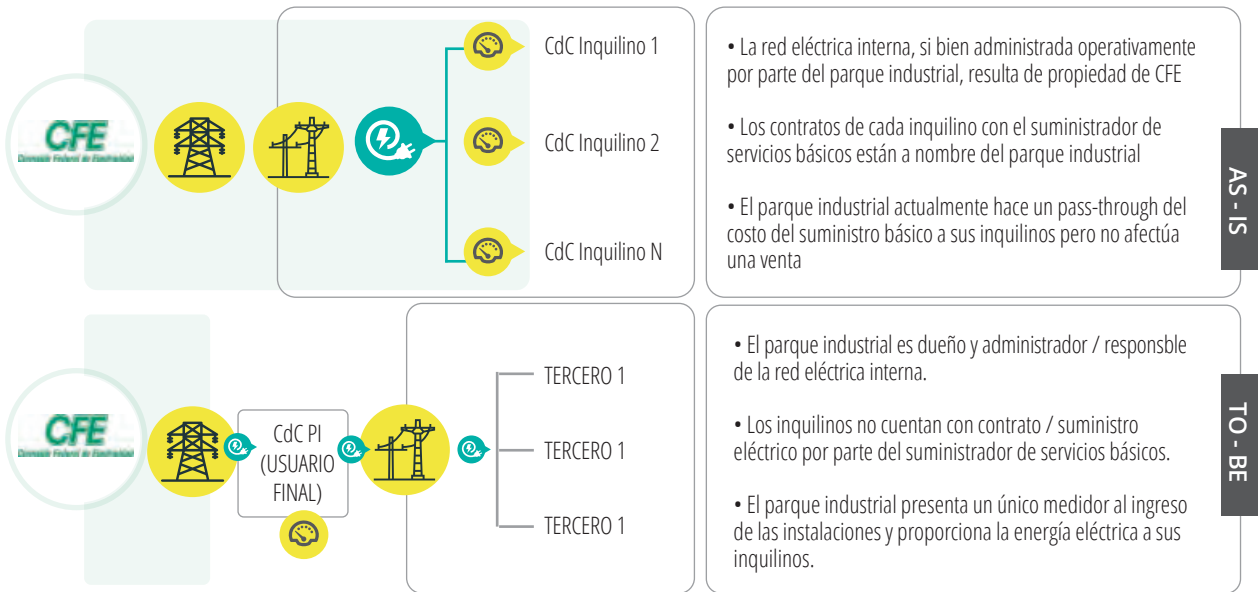
⁴ Los Usuarios Finales que lleven a cabo actividades de venta de energía eléctrica a uno o varios terceros deberán dar aviso a la CRE a efectos de acreditar que se encuentran dentro de los supuestos anteriores. Aquellos Usuarios que no cumplan con dar el aviso a la CRE estarán sujetos a sanciones establecidas en la Ley de la Industria Eléctrica, en términos de sus artículos 12, fracción I y 165, fracción II, inciso a).

⁵ Acuerdo CRE núm A/039/2018 publicado en el DOF el 17.12.2018.

⁶ Fábricas, talleres o demás establecimientos industriales en arrendamiento, ubicados dentro de un parque industrial respecto del cual el UF tenga la propiedad, uso, goce o disfrute.

⁷ Ni sea Participante del Mercado.

FIGURA 18 CONFIGURACIÓN PARQUES INDUSTRIALES EN MODALIDAD SHELTER



Fuente: Elaboración propia

Tras todo lo anterior, a continuación, se describen las diferentes opciones de compra y uso de energía solar FV para los Parques Industriales como Usuarios Finales, identificando los potenciales riesgos y oportunidades de cada una de ellas para poder establecer las alternativas más atractivas para el sector, tanto bajo el esquema Real Estate como bajo el esquema Shelter o el esquema de Venta a Terceros.

Con base en la regulación vigente en México en materia de electricidad, los Usuarios Finales tienen diferentes opciones de suministro de energía eléctrica tanto mediante suministro remoto por parte de Suministradores o de centrales de generación ubicadas a lo largo de la República, como a través de generación in situ (detrás del medidor). Adicionalmente, cualquier UF puede estructurar contratos financieros que no implican el suministro físico de energía eléctrica.



FIGURA 19 OPCIONES DE COMPRA DE ENERGÍA SOLAR FV PARA LOS USUARIOS FINALES



Fuente: Elaboración propia



3.1 SUMINISTRO REMOTO

ESQUEMA DE AUTOABASTECIMIENTO (ANTIGUA REGULACIÓN)

En aras de salvaguardar las inversiones y los proyectos desarrollados al amparo de la regulación anterior a la Reforma Energética (la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, LSPEE), la Ley de la Industria Eléctrica permite a los proyectos en operación mantener su actividad bajo dicha regulación y considera un periodo transitorio durante el cual los proyectos en desarrollo que cumplan una serie de requisitos podrán seguir acogiéndose a la LSPEE⁸. En ambos casos, el derecho a permanecer bajo el régimen legado será durante toda la vigencia de su contrato de interconexión.⁹

Cualquier Usuario Final puede permanecer como Usuario Básico y comprar energía eléctrica en suministro remoto a un proyecto solar fotovoltaico mediante el esquema de Autoabastecimiento. Dicho esquema no resulta compatible con los esquemas disponibles bajo la nueva regulación, es decir, en el caso de que un UF se registre como Usuario Calificado ante la CRE, no podría recibir energía bajo el esquema de Autoabastecimiento.

Antes de la implementación de la Reforma Energética, el esquema de Autoabastecimiento fue el mayor impulsor de energías renovables en México, gracias a que ofrecía los siguientes incentivos para su desarrollo:

(i) Cargo por servicio de transmisión tipo “estampilla postal”








El costo por la utilización de las infraestructuras de transmisión / distribución para poder entregar electricidad hasta los socios autoabastecidos, está establecido en función de la energía transmitida y del nivel de tensión de cada CdC, independientemente de la distancia. Dichos cargos a la fecha resultan ser más competitivos con respecto a los equivalentes bajo la nueva regulación.

(ii) Banco de Energía

Una de las características que limitan el uso de la energía renovable como la solar y dificultan su desarrollo es su intermitencia de generación. El Banco de Energía es un mecanismo de almacenamiento virtual/financiero que permite que la energía generada y no consumida por los CdC en un periodo pueda ser acumulada de forma virtual y entregada en los periodos en que la generación no sea suficiente para abastecer el consumo de los CdC.

(iii) Reconocimiento de potencia

Para Centrales de Generación de Energía Eléctrica con Energía Renovable o Cogeneración Eficiente, se reconoce potencia en base a la energía promedio entregada entre las 20:00 y las 22:00 horas¹⁰. Dicho tramo horario impide que las CE solares FV puedan generar este producto, ya que éstas no generan en esa franja horaria (nocturna), lo que implicó una desventaja para esta tecnología frente a otras energías renovables como la eólica.

ESQUEMA DE AUTOABASTECIMIENTO SOLAR		
	Regulación aplicable	Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica
	Tipología consumidores	Usuarios básicos
	Modalidad	Suministro remoto
	Condiciones principales	<ul style="list-style-type: none"> • Incentivos a las energías renovables (banco de energía, porteo tipo estampilla) • Plazos 10 -15 años • Precio fijo con indexación / esquema CFE menos descuento
	Factor de emisión	Ø tonCO ₂ / MWh para la energía entregada
	Ventajas	<ul style="list-style-type: none"> • Sin inversión • Potenciales ahorros en factura eléctrica • Energía renovable • Backup CFE SSB
	Desventajas	<ul style="list-style-type: none"> • Escasa disponibilidad de proyectos • Tecnología solar no aporta potencia autoabastecida • Contratos de largo plazo • No compatible con la nueva regulación

⁸ LIE, Transitorio Décimo Tercero

⁹ Hasta 20 años a partir de su fecha de inicio de operaciones. Los contratos de interconexión no podrán prorrogarse una vez terminada su vigencia.

¹⁰ Para el Sistema Interconectado Nacional: durante el periodo horario de las 20:00 a las 21:00 horas para los meses de noviembre a marzo, y de las 21:00 a las 22:00 horas para los meses de abril a octubre.




Si bien la energía disponible bajo el esquema de Autoabastecimiento renovable es limitada, esta opción sigue siendo una buena oportunidad para explorar por parte de los Parques Industriales, sobre todo para aquellos desarrolladores que presentan una multitud de CdC ubicados a lo largo de la República, tanto bajo el esquema Real Estate para las áreas comunes como bajo el esquema Shelter que incluiría también las áreas rentadas.

Como explicado anteriormente, el Autoabastecimiento no resulta compatible con los esquemas disponibles bajo la nueva regulación, como es el caso de la Venta a Terceros. Es importante señalar que la falta de reconocimiento de Potencia autoabastecida a los proyectos solares puede perjudicar su competitividad frente a otras tecnologías, como por ejemplo la eólica.

