



Avances en el diseño de políticas y marcos regulatorios para las energías renovables en **América Latina y el Caribe** para la generación distribuida y a escala de la red de distribución eléctrica

DAVID LÓPEZ SOTO
ALEXANDRE MEJDALANI
ADELAIDA NOGALES
MAURICIO TOLMASQUIM
MICHELLE HALLACK

Datos de catalogación de la publicación proporcionados por el
Banco Interamericano de Desarrollo
Biblioteca Felipe Herrera

Avances en el diseño de políticas y marcos regulatorios para las energías renovables en América Latina y el Caribe para la generación distribuida y a escala de la red de distribución eléctrica / David López Soto, Alexandre Mejdalani, Adelaida Nogales, Mauricio Tolmasquim;

Michelle Hallack. p. cm. – (Monografía del BID; 785)
Incluye referencias bibliográficas.

1. Fuentes de energía renovables: América Latina. 2. Fuentes de energía renovables: área del Caribe. 3. Política energética: América Latina. 4. Política energética: área del Caribe. 5. Generación distribuida de la energía eléctrica: América Latina. 6. Generación distribuida de la energía eléctrica: área del Caribe. I. López Soto, David. II. Mejdalani, Alexandre. III. Nogales, Adelaida. IV. Tolmasquim, Mauricio Tiomno. V. Hallack, Michelle. VI. Banco Interamericano de Desarrollo. División de Energía. VII. Serie.

IDB-MG-785

Códigos JEL: Q40, Q42, Q48

Palabras clave: Política energética, tarifa energética, subastas de energía, generación distribuida

Copyright © 2019 Banco Interamericano de Desarrollo. Esta obra cuenta con una licencia de atribución-no comercial-sin derivadas (CC-IGO BY-NC-ND 3.0 IGO) de Creative Commons IGO 3.0 (<http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/3.0/igo/legalcode>) y podrá reproducirse con atribución al BID y con cualquier fin no comercial. No se permiten obras derivadas.

Cualquier disputa relacionada con el uso de las obras del BID que no pueda resolverse amistosamente debe someterse a arbitraje de conformidad con el reglamento de la CNUDMI (UNCITRAL). El uso del nombre del BID con cualquier fin que no sea la atribución y el uso del logotipo del BID estarán sujetos a acuerdos de licencia por escrito diferentes entre el BID y el usuario, y la licencia CC-IGO no los autoriza.

Tenga en cuenta que el enlace anterior incluye condiciones y términos adicionales de la 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 junta directiva ni de los países que representa.



Avances en el diseño de políticas y marcos regulatorios para las energías renovables en **América Latina y el Caribe** para la generación distribuida y a escala de la red de distribución eléctrica

DAVID LÓPEZ SOTO
ALEXANDRE MEJDALANI
ADELAIDA NOGALES
MAURICIO TOLMASQUIM
MICHELLE HALLACK



Índice

1	INTRODUCCIÓN	4
	INCENTIVOS PARA LAS ENERGÍAS RENOVABLES A ESCALA DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA	5
	2.1. Subastas: la herramienta favorita de ALC para las energías renovables	6
	2.2. Los diseños de la acción	8
	2.3. Mapeo de políticas regionales	11
	2.4. Resultados de las subastas	13
	INCENTIVOS PARA LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA: DISEÑOS DE MEDICIÓN NETA	14
	3.1. Diseño de una política de medición neta	15
	3.1.1. Beneficios y desafíos de una política de medición neta	
	3.1.2. Decisiones para el diseño de políticas	
	3.2. Políticas de medición neta en la región de ALC	20
	3.2.1. Contabilización y acumulación	
	3.1.2. Restricciones cuantitativas y cualitativas de la instalación	
	3.3. Incentivos de medición neta e implicancias políticas	23
4	OBSERVACIONES FINALES	29
	REFERENCIAS	30
	ANEXO 1. CALIBRACIÓN DEL MODELO DEL VAN	31
	ANEXO 2. CAPACIDADES DE GENERACIÓN EN ALC: ENERGÍA EÓLICA Y SOLAR	31

Introducción¹

La región de América Latina y el Caribe (ALC) ocupa un cómodo lugar de liderazgo en cuanto a la participación de las energías renovables dentro de la matriz de generación de electricidad, debido principalmente a la cuota de generación hidroeléctrica, que representa el 46 % de la generación total de energía en 2017 (OLADE, 2018). A pesar de que la participación de las energías renovables en la combinación de generación eléctrica disminuyó en un 8,2 % de 2000 a 2016, la producción de generación de las energías renovables aumentó en un 51 %, en términos absolutos, durante el mismo período de tiempo. Esto ha sido una consecuencia de la disminución de los costos de las energías renovables y el resultado de varias de las políticas aplicadas en la región de ALC. En los últimos años se han propuesto y experimentado diferentes tipos de políticas dedicadas a estimular e incentivar la participación privada en la generación

de energías renovables, tales como la no fijación de precios (cuotas y obligaciones) y los instrumentos de fijación de precios tanto para la producción a gran como a pequeña escala (IRENA, AIE y REN21, 2018). Sin embargo, aunque el aumento de la producción de energías renovables fue sustancial, aún es necesario intensificar los esfuerzos de ALC para alcanzar las metas de descarbonización.

Cuando se habla del contraste entre las soluciones distribuidas y las de gran escala, es necesario considerar la economía de escala de la generación de energía eléctrica y los costos de la red asociados a las diferentes opciones. Por un lado, tenemos los modelos de negocio tradicionales con generadores de gran escala (que combinan diferentes tecnologías, con diversas fuentes, y proporcionan diferentes tipos de servicios) y redes extensas (de transmisión y distribución). Por otro lado, los recursos de

generación distribuida (GD) están instalados cerca de la unidad de consumo. Los hogares, las pequeñas empresas o las pequeñas comunidades pueden poseer recursos de la GD para autoabastecer parte de la electricidad consumida por los usuarios. Esto incluye nuevos modelos de negocio y cambios en el uso de las redes (de transmisión y distribución).

En los diseños de mercado de ALC, los riesgos de la inversión en el primer caso se comparten con frecuencia (pero no exclusivamente) entre los usuarios, que no pueden decidir si asumen el riesgo, utilizando mecanismos centralizados para garantizar la viabilidad económica del proyecto (como las obligaciones de los acuerdos de compra de energía). En cambio, la decisión de invertir en GD es mucho más descentralizada, ya que forma parte de un proceso en que los actores se ocupan de la optimización y de la asunción de riesgos por sí mismos.

Debido a estas diferencias económicas entre las inversiones en energía renovables a escala de la red de distribución eléctrica, existen numerosas variaciones en los contratos diseñados para dar cabida a cada opción, la forma en que se recompensa a los agentes y la forma en que se comparten los riesgos entre los usuarios. Las políticas y herramientas diseñadas para incentivar cada opción promueven resultados diferentes, con valores económicos diferentes. En esta monografía se estudian los mecanismos de incentivo tanto para la generación a escala de la red de distribución eléctrica (generación a gran y mediana escala) como para la GD (generación a pequeña escala instalada en la unidad principal de consumo) en ALC.

1. Muchas gracias a Katherine Antonio, Enrique Chueca, Tomas Serebrisky y a los dos revisores anónimos por todos sus útiles comentarios.

Incentivos para las energías renovables a escala de la red de distribución eléctrica.

Se pueden utilizar diferentes mecanismos para contratar un nuevo suministro de generación de energía a nivel de la red de distribución eléctrica, como indican Kreycik, Couture y Cory (2011): (a) licitaciones competitivas, (b) subastas de energías renovables, (c) tarifas de alimentación y (d) contratos bilaterales. Si bien (a) y (b) involucran un proceso de licitación, (c) es un mecanismo de precios de incentivo y (d) un contrato directo de capacidad de generación eléctrica entre agentes cuyas condiciones no incluyen al operador del sistema. El uso de estos mecanismos depende del diseño del mercado de cada país.

Algunos países han observado en los últimos años que la generación de energía renovable no subvencionada puede participar en los mercados mayoristas. Existen ejemplos en Australia, los Estados Unidos y Europa, donde los mercados están maduros y los precios de la electricidad son lo suficientemente altos como para que la generación renovable (principalmente eólica) sea rentable. No obstante, todavía existen barreras regulatorias para la plena participación de las energías renovables, como han advertido la FERC o la Comisión Europea.

La inversión en una nueva instalación de generación de energía tiene las características de un activo (Riordan y Williamson, 1985). La gran incertidumbre que supone la transacción entre ambas partes, el constructor de la instalación de generación y el comprador de la energía y potencia, puede crear incentivos para que los actores se comporten de forma oportunista (Goldberg, 1976; Riordan y Williamson, 1985; Williamson, 1976). En este sentido, los altos costos de transacción harían que los actores soliciten garantías como contratos a largo plazo o el funcionamiento adecuado de los mercados competitivos².

Se pueden utilizar dos tipos principales de mecanismos para contratar el suministro y la capacidad de energía a largo plazo: las subastas de energía renovables³ y los contratos bilaterales entre los generadores y los compradores de energía (que pueden ser un gran consumidor, una empresa dedicada a la comercialización o una empresa de distribución). Mientras que el primero de estos se basa en contratos organizados y armonizados, el segundo mecanismo permite heterogeneidades.

En ALC, los diseños del mercado eléctrico están muy asociados con contratos a largo plazo o la integración vertical. En ambos casos, los contratos de compra de energía a largo plazo han sido el mecanismo más utilizado para incentivar las energías renovables, y recientemente la mayor parte de ellos se otorgan a través de los procedimientos de subastas.

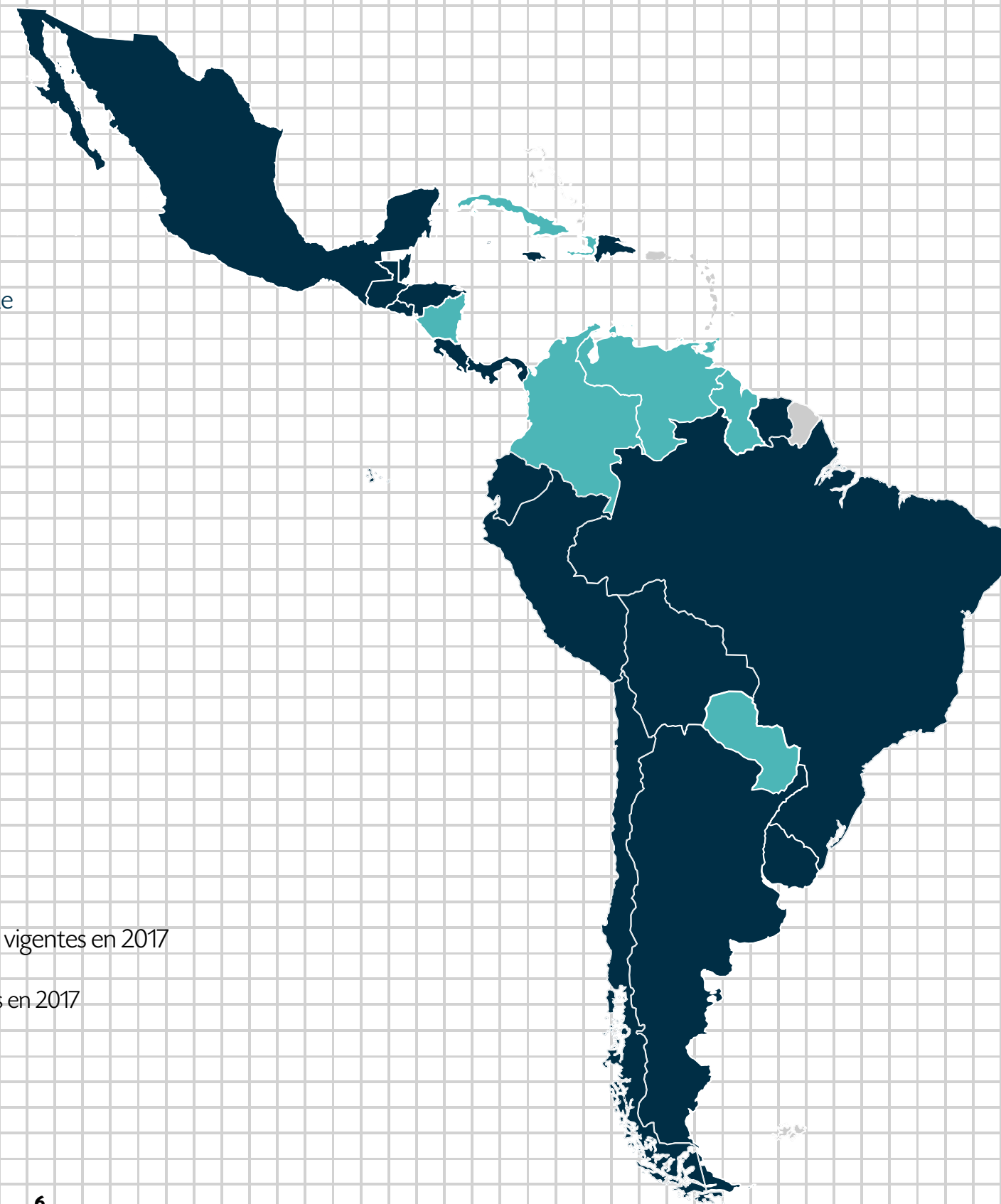
2. La mayor parte de los consumidores finales (como los usuarios residenciales) no están acostumbrados a firmar contratos a largo plazo. Los minoristas a menudo asumían estos riesgos: por un lado, los riesgos se veían mitigados por la integración vertical de algunas empresas de servicios públicos (que son a la vez minoristas y generadoras de energía); por otro lado, hasta hace poco, los consumidores no contaban con opciones de suministro y tenían que comprar la electricidad del único proveedor existente, como sigue ocurriendo en la mayor parte de América Latina y el Caribe. Sin embargo, la disminución de los costos de las tecnologías de GD está dando a los consumidores finales la oportunidad de disminuir su dependencia de los proveedores tradicionales o de la red de suministro eléctrico; todo lo cual aumenta la incertidumbre del sistema tradicional.

