

# Implementación de políticas de medición neta en América Latina y el Caribe: diseño, incentivos y mejores prácticas

Alexandre Novaes Mejdalani  
J. Enrique Chueca  
David Daniel Lopez Soto  
Yi Ji  
Michelle Hallack

División de Energía/  
Sector de Energía e  
Infraestructura

NOTA TÉCNICA N°  
IDB-TN-1594

# Implementación de políticas de medición neta en América Latina y el Caribe: diseño, incentivos y mejores prácticas

Alexandre Novaes Mejdalani  
J. Enrique Chueca  
David Daniel Lopez Soto  
Yi Ji  
Michelle Hallack

Junio 2019

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

Implementación de políticas de medición neta en América Latina y el Caribe: diseño,  
incentivos y mejores prácticas / Alexandre Novaes Mejdalani, J. Enrique Chueca,  
David Daniel Lopez Soto, Yi Ji, Michelle Hallack.

p. cm. — (Nota técnica del BID ; 1594)

Incluye referencias bibliográficas.

1. Energy policy-Latin America. 2. Energy consumption-Latin America. 3. Photovoltaic  
power generation-Latin America. 4. Renewable energy sources-Economic aspects-  
Latin America. I. Mejdalani, Alexandre Novaes. II. Chueca, Enrique. III. Lopez Soto,  
David Daniel. IV. Ji, Yi. V. Hallack, Michelle. VI. Banco Interamericano de Desarrollo.  
División de Energía. VII. Serie.  
IDB-TN-1594

Clasificación JEL: D13; L51; L94; O54; Q42

Palabras clave: Medición neta; América Latina y el Caribe; Fotovoltaica solar

<http://www.iadb.org>

Copyright © 2019 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.



## Índice

<b>1. Introducción</b> .....	<b>3</b>
<b>2. Diseño de una política de medición neta</b> .....	<b>4</b>
2.1. <i>Beneficios y desafíos de una política de medición neta</i> .....	5
2.2. <i>Decisiones para el diseño de la política</i> .....	7
<b>3. Políticas de medición neta en América Latina y el Caribe</b> .....	<b>12</b>
3.1. <i>Contabilización y acumulación</i> .....	12
3.2. <i>Restricciones cuantitativas y cualitativas de la instalación</i> .....	14
<b>4. Implicaciones de la política y los incentivos de la medición neta</b> .....	<b>17</b>
<b>5. Observaciones finales</b> .....	<b>21</b>
<b>Referencias</b> .....	<b>22</b>
<b>Anexo 1. Calibración del modelo del VAN</b> .....	<b>23</b>

## Índice de figuras y tablas

Figura 1. Acumulación de medición neta de 2 períodos	5
Figura 2. Proceso de decisión de las reglas para la acumulación	9
Figura 3. Marco del proceso de toma de decisiones regulatorias	11
Figura 4. Cronología de la adopción de políticas de medición neta en LAC	12
Tabla 1. Períodos y unidades de acumulación en América Latina y el Caribe.....	13
Tabla 2. Restricciones cuantitativas y cualitativas de las políticas de medición neta de LAC.....	16
Tabla 3. Resumen de los efectos de las variables .....	20

## **Introducción<sup>1</sup>**

Las políticas de medición neta (MN) se han empleado ampliamente como un mecanismo para incentivar la adopción de recursos de generación distribuida (GD), en especial, por parte de pequeños consumidores, como hogares y pequeñas empresas. La definición más general de una política de medición neta es la autorización dada a los consumidores conectados a la red eléctrica para disminuir su consumo al agregar un excedente eléctrico autogenerado a la red y generar créditos que puedan usarse posteriormente (Darghouth, Barbose, and Wiser 2011). Aunque la definición general es clara, el diseño de las políticas de medición neta varía de un país a otro. Por ejemplo, quien crea la política debe tomar decisiones con respecto a aspectos tales como los objetivos de la política (fomentar la adopción de sistemas de GD o garantizar la sostenibilidad financiera de los servicios eléctricos), el esquema de compensación (monetaria o energética), las exigencias técnicas mínimas de una instalación para garantizar la calidad de la generación distribuida, la tasa con que se intercambian créditos con la red, los mecanismos financieros (de haber alguno) y cómo financiarlos, entre otros. Así, muchos países, incluidos América Latina y el Caribe (ALC), implementan diferentes políticas de medición neta que pueden producir un conjunto completo de incentivos, desafíos y resultados.

En general, la tecnología más común usada para llevar a cabo la medición neta en la red eléctrica es el sistema solar fotovoltaico (FV), con el que los usuarios generan energía mientras hay luz solar disponible. Incluso con la rápida reducción global de los precios y los costos de mantenimiento de los equipos FV y el aumento de la eficiencia en la generación, la adopción de las tecnologías de GD aún enfrenta muchas restricciones (Candelise, Winkler, and Gross 2013). Esas limitaciones pueden tener diferente origen, como restricciones del presupuesto doméstico, mecanismos financieros complicados o poco atractivos, falta de conocimiento sobre la generación distribuida y la medición neta, la falta de capacidad técnica local para ayudar con la instalación o prohibiciones regulatorias.

En América Latina y el Caribe, 17 países adoptaron políticas para introducir la medición neta en el 2018, con diferentes etapas de implementación (como proyectos piloto, regionales, sectoriales o nacionales). Cada país que adopta la medición neta tiene sus propios reglamentos y características socioeconómicas que afectan los resultados de las políticas de MN. Por lo tanto, el

---

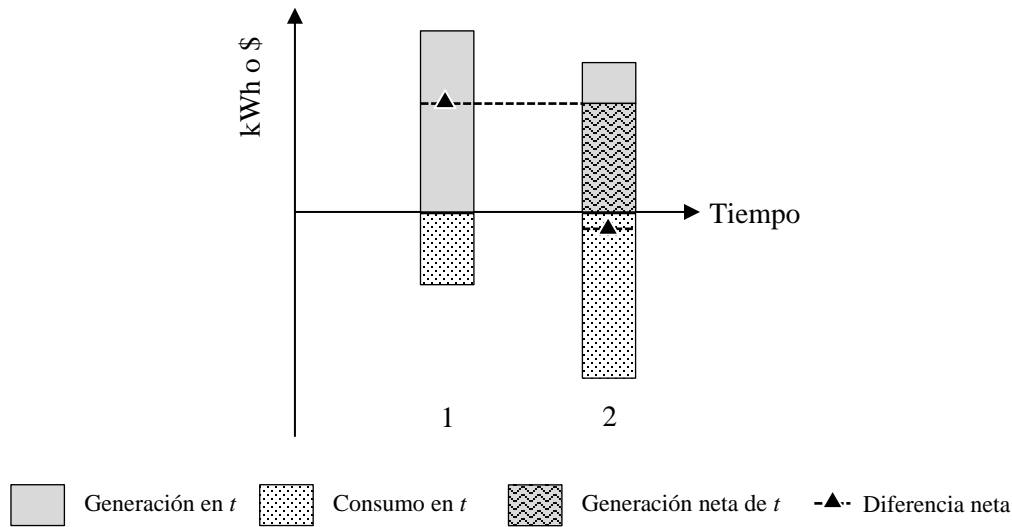
<sup>1</sup> Queremos agradecer las contribuciones y los comentarios hechos por Tomas Serebrisky, Arturo Alarcón y Jordi Abadal.

objetivo de este estudio es explorar la heterogeneidad de las políticas de medición neta adoptadas en LAC y los incentivos que brindan para la adopción de sistemas de GD.