ESQUEMA SUMINISTRO BÁSICO

Actualmente la mayoría de los consumidores de energía eléctrica en México reciben suministro por parte de CFE Suministrador Básico. Este esquema corresponde al Business As Usual de cualquier consumidor y, por tanto, es el esquema a considerar como benchmark a la hora de analizar cualquier nueva propuesta de suministro eléctrico

Los Usuarios Básicos tienen el factor de emisión del Suministrador de Servicios Básicos y están sujetos a tarifa final de suministro básico, que es establecida por la CRE. Sin embargo, como se describirá más adelante en el curso del presente informe, dichos Usuarios podrán implementar soluciones de generación en sitio o acceder a contratos financieros fuera del mercado para fijar el precio de compra de la energía eléctrica, sin necesidad de cambiar su calidad de Usuario Básico.








ESQUEMA BUSINESS AS USUAL (SUMINISTRADOR DE SERVICIOS BÁSICOS)		
	Regulación aplicable	Ley de la Industria Eléctrica
	Tipología consumidores	Usuarios básicos
	Modalidad	Suministro remoto
	Condiciones principales	<ul style="list-style-type: none"> Tarifa Regulada de Suministro Básico definida por la CRE Plazo: Indefinido
	Factor de emisión	0.527 tonCO ₂ / MWh factor de emisión de CFE SSB en 2018
	Ventajas	<ul style="list-style-type: none"> Tarifa regulada con base en costos eficientes de Suministro Básico
	Desventajas	<ul style="list-style-type: none"> Condiciones económicas no negociables Factor de emisión y fuente de suministro no negociable

ESQUEMA SUMINISTRO CALIFICADO

En el caso de que un Usuario Final cumpla con los requisitos de demanda o agregue varios CdC para cumplir dicho requisito (siempre y cuando pertenezcan al mismo grupo de interés económico¹¹), puede registrarse como Usuario Calificado ante la CRE y comprar energía eléctrica en suministro remoto a un Suministrador de Servicios Calificados (SSC). Como explicado anteriormente, en el caso de que un CdC haya empezado el suministro de energía después del 12/08/2014 y tenga una demanda máxima superior a 1 MW, dicho CdC estará obligado a registrarse como Usuario Calificado.

Una vez obtenido el registro por parte de la CRE, el UC contará con un plazo máximo de 90 días hábiles para que informe a la CRE sobre la contratación del servicio de suministro con un Suministrador de Servicios Calificados. Si al finalizar dicho plazo el Usuario Calificado no hubiere efectuado dicha notificación, la CRE le asignará un Suministrador de Último Recurso, con una tarifa más cara. Además, en el caso de usuarios no obligados, una vez registrados como UC, deben permanecer como mínimo 3 años en el MEM antes de poder volver con el Suministrador de Servicios Básicos. Por dichas razones resulta de fundamental importancia empezar la búsqueda de un SSC¹² y la negociación de las condiciones contractuales, antes de registrarse como UC.

Un SSC es un proveedor de servicios de comercialización de energía eléctrica que compra los productos de energía, potencia y CELs en el MEM con el fin de cubrir el 100% de los requerimientos del Usuario Calificado.

ESQUEMAS DE SUMINISTRO CALIFICADO		
	Regulación aplicable	Ley de la Industria Eléctrica
	Tipología consumidores	Usuarios Calificados
	Modalidad	Suministro remoto
	Condiciones principales	<ul style="list-style-type: none"> • Suministro 100% desde un SSC • Una vez registrado como UC, cuenta con 90 días para encontrar un SSC • Debe permanecer como mínimo 3 años en el esquema • Plazo 1-5 años • Precio variable en función del precio del gas/esquemas de precios all-in
	Factor de emisión	>Ø tonCO ₂ / MWh según la cartera de proyectos de generación (cartera diversificada / equilibrada)
	Ventajas	<ul style="list-style-type: none"> • Sin inversión • Potenciales ahorros en factura eléctrica
	Desventajas	<ul style="list-style-type: none"> • Dificultad en trazabilidad de energía solar en la matriz de generación • Complejidad de análisis de propuestas • Potencial exposición a riesgos de mercado



¹¹ ACUERDO de carácter general por el que se determina el concepto de demanda y los requisitos para la agregación de Centros de Carga para ser considerados como Usuarios Calificados publicado en el DOF el 26/01/2016.

¹² Los SSC están obligados a obtener un permiso ante la CRE para realizar las actividades de suministro. A mayo 2019, la CRE ha otorgado 55 permisos de Suministro de Servicios Calificados. De dichos SSC, 19 firmaron contrato de PM con CENACE, otros 26 se encuentran en proceso de formalización del contrato.

A la hora de considerar esta opción de suministro y negociar con un SSC, hay que tener en cuenta los siguientes puntos:

- Un SSC, en general, presenta una cartera de contratos de suministro basados en fuentes de generación diversificados que puede incluir fuentes de energía convencionales y renovables, por lo que el factor de emisión asociado a este esquema de suministro dependerá del mix de contratos que tenga el SSC, y tenderá a ser mayor que cero.
- Un SSC debe garantizar que al menos el porcentaje de consumo anual definido en las obligaciones provenga de fuentes limpias, lo cual se cumple con la cantidad de CELs correspondiente. Para poder solicitar una participación específica de energía solar FV, se requeriría de un mecanismo de trazabilidad de las fuentes de energía utilizadas. Si bien el mecanismo de CELs actualmente prevé un código que permite trazar la procedencia de las fuentes de energía limpias, solicitar al SSC que el total del suministro de energía estuviera acompañado de los CELs generados por proyectos solares FV, podría resultar económicamente inviable debido a que los CELs tienen un valor independiente a la energía y tenderían a encarecer el suministro final¹³.

Adicionalmente, el comprar CELs para respaldar el 100% del consumo de un CdC no implica que con ello se reduzca el factor de emisión de ese CdC, ya que todavía no hay una regulación establecida al respecto; de esa forma, el factor de emisión, en principio, sería el de la cartera de generación del Suministrador, independientemente de la cantidad de CELs que compre el CdC por su lado, por encima de los CELs correspondientes a la obligación, que deben ser adquiridos por el Suministrador.

- Un SSC tiende a ofrecer plazos de contratación de 1-5 años, considerando la dificultad de previsión de su cartera de clientes para horizontes temporales mayor.
- Teniendo en consideración la alta volatilidad de los precios del mercado spot, típica de un mercado incipiente recién implementado y poco líquido, algunos SSC suelen ofrecer un precio por una “banda o bloque” de energía contratada. En el caso de que el consumo del usuario sobrepase dicha banda, el UC estaría sujeto a precios de mercado, con el consiguiente riesgo.
- El mercado mexicano se ha configurado como un sistema de precio multinodal, habiendo más de 2,000 nodos de formación de Precios Marginales Locales. En el proceso de liquidación de energía, la diferencia de precio entre el nodo de generación y el nodo de consumo, debida en su mayor parte a la congestión entre unas zonas y otras, implica un cierto riesgo que es importante considerar; por lo general los SSC suelen trasladar al usuario dicho riesgo.

Un parque industrial podría agregar los CdC para cumplir con el umbral de demanda y registrarse como UC tanto bajo el esquema Real Estate para las áreas comunes como bajo el esquema Shelter para todo el parque, trasladando los beneficios obtenidos a sus inquilinos. Para el esquema de Venta a Terceros, como explicado anteriormente, en el caso de que se cumpla con los requisitos regulatorios para la venta de energía a sus inquilinos, el PI podría comercializar dicha energía eléctrica con sus inquilinos.

La opción para un Parque Industrial de constituirse como Suministrador de Servicios Calificados para poder ofrecer, en libre competencia, opciones de suministro eléctrico a sus inquilinos, constituye un negocio diferente y más complicado que el de Venta a Terceros y presenta un elevado riesgo de mercado que entendemos no es del interés de los asociados de AMPIP.

¹³ Adicionalmente el Usuario Calificado, debido a que no es obligado a la compra de CELs, debería registrarse de manera voluntaria en el sistema de registro de CELs para registrar los CELs asociados a su consumo por encima de la obligación.

ESQUEMA DE USUARIO CALIFICADO PARTICIPANTE DEL MERCADO

En el caso de que un Usuario Final cumpla con los requisitos de demanda (o agregue sus cargas para tal fin) puede optar por esta figura y ser responsable directo de la adquisición de todos los productos necesarios para su suministro mediante cualquiera de las opciones que se presentan en el mercado, entre las cuales, comprar energía eléctrica en suministro remoto directamente a un Generador con tecnología solar FV.

Los UCPM deben registrarse en el Registro de Usuarios Calificados de la CRE y obtener un Contrato de Participante del Mercado ante CENACE bajo la modalidad de UCPM, para lo cual deberá cumplir con todos los requisitos necesarios como son las garantías de cumplimiento, el establecimiento de la infraestructura necesaria para atender los requerimientos del Centro Nacional de Control de Energía (escritorio 24/7), así como para la presentación de ofertas de compra en el MEM.

Los UCPM pueden configurar su cartera de suministro libremente sin la necesidad de intermediación de un Suministrador, pudiendo participar como comprador en las Subastas de Largo y Mediano Plazo celebradas por el CENACE¹⁴ accediendo a los precios más bajos de energía renovable a nivel mundial, celebrar contratos directamente con generadores y/o participar directamente en el Mercado de Corto Plazo.

ESQUEMA DE PARTICIPANTE DEL MERCADO		
	Regulación aplicable	Ley de la Industria Eléctrica
	Tipología consumidores	Usuarios Calificados participantes del mercado
	Modalidad	Suministro remoto
	Condiciones principales	<ul style="list-style-type: none"> • Acceso a todas las opciones disponibles (elegir directamente el generador/ participar en las subastas, etc.) • Flexibilidad de esquemas (precio, plazos, etc.)
	Factor de emisión	Ø tonCO ₂ / MWh para la energía entregada en caso de compra directa a proyecto solar
	Ventajas	<ul style="list-style-type: none"> • Sin necesidad de intermediación de suministradores • Elevados potenciales ahorros en factura eléctrica
	Desventajas	<ul style="list-style-type: none"> • Necesidad de fuerte "know how" e infraestructura técnico - económica • Exposición a riesgos de mercado

Si bien dicha flexibilidad de opciones puede generar elevados ahorros en la compra de energía eléctrica, los requerimientos técnicos, económicos y de infraestructura que conlleva ser PM, aunados a que el mercado es incipiente y presenta una volatilidad elevada (con el riesgo que eso conlleva), han frenado que los usuarios finales busquen registrarse como UCPM. A la fecha, tras varios años de funcionamiento del mercado, no existe ningún UCPM operando en el Mercado.

Sin embargo, los grandes desarrolladores de parques industriales de AMPIP (sobre todo bajo el esquema Shelter), con experiencias en mercados liberalizados en otros países y con objetivos firmes de sustentabilidad, o un conjunto de ellos constituido ad hoc con el fin de sumar grandes cantidades de consumos que justifiquen las inversiones requeridas, en un momento dado, una vez el mercado esté más implementado y presente una mayor liquidez, podrían analizar la opción de registrarse como Usuarios Calificados Participantes de Mercado y, por ejemplo, firmar contratos de suministro remoto directamente con proyectos FV. En este caso, lo ideal sería establecer contratos con generadores que se encuentren cerca de sus CdC para evitar el riesgo de tener que pagar por una eventual diferencia de precio entre los nodos de generación y consumo.

Para el esquema Venta a Terceros explicado anteriormente, el PI podría registrarse como UCPM, estructurar su cartera de generación/suministro y comercializar dicha energía eléctrica a sus inquilinos en las condiciones que negocien las partes.



3.2 GENERACIÓN IN SITU

ESQUEMA DE ABASTO AISLADO/GENERACIÓN LOCAL

Cualquier tipo de Usuario Final puede implementar un proyecto de generación solar FV in situ bajo la modalidad de Abasto Aislado¹⁵, es decir, obtener un permiso de generación para centrales eléctricas con capacidad mayor a 0.5 MW, instalar dicha central FV en sus instalaciones e interconectarla al CdC a través de una Red Particular para la satisfacción de sus consumos.

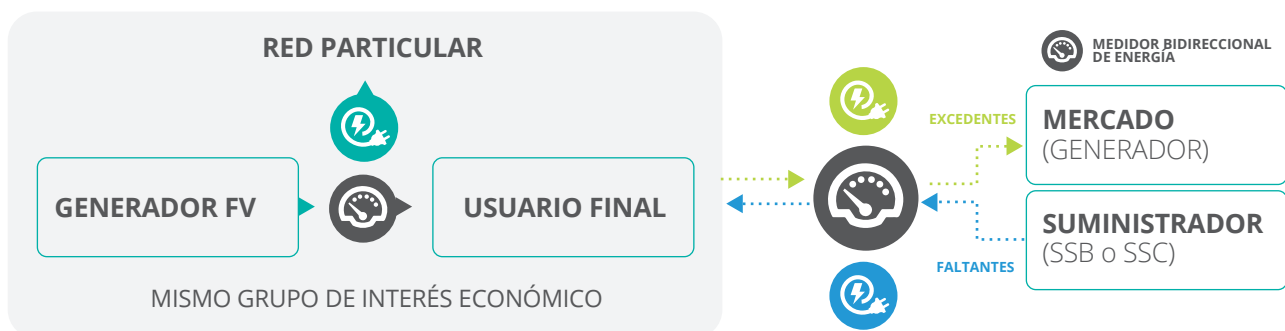
En particular, se entiende por Abasto Aislado la generación (o importación) de energía eléctrica para la satisfacción de necesidades propias (o para la exportación), sin transmitir dicha energía por la Red Nacional de Transmisión (RNT) o por las Redes Generales de Distribución (RGD)¹⁶. En el Abasto Aislado, el proyecto FV realizará la entrega física de la energía eléctrica a los CdC utilizando una Red Particular que para esto se establezca.

Las CE que destinen parte de su producción para fines de Abasto Aislado podrán ser interconectadas a la RNT o a las RGD para la venta de excedentes y compra de faltantes¹⁷.

Por “necesidades propias” se entiende a la generación eléctrica consumida por los CdC de una sola persona física o moral, o bien, de un conjunto de éstas que pertenezcan a un mismo Grupo de Interés Económico. Es decir, para ser considerado como Abasto Aislado, el titular del permiso de generación deberá ser:

- a. La misma persona física o moral que consume la energía eléctrica,
- b. Una persona moral que pertenece al mismo Grupo de Interés Económico que la persona que consume la energía eléctrica, o
- c. Una empresa de generación (definida como una persona física o moral que mantenga un contrato con el titular de un permiso único de generación para realizar actividades como el financiamiento, instalación, mantenimiento, gestión, operación/ampliación de la CE), siempre y cuando forme parte del mismo Grupo de Interés Económico.

FIGURA 20 ESQUEMA DE ABASTO AISLADO



Fuente: Elaboración propia con información del Acuerdo CRE Núm. A/049/2017

¹⁵El esquema difiere de manera sustancial de la modalidad de Autoabastecimiento, que permite al Generador comercializar energía y potencia a sus socios independientemente de su localización, sin requerirse (i) ni una proporción entre la participación en el capital de la sociedad y el aprovechamiento de energía por parte de los socios, (ii) ni una proximidad física entre el Generador y el socio autoabastecido.

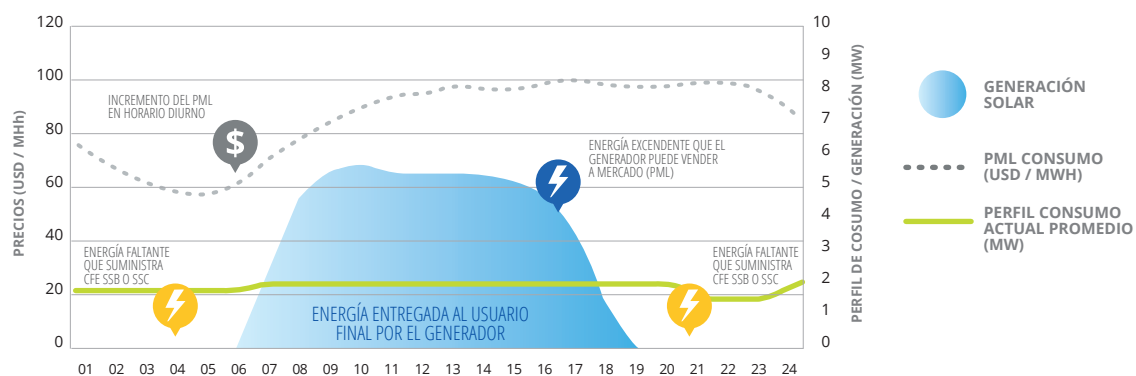
¹⁶De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 22 de la LIE.

¹⁷Siempre y cuando se celebre el contrato de interconexión correspondiente y la central eléctrica sea representada por un Generador (o por un Suministrador en caso de ser Generador Exento) para su participación en el MEM sujetándose a las Reglas del Mercado.

