

La Generación
Distribuida para

Autoconsumo en Costa Rica

*Oportunidades
y Desafíos*

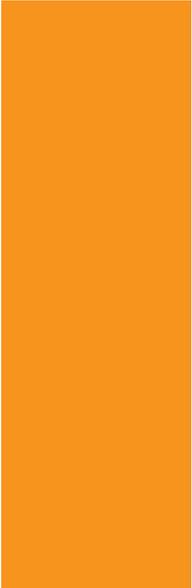
Carlos Echevarría Barbero
Guillermo Monge Guevara



La Generación
Distribuida para

Autoconsumo en Costa Rica

*Oportunidades
y Desafíos*



Carlos Echevarría Barbero
Especialista Regional Senior de Energía del BID (INE/CCR)

Guillermo Monge Guevara
Consultor del BID.

**Catalogación en la fuente proporcionada por la
Biblioteca Felipe Herrera del
Banco Interamericano de Desarrollo.**

Echevarría Barbero, Carlos.

La generación distribuida para autoconsumo en Costa Rica: oportunidades y desafíos / Carlos Echevarría Barbero, Guillermo Monge Guevara.

p. cm. — (Monografía del BID; 517)

Incluye referencias bibliográficas.

1. Distributed generation of electric power-Costa Rica. 2. Electric power distribution-Costa Rica. 3. Renewable energy sources-Costa Rica. I. Monge Guevara, Guillermo. II. Banco Interamericano de Desarrollo. División de Energía. III. Título. IV. Serie.

IDB-MG-517

Código de publicación: IDB-MG-517

Clasificaciones JEL: O31, O32; O33; O38; Q20; Q28; Q40; Q41; Q42; Q48; Q54; Q55; Q58; L94

Palabras clave: Distribución de electricidad; generación distribuida; autoconsumo; energía renovable en Costa Rica.

Copyright © 2017 Banco Interamericano de Desarrollo. Esta obra se encuentra sujeta a una licencia Creative Commons IGO 3.0 Reconocimiento-NoComercial-SinObrasDerivadas (CC-IGO 3.0 BY-NC-ND) (<http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/3.0/igo/legalcode>) y puede ser reproducida para cualquier uso no-comercial otorgando el reconocimiento respectivo al BID. No se permiten obras derivadas.

Cualquier disputa relacionada con el uso de las obras del BID que no pueda resolverse amistosamente se someterá a arbitraje de conformidad con las reglas de la CNUDMI (UNCITRAL). El uso del nombre del BID para cualquier fin distinto al reconocimiento respectivo y el uso del logotipo del BID, no están autorizados por esta licencia CC-IGO y requieren de un acuerdo de licencia adicional.

Note que el enlace URL incluye términos y condiciones adicionales de esta licencia.

Las opiniones expresadas en esta publicación son de los autores y no necesariamente reflejan el punto de vista del Banco Interamericano de Desarrollo, de su Directorio Ejecutivo ni de los países que representa.



Contenido

INTRODUCCIÓN	09
MARCO CONCEPTUAL	10
<i>La generación distribuida para autoconsumo</i>	10
<i>Principales actores de la generación distribuida para autoconsumo</i>	11
<i>Esquemas de fijación de costos y precios</i>	12
Cargos al prosumidor por los servicios que reciben	12
Esquemas de fijación del precio de la electricidad inyectada a la red	12
<i>Ventajas y desventajas de la GDA</i>	15
Ventajas de la GDA y condiciones necesarias para su adecuado aprovechamiento	15
Desventajas de la GDA	18
<i>Enfoques de regulación y política pública</i>	20
EL AUGE DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN EL MUNDO	21
LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN PAÍSES INDUSTRIALIZADOS: TENDENCIAS Y PERSPECTIVAS	23
<i>Las grandes transformaciones que enfrenta la industria eléctrica</i>	23
<i>La generación distribuida y las EDE: una relación ambivalente</i>	25
<i>La reestructuración en curso del servicio de distribución eléctrica</i>	27
<i>El rediseño de los enfoques tarifarios en la industria de distribución</i>	29
<i>La GDA: ¿qué se puede aprender para el caso costarricense?</i>	33
LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN COSTA RICA: PRIMERA ETAPA	34
<i>Primeras acciones de formulación de políticas sobre GDA</i>	34
<i>El proyecto piloto del ICE (2010-2015)</i>	36
<i>Primer marco de regulación de la generación distribuida</i>	38
La primera versión de la norma POASEN	38
Reacciones ante la primera versión de la POASEN	40

EL NUEVO MARCO DE REGULACIÓN DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA	43
<i>La actuación del MINAE ante la primera versión de la POASEN</i>	43
<i>El dictamen de la Procuraduría General</i>	44
<i>Nueva normativa de MINAE y ARESEP</i>	45
<i>La estrategia del MINAE sobre GDA</i>	46
La política sectorial sobre GD al inicio de la Administración Solís Rivera	46
Presencia de la GD en las mesas de diálogo sobre política energética	46
La estrategia detrás de la gestión ante la PGR	47
La GD en el VII Plan Nacional de Desarrollo	48
Aspectos de estrategia presentes en el reglamento sobre GDA del MINAE	49
ALGUNAS OBSERVACIONES SOBRE LA NORMATIVA COSTARRICENSE APLICABLE A LA GDA	50
<i>Sobre el precio de venta de electricidad mediante “intercambio físico”</i>	50
<i>Sobre las restricciones a la expansión de la GDA</i>	51
<i>Consecuencias de la falta de un marco legal específico</i>	52
SITUACIÓN ACTUAL E IMPACTOS PROBABLES DE LA GDA EN COSTA RICA	54
<i>Algunas tendencias futuras en relación con la GDA</i>	54
Penetración potencial de la GDA	55
El potencial de capacidad instalada y de venta de electricidad de la GDA	56
La proyección de pérdidas de ingresos por parte de la empresa distribuidora	56
Impactos de la GDA en las empresas distribuidoras: algunas conclusiones	57
<i>La GDA en la actualidad</i>	57
Solicitudes de registro de casos de GDA	57
Posiciones de los actores de la GDA después del cambio en el modelo regulatorio	58
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	64
<i>La coyuntura actual: avances y limitaciones</i>	64
<i>El marco de discusión de la reforma normativa de la GDA</i>	66
<i>Estrategias de adaptación a los cambios tecnológicos disruptivos</i>	66
<i>Los objetivos de la reforma normativa de la GDA</i>	68
<i>Sugerencias para un nuevo marco regulatorio sobre GDA</i>	69
<i>La reforma legal insoslayable</i>	71
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	72

Siglas

ARESEP Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos

CDR Centro de Desarrollo de la Regulación de la ARESEP

CECACIER Comité Regional de CIER para Centroamérica y El Caribe

CIER Comisión de Integración Energética Regional

CNFL Compañía Nacional de Fuerza y Luz

DE Dirección de Servicios de Energía de la ARESEP (ya desaparecida)

GD Generación distribuida

GDA Generación distribuida para autoconsumo

ICE Instituto Costarricense de Electricidad

MINAE Ministerio de Ambiente y Energía

MNC Medición neta compuesta

MNS Medición neta sencilla

PGR Procuraduría General de la República



Introducción

La generación distribuida para autoconsumo (GDA) se perfila como un nuevo paradigma de la generación eléctrica en el mundo, que ocupa un lugar complementario –aunque cada vez más relevante– con respecto al paradigma dominante de generación centralizada. Mientras la penetración de esta nueva forma de generación avanza en los países más desarrollados, en Costa Rica apenas logra tener una presencia incipiente, muy limitada y confrontando obstáculos importantes de distinta naturaleza.

Entre las principales limitaciones que están dificultando el desarrollo de la GDA en Costa Rica, se encuentran las siguientes:

- A)** Se ha tenido que impulsar su avance dentro de un marco normativo que no fue concebido para esta actividad, sino que fue diseñado para la venta de electricidad por parte de generadores privados al Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), mediante plantas con capacidades instaladas de hasta 20 MW, que operan en condiciones muy distintas a las que requiere la GDA.¹
- B)** En los medios de comunicación colectiva prevalecen las visiones sobre la GDA que destacan sus ventajas y ocultan o minimizan los potenciales riesgos de una expansión de esta actividad sin la debida planificación.
- C)** Entre las empresas distribuidoras de electricidad (EDE), ha habido considerable reticencia a incorporar la GDA en su operación, porque perciben riesgos importantes de esta actividad para su sostenibilidad financiera y para sus estrategias corporativas.
- d.** En la opinión pública, existe una considerable confusión sobre las ventajas, las limitaciones y los riesgos asociados a la GDA. Este contexto de opinión no favorece un desarrollo de la GDA debidamente articulado y alineado con el interés general.

Tomando en cuenta estas circunstancias, el presente estudio tiene por finalidad contribuir a esclarecer los principales determinantes objetivos y subjetivos del avance de la GDA, y a precisar los verdaderos desafíos que enfrenta esa actividad en la actualidad.

El objetivo principal que inspira el estudio es apoyar el proceso de discusión que se viene dando sobre la inserción y expansión de la GDA en Costa Rica, de manera que su desarrollo se produzca en beneficio del interés general de la sociedad costarricense.

Con ese propósito, se plantean tres objetivos específicos:

- 1. Identificar las visiones y perspectivas de los actores vinculados a esta actividad sobre las oportunidades y obstáculos para su desarrollo.*
- 2. Identificar y valorar los principales determinantes normativos, institucionales, y económicos que están afectando las opciones de desarrollo de la GDA en Costa Rica.*
- 3. Plantear recomendaciones de política pública para ampliar, en el mediano plazo, las opciones de inserción de la GDA en la red eléctrica nacional, de una manera tal que se satisfaga el interés general.*

¹ Ley que Autoriza la Generación Eléctrica Autónoma o Paralela, No. 7200, del 28 de setiembre de 1990.

Marco Conceptual

La generación distribuida para autoconsumo

Una de las definiciones de generación distribuida (GD) con más amplia aceptación es la de Ackermann y otros (2001):

Generación distribuida es una fuente de energía eléctrica conectada directamente a la fuente de distribución o en el lado del medidor correspondiente al abonado. (Ackermann y otros 2001, 201).

En el mismo artículo se ofrecen las siguientes aclaraciones acerca de esta definición:

A) La definición propuesta no requiere de acotar las capacidades instaladas de las plantas generadoras, pues esta variable no forma parte de lo que es esencial a la GD. Además, las máximas capacidades aceptables dependen de las condiciones específicas de cada red de distribución, las cuales varían mucho según el caso.

B) Sin perder de vista lo anterior, resulta útil considerar las siguientes categorías de capacidad instalada para las plantas que operan en condiciones de GD:

- *Escala micro: 1 Watt < 5 kW*
- *Pequeña escala: 5 kW - 5 MW*
- *Mediana escala: 5 MW < 50 MW*
- *Gran escala: 50 MW - 300 MW.*

Según los mismos autores (Ackermann y otros 2001, 201), la definición de GD tampoco requiere de precisiones sobre el área de entrega de la energía, el nivel de penetración de la GD, la condición pública o privada de los propietarios de las plantas, los tipos de tecnologías de GD, si las fuentes de energía son renovables o no, o el tipo de intervención del operador de la red. En la opinión de los autores, ninguno de estos aspectos es relevante para establecer la naturaleza de la GD.

Este estudio se enfoca en un tipo particular de GD sobre el cual se ha centrado la atención del gobierno de Costa Rica en los últimos años, con el propósito de promover su desarrollo. Abarca los sistemas de GD que se ubican dentro de la propiedad o las instalaciones de los usuarios finales del sistema de distribución eléctrica (básicamente hogares, e instalaciones de empresas comerciales, agrícolas o industriales) que consumen una parte de la energía generada por el sistema distribuido, y que están conectados a la red de distribución. Dado que la potencia máxima de los sistemas de generación con estas características están limitados por la capacidad de diseño del sistema eléctrico del usuario, se puede prever que, en la mayoría de los casos, estas unidades de generación se ubiquen en la categoría de microgeneradores (menos que 5 kW), o en el rango inferior de los generadores de pequeña escala (en la mayoría de los casos, inferiores a 20 kW).

Para los propósitos de este estudio, a este tipo de generación distribuida se le denomina “generación distribuida para autoconsumo (GDA)”.

Principales actores de la generación distribuida para autoconsumo

Los tres actores principales de los procesos de GDA son:

A) Los abonados a los sistemas de distribución eléctrica los cuales además generan electricidad para autoconsumo y venden sus excedentes a las EDE. Para aludir de forma resumida a su doble carácter de productores y consumidores de electricidad, en este informe se ha adoptado el término de “prosumidores”, utilizado por numerosos autores sobre el tema.²

B) Las EDE, a cuyas redes se mantienen conectados los prosumidores de manera permanente, independientemente de que en un momento concreto estén consumiendo electricidad provista por ellas, estén inyectando excedentes de electricidad o no haya flujo de electricidad entre ambos.

C) Las empresas proveedoras de bienes y servicios para la instalación y operación de los sistemas de generación. Entre ellas se encuentran los vendedores e instaladores de paneles fotovoltaicos y las empresas que ofrecen servicios de arriendo de sistemas fotovoltaicos. Estos actores pueden generar influencia consi-

derable a favor de la expansión de la GD, aun cuando ello perjudique los intereses de las empresas operadoras de servicios eléctricos.

Los sistemas de transmisión y generación de electricidad también son componentes clave de los procesos de GD, pues forman parte de los sistemas eléctricos con los cuales se conectan los prosumidores; en esa medida, se presentan intercambios físicos y económicos entre unos y otros, con la mediación de los sistemas de distribución.

En el ámbito gubernamental, hay que identificar dos actores esenciales: el ente regulador de precios y calidad del servicio y el ente del Poder Ejecutivo que ejerce la competencia de rectoría política sobre el sector de electricidad. En el caso de Costa Rica, el regulador es la ARESEP y el ente rector es el MINAE.

2. Por ejemplo: Sioshansi, 2014: pág. xl.

Esquemas de fijación de costos y precios

En las relaciones de intercambio económico entre los prosumidores y las EDE que tienen lugar en contextos de GD, suele haber dos componentes básicos: a) los costos que pagan los prosumidores al distribuidor para compensarle por los gastos en los que incurre para brindarles los servicios requeridos; y b) los precios que el distribuidor paga a los prosumidores por la energía que estos inyectan a sus redes. En la experiencia de los países más avanzados en materia de GD, hay una amplia gama de esquemas de fijación de costos y precios.

Cargos al prosumidor por los servicios que reciben

Para operar en un contexto de GD, los prosumidores requieren de variados servicios de las EDE, los cuales tienen un costo. Esos servicios son clasificados usualmente en dos grandes categorías: a) los servicios de interconexión con la red para empezar a operar como generadores distribuidos; y b) los servicios que ofrece permanentemente el sistema eléctrico a los prosumidores, para que estos operen en paralelo con la red.

Los cargos por interconexión suelen incluir, entre otros, los siguientes rubros: a) los costos de los estudios técnicos previos a la concesión de autorización para que un prosumidor se conecte a la red, entre los cuales se encuentran los orientados a establecer la capacidad de las redes para aceptar la operación en paralelo de los generadores distribuidos; b) los costos asociados a los trámites de autorización y puesta en operación de nuevos prosumidores; c) los costos de los medidores, en el caso de que sean aportados por el distribuidor; y d) los costos de inversión para adecuar las redes a las necesidades de los generadores distribuidos, cuando esto es necesario.³

Por otra parte, la necesidad de que los prosumidores contribuyan a pagar por los servicios que reciben del sistema eléctrico queda evidente si se considera que requieren de un conjunto de servicios esenciales para su operación que les ofrece el sistema eléctrico al que están conectados.

Entre ellos, los servicios de regulación y control de voltaje, la posibilidad de inyectar energía a la red durante las horas de exceso de generación y de consumirla durante las horas de déficit de generación y el respaldo de energía cuando la generación en sitio cesa debido a desconexión por mantenimiento, fallas físicas o una prolongada condición de cielos nublados (Hanser y Van Horn 2014, 243).

Un ejemplo de clasificación de los costos asociados a los servicios permanentes del sistema eléctrico que deben sufragar los prosumidores se encuentra en la normativa española. En el Real Decreto 900/2015, se distinguen los siguientes costos: a) el costo de las redes; b) el resto de costos del sistema establecidos legalmente para el caso español, principalmente retribución a las fuentes renovables, cogeneración y residuos, retribución adicional para las instalaciones de producción en los sistemas eléctricos no peninsulares y anualidad del déficit; y c) el servicio de respaldo de energía del sistema (MINETUR, 2015, 94876).

Esquemas de fijación del precio de la electricidad inyectada a la red

Al sistematizar la experiencia de los países más avanzados en materia de GD, se puede encontrar una considerable gama de esquemas de remuneración a los prosumidores, por parte de las EDE, por la energía que inyectan en sus redes. A continuación se ofrece una

3. Un ejemplo del establecimiento de este tipo de cargos se encuentra en el reglamento español sobre generación distribuida, aprobado en octubre de 2015 (MINETUR, 2015).

sistematización de algunos de los métodos de más frecuente uso, con base en Hughes y Bell (2006) y en análisis propio de los autores de este estudio.

Algunos criterios para clasificar los esquemas de fijación de precios son los siguientes:

A) En función de las variables sobre las cuales se aplica el precio unitario de la electricidad. Al respecto, se plantean dos opciones:

*i. La estimación del precio a partir de una sola variable: **el excedente de electricidad inyectado a la red**, es decir, el resultado de restar la energía consumida por el prosumidor que proviene de la red, de la energía inyectada. Este esquema requiere en la práctica de un solo medidor, que tiene que ser bidireccional. Se le conoce como “medición neta” (net metering, en inglés).*

*ii. La estimación del precio a partir de la cuantificación por separado de dos variables: **la energía consumida por el prosumidor que proviene de la red y la energía inyectada a la red**. Este esquema requiere de dos medidores; uno mide la cantidad de energía tomada de la red por el prosumidor y el otro, la energía aportada a la red por el prosumidor. Se le conoce como “facturación neta” (en inglés, net billing).*

B) Dependiendo de si existe retribución monetaria o solamente en especie por la electricidad aportada a la red. En ciertos esquemas, el distribuidor no retribuye monetariamente al prosumidor por la electricidad aportada a la red, sino que la remuneración se produce en forma de canje de la electricidad aportada a la red por electricidad proveniente de la red.

Erróneamente, algunos autores consideran que esas situaciones de canje no implican un intercambio económico, cuando en realidad el distribuidor retribuye al prosumidor por la energía inyectada a su red, vendiéndole una cantidad igual al mismo precio que el prosumidor percibe por dicha inyección, es decir, al precio de venta al consumidor final.

C) En función de si existe desfase en el pago de la electricidad suministrada a la red. Es decir, dependiendo de si la electricidad aportada a la red en un período de facturación puede ser pagada, ya sea en especie o en moneda, en períodos de facturación posteriores a aquel en el que se dio la transferencia de electricidad.

D) Con base en la relación que pueda existir entre la tarifa de venta de energía al consumidor final y la tarifa pagada al prosumidor por el suministro de energía a la red. Al respecto, hay tres opciones: inferior, igual, o superior a la tarifa al consumidor.

La combinación de los criterios mencionados da lugar a la siguiente tipología de esquemas de pago por la electricidad aportada:

A) Medición neta simple. En este caso, la compensación por el excedente de energía transferido a la red se debe producir dentro del mismo período de facturación (usualmente, un mes). Esa compensación se da en especie y tiene un límite: no más del valor de la energía consumida en el período de facturación.

Si el prosumidor genera menos que lo que consume en el período, paga la diferencia. Si genera más que lo consumido en el período, no le paga nada al distribuidor, y este no le remunera por el exceso. Por tanto, en el nuevo período de facturación, la contabilidad de los excedentes se reinicia.

B) Medición neta con compra monetaria. Esta es una variante del esquema de medición neta simple, en la cual el distribuidor paga en efectivo por el exceso de electricidad generado por el prosumidor dentro del período de facturación correspondiente.

C) Medición neta con opción de crédito. Esta es otra variante del esquema de medición neta, en la cual el excedente de electricidad al final de un período de facturación, constituye un crédito que es reconocido por el distribuidor y que puede ser retribuido mediante canje por energía consumida por el prosumidor en períodos posteriores.

Se establece un lapso de varios períodos de facturación como máximo para el reconocimiento de créditos por excedentes de electricidad, a partir de los cuales la contabilidad de los excedentes se reinicia.

D) Medición neta con opción de crédito y compra monetaria. Esa es una variante de la opción de medición neta con opción de crédito, en la cual el prosumidor recibe un pago monetario por el exceso de electricidad transferida, al final del lapso de varios períodos de facturación que sea establecido.

E) Facturación neta con compra monetaria de electricidad. En este esquema, como se mencionó anteriormente, se contabilizan por separado la electricidad consumida por el prosumidor y la que es transferida a la red. Esta última se reconoce mediante un pago monetario, al final del período de facturación. A la vez, el prosumidor paga a la empresa distribuidora por la energía consumida durante el período de facturación.

F) Facturación neta con opción de crédito. Este esquema es igual al de medición neta con opción de crédito, con la diferencia de que se utilizan dos medidores en lugar de uno solo, para estimar el excedente de electricidad brindado a la red.

G) Facturación neta con opción de crédito y compra monetaria. Esta es una variante del esquema de facturación neta, en la cual se pueden acumular los excedentes de electricidad inyectados al sistema y al final de un lapso previamente establecido de varios períodos de facturación, el excedente de inyección no compensado se remunera monetariamente al prosumidor.

Ventajas y desventajas de la GDA

A continuación se presenta una síntesis de las principales ventajas y desventajas asociadas con la GDA. Se les ha tratado de formular, con respecto a la perspectiva del interés general de la sociedad. Téngase presente que, en ciertos casos, los beneficios a obtener por ciertos grupos de prosumidores podrían implicar la reducción del bienestar del conjunto de los consumidores de servicios de electricidad.

Ventajas de la GDA y condiciones necesarias para su adecuado aprovechamiento⁴

Las ventajas de la inserción de sistemas de GDA en las redes eléctricas existentes son múltiples y entre ellas se pueden distinguir las de tipo económico, ambiental y social.

Los beneficios económicos de la GDA pueden ser de diversa índole; se mencionan a continuación los más relevantes:

1. Menor costo de capital en sistemas de generación, transmisión y distribución para las empresas prestadoras de servicios eléctricos, debido a que las unidades de GDA sustituyen capacidad de generación centralizada, se reduce la necesidad de expandir el sistema de transmisión. De esta forma, se pueden disminuir los niveles de carga de los sistemas de distribución y por tanto, extender su vida útil.⁵



4. Este apartado contiene una reelaboración crítica de la síntesis de los beneficios asociados a la GD, presente en Valverde y otros, 2015: págs. 27 – 32, poniendo énfasis en aquellos beneficios o retos que son aplicables específicamente a la GDA.

5. En el caso de sistemas eléctricos con empresas verticalmente integradas, como es el caso de Costa Rica con el ICE, la GDA puede, por un lado diferir inversiones en los segmentos de generación y transmisión, pero puede incrementarlas en distribución. El balance varía en cada caso.

2. Redistribución de los riesgos financieros dado que las inversiones asociadas con la GDA no son asumidas por las empresas de servicios eléctricos, sino por el conjunto de actores que financian, compran y operan los sistemas de GDA.

3. Ventajas derivadas de la modularidad de algunas tecnologías. En la mayoría de los casos, los equipos de GDA pueden ser cambiados de lugar y con frecuencia, aumentar su escala con relativa facilidad, como ocurre por ejemplo con los paneles fotovoltaicos.

4. Posibilidad de superar limitaciones de espacio. La generación fotovoltaica, en particular, permite rendimientos a pequeña escala que no se distancian mucho de los obtenidos con plantas fotovoltaicas grandes. Esa característica permite generar cantidades similares de electricidad a las de una planta de gran escala, con muchas instalaciones pequeñas distribuidas en un territorio amplio. De este modo, si no se cuenta con terrenos relativamente extensos para instalar un proyecto solar de grandes dimensiones, es factible optar por la alternativa de múltiples instalaciones pequeñas en techos de casas y negocios.

5. Impactos técnicos favorables para el funcionamiento de las redes, con implicaciones en reducción de costos. La GDA puede generar beneficios de tipo técnico en las redes de distribución de electricidad, que pueden contribuir a mejorar la calidad del servicio y a reducir costos. Entre ellos: a) permite brindar mejor soporte de tensión en áreas de alta demanda de energía; b) mediante mecanismos de control se pueden utilizar los sistemas de GDA para regular la tensión en la red; y c) al reducirse la cantidad de corriente que fluye por conductores, transformadores y otros equipos, se disminuyen las pérdidas por “efecto Joule”.

6. En algunos casos, las unidades de GDA pueden dotar de mayor independencia energética a las unidades productivas (por ejemplo, a las agroindustrias rurales) y así reducir los riesgos de interrupciones de suministro eléctrico así como de pérdidas económicas por este motivo.

7. La instalación de unidades de generación a pequeña escala con tecnología solar o eólica dispersas en un territorio amplio (las cuales podrían operar dentro de la modalidad de GDA), reducen la variabilidad y la incertidumbre en la disponibilidad del recurso energético a las que están sometidas las plantas de generación de gran escala basadas en esas mismas tecnologías conectadas a un mismo circuito. Si el número de unidades de generación de pequeña escala diseminadas es suficientemente elevado, esta alternativa puede lograr rendimientos y eficiencias superiores a plantas centralizadas de potencia equivalente, alcanzando por tanto mayor rentabilidad.

En lo que se refiere a los aspectos ambientales, la GDA presenta al menos dos ventajas:

1) *La GDA contribuye a reducir el impacto ambiental de la industria de generación de electricidad, pues sus efectos son de menor escala, más diseminados en el territorio y a menudo, más controlables.*

2) *La GD con fuentes de energía como la solar, la eólica o la hidroeléctrica no generan emisiones de gases de efecto invernadero u otro tipo de gases dañinos para la salud o el ambiente. En muchos países, esta característica es el motivo central que ha llevado a la promoción de este tipo de generación. En Costa Rica, cuya matriz de generación eléctrica es renovable en un porcentaje muy alto, este beneficio no es tan importante como en otros países.*

La GDA también puede generar beneficios sociales valiosos, porque facilita y estimula la concientización y participación de los consumidores en estrategias de implementación de medidas de eficiencia energética. Estas modalidades de generación eléctrica contribuyen a hacer más viables el diseño y construcción de edificios altamente eficientes que combinen las nuevas tecnologías de ahorro energético, con generación propia de electricidad. Asimismo, la instalación de GD sensibiliza y acrecienta el interés de los consumidores en el análisis y gestión de sus curvas de consumo.

Para posibilitar la inserción a gran escala de la GDA, los sistemas de distribución eléctrica deben efectuar modificaciones en su infraestructura y en sus procesos operativos, que involucran gastos significativos. En cada caso concreto, es preciso hacer un balance entre las posibles ventajas a obtener de una expansión masiva de la GDA y los costos requeridos para que esto ocurra sin afectar negativamente la calidad del servicio de distribución de electricidad.

La necesidad de efectuar modificaciones en los sistemas de distribución surge del hecho de que las redes existentes fueron diseñadas para transportar la electricidad desde las subestaciones reductoras hasta los consumidores finales, sin inyecciones de energía de por medio. El nivel de los impactos negativos en la red variará con el nivel de penetración, la localización de los generadores, y las características de la red. Niveles altos de generación en la red de distribución pueden provocar los siguientes impactos negativos: a) incrementos de tensión; b) fluctuaciones de tensión; c) fluctuaciones de flujos de potencia reactiva; d) desbalance de tensión en la red; e) sobrecarga de equipos; f) flujos de potencia inversos; g) distorsión armónica; h) creación de islas eléctricas no intencionadas, i) aumento de corrientes de falla; e j) impacto negativo en coordinación de protecciones.

La minimización de esos impactos puede lograrse por medio de dos tipos de estrategias, no son excluyentes entre sí: a) estableciendo restricciones técnicas para la incorporación de unidades de GDA en

determinados circuitos; y b) modificando las redes para aumentar su capacidad de asimilar una mayor inserción de GDA dentro de niveles de desempeño técnico aceptables.

La primera estrategia reprime la expansión de la GDA; la segunda implica incurrir en costos de inversión y operación adicionales por parte de las EDE, los cuales deberían ser transferidos al conjunto de consumidores mediante las tarifas. Los impactos tarifarios serían mayores si se opta por establecer, además, algún tipo de incentivo económico para la impulsar la penetración de la GDA.

Los cambios en los sistemas de distribución para asimilar una creciente inserción de GDA también incluyen los procesos operativos. Para manejar los problemas de tipo operativo que pueden derivarse de la GDA, es preciso incorporar nuevos procedimientos de análisis, monitoreo y control del servicio eléctrico.

Algunas de las necesidades a considerar en este ámbito, son las siguientes: a) cambios para asegurar

la operación segura del personal destinado a la reparación de redes, en contextos de flujo bidireccional de electricidad; b) nuevas capacidades de planificación y control para gestionar la generación creciente de electricidad en los centros de carga; y c) la incorporación de las proyecciones de crecimiento de la GDA en la planificación de la expansión de la demanda de electricidad (Valverde y otros 2015, 34).

También hay que considerar los cambios en los procedimientos para brindar los servicios de interconexión a los potenciales prosumidores, y los costos asociados a la modificación de los sistemas de facturación para estimar y cobrar los cargos y tarifas por GDA.

Desventajas de la GDA

La experiencia internacional muestra que la expansión a gran escala de la GDA dentro de los sistemas eléctricos puede producir, como se ha señalado anteriormente, ventajas para estos sistemas, pero también puede provocar impactos negativos en su desarrollo. Los efectos negativos más importantes se transmiten al sistema eléctrico por la vía tarifaria y se derivan fundamentalmente de la disminución de ingresos para las empresas de servicios eléctricos.

Por lo tanto, como consecuencia se da la reducción de las ventas de electricidad debido al aumento de la generación para autoconsumo. Si esos efectos son significativos y se mantienen en el tiempo, las empresas podrían ver comprometida su sostenibilidad financiera. Los modelos tarifarios que tradicionalmente se han aplicado a los servicios de electricidad en el mundo favorecen el citado efecto de reducción de ingresos a causa de la expansión de la GDA, porque las tarifas están diseñadas en función de la venta volumétrica de electricidad, es decir, en función de los kWh consumidos en cada período tarifario.

Entonces, la reducción en el consumo de energía provista por la red resulta proporcional a la reducción de los ingresos obtenidos por vía tarifaria. En este contexto, los problemas financieros para las empresas que prestan el servicio eléctrico se ven agravados por, al menos, tres situaciones específicas.

En primer lugar, hay que considerar que los servicios de electricidad no están desagregados, como sí ocurre, por ejemplo, con los servicios de telecomunicaciones que se ofrecen a los consumidores como “canastas” de servicios contabilizados por separado, o en otros casos, como servicios distintos asociados a tarifas diferenciadas. Esos esquemas de desagregación de servicios permiten a las empresas de telecomunicaciones capturar el valor agregado asociado a cada servicio particular.

Por el contrario, los servicios de electricidad están concebidos como uno solo: el suministro de flujo eléctrico. Esta es una limitación para que las empresas de la industria de electricidad diversifiquen y sofisticuen su oferta de servicios, y para que, consecuentemente, aumenten sus ingresos por la venta de servicios adicionales.

En segundo lugar, resulta que la mayor proporción de los costos del servicio de distribución eléctrica son costos fijos, es decir, no varían con el nivel de consumo de electricidad. Por ello, las reducciones en las ventas no derivan en reducciones significativas de costos para las EDE. Al reducirse el consumo, las tarifas por kWh deben aumentar para generar el mismo ingreso para cubrir los costos fijos que antes se obtenía con un consumo mayor.

En el caso de Costa Rica, donde los servicios de electricidad están regulados mediante la aplicación del principio de “servicio al costo”, el ente regulador ac-

tualiza las tarifas periódicamente para asegurar que los ingresos igualen los costos; es por ello que en un hipotético contexto de expansión masiva de la GDA, las tarifas en Costa Rica tenderían a aumentar en proporción a la disminución del consumo y de las ventas, tal como se ha explicado.

Finalmente, en tercer lugar, hay que tener en cuenta que la GDA no es la única causa del citado efecto de reducción de ingresos. Ese efecto es producido a la vez por otras tendencias tecnológicas disruptivas que están afectando fuertemente a la industria de electricidad en el mundo. Las principales son las nuevas tecnologías que se vienen aplicando y de las que se derivan ahorros así como un consumo más eficiente de la energía eléctrica (edificaciones bioclimáticas, edificios inteligentes, dispositivos de control electrónico del consumo, etc.).

Por su parte, las nuevas generaciones de baterías de almacenamiento de energía que pueden integrarse con sistemas fotovoltaicos para autoconsumo y las redes eléctricas inteligentes pueden facilitar la implementación de nuevas estrategias de eficiencia energética, tanto del lado de la oferta, como de la demanda. El efecto combinado e interrelacionado de todas estas tecnologías está provocando fuertes tensiones financieras en muchas empresas de servicios eléctricos en el mundo. Costa Rica no se escapa a esta tendencia.

Una situación extrema del efecto de reducción de ingresos para las empresas de servicios eléctricos consiste en la aparición de costos hundidos (costos retrospectivos en que las empresas incurrieron en el pasado y que no pueden ser recuperados); principalmente, los asociados con plantas de generación eléctrica centra-

lizada que dejan de operar porque su oferta de energía deja de ser requerida por el sistema eléctrico.

En el caso de Costa Rica, el impacto de la GDA en el SEN dependerá del ritmo de crecimiento de la demanda eléctrica. Si este se asemeja a la tasa de crecimiento promedio histórica de la demanda (4% anual) o resulta mayor, y la expansión de la GDA se produce a un ritmo inferior, la penetración de GDA, no generaría la aparición de costos hundidos.

Pero si el ritmo de crecimiento de la demanda fuera menor y la tasa de penetración de GDA llegara a superarla, la disminución de consumo e ingresos podría plantear problemas para la recuperación, por parte de las empresas que prestan el servicio eléctrico, de los costos de inversión incurridos, así como la operación y mantenimiento que la infraestructura requiere, generando por tanto costos hundidos.⁶

Esta situación plantea el problema de cómo hacer frente a estos costos asociados a activos que no se estarían utilizando. En el caso costarricense, donde las principales empresas del sector de electricidad son empresas públicas, los consumidores inevitablemente terminarían asumiendo esos costos, ya fuera mediante las tarifas, de erogaciones provenientes del presupuesto del gobierno central o a través de impuestos específicos creados con ese fin.

La valoración de las ventajas y desventajas de la GDA en cada contexto específico debería conducir a establecer los marcos de política sectorial y de regulación económica, dentro de los cuales sea posible maximizar el beneficio social que se derive de la expansión de la GDA.

6. Algo parecido le ocurrió al ICE entre 1993 y 1997, cuando entraron al SEN varias plantas de generación privada. En ese período, se empezaron a generar costos de inversión hundidos porque la nueva oferta de electricidad de las plantas privadas redujo la oferta de plantas del ICE cuyo financiamiento aún se estaba pagando mediante crédito. El ICE tuvo que ajustar su programa de inversiones para amortiguar esta situación. Entrevista a Javier Orozco, Director de Planificación y Desarrollo Eléctrico del ICE, 22 de julio de 2016, 2:00 pm.

Enfoques de regulación y política pública

Inevitablemente, hay un trasfondo de política pública detrás de los diseños de los esquemas de cargos y precios asociados a la GDA. Estos criterios de política pueden ser explícitos o implícitos. En la base de tales criterios, se pueden identificar tres objetivos alternativos de política pública:

A) *Promover la penetración de la GDA mediante incentivos de precios, aunque ello implique que el resto de consumidores finales de la red deban asumir mayores costos.*

B) *Buscar un equilibrio entre los intereses de los actores tradicionales de los sistemas de electricidad y los intereses de los prosumidores actuales o potenciales. Ello conlleva que los prosumidores deban hacer frente a unos cargos y unos precios que reflejen, de la mejor forma posible, los costos en que incurre el sistema eléctrico para hacer posible la GDA, y los costos de oportunidad de la electricidad inyectada por los prosumidores a la red.*

C) *Desestimular la penetración de la GDA, mediante la imposición de barreras normativas, el cobro de cargos excesivos por acceso al sistema eléctrico y conexión con la red, o el pago de precios por electricidad inyectada a la red inferiores a los costos de oportunidad de generación de la misma.*

En los hechos, los marcos normativos sobre GDA no son necesariamente coherentes en términos de objetivos de política. Es posible encontrar esquemas normativos sobre GDA que resultan contradictorios en cuanto a los objetivos generales que promueven. Por ejemplo, mecanismos que, por una parte imponen barreras injustificadas a la expansión de la GDA y por otra establecen cargos por acceso o interconexión que resultan inferiores a los costos correspondientes a esos rubros, o fijan precios excesivamente generosos por la electricidad vendida.

Algunas de las estrategias que se han puesto en marcha para establecer barreras a la penetración de la GDA, han sido las siguientes: a) estable-

cer límites innecesariamente bajos a la cantidad de electricidad que un prosumidor puede vender a la empresa distribuidora; b) establecer límites injustificadamente reducidos al porcentaje de demanda máxima de potencia anual de cada alimentador ubicado en la red respecto a la suma de las potencias nominales de las microcentrales conectadas a este; c) permitir que las EDE impongan a los prosumidores la obligación de suscribir pólizas de responsabilidad civil por daños a la empresa distribuidora o a otros abonados, que no resulten apropiadas dada la escasa probabilidad de acaecimiento de tales daños; y d) establecer requisitos excesivamente onerosos y complicados para otorgarle a los potenciales prosumidores la autorización para operar.

Un ejemplo de cargos al prosumidor que resultan inferiores a los costos respectivos, se presenta cuando dentro del cargo por acceso al sistema eléctrico no se considera el costo asociado al respaldo eléctrico. También se presentan casos en los que se abona a los prosumidores precios por la venta de energía aportada a la red que contienen márgenes de utilidad más altos que los considerados como razonables en un sector regulado como el de la electricidad.

El Auge de la generación distribuida en el mundo⁷

La expansión que se viene produciendo en el mundo de la GD está muy ligada a la proliferación de los sistemas de energía fotovoltaica (FV), pues estos son, por mucho, la principal tecnología que utilizan las unidades de GD (la mayoría de los proyectos de generación FV se encuentran conectados a las redes de distribución).

Actualmente, la energía FV representa menos del 1 % de la oferta de electricidad en el mundo. Sin embargo, su crecimiento ha sido extraordinario, debido principalmente a los subsidios que los países europeos aplicaron a la expansión de esta tecnología en la década de los 90 (Clark, 2013).

En el 2003, la capacidad instalada mundial de los sistemas FV alcanzaba los 2,8 GW, el equivalente de seis plantas de generación con carbón de tamaño promedio (Clark, 2013). Doce años después, la capacidad instalada mundial había aumentado más de 80 veces, para alcanzar los 227 GW (REN 21 2016, 60). Solo en el 2015 se instalaron más de 50 GW adicionales, equivalentes a 185 millones de paneles solares.

Se proyecta entonces que la participación de la energía FV dentro de la generación global de electricidad llegará al 16 % en 2050. Ello significa una generación de 4 600 GW con sistemas FV (IEA 2014, 7).

El patrón geográfico de implantación de la energía FV está cambiando rápidamente. Su expansión empezó en Europa pero actualmente el mayor crecimiento se ha desplazado a Asia. Muestra de ello es que entre 2013 y 2015, Asia concentró el 60 % de las adiciones de capacidad instalada en generación fotovoltaica.

Dentro de este continente, China destaca como el país con mayor capacidad fotovoltaica en el mundo (REN 21 2016, 61). En el 2015, este país concentró el 30 % de las adiciones de este tipo de capacidad instalada en el mundo. Se espera que en las próximas décadas China continúe liderando el mercado mundial y que la participación de este país alcance el 37 % de la capacidad global en 2050 (IEA 2014, 7).

Actualmente, la energía FV contribuye al 20 % de toda la energía renovable. Según proyecciones de IEA (2014), en el 2050 los sistemas FV podrán ser responsables de evitar 4 gigatoneladas de carbono por año, que equivalen al 19 % del total de las reducciones de

7. Ante la insuficiencia de datos sobre la expansión de la GDA en el mundo, se optó por presentar las tendencias asociadas a la GD. La GDA sigue en términos generales esas tendencias. Los datos que más se aproximan a mostrar la expansión de esta actividad son los que refieren al aumento de las inversiones en paneles fotovoltaicos en techos de residencias y empresas.

emisiones del sector energía. Además, esos sistemas contribuirán al 20 % de las reducciones de emisiones de carbono en el período 2013-2050 (IEA 2014, 7).

Según estima IEA (2014), la capacidad instalada que abarcan los proyectos en techos de casas y edificios será aproximadamente igual a la correspondiente a proyectos con módulos instalados en el piso⁸ (en adelante, “plantas de mayor tamaño”), durante el período 2013-2050. En el mismo estudio se indica una distribución aproximada de la capacidad instalada en sistemas FV según segmentos: 2 % en sistemas desconectados de las redes de distribución y 98 % en sistemas conectados a las redes.

Estos últimos se distribuyen así: 40 % en proyectos con paneles instalados en el suelo, 30 % en proyectos en techos de edificios comerciales, 20 % en proyectos en techos residenciales y 10 % en proyectos ubicados en instalaciones industriales (IEA 2014, 22).

Los precios de los paneles fotovoltaicos cayeron rápidamente de USD 4000/KW en 2008 a USD 800/KW en 2012 –es decir, una reducción de 5 veces en 4 años–, y luego se estabilizaron. Se estima que esos precios bajarán para ubicarse en un rango entre USD 300/KW a USD 400/KW en 2035. (IEA 2014, 24).

Con el desarrollo de los mercados de sistemas FV, los costos de inversión de las distintas regiones del mundo tenderán a converger entre sí, con lo cual los rangos de costos se estrecharán significativamente, debido a esto hay una clara tendencia a la disminución de los costos de inversión.

Por su parte, en los proyectos con plantas de mayor tamaño, los costos de inversión promedio caerán por debajo de USD 1000/KW alrededor del 2030. Para el 2050 los costos de inversión promedio⁹ alcanzarán los USD 700/KW. En cuanto a los proyectos pequeños consistentes en instalación de paneles en techos, los costos de inversión serán mayores debido a su menor escala. En el 2030 estarán cerca de los USD 1 300/KW y en el 2050, cerca de los 1 000/KW (IEA 2014, 25).

Entre 2013 y 2050, los costos nivelados de la energía (CNE) producida con sistemas FV¹⁰ se reducirán en más de 3 veces para los proyectos con escala de planta y en casi 3 veces para los pequeños proyectos en techos de casas y edificios. Con respecto a los proyectos con escala de planta, los CNE promedio pasarán de USD 177/MWh en 2013 a USD 56/MWh en 2050.

Para los proyectos en techos, los CNE promedio pasarán de USD 201/MWh en 2013 a USD 78/MWh en 2050. Como se puede notar, los CNE de los proyectos en techos serán aproximadamente un 40 % superiores a los de los proyectos con escala de planta, lo cual refleja las economías de escala de los proyectos de mayor magnitud (IEA 2014, 26).

Los CNE asociados con sistemas FV ya se encuentran por debajo de los precios al consumidor final de la electricidad en varios países y rápidamente se acercan al nivel de los costos de generación con fuentes convencionales, especialmente con plantas nucleares o de carbón con tecnologías recientes (IEA 2014, 7).

8. Por contraposición a los proyectos cuyos módulos se instalan en techos de edificios. Usualmente, tienen capacidades de 1 MW o mayores.

9. Dentro de los costos de inversión, los de los módulos representan aproximadamente la mitad.

10. El costo nivelado de la energía se define como el valor presente del costo total (de capital, de operación y financieros) de construir y operar una planta de generación con una vida útil y un plazo de endeudamiento dados, convertido a pagos anuales iguales, con un factor de planta supuesto, y expresado en términos reales (IEA 2014, 12).

La generación distribuida en países industrializados: tendencias y perspectivas

Las grandes transformaciones que enfrenta la industria eléctrica

El modelo de negocio tradicional de la industria eléctrica en el mundo se ha basado en la generación de electricidad centralizada, que involucra grandes plantas conectadas a las redes de transmisión y distribución, que ajustan la oferta a la demanda en tiempo real. Este modelo ha estado siendo sometido a una creciente presión desde la década de los años 70, que inició con la aparición de turbinas de gas que pueden producir electricidad a precios competitivos, en mediana y pequeña escala.

Esas tensiones se agudizaron con la aparición de diferentes tipos de tecnologías disruptivas en los últimos años, a saber: a) las que permiten la GD a pequeña escala; b) aquellas que amplían las posibilidades de provocar ahorros y mejoras de eficiencia a nivel del consumidor final y c) las relacionadas con el almacenamiento de energía en los hogares. A estas innovaciones tecnológicas se suman varios cambios estructurales en las economías de los países industrializados que promueven la reducción de la demanda eléctrica.

El impacto combinado de estas tecnologías está obligando a repensar el modelo de negocio tradicional de la industria eléctrica, en cuanto a la naturaleza, los tipos y el valor de los servicios ofrecidos. Así se vienen acelerando y amplificando los procesos de transformación en esta industria, lo que está implicando la irrupción de nuevos actores en un sector en el

que tradicionalmente han existido importantes barreras de entrada, lo que está obligando a una redefinición de roles y funciones, así como a una reorientación de actividades, con la finalidad de capturar el valor generado en la industria.

A continuación se explica con mayor detalle los cambios que impulsan la restructuración de la industria eléctrica en los países industrializados:¹¹

11. Estos factores, clasificados de manera distinta, se mencionan en Sioshansi 2014b, 7-9.

A) Entre los cambios estructurales en las economías de estos países, se encuentran la pérdida de preponderancia de las industrias intensivas en energía dentro de la estructura productiva, la saturación de la demanda en determinados mercados y algunos cambios demográficos que tienden a reducir el consumo de electricidad.

B) Se está dando un incremento generalizado de las tarifas al consumidor final, asociado principalmente con el aumento de los costos de las redes eléctricas.

C) El crecimiento de la GD, principalmente de los paneles fotovoltaicos en techos de casas y edificios, se produce a causa de la disminución de sus costos unitarios y de los esquemas de incentivos aplicados en varios países industrializados. Con ello, aumentan los prosumidores, que satisfacen la totalidad o una parte de sus necesidades de electricidad mediante microgeneradores ubicados en sus hogares o industrias.

D) El auge que viene experimentando la eficiencia energética se deriva del aumento de las inversiones en este campo asociadas con: a) la aplicación de estándares de eficiencia y códigos de construcción más estrictos; b) la proliferación de códigos de construcción y operación de edificios tales como el de “energía neta cero” en Estados Unidos (en inglés, “Zero Net Energy – ZNE), o el de “edificios pasivos” en Europa; c) la proliferación de dispositivos fáciles de usar y poco costosos que permiten programar la operación y el control de los flujos de energía de los consumidores.

También hay que tener en cuenta el creciente interés en las micro redes, en particular en las comunidades semi independientes en términos energéticos, tales como las “biovillas”, que combinan sistemas de GD con tecnologías de eficiencia energética.

E) El desarrollo de las tecnologías de almacenamiento de electricidad, en combinación con los paneles FV, tiende a potenciar las ventajas de la GD, pues permite que la energía producida por esos paneles se pueda almacenar para ser usada de forma diferida por los prosumidores. Varios especialistas opinan que cuando esta tecnología se vuelva económicamente rentable, “será el final del juego para el modelo de negocios centralizado”.

El efecto combinado de los factores mencionados está causando un decrecimiento del ritmo de aumento de la demanda eléctrica en los países industrializados. Parece inevitable que en esos países se alcancen demandas de electricidad constantes o decrecientes. En los países en transición y en desarrollo el contexto es diferente. Presentan aún tasas crecientes de demanda eléctrica, aunque en algunos de ellos también se empiezan a vislumbrar condiciones propias de países industrializados (Sioshansi 2014b,12).

En el nuevo modelo de negocios de la industria eléctrica que está emergiendo, el proceso de producción, transporte y uso de electricidad deja de ser unidireccional para volverse multidireccional. En lugar de solo consumir electricidad, los usuarios finales también pueden generarla e inyectar una parte de ella a la red, y pueden también reducir su nivel de consumo histórico notablemente mediante el uso de tecnologías para la eficiencia energética, es decir producir “negawatts”.

Así, el consumidor, aparte de consumir energía eléctrica, puede ejercer las funciones de generación, desarrollo de infraestructura, y control de energía. Se produce entonces una atomización geográfica de la cadena de valor tradicional. En este nuevo contexto, se redefinen los papeles de los actores tradicionales en los mercados de electricidad y surgen otros nuevos. (Nillisen y otros 2014, 34-35)

Grandes empresas eléctricas en el mundo industrializado, en países como Alemania, USA y Australia, ya están introduciendo cambios a sus estrategias y modelos de negocio tradicionales para responder a los retos mencionados. En Europa, por ejemplo, las empresas dominantes en los mercados de electricidad están viéndose obligadas a redefinir sus estrategias de negocios.

Entre los factores que han inducido estos cambios, el impacto de la generación distribuida parece ser el más importante y se expresa en la contracción de los mercados eléctricos, que ya de por sí han estado experimentando un estancamiento en su crecimiento. En el nuevo contexto, las siete empresas más grandes del sector eléctrico europeo (E.ON, EDF, ENEL, GDF Suez, IBERDROLA, RWE, y Vattenfall) han tenido que revisar sus estrategias corporativas.

Entre las medidas implementadas cabe señalar la reducción de costos y enajenación de activos, la aplicación de cambios estratégicos que apuntan hacia el desarrollo de nuevas actividades en sus mercados, la búsqueda de apoyo político para asegurar el futuro de su capacidad de generación con fuentes convencionales e invertir más en mercados de otras regiones que están creciendo significativamente. Además, estas firmas expresan el propósito de asumir un nuevo enfoque de negocios centrado en el consumidor, como facilitadores de servicios de energía y promotores de la descentralización de los sistemas eléctricos (Groot 2014, 138).

La generación distribuida y las EDE: una relación ambivalente

Los cambios mencionados impactan de manera especialmente fuerte a las EDE y especialmente a las que están desintegradas verticalmente dentro del sistema eléctrico. Elementos que afectan directamente a la actividad de las EDE son: a) la tendencia decreciente de la demanda de electricidad; b) el auge de la GD; c) el hecho de que, por un lado las tarifas al consumidor final tradicionalmente hayan sido establecidas en función del volumen de electricidad consumido y, por otro, los costos de prestación del servicio de distribución resulten en su mayoría fijos, es decir, que en su mayor parte no dependen del volumen de electricidad que transporten sus redes.

El efecto combinado de esos factores provoca que las EDE enfrenten reducciones en las tasas de crecimiento de las ventas volumétricas junto con aumentos en los costos de operación asociados con las nuevas necesidades de servicios de balance de carga que provoca una creciente penetración de GD, sin que los prosumidores paguen por esos servicios. Considerando como válidas las proyecciones de estancamiento del consumo de electricidad o incluso su decrecimiento, en los próximos años, si los costos de distribución tienden a aumentar conforme aumente el número de consumidores con GD, las tarifas al consumidor final tendrán que elevarse significativamente para mantener a las empresas de distribución en condición de sostenibilidad financiera. Así, se produce un círculo vicioso, pues el aumento de las tarifas estimula una reducción aún mayor de las tasas de crecimiento de la demanda, una mayor inversión en eficiencia energética, y más inserción de GD (Sioshansi 2014a: xli; Nelson y otros 2014, 271).

La necesidad de redefinir el servicio de electricidad, no solo deriva del creciente número de prosumidores, sino también de los usuarios con consumos muy bajos porque permanecen poco tiempo en sus hogares; y de consumidores con baterías que cargan solo cuando las tarifas son más bajas o con dispositivos programables que ahorran energía.

Tómese por ejemplo el caso hipotético de una empresa distribuidora de electricidad dedicada exclusivamente a este negocio, en cuya zona de influencia proliferen los edificios ultraeficientes en cuanto a consumo energético, con equipos eléctricos también ultraeficientes, luminarias LED, generación fotovoltaica en sus techos, un sistema de calentamiento solar de agua y baterías programadas para cargarse cuando los precios de la electricidad son más bajos. Para los consumidores que viven en estos edificios, la energía sería casi gratuita y libre de emisiones. Difícilmente, en este contexto, esa hipotética empresa distribuidora podría continuar siendo viable financieramente, con tarifas fijadas según el consumo por kWh.

Las tendencias mencionadas se profundizarán en aquellos países en los que se espera que los sistemas eléctricos alcancen un punto crítico en el cual los consumidores, por primera vez en la historia, generen electricidad a un precio menor que el que ofrece la red. En los lugares donde esto ocu-

rra, es previsible que la GD aumentará a un ritmo notablemente mayor que en el pasado. Tal situación se prevé, al menos hasta ahora, en lugares donde la electricidad tiene altos niveles tarifarios.

Desde el punto de vista de la GD, los sistemas de distribución son esenciales. Un servicio vital para los prosumidores es la conectividad a la red y la posibilidad de alimentarla o tomar energía de ella, dependiendo de la demanda y de la cantidad de energía que generen o que tengan almacenada.

La necesidad de continuar conectados a la red y a los servicios que esta provee continuará siendo crítica en el futuro previsible. Esto es cierto aún para aquellos prosumidores cuyo consumo de energía de la red sea escaso. En otras palabras, aun suponiendo paridad de precios con la red, la gran mayoría de los consumidores tendrá razones de peso para seguir dependiendo de la red. Se puede decir que los prosumidores y los sistemas eléctricos están entrelazados en una relación ambivalente. Esto, al menos hasta que las tecnologías de almacenamiento y las micro redes se desarrollen hasta un punto en que los prosumidores ya no necesiten la confiabilidad que aporta la red. (Sioshansi 2014b, 23).



La restructuración en curso del servicio de distribución eléctrica¹²

Los actores que están aprovechando las nuevas oportunidades que surgen con la restructuración de la industria de electricidad no son necesariamente las tradicionales EDE. El cambio estructural que se está dando avanza hacia una configuración de mercados de plataforma, es decir, mercados de múltiples frentes donde un intermediario captura el valor de la interacción entre grupos de usuarios. El papel principal de los intermediarios es hacer coincidir la oferta y la demanda, algo parecido a lo que ocurre con los mercados accionarios, o en plataformas como eBay. En el caso de la electricidad, se requiere de uno

o más intermediarios para servir a unos oferentes que no pueden predecir su generación y a unos consumidores que empezarán a participar activamente en la gestión de la demanda de energía.

Entre los nuevos actores que buscan intermediar en el nuevo esquema en transición de la industria eléctrica, se encuentran los siguientes:

¹². Salvo donde se indique, este apartado está basado en Nillisen y otros, 36-44.

A) empresas que financian paneles solares a consumidores finales, permitiéndoles pagar mensualmente en plazos de hasta 20 años, con lo cual se les evitan las inversiones iniciales (tal es el caso de SolarCity en Estados Unidos);

B) empresas que asesoran a los consumidores finales a producir y consumir su propia energía de forma eficiente (como E.ON Connecting Energies en Alemania ó NRG en Estados Unidos);

C) las plataformas de “crowdfunding” para energía renovable, que permiten a los hogares y las organizaciones invertir en renovables con un mínimo de aporte de capital (aunque estos fondos son aún pequeños en Europa, crecen rápidamente y está probado que son capaces de proveer recursos en plazos cortos);

D) las empresas de servicios energéticos (en inglés, “Energy Saving Companies” - ESCO), que promueven, diseñan e implementan proyectos de ahorro y uso eficiente de energía en los consumidores, reduciendo los ingresos a la industria eléctrica tradicional, (cerca de US\$4 billones por año), y empiezan recientemente a operar en el mercado minorista de energía;

E) empresas que apoyan a los usuarios finales de electricidad mediante el procesamiento de grandes volúmenes de datos de consumo, como Google con su PowerMeter, una herramienta gratuita de monitoreo del consumo de energía; y

F) empresas que agregan oferta de energía distribuida, como Next Kraftwerke en Alemania, que ha interconectado de manera remota cientos de unidades de producción renovable a pequeña escala y la agrega para revenderla en el mercado spot, logrando transar en 2012 1 TWh de producción a partir de su planta generadora virtual.

Aún es poco clara la forma que adoptarán los nuevos mercados de energía en los países industrializados. Además, está por establecerse si los distribuidores eléctricos, que tradicionalmente han sido dominantes en sus respectivos mercados, pueden adaptarse y reubicarse exitosamente dentro de la nueva cadena de valor de la industria. La misma pregunta es válida para los operadores dominantes en los mercados de generación eléctrica.

Si se analiza la evidencia obtenida de otras industrias donde han surgido nuevos modelos de negocios a partir de innovaciones tecnológicas, la conclusión no es muy alentadora para los operadores dominantes. En la mayoría de los casos, las nuevas posiciones de liderazgo son asumidas por los nuevos actores entrantes, pues a los tradicionalmente dominantes les resulta extremadamente difícil asumir la iniciativa en medio de los cambios tecnológicos en curso. Esto es entendible, porque lo que se produce es una competencia entre dos modelos de negocios: el tradicional y el nuevo.

Existen, sin embargo, casos excepcionales, en los que un operador dominante en una industria tradicional logra asumir el liderazgo tras las transformaciones asociadas con cambios tecnológicos. Ejemplos de ello son los de AT&T y Verizon, en la industria de telecomunicaciones (Hanser y Van Horn 2014, 243). Ambas compañías lograron sortear con éxito la transición entre una industria de telecomunicaciones centrada en la telefonía fija por cable y una industria en la que predominan la telefonía móvil y la convergencia tecnológica entre los sectores de telecomunicaciones, entretenimiento y tecnologías de información.

Las EDE tienen a su favor el hecho de que la red de distribución común es un elemento esencial dentro del nuevo modelo de negocios. Lo que está cambiando

son las necesidades que los distintos actores tienen con respecto a una red que originalmente fue diseñada para transportar flujos de electricidad en una dirección.

En el nuevo esquema, será cada vez más importante balancear las nuevas fuentes de abastecimiento de energía, tales como la energía solar intermitente, las instalaciones eólicas de pequeña escala, y la generación doméstica con gas; y a la vez darle un uso a la electricidad más eficiente que en el pasado, por medio del monitoreo, el direccionamiento y la agregación de demanda entre consumidores finales y cada vez más, con el almacenamiento mediante pilas eficientes y económicas.

Ejercer esas nuevas funciones no resulta sencillo para los distribuidores. Conforme los consumidores empiezan a usar la red de distribución principalmente como un respaldo ante las interrupciones en su propia generación de electricidad, las EDE se van convirtiendo en empresas responsables del mantenimiento, el control y la confiabilidad de la red. La red

de distribución será cada vez más una plataforma común para que esos miles de recursos de generación, ahorro y utilización de energía distribuidos por ella puedan conectarse e interactuar. En este contexto las EDE pueden ofrecer nuevos servicios, tales como aseguramiento de la confiabilidad del suministro de energía, calor para procesos térmicos, y arrendamiento de GD. Pero para ello se requiere de nuevos modelos de negocios (Hanser y Van Horn 2014, 244).

El rediseño de los enfoques tarifarios en la industria de distribución

Múltiples autores señalan que el paso hacia un nuevo modelo de negocios de la industria eléctrica debe pasar inevitablemente por la implantación de nuevos enfoques tarifarios. Como se mencionó anteriormente en esta sección, el modelo de tarifas por volumen consumido no resulta adecuado para un contexto de reducción del ritmo de aumento de la demanda eléctrica, de incremento de los costos en que deben incurrir los distribuidores para balancear las cargas que se introducen al sistema de manera atomizada por parte de los prosumidores y de aumento sostenido de la GDA así como de las prácticas de eficiencia energética por parte de los consumidores finales. ¿Cómo hacer entonces para que las señales de precios que se forman en los nuevos sistemas eléctricos sean captadas por los esquemas tarifarios?

Aún no se converge en una propuesta alternativa de consenso sobre los nuevos enfoques tarifarios a aplicar en los mercados de consumo final de electricidad en países industrializados. En algunos de esos países, incluyendo Estados Unidos y Reino Unido, hay alguna experiencia con modelos tarifarios que no dependen exclusivamente del cargo volumétrico de la electricidad consumida. Uno de esos

modelos es el SFV (en inglés, “straight-fixed variable rate”), que incluye un componente fijo con el que se recuperan los costos de inversión fijos de la empresa distribuidora y un costo variable que recoge costos variables tales como los pagos por compras de energía o costos de combustible.

Esas tarifas han estado restringidas a los clientes industriales, pero en años recientes se ha empezado a experimentar con ellas para ser aplicadas a otros tipos de consumidores. En el Reino Unido, los cargos de uso del sistema, basados en el costo que se requiere para mantener el sistema de distribución, son socializados entre todos los consumidores. (Hanser y Van Horn 2014, 244)

Los cargos fijos, sin embargo, son esquemas de precios rígidos que no captan debidamente las estructuras de costos de las EDE en las nuevas cadenas de valor que se están formando y por tanto, no facilitan su adaptación a los nuevos retos que enfrentan. A continuación se mencionan algunas propuestas motivadas por ese propósito.

Para Keay y otros (2014), el diseño del nuevo enfoque tarifario debe tener en cuenta que los sistemas de distribución eléctrica con alta penetración de GD y de energías variables generan altos costos de la energía en momentos difícilmente predecibles en los que el sistema entra en estrés, cuando la generación intermitente se sitúa por debajo de la demanda. En estas condiciones, las dificultades para planear la satisfacción de la demanda enfrentan al consumidor a la incertidumbre sobre si podría cubrir su demanda en el supuesto de que su suministro dependiese exclusivamente de energías intermitentes.

Lo que los autores proponen es una nueva estructura tarifaria de la que se deriven señales de precios que le permitan a los operadores captar hasta qué punto los consumidores valoran la confiabilidad en el suministro y hasta qué punto están preparados y dispuestos a ajustar su consumo en el tiempo. El esquema propuesto requiere de la existencia de dos mercados de electricidad: el de energía “sujeta a disponibilidad” a bajo precio, y el de energía “contra demanda” a un precio significativamente mayor. Por ejemplo, un consumidor que quiera cargar baterías de vehículo eléctrico podría solicitar determinada cantidad de kilowatt-hora en un período específico, dentro de un rango de horas al día o días de la semana, y

el contrato debería especificar que el consumo solo sería de energía “sujeta a disponibilidad”. Similares arreglos se podrían hacer para consumir energía para calentamiento o para refrigeración, por ejemplo. Estas solicitudes se harían a las empresas de servicios de energía (ESCOs), las cuales podrían ser o no parte de las empresas eléctricas.

Estas deberían ser capaces de agregar solicitudes de los consumidores y satisfacerlas dentro de sus rutinas de optimización. El servicio habría de incluir la provisión del equipo apropiado. Inicialmente se prevé que los consumidores operen por medio de intermediarios. Así los consumidores podrían comprar energía para usos específicos, de manera similar a como compran otros bienes o servicios. De esta manera, muchos de los usos de energía requeridos por los consumidores, tendrían precios más favorables.

Los consumidores mantendrían la compra de una parte de la energía con disponibilidad irrestricta (“contra demanda”), como se viene realizando hasta el momento presente, aunque por un precio mayor. Este cambio en la naturaleza del producto eléctrico requiere del uso de sistemas de redes eléctricas inteligentes (REI), necesarias para la me-

dición de los flujos, la identificación separada de diferentes cargas dentro de un mismo hogar o un mismo negocio y también el control remoto (Keay y otros 2014, 183).

Con el desarrollo de la medición inteligente, los medidores y circuitos separados no deberían ser necesarios. En cambio, los consumidores tendrían la opción de usar aparatos eléctricos con microchips que reaccionan a la presencia de energía bajo disponibilidad, diseñados para hacer el mejor uso de ella. Los precios unitarios podrían ser fijados alrededor de un 40 % del precio unitario normal y este amplio diferencial de precios podría ser garantizado por un período de tiempo largo; así, con este ahorro los consumidores tendrían una base para hacer inversiones en equipo (Keay y otros 2014, 179-180)

King (2014) propone un enfoque tarifario distinto al de Keay y otros (2014) basado en la valoración de la demanda pico de electricidad. Parte de reconocer que los costos de distribución son mayoritariamente costos fijos y que, por ello, la mejor forma de recuperarlos sería mediante tarifas que reflejen ese hecho y varíen por carga pico, no por lapso diario. Con las tecnologías disponibles para medición de consumos, es posible establecer la tarifa de distribución con base en la demanda pico de cada consumidor individual.

Con las tecnologías de eficiencia energética actualmente existentes, los consumidores individuales o agrupados de distintas formas (edificios, residenciales, etc.) pueden optimizar su demanda de electricidad pico. Por ejemplo, en un contexto residencial un consumidor puede utilizar sistemas de gestión de energía automáticos para evitar que los electrodomésticos de mayor consumo como el aire acondicionado, el horno eléctrico y el secador de ropa, estén encendidos al mismo tiempo (King 2014, 201-202)

Hanser y Van Horn (2014, 244-247) aportan a la discusión varios modelos tarifarios, con alternativas al tradicional modelo de cargos por volumen.

A) Modelo del proveedor de confiabilidad local, en el cual la empresa distribuidora se convierte en el proveedor de confiabilidad en última instancia. Tomando prestadas las prácticas actuariales de la industria de los seguros, las EDE determinan las necesidades de los clientes dependiendo de su equipamiento y establecen costos fijos para asegurar al cliente un nivel de confiabilidad. Así, esas empresas ofrecen niveles de confiabilidad diferenciados, con costos asociados distintos. A mayor costo, mayor nivel de confiabilidad.

B) Modelo de membresía, el cual está basado en la idea de que todos los usuarios tienen participación en la existencia y el mantenimiento de un sistema de distribución robusto. En este modelo el sistema de distribución es visto como un “club” y los usuarios pagan una cuota para ser miembros. Esa cuota será proporcional a la conexión de voltaje, la demanda pico, si tienen o no un sistema de GD o una batería de almacenamiento de energía, el tamaño del sistema de GD e indicadores similares que toman en cuenta las diferencias entre usuarios en cuan-

to a modos de uso de la electricidad y tipos de equipos conectados a la red. Con estas diferenciaciones, se puede captar en las tarifas los distintos costos asociados a los servicios que los usuarios reciben de las EDE.

C) El modelo de propiedad de GD, en el cual las EDE o sus empresas afiliadas se convierten en un tercer actor que provee de sistemas fotovoltaicos a usuarios finales mediante dos posibles esquemas. Ambos tienen en común el hecho de que este tercer actor financia el costo inicial de instalación de los sistemas y de mantenimiento. La diferencia estriba en la manera en que el consumidor retribuye el servicio. Bajo el primer enfoque el cliente arrienda el sistema por un monto fijo y obtiene beneficios de la electricidad generada por el sistema mediante algún esquema de medición neta.

En el segundo enfoque, el sistema es propiedad de la empresa distribuidora y el cliente paga la energía que el sistema genera a un precio fijo que no debería ser mayor que la tarifa a consumidor final que ofrece la empresa distribuidora. La idea es que, de esta forma, las EDE sustituyan ingresos que por otro lado perderían como resultado del incremento de la GD en su ámbito de competencia.

D) Los modelos mixtos, que son combinaciones de los modelos mencionados y los modelos existentes. Se pueden combinar cargos fijos e incrementales para distintos tipos de usuarios. Por ejemplo, como estrategia de transición hacia los nuevos modelos tarifarios, se podría mantener el modelo existente para usuarios que no tienen GD y usar el de aseguramiento de la confiabilidad para usuarios con GD.

Otros autores proponen un enfoque de tarifas con un alto componente fijo, estimadas en función de los atributos del servicio, de manera similar a como ha ocurrido en la industria de telefonía móvil.¹³ Las redes de telefonía móvil han tenido que ajustar sus modelos de negocios para migrar del

esquema de tarifas por minuto (lo cual guarda similitud con las tarifas por kWh consumido en la industria eléctrica) a otros que establecen cargos fijos significativos en sus tarifas, con base en atributos tales como el ancho de banda, la velocidad, la fortaleza de la señal, y la ubicuidad del servicio.

Las EDE podrían hacer una transición similar para estar en condiciones de mantener su equilibrio financiero y asumir los retos que se derivan del modelo de negocios emergente. Para ello, es preciso tener clara la definición del “servicio eléctrico” que requieren los prosumidores. Uno de los atributos del servicio de electricidad más valorado por los consumidores es la posibilidad de tener conectividad con la red e inyectarle o extraerle energía dependiendo de su demanda y de su capacidad de generación y almacenamiento. Si esto es así, tal característica del servicio debería ser tomada en cuenta en el diseño de las tarifas.



13. Por ejemplo, Sioshansi (2014a: xlii).

La GDA: ¿qué se puede aprender para el caso costarricense?

La GDA empezó a tener auge en economías industrializadas que les brindaron subsidios significativos y que, además, mostraban niveles relativamente altos de tarifas eléctricas. Esas condiciones particulares cada vez son menos necesarias para impulsar la expansión de la GDA en otros países o regiones, debido al impacto combinado de varios factores. La disminución de la demanda eléctrica es una tendencia generalizada en países industrializados y está presionando al alza los precios de la electricidad. Los precios de los sistemas FV siguen y seguirán bajando notablemente.

El mismo avance de la GD resta demanda a las redes de distribución y presiona el aumento de los precios de la electricidad, lo cual, a la vez, crea condiciones económicas más favorables para la GD. Además, el desarrollo de las tecnologías de almacenamiento de electricidad en

hogares y negocios potenciará los alcances de la GD, al permitir que la energía generada mediante sistemas FV sea almacenada para usarla de forma diferida. Todos estos cambios ya están moviendo los cimientos del modelo de negocios tradicional de las industrias eléctricas en los países industrializados. No en vano, un informe publicado por Euroelectric en mayo de 2013, empieza reconociendo que “son tiempos duros para la industria eléctrica europea”, y agrega que “el sector eléctrico de la Unión Europea está atravesando uno de los cambios más profundos en su historia”; más adelante en el informe, se llega a afirmar que las empresas eléctricas europeas deben “evolucionar o morir” (Sioshansi, 2014b, pág. 25).

Muchos países en transición o en proceso de desarrollo, ya se están viendo impactados por las mismas fuerzas que están impulsando la GD en el mundo industrializado. Cuanto más pronto se reconozcan y se comprendan esas tendencias de cambio, mejores condiciones habrá para hacer los ajustes necesarios en términos de política pública y de estrategias de negocios.

La generación distribuida en Costa Rica:

primera etapa

Primeras acciones de formulación de políticas sobre GDA

La primera acción de política pública del Poder Ejecutivo relacionada directamente con la GDA es la Directriz N° 14-MINAET del 15 de marzo de 2011, firmada por la ex presidenta de la República Laura Chinchilla y el ministro de Ambiente, Energía y Telecomunicaciones. Esa directriz estaba orientada a las instituciones y empresas públicas integrantes del subsector de electricidad, con el propósito de “incentivar el desarrollo de sistemas de generación de electricidad a pequeña escala para autoconsumo, utilizando fuentes renovables de energía”, según se expresa en su artículo 1.

En el artículo 2, se ordenaba a las empresas prestadoras de servicios de electricidad la ejecución de planes piloto de generación distribuida para autoconsumo, “en los que el cliente del servicio eléctrico, pueda instalar su propio sistema de generación de electricidad conectado en paralelo con la red de la distribuidora respectiva a bajo voltaje (110 ó 220 voltios)”. Se aclaraba además que en esos proyectos se debían incluir a todos los grupos de consumidores del servicio de electricidad (residenciales, comerciales e industriales).

Se autorizaba a las EDE a financiar total o parcialmente las inversiones en esos sistemas, y se indicaba que el objetivo de esos proyectos pi-

loto era “generar experiencia para conocer y resolver oportunamente, aspectos tales como las implicaciones técnicas y económicas para la distribuidora, la disposición de los clientes a realizar inversiones en generación a pequeña escala, el potencial disponible en el país y las barreras existentes para su desarrollo a nivel nacional”.

En artículos siguientes, se solicitaba a las empresas del sector electricidad elaborar modelos de acuerdos de interconexión entre ellas y los pequeños generadores de electricidad para autoconsumo y se les pedía también elaborar los planes y criterios técnicos necesarios para cumplir con las otras disposiciones de la directriz. Final-

mente, se solicitaba a la ARESEP “preparar la reglamentación necesaria que permita que la actividad de generación distribuida pase de una etapa piloto a programas y proyectos de alcance nacional”.

Esa última disposición fue motivo de discusión interna en la ARESEP. La polémica giró en torno al carácter de la GDA desde la perspectiva de la regulación de precios. Por una parte, la Dirección de Servicios de Energía (DEN) opinaba que la GDA no constituía un servicio público porque se trataba de una actividad de autoconsumo y que, por ello, bastaba ejercer una regulación de tipo técnico sobre esa actividad, sin que fuera necesario aplicarle una regulación de precios.

Esta posición orientó el diseño de la propuesta de normativa técnica AR-NT-IGRD, titulada “Integración de la Generación en la Red de Distribución”, elaborada por la DEN, mediante la cual se buscaba cumplir con la Directriz N° 14-MINAET. Por otra parte, el Centro de Desarrollo de la Regulación (CDR) opinaba que en la medida en que en la GDA hubiera transferencias de energía del prosumidor hacia la red, tendría lugar una venta de electricidad, y que ello obligaba a la ARESEP a establecer una metodología tarifaria específica y fijar tarifas para tales transacciones.¹⁴

En un primer momento prevaleció en la institución el criterio del CDR, lo cual quedó evidente en un oficio del Regulador General, la más alta autoridad de la ARESEP después de su Junta Directiva, al Ministro de Ambiente, Energía y Minas, en el cual le expresaba que para cumplir con la solicitud hecha a la ARESEP en la Directriz N° 14-MINAET en cuanto a elaborar la reglamentación necesaria para regular la GDA, no solo iba a ser necesario establecer un reglamento técnico sino también una metodología tarifaria¹⁵. Esta posición de la ARESEP cambió cuando la Junta Directiva aprobó la primera versión de la norma POASEN en marzo de 2014, la

cual contenía una versión revisada de la propuesta de norma técnica AR-NT-IGRD; de esta forma, la Junta Directiva asumió la posición original de la DEN.

Dos meses después de aprobada la Directriz N° 14-MINAET, el Poder Ejecutivo remitió a la Asamblea Legislativa el Proyecto de Ley de Contingencia Eléctrica (expediente N° 18 093), en el cual se proponían varias reformas a la organización del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) cuyo objetivo era, según se indica en el artículo 1, “establecer los mecanismos que permitan atender, en el corto y mediano plazo, la creciente demanda de electricidad a partir de fuentes renovables”.

Ese proyecto fue promovido también por el Ministro del MINAET, desde su posición de Ministro a cargo del sector energía. Incluía un capítulo sobre GD, en el cual destacan los siguientes aspectos: a) se busca incentivar la GDA, definida como aquellos proyectos de generación a pequeña escala interco-

14. Esa posición se expresa en el oficio 193-CDR-2011 del 1 de diciembre de 2011, dirigido al director de la DEN.

15. Oficio 860-RG-2011 del 5 de diciembre de 2011.

nectados con la red de distribución a bajo voltaje, estableciendo que no requieren del trámite de concesión de servicio público (artículo 9); y b) también se busca incentivar los proyectos de GD a mediana escala, definidos como aquellos con capacidades instaladas no mayores de 2000 kW, estableciendo que cualquier persona física o jurídica puede desarrollarlos, y definiendo que la suma de las capacidades instaladas de este tipo de proyectos no deberá exceder el 10 % de la demanda total de la empresa distribuidora correspondiente.

El proyecto piloto del ICE (2010-2015)¹⁶

En octubre de 2010, el ICE inició la ejecución de un plan piloto sobre generación distribuida –el “Plan Piloto de Generación Distribuida para Autoconsumo (PPGDA)”--, con el propósito de generar experiencia en este campo.¹⁷ Su plazo de duración se amplió en varios momentos, y finalmente el proyecto terminó en febrero de 2015. Para entonces, la suma de las potencias instaladas de los micro y mini generadores inscritos en el plan había alcanzado los 10 MW.

Aunque se permitía la inclusión en el PPGDA de microgeneradores basados en una amplia gama de tecnologías, la gran mayoría de las solicitudes recibidas y de potencia solicitada correspondió a generación fotovoltaica. El 99 % de las solicitudes y el 60 % de la potencia solicitada recayó en esa tecnología. La clasificación de las solicitudes por sector es la siguiente: 72

% del sector residencial, 23% del sector comercial y 5 % del sector industrial.

El número de solicitudes aumentó mucho después de la aprobación de la norma POASEN por parte de la ARESEP, posiblemente porque a partir de entonces se generaron expectativas de contar con un marco normativo permanente para la GD. Finalmente, fueron aprobadas el 83 % de las solicitudes recibidas; la gran mayoría de ellas correspondió a sistemas fotovoltaicos. La potencia instalada promedio de esos sistemas fue de 16,5 kW.

Los clientes del ICE interesados en inscribirse en el PPGDA tenían que llenar un formulario y presentar cierta información técnica sobre el sistema de generación que pretendían instalar. Además, se establecía que la potencia máxima de la planta no debía superar la capacidad de diseño del sistema eléctrico

del cliente. Se tenían que cumplir además varias especificaciones técnicas, además de las normas técnicas de la ARESEP.

Con base en la justificación de que se trataba de un plan piloto con una capacidad máxima a instalar relativamente pequeña, se estableció que los costos de medición, procesamiento e inspección de las instalaciones y los de distribución así como transmisión de los clientes que participaran en el PPGDA no contemplados en la tarifa de venta de electricidad, serían asumidos por el ICE como gastos de investigación y desarrollo, por tanto, no se requería imponer a los clientes participantes un cargo especial para compensar esos costos.

Las condiciones contractuales entre los clientes participantes en el PPGDA y el ICE se establecieron mediante un acuerdo de interconexión, cuya duración era de 15

16. Esta sección está basada en Echevarría-Barbero, 2015, 57-60, donde se refiere a información oficial del ICE proveniente de distintas fuentes.

17. Nótese que este proyecto piloto se inició 5 meses antes de la aprobación de la Directriz N° 14-MINAET del 15 de marzo de 2011, la cual permitió darle apoyo formal desde el Poder Ejecutivo. A la vez, el proyecto resultó ser una forma de cumplimiento de la directriz, en lo referente a la ejecución de proyectos piloto por parte de las empresas eléctricas.

años. Por su parte, la fijación de precios de venta de la energía aportada a la red se ajustaba al esquema de medición neta con opción de crédito, descrito en el apartado titulado “Esquemas de fijación del precio de la electricidad inyectada a la red”.

Entre los beneficios del PPGDA, destacan la diversificación de las fuentes renovables de energía, la creación del mercado de equipos de generación distribuida y de servicios de instalación de esos equipos, la creación de empleo y el incentivo a la inversión privada en el sector de energía. Además, como se mencionó, el plan logró cumplir la cuota de potencia instalada de manera exitosa (Valverde y otros 2015, 10).

Tras la conclusión del PPGDA, representantes de la Asociación Costarricense de Energía Solar (ACESOLAR)¹⁸ se mostraron públicamente alarmados debido a que según su criterio, ello implicaba poner en riesgo cerca de 1000 empleos. A esas declaraciones salieron al paso representantes del ICE que indicaron que los contratos contraídos con los 366 clientes afiliados al plan piloto continuarían vigentes, hasta cumplir los plazos pactados de 15 años. Sin embargo, continuó habiendo preocupación acerca de los posibles cambios en las condiciones de operación de la GD, ocasionados por las nuevas normas sobre esta materia aprobadas por el MINAE y la ARESEP (Fornaguera, 2015b).

En otras EDE del país también se encuentran casos de GDA, aunque estos no responden a proyectos claramente estructurados. Por ejemplo, en abril del 2015 había 124 clientes con GDA en el área de concesión de la CNFL, todos ellos con tecnología fotovoltaica (Valverde y otros 2015, 77).

18. La ACESOLAR agrupa a empresas vendedoras de paneles solares y otros equipos para sistemas fotovoltaicos, y a empresas instaladoras de ese tipo de sistemas. Tiene además asociados que no forman parte de esos grupos.

Primer marco de regulación de la generación distribuida

La primera versión de la norma POASEN

En medio de un contexto caracterizado por presiones externas sobre la ARESEP, para que esta entidad aprobara la normativa de regulación de la GD en el país,¹⁹ en marzo de 2014 se aprueba la norma técnica “Planeación, Operación, y Acceso al Sistema Eléctrico Nacional, POASEN” (ARESEP, 2014). Esta es la primera norma emitida por ARESEP trata de regular de manera específica la relación entre los prosumidores y las EDE.²⁰

La POASEN fue complementada por tres metodologías tarifarias, aprobadas en febrero de 2015, que establecieron los criterios para estimar tarifas o costos que eran esenciales dentro del esquema de GD que está presente en la POASEN: el precio de liquidación de la energía entregada a las EDE por los pequeños generadores, el cargo por el acceso a la red de distribución por parte de los pequeños generadores, y el cargo por interconexión

con la red de distribución. Adicionalmente, se aprobaron el formato de contrato de conexión entre los pequeños generadores y las EDE y el procedimiento para la puesta en servicio de los pequeños generadores.

Todo el marco de regulación económica y de calidad que la ARESEP aprobó entre marzo de 2014 y abril de 2015 está concebido alrededor del esquema de GD presente en la norma POASEN. En el artículo 3 de ese reglamento, se concibe la “generación a pequeña escala para autoconsumo” como un tipo de generación con las siguientes características:

- A)** con potencias menores o iguales a 1000 kVA;
- B)** realizada a partir de fuentes renovables;
- C)** ubicada en el sitio de consumo;
- D)** orientada hacia la satisfacción de las necesidades energéticas del propio abonado que produce la electricidad;
- E)** con dos opciones posibles de relación con la empresa de distribución eléctrica con la cual esté conectado el consumidor que a la vez genera electricidad: i) la de comprar y vender electricidad a esa empresa, y ii) la de solamente intercambiar parte de sus excedentes de producción por electricidad proveniente de la red;
- F)** con autorización para transferir a la red de distribución hasta un 49 % de la energía mensual producida.

19. Entre los actores que, a través de los medios de comunicación colectiva, promovieron más activamente la apertura del sector eléctrico a la GD, se encontraban los vendedores e instaladores de paneles fotovoltaicos y algunos líderes de opinión; entre ellos destacó la periodista Amelia Rueda, quien desplegó una campaña a favor de la creación de condiciones para la operación de la GD desde su programa radial titulado “Nuestra voz”. (Entrevista a Juan Manuel Quesada, Intendente de Energía, 9 de abril de 2016, 9:00 am).

20. Esta norma experimentó una modificación de varios de sus artículos, aprobada en junio de 2015 mediante el acuerdo 4-24-2015 de la Junta Directiva de la ARESEP (ARESEP, 2015). Con esos cambios se incorporaron varias de las observaciones planteadas por los participantes en la audiencia pública a la cual fue sometida la propuesta de la norma antes de su aprobación en marzo de 2014. Tales modificaciones no implicaron cambios sustanciales al esquema de GDA establecido en la versión original.

Las características asignadas a cada una de las dos modalidades de vinculación con la empresa de distribución se precisan más en el artículo 131 de la norma (ARESEP, 2015, pág. 131):

“Artículo 131. Modalidades de régimen contractual

Para la conexión y operación de un micro o mini generador en paralelo con la red de distribución y que suministre energía a la red de la empresa, se establecen dos modalidades:

A) Medición neta sencilla, con compensación física de excedentes (intercambio). *Cuando el generador “acumula” el excedente mensual de energía producida, si existiese, para utilizarlo en el mes o meses siguientes en el mismo periodo de doce meses consecutivos a convenir entre las partes, tras el cual el excedente no será reconocido por la empresa distribuidora.*

B) Medición neta completa, con liquidación anual (venta de excedentes). *Cuando el generador “acumula” el excedente mensual de energía producida para utilizarlo en el mes o meses siguientes, vendiendo el saldo final de excedentes a la empresa distribuidora, mediante una liquidación al final de cada periodo de doce meses consecutivos, a convenir entre las partes”.*

Se puede notar que, según lo indicado en el apartado titulado “Esquemas de fijación del precio de la electricidad inyectada a la red”, la modalidad de “medición neta sencilla” (MNS) establecido en la norma citada corresponde al esquema de “medición neta con opción de crédito” y la de “medición neta completa” (MNC) corresponde al esquema de “medición neta con opción de crédito y compra monetaria”.

En otros artículos de la norma, se indican tres tipos de costos o precios que forman parte del esquema de regulación de la GD:

A) Costos de interconexión con la red de distribución, los cuales deberán ser cancelados por los prosumidores vinculados a ambas modalidades. Estos incluyen los costos asociados al sistema de medición necesario (artículo 132).

B) Costos de acceso a la red de distribución, los cuales también deberán ser pagados por los prosumidores vinculados a ambas modalidades. Están asociados a los costos fijos en que incurre la empresa eléctrica y a la disponibilidad de la energía y potencia a suplir en caso de salidas de operación del prosumidor (artículo 132).

C) El precio que la empresa distribuidora le pagará al prosumidor que se encuentre dentro de la modalidad de MNC, por la venta de excedentes de generación (artículo 156).

Desde el punto de vista legal, un criterio básico utilizado por la ARESEP para justificar la regulación de ambas modalidades de GD es que ambas constituyen servicios públi-

cos de electricidad y que, por tanto, su regulación se encuentra dentro de las competencias de la ARESEP. Es un criterio básico porque si alguna de esas modalidades no constituyera servicio público, la ARESEP no tendría competencia legal para regularla. A ello alude la institución en la respuesta a una oposición de ACESOLAR que se incluye en el informe que contiene el texto de la norma POASEN.

En esa oposición, la ACESOLAR cuestiona que la modalidad de MNS posea la condición de servicio público. A ello, la ARESEP responde lo siguiente: “Desde el punto de vista jurídico, la operación de generadores en paralelo con el SEN es un servicio público independientemente que el intercambio de energía sea meramente de unidades físicas (neteo) o bien exista intercambio de unidades monetarias.” (ARESEP 2014, 32)

Reacciones ante la primera versión de la POASEN

La posición de ACESOLAR

A partir del análisis de las reacciones ante la POASEN de los distintos actores no gubernamentales involucrados en el ámbito de la GD, se pueden identificar fundamentalmente el posicionamiento de tres actores relevantes: a) la de ACESOLAR; b) la del ICE; y c) la de las EDE que se encuentran agrupadas en la Cámara de Empresas Distribuidoras de Energía y Telecomunicaciones (CEDET).²¹

De la perspectiva de ACESOLAR hay evidencia en las oposiciones presentadas por esa asociación en el proceso de audiencia pública de la propuesta de la POASEN que posteriormente fue aprobada. Por una parte, esa asociación planteó que la modalidad de MNS no debía ser considerada servicio público, sino que debía dejarse fuera del ámbito de la regulación que ejerce la ARESEP y prestarse de manera libre en el ámbito del derecho privado (ARESEP 2014, 32).

Por otra parte, propuso eliminar el límite para las transferencias o ventas de excedentes de los consumidores-generadores a las EDE, establecido por el POASEN en un 49 % de la energía mensual producida por el prosumidor (ARESEP 2014, 5-6). Resulta claro que ambas propuestas apuntan en el sentido de despojar a la GD de restricciones regulatorias para facilitar su expansión.

21. Esa cámara agrupa a las cooperativas de electrificación rural, el consorcio CONELECTRICAS que es una empresa creada por esas cooperativas, y las dos empresas distribuidoras de electricidad que son de carácter provincial: la Empresa de Servicios Públicos de Heredia (ESPH) y la Junta de Servicios Eléctricos de Cartago (JASEC). Ni el ICE, ni la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL), forman parte de esa cámara, a pesar de que también brindan servicios de distribución eléctrica en el país.

Para explicar ese hecho hay que tomar en cuenta las diferencias entre los intereses particulares de las empresas del CEDET y los del ICE, que se derivan en mucho de sus distintas posiciones dentro del mercado nacional de electricidad. El grupo ICE es el principal operador del sector de electricidad del país, posee una posición dominante en el mercado de generación eléctrica y tiene además el monopolio de la transmisión de electricidad.

Por otra parte, las empresas que conforman la CEDET, no solo son distribuidoras, sino que también son generadoras de electricidad, y desde esa posición compiten con el ICE. También hay diferencias de intereses entre las empresas del CEDET y el ICE alrededor de la fijación de los precios con que el ICE les vende la electricidad a esas empresas.

La posición del ICE

La posición del ICE, expresada en el proceso de audiencia pública, consistió en proponer que se le redujeran las restricciones regulatorias a la MNS, estableciendo “normas simplificadas” para esta modalidad de GD (ICE 2015, 15). Se considera además que la MNS no debería estar sujeta a concesión (posición del ICE, 14). En ese momento, el ICE no percibía la MNS como una amenaza para su ámbito de negocios, sino más bien como una oportunidad para inyectar energía a un costo razonable en su red de distribución. La experiencia de esta empresa pública con el plan piloto de GD que operó entre 2010 y 2015 les llevó a sostener este punto de vista. En términos generales, la posición del ICE era coincidente con la de ACESOLAR.

La posición de la CEDET

La posición de las empresas agrupadas en la CEDET con respecto a la POASEN se observa con mayor claridad en la campaña contra esa norma que emprendieron a través de los medios de comunicación colectiva, después de su aprobación. Esta asociación llegó al punto de amenazar públicamente con denunciar a la ARESEP ante el Tribunal Contencioso Administrativo, por considerar que esa institución fue más allá de sus competencias al establecer mediante una norma técnica (la POASEN) que la GD es un servicio público. Según el criterio de CEDET, hubiera sido necesaria una ley específica en la cual se otorgara tal condición al citado servicio (Rojas 2015; Zúñiga 2015).

Algunos de los argumentos de la CEDET en contra de la POASEN, extraídos de varias noticias de prensa publicadas en abril de 2015, son los siguientes:

A) Tras la aprobación de la POASEN “las distribuidoras eléctricas estarán obligadas a comprar a precios más altos esos excedentes que produzcan las empresas o abonados que pueden desarrollar su propia energía re-

novable”, según declaró el Presidente de la CEDET, Allan Benavides a Diario Extra (Zúñiga, 2015). De manera más precisa, el argumento mencionado consiste en que la POASEN obligaría a las EDE a comprarles electricidad a precios mayores que los costos de la energía que ellas mismas producen o que compran a las empresas generadoras.

B) Dado que se considera que la POASEN tendería a elevar las tarifas eléctricas, se afirma que “es poco solidaria y discriminatoria con el grueso de la población, es decir con los estratos económicos medios y bajos” (declaraciones de Benavides a Diario Extra reseñadas en Zúñiga, 2015). En el mismo sentido, Benavides recuerda que “no son todos los consumidores los que pueden adquirir los paneles solares” (Zúñiga, 2015).

Esa misma idea es planteada por Erick Rojas, Vicepresidente de la CEDET, a otro diario, al afirmar que la GD, tal como la establece la POASEN, “favorecería solo a un pequeño grupo adinerado (con capacidad para comprar paneles, por ejemplo) y llevaría al alza de la luz para todos los abonados, incluidos los pobres (Fornaguera, 2015a).

C) Se afirmó que la GD, tal como era regulada por la POASEN en ese momento, constituía una amenaza para la sostenibilidad financiera de las EDE, porque la expansión de este tipo de generación tendería a quitarles mercado de manera significativa. Al respecto, considérense las siguientes declaraciones de Allan Benavides a Diario Extra (Zúñiga, 2015): “Nosotros vemos en el horizonte una amenaza porque estaríamos perdiendo nuestro mercado. Estamos previniendo que el día de mañana nuestras empresas sufran pérdidas de clientes porque estamos vendiendo menos y tenemos plantas que se están pagando con la venta de energía actual (...)”.

D) Se expresa además que el aporte de energía de la GD a pequeña escala es innecesario para las EDE, y que no representa la mejor opción de desarrollo de la generación fotovoltaica. Al respecto, el Presidente de CEDET mencionó lo siguiente “Lo ideal sería que nosotros construyamos una planta solar de 50 megavatios y así hacemos que todos los costarricenses de escasos recursos paguen una tarifa buena”. Sobre este posible proyecto, el Vicepresidente de CEDET expresó al diario CRHoy que

“las empresas de distribución tienen interés en realizar, entre todas, un proyecto de energía solar de grandes magnitudes” (Rojas, 2015).

E) La posición general de la CEDET con respecto a la GD es que ésta debería estar restringida al autoconsumo en horas pico, y no debería abarcar la venta de electricidad a las EDE (Rojas 2015; Fornaguera 2015a).

Es esperable que, en la medida en que las EDE que conforman la CEDET perciban en la GD una amenaza para la sostenibilidad de sus modelos de negocios, su posición será adversa a la expansión de esta actividad. Al parecer, su mayor fuente de preocupación se centra en la expansión de las formas de GD que impliquen venta de excedentes a las EDE. Desde esta perspectiva, se puede entender la posición de la CEDET en contra de la conceptualización de la GD como un servicio público y su propuesta de imponerle fuertes restricciones para limitarla a los casos de “intercambio físico” de electricidad en las horas pico.

Para analizar la posición de la CEDET acerca de la norma POASEN, conviene considerar que las EDE en Costa Rica también son generadoras, que su capacidad de generación ha venido aumentando en los últimos años, y que poseen planes agresivos de expansión de su generación propia.

Queda la impresión de que, más allá de la preocupación específica por los costos asociados a la GD, en los miembros de CEDET prevaleció la preocupación por los efectos futuros de la inserción de la GD, sobre los planes de expansión de la generación propia por parte de las EDE y por la reducción de la demanda asociada con la capacidad de generación ya instalada.

El nuevo marco de regulación de la generación distribuida

La actuación del MINAE ante la primera versión de la POASEN

Con la aprobación de la norma POASEN y de las sucesivas normas sobre GD emitidas por la ARESEP entre marzo de 2014 y junio de 2015, el foco de las demandas de los actores interesados en el desarrollo de la GD dejó de estar centrado en la ARESEP para situarse en el MINAE.

Con base en una posición de política pública en el sentido de promover únicamente aquel tipo de GDA que no constituyera venta de excedentes por parte de los generadores distribuidos a las EDE y con base también en sus propios análisis jurídicos, el MINAE desarrolló un planteamiento sobre el esquema de MNS, según el cual este no constituye un servicio regulado, pues su propósito no es la venta de electricidad a las EDE, sino el consumo propio de electricidad por parte de los abonados que lo adopten.

Con base en ese planteamiento, el MINAE efectuó una consulta ante la Procuraduría General de la República (PGR) mediante el oficio DM-552-2015, del 15 de mayo de 2015. Las preguntas formuladas en ese oficio fueron las siguientes (PGR 2015, 1):

“A una actividad que no constituye servicio público, ¿puede exigírsele concesión? En el supuesto de que la generación distribuida para autoconsumo no constituye servicio público, ¿puede la Administración buscar otro acto de habilitación?”

Bajo el supuesto de que la generación distribuida para autoconsumo no constituye servicio público, ¿A quién le corresponde regular la interconexión al Sistema Eléctrico Nacional?”

Al citado oficio se adjuntó un Informe Técnico Legal del Viceministerio de Energía, que sostiene que “la generación distribuida con fuentes renovables para autoconsumo, en su modalidad de neteo simple, no constituye un servicio público, por ser actividad realizada por los abonados a efecto de cubrir sus propias necesidades de energía eléctrica, mediante la aplicación de tecnologías disponibles de generación eléctrica para autoconsumo y que son instaladas por iniciativa propia” (PGR 2015, 2). De esa afirmación, el MINAE concluye que no se le debe exigir el otorgamiento de la concesión de servicio público (PGR 2015, 5).

Detrás de esa gestión del MINAE, había un posicionamiento estratégico en relación con el desarrollo de la GDA. Al respecto, se ahonda en la sección “La estrategia del MINAE sobre GDA”, en este capítulo.

El dictamen de la Procuraduría General

Para resolver sobre la consulta planteada por el MINAE, la PGR concedió audiencia a la ARESEP para que se refiriera al tema. Esa entidad respondió remitiendo un criterio de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria de la ARESEP, emitido en oficio N. 500-DGAJR-2015.

En ese informe se sostiene que la tesis de MINAE presenta un error conceptual, pues el autoconsumo es un rasgo común de las dos formas de GD, y que, por tanto, no puede ser un criterio diferenciador entre la MNS y la MNC. Y en cuanto a si la MNS constituye o no servicio público, en el citado oficio se expresa que en efecto lo es, para lo cual ofrece los siguientes argumentos:

5. Desde una perspectiva técnica, el aspecto que define la generación a pequeña escala como servicio público, no es la modalidad contractual que se emplee, o específicamente la venta de los excedentes, como lo sostiene el MINAE, sino la interconexión a la red de distribución nacional que realiza el generador para desarrollar dicha actividad.

6. Aunque no exista venta de excedentes (medición neta sencilla), igualmente la sola interconexión a la red para generar e incluso la inyección de energía a la red, tiene efectos sobre el funcionamiento del SEN y el servicio público que se presta a través de la red de distribución nacional para satisfacer las necesidades de otros usuarios.

7. La modalidad de medición neta sencilla, no implica un depósito, almacenamiento o acumulación de energía en la red, que le permita al generador acudir a esa misma energía cuando la requiera, pues los excedentes en tiempo real, se integran al SEN mediante la interconexión, con el fin satisfacer (sic) el equilibrio de la oferta y la demanda.

8. Desde una perspectiva legal, el suministro de energía eléctrica en la etapa de generación, en este caso a pequeña escala para autoconsumo, ha sido definido por el legislador como servicio público, a partir del inciso a) del artículo 5 de la Ley N. 7593.

9. Según los artículos 4, 5 y 6 de la Ley N. 7593, la ARESEP tiene competencias exclusivas y excluyentes para regular los servicios públicos definidos legalmente como tales.

10. Al ser la generación a pequeña escala para autoconsumo, un servicio público, de conformidad con el artículo 9 de la Ley N. 7593, este debe contar con la debida habilitación, emitida en este caso por el MINAE, según el artículo 5 de la Ley N. 7593 y las facultades establecidas en el artículo 2 de la Ley N. 7152.

11. La generación a pequeña escala para autoconsumo, incluyendo la interconexión a la red de distribución nacional, entendiéndose dicha actividad como servicio público, debe ser regulada, tanto por la ARESEP como por el MINAE, según las competencias legales establecidas para cada uno". (PGR 2015, 4)

Después de analizar los argumentos de ambas partes, la PGR resolvió en el dictamen C-165-2015 que en el caso de la GD mediante MNS no se cumple la condición de “prestación del servicio”, que es esencial para que exista servicio público. La prestación es entendida como una actividad de servicio o un conjunto de servicios propuestos por la Administración Pública a los administrados, a los que se reconoce un derecho de acceso a esa prestación.

En el caso concreto de la MNS, argumenta la PGR que no se trata de una venta de un servicio al público sino de la satisfacción de una necesidad de autoconsumo por parte de un abonado particular (PGR 2015, 6). Por esta razón, se considera que la MNS no es un servicio público y que, por tanto, no debe estar regulada por la ARESEP.

En el citado dictamen se concluye además que, en lo que respecta a la GD bajo MNS, el ámbito de regulación por parte de la ARESEP se restringe a las normas

sobre calidad y seguridad de la red de distribución, pues la distribución de electricidad sí es un servicio público regulado. Se indica además que las condiciones técnicas y económicas de acceso e interconexión que deben cumplir los generadores distribuidos con MNS son materia contractual entre estos generadores y las EDE (PGR 2015, 29).

En cuanto a la GD con MNC, en el dictamen mencionado se establece que en esta modalidad los excedentes derivados de la GD y vertidos a la red son objeto de compra por la empresa de distribución, por lo que no se trata solamente de autoconsumo. Se indica que, en este caso, se está ante una prestación de servicio público sujeta a lo dispuesto en la Ley N. 7200 y la Ley de la ARESEP. Por lo tanto, se concluye que la generación distribuida con venta de excedentes requiere concesión de servicio público (PGR 2015, 29).

Nueva normativa de MINAE y ARESEP

En el Dictamen C-165-2015, la PGR deja claro que al MINAE le corresponde establecer el marco de política pública en materia de GD con MNS. Para asumir esa responsabilidad, el MINAE aprobó mediante Decreto Ejecutivo N° 39220-MINAE, el “Reglamento Generación Distribuida para Autoconsumo con Fuentes Renovables. Modelo de Contratación Medición Neta Sencilla”.²²

Para adaptar la normativa regulatoria sobre GD a lo establecido por el Dictamen C-165-2015 y por el Decreto Ejecutivo antes citado, la ARESEP se vio en la

necesidad de efectuar cambios de fondo en la norma POASEN y en las metodologías tarifarias relacionadas con este tema.²³

Dado que, como se explicó anteriormente, el requisito de otorgamiento de una concesión dentro de la modalidad de MNC resultaba inviable, la ARESEP optó de manera práctica por excluir cualquier regulación sobre la modalidad de MNC.

Dentro del nuevo contexto normativo resultante, la ARESEP efectuó los siguientes cambios:

22. Fue publicado en La Gaceta No 186, del 8 de octubre de 2015.

23. Fueron aprobados mediante el acuerdo 05-58-2015 de la Junta Directiva de ARESEP, tomado en la sesión ordinaria 58-2015, celebrada el 19 de noviembre de 2015. Estos cambios fueron publicados en el Alcance No. 25 de La Gaceta, del 23 de febrero de 2016.

A) Se eliminan de la norma POASEN los artículos mediante los cuales se regulaban las condiciones técnicas y de precios correspondientes a la modalidad de MNS y se hacen ajustes para adaptar esa norma al nuevo contexto normativo.

B) Se deroga la metodología de fijación del precio o cargo básico por interconexión, porque este tipo de regulación ya no es aplicable para el caso de la MNS y porque se ha optado por no regular de momento la MNC.

C) Se deroga la metodología tarifaria para fijar el precio de liquidación por venta de excedentes, pues esta era aplicable únicamente a la modalidad de MNC, la cual no se desea regular de momento.

D) Se replantea la metodología para calcular la tarifa de acceso a las redes de distribución, al considerar que, a partir de lo establecido por el Dictamen C-165-2015 de la PGR, lo que se debe regular no es la GDA con MNS sino el servicio que el sistema de distribución le presta a los prosumidores.²⁴

La estrategia del MINAE sobre GDA

La política sectorial sobre GD al inicio de la Administración Solís Rivera

La Administración Solís Rivera inició su gestión a inicios de mayo de 2014. Para entonces, la primera versión de la norma POASEN ya había sido aprobada por la ARESEP, y se estaba trabajando en las modificaciones que finalmente fueron aprobadas a mediados del 2015. Al inicio de esa Administración, la única disposición explícita de política sectorial emitida por el Ministerio a cargo del sector energía era la Directriz No 14-MINAET del 2011, la cual expresaba orientaciones de carácter general en el sentido de promover la GDA.

Pero como resultado de la aprobación de la norma POASEN por la ARESEP, de manera implícita las nuevas autoridades del sector energía se encontraron con un marco de política sectorial más específico que el contemplado en la citada Directriz. Al respecto, hay que notar que la selección de los esquemas de MNS y

MNC lleva consigo unos objetivos específicos de desarrollo de la GD y un esquema particular de incentivos y restricciones a este tipo de generación; elementos típicos de una política sectorial.²⁵

Presencia de la GD en las mesas de diálogo sobre política energética

La primera aproximación formal del MINAE al tema de la GD que implicó interacción con otros actores se produjo en el marco de las mesas de diálogo organizadas por este Ministerio, las cuales fueron un componente central del proceso de consulta ciudadana que precedió la formulación del VII Plan Nacional de Energía 2015-2030 (VII PNE)²⁶. En ellas participaron representantes de la academia, colegios profesionales, consumidores de energía, empresas proveedoras de servicios eléctricos, organizaciones de la sociedad civil, partidos políticos y sindicatos (entre otros actores). Según la concepción de democracia participativa que prevalecía en las autoridades de gobierno, las conclu-

24. Este cambio de enfoque se expresó principalmente en dos aspectos: a) en lugar de considerar en la tarifa los costos fijos del sistema de distribución de la empresa correspondiente, en la nueva formulación se cuantifican todos los costos de la actividad de distribución asociados al uso que los prosumidores hacen de la red (este uso se refleja en la suma de la energía inyectada a la red y los retiros de energía hechos en compensación por la que fuera inyectada previamente); y b) en lugar de multiplicarse la tarifa por el consumo total de electricidad del prosumidor, independientemente de su origen (es decir, de si fue comprada a la empresa distribuidora o autogenerada), se multiplica por los kWh retirados de la red en compensación de los kWh previamente inyectados. En conjunto, esos cambios implican una disminución en el monto de la tarifa de acceso.

25. Véase una explicación más detallada sobre este aspecto en el apartado "Sobre el ejercicio de las competencias de rectoría sectorial" que está hacia el final de esta sección.

26. Entrevista con Ronny Rodríguez, en su condición de asesor de MINAE en el tema de generación distribuida, 22 de agosto de 2016, 3:00 pm.

siones de las mesas de diálogo tenían el carácter de orientaciones efectivas de la política sectorial. Esto queda evidente en el objetivo que se les asigna a las mesas de diálogo en el VII PNE: “la priorización, análisis y construcción colectiva de los cursos de acción de la política pública para el sector energía” (MINAE 2015, 13).

El hecho de que al tema de la GD se le asignaran dos de las nueve mesas de diálogo que se dedicaron al subsector electricidad muestra la importancia de la materia en la definición de la política sectorial de la administración Solís Rivera.

Según Ronny Rodríguez, quien fue el asesor de MINAE que participó en las mesas de diálogo sobre GD, la posición que predominó en ellas fue la de democratizar la generación de electricidad en el país. La fórmula para lograrlo que se propuso consiste en la instalación de pequeñas plantas en hogares o negocios, diseñadas para el autoconsumo, pero que también estuvieran conectadas a la red para inyectarle los excedentes. Rodríguez indica además que hubo consenso en que no se debía estimular proyectos de GD diseñados con el principal objetivo de generar ingresos a partir de la venta de excedentes a las EDE. En sus palabras, “no se trataba de promover la GD con el objetivo de vender paneles solares”.²⁷ Se trataba entonces de impulsar la GDA.

La estrategia detrás de la gestión ante la PGR²⁸

Al finalizar las mesas de diálogo sobre GD, en el MINAE había consciencia de que el desarrollo de una política sobre GDA era una tarea compleja, por al menos dos razones: a) el marco de política sectorial en este ámbito presentaba restricciones asociadas con la norma POASEN que limitaban el margen de actuación del MINAE; y b) se tenían que afrontar los recelos de las EDE agrupadas en la CEDET ante una posible expansión de la GD, y en particular, ante la variante que implica la venta de excedentes a las EDE, en especial si los volúmenes de venta de excedentes resultan mayores que los volúmenes de autoconsumo de electricidad.

Teniendo en cuenta las orientaciones surgidas de las mesas de diálogo, y las restricciones antes mencionadas, el MINAE centró su estrategia en la promoción de las condiciones jurídicas e institucionales necesarias para el desarrollo de la variante de la GDA, conocida como MNS, que solamente permite el intercambio de la energía excedente de los prosumidores por energía proveniente de la red, dentro de determinadas restricciones de tiempo y volumen, sin que exista venta de excedentes de los prosumidores a las EDE.

Consecuentemente, el MINAE priorizó la promoción de la MNS frente a la MNC, considerando que no existía

27. Entrevista con Ronny Rodríguez, ya citada.

28. Las afirmaciones contenidas en este apartado se basan en la entrevistas a Ronny Rodríguez, ya citada.

suficiente espacio político para avanzar en el desarrollo de esta última modalidad y además, existían limitaciones legales que impedían continuar con esa línea de acción.

Dentro del contexto mencionado, la clasificación de la GD en dos modalidades (MNS y MNC) presente en la POASEN, permitía al MINAE implementar una estrategia diferenciada de promoción de la GDA restringida al intercambio de energía (MNS).

La GD en el VII Plan Nacional de Desarrollo

La importancia brindada por las autoridades del sector energía de la administración Solís Rivera a la GD se constata en el VII PNE, en el cual se otorga a este tema uno de los cuatro ejes estratégicos del subsector electricidad.²⁹

El contenido de este eje estratégico fue elaborado a lo largo del 2015 (MINAE 2015, 15). Mientras se trabajaba en ello, el MINAE remitió el oficio DM-552-2015, del 15 de mayo de 2015 a la PGR, al cual la PGR respondió con su Dictamen C-165-2015, de setiembre de 2015.

Los tres objetivos estratégicos incorporados en el eje sobre GD, son los siguientes:

A) En materia de planificación: elaborar planes de penetración de la GD por empresa distribuidora, con base en análisis de sus posibles impactos técnicos y financieros sobre estas compañías.

B) En relación con el modelo de gestión: establecer cuál es el esquema de GD que puede asegurar un mejor equilibrio entre los intereses y necesidades de los

actores involucrados en esta modalidad de generación eléctrica, además de mayores beneficios desde el punto de vista del interés general.

C) En materia jurídica: desarrollar un marco jurídico específico para la GD que permita que esta se desarrolle de una manera coherente con el interés general de la sociedad costarricense y que además, exista seguridad jurídica para los actores participantes en esta forma de generación.

Las motivaciones que condujeron a la formulación de esos objetivos fueron las siguientes:

A) En materia de planificación: la GD ha sufrido retrocesos en otros países por el inadecuado diseño del esquema de negocios. Para sortear esos riesgos, es preciso determinar su impacto en las empresas eléctricas y planificar adecuadamente el esquema de desarrollo de esta actividad.

B) En relación con el modelo de gestión: no se cuenta con estudios que determinen el esquema de negocios que involucre a todos los afectados por esta actividad, sean estos pasivos o activos. Por ello, es preciso determinar la viabilidad de la GD para la MNS y la MNC, considerando además los efectos ambientales y sociales.

C) En materia jurídica: para cumplir con lo establecido con el dictamen C-165-2015 de la PGR, es preciso que MINAE establezca una normativa que regule la MNS y hacer cambios a la norma POASEN para adaptarla al marco normativo establecido en el citado dictamen. Las actividades establecidas en el eje sobre GD corresponden a un horizonte temporal de corto plazo; sus plazos no van más allá del 2016. Constituyen el

29. Los temas abordados en los otros tres ejes son: la eficiencia energética, la sostenibilidad de la matriz eléctrica, y los aspectos ambientales y sociales del desarrollo eléctrico. Nótese que el de la GD es una materia más específica que las otras tres, de corte más amplio, que bien pudo haber estado incluido en el de la sostenibilidad de la matriz eléctrica (por ejemplo, en el objetivo sobre diversificación de las fuentes de energía). Esta es una evidencia adicional de que hubo una clara voluntad en el MINAE de resaltar el tema de la GD dentro del VII Plan Nacional de Energía.

conjunto de tareas básicas para la etapa inicial de gestión de la GDA con MNS por parte de las EDE. A la fecha del presente informe, todas las actividades establecidas en ese eje han sido ejecutadas o se encuentran en proceso de ejecución.

Entre las más importantes, están las siguientes: a) el reglamento del MINAE sobre GDA con MNS (Presidencia de la República, 2015), b) la modificación de la norma POASEN y de las metodologías tarifarias de ARESEP sobre GDA; c) el estudio sobre los impactos de la GDA en la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (Valverde y otros, 2015); y d) las hojas de ruta de las EDE para promover la penetración de la GDA en sus respectivas redes.

Aspectos de estrategia presentes en el reglamento sobre GDA del MINAE

El Decreto Ejecutivo N° 39220-MINAE establece un marco de regulación de la GDA con MNS que asigna responsabilidades y funciones a los principales actores de esa actividad, de una manera equilibrada, dentro del contexto jurídico establecido previamente por el dictamen C-165-2015 de la PGR. Establece las competencias y responsabilidades de la Dirección de Energía del MINAE, las EDE, y los prosumidores; y de-

fine los procedimientos de autorización y el marco básico para la actividad.

Por una parte, el reglamento busca incentivar el desarrollo de la citada actividad. Ello se expresa en su designación como actividad de interés público en el artículo 2 y también en que otorga un alto nivel de seguridad jurídica a los interesados en incorporarse en el régimen de GDA con MNS.

Pero, por otra parte, el reglamento mantiene varias restricciones para el otorgamiento de autorizaciones para operar dentro del régimen de GDA, que estaban presentes en la primera versión de la norma POASEN. De esta forma, se buscó asegurar que en todos los casos prevalezca el objetivo principal de generación para autoconsumo y también, evitar sobrecargas de las líneas de distribución.

Así, por ejemplo, en el artículo 34 se establece que el prosumidor tendrá derecho a retirar hasta un máximo de 49 % de la energía total generada. Además, en el artículo 44, se indica que la capacidad máxima de todos los sistemas de generación conectados en un mismo circuito, incluyendo el sistema de GDA que haga la solicitud respectiva, no deberá exceder el quince por ciento (15%) de la demanda máxima anual del circuito.

Algunas observaciones sobre la normativa costarricense aplicable a la GDA

Sobre el precio de venta de electricidad mediante “intercambio físico”

Una de las consideraciones conceptuales que sustentan la normativa vigente sobre MNS reside en que en esta modalidad solamente existe intercambio físico de energía sin compensación monetaria. Desde el punto de vista económico, este criterio no resulta sostenible, pues lo que ocurre en el caso de la MNS es una venta de electricidad en la cual el precio de venta de la energía es igual al precio de compra. El precio de esas transacciones es el precio al consumidor final del servicio eléctrico que esté establecido para la categoría de consumidor correspondiente.

En el dictamen C-165-2015, la PGR razona que, en el caso de la MNS, lo que se produce es el depósito y devolución física de un bien, es decir la electricidad, y que estas transacciones son de tipo individual. Se argumenta además que, aunque la electricidad que se “deposita” por parte del productor-consumidor no es la misma que la que el distribuidor le “repone” a este, se cumple la condición de que se recibe “una cantidad igual a la depositada, de la misma especie y calidad” (PGR 2015, 20).

Aunque esos razonamientos pueden ser correctos desde la perspectiva jurídica, hay que notar que, desde el punto de vista económico, en la MNS se llevan a cabo compras y ventas de electricidad, de igual naturaleza a las que se presentan en la MNC. El hecho de que unas se paguen en especie y otras en moneda, no hace diferencia.

Por otra parte, la electricidad transferida a la red de distribución por el productor-consumidor, en un período dado (“electricidad depositada”),

es distinta a la que recibe del distribuidor en otro lapso temporal, para “reponerla”. Esto es así porque, tanto la utilidad que tiene el flujo eléctrico dentro de la red, como su costo de oportunidad, varían de forma horaria, estacional además de geográfica, en función de la dinámica de la oferta así como de la demanda de energía y potencia.

En los esquemas de medición neta que hacen posible el intercambio “físico” de energía entre el prosumidor y la empresa distribuidora, se remunera al prosumidor por la energía transferida a la red, con la tarifa de venta de electricidad al consumidor final. Esa tarifa incluye el costo de la electricidad, además de los costos de inversión, operación, mantenimiento, y administración correspondientes al servicio de distribución de electricidad. Dado

que los prosumidores no incurren en esos costos, una vez que les son reconocidos, llegan a formar parte de sus utilidades.

En contraste, el precio por venta de excedentes que se reconocía a los productores-consumidores dentro de la modalidad de MNC, solo incluía una valoración promedio de los costos por compra de energía a los generadores o por generación propia, en que incurrían las EDE.³⁰ Si se desea establecer un precio que corresponda al costo promedio de la electricidad que utilizan las EDE, el precio de liquidación de excedentes establecido en ARESEP, 2015c sería una opción apropiada. Sin embargo, el precio implícito en los intercambios “físicos” de electricidad que son propios de los esquemas de medición neta contiene un premio tarifario al prosumidor por encima del costo medio de la electricidad que este vende.

El monto necesario para reconocer ese premio tarifario proviene de las tarifas que pagan los consumidores que no están involucrados en la GDA. Al respecto, se podría encontrar razón a las opiniones vertidas por representantes de la CEDET, en el sentido de que el modelo de GDA establecido en la primera versión de la POASEN implicaba la asignación de un subsidio cruzado a los prosumidores por parte del resto de consumidores de electricidad (Fornaguera 2015a; Zúñiga 2015).

Como se mencionó anteriormente, el mecanismo de intercambio físico de excedentes implica un premio tarifario a los prosumidores y, a la vez, un subsidio hacia ellos por parte del resto de consumidores del servicio de electricidad. Esta decisión en materia tarifaria enmascara un subsidio por lo que la decisión sobre el particular excedería las competencias del ente regulador, resultando deseable que la misma estuviese sustentada en una política sectorial. Cuando se aprobó la primera versión de la POASEN, esa política aún no existía.

Sobre las restricciones a la expansión de la GDA

En el Decreto N° 39220-MI-NAE se pueden encontrar varias restricciones técnicas a la expansión de este servicio. Algunas de ellas son las siguientes:

A) Se establece que el límite máximo de electricidad que el prosumidor puede vender a la empresa distribuidora es el 49 % de la electricidad consumida por este, en el período de facturación correspon-

diente. Dado que el objetivo principal de la GDA es el autoconsumo de electricidad, tiene sentido que se establezca un límite a las transferencias de electricidad de los prosumidores a los distribuidores.

30. Más específicamente: el precio de liquidación se fijaba con base en el costo ponderado anual de compras de energía y potencia que realizan las empresas distribuidoras a generadores, y el costo promedio ponderado anual de su generación propia (Resolución RJD - 018 - 2015, de 12 de febrero de 2015).

B) En el artículo 126 de la versión original de la norma POASEN, se establece que la suma de las potencias nominales de todos los micros y mini generadores conectados en un mismo alimentador no debe exceder el 15 % de la máxima demanda de potencia anual del alimentador. Esta medida restringe significativamente la penetración de la GDA. Aunque en Valverde y otros (2015) se indica que el límite de 15 % puede ser innecesario en ciertos circuitos e insuficiente en otros, es entendible que en el Decreto N° 39220-MINAE se establezca un criterio general, con el propósito de simplificar el procedimiento de aprobación de permisos de GDA –así se evita la realización de estudios técnicos sobre impacto en los circuitos como condición para otorgar cada permiso– y teniendo en cuenta que este criterio se puede revisar en una etapa posterior, cuando haya experiencia acumulada sobre este tema.³¹

C) En el artículo 149 de la versión inicial de la norma POASEN se autoriza a las EDE a exigir a los prosumidores la suscripción de pólizas de responsabilidad civil por daños a la empresa distribuidora o a otros abonados. El costo de esa póliza y el tiempo a dedicar para tramitarla son barreras para el ingreso al régimen de GDA por parte de los usuarios de servicios de distribución eléctrica.

Algunos especialistas consideran que la adquisición de esas pólizas a lo sumo debería ser un requisito de excepción en ciertas circunstancias, pues, en la mayoría de los casos, la probabilidad de daños a la empresa distribuidora o a otros abonados es muy baja. Este requisito fue eliminado en el Decreto N° 39220-MINAE, lo cual expresó una voluntad del Poder Ejecutivo de no imponer restricciones innecesarias a la GDA.

En general, se aprecia que las restricciones establecidas en el citado decreto son razonables, considerando las circunstancias en las cuales se logró abrir el espacio de decisión política para establecer por primera vez un marco normativo para la GDA.

Consecuencias de la falta de un marco legal específico

Una diferencia fundamental entre la situación de Costa Rica y la de otros países con respecto a la GDA, radica en que en Costa Rica no existe un marco legal específico para la prestación de este tipo de servicio. Ello conduce a que se deba normar la GD en el marco de la ley No. 7200, de 28 de septiembre de 1990, la cual fue promulgada con objeto de regular la generación e inyección al SEN de energía eléctrica producida, con recursos renovables no convencionales, por centrales de hasta 20MW de capacidad, pertenecientes a empresas privadas o cooperativas; y la compra-venta de energía proveniente de centrales eléctricas de propiedad privada de hasta 50MW de potencia máxima, mediante contratos de largo plazo.

Las actividades reguladas por la mencionada ley se alejan enormemente de las características y condiciones de la GDA de hogares y negocios, no

solo por el hecho de que, en este último caso, las escalas de producción muy inferiores a las planteadas en el marco de la mencionada ley, sino porque los contratos de compra-venta de energía típicos de la GDA no tienen relación alguna con los de largo plazo previstos en la ley. Esta situación evidencia la necesidad de formular y aprobar una legislación específica sobre GDA, que brinde el marco adecuado para el desarrollo de esta actividad.

31. De acuerdo a los resultados del análisis de impacto de la GDA sobre la red de distribución de uno de las principales EDE de Costa Rica, una capacidad instalada muy superior al 15% puede no causar ningún problema en la red si los sistemas de generación están dispersos en el circuito; y por el contrario, una capacidad inferior al 15% podría resultar en problemas en la red si los sistemas de generación se concentran en un área particular (Valverde y otros 2015, 15)

La ausencia de un marco legal específico para la GDA propició que se produjera una diferenciación en el tratamiento jurídico de la MNS y la MNC, a pesar de que, como se mencionó anteriormente, la naturaleza de ambos modelos de servicios es idéntica.

Se expone de tal manera, a continuación varias de las diferencias más importantes entre las formas de tratar las dos modalidades:

A) Mientras que en la MNC la ARESEP mantiene su competencia de establecer el método para fijar las tarifas de la energía vendida al distribuidor, en la MNS la ARESEP carece de esa competencia, y el precio de la energía vendida se debe mantener igual al precio de venta al consumidor final. Esto parecería carecer de sentido, no solo desde un punto de vista conceptual, sino también desde el punto de vista práctico, pues se le impide al regulador establecer reglas de precios que tomen en cuenta el funcionamiento operativo y económico de los sistemas de distribución eléctrica en su conjunto.

B) No es posible contar con un marco regulatorio unificado para fijar los cargos por acceso a la MNS y la MNC. El único cargo de acceso que es posible establecer dentro de la modalidad de MNS es el asociado con los costos de uso de la red de distribución, pues este se enmarca dentro de la regulación del servicio de distribución eléctrica.

Situación actual e impactos probables de la GDA en Costa Rica

Algunas tendencias futuras en relación con la GDA

En esta sección, se aprovechan los resultados del estudio que realizó la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Costa Rica para el MINAE en el año 2015 (Valverde y otros 2015), que entre otros objetivos tuvo el de proyectar los efectos de la inserción de la GDA en la red de distribución eléctrica de la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL). Algunos de los cálculos fueron hechos también para el servicio de distribución de electricidad del ICE. Este es el único estudio existente en el que se haya realizado este tipo de análisis para Costa Rica. Sus resultados son relevantes, considerando que la CNFL concentra cerca del 40 % de las ventas de electricidad del sistema de distribución eléctrica del país, y que el ICE posee una cuota similar.



Penetración potencial de la GDA

¿Qué potencial de expansión tiene la GDA con MNS en el país? El estudio citado ofrece una aproximación a ese tema, circunscribiéndose al área de influencia de la CNFL. Con ese propósito, resultan útiles los resultados del análisis de rentabilidad de los sistemas fotovoltaicos para autoconsumo, desde el punto de vista de los abonados de la CNFL.

Para la Tarifa Residencial (TR), se observó que suponiendo una tasa de retorno de 8%, ninguno de los usuarios llega a recuperar la inversión en

menos de 10 años. Este período, que corresponde aproximadamente con la mitad de la vida útil de los paneles solares, se considera el mínimo necesario para que la incorporación en el régimen de GDA sea claramente atractiva para el consumidor.

Para los consumos menores de 200 kWh, el plazo de recuperación ronda los 30 años, es decir, al menos 5 años más que la vida útil de los paneles solares. Para consumos superiores a 800 kWh, esos períodos pueden alcanzar entre 12 y 15 años, y la tasa de retorno máxima alcanza el 17,5 %. La conclusión a la que se llegó es que las condiciones para la GDA con MNS en el área de competencia de la CNFL son poco atractivas para la mayoría de los abonados residenciales y que, por tanto, no es esperable una incorporación masiva de abonados dentro de esa modalidad de generación. Estas conclusiones resultaron también válidas para los abonados del ICE (Valverde y otros 2015, 11).



Con respecto a la Tarifa General (TG),³² se encontró que para consumos mayores a 2000 kWh/mes puede haber períodos de recuperación de la inversión cercanos a los 15 años y que hay casos excepcionales con tasas de retorno relativamente altas (de alrededor de 19 %) para los cuales la MNS es una opción atractiva. En el caso del ICE, las condiciones de rentabilidad encontradas resultaron un poco mejores que en CNFL, con tiempos de recuperación ligeramente superiores a los 10 años (Valverde y otros 2015, 12).

En relación con la Tarifa de Media Tensión (TMT), los resultados muestran que ni los clientes de la CNFL ni los del ICE, tendrían períodos de recuperación menores que 10 años. Esta situación es similar a la encontrada para la TR; sin embargo, la tasa de retorno es más alta para la TMT (valores superiores al 19 % en CNFL y al 22 % en el ICE) (Valverde y otros 2015, 12)

El estudio citado también abordó la propensión de los consumidores a incorporarse en el régimen de GDA con MNS por medio de un análisis de capacidad máxima probable mediante un modelo de asignación de capacidad óptima. Se encontró que el 28 % de los clientes de CNFL tiene una probabilidad mayor a cero de instalar un sistema fotovoltaico con la modalidad de MNS.

El potencial de capacidad instalada y de venta de electricidad de la GDA

En una fase posterior de ese estudio probabilístico, se estimó la capacidad instalada total esperada. En el sector residencial, los valores se ubicaron entre 47MW y 50MW. En el segmento de clientes con tarifa general, se estimó un rango entre 89MW y 105MW. Finalmente, entre los clientes con tarifa de media tensión, la capacidad esperada estimada oscila entre 13MW y 32MW. Se consideró además que la energía anual esperada

alcanza los 244,9GWh, que representan un 7,4 % de la energía vendida por CNFL en el año 2014 (Valverde y otros 2015, 12-13).

La proyección de pérdidas de ingresos por parte de la empresa distribuidora

Los impactos de la GDA con MNS para la industria de distribución eléctrica también son significativos en términos de pérdidas de ingresos. Este aspecto se analizó mediante una ecuación de impacto financiero que consideró las distintas tarifas vigentes en el tercer trimestre del 2015 y distintos niveles de consumo para los clientes residenciales, comerciales e industriales. También se proyectaron las reducciones de ingresos en un lapso de 20 años, suponiendo varias tasas de aumento tarifario (Valverde y otros 2015, 136).

El impacto financiero total fue definido como la reducción en ventas de energía y potencia por parte de la CNFL a cada cliente, minoradas por las siguientes categorías de ahorros o ingresos obtenidos por la CNFL: a) reducciones de compras de energía y potencia al ICE; b) reducción de pagos por transmisión al ICE; c) cobro de acceso a la red hecho al cliente; y d) venta a otros clientes de los excedentes obtenidos a partir de la reducción de ventas al cliente (Valverde y otros 2015, 138).

La proyección a 20 años de las pérdidas de ingresos hecha para los clientes del sector residencial se hizo bajo los supuestos de un período de instalación de 10 años y una tendencia de crecimiento logarítmico de la penetración de la GDA. Al suponer además un aumento tarifario promedio de 10 % anual, las pérdidas acumuladas a partir del 2014 superan los 2 mil millones de colones en el 2025 y los 6 mil millones de colones en el 2034. Al ubicar el porcentaje de aumento tarifario en un 5 %, el monto de reducción de los ingresos en CNFL es cuatro veces menor respecto al estimado en

32. Tarifa aplicable a clientes no residenciales y que no son especificados en otras tarifas. Incluye cabinas, áreas de recreo, moteles, hoteles, locales, talleres, servicios combinados casa pulpería, etc. Según: <https://www.cnfl.go.cr/index.php/tarifas-vigentes>

el escenario con aumento de 10 % de elevación tarifaria para el 2034 (Valverde y otros 2015, 145).

Impactos de la GDA en las empresas distribuidoras: algunas conclusiones

Se puede concluir en primer lugar, con base en los resultados de Valverde y otros (2015), que aunque no se prevén condiciones para una incorporación masiva de consumidores del servicio de distribución de electricidad al régimen de GDA, los niveles de incorporación probables en el momento en que la primera versión de la POASEN estaba vigente eran significativos para la industria de distribución eléctrica, en términos de capacidad instalada total y de

ventas esperadas de energía. En segundo lugar, esos niveles de penetración probables estarían asociados con niveles considerables de pérdida de ingresos para la CNFL.

Después de que se modificó el marco regulatorio para la GDA con MNS a raíz del dictamen C-165-2015 de la PGR, hubo una mejora significativa de las condiciones de rentabilidad para los prosumidores en el régimen de GDA con MNS al eliminarse el cargo por interconexión y reducirse el monto del cargo por acceso. Es de esperar entonces que en el nuevo escenario regulatorio, las probabilidades de penetración de esa modalidad de GDA aumenten y que, consecuentemente, las pérdidas para la CNFL aumenten también.

La GDA en la actualidad

Solicitudes de registro de casos de GDA

En los pocos meses en que la Dirección de Energía del MINAE ha estado regulando la GDA, ha recibido 390 solicitudes de inscripción de contratos de interconexión entre EDE y consumidores interesados en instalar sistemas de GDA. De ellas, el 81 % ha sido aprobado y un 16 % se encuentra en proceso de análisis; sólo el 3 % ha sido rechazado.

El análisis de esas solicitudes por la empresa distribuidora muestra que de 335, el 86 % se ubica en las empresas del Grupo ICE: la CNFL y el Negocio de Distribución y comercialización del ICE. Un 7 % de las solicitudes corresponde a las cuatro cooperativas de servicio eléctrico (COOPEGUANACASTE, COOPELESCA, COOPESANTOS y COOPEALFARORUIZ) y el 7 % restante a las dos EDE de tipo provincial: Empresa de Servicios Públicos de Heredia (ESPH) y la Junta Administrativa de Servicios Eléctricos de Cartago (JASEC).

Estos datos muestran que, aun cuando la GDA se encuentra en una etapa de desarrollo incipiente, se está presentando un notable dinamismo en esta actividad. Tal comportamiento puede responder a dos causas: la mejora en las condiciones de rentabilidad de la modalidad de MNS después de que el MINAE asumió la competencia de regulación de esta actividad y la iniciativa desplegada por las empresas que ofrecen soluciones de instalación de equipos fotovoltaicos.

Cuadro 1. Solicitudes de inscripción de contratos de interconexión de sistemas de GDA (a agosto de 2016)

Empresa	Solicitudes tramitadas			
	Rechazadas	En estudio	Aprobadas	Total
CNFL	0	0	210	210
ICE	1	38	86	125
ESPH	11	2	9	22
JASEC	0	3	2	5
COOPEALFARORUIZ	0	0	3	3
COOPESANTOS	0	2	1	3
COOPEGUANACASTE	1	18	2	21
COOPELESCA	0	0	1	1
TOTAL	13	63	314	390

Fuente: Dirección de Energía, MINAE.

Posiciones de los actores de la GDA después del cambio en el modelo regulatorio

Es de esperar que las posiciones de los principales actores que participan de alguna manera en la GDA hayan experimentado variaciones significativas a lo largo de un proceso que va desde la discusión inicial en el país acerca de las ventajas o desventajas probables de esta actividad, pasando por el desarrollo y la aprobación de su primer marco normativo, hasta llegar a la etapa actual, en la cual la GDA con MNS se encuentra en una etapa de desarrollo incipiente.

La posición de los encargados de GDA en las empresas distribuidoras

En la segunda semana de julio de 2016, se aplicó una encuesta estructurada a los funcionarios de empresas de distribución de electricidad encargados de los asuntos relacio-

nados con GD profesionales que, además, forman parte de una comisión interinstitucional que asesora al MINAE sobre la formulación de políticas sobre ese tema. El cuestionario fue contestado por 7 de las 8 EDE. La mayoría de los encuestados desempeña cargos de jefatura técnica en sus respectivas organizaciones.

Como resultado de las respuestas recabadas a través de la encuesta puede señalarse que los encargados de GD de las EDE no parecen tener una posición favorable hacia la promoción de la GDA en sus compañías y en el país. En general, no identifican que la inserción de GD logre un potencial importante de mejora en el desempeño del SEN o beneficie a los consumidores del servicio eléctrico y, más bien, perciben riesgos significativos asociados con la penetración de esa modalidad de GD, para el equilibrio financiero y para el mismo modelo de negocios de las empresas donde laboran.

Estos funcionarios tienen una posición crítica con respecto a las modalidades de MNS y MNC, hasta el punto de que no recomendarían la adopción de ninguna de ellas dentro de las empresas donde laboran, suponiendo que la decisión dependiera de sus jefes. Sin embargo, consideran que la MNS es la mejor opción, si hubiera que escoger alguna, porque tiende a generar menos pérdida de ingresos a las empresas de distribución en relación con la MNC, al no permitirse en el esquema de MNS la venta de excedentes.

Llama la atención que salvo en un caso, los encuestados no tienen identificada la modalidad de valoración separada de los precios de compra y de venta de electricidad a los prosumidores como una opción más conveniente que

la medición neta. Es decir, no consideran que esa opción podría superar las limitaciones asociadas a la medición neta. Esto es explicable, si se considera que en el contexto costarricense la única alternativa para regular la GDA que se ha discutido o implantado es la de medición neta y, por tanto, es probable que sea la única sobre la que la mayoría de los encuestados tenga información o criterio.

Se incluyó una pregunta sobre la posición general que debería asumir el gobierno respecto a la GDA. Se ofrecieron tres opciones de respuesta: “el gobierno debería promover la GDA”; “el gobierno no debería promover la GDA”; y “hay que ofrecerle la opción a los consumidores de tener GDA, porque es su derecho, pero no conviene promover su expansión”. Todos los encuestados menos uno escogieron la tercera opción.

En consecuencia con la posición crítica que predomina en ellos sobre la GDA, la mayoría de los encuestados preferiría que las empresas donde laboran otorguen prioridad a la GD basada en proyectos de generación grandes, conectados a la red de distribución y que sean de su propiedad, en lugar de estimular la GDA.

Opiniones en el nivel jerárquico superior del ICE

Se entrevistó a Javier Orozco, Director de Planificación y Desarrollo Eléctrico del ICE, para captar la posición sobre la GDA en el nivel de decisión superior de esta empresa, tomando en cuenta que la dependencia que él dirige posee una posición de asesoría técnica a las autoridades superiores del ICE en materia de política empresarial sobre el sector de electricidad.³³

33. Entrevista a Javier Orozco, Director de Planificación y Desarrollo Eléctrico del ICE, 22 de julio de 2016, 2:00 pm.

Acerca de los objetivos que deberían orientar una política gubernamental sobre GDA, Orozco opinó que en el caso costarricense, no se encuentran razones para adoptar los objetivos que han guiado la inserción de la GDA en las redes eléctricas de los países industrializados. Recordó que en esos países los objetivos fueron reducir emisiones de gases de efecto invernadero, o incentivar la industria de producción de paneles solares.

En su criterio, en Costa Rica los objetivos deben ser, por una parte, permitir adoptar esa modalidad de generación y consumo a los consumidores que lo deseen; y por otra parte, permitir a las empresas de servicio eléctrico aprovechar los beneficios que pudieran obtener de ella sin perjudicar sus intereses ni los del conjunto de los consumidores. Opinó además que el aporte de la GDA al desarrollo del SEN será marginal en los próximos años.

Se preguntó al señor Orozco si considera justificable establecer en Costa Rica algún esquema de incentivos a la GDA similar a los que existen en los países industrializados. Mencionó que, en la medida en que no corresponde plantear los objetivos que se han establecido en esos países, tampoco se justifican los esquemas de incentivos asociados a estos.

No obstante, Orozco advierte que no se debe impedir que esta actividad se desarrolle de forma natural, dentro de ciertas restricciones técnicas, tomando en cuenta que las opciones tecnológicas disponibles están elevando la viabilidad de la instalación de paneles solares en los hogares y negocios. Considera que debe haber libertad para que la iniciativa privada se manifieste en esta actividad, y que, en ese sentido, la generación para autoconsumo debe verse como un derecho del consumidor.

Se preguntó al señor Orozco acerca de la experiencia del ICE con la MNS. Expresó que él en particular no se

encuentra conforme con esa modalidad, porque cuantifica la cantidad neta de electricidad que se transfiere entre el consumidor y la red en un lapso determinado, de este modo no capta el flujo de energía en cada dirección que se produce en ese lapso. Recordó que los costos para el sistema eléctrico son distintos, según ocurran esos flujos y que la MNS iguala situaciones de costos que pueden ser muy distintas entre sí.

También se le preguntó cuáles podrían ser, en su criterio, los esquemas tarifarios más adecuados para la GDA. Al respecto, opinó que la única manera de reflejar correctamente el precio de la energía comprada a los generadores privados y el precio de la que ellos demanden de la red, es cuantificando por separado ambos flujos y aplicándoles una tarifa específica a cada uno.

Se le preguntó a Orozco si consideraba que el costo de compra de electricidad al generador privado debería ser igual, mayor o menor que el precio de la electricidad para el consumidor final. Respondió que debía ser siempre menor, porque este último incluye el costo asociado al servicio de distribución, el cual no se le debe reconocer a un generador. Agregó que el costo de oportunidad de la energía a comprar a los generadores privados debe depender, entre otros aspectos, del precio de mercado de la energía proveniente de la GD.

Por ejemplo, si en un circuito determinado hay muchos generadores distribuidos dispuestos a vender a la red su electricidad, el costo de oportunidad tiende a bajar considerablemente. También mencionó que, en su criterio, la tarifa a aplicar al generador distribuido debería contener una estructura tarifaria horaria y estacional, para reflejar el costo de oportunidad de la energía a lo largo del día y en distintas épocas del año.

En relación con las perspectivas de expansión de la GDA dentro de las redes eléctricas del país, el señor Orozco expresó que, en el momento actual, en el

ICE no se prevé que la GDA vaya a generar impacto financiero en las EDE. Se espera que el ritmo de instalación de unidades de GDA sea significativamente menor que el que se produjo durante la vigencia del proyecto piloto, en el cual el ICE no le impuso ningún cargo a los usuarios que quisieran instalar sus propias instalaciones de generación. Como se trataba de un proyecto piloto, lo que interesaba era tener la mayor cantidad posible de prosumidores para poder evaluar su impacto sobre la red de distribución. Pero con el actual marco de regulación de la GD, los incentivos para esta actividad desaparecieron y en cambio, se impuso la obligación de pagar cargos por interconexión y acceso a la red.

Opiniones en el seno de la CEDET

Se entrevistó a Adolfo Lobo³⁴, asesor de la CEDET, acerca de la posición de esa organización sobre los impactos posibles de la GDA sobre los modelos de negocios de las empresas que la conforman, en el contexto normativo actual. El señor Lobo expresó que, después de que la opción de GDA con venta de excedentes quedó descartada, la preocupación en las EDE que conforman la CEDET se redujo.

Por otra parte, no se prevé un crecimiento significativo de la GDA en su modalidad de MNS, lo cual también produce alivio en estas empresas. Sin embargo, se sigue manteniendo la posición planteada por la CEDET cuando se aprobó la primera versión de la norma POASEN, en el sentido de que una expansión significativa de la GDA podría constituir una amenaza para la sostenibilidad de los modelos de negocios de las EDE,

sin que llegue a tener un potencial significativo para la mejora del SEN en su conjunto.

La posición en el MINAE

Para conocer sobre la posición en el MINAE acerca del estado actual y las perspectivas de la GDA en el país, se entrevistó a Ronny Rodríguez, quien fue el principal asesor de las autoridades del MINAE en relación con este tema.

Rodríguez se mostró complacido porque el MINAE logró abrir exitosamente un espacio institucional para el funcionamiento de la GDA como una actividad regular dentro del sector electricidad. Opinó que se está avanzando de manera positiva en el sentido de democratizar la generación de energía, con lo cual se le brinda oportunidad a los hogares y a las empresas de ampliar sus opciones de provisión de la energía que consumen. En relación con las empresas en particular, consideró que la GDA es un buen complemento de sus programas de gestión ambiental y eficiencia energética, pues les introduce estímulos para efectuar una mejor gestión de la demanda.

Rodríguez consideró probable que la actividad alcanzará un nivel de desarrollo significativo, teniendo en cuenta que en pocos meses la Dirección de Energía recibió casi 400 solicitudes de inscripción de contratos de interconexión. Sin embargo, a su juicio no existe riesgo de que la GDA introduzca tensiones financieras a las empresas de distribución. Basó esta opinión en lo siguiente:

34. Entrevistado el 22 de agosto de 2016, 3:00 pm.

A) el costo de los equipos de generación fotovoltaica sigue siendo alto para la mayoría de los usuarios;

B) no se vislumbra un aumento elevado en el crecimiento de las tarifas de electricidad;

C) no existe un entorno bien desarrollado de crédito y asistencia técnica para los consumidores interesados en incursionar en la GDA; y

D) las redes de distribución actuales no fueron diseñadas para soportar flujos bidireccionales, y por eso es preciso establecer restricciones técnicas para conectar unidades de GDA en cada circuito.

Con respecto al marco normativo para la GDA que fue desarrollado durante la actual administración gubernamental, Rodríguez explicó que la actual dirección del MINAE encontró al inicio de su gestión un contexto muy limitado en materia normativa y que la estrategia de apertura de espacio institucional para la GDA tuvo que ser concebida y aplicada dentro de ese contexto. Considera que la etapa actual de desarrollo de la GDA, se debe caracterizar por la consolidación de los procedimientos ya establecidos y la evaluación de los impactos en la industria.

En ese sentido, no considera que en la etapa actual se deba priorizar la reforma del marco normativo sobre GD. Sin embargo, le parece importante que, con los resultados que se obtengan, en la administración gu-

bernamental posterior se revise el marco normativo de la GDA y se emprenda una reforma integral.

Así, se mostró de acuerdo con que en el futuro se establezca un modelo de regulación de la GDA que unifique el tratamiento a la generación con y sin venta de excedentes, para lo cual se podría emplear un esquema tarifario que establezca por separado los precios de la electricidad que los prosumidores inyectan a las redes y los precios de la electricidad que compran los prosumidores a las EDE.

La posición de ACESOLAR

Se entrevistó a Natalia Alvarado, presidenta de ACESOLAR³⁵, para conocer acerca de la percepción de los dirigentes de esta asociación acerca de la etapa actual de inserción de la GDA en las redes eléctricas del país. Alvarado mencionó que, a juzgar por los datos de que disponen, se está presentando un ritmo sostenido de inserción de la GDA en las redes de distribución eléctrica del país y que ello se debe, entre otros aspectos, a que las condiciones establecidas por el esquema tarifario vigente son más favorables para los prosumidores que las que existían dentro del marco normativo anterior.

Mencionó específicamente que la eliminación del cargo por interconexión y la reducción en el monto del cargo por acceso redujeron los costos de participación en la GDA. Como consecuencia de ello, los períodos

35. Entrevista a Natalia Alvarado, Presidenta de ACESOLAR, 12 de octubre de 2016, 10:00 am.

de recuperación de la inversión se han reducido significativamente. Según estimaciones de ACESOLAR, el período de recuperación promedio es de aproximadamente 7 años, es decir, cerca del 28 % de la vida útil de los paneles fotovoltaicos estimado en 25 años.

Alvarado indicó que, sin embargo, la tasa de inserción de la GDA sería mayor si en la normativa vigente no existieran dos barreras que, en su criterio, resultan injustificadas: a) el límite de la cantidad de electricidad a transferir a la red de distribución, establecido en un 49 % de la energía mensual producida; y b) el límite de 15 % de la máxima demanda de potencia anual del alimentador, impuesto a la suma de las potencias nominales de todos los micros y mini generadores conectados en un mismo alimentador.

Opinó que esas restricciones fueron impuestas sin sustento técnico y que constituyen barreras injustificadas a la GDA. Según opinó, la primera de esas restricciones está provocando que los prosumidores pierdan opciones de aprovechar, mediante intercambio con la red, una parte considerable de la energía que generan, la cual se está desperdiciando en la actualidad.

Por su parte, la segunda restricción está provocando rechazos de algunas solicitudes de instalación de prosumidores, en circuitos donde ya se llegó al tope del 15 % de la demanda máxima de potencia anual, a pesar de que se podrían instalar más unidades de GDA sin provocar ningún daño al circuito.

Conclusiones y recomendaciones

La coyuntura actual: avances y limitaciones

Movido por el propósito de cumplir con los compromisos adquiridos en las Mesas de Diálogo, el MINAE logró promover la creación de un espacio normativo para que en Costa Rica, por primera vez en su historia, sea posible la GDA como actividad regular. Más allá de las limitaciones normativas señaladas anteriormente, lo cierto es que en la presente administración gubernamental se han creado condiciones favorables para que los consumidores residenciales y empresariales conozcan y exploren las ventajas y desventajas de la GDA y la utilicen cuando así lo deseen.

El hecho de que en pocos meses se hayan presentado casi 400 solicitudes de registro de contratos de interconexión ante el MINAE muestra que la inserción de la GDA ya es una realidad y que podría estar avanzando con un ritmo considerable.

La información que se está generando sobre las tendencias de autoconsumo e inyección de energía a la red por parte de los prosumidores, puede ser utilizada para analizar los patrones de comportamiento de estos actores, desde la perspectiva de sus propias necesidades y de las del sistema eléctrico. Estos análisis

serán importantes para mejorar en el futuro los modelos normativos sobre GDA.

No es previsible, no obstante, un escenario de inserción masiva de la GDA en las redes de distribución de electricidad del país, debido principalmente al costo de los equipos de generación fotovoltaica, y las restricciones impuestas al máximo de energía a intercambiar con la red y al máximo de potencia instalada en cada circuito. Es claro que la GDA es una actividad rentable para una proporción reducida de usuarios residenciales y empresariales.

En las condiciones normativas actuales los prosumidores están gozando de un nivel de subsidio implícito considerable, que aún no ha sido cuantificado. Este subsidio se deriva de tres hechos: a) que la modalidad de MNS, dado su diseño conceptual, haga posible que los prosumidores se apropien del componente de la tarifa asociado con los costos del servicio de distribución, lo cual constituye una renta para ellos pues en su proceso productivo no incurren en ese costo; b) que los prosumidores no están pagando el cargo por interconexión que tendrían que pagar si la GDA fuera objeto de regulación de precios; y c) que los prosumidores están



pagando una tarifa de acceso menor que la que pagarían si la GDA estuviera regulada económicamente.³⁶

La modalidad de MNS tampoco permite discriminar en términos estacionales u horarios los costos de la electricidad inyectada a la red por los prosumidores, ni considera los costos de oportunidad del sistema eléctrico a la hora de valorar la energía transferida por estos prosumidores.

Por otra parte, se debe tener presente que las EDE no están pagando a los prosumidores la energía que inyectan a la red después de superar la cuota a reconocer por concepto de intercambio y que el método de MNS no está diseñado para cuantificar y reconocer a los prosumidores los beneficios que la GDA produce en el sistema de distribución de electricidad.³⁷

Se debe considerar, además, que la apertura de espacio normativo a la GDA durante la actual administración gubernamental se llevó a cabo, a costa de incurrir

en errores importantes en materia regulatoria y jurídica, esto a costa también de crear de manera sui generis dos regímenes regulatorios distintos para dos formas de GDA que son, en realidad, una misma actividad. Es entendible que se adoptara esa estrategia, pues los márgenes de libertad de las autoridades de gobierno del sector electricidad estaban muy restringidos desde el inicio de su período de gestión. Hay que considerar, en todo caso, que la regulación de precios es una tarea inacabable así como susceptible de mejoras sucesivas y que el mayor costo de la gestión pública es muchas veces el de la inacción.

En síntesis: se ha dado un paso fundamental en la dirección de hacer realidad la GDA en Costa Rica y se está en condiciones de generar un aprendizaje sin precedentes sobre la dinámica de la GDA en el país, aunque es preciso reconocer que ello es posible en medio de un contexto regulatorio que aún puede mejorar mucho en términos de asignación de precios y cargos a la GDA.

36. En relación con lo expresado en este párrafo, véase el apartado "Nueva normativa de MINAE y ARESEP" en la sección "El nuevo marco de regulación de la generación distribuida".

37. Véase al respecto el apartado sobre ventajas de la GDA, en la sección "Marco conceptual" de este informe.

El marco de discusión de la reforma normativa de la GDA

Como se ha mostrado en este informe, el tema de la GDA forma parte de un tema más amplio dentro de la política pública sobre el sector de electricidad: el de los impactos de las nuevas tecnologías disruptivas sobre los modelos de negocio de las empresas de la industria de electricidad y en especial, sobre las de la fase de distribución. Este es posiblemente el principal elemento de naturaleza estratégica en el momento actual para las empresas proveedoras de servicios de electricidad y los actores estatales a cargo de la política sectorial.

Los principales aspectos de política pública relacionados con el desarrollo de la GDA están entrelazados con los desafíos y oportunidades que plantean las otras tecnologías emergentes en el sector electricidad, principalmente, nuevas tecnologías de eficiencia energética, redes eléctricas inteligentes, vehículos eléctricos y baterías de almacenamiento de energía. Por esa razón, es esencial abordar las discusiones sobre GDA en este contexto más amplio.

Entre los temas cuyo análisis requiere esa visión estratégica y amplia, se pueden mencionar los relacionados con los nuevos modelos de regulación de precios, las nuevas inversiones requeridas en las redes de distribución, los cambios en los procesos de operación de los sistemas de distribución así como los cambios principales en los modelos de negocios de las EDE.

Estrategias de adaptación a los cambios tecnológicos disruptivos

A continuación, se esbozan algunas estrategias de cambio para coadyuvar en la adaptación de las EDE a las tendencias tecnológicas disruptivas que están incidiendo con creciente intensidad en la industria de electricidad costarricense.

1. Una pregunta que se plantea en otros países, que también es válida en Costa Rica, es si las EDE deben empezar a competir con empresas que venden o alquilan sistemas de generación de electricidad bajo la modalidad de GDA. Las EDE podrían enfrentar con ventaja la prestación de esos servicios debido a su capacidad organizativa y a su fuerte posicionamiento en sus respectivas zonas de concesión. Pero hay que tener presente que mientras el enfoque tarifario prevaleciente sea el de cobro del servicio en función del consumo volumétrico, una eventual contribución de las EDE a la expansión de la GDA, tenderá a reducir la demanda de electricidad para esas empresas.

presas competidoras, aunque estos ingresos sean menores que los que dejan de percibir al disminuir la demanda de electricidad provista por las redes. Pero existe el riesgo de que con su capacidad organizativa, las EDE aceleren el ritmo de reducción de la demanda de electricidad, en relación con el escenario en el cual ellas no participan en servicios de GDA. Es por ello que las EDE deberían analizar con cautela las opciones de incursionar en las actividades citadas, mientras persista el enfoque tarifario vigente.³⁸

Se podría argumentar que al incurrir en esas actividades, estarían apropiándose de ingresos que, de todas formas, habrían sido capturados por em-

2. Las estrategias de las EDE ante la penetración de la GDA podría

38. Una observación en este sentido fue expresada por Javier Orozco, en la entrevista que se le realizó para este estudio.

contribuir a orientar las decisiones de política sectorial orientada a impulsar una reforma normativa que incluya de manera prioritaria el tema regulatorio. En este sentido, las EDE pueden ser aliados fundamentales del MINAE y de la ARESEP para impulsar los cambios legales, programáticos y regulatorios que se requieren para que la GDA avance en consonancia con el interés general de la sociedad. Esto podría coadyuvar en la configuración de un marco normativo que supere los riesgos para la sostenibilidad financiera de las EDE que derivan del marco vigente.

3. Dentro del nuevo marco normativo debería ser posible para las EDE el desarrollo de estrategias de diversificación de sus servicios eléctricos, con el fin de aumentar su base de ingresos y además, renovar así como ensanchar su contribución al bienestar y el progreso de los consumidores. En esta dirección, es necesario redefinir la oferta al consumidor, al tratar la electricidad como un conjunto de servicios más que como una mercancía homogénea, siempre disponible. Esto pasa por definir el conjunto de servicios que el consumidor requiere y la base sobre la cual los pagará.

4. En línea con lo anterior, tiene importancia la separación de los servicios de seguridad, estabilidad y balance de carga que provee la red, con el fin de cobrarlos a los consumidores según sus necesidades y de forma separada. En Costa Rica, estos servicios actualmente están incluidos de manera indistinguible en la tarifa al consumidor final, con excepción de los grandes consumidores a los cuales se aplica tarifa de potencia.³⁹

5. Posiblemente el servicio más importante que la red brinda a los consumidores es el servicio de acceso a la red, incluyendo el servicio de respaldo. En un nuevo contexto normativo, es crucial que este servicio se cuantifique y se retribuya adecuadamente.

6. La ampliación de la gama de servicios de valor agregado a los distintos tipos de consumidores se facilita con el desarrollo de los sistemas de redes eléctricas inteligentes (REI). La medición del consumo final en el con-

texto de las REI abre un potencial para la creación de nuevos servicios a los consumidores o mejorar los existentes, como por ejemplo la asesoría automatizada sobre consumo de electricidad en el tiempo, el monitoreo de fuego por sensores asociado a la interrupción del fluido eléctrico en caso de incendio.

Asimismo, el monitoreo de la presencia de los adultos mayores en sus viviendas (si no se registra consumo de electricidad en cierto lapso se genera una llamada telefónica automática a un familiar) o el rastreo de seguridad (si se registra consumo de electricidad en horas inusuales se genera una alerta automática a la policía y a personas designadas).⁴⁰

7. Tiene mucho sentido que las EDE del país, que además poseen capacidad de generación de electricidad, aprovechen las oportunidades de desarrollar proyectos propios de GD, con escalas superiores a los pequeños proyectos de GDA, que les permitan obtener costos unitarios menores que los asociados a la oferta de energía proveniente de la GDA. Este tipo de proyectos podría tener efectos más

39. Esta observación e encuentra en Valverde y otros 2015, 34-35.

40. Un comentario en este sentido se obtuvo en la entrevista a José Mario Jara, Director General del Comité Regional de CIER para Centroamérica y El Caribe (CECACIER), sobre el tema de las redes eléctricas inteligentes en el contexto costarricense, 29 de julio de 2016, 8:30 am. CIER es la Comisión de Integración Energética Regional.

positivos en la reducción del ritmo de aumento tarifario que la GDA. En el nuevo contexto normativo, las señales de precios deberían facilitar la coexistencia entre este tipo de proyectos y la GDA.

Los objetivos de la reforma normativa de la GDA

Resulta claro que los objetivos de incrementar la generación renovable o de estimular la industria de paneles fotovoltaicos, que sí han sido centrales en varios países industrializados, no corresponden a las circunstancias del contexto costarricense. Entonces, ¿cuáles objetivos son válidos? Con prioridad sobre cualquier otro, conviene establecer un objetivo sustentado en el concepto de ciudadanía en un régimen de derechos: permitir que los consumidores residenciales y empresariales tengan la opción de instalar sistemas de GDA.

De esta forma, se tendrán obstrucciones innecesarias o injustificadas, tanto dentro de un marco normativo que asegure que los intereses particulares de los consumidores como de las empresas prestadoras de servicios de electricidad no entrarán en contradicción con el interés general de la sociedad.

Para establecer, desde la política sectorial, un objetivo como el planteado, es preciso superar ciertas visiones reduccionistas sobre la GDA que se han puesto de manifiesto a lo largo del tiempo. De un lado, se encuentra la visión de aquellos que imputan a la expansión de la GDA el carácter de fin en sí mismo y que consideran negativo cualquier tipo de regulación que le imponga restricciones, más allá de si hay un motivo que las justifique.

En el otro extremo, se ubica el discurso de aquellos que le asignan a la GDA el potencial para provocar inevitablemente la ruina de las EDE, lo cual la convierte en una actividad que debe ser evitada a toda costa. En el primer caso, se estarían obviando los potenciales efectos negativos para el SEN que pueden derivarse de una expansión descontrolada de la GDA y en el segundo, se estaría renunciando de entrada al aprovechamiento de los beneficios que la GDA puede ofrecer a los consumidores y a la industria de electricidad en el país.

El reto consiste en diseñar un nuevo marco normativo para la GDA que abra espacio para la satisfacción de diversos intereses particulares mediante el uso de esta modalidad de generación eléctrica, manteniendo como norte el interés general de toda la sociedad. Algunas orientaciones que podrían guiar la persecución de ese reto son las siguientes:

- 1.** Dar libertad a todo consumidor residencial o empresarial de implantar y utilizar unidades de GDA, dentro de un marco normativo regido por el interés general, lo cual implica no imponer restricciones innecesarias para participar en esta actividad.
- 2.** Evitar cualquier tipo de subsidio, explícito o implícito, a la GDA.
- 3.** Asumir como un solo servicio a todas las formas de GDA, y brindarles un marco uniforme para regularlo y administrarlo.
- 4.** Establecer un esquema tarifario específico para la GDA que sea coherente con el esquema tarifario general para los servicios eléctricos. En otras palabras, evitar soluciones tarifarias para la GDA que sean una especie de “parche” dentro del diseño tarifario general.
- 5.** Desvincular en lo posible la estimación de las tarifas de la medición del consumo volumétrico, para minimizar el efecto de reducción de ingresos en el servicio de distribución de electricidad asociado a la penetración de la GDA.
- 6.** Reflejar los costos de oportunidad de la energía para el sistema eléctrico, en los precios de la electricidad inyectada a las redes por los prosumidores.

Sugerencias para un nuevo marco regulatorio sobre GDA

A continuación se plantean algunas sugerencias a considerar, para impulsar una reforma del marco regulatorio de la GDA.

1. Aprovechar los desarrollos metodológicos en materia regulatoria que están en proceso. Entre ellos, destacan los sistemas de contabilidad regulatoria, actualmente en desarrollo, que son vitales para segregar los costos fijos y variables del proceso de distribución de electricidad. Ello es esencial para diseñar un enfoque tarifario alternativo al actual. También hay que resaltar el avance de la ARESEP en el desarrollo de un modelo basado en el enfoque de necesidades de efectivo para las empresas de servicios públicos que son de propiedad estatal o se comportan como tales.

Este modelo permitiría superar las limitaciones conceptuales que pesan sobre el modelo de tasa de retorno, el cual fue diseñado para empresas que operan en condiciones de mercado y de libre movilidad del capital, y no para empresas estatales que operan en condiciones monopólicas (Rodríguez-Céspedes y otros 2014). Adicionalmente, hay que tener presentes los esfuerzos del MINAE por establecer las curvas de carga de distintos tipos de consumidores de electricidad, las cuales son necesarias para plantear otros tipos de modelo tarifario.

2. Desarrollar un modelo tarifario para el servicio de distribución de electricidad que permita distinguir entre el costo fijo y los costos variables del servicio. De esta forma, se podría establecer un componente tarifario fijo, que no dependa del consumo. Con ello, se reduciría la vulnerabilidad financiera de las EDE a las reducciones en la demanda asociadas con la penetración de la GDA

y de otras tecnologías disruptivas. Este enfoque se conoce como “straight-fixed variable rate (SFVR)”, referido en Hanser y Van Horn 2014, 244.⁴¹

3. Dentro del enfoque de SFVR, es deseable aplicar una estructura tarifaria al componente que reconoce el costo de la energía comprada por la empresa distribuidora al sistema de generación eléctrica, el cual debe ser transferido al consumidor. Este es un costo variable que se debería cobrar por kWh consumido, pero con variaciones de precio según cada segmento de la estructura tarifaria. Los precios a establecer en cada segmento de la estructura tarifaria deberían ser una aproximación del costo de oportunidad de la electricidad para el sistema eléctrico, en cada uno de ellos.⁴²

4. Separar la medición y la asignación de precios para la energía que consume el prosumidor, por un

41. Una propuesta detallada de un esquema tarifario para el sistema de distribución de electricidad de Costa Rica, basado en la separación de costos fijos y variables, se encuentra en Valverde, G. y otros 2015, 201-218. En principio, parece una propuesta viable y capaz de superar adecuadamente la trampa de las tarifas volumétricas. Lo que no se comparte con los autores es la introducción en ese esquema de un componente de medición neta para fijar el precio de la electricidad inyectada a la red por el prosumidor.

42. Una estructura tarifaria diseñada de esa forma se basa en el mismo principio básico que usan las EDE para optimizar costos. A mayor demanda pico, mayor es el volumen de inversión para el distribuidor. Así, los cargos tarifarios por demanda pico reflejan el tamaño de la inversión que un distribuidor debe hacer y, en ese caso, están directamente correlacionados con los costos de distribución. A la vez, con este enfoque tarifario se emiten señales de precios que estimulan la optimización de la demanda pico del consumidor. (King 2014, 201-202)

lado, y la energía que éste inyecta a la red. De esta forma se evitan los inconvenientes metodológicos asociados a los esquemas de medición neta, discutidos en otros apartados de esta sección. El método propuesto coincide con el de “facturación neta” (en inglés, net billing), descrito en la sección que contiene el marco conceptual de este documento.

5. Establecer estructuras tarifarias específicas para fijar el precio de venta de electricidad por parte del prosumidor, que valoren el costo de oportunidad para el sistema eléctrico de la energía inyectada por este, en distintos lapsos horarios o estacionales y eventualmente por circuito.

Lo deseable es que las categorías de esta estructura tarifaria coincidan con las que se aplicarían al precio de compra de energía por parte del consumidor final. Eso permitiría que las tarifas a aplicar en cada segmento se expresen como proporciones (que en algunos casos pueden ser mayores que 1) de las tarifas vigentes dentro de la estructura para la venta de energía al consumidor final.

6. Introducir cargos por interconexión y acceso, que incluyan un rubro por el servicio de respaldo que brinda la red, dentro del esquema tarifario aplicable a los prosumidores, y que reflejen una valoración justa de los servicios asociados con esos cargos.

7. Eliminar restricciones innecesarias para la expansión de la GDA. La restricción sobre porcentaje de energía que se puede intercambiar dejaría de tener sentido dentro del marco regulatorio propuesto, porque este implica superar el esquema de medición neta. Dentro del enfoque de asignación separada de precios para las compras y ventas de electricidad, las restricciones a las cantidades de energía inyectada al sistema se establecen mediante señales de precios y no mediante límites rígidos.

8. Dado que, en el momento en que se tramite una reforma regulatoria para la GDA, habrá una cantidad determinada de unidades de GDA ya insertados en las redes que estarían operando bajo el marco normativo vigente en ese momento, lo conveniente sería que los propietarios de esas unidades puedan seguir operando con las reglas existentes durante los lapsos de sus respectivos contratos de interconexión. Esa sería una medida de justicia, dado que esos consumidores tomaron la decisión de invertir bajo las reglas existentes y un costo necesario para hacer viable la transición hacia un nuevo marco regulatorio.

La reforma legal insoslayable

La reforma regulatoria propuesta requiere de una reforma legal previa. Esta es indispensable para sustraer la GDA del marco de la ley 7200, que fue diseñada para otras modalidades de generación privada, y dotar a la GDA de un marco jurídico específico. Entre los aspectos críticos que tal reforma legal debería resolver, están los siguientes:

- Eliminar la obligación de solicitar concesión de servicio de electricidad por parte de los potenciales prosumidores.
- Unificar todas las formas de GDA bajo un mismo marco normativo.
- Establecer explícitamente que la GDA es una actividad regulada por la ARESEP
- Establecer además una medida de excepción para permitir que los prosumidores activos antes de la reforma continúen operando bajo las reglas vigentes en el momento en que se firmaron sus contratos de interconexión hasta el vencimiento de estos.

Referencias Bibliográficas

Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP). 2015. Acuerdo 04-24-2015. “Modificación de los artículos: 3, 10, 11, 15, 17, 18, 26, 27, 34, 36, 39, 41, 42, 45, 123, 126, 131, 132, 136, 137, 138, 139, 152, 154, 155, 157, 159, 170, 178 y el anexo A de la Norma Técnica Regulatoria “Planeación, Operación y Acceso al Sistema Eléctrico Nacional” (AR-NT-POASEN)”. Acta de la Sesión Ordinaria No. 24-2015 de la Junta Directiva de la ARESEP, 4 de junio de 2015.

ARESEP. 2014. Acuerdo 01-19-2014. Aprobación de la norma técnica denominada Planeación, Operación y Acceso, al Sistema Eléctrico Nacional AR-NT-POASEN. La Gaceta, Alcance Digital No. 12, 8 de abril de 2014. San José.

Clark, Pilita. (8 de agosto de 2013). Renewables: A rising power. Financial Times.

Echevarría-Barbero, Carlos. 2015. “La generación distribuida en Costa Rica. Antecedentes y situación actual”. Trabajo final, Maestría en Energías Renovables y Sistema Eléctrico. Universidad Estatal a Distancia. Madrid.

Fornaguera, Irela. 2015a. “Distribuidoras de energía adversan la venta de excedentes”. Diario La Nación, 6 de abril de 2015. En: http://www.nacion.com/nacional/servicios-publicos/bDistribuidoras-oponen-venta-excedentesb_0_1479852029.html

Fornaguera, Irela. 2015b. “Cese de plan piloto del ICE alarma al sector energético”. Diario La Nación, 20 de febrero de 2015. En: http://www.nacion.com/nacional/servicios-publicos/Cese-ICE-alarma-sector-energetico_0_1470852928.html

Gobierno de Costa Rica. 2011. Proyecto de Ley de Contingencia Eléctrica. Expediente No. 18 093, 11 de mayo de 2011.

Gobierno de España, Ministerio de Industria, Energía Y Turismo de España (MINETUR). 2015. “Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo”. Boletín Oficial del Estado. Núm. 243, 10 de octubre de 2015, Sec. I, pág. 94874

Groot, Koen. (2014). “The Impact of Distributed Generation on European Power Utilities”. En Sioshansi, F. (Ed.), *Distributed Generation and Its Implications for the Utility Industry* (pp. 123-140). Oxford, United Kingdom: Elsevier.

Hanser, Phillip. y Van Horn, Kai. (2014). *The Next Evolution of Distribution Utility*. En Sioshansi, F. (Ed.), *Distributed Generation and Its Implications for the Utility Industry* (pp. 231-250). Oxford, United Kingdom: Elsevier.

Hughes, Larry. y Bell, Jeff. (2006). Compensating customer-generators: A taxonomy describing methods of compensating customer-generators for electricity supplied to the grid. *Energy Policy* v. 34, sept. 2006, págs. 1532-1539

Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). 2014. “Análisis del ICE Sector Electricidad a la Norma Técnica AR-NT-POASEN”. San José.

International Energy Agency (IEA). 2014. *Technology Roadmap. Solar Photovoltaic Energy*. París, Francia.

Keay, Malcolm; Rhys, John. y Robinson, David. (2014). “Electricity Markets and Pricing for the Distributed Generation Era”. En Sioshansi, F. (Ed.), *Distributed Generation and Its Implications for the Utility Industry* (pp. 165-188). Oxford, United Kingdom: Elsevier.

King, Chris. (2014). “Transactive Energy: Linking Supply and Demand Through Price Signals”. En Sioshansi, F. (Ed.), *Distributed Generation and Its Implications for the Utility Industry* (pp. 189-204). Oxford, United Kingdom: Elsevier.

Nelson, Tim; McNeill, Judith. y Simshauser, Paul. (2014). *From Throughput to Access Fees: The Future of Network and Retail Tariffs*. En Sioshansi, F. (Ed.), *Distributed Generation and Its Implications for the Utility Industry* (pp. 267-286). Oxford, United Kingdom: Elsevier.

Nillisen, Paul.; Pollit, Michael. y Witteler, Eva. (2014). "New Utility Business Model: A Global View". En Sioshansi, F. (Ed.), *Distributed Generation and Its Implications for the Utility Industry* (pp. 33-48). Oxford, United Kingdom: Elsevier.

Presidencia de la República. 2015. Decreto N° 39220-MINAE, "Reglamento Generación Distribuida para Autoconsumo con Fuentes Renovables. Modelo de Contratación Medición Neta Sencilla". La Gaceta No 186 del 8 de octubre de 2015.

Procuraduría General de la República (PGR). 2015. Dictamen C-165-2015 del 25 de junio de 2015. San José.

Renewable Energy Policy Network for the 21st Century (REN21). 2016. *Renewables 2016 Global Status Report*. REN21 Secretariat, París.

Rodríguez-Céspedes, Ennio; Jiménez, Juan Ricardo y Marín, Fabricio. 2014. "Contratación de servicios profesionales para el diseño de un modelo para el reconocimiento tarifario de los costos de inversión de los grandes operadores estatales, basado en el enfoque de necesidades de efectivo". Informe de consultoría para la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos. Instituto de Investigaciones en Ciencias Económicas, Universidad de Costa Rica, San José.

Rojas, Pablo. "Distribuidoras de energía denunciarán a la Aresep por discrepancias con reglamento Poasen". *Diario CRHoy*, 22 de abril. Distribuidoras de energía denunciarán a la Aresep por discrepancias con reglamento Poasen de 2015. En <http://www.crhoy.com/distribuidoras-de-energia-denunciaran-a-la-aresep-por-discrepancias-con-reglamento-poasen/>

Sioshansi, Fereidoon. 2014a. *The Rise of Decentralized Energy*. En Sioshansi, F. (Ed.), *Distributed Generation and Its Implications for the Utility Industry* (pp. xxxiii-li). Oxford, United Kingdom: Elsevier.

Sioshansi, Fereidoon. 2014b. "Decentralized Energy: Is it as Imminent or Serious as Claimed?". En Sioshansi, F. (Ed.), *Distributed Generation and Its Implications for the Utility Industry* (pp. 3-32). Oxford, United Kingdom: Elsevier.

Valverde, Gustavo. y otros 2015. "Análisis técnico-financiero de la generación distribuida en la CNFL". Informe de consultoría para el Ministerio de Ambiente y Energía de Costa Rica. Escuela de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Costa Rica. San José.

Zúñiga, Auxiliadora. "Energía renovable discrimina a los que menos tienen". *Diario Extra*, 23 de abril, 2015. En: <http://www.diarioextra.com/Anterior/detalle/257999/energia-renovable-discrimina--a-los-que-menos-tienen>