### **1. Diseño de una política de medición neta**

El esquema de medición neta puede interpretarse como una compensación intertemporal de la energía autogenerada (convertida en créditos) para usarse en el futuro. El concepto básico es que el excedente eléctrico doméstico de  $t$  puede convertirse en créditos acumulativos, medidos en energía (kWh) o unidades monetarias, que pueden usarse en cualquier momento entre  $t+1$  y  $t+n$ , donde  $n$  es el período máximo de acumulación (que puede ser indefinido). La acumulación de los créditos no se cuenta únicamente por períodos, sino también por producto acumulado. (IRENA, IEA, & REN, 2018) proponen dos esquemas al respecto: la medición neta, en la que la compensación se realiza en términos energéticos, y la facturación neta, en la que la compensación es monetaria. No obstante, en diversos casos de medición neta, el término medición neta se usa comúnmente para ambos esquemas.

En un esquema simplificado, la Figura 1 ejemplifica el funcionamiento de una política de medición neta mediante la compensación del crédito acumulado (energía o dinero) en el período 1 con el consumo del período 2. En teoría, el período entre los períodos 1 y 2 puede ser tan corto como lo decida quien crea la política. Por ejemplo, supongamos que el período 1 representa el consumo energético durante los niveles más bajos de demanda con condiciones de generación elevada (un hogar promedio durante el mediodía) y el período 2 representa los niveles de demanda más altos con generación baja o inexistente (las 19:00 h durante el verano). El excedente de generación del período 1 se transfiere al período 2. Al final del período 2, el consumo energético neto que se cobrará ya se ha compensado casi por completo mediante la autogeneración. En este caso, la tasa de compensación (la tasa entre la energía generada y los créditos de energía) es igual a uno, lo que significa que cada unidad de energía agregada a la red eléctrica como un excedente puede consumirse posteriormente.



**Figura 1.** Acumulación de medición neta de 2 períodos

Fuente: elaboración propia.

Nota: No se toma en cuenta una tarifa horaria, y la tasa de compensación es igual a 1

### 1.1. Beneficios y desafíos de una política de medición neta

La política de medición neta se debe analizar desde tres perspectivas diferentes: el regulador, el servicio eléctrico y el proceso de toma de decisiones del consumidor. Los beneficios que desean todos los actores son diferentes y deben considerarse de forma diferente, aunque la decisión que tome uno afecte al otro.

Por un lado, los beneficios de los consumidores están restringidos a recuperar la inversión del proyecto y, de ser posible legalmente, un excedente monetario. Asimismo, los consumidores también podrían guiarse por cuestiones medioambientales que podrían influenciar el consumo doméstico. Incluso si la tasa de rendimiento de un sistema distribuido es negativa, algunos consumidores podrían estar dispuestos a pagarlo para satisfacer su ideología sobre el medioambiente. Sin embargo, no podemos evaluar cuánto están dispuestos a pagar los consumidores por eso.

En el caso de un excedente monetario, en algunas situaciones puede significar: (i) un mayor consumo energético, (ii) un mayor ahorro o (iii) un consumo de bienes no eléctricos. Con las políticas de medición, esos beneficios se pueden obtener de las siguientes formas: (a) la reducción de la factura del servicio eléctrico, (b) la recepción de pagos monetarios por la energía agregada a



la red eléctrica, o (c) la nivelación de los costos energéticos en el tiempo (si hay una tarifa horaria combinada con una política de medición neta).

Por otro lado, los servicios eléctricos se ven afectados directamente por el proceso de toma de decisiones, aunque tienen menos control sobre este. La prestación de servicios de MN puede afectar directamente la recuperación de ingresos de la empresa y la rentabilidad de las inversiones futuras. Los servicios que presta el servicio eléctrico podrían experimentar distorsiones, lo que podría requerir la recuperación de la inversión para garantizar la operación y la remuneración de los servicios con las tarifas establecidas. Finalmente, hay costos que alguien debe pagar, en forma de una pérdida para el servicio eléctrico, un cargo a los usuarios (que generen energía o no) o un subsidio público directo.

El proceso de toma de decisiones del regulador es más complejo e implica coordinar a quienes autogeneran energía con el servicio eléctrico y el mercado mayorista. Las reglas que definen los reguladores deben mantener objetivos claros. En general, la adopción de las políticas de medición neta coordinan los diferentes objetivos de los reguladores: (1) fomentar tecnologías intermitentes para reducir los costos marginales de la generación, (2) incentivar la instalación residencial de los sistemas de GD, y (3) evitar distorsiones en la estructura de tarifas.

La expansión de la capacidad de generación distribuida en la red eléctrica puede traer problemas para la definición de tarifas, en especial, con respecto a los ingresos que requiere el servicio eléctrico para pagar la inversión y la operación (Felder and Athawale 2014; Castaneda et al. 2017). La incorporación de capacidad de GD conectada a la red<sup>2</sup> distorsiona la estructura de tarifas que equilibra los requisitos del servicio eléctrico y de los usuarios. Una de las funciones del regulador es implementar las reglas para reorganizarla y disminuir los riesgos de incumplimiento contractual ocasionados por las distorsiones tarifarias (Picciariello et al. 2015). Por un lado, las tarifas deben garantizar que la inversión del servicio eléctrico se pague a largo plazo y que los costos operativos se cubran a corto plazo. Por otro, las tarifas deben crear señales para que los usuarios de la red puedan tomar decisiones, al igual que garantizar la prestación eficiente del servicio. No obstante, en un contexto en el que los usuarios son cada vez más heterogéneos con respecto al uso del servicio eléctrico, las señales distorsionadas a los usuarios pueden crear problemas de ingresos para el servicio eléctrico.