Si bien el esquema puede presentar algunas complejidades de tipo administrativo (ej. permiso de generación ante la CRE, gestión de excedentes, etc.), el esquema de Abasto Aislado representa sin duda una buena opción de compra de energía eléctrica solar FV a evaluar por parte de los grandes parques industriales con disponibilidad de espacio en estacionamientos, techos y/o terrenos adyacentes. Las principales características que hacen el esquema atractivo¹⁸ son las siguientes:

- No está sujeto a las tarifas reguladas para la energía entregada en la Red Particular ni hay necesidad de contar con un Suministrador para la entrega de dicha energía (como ocurre en Generación Local), con el consiguiente ahorro.
- Permite acreditar directamente el uso de energía solar y la reducción del factor de emisión del CdC.
- En el caso de interconexión a la RNT/RGD el proyecto solar generaría energía excedente de día (generación > consumo) que se vendería a mercado, pudiendo aprovecharse de los mayores precios en horario diurno.
- El Usuario Final, para el suministro de la energía eléctrica y productos asociados faltantes (generalmente de noche cuando un proyecto FV no genera), puede permanecer como Usuario Básico (sin riesgo frente al escenario Business as Usual) o registrarse como Usuario Calificado/Usuario Calificado Participante de Mercado.
- No existe riesgo de congestión entre el nodo de generación y el nodo de consumo (siendo el mismo nodo), como suele ocurrir con las opciones de Suministro Calificado.
- No hay sobrecargos por consumos mayores a la energía contratada, como suele ocurrir con las opciones de Suministro Calificado.

FIGURA 21 PERFIL DE CONSUMO VS PERFIL DE GENERACIÓN FV EN ESQUEMA DE ABASTO AISLADO



Fuente: Elaboración propia

En el caso de que el Generador y el Usuario Final no pertenezcan al mismo Grupo de Interés Económico y, por lo tanto, no se pueda utilizar el esquema de Abasto Aislado, la regulación prevé el esquema de Generación Local, la cual se refiere a la generación de energía eléctrica para ser consumida por cualquier CdC siempre utilizando una Red Particular, sin transmitir dicha energía por la RNT o por las RGD.

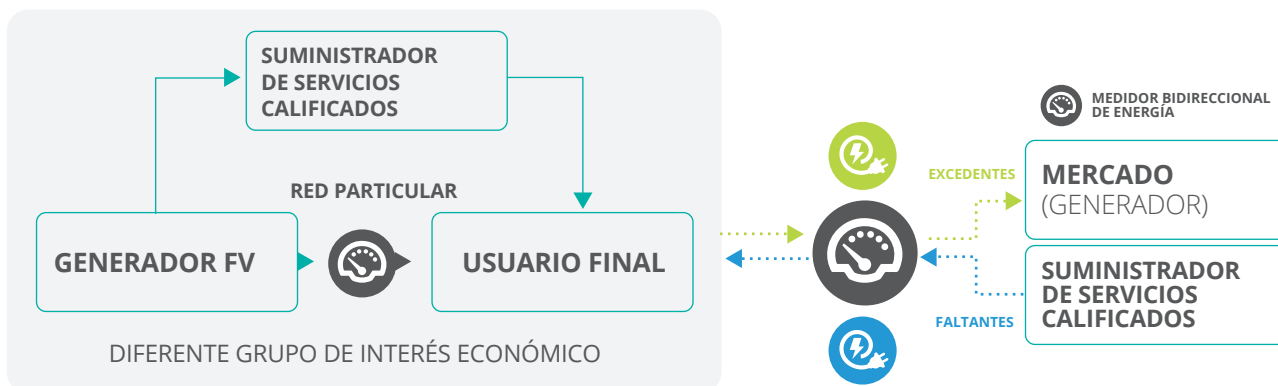
La Generación Local, que conforme al art. 22 de la LIE no es considerada Abasto Aislado, requiere la participación de un Suministrador de Servicios Calificados para la entrega de la energía eléctrica de la CE a los CdC.

Al igual que en el esquema de Abasto Aislado, las CE que destinen parte de su producción para la Generación Local podrán ser interconectadas a la RNT o a las RGD para la venta de excedentes y compra de faltantes¹⁹

¹⁸ A principios de 2018 la CRE ya había otorgado 45 permisos de Abasto Aislado por un total de 638 MW de capacidad instalada.

¹⁹ Que resulten de su operación en modalidad de Generador o Generador Exento, siempre y cuando se celebre el contrato de interconexión correspondiente.

FIGURA 22 ESQUEMA DE GENERACIÓN LOCAL




Fuente: Elaboración propia con información del Acuerdo CRE Núm. A/049/2017

La principal diferencia entre el esquema de Abasto Aislado y el de Generación Local consiste en que, en el caso de Generación Local, donde el Generador y el Usuario Final no pertenecen al mismo grupo de interés económico, la regulación introduce la obligación de contratación de un Suministrador de Servicios Calificados para la entrega de la energía en la Red Particular con el consiguiente costo adicional a negociar entre las partes. En este caso el Usuario Final, para compra de la energía eléctrica faltante, debe registrarse como Usuario Calificado/Usuario Calificado Participante de Mercado no pudiendo más quedarse en Suministro Básico y estando potencialmente expuesto a un riesgo de mercado para la energía faltante (dependiendo de cómo se negocie ese suministro calificado). Adicionalmente cabe mencionar que, mientras en el caso de Abasto Aislado el titular del permiso de generación tiene que ser el mismo Usuario Final, en el esquema de Generación Local será el Generador quien tiene que gestionar todos los trámites para la obtención de dicho permiso ante la CRE.

Sin embargo, también el esquema de Generación Local puede ser una opción a evaluar por parte de los Parques Industriales como UF en cuanto permite acreditar directamente el uso de energía solar y la reducción del factor de emisión del CdC y no presenta riesgo de congestión entre el nodo de generación y el nodo de consumo, como suele ocurrir con las opciones de Suministro Calificado.

	ESQUEMA DE ABASTO AISLADO SOLAR	ESQUEMA DE GENERACIÓN LOCAL SOLAR	ESQUEMA DE GENERACIÓN LOCAL SOLAR
	Regulación aplicable	Ley de la Industria Eléctrica	
	Tipología consumidores	Usuarios básicos / Usuarios calificados / Usuarios calificados participantes del mercado	Usuarios calificados / usuarios calificados participantes del mercado
	Modalidad	Generación "in situ"	
	Condiciones principales	<ul style="list-style-type: none"> Centrales eléctricas con capacidad instalada >0.5 MW Suministro a centro de carga en Red Particular (mismo grupo de interés económico) Plazos de 10 - 20 años Energía faltante suministrada por SSB o SSC Energía excedente se puede vender en el MEM 	<ul style="list-style-type: none"> Centrales eléctricas con capacidad instalada >0.5 MW Suministro a centro de carga en Red Particular (mismo grupo de interés económico) Plazos de 10 - 20 años Energía faltante suministrada por SSC Energía excedente se puede vender en el MEM
	Factor de emisión	Ø tonCO ₂ / MWh para la energía entregada en la Red Particular	
	Ventajas	<ul style="list-style-type: none"> No está sujeto a tarifas reguladas por la energía eléctrica en la Red Particular Potenciales ahorros en factura eléctrica Energía renovable Back up CFE SSB en caso de abasto aislado Energía excedente (durante el día) se vende a mercado a precios elevados 	

	ESQUEMA DE ABASTO AISLADO SOLAR	ESQUEMA DE GENERACIÓN LOCAL SOLAR	ESQUEMA DE GENERACIÓN LOCAL SOLAR
	Desventajas	<ul style="list-style-type: none"> • Necesidad de terreno y recurso cercano al consumidor • Complejidad de la operación (gestión de excedentes, permiso de generación, etc.) 	<ul style="list-style-type: none"> • Necesidad de terreno y recurso cercano al consumidor • Complejidad de la operación (gestión de excedentes, permiso de generación, etc.) • Ausencia de Back Up CFE SSB y potencial riesgo de mercado para energía faltante

ESQUEMA DE GENERACIÓN LIMPIA DISTRIBUIDA

Cualquier tipo de Usuario Final puede implementar un proyecto de generación solar FV in situ con capacidad menor a 0.5 MW en sus instalaciones (umbral máximo considerado por la regulación mexicana para considerarse Generación Distribuida) sin necesidad de obtención de un permiso de generación ante la CRE. Para la venta de excedentes/compra de faltantes el usuario puede permanecer como Usuario Básico y sujetarse a las contraprestaciones establecidas por la CRE para el Suministrador de Servicios Básicos o registrarse como Usuario Calificado (o Usuario Calificado Participante de Mercado) y negociar libremente las condiciones contractuales.

El nuevo marco regulatorio define la Generación Distribuida como la generación de energía eléctrica que se realiza por una central eléctrica con capacidad menor a 0.5 MW (Generador Exento) que se encuentra interconectada las Redes Generales de Distribución. La Generación Distribuida a partir de paneles solares FV se considera como Generación Limpia Distribuida.

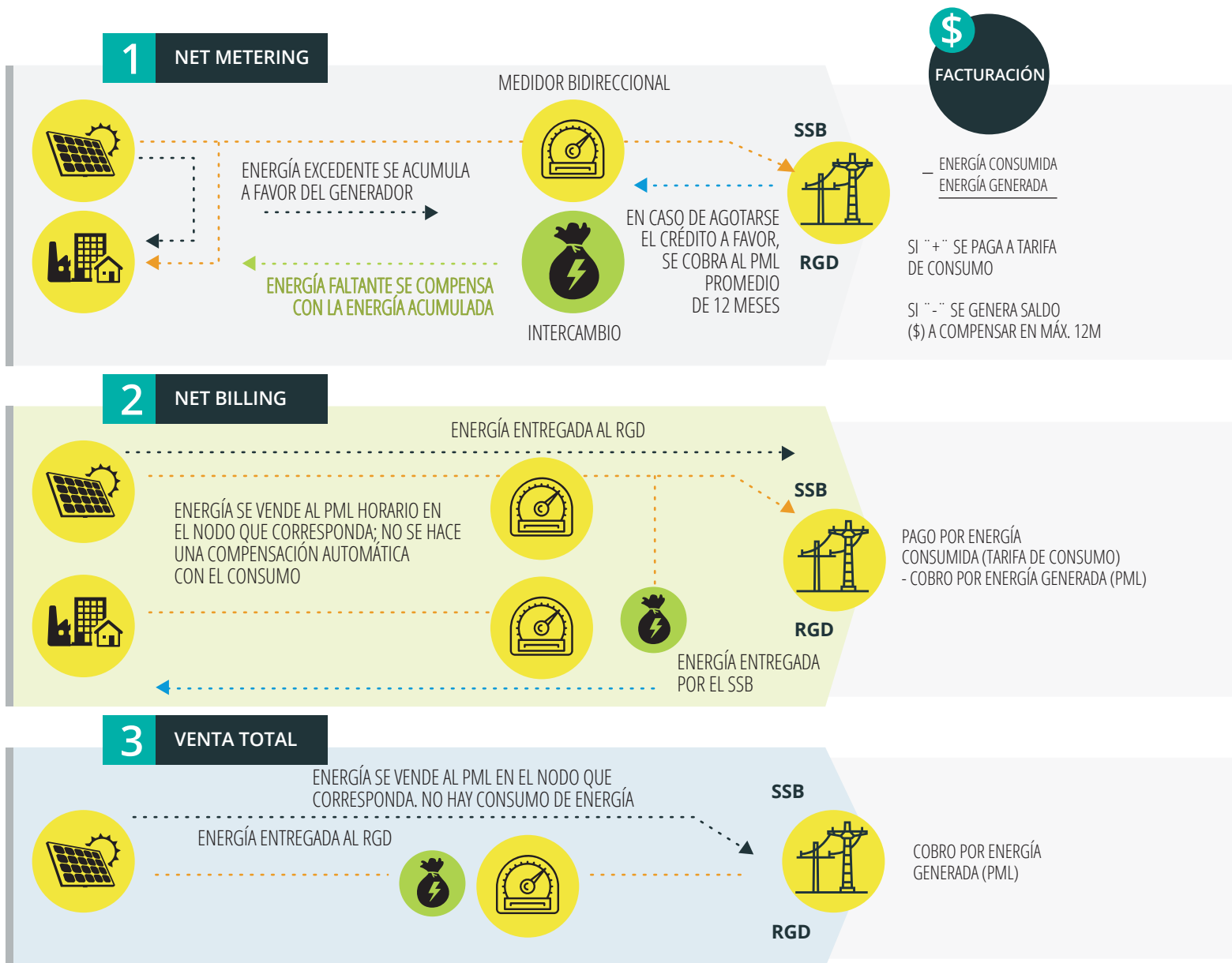
Con base en la regulación vigente, un Generador Exento necesita de un Suministrador para la venta de energía y productos asociados. Para poder operar bajo el esquema de GD, una Parque Industrial como UF deberá:

- Solicitar, a través del Suministrador seleccionado, un contrato de interconexión con el Distribuidor (CFE Distribución) para establecer los derechos y obligaciones que tendrán el usuario y el distribuidor al llevar a cabo la interconexión de la central a las Redes Generales de Distribución (RGD);
- Firmar un contrato de contraprestación con el Suministrador seleccionado para establecer los derechos y obligaciones que tendrán el Suministrador y el Generados Exento por la energía generada y entregada a las RGD;
- Adquirir e instalar un medidor a la salida de la central eléctrica y certificar la central como limpia para poder recibir los CELs generados.

En el caso de que el Usuario desee permanecer en Suministro Básico, la regulación prevé los siguientes esquemas de contraprestación, cada uno con un contrato ya definido (se permite la migración de un régimen a otro después de un año):

- 1. Net Metering (Medición Neta):** metodología que considera los flujos de energía eléctrica recibidos y entregados desde y hacia las RGD compensando dichos flujos entre sí durante el periodo de facturación. Cuando la diferencia es negativa (generación > consumo) se considera un crédito a favor del consumidor a compensar en un máximo de 12 meses. Cuando la diferencia es positiva (consumo > generación), el consumidor pagará el balance a tarifa SSB.
- 2. Net Billing (Facturación Neta):** metodología que considera de manera independiente los flujos de energía eléctrica recibidos y entregados hacia las RGD y les asigna un valor monetario. La energía consumida se paga a tarifa de SSB y la energía entregada a las RGD se remunera al Precio Marginal Local (PML) del nodo correspondiente.
- 3. Venta Total:** en el caso de que no exista un contrato de suministro eléctrico asociado al mismo punto de interconexión de la central, la metodología prevé una remuneración de la energía entregada a las RGD en base al Precio Marginal Local del nodo correspondiente.

FIGURA 23 ESQUEMA DE CONTRAPRESTACIÓN GENERACIÓN LIMPIA DISTRIBUIDA



Fuente: Elaboración propia con información de Resolución CRE Núm. Res/142/2017 A/049/2017




En el caso de que el Usuario se registre como Usuario Calificado deberá negociar con su Suministrador las contraprestaciones por la energía entregada a las RGD.

En el caso de que el Usuario se registrara como Usuario Calificado Participante del Mercado, sus excedentes y faltantes se liquidarían directamente en el Mercado de Corto Plazo.

Finalmente, cabe señalar que en los esquemas de generación FV in situ se pueden explorar diferentes modelos de negocio, dependiendo de los objetivos y políticas internas de cada usuario. A continuación, se describen los principales:

1. Inversión directa: el usuario, dependiendo de sus objetivos de retorno, puede decidir de invertir directamente en el activo de generación, tanto mediante inversión de capital propio (por ejemplo, en proyectos de GD) como a través de esquemas de financiación o estructuras mixtas de co-inversión. En este caso el usuario será dueño del activo y de todos los productos generados pudiendo beneficiarse de incentivos fiscales como por ejemplo la depreciación acelerada²⁰.

2. Contrato de compra de energía eléctrica: en este caso una empresa tercera se encarga y asume los costos de instalación, operación y mantenimiento y gestión de la infraestructura necesaria para generar energía eléctrica y entregarla al Usuario Final a cambio de un precio por la energía generada. Este tipo de contratos son a largo plazo de forma que se garantice al tercero la bancabilidad del proyecto. En este caso el usuario no es dueño de la central eléctrica, pero se evita el costo de inversión.

ESQUEMA DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA LIMPIA SOLAR		
	Regulación aplicable	Ley de la Industria Eléctrica
	Tipología consumidores	Usuarios básicos / Usuarios Calificados / Usuarios Calificados participantes del mercado
	Modalidad	Generación in situ
	Condiciones principales	<ul style="list-style-type: none"> Centrales eléctricas con capacidad instalada <0.5 MW Plazos de 10 - 20 años Necesidad de un Suministrador para la venta de energía y productos asociados En caso de ser usuarios básicos, aplican los esquemas de contraprestación para energía faltante / excedente de net metering, net billing o venta local En caso de ser UC o UCPM: esquemas de contraprestación sujetos a negociación
	Factor de emisión	Ø tonCO ₂ / MWh para la energía entregada
	Ventajas	<ul style="list-style-type: none"> Flexibilidad de esquemas de implementación (inversión, leasing contratos de suministro de energía, esquemas de financiación) Ahorros en la factura eléctrica variables con base en la tarifa CFE SSB aplicable al centro de carga Energía renovable Rapidez de implementación (no requiere permiso de generación, tiempos de interconexión reducidos, etc)
	Desventajas	<ul style="list-style-type: none"> Dificultad en trazabilidad de energía solar en la matriz de generación Complejidad de análisis de propuestas Potencial exposición a riesgos de mercado

²⁰Instrumento vigente a partir de diciembre 2004, de carácter fiscal, de promoción a las energías renovable que permite depreciar el 100% de las inversiones en maquinaria y equipo para la generación de energía proveniente de fuentes de energía renovables y la cogeneración eficiente, si se encuentran en operación durante un periodo mínimo de cinco años, de conformidad con el artículo 34, fracción XIII de la Ley del Impuesto Sobre La Renta vigente.

En el caso de las áreas rentadas, la implementación de proyectos de generación FV in situ dependerá de las condiciones de arrendamiento en vigor de cada asociado AMPIP con sus inquilinos y del alineamiento de los objetivos de ambas partes (plazos de arrendamiento inquilinos vs tiempos de retorno de inversión de los proyectos).

Adicionalmente, para poder implementar proyectos de Abasto Aislado/Generación Local bajo la configuración actual de los parques (red eléctrica interna de propiedad de CFE), sería necesario desarrollar una Red Particular alterna a la de CFE que llegue directamente a cada centro de carga.

En el caso de nuevos desarrollos que permitan la implementación de esquemas del tipo Venta a Terceros, es decir parques con red interna de propiedad del Parque Industrial, sin duda la implementación de generación solar FV in situ de mediana escala para la venta de la energía eléctrica generada a los inquilinos sería una opción atractiva para evaluar por parte de los socios de AMPIP.

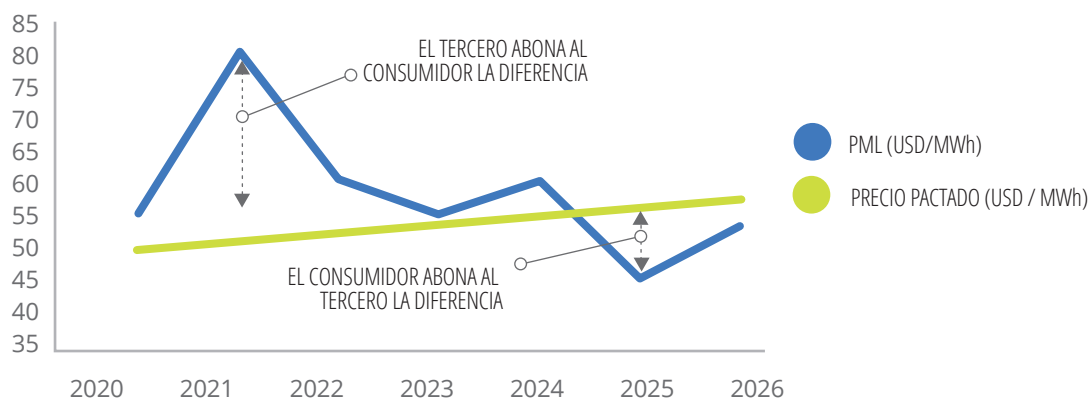
En cualquier caso, un Parque Industrial podría analizar la oportunidad de rentar los techos de sus instalaciones o terrenos adyacentes para que sean los inquilinos mismos, en autonomía, a implementar proyectos solares FV de pequeña o mediana escala.

3.3 CONTRATOS FINANCIEROS

Cualquier tipo de usuario puede firmar un contrato de compra de energía eléctrica puramente financiero fuera de mercado con un tercero (lo que se conoce como contrato financiero por diferencias). En este tipo de contrato, se fija un nodo de referencia y se pacta una cantidad y precio de energía entre las partes. En el caso de que el precio de mercado (PML) del nodo de referencia sea superior al precio pactado, el tercero abona al usuario la diferencia entre el precio pactado y el PML mientras que en el caso opuesto será el usuario el que tenga que abonar al tercero dicha diferencia.

En este esquema, donde no hay suministro físico de energía, resulta de fundamental importancia la elección del nodo de referencia (generación, consumo o cualquier otro nodo) y disponer de unas proyecciones de PML para dicho nodo, ya que el riesgo de que, en el futuro, el PML pueda estar por debajo del precio pactado puede ser elevado, con las consiguientes pérdidas para el usuario.

FIGURA 24 ESQUEMA DE LIQUIDACIÓN CONTRATO FINANCIERO POR DIFERENCIAS



Fuente: Elaboración propia



4 ALTERNATIVAS MÁS ATRACTIVAS PARA EL SECTOR

Las alternativas de compra de energía eléctrica solar FV y los modelos de negocio disponibles para el sector dependen en primer lugar del tipo de operación adoptado para cada Parque Industrial. En el caso de Real Estate, el PI puede adquirir energía solar FV para las áreas comunes, pero no tiene injerencia sobre las decisiones de suministro eléctrico de sus inquilinos. Para el esquema Shelter, el PI podría adquirir energía solar FV y transferir los beneficios a sus inquilinos mediante pass-through o, en el caso de que cumpla con los requisitos establecidos por la CRE, los nuevos parques industriales podrían desarrollar el esquema de Venta a Terceros comprando toda la energía del parque y vendiéndosela a sus inquilinos, con un margen de ganancia.

Debido a la falta de madurez de un mercado todavía incipiente con históricos de precios de mercado de poco más de tres años, los esquemas para adquirir energía solar FV mediante contratación de suministro físico o financiero todavía presentan riesgos difíciles de manejar por parte de un consumidor poco experto en mercados eléctricos liberalizados.

Si bien el esquema de Autoabastecimiento bajo la regulación anterior sigue siendo una oportunidad para los parques industriales con objetivos de reducción de su huella de carbono y ahorro en su factura eléctrica, tanto para las áreas comunes bajo el esquema Real Estate como para las áreas rentada bajo Shelter. La energía disponible bajo dicho esquema está muy limitada y la regulación perjudica la competitividad de los proyectos FV frente a otras renovables en aquellos casos en los que el usuario final tiene un componente importante de demanda en su recibo de energía, ya que, como se ha comentado anteriormente en el informe, a los proyectos FV no se les reconoce potencia. Por otro lado, es importante señalar que el Autoabastecimiento no resulta compatible con los esquemas bajo la nueva regulación, como es el caso de Venta a Terceros.

La decisión de pasar al mercado libre, tanto para las áreas comunes para beneficio del PI como para las áreas rentadas para beneficio de los inquilinos, tiene que ser analizada en profundidad por dos factores principales.

En primer lugar, por la necesidad de escoger el Suministrador antes de registrarse como Usuario Calificado y, en segundo lugar, por los potenciales riesgos de un mercado volátil que normalmente los Suministradores tratan de trasladar al consumidor final. En el caso concreto de la opción de ser un UCPM, como se ha explicado, dicha figura implica una infraestructura (requerimientos técnicos y económicos) y unos riesgos difícilmente asumibles al día de hoy. Para el esquema de Venta a Terceros, en el caso de que el PI cumpla con los requisitos regulatorios, podría vender a sus inquilinos la energía eléctrica adquirida a un Suministrador o directamente como UCPM.

Como se ha explicado anteriormente, la generación FV in situ representa sin duda una opción muy atractiva para las áreas comunes de un PI, debido a la disminución de los costos de inversión y a la ubicación geográfica privilegiada de México, una de las zonas con mayor irradiación solar a nivel mundial. Mediante los esquemas de Abasto Aislado/Generación Local (≥ 0.5 MW) o Generación Limpia Distribuida (< 0.5 MW) se pueden obtener ahorros importantes en la factura eléctrica, acreditando al mismo tiempo energía renovable, exenta de emisiones. En el caso de las áreas rentadas, la implementación de este tipo de proyectos dependerá de las condiciones de arrendamiento en vigor de cada asociado AMPIP con sus inquilinos y del alineamiento de objetivos entre las partes.

En el caso de nuevos desarrollos que permitan la implementación de esquemas del tipo Venta a Terceros, la implementación de generación solar FV in situ de mediana escala para la venta de la energía eléctrica generada a los inquilinos podría ser una opción atractiva, por lo que debe ser evaluada por parte de los socios de AMPIP.

En cualquier caso, un PI podría analizar la oportunidad de rentar los techos de sus instalaciones o terrenos adyacentes para que sean los inquilinos mismos, en autonomía, a implementar proyectos solares FV de pequeña y mediana escala.

5 VARIABLES DE INFLUENCIA EN LA IMPLEMENTACIÓN DE UN PROYECTO SOLAR *IN SITU*

Las principales variables identificadas en la implementación de un proyecto solar FV *in situ* para los Parques Industriales privados resultan ser las siguientes:

1. Ubicación del Parque Industrial: si bien los Estados con mayor irradiación solar en México son Baja California, Baja California Sur, Sonora, Chihuahua, Durango, Zacatecas y Oaxaca, el nivel promedio del país, de 5 kWh/m² es uno de los mayores a nivel mundial.

2. Disponibilidad de espacio: la disponibilidad de espacio físico en las instalaciones del usuario es indispensable para la implementación de proyectos de generación *in situ*. Para proyectos de GD en general se pueden utilizar tanto los techos de las instalaciones como los espacios de estacionamiento. En el caso de proyectos de Abasto Aislado/Generación Local se necesitará de terrenos de mayores dimensiones que reúnan los requisitos para el desarrollo de proyectos FV.

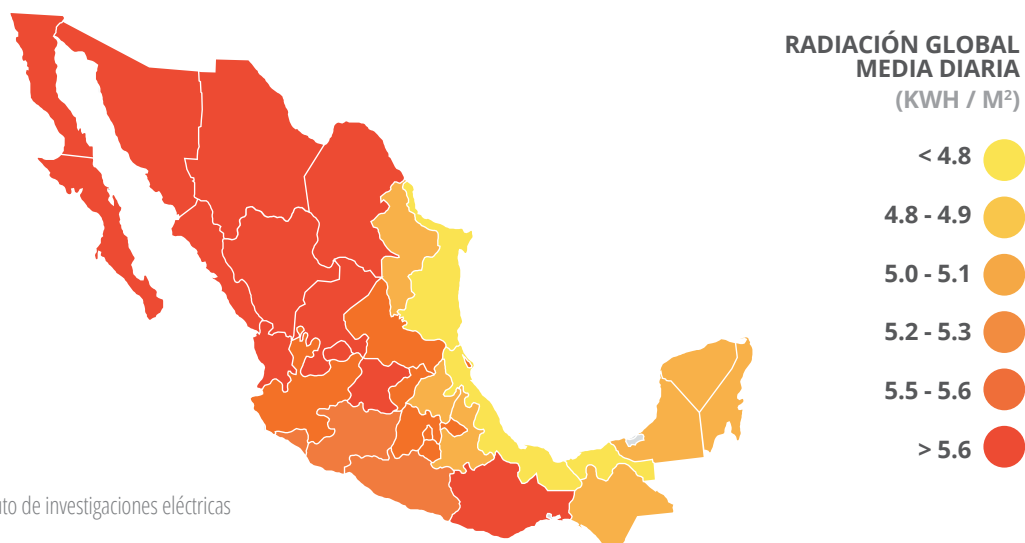
3. Modelo de operación del Parque Industrial: la implementación de proyectos de generación *in situ* en áreas rentadas puede llevar a dificultades tanto operativas (ej. acceso al techo) como contractuales debido a la necesidad de convergencia de objetivos de ahorro/vigencia contratos de arrendamiento. Para poder implementar proyectos de Abasto Aislado/Generación Local bajo la configuración actual de los parques (red eléctrica interna de propiedad de CFE), sería necesario desarrollar una Red Particular alterna a la de CFE que llegue directamente a cada centro de carga.

4. Tipo de suministro: en el caso de que un UF cuente con suministro en la modalidad de Autoabastecimiento bajo la regulación anterior, dicho UF no puede implementar proyectos de generación al amparo de la Ley de la Industria Eléctrica.

5. Consumo anual: seleccionar un Centro de Carga con mayor volumen de consumo anual podría ser una buena opción para aprovechar las economías de escalas en la compra de los equipos (ej. paneles solares, inversores, etc.). Sin embargo, hay que tener en consideración que: i) los potenciales ahorros dependerán del perfil de consumo específico de cada CdC. Por ejemplo, en el caso de tarifas en media tensión con diferenciación horaria hay que tener en consideración que un proyecto FV no suministra energía, ni por lo tanto ahorros, en el periodo punta; ii) en general, dichos CdC, al consumir más energía, presentan un precio monómico inferior con respecto al promedio.

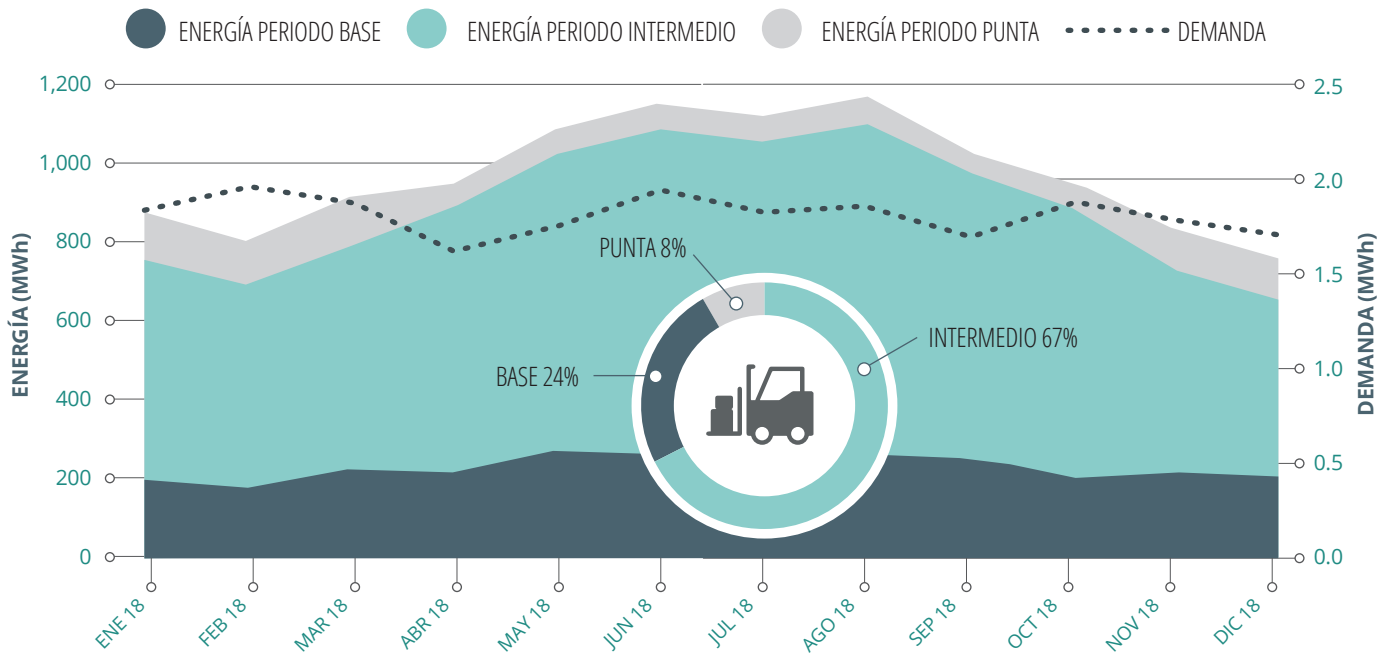
6. Tipología de Tarifa SSB y precio monómico: en general los centros de carga con mayor precio monómico de energía eléctrica, calculado como precio unitario por kWh de consumo (en términos de MXN/kWh), incluyendo el costo de la energía eléctrica y del resto de productos asociados consumidos, presentan mayores oportunidades de ahorro para el usuario.

FIGURA 25 MAPA DE RADIACIÓN SOLAR MÉXICO



Fuente: Instituto de investigaciones eléctricas

FIGURA 26 PERFIL DE CONSUMO ANUAL (EJEMPLO INQUILINO PARQUE INDUSTRIAL)

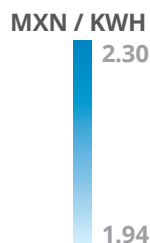


Fuente: AMPIP, Fresh Energy Consulting

Con base a la metodología de cálculo de las tarifas finales de Suministro Básico:

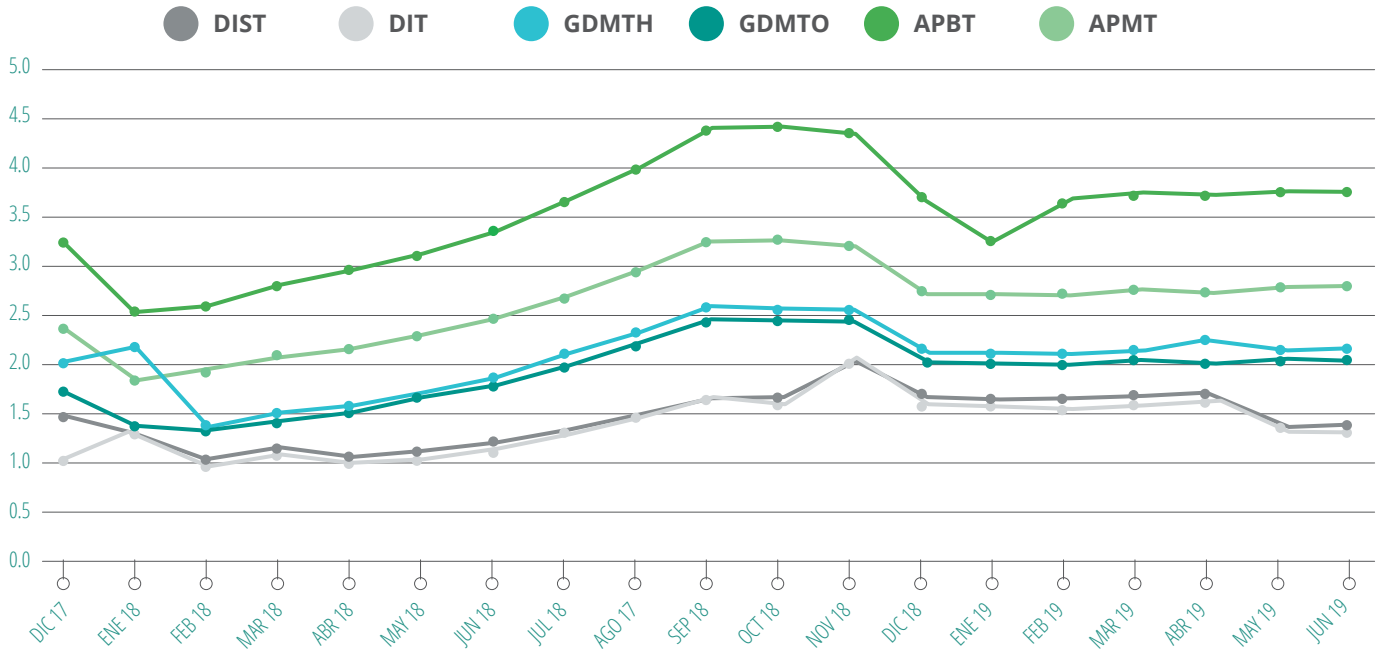
- 1 La ubicación geográfica del Parque Industrial tiene un impacto en el costo de la energía eléctrica, esto debido tanto al costo de generación del SSB que es diferente a lo largo del país (dependiendo de las fuentes de combustible y por ende de las tecnologías utilizadas en cada región), como al costo de distribución de la electricidad que depende de la eficiencia de las redes (locales) de distribución.
- 2 En general, a mayor tensión menor precio monómico en la compra de energía eléctrica (por ejemplo, las tarifas en alta tensión no pagan cargos de distribución). Las tarifas más caras del sector resulta ser la APBT, en baja tensión.

FIGURA 27 PRECIO MONÓMICO PARQUES INDUSTRIALES POR ESTADO (ÁREAS RENTADAS ANALIZADAS)



Fuente: Elaboración por pia

FIGURA 28 PROMEDIO PRECIO MONÓMICO POR TARIFA



Fuente: Elaboración propia



6 CONCLUSIONES

El proceso de liberalización del mercado eléctrico mexicano ha resultado en la definición de un nuevo modelo regulatorio que facilita una mayor participación privada y nuevos entrantes en los sectores de generación y comercialización de electricidad, diversificando tanto las opciones de suministro como el abanico de productos y servicios del mercado eléctrico a disposición de los consumidores.

Concretamente, en lo que se refiere a la compra y uso de energía solar FV para las empresas del sector de Parques Industriales privados, las nuevas opciones de suministro remoto mediante contratos físicos y/o financieros, todavía presentan riesgos difíciles de asumir por parte de un consumidor. Una vez que los mercados sean más estables y exista una mayor transparencia en la información de estos, que permita tener una mejor trazabilidad y predictibilidad de los precios, estos tipos de contratos podrían reconsiderarse como una opción viable, siempre teniendo en consideración el perfil de riesgo de cada parque industrial.



Con base en lo analizado a lo largo del presente estudio, la generación FV in situ, de pequeña y mediana escala, representa la opción más atractiva para el sector y se está consolidando como uno de los esquemas más importantes para la integración de energía renovable en México en los próximos años. Esto debido principalmente a: i) las tendencias en la descentralización de la energía; ii) la versatilidad de la tecnología FV para estos tipos de instalaciones; iii) la disminución de sus costos de inversión (CAPEX), y iv) la ubicación geográfica privilegiada de México, una de las zonas con mayor irradiación solar a nivel mundial.

Adicionalmente, la nueva regulación introduce la oportunidad para los parques industriales de un nuevo modelo de negocio de venta de energía eléctrica (por ejemplo, FV generada in situ) directamente a sus inquilinos, sin necesidad de permiso. Si bien el esquema no resulta aplicable bajo la configuración actual de los parques industriales, la opción de desarrollar y quedarse con la propiedad de la red eléctrica interna para poder vender la energía eléctrica a sus inquilinos resulta la más atractiva del sector a tener en consideración sobre todo para los nuevos desarrollos de los socios de AMPIP.

FUENTES DE INFORMACIÓN

- Lazard, Lazard's levelized costs of energy analysis – version 12.0
(<https://www.lazard.com/media/450784/lazards-levelized-cost-of-energy-version-120-vfinal.pdf>)
- Asociación Mexicana de Energía Solar (ASOLMEX): Centrales en operación, abril 2019
(<https://www.linkedin.com/feed/update/urn:li:activity:6522179693976915968>)
- Centro Nacional de Control de Energía (CENACE): nuevas centrales eléctricas en operación, diciembre 2018
(<https://www.gob.mx/cenace/articulos/entran-3024-mw-de-nueva-generacion-al-sistema-interconectado-nacional>)
- Asociación Mexicana de Parque Industriales Privados (AMPIP): Presentación SENER 2017
- Comisión Federal de Electricidad (CFE): Esquema tarifario vigente
(<https://app.cfe.mx/Aplicaciones/CCFE/Tarifas/TarifasCREnegocio/Negocio.aspx>)
- Instituto de Investigaciones Eléctricas: Sistema de Información Geográfica para las Energías Renovables
(<http://sag01.iie.org.mx/evaluarer/SIGER.html>)

ANEXO

PROYECTOS PILOTO

Durante el 2019, se realizó el acompañamiento para la implementación de un proyecto piloto de aprovechamiento de energía solar FV para tres socios de la AMPIP. Agradecemos la participación de PGIM, CPA y AI en este acompañamiento técnico. Mediante la implementación del proyecto piloto de Generación Distribuida solar FV el principal resultado ha sido el compromiso, participación y aprendizaje de los socios con respecto a las oportunidades y riesgos en la implementación de proyectos de generación solar FV in situ tanto para las áreas comunes como para las áreas rentadas de los PI.

Si bien en las conclusiones de este estudio se reconocen otras oportunidades que tienen los PI para aprovechar de la energía solar, se apoyaron estos pilotos de Generación distribuida para poder llegar a una etapa donde los socios puedan experimentar de primera mano los ahorros posibles.

A continuación compartimos algunos datos sobre las oportunidades que se encontraron en los diferentes casos:

	AÑO ESTIMADO DE INSTALACIÓN: 2021	
MODELO PARQUE INDUSTRIAL: REAL ESTATE	Consumo CdC	1,600 MWh/año
TIPO DE ÁREA: RENTADA	% De reducción de consumo	43%
TIPOLOGÍA USUARIO: USUARIO BÁSICO	Estatus de proyecto	Modelo de negocio en negociación con inquilino
TARIFA CFE SSB: GDMTH (EX HM)	Ahorros potenciales estimados	> 1.4 millones de MXN/año
	Retorno de inversión estimado	< 5 años
	TIR del proyecto estimada	> 23%

>5,000 m²
Superficie disponible en techo

0.5 Mwp
Capacidad a instalar

10MMXN
Inversión máxima requerida



LAYOUT PRELIMINAR

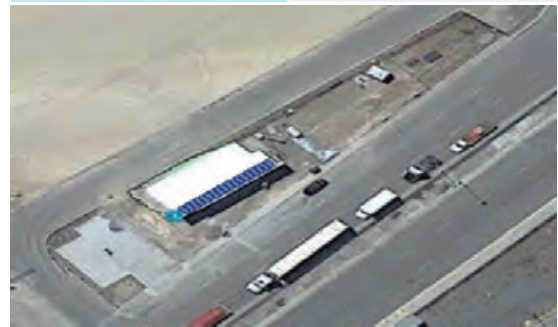
200 m²
Superficie disponible en techo

10 kWp
Capacidad a instalar

250 kMXN
Inversión máxima requerida



	AÑO ESTIMADO DE INSTALACIÓN: 2020	
MODELO PARQUE INDUSTRIAL: MIXTO	Consumo CdC	13 MWh/año
TIPO DE ÁREA: COMÚN	% De reducción de consumo	100%
TIPOLOGÍA USUARIO: USUARIO BÁSICO	Estatus de proyecto	En negociación de contratos para selección proveedor final
TARIFA CFE SSB: GDMTO (ex OM)	Ahorros potenciales estimados	> 26 Mil MXN / año
	Retorno de inversión estimado	< 8 años
	TIR del proyecto estimada	> 11%



LAYOUT PRELIMINAR

400 m²
Superficie disponible en techo

40 kWp
Capacidad a instalar

1 MMXN
Inversión máxima requerida



	AÑO ESTIMADO DE INSTALACIÓN: 2020	
MODELO PARQUE INDUSTRIAL: REAL ESTATE	Consumo CdC	99 MWh/año
TIPO DE ÁREA: COMÚN	% De reducción de consumo	64%
TIPOLOGÍA USUARIO: USUARIO BÁSICO	Estatus de proyecto	Licitación en curso de lanzamiento
TARIFA CFE SSB: GDMTO (EX OM)	Ahorros potenciales estimados	> 130 mil MXN/año
	Retorno de inversión estimado	< 7 años
	TIR del proyecto estimada	> 15%



LAYOUT PRELIMINAR



ENERGÍA SOLAR
OPORTUNIDADES PARA EL SECTOR
DE PARQUES INDUSTRIALES