3. Las subastas de energía renovables también pueden resolverse mediante contratos bilaterales como los Contratos de Compra de Energía.

2.1. SUBASTAS: LA HERRAMIENTA FAVORITA DE ALC PARA LAS ENERGÍAS RENOVABLES

La importancia de los procesos de subastas para la introducción de las energías renovables es impresionante. En 2017, hasta 84 países de todo el mundo habían hecho uso de los mecanismos de subasta para promover la nueva generación de fuentes de energías renovables (REN21, 2018). En ALC, como se muestra en la Figura 1, 10 países de la región han implementado al menos un tipo de política de subastas de energía renovables para la nueva oferta energética hasta el 2017. En orden, estos programas fueron implementados por primera vez en Brasil (2005)⁴, Honduras (2007), Uruguay (2008), Jamaica (2008), Perú (2008) y Argentina (2009).

Figura 1: Mapa de países de ALC con procesos de subastas de energías renovables, 2017



- | | |
|----|--|
| 4. | <p>La primera subasta para el nuevo suministro de energía en Brasil se celebró en diciembre de 2005 (A-5). No era una subasta específica de energía renovable, pero contrató energía renovable a través de 3 plantas de biomasa (Costa Pinto (56 MW), Quirinópolis (40 MW), Interlagos (40 MW)) y 7 nuevas centrales hidroeléctricas (Baguari (140 MW), Passo de São João (77 MW), São José (51 MW), Simpício (337 MW), Retiro Baixo (82 MW), Foz do Rio Claro (68 MW) y Paulistas (52 MW)). La primera subasta de energía alternativa se celebró en el año 2007. Aunque la subasta tenía como objetivo contratar energía de minihidroeléctricas, termoeléctricas de biomasa y energía eólica, el evento solo generó contratos para las dos primeras fuentes de energía. La primera subasta en donde se contrató generación eólica se celebró en 2009.</p> |
|----|--|

- Políticas de subastas de energías renovables vigentes en 2017
- Sin políticas de subastas de energías renovables en 2017
- Sin datos/No aplicable

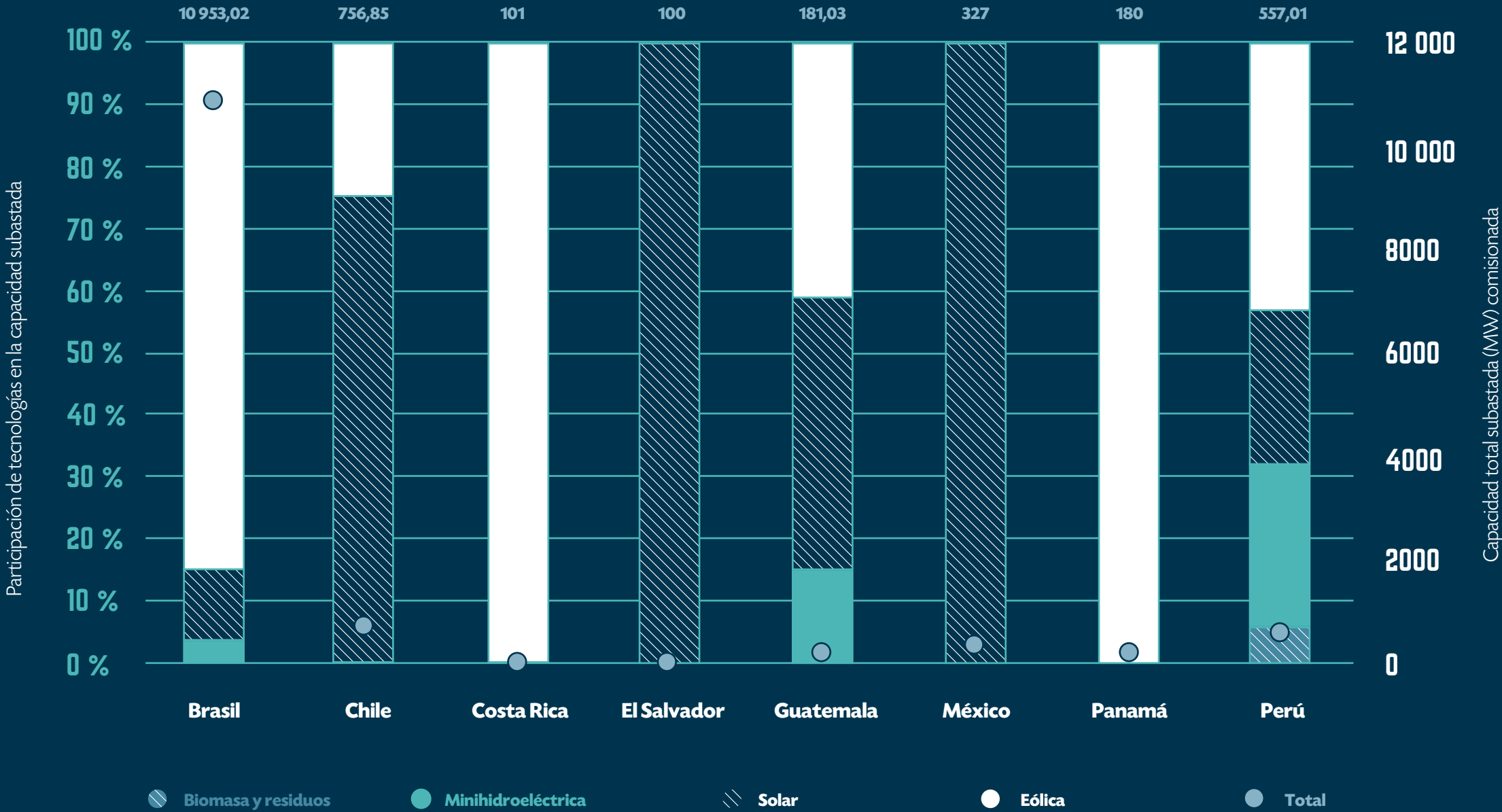
Fuente: Elaboración propia utilizando datos de (IRENA, IEA y REN21, 2018)

De 2009 a 2017, las subastas de energías renovables pusieron en servicio 13,1 GW a la red de suministro eléctrico de 8 países de la región de América Latina y el Caribe (Figura 2), utilizando 4 tecnologías de generación de energía: biomasa y residuos (0,5 %), minihidroeléctrica (4 %), energía solar (19 %) y eólica (76,5 %). Esto representa aproximadamente el 10,6 % de la capacidad agregada regional y el 34,3 % de la capacidad agregada de energías renovables no convencionales.

Además, 564 proyectos ganadores aún no han sido comisionados⁵, los cuales representan 28,1 GW de nueva capacidad de generación eléctrica en Argentina (4,1 GW) Brasil (9,1 GW), Chile⁶ (3,5 GW), El Salvador (0,2 GW), Guatemala (0,1 GW), México (7,9 GW), Panamá (2,6 GW) y Perú (0,6 GW).

En la actualidad, las subastas de energías renovables se utilizan ampliamente en la región de ALC para contratar capacidad de generación tanto existente como nueva a partir de diferentes tecnologías, como se analizará más adelante en la Sección 0.

Figura 2: Capacidad de energía renovable comisionada y subastada entre 2009 y 2018, por fuente y país



5. Estos proyectos se encuentran en diferentes fases del proceso de puesta en servicio: construcción, financiamiento y planificación.

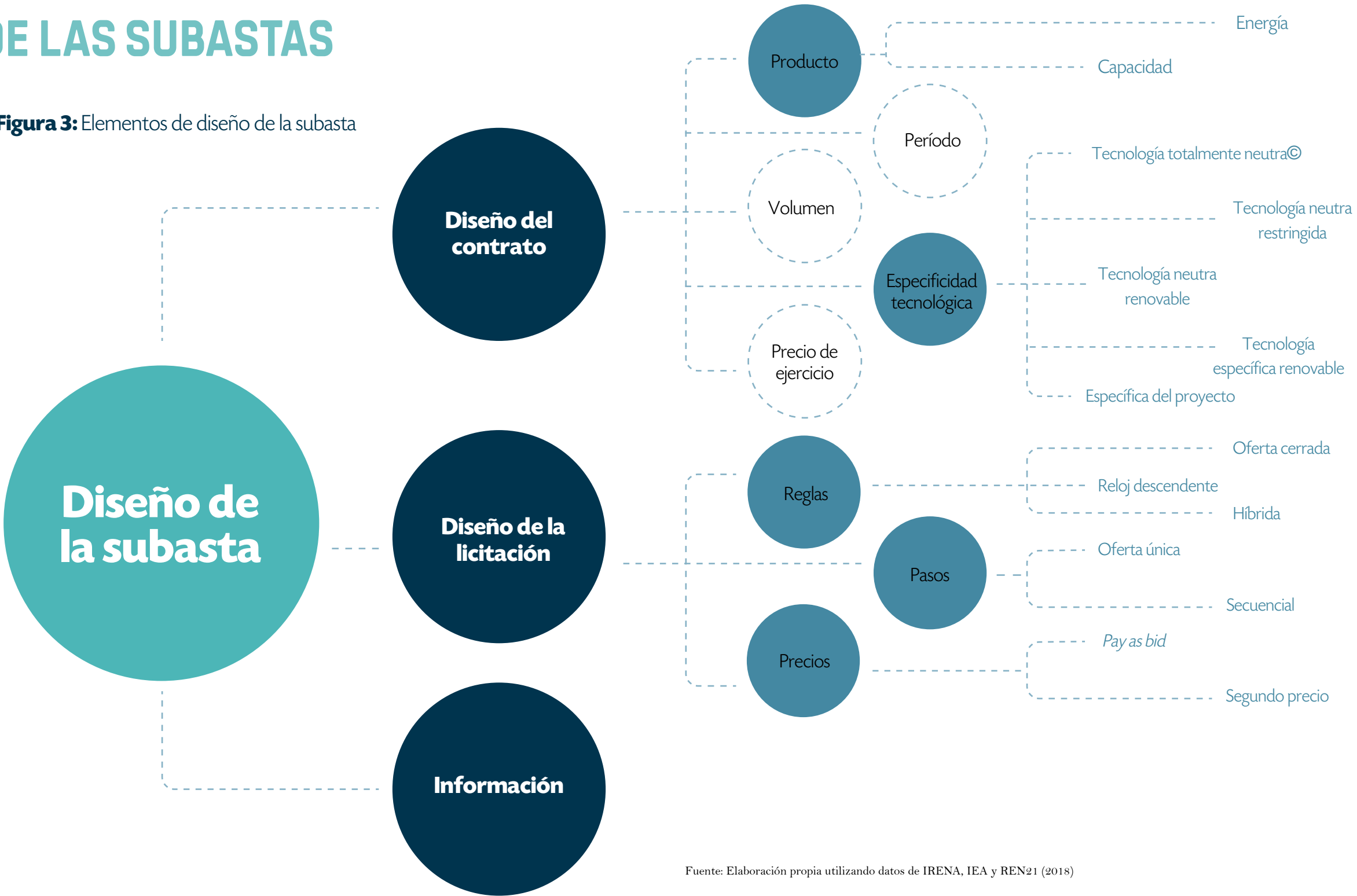
6. Chile utiliza un mecanismo de subasta “neutral desde el punto de vista tecnológico”. El resultado que aquí presentamos contiene solo proyectos renovables.

Fuente: Elaboración propia utilizando información de Bloomberg New Energy Finance

2.2. LOS DISEÑOS DE LAS SUBASTAS

Figura 3: Elementos de diseño de la subasta

El diseño de la subasta es un complejo conjunto de decisiones de políticas que afecta a las diferentes partes del mecanismo. Las subastas generalmente son ejecutadas y diseñadas por un gobierno o por un ente regulador u operador del sistema que actúa como agente del gobierno. La Figura 3 resume las decisiones que un formulador de políticas debe tener en cuenta al diseñar un mecanismo de subasta. Es importante notar que el diseño de una subasta puede afectar el atractivo de la licitación, la transparencia y la divulgación de información, el precio contratado y otras de las consecuencias del proceso. En nuestro esquema⁷, dividimos el diseño de la subasta en 3 partes: (1) el diseño del contrato, (2) el diseño de la licitación y (3) el mecanismo de información.



7. El esquema ha sido desarrollado con base en C. Vazquez et al, (2002) y Maurer y Barroso (2011).

Fuente: Elaboración propia utilizando datos de IRENA, IEA y REN21 (2018)

(1) El diseño del contrato incluye la definición del producto que se contratará, el período del contrato, el volumen que se contratará, la definición de cualquier restricción tecnológica y el precio de ejercicio (si existe).

Es necesario definir el producto que se contratará en la subasta. Podemos dividir el producto en dos tipos: (i) contratos de energía y (ii) contratos de capacidad. En el caso de los contratos de energía, el comprador está comprando una cantidad de energía que se recibirá en el futuro (es un tipo de contrato a plazo, como explica Vázquez, 2011). En cuanto a los contratos de energía, es una práctica común incluir una cláusula del tipo *take-or-pay* que garantice el pago al generador incluso si no hay consumo. En los contratos de energía, no se espera recibir ninguna otra remuneración (aparte de la especificada en el contrato firmado en la subasta).

Por otro lado, los contratos de capacidad, como se explica en Vázquez, Rivier y

Pérze-Arriaga et al. (2002), es la adopción “de una remuneración explícita por la capacidad instalada⁸ como señal económica destinada a aumentar el volumen de la generación instalada y disponible. En teoría, los pagos por capacidad atraerían nuevas inversiones, lo que daría lugar a precios de mercado más bajos (y más estables), y esta reducción de precios se vería compensada por el propio pago por capacidad” (Vázquez y otros, 2002, pág. 350). En este caso, además del pago de la capacidad, el generador podría recibir el pago por la energía si esta es despachada.

El término del contrato especifica cuánto tiempo estará en vigencia. Los contratos a largo plazo ofrecen una mayor certidumbre normativa a los inversionistas, minimizando la probabilidad de que su remuneración se vea cuestionada en el futuro, incluso si cambian el panorama del mercado y de las políticas (IRENA y CEM, 2015). El tiempo de duración promedio de los contratos en ALC es de 20 años.

La decisión sobre el volumen que se subastará también es un punto crítico en el diseño de la subasta que debería considerar la capacidad del mercado. La cantidad de capacidad instalada o de generación de electricidad que se va a adquirir a través de la subasta puede influir en el nivel de competencia. Existe la posibilidad de que haya una falta de competencia en aquellos mercados donde hay un número limitado de promotores de proyectos que subastan grandes volúmenes en una sola subasta.

La especificidad tecnológica define qué tecnologías pueden ofrecer el producto contratado. Si bien una rama de la literatura las divide en dos tipos: neutra o específica, la clasificación tecnológica de las subastas puede describirse mejor mediante un esquema continuo, desde neutro hasta específico del proyecto:

A. TECNOLOGÍA TOTALMENTE NEUTRA

Una tecnología totalmente neutra (o todo lo que abarca) permite que los licitantes participen

en la subasta suministrando energía o capacidad independientemente de la tecnología. Una ventaja de este tipo de subasta es la de maximizar la competencia entre las tecnologías para lograr un precio más bajo. Un diseño de tecnología totalmente neutra es bastante difícil de promover, ya que podría verse afectado por varios elementos en el diseño de la subasta, como la definición de la firmeza de la generación (en el caso de las subastas de capacidad) o la definición del período en que la central entrará en funcionamiento. Además del desafío de diseñar una subasta tecnológicamente neutra, otra importante dificultad asociada a la eficacia de las subastas tecnológicamente neutras es la incapacidad que tiene este instrumento para asegurar la promoción de las energías renovables.

8. La capacidad firme es la capacidad de generación de electricidad disponible durante un cierto período de tiempo.

B. TECNOLOGÍA NEUTRA RESTRINGIDA

Una subasta de tecnología neutra restringida puede incluir tanto tecnologías fósiles como renovables, pero excluye legalmente ciertas tecnologías, incluso si sus costos nivelados son competitivos. Estas subastas, por ejemplo, pueden excluir a las plantas de altas emisiones, como el aceite combustible pesado (HFO) y el carbón, pero permiten que otras plantas de combustibles fósiles, como las de gas natural y gas licuado de petróleo (GLP) compitan con las energías renovables.

C. TECNOLOGÍA NEUTRA RENOVABLE

Una subasta de tecnología neutra renovable es aquella en la que se excluyen las plantas de combustibles fósiles y las soluciones renovables compiten por el precio más bajo que satisfaga la energía demandada.

D. TECNOLOGÍA ESPECÍFICA RENOVABLE

Una subasta de tecnología específica renovable es uno de los diseños de subasta más comunes

en la región de América Latina y el Caribe. En virtud de este esquema, cada ronda licita uno o más proyectos específicos de tecnología (como solar fotovoltaica, eólica, CSP y minihidroeléctrica). Una ventaja de este esquema es que promueve una tecnología específica, como la eólica en Brasil (desde 2007). Una desventaja es la posible falta de atractivo o los altos precios.

E. SUBASTA ESPECÍFICA PARA UN PROYECTO

Una subasta específica para un proyecto implica ofertar por un proyecto en particular. Este esquema requiere menos esfuerzo para los licitantes, ya que gran parte de los detalles del proyecto, como el emplazamiento, la conexión a la red de suministro eléctrico o la adquisición, ya están definidos.

El contrato también debe especificar un precio de ejercicio, que es el precio que el generador recibirá por la electricidad suministrada. Esto permite que el generador establezca sus ingresos a un nivel preacordado (el precio de ejercicio) durante el período de duración del contrato. Si el precio de mercado está por debajo del precio de

ejercicio, al generador se le paga la diferencia y si el precio de mercado está por encima del precio de ejercicio, el generador paga la diferencia.

(2) El segundo elemento al diseñar una subasta de electricidad es el diseño de la licitación. El proceso de licitación define las reglas por las cuales el subastador recibe las ofertas y define las ofertas ganadoras. Los diseños más utilizados son (i) subasta de oferta cerrada, en la que toda la información de la oferta se proporciona al subastador de antemano y los participantes ofertan simultáneamente sin tener información sobre las demás ofertas, (ii) subasta de reloj descendente, un proceso iterativo en el que las ofertas se realizan en una sucesión de rondas con precios descendentes y (iii) subastas híbridas, en las que la oferta se realiza en fases secuenciales de subasta de oferta cerrada y subasta de reloj descendente, o viceversa. En lo que respecta al esquema de fijación de precios, hay dos enfoques principales: (i) el precio *pay-as-bid*, en el cual la remuneración está determinada por la oferta ganadora o (ii) el segundo precio, en el que la oferta ganadora recibe el segundo precio más bajo ofrecido.

(3) Finalmente, la selección del mecanismo de información también es parte del diseño de la subasta, aunque como no debería afectar directamente el resultado de la subasta, cuanto más simple sea su diseño, mejor. La selección del mecanismo de información es especialmente importante cuando las ofertas de los generadores son voluminosas e indivisibles, lo que implica que no siempre es posible lograr una coincidencia exacta entre la oferta y la demanda. No obstante, en lo que respecta a las energías renovables, su naturaleza relativamente modular (turbinas eólicas, paneles solares, etc.) hace que sea mucho más fácil ajustar el tamaño del proyecto que en el caso de los generadores convencionales (IRENA y CEM, 2015).

2.3. MAPEO DE POLÍTICAS REGIONALES

En la actualidad, 10 países de ALC han implementado subastas de energías renovables para la capacidad de generación (Tabla 1) con base en las leyes vigentes. Estas subastas se utilizan para contratar tanto la generación de

capacidad existente (con menor frecuencia) como la nueva a partir de diferentes fuentes tecnológicas, como minihidroeléctricas, biomasa, eólica, solar y geotérmica (solo una planta en México).

TABLA 1. POLÍTICAS DE SUBASTAS EN LOS PAÍSES DE ALC

País	Argentina	Belice	Brasil	Chile	Costa Rica	El Salvador	Guatemala	México	Panamá	Perú
Reglamentación de subastas	2015	2013	2007/2015	2008/2013	2012	2013	2012	2015	2011 (eólica) 2013 (solar)	2009
Número de rondas (hasta diciembre de 2017)	3	1 (capacidad y energía firme)	Capacidad: 9 Energía: 13	4	1	3	2	3	3	4
Capacidad total subastada ⁹ (GW)	4,18	2	23,12	4,3	0,41 ¹⁰	0,3	0,87 ¹¹	8,23	0,52 ¹²	1,203 ¹³
Tipo de tecnología ¹⁴	Específica	Específica y neutra	Específica y neutra	Neutra	Específica	Específica	Específica	Específica	Específica	Específica
Tecnologías subastadas	Biomasa Eólica Solar	Biomasa Minihidroeléctrica Solar	Biomasa Minihidroeléctrica Eólica Solar Biocombustible	Solar Eólica	Eólica Minihidroeléctrica	Biogás Minihidroeléctrica Solar	Biocombustible Biomasa Minihidroeléctrica Solar Eólica	Eólica Solar Geotérmica	Eólica Solar	Minihidroeléctrica Solar Biomasa Eólica
Duración contractual estándar (años)	20	15	Existente: 15 Nueva: 20-30	25	20	15	15	15 (proyecto) 20 (Certificados)	15	20

9.

Información de Bloomberg New Energy Finance

10.

Climascopeio 2017

11.

0,3 GW de nueva capacidad

12.

Un proyecto de 0,77 GW fue abandonado

13.

1,16 GW de nueva capacidad

14.

Según lo informado legalmente

El diseño de la subasta varía entre los diferentes países de ALC. En la Tabla 1, hemos tomando en consideración tres características diferentes del diseño de la subasta: especificidad tecnológica (es decir, la diversidad de tecnologías que pueden competir), tecnologías permitidas (es decir, tecnologías especificadas como elegibles para licitación) y duración contractual.

1. En cuanto a la especificidad de la tecnología, la subasta puede ser de tecnología neutra renovable o de tecnología específica renovable. Como se explicó en la sección anterior, las subastas de tecnología neutra renovable limitan la participación de tecnologías específicas de combustibles fósiles. Las subastas de tecnología neutra promueven la competencia entre diferentes tecnologías y permiten minimizar los

costos, ya que favorecen las tecnologías más maduras y de costos más competitivos (IRENA y CEM, 2015). Por lo tanto, con las subastas de tecnología neutra existe el riesgo de que se implemente una tecnología renovable específica. Por el contrario, la ventaja de las subastas de tecnología específica es promover la implementación de una tecnología, reduciendo así su precio. En la región de ALC, solo Belice (por capacidad firme) y Chile adoptaron una subasta con un alto nivel de neutralidad tecnológica.

2. Las tecnologías especificadas como aptas para licitar también varían de un país a otro. La elección de qué tecnologías se incentivarán depende de factores como (i) las capacidades de generación de energía (como las condiciones climáticas), (ii) la capacidad de las empresas nacionales para

proporcionar tecnologías (o parte de ellas), (iii) factores políticos o (iv) la seguridad del sistema. En general, las tecnologías de energía solar y eólica son las más comúnmente elegibles, seguidas por la de biomasa y las minihidroeléctricas.

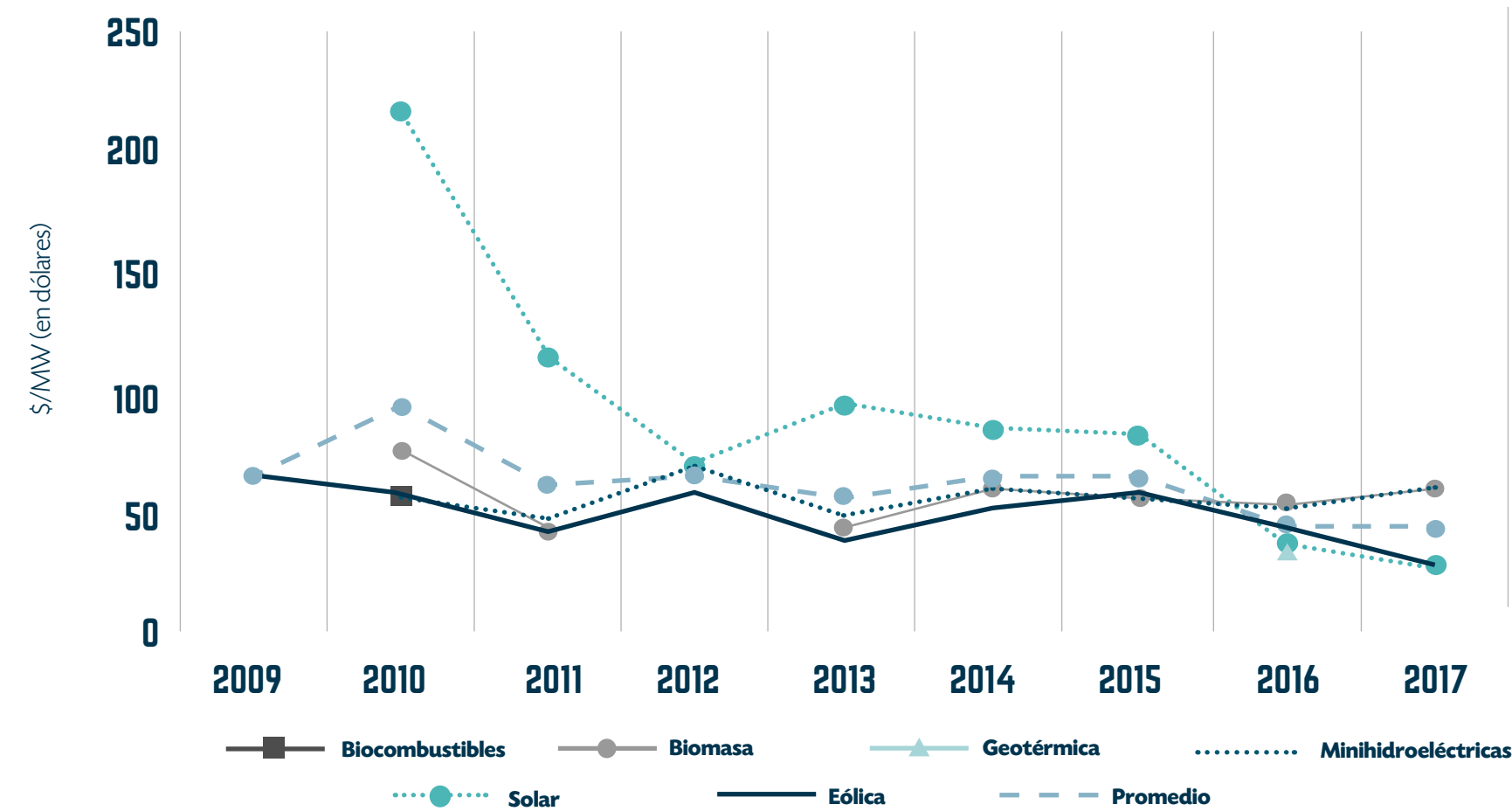
3. Otra característica de la subasta que hemos tomado en consideración es la duración de los contratos subastados. La mayoría de los países utilizan una duración contractual estándar fija; con excepción de Brasil, que la divide por tecnología. La duración mínima es de 15 años (Belice, El Salvador, Guatemala, México y Panamá) y la máxima es de 30 años (Brasil).

2.4. RESULTADOS DE LAS SUBASTAS

En una comparación de los resultados de la subasta, la Figura 4 muestra los precios de licitación promedio de las subastas de nueva capacidad por tecnología en la región de

ALC. El precio promedio cayó considerablemente (32,9 %) de 2009 a 2017, especialmente para proyectos de energía solar, que disminuyeron 86,9 % de 2010 a 2017.