---

<sup>2</sup> En contraste con la capacidad de generación distribuida sin conexión a la red.

Este escenario podría conllevar la redistribución de los costos de la red entre los usuarios, como lo señalan (Felder and Athawale 2014) y (Khalilpour and Vassallo 2015), y producir una "espiral de muerte" de la distribución de la red. La espiral de la muerte se presenta cuando el diseño tarifario recupera la pérdida de ingresos de la implementación de GD mediante la redistribución de los costos entre todos los actores. Una tarifa más alta aumentaría el beneficio neto de las instalaciones de GD y daría paso a una mayor tasa de adopción de esos sistemas, lo que crearía una situación en la que los costos deberían redistribuirse indefinidamente. En este sentido, el servicio eléctrico que presta la red asumiría la mayoría del riesgo de la redistribución de costos.

A pesar de esto, como lo mencionan (Laws et al. 2017), la espiral de muerte solo supone una amenaza en ciertas condiciones, como una mayor tasa de adopción combinada con un mayor costo del servicio eléctrico, la posibilidad de generación en la comunidad y la estructura de precios de la medición neta. Su modelo muestra que la energía distribuida debe pagarse a un precio mayorista en lugar de a una tarifa minorista. Eso reduciría los costos de adquisición del servicio eléctrico y disminuiría la demanda de recuperación de ingresos. Además, un cargo por demanda (relativo a la demanda máxima del período) independiente del cargo por la energía también sería una mejor señal de precio; el cargo por la energía para los usuarios FV sería menor mientras se estuvieran pagando por la inversión necesaria.

## **1.2. Decisiones para el diseño de la política**

El diseño de una política de medición neta implica que el regulador tome muchas decisiones. La Figura 3 esquematiza el marco de decisiones de reguladores con respecto al diseño de las regulaciones de la medición neta. Este marco se divide en tres partes: (1) contabilización, (2) restricciones y (3) granularidad.

Los reguladores primero deben definir cuál es el intercambio entre quien produce la generación distribuida y la red. Se pueden acumular dos tipos de créditos posibles: (a) créditos energéticos y (b) créditos monetarios. Los créditos energéticos compensan a los usuarios por el excedente energético generado, medido en kWh. Ese crédito puede ser una compensación completa, 1 kWh de excedente equivalente a 1 kWh de crédito, o compensarse con una tasa diferente (mayor o menor a 1). Si la medición neta se contabiliza con créditos energéticos, los reguladores deben definir si los créditos son personales y solo puede usarlos el generador, o si los usuarios pueden intercambiarlos entre sí y transferirlos virtualmente.

La segunda posibilidad es acumular créditos monetarios. En ese caso, el prosumidor<sup>3</sup> recibe créditos como un equivalente monetario del excedente de generación. Si la medición neta se contabiliza con créditos monetarios (en este caso, también puede llamarse "facturación neta"), los reguladores deben definir el precio con el que se intercambiará la energía con la red, incluida la existencia de cualquier cargo por transacción, cargos por servicio o una tasa especial. Las tasas comerciales más comunes son las siguientes: (a) la tasa minorista (que incluye las tarifas de generación, distribución y transmisión), (b) la tasa de generación mayorista (que reduce el desembolso financiero del servicio eléctrico, pero crea menos incentivos para los prosumidores), y (c) la tasa especial (que compensa el excedente con una prima, por ejemplo, créditos de 1,15 kWh por cada 1 kWh de excedente generado). No obstante, los esquemas de tasas no se limitan solo a esos tres. La compensación también puede hacerse, por ejemplo, con tarifas horarias, precios flexibles, precios nodales o, incluso, una combinación de diferentes tarifas, como una tasa de compensación de dos partes (compensación energética más disponibilidad flexible).<sup>4</sup>

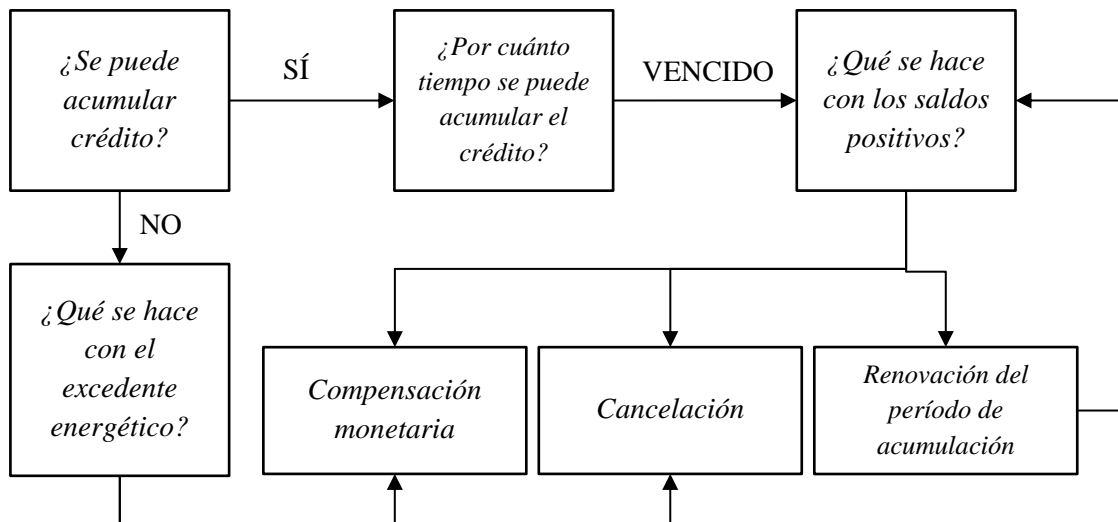
Posteriormente, el regulador debe definir las reglas para la acumulación. Estas se resumen en la Figura 2. Primero, el regulador determina si la acumulación es posible. Si la acumulación es posible, el regulador debe definir el período de acumulación o la cantidad de períodos de facturación en que se pueden usar los créditos (energéticos o monetarios). Luego de que se venza el crédito del período de acumulación, las reglas deben establecer los siguientes pasos. Existen tres situaciones posibles: (i) una compensación monetaria de los créditos (también conocida como "esquema de reembolso"<sup>5</sup>), (ii) la renovación del período de acumulación, o (iii) la cancelación de los saldos (y el servicio eléctrico los convierte de pasivos a activos corrientes en el balance general).

---

<sup>3</sup> Un actor que combina características de consumidor y productor.

<sup>4</sup> Por ejemplo, en Estados Unidos, donde cada estado establece las regulaciones de la medición neta, la política adoptada en el Distrito de Columbia cuenta con dos precios. Para las instalaciones de hasta 100 kW, se emplea la tarifa minorista, y para las instalaciones con una capacidad de entre 100 kW y 1 MW, se usa el precio de generación para compensar a los usuarios. Este es un ejemplo de una diferenciación de tasas que se puede usar como una política de precios de medición neta.

<sup>5</sup> Hay que tener en cuenta que las reglas también pueden definir el reembolso voluntario, con el que los usuarios pueden solicitar el dinero de los créditos antes de que venzan. Esa situación tiene dos caras: aumenta la liquidez financiera de los prosumidores y puede incentivar la adopción de sistemas FV; sin embargo, también puede disminuir la liquidez financiera del servicio eléctrico (u otro actor responsable).



**Figura 2.** Proceso de decisión de las reglas para la acumulación

Fuente: elaboración propia

El segundo nivel de decisión se relaciona con las restricciones de la instalación, que se pueden dividir en dos categorías: *cantidad*, o restricción de la capacidad, y *calidad*, o restricción técnica. Las regulaciones de la medición neta pueden permitir una instalación de capacidad ilimitada o limitarla en cierta medida. Por un lado, la instalación de capacidad ilimitada puede forzar un rápido aumento de la capacidad de GD en la red y crear problemas de coordinación entre las inversiones del servicio eléctrico y la generación distribuida. Por otro lado, la capacidad ilimitada puede incentivar la adopción de sistemas de GD si la compensación monetaria es posible, ya que quienes adoptan esos sistemas pueden obtener ganancias financieras como producto del aumento de la capacidad instalada. El grado de restricción se puede definir a nivel residencial, por nodo de transmisión o en todo el sistema. Por ejemplo, una mayor densidad de sistemas de GD conectados a un solo nodo puede crear un problema de equilibrio de la frecuencia local si no se restringe.

La restricción de calidad hace referencia específicamente a los procedimientos técnicos que usa el regulador (o cualquier otro actor designado, como la empresa de servicio eléctrico) para garantizar que el sistema de GD se mantenga estable y seguro, la medición sea fiable y la instalación se lleve a cabo de acuerdo con los estándares técnicos requeridos. Las restricciones rígidas de calidad

pueden aumentar los costos de instalación y operación, lo que hace que el sistema de GD sea menos atractivo para quienes podrían adoptarlo.

La granularidad o resolución de saldo neto debe especificarse en términos espaciales y temporales. La granularidad temporal puede entenderse como el ciclo en el que se calcula el balance entre la generación y el consumo. Por lo tanto, se calcula al final de una unidad de tiempo (minutos, horas o días) o al final del ciclo de facturación o año fiscal. Luego de eso, se contabiliza el saldo de crédito.

La *granularidad espacial* hace referencia al nivel de balance de agregación entre los generadores de energía distribuida, que pueden ser pequeños, como una persona (con muchas instalaciones), una instalación doméstica particular o, incluso, varias personas agregadas a un grupo de balance de energía neta. Un nivel menos desglosado, como la agregación nodal, permitiría la formación de agregadores de balance por barrios, lo que puede aumentar el atractivo de la instalación, al compartir los costos operativos entre los usuarios o competir en el mercado mayorista con una flexibilidad mayor que la de los usuarios particulares. Por último, una granularidad espacial con base en la propiedad aumentaría aún más el desglose geográfico posible del balance, lo que permite que los usuarios con instalaciones de generación distribuida no contiguas, en diversas ubicaciones, balanceen energía virtual a través la red.

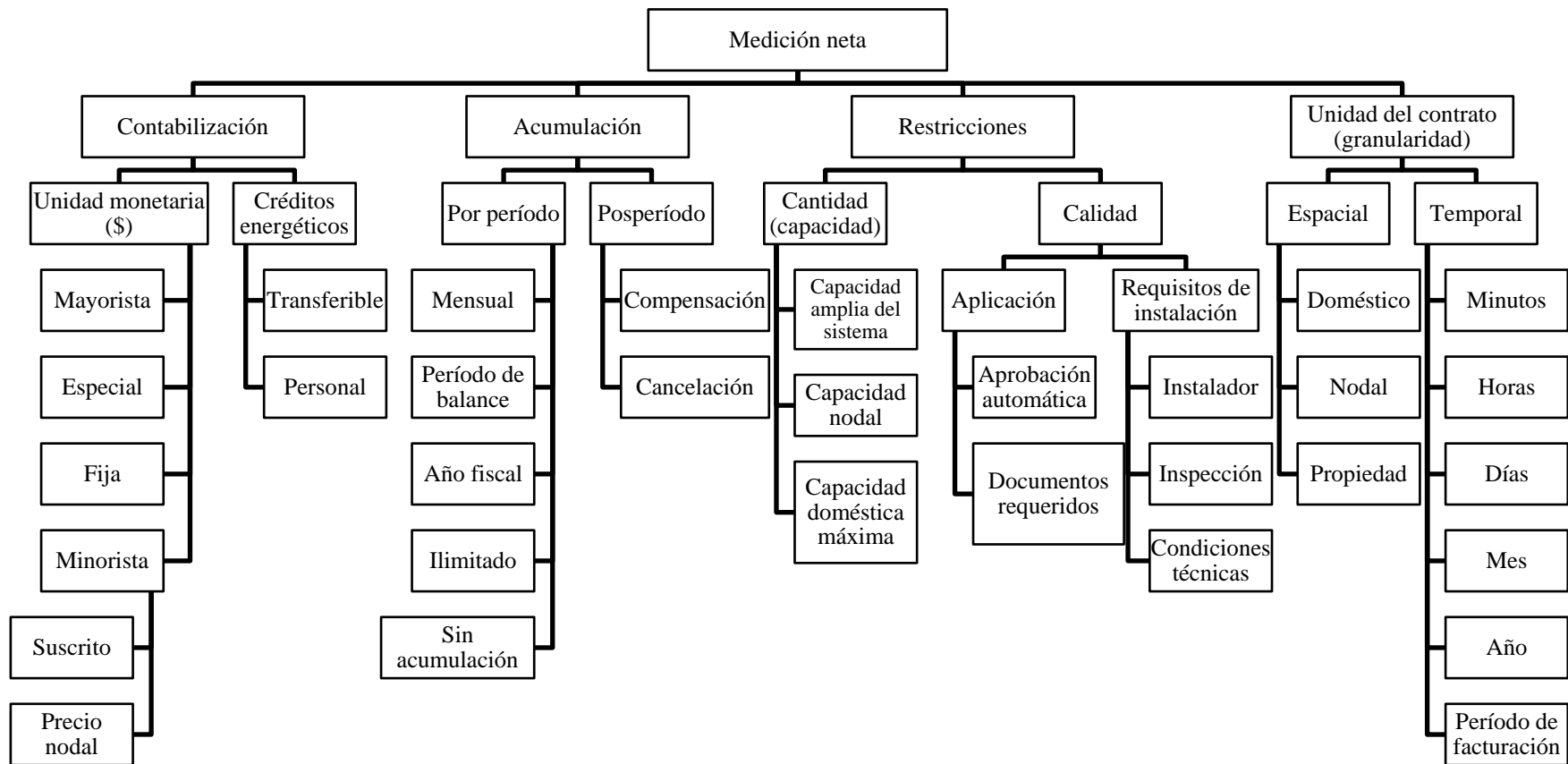


Figura 3. Marco del proceso de toma de decisiones regulatorias

Fuente: elaboración propia.

## 2. Políticas de medición neta en América Latina y el Caribe

Actualmente, las políticas de medición neta y facturación neta son uno de los mecanismos principales para incentivar la adopción de la generación distribuida en la región de LAC. Entre el 2008 y el 2018 (julio), 17 países adoptaron una política nacional para implementar la medición neta (Figura 4). De ellos, Jamaica y las Bahamas implementaron proyectos piloto antes de la implementación real, cuatro países<sup>6</sup> actualizaron sus regulaciones y un país (Argentina) unificó programas regionales de medición neta en una regulación nacional. Entre esos países con leyes vigentes sobre la medición neta, 10 se refieren a la política como "medición neta",<sup>7</sup> cuatro usan el término "facturación neta"<sup>8</sup> y uno (México) usa ambos términos indistintamente. Los términos no se relacionan con la unidad de contabilización (energía o dinero).

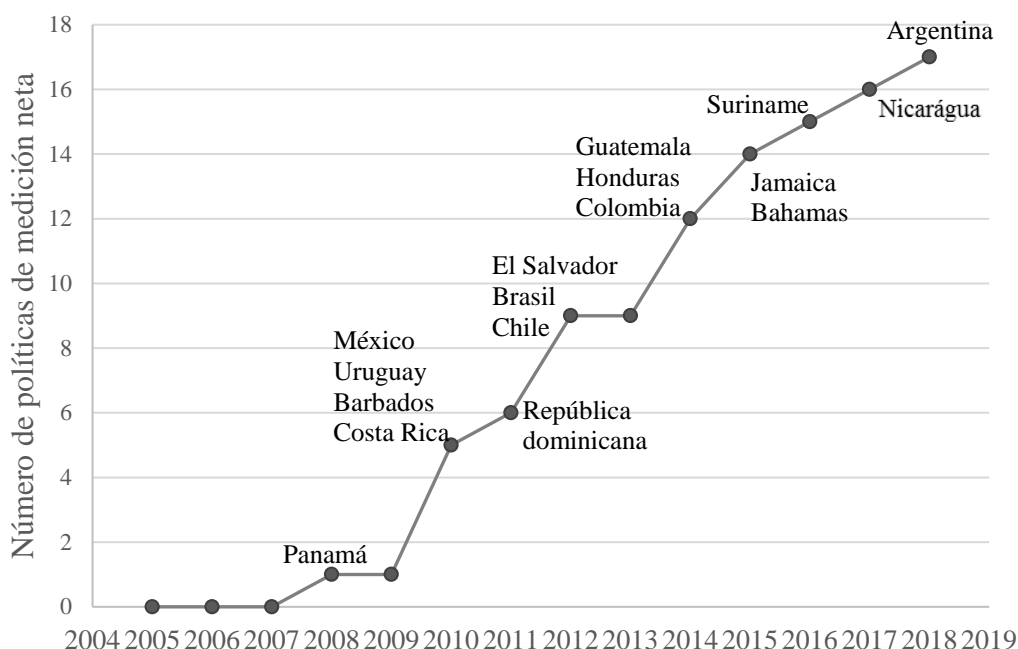


Figura 4. Cronología de la adopción de políticas de medición neta en LAC

Fuente: elaboración propia con base en datos de BNEF, IEA/IRENA y las leyes energéticas en países de LAC.

### 2.1. Contabilización y acumulación

<sup>6</sup> Panamá (2012), Brasil (2014), Guatemala (2014) y Colombia (2018).

<sup>7</sup> Panamá, Uruguay, Costa Rica, República Dominicana, El Salvador, Brasil, Guatemala, Honduras, Colombia y Argentina.

<sup>8</sup> Barbados, Chile, Jamaica y Bahamas.

Primero, las reglas deben determinar el producto que se comercializará con un esquema de medición neta, o la unidad de contabilización, y la manera en que los créditos acumulados pueden transponerse para usarse en el futuro. En términos de *contabilización*, 10 países adoptan la acumulación de créditos monetarios, 4 países adoptan la acumulación de créditos energéticos y 1 país (Costa Rica) ofrece dos tipos de contrato: uno "simple", con una acumulación mensual de los créditos energéticos, y otro "completo", con una compensación monetaria anual.<sup>9</sup> Los países que adoptan un solo tipo de esquema de acumulación son los siguientes:

- *Acumulación energética*: Uruguay, Brasil, Surinam, Guatemala y Bahamas;
- *Acumulación monetaria*: Panamá, México, Barbados, República Dominicana, El Salvador, Nicaragua, Chile, Honduras, Colombia, Jamaica, Argentina y Brasil (por tasas mensuales).

Los *períodos de acumulación* de cada país varían entre un período de facturación de cinco años y un período indefinido. La lista de países se resume en la Tabla 1, en función del período de acumulación, las unidades de acumulación y lo que sucede con los créditos después de su vencimiento. Hay 8 países que adoptan políticas de reembolso, lo que permite a los usuarios convertir los créditos en ganancias monetarias después de alcanzar el límite del período de acumulación; y solo 3 países cancelan los créditos.

En Guatemala, los generadores de energía distribuida pueden elegir "vender" el excedente energético en dos mercados. Pueden venderlo directamente a la empresa de distribución y recibir créditos energéticos con un período de acumulación indefinido, o pueden elegir vender ese excedente al mercado mayorista, donde se les paga al precio mayorista. Ambas opciones no son mutuamente excluyentes, y pueden usarse simultáneamente. Por ejemplo, un distribuidor puede generar suficiente energía para (1) cubrir su consumo actual, (2) reducir el consumo futuro al compensar los créditos energéticos en la red de distribución, y (3) vender los créditos por la generación de excedente energético al mercado mayorista. Sin embargo, las especificaciones técnicas que deben cumplirse para recibir la autorización para vender energía directamente al mercado mayorista pueden suponer restricciones para los usuarios.

**Tabla 1.** Períodos y unidades de acumulación en América Latina y el Caribe

---

<sup>9</sup> La modalidad "completa" comenzó en el 2015.



País	Período de acumulación	Unidad de acumulación	Luego del vencimiento
Uruguay	0 Meses	Energética	Reembolso
República Dominicana	1 Período de facturación	Monetaria	Reembolso
Jamaica	1 Meses	Monetaria	Cancelación
Bahamas	1 Año de facturación	Energética	Reembolso
Barbados	3 Meses	Monetaria	Reembolso
Argentina	6 Meses	Monetaria	Reembolso
Panamá	12 Meses	Monetaria	Reembolso
México	12 Meses	Monetaria	Reembolso
Costa Rica	12 Meses	Híbrida	Reembolso
Surinam	12 Meses	Energética	Reembolso
Nicaragua	12 Año financiero	Monetaria	Reembolso
Chile	12 Meses	Monetaria	Cancelación
Brasil	60 Meses	Energética/monetaria <sup>10</sup>	Cancelación
El Salvador	Indefinido	Monetaria	N/A
Guatemala	Indefinido	Energética	N/A
Honduras	Indefinido	Monetaria	N/A
Colombia	Indefinido	Monetaria	N/A

Fuente: elaboración propia.

## 2.2. Restricciones cuantitativas y cualitativas de la instalación

La Tabla 2 muestra las restricciones cuantitativas y cualitativas adoptadas por las políticas de medición neta en LAC. En general, casi todos los países de la región (excepto por Barbados, Argentina, Costa Rica, Colombia y El Salvador) adoptan un límite de capacidad de GD a nivel residencial. Ese límite varía entre 100 kW en Uruguay, Jamaica y las Bahamas, y 5 MW en Brasil. En Barbados, la restricción se impone a todo el sistema, y la GD no puede exceder el 10 % de la capacidad total del país. En Costa Rica, las instalaciones nuevas deben alcanzar un máximo del 15 % de la demanda del año anterior. En Colombia, la restricción se aplica a nivel de la red de distribución, y se imponen límites a las subestaciones y los transformadores que conectan los generadores de distribución (15 % de la capacidad y 50 % de la demanda). Otros países, como

<sup>10</sup> En Brasil, se usa una unidad de acumulación mixta cuando el consumidor adopta la tarifa horaria. La acumulación se realiza mediante bloques de tarifas, usando unidades energéticas, pero puede pasar de un bloque a otro mediante unidades monetarias.

Nicaragua y Surinam, fijan el consumo eléctrico anual como el límite para la generación eléctrica anual.

Con respecto al aspecto cualitativo, los países definen los requisitos de la instalación técnica y quién es responsable de autorizar instalaciones nuevas. Hay 4 países que adoptan la instalación con licencia. Una vez que instaladores con licencia completan la instalación de equipos certificados, la GD puede incluirse en la medición neta. Además, 12 países requieren una autorización de distribución para certificar que las instalaciones propuestas cumplen con los requisitos regulatorios y para inspeccionar si los equipos instalados son confiables para participar en la medición neta.

Todos los países en LAC que cuentan con políticas vigentes de medición neta residencial las adoptan a nivel doméstico, con un período de facturación mensual. De esa manera, no son posibles las organizaciones alternativas, como la agregación de usuarios y períodos de facturación más cortos.

**Tabla 2.** Restricciones cuantitativas y cualitativas de las políticas de medición neta de LAC

País	Capacidad instalada máxima permitida (kW)				Autorización técnica para la instalación
	En todo el sistema	Nodal	Distribución	Residencial	
Uruguay	-	-	-	100	Instalación con licencia
Jamaica	-	-	-	100	Instalación con licencia
Bahamas	-	-	-	100	Empresa de distribución
República Dominicana	-	-	-	1000	Instalación con licencia
Barbados	10 % de la capacidad total	-	-	-	Empresa de distribución
Argentina	-	-	-	-	Empresa de distribución
Panamá	-	-	-	500	Empresa de distribución
México	-	-	-	500	Empresa de distribución
Chile	-	-	-	2000	Instalación con licencia
Costa Rica	15 % de la demanda anual	-	-	-	Empresa de distribución
Surinam	-	-	-	- <sup>11</sup>	Empresa de distribución
Nicaragua	-	-	-	5000 <sup>12</sup>	Empresa de distribución
Brasil	-	-	-	5000	Empresa de distribución
Honduras	-	-	-	250	Empresa de distribución
Colombia	-	-	15 % de la capacidad de la subestación 50 % de la demanda de la subestación	-	Empresa de distribución
Guatemala	-	-	-	5000	Empresa de distribución
El Salvador	-	-	-	-	Empresa de distribución

Fuente: elaboración propia

<sup>11</sup> En Surinam, la producción generada anualmente debe ser inferior al consumo anual.

<sup>12</sup> En Nicaragua, las instalaciones se dividen en (i) baja tensión: ilimitada, aunque limitada por la demanda anual del consumidor, y (ii) media tensión: hasta 5 MW.

### 3. Implicaciones de la política y los incentivos de la medición neta

En este punto, nos enfocamos en los incentivos que produce una política de medición neta para el consumidor. Usamos una estructura básica con México como ejemplo (consultar el Anexo 1 para conocer los números empleados en la calibración) y cambios marginales simulados (en ascenso y en descenso) con *ceteris paribus*. Luego, llevamos a cabo un análisis de costo-beneficio de un proyecto de un sistema solar fotovoltaico (calculando el valor actual neto [<sup>13</sup> VAN]) y verificamos si el proyecto es viable para un consumo promedio de 2,6 kWh/día. La figura X muestra el comportamiento del VAN para cada conjunto de variables.

El nivel de la tarifa tiene un efecto positivo sobre la viabilidad de sistemas FV con las políticas de MN. Eso ocurre por una combinación de dos efectos complementarios. Primero, un aumento en el nivel de la tarifa reduce el valor actual neto del consumo, lo que significa que la energía que se compra a la red es más costosa. Segundo, suponiendo que la tasa de medición neta se calcula con el precio minorista (como suele suceder en casi todos los casos de MN), el incremento en el nivel de la tarifa aumenta la remuneración de la carga energética de la red. De ese modo, la diferencia actual neta (entre dos estados: con sistemas FV y sin ellos) aumenta (y se vuelve positiva) con una tarifa más alta.

Sin embargo, la tarifa minorista usada para remunerar la energía vendida con la generación distribuida también puede tener diferentes condiciones comerciales. La tasa de medición neta se calcula como un factor multiplicador de la tarifa minorista. Si es mayor a uno, la generación se remunera con una tarifa especial. Por ejemplo, un factor de 1,1 implica que el precio de energía de GD es un 10 % mayor al precio de consumo. En algunos casos, la tasa especial de medición neta no se calcula en función directa de la tarifa minorista, sino en función de los costos mayoristas. Eso es lo que sucede en Jamaica, donde la tasa especial es el 15 % del precio de la generación a

---

<sup>13</sup> El VAN se calcula de la siguiente manera:  $\Delta VAN = \sum \frac{p_{kWh}(G_t(S) \cdot N_{tasa} - C_t)(1+imp.) - p_{fija}(1+imp.) - M_t(S) - F_t(S)}{(1+\pi_t)(1+i_t)^t}$ . Donde  $C_t$  es el consumo en kWh en el período t,  $p_{kWh}$  y  $p_{fija}$  son la tarifa variable y la fija, respectivamente,  $imp.$  es el impuesto de la factura,  $\pi_t$  es la tasa de inflación en t, y  $i_t$  es la tasa de interés en t,  $G_t$  es la autogeneración en kWh en el período t,  $M_t(S)$  corresponde a los costos anuales de mantenimiento y operación en función de la capacidad instalada S, y  $I_0$  es la inversión inicial de capital en función de S.

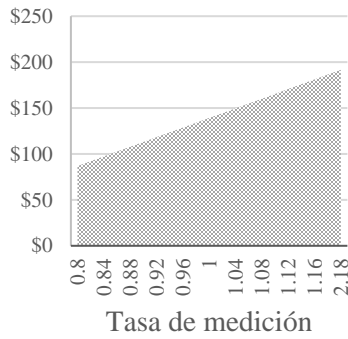
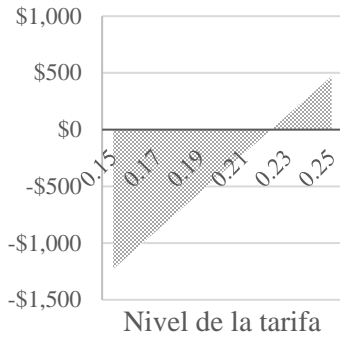
base de petróleo reemplazada por la producción de GD. Estos esquemas son más inestables ante las decisiones que se toman en el mercado mayorista. Por otro lado, la tasa de medición neta también puede ser inferior a uno. En ese caso, los beneficios de vender energía son inferiores al costo de comprarla a la red eléctrica. Este esquema crea menos fricción entre las necesidades de los usuarios con respecto a la red y los requisitos de ingresos del servicio eléctrico; sin embargo, puede ralentizar la adopción en diferentes escenarios. En el caso de México, por ejemplo, incluso una tasa de medición neta de 0,8 representa un beneficio neto y puede ser rentable, aunque dicha rentabilidad es susceptible al nivel de consumo doméstico.

Un mayor nivel de consumo aumenta los costos actuales de la electricidad en una situación sin una instalación FV, lo que hace que los sistemas FV sean más rentables. Igualmente, una mayor capacidad instalada aumenta la producción energética del sistema, lo que incrementa el valor actual neto de la generación en caso de que se pueda vender toda la energía a la red. No obstante, la rentabilidad de la capacidad instalada varía de una región a otra y en el tiempo. Las regiones tienen diferentes intensidades de irradiación y períodos de exposición a la luz solar, y los avances tecnológicos pueden reducir las pérdidas y aumentar la producción energética mediante el incremento del factor de capacidad.

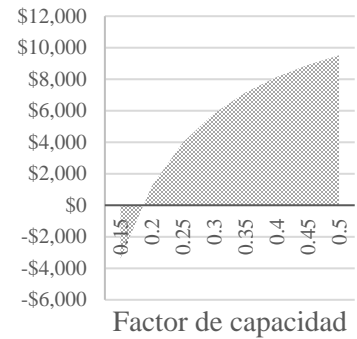
Al instalar sistemas nuevos de energía distribuida, el costo de adquisición del sistema es una variable importante. En nuestro modelo, el costo se ve afectado por cuatro variables: los costos de capital, los costos operativos, la tasa de interés de préstamo y el período de pago. Los costos operativos y de capital aumentan los costos para adquirir y mantener el sistema en funcionamiento, mientras que la tasa de interés de préstamo afecta el costo de financiamiento de la instalación de los equipos de GD.

Los costos de adquisición del sistema de GD aumentan si la tasa de interés de préstamo también lo hace. El período de pago afecta la duración del proyecto. Los proyectos con períodos de pago más largos reducen los costos en el tiempo en comparación con los proyectos con períodos de pago más cortos. Por ejemplo, en el estudio de caso, los proyectos con períodos de pago inferiores a cuatro años no son rentables, ya que el VAN del sistema de GD es negativo, mientras que los proyectos con períodos de pago superiores a cinco años solo son rentables con esquemas de reembolso.

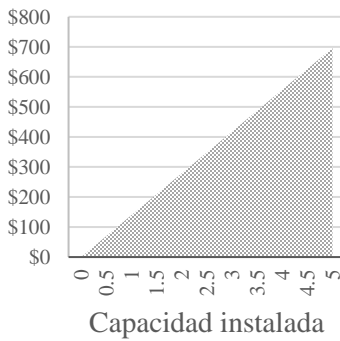
### VARIABLES DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LA POLÍTICA



### VARIABLE EXÓGENA



### VARIABLES DE DECISIÓN DEL CONSUMIDOR



### VARIABLES FINANCIERAS

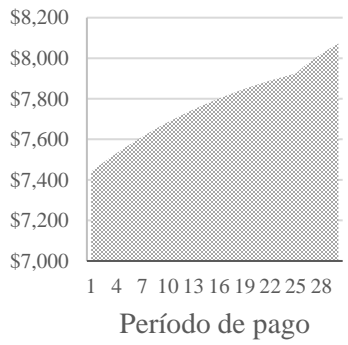
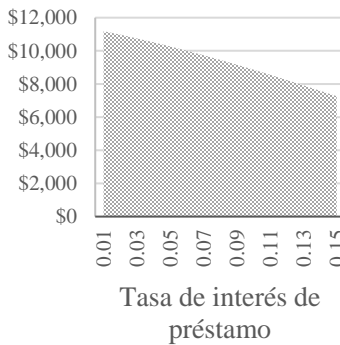


Figura X: Evaluación de la susceptibilidad a variables de política, del consumidor, exógenas y financieras.

En general, los esquemas de reembolso son atractivos para la adopción de sistemas de GD porque eliminan el valor actual neto del tope de generación, lo que permite a los usuarios obtener

ganancias monetarias. Sin embargo, este esquema puede traer problemas si la tasa de adopción es elevada, como (i) generación excesiva durante los períodos pico, (ii) desequilibrios nodales, (iii) distorsión en el equilibrio entre la inversión y los requisitos de ingresos del servicio eléctrico. Por otro lado, los esquemas sin reembolso pueden significar una tasa de adopción más baja.

Por supuesto, hay muchos factores que pueden afectar la tasa de adopción de sistemas de GD, incluidos factores no monetarios como las cuestiones medioambientales. En general, la Tabla 3 resume los incentivos que crea cada estructura de variables con respecto a la tasa de adopción de GD, observando únicamente el valor económico de los proyectos de generación distribuida en los esquemas de medición neta. Por supuesto, la interacción de cada estructura de variables crea diferentes resultados y depende de la magnitud del efecto individual.

**Tabla 3.** Resumen de los efectos de las variables

<i>Variable simulada clave</i>	<i>Efecto sobre la tasa de adopción de GD</i>
Nivel de la tarifa (↑)	+
Tasa de medición neta (↑)	+
Esquema de reembolso (Sí)	+
Tasa de interés de préstamo (↑)	-
Períodos de pago (↑)	+
Nivel de consumo (↑)	+
Capacidad de instalación necesaria (↑)	+
Factor de capacidad (↑)	+

#### **4. Observaciones finales**

Se ha observado que la medición neta es una política exitosa para fomentar la adopción de recursos de generación distribuida, en especial, los sistemas solares fotovoltaicos. Sin embargo, el diseño de esta política es muy heterogéneo entre los países y, en diversos casos, se ha tenido éxito en la adopción y la implementación de las políticas de MN. En América Latina y el Caribe, hay 15 países que tienen políticas vigentes de medición neta, de diferentes características.

El objetivo de este estudio era evaluar las políticas de medición neta en LAC en términos de diseño e incentivos de la política. Primero, llevamos a cabo una evaluación económica de las políticas de medición neta y los elementos que debían determinar los reguladores para lograr sus objetivos con respecto a la adopción. Luego, analizamos el diseño de esas políticas en América Latina y el Caribe, al igual que los incentivos que producen.

Se puede realizar una evaluación de la política para mejorar la efectividad de las políticas de medición neta y aumentar la tasa de adopción de los sistemas FV. En primer lugar, los esquemas de reembolso son más atractivos para los usuarios que la cancelación de los créditos. En segundo lugar, la compensación de créditos puede hacerse a través de diversos esquemas de precios; de los cuales la tarifa minorista y el precio mayorista son los dos más comunes. La tarifa minorista aumenta la remuneración de los prosumidores, pero puede conllevar limitaciones financieras para el servicio eléctrico. Eso obliga al servicio eléctrico a incorporar pérdidas en la revisión tarifaria, lo que crea efectos no deseados sobre la distribución. Por otro lado, el precio mayorista puede reducir el atractivo de un proyecto FV, pero disminuye el riesgo para el servicio eléctrico. Incluso con una tasa baja de rentabilidad, el sistema FV seguiría siendo rentable en muchos casos.

En general, las políticas de medición neta parecen ser útiles para fomentar que los consumidores domésticos adopten la generación de energía distribuida, particularmente en América Latina y el Caribe, donde la irradiación solar es una gran ventaja para la viabilidad de la generación solar fotovoltaica. Aunque también se usan muchas otras políticas en el mundo, la medición neta parece ser la política preferencial para fomentar las energías renovables a escala distribuida en LAC.



## Referencias

- Candelise, Chiara, Mark Winskel, and Robert J.K. Gross. 2013. “The Dynamics of Solar PV Costs and Prices as a Challenge for Technology Forecasting.” *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 26: 96–107. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.05.012>.
- Castaneda, Monica, Maritza Jimenez, Sebastian Zapata, Carlos J. Franco, and Isaac Dyner. 2017. “Myths and Facts of the Utility Death Spiral.” *Energy Policy* 110 (June): 105–16. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.07.063>.
- Darghouth, Naïm R., Galen Barbose, and Ryan Wiser. 2011. “The Impact of Rate Design and Net Metering on the Bill Savings from Distributed PV for Residential Customers in California.” *Energy Policy* 39 (9): 5243–53. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2011.05.040>.
- Felder, Frank A., and Rasika Athawale. 2014. “The Life and Death of the Utility Death Spiral.” *Electricity Journal* 27 (6): 9–16. <https://doi.org/10.1016/j.tej.2014.06.008>.
- IRENA, IEA, and REN. 2018. *Renewable Energy Policies in a Time of Transition*. [http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/IRENA\\_IEA\\_REN21\\_Policies\\_2018.pdf](http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/IRENA_IEA_REN21_Policies_2018.pdf).
- Khalilpour, Rajab, and Anthony Vassallo. 2015. “Leaving the Grid: An Ambition or a Real Choice?” *Energy Policy* 82 (1): 207–21. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2015.03.005>.
- Laws, Nicholas D., Brenden P. Epps, Steven O. Peterson, Mark S. Laser, and G. Kamau Wanjiru. 2017. “On the Utility Death Spiral and the Impact of Utility Rate Structures on the Adoption of Residential Solar Photovoltaics and Energy Storage.” *Applied Energy* 185: 627–41. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.10.123>.
- Picciariello, A., J. Reneses, P. Frias, and L. Söder. 2015. “Distributed Generation and Distribution Pricing: Why Do We Need New Tariff Design Methodologies?” *Electric Power Systems Research* 119: 370–76. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2014.10.021>.

### Anexo 1. Calibración del modelo del VAN

<b>Categoría</b>	<b>Variable</b>	<b>México (2017)</b>
<b>Reguladores</b>	Nivel de la tarifa	0,23 USD/kWh
	Tasa de medición neta	100 %
	Esquema de reembolso	Sí
	Período de acumulación	1 año
	Crédito acumulado	Dinero
<b>Instituciones financieras</b>	Tasa de interés de préstamo	7,75 %
	Períodos de pago	25 años
<b>Consumidores</b>	Nivel de consumo	130 kWh/mes
	Capacidad instalada	4,6 kW
<b>Exógenos</b>	Tasa de inflación	5 %
	Tasa de descuento real	2,75 %
	Costo de capital de la GD	965 USD/kW
	Costo operativo de la GD	30 USD/año (EE. UU.)
	Tasa de depreciación de la GD	5 % anual
	Factor de capacidad	20 %