GENERACIÓN SOLE





La oportunidad de negocio de la Generación Solar Distribuida en Panamá

Mecanismos de financiamiento para la banca comercial

ONU programa para el medio ambiente 50 1972-2022
Euroclima+ Financiada por la Unión Europea
aecid
REPÚBLICA DE PANAMÁ — GOBIERNO NACIONAL —
MINISTERIO DE LA PRESIDENCIA
SECRETARÍA DE ENERGÍA

2021

© 2021 Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente

Publicado por el Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA), noviembre 2021

Atribución - NoComercial - Sin Obra Derivada CC BY - NC - ND

Esta publicación puede reproducirse total o parcialmente y en cualquier forma para servicios educativos o sin fines de lucro sin permiso especial del titular de los derechos de autor, siempre que se haga un reconocimiento de la fuente. El PNUMA agradecería recibir una copia de cualquier publicación que utilice esta publicación como fuente. No se puede utilizar esta publicación para la reventa o para cualquier otro propósito comercial sin el permiso previo por escrito del Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente. Las solicitudes para dicho permiso, con una declaración del propósito y alcance de la reproducción, deben dirigirse al Director, División de Comunicación, Programa de la ONU para el Medio Ambiente, Oficina para América Latina y el Caribe, Edificio 103, Calle Alberto Tejada, Ciudad del Saber, Clayton, Panamá.

Descargo de responsabilidad

Las designaciones empleadas y la presentación del material en esta publicación no implican la expresión de opinión alguna por parte del Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente sobre la condición jurídica de cualquier país, territorio o ciudad o sus autoridades, o sobre la delimitación de sus fronteras o límites. Para obtener orientación general sobre cuestiones relacionadas con el uso de mapas en las publicaciones, visite http://www.un.org/Depts/Cartographic/english/ htmain.htm

No se permite el uso de la información de este documento para publicidad o propaganda. Los nombres y símbolos de marcas comerciales se utilizan en forma editorial sin intención de infringir las leyes de derechos de autor o marcas comerciales. Las opiniones expresadas en esta publicación pertenecen a los autores y no reflejan necesariamente las opiniones del Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente.

Este documento ha sido elaborado con el apoyo financiero de la Unión Europea a través del Programa EUROCLIMA+ y la Agencia Española de Cooperación Internacional para el Desarrollo (AECID). La recopilación de información, la redacción del informe y su publicación se llevan a cabo de forma independiente y no reflejan de ninguna manera las opiniones de los donantes, la Unión Europea, y AECID. Lamentamos cualquier error u omisión que se haya podido cometer involuntariamente.

© Mapas, fotografías e ilustraciones según lo especificado

Cita sugerida: Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (2021). La oportunidad de negocio de la generación solar distribuida en Panamá: Mecanismos de financiamiento para la banca comercial.

Producción: Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA)

Agradecimientos

El Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA) quisiera agradecer, tanto a los colaboradores externos del comité coordinador de revisión, como a los autores principales y colaboradores por su contribución a la preparación de este informe.

Autores

Ignacio Romero, Coordinador de Proyecto, Especialista Senior de Recursos Energéticos Distribuidos;

Franco Borrello, Consultor de Evaluación del Mercado de Energía Solar FV Distribuida

Comité Coordinador de Revisión

Unidad de Cambio Climático del PNUMA

Gustavo Mañez Gomis, Coordinador de Cambio Climático, Oficina de América Latina y el Caribe, PNUMA, **Mercedes G. Fariña,** Oficial de Programas, Coordinadora de Finanzas Climáticas, Oficina de América Latina y el Caribe, PNUMA, **María Paz Cristófalo**, Consultora en Recursos Energéticos Distribuidos, PNUMA.

Secretaría Nacional de Energía de Panamá

Dr. Jorge Rivera Staff, Secretario Nacional de Energía de Panamá, **Rosilena Lindo**, Subsecretaria Nacional de Energía de Panamá, Dra. **Guadalupe González,** Directora del Departamento de Electricidad.

Cámara Panameña de Energía Solar

Federico Fernández (Presidente), **Rafael Galue** (Director Ejecutivo), **Rafael Linares**.

Asociación de Bancos de Panamá.

Carlos Alfredo Berguido Guizado (Presidente Ejecutivo), **Valeria Rosales** (Comisión De Sostenibilidad - Banistmo), **Raúl Preciado** (Banco General), **Carlos Rivas** (Banco General), **Zaratí Cartín** (Banco Aliado), **Eddie Hernández** (Bicsa).

Soporte de lanzamiento y medios

Sofia Arocha y **Daniel Díaz Rivas**, Oficina de América Latina y el Caribe, PNUMA

Diseño y edición

Karla Delgado Olguín y **Heissel Carvajal**, Oficina de América Latina y el Caribe, PNUMA

Desarrollo de micrositio

Javier Bianchet, Oficina de América Latina y el Caribe, PNUMA

Agradecimientos especiales

Finalmente, el PNUMA desea agradecer a la Unión Europea, en particular al **Programa EUROCLIMA+**, y a la **AECID** por apoyar la Iniciativa **Generación Sole** en línea con los objetivos de cambio climático del Acuerdo de París en América Latina y el Caribe.

Para más información acerca de iniciativas del Programa EUROCLIMA+ en Cambio Climático y energías renovables visite el sitio web: www.euroclimaplus.org

Participantes del proyecto

REPÚBLICA DE PANAMÁ — GOBIERNO NACIONAL — | MINISTERIO DE LA PRESIDENCIA SECRETARÍA DE ENERGÍA

Financiadores

Euroclima+ | Financiado por la Unión Europea | aecid

Listado de acrónimos

AC	Corriente Alterna.
ALC	América Latina y el Caribe.
ASEP	Autoridad Nacional de los Servicios Públicos.
BOS	Balance de sistema.
CAPES	Cámara Panameña de Energía Solar.
CND	Centro Nacional de Despacho.
COPE-MEF	Comisión de Política Energética.
DC	Corriente Directa o Corriente Continua.
EDECHI	Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S. A.
EDEMET	Empresa de Distribución Eléctrica Metro Oeste, S. A.
ENSA	Empresa de Distribución Eléctrica Elektra Noreste, S. A.
EOR	Ente Operador Regional.
ETESA	Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.
FV	Energía solar fotovoltaica.
GEI	Gases de efecto invernadero.
GLP	Gas licuado de petróleo.
GSD	Sistemas de generación solar fotovoltaica distribuida.
INEC	Instituto Nacional de Estadística y Censo.
IRHE	Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación.
JTIA	Junta Técnica de Ingeniería y Arquitectura.
kW	Kilovatios (unidad de potencia).
kWh	Kilovatio hora (unidad de energía).
MEF	Ministerio de Economía y Finanzas.
MER	Mercado Eléctrico Regional.
MW	Megavatios (unidad de potencia).
MWh	Megavatio hora (unidad de energía).
NREL	National Renewable Energy Laboratory (Laboratorio nacional de energías renovables de los Estados Unidos).
PESIN	Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional.
PR	Performance ratio (ratio de performance de los sistemas GSD).
RIE	Reglamento de Instalaciones Eléctricas de la República de Panamá.
UE	Unión Europea.
USD	Dólares americanos.
SIEPAC	Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central.
SIN	Sistema Interconectado Nacional.
SNE	Secretaría Nacional de Energía de la República de Panamá.

CONTENIDO

1. Resumen Ejecutivo 7

2. Introducción 14

2.1 Contexto 14

2.2. Introducción a los sistemas de generación solar fotovoltaica distribuida 18

3. Contexto nacional 25

3.1 Antecedentes 25

3.2 Marco regulatorio y estructura general del mercado eléctrico 27

3.3 Actores relevantes del mercado eléctrico 30

3.3.1 El CND, los participantes del MME y la ASEP 30

3.3.2 Participantes Productores – Capacidad Instalada y Generación 33

3.3.3 Sistema de Transmisión 42

3.3.4 Demanda: Distribución y Clientes 45

3.4 Estructura tarifaria 50

3.4.1 Descripción de las tarifas vigentes 51

3.4.2 Aplicación de las tarifas 52

3.5 Precios de la energía eléctrica 57

3.6 Estado actual de la energía solar distribuida en Panamá 60

4. Marco regulatorio, legal, y de políticas públicas para la generación distribuida de fuentes renovables 66

4.1 Marco regulatorio y legal de los sistemas de GSD 66

4.2 Compensaciones económicas e incentivos para la generación distribuida 68

4.3 Estándares de calidad relevantes para la industria eléctrica, en especial la solar distribuida 69

4.4 Procedimientos y permisos de instalación y conexión a la red eléctrica. 73

5. Análisis de la Tecnología 82

5.1 Descripción de los sistemas solares de generación fotovoltaica distribuida, estándares de operación y garantías 82

5.2 Precios históricos de los sistemas fotovoltaicos 86

5.2.1 Precios internacionales 86

5.2.2 Precios nacionales 89

5.3 Tendencias de precios de la tecnología fotovoltaica en el futuro 90

5.4 Cadena de suministro del equipamiento principal de sistemas de GSD 91

5.5 Ecosistema de empresas existentes en el sector de GSD en Panamá 94

5.6 Estimaciones de precios locales para las instalaciones y estructura de costos 96

6. Demanda potencial del mercado para sistemas fotovoltaicos conectados en generación distribuida 98

6.1 Clientes objetivo y usos de los sistemas solares fotovoltaicos en generación distribuida, por segmento (residencial, comercial e industrial) 98

6.2 Cálculo del potencial de instalación de sistemas de GSD en Panamá 100

6.2.1 Metodología 100

6.2.2 Cálculo del Potencial Técnico 102

6.2.3 Cálculo del Potencial Técnico 117

6.2.4 Cálculo del Potencial Económico 120

6.2.5. Cálculo del potencial Técnico-Económico 126

6.2.6 Análisis de los resultados del potencial técnico y económico 130

6.2.7 Tasas de crecimiento esperado del consumo eléctrico en Panamá 133

6.2.8 Otras consideraciones 135

6.3 Casos de negocio determinando ahorros económicos y reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, logrados por el uso de sistemas solares fotovoltaicos en generación distribuida, por segmento. 135

7. Estado actual del financiamiento privado para sistemas de generación solar distribuida en Panamá 139

7.1 Modelos de financiamiento comúnmente utilizados y evaluación de riesgos y oportunidades 140

7.1.1 Inversión Directa 141

7.1.2 Préstamos personales o al consumo (personas naturales) 142

7.1.3 Préstamos comerciales y corporativos (a personas jurídicas, tanto PyMEs como grandes empresas) 142

7.1.4 Préstamos con garantía hipotecaria (hipotecas residenciales o comerciales) 144

7.1.5 Instrumentos de propiedad de terceros: arrendamiento o leasing financiero 144

7.1.6 Project finance y contratos de provisión de energía -PPA- 145

7.1.7 Modelos tipo “ESCO” 146

7.2 Productos y fuentes de financiamiento existentes para sistemas solares fotovoltaicos en el país 146

7.2.1 Ejemplos de productos existentes en la banca comercial panameña 148

7.3 Análisis y evaluación del interés de la banca comercial para la creación de nuevos productos asociados al financiamiento de sistemas de GSD 149

7.3.1 Metodología utilizada para análisis de interés de la banca comercial **149**

7.3.2 Evaluación del interés de la banca comercial **150**

7.4 Barreras, riesgos, desafíos y oportunidades percibidos por la banca comercial de Panamá 152

7.4.1 Riesgos percibidos por la banca comercial **152**

8. Recomendaciones para la creación de nuevos productos y servicios para financiar sistemas de generación solar distribuida 155

8.1 Canales de ventas para productos y servicios financieros 155

8.1.1 Canales de venta tradicionales: Sucursales, ejecutivos de banca personas, banca corporativa **156**

8.1.2 Canales estandarizados (no personalizados) **157**

8.1.3 Canales indirectos **158**

8.2 Instrumentos de mitigación y cobertura de riesgos 160

8.2.1 Matriz de riesgo **161**

8.2.2 Garantías técnicas y financieras **165**

8.3 Casos de éxito de la banca comercial en otros países de la región y el mundo 166

8.3.1 Brasil **166**

8.3.2 México **169**

8.3.3 República Dominicana **174**

8.4 Propuestas y estrategias de implementación para la banca comercial 175

8.5 Factores críticos adicionales a tener en cuenta y consideraciones finales 183



1. RESUMEN EJECUTIVO

El presente trabajo tiene como objetivo analizar las oportunidades de mercado de la generación solar fotovoltaica distribuida desde una perspectiva del sector bancario, principalmente desde la banca comercial, en Panamá. El sector energético jugará un rol fundamental para el cumplimiento de los objetivos nacionales y globales de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). Descarbonizar el sector energético será fundamental para garantizar el éxito de los planes de reducción de emisiones de GEI y con el cumplimiento de las metas del Acuerdo de París.

La transición energética fomenta un cambio de paradigma en la manera en que generamos y consumimos la energía que necesitamos para vivir y producir bienes o servicios. A nivel generación, la masiva adopción de las energías limpias y renovables a nivel mundial, tales como la energía solar y eólica, es necesaria a una velocidad sin precedentes. Debido al aumento del consumo de energía eléctrica en la economía mundial, la instalación de nuevas centrales de generación eléctrica renovable deberá aumentar de un ritmo actual de 200 GW anuales, hasta los 840 GW anuales.

Los sistemas de energía solar fotovoltaica generan electricidad a partir de la radiación solar mediante el uso de módulos fotovoltaicos. Los pequeños sistemas de generación son instalados de manera cercana a los sitios de consumo, conectados a los sistemas de distribución eléctrica. Estos son los denominados sistemas de generación solar fotovoltaica distribuida (GSD). Los sistemas on-grid realizan intercambios bidireccionales de energía eléctrica con la distribuidora: toman energía cuando la generación no llega a cubrir el consumo (por ejemplo, de noche), y vuelcan a la red los excedentes de generación en momentos de menor demanda. Los sistemas de GSD son usualmente pensados e implementados con la finalidad del autoconsumo.

La capacidad instalada total de generación del sector eléctrico en la República de Panamá es de 4,127 MW, dominada actualmente por la generación hidroeléctrica y termoeléctrica. Entre la energía hidroeléctrica, solar y eólica, las fuentes limpias tienen una participación del 58% en la potencia instalada de Panamá. La generación bruta total fue de 10,887 GWh en el año 2020, siendo cubierta en casi un 80% por energías limpias (2020).



La empresa de transmisión eléctrica de Panamá (ETESA), posee más de 3,000 km de líneas de alta tensión a nivel nacional, y es la encargada de realizar anualmente el Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional (SIN). El SIN intercambia además energía con Centroamérica por medio del Mercado Eléctrico Regional (MER), y tiene planes de realizar un sistema de interconexión con Colombia.

Panamá posee tres empresas de distribución eléctrica: EDEMET, ENSA y EDECHI, distribuidas por región geográfica, a cargo de 1,155,000 usuarios regulados (2020). La estructura tarifaria de Panamá se organiza tanto por niveles de consumo como de tensión de conexión. El usuario, sujeto a limitaciones, puede acogerse a la alternativa más conveniente según su consumo. El 99% de los usuarios está conectado en baja tensión y casi el 70% de los usuarios consume menos de 300kWh mensuales. Estos usuarios reciben un subsidio económico sobre su consumo, a cargo del estado panameño.

En Panamá, el marco regulatorio vigente para las instalaciones de generación solar distribuida es el Procedimiento para Autoconsumo con Fuentes Nuevas, Renovables y Limpias. En dicho procedimiento se especifican tanto los requisitos de los sistemas de GSD para lograr la interconexión (de calidad y seguridad), los permisos necesarios, además de explicarse el sistema de medición y facturación de la energía generada, consumida y excedente. El Procedimiento establece las condiciones para cada instalación de acuerdo a su potencia instalada. Para realizar los análisis del presente trabajo, se considerarán los sistemas GSD de pequeña escala, es decir, con una potencia instalada menor o igual a 500 kW, los cuales poseen procedimientos y requerimientos simplificados para su conexión. El marco regulatorio panameño establece un sistema de net-metering, o medición neta, con un sistema de créditos de energía (en kWh). A marzo de 2021, existen 1,146 instalaciones de sistemas de GSD en Panamá por una potencia de 43.7 MW. El 55% de las instalaciones son de pequeño tamaño (inferiores a 10 kW), pero representan sólo un 5% de la potencia instalada total. Las 132 instalaciones de más de 100 kW representan el 69% de la potencia instalada.

Los sistemas de GSD están compuestos por su equipamiento principal (módulos fotovoltaicos, inversores de corriente), equipamiento auxiliar, denominado BOS (estructuras de montaje, equipamiento eléctrico y de protección, sistema de medición). Si bien son necesarias competencias técnicas electricistas, la instalación de sistemas GSD es relativamente simple y segura. Los principales componentes poseen entre 10 y 25 años de garantía dadas por el fabricante. El mantenimiento de los sistemas de GSD es usualmente muy simple, de bajo costo y seguro; consiste en una limpieza de la superficie de los paneles, además de una revisión preventiva ocasional de las conexiones eléctricas del sistema. La frecuencia necesaria para la limpieza o la revisión dependerá principalmente de las condiciones climáticas de la zona.

Además de la facilidad del mantenimiento, la relativa simplicidad en la instalación, y la generación de energía en el sitio de consumo, los sistemas de GSD aportan numerosos beneficios económicos, sociales y ambientales, tanto al sistema eléctrico como a los consumidores: Generan ahorros económicos a los usuarios-generadores, colabora con la reducción de subsidios económicos al consumo, permite mayor estabilidad y confiabilidad en la red de distribución, genera puestos de trabajo y evita emisiones de gases de efecto invernadero mediante la inclusión de energías renovables en la matriz energética.

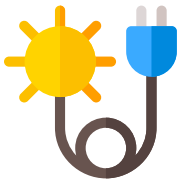
Los rangos de precios de instalación de sistemas de GSD a nivel mundial han caído entre 46% y 85% en los últimos 10 años. Esto se ha debido principalmente a la caída en costo y aumento de eficiencia de los módulos fotovoltaicos, los cuales han bajado un 93% en ese mismo período.

Durante los últimos años el costo de la energía generada a partir de sistemas de GSD se ha reducido a valores similares, o incluso inferiores, a las tarifas eléctricas vigentes. Este hito, sumado a las proyecciones de reducción de los costos de los sistemas entre un 15% y un 35% anual para 2024, harán aún más viable y atractiva la instalación de sistemas de GSD en Panamá y la región. Igualmente, las políticas públicas continúan siendo un estímulo fundamental para la adopción de los sistemas, por medio de incentivos económicos e impositivos, política tarifaria y de mercado, e incentivos al autoconsumo y a la eficiencia energética.

El atractivo del mercado fotovoltaico en Panamá, especialmente de sistemas de pequeño y mediano tamaño, se observa en la gran cantidad de empresas internacionales participando en la cadena de suministro de este tipo de instalaciones en el país.

En base a un relevamiento de precios de instalaciones de GSD a nivel local, regional e internacional, se determina una estimación de precios para cada escala de proyecto de GSD y su estructura de costos. Los denominados “costos blandos” (principalmente los costos de mano de obra y permisos) poseen una gran incidencia entre las diferentes escalas.

Para el cálculo del potencial de mercado de sistemas de GSD en Panamá, se determinarán dos tipos de potenciales: el Potencial Técnico, dependiente únicamente de las características naturales del sitio y del potencial de autoconsumo de clientes actuales; y el Potencial Técnico-Económico, determinando la cantidad de instalaciones que son económicamente viables. Este análisis se realiza para cada segmento de consumo (residencial, comercial y gobierno, e industrial) por poseer diferentes patrones de consumo.





Inicialmente, se analiza el consumo eléctrico de todos los usuarios regulados de Panamá por tarifa, segmento y zona de concesión (región geográfica). Además, se obtienen datos satelitales de irradiación solar en cada provincia y región, calculándose la generación solar específica para cada grupo de usuarios. A partir de esos datos se caracteriza la potencia instalada de un sistema típico (en kWp), lo que permitirá calcular la generación anual para cada grupo de usuarios.

Para el cálculo del Potencial Técnico de Panamá, se tienen en cuenta la aptitud de los edificios para la instalación de sistemas de GSD: ocupación permanente de las viviendas, con espacio en techos, y material de construcción de techos y paredes apto para su instalación. El Potencial Técnico de instalación de sistemas de GSD en Panamá alcanza un total nacional de 863,700 instalaciones por 3,851 MWp, los cuales generarían 5.29 TWh anuales de energía eléctrica distribuida, lo que equivale al 57% de la energía comprada por las distribuidoras en 2019.

Para estimar el potencial técnico-económico, se tiene en cuenta la viabilidad económica de las instalaciones que quedaron dentro del potencial técnico nacional. Para esto, se consideran los costos actuales de la tecnología, las tarifas eléctricas para cada uno de los segmentos, así como todos los ingresos y costos de los sistemas de GSD para calcular el repago de la inversión.

El Potencial Técnico-Económico de instalación de sistemas de GSD en Panamá resulta en un total nacional de 137,800 instalaciones por 1,453 MWp. Esta cantidad de sistemas generaría, en promedio, 2.0 TWh anuales de energía eléctrica distribuida, correspondiente a un 21.7% de la energía comprada por las distribuidoras en 2019. El 58% del potencial técnica y económicamente viable se encuentra en el sector residencial, mientras que el 35.5% corresponde a usuarios enmarcados en el sector comercial y gobierno. Los usuarios con tarifa BTS corresponden al 66.1% del potencial; el 22.8% del potencial corresponde a usuarios conectados en Media Tensión, mientras que los usuarios con tarifa BTD completan con el restante 11%.

En definitiva, Panamá presenta condiciones de mercado muy favorables para la instalación de sistemas de GSD, gracias a un recurso solar abundante, un marco regulatorio vigente con reglas claras y un costo de la tecnología que ha declinado fuertemente. Las tarifas actuales en el país hacen que la instalación de sistemas de GSD sea atractiva para una gran cantidad de usuarios, distribuidos a lo largo del país y en todos los segmentos analizados.

El sector financiero, y en particular la banca comercial, se presenta como un actor clave para lograr el crecimiento y la consolidación de los sistemas fotovoltaicos de pequeña y mediana escala en Panamá. La banca panameña cuenta con cierta experiencia en el financiamiento de proyectos de energía solar; sin embargo, dicha experiencia está concentrada principalmente en proyectos de mayor tamaño (de 1 MWp o mayores), cuyos titulares son generalmente empresas del sector energético. Pensando en capturar oportunidades de negocios en sistemas de GSD, la banca debería adaptar sus productos y hacerlos accesibles a otros segmentos de clientes (personas naturales, PyMEs, comercios e industrias que hasta el momento no han participado de la industria energética).

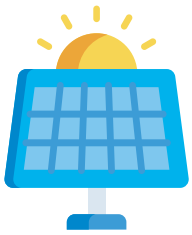
La inversión en sistemas de GSD requiere un desembolso significativo al inicio del proyecto (para la compra e instalación del sistema), y posee bajos costos de operación y mantenimiento. El volumen de capital necesario para este tipo de inversiones hace que una gran cantidad de usuarios no logren acceder a su instalación debido a falta de liquidez, que puede ser solucionada con una oferta de financiamiento adecuado.

Históricamente, los sistemas de GSD han sido financiados principalmente con recursos propios del usuario eléctrico. La oferta de productos financieros específicos está aún en una fase temprana, y por consiguiente, los proyectos de generación renovable de pequeña y mediana escala siguen actualmente dependiendo de productos tradicionales para la obtención de financiamiento (préstamos personales y al consumo; préstamos corporativos y comerciales; préstamos con garantía hipotecaria; y en menor medida, leasing financiero y otros modelos innovadores como ESCO).

A partir del relevamiento y las entrevistas mantenidas durante la realización del presente proyecto con la Asociación Bancaria de Panamá, así también como con diversos actores del sector bancario nacional, se ha detectado un gran interés en desarrollar el potencial de mercado de financiamiento de sistemas de GSD, con el objetivo de aumentar el volumen de negocio con clientes actuales, y de apuntar a nuevos clientes y segmentos. Sin embargo, hoy existen en el mercado pocos productos financieros específicamente diseñados para financiar este tipo de iniciativas.

Los principales riesgos percibidos por la banca a la hora de financiar sistemas de GSD son: la solvencia del tomador del crédito, la falta de liquidez del activo al ser tomado como garantía, y la calidad de la instalación y el instalador del sistema. Se ha detectado que algunos de los riesgos percibidos por la banca se deben a la falta de conocimiento y difusión de las características del mercado y los beneficios de la generación solar distribuida, tanto a clientes potenciales, como internamente dentro de la banca, por lo que se ha detectado que aún hacen falta esfuerzos por parte de todos los actores de la industria en este sentido.

En base a la información obtenida a través de la investigación de los mecanismos financieros actualmente utilizados por la banca comercial para financiar sistemas de GSD, y habiendo analizado la percepción de riesgos y oportunidades por los principales actores del sector, se realizan las siguientes recomendaciones concretas y prácticas con el objetivo de fomentar e impulsar el financiamiento de sistemas GSD en Panamá:



i. Optimizar el proceso de evaluación de riesgo técnico de los proyectos, para facilitar el proceso de evaluación y otorgamiento de créditos, disminuyendo su riesgo percibido.

Actualmente, no existen fuentes de información públicamente disponibles y de fácil acceso que agreguen y condensen información sobre el sector de GSD. Además, el riesgo técnico de las instalaciones en cuanto al correcto diseño del sistema y calidad de la instalación es uno de los principales riesgos percibidos por la banca. Para esto, se recomienda simplificar y estandarizar la evaluación de riesgo técnico de los proyectos, ya sea internamente o de manera coordinada entre todos los actores del sector bancario; trabajar en una Guía de Buenas Prácticas de instalación, para generar la información y los criterios necesarios para estandarizar la evaluación; y alternativamente, crear un certificado o sello de validación de instaladores o integradores, otorgada por una institución de amplia confianza por parte de todos los actores del mercado.

ii. Crear nuevos canales de venta y optimizar canales existentes, que aumenten la llegada a clientes finales, a la vez que se disminuyen los riesgos y los costos de transacción de los proyectos.

Una gran cantidad de riesgos y desafíos percibidos por la banca comercial pueden ser mitigados o minimizados en caso de que se desarrollen relaciones comerciales sólidas entre las instituciones bancarias y los integradores e instaladores de sistemas de GSD. Para esto, se recomienda la asociación con integradores o instaladores para que estos sean vehículos de financiamiento, garanticen la calidad de la instalación y absorban parte del riesgo crediticio. Adicionalmente, se sugiere colaborar en la creación de un mercado secundario de activos usados como colateral (equipamiento), para que su valor pueda ser utilizado como garantía en los nuevos productos financieros desarrollados.

iii. Aprovechar las sinergias con productos financieros existentes, mejorando las condiciones crediticias ofrecidas a los usuarios, y manteniendo al mismo tiempo una sólida estructura de garantías.

Se recomienda profundizar las sinergias para poder financiar sistemas de GSD aprovechando la experiencia de los bancos en líneas de crédito, productos y procesos existentes, aumentar la velocidad de implementación. Se ha detectado que los potenciales usuarios que podrían financiar sistemas de GSD, también son usuarios de otros productos financieros, como por ejemplo las líneas de comercio exterior, las líneas de prefinanciación agrícola y agroindustrial, y los créditos hipotecarios. La sinergia entre estos tipos de productos (tanto en el área comercial como de análisis de riesgo) ayudaría a disminuir la percepción de riesgo, utilizando garantías conocidas por la banca, y en definitiva mejorar las condiciones de financiamiento para los sistemas.

iv. Disminuir la exposición al riesgo de la banca mediante implementación de herramientas probadas, incorporando mecanismos utilizados para otros productos y procesos utilizados en otros mercados.

Se han detectado diversos mecanismos de financiamiento y garantía, tanto en Panamá como en otros países de la región y el mundo, que podrían ser adaptados para nuevos productos financieros específicos para sistemas de GSD. Algunos ejemplos son: El leasing operativo (“arrendamiento solar”), como herramienta muy utilizada en otros países y

perfectamente conocida por la banca comercial local; la utilización de pólizas de seguros existentes como mitigador de riesgo; la utilización de fideicomisos y otros mecanismos de garantías, con fondos de bajo costo y para aprovechar el efecto cartera; la creación de fondos de inversión para que la banca pueda ofrecer participaciones de deuda de estos proyectos, y apalancarse con inversores particulares e institucionales.

iv. Mediante la creación de nuevos productos financieros, colaborar con el proceso de concientización y educación de los usuarios, tanto personas como empresas, y de la sociedad en general acerca de los beneficios económicos, ambientales y sociales de los sistemas de GSD.

El proceso de concientización no es responsabilidad de la banca únicamente, sino también de las instituciones de gobierno y de todas las empresas que forman parte de la cadena de valor de la industria solar fotovoltaica. Sin embargo, se deberá invertir en el fortalecimiento de las capacidades del personal interno del banco y promover su especialización en este sector. Lograr externalizar algunas actividades dentro del análisis de riesgo y coordinarlos de manera eficiente con los procesos internos existentes, podrá ser una estrategia económicamente atractiva para la banca. La medición, cuantificación y difusión de los impactos de los nuevos sistemas, así también como la realización de proyectos piloto como prueba de concepto técnica y financiera de la industria, fomentará la concientización de la sociedad en general.

El principal objetivo de la implementación de estas recomendaciones es el de maximizar tanto el acceso al crédito por parte de los usuarios como los beneficios y la rentabilidad del sector bancario, al mismo tiempo que se mitigan los riesgos asociados a las inversiones y aumenta la consciencia del usuario respecto de los beneficios de este tipo de proyectos.

En definitiva, el sector de la banca presenta un grado de madurez incipiente pero en crecimiento en cuanto al desarrollo de un portafolio especializado de productos para financiar generación solar distribuida. Ya se comienzan a ver diversas iniciativas que impulsarán la oferta de financiamiento en el sector solar fotovoltaico de pequeña y mediana escala durante los próximos años, desde la iniciativa Generación SOLE del Programa de Naciones Unidas para el Medio Ambiente junto con la AECID y el Programa EUROCLIMA+, continuaremos acompañando este desarrollo.





2. INTRODUCCIÓN

2.1 Contexto

En 2015, en la Conferencia de las Partes (COP21, por sus siglas en inglés) en París, los estados parte de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático (CMNUCC) adoptaron el Acuerdo de París, que establece un marco global para evitar los peores efectos del cambio climático, limitando el calentamiento global por debajo de 2°C respecto a los niveles pre-industriales, y realizando todos los esfuerzos posibles para limitarlo a 1.5°C. En los años subsiguientes a dicho acuerdo, los estados parte presentaron sus Contribuciones Determinadas Nacionalmente (CDN), los cuales tienen como objetivo adoptar metas vinculantes y así cumplir con lo establecido en el Acuerdo de París. Las metas deben revisarse cada 5 años, y deben contener acciones específicas de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) para cada uno de los diversos sectores de la economía nacional.

Se espera que la próxima COP26, en Glasgow, Escocia, sea determinante para el éxito en el cumplimiento de las metas adoptadas en París, ya que es en dicha convención en la cual los países ratificarán y expandirán sus planes y compromisos de cara a los próximos 10 años, década en la que expertos y científicos coinciden en que es la última oportunidad para evitar los efectos más adversos de la crisis climática. El Informe sobre la Brecha de Emisiones del PNUMA[1] establece que para limitar el calentamiento global a 1.5 °C para el 2030, debemos reducir las emisiones un 56% respecto de los valores de 2020 (de 57 a 25 $GtCO_2e$).

El sector energético jugará un rol fundamental para el cumplimiento de los objetivos nacionales y globales de reducción de emisiones de GEI. Según datos del último reporte sectorial del World Resources Institute[2], las emisiones del sector energético corresponden al 73% del total de las emisiones de GEI a nivel mundial. De este porcentaje, casi la mitad

1. Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (2020). Informe sobre la brecha en las emisiones del 2020. Resumen. Nairobi.

2. World Resources Institute's Climate Watch (2016). World Greenhouse Gas Emissions in 2016, publicado en marzo 2020.

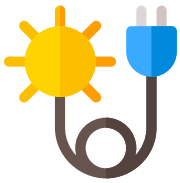
corresponde a emisiones debidas a la generación de electricidad y calor para los sectores residencial, comercial e industrial (es decir, un 30.4% del total de emisiones), y un 15.9% del total de emisiones corresponde al sector transporte (de pasajeros y mercancías, por todos los medios terrestres, marítimos y aéreos). Estos números dejan en evidencia que descarbonizar el sector energético será fundamental para garantizar el éxito de los planes de reducción de emisiones planteados.

La transición energética fomenta un cambio de paradigma en la manera en que generamos y consumimos la energía que necesitamos para vivir y producir bienes y servicios. A nivel generación, la masiva adopción de las energías limpias y renovables a nivel mundial, tales como la energía solar y eólica, es necesaria a una velocidad inusitada. Según la agencia internacional de energías renovables (IRENA, por sus siglas en inglés)[3], para cumplir con el escenario climático de 1.5°C mencionado, el sector energético deberá ser carbono neutral en el año 2050. Debido, además, al aumento del consumo de energía eléctrica en la economía mundial, la instalación de nuevas centrales de generación eléctrica renovable deberá aumentar de un ritmo actual de 200 GW anuales, hasta los 840 GW anuales.

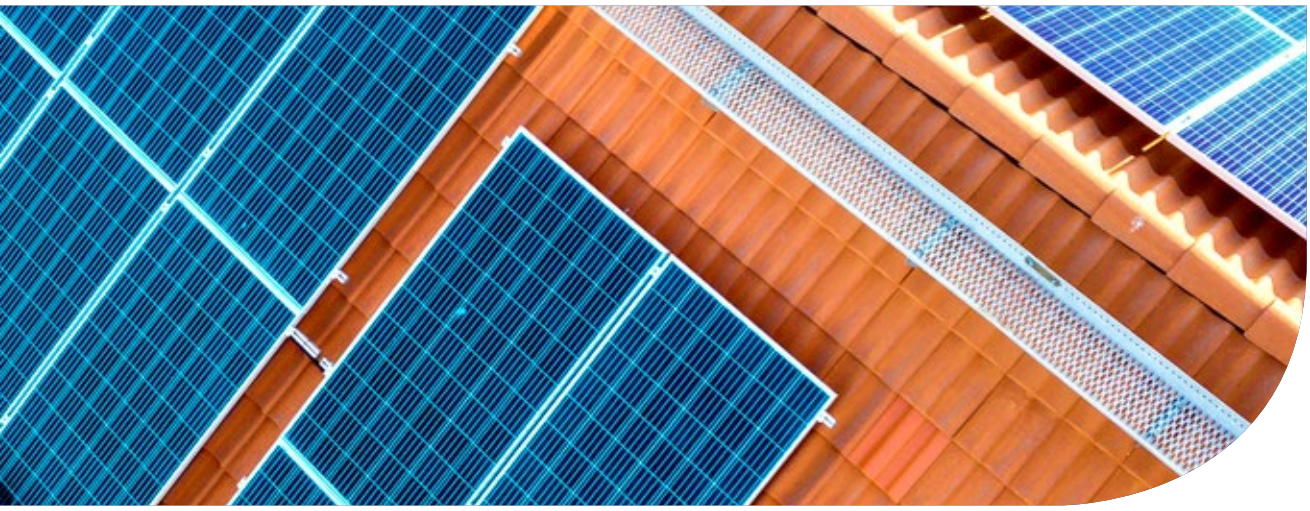
La electrificación de la economía, si la misma se realiza con fuentes limpias, contribuirá además a descarbonizar otros sectores actualmente dependientes del uso de combustibles fósiles, como ser el transporte, la industria (mediante equipamiento eléctrico y el uso de hidrógeno verde), y el uso de energía térmica en los edificios, para los cuales hoy se utiliza leña y gas licuado de petróleo (GLP).

La pandemia del COVID-19, y las diversas medidas de prevención aplicadas para combatirla, como ser las restricciones a la movilidad promovida por la mayoría de los países, ha modificado la economía global durante el año 2020. Aunque en 2020 se han registrado emisiones de GEI levemente menores a 2019, la concentración de dichas emisiones en la atmósfera continúa creciendo. No se espera que esta reducción vista el año 2020 tenga un impacto significativo en el tiempo, y por consiguiente, la necesidad de medidas de largo plazo para combatir el cambio climático continúa vigente.

Distintos países ya cuentan con, y en algunos casos ya están implementando, planes de recuperación post-COVID-19 centrados principalmente en inversiones para crear sociedades más sustentables, resilientes e inclusivas. Grandes planes de inversión en infraestructura anunciados por las principales economías del mundo tienen en cuenta la lucha contra el cambio climático como un pilar fundamental. El European Green Deal, de la Unión Europea, es un plan de acción que tiene como objetivo la neutralidad de carbono para toda la economía europea en 2050, así también como un crecimiento económico inclusivo y desacoplado del uso de recursos (energía y materiales). Un tercio de los fondos del plan de recuperación Post-Covid de la UE (NextGenerationEU Recovery Plan, de 1.8 trillones de Euros), estará destinado a iniciativas contenidas en el Green Deal. El America Jobs Plan en los Estados Unidos, enmarcado en el movimiento denominado “build back better”, es un plan de inversión en infraestructura de 2 trillones de USD en los próximos 8 años, que tiene como uno de sus pilares fundamentales la mejora de la infraestructura eléctrica mediante la generación de energía renovable, la sustentabilidad energética de edificios e industrias, y la adopción de vehículos eléctricos mediante construcción masiva de estaciones de carga.



3. IRENA (2021), World Energy Transitions Outlook: 1.5°C Pathway, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.



América Latina y el Caribe (ALC) cuenta con inmejorables recursos de energía renovable para la generación de electricidad. De acuerdo a un estudio del PNUMA[4], la región cuenta con un potencial de energía limpia (eólica, solar, hidroeléctrica, geotérmica) suficiente para proporcionar 22 veces las necesidades eléctricas de la economía global. En los últimos años, varios países de la región han creado las condiciones necesarias en materia de políticas, marcos regulatorios y mecanismos de fomento a la inversión privada para la incorporación masiva de la energía renovable. En el período 2014-2018, la región recibió más de USD 35,000 millones en inversiones en este sector, es decir un 44% del total de los flujos mundiales de inversión extranjera directa. Otros países se han comprometido, mediante metas globales de reducción de emisiones o bien mediante planes de acción específicos, a realizar o promocionar inversiones para la transición energética.

En Panamá se está promoviendo desde hace varios años la agenda para la transición energética de una manera abierta y participativa. Durante los últimos años, se han realizado diversos estudios técnico-económicos en la temática, y convocado a diversas mesas de trabajo incluyendo actores de todos los sectores interesados, como ser políticos, académicos, empresariales, institucionales y ONG, con el objetivo de planificar una hoja de ruta nacional que incluya los intereses de toda la sociedad[5]. Como resultado, mediante la Resolución de Gabinete Nº 93 se aprobaron los Lineamientos Estratégicos de la Agenda de Transición Energética en Panamá, alineados con el Plan Estratégico de Gobierno 2019-2024. Específicamente en el sector eléctrico, se han determinados seis estrategias: Acceso universal; uso racional y eficiente de la energía; movilidad eléctrica; generación distribuida; innovación del SIN; y fortalecimiento institucional.

Según el PNUMA[6], vincular el marco de recuperación post-COVID19 a corto plazo con las NDC1 y la estrategia de bajas emisiones de GEI a largo plazo, es esencial para que Panamá cumpla con las metas propuestas de cumplimiento del Acuerdo de París.

4. ONU Medio Ambiente (2019). La oportunidad, el costo y los beneficios de la descarbonización acoplada de los sectores de la electricidad y el transporte en América Latina y el Caribe.

5. República de Panamá, Secretaría Nacional de Energía (2020), Lineamientos Estratégicos de la Agenda de Transición Energética 2020-2030. Publicado en Resolución de Gabinete Nº 93 de 2020.

6. Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (2020). La Transición Energética como motor de la recuperación económica de la COVID-19 en Panamá.

Uno de los pilares fundamentales de la Agenda de Transición Energética de Panamá es la generación distribuida renovable (GD), una tecnología que contribuye al cumplimiento de las estrategias nacionales, incluyendo los 4 pilares de la innovación en los sistemas energéticos: la digitalización, la descarbonización, la descentralización y la democratización en el acceso a la energía. En ALC, hasta mediados del 2019 se habían instalado casi 4.5 GW de potencia en este tipo de sistemas[7], y al menos 15 países de la región cuentan con un marco regulatorio específico para este tipo de instalaciones[8].

Esta rápida adopción de los sistemas de generación distribuida renovable, especialmente a partir de energía solar fotovoltaica (FV), fue impulsado principalmente por el aumento de la eficiencia y la fuerte reducción en los costos de los principales componentes de la tecnología, como ser módulos fotovoltaicos y pequeños inversores de corriente. En la actualidad, el costo de la energía generada a partir de los sistemas de generación solar fotovoltaica distribuida (GSD), hacen que la tecnología sea altamente competitiva a comparación de otras fuentes de energía tradicional. Por último, las grandes necesidades de inversión pública y privada en sistemas tradicionales de transporte y distribución de electricidad hacen de la GSD una alternativa técnica y económicamente viable para acompañar el aumento del consumo de electricidad en los hogares, comercios e industrias de la región.

Actualmente, la Secretaría Nacional de Energía de Panamá está trabajando e implementando diversas iniciativas tendientes a fomentar la instalación de sistemas fotovoltaicos de pequeña y mediana escala en todo el territorio panameño. La Estrategia Nacional de Generación Distribuida, desarrollada por la SNE, presenta un plan de acción concreto con herramientas y acciones enfocadas en construir un ambiente que promueva y acelere la inversión privada para la instalación de GSD en los segmentos residencial, comercial e industrial, y en los segmentos donde la tecnología sea económicamente competitiva para la generación distribuida de energía eléctrica.

Para lograr la movilización de la inversión necesaria para el cumplimiento de la Estrategia Nacional de Generación Distribuida, el sector privado es un actor clave y necesario, ya sea para la adopción e instalación de los sistemas de generación distribuida, como así también para la inversión de capital y el financiamiento de dichos sistemas. En particular, y de acuerdo a lo mencionado por los resultados de las mesas de trabajo realizadas en el marco de la Agenda de Transición Energética, el sector financiero tendrá la inmejorable oportunidad de transformarse en un catalizador de inversión en este tipo de sistemas, principalmente a través de la provisión diversas alternativas de financiamiento a los sectores residencial, comercial e industrial. Sin embargo, según se menciona en dichas mesas de trabajo, es necesario ampliar la oferta de productos financieros que se adapten a las necesidades de este sector en particular, minimizando riesgos tanto para la banca comercial como para quien adopta este tipo de sistemas (consumidores finales y empresas).

En base a lo expuesto, el presente trabajo tiene como objetivo analizar las oportunidades de mercado de la generación solar fotovoltaica distribuida desde una perspectiva del sector

7. Generación Distribuida en Latinoamérica, OLADE (2020). Disponible en: https://capevlac.olade.org/blog/generacion-distribuida-en-latinoamerica/

8. ONU Medio Ambiente (2019). La oportunidad, el costo y los beneficios de la descarbonización acoplada de los sectores de la electricidad y el transporte en América Latina y el Caribe.

bancario, principalmente desde la banca comercial, en Panamá. Para esto, se realizará un estudio técnico de mercado para dimensionar el potencial que posee la generación solar fotovoltaica distribuida en Panamá, en cuanto a potencia instalada e inversiones necesarias, visibilizando las oportunidades de negocios para el sector bancario y estudiando diferentes alternativas de financiamiento. Por otro lado, se identificarán las principales barreras, riesgos, desafíos y oportunidades para catalizar la inversión privada hacia la instalación de sistemas de generación de energía solar fotovoltaica distribuida en los segmentos residencial, comercial e industrial en Panamá. Por último, se recomendarán alternativas de diseño de estrategias técnica, económica y financieramente viables para la financiación de sistemas solares fotovoltaicos de pequeña escala, enfocados en los segmentos mencionados.

Este documento forma parte del proyecto Generación SOLE, implementado por la Oficina para América Latina y el Caribe del Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente, y que cuenta con el apoyo de la Agencia Española de Cooperación Internacional para el Desarrollo (AECID) y el Programa EUROCLIMA+ de la Unión Europea, además de la cooperación de la Secretaría Nacional de Energía de Panamá y el Ministerio de Minas y Energía de Colombia. Esta iniciativa prevé convertirse en un catalizador de financiamiento privado para iniciativas climáticas correspondientes a las Contribuciones Nacionales Determinadas (NDC, por sus siglas en inglés) de Panamá y otros países de Latinoamérica, contribuyendo a que la región continúe trabajando en los objetivos establecidos en el Acuerdo de París, y los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) de Naciones Unidas. Al mismo tiempo, la Iniciativa ayudará a estimular aún más las agendas de desarrollo y de energías renovables en Panamá, en particular del sector de la energía solar distribuida.

Se espera que los resultados del presente Proyecto se conviertan en una herramienta útil y un apoyo a la implementación de más programas de financiamiento específico a la energía solar distribuida, colaborando con iniciativas como el Protocolo de Finanzas Sostenibles de Panamá de la Asociación Bancaria de Panamá. Acompañada por la iniciativa pública de innovación en energía, la inversión y el financiamiento privado liderarán un cambio de paradigma en el sistema energético de Panamá, en línea con la transformación de la sociedad en una más resiliente, sustentable y equitativa.

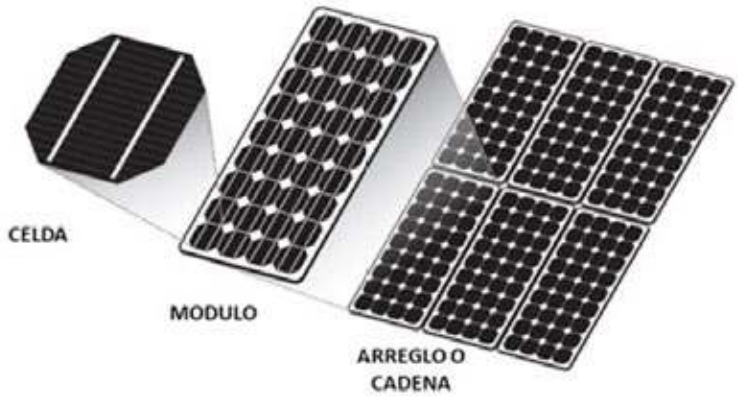
2.2. Introducción a los sistemas de generación solar fotovoltaica distribuida

Los sistemas de energía solar fotovoltaica generan electricidad a partir de la radiación solar mediante el uso de módulos fotovoltaicos, denominados comúnmente “paneles o placas solares”. El principio de funcionamiento de los módulos fotovoltaicos se basa en el efecto fotoeléctrico, mediante el cual se transforma la luz que incide sobre ellos en corriente eléctrica.

La componente del módulo que absorbe la luz solar es llamada celda solar. Estas celdas son actualmente fabricadas a partir de delgadas placas de silicio mono o policristalino, o bien de otras combinaciones de materiales como cadmio y telurio (las denominadas “de película delgada” o thin-film).

Todos los módulos fotovoltaicos, interconectados en arreglos o cadenas, generan electricidad en corriente continua, sin embargo, los sistemas de energía domiciliarios, así también como todos los equipamientos utilizados en casa como electrodomésticos, requieren para su funcionamiento corriente alterna. Por este motivo, los módulos se deben conectar a un inversor, cuya función es la de convertir la corriente continua en corriente alterna, además, de adecuar los parámetros de calidad eléctrica, principalmente tensión y frecuencia, para su interacción en paralelo con la red eléctrica. Adicionalmente, los inversores deben cumplir con ciertos requisitos de seguridad eléctrica, como ser, la desconexión automática ante problemas en la red o un corte de suministro eléctrico.

Imagen 1. Celdas fotovoltaicas dispuestas en módulos y arreglos o cadenas.



Los módulos fotovoltaicos y los inversores, en conjunto con el equipamiento auxiliar de conexión (protecciones, cables, etc.), y la estructura de soporte o montaje (la cual puede ser fija en los techos o en el suelo, o poseer un sistema de seguimiento solar), forman los sistemas de generación fotovoltaica.

Imagen 2. Funcionamiento básico de un sistema solar fotovoltaico residencial.
Fuente: GIZ





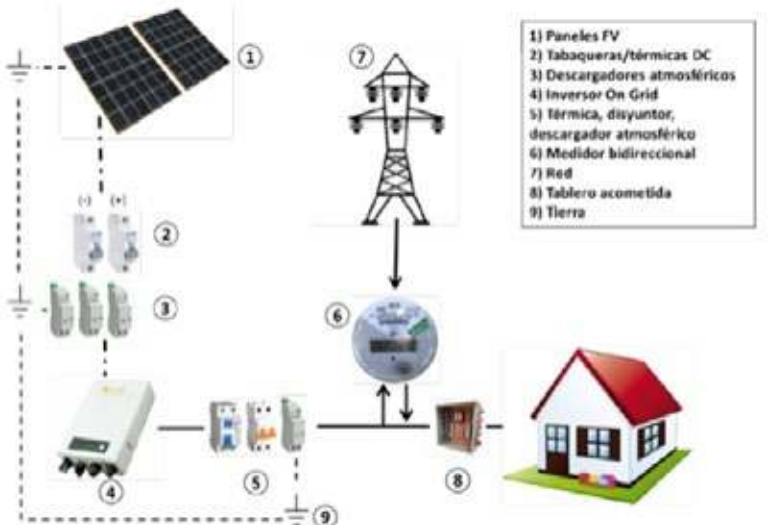
Los sistemas de generación fotovoltaica pueden clasificarse en primer término de acuerdo al tamaño o potencia instalada total. Calculada en corriente continua generada por los paneles, la potencia total es la suma de la potencia pico (en vatios-pico o Wp) de cada uno de los módulos que componen el sistema. Si se calcula en corriente alterna disponible para consumo, la potencia total es la suma de la potencia de los inversores (en vatios de corriente alterna o Wac).

Las grandes usinas fotovoltaicas (del orden de 20 MWp o superior) son, por lo general, conectadas al sistema interconectado nacional (SIN) en alta tensión, mediante líneas de transmisión, al igual que las grandes usinas termoeléctricas, eólicas o hidroeléctricas. Por otro lado, los pequeños sistemas de generación pueden instalarse de manera cercana a los sitios de consumo, por lo general conectados en baja o media tensión a los sistemas de distribución eléctrica directamente. Estos son los denominados sistemas de generación solar fotovoltaica distribuida (GSD).

Las potencias de los sistemas de GSD pueden variar de acuerdo al tipo de instalación: si la instalación es de escala domiciliaria, pueden tener una potencia en el orden de los cientos de Wp hasta 10 kWp aproximadamente. Para instalaciones de escala comercial o industrial, los sistemas pueden usualmente llegar a una potencia de cientos de kWp, e incluso llegando a potencias superiores a los 2.5 MWp para grandes instalaciones industriales en generación distribuida.

Los sistemas de GSD pueden ser clasificados, además, de acuerdo al tipo de conexión que éstos tienen con sus consumos o con la red eléctrica de distribución. Los sistemas fotovoltaicos aislados u off-grid, son independientes de la red eléctrica y alimentan los consumos eléctricos a través de una conexión interna. En caso de alimentarse únicamente con energía solar, este tipo de sistemas requiere un sistema de almacenamiento (baterías), para almacenar la energía eléctrica generada durante el día y disponer de la misma en horas sin sol. Los casos de sistemas conectados a la red, también conocidos como sistemas on-grid, por lo general no utilizan un sistema de almacenamiento local. Al estar conectados con la red de distribución, el flujo de energía eléctrica se realiza con la empresa distribuidora de electricidad, tomando energía cuando la generación no llega a cubrir el consumo (por ejemplo, de noche), y volcando a la red los excedentes de generación. Existe una tercera opción que es una combinación de ambos tipos de sistemas, denominados sistemas híbridos, los cuales cuentan con conexión a la red y baterías, por lo que el sistema tiene la capacidad de gestionar la energía generada con diversos objetivos (maximizar autoconsumo, disminuir la potencia pico requerida de la red, abastecimiento de energía ante cortes de línea, entre otros).

Imagen 3. Esquema ilustrativo para el conexionado de paneles fotovoltaicos conectados a red (on-grid).



Por lo general, los sistemas de GSD no son instalados con la finalidad de vender energía al sistema, sino que son usualmente pensados e implementados con la finalidad del autoconsumo. Es decir, los sistemas se dimensionan con una potencia instalada que permitirán, al final del período de facturación, poder generar una parte o el total del consumo, y eventualmente generar excedentes, y manteniendo a la red de distribución como un servicio de compensación de la generación.

El presente trabajo se centrará en el análisis de los sistemas de GSD on-grid, es decir, sistemas conectados a la red de distribución, sin necesidad de un sistema de almacenamiento local. Ya que, para el correcto funcionamiento de este tipo de sistemas, se requiere que la red de distribución absorba excedentes de generación cuando los consumos son más pequeños que la generación en un instante de tiempo, se requiere un marco regulatorio particular para establecer las normas de intercambio entre el sistema de GSD y la red de distribución.

De acuerdo a la normativa utilizada en diferentes países para la promoción de sistemas de GSD, existen diferentes tipos de intercambio entre los usuarios y el mercado eléctrico, en términos de mecanismos de incentivo y compensación a la generación, siendo los más comunes los siguientes:

- Feed-in-tariff: Establece el pago de un precio fijo por kWh inyectado a la red por parte del usuario-generador;
- Net-metering o medición neta: Se mide tanto la energía consumida como la generada, y la facturación se realiza por la diferencia entre ambos.
- Net-billing o facturación neta: En casos donde el precio pagado a la red y la energía inyectada tienen tarifas diferentes, se realiza la facturación de componentes de consumo y generación, y se paga o cobra la diferencia entre ambas.

En todos los casos, para medir el intercambio de energía con la red, el usuario-generador debe estar equipado con un medidor bidireccional, el cual ya no medirá únicamente la energía consumida, sino también la inyectada.



En Panamá, el marco regulatorio vigente para este tipo de instalaciones es el "Procedimiento para Autoconsumo con Fuentes Nuevas, Renovables y Limpias", cuya última versión es de agosto de 20169. En dichos procedimientos se especifican tanto los requisitos de los sistemas de GSD para lograr la interconexión (de calidad y seguridad), los permisos necesarios, además de explicarse el sistema de medición y facturación de la energía generada, consumida y excedente.

El marco regulatorio panameño establece un sistema de net-metering, o medición neta, pero independizando los cargos fijos y cargos por demanda (o potencia), los cuales se facturan de manera independiente de los cargos por energía o variables. En caso de que, en un mes determinado, el usuario-generador inyecte más energía de la que consuma, se acumularán créditos de energía (en kWh) para futuras facturas, hasta un tope que se determina a partir del consumo histórico del cliente.

Para conocer cuánta energía eléctrica generará un sistema de GSD, es necesario ante todo conocer la potencia total del sistema. Además, se utilizan datos de irradiación global para la ubicación del sistema (en kWh por m2), la cual generalmente se obtiene de datos satelitales. Por último, se requieren las especificaciones técnicas de los equipos, la eficiencia y pérdidas de transformación, la inclinación y orientación de los módulos, el horizonte o sombras que puedan afectar a la incidencia de la luz sobre los paneles, etc. Los cálculos de la energía eléctrica generada por un sistema de GSD se realizan mediante softwares especializados10 a tal fin, los cuales son de fácil acceso para el instalador o desarrollador de un proyecto.

9. Normativa que implementa el procedimiento vigente: Resolución AN No.2060-Elec de 2008; Resolución AN No.2486-Elec de 2009; Resolución AN No.3028-Elec de 2009; Resolución AN No.5399-Elec de 2012; Resolución AN No.10206-Elec de 2016; Resolución AN No.10299-Elec de 2016

10. Existen diversos softwares especializados para realizar las simulaciones meteorológicas y cálculos de generación fotovoltaica. Algunos ejemplos son: PVSyst, PVWatts, pvPlanner, RETscreen, Solar Pro, HelioScope etc. Muchos de ellos son de acceso público, siendo algunos de ellos gratuitos y otros de pago por suscripción.

En cuanto al mantenimiento requerido de los sistemas de GSD, el mismo es muy bajo y consiste en una limpieza de la superficie de los paneles, además de una revisión preventiva ocasional de las conexiones eléctricas del sistema. La frecuencia necesaria para la limpieza o la revisión dependerá principalmente de las condiciones climáticas de la zona. El mantenimiento que se realiza usualmente es básico y seguro, teniendo en cuenta las precauciones de trabajar con sistemas eléctricos (no deben estar energizados).

Además de la facilidad del mantenimiento, la relativa simplicidad en la instalación, y la generación de energía en el sitio de consumo, los sistemas de GSD aportan numerosos beneficios económicos, sociales y ambientales, tanto al sistema eléctrico como a los consumidores:

Tabla 1. Beneficios económicos, sociales y ambientales de los sistemas de GSD. Fuente: Elaboración propia.

Beneficios económicos	Beneficios sociales	Beneficios ambientales
Genera un ahorro económico al usuario-generador.	Aumenta el PIB, las inversiones y el financiamiento en el ámbito local.	Evita las emisiones de Gases de Efecto Invernadero por sustitución de generación eléctrica a partir de combustibles fósiles.
Colabora con la reducción de los precios de la energía eléctrica en el mercado.	Genera nuevos puestos de trabajo directos e indirectos	Ahorro en el uso de agua en grandes centrales termoeléctricas e hidroeléctricas.
Disminuye las pérdidas del sistema en transporte y distribución.	Diversificación de la matriz energética e independencia energética a nivel local.	Evita polución ambiental cercanos a grandes instalaciones de generación.
Colabora con la reducción de subsidios económicos, reduciendo las erogaciones estatales en el sistema energético.	Redistribuye los recursos del estado con posibilidad de inversión en otros rubros como educación, salud y espacios naturales.	Reduce el uso del suelo para este tipo de instalaciones.
Permite mayor estabilidad y confiabilidad en la red de distribución.	Ubica al consumidor en un sitio de importancia vital dentro del sistema eléctrico, colaborando con la educación energética, económica y financiera, y fomentando el uso racional de la energía.	Mitiga los peores efectos del cambio climático, como los desastres naturales y el calentamiento global.
Evita futuras inversiones de infraestructura eléctrica.		

Este modelo de generación permite al usuario ser un actor importante dentro del sistema energético, dando la oportunidad de interactuar de manera activa con el sistema. Por otro lado, se familiariza e incorpora conceptos relacionados con el uso de la energía eléctrica en la vida cotidiana, facilitando la comprensión del impacto que genera su uso racional, y promoviendo de esta manera la eficiencia energética. Los consumidores se transforman en “prosumidores”.

Por otro lado, la generación de electricidad de manera local y cercana a las fuentes de consumo sirve de alivio para las redes de transporte y distribución, reduciendo las pérdidas relacionadas con la transmisión de energía en grandes distancias. Este efecto tiende a mejorar la eficiencia del sistema, y por consiguiente a reducir sus costos. Desde el punto de vista del sistema eléctrico local, la disminución de la "carga aparente" de los consumos en la red de distribución (debido a la autogeneración y eventual inyección de excedentes), puede disminuir la carga de los transformadores y líneas de distribución, en especial en horas de alto consumo diurno. Esto puede permitir una mayor vida útil del equipamiento de la distribuidora, además de estar más preparado para la conexión de nuevos usuarios sin requerimiento de realizar inversiones en ampliación o readecuación de las subestaciones existentes.

En resumen, los sistemas de generación solar distribuida son una alternativa tecnológica probada, de instalación simple y segura, y que una vez instalados requieren poco mantenimiento. Además, su equipamiento es modular, por lo que pueden utilizarse tanto en hogares de bajo consumo, como en grandes comercios e industrias que requieran una gran cantidad de energía eléctrica (y, además, puede instalarse por etapas). En Panamá, la instalación e interconexión de sistemas de GSD para autoabastecimiento está reglamentado y existen los mecanismos para inyectar excedentes de generación en todas las escalas mencionadas, y a la vez obtener un crédito de energía. Los sistemas de GSD generan numerosos beneficios económicos, ambientales y sociales, y se espera que la instalación masiva de dichos sistemas contribuirá durante los próximos años a la exitosa implementación de la Agenda de Transición Energética nacional.



3. CONTEXTO NACIONAL[11]

En el presente capítulo, se realiza una descripción del mercado eléctrico panameño, con el objetivo de analizar su estructura y repasar el marco regulatorio vigente. Se describirán los antecedentes del sector, se mencionarán los principales actores que intervienen en el mercado eléctrico así como sus roles y características principales. Se detallarán las diferentes fuentes y tecnologías de generación de energía eléctrica y las empresas que participan en el mercado de generación, transmisión y distribución de energía.

Además, se analizará la estructura tarifaria del mercado eléctrico, los diferentes tipos de contratos existentes, y una evolución histórica de los precios de la energía eléctrica en Panamá.

Por último, se hará una introducción a la situación actual de los sistemas de generación solar distribuida (GSD) implementados hasta el momento y los actores relevantes de este mercado.

3.1 Antecedentes

Se dice que la industria energética en general, y el mercado eléctrico en particular, es uno de los principales motores de desarrollo de un país. El desarrollo energético, en cantidades y costos competitivos, brinda la capacidad de producir de manera competitiva bienes y servicios para satisfacer el consumo y generar riqueza, colaborando con el desarrollo humano y la calidad de vida de su población de manera directa.

11. La información contenida en el presente capítulo toma como fecha de actualización diciembre 2020, para los reportes semestrales, y Marzo 2021, para reportes mensuales. Fuentes de información consultadas: ASEP, CND, ETESA.

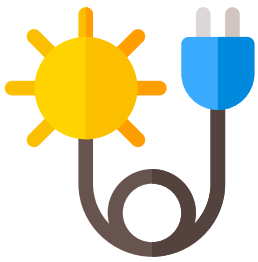
En Panamá, el mercado eléctrico ha tenido un desarrollo muy importante en los últimos 25 años, principalmente a partir de la sanción de la Ley Nº 6 de 1997, mediante la cual se establecen las bases modernas del mercado eléctrico con el que contamos actualmente. Dicha ley sienta las bases de un mercado eléctrico regulado pero competitivo en su generación, con el objetivo de incrementar la calidad y sostenibilidad del suministro, velar por el cuidado del medio ambiente, y garantizar precios asequibles para el consumo de energía eléctrica. Durante el último quinquenio (2015-19), el sector de "electricidad, gas y agua" aportó de forma creciente entre el 3.9% y el 4.2% del PIB panameño[12].

Previamente a la sanción de la Ley Nº 6 de 1997 y su Decreto Ejecutivo Nº 22 de 1998, el mercado eléctrico panameño evolucionó de manera natural en dos etapas distinguibles:

- Entre 1886 y 1960, el servicio público de electricidad lo brindaba un grupo diverso de empresas privadas, principalmente en las ciudades de Panamá y Colón, pero luego también en el resto de las provincias. Estas empresas privadas se encargaban tanto de la generación como de la distribución de energía eléctrica, abasteciendo a sus propios clientes, entre los cuales contaban a entidades públicas, alumbrado público y algunas industrias en desarrollo. Su generación y distribución funcionaba en sistemas aislados. A partir de la década del 20, y gracias a la aparición de los sistemas de comunicación telefónica, el servicio de electricidad se proliferó rápidamente por todo el país de la mano de la Compañía de Fuerza y Luz, la cual durante la década del 50 consolidó su poderío como principal generadora y proveedora de servicios eléctricos de Panamá.
- En el periodo comprendido entre 1961 a 1998, el servicio fue prestado por el monopolio estatal representado por el Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación (IRHE). El IRHE fue creado en 1961, y consolidó su presencia a nivel nacional mediante la nacionalización de la Compañía de Fuerza y Luz en 1969. En este período se desarrolló por primera vez un Sistema Interconectado Nacional, con fuertes inversiones en generación y transmisión de electricidad, aunque aún integrada verticalmente. Además, se creó en 1980 la Comisión Nacional de Energía (CONA-DE), como un órgano asesor del poder ejecutivo en materia energética.

Con la Ley Nº 6 de 1995, se da inicio en Panamá al proceso de privatización de la IRHE. El proceso de privatización se materializa de forma integral con la promulgación de la Ley Nº 26 de 1996, que crea el Ente Regulador de los Servicios Públicos (actualmente la ASEP), y la Ley Nº 6 de 1997 anteriormente mencionada, que establece el marco regulatorio e Institucional para la prestación del servicio público de electricidad.

Mediante esta transformación regulatoria ocurrida a fines de la década de los 90, cuya esencia continúa hasta la actualidad, se libera el mercado de generación eléctrica en Panamá. A su vez, el Estado mantiene el control de la transmisión, por medio de ETESA, y otorga en concesión el servicio de distribución.



12. Datos según el Instituto Nacional de Estadística y Censo (INEC).

3.2 Marco regulatorio y estructura general del mercado eléctrico

El mercado eléctrico panameño, tal como lo conocemos actualmente, está regulado por el Texto Único de la Ley Nº 6 de 1997, el cual se ha visto modificado en diferentes oportunidades desde su sanción original, adaptándose a los mercados eléctricos modernos e incluyendo normativa para estructurar nuevas necesidades del mercado.

Si bien su estructura básica se mantiene prácticamente invariada desde entonces, el mercado eléctrico ha tenido su impulso en el desarrollo de leyes que han introducido cambios en su estructura organizacional y que han establecido las reglas del juego que permiten actualmente un sector más eficiente y competitivo.

A continuación, se enumeran y describen, a modo de resumen, las principales normativas (leyes, decretos ejecutivos y resoluciones) que forman parte del marco regulatorio vigente del mercado eléctrico panameño:

- Ley Nº 6 del 3 de febrero de 1997 (reglamentada mediante Decreto Ejecutivo Nº 22 del 19 de junio de 1998): Se dicta el marco regulatorio e institucional que sirve como base para la reglamentación y ordenamiento del sector público de electricidad.

Con esta ley, se reestructura el IRHE, se declara el sector eléctrico de utilidad pública, y se descentralizan los diferentes eslabones de la cadena de valor del sector eléctrico: Generación, Transmisión, Distribución y Comercialización.

A partir del IRHE se forman 8 empresas: cuatro de generación eléctrica, tres de distribución eléctrica (Elektra Noreste, S.A. – ENSA, Empresa de Distribución Eléctrica Metro Oeste, S.A. – EDEMET, y Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A. – EDECHI) y una de transmisión (Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. - ETESA). Si bien en la actualidad existen muchas más empresas generadoras, las tres empresas distribuidoras y la empresa estatal de transmisión continúan vigentes actualmente.

Además, se realiza la organización institucional del sector eléctrico, creando nuevas instituciones y otorgando diversas responsabilidades a cada una de ellas.

Se asigna a la Secretaría Nacional de Energía (SNE) la definición de las políticas energéticas de corto y largo plazo para definir planes de expansión, calidad, confiabilidad y seguridad de los proyectos y el criterio de aprovechamiento de recursos energéticos. Se crea también la Comisión de Política Energética (COPE-MEF), adscrita al Ministerio de Economía y Finanzas (MEF), con el objetivo de asesorar en materia energética, de planificación y formulación de políticas.

De acuerdo a las políticas fijadas por la SNE, es responsabilidad de ETESA (empresa de transmisión) elaborar los planes de expansión eléctrica del Sistema Interconectado Nacional (SIN). El último plan de expansión del SIN realizado por ETESA es para el período 2019-2033, y es revisado anualmente.

Se asigna al Ente Regulador de los servicios públicos, la responsabilidad de controlar el correcto cumplimiento de la normativa y de los actos administrativos vigentes por parte de todos los actores del mercado eléctrico, el establecimiento de criterios para fijación de

tarifas, establecer los requisitos para hacer uso de las redes de transmisión y distribución, entre otras tareas. Luego, mediante el Decreto Ley Nº 10 de 2006, se crea la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), como organismo autónomo del Estado, para asumir las responsabilidades mencionadas, entre otras (además, se encarga de regular otros servicios públicos como el abastecimiento de gas, agua potable, alcantarillado, telecomunicaciones, entre otros).

El Texto único de la Ley Nº 6 de 1997 fue publicado en septiembre de 2011. Sin embargo, ha tenido algunas modificaciones, entre las cuales se puede destacar, por ejemplo, la Ley Nº 43 de 2012, la cual reglamenta la compra de potencia y energía a empresas nacionales o extranjeras, por parte de ETESA. A su vez, establece criterios de compra específicos para adjudicar contratos de suministro para el abastecimiento de la demanda con base en tecnología de generación (existente o futura) que responda a contrataciones requeridas por criterios de política energética.

Decreto Ejecutivo Nº 29 del 27 de agosto de 1998: Se reglamenta la creación de la Oficina de la Electrificación Rural, dependiente del Ministerio de la Presidencia de la República, con el fin de mejorar la cobertura nacional y la calidad de vida de la población mediante el acceso al servicio público de electricidad.

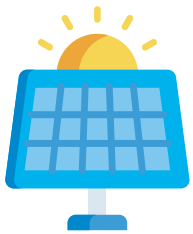
Ley Nº 15 de 7 de febrero de 2001: Se crean las normas para subsidiar el consumo básico de subsistencia del servicio público de electricidad.

Ley Nº 43 del 25 de abril de 2011: Se dicta la reorganización de la SNE como órgano del Min. De Presidencia, y establece entre sus funciones el diseño de un Plan Energético Nacional (PEN) de largo plazo, para guiar las decisiones que la nación deberá adoptar para asegurar un suministro de energía adecuado y seguro, y el crecimiento sostenido de la calidad de vida de la ciudadanía.

El último Plan Energético Nacional, cubre los años 2015 hasta el 2050, y fue publicado en abril del 2016. El texto del PEN sienta las bases para la construcción de políticas energéticas, como ser la Agenda de Transición Energética, la cual ya hemos mencionado, que constituye una iniciativa de la SNE para brindar los lineamientos de democratización, descentralización, digitalización y descarbonización del sector energético hasta el año 2030. Una de las iniciativas principales de la Agenda de Transición Energética es la Estrategia de Generación Distribuida, la cual tiene como objetivo el desarrollo del mercado de la energía solar distribuida, objeto compartido también por este documento.

Ley Nº 41 de 2 de agosto de 2012: que establece incentivos para el fomento de la construcción y explotación de centrales de generación a base de gas natural destinadas a la prestación del servicio público de electricidad.

Ley Nº 69 de 12 de octubre de 2012 (reglamentada mediante Decreto Nº 398 del 19 de junio de 2013): Ley de Uso Racional y Eficiente de la Energía (UREE). Con esta ley se fomenta la competitividad de la economía nacional a través de incentivos para la eficiencia energética. Entre otras medidas, promueve líneas de financiamiento, desarrolla y promociona productos que logren un ahorro de energía, promueve técnicas y tecnologías nuevas y eficientes en el consumo energético, entre otras medidas destinadas a fomentar prácticas eficientes en el uso de equipamiento energéticamente eficiente (técnica y económicamente) en todo proceso productivo.



En el marco de la ley de UREE, se dictan las importantes Resoluciones Nº 3142 de 2016 y Nº 3980 de 2018 (modificatoria de la primera), mediante las cuales se adopta la Guía de Construcción Sostenible para el Ahorro de Energía en Edificaciones y medidas para el uso racional y eficiente de la energía, para la construcción de nuevas edificaciones en la República de Panamá.

Las Energías Renovables son mencionadas por primera vez en el marco normativo panameño en el año 2004. Con el objetivo de enfrentar los nuevos desafíos que el sector eléctrico se encontraba, en especial ante los altos precios del petróleo, se promulga la Ley Nº 45 de 2004 que incentiva las inversiones en plantas de generación hidráulicas y otras fuentes renovables.

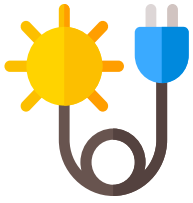
A continuación, se hace un compendio de Leyes y reglamentos específicos que establecen lineamientos para las Energías Renovables:

Ley Nº 45 del 4 de agosto de 2004: Se sanciona el Régimen de los Incentivos para el Fomento de Sistemas de Generación Hidroeléctricas y otras fuentes Nuevas, Renovables y Limpias. Sin embargo, dicho régimen se reglamenta recién en 2009, mediante el Decreto Ejecutivo Nº 45 del 10 de junio de dicho año. El principal objetivo es el de brindar incentivos para la construcción y desarrollo de centrales de tecnologías limpias (mini-hidroeléctricas, hidroeléctricas, geotérmica, entre otras). Además, contribuye al desarrollo del país promoviendo la inversión, generación de fuentes de trabajo, desarrollo de áreas rurales deprimidas, protección del medio ambiente y optimización de los recursos naturales.

Mediante esta ley se prevé que las pequeñas centrales de otras fuentes nuevas, renovables y limpias (centrales de menos de 500 kW de potencia con fines de consumo particular) no requieren concesiones y licencias de participación en el mercado eléctrico. Además, prevé un tope de 15% del consumo total para la contratación de energía de este tipo de fuentes (contratos menores de 10 MW) por parte de las distribuidoras, estableciendo que las mismas no serán plausibles de ningún cargo por distribución o transmisión. Por último, se establecen diferentes beneficios fiscales, como ser exoneraciones de impuestos y gravámenes a la importación de equipos, un crédito fiscal en base a las emisiones de GEI evitadas por parte de los proyectos y un crédito fiscal por un monto del 5% del total de inversiones (obras) a ser aplicadas sobre el Impuesto a la renta.

Ley Nº 42 de 20 de abril de 2011: se establecen los lineamientos para la política nacional sobre biocombustibles y energía eléctrica a partir de biomasa en el territorio nacional. Luego esta ley es modificada por la Ley Nº 47 de 2015.

Ley Nº 44 del 25 de abril de 2011: se establece el régimen de incentivos para las inversiones en generación eólica. Luego, mediante la Ley Nº 18 de 2013, se modifica marco base de funcionamiento del sector eléctrico, modificando y adicionando varios artículos de la Ley Nº 44 de 2011, relativos a las centrales eólicas destinadas a la prestación del servicio público de electricidad, entre otras disposiciones.



En esta ley se mencionan los procedimientos, límites máximos y características para la contratación de generación de fuente eólica, estableciendo diversos beneficios impositivos (exoneraciones de impuestos, crédito fiscal) para los promotores, inversores e instaladores de centrales de generación eólica sin distinción de escala.



Ley Nº 37 del 10 de junio de 2013: se establece el régimen de incentivos para las inversiones en generación fotovoltaica, fomentando la construcción, operación y mantenimiento de centrales e instalaciones solares. Luego, mediante la Ley Nº 38 2016 se modifican y adicionan disposiciones.

Mediante estas leyes se establecen los procedimientos, límites máximos y características para la contratación de generación de fuente solar fotovoltaica, estableciendo diversos beneficios impositivos (exoneraciones de impuestos, crédito fiscal) para los promotores, inversores e instaladores de centrales de generación solar, distingüendo a las instalaciones pequeñas (de menos de 500 kW de capacidad instalada), y las de gran escala (conectadas al SIN).

La Ley Nº 37 de 2013 fue reglamentada por la Resolución Nº 1647 de 2013, adoptando el procedimiento para obtener certificación que reconoce el uso de los incentivos fiscales establecidos para centrales solares que realicen actividades distintas a la prestación del servicio público de electricidad. Esta Resolución fue luego derogada y actualizada mediante la Resolución Nº 3498 de 2017.

3.3 Actores relevantes del mercado eléctrico

3.3.1 El CND, los participantes del MME y la ASEP

El mercado eléctrico es el ámbito en donde se realizan las transacciones comerciales de corto, mediano y largo plazo entre participantes, para la compraventa de energía o potencia. Como en cualquier otro mercado, existen participantes que componen la oferta y otros que componen la demanda. Sin embargo, el mercado eléctrico tiene la particularidad de que, al no poder almacenar energía eléctrica, la oferta debe igualar a la demanda en todo momento, de manera instantánea, para que el sistema mantenga sus parámetros operativos de calidad (tensión y frecuencia).

El Centro Nacional de Despacho (CND) [13], a cargo de ETESA, es el encargado de la coordinación de las operaciones y transacciones que se dan en el mercado mayorista eléctrico (MME) panameño con el objetivo de generar la oferta y abastecer la demanda con calidad y seguridad en el servicio.

A continuación, se describen los diferentes grupos de actores que, actualmente, participan del MME en cada uno de tres tipos de participantes que componen la cadena de valor de la electricidad: los participantes productores (la oferta), los consumidores (la demanda), y los que transportan la energía eléctrica desde los centros de producción hasta los consumidores (transportista). El CND define el papel de estos participantes de la siguiente manera:

Participantes Productores: Son aquellos que producen energía para su venta a nivel mayorista. Los participantes productores los podemos clasificar en:

- **Generador:** Persona natural o jurídica que produce energía eléctrica para ser comercializada.
- **Autogenerador:** Persona natural o jurídica que produce y consume energía eléctrica en un mismo predio, para atender sus propias necesidades y que no usa, comercializa o transporta su energía con terceros o asociados; pero que puede vender excedentes a ETESA y a otros agentes del mercado. Los actuales Autogeneradores del Mercado Eléctrico Panameño son: Autoridad del Canal de Panamá, Azucarera Nacional S.A., Empresas Melo S.A., Generación Solar S.A. y Minera Panamá S.A.
- **Cogenerador:** Persona natural o jurídica que produce energía eléctrica como subproducto de un proceso industrial y cuya finalidad primaria es producir bienes o servicios distintos a energía eléctrica. Puede vender energía a ETESA y a otros agentes del mercado.

Además, como parte de la oferta eléctrica se encuentra la interconexión internacional con el sistema interconectado de Centroamérica, denominado Mercado Eléctrico Regional (MER). El proyecto denominado "Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC)" fue acordado en 1996, y puesto operativo en junio de 2006. Las transferencias de electricidad entre el SIN panameño y el MER está actualmente regulado por el Ente Operador Regional (EOR).

Participantes Consumidores: Son aquellos que compran energía eléctrica a nivel mayorista para consumo propio o de sus clientes minoristas. Los participantes consumidores los podemos clasificar en:

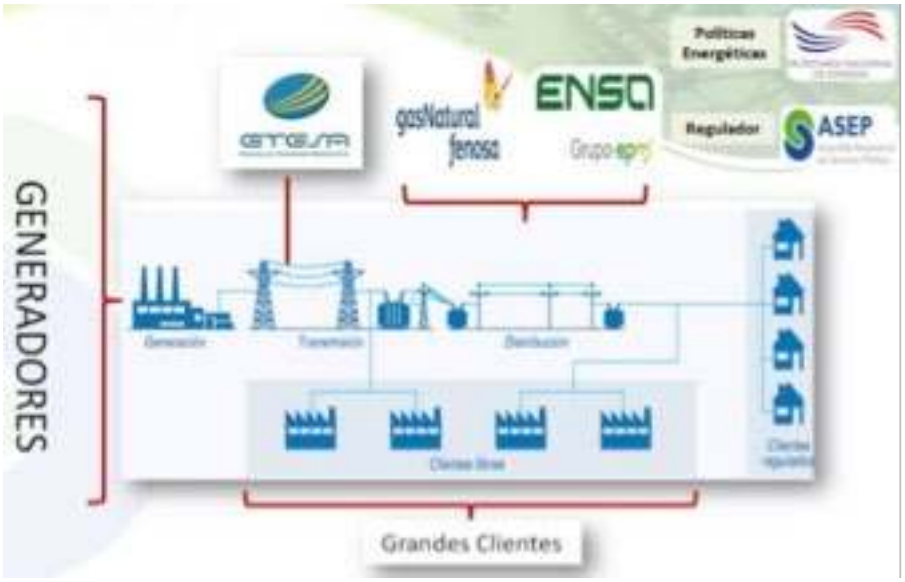
- **Distribuidor:** Persona natural o jurídica, titular de una concesión para la prestación del servicio de distribución de energía. Los actuales distribuidores del Mercado Eléctrico panameño son: Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S. A. (EDECHI), Empresa de Distribución Eléctrica Metro Oeste, S. A. (EDEMET), y Empresa de Distribución Eléctrica Elektra Noreste, S. A. (ENSA). Las tres concesionarias del servicio de distribución se ocupan de una región geográfica diferente.

13. Centro Nacional de Despacho (CND). https://www.cnd.com.pa/index.php/mercado-electrico/acerca-del-mercado-electrico/tipos-de-participantes

- **Gran Cliente:** Persona natural o jurídica, con una demanda máxima superior a cien kilovatios (100 kW) por sitio, cuyas compras de electricidad se pueden realizar a precios acordados libremente o acogerse a las tarifas reguladas. A diciembre de 2020, existen 82 Grandes Clientes del mercado eléctrico panameño.

Transportista: Persona natural o jurídica titular de una concesión para la transmisión de energía eléctrica. La única empresa transportista del Mercado Eléctrico panameño es la Empresa de Transmisión Eléctrica, S. A., la cual está a cargo de la operación de las líneas de alta tensión (de 115 kV y 230 kV). Además, como ya mencionamos ETESA está a cargo del CND.

Imagen 4. Estructura del mercado mayorista eléctrico panameño y sus principales actores. Fuente: ASEP



Por otro lado, y como se habló en la sección anterior, la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) es el ente público autónomo encargado de controlar que todos los participantes y transacciones en el MME cumplan con lo dispuesto en las políticas públicas y procedimientos administrativos vigentes.

Además, la ASEP tiene como objetivos:

- Establecer los criterios, metodologías y fórmulas tarifarias y aprobar las tarifas de venta a los clientes;
- Aprobar y supervisar normas técnicas y comerciales;
- Otorgar concesiones y licencias;
- Establecer criterios y procedimientos para los contratos de ventas de energía y potencia;
- Arbitrar conflictos y aplicar sanciones.



El MME es un mercado altamente regulado, sin embargo, el SIN es de acceso público, irrestricto y no discriminatorio, para cualquier Generador o Gran Cliente que desee conectarse y participar del mercado, siempre y cuando cumpla con los procedimientos y criterios técnicos de conexión a la red.

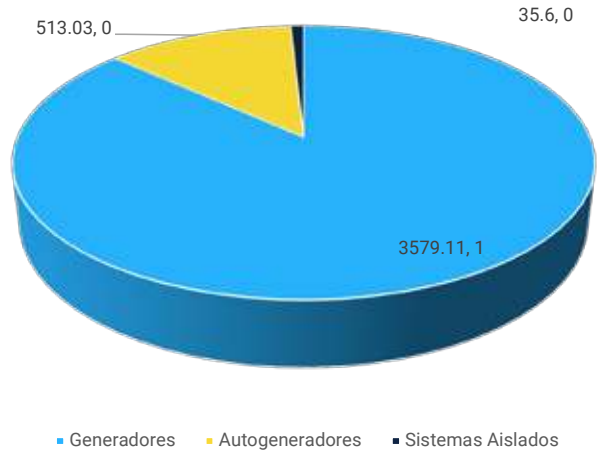
Existen en el MME dos grandes tipos de mercados o transacciones de compraventa de energía eléctrica:

- **El Mercado de Contratos** es el conjunto de las transacciones de mediano y largo plazo de energía o potencia pactadas entre los agentes del mercado en los cuales se acuerdan precios para estos servicios. En Panamá, las distribuidoras realizan este tipo de contratos para abastecer el 100% de la demanda de sus clientes regulados (clientes con demanda máxima inferior a los 100 kW) mediante licitaciones públicas. Además, también se asegura en este mercado la contratación de potencia de los Grandes Clientes. Mediante este sistema, los clientes regulados de las distribuidoras pueden gozar de precios de la energía más estables, evitando grandes fluctuaciones de precios en períodos cortos de tiempo.
- **El Mercado Ocasional** es el ámbito en el que se realizan transacciones horarias de energía y de potencia de oportunidad que permite considerar los excedentes y faltantes que surjan como consecuencia del despacho, los compromisos contractuales y la realidad de la demanda y de la oferta. La compraventa de energía y potencia en el mercado ocasional se realiza por medio del sistema de despacho económico por costos variables ascendentes de generación (es decir, para cubrir los excedentes se ponen en funcionamiento las centrales que trabajan en el mercado estacional, por orden creciente en precio). Esto garantiza la competencia por precio y en definitiva se cumple con la priorización de la generación más eficiente en costos.

3.3.2 Participantes Productores – Capacidad Instalada y Generación

La capacidad instalada total de generación del sector eléctrico en la República de Panamá es, a marzo de 2021, de 4,127.74 MW. De la capacidad instalada total, el 86% (3,579.11 MW) corresponden a Generadores que prestan el servicio público de electricidad (es decir, participantes del SIN). El 12.4% (513.03 MW), corresponde a plantas de Autogeneradores, también conectados al SIN. El restante 0.86 % (35.60 MW) pertenece a los sistemas aislados, es decir, a sistemas que no están conectados físicamente al SIN.

Gráfico 1. Capacidad Instalada de generación eléctrica en Panamá (en MW) 2020. Fuente: ASEP.

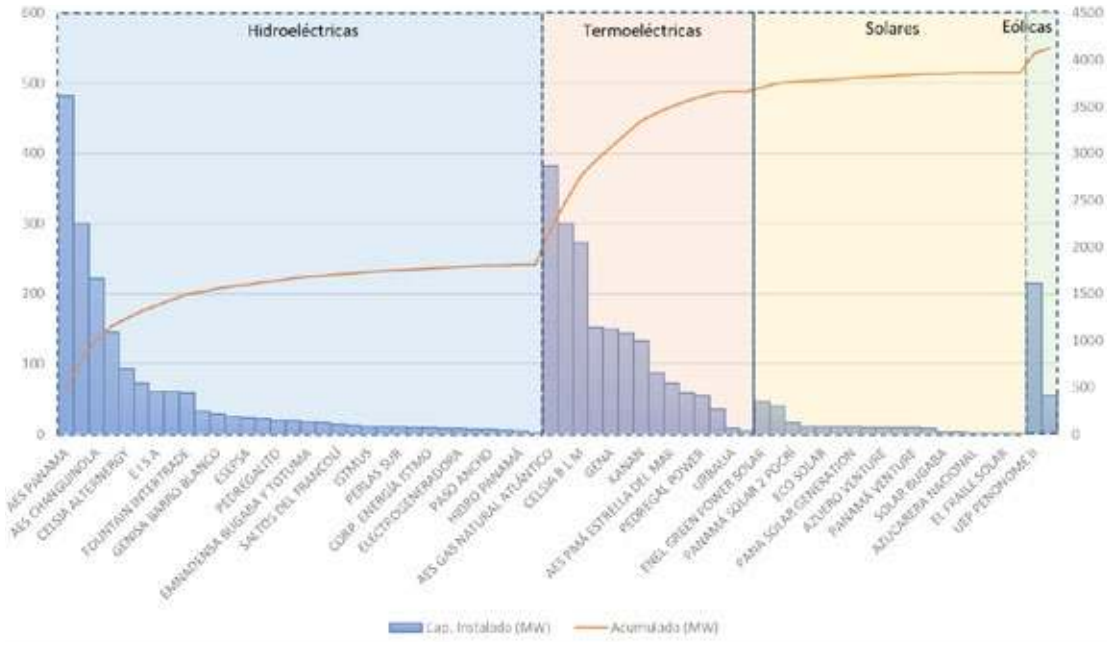


Teniendo en cuenta la tecnología de generación, y únicamente las centrales que operan en el SIN, del total de la capacidad instalada corresponden 1,791 MW a centrales hidroeléctricas, la tecnología dominante en el país. Le sigue la termoeléctrica con 1,598 MW, la eólica con 270 MW, y la solar fotovoltaica con 194.6 MW.

En resumen, el 58.5% del parque generador panameño utiliza fuentes limpias y renovables para su funcionamiento.

A continuación, se presenta la capacidad instalada total por empresa prestadora del servicio público, es decir por central generadora:

Imagen 5. Capacidad instalada en Panamá, por Central y Tecnología en Panamá (en MW) Año 2020. Fuente: ASEP.

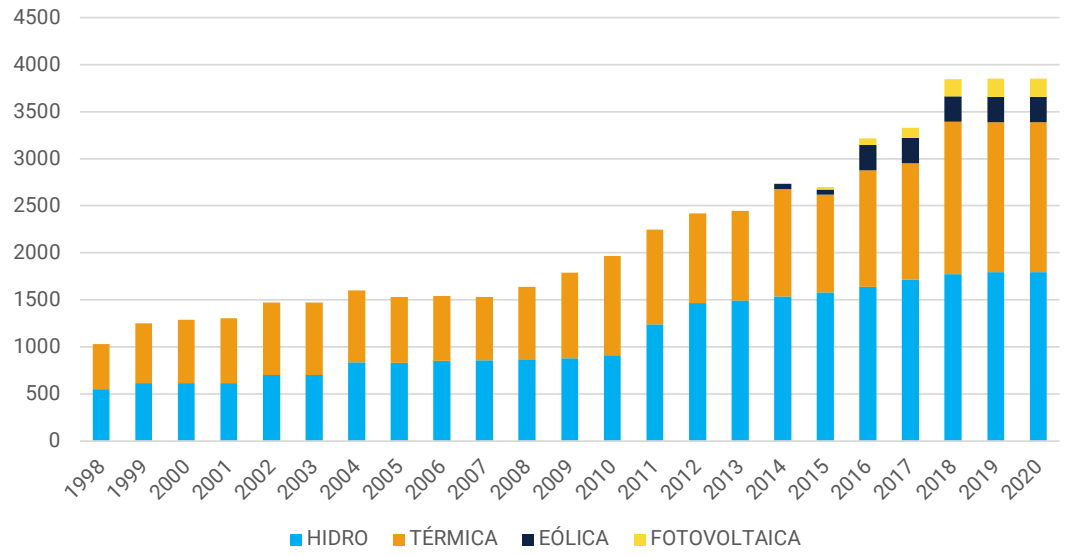


La evolución histórica de la capacidad instalada entre los años 2000 a 2020 se puede ver a continuación. Podemos ver que entre 2000 y 2010, las centrales hidroeléctricas y termoeléctricas dominaban el mercado, casi por partes iguales. Sin embargo, a partir de 2011 podemos ver notoriamente el aumento de la capacidad instalada de generación hidroeléctrica, fomentada por el Decreto Ejecutivo Nº 45 de 2009 (reglamentando la Ley de fomento a centrales limpias de 2004).

Más adelante, en 2014 y por medio de la introducción de reglamentación e incentivos específicos, se comienza a tener la entrada de centrales de fuente limpia y renovable, en especial solar fotovoltaica y eólica, las cuales tuvieron un crecimiento notorio en los últimos 5 años.

Además, en el año 2018 ingresó la primera central de generación termoeléctrica a gas natural, de 380 MW de capacidad, con el objetivo de sustituir generación termoeléctrica más cara e ineficiente como las centrales a carbón, fueloil o diésel.

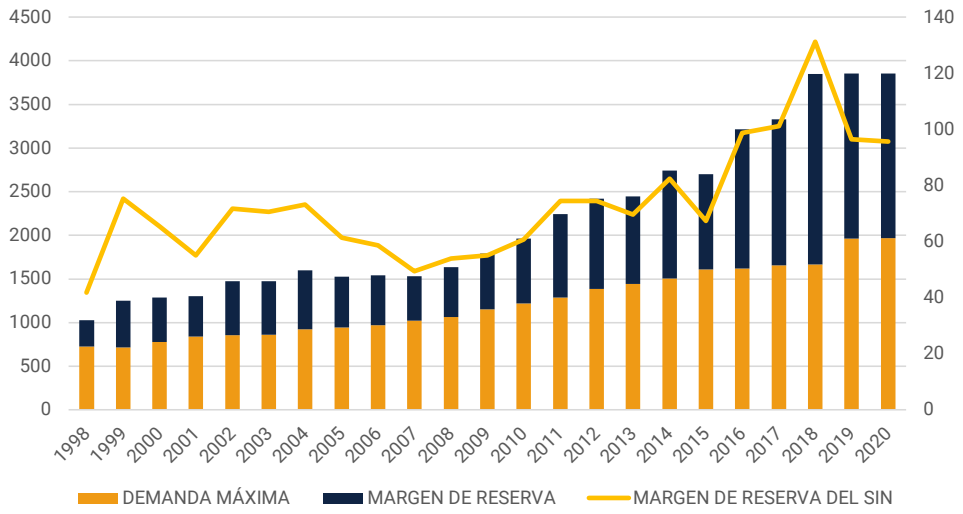
Gráfico 2. Evolución de la capacidad instalada de generación eléctrica en Panamá (en MW) Años 1998-2020. Fuente: ASEP.



La diferencia entre la capacidad instalada de generación y la demanda máxima anual del sistema constituye el denominado “margen de reserva” del SIN, el cual es el indicador de confiabilidad global más utilizado. El margen de reserva permite quitar del servicio a las centrales que estén indisponibles, por motivos de mantenimiento u otros, sin comprometer la capacidad del sistema de abastecer a la demanda.

Como vemos en el Gráfico 3, la capacidad instalada ha ido creciendo a un ritmo mayor a la demanda máxima, por lo que el margen de reserva ha crecido de un promedio de 61% en la década 2000-2010, a un 89% para la década 2011-2020. El margen de reserva en 2020 es de un 96%.

Gráfico 3. Evolución de la capacidad instalada, demanda máximo y margen de reserva del SIN. Años 1998 a 2020. Fuente: ASEP

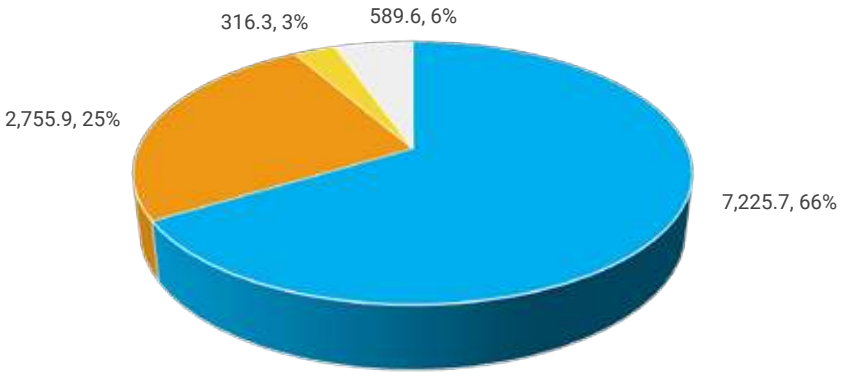


Como hemos visto, la generación de energía eléctrica es realizada de acuerdo con criterios de despacho económico, y depende de la demanda instantánea total de todos los participantes consumidores, ya sea las distribuidoras y los grandes usuarios.

En resumen, la generación bruta total en Panamá fue de 10,887.46 GWh en el año 2020, incluyendo los intercambios energéticos en el SIN, la producción total de los autogeneradores y la de los sistemas aislados.

Respecto de la generación por tipo de fuente, durante 2020 la generación eléctrica fue dominada por la hidroeléctrica, con un 66.4% del total. Las centrales termoeléctricas, por su parte, generaron un 25.3% del total. Las plantas de generación eólicas aportaron el 5.4%, mientras que las centrales solares fotovoltaicas contribuyeron con el 2.9% de la generación total del sistema.

Gráfico 4. Generación de energía eléctrica por fuente (en GWH) Año 2020. Fuente: ASEP.



Respecto de la importación y exportación de energía eléctrica en el intercambio con el Mercado Eléctrico Regional, se puede ver que en 2020 el saldo fue netamente exportador. Las exportaciones de electricidad sumaron en el último año los 524.1 GWh, mientras que las importaciones fueron del orden de los 86 GWh. En la Tabla 2 se muestran las cantidades importadas y exportadas mensualmente, y el saldo comercial mensual.

Tabla 2. Importaciones y exportaciones de energía eléctrica, saldo comercial (en MWh) año 2020. Fuente: ASEP.

	Exportación	Importación	Saldo
Enero	40,464	45,086	-4,622
Febrero	50,898	10,832	40,065
Marzo	60,614	14,371	46,243
Abril	49,928	1,378	48,550
Mayo	59,030	615	58,414
Junio	48,509	9,894	38,615
Julio	57,944	3,853	54,091
Agosto	52,272	-	52,272
Septiembre	32,580	-	32,580
Octubre	-	-	-
Noviembre	43,858	-	43,858
Diciembre	28,037	-	28,037
Total	524,133	86,030	438,103

A continuación se describirán brevemente los diferentes tipos de generación, mencionando sus principales características, su evolución y proyectos más importantes.

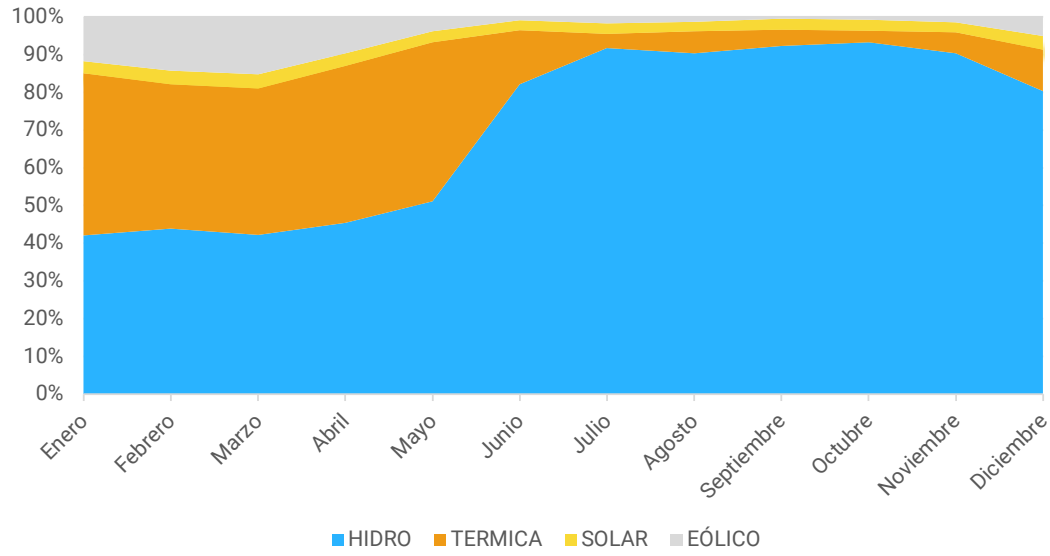
Generación hidroeléctrica

En la actualidad, el parque generador hidroeléctrico panameño cuenta con 32 agentes generadores. Cabe destacar que, en su mayoría, las centrales hidroeléctricas se encuentran en la región occidental de la República. La provincia de Chiriquí cuenta con más del 65% de la capacidad instalada hidroeléctrica. Las provincias de Panamá, Bocas del Toro, Veraguas, y Coclé aportan en conjunto el 35% restante.

Existen dos grandes tipos de centrales hidroeléctricas: las de embalse y las de pasada, de acuerdo a su capacidad de almacenar energía acumulando agua previamente al paso por las turbinas. Panamá cuenta con dos grandes centrales de embalse: Fortuna, de la empresa ENEL, es la hidroeléctrica de embalse más grande el país (su embalse ocupa 350km cuadrados) y se encuentra al lado este de la provincia de Panamá. Tiene una capacidad instalada de 300 MW. La Central Hidroeléctrica Bayano, de la empresa AES, es de 260 MW y aprovecha las aguas del Río Bayano a unos 80 km al este de la ciudad de Panamá. El resto de las centrales hidroeléctricas del país son de pasada, siendo las más grandes las de Changuinola y Estí, ambas del grupo AES.

La energía generada a partir de este tipo de centrales es estacional y dependiente de los ciclos climáticos, y varía tanto de manera intermensual como interanual. En 2020, ocurrió que en el mes de octubre la generación hidroeléctrica cubrió el 93.3% de la generación, y en enero cubrió tan solo el 42% El aporte total anual fue del 70% en 2020.

Gráfico 5. Cubrimiento mensual de la generación eléctrica por fuente - Año 2020. Fuente: ASEP.



El potencial hidroeléctrico sigue siendo muy importante en Panamá pensando en la construcción de nuevas centrales limpias. Según datos de la ASEP, el país contaba en 2019 con 20 concesiones otorgadas y 14 en trámite, las cuales suman 442 MW y 103 MW, respectivamente. La adaptación de los proyectos a las buenas prácticas en materia socio-ambiental permitirá la ampliación del parque generador hidroeléctrico en el futuro como medio de descarbonización de la generación eléctrica.

En su Plan de Expansión 2019-2033, ETESA incluye entre los proyectos de expansión algunos de los esquemas de aprovechamientos en las cuencas de los Ríos Changuinola, Teribe, Santa María y San Pablo, por un total de 2,000 MW.

Generación termoeléctrica

La generación de energía hidroeléctrica fue históricamente complementada por la generación termoeléctrica, en base a diferentes combustibles de origen fósil. Actualmente, Panamá cuenta con 14 agentes generadores a partir de este tipo de tecnología, cuyas centrales se ubican en la gran mayoría (cerca del 77%) en la provincia de Colón. Las provincias de Panamá y Panamá Oeste también cuentan con centrales termoeléctricas.

Hasta el año 2018, los motores y las turbinas de las centrales termoeléctricas eran abastecidos principalmente por el fueloil, el diésel y el carbón, combustibles más caros y contaminantes. En el año 2018, se incorporó al SIN el proyecto Costa Norte, de AES, siendo la primera central termoeléctrica del país funcionando con gas natural, y proveyendo una potencia de 381 MW. La instalación de esta central ha permitido una disminución en la utilización de otros combustibles para generación eléctrica, desplazando fuentes más contaminantes como los combustibles líquidos.

ETESA en su Plan de Expansión del SIN, ha identificado 5 proyectos termoeléctricos por 1,180 MW, de los cuales 1,150 MW corresponden a nuevas centrales de gas natural. Además, la SNE ha anunciado planes para el retiro de las centrales que utilicen diésel y fueloil como combustibles para el año 2022 y 2023, respectivamente.

Panamá tiene la gran desventaja de no contar con combustibles fósiles (más allá de un proyecto de turba que data de 1985, aún sin avance). Es por eso que la SNE fomenta la sustitución de la importación de este tipo de combustibles, y fomenta la generación eléctrica a partir de fuentes renovables como la solar y la eólica, recursos con los que Panamá cuenta de manera abundante en varias regiones del país.

Generación Eólica

A partir de las leyes de fomento a las nuevas energías limpias y renovables, listadas anteriormente, Panamá ha podido dar sus primeros pasos en la diversificación de la matriz eléctrica, históricamente dominada por la hidroeléctrica y la termoeléctrica. Según el Plan de Expansión del SIN 2019-2033 (ETESA), "las políticas energéticas implementadas durante los últimos años, tienen como objetivo principal diversificar en el corto y mediano plazo la matriz energética vigente, de modo que el país esté debidamente preparado ante cambios en el ámbito nacional (sequias prolongadas) o cambios que puedan ocurrir en el plano internacional (alza en los precios de los combustibles fósiles)".

Gracias a dicha diversificación, desde 2014 se han puesto en operación las primeras centrales de aprovechamiento del recurso eólico de Panamá. Hacia fines de 2013, la empresa UEP Penonomé I S.A., instala la primera planta de generación eólica en Panamá, en la provincia de Coclé, con un total de 55 MW. UEP Penonomé II S.A., compañía subsidiaria de Interenergy Holding, inauguró en abril de 2016 el segundo parque eólico de gran escala, con 86 aerogeneradores que suman una potencia instalada de 215 MW, siendo éste el más grande de Centroamérica y el Caribe. Esos dos proyectos son los únicos en operación actualmente, sumando 270 MW de potencia instalada eólica.

Según los últimos datos de la ASEP, el país cuenta con proyectos eólicos en desarrollo de más 970 MW. Las provincias de Coclé y Veraguas dominan el desarrollo de proyectos de energía eólica, acaparando más del 95% de la potencia. La provincia de Colón completa con casi el 5%. Según los datos de ETESA, de los 12 proyectos de energía eólica en desarrollo en el país, 6 (550 MW) cuentan con licencia para construcción y explotación, y otros 6 (420 MW) se encuentran en trámite.





Generación solar fotovoltaica

De igual forma, el desarrollo de la generación proveniente de energía solar ha recibido un auge considerable durante los últimos años en el sector eléctrico de Panamá.

La capacidad instalada de parques de generación fotovoltaica interconectados al SIN es de 194.6 MW. Las primeras centrales solares conectadas al SIN se dieron durante el año 2015, siendo la primera la central fotovoltaica San Juan de 10 MW, en el mes de mayo, seguida de la central Divisa Solar, también de 10 MW, en el mes de agosto del mismo año.

Debido a la naturaleza escalable de la tecnología fotovoltaica, existen centrales de diversos tamaños conectadas actualmente al SIN. Dentro de las mayores, podemos nombrar la central Pocrí de 16 MW, las varias plantas propiedad de la empresa Enel Green Power Panamá S.A., entre ellas, Estrella Solar, Milton Solar, Sol de David, las que suman en total una capacidad instalada de 45.77 MW, y las centrales de la empresa Tecnisol que suman 40 MW de capacidad. Dentro de las plantas pequeñas, podemos mencionar la central de Azucarera Nacional, de 0.96 MW.

Según datos de la ASEP, el país cuenta con proyectos fotovoltaicos en desarrollo por más de 500 MW. Al igual que ocurre con la tecnología eólica, la provincia de Coclé lidera en el potencial fotovoltaico identificado, con un 43% de los proyectos en desarrollo actual.

Según el último Plan de Expansión de ETESA, en la actualidad se cuenta con 26 proyectos identificados, de los cuales se han otorgado 15 licencias para la construcción y explotación de este recurso, totalizando 261 MW. Además, se tienen 11 Licencias Provisionales para la explotación de la energía fotovoltaica.

Debido al gran interés por el desarrollo de proyectos fotovoltaicos, el cual ha tenido un crecimiento notable y exponencial en los últimos 3 años, en el PESIN 2019-2033 se han considerado la inclusión de proyectos fotovoltaicos por una potencia instalada de 877 MW, incluso mayor a los proyectos que actualmente cuentan con licencia. Sin embargo, el escenario planteado es conservador, ya que no se tiene en cuenta todo el potencial que puede tener durante los próximos años, la ejecución de iniciativas públicas y privadas por la descarbonización del sistema eléctrico. Además, se espera que los costos unitarios de la tecnología fotovoltaica sigan disminuyendo, de la mano de un aumento en la eficiencia de los módulos.

Otras fuentes de energía (renovables y convencionales)

El potencial de las energías renovables en Panamá es abundante y diverso, e incluye además de los recursos ya explotados como la hidroeléctrica, la solar y la eólica, otros recursos por explorar, como ser la geotérmica, marina y biomasa.

Sin embargo, el Plan de expansión del SIN elaborado por ETESA no contempla la adición de centrales de generación de nuevas tecnologías. Tampoco contempla adiciones de centrales de concentración solar o de tecnología nuclear, al menos hasta el año 2033.

Autogeneradores

Los autogeneradores son empresas que producen y consumen energía eléctrica en un mismo predio, para atender sus propias necesidades, y que además pueden vender excedentes a ETESA y a otros agentes del mercado. Los actuales Autogeneradores del Mercado Eléctrico Panameño son: Autoridad del Canal de Panamá, Azucarera Nacional S.A., Empresas Melo S.A., Generación Solar S.A. y Minera Panamá S.A.

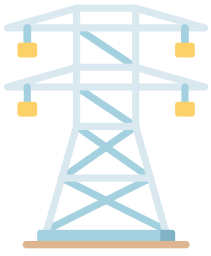
La Autoridad del Canal de Panamá (ACP) fue hasta el 2018 el autogenerador más relevante del SIN, contando con una capacidad instalada de 213 MW, de los cuales aproximadamente 60 MW corresponden a centrales hidroeléctricas (28%) y 153 MW a centrales termoeléctricas (72%). El objetivo principal de la ACP es mantener el funcionamiento constante del Canal de Panamá, por lo que sus transacciones con el Mercado Mayorista se basan en ofertar sus excedentes de energía y potencia.

Durante 2018, se inició la operación comercial de la central termoeléctrica a carbón de Minera Panamá (de la empresa First Quantum Minerals) ubicada en Punta Rincón, en la provincia de Colón. Dicha central tiene una capacidad instalada de 300 MW, y se utiliza para cubrir las necesidades energéticas del proyecto Cobre Panamá. Es por eso que en 2018 Minera Panamá se convirtió en el autogenerador más grande del SIN, superando a la ACP. En 2020, la generación total de esta central fue de 418.6 GWh.

En relación con las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) del plantel de generación panameño, la Secretaría Nacional de Energía realiza el cálculo de del factor de emisión de CO2 del Sistema Interconectado Nacional, tal como lo indica el mencionado Decreto Ejecutivo Nº 45 de 2009.

Este factor de emisiones del SIN es un indicador comúnmente utilizado para dar seguimiento a las emisiones generadas por el consumo eléctrico, y así poder monitorear el estado actual y el progreso del cumplimiento de las políticas energéticas y ambientales planteadas en las Contribuciones Determinadas Nacionalmente (CND) y la Agenda de Transición Energética de Panamá. El factor de emisión tiene las unidades de toneladas de dióxido de carbono (tCO2) equivalente, por unidad de MWh de generación eléctrica.

De acuerdo con el último reporte de la SNE14, el factor de emisión del SIN en el año 2020 es de 0.4949 tCO2/MWh15. Este factor de emisión se calcula a efectos de tener una línea



14. Secretaría Nacional de Energía, Cálculo del Factor de Emisión de CO_2 del Sistema Interconectado Nacional 2020. Consultado en el mes de julio de 2021.

15. A efectos de este trabajo, se utiliza el factor de emisión de margen combinado (EFCM) calculado por promedio ponderado, de acuerdo al reporte más reciente de la SNE.

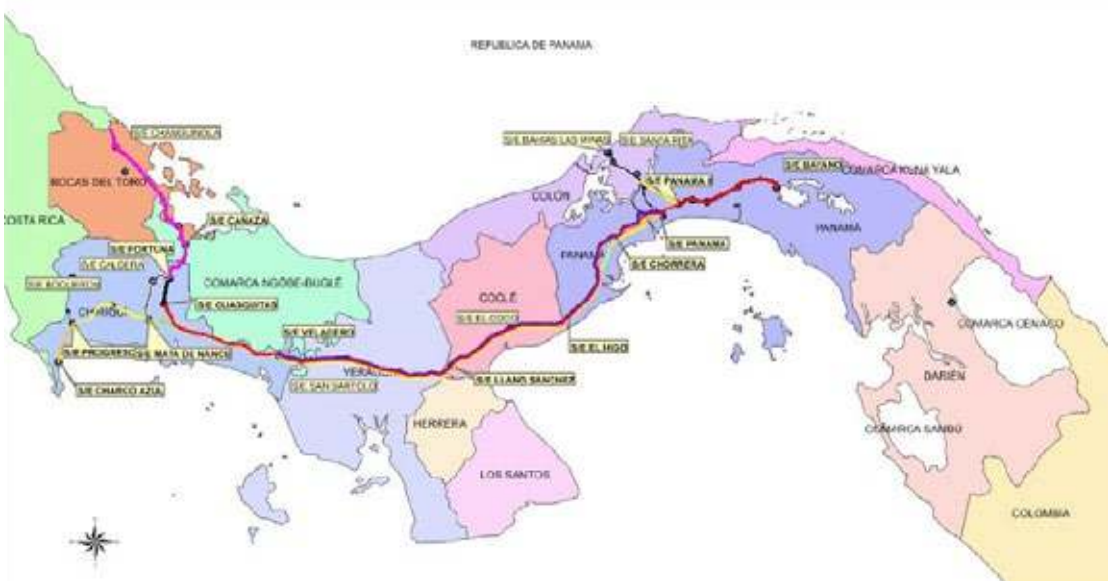
de base para que la nueva generación por ser añadida al SIN pueda calcular su impacto ambiental, sea éste positivo (si el factor de emisiones de la nueva generación es más bajo que el del SIN), o negativo (caso contrario).

3.3.3 Sistema de Transmisión

La red de transmisión del Sistema Interconectado Nacional (SIN) de Panamá está constituida por las líneas de transmisión de alta tensión, así también como las subestaciones, transformadores y otros elementos eléctricos necesarios para recibir la energía eléctrica producida por las plantas generadoras y transportarla a los diferentes puntos de entrega.

El sistema de transmisión eléctrica en Panamá es operado por ETESA. Las líneas de transmisión en alta tensión operan a voltajes de 230 kV y 115 kV. En el año 2020, la longitud de las líneas de 230 kV del sistema, alcanzan los 2,809 km., mientras que la extensión de las líneas de 115 kV es de 312 km[16].

Imagen 6. Sistema de Transmisión de Panamá. Fuente



Las líneas de transmisión eléctrica transportan la electricidad entre dos puntos geográficos, conectando los nodos de generación (puntos en los cuales se genera la energía eléctrica), y los nodos de distribución (puntos en los cuales, al llegar la energía eléctrica, la misma se transforma a baja tensión y se distribuye a través de las líneas de distribución a los usuarios finales). Dichos nodos corresponden a las subestaciones eléctricas.

El sistema de transmisión de ETESA cuenta con diecisiete (17) subestaciones eléctricas, de las cuales once (11) de ellas son subestaciones transformadoras de voltaje, mientras que las seis (6) restantes son subestaciones seccionadoras[17]. Las subestaciones transformadoras de voltaje están ubicadas en cercanías de los centros de carga, para

16. ASEP, Informe semestral del SIN (semestre II de 2020).
17. ETESA, PESIN 20199-2033.

minimizar las extensiones de líneas de media y baja tensión, las cuales son las que, en términos comparativos, producen mayor cantidad de pérdidas. Las subestaciones seccionadoras tienen como objetivo brindar mayor flexibilidad y estabilidad al sistema cuando las líneas de transmisión son largas, y están ubicadas de manera conveniente en dichas líneas.

ETESA recibe, por un lado, la energía generada por los agentes Generadores y Autogeneradores, además de la energía recibida por el MER (importación). Por otro lado, entrega energía a los diferentes participantes consumidores: Distribuidoras, Grandes clientes, y la exportación realizada al MER (además de entregar a "otros agentes" como ser, por ejemplo, energía requerida por las propias generadoras para arranque y mantenimiento de sus sistemas). La energía recibida y entregada por ETESA queda registrada en los sistemas de medición comercial de cada uno de los agentes.

Tabla 3. Energía recibida por ETESA de los diferentes agentes del SIN (en GWh), año 2020. Fuente: ETESA.

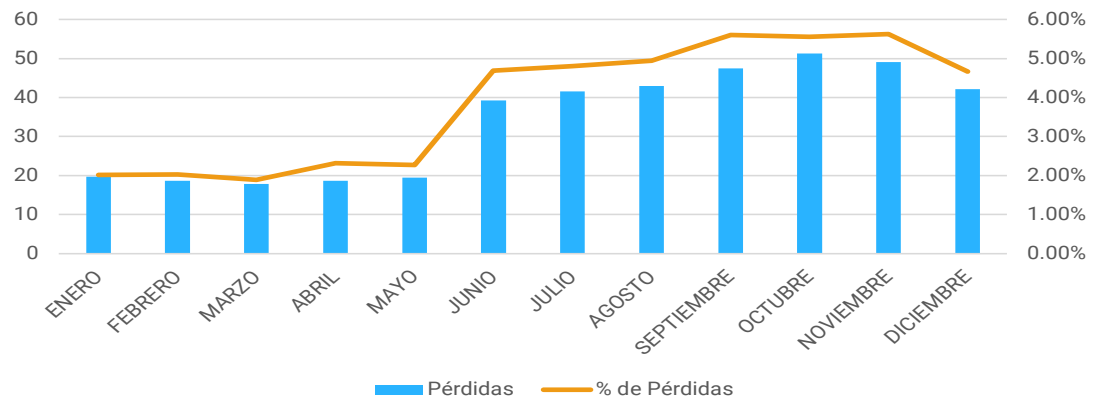
Mes	Generación	Autogeneración	Importación	Total de energía recibida
Enero	928.47	2.01	45.09	975.57
Febrero	909.50	0.19	10.83	920.52
Marzo	927.42	4.75	14.37	946.54
Abril	803.50	1.30	1.38	806.18
Mayo	858.10	0.35	0.62	859.07
Junio	826.49	0.16	9.89	836.54
Julio	859.4	1.39	3.85	864.64
Agosto	866.76	2.29	-	869.05
Septiembre	846.66	0.32	-	846.98
Octubre	911.76	10.65	-	922.41
Noviembre	871.48	0.34	-	871.82
Diciembre	898.88	4.49	-	903.37
Total	10,508.42	28.24	86.03	10,622.69

Tabla 4. Energía entregada por ETESA para los diferentes agentes del SIN (en GWh), año 2020. Fuente: ETESA.

Mes	Distribuidoras	Grandes clientes	Exportación	Otros agentes	Total de energía entregada
Enero	761.53	125.44	40.46	28.51	955.94
Febrero	713.04	126.80	50.90	11.13	901.87
Marzo	736.14	124.10	60.61	7.80	928.65
Abril	644.03	90.47	49.93	3.07	787.50
Mayo	675.86	99.94	59.03	4.77	839.60
Junio	640.20	100.10	48.51	8.53	797.34
Julio	653.32	106.01	57.94	5.86	823.13
Agosto	657.37	111.07	53.45	4.27	826.16
Septiembre	654.26	106.04	32.58	6.68	799.56
Octubre	690.76	124.07	43.01	13.26	871.10
Noviembre	639.16	117.79	44.21	21.57	822.73
Diciembre	691.55	132.04	28.04	9.65	861.28
Total	8,157.22	1,363.87	568.67	125.10	10,214.86

El saldo entre la energía recibida y entregada conforma las pérdidas del sistema de transmisión, un indicador muy importante del funcionamiento del SIN. Las pérdidas del sistema de transmisión serán mayores en la medida de que mayor cantidad de energía sea transportada, en alta tensión, desde centros de generación alejados de los centros de consumo. El costo de estas pérdidas forma parte, luego, de los cargos por transmisión dentro de la tarifa eléctrica de todos los clientes, tanto regulados como grandes clientes.

Gráfico 6. Pérdidas del sistema de transmisión total de electricidad (GWh) y cómo porcentaje de la energía recibida en 2020. Fuente: ETESA.



En el gráfico anterior se muestra la evolución de las pérdidas del sistema de transmisión durante el año 2020, calculadas como el porcentaje de la diferencia entre la energía recibida y la energía entregada por el sistema de transmisión. Estas pérdidas varían desde un mínimo de 1,89 % en el mes de marzo, hasta un máximo de 5,63% en el mes de noviembre. Los máximos ocurren por lo general, en los meses de alta generación hidroeléctrica en el occidente del país. En comparación con el año 2019, el promedio anual de las pérdidas de transmisión observó un aumento, de un 2.4% a un 3.84%.

3.3.4 Demanda: Distribución y Clientes

Como se ha visto en la sección 3.3.1, los Participantes Consumidores están compuestos por dos grandes grupos de empresas: por un lado, las Distribuidoras, que tienen la concesión para realizar la distribución de electricidad y venderla a sus clientes dentro del área de concesión; y por otro lado, los Grandes Clientes, quienes tienen una normativa particular por su nivel de demanda y consumo, los cuales se conectan a las redes de transmisión o distribución (de acuerdo a la tensión), y pueden pactar la compra de la energía libremente con otros Agentes del mercado (Generadores).

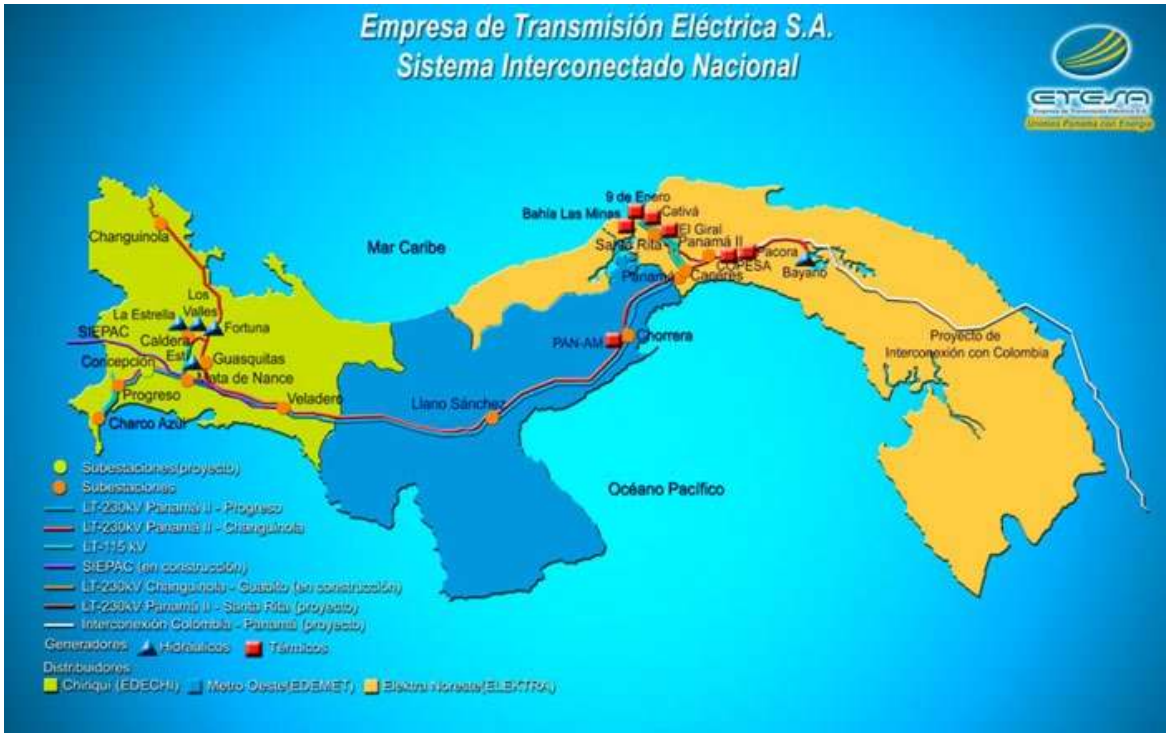
A continuación, se hace una descripción de las empresas de distribución eléctrica de Panamá, sus características y estadísticas de consumo por tipo de cliente de cada una de ellas.

La distribución de energía eléctrica en Panamá, de acuerdo con el marco regulatorio, está a cargo de tres empresas concesionarias:

- **Empresa de Distribución Eléctrica Metro Oeste S. A. (EDEMET),** cuya zona de concesión se enmarca dentro de las provincias de Veraguas, Coclé, Herrera, Los Santos, la provincia de Panamá al Oeste del Canal de Panamá, y la parte Oeste de la ciudad de Panamá, incluyendo el Parque Natural Metropolitano, el Parque Nacional Camino de Cruces, el Parque Nacional Soberanía, y la Finca Agroforestal Río Cabuya.
- **Elektra Noreste, S.A., (ENSA**), con una zona de concesión comprendida entre de las provincias de Darién, Colón, la parte de la provincia de Panamá al Este del Canal de Panamá (con excepción del lado oeste de la ciudad de Panamá, el Parque Natural Metropolitano, el Parque Nacional Camino de Cruces, Parque Nacional Soberanía, y la Finca Agroforestal Río Cabuya), la Comarca de San Blas y las Islas del Golfo de Panamá.
- **Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí S. A. (EDECHI), cuya** zona de concesión está ubicada en las provincias de Chiriquí y Bocas del Toro.



Imagen 7. Sistema Interconectado Nacional, incluyendo áreas de concesión de las distribuidoras. Fuente: ETESA.

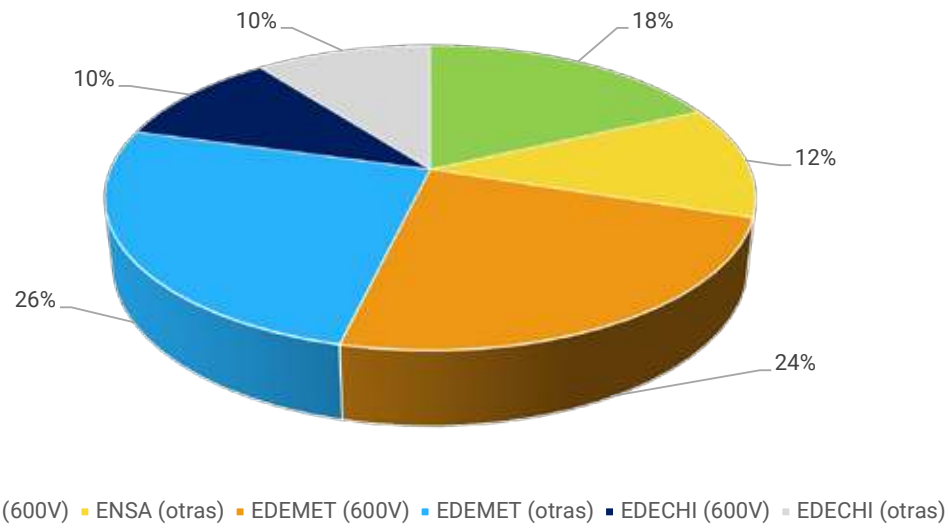


En el año 2020, la longitud total de las redes de distribución para el servicio público fue de 41,064 kilómetros. A continuación, se presenta un detalle de las líneas de distribución existentes por voltaje y empresa distribuidora:

Tabla 5. Líneas de distribución de Panamá, por Distribuidora, tipo de línea y voltaje (año 2020). Fuente: ASEP.

	600 V (0.6kV)	2.4 kV a 13.2 kV	13.8 kV a 115 kV	Total
Líneas Aéreas				
EDEMET	9,336.59	4,984.13	4,648.10	18,968.82
ENSA	6,821.74	3,806.98	503.62	11,132.34
EDECHI	4,171.96	1,534.84	2,711.95	8,418.75
Subtotal	20,330.29	10,325.95	7,863.67	38,519.91
Líneas Subterráneas				
EDEMET	400.24	725.47	141.90	1,267.61
ENSA	592.30	558.92	41.06	1,192.28
EDECHI	43.20	18.49	22.55	84.24
Subtotal	1,035.74	1,302.88	205.51	2,544.13
Total	21,366.03	11,628.83	8,069.18	41,064.04

Gráfico 7. Líneas de distribución por distribuidora y voltaje - Año 2020. Fuente: ASEP.

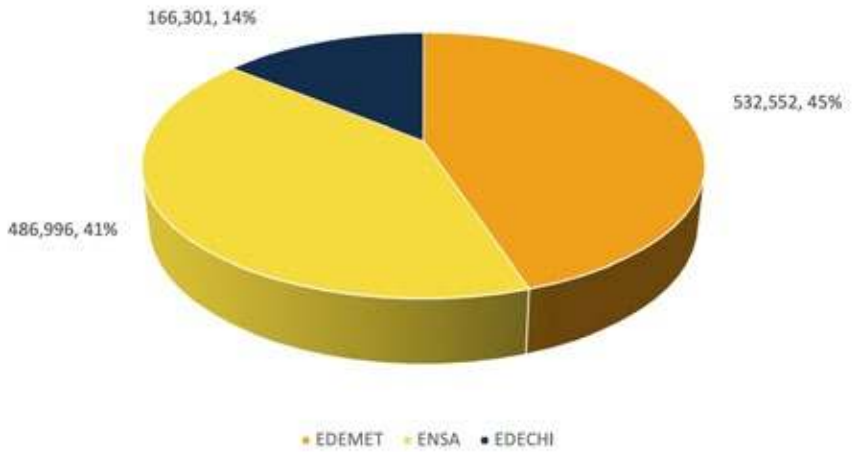


Como se puede ver en el gráfico anterior, EDEMET está a cargo de la mitad de las líneas de distribución del país (por longitud de línea), mientras que ENSA tiene a cargo el 30% y EDECHI el 20% de las líneas de distribución, respectivamente.

Como se ha explicado previamente, las distribuidoras participan como demanda en el SIN, y las mismas compran la energía y potencia para sus clientes.

En el año 2020, la cantidad total de clientes de las distribuidoras fue de aproximadamente 1,186,000. De la totalidad de clientes, EDEMET y ENSA acaparan el 86% con 533,000 y 487,000 clientes respectivamente. EDECHI es la distribuidora con menor cantidad de clientes con 166,000, el 14% del total nacional.

Gráfico 8. Cantidad de clientes por distribuidora, año 2020. Fuente: ASEP.



En comparación con 2019, en 2020 EDEMET incrementó el número de clientes en un 1.7%, ENSA incrementó su base de clientes un 3.5%, y EDECHI lo hizo un 2.9%.

Un indicador interesante del uso eficiente de las líneas de distribución es el promedio de clientes por kilómetro de línea. Lógicamente, esta eficiencia dependerá tanto de la cantidad de clientes como de la distancia y dispersión de los mismos; las distribuidoras que abastecen a los mayores centros poblados tienen como ventaja una mayor densidad geográfica de clientes. En el año 2020, ENSA es la distribuidora con una mayor densidad, con un promedio de 38.2 clientes por kilómetro de línea. EDEMET, por su parte, cuenta con 25.9 clientes por kilómetro, y EDECHI posee 19 clientes por kilómetro.

De acuerdo al nivel de tensión y tarifa (las cuales se explican en la siguiente sección), los clientes de cada una de las distribuidoras son:

Tabla 6. Cantidad de clientes por distribuidora, por tarifa y nivel de tensión. Fuente: ASEP.

Empresa	BTS	BTD	BTH	MTD	MTH	ATD	ATH	Total
EDEMET	523,922	7,889	142	586	12	1	-	532,552
ENSA	481,434	5,048	88	398	24	1	3	486,996
EDECHI	165,049	967	22	248	13	-	2	166,301
Total	1,170,405	13,904	252	1,232	49	2	5	1,185,849

Es decir, en cuanto a cantidad de clientes, el 99.9% de los mismos se conecta en baja tensión. Hasta 2020, solamente hay 1,281 clientes conectados en media tensión, y 7 clientes conectados en alta tensión como clientes de las distribuidoras. Sin embargo, como veremos a continuación, el consumo de estos pocos clientes es mucho mayor que el de los clientes en baja tensión, por lo que de acuerdo al consumo, el 0.1% de los clientes conectados en media y alta tensión, representan el 25.7% del consumo total de las distribuidoras.

Tabla 7. Consumo de energía eléctrica por distribuidora, por tarifa y nivel de tensión. Fuente: ASEP.

Empresa	BTS	BTD	BTH	MTD	MTH	ATD	ATH	Total (GWh)
EDEMET	1,879.33	1,128.87	20.61	707.53	9.33	-	-	3,745.67
ENSA	1,736.07	595.09	7.41	619.72	137.24	216.12	215.27	3,526.92
EDECHI	510.35	136.15	4.50	106.93	64.34	-	2.11	824.38
Total	4,125.75	1,860.11	32.52	1,434.18	210.91	216.12	217.38	8,096.97

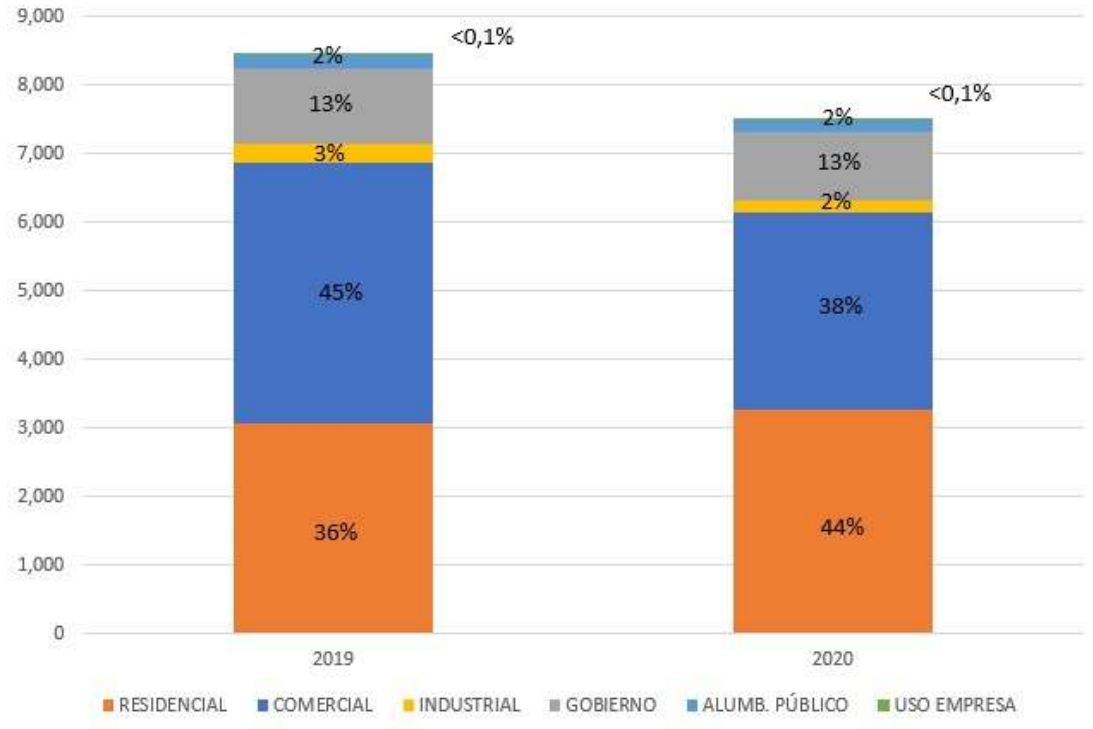
En Panamá, además de la clasificación de clientes según el nivel de tensión a la cual se encuentran conectados, es decir, baja, media y alta tensión; se cuenta también con una clasificación de acuerdo con el tipo de actividad a la que se dedica cada cliente, las cuales pueden ser: residencial, comercial, industrial y gobierno. Esta clasificación es

muy importante ya que las tendencias de consumo son sustancialmente diferentes entre estos tipos de clientes. Por otro lado, al momento de realizar la estimación del mercado potencial de instalación de sistemas de GSD (Capítulo 6), se utilizará tanto la clasificación por tensión como el tipo de cliente, para segmentar el mercado y proyectar la cantidad de sistemas de GSD a instalar.

A continuación, se muestra la cantidad de clientes según su tipo y su consumo en los años 2019 y 2020, por empresa distribuidora. El último año ha traído notorias diferencias en los patrones de consumo eléctrico respecto a los años anteriores, debido principalmente a las medidas de prevención de contagios en el marco de la pandemia del COVID-19. Esto se puede ver en las drásticas disminuciones en los consumos, especialmente en los sectores comercial e industrial, a partir de las restricciones de movilidad durante los meses de marzo y abril y hasta finales de año, y pese a que se haya registrado un aumento en el número de clientes en casi todos los sectores de consumo.

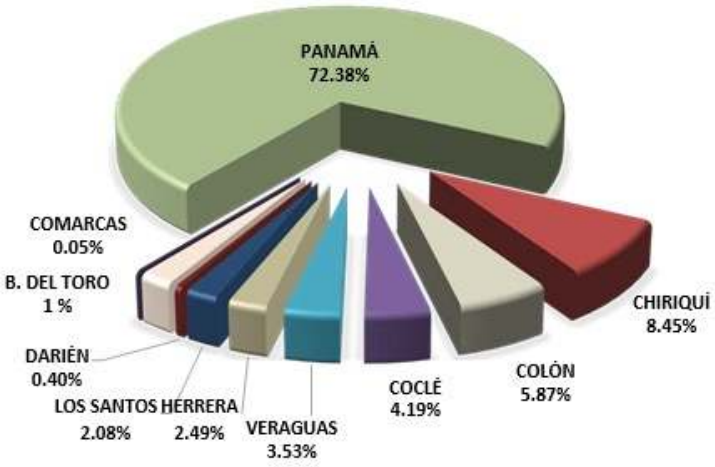
El consumo residencial fue el único que aumentó durante 2020 respecto del año anterior.

Gráfico 9. Consumo de energía eléctrica por tipo de actividad (en GWh) en 2019 y 2020. Fuente: ASEP.



En cuanto a su distribución geográfica, el consumo de energía eléctrica en el país está concentrado en las provincias de Panamá, Chiriquí y Colón y zonas aledañas, donde no sólo reside la mayor parte de la población, sino que además, son sede de las principales actividades comerciales e industriales del país.

Gráfico 10. Consumo de energía eléctrica por provincia, año 2020. Fuente: ASEP.



Un factor importante a tener en cuenta para la eficiencia del sistema eléctrico, y en particular de las redes de distribución, son las pérdidas en distribución. Las pérdidas pueden ser técnicas (debido a las pérdidas en los conductores de las líneas de distribución y en los transformadores de tensión), o bien no técnicas, que entre varios factores podemos resaltar el de las conexiones ilegales.

Tabla 8. Energía comprada, vendida y perdidas de distribución para cada una de las distribuidoras, año 2020. Fuente: ASEP.

Empresa	Energía comprada (GWh)	Energía vendida (GWh)	Pérdidas (GWh)	Pérdidas (en %)
EDEMET	3,996.98	3,306.58	690.40	17.27
ENSA	3,323.72	2,831.31	492.41	14.82
EDECHI	913.15	777.64	135.51	14.84
Total	8,233.86	6,915.53	1,318.33	16.01

3.4 Estructura tarifaria

Las diferentes tarifas de electricidad del antiguo Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación (IRHE) se encontraban clasificadas, de acuerdo con su uso, en tarifa residencial, comercial, industrial y gobierno.

Posteriormente, como producto de la privatización del sector eléctrico panameño, la estructura tarifaria observó cambios fundamentales en cuanto a su clasificación, la cual a partir de 1998 pasa a ser, tanto por niveles de consumo como de voltaje. Esta estructura tarifaria sigue vigente hoy en día.

Cada cliente puede acogerse a la alternativa más conveniente, de acuerdo con su patrón de consumo, y siempre respetando las limitaciones definidas en cada una de las tarifas.

Las variables de consumo principales son la tensión a la cual se conecta el cliente (la cual puede ser baja, media, y alta tensión) y la demanda máxima, en kW.

3.4.1 Descripción de las tarifas vigentes

A continuación, y de acuerdo a la normativa mencionada, se presentan los diferentes tipos de tarifa eléctrica existentes en el mercado eléctrico panameño:

A. TARIFAS PARA CLIENTES CONECTADOS EN BAJA TENSIÓN

Son clientes en baja tensión aquellos que estén conectados a redes cuya tensión sea igual o inferior a 600 voltios (600 V), independientemente de su consumo de energía mensual.

A los clientes conectados en baja tensión con demandas mayores a 15 kW se les aplican tarifas con cargo por demanda. Estos clientes pueden escoger entre la Tarifa con Demanda Máxima (BTD) o la Tarifa por Bloque Horario (BTH). Los clientes residenciales con demanda mayor de 15 kW también pueden escoger una tarifa BTS.

Para este nivel de tensión, las tarifas se clasifican de acuerdo al nivel de suministro en:

- **Tarifa Simple (BTS):** Esta tarifa corresponde a aquellos clientes cuya demanda máxima sea igual o menor a 15 kilovatios (15 kW) mensuales.
- **Tarifa por Bloque Horario (BTH):** Esta tarifa se aplica a aquellos clientes que la soliciten y considera diferentes precios, dependiendo de los horarios de suministro de electricidad, ya sea en períodos de punta o fuera de punta.

B. TARIFAS PARA CLIENTES CONECTADOS EN MEDIA TENSIÓN

Son las tarifas correspondientes a voltaje de suministro mayor de 600 V y menor de 115 kV. De acuerdo a la conveniencia del cliente, existen dos tipos de tarifas para las conexiones en media tensión:

- **Tarifa con Demanda Máxima (MTD):** Correspondiente a todo aquel cliente que la solicite.
- **Tarifa por Bloque Horario (MTH):** Considera diferentes precios dependiendo de los horarios de suministro de electricidad, ya sea en períodos de punta o fuera de punta.

C. TARIFAS PARA CLIENTES CONECTADOS EN ALTA TENSIÓN

Son las tarifas correspondientes a clientes conectados en un voltaje mayor de 115 kV. Así también como para media tensión, existen dos tipos de tarifas para alta tensión que se clasifican en:

- **Tarifa con Demanda Máxima (ATD):** Es aplicable a cualquier cliente que la solicite
- **Tarifa por Bloque Horario (ATH):** Para quienes la soliciten y considera diferentes precios, dependiendo de los horarios de suministro, ya sea en períodos de punta o fuera de punta.



El suministro de energía eléctrica a los clientes finales, independientemente de la tarifa optada, se realiza de acuerdo con el Contrato de Suministro firmado entre la distribuidora y el cliente, en el cual se define el tipo de tarifa y el punto de conexión (medidor), entre otras cuestiones técnicas. El punto de conexión delimita el punto frontera entre las instalaciones eléctricas de propiedad y responsabilidad de la empresa distribuidora, y las instalaciones eléctricas de propiedad y responsabilidad del cliente.

3.4.2 Aplicación de las tarifas

Las tarifas tienen, por lo general, la siguiente estructura:

Cargos Fijos: El cargo fijo de cada categoría tarifaria, se aplica a cada cliente independientemente que el cliente registre consumo o no.

En el caso de la BTS, se aplica un cargo fijo correspondiente a los primeros 10 kWh, que se facturan independientemente de su consumo. Para el resto de las tarifas, el cargo fijo está también definido en las actualizaciones semestrales de ASEP.

Cargos Variables (energía y demanda): Cuando a un cliente se le aplica una tarifa con cargos por energía se aplicará multiplicando el consumo medido del cliente en kilovatios-hora por su precio unitario. Estos cargos se aplicarán de acuerdo a lo establecido y aprobado en los pliegos tarifarios.

Para el caso de los clientes BTS, se les aplicará, al total de su consumo energético, el cargo por energía (BTS1, BTS2 o BTS3) correspondiente al segmento de consumo de energía medida equivalente a 30 días. Las tarifas BTS1, BTS2 y BTS3 son publicadas por la ASEP y actualizadas semestralmente (como se verá en la siguiente sección). A modo de ejemplo, se muestra la composición de los cargos publicados por ASEP, para la distribuidora EDEMET en el primer semestre de 2019:

Tabla 9. Tarifas BTS (1, 2 y 3), publicadas por ASEP para el 1er semestre de 2019 (ejemplo). Fuente: ASEP.

Tarifa BTS1: Aplica a clientes con consumo entre 0 a 300 KWh mes.

Resumen de Cargos

Cargo Fijo por los primeros 10 kWh	**B/.cliente/mes**	**2.82**
Cargo por los siguientes kWh	**B/.kWh**	**0.16226**

Composición de los Cargos

Comercialización		
- Fijo (Primeros 10 kWh)	B/.cliente/mes	2.82
- Energía (Siguientes kWh)	B/.kWh	0.00670
Distribución		
- Energía, excluyendo pérdidas (Siguientes kWh)	B/.kWh	0.03247
- Pérdidas Energía en Distribución (Siguientes kWh)	B/.kWh	0.01271
Alumbrado Público		
- Sistema (Siguientes kWh)	B/.kWh	0.00152
- Consumo de energía (Siguientes kWh)	B/.kWh	0.00234
Transmisión		
- Energía (Siguientes kWh)	B/.kWh	0.02305
- Pérdidas de Energía en Transmisión (Siguientes kWh)	B/.kWh	0.00387
Generación		
- Energía (Siguientes kWh)	B/.kWh	0.04999
- Potencia Energizada (Siguientes kWh)	B/.kWh	0.02961

Tarifa BTS2: Aplica a clientes con consumo mayor de 301 y menor o igual a 750 KWh mes.

Resumen de Cargos

Cargo Fijo por los primeros 10 kWh	**B/.cliente/mes**	**2.82**
Cargo por los siguientes kWh	**B/.kWh**	**0.20915**

Composición de los Cargos

Comercialización		
- Fijo (Primeros 10 kWh)	B/.cliente/mes	2.82
- Energía (Siguientes kWh)	B/.kWh	0.00670
Distribución		
- Energía, excluyendo pérdidas (Siguientes kWh)	B/.kWh	0.03247
- Pérdidas Energía en Distribución (Siguientes kWh)	B/.kWh	0.01271
Alumbrado Público		
- Sistema (Siguientes kWh)	B/.kWh	0.00152
- Consumo de energía (Siguientes kWh)	B/.kWh	0.00234
Transmisión		
- Energía (Siguientes kWh)	B/.kWh	0.02305
- Pérdidas de Energía en Transmisión (Siguientes kWh)	B/.kWh	0.00387
Generación		
- Energía (Siguientes kWh)	B/.kWh	0. 07903
- Potencia Energizada (Siguientes kWh)	B/.kWh	0. 04746

Tarifa BTS3: Aplica a clientes con consumo mayor a 750 KWh mes.

Resumen de Cargos

Cargo Fijo por los primeros 10 kWh	**B/.cliente/mes**	**2.82**
Cargo por los siguientes kWh	**B/./kWh**	**0.24367**

Composición de los Cargos

Comercialización		
- Fijo (Primeros 10 kWh)	B/.cliente/mes	2.82
- Energía (Siguientes kWh)	B/./kWh	0.00670
Distribución		
- Energía, excluyendo pérdidas (Siguientes kWh)	B/./kWh	0.03247
- Pérdidas Energía en Distribución (Siguientes kWh)	B/./kWh	0.01271
Alumbrado Público		
- Sistema (Siguientes kWh)	B/./kWh	0.00152
- Consumo de energía (Siguientes kWh)	B/./kWh	0.00234
Transmisión		
- Energía (Siguientes kWh)	B/./kWh	0.02305
- Pérdidas de Energía en Transmisión (Siguientes kWh)	B/./kWh	0.00387
Generación		
- Energía (Siguientes kWh)	B/./kWh	0. 10041
- Potencia Energizada (Siguientes kWh)	B/./kWh	0. 06060

Cargo por Conexión

La Empresa de Distribución podrá cobrar a los clientes de esta tarifa, al momento de solicitar el servicio eléctrico, un cargo por conexión de hasta B/. 10.93

En el caso de los clientes BTD se les aplicará el cargo por energía en forma escalonadapara cada segmento de consumo de energía consumida. Cada segmento de consumo tendrá asociado un cargo correspondiente.

Tabla 10. Cargos fijos y variables (por escalón), para las tarifas BTD del 1er semestre de 2019. Fuente: ASEP.

Resumen de Cargos de la Tarifa:		
Cargo Fijo	**B/.cliente**	**5.09**
Cargo por Demanda Máxima	**B/./kW-mes**	**13.00**
Cargo por Energía de los primeros 10,000 kWh	**B/.kWh**	**0.15562**
Cargo por Energía por los siguientes kWh de 10,001 a 30,000	**B/.kWh**	**0.16183**
Cargo por Energía por los siguientes kWh de 30,001 a 50,000	**B/.kWh**	**0.17383**
Cargo por Energía por los siguientes en exceso de 50,001 kWh	**B/.kWh**	**0.18558**
Composición de los Cargos		
Comercialización		
- Cargo Fijo	B/.cliente	5.09
- Cargo por Energía	B/.kWh	0.00626
Distribución		
- Cargo por Demanda Máxima	B/./kW-mes	10.53
- Cargo por Pérdidas de Energía en Distribución	B/.kWh	0.01188
- Cargo por Pérdidas en Potencia Distribución	B/./kW-mes	0.00
Alumbrado Público		
- Cargo por Sistema	B/.kWh	0.00142
- Cargo de Consumo por Energía	B/.kWh	0.00218
Transmisión		
- Cargo por Demanda Máxima	B/./kW-mes	1.25
- Cargo por Energía	B/.kWh	0.01297
- Cargo por Pérdidas de Energía en Transmisión	B/.kWh	0.00362
Generación		
- Cargo por Demanda Máxima	B/./kW-mes	1.22
- Cargo por Energía de los primeros 10,000 kWh	B/.kWh	0.09533
- Cargo por Energía por los siguientes kWh de 10,001 a 30,000	B/.kWh	0.10035
- Cargo por Energía por los siguientes kWh de 30,001 a 50,000	B/.kWh	0.11008
- Cargo por Energía por los siguientes en exceso de 50,001 kWh	B/.kWh	0.11958
- Cargo por Potencia Energizada de los primeros 10,000 kWh	B/.kWh	0.02196
- Cargo por Potencia Energizada por los siguientes kWh de 10,001 a 30,000	B/.kWh	0.02315
- Cargo por Potencia Energizada por los siguientes kWh de 30,001 a 50,000	B/.kWh	0.02542
- Cargo por Potencia Energizada por los siguientes en exceso de 50,001 kWh	B/.kWh	0.02767

En las categorías que registran demanda (potencia), ya sea en horas de punta o fuera de punta, la demanda utilizada para facturar será la demanda máxima leída del mes. Se entenderá por demanda máxima de un mes, el más alto valor de las demandas integradas en periodos consecutivos de quince (15) minutos. (En dicho periodo de quince (15) minutos la demanda integrada es el valor promedio de la potencia calculada durante ese periodo).

Se entiende por período de punta y fuera de punta del sistema a lo siguiente:

- Período de Punta: Corresponde a las horas entre las 9:00 y las 17:00 horas de lunes a viernes.
- Período Fuera de Punta: Corresponde a las demás horas del día, es decir las comprendidas entre las 17:00 y las 09:00 y la totalidad de los días sábado, domingo y días de fiesta nacional.

Para los cargos de las tarifas BTH, la aplicación de la estructura tarifaria funciona de manera similar a la de BTD, pero se registran y facturan consumos en franjas horarias de punta y fuera de punta, de acuerdo a la siguiente tabla:

Tabla 11. Aplicación de la tarifa BTH. Fuente: ASEP.

Cargos de la Tarifa BTH

La tarifa comprende los siguientes cargos, que se aplicarán en la factura mensual del cliente:

Resumen de Cargos de la Tarifa:

Cargo Fijo	**B/.cliente**	**5.10**
Cargo por Energía en Punta	**B/./kWh**	**0.23700**
Cargo por Energía Fuera de Punta	**B/./kWh**	**0.16323**
Cargo por Demanda Máxima en Punta	**B/./kW-mes**	**14.08**
Cargo por Demanda Máxima Fuera de Punta	**B/./kW-mes**	**1.77**

Composición de los Cargos

Comercialización		
- Fijo	B/.cliente	5.10
- Energía	B/./kWh	0.00625
Distribución		
- Demanda Máxima en Punta	B/./kW-mes	10.88
- Demanda Máxima Fuera de Punta	B/./kW-mes	1.51
- Pérdidas Energía en Distribución en Punta	B/./kWh	0.01544
- Pérdidas Energía en Distribución Fuera de Punta	B/./kWh	0.01062
- Pérdidas Potencia en Distribución	B/./kW-mes	0.00
Alumbrado Público		
- Sistema	B/./kWh	0.00141
- Consumo de energía	B/./kWh	0.00218
Transmisión		
- Demanda en Punta	B/./kW-mes	2.57
- Demanda Fuera de Punta	B/./kW-mes	0.26
- Energía	B/./kWh	0.01661
- Pérdidas de Energía en Transmisión	B/./kWh	0.00361
Generación		
- Demanda Máxima	B/./kW-mes	0.63
- Energía en Punta	B/./kWh	0.18459
- Energía Fuera de Punta	B/./kWh	0.11564
- Potencia Energizada	B/./kWh	0.00691

La aplicación de las tarifas MTD y ATD funciona de manera idéntica a la aplicación de la tarifa BTD, y sus cuadros tarifarios poseen la misma estructura.

De igual manera, la aplicación de las tarifas MTH y ATH funcionan de manera idéntica a la aplicación de la tarifa BTH.



3.5 Precios de la energía eléctrica

Los cargos de distribución y comercialización de energía eléctrica se establecen de acuerdo a los Pliegos Tarifarios que publica la ASEP cada 4 años. En esos Pliegos, que se publican por distribuidora, son la base para el cálculo de las tarifas eléctricas a pagar por los clientes regulados.

La mencionada actualización tarifaria se realiza de acuerdo con las variaciones del Índice de Precios al Consumidor (IPC). Los cargos de transmisión, pérdidas en transmisión y generación se actualizan por las variaciones en los costos.

Para el año 2020, se tuvieron los siguientes costos de la energía eléctrica (incluyendo todos los cargos aplicados), por distribuidora y tarifa:

Tabla 12. Precio promedio pagado por los clientes finales, por distribuidora y tarifa, en 2020. Fuente: ASEP.

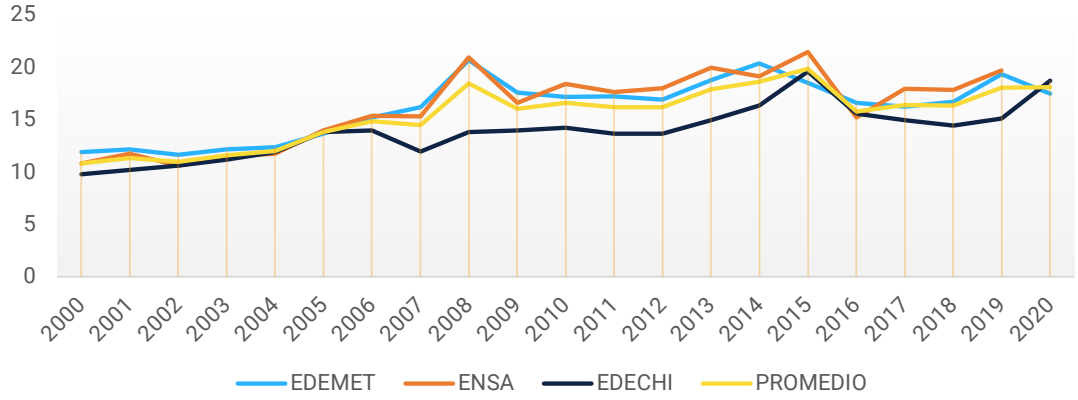
Empresa	BTS	BTD	BTH	MTD	MTH	ATD	ATH
EDEMET	19.00	18.31	16.18	12.28	6.51	-	-
ENSA	17.89	21.29	17.36	11.86	10.47	1.73	10.59
EDECHI	19.73	21.49	29.23	19.23	4.00	-	10.82
Promedio	18.62	19.5	18.26	12.62	8.32	1.73	10.6

Para comparar la evolución histórica de los precios de la energía eléctrica de manera más simple y representativa, se utiliza el precio promedio, también calculado por la ASEP en sus informes y estadísticas. El precio promedio de la electricidad se obtiene de dividir el total de los ingresos facturados por cada una de las empresas de distribución eléctrica, entre el total de la energía vendida, para un período determinado. Estos datos son publicados por ASEP de manera mensual.

Los ingresos facturados corresponden a la facturación total a los clientes finales, es decir que además del cobro por el servicio de distribución, dichas sumas comprenden también lo que las distribuidoras pagan a las empresas de generación y a la empresa de transmisión. Es decir, constituye el precio final pagado efectivamente por los clientes finales.

A continuación, se muestra la evolución histórica de los precios promedios de energía eléctrica, por distribuidora:

Gráfico 11. Evolución histórica de los precios promedio de energía eléctrica por distribuidora en ct.B/kWh. Fuente: ASEP.



La evolución histórica de precios de la electricidad depende, como es de esperar, de diferentes variables tanto técnicas como económicas, tanto locales, como nacionales e internacionales.

Lógicamente, hay variables que afectan más directamente o que tienen un impacto más visible en la evolución de los precios de la energía eléctrica. El Índice a los Precios del Consumidor (IPC) es la variable más directamente dependiente, ya que la tarifa se actualiza semestralmente con los datos del IPC publicados por el INEP-MEF. Por otro lado, los costos de generación han tenido fuerte dependencia del precio internacional del petróleo, y por consiguiente de los diversos combustibles que se utilizan para la generación termoeléctrica.

Otros factores que afectan de manera sustancial a los precios de la energía eléctrica son: los efectos del clima (sequías y temperatura, que afectan tanto a la generación como al consumo), las pérdidas (técnicas y no técnicas, de transmisión y distribución), la cantidad de clientes por distribuidora, y más recientemente, la incorporación de generación a partir de energías renovables y limpias.

Por último, el aumento de la calidad de vida de la población afecta de manera determinante el consumo de energía eléctrica de un país. Es por eso que el acceso a la electricidad por parte de comunidades previamente no interconectadas, así también como la sustitución paulatina de la leña para refrigeración y el aumento en el uso de electrodomésticos por parte de la población panameña (principalmente el aire acondicionado), tienen un efecto importante en la adición de demanda, lo que hace que la oferta deba ser mayor, afectando sus precios.

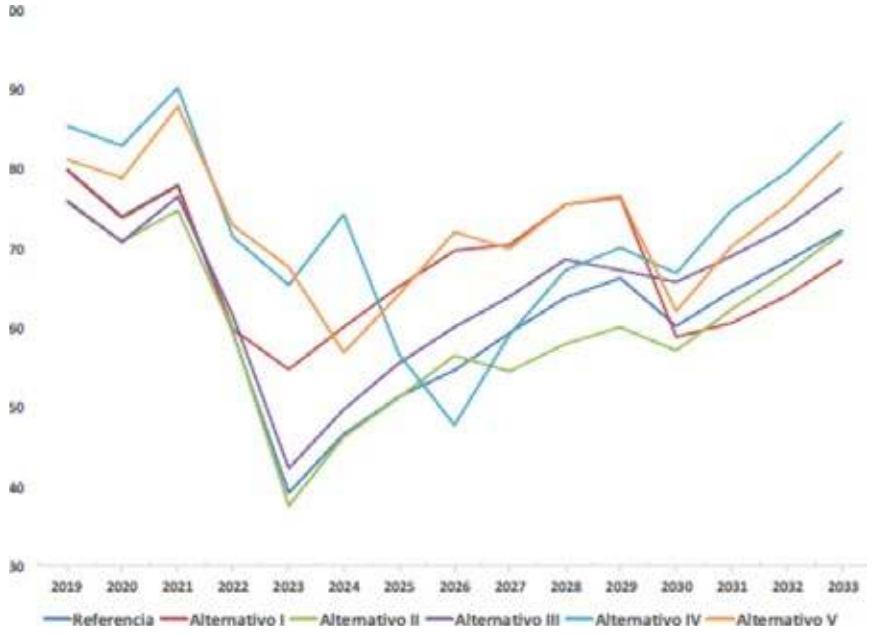
La proyección de los precios de la electricidad es una tarea históricamente difícil de realizar. Es por eso que la ASEP, para realizar sus proyecciones de demanda, deja los precios de la electricidad constantes en términos reales, es decir, que realiza sus proyecciones considerando que la variación del precio de la energía eléctrica acompañará a la inflación (el IPC). Luego, en caso de ser necesario, se realizan los ajustes necesarios que estarán contemplados en los precios publicados y vigentes para el siguiente semestre.

ETESA, por otro lado, hace un trabajo de estimación del Costo Marginal de la energía

eléctrica, es decir, el costo variable de generación eléctrica en base a los planes de expansión del sistema eléctrico. Si bien este no es el único factor en juego a la hora de calcular el precio promedio, el costo marginal de generación es una gran parte de ese precio, y por consiguiente puede ser un indicador de tendencia de hacia dónde prevé que el precio de la electricidad en el SIN se sitúe en el futuro.

ETESA realiza diferentes escenarios, siendo el Escenario de Referencia el escenario de *"business-as-usual"*, es decir, en caso de que ingrese la generación proyectada en el corto y mediano plazo, y en el largo plazo se siga una tendencia similar.

Gráfico 12. Proyección del Costo Marginal de la electricidad en el PESIN 2019-2033, y sus diferentes escenarios tendenciales (en USD/MWh). Fuente: ETESA.



Como se puede ver en los escenarios alternativos realizados por ETESA como base para el PESIN, el escenario Alternativo I, que es la que proyecta mayor penetración de las energías renovables y limpias en el SIN, es la que predice un menor costo marginal para el sistema para el año 2033.

Sin embargo, el costo de la energía ha visto un fuerte aumento durante los primeros meses de 2021, muy por encima de lo estimado por ETESA en el último PESIN.

Junto con la reactivación de la economía panameña, en marzo de 2021 se ha visto una demanda máxima en el SIN de 1,956 MW, cuando la misma había subido desde los niveles de 1,450 MW vistos en abril a una media relativamente estable entorno a los 1,800 MW entre septiembre 2020 y febrero 2021. Este efecto, hace que las centrales menos económicas deban realizar ventas de potencia y energía, aumentando el costo total del sistema, como se puede ver en el informe de Estadísticas del Mercado panameño de marzo de 202118:

18. ASEP, Estadística del Mercado Eléctrico Panameño, Marzo 2021.

MARZO	EDEMET				ENSA			
	HIDRO	TÉRMICA	EÓLICA Y SOLAR	TOTAL	HIDRO	TÉRMICA	EÓLICA Y SOLAR	TOTAL
COSTO POTENCIA (B/.)	6,673,229.82	7,846,908.39	0.00	14,520,138.21	3,077,304.44	844,653.57	0.00	3,921,958.01
COSTO ENERGÍA (B/.)	17,088,797.39	2,304,801.20	4,371,856.19	23,765,454.78	7,087,694.41	867,607.06	2,022,639.89	9,977,941.36
COSTO TOTAL (B/.)	23,762,027.21	10,151,709.59	4,371,856.19	38,285,592.99	10,164,998.85	1,712,260.63	2,022,639.89	13,899,899.37
ENERGÍA (MWh)	217,800.49	115,797.56	42,700.83	376,298.88	87,923.34	5,274.86	19,812.51	113,010.71
MONÓMICO (B/. /MWh)	109.10	87.67	102.38	101.74	115.61	324.61	102.09	123.00

MARZO	EDECHI				TOTAL			
	HIDRO	TÉRMICA	EÓLICA Y SOLAR	TOTAL	HIDRO	TÉRMICA	EÓLICA Y SOLAR	TOTAL
COSTO POTENCIA (B/.)	439,072.55	1,538,493.20	0.00	1,977,565.75	10,189,606.81	10,230,055.16	0.00	20,419,661.97
COSTO ENERGÍA (B/.)	1,399,205.42	778,512.70	1,449,947.46	3,627,665.58	25,575,697.21	3,950,920.96	7,844,443.54	37,371,061.72
COSTO TOTAL (B/.)	1,838,277.97	2,317,005.91	1,449,947.46	5,605,231.33	35,765,304.03	14,180,976.13	7,844,443.54	57,790,723.69
ENERGÍA (MWh)	14,912.92	17,467.87	14,129.32	46,510.11	320,636.76	138,540.29	76,642.66	535,819.71
MONÓMICO (B/. /MWh)	123.27	132.64	102.62	120.52	111.54	102.36	102.35	107.85

Ante el aumento de los costos de generación de energía, se espera que las tarifas deban acompañar este aumento a partir del segundo semestre de 2021. Esto implicará un mayor costo para los clientes regulados y Grandes Clientes, impactando en toda la economía panameña, además de las mayores erogaciones del sector público a través de subsidios a las tarifas residenciales.

Los sistemas de GSD, como veremos en los siguientes capítulos del presente trabajo, permiten brindar previsibilidad a los usuarios en cuanto al gasto de energía, disminuyendo su exposición a las variaciones de precios, mientras que permite al SIN operar en menores niveles de demanda y por consiguiente en mejores niveles de eficiencia técnica y económica del sistema.

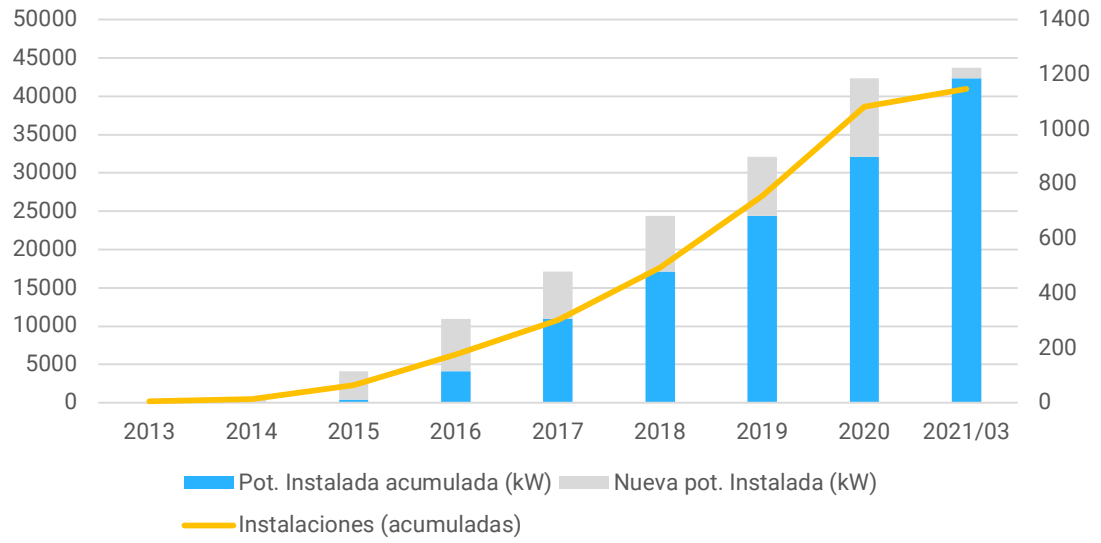
3.6 Estado actual de la energía solar distribuida en Panamá

Como veremos en el Capítulo 4, las denominadas “Centrales particulares de fuentes nuevas, renovables y limpias” son sistemas de generación eléctrica de fuente renovable para uso particular y no público, es decir con fines de autoconsumo. Este tipo de instalaciones fue definida en la Ley Nº 45 de 2004, y su reglamentación fue comenzada a partir de los años 2008 y 2009, con la reglamentación de la ley mencionada pero también con las primeras Resoluciones de la ASEP relativas a la temática. En la Ley mencionada se hace distinción entre las centrales de potencia instalada mayor y menor a 500 kW, ya que para las instalaciones de pequeña escala (de potencia menor a 500 kW), se establecen procedimientos simplificados para su conexión. A efectos del presente trabajo, y con el objetivo de realizar los análisis y estimaciones, nos referiremos a los sistemas de GSD de menos de 500 kW de potencia instalada.

Durante los últimos años, particularmente desde 2016, es cuando la normativa respecto a este tipo de sistemas se simplifica y por consiguiente se observa un crecimiento exponencial de este tipo de instalaciones en el SIN. La tecnología solar fotovoltaica es la que domina este tipo de instalaciones, por motivos de escala y simplicidad en la operación como mencionamos en el Capítulo 2.2 y veremos en más detalle en el Capítulo 5.

Según la información de la ASEP a marzo de 2021, en Panamá existen 1,146 instalaciones solares de autoconsumo con una capacidad instalada total de 43.73 MW.

Gráfico 13. Evolución de la instalación de sistemas de GSD en Panamá, 2013-marzo 2021 (en cantidad de instalaciones y KW). Fuente: ASEP.



La media de capacidad instalada por instalación es de 38.15 kW. Sin embargo, vemos que sólo el 12% de los proyectos tienen capacidad instalada de 100 kW o más, los cuales corresponden al 69% del total de capacidad instalada. Los proyectos entre 10 kW y 100 kW representan el 34% y el 26% de la capacidad instalada total respectivamente. Los proyectos de entre 3 kW y 10 kW, corresponden al 29% de los proyectos y el 4% de la capacidad instalada.

Los proyectos más pequeños, de menos de 3 kW de capacidad instalada, corresponden al 26% de las instalaciones y solamente al 1% de la capacidad instalada.

Tabla 13. Cantidad de proyectos de sistemas GSD instalados en Panamá. Fuente: ASEP.

Potencia instalada	Cantidad de proyectos	%	Potencia Instalada total (kW)	%
Menor a 3 kW	293	26%	384.61	1%
Igual o mayor a 3 kW y menor a 10 kW	334	29%	1,942.65	4%
Igual o mayor a 10 kW y menor a 100 kW	387	34%	11,266.74	26%
Igual o mayor a 100 kW	132	12%	30,134.50	69%
Totales	1,146	100%	43,728.50	100%

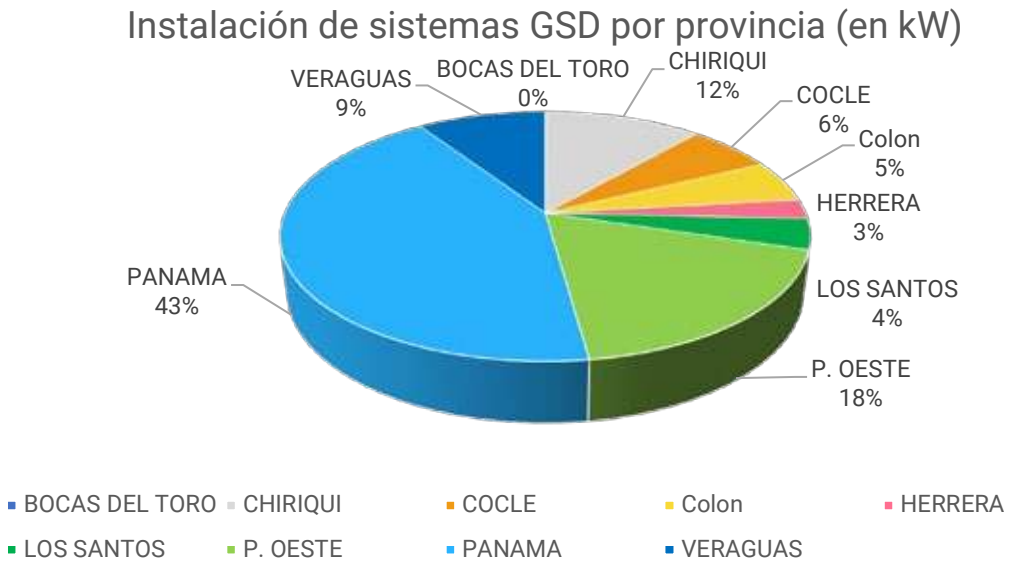
En la Tabla 14 se muestra la capacidad instalada y la cantidad de instalaciones realizadas por distribuidora. El 60% de las instalaciones se encuentran en la red de distribución de EDEMET, lo que representa un 49.8% de la capacidad instalada de sistemas de GSD. Por su parte, el 29% de las instalaciones se encuentran en la red de ENSA (38.7% de la capacidad instalada total) y el restante 11% en las redes de EDECHI (11.5% de la capacidad instalada total).

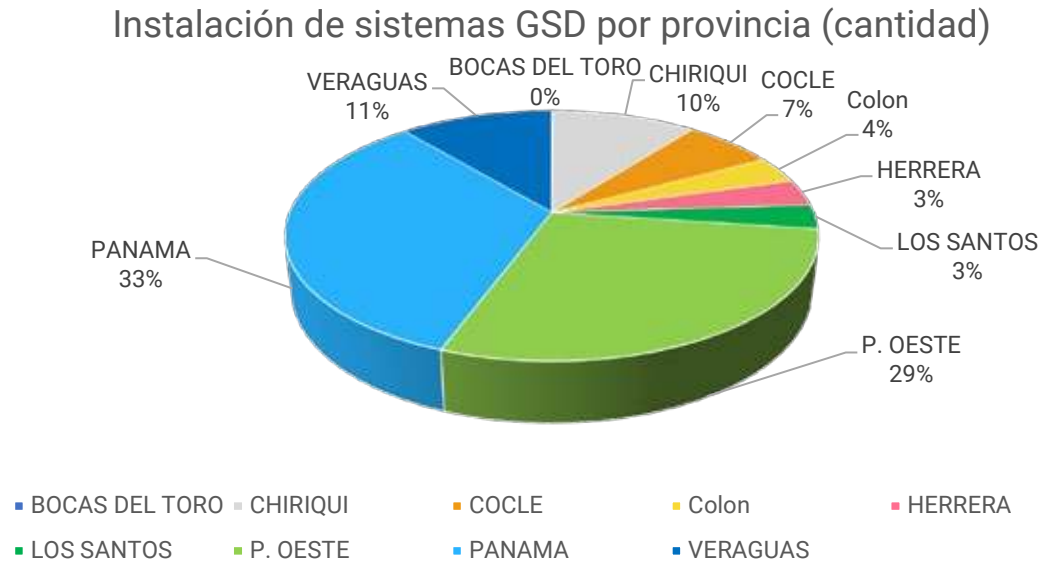
Tabla 14. Capacidad instalada y cantidad de instalaciones por distribuidora. Fuente: ASEP.

Distribuidora	Capacidad instalada (kW)	Cantidad de instalaciones
EDECHI	5,028	121
EDEMET	21,767	692
ENSA	16,933	333
Total	43,728	1,146

Respecto a la distribución geográfica de los sistemas de GSD, se destaca que la mayoría de ellos se concentran en las provincias de Panamá y Panamá Oeste, coincidiendo con los mayores centros poblados del país. En estas dos provincias se han instalado el 61.8% de los sistemas y el 61% de la capacidad instalada a nivel nacional. Otras provincias con una cantidad importante de instalaciones son Chiriquí y Veraguas, con más de 100 instalaciones cada una. La provincia de Colón, aún teniendo centros poblados, no ha seguido proporcionalmente la tendencia del resto de las provincias, contando en la actualidad con 40 sistemas instalados (el 3.5% del total).

Gráfico 14. Sistemas de GSD por provincias a Marzo 2021 (en cantidad de instalaciones y kW). Fuente: ASEP.





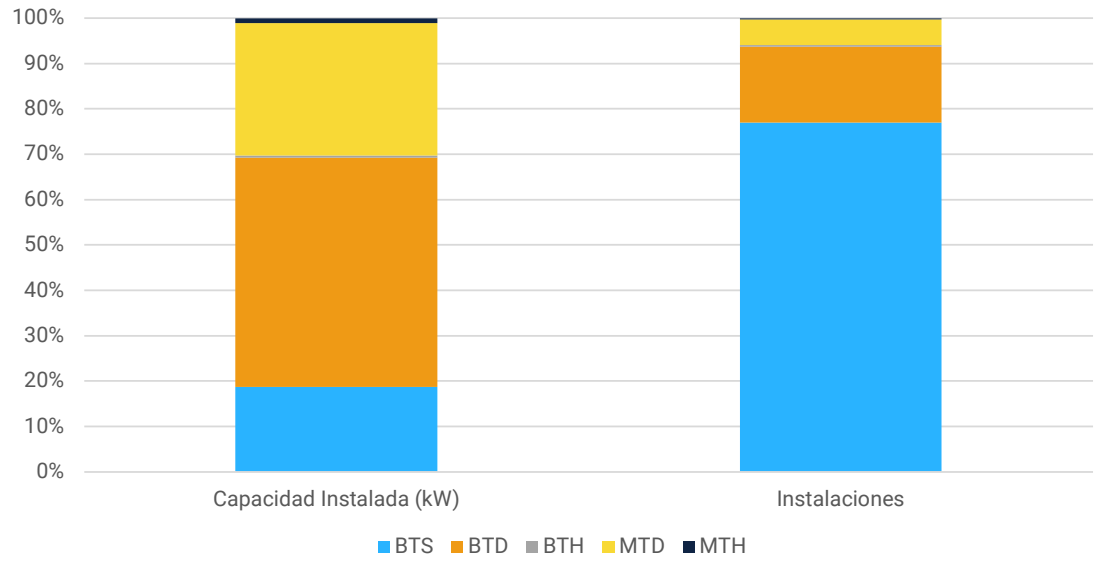
Con respecto a la distribución de sistemas de GSD por tipo de tarifas, encontramos que el 77% de las instalaciones pertenece a clientes con tarifa BTS, aunque estas instalaciones sólo representan el 19% de la capacidad instalada total. Los clientes de tarifa BTD, si bien representan el 17% de las instalaciones, concentran el 51% de la capacidad instalada.

Por su parte, los sistemas de GSD conectados en media tensión representan en conjunto el 6% de las instalaciones pero el 30% de la capacidad instalada total, debido a la escala y consumo de este tipo de clientes.

Tabla 15. Cantidad de instalaciones y capacidad instalada según distribuidora y tarifa. Fuente: ASEP.

Distribuidora	Instalaciones	Cap. Instalada (kW)	Cap. Inst. Media (kW)
EDECHI	121	5,028	42
BTS	91	1,368	15
BTD	18	1,753	97
BTH	3	164	55
MTD	8	1,451	181
MTH	1	293	293
EDEMET	692	21,767	31
BTS	556	4,624	8
BTD	97	10,727	111
BTH	0	0	0
MTD	38	6,310	166
MTH	1	107	107
ENSA	333	16,933	51
BTS	235	2,177	9
BTD	77	9,657	125
BTH	1	12	12
MTD	19	5,007	264
MTH	1	80	80
TOTALES	1,146	43,728	38

Gráfico 15. Capacidad y cantidad instaladas de GSD por tarifa. Fuente: ASEP



Respecto a los actores principales de esta nueva industria, la cual posee un alto potencial de crecimiento en los próximos años, tenemos hoy diferentes empresas que participan en los diferentes eslabones de la cadena de valor de los sistemas de GSD. Se hablará en mayor detalle de la cadena de suministro y los actores principales en el Capítulo 5.

En el Capítulo 4 se repasará el marco regulatorio específico para este tipo de sistemas de GSD, y se mencionarán los incentivos y beneficios económicos asociados con su instalación, los estándares de calidad y seguridad, y los procedimientos y mecanismos de conexión a la red de distribución.

En el Capítulo 5 se hará mayor hincapié en la descripción de este tipo de sistemas, las garantías y requerimientos solicitados a los equipamientos, los costos y evolución de costos de los sistemas.



4. MARCO REGULATORIO, LEGAL, Y DE POLÍTICAS PÚBLICAS PARA LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA DE FUENTES RENOVABLES

En el capítulo anterior, se ha realizado un análisis general del mercado eléctrico panameño, de su marco regulatorio y sus principales participantes, con el fin de mostrar en términos generales el funcionamiento del MME y el Sistema Interconectado Nacional (SIN).

En el presente capítulo se hace particular foco en el marco regulatorio, legal y de políticas públicas relativas a la instalación y promoción de sistemas de generación distribuida, en especial a partir de fuente solar fotovoltaica (GSD), que debido a las condiciones de mercado y madurez tecnológica, es la tecnología más utilizada en sistemas de pequeña escala para autoconsumo.

4.1 Marco regulatorio y legal de los sistemas de GSD

En el Texto Único de la Ley Nº 6 de 1997, el Título VIII "Normas Ambientales del Sector Eléctrico", Capítulo II Energías Renovables y no Convencionales, se establecen los principios generales para la promoción del uso de fuentes nuevas y renovables para diversificar las fuentes energéticas, mitigar los efectos ambientales adversos y reducir la dependencia del país de los combustibles tradicionales.

Sin embargo, en la Ley Nº 45 de 2004, se definió por primera vez a las "Centrales particulares de fuentes nuevas renovables y limpias", siendo estos sistemas de generación de energía eléctrica de hasta 500 kW de potencia que utilizan fuentes renovables y limpias (hidráulica, geotérmica, solar, eólica, biomasa y otras) para uso particular y no público.

Durante los años 2008 y 2009 la ASEP crea el primer procedimiento para la incorporación de sistemas de GSD en las redes de distribución. Mediante las Resoluciones AN Nº 2060-Elec de 2008, AN Nº 2486-Elec de 2009, y AN Nº 3028-Elec de 2009, se establece el "Acuerdo para la Interconexión de Pequeños Sistemas Fotovoltaicos (PSF), no mayores de diez (10) kilowatts, a las Redes Eléctricas de Media y Baja Tensión". Esta normativa no logró el objetivo de colaborar con la incorporación masiva de estos sistemas, y por eso la ASEP comienza un procedimiento de consulta pública para simplificar y hacer más eficiente el fomento a los sistemas de GSD.

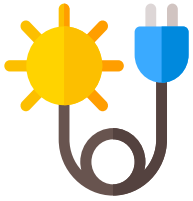
A partir de ello, es a partir de enero de 2012 cuando la ASEP, mediante diversas resoluciones y consultas públicas deroga la normativa mencionada anteriormente, y por medio de la Resolución AN Nº 5399 de 2012 se aprueba el nuevo "Procedimiento para la Conexión de Centrales Particulares de fuentes nuevas, renovables y limpias de hasta quinientos (500) kilowatts a las redes eléctricas de media y baja tensión de las empresas de distribución eléctrica."

Luego, durante los años 2015 y 2016 (Resoluciones AN Nº 9477-Elec de 2015, AN Nº 9784-Elec de 2016, AN Nº 10206-Elec de 2016) y luego de una nueva consulta pública, se actualiza, aprueba y renombra el procedimiento a "Procedimiento para Autoconsumo con Fuentes Nuevas, Renovables y Limpias", nombre mediante el cual se conoce hoy a la normativa vigente que establece los procedimientos y normativas para conectar pequeñas centrales a las redes de distribución. La última versión del mencionado Procedimiento se realiza mediante Resolución AN Nº 10299-Elec de 2016.

En el marco de las leyes y resoluciones mencionadas, durante los últimos años se han tenido iniciativas de políticas públicas por parte de la Secretaría Nacional de Energía tendientes a fomentar la instalación de los sistemas de GSD en los hogares con múltiples objetivos, entre los cuales se mencionan:

- Asegurar una transición energética sustentable, justa e inclusiva, basados en los objetivos de acceso universal a fuentes de energía moderna, y asegurando la asequibilidad, seguridad, sustentabilidad y confiabilidad de los sistemas energéticos
- Colaborar con las cuatro "D" que son la piedra basal de cualquier innovación en el sector energético: Democratización, Digitalización, Descentralización, y Descarbonización de la matriz.
- Contar con un plan de trabajo concreto para los próximos 10 años, lo que define líneas de acción realizables y alcanzables alineadas con los ODS de Naciones Unidas y los compromisos tomados ante el Acuerdo de París.
- Trazar una hoja de ruta que reduzca la percepción de riesgos en momentos de alta incertidumbre (post-Covid) y fomente las inversiones privadas en el sector energético, una industria próspera en Panamá, con abundantes recursos naturales disponibles.

El Plan Ejecutivo de Gobierno (PEG) 2019-2024 hace hincapié en varios pilares fundamentales de gobierno que están alineados con los beneficios de los sistemas de GSD: economía competitiva, generación de empleo, reducción de la pobreza y desigualdad, entre otros.



Además, en 2020, y como se mencionó en el Capítulo 2.1, la Secretaría Nacional de Energía publica los Lineamientos Estratégicos de la Agenda de Transición Energética 2020-2030, mediante Resolución de Gabinete Nº 93 de 2020. Dentro de la Agenda de Transición Energética, se definen seis estrategias, una de las cuales es la Estrategia de Generación Distribuida.

Como se puede ver, no solamente la agenda del poder ejecutivo está muy activa con diversas iniciativas que fomentan y apoyan la instalación de sistemas de GSD, sino también la agenda legislativa. Dentro de la agenda legislativa, se destaca el proyecto de ley Nº 258, presentado en 2019, el cual busca fomentar la utilización de sistemas de generación renovable en el sector público panameño, y para eso propone un ambicioso objetivo de llegar a un mínimo del 15% del consumo energético total de las edificaciones públicas, incluyendo hospitales y escuelas, por medios de sistemas de generación renovable como la solar (fotovoltaica y térmica) y eólica. Además, compromete a que las licitaciones públicas para edificación contemplen la instalación de sistemas de energía renovable para autoconsumo eléctrico y térmico que cubran al menos un 25% del consumo total. Dicho proyecto de ley está actualmente siendo discutido en las diversas comisiones de la Asamblea Nacional.

A continuación, se hará un resumen de los beneficios e incentivos económicos que la normativa y legislación vigente contiene para la instalación de los sistemas de GSD. Luego, se mencionarán los estándares de calidad y procedimientos vigentes para la conexión de los sistemas de GSD en la red de distribución.

4.2 Compensaciones económicas e incentivos para la generación distribuida

En el presente capítulo se hace un resumen de las compensaciones e incentivos económicos para la instalación de los sistemas de GSD. Se hace una distinción entre las compensaciones económicas previstas como retribución a la instalación e inyección de excedentes de generación, por una parte, y luego se mencionan los beneficios impositivos específicos para este tipo de sistemas.

Respecto a compensaciones económicas por la inyección de excedentes a la red de distribución, se establece un esquema de medición neta (net metering), en el cual:

- Se compensa la energía consumida durante el período de facturación mensual, sin límite, a la misma tarifa vigente para su demanda (de acuerdo al tipo de cliente y tarifa);
- En caso de existir excedentes, los mismos se contabilizan como créditos de energía (en kWh) para utilizar en los períodos de facturación subsiguiente.
- Los créditos de energía tienen un tope de acumulación, semestral o anual según el acuerdo con la distribuidora, de un 25% de la energía histórica consumida en dicho período.
- Al finalizar el período (semestre o año), en caso de que el cliente tenga aún créditos de energía acumulados, estos podrán ser solicitados por el cliente para su pago.



Además, de acuerdo a la Ley Nº 45 del 4 de agosto de 2004 las centrales de menos de 10 MW de potencia no serán plausibles de ningún cargo por distribución o transmisión.

Respecto a beneficios impositivos, de acuerdo a la Ley N° 45 de 2004 y a la Ley Nº 37 de 2013, las personas naturales o jurídicas que desarrollen sistemas de centrales particulares de fuentes nuevas, renovables y limpias de hasta 500 kW de capacidad instalada, gozarán de la exoneración del impuesto de importación, aranceles, tasas, contribuciones y gravámenes, así como del impuesto de transferencia de bienes corporales muebles y prestación de servicios que pudiesen causarse por razón de la importación de equipos, máquinas, materiales, repuestos y demás que sean necesarios para su construcción, operación y mantenimiento.

Relativo a incentivos fiscales, la ley mencionada prevé además:

- **Compensaciones fiscales por hasta un 25% de la inversión total**, con base a la reducción de toneladas de CO2 (precio determinado por ASEP, MEF y autoridad nacional del ambiente) a utilizarse para pago de impuesto sobre la renta durante los primeros 10 años desde la entrada en operación de la central. Se descontarán potenciales ventas de bonos de carbono generados por las centrales.
- **Un bono fiscal por el 5% de la inversión directa** (total de las obras) aplicable al Impuesto sobre la Renta, sean personas naturales o jurídicas. Este beneficio es intransferible.

Para lograr este fin, la Dirección Nacional de Electricidad de la Secretaría Nacional de Energía, pone a disposición un formulario de aplicación para las exoneraciones impositivas mencionadas, el cual debe ser presentado por las personas que quieran acceder a estos beneficios, siendo la SNE la encargada de verificar técnicamente y certificar el cumplimiento de los requisitos establecidos por ley.

4.3 Estándares de calidad relevantes para la industria eléctrica, en especial la solar distribuida

De acuerdo a lo establecido por la ASEP[19], la regulación vigente en Panamá para el diseño y las instalaciones eléctricas en el territorio nacional es el Reglamento de Instalaciones Eléctricas (RIE). Esta reglamentación es la base normativa para el diseño, instalación y conexión a la red de sistemas de generación de energía renovable en general, y de generación solar distribuida en particular.

19. La fuente de información utilizada para la realización de esta sección fue obtenida de la página web de la ASEP, en su sección "Reglamentos para las Instalaciones Eléctricas", además de la normativa de NFPA relevante para este tipo de sistemas. Dicha información se ha complementado con investigación y una entrevista a la CAPES.

El RIE es de obligatorio cumplimiento en la República de Panamá para cualquier instalación eléctrica, y está compuesto por:

- **Documento Base**, que es la Norma NFPA 70 (National Fire Protection Association) Edición en Español;
- **Anexo**, conformado por las Resoluciones de la Junta Técnica de Ingeniería y Arquitectura (JTIA) que se anexan al Documento Base. Estas Resoluciones fueron agregando o modificando información a lo largo del tiempo con el objetivo de mantener el RIE actualizado.

La JTIE es un organismo oficial creado por la Ley Nº 15 de 1959 y reglamentada por el Decreto Nº 257 de 1965, los cuales rigen y reglamentan el ejercicio profesional de Ingeniería y Arquitectura y las actividades de técnicas afines. Con el propósito de estudiar, reformar, y actualizar el RIE en Panamá, la JTIA nombra un Comité Consultivo Permanente integrado por profesionales idóneos de la especialidad, propuestos por los Colegios de la Sociedad Panameña de Ingenieros y Arquitectos, así como por representantes de entidades como la ASEP, el Ministerio de Obras Públicas, IEEE Capítulo de Panamá, Universidad Tecnológica de Panamá, Cuerpos de Bomberos, empresas distribuidoras, entre otras.

El mencionado Comité Consultivo prepara normas complementarias al RIE, estudia normativa internacional y recomienda a la JTIA la adopción de estas normas complementarias.

Tabla 16. Resumen de las Resoluciones de la JTIA respectivos al RIE. Fuente: ASEP.

Nº	Res.	Fecha	Contenido del documento	Gaceta
1A	229	9/07/1987	Por medio de la cual se adopta el Reglamento para las Instalaciones Eléctricas de la República de Panamá y se nombra un Comité Consultivo Permanente para el estudio y actualización del mismo.	20,908
1B	114	27/11/1974	Por medio de la cual se establecen las reglamentaciones para las actividades de Instalador Electricista, Electricista General, Técnico Electricista, Maestro Electricista.	17,756
2	277	26/10/1990	Por medio de la cual se adopta el Reglamento de los Sistemas de Detección y Alarmas de Incendios, en la República de Panamá.	21,750
5	92-309	14/05/1992	Por medio de la cual se adopta el reglamento de los sistemas de detección y alarmas de incendio en la República de Panamá. Complementa la Resolución Nº 277 de 1990.	22,058
6	92-313	28/10/1992	Por la cual se reglamenta la presentación de los diseños eléctricos, para su revisión y registro por las entidades públicas correspondientes de la República de Panamá.	22,165
8	343	3/09/1997	Por la cual se reforma, en parte, la Resolución Nº 248 de 1988, mediante la cual se reglamenta la instalación de plantas eléctricas de emergencia.	23,397

9	361	14/10/1998	Por la cual se adopta por referencia el NFPA 70-1993, Código Eléctrico Nacional, edición en español, como el Reglamento para las Instalaciones Eléctricas (RIE) para la República de Panamá y se asignan funciones adicionales al Comité Consultivo Permanente del mismo.	23,675
10	391	29/03/2000	Por medio de la cual se anexa el Artículo 110-40: Separación de alambres, conductores, cables y equipos (eléctricos) de edificios, puentes y otras estructuras, al Reglamento de Instalaciones Eléctricas (RIE).	24,051
11	410	16/02/2001	Por medio de la cual se adiciona al Reglamento para las Instalaciones Eléctricas (RIE) de la República de Panamá, normas para la instalación de medidores eléctricos en edificaciones.	24,273
12	413	27/06/2001	Por la cual se adiciona el Artículo 300-5A al Reglamento para las Instalaciones Eléctricas de la República, para la instalación de líneas eléctricas soterradas.	24,371
13	424	12/12/2001	Por la cual se modifican las normas para la Instalación de los electrodos de puesta a tierra, del Reglamento para las Instalaciones Eléctricas (RIE) de la República de Panamá.	24,630
14	537	24/07/2002	Por la cual se adiciona y se adopta por referencia el NFPA 70 NEC 1999, edición en español, como el nuevo documento base del Reglamento para las Instalaciones Eléctricas (RIE) de la República de Panamá, en reemplazo del NFPA 70 NEC 1993, edición en español actualmente vigente.	24,630
15	542	21/08/2002	Por la cual se adiciona al Reglamento para las Instalaciones Eléctricas (RIE) de la República de Panamá, las normas para la instalación de los transformadores eléctricos tipo gabinete aislado con aceite.	24,705
16	599	6/08/2003	Por la cual se adiciona al Reglamento para las Instalaciones Eléctricas (RIE) de la República de Panamá, los Voltajes Nominales Estándares.	24,909
17	626	9/06/2004	Por la cual se requiere de una vista de Elevación en los Planos Eléctricos, de los Edificios y otras Estructuras Colindantes con las Líneas Eléctricas.	25,085
18	674	6/07/2005	Por medio de la cual se nombra los Miembros del Comité Consultivo Permanente del Reglamento para Instalaciones Eléctricas de la República de Panamá (RIE), por un período de tres (3) años.	25,375
19	677	3/08/2005	Por la cual se reglamenta la instalación de pararrayos, para la protección de los edificios y otras estructuras contra las descargas atmosféricas.	25,378
20	695-05	14/12/2005	Por la cual se modifica la capacidad mínima del medio de desconexión del servicio del Reglamento para las Instalaciones Eléctricas (RIE) de la República de Panamá.	25,506
21	059	01/08/2018	Por la cual se adopta por referencia la norma de la National Fire Protection Association (NFPA), Número 70 Edición 2014 en español, correspondiente al National Electric Code (NEC), como nuevo documento base del Reglamento para las Instalaciones Eléctricas (RIE) de la República de Panamá.	28,607-C

El Comité consultivo tiene, además, la tarea de verificar la aplicación y uso del RIE tanto en planos como en las instalaciones de obras nuevas o existentes y presentar informes técnicos a la JTIE en caso de ser necesario.

Hoy en día, la versión vigente del Documento Base es la Norma NFPA NEC 2014, aprobada en el año 2018. El contenido general de esta norma consta de los siguientes tópicos:

- Artículo 90 – Introducción;
- Artículo 100 – Definiciones;
- Artículo 110 – Generalidades;
- Artículo 200 – Usos e Identificación de los Conductores Puestos a Tierra;
- Artículo 210 – Circuitos Ramales;
- Artículo 215 – Alimentadores;
- Artículo 220 – Cálculo de Circuitos Ramales y Alimentadores;
- Artículo 230 – Servicios;
- Artículo 240 – Protección de Sobre-corriente;
- Artículo 250 – Puesta a Tierra;
- Artículo 280 – Pararrayos.

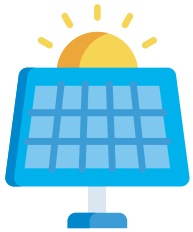
Adicionalmente al RIE, y de manera particular para los sistemas de GSD, se observa que en los Procedimientos para Autoconsumo con fuentes Nuevas, Renovables y Limpias, se tienen diversas recomendaciones relativas a instalación, seguridad y calidad de instalaciones, como ser:

Medición Bidireccional: El Procedimiento establece los requerimientos técnicos mínimos de los medidores bidireccionales a ser instalados por las distribuidoras.

Para clientes monofásicos, las especificaciones aplicables son las estipuladas en la Resolución AN Nº 5999-Elec de 2013, por la cual se establece la Norma de medición aplicables a clientes regulados.

Para los clientes con servicio trifásico, y una demanda máxima superior a 100 kW, que no hayan ejercido su opción como Gran Cliente para comprar directamente su energía en el MME, el medidor eléctrico deberá ser bidireccional y contar con una memoria masiva de recolección de datos, cada 15 minutos, para los 3 voltajes de fase a neutro, las 3 corrientes por fase, indicación ON-OFF, funciones de “Power Quality”, y capacidad de 36 días o más; además, deberá contar con un sistema de medición y comunicación inteligente, tipo SCADA, conectado con el Centro de Operaciones de la empresa distribuidora.

Calidad del Servicio: El sistema de GSD debe cumplir con los requisitos de no atentar con la calidad del suministro eléctrico de la red de distribución. En caso de que un sistema provoque problemas de calidad en las redes de distribución, se aplicará el Reglamento de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, y el cliente podrá ser sujeto a





penalizaciones de acuerdo a dicho reglamento (Capítulo IX.5 Penalizaciones por Inyección de Disturbios Eléctricos)

En la siguiente sección de este capítulo se hará mención de la normativa específica para conectar este tipo de sistemas a las redes de distribución del SIN.

En cuanto a las certificaciones de calidad de los equipamientos específicos a ser instalados en los sistemas de GSD, se tienen en cuenta las certificaciones de reconocimiento internacional obtenidos por los diversos fabricantes de equipamiento. En el Capítulo 5.1 se mencionan las garantías y certificados requeridos por parte de los principales equipamientos a instalar, principalmente módulos solares e inversores.

Por último, de acuerdo a entrevistas mantenidas con diversos actores del sector, entre los cuales se encuentran integradores e instaladores de sistemas de GSD, es recomendable tener en cuenta como referencia, además del RIE, la normativa internacional para este tipo de instalaciones, como ser la IEC.

4.4 Procedimientos y permisos de instalación y conexión a la red eléctrica.

Como se mencionó anteriormente, todos los procedimientos y permisos de instalación y conexión para los sistemas de GSD están contenidos en el Procedimiento para Autoconsumo con fuentes Nuevas, Renovables y Limpias, cuya última versión fue publicada por ASEP mediante Resolución AN Nº 10299-Elec de 2016.

El objetivo principal del Procedimiento es el de ordenar y sentar las bases técnicas y económicas para que los clientes puedan satisfacer su consumo eléctrico, mediante la instalación de plantas de generación que utilicen energías renovables y limpias, y también puedan vender sus excedentes cuando existan.

El Procedimiento aplica a los clientes de las empresas distribuidoras que tienen como objetivo disminuir su consumo de energía del SIN o del Sistema Aislado, utilizando una Planta de Generación que utilice fuentes nuevas, renovables y limpias conectadas a líneas de media y baja tensión.

A continuación se realiza un resumen de los principales procedimientos y permisos a tener en cuenta para la instalación e interconexión de los sistemas de GSD:

Tabla 17. Resumen del Procedimiento para Autoconsumo con fuentes nuevas, renovables y limpias (Resolución AN N° 10299-Elec de 2016). Fuente: ASEP.

Artículo	Tema	Resumen del artículo
1	Generalidades	• Los sistemas de GSD enmarcados en el Procedimiento no pueden participar del Mercado de Contratos ni del Mercado Ocasional • El Procedimiento aplica a clientes regulados, no incluye a Grandes Clientes • No se permite dividir la carga de un sistema en diferentes[20] cuentas, sean o no vecinas. • No se permite firmar contratos de compraventa de energía entre instalador y clientes
2	Normativa aplicable	• Plantas de hasta 500 kW: Únicamente el RIE. • Plantas de entre 500 kW y 2,500 kW: Además del RIE, se requiere sistema de supervisión remota por parte de la distribuidora (y el CND), y sistema de desconexión remota. • Plantas de más de 2,500 kW: Además de lo anterior, se requiere cumplir con el Código de Redes que aplique (solar o eólica), o el Reglamento de Operación para aspectos de seguridad, supervisión y control (otras tecnologías).
2	Limitaciones de conexión e inversiones	• Deben considerarse limitaciones técnicas en el punto de conexión. • La distribuidora está a cargo de proveer el medidor bidireccional. • Inversiones de readecuación de redes exclusivamente debidas a la instalación del sistema de GSD, corren por el cliente. • Cualquier desacuerdo será arbitrado por la ASEP.
3	Medición	• Además del medidor bidireccional instalado por la distribuidora, el sistema de GSD deberá contar con un sistema de medición propio para registro de generación (a cargo del cliente). • Para clientes trifásicos el medidor bidireccional deberá tener además sistema SCADA con registro de energía y potencia, y comunicación con el Centro de Operaciones de la distribuidora.
4	Tensión	• El cliente deberá conectar el sistema en el mismo nivel de tensión con el que posee contrato de suministro.

5	Requisitos y procedimiento de solicitud	• Los clientes que deseen instalar un sistema de GSD deberán entregar a la distribuidora una nota con lo siguiente:
		  • Diseño Eléctrico aprobado por Cuerpo de Bomberos e Ingeniería Municipal;
		  • Capacidad de planta (en kW) y características técnicas;
		  • Especificaciones técnicas de los equipos que conforman el sistema.
		• La distribuidora entregará en el plazo estipulado[20], observaciones y copia de Acuerdo de Interconexión. El cliente puede solicitar intervención de la ASEP en caso de desacuerdos con observaciones.
		• Cliente firma Acuerdo de Interconexión, realiza la instalación y notifica a la distribuidora para que realice las pruebas, dentro del plazo determinado.[21]
		• Dentro de los 10 días hábiles de realizadas las pruebas, el cliente recibe nota de aprobación de la distribuidora e inicia operación de la central.

6	Acuerdo de Interconexión	• Establece contenido mínimo del Acuerdo de Interconexión entre el cliente y la distribuidora. • En caso de desacuerdos, la distribuidora o el cliente deben remitir informe a la ASEP explicando los motivos, para evaluación y arbitraje, o aplicación de sanciones en caso de ser necesario.
7	Causales de desconexión	• En caso de emergencias o condiciones peligrosas en el sistema de la distribuidora por la operación del sistema de GSD (por causa del cliente o de la distribuidora), se establece el procedimiento para notificación por parte de la distribuidora al cliente y ASEP, y procedimiento de reconexión. • Por cuestiones de calidad del servicio causado por el sistema de GSD, se establece el procedimiento de notificación de la distribuidora al cliente y el período de adecuación (hasta 3 meses) previo a la desconexión.
8	Net metering	• Por medio del medidor bidireccional, se medirá las entradas y salidas de energía, y la distribuidora calculará la medición neta (net metering) de manera mensual, en cada período de facturación.

20. 15 días hábiles para Plantas de Generación de 500 kW o menor; 20 días hábiles para plantas mayores.
21. Hasta 5 días hábiles para Plantas de Generación de 500 kW; hasta 10 días hábiles para plantas mayores.

9	Facturación	• En caso de que el consumo sea mayor a la energía inyectada, la distribuidora cobrará el cargo fijo, el cargo por demanda (para las tarifas que tengan este cargo) y la energía consumida neta (descontada la energía inyectada) de acuerdo a la tarifa regulada vigente (y otros cargos de existir). • En caso de que la inyección sea mayor al consumo en un período de facturación, se facturará el cargo fijo, el cargo por demanda (para las tarifas que tengas en este cargo) y la diferencia se acumulará como créditos de energía (en kWh) para próximas facturas.
10	Créditos de energía	• El cliente podrá acumular créditos de energía con un límite establecido en el 25% de la energía consumida históricamente (anual o semestral, de acuerdo al Acuerdo de Interconexión). • Para clientes que no tengan historial de consumo, se establece el procedimiento para establecer el límite en función a pruebas. • La energía inyectada a la red del distribuidor superior al 25% evaluado en el período para los clientes deberá ser cuantificada por las empresas distribuidoras y el tratamiento de la misma se establecerá en el Régimen Tarifario de Distribución del Reglamento de Distribución y Comercialización.
11	Aplicación de Créditos de energía	• Para cada periodo de facturación mensual vencido, la empresa distribuidora contabilizará los Créditos y los aplicará al siguiente período de facturación hasta el límite de Créditos máximo establecido en el Acuerdo de Interconexión.
12	Pago de Créditos de Energía acumulados	• Los pagos de los créditos acumulados se harán al finalizar el semestre o año (de acuerdo al Acuerdo de Interconexión) a solicitud del cliente (cheque, ACH, o crédito en cuenta bancaria). • Anual: Antes del 16/02, créditos por el año anterior (01/01 a 31/12). • Semestral: Antes del 16/08 por créditos del 1er semestre (01/01 al 30/06); antes del 16/02 por créditos del 2do semestre (01/07 al 31/12). • En ambos casos, los créditos se pagarán al costo promedio de compra en contratos de energía de la empresa distribuidora, en el semestre o año en que se acumularon los excedentes.
13	Limitaciones del pago de créditos	• Los créditos no podrán comprarse ni comercializarse entre clientes ni entre prestadores. • La distribuidora publicará el costo de energía previsto para los contratos de suministro de manera semestral.

22

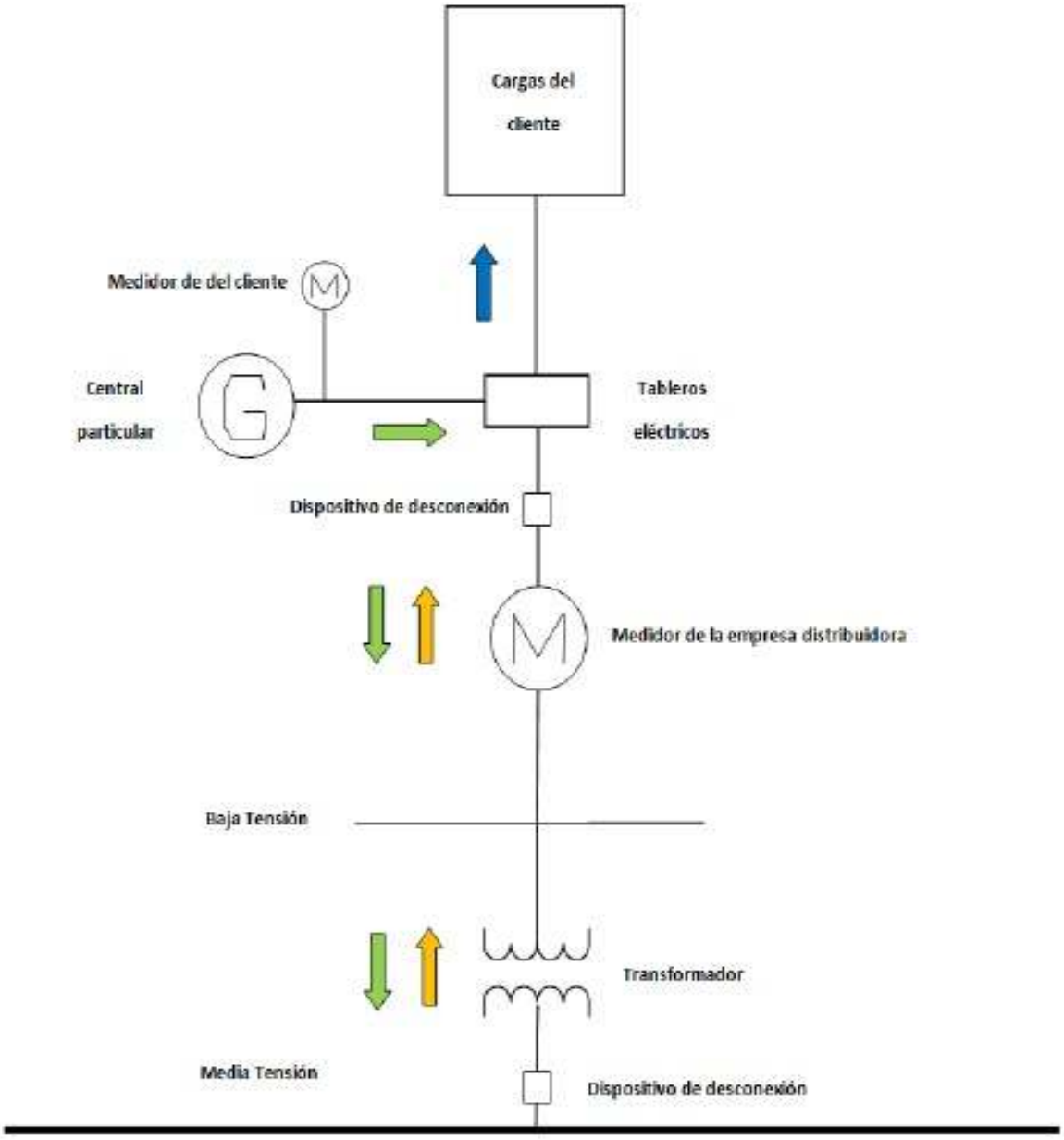
14	Pérdidas eléctricas	• No se aplicará a los clientes que instalen estos sistemas el procedimiento sobre pérdidas técnicas establecido en la Resolución Nº 4368 de 2011 (Metodología Uniforme de Detalle a el Cálculo de Pérdidas de Energía Eléctrica, aplicada a los generadores conectados en las redes de Distribución Eléctrica").
15	Nivel de penetración	• Limite general inicial: El total de instalaciones en una red de distribución no debe superar el 10% de la demanda máxima anual (en MW), ni el 2% del consumo máximo anual (en GWh) establecido en el Informe Indicativo de Demanda vigente. Estos máximos vigentes deberán ser publicados por las distribuidoras y por la ASEP semestralmente. • La ASEP verificará este porcentaje cada 3 años con el objetivo de ampliar este límite a futuro, mediante un estudio integral. • La distribuidora preparará un informe anual sobre el efecto de las pérdidas técnicas, para revisión de la ASEP quien analizará el efecto de estas instalaciones sobre la red. • La empresa distribuidora no establecerá otras barreras a la conexión de estos sistemas, excepto por limitaciones de conexión (Art. 2).
16	Presentación de la información	• Clientes con sistemas de GSD mayores a 100 kW deberán presentar información a la SNE, ASEP y al CND (detalla información). • Las distribuidoras deberán enviar información anual a la SNE, al CND y a la ASEP con detalles por cliente, antes del 1/03 del año siguiente. • Las distribuidoras deberán enviar a la ASEP información actualizada (mensual) sobre los sistemas de GSD instalados • Las distribuidoras deberán enviar al CND información para el DMP: la energía inyectada de sistemas mayores a 100 kW, capacidad instalada por cliente, con un horizonte de un año móvil.
17	Autoabastecimiento	• Los clientes que no quieran acogerse al Procedimiento (incl. Grandes Clientes) podrán instalar sistemas de GSD para autoabastecimiento sin intercambio con la red (sistema de "inyección cero") y deberán obtener autorización de la distribuidora, manteniendo seguridad del sistema.
Anexos A y B	Esquemas de instalación	• Se presentan esquemas de instalación para autoconsumo con capacidad instalada menor a 500 kW (Anexo A) y mayor a 500 kW (Anexo B), tanto en baja como en media tensión (ver a continuación).
Anexo C	Ejemplos	• Ejemplo de prueba para determinar la estimación de consumo semestral y anual.
Anexo D	Acuerdo de Interconexión	• Se presenta un borrador de un Acuerdo de Interconexión entre el cliente y la distribuidora.

22. Metodología para el Planeamiento Semanal del Despacho de Mediano Plazo establecido en los artículos DMP.2.1.1 y DMP.2.1.10.

A continuación, se presentan los esquemas de conexión establecidos en los Procedimientos, para cada tipo de sistema de GSD, por potencia y tensión de conexión a la red:

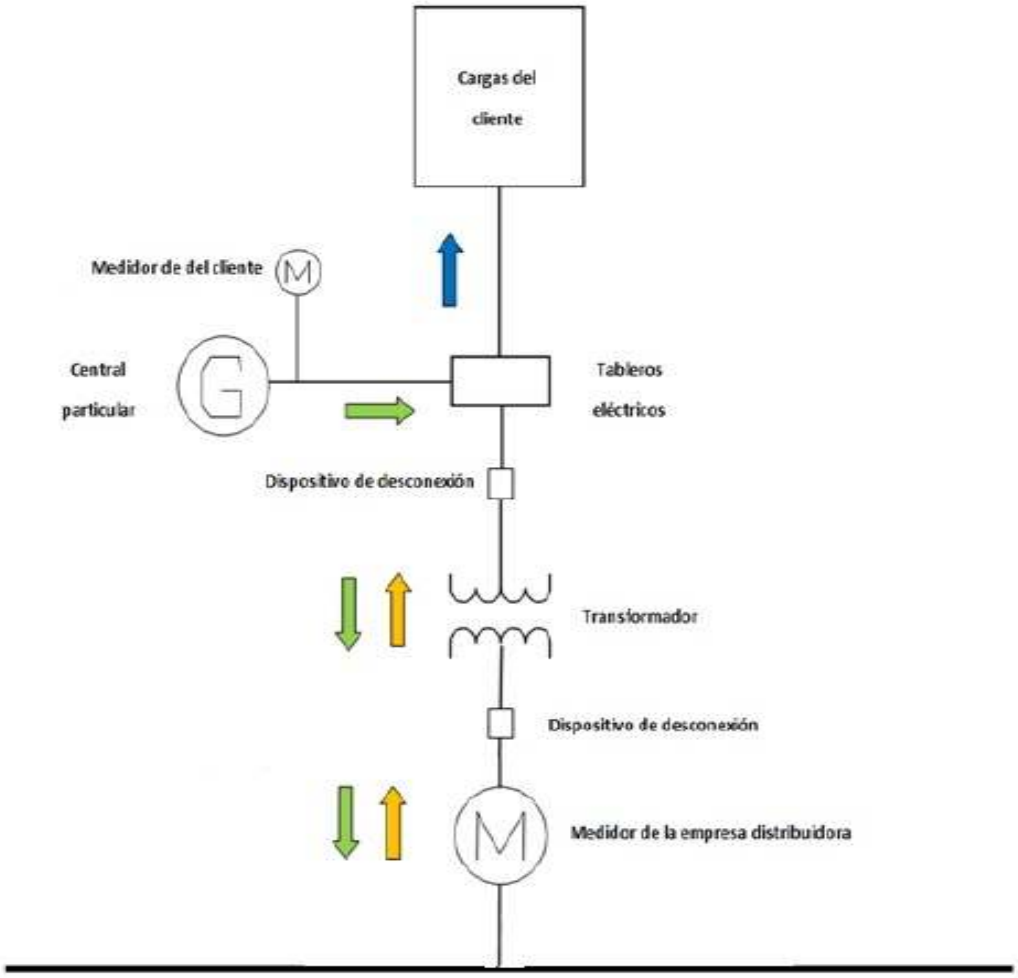
Potencia menor a 500 kW en Baja Tensión:

Imagen 8. Esquema de conexión para sistemas de GSD de menos de 500 kW en Baja Tensión. Fuente: ASEP.



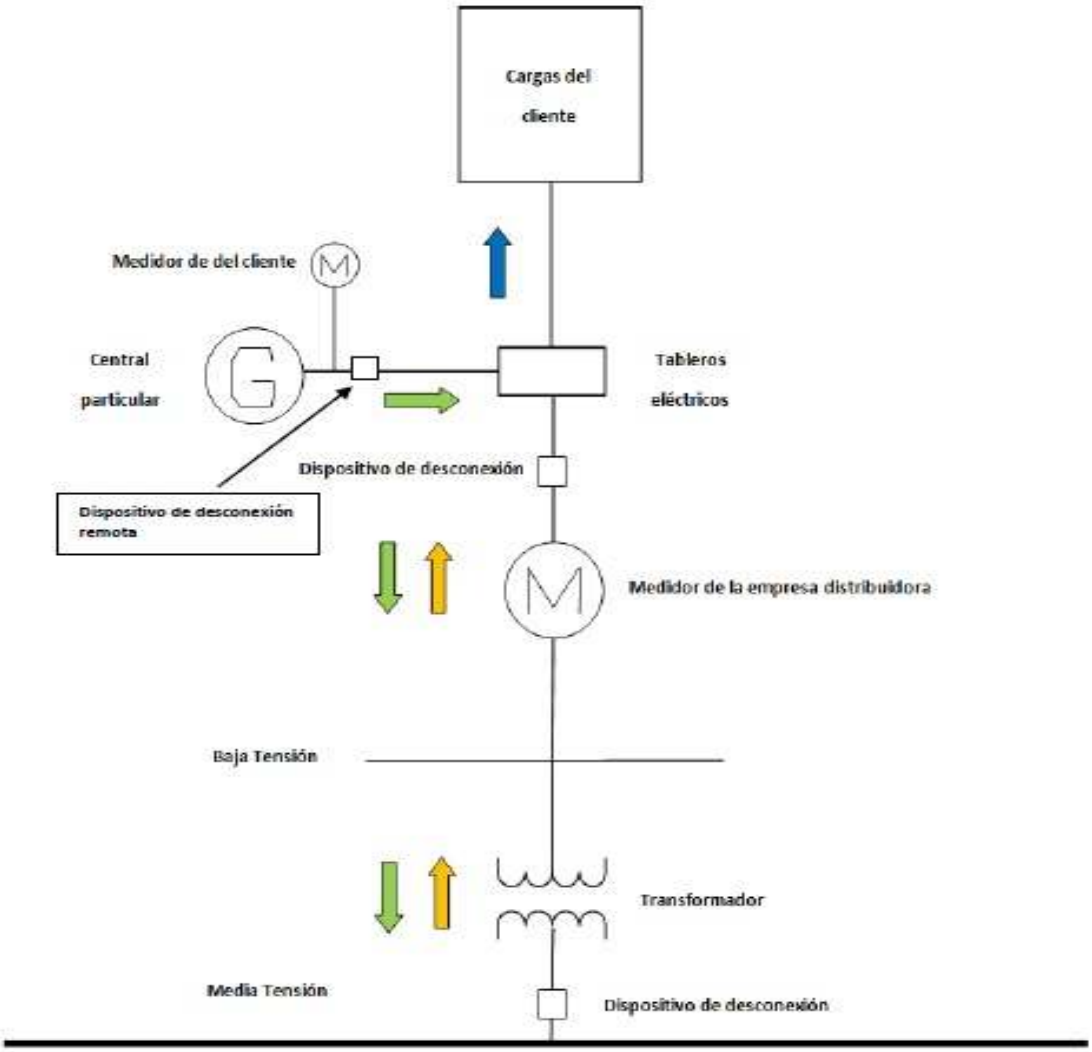
Potencia menor a 500 kW en Media Tensión:

Imagen 9. Esquema de conexión para sistemas de GSD de menos de 500 kW en Media Tensión. Fuente: ASEP.



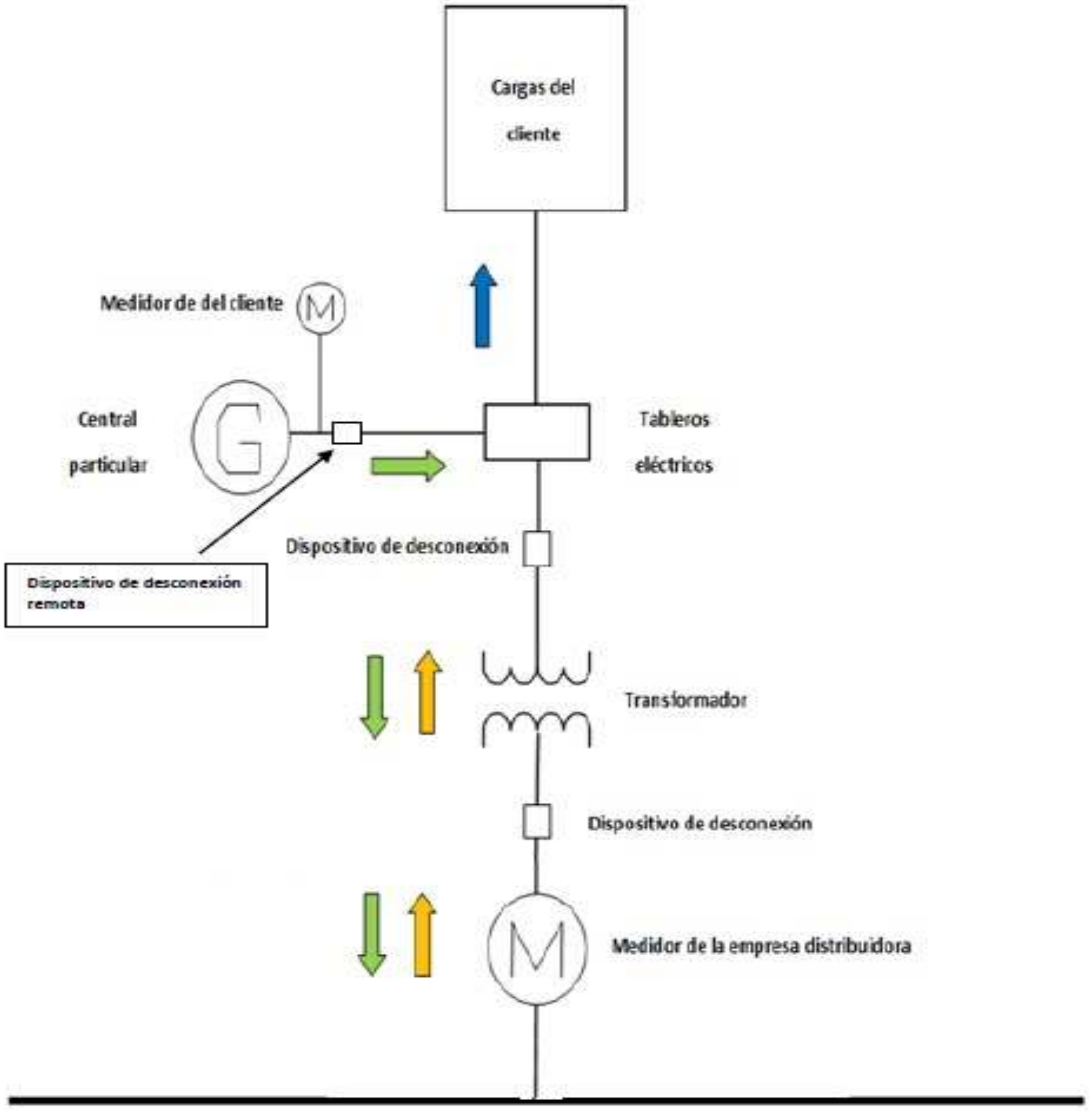
Potencia mayor a 500 kW en Baja Tensión:

Imagen 10. Esquema de conexión para sistemas de GSD de más de 500 kW en Baja Tensión. Fuente: ASEP.



Potencia mayor a 500 kW en Media Tensión:

Imagen 11. Esquema de conexión para sistemas de GSD de más de 500 kW en Media Tensión. Fuente: ASEP.





5. ANÁLISIS DE LA TECNOLOGÍA

En el presente capítulo se describirán las características de las instalaciones y sus actividades de mantenimiento, junto con los riesgos asociados. Se hará un relevamiento y análisis de los precios históricos de los sistemas GSD en Panamá y a nivel internacional, y se describirán las tendencias de precios esperadas para los próximos años. Por último, se describirán y analizarán los diferentes eslabones de la cadena de suministro, y se determinará una estructura de costo típica actual para este tipo de sistemas.

Vale la pena mencionar, que de las alternativas de instalación mencionadas en la sección 2.2, se hará foco en los sistemas de GSD *on-grid*, o conectados a red, y particularmente los sistemas de baja escala, es decir, de 500 kWp o inferior, debido al interés y a los objetivos del presente trabajo.

5.1 Descripción de los sistemas solares de generación fotovoltaica distribuida, estándares de operación y garantías

En esta sección Se hará foco en la descripción del equipamiento principal que compone los sistemas de GSD y las garantías ofrecidas por sus fabricantes; se describirán los diferentes tipos de instalaciones y materiales involucrados en el denominado "balance del sistema" o "*balance of system*" (BOS por sus siglas en inglés); además, se presentarán los estándares de operación para sistemas de GSD en diferentes escalas y los riesgos técnicos y operativos asociados a este tipo de instalaciones.

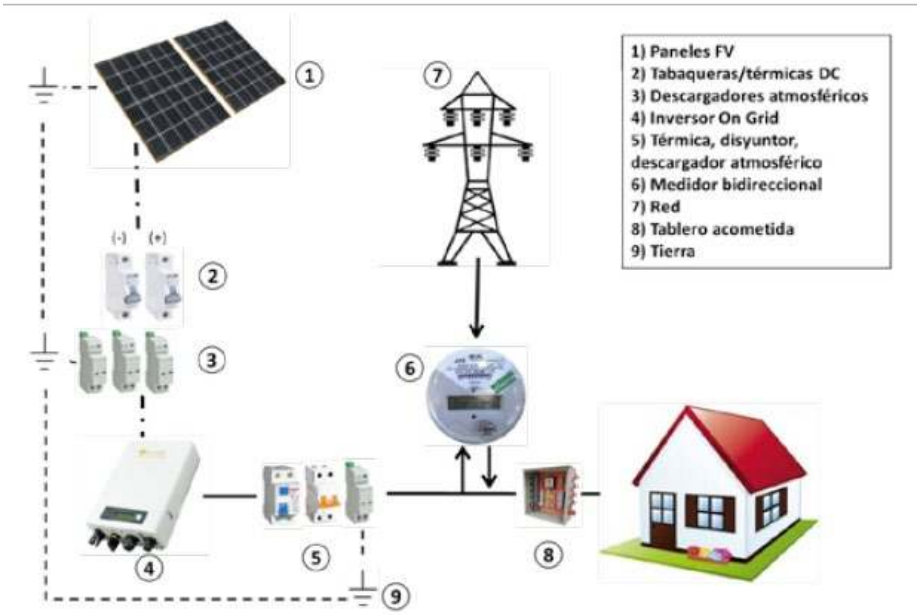


Imagen 12. Componentes típicos de un sistema de GSD conectado a red.

Como se puede ver en la Imagen 12, los sistemas GSD típicos poseen los siguientes componentes:

Equipamiento principal:

- Módulos Fotovoltaicos
- Inversores de corriente

Equipamiento auxiliar o "balance de sistema" (BOS):

- Estructura de soporte o montaje
- Cableado y equipamiento eléctrico
- Protecciones
- Sistema de medición bidireccional

Además, existen equipamientos opcionales del BOS, entre los cuales se encuentran los sistemas de almacenamiento de energía (baterías). A efectos del presente trabajo, se describirán los sistemas conectados a red sin sistema de almacenamiento, ya que, debido al marco normativo de Panamá (Capítulos 3 y 4), el sistema de medición neta o net metering permite realizar intercambios energéticos con la red de distribución, sin necesidad de realizar almacenamiento de los excedentes de energía generados por el sistema y no consumidos instantáneamente por el usuario.

A continuación, se resumen las principales características de los componentes de los sistemas de GSD, así también como sus principales estándares de operación, riesgos y garantías:

Tabla 18: Principales características de los componentes de los sistemas GSD, estándares de operación y garantías.

Componente	Características principales	Estándares de operación	Riesgos y garantías
Módulo Fotovoltaico	• Fabricado a gran escala por empresas multinacionales (principalmente China, Europa y Japón). • Formado por celdas solares (componente activo), cristal de vidrio y capas de protección, estructura y caja de conexiones. • Producto modular y de formato estándar. • Su vida útil estimada es de 25 años.	• Al ser el componente unitario más costoso de la instalación, se debe tener particular cuidado durante su operación. Sin embargo, el mantenimiento se reduce a la inspección visual y a la limpieza, por lo que posee bajo riesgo de rotura. • No posee partes móviles, por lo que no existe mantenimiento mecánico.	• Los principales fabricantes garantizan la performance, la degradación anual y la vida útil por al menos 20 a 25 años. • Los principales riesgos aparecen en caso de instalaciones incorrectas, debido a impactos mecánicos en los módulos, o a fallas eléctricas. • Importante realizar instalación por personal idóneo, con todas sus protecciones.
Inversores	• Fabricado a gran escala por empresas multinacionales. • Es un equipo electrónico de relativamente fácil instalación.	• El inversor es el equipo más sensible, por lo que debe estar protegido del sol, preferentemente en un lugar seco y con ventilación. • Requiere una revisión del funcionamiento periódica.	• Al ser uno de los componentes más sensibles de la instalación, se debe asegurar el correcto dimensionamiento e instalación del sistema. • Los principales proveedores dan garantías de entre 5 y 10 años.
Estructura de montaje	• Estructuras de anclaje de módulos a las superficies (techos o suelo), con o sin inclinación respecto del plano horizontal. • En su mayoría de aluminio, acero galvanizado u otros metales con resistencia a las cargas y eventos meteorológicos.	• No requiere mayor mantenimiento, se debe realizar inspección visual de los elementos de soporte.	• Principal riesgo asociado a instalación incorrecta, o a fallas mecánicas. • Es importante la revisión periódica para evitar fallas en el anclaje que lleven a rotura de equipamiento.

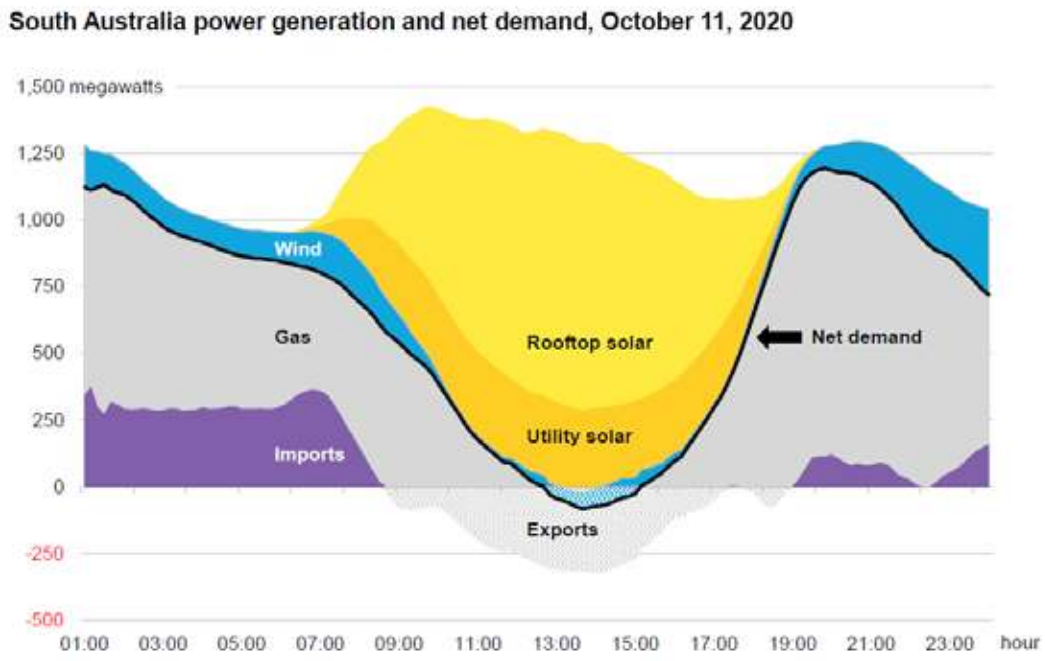
Cableado y equipamiento eléctrico	• Cableado especialmente fabricado para sistemas solares en corriente continua.	• No requiere mayor mantenimiento.	• Al ser elementos estándar, los riesgos de falla son bajos.
Protecciones	• Fusibles y sistemas de protección estándar para instalaciones eléctricas. • La vida útil es mayor a 10 años, protege al sistema de sobretensiones y otras fallas del tipo eléctrico.	• No requiere mayor mantenimiento.	• Al ser elementos estándar, los riesgos de falla son bajos.

Desde la perspectiva de la red de distribución, existen diversos estudios que analizan el comportamiento de los equipamientos de los sistemas GSD ante, por ejemplo, grandes penetraciones de la energía solar distribuida en las redes. Uno de los desafíos principales que se mencionan es el del control de estabilidad de los parámetros eléctricos de la red (control de armónicos, variación de tensión y frecuencia, control de energía reactiva). Se destaca que Panamá tiene algunas ventajas respecto de otros sistemas eléctricos, que hacen que esté más preparada para altas tasas de penetración de energía a partir de sistemas GSD. A grandes rasgos, algunas de estas características son:

- Posee plantas generadoras de energía hidroeléctrica de embalse, y centrales de generación térmica relativamente cercanas a los puntos de consumo, que sirven como respaldo de potencia de la energía solar para complementar en las horas no solares;
- Posee una buena interconexión con países vecinos gracias al MER y se proyecta que esta interconexión resulte aún más sólida gracias a la futura interconexión con Colombia. Mediante las interconexiones regionales, se tiene la posibilidad de intercambiar energía con los sistemas regionales en caso de que haya déficit de generación de manera generalizada (por ejemplo, en casos de días con muy baja irradiación solar).
- Los horarios de punta, es decir, los puntos de máxima demanda eléctrica coinciden con las horas de generación solar.

Diversos factores, como por ejemplo la flexibilidad de las redes de transmisión, la disponibilidad de centrales de generación con capacidad de actuar como respaldo, la interconexión con sistemas regionales, hacen posible que los niveles de penetración de la energía solar fotovoltaica puedan llegar a ser muy altos. Un caso ejemplo de altos niveles de penetración es el sistema interconectado del sur de Australia en el mes de octubre de 2020:

Imagen 13. Curva diaria de generación por tecnología, ejemplo 11/10/2020 en Australia. Fuente: BNEF.



La potencia máxima del sistema del sur de Australia es de 1,500 MW aproximadamente, un orden de magnitud similar a la potencia instalada registrada en Panamá. El 75% de la demanda nacional fue aportada por los 288,000 sistemas de GSD en los techos australianos. Las plantas de gas natural instaladas en dicho sistema aportaron herramientas de estabilidad a la red, además de exportar energía a su región vecina de Victoria.

Vale la pena mencionar que, aunque aún no ha sido implementado en Australia, la nueva tecnología de inversores y potencialmente el almacenamiento, aportan las herramientas necesarias para asegurar la estabilidad de la red de distribución que se requiere para estos niveles de penetración.

5.2 Precios históricos de los sistemas fotovoltaicos

5.2.1 Precios internacionales

La tecnología de generación fotovoltaica ha evolucionado rápidamente en estos últimos 10 años. Según el último reporte de costos de mercado de IRENA[23], los costos de instalación unitarios medios a nivel mundial han reducido un 81% entre 2010 y 2020, con una reducción de 13% solamente en el último año. Además, el factor de capacidad medio de los sistemas fotovoltaicos instalados subió, en el mismo período 2010-2020, desde 13.8% hasta 16.1%, consiguiendo un pico de 17.9% en 2018.

23. IRENA (2021), Renewable Power Generation Costs in 2020, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

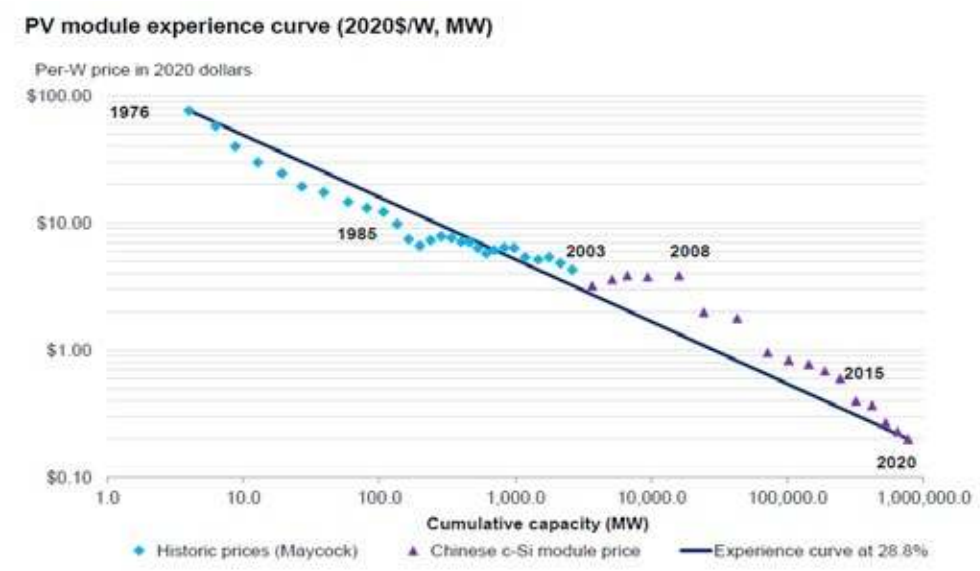
Esta evolución tecnológica, y por consiguiente su bajada de costos, ha permitido que la implementación de este tipo de sistemas a nivel mundial sea cada vez más rápida, lo que a su vez retroalimenta la bajada de costos, gracias a la escala de adopción. Según IRENA, la capacidad instalada fotovoltaica a nivel mundial se multiplicó por 16 entre 2010 y 2020, llegando a los 707 GW fotovoltaicos instalados (en todas sus escalas).

Uno de los motivos principales de esta tendencia es la disminución de precios de su principal componente, el módulo fotovoltaico. El costo de los módulos fabricados con celdas de silicio cristalino ha bajado un 93% entre 2009 y diciembre 2020.

Para ilustrar la relación entre los costos y la capacidad instalada, la consultora Bloomberg New Energy Finance (BNEF) calcula en uno de sus informes la "curva de aprendizaje" de la tecnología. Esto es, se calculan y comparan los costos de la tecnología, cada vez que se duplica la cantidad de módulos fabricados a nivel mundial. Según el informe de BNEF24, desde 1976 cada vez que cada vez que se duplica la cantidad de módulos manufacturados a nivel mundial, el costo del módulo baja un 28%.

En la gráfica siguiente podemos ver cómo esta curva de aprendizaje viene marcando una clara tendencia en los últimos 45 años. Además, registra una curva de pendiente más acentuada desde el año 2015 a la fecha. Desde 2003 a 2008, como se puede ver, el costo se ha desviado de la curva, debido principalmente a la falta de insumos y materiales básicos como el silicio policristalino.

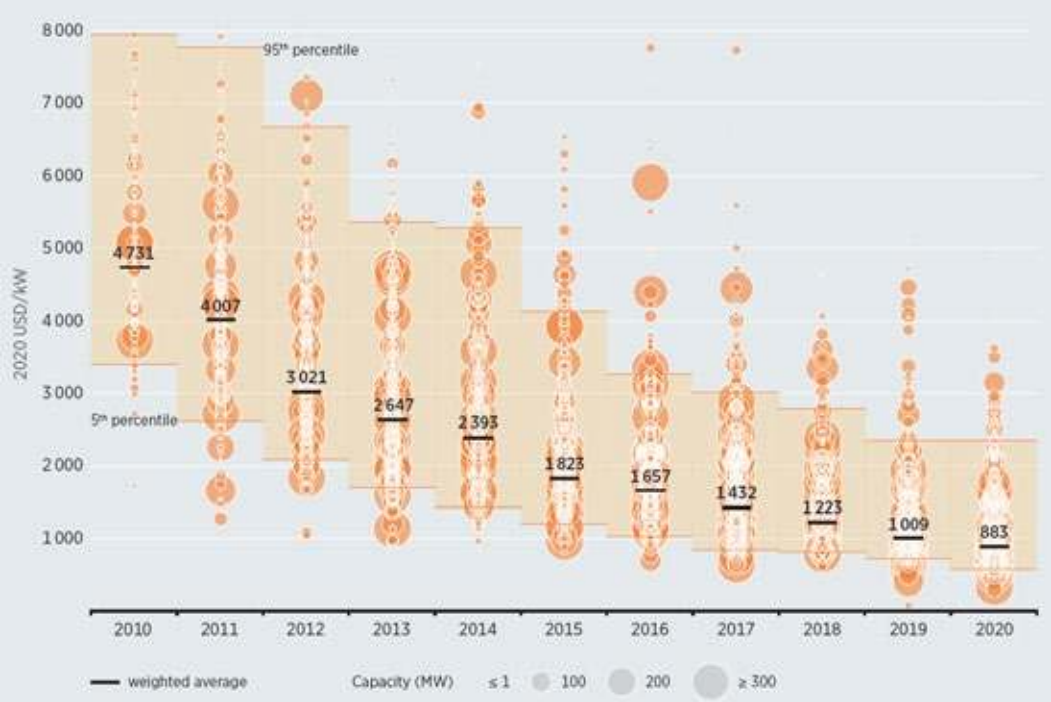
Imagen 14. Tendencia de costos de módulos fotovoltaicos y curva de aprendizaje. Fuente: BNEF.



Respecto del costo total de los sistemas, y gracias a la mejora de la eficiencia y reducción de costos de los componentes mencionados anteriormente, la tendencia sigue a la baja. En el mismo reporte de IRENA, se reporta que el costo total promedio de instalación de sistemas fotovoltaicos, en todas sus escalas, ha decrecido desde los 4.73 USD por vatio instalado en 2010, hasta los 0.883 USD por vatio en 2020.

24. Moore, J., Bullard, N., "BNEF Executive Factbook", Bloomberg New Energy Finance (BNEF), publicado en marzo de 2021.

Imagen 15. Disminución del costo de sistemas fotovoltaicos de distintos tamaños. Fuente: IRENA.



Para ver la tendencia de los sistemas de menor escala, no sólo se puede observar la disminución del costo medio, sino que los percentiles más altos (es decir, los costos de los sistemas más caros), también ha decrecido de manera proporcional a la media. En el gráfico precedente puede verse no sólo que los costos medios han bajado, sino que tanto los costos de los sistemas más caros, como la dispersión entre costos ha disminuido notablemente. Esto indica que los sistemas de menor escala están ganando competitividad respecto de los sistemas de mayor escala.

En este sentido, según IRENA, desde 2010 los rangos de precios para instalaciones de escala domiciliaria han bajado desde entre 4.3 y 7.6 USD/W, hasta los 0.6 y 4.2 USD/W, lo que significa una reducción de entre 46% y 85%[25]. Para los sistemas de tipo comercial, el rango observado en 2020 es de 0.6 a 2.9 USD/W.

Debido al gran aumento de competitividad de los sistemas de pequeña escala, y de acuerdo con el reporte "Renovables 2019" elaborado por la Agencia Internacional de la Energía (IEA, por sus siglas en inglés)[26], la capacidad instalada anual de sistemas de GSD a nivel mundial llegó a los 41 GW en 2018, lo cual corresponde al 40% del total de las nuevas instalaciones fotovoltaicas, y un cuarto de la capacidad renovable agregada en 2018. Gracias a estas nuevas instalaciones, la capacidad instalada total de sistemas GSD en el mundo ha llegado a los 213 GW.

25. Debido a la mayor escasez de información respecto de los sistemas de baja escala, IRENA en su reporte hace mención a sus costos en rangos, y no en valores promedios.

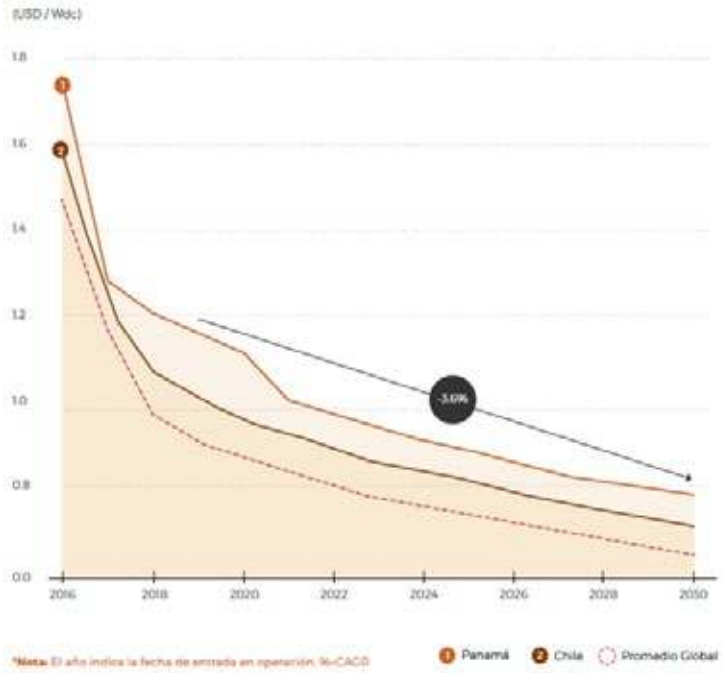
26. IEA, "Renewables 2019, Analysis and forecast to 2024", 2019.

5.2.2 Precios nacionales

América Latina y el Caribe está acompañando las tendencias crecientes de instalación de sistemas de GSD en sus redes de distribución, gracias a las mejoras tecnológicas, de costos, y normativas en muchos de sus países. Según el reporte de IRENA "El futuro de la Fotovoltaica"[27], países como México y Brasil son los países de la región que más se han destacado en cuanto a instalaciones fotovoltaicas distribuidas. En México se han instalado más de 100,000 sistemas de GSD en techos residenciales, comerciales e industriales al año 2018. En Brasil, únicamente en 2018 las instalaciones de sistemas GSD fueron de 390 MW, gracias a la competitividad que otorga a estos sistemas la regulación de *net metering*. Al año 2020, Brasil tiene una capacidad instalada de sistemas de GSD de aproximadamente 4,500 MW[28].

En línea con lo observado a nivel mundial y regional, los costos de instalación de la tecnología fotovoltaica distribuida en Panamá han visto reducciones significativas en los últimos años. De acuerdo al informe del BID[29], los costos de instalación de los sistemas fotovoltaicos en general dependen mucho de la escala del proyecto. Según los valores relevados por dicho informe para Panamá, la central más grande posee un costo de 0.86 USD/W instalado, mientras que la más pequeña posee un costo de instalación de 1.86 USD/W. El total de las instalaciones a 2019, ha reportado un costo promedio de instalación de 1.21 USD/W.

Imagen 16. Estimación de CAPEX solar FV durante 2019-2030e, USD/W. Fuente: BID.



27. International Renewable Energy Agency (IRENA), Future of Solar Photovoltaic, publicado en noviembre de 2019.

28. Según datos de la Asociación Brasileña de Generación Distribuida (ABGD), disponible en https://www.abgd.com.br/portal/dados-mercado/

29. García de Fonseca, L., Parikh, M., Manghani, R., Paredes, J., "Evolución futura de costos de las energías renovables y almacenamiento en América Latina", Banco Interamericano de Desarrollo (BID), publicado en diciembre de 2019.



Particularmente para los costos de sistemas de GSD, según la Cámara Panameña de Energías Renovables (CAPES), el precio total de instalación en el país para los sistemas de 500 kWp o menores son, para el año 2019, de entre 1.00 USD/W para instalaciones de 500 kWp, hasta los 1.65 USD/W para instalaciones de 5 kWp.

Es importante remarcar que, según relevamiento de CAPES, los costos de los permisos necesarios para formalizar el acuerdo de conexión con la distribuidora (elaboración de documentación, permisos de la distribuidora, bomberos y municipio) son una componente que influye mucho en el precio total de las instalaciones, en especial en las instalaciones de menor escala. Ya que los permisos, documentos y sellos necesarios para presentar la información son similares para sistemas de menos de 15 kW, se observa que la incidencia en costos para las instalaciones residenciales muy pequeñas (2.5 kWp) es muy grande en comparación al equipamiento y mano de obra necesaria.

Como se verá en el capítulo siguiente, la instalación de sistemas de GSD para el segmento residencial con menor cantidad de consumo registrado (menos que 300 kWh mensuales) poseen el doble desafío de los altos costos de permisos y los subsidios al consumo, que hacen en muchos casos económicamente inviable su instalación.

5.3 Tendencias de precios de la tecnología fotovoltaica en el futuro

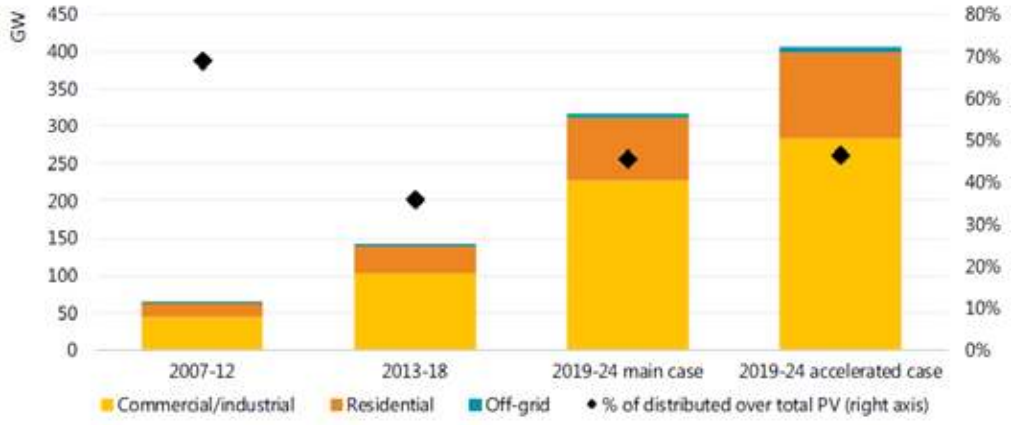
Como resultado de la caída de los precios históricos mencionada en la sección anterior, tanto a nivel global como en los países de ALC, durante los últimos años se ha logrado un hito sumamente importante de cara a las proyecciones futuras para la instalación de este tipo de sistemas: en una gran cantidad de países, los costos de instalación de sistemas de GSD residenciales y comerciales ha hecho que los costos de la energía proveniente de este tipo de sistemas, sean inferiores a las tarifas eléctricas vigentes por parte de las distribuidoras.

Además, según las proyecciones de la IEA en 2019[30], se espera que los costos de los sistemas de GSD bajen entre un 15 y un 35% adicional hacia el año 2024, aumentando aún más la viabilidad económica y el atractivo de este tipo de sistemas.

30. International Renewable Energy Agency (IRENA), Future of Solar Photovoltaic, publicado en noviembre de 2019.

Igualmente, las políticas públicas constituyen un estímulo fundamental para la adopción de los sistemas de GSD. Si bien los principales países del mundo están haciendo decrecer los subsidios a la energía generada en sistemas de pequeña escala, las políticas tarifarias y los incentivos económicos, los cupos máximos de inyección de energía solar distribuida y otras políticas de incentivo al autoconsumo y a la eficiencia energética, ayudarán a aumentar la conciencia de los beneficios de los sistemas de GSD, lo que constituye un pilar fundamental para lograr la adopción deseada.

Imagen 17. Proyecciones de la penetración de sistemas GSD a nivel mundial, en MW y como porcentaje del total de los sistemas fotovoltaicos. Fuente: IEA.



Esta tendencia de precios seguramente se verá tanto en el mercado internacional, como también en Panamá y el resto de los países de ALC, teniendo en cuenta el origen y la escala de fabricación de los equipamientos principales, como también la curva de aprendizaje que continúa avanzando en Panamá, y se espera continúe a gran velocidad durante los próximos años.

Asimismo, el informe del BID prevé que en Panamá los costos totales de instalación desciendan un promedio de 3.6% anual hasta 2030, hasta llegar a valores promedio inferiores a los 0.8 USD/W.

5.4 Cadena de suministro del equipamiento principal de sistemas de GSD

En esta sección se describirá, de acuerdo con lo relevado en el mercado panameño, las principales características de la cadena de suministro para el principal equipamiento que compone un sistema de GSD.

A continuación, se hace un relevamiento, en base a las fuentes consultadas para dichas secciones[31], las características principales de la cadena de suministro y los tipos de participantes en el mercado panameño:

31. Informes de mercado local de BID, mercado regional e internacional de IRENA, IEA; proyectos relevados en el mercado local por CAPES.

Fabricación de equipamiento principal:

La fabricación de módulos e inversores fotovoltaicos a gran escala ocurre en pocos países del mundo, con un claro dominio de China en este segmento, tanto en módulos fotovoltaicos como en inversores de corriente. Otros mercados importantes en donde existe manufactura a gran escala de equipamiento principal fotovoltaico es Europa (principalmente Alemania), Japón, y fábricas en Estados Unidos que elaboran otro tipo de tecnología de módulos como los de capa fina.

Las instalaciones de fabricación de módulos fotovoltaicos son de capital intensivo, ya que se requieren grandes cantidades de equipamiento, principalmente para la purificación y transformación del silicio en celdas solares. Es por eso, que en este tipo de instalaciones, la escala es muy importante para la estructura de costos, lo que hace aún más complicada la entrada de nuevos fabricantes.

Es por eso que, a nivel mundial, prácticamente todas las instalaciones se realizan con módulos importados de estos pocos países. En caso de los inversores, si bien hay varios países que fabrican este tipo de tecnología, los mercados de exportación están dominados por grandes jugadores desde China, como SMA Sungrow, y Huawei. Los módulos e inversores instalados en Panamá, al igual que lo que ocurre en el resto de la región de ALC, provienen de estos mercados de exportación.

Logística e importación de equipamiento principal:

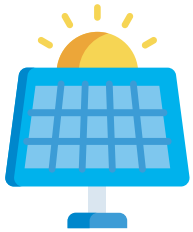
Los módulos e inversores son transportados en medios de carga e importados al país por empresas que operan localmente. En Panamá existen empresas locales y extranjeras que realizan este tipo de trabajos.

Debido a la exención de aranceles aduaneros para el equipamiento de energía renovable, y debido a la gran condición logística del país, los costos para importación de equipamiento principal son relativamente bajos, lo que hace de esto una ventaja competitiva para la instalación de este tipo de sistemas en el país, a comparación con otros países de la región, con menos infraestructura logística o altos costos y aranceles de importación.

Distribución y comercialización de equipamiento principal:

En la gran mayoría de los casos, la compra e importación de equipamiento principal se hace a mediana o gran escala, por medio de empresas distribuidoras o comercializadoras. Este tipo de empresas suele ser local o subsidiaria de una empresa internacional, las cuales por lo general son distribuidores o importadores exclusivos de las grandes empresas fabricantes de equipamiento.

Existen, por otro lado, empresas distribuidoras o comercializadoras de equipamiento solar, en su naturaleza más pequeñas que las importadoras, las cuales compran equipamiento a menor escala y lo venden a usuarios finales, instaladores particulares, o pequeñas empresas de instalación.



Las grandes empresas integradoras, por su parte, y debido a su gran escala o a la capacidad de realizar acuerdos internacionales, realizan compras directas a los fabricantes de equipamiento para sus proyectos.

Fabricación de equipamiento auxiliar (BOS):

El equipamiento auxiliar de soporte, es decir, las estructuras de montaje de los sistemas, es realizado en su mayoría mediante estructuras metálicas especiales, con materiales como el aluminio.

Integración e instalación de sistemas de GSD:

Estas actividades suponen la realización de la instalación del sistema de GSD en el sitio del usuario, e incluye la provisión del equipamiento principal y auxiliar, la instalación del sistema en la vivienda o inmueble del usuario, y todas las actividades necesarias para asegurar el correcto funcionamiento del sistema a la hora del abastecimiento energético y el intercambio con la red de distribución.

En Panamá, de acuerdo a lo relevado por CAPES, existen aproximadamente unas 15 empresas integradoras actualmente activas en el mercado, de las cuales 8 de ellas son miembros de CAPES. Dichas empresas realizan servicios “punta a punta”, encargándose de realizar un servicio de ingeniería, procura e instalación completa (del tipo “llave en mano”). Estas empresas realizan la compra y transporte del equipamiento al sitio de instalación, la instalación misma (estructural y eléctrica), así también como las pruebas y el conexionado a la red de distribución. En Panamá, al igual que en otros países de la región de ALC, estas empresas suelen ser de mayor tamaño y trabajan a nivel nacional.



Existen además numerosas empresas de instalación e instaladores particulares, que se dedican en su gran mayoría a la ejecución de instalaciones eléctricas en general. Debido a la relativamente baja cantidad de instalaciones de sistemas de GSD realizadas hasta 2019, este tipo de empresas e instaladores no poseen el volumen de instalaciones necesarias para especializarse únicamente en sistemas de GSD. Sin embargo, estas empresas e instaladores han comenzado a adquirir la experiencia y calificaciones necesarias para esperar que, en el futuro cercano, comiencen a surgir muchas empresas de instalación de sistemas de GSD a nivel local y nacional.

En muchos casos, las empresas integradoras poseen equipos de instalación propios, como parte de la plantilla permanente. En otros casos, las empresas integradoras subcontratan empresas instaladoras locales para realizar los diferentes trabajos. Este tipo de esquema posee numerosas ventajas para el usuario final, ya que la empresa integradora puede aportar servicios punta a punta, y además bajando los costos logísticos que pudieran suponer el traslado de un equipo de instalación. Por otra parte, este esquema permite la creación de trabajo y capacidades técnicas locales.

5.5 Ecosistema de empresas existentes en el sector de GSD en Panamá

En esta sección se muestra un relevamiento de las empresas que participan en los diversos eslabones de la cadena de suministro descripta en el país. Según entrevistas realizadas con la Cámara Panameña de Energía Solar (CAPES), existen diversas empresas que se desempeñan en el mercado de las energías renovables, y de sistemas de GSD en particular, de diferentes tamaños.

A continuación, se resumen las características generales de las empresas y actividades realizadas:

- Respecto de las empresas integradoras e instaladoras de sistemas GSD, como se ha mencionado anteriormente, existen alrededor de 15 empresas relativamente grandes en tamaño, cantidad de empleados y facturación, que prestan servicios llave en mano, es decir, todos los servicios de manera integral, desde la concepción del proyecto, asesoramiento al cliente, ingeniería, procura e instalación del sistema. Dichas empresas participan hoy en día principalmente en los sectores comercial e industrial, enfocadas en realizar instalaciones de más de 100 kW, en su mayoría alrededor de 250 kW o más. Esto se debe principalmente al tipo de cliente (en su mayoría empresas) y al atractivo de la instalación de sistemas de mayor escala. Otros motivos a considerar son el mayor conocimiento de este tipo de clientes respecto de las alternativas de instalación de sistemas de GSD, la capacidad crediticia, y el tipo de tarifa, que hace que el retorno de este tipo de instalaciones sea más atractivo.

  Según la CAPES, la mayoría de los proyectos de escala menor a 10 kW corresponden a proyectos para clientes de escala residencial o comercial pequeña. Este tipo de proyectos son realizados, por lo general, por empresas más pequeñas que pueden realizar o no todos los servicios necesarios a tal fin. En algunos casos, estas instalaciones son realizadas por empresas o individuos que se dedican al rubro electricidad y en su mayoría operan localmente, sin desplazarse hasta otras provincias para realizar trabajos.

- Respecto de la procura de equipamiento para sistemas de GSD, existen empresas importadoras o distribuidoras de los principales equipamientos, como ser módulos fotovoltaicos e inversores. Estos dos elementos son los principales e integran en conjunto una gran parte del costo total de instalación de los sistemas. Estos equipamientos son en todos sus casos importados, principalmente de China, no teniendo Panamá (al igual que casi todos los países de la región) una industria manufacturera de este tipo de equipamiento.

- Respecto a las estructuras de montaje, casi en su totalidad son estructuras metálicas que también se importan, aunque en este caso sí existe un pequeño porcentaje de instalaciones que utiliza estructuras metálicas fabricadas localmente.

- Respecto a la operación y mantenimiento de los sistemas, se encuentra que la mayoría de los sistemas pequeños (de menos de 100 kW) no poseen un contrato de operación o mantenimiento con empresas dedicadas a tal fin, sino que el mantenimiento lo realiza el propio cliente. Esto se debe a que, por la escala del sistema, el costo del mantenimiento es prohibitivo respecto a la energía generada. Para sistemas de más de 100 kW, por el contrario, se hace económicamente más viable la contratación de terceras empresas para realizar un control de la operación y actividades de mantenimiento preventivo y correctivo. Sin embargo, existen también muchos clientes con sistemas de este tipo que realizan su propio mantenimiento, debido a que cuentan con personal con experiencia en instalaciones eléctricas o mantenimiento y servicios.

Tabla 19. Miembros de CAPES (regulares y asociados). Fuente: sitio web de CAPES y de las empresas mencionadas.

Empresa	Actividad
GREENWOOD ENERGY	Generadores de energía
MASTER PARTS AND SERVICES	Equipamiento
NSOLAR	Integradora
OTEPI	Integradora
PASS, S.A.	Integradora
REFEEL PANAMA	Integradora
SOLAR POWER PAT	Instaladora
SOLAIRE PANAMA	Equipamiento
CASA DE LAS BATERIAS ENERGÍA	Integradora
SECA ENERGY PANAMA	Integradora
INTECSA	Otros
NEO DIGITAL	Servicios de consultoría
SIGNIFY	Fabricantes y Distribuidores
ENEL	Generadores de energía
UNIRAC	Fabricantes y Distribuidores
GESODI S.A.	Integradora
SOLAR AND RENEWABLE SOLUTIONS	Servicios de consultoría
EMERGING TECNOLOGIES S.A.	Otros

A1 SOLAR	Instaladora
SIEMPRESOL	Instaladora
CCM HOLDING, S.A.	Otros
CT ELECTRONICA	Fabricantes y Distribuidores
OTEIMATEC	Instaladora
TECNOSOL	Equipamiento
HIDROTENDENCIAS	Generadores de energía
ENERGIA SOLAR PANAMA	Equipamiento
TRUE SOURCE ENERGY	Instaladora
SUNPOWERNET	Otros

En resumen, la incipiente industria de la GSD se encuentra en crecimiento en Panamá, así como también en la mayoría de los países en ALC. En la actualidad, comienzan a verse empresas locales adquiriendo experiencia en la instalación de este tipo de sistemas, como así también empresas internacionales desembarcando en Panamá y asociándose con empresas locales para volcar su experiencia adquirida en otros mercados.

El atractivo del mercado fotovoltaico en Panamá, especialmente de sistemas de pequeño y mediano tamaño, anticipa una gran cantidad de empresas internacionales, de todas las escalas, instalándose en el país para competir por un mercado del cual se proyecta un gran crecimiento en los próximos años. A medida que la cantidad y escala de los proyectos se afiance, surgirán otros servicios conexos a los de instalación como la operación, mantenimiento, control remoto, entre otros.

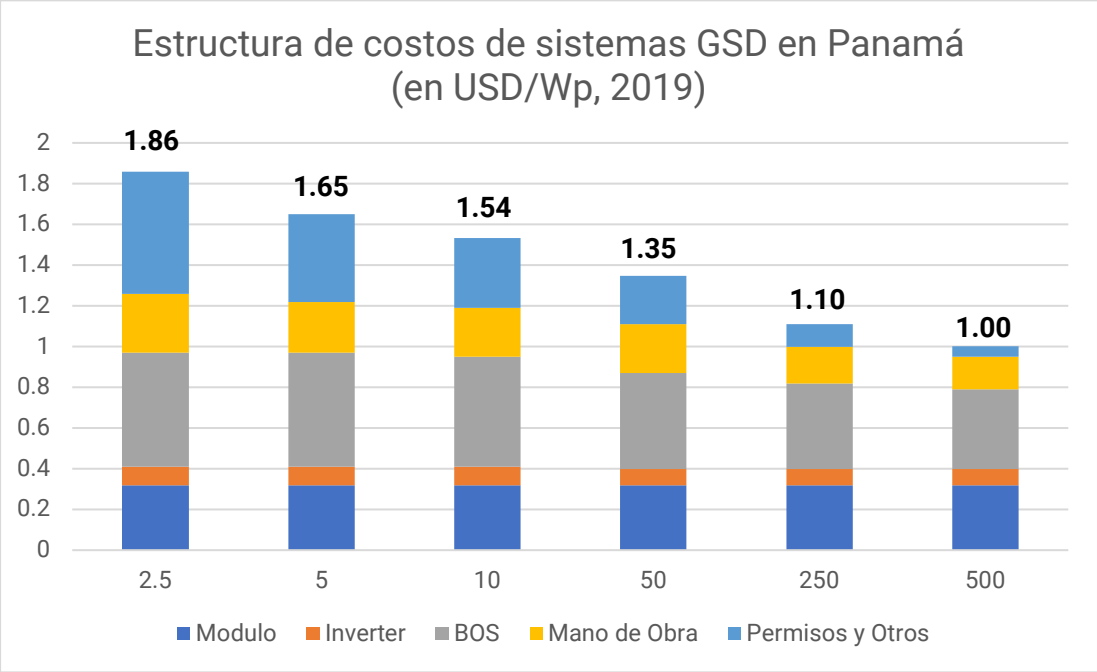
5.6 Estimaciones de precios locales para las instalaciones y estructura de costos

En base a los precios relevados a nivel nacional e internacional de los sistemas fotovoltaicos, en particular de los sistemas de GSD, se presenta una estimación de precios locales y estructuras de costos para cada una de las escalas relevantes para el presente proyecto.

Como se puede ver en el gráfico siguiente, los denominados costos blandos, como ser la mano de obra, los costos por permisos, el margen del instalador y otros, tienen una menor incidencia en el precio final unitario de la instalación a medida que la escala del proyecto crece. La escala también favorece a algunos costos dentro del BOS (estructuras, cableado) a medida que crece la escala, pero su efecto es menor que el observado en los costos blandos.

Dichos costos estimados en base al análisis realizado serán de utilidad en el siguiente Capítulo, para calcular los potenciales retornos a la inversión para los usuarios eléctricos que instalen un sistema de GSD.

Gráfico 16. Estructura de costos de sistemas GSD en Panamá (USD/Wp, 2019).
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de diversas fuentes (IRENA, BID, IEA, CAPES).





6. DEMANDA POTENCIAL DEL MERCADO PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS EN GENERACIÓN DISTRIBUIDA

6.1 Clientes objetivo y usos de los sistemas solares fotovoltaicos en generación distribuida, por segmento (residencial, comercial e industrial)

La **definición básica** para comprender los diferentes segmentos eléctricos responde a la definición utilizada por el Instituto Nacional de Estadística y Censo (INEC) para la elaboración de sus estadísticas censales, además de la utilizada por ETESA para la elaboración del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional (PESIN). Esta definición es la siguiente:

- **Servicio residencial:** Es el servicio que se presta para el cubrimiento de las necesidades relacionadas con la vivienda de las personas.
- **Servicio comercial:** Es el servicio que se presta a predios o inmuebles destinados a actividades comerciales, en los términos del Código de Comercio.
- **Servicio industrial:** Es el servicio que se presta a predios o inmuebles en los cuales se desarrollen actividades industriales que corresponden a procesos de transformación o de otro orden.
- **Servicio oficial:** Es el que se presta a las entidades de carácter oficial, a los establecimientos públicos que no desarrollen permanentemente actividades de tipo comercial o industrial, a los planteles educativos de carácter oficial de todo nivel; a los hospitales, clínicas, centros de salud, ancianatos, orfanatos de carácter oficial.

Los segmentos del mercado mencionados atienden a la necesidad de clasificar a los usuarios por tipo, ya que **los diferentes tipos de usuario responden, en términos generales, a patrones similares de consumo**. Esto es, responden a curvas de demanda y consumo

diarios similares; poseen demandas máximas y consumos de electricidad mensuales o anuales similares; responden a factores externos de manera similar, como por ejemplo la temperatura, los hábitos de consumo en viviendas, el aumento de la actividad económica comercial o industrial, etc.

Es importante aclarar que durante la existencia del IRHE, en la etapa previa a la privatización del sector eléctrico, estos segmentos eran los que se tenían en cuenta para determinar las diferentes tarifas eléctricas. Luego de la Ley Nº 6 de 1997, se comenzó a tratar las tarifas de manera diferente, y se comenzó a utilizar la estructura tarifaria actual, ya no por tipo de usuario, sino por tensión de conexión y energía consumida.

A efectos de este trabajo, al **sector oficial (Gobierno) se lo considerará dentro del segmento comercial**, principalmente por su similitud en los patrones de consumo, potencia media y cantidad de clientes por tarifa. El sector Gobierno posee aproximadamente un 10% del total de clientes del segmento comercial (11,000 de 110,000 usuarios) y este porcentaje es similar para las tres distribuidoras del país, por lo que se asume que poseen una distribución geográfica regular.

Para el análisis de cada uno de estos segmentos es preciso también **ordenarlos por tipo de instalación eléctrica o tipo de edificio** al cual se abastece de energía eléctrica. Como es esperable los usuarios del tipo residencial responden a abastecimiento de viviendas, con un tipo de construcción particular y diferente al resto de los segmentos. Los usuarios comerciales responden a locales comerciales, con sus particularidades. El segmento industrial, corresponderá al abastecimiento de plantas industriales, sea de manufactura de productos como de transformación de materiales e industrias básicas como la minería, construcción, entre otras.

Particularmente, para analizar la factibilidad de instalación de un sistema de GSD, las **características de las instalaciones y los edificios son muy importantes, ya que existen limitaciones físicas**, tanto de ubicación y espacio para instalación de módulos solares, como de aptitud de los inmuebles utilizados para la instalación de dichos sistemas. Para el segmento residencial las limitaciones tendrán que ver principalmente con el tipo de construcción de la vivienda, su estado de ocupación y los materiales utilizados en los techos y paredes que determinarán su resistencia al peso del sistema. Para los sectores comercial e industrial el espacio de instalación de módulos solares y la ubicación del inmueble están, por lo general, dentro de las limitaciones principales. Como se verá en las secciones siguientes estas limitaciones son tenidas en cuenta a la hora del cálculo del potencial técnico del segmento residencial.

Por otro lado, para cumplir con los objetivos del presente trabajo de analizar y recomendar alternativas de financiamiento para la compra de sistemas de GSD por parte de la banca comercial es preciso **realizar una segmentación no sólo por sus hábitos de consumo eléctrico, sino también por las características crediticias de cada uno de los usuarios de un segmento**. Según lo analizado, los segmentos definidos anteriormente resultan eficaces para clasificar a los usuarios, teniendo en cuenta también este tipo de características.

Por consiguiente, los **usuarios del segmento residencial** serán tratados de manera similar a efectos de recomendaciones de productos financieros enfocados en personas o familias que utilizarán el sistema de GSD para autoconsumo en viviendas de uso familiar. Este tipo

de usuario posee un tipo de ingreso periódico (generalmente por un salario o jornal) y características similares como sujeto de crédito.

De manera similar, a los **usuarios definidos como comerciales** se los considera similares en el sentido de que, en su gran mayoría, serán pequeñas o medianas empresas (personas jurídicas), con uno o más locales comerciales, con estructuras de ingresos y costos similares. Este tipo de usuario tendrá características similares como sujeto de crédito, desde el punto de vista de su evaluación y garantías a la hora de solicitar financiamiento para la instalación de un sistema de GSD.

Los **usuarios definidos como industriales**, por su parte, serán personas jurídicas dedicadas a transformar materia prima, siendo estas empresas de todo tamaño, pero se asume de capital más intensivo que las empresas del segmento comercial. Por eso, se espera que estas empresas sean sujetos de crédito con mayor capacidad de tomar crédito y poseer garantías.

Una vez definidos los segmentos de mercado que se utilizarán a efectos de realizar los próximos análisis, se explicará la metodología para llegar al potencial de mercado de los sistemas de GSD por segmento. En las próximas secciones se realizarán los cálculos correspondientes de potencial de mercado, tanto técnico como técnico-económico, teniendo en cuenta los factores y variables definidas en la metodología.

6.2 Cálculo del potencial de instalación de sistemas de GSD en Panamá

6.2.1 Metodología

En esta sección se presenta la metodología utilizada para el cálculo del tamaño potencial del mercado de los sistemas de GSD en Panamá.

Para la definición de los tipos de potencial de mercado de instalación de sistemas de GSD a utilizar en el presente análisis, se utilizará como base la metodología propuesta en el trabajo realizado por el Laboratorio Nacional de Energías Renovables de Estados Unidos (NREL, por sus siglas en inglés) en 2016[32]. Se analizarán definiciones de potencial de generación en varios niveles y, teniendo en cuenta en cada uno de estos niveles, variables y restricciones adicionales que no se tenían en cuenta en niveles anteriores. El presente trabajo mantiene la estructura y las variables utilizadas en dicha metodología, aunque se realizan adaptaciones necesarias a la metodología para cumplir con los objetivos particulares de este análisis.

En el presente trabajo se calcularán dos tipos de potencial, técnico y técnico-económico, como se describe a continuación.

Potencial Técnico: Se realiza teniendo en cuenta las condiciones naturales y meteorológicas del sitio (temperatura e irradiación solar), la cantidad de usuarios del sistema eléctrico por provincia y su consumo eléctrico mensual y anual. Luego, se tiene en cuenta el rendimiento

32. Brown et al., Estimating Renewable Energy Economic Potential in the United States: Methodology and Initial Results, NREL, versión revisada de Agosto de 2016.

de un sistema fotovoltaico típico para cada tipo de cliente. Por último, se tendrán en cuenta las condiciones de las viviendas y su aptitud para la instalación de un sistema de GSD, como restricciones de uso del espacio físico disponible, descartándose o restringiendo en tamaño a las instalaciones que tengan este tipo de restricciones.

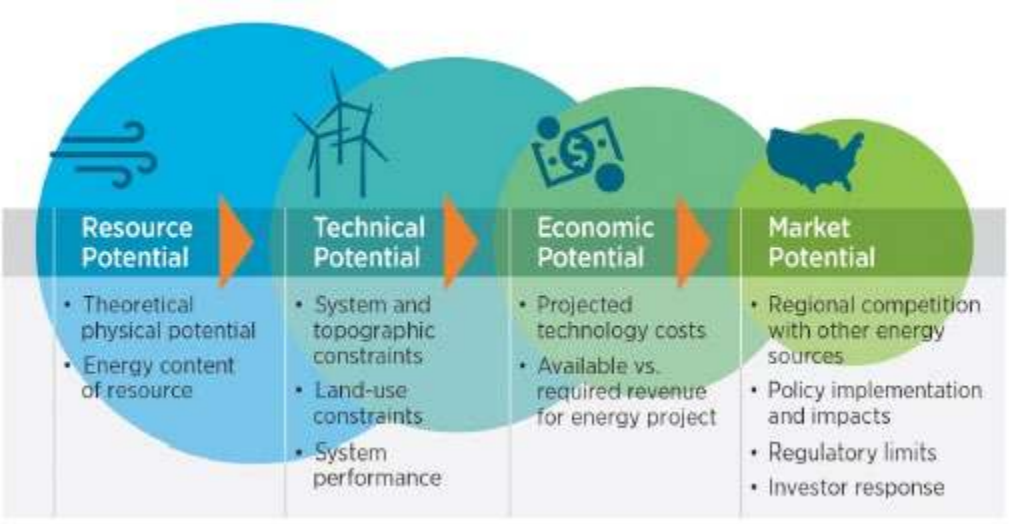
Como resultado, el Potencial Técnico nos dará una capacidad total (en MW) plausible de ser instalada, basada en el consumo de energía eléctrica actual y a las condiciones de la energía solar, por región geográfica, para poder abastecer dicho consumo.

Para el cálculo del Potencial Técnico no se tendrán en cuenta restricciones del tipo legal, regulatorio, tarifario o económico, ya que se pretende mostrar un potencial de acuerdo únicamente a las condiciones naturales del país y a las necesidades de consumo de los diferentes usuarios.

Potencial Técnico-Económico: Se realiza a partir de los resultados del Potencial Técnico, teniendo en cuenta la factibilidad económica de dichas instalaciones. En consecuencia, a las variables contempladas en el análisis técnico se agregan otras variables como las tarifas e incentivos actuales para cada tipo y segmento de consumo eléctrico, así como los costos actuales de la tecnología.

Para el cálculo del Potencial Técnico-Económico se realizará un análisis del flujo de fondos anual contemplando la inversión inicial junto con los ahorros y costos anuales de mantenimiento, y se calculará como resultado un período de repago de la inversión, para cada tipo de usuario y región geográfica.

Imagen 18. Diferentes tipos de potencial de instalación de sistemas renovables, por nivel. Fuente: NREL (2016).



Vale aclarar que tanto la normativa del sistema eléctrico como las políticas públicas de subsidios e incentivos económicos y fiscales, influirán en la factibilidad económica del sistema. Para este estudio se utiliza como base la normativa actual, junto con los incentivos, procedimientos de instalación y mecanismos de compensación económica actualmente vigentes en el país, descriptos en el Capítulo 4 del presente trabajo. Las modificaciones de estas normativas, así como la introducción de nuevas políticas públicas de incentivos, podrán influir en el potencial nacional de instalación de sistemas de GSD.

Las limitaciones regulatorias a la cantidad de sistemas a instalar no se tendrán en cuenta a la hora de calcular el potencial técnico-económico, de acuerdo con la metodología utilizada y en concordancia con el objetivo del presente trabajo de analizar el potencial completo de desarrollo para esta tecnología en el país.

Vale la pena mencionar que la metodología adoptada en este análisis sigue los lineamientos de otros trabajos realizados a nivel internacional para el cálculo de potencial y proyección de adopción de sistemas de GSD. A modo de ejemplo, se destacan diferentes trabajos realizados por NREL, como ser el trabajo de Denholm, Drury, y Margolis (2009)[33], y el de Sigrin y Mooney (2018)[34]; además de los trabajos realizados por la Agencia Nacional de Energía Eléctrica de Brasil (ANEEL) en 2015[35] y el Laboratorio de Innovación Financiera (LAB) de México en 2021[36].

A continuación se explicará la metodología paso a paso, indicando los supuestos y variables utilizadas para los diferentes cálculos del potencial, así como las fuentes de información utilizadas.

6.2.2 Cálculo del Potencial Técnico

6.2.2.1 Análisis del consumo eléctrico por tipo, segmento y región

Como primer paso para el cálculo del Potencial Técnico, se realizará una caracterización y un análisis de los diferentes usuarios del SIN y su consumo, en particular los usuarios regulados conectados en redes de distribución, que son los usuarios objetivo de este trabajo.

Se realizará una clasificación de todos los usuarios por **segmento** (como se realizó en la sección 6.1), por **región**, agrupando las provincias por zona de concesión de distribución, y por **tarifa eléctrica**, la cual nos da información acerca del consumo y tensión de conexión.

Mediante esta clasificación, se tendrá información de **cantidad de usuarios** por segmento, región y tarifa, así también como información respecto del **consumo mensual y anual promedio** por cada uno de los grupos de usuarios. Se analiza además la estacionalidad mensual en el consumo eléctrico.

Para analizar la **estacionalidad** que poseen las ventas de energía eléctrica en Panamá, se muestra un gráfico de las ventas mensuales de las distribuidoras a los clientes en 2019. Aunque se tiene la información anual de 2020, se utiliza la del año anterior, a efectos de representar una curva más representativa de la estacionalidad típica de consumo.

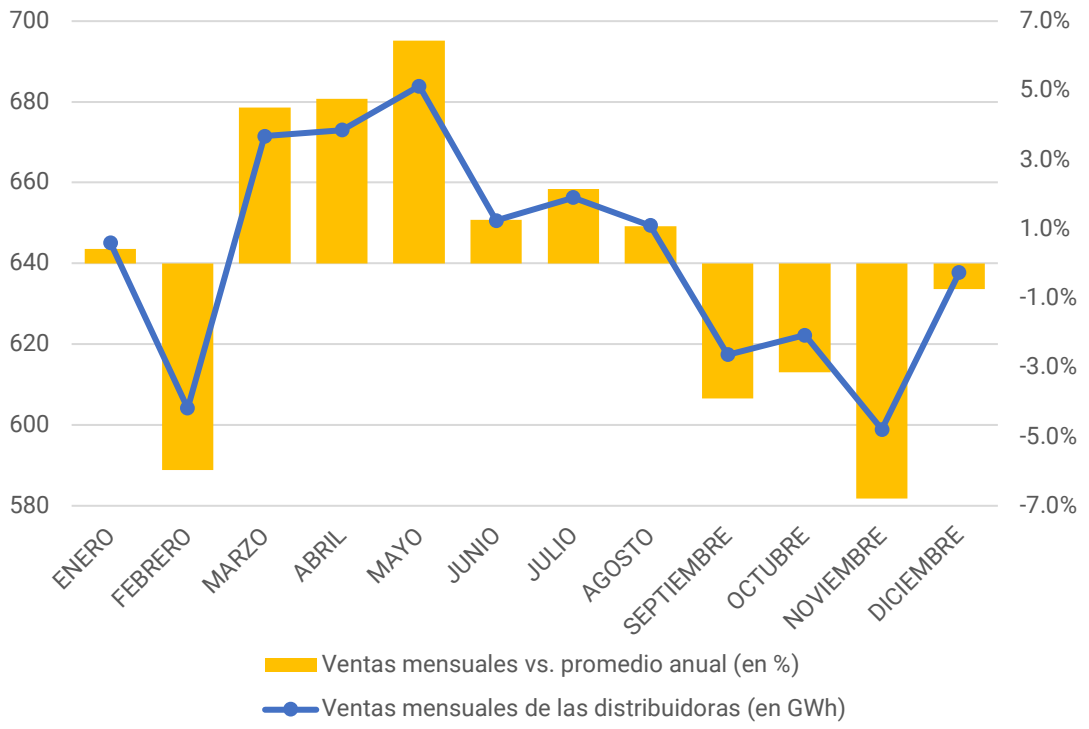
33. The Solar Deployment System (SolarDS) Model: Documentation and Sample Results (Paul Denholm, Easan Drury, and Robert Margolis, NREL, 2009).

34. Rooftop Solar Technical Potential for Low-to-Moderate Income Households in the United States (Benjamin Sigrin and Meghan Mooney, NREL, 2018).

35. Nota Técnica 0056/2015 de ANEEL.

36. Hoja de ruta propuesta para la generación distribuida con fuentes renovables en conjunto con instituciones financieras privadas y la banca de desarrollo. Laboratorio de Innovación Financiera (LAB) México, Grupo de Trabajo de Eficiencia Energética y Generación Distribuida (2021).

Gráfico 17. Estacionalidad mensual de las ventas de energía eléctrica en 2019. Fuente: SNE.



Analizando la curva de estacionalidad de la demanda de energía eléctrica, podemos ver que Panamá se presenta una baja variabilidad en el consumo de energía eléctrica mes a mes. Esta baja estacionalidad está explicada, entre otros factores, por una menor variabilidad climática en comparación con otros países de ALC.

Entre los meses de marzo y agosto se consume más energía que entre los meses de septiembre y febrero. En mayo, el mes con más consumo registrado en 2019, se consumió un 14% más de energía que en noviembre, el registro mensual más bajo. Durante los meses de enero, junio y agosto, los consumos registrados son muy cercanos a la media anual.

Para analizar los consumos por segmento, región y tarifa, se utilizará la información más reciente provista por las distribuidoras a la SNE, correspondientes al mes de junio de 2020. Mediante dichas bases de datos, se han clasificado a los usuarios por segmento, distribuidora y tarifa, y además de cuantificarlos, se ha calculado la energía mensual media consumida por cada grupo de usuarios, así como la energía anual media consumida, proyectada mediante la estacionalidad mostrada anteriormente.

Los resultados completos de estos cálculos se muestran en el ***Anexo I***.

Vale la pena mencionar que, debido a la normativa actual (ver Capítulo 4), **todos los usuarios regulados de las distribuidoras**, sin importar la tarifa bajo la cual se encuentren, **están habilitados para conectar sistemas de GSD**, siempre respetando la disponibilidad de la red y conectando los sistemas en la tensión contratada para consumo. Es por esto que **todos los segmentos de consumo definidos en la sección anterior tendrán el mismo**

procedimiento para la conexión, variando la configuración de los sistemas de acuerdo a si se conectan en baja, media, o alta tensión (establecido de acuerdo a la tarifa contratada).

Con la información del consumo anual promedio de cada grupo de usuarios, se realizará en las siguientes secciones, un dimensionamiento de un sistema de GSD típico para cada uno de estos grupos. Además de analizar el consumo eléctrico de cada cliente, a efectos de estimar la potencia instalada media de cada sistema, se deberán tener en cuenta las condiciones naturales que afectarán a los clientes para poder generar energía eléctrica, como se verá en el paso siguiente.

6.2.2.2 Determinación de la irradiación solar por provincia y del potencial de generación

Para estimar la intensidad de irradiación solar se utilizarán bases de datos meteorológicas internacionalmente reconocidas y de acceso público. Dichas bases de datos contienen información satelital de diferentes variables meteorológicas relevadas en el territorio nacional, como ser: irradiación solar, temperatura, presión atmosférica, velocidad del viento, entre otras.

Las bases de datos meteorológicos utilizadas en este trabajo son las siguientes:

- NREL National Solar Radiation Database (NSRDB)[37];
- Solar and Wind Energy Resource Assessment Programme (SWERA)[38];
- ASHRAE International Weather for Energy Calculations Version 1.1 (IWEC)[39].

Dichas bases de datos están disponibles mediante **el software de acceso público PVWatts**[40] desarrollado por NREL, el cual se utilizará para el cálculo del potencial unitario de generación por provincia. PVWatts recoge información meteorológica de largo plazo a través de información de un "año meteorológico típico" (TMY por sus siglas en inglés) construido a partir de los datos satelitales mencionados.

El **potencial unitario de generación** es la cantidad de energía que generará un sistema de GSD instalado en un área geográfica determinada, en condiciones meteorológicas promedio, teniendo en cuenta como base la irradiación solar. La unidad de medida del potencial de generación es kWh/kWp/año (cantidad de energía generada, por unidad de potencia instalada, por año).

El algoritmo de funcionamiento y cálculo del software PVWatts se resume en los siguientes pasos:

I. A partir del sitio definido (en coordenadas geográficas) se obtiene un set de datos de irradiación solar horaria, de acuerdo a las bases de datos meteorológicas disponibles mencionadas anteriormente;

II. De acuerdo a las características físicas de la instalación solar (se describirá en detalle a continuación) se calcula la irradiación solar incidente en el plano de los módulos solares, descontadas las pérdidas por reflexión solar correspondientes;

37. Disponibles en la web: https://nsrdb.nrel.gov/
38. Disponibles en la web: https://openei.org/wiki/Solar_and_Wind_Energy_Resource_Assessment_(SWERA)
39. Disponibles en la web: https://www.ashrae.org/technical-resources/bookstore/weather-data-center
40. Disponible en la web: https://pvwatts.nrel.gov/pvwatts.php

III. Cálculo de la temperatura de funcionamiento del sistema, a partir de los datos meteorológicos y las características físicas y eléctricas del sistema. Para sistemas montados sobre techo se estima una temperatura de 49 ºC, mientras que para instalaciones en suelo se estima 45 ºC debido a un mayor flujo de aire alrededor de los módulos solares.

IV. Cálculo de la generación en corriente continua (DC), mensual y anual[41], a partir de la temperatura de funcionamiento y la irradiación en el plano calculadas en los pasos anteriores;

V. Cálculo de la generación de salida en corriente alterna (AC), mensual y anual, teniendo en cuenta las pérdidas eléctricas y eficiencia del sistema, que se describirán con mayor detalle a continuación.

Como se puede ver en los pasos de cálculo del algoritmo del sistema PVWatts, para el cálculo del potencial de generación, no sólo se utiliza el dato de irradiación solar sino que también se utilizan datos técnicos de un sistema de GSD típico, los cuales están resumidos en una variable denominada *performance ratio* (ratio de rendimiento, o PR por sus siglas en inglés). El PR es medido y calculado como porcentaje y sus dos variables principales son: las características físicas de la instalación y las pérdidas eléctricas del sistema fotovoltaico.

Las diferentes variables y datos utilizados en este estudio para el cálculo del potencial de generación unitario son[42]:

- **Tipo y eficiencia de módulos solares:** Se utilizarán datos estándares de módulos solares de la tipología "premium", es decir, celdas del tipo Silicio Cristalino con un 19% de eficiencia promedio de conversión eléctrica. Esta eficiencia se corresponde con la eficiencia promedio de un módulo disponible en Panamá para sistemas de GSD por parte de los distribuidores de esta tecnología.
- **Tipo de "arreglo" o configuración del sistema:** Se considera que la instalación estará montada en un techo. Es decir, la estructura de montaje es coplanar fija y la temperatura de los módulos será de 49 ºC al tener menor circulación de aire.
- **Pérdidas del sistema**: Se utilizarán las pérdidas definidas de manera standard por el software PVWatts, que corresponden a las pérdidas típicas (promedio) de un sistema de GSD. Las pérdidas estándar utilizadas son las siguientes:

41. El software PVWatts asume que un año contiene 8,760 horas y las horas de cada mes se calculan asumiendo 24 horas por la cantidad de días de cada mes típico.

42. Las variables utilizadas son las variables estándar para un sistema fotovoltaico montado en techos, definida por NREL y utilizadas en el software de cálculo de generación PVWatts. Esta metodología es utilizada por numerosos estudios y análisis de potencial de instalación de sistemas de GSD a nivel internacional.

Tabla 20. Pérdidas del sistema GSD definidas de manera standard por el software PVWatts. Fuente: PVWatts.

Categoría	Valor estándar (%)
Suciedad	2.0
Sombreado	3.0
Nieve	0.0
Mismatch (pérdidas debido a diferencias menores en las series de módulos)	2.0
Cableado	2.0
Conexiones	0.5
Degradación inicial de los módulos (LID, por sus siglas en inglés)	1.5
De-rating de capacidad nominal	1.0
Disponibilidad del Sistema (bajas por mantenimiento)	3.0

El total de pérdidas del sistema utilizado en el presente estudio es de 14.08%, el cual combina todas las pérdidas mencionadas anteriormente.

- **Ratