

Generación Distribuida

COLECTIVA EN MÉXICO

Análisis tecno-económico para nuevos modelos de negocio



Como empresa federal, la GIZ asiste al Gobierno de la República Federal de Alemania en su labor para alcanzar sus objetivos en el ámbito de la cooperación internacional para el desarrollo sostenible.

Publicado por:

Deutsche Gesellschaft für
Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

Domicilios de la Sociedad
Bonn y Eschborn, Alemania

Av. Insurgentes Sur No. 688, piso 6, Col. Del Valle
03103, CDMX, México
T +49 61 96 79-0

E info@giz.de
I www.giz.de

Apoyo a la implementación de la Transición Energética en México

Autora: Mariana Jiménez (consultora)

Edición: Ángel Azamar, Lishey Lavariega, Miriam Haller (GIZ)

Diseño: Sk3 Estudio Creativo

Por encargo de:

Ministerio Federal de Cooperación Económica y Desarrollo de Alemania (BMZ),

La GIZ es responsable del contenido de la presente publicación.

Ciudad de México, México, junio de 2020

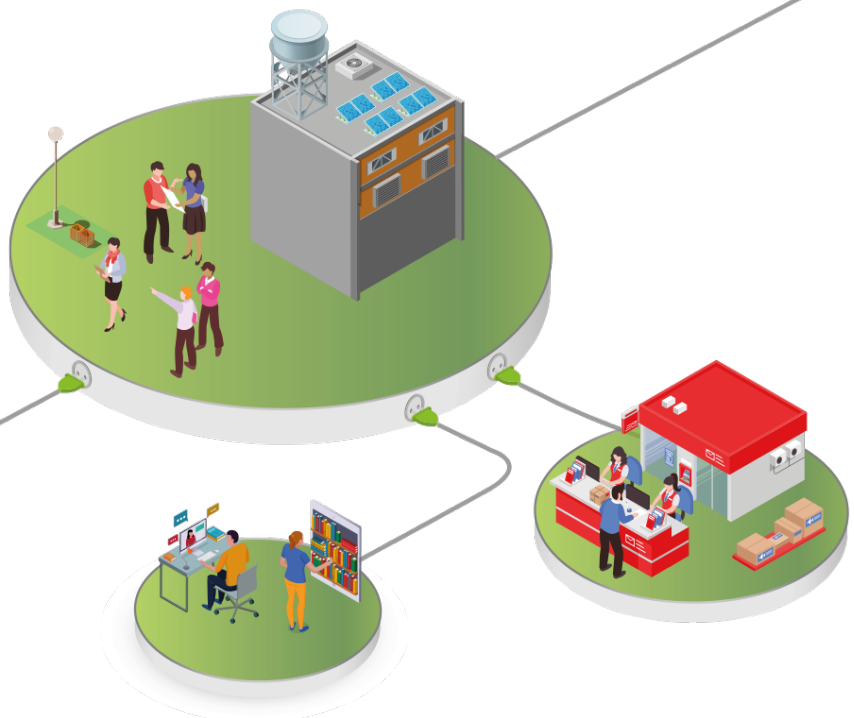
Abreviaturas y acrónimos

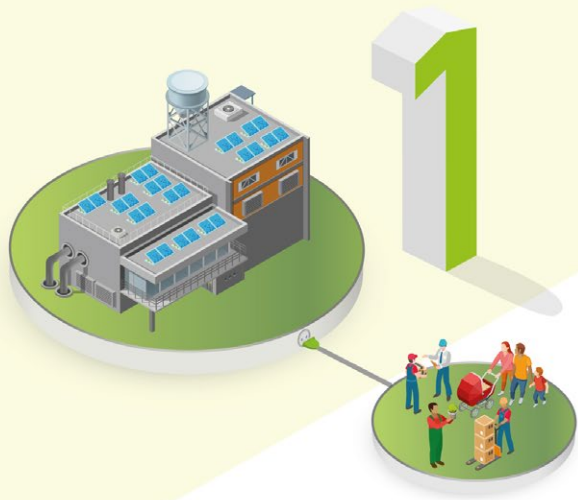
APBT	Alumbrado Público en Baja Tensión
APMT	Alumbrado Público en Mediana Tensión
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CRE	Comisión Reguladora de Energía
DAC	Doméstico de Alto Consumo
DACG	Disposiciones administrativas de carácter general
DOM	Doméstico de Bajo Consumo
GDBT	Gran Demanda en Baja Tensión
GDC	Generación Distribuida Colectiva
GDMTH	Gran Demanda en Media Tensión horaria
GDMTO	Gran Demanda en Media Tensión ordinaria
GIZ	Cooperación Alemana al Desarrollo por sus siglas en alemán
MDA	Mercado de Día en Adelanto
PBT	Plazo de Recuperación Simple de la Inversión por sus siglas en inglés
PDBT	Pequeña Demanda en Baja Tensión
PML	Precio Marginal Local
PND	Precios de Nodos Distribuidos
PPA	Power Purchase Agreement por sus siglas en inglés
RABT	Riego Agrícola en Baja Tensión
RAMT	Riego Agrícola en Media Tensión
SHCP	Secretaría de Hacienda y Crédito Público
SSB	Suministrador de Servicios Básicos
TIR	Tasa Interna de Retorno
VPN	Valor Presente Neto

Los modelos descentralizados de energía renovable permitirán una mayor participación social en la transición hacia un sistema energético más sostenible en México. La generación distribuida individual instalada desde el 2017 da cuenta del potencial de esa modalidad. A finales de 2019 la Comisión Reguladora de Energía (CRE) aprobó un acuerdo de regulación para la generación distribuida colectiva (GDC), que, aunque sigue pendiente su publicación en el Diario Oficial de la Federación, permite visualizar los posibles modelos que se podrán desarrollar.

Para contribuir a la discusión sobre el avance de la GDC en México, la Cooperación Alemana para el Desarrollo Sustentable en México (GIZ) desarrolló una herramienta de análisis tecno-económico para modelos de negocio con base en los nuevos lineamientos y su aplicación en proyectos bajo las condiciones actuales del mercado mexicano. El presente resumen de resultados está dirigido a los interesados en promover estos modelos; los desarrolladores encontrarán tendencias generales sobre viabilidad de algunos modelos de negocio con énfasis en los beneficios para los potenciales usuarios, y el sector en general hallará las restricciones y limitaciones encontradas en los nuevos lineamientos.

Junto con este documento se pone a disposición la herramienta Excel del modelo tecno-económico y el reporte detallado de resultados que incluye dos casos de estudio de aplicación de generación distribuida colectiva en un contexto residencial y comercial.





La Generación Distribuida Colectiva (GDC) y su potencial para los usuarios

Desde la publicación de la regulación que estableció la generación limpia distribuida en México en 2017, esta modalidad ha ido ganando relevancia en el mercado año con año. Las “Disposiciones administrativas de carácter general, los modelos de contrato, la metodología de cálculo de contraprestación y las especificaciones técnicas generales, aplicables a

las centrales eléctricas de generación distribuida y generación limpia distribuida” (CRE, 2017) (DACG) se consideran la base que define las condiciones bajo las cuales se pueden establecer los sistemas de generación distribuida de electricidad interconectados al Sistema Eléctrico Nacional.

Hasta junio de 2019, la Comisión Reguladora de Energía (CRE) reportaba una capacidad total instalada de 817,85 MW de generación distribuida a través de 112,660 unidades. De estos, 73.77 % fueron entregados bajo las DACG de 2017 y 99,3 % corresponden a centrales solares fotovoltaicos. En diciembre de 2019 se aprobó el “Acuerdo de Generación Distribuida Colectiva”¹ por la CRE.

Esta regulación que aún no está publicada en el Diario Oficial de la Federación (DOF) especifica lineamientos para el modelo de la GDC. Con base en esta nueva regulación la Cooperación Alemana al Desarrollo Sustentable en México (GIZ) ha identificado un potencial importante para fomentar el avance de la GDC como un mecanismo para aumentar la participación social en la Transición Energética proporcionando nuevas alternativas para abastecer sus necesidades de consumo eléctrico a usuarios que no cuentan con el espacio físico o la capacidad económica para adquirir un sistema propio.

El modelo de GDC tiene muchas ventajas que se suman a los beneficios que ya tiene la generación distribuida individual que son:

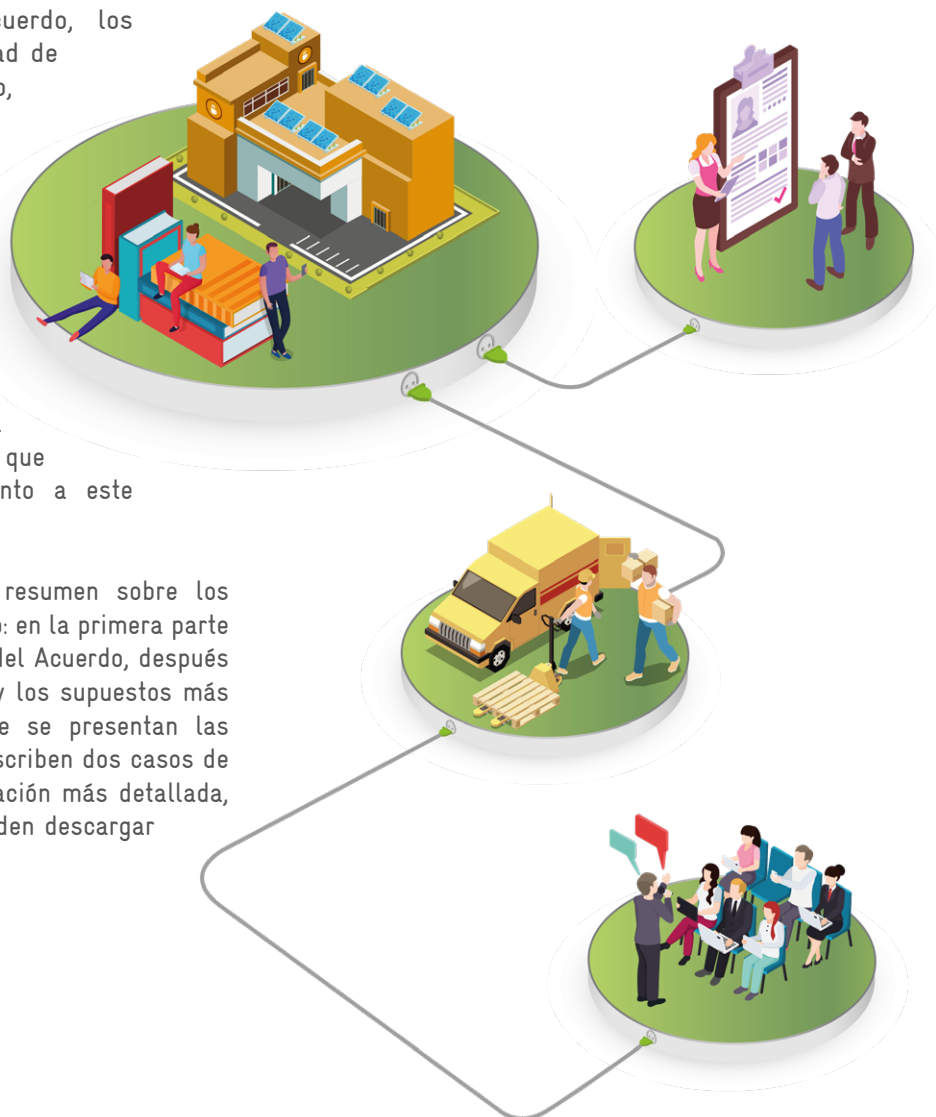
- Aumento en la independencia energética
- Reducción del costo de instalación por economías de escala
- Generación de fuentes de trabajo locales
- Diversificación de la matriz energética a nivel local
- Reducción de emisiones contaminantes, si es energía de fuentes limpias
- Potenciales ahorros en el costo de la energía eléctrica para los usuarios finales
- Disminución de los Precios Marginales Locales (PML) por reducción de la congestión
- Disminución de las pérdidas de energía en el sistema por transmisión y distribución

1. En la siguientes páginas denominado como -El Acuerdo-

La adopción de esquemas de GDC en México podría motivar la aparición de proyectos de energía comunitarios que han demostrado una serie de ventajas en otros mercados. En el contexto europeo, por ejemplo, estos proyectos han demostrado propiedades para integrar nuevos consumidores independientemente de su nivel de ingreso y acceso a financiamiento. Esto es particularmente importante para el impulso de una transición energética con un enfoque social y descentralizado como está previsto en el Plan Nacional de Desarrollo 2019 – 2024 en México.

Para contribuir a la discusión sobre el avance de la generación distribuida en México y promover herramientas para que, de ser publicado el Acuerdo, los interesados puedan evaluar la viabilidad de potenciales proyectos bajo este modelo, la GIZ ha desarrollado el presente estudio que busca aportar una visión general de la GDC, destacando los lineamientos principales del Acuerdo aprobado por la CRE y su potencial aplicación en proyectos con viabilidad económica bajo las condiciones actuales del mercado mexicano, mediante un modelo tecno-económico, programado en Excel, para proyectos basados en la regulación y que estará disponible para uso público junto a este documento².

A continuación, se presenta un breve resumen sobre los resultados del análisis que se llevó a cabo: en la primera parte se explican los lineamientos principales del Acuerdo, después se describe el modelo tecno-económico y los supuestos más importantes para el análisis, finalmente se presentan las tendencias generales observadas y se describen dos casos de estudio. El reporte completo³ con información más detallada, así como la herramienta en Excel se pueden descargar en la página web del Clúster de Energía de la GIZ México⁴.



2. https://energypedia.info/wiki/File:Herramienta_GDC_Mexico.xlsx
3. https://energypedia.info/wiki/File:Generacion_Distribuida_Colectiva_Reporte_Largo_GIZ.pdf
4. <http://www.cooperacionenergiasustentable.mx/>



El Acuerdo de GDC y posibilidades para implementar proyectos

Los lineamientos que especifica el nuevo Acuerdo sobre GDC y que delinea las opciones que tendrían los interesados para llevar a cabo un proyecto bajo este modelo se resumen a continuación:

2.1 Lineamientos generales

De acuerdo con la legislación vigente (DACG), la generación distribuida engloba a las centrales de generación con capacidad menor 0,5 MW que se encuentren interconectadas a un circuito de distribución que contenga una alta concentración de centros de carga. Los generadores que cumplen con estas características son reconocidos como generadores exentos y tienen acceso a algunos beneficios particulares como no requerir permiso de la CRE para operar o recibir pagos del Suministrador de Servicios Básicos (SSB) por la energía inyectada a las redes, además de ser representados por éste en el mercado eléctrico mayorista.

Los proyectos de GDC son del tipo de generación distribuida donde existe más de un centro de carga asociados a una central distribuida. Según el nuevo Acuerdo aprobado en 2019 tendrán los mismos derechos otorgados a todas las centrales distribuidas. Tanto los proyectos de GDC greenfield, es decir aquellos que comienzan desde cero, como los proyectos existentes de generación distribuida que deseen migrar al esquema colectivo deberán cumplir con el esquema de interconexión establecido en el esquema b del Anexo II de las DACG vigentes para las centrales eléctricas sin centros de carga o con centros de carga en el mismo punto de interconexión con medición independiente.

Es decir, que el generador y los beneficiarios deberán tener un medidor fiscal para cada uno de ellos. De manera específica para los proyectos de GDC, el Acuerdo establece que todos los usuarios finales que forman parte de un contrato de este tipo serán considerados como beneficiarios y deberán contar

con un contrato vigente de suministro básico, en baja o media tensión, en modalidad de envío de aviso – recibo para poder ser parte de este. Es posible que un beneficiario asocie más de un centro de carga dentro del mismo contrato colectivo; a su vez, los beneficiarios pueden estar asociados a más de un contrato con el mismo u otro generador exento.

La regulación establece que todos los beneficiarios asociados deberán ser representados por el mismo SSB con el que el generador exento haya establecido el contrato de contraprestación colectivo. Si se cumple con estos requisitos, no existe límite en el número de beneficiarios que pueden asociarse a un proyecto de GDC. Es destacable que el Acuerdo otorga total libertad al generador exento para pactar, mediante un convenio particular con cada uno de los beneficiarios, los términos y condiciones aplicables para la asignación de la energía eléctrica. Esto permite el desarrollo de diversos modelos de negocio.

2.2 Esquemas de negocio

Se analizaron tres diferentes esquemas de negocio para proyectos de GDC: Autoconsumo, Arrendamiento/PPA (Power Purchase Agreement) y Renta de espacio.

The infographic is divided into three vertical panels, each with a colored header and a circular icon. The first panel, 'AUTOCONSUMO', has a teal header and shows a building with solar panels. The second, 'ARRENDAMIENTO/PPA', has a blue header and shows a building with solar panels and a power line. The third, 'RENTA DE ESPACIO', has a purple header and shows a signpost with a red 'SE RENTA' sign.

AUTOCONSUMO

Un grupo de consumidores invierten en un sistema de generación distribuida con el objetivo de cubrir sus propias necesidades eléctricas.

Se considera especialmente relevante para usuarios finales con múltiples centros de carga dentro de la misma zona de distribución o – aún mejor – tras un punto de interconexión común.

Ejemplos: una empresa que posee dos o más locales o bodegas dentro de un centro comercial o industrial, un dueño de un edificio de apartamentos, o proyectos comunitarios o compartidos.

ARRENDAMIENTO/PPA

El generador exento vende parte o toda la energía generada por la central a los beneficiarios.

Ejemplo: empresas comerciales que ya ofrecen esquemas innovadores de financiamiento como el arrendamiento puro o financiero o los contratos de compraventa de energía.

RENTA DE ESPACIO

Consiste en rentar el espacio donde se ubicará la central distribuida a un usuario final que será compensado mediante una renta fija, un porcentaje de la electricidad generada para su consumo o ambos.

Ejemplo: posibilidad de instalar sistemas distribuidos en terrenos comunitarios, o ejidos, compensando a los ejidatarios mediante un porcentaje de la energía generada a través de algunos de los regímenes de contraprestación aplicables a los proyectos de GDC.

2.3 Esquemas de contraprestación

Como esquemas de contraprestación para GDC se mantienen los disponibles para la generación distribuida individual – **medición neta y facturación neta** – exceptuando el régimen de venta total. Es importante notar que el generador exento sólo puede elegir uno de los regímenes y este será aplicado por el SSB a todos los beneficiarios asociados a esta central distribuida. La duración de los contratos no debe de ser mayor a 15 años. Se permite la migración de un régimen a otro después de un año. Es necesario que el generador exento asigne

un porcentaje de la energía generada por la central distribuida a cada uno de los beneficiarios asociados al contrato. No es posible que la suma de los porcentajes asignados sea mayor al 100% pero si pueden darse casos donde sea menor. En este caso, independientemente del régimen de contraprestación que se haya elegido, el SSB liquidará esta energía al generador exento siguiendo la metodología de venta total. Cada mes, el generador exento puede modificar el porcentaje de energía asignado a los beneficiarios.

a) Medición neta

En el caso de medición neta, las compensaciones se realizan de manera periódica – mensual o bimestralmente – restando la generación asignada (kilowatts – hora) del consumo (kilowatts – hora) de cada beneficiario. Cuando la generación asignada al

beneficiario es mayor a su consumo, se genera un crédito que puede ser utilizado en compensaciones futuras. En caso contrario, la diferencia es compensada con los créditos generados en los últimos 12 meses. De acabarse los créditos antes de compensar

el excedente consumido, este es facturado al usuario según la categoría tarifaria en la que se clasifique. Cuando solo sea necesaria una parte de un crédito para compensar el excedente consumido, el resto podrá conservarse para ser aplicado en compensaciones posteriores. Si parte o la totalidad de un crédito no ha sido utilizado en 12 meses, es decir que existe un saldo a favor del beneficiario, éste será liquidado al generador exento al valor promedio simple del precio nodal registrado en la ubicación de la central.

En medición neta, el Acuerdo no es específico sobre el valor de precios nodales que debe aplicarse para calcular la contraprestación por energía no asignada, así como por los créditos no utilizados durante las compensaciones si no que hace referencia a lo indicado en las DACG de 2017. Esta falta de claridad ya había sido advertida desde el proceso de consulta pública y se recomienda, que una vez publicado en el DOF, se realice una "Solicitud de Confirmación de Criterio" a la CRE para tener certeza sobre el valor de precio local que deberá aplicar el SSB para cada concepto.

b) Facturación neta

Para este régimen, la metodología consiste en calcular por un lado la contraprestación que corresponde a cada beneficiario por la venta a la red del porcentaje de energía que le fue asignada por el generador exento, siguiendo la fórmula usada en el régimen de venta total y multiplicando el resultado por el porcentaje asignado. Por otro lado, el SSB calcula la factura aplicable a cada beneficiario según su consumo registrado en este período y los cargos aplicables a la tarifa en la que se encuentre.

El Acuerdo parece indicar que el SSB hará el papel de *clearing house*, sustrayendo de la factura eléctrica de los beneficiarios de la contraprestación aplicable. En caso de que el monto de la factura sea mayor a la contraprestación esta deberá ser liquidada por el beneficiario, mientras que en caso contrario el excedente será liquidado al generador exento, al tratarse de un saldo a favor del beneficiario. Esta información no ha sido corroborada con el regulador dado que el Acuerdo aún no es oficial, pero será considerada de esta manera en el modelo desarrollado para el estudio. Sobre todo, porque, de no ser así, no habría diferencia práctica entre el modelo de facturación neta para proyectos de GDC e interconectar la central distribuida bajo el régimen de venta total – aplicable cuando no existe ningún beneficiario asociado a la central por lo que el generador exento únicamente inyecta su energía a las redes generales de distribución para recibir la

Para los proyectos de medición neta en baja tensión, los créditos de energía son considerados equivalentes independientemente del mes u horario en el que fueron registrados, mientras que los proyectos en media tensión con beneficiarios con tarifas ordinarias u horarias deberán aplicar un factor de conversión cuando se hagan compensaciones usando créditos de meses u horarios diferentes. Debido a estas diferencias, el Acuerdo impone restricciones sobre el tipo de usuarios que pueden asociarse a un contrato de GDC. Solo podrán asociarse a un mismo contrato de GDC bajo el régimen de medición neta a aquellos beneficiarios que se encuentren conectados en el mismo nivel de tensión y tengan el mismo tipo de tarifa, es decir horaria u ordinaria. No obstante, existen algunos contextos donde podría hallarse un potencial importante de aplicación; por ejemplo, en ciudades con gran densidad de población y donde exista un número importante de inmuebles verticales donde cohabiten un número considerable de viviendas, oficinas o comercios con un punto de interconexión común.

contraprestación del SSB (mecanismo regulado en las DACG de 2017) – y repartir los ingresos generados entre un número de accionistas o cualquier otro ente involucrado en el proyecto.

En facturación neta no existe ningún tipo de restricción respecto a los tipos de tarifas que pueden asociarse a un mismo contrato de GDC, pero sí se indica que tanto los beneficiarios como la central deberán estar dentro de la misma Zona de Distribución. Entonces es posible combinar beneficiarios de cualquier tipo de tarifa incluida en el modelo, es decir, domésticos, PDBT⁵, GDBT⁶, GDMTO⁷ y GDMTH⁸.

Las tarifas riego agrícola y alumbrado público (APBT⁹, APMT¹⁰, RABT¹¹ y RAMT¹²) no fueron consideradas en el estudio pues se espera que en primera instancia la gran mayoría de los proyectos de GDC se constituyan con usuarios residenciales y comerciales con sus respectivas tarifas. Los cargos aplicables usados en el estudio para todos los tipos de tarifa corresponden a los valores aplicados y reportados por CFE Suministrador de Servicios Básicos en su sitio oficial. Para el régimen de facturación neta el Acuerdo actual establece que los Precios de Nodos Distribuidos (PND) horarios que deben aplicarse para el cálculo de los conceptos aplicables a este régimen son los correspondientes al Mercado de Día en Adelanto (MDA) registrados en el NodoP Distribuido de la Zona de Carga donde se encuentra ubicada la central eléctrica.

5. Pequeña Demanda (hasta 25 kW-mes) en Baja Tensión (Negocio).

6. Gran Demanda (mayor a 25 kW-mes) en Baja Tensión (Negocio).

7. Gran Demanda en Media Tensión ordinaria (Negocio).

8. Gran Demanda en Media Tensión horaria (Negocio).

9. Alumbrado Público en Baja Tensión (Negocio).

10. Alumbrado Público en Media Tensión (Negocio).

11. Riego Agrícola en Baja Tensión (Negocio).

12. Riego Agrícola en Media Tensión (Negocio).



3

Tendencias generales de la generación distribuida colectiva

Para el análisis se crearon diferentes escenarios a través de la herramienta Excel para evaluar las opciones más atractivas tanto para los usuarios como para el generador exento. Se analizaron 192 escenarios buscando explorar el impacto de cambios en las siguientes variables: *régimen de contraprestación elegido, número y tipo de beneficiarios asociados al contrato, capacidad instalada de planta y porcentaje*

de energía total asignada a los beneficiarios. En todos los casos los parámetros financieros, los asociados a la curva de generación esperada, PND proyectados y demanda por tipo de beneficiario se mantuvo constante (Ciudad de Mérida). Asimismo, se decidió realizar la totalidad de escenarios con el esquema de negocio de autoconsumo y con financiación propia (es decir sin utilizar créditos).

3.1 Indicadores Financieros

En general se observa que el régimen de contraprestación de medición neta ofrece mejores indicadores financieros para los proyectos GDC – Plazo de Recuperación Simple de la Inversión (PBT por sus siglas en inglés), Tasa Interna de Retorno (TIR) y Valor Presente Neto (VPN) – que el de facturación neta. Esto es consistente por lo observado en otros estudios para el caso de la generación distribuida individual. De manera práctica, el régimen de facturación neta en el esquema colectivo de autoconsumo resulta similar a aplicar el régimen de venta

total y repartir un porcentaje de las ganancias generadas a cada uno de los beneficiarios asociados según el porcentaje de energía que tenga asignado. Por esta razón, es que los plazos de recuperación de la inversión (PBT) para este modelo son mucho menos atractivos que los de medición neta – donde si existe una compensación energía consumida/energía asignada que reduce los cargos aplicables por este concepto y que son superiores a los PND registrados en el sitio estudiado.

3.2 Tipo de beneficiarios y usuarios que ofrecen mayor rentabilidad

Considerando las características de la *facturación neta* bajo el modelo colectivo, no se perciben impactos respecto al tipo de beneficiarios asociados al contrato colectivo bajo el esquema de autoconsumo. En *medición neta*, en cambio, la selección del tipo de beneficiarios asociados al proyecto sí tiene un impacto considerable sobre la rentabilidad del proyecto ya que se relaciona con el valor de los cargos aplicables por la

energía consumida. En autoconsumo, los usuarios de categorías tarifarias con cargos variables de mayor valor obtendrán mayores beneficios de los proyectos GDC bajo el régimen de *medición neta* pues las compensaciones se realizarán entre kilowatts – hora consumido y kilowatts – hora generados independientemente de los costos de producción o suministro.

a) Tarifas DAC¹³ y PDBT como beneficiarios

Dentro de los tipos de beneficiarios evaluados para proyectos de medición neta se encontró que el mayor potencial de rentabilidad lo ofrecen los usuarios DAC y PDBT (ofreciendo períodos de recuperación de la inversión simple menores a 15 años bajo los parámetros analizados), lo que también es consistente con las tendencias observadas en el mercado actual de generación distribuida. Adicionalmente los usuarios DAC tienen una característica particular al poder reclasificarse a una tarifa subsidiada si su consumo promedio móvil se encuentra por debajo del límite de alto consumo establecido por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) para su zona, lo que permitiría ofrecer mejores condiciones con una menor cantidad de energía asignada.

En los esquemas de arrendamiento/PPA y renta de espacio (este último solo si el generador cobra a uno o más de los beneficiarios por la energía entregada) estas tarifas serán también ventajosas pues permitirán a los generadores exentos ofrecer el servicio a un mayor costo sin dejar de otorgar beneficios económicos a sus clientes en comparación a los costos del suministro básico. Por ejemplo, un generador exento podrá ofrecer a sus usuarios DAC un precio por kilowatt – hora apenas por debajo del ofrecido por CFE, mientras que los usuarios DAC podrán contratar solo la energía necesaria para reclasificarse en el grupo de bajo consumo, obteniendo un descuento adicional sobre su tarifa eléctrica vía el SSB. Los escenarios probados en este estudio muestran que es posible asociar otros grupos tarifarios en baja tensión, DOM¹⁴ o PDBT, a un proyecto donde exista un usuario DAC sin disminuir grandemente la rentabilidad del proyecto.

b) Tarifas GDBT, GDMTO y GDMTH como beneficiarios

En el análisis efectuado en este reporte para la Ciudad de Mérida se encontró que para los perfiles de consumo modelados sí es posible encontrar escenarios de GDC en medición neta que ofrezcan un nivel aceptable de rentabilidad para los consumidores GDBT y GDMTO, pero con PBT mayores que aquellos con tarifas DAC o PDBT. En el caso de los beneficiarios GDMTH, no se encontraron escenarios rentables con el perfil de consumo modelado en este estudio. Sin embargo, para consumidores con gran demanda – GDBT, GDMTO y GDMTH – cuyas tarifas tienen cargos asociados a la demanda máxima registrada es probable que existan mayores beneficios en el régimen individual según el nivel de concordancia entre sus picos de demanda y la curva de generación del sistema fotovoltaico.

Es posible que en algunos casos donde exista intercambio de energía entre la central distribuida y el usuario detrás del medidor fiscal, estos podrían reducir su demanda máxima registrada además de su consumo energético lo que traería beneficios económicos adicionales y haría más rentable el proyecto. Más aún, el hecho de que la demanda de energía de estos beneficiarios es mayor a la de otros analizados – DOM, DAC y PDBT – hace que los beneficios de compartir un solo sistema sean menos atractivos que para los de menor demanda (que pueden aprovecharse de las economías de escala al invertir en un proyecto más grande del que necesitarían para cubrir únicamente sus necesidades).

3.3 Capacidad instalada y porcentaje de energía asignada

Para *facturación neta* se encontró que lo más rentable es maximizar la capacidad de la planta con el objetivo de aprovechar las economías de escala en la procura de los sistemas fotovoltaicos, así como en los costos de la instalación y operación/mantenimiento. Esto es esperado pues al disminuir los costos por kWp instalado aumenta la rentabilidad de los proyectos bajo este régimen.

Bajo el régimen de *medición neta* los resultados obtenidos de este análisis muestran que sobredimensionar las centrales distribuidas con el objetivo de vender los excedentes a la red

es menos rentable que ajustar la capacidad instalada a las necesidades energéticas de los beneficiarios. Similarmente, es recomendable asignar el porcentaje de energía acorde a la demanda del beneficiario pues en los escenarios probados resulta menos rentable recibir el pago por los excedentes no utilizados al precio nodal promedio que no asignar esta energía extra y recibir la contraprestación con el costo horario de la energía. El porcentaje de energía que óptimamente se deberá asignar dependerá del tipo de tarifa que tenga el beneficiario y el perfil de consumo del mismo.

13. Doméstico de alto consumo.

14. Doméstico de bajo consumo.



Casos de estudio

Mientras que en el análisis anterior se analizó el impacto de las variables *régimen de contraprestación elegido, número y tipo de beneficiarios* asociados al contrato, capacidad instalada de planta y porcentaje de energía total *asignada* a los beneficiarios en casos hipotéticos, las variables regionales no habían sido incluidas, es decir la *proyección de PND, curva de generación (que depende de la ubicación de la central)* y los cargos tarifarios aplicables a los usuarios. Para este fin se compararon modelos en la Ciudad de Mérida y CDMX para ambos regímenes de contraprestación. Considerando las tendencias generales descritas en

la sección anterior, se decidió explorar la aplicación del modelo tecno-económico bajo un contexto residencial y otro comercial. Hay que mencionar que se consideraron los diferentes modelos de negocio "autoconsumo", "PPA con tarifa variable por energía entregada", "PPA con tarifa fija mensual independiente del consumo" y "PPA con tarifa mensual fija y tarifa variable por energía entregada". No se consideró el modelo de "renta de espacio" porque las condiciones de renta varían demasiado y no se puede considerar como variable fija.

4.1 GDC en un contexto residencial



Se analiza el caso hipotético de un proyecto de GDC en un edificio multifamiliar donde un generador exento busca asociar hasta cuatro inquilinos al contrato colectivo. Se considerará que todos los departamentos comparten un punto de interconexión al estar ubicados dentro del mismo edificio por lo que es factible utilizar tanto el régimen de medición neta como el de facturación neta. Dado que los usuarios DAC son altamente rentables bajo el esquema de medición neta se valorará la posibilidad de incluir hasta tres usuarios DOM si esto no afecta a la rentabilidad del proyecto. Para hacerlos comparables, en ambas regiones se utilizan los mismos patrones de consumo para los usuarios analizados, aunque debe notarse que el límite para clasificar como usuario DAC es mucho más alto en Mérida que en CDMX, por lo que será más fácil para los usuarios ubicados en Mérida reclasificarse como usuario de bajo consumo.

4.1.1 Sensibilidad de los proyectos de GDC en contexto residencial bajo el régimen de medición neta ante diferentes grupos de usuarios domésticos y modelos de negocio

Como etapa inicial, se analizaron 32 escenarios de aplicación de los modelos de negocio propuestos bajo el régimen de medición neta, considerando inicialmente una planta de 50 kWp financiada con capital propio donde se asigna suficiente energía para cubrir la demanda de todos los usuarios. De acuerdo con los perfiles de consumo planteados para usuarios DAC y DOM, asignar 26 % de la energía generada cubre totalmente la demanda de electricidad anual de un usuario DAC por la duración entera del contrato, mientras que el usuario DOM modelado requiere únicamente 5 %.

De lo anterior destaca que, en la mayoría de los casos evaluados, la CDMX representa un mejor caso de negocio independientemente del modelo de negocio bajo el régimen de medición neta. Esto gracias a que los cargos variables por energía que aplica CFE son mayores que en Mérida, lo que permite a los beneficiarios ahorrar más en autoconsumo y a los generadores cobrar cargos más altos por el servicio. Excepcionalmente, la Ciudad de Mérida ofrece PBT menores – y también mayores valores de TIR y VPN – en el caso donde hay 3 usuarios DOM y solo 1 DAC asociado al contrato colectivo. Dicho resultado puede asociarse a que los PND son mayores en esta zona y en este escenario únicamente 41 % de la energía generada está asignada a los beneficiarios por lo que una parte importante de los ingresos proviene de la venta de energía no asignada a la red (lo que se paga al PND horario registrado). Es destacable que en todos los casos los beneficiarios observaron un ahorro neto en sus costos eléctricos durante el período

evaluado, pero no siempre el ahorro comenzó a observarse desde el primer año, en muchos casos se materializó a partir del tercer año de contrato gracias a la subida proyectada en las tarifas de suministro básico (igual a la inflación). Bajo las condiciones de precios analizadas, el modelo de “autoconsumo” es el más rentable bajo el régimen de medición neta, seguido por el modelo “PPA con tarifa variable por energía entregada”. Asimismo, debe observarse que al asociar un beneficiario DOM, la afectación a la rentabilidad del modelo de negocio es pequeña pero sí disminuye el valor. Esta tendencia se agrava en el resto de los escenarios donde la sustitución de beneficiarios DAC por DOM aumenta considerablemente los plazos de recuperación de la inversión además de que empiezan a obtenerse VPN negativos a partir en los escenarios con dos y tres DOM.

Las condiciones evaluadas para el modelo “autoconsumo” se repitieron para el régimen de facturación neta, obteniendo PBT por encima de los 20 años (que el modelo tecno – económico registra como error) así como valores de TIR y VPN negativos. De este resultado se deduce que no es posible obtener condiciones donde el proyecto sea rentable y, simultáneamente los beneficiarios reciban beneficios económicos, ya que el generador exento debería ofrecer el servicio por encima de los costos de la energía variable ofertada por CFE Suministro Básico para obtener mejores indicadores económicos lo que iría en detrimento del usuario quien no tendría incentivo para contratarlo.

a) Impacto del tamaño de planta y el porcentaje de energía asignada

Para este análisis se diseñaron nuevos escenarios para los modelos de negocio “autoconsumo” y “PPA con tarifa variable por energía entregada” con tres beneficiarios DAC en CDMX, ya que fueron los que ofrecieron los mejores parámetros financieros en la etapa anterior. En estos nuevos escenarios se consideraron dos tamaños de planta menores (15 kWp y 30 kWp) para ser comparados con los resultados obtenidos en el caso base (50 kWp). Para cada uno de estos, se consideraron tres posibles cantidades de energía asignada por usuario: a) suficiente para cubrir el 100% de su demanda (26%), b) la energía asignada a los usuarios DAC es menor en un 25% (19.5%) y c) la energía asignada es 50% menor al caso a) (13%).

Para el modelo de “autoconsumo” el escenario con menor plazo de recuperación es la planta de 30 kWp con 26 % de energía asignada a cada uno de los usuarios DAC asociados al contrato colectivo. Esto porque es más eficiente para este tipo de proyectos adaptar el tamaño de la planta a las necesidades energéticas de los usuarios en lugar de sobredimensionar para vender energía a la red o recibir contraprestaciones por excedentes no compensados. No obstante, para el modelo de “PPA con tarifa variable por energía entregada” el escenario más atractivo lo ofrece la planta de 50 kWp con el mismo porcentaje de energía asignado a los usuarios (26 %) que en el autoconsumo. Esto debido a que la rentabilidad del proyecto se basa principalmente en los ingresos que obtiene el generador

exento por los pagos que realizan los beneficiarios por cada kilowatt-hora entregado, lo usen o no completamente. Empero debe tenerse en cuenta que los ahorros ofrecidos al usuario son menores al cubrir toda su demanda con la energía generada por la central que solo el porcentaje necesario para reclasificarse como usuario de bajo consumo, lo que, por ejemplo, sucede en el de 30 kWp.

Por esto, la decisión final para dimensionar la planta dependerá no solo de la categoría tarifaria y el nivel de consumo del usuario sino de la estrategia comercial del generador exento,

b) Impacto del tipo de financiamiento en la rentabilidad de proyectos

Hasta ahora todos los escenarios del caso hipotético residencial bajo el régimen de medición neta habían sido evaluados considerando que la central fotovoltaica es financiada con el propio capital de la empresa o los beneficiarios según el modelo de negocio utilizado. Para evaluar el impacto del uso de crédito en estos proyectos se realizó un último análisis de sensibilidad para los modelos de negocio "autoconsumo" y "PPA con tarifa variable por energía entregada", evaluando el impacto de adquirir deuda como vía de financiamiento del proyecto de 50 kWp ubicado en la CDMX y que tiene asociado a tres usuarios DAC. La mayoría de las empresas mexicanas en el sector de generación distribuida fotovoltaica utilizan créditos

pues deberá encontrar un equilibrio entre maximizar la viabilidad económica del proyecto y ofrecer suficientes ahorros a los beneficiarios para que estos se motiven a firmar un contrato de largo plazo de compraventa de energía eléctrica a través de un sistema de GDC. Por otro lado, es factible que un usuario desee percibir una menor cantidad de ahorros en sus costes eléctricos a cambio de evitar asumir la inversión inicial que

para financiar sus proyectos. Lo observado en este análisis es que la adquisición de deuda alarga los plazos de recuperación de la inversión para el escenario planteado, aunque no impide el desarrollo de proyectos atractivos bajo el régimen de medición neta. Esto demuestra la importancia de que las empresas desarrolladoras de proyectos solares de generación distribuida cuenten con las credenciales necesarias para acceder a líneas de crédito con condiciones favorables. Otra opción que tienen las empresas para aminorar este impacto es utilizar deuda para financiar solo un porcentaje y no la totalidad de la inversión requerida, lo que mejora los parámetros financieros del proyecto.

4.1.2 Sensibilidad de los proyectos de GDC en contexto residencial bajo el régimen de facturación neta ante diferentes grupos de usuarios domésticos y modelos de negocio

Las condiciones evaluadas en el régimen de medición neta para el modelo "autoconsumo" se replicaron para el régimen de facturación neta, obteniendo PBT por encima de los 20 años (que el modelo tecno – económico registra como error) así como valores de TIR y VPN negativos. De este resultado se deduce que en los otros modelos no sería posible obtener condiciones donde el proyecto sea rentable y, simultáneamente los beneficiarios reciban beneficios económicos, ya que el generador exento debería ofrecer el servicio por encima de los costos de la energía variable ofertada por CFE Suministro Básico para obtener mejores indicadores económicos lo que iría en detrimento del usuario quien no tendría incentivo para contratarlo.

Ya que el régimen de facturación neta no tiene restricciones geográficas tan estrictas como el de medición neta, se realiza un ejercicio teórico pensando que el generador exento decide colocar el sistema fuera del inmueble – pero dentro de la misma zona de distribución y ofrecer el servicio de suministro eléctrico al grupo de inquilinos evaluados en este caso hipotético. Para esto decide probar en el modelo tecno – económico dos proyectos con capacidad de 300 kWp y 499 kWp respectivamente. Empero, para las condiciones evaluadas (que incluyen impuestos y depreciación de 100% del valor del activo) el régimen de facturación neta sigue resultando poco atractivo incluso en condiciones de PND altos como es el caso de Mérida pues los PBT son mayores a 17 años con VPN negativos y TIR menores al 3 % en los dos proyectos de mayor capacidad instalada evaluados para el modelo de autoconsumo. Con estos resultados se decidió no evaluar el resto de los modelos de negocio.

- a) Impacto del tamaño de planta y el porcentaje de energía asignada

En este caso no se realizaron evaluaciones del impacto del tipo de financiamiento al considerarse que el uso de crédito empeoraría las condiciones del proyecto que no resultaron positivas para el caso base.

4.2 GDC en un contexto comercial



Se presenta un caso similar al presentado anteriormente para clientes residenciales pero en un contexto comercial. En este caso se considera el caso hipotético de una empresa de GDC que identifica un gran potencial para elaborar proyectos de este tipo en plazas comerciales donde se ubican locales y oficinas comerciales que comparten un punto de interconexión común. En este caso se considera que la empresa ha identificado dos potenciales locaciones en Mérida y CDMX y desea comparar la viabilidad económica que ofrecerían estos proyectos bajo los mismos modelos de negocio analizados para el sector residencial. Para esto se considerará que la empresa ha elegido el régimen de medición neta – pues el de facturación neta arrojará resultados muy similares a los presentados en el caso anterior y no se considera necesario incluirlo en este análisis – y financiará el proyecto con capital propio.

a) Sensibilidad de los modelos de negocio ante diferentes grupos de usuarios comerciales

Como etapa inicial, se analizaron 32 escenarios utilizando las diferentes combinaciones de beneficiarios para este caso hipotético. En todos estos escenarios se consideró que el sistema tiene una capacidad de 50 kWp y que cada uno de los beneficiarios PDBT tiene asignada suficiente energía para cubrir el 100 % de su demanda durante el período analizado. El precio de los servicios ofrecidos por la empresa GDC se calculó siguiendo pautas iguales las indicadas para los beneficiarios DAC en el caso anterior, pero ajustando los valores al cargo variable por energía consumida de la tarifa PDBT del suministro básico registrado en cada una de las regiones analizadas (CDMX y Mérida).

Para los usuarios PDBT los cargos variables por energía son mayores en Mérida que en CDMX lo que permite cobrar un importe mayor a los beneficiarios. En este caso hipotético, todos los modelos de negocio resultan más rentables en Mérida independientemente del número de beneficiarios PDBT que se asociaron al contrato. Además de cargos por energía

consumida mayores, la ciudad yucateca también tiene PND más altos que CDMX por lo que ofrece un mejor rendimiento que la ubicación en el Valle de México incluso cuando existe un mayor porcentaje de energía no asignada, es decir, menos beneficiarios asociados. Destaca que en CDMX varios de los escenarios evaluados ofrecieron PBT mayores a 20 años, es decir, que no resultaron atractivos económicamente. Es destacable que, como en el contexto residencial, los modelos “autoconsumo” y “PPA con tarifa variable por energía entregada” resultaron ser los que ofrecen menores PBT, y mayores ahorros a los usuarios, aunque con indicadores menos atractivos que para los proyectos con usuarios DAC. Dado que los beneficiarios PDBT modelados tienen un consumo promedio mensual de apenas 292 kWh (contra 1452 kWh del beneficiario DAC definido) era esperable que mayor número de beneficiarios ofrecieran mejores indicadores, lo que también podría suceder al disminuir la capacidad del sistema, pues ajustar la energía entregada a las necesidades de los usuarios resultará es lo óptimo.

b) Capacidad instalada de la central distribuida y energía asignada

Se repiten los escenarios anteriores para Mérida, siendo la ubicación que ofrecía los escenarios más rentables, pero variando el tamaño instalado de planta de acuerdo con las siguientes capacidades: 50 kWp, 30 kWp, 15 kWp. En todos los escenarios se considerará que los usuarios asociados son 10 de tipo PDBT. En este caso no se incluye la posibilidad de asignar un menor porcentaje de energía generada a los beneficiarios puesto que los consumidores PDBT no tienen la oportunidad de reclasificarse a una tarifa más barata por lo que esta acción no ofrecería ninguna ventaja ni siquiera en el modelo de "autoconsumo". Al contrario, se aumenta ese porcentaje al disminuir la capacidad de la planta para asegurar que se sigue cubriendo la demanda energética del usuario en su totalidad (o lo más cerca de).

En este caso, se identifica que el escenario que otorga mejores PBT en los modelos de negocio "autoconsumo", "PPA con tarifa

variable por energía entregada", "PPA con tarifa fija mensual independiente del consumo" es el que cuenta con un sistema de 30 kWp y 8 % de energía asignada a cada uno de los 10 beneficiarios comerciales asociados al contrato de GDC. Para el modelo "PPA con tarifa fija mensual independiente del consumo", una capacidad de planta menor pareciera ofrecer un PBT más atractivo, sin embargo, en este caso los beneficiarios no perciben ahorros en su factura eléctrica hasta el año 18 del contrato, por lo que no se considera un escenario factible con los importes considerados para este análisis (aunque sería posible ajustar el cargo fijo mensual). En casos reales, las empresas deberán buscar una relación óptima entre la rentabilidad del proyecto y el nivel de ahorros percibidos por los usuarios.



5

Conclusiones y recomendaciones

De manera general se observó que el Acuerdo aprobado a finales de 2019 da libertad suficiente para el desarrollo de diversos modelos de negocio como los aquí analizados. Así puede afirmarse que de formalizar la regulación se permitiría un potencial muy grande para el desarrollo de diferentes modelos de negocio para diferentes tipos de usuarios.

El proyecto regulatorio aprobado permite el desarrollo de proyectos viables de GDC bajo diversos modelos de negocio – autoconsumo, compraventa de energía, renta de espacio¹⁵, etcétera – aunque con algunas limitaciones que deberán considerarse:

- Los proyectos en medición neta solo podrán asociar beneficiarios que se encuentren conectados en el mismo nivel de tensión que la central eléctrica y compartan una sola categoría tarifaria (horaria u ordinaria). Todos deberán compartir un único punto de interconexión.
- En facturación neta, es obligatorio que tanto los beneficiarios asociados como la central eléctrica distribuida se ubiquen dentro de la misma Zona de Distribución.
- El generador exento deberá asignar un porcentaje de la energía generada por la central a cada uno de los beneficiarios. El total de estos no podrá exceder el 100%, pero si podrá ser menor. Dicha energía será utilizada para compensar los consumos o facturas de los beneficiarios según la metodología de contraprestación elegida.

Cumpliendo con estos requisitos, no existen límites en el número de usuarios que pueden asociarse a un proyecto de GDC. Los generadores exentos recibirían ingresos mediante tres posibles vías: (1) pagos que les realicen directamente los beneficiarios por el servicio prestado, (2) liquidaciones por la venta de energía no asignada a la red por parte del SSB, (3) liquidaciones por la energía no utilizada en las compensaciones de los beneficiarios (saldos a favor) por parte del Suministrador de Servicios Básicos. Con las condiciones modeladas en el presente estudio técnico – económico, se identificaron una serie de tendencias que coinciden en gran medida con las encontradas en proyectos individuales de generación distribuida en México.

La primordial es que el régimen de medición neta ofrecerá mejores indicadores económicos que el de facturación neta (VPN, TIR, PBT) sobre todo cuando en el proyecto se incluyan consumidores DAC o comerciales con tarifa PDBT. El modelo de negocio de autoconsumo será especialmente rentable, sobre todo si el sistema es financiado con capital propio de los beneficiarios asociados al contrato colectivo; lo que podría facilitarse gracias al aprovechamiento de las economías de escala. En estos casos es factible la inclusión de usuarios de tipo DOM hasta cierto nivel sin que el proyecto deje de ser atractivo económicamente. Este hallazgo es particularmente relevante si se consideran contextos donde un grupo organizado combina varias actividades productivas del mismo interés económico, con centros de carga altos y bajos en consumo, y quiere beneficiar a algunos miembros del colectivo con la energía “sobrante”, tal es el caso de cooperativas productivas o empresas comunitarias.

15. No se evaluaron tendencias en el modelo de negocio “renta de espacio” porque depende mucho de variables individuales; para este habría que analizar cada caso individualmente para lo cual también sirve la herramienta Excel desarrollada.

Para optimizar el rendimiento económico de estos proyectos lo más recomendable será diseñar la planta según las necesidades energéticas de los beneficiarios; no resulta más rentable sobredimensionarla para vender una parte importante de la energía generada a la red. Para los usuarios DAC no es necesario que el sistema cubra el 100 % de su demanda para resultar atractivo, solo deberá cuidarse que les permita reclasificarse a la tarifa subsidiada.

Finalmente, las condiciones económicas modeladas en este reporte indican que el régimen de facturación neta no es atractivo para los modelos de negocio y escenarios analizados. No obstante, su atractivo dependerá de las consideraciones financieras que se tomen – particularmente los costos de inversión y la depreciación aplicable – y los precios nodales que se proyecten para el período analizado. Se observa que muchas empresas se encuentran reticentes a utilizar este modelo, incluso en el modelo individual que ofrece ventajas adicionales al colectivo, pero es posible que esto cambie conforme el mercado madure y exista más información histórica de precios para hacer proyecciones robustas.