Figura 4: Precios promedio de licitación para la capacidad de nueva generación subastada en ALC



Fuente: Elaboración propia utilizando información de Bloomberg
Nota: Las etiquetas verdes indican el número de proyectos subastados en el año
Nota [2]: Los valores del proyecto están en dólares constantes (2009 = 100)

En general, el diseño de la subasta presentado en la Tabla 1 puede describirse mediante el siguiente conjunto de similitudes entre ellos:

- contrato a largo plazo (de 15 a 30 años);
- subastas de tecnología específica para la contratación de energía (con la excepción de Chile);
- el amplio uso de la energía solar (con la excepción de Costa Rica) y eólica (se espera que en El Salvador y Belice).

En lo que respecta a los contratos a largo plazo, Hochberg y Poudineh (2018) destacan que los contratos a largo plazo facilitan el financiamiento de proyectos y reducen el costo de capital, ya que aseguran flujos de ingresos a largo plazo para los inversionistas. Los contratos a largo plazo pueden crear incentivos ex ante para que los actores se comprometan a realizar nuevas inversiones. Sin embargo, en casos de falta de estabilidad institucional, interrupción tecnológica o restricciones financieras, el riesgo de incumplimiento del contrato puede aumentar e introducir incertidumbre en este.

En relación con la especificidad tecnológica de las subastas, hemos visto que en la región de ALC se prefieren las subastas de tecnológicas específicas. Este tipo de subastas ofrece cierto nivel de simplificación al proceso, pero también algunos riesgos para la implementación (IRENA, 2017). Por un lado, las subastas de tecnología específica revelan información sobre el costo de una sola tecnología, mientras que las subastas de tecnología neutra benefician a la tecnología más rentable. Además, si la competencia por una tecnología específica es baja, entonces el proceso de licitación puede resultar en una subcontracción de la energía. En estos casos, las subastas de tecnología neutra presentan una ventaja para el suministro de energía.

15 Incentivos para la generación distribuida: diseños de medición neta

Las políticas de medición neta (MN) se han empleado ampliamente como un mecanismo para incentivar la adopción de recursos de GD, en especial por parte de pequeños consumidores, como hogares y pequeñas empresas. La definición más general de una política de MN es la autorización dada a los consumidores conectados al servicio eléctrico para compensar su consumo agregando un excedente eléctrico autogenerado a la red y generando créditos que puedan usarse posteriormente (Darghouth, Barbose y Wiser, 2011). Aunque la definición general es clara, el diseño de las políticas de MN 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 GD, la tasa con que se intercambian créditos con la red, los mecanismos financieros (de haber alguno) y cómo financiarlos, entre otros. Así, muchos países, incluyendo los de ALC, implementan diferentes políticas de MN que pueden producir un conjunto completo de incentivos, desafíos y resultados.

En general, la tecnología más común usada para llevar a cabo la MN en la red de distribución 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, Winskel y Gross, 2013). Esas limitaciones pueden tener diferente origen, como restricciones del presupuesto doméstico, mecanismos financieros complicados o poco atractivos, falta de conocimiento sobre la GD y la MN, la falta de capacidad técnica local para ayudar con la instalación o prohibiciones regulatorias.

En ALC, 17 países adoptaron políticas para introducir la MN en el 2018, con diferentes

etapas de implementación (como proyectos piloto, regionales, sectoriales o nacionales). Cada país que adopta la medición neta tiene sus características socioeconómicas y reglamentaciones previas que afectan los resultados de las políticas de MN. Por lo tanto, el objetivo de este estudio es explorar la heterogeneidad de las políticas de MN adoptadas en ALC y los incentivos que brindan para la adopción de sistemas de GD.

15. Esta sección se publicó por primera vez como dos notas técnicas independientes: Implementación de políticas de medición neta en América Latina y el Caribe: diseño, incentivos y mejores prácticas, y el impacto del diseño de políticas de medición neta en la tasa de adopción de sistemas de energía solar fotovoltaica: una simulación con datos calibrados de Brasil.

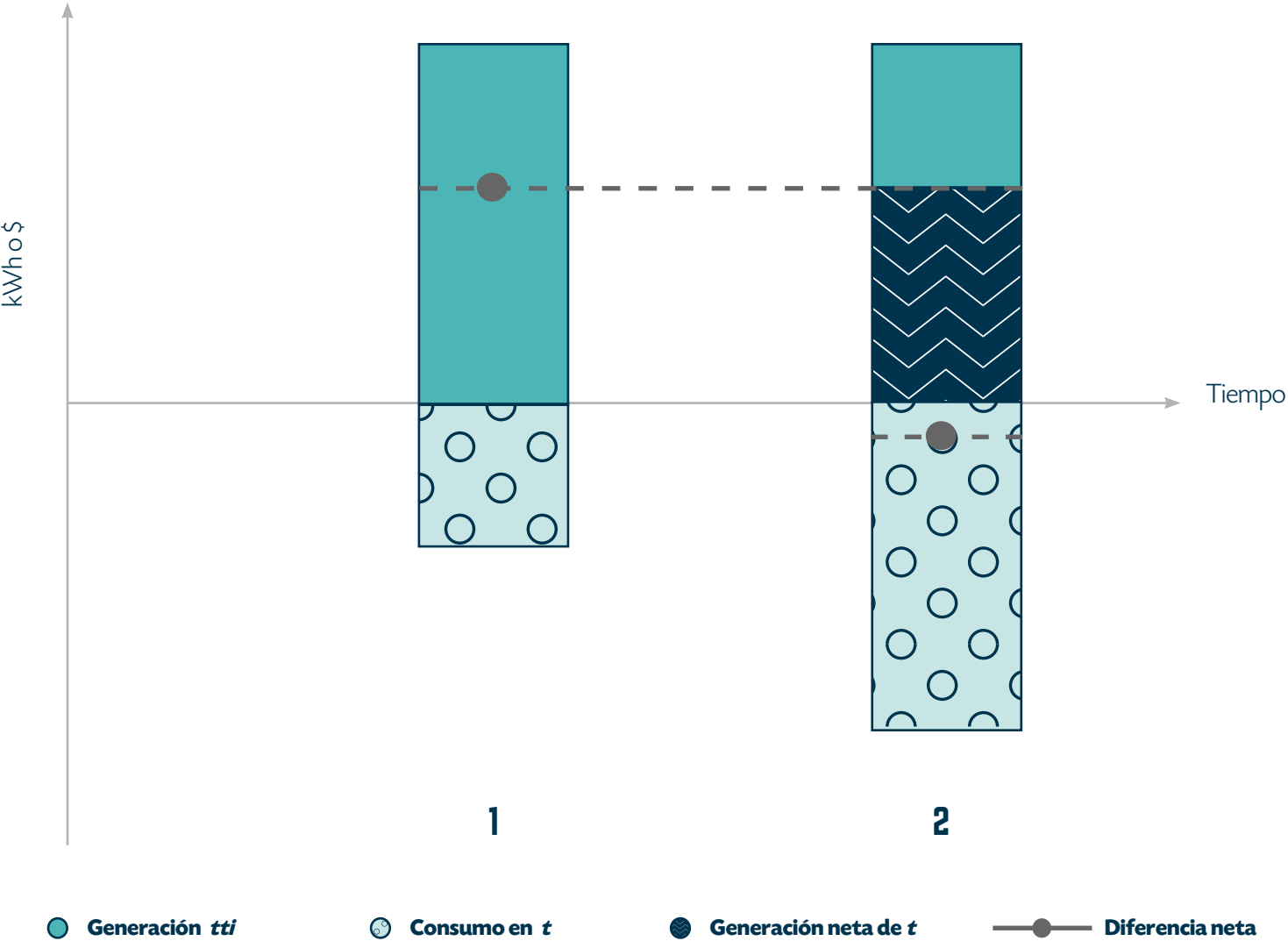
3.1. DISEÑO DE UNA POLÍTICA DE MEDICIÓN NETA

El esquema de MN representa un desplazamiento intertemporal de energía autogenerada para su uso 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, AIE y REN (2018) lo dividen en dos esquemas: la MN, en la que la compensación se realiza en términos energéticos, y la facturación neta, en la que la compensación es monetaria. No obstante, la mayor parte de la bibliografía técnica utiliza comúnmente el término MN para ambos esquemas.

En un esquema simplificado, la Figura 5 ejemplifica el funcionamiento de una política

de MN 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 (p. ej., 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 5: 2 períodos de acumulación de MN



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

3.1.1. Beneficios y desafíos de una política de medición neta

La política de MN 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 un excedente monetario definido por la ley. Asimismo, los consumidores también podrían guiarse por cuestiones medioambientales que podrían influenciar el consumo doméstico. Incluso si la tasa de retorno de un sistema distribuido es negativa, algunos consumidores podrían estar dispuestos a pagarlo a fin de actuar acorde a 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 MN, 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 de distribución eléctrica, o (c) la nivelación de los costos energéticos en el tiempo (si hay una tarifa horaria combinada con una política de MN).

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. Como resultado, hay algunos costos que deberán pagar algunas de las partes, en forma de una pérdida para el servicio eléctrico, un cargo a los usuarios (generadores 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 MN se relaciona con los diferentes objetivos de los reguladores: (1) fomentar tecnologías intermitentes para desarrollarlas más y reducir así los costos marginales de 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 GD en la red de distribución eléctrica puede significar

un desafío para el diseño de las tarifas, especialmente en lo que respecta al requisito de ingresos de las empresas de servicios públicos para pagar las inversiones y la operación (Castañeda, Jiménez, Zapata, Franco y Dynner, 2017; Felder y Athawale, 2014). La incorporación de capacidad de GD conectada a la red 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, Reneses, Frias y Söder, 2015). Por un lado, las tarifas deben garantizar que las inversiones en el servicio eléctrico se paguen 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.

Este escenario podría conllevar la redistribución de los costos de la red entre los usuarios, como señalan Felder y Athawale (2014) y Khalilpour y Vassallo (2015), y producir una “espiral de la muerte” de la distribución de la red. La espiral de la muerte

se presenta cuando el diseño tarifario recupera la pérdida de ingresos por la implementación de GD mediante la redistribución de los costos entre todos los consumidores. 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.

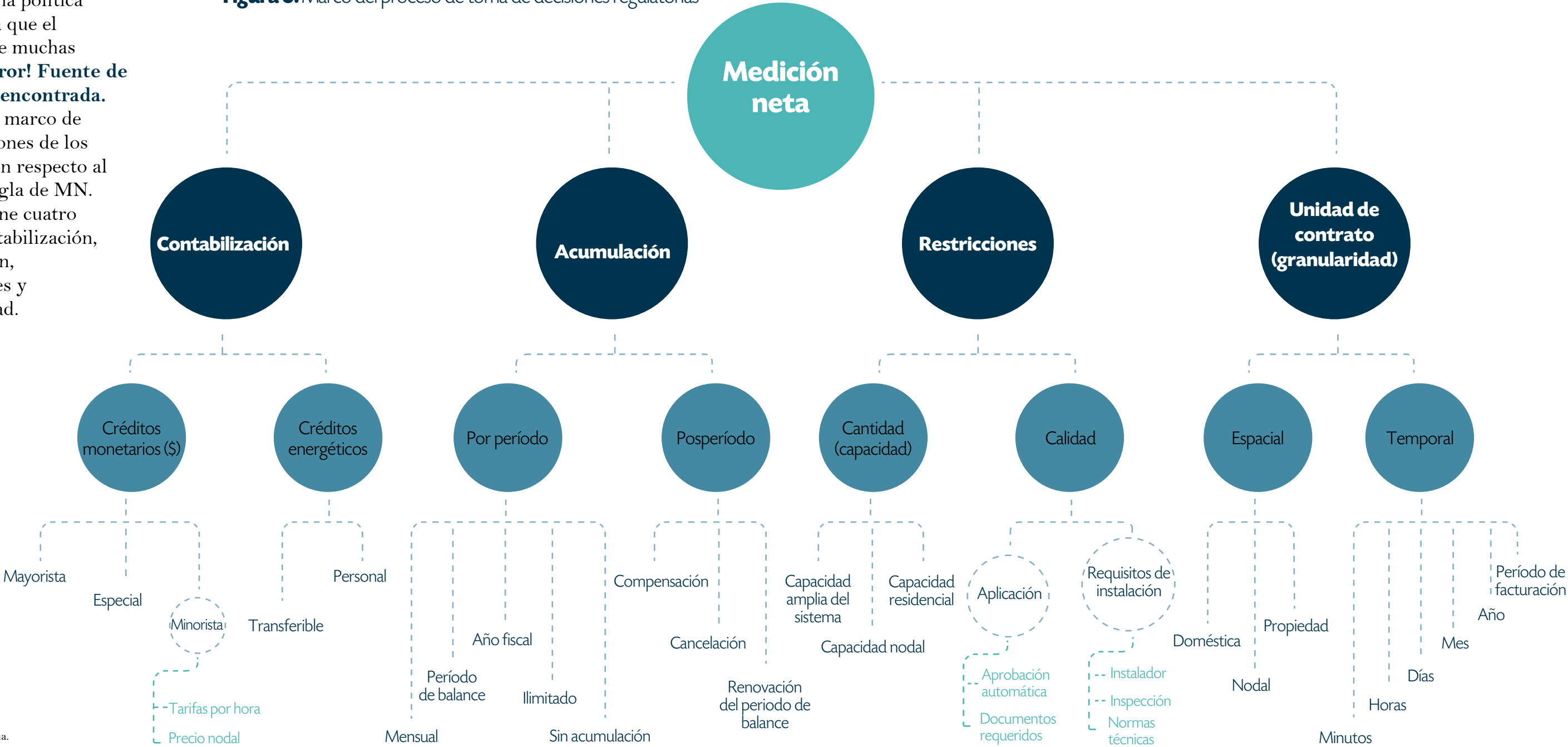
A pesar de esto, como lo mencionan Laws et al. (2017), la espiral de la muerte solo supone una amenaza en ciertas condiciones, como una alta tasa de adopción combinada con un alto costo del servicio eléctrico, la posibilidad de generación en la comunidad y la estructura de precios de la MN. Su modelo muestra que el precio mayorista debería remunerar la energía distribuida en lugar de la tarifa minorista. Eso reduciría los costos de adquisición para el servicio eléctrico y disminuiría la necesidad de recuperación de ingresos. Asimismo, 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 de FV sería menor, y seguirían pagando por la inversión necesaria.

16. En contraste con la capacidad de generación distribuida sin conexión a la red.

3.1.2. Decisiones para el diseño de políticas

El diseño de una política de MN implica que el regulador tome muchas decisiones. **¡Error! Fuente de referencia no encontrada.** esquematiza el marco de toma de decisiones de los reguladores con respecto al diseño de la regla de MN. Este marco tiene cuatro partes: (1) contabilización, (2) acumulación, (3) restricciones y (4) granularidad.

Figura 6: Marco del proceso de toma de decisiones regulatorias



Fuente: elaboración propia.

Con respecto a **contabilización**, los reguladores deben definir qué comerciar entre la GD y la red. Pueden comerciar (a) créditos de energía o (b) unidades monetarias. 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 que 1). Si la MN 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 prosumidor¹⁷ recibe créditos como un equivalente

monetario del excedente de generación. Si la MN se contabiliza con créditos monetarios (también denominada “facturación neta”), los reguladores deben definir el precio con el que se intercambiará la energía con la red, incluyendo 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)¹⁸.

Posteriormente, el regulador debe definir las reglas para la **acumulación**. Estas se resumen en la Figura 7. Primero, el regulador determina si la acumulación es posible. Si los es, debe definir el período de acumulación o la cantidad de períodos de facturación (p. ej., mensual, año fiscal, por períodos de balance, ilimitado) 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

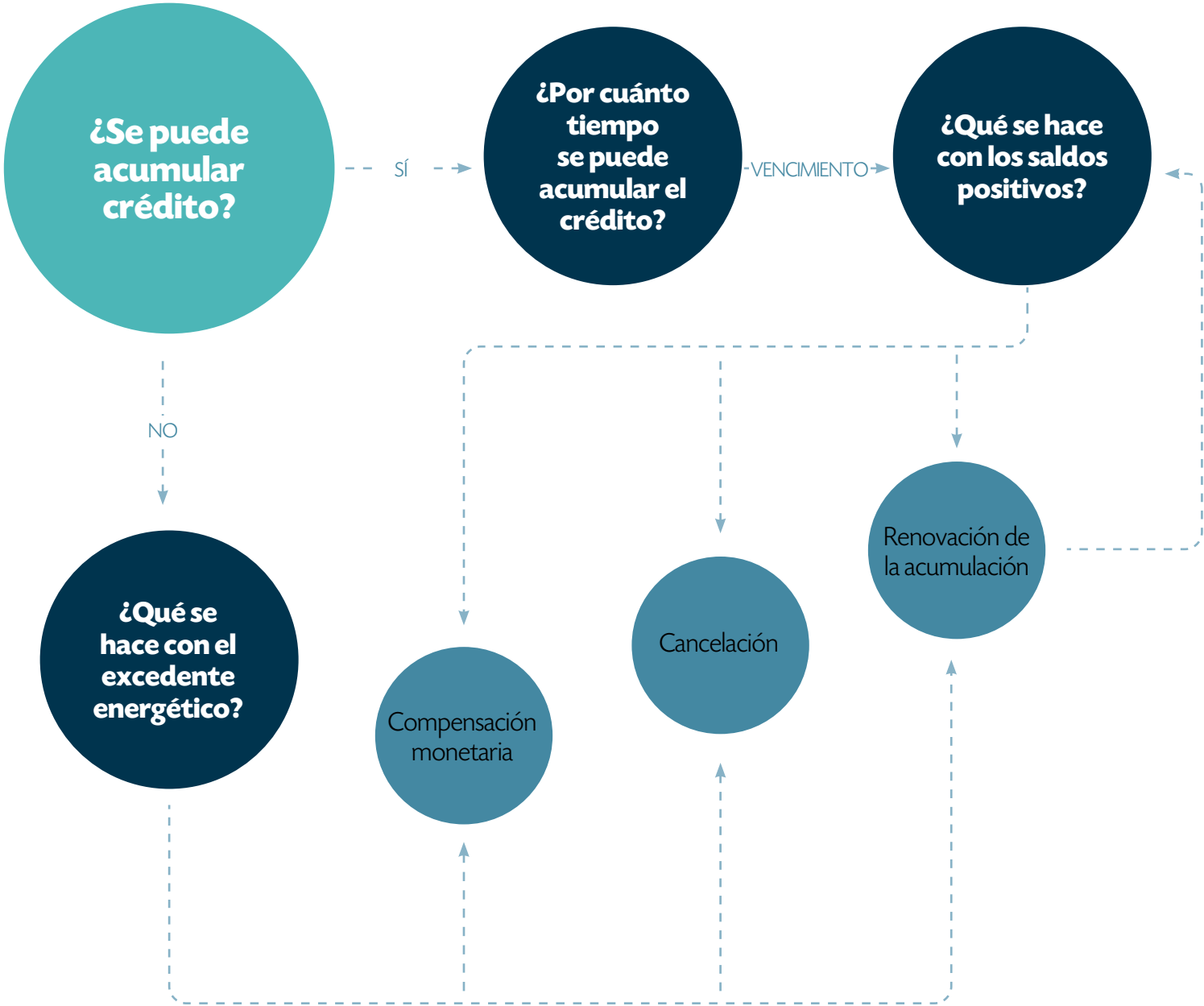
créditos (también conocida como “esquema de reembolso”¹⁹), (ii) la renovación del período de acumulación, o (iii) la cancelación de los saldos (y el servicio eléctrico los convierte de pasivos a activos corrientes en el balance general).

17. Un actor que combina características de consumidor y productor.

18. Por ejemplo, en Estados Unidos, donde cada estado establece las regulaciones de la medición neta (MN), 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 MN.

19. 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 disminuye la liquidez financiera del servicio eléctrico (u otro actor responsable).

Figura 7: Proceso de decisión de las reglas para la acumulación



Fuente: elaboración propia.

El tercer 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 MN pueden permitir una instalación de capacidad ilimitada o limitarla en cierta medida. Por un lado, la instalación de capacidad ilimitada podría forzar un rápido aumento de la capacidad de GD en la red de distribución eléctrica y crear problemas de coordinación entre las inversiones del servicio eléctrico y la GD. 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 se refiere específicamente a los procedimientos técnicos utilizados por el regulador (o cualquier otra parte designada, como la empresa de servicios públicos) para garantizar que el sistema de GD sea estable, seguro y confiable. Como parte de estos procedimientos, la solicitud de instalación puede aprobarse automáticamente (sobre todo en el caso de instalaciones pequeñas) o podría requerir la presentación de documentación específica. También hay requisitos de instalación para garantizar que los instaladores tengan la experiencia y los recursos necesarios, que la instalación se complete siguiendo

todas las normas técnicas requeridas y que las inspecciones necesarias se lleven a cabo de manera oportuna. 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 (es decir, minutos, horas, días, meses o año) o al final del ciclo de facturación o año fiscal. Luego de eso, se contabiliza el saldo de crédito.

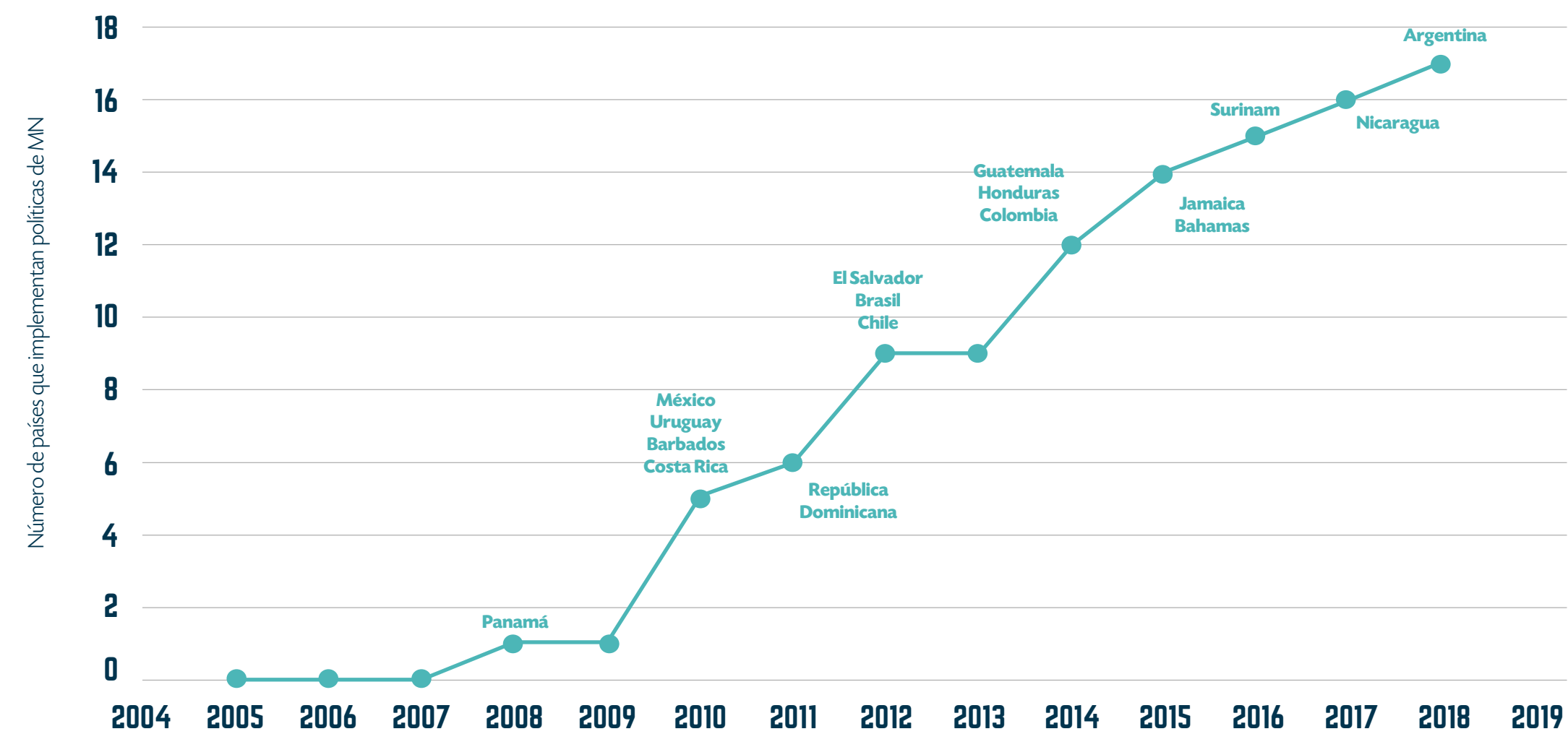
La granularidad espacial hace referencia al nivel de balance de agregación entre los generadores de energía distribuida, que pueden ser pequeños, como una persona (con muchas instalaciones), una instalación doméstica particular o, incluso, varias personas agregadas a un grupo de balance de energía neta. 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 permitiría que los usuarios con instalaciones de GD no contiguas, en diversas ubicaciones, equilibren energía virtual a través la red.

3.2. POLÍTICAS DE MEDICIÓN NETA EN LA REGIÓN DE ALC

Actualmente, las políticas de MN y facturación neta son uno de los mecanismos principales para incentivar la adopción de la GD en la región de ALC. Entre el 2008 y el 2018 (julio), 17 países adoptaron una política nacional para implementar la MN (Figura 8). De ellos, Jamaica y Bahamas implementaron proyectos piloto antes de la implementación real, cuatro países²⁰ actualizaron sus regulaciones y un país (Argentina) unificó programas regionales de MN en una regulación nacional. Entre esos países con leyes vigentes sobre la MN, 10 se refieren a la política como “medición neta”²¹, cuatro usan el término “facturación neta”²² y uno (México) usa ambos términos indistintamente. Los términos no se relacionan con la unidad de contabilización (energía o dinero).

20. Panamá (2012), Brasil (2014), Guatemala (2014) y Colombia (2018).
21. Panamá, Uruguay, Costa Rica, República Dominicana, El Salvador, Brasil, Guatemala, Honduras, Colombia y Argentina.
22. Barbados, Chile, Jamaica y Bahamas.

Figura 8: Cronología de la adopción de políticas de MN en la región de ALC



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

3.2.1. Contabilización y acumulación

Primero, las reglas deben determinar el producto que se comercializará en un esquema de MN, 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 anual²³. 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 (tarifas por hora).

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 2, 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.

23. La modalidad “completa” comenzó en 2015.

TABLA 2. UNIDADES Y PERÍODOS DE ACUMULACIÓN EN ALC

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	mes	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 ²⁴	Reembolso
Surinam	12	meses	Energética	Reembolso
Nicaragua	12	Años financiero	Monetaria	Reembolso
Chile	12	meses	Monetaria	Cancelación
Brasil	60	meses	Energética/monetaria ²⁵	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.

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, u, opcionalmente, 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.

24. Híbrida quiere decir que Costa Rica ofrece dos tipos de contratos con diferentes unidades de acumulación, el energético y el monetario, que no se pueden combinar, al contrario de lo que se hace en Brasil.

25. 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.

3.2.2. Restricciones cuantitativas y cualitativas de la instalación

La Tabla 3 muestra las restricciones cuantitativas y cualitativas adoptadas por las políticas de MN en ALC. 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 la GD (15 % de la capacidad y 50 % de la demanda). Otros países, como 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 los instaladores con licencia completan la instalación de los equipos certificados, la GD puede inscribirse en la MN. 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 MN.

Todos los países en ALC que cuentan con políticas vigentes de MN residencial la 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.

26. En Surinam, la producción generada anualmente debe ser inferior al consumo anual.

27. En Nicaragua, las instalaciones se dividen en (i) baja tensión: ilimitada en potencia, aunque limitada por la demanda energética anual del consumidor, y (ii) media tensión: hasta 5 MW.

TABLA 3. RESTRICCIONES CUANTITATIVAS Y CUALITATIVAS DE LAS POLÍTICAS DE MN EN ALC

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				26	Empresa de distribución
Nicaragua			-	500027	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.

3.3. IMPLICACIONES DE LA POLÍTICA Y LOS INCENTIVOS DE LA MEDICIÓN NETA

En este punto, nos enfocamos en los incentivos que produce una política de MN para el consumidor. Elegimos la instalación FV de México como ejemplo. En nuestro estudio, suponemos que un hogar elige el tamaño óptimo de la instalación y el consumo de la GD como respuesta a variables del sistema como la tarifa, las tasas de interés y otras reglas de las políticas. Por tanto, se supone que el hogar es un inversor

reacio al riesgo que maximiza el valor actual neto (VAN) del sistema de GD. Usamos una estructura básica (Anexo 1: Calibración del modelo de VAN) para las cifras utilizadas 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 FV, calculamos el VAN²⁸ y verificamos si el proyecto es viable para un consumo promedio de 2,6 kWh/día. La Figura 9 muestra el comportamiento del VAN para cada conjunto de variables.

En **¡Error! Fuente de referencia no encontrada.** resumimos las variables que se han analizado en el estudio de caso y que podrían afectar al proceso de decisión de los adoptantes de la tecnología FV. Comparamos los beneficios de la generación con los costos de consumo durante todo el período del proyecto.

28. El VAN después de instalar el sistema de GD, que es igual al VAN de la autogeneración menos el consumo:

$$\Delta VAN = VAN_{Gen} - VAN_{Con} = \sum \frac{P_{kWh} (G_t(S) \cdot N_{tasa} - C_t (1 + impuesto)) - P_{fija} (1 + impuesto) - M_t(S) - F_t(S)}{(1 + \pi_t) (1 + i_t)^t}$$

Donde, C_t es el consumo en kWh durante el período de tiempo t ; P_{kWh} y P_{fija} son las tarifas variables y fijas, respectivamente; N_{tasa} es la tasa de medición neta, el impuesto es el impuesto sobre la factura; π_t es la tasa de inflación en t ; i_t es la tasa de interés en t ; S es la capacidad instalada; $G_t(S)$ es la autogeneración en kWh; $M_t(S)$ es el costo anual de operación y mantenimiento, y $F_t(S)$ es el pago de la inversión inicial de capital en t .

TABLA 4. VARIABLES QUE AFECTAN EL COMPORTAMIENTO DE ADOPCIÓN DE LOS CONSUMIDORES

Variable	Unidad
Nivel de la tarifa	\$/kWh
Tasa de MN	% de exceso de crédito
Esquema de reembolso	Binario: Sí o no
Tasa de interés de préstamo	% por año
Períodos de pago	Años
Nivel de consumo	kWh
Capacidad instalada	kWp
Factor de capacidad	% de producción potencial

El **nivel de la tarifa** tiene un efecto positivo sobre la viabilidad de sistemas FV con políticas de MN. Eso ocurre por una combinación de dos efectos complementarios. Primero, un aumento en el nivel de la tarifa reduce el VAN del consumo, lo que significa que la energía que se compra a la red es más costosa. Segundo, suponiendo que la tasa de MN 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 a 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 GD también puede tener diferentes condiciones comerciales. La **tasa de MN** 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 MN 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 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 MN también puede ser inferior a uno. En ese caso, los beneficios de vender energía son inferiores a los costos de comprarla a la red de distribución 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 MN de 0,8 representa un beneficio neto y puede ser rentable. No obstante, 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 VAN 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.

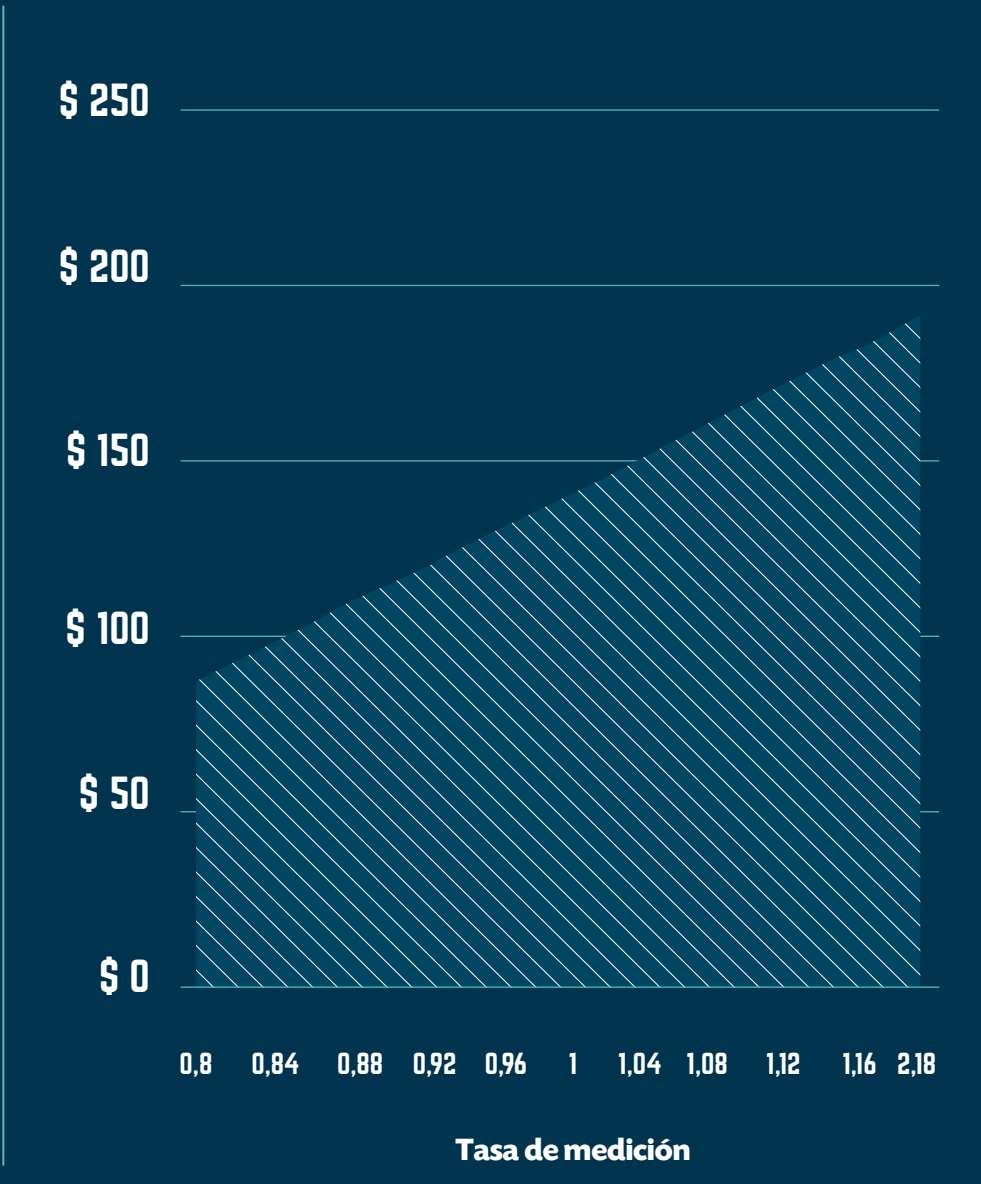
Los costos de adquisición del sistema de GD aumentan si la **tasa de interés de préstamo** también lo hace. El **período de pago** afecta la duración del proyecto. Los proyectos con

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.

Los esquemas de reembolso son atractivos para la adopción de sistemas de GD porque eliminan el VAN 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.

Figura 9: Evaluación de la susceptibilidad a variables de política, del consumidor, exógenas y financieras

Variables de la implementación de la política



Variable exógena

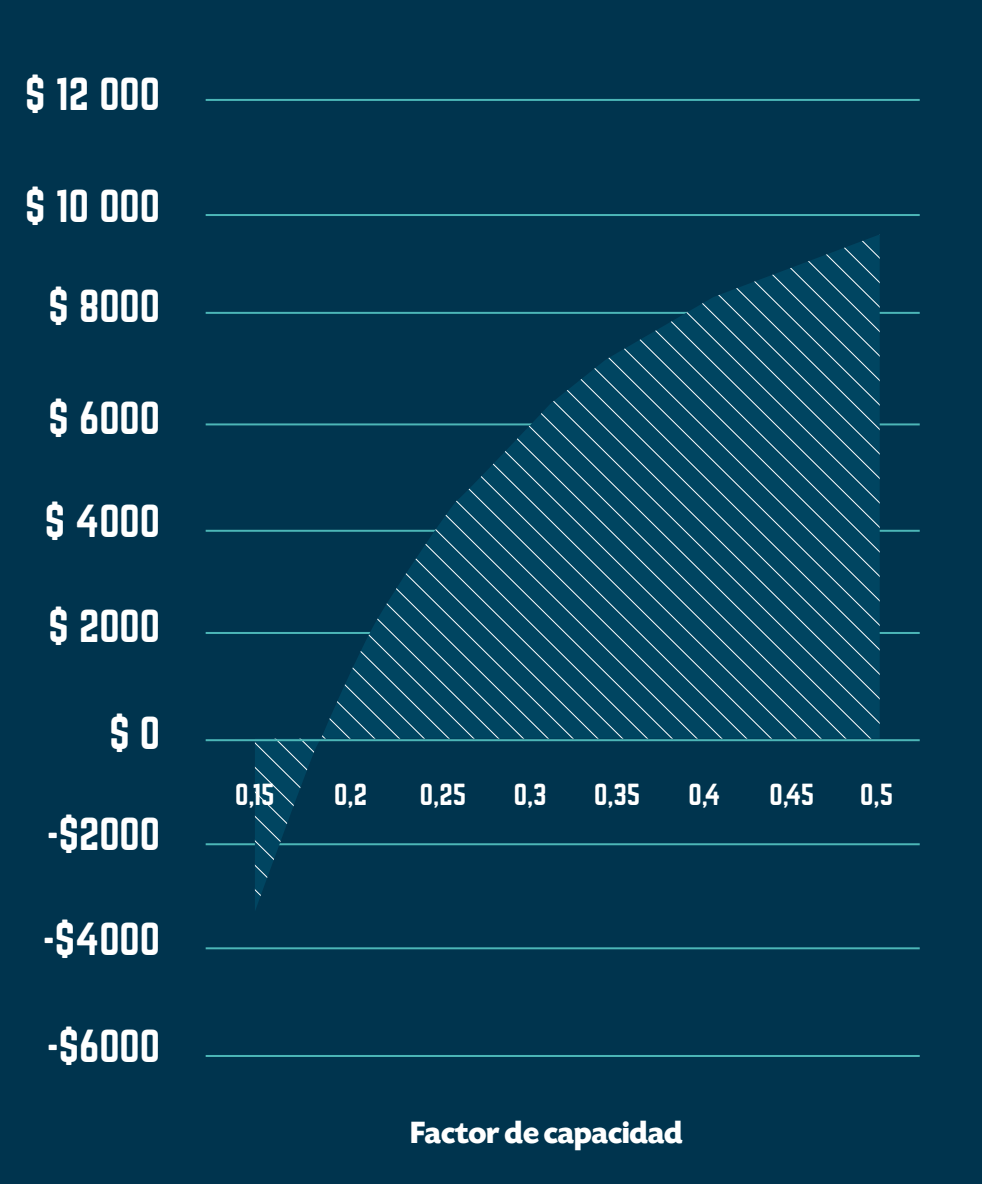


Figura 9: Evaluación de la susceptibilidad a variables de política, del consumidor, exógenas y financieras

Variables de decisión del consumidor

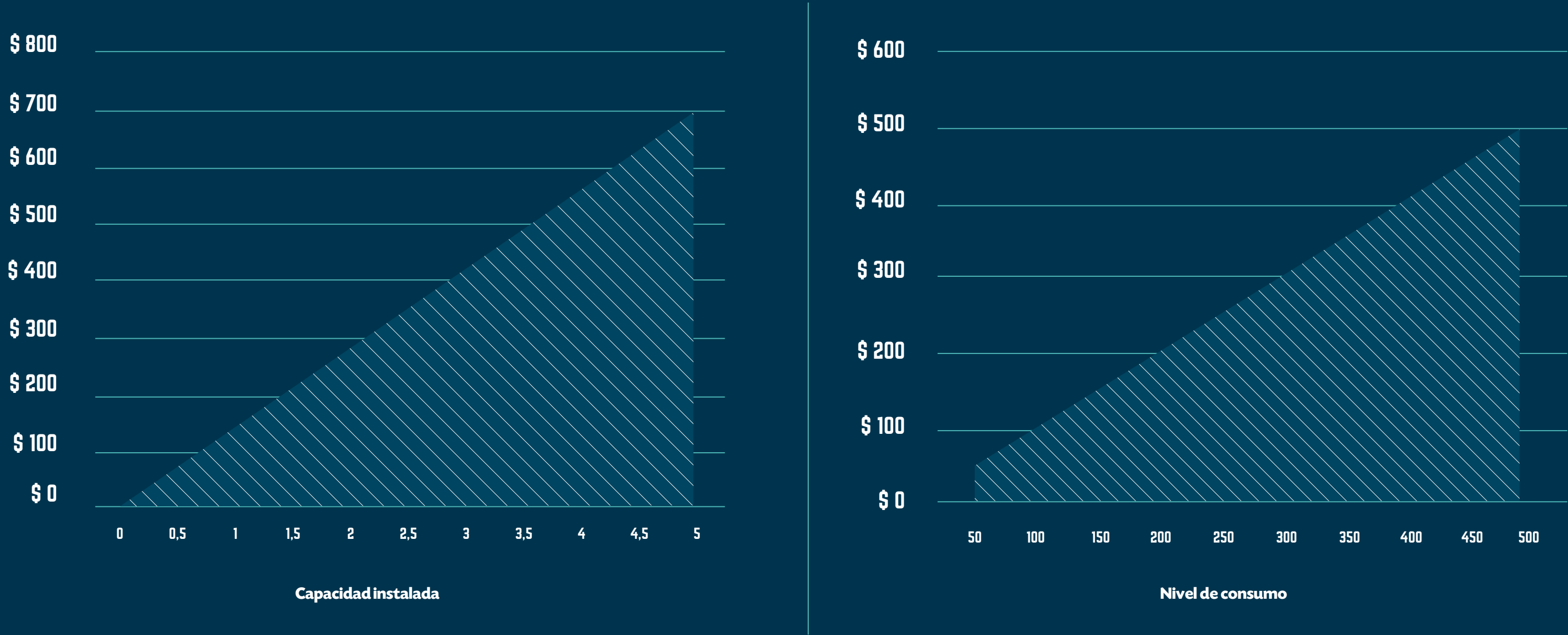
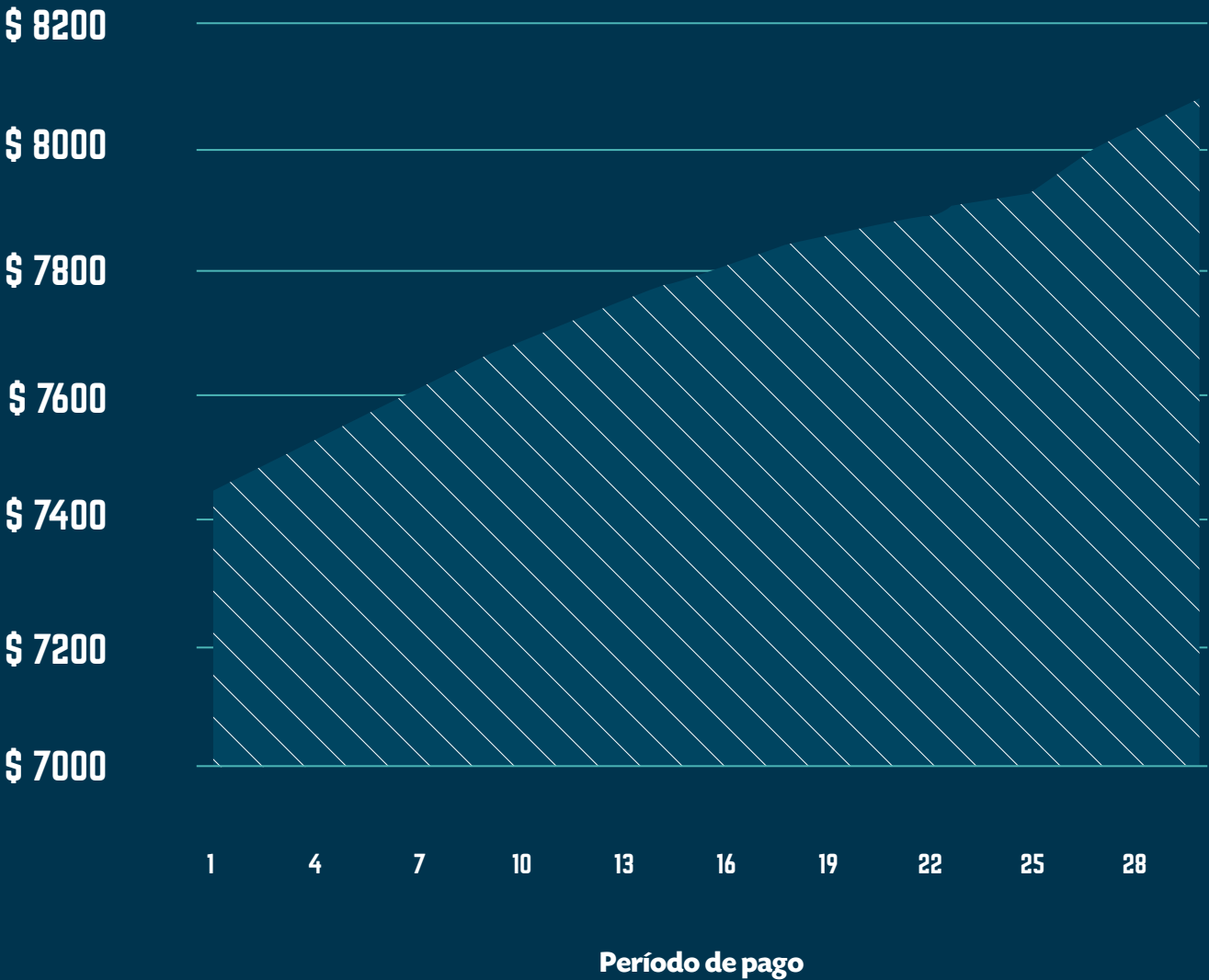
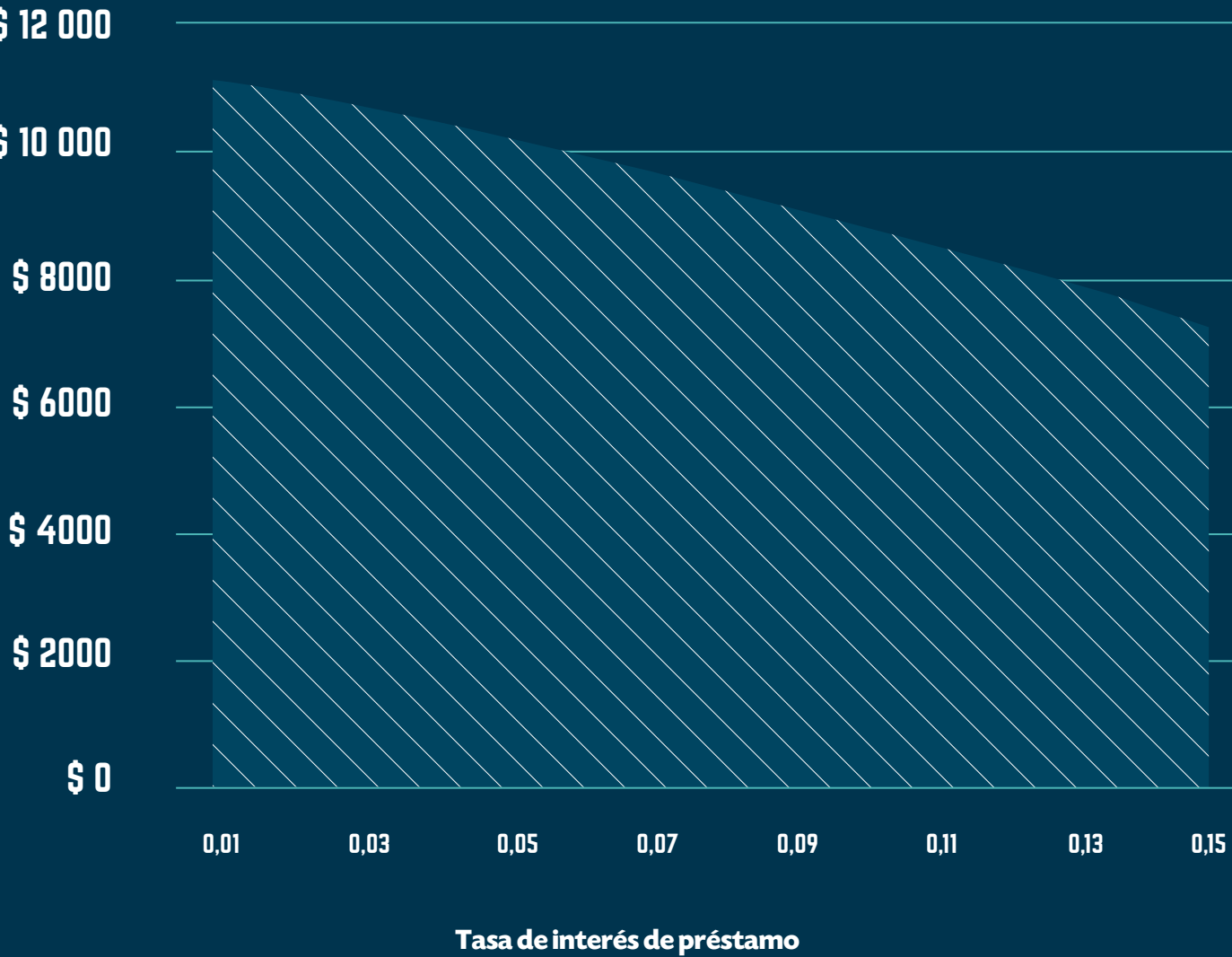


Figura 9: Evaluación de la susceptibilidad a variables de política, del consumidor, exógenas y financieras

Variables financieras

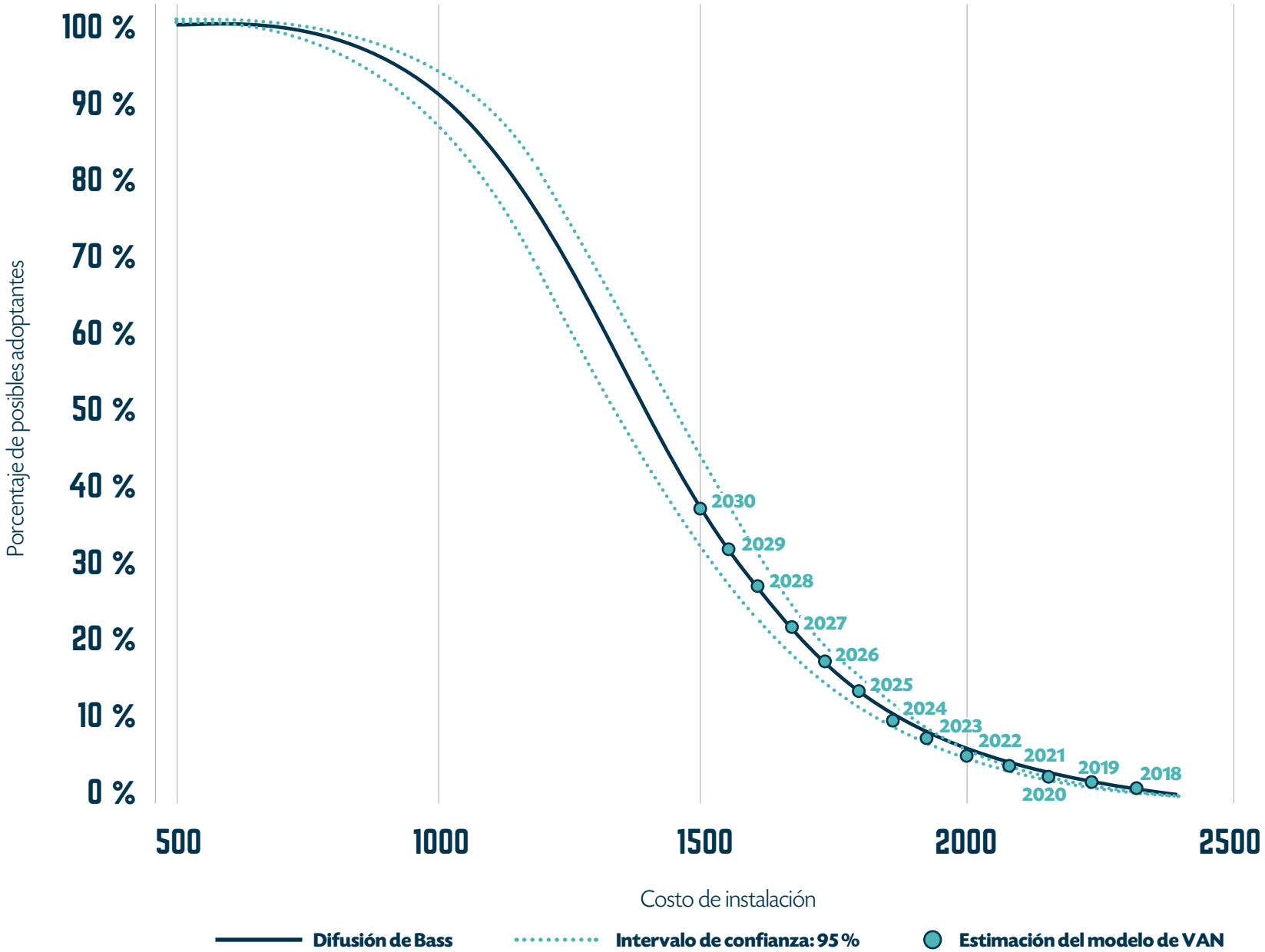


Por supuesto, hay muchos factores que pueden afectar la tasa de adopción de sistemas de GD, incluidos factores no monetarios como las cuestiones medioambientales. En general, observando únicamente el valor económico de los proyectos de GD en los esquemas de MN, la Tabla 5 resume los incentivos que crea cada estructura de variables con respecto a la tasa de adopción de GD. Por supuesto, la interacción de cada estructura de variables crea diferentes resultados y depende de la magnitud del efecto individual.

TABLA 5. RESUMEN DE LOS EFECTOS DE LAS VARIABLES

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

Figura 10: Resultados de la adaptación del modelo de difusión de Bass relacionado con el nivel de costos, 3,6 % de reducción de costos



En una publicación anterior del BID (Mejdalani, López y Hallack, 2018) se simuló el posible incentivo de una política de MN sobre la tasa de adopción de sistemas solares FV en Brasil utilizando un modelo de viabilidad del proyecto y un modelo de difusión de tecnologías (Bass, 1969). Los resultados muestran que, en el marco de la política, la tecnología y la financiación actuales, el mercado para la adopción de energía FV en Brasil puede llegar a alrededor del 40 % de los consumidores técnicamente viables para 2030 si la disminución de los costos sigue el patrón previsto por el NREL (2017) de 3,6 % por año (Figura 10).

De manera similar, González (2018) desarrolla un modelo de VAN para evaluar la viabilidad de los edificios de energía cero en Colombia, mientras que Hancevic, Nuñez y Rosellón (2017) ofrecen un estudio similar centrado en la energía FV distribuida en el sector residencial mexicano. Su contribución demuestra que el factor de la alta capacidad de generación de energía FV en México podría aumentar el bienestar de los hogares debido al logro de importantes ahorros anuales.

Observaciones finales

La forma de estimular la inversión privada en la generación de energía renovable ha sido un desafío para quienes crean las políticas en los últimos años. Se han propuesto y experimentado diferentes políticas en todo el mundo, como la de no fijación de precios (cuotas y obligaciones) y la de los instrumentos de fijación de precios. Aunque en ALC se ha registrado un importante aumento de la generación de energía renovable, es necesario intensificar los esfuerzos para alcanzar las metas de descarbonización. De todos los diferentes mecanismos que pueden utilizarse para contratar nuevos suministros de generación de energía a nivel de la red de distribución eléctrica (licitaciones competitivas, subastas de energías renovables, tarifas de alimentación y contratos bilaterales), ALC ha estado aplicando las subastas de energías renovables.

Estas subastas comparten algunas similitudes comunes: i) contratos a largo plazo (de 15 a 30 años), ii) subastas de energía de tecnología específica para la contratación de energía y iii) el amplio uso de la energía solar y eólica. De 2009 a 2017, las subastas de energía renovable han comisionado 13,3 GW para la red de distribución en solo ocho países de ALC. Además, 564 proyectos adjudicados aún no se han comisionado, lo que representa una capacidad de nueva generación de 28,1 GW. Además, el precio de licitación promedio de las subastas de nueva capacidad cayó considerablemente (32,9 %) de 2009 a 2017, especialmente para proyectos de energía solar, que disminuyeron 86,9 % de 2010 a 2017.

La MN se ha convertido en una política exitosa para promover la adopción de los recursos de la GD, especialmente la energía solar FV.

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 ALC, 15 países cuentan con políticas de MN en vigor, todos ellos con diferentes estructuras de políticas.

Hemos realizado un análisis de sensibilidad de las variables que afectan a la decisión de un hogar a la hora de decidir el tamaño óptimo de la instalación y el consumo de la GD. En primer lugar, un aumento de las tarifas o de la tasa de MN hace que la instalación de capacidad FV sea más atractiva en el marco de las políticas MN, ya que la remuneración de la generación inyectada a la red aumenta. En segundo lugar, los esquemas de reembolso son más atractivos para los usuarios que la cancelación de los créditos. En tercer lugar, un mayor nivel de consumo hace que los sistemas FV sean más rentables, ya que

aumenta los gastos en electricidad de la red. Igualmente, una mayor capacidad instalada aumenta la producción energética del sistema, lo que incrementa el VAN de la generación en caso de que se pueda vender toda la energía a la red. Por último, el costo de adquirir un sistema de GD está correlacionado con la tasa de interés de préstamo, mientras que los períodos de pago más altos disminuyen el costo a lo largo del tiempo.

REFERENCIAS

- Candelise, C., Winskel, M. y Gross, R. J. K. (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, M., Jimenez, M., Zapata, S., Franco, C. J. y Dynner, I. (2017). Myths and facts of the utility death spiral. Energy Policy, 110(June), 105–116. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.07.063>
- Darghouth, N. R., Barbose, G. y Wiser, R. (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), 5243–5253. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2011.05.040>
- Felder, F. A. y Athawale, R. (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>
- Goldberg, V. P. (1976). Regulation and administered contracts. The Bell Journal of Economics, 426–448.
- Gonzalez, R. E. (2018). Designing Nearly Zero Energy Buildings: Energy Efficiency and On-Site Generation. Universidade Federal do Rio de Janeiro.
- Hallack, M., Mejdalani, A. y Lopez Soto, D. D (2018 The Impact of Net Metering Policy Design on the Adoption Rate of Solar Photovoltaic Systems: A Simulation Using Calibrated Data from Brazil (No. IDB-TN-01593). Banco Interamericano de Desarrollo.

- Hancevic, P. I., Nuñez, H. M. y Rosellón, J. (2017). Distributed photovoltaic power generation: Possibilities, benefits, and challenges for a widespread application in the Mexican residential sector. Energy Policy, 110, 478–489. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.08.046>
- Hochberg, M. y Poudineh, R. (2018). Renewable Auction Design in Theory and Practice: Lessons from the Experiences of Brazil and Mexico.
- IRENA. (2017). Renewable Energy Auctions: Analysing 2016.
- IRENA y CEM. (2015). Renewable Energy Auctions: A Guide to Design.
- Irena, Iea y Ren. (2018). Renewable Energy Policies in a Time of Transition. Tomado de http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/IRENA_IEA_REN21_Policies_2018.pdf
- Khalilpour, R. y Vassallo, A. (2015). Leaving the grid: An ambition or a real choice? Energy Policy, 82(1), 207–221. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2015.03.005>
- Kreycik, C. E., Couture, T. D. y Cory, K. S. (2011). Procurement options for new renewable electricity supply.
- Laws, N. D., Epps, B. P., Peterson, S. O., Laser, M. S. y Wanjiru, G. K. (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, 627–641. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.10.123>

- Maurer, L. y Barroso, L. (2011). Electricity auctions: an overview of efficient practices. Banco Mundial.
- Mejdalani, A. N., Chueca, J. E., Lopez Soto, D. D. y Hallack, M. (2018). Implementación de políticas de medición neta en América Latina y el Caribe: Design, Incentives and Best Practices (No. IDB-TN-01594). Banco Interamericano de Desarrollo.
- OLADE. (2018). Anuario de Estadísticas Energéticas 2018.
- Picciariello, A., Reneses, J., Frias, P. y Söder, L. (2015). Distributed generation and distribution pricing: Why do we need new tariff design methodologies? Electric Power Systems Research, 119, 370–376. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2014.10.021>
- Riordan, M. H. y Williamson, O. E. (1985). Asset specificity and economic organization. International Journal of Industrial Organization, 3(4), 365–378. [https://doi.org/10.1016/0167-7187\(85\)90030-X](https://doi.org/10.1016/0167-7187(85)90030-X)
- Vazquez, C., Rivier, M. y Pérez-Arriaga, I. J. (2002). A market approach to long-term security of supply. IEEE Transactions on Power Systems, 17(2), 349–357.
- Vazquez, M. (2011). Analysis of forward prices in electricity markets by means of their fundamental drivers. Universidad Pontificia Comillas.
- Vazquez, M. (2016). Teaching Notes: Market design in electricity industries. Enel Green Power Academy.
- Williamson, O. E. (1976). Franchise bidding for natural monopolies-in general and with respect to CATV. The Bell Journal of Economics, 73-104.

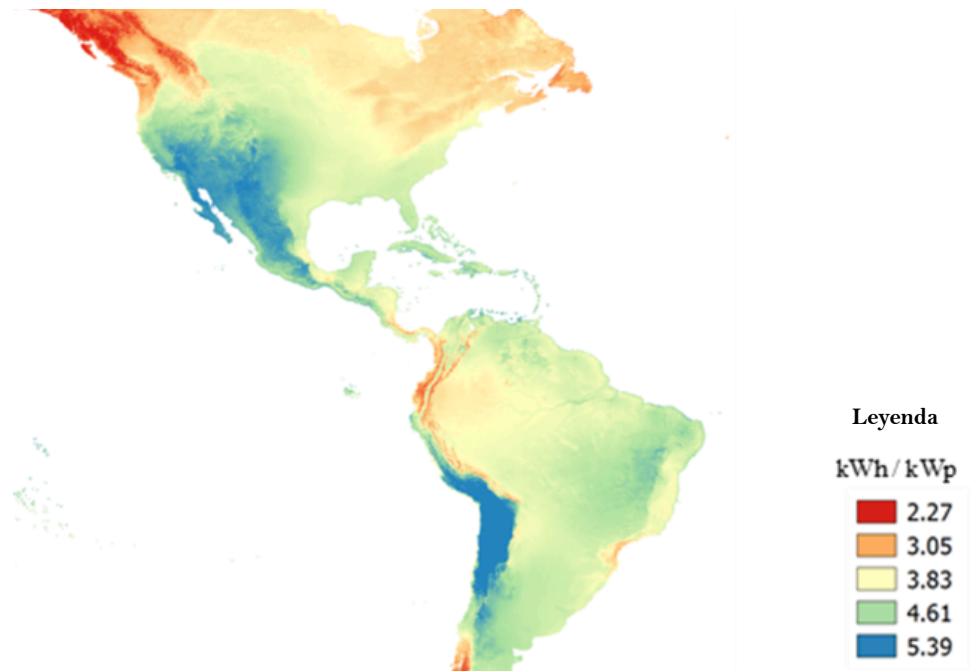
Anexo 1. Calibración del modelo de VAN

Categoría	Variable	México (2017)
Reguladores	Nivel de la tarifa	0,23 USD/kWh
	Tasa de MN	100 %
	Esquema de reembolso	Sí
	Período de acumulación	1 año
	Crédito de acumulación	Dinero
	Tasa de interés de préstamo	7,75 %r
	Períodos de pago	25 años
Consumidores	Nivel de consumo	130 kWh/mes
	Capacidad instalada	4,6 kW
Exógenos	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	% de producción potencial

Anexo 2. Capacidades de generación en ALC: energía eólica y solar

Las figuras 2 y 3 muestran los potenciales de generación de energía mediante el uso de tecnologías solar FV y eólica. Muchos países de la región muestran un alto potencial de generación de energía solar, en particular el norte de México y la región andina. Por otro lado, la generación eólica está más centrada en el sur de Argentina y Chile, con algunas regiones más pequeñas de alto potencial en la costa del Pacífico de América Central, Bolivia y el noreste de Brasil.

Figura 11: Producción de electricidad solar fotovoltaica en las Américas, 2018



Fuente: Elaboración propia utilizando datos del SIG Solargis (Banco Mundial, 2018)

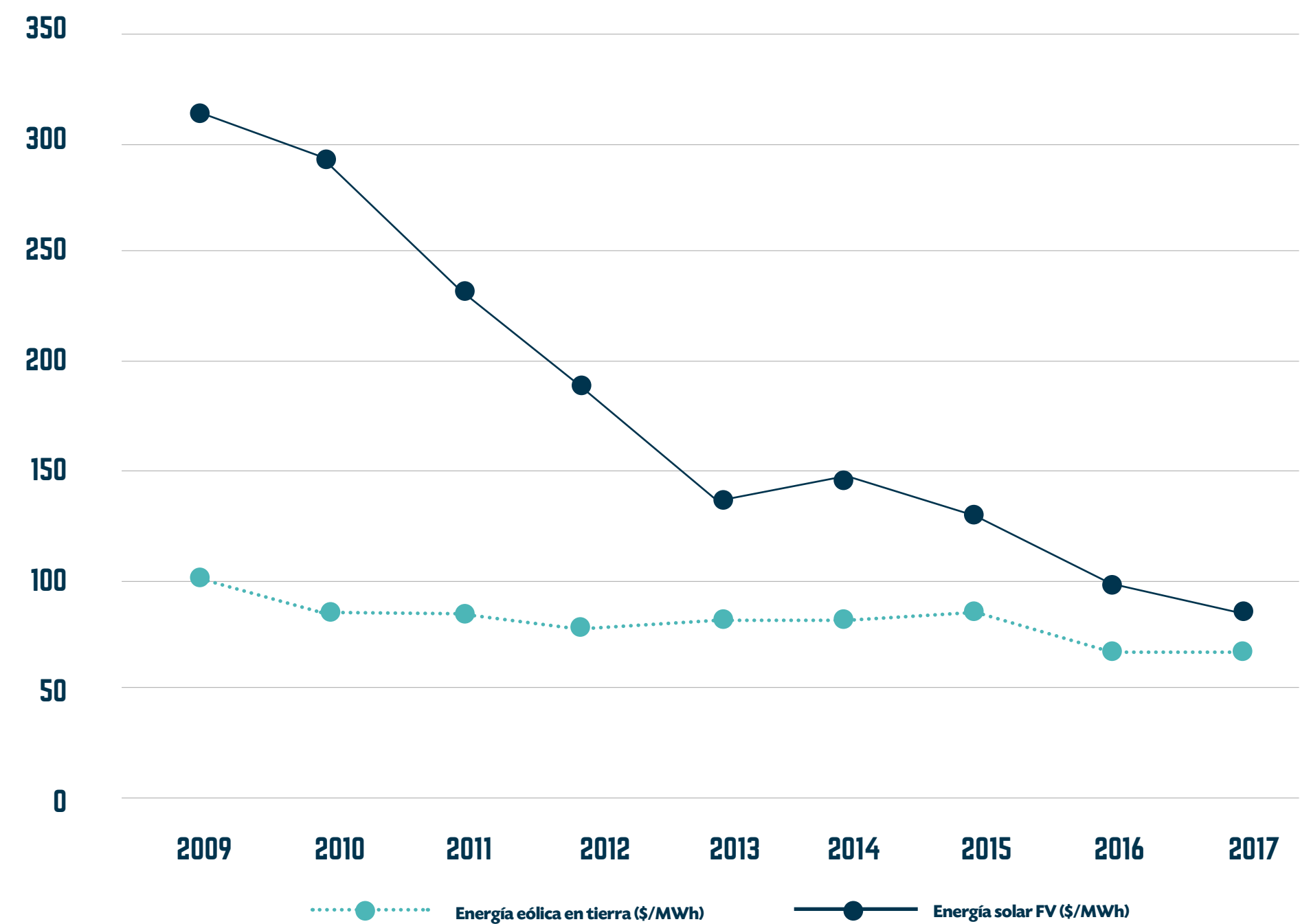
Figura 12: Densidad de la energía eólica en ALC, 2018 (en W/m2)




Fuente: Fuente: Banco Mundial (2018)

Aunque el potencial de generación de energía solar es más alto en la mayor parte de la región en comparación con la eólica, el costo de los proyectos solares FV y eólicos puede explicar por qué el número de proyectos solares aumentó a lo largo de los años y el precio de las licitaciones disminuyó rápidamente de 2009 a 2017. Como se muestra en la Figura 13, el costo nivelado de la energía (LCOE) de la generación solar disminuyó rápidamente, mientras que el costo de la generación eólica se mantuvo a un nivel bajo durante el mismo período.

Figura 13: Reducción de costos en la generación renovable de energía solar y eólica, 2009-2017



Fuente: Elaboración propia basada en información de Bloomberg New Energy Finance



Avances en el diseño de
políticas y marcos regulatorios
para las energías renovables
en **América Latina y el
Caribe** para la generación
distribuida y a escala de la red
de distribución eléctrica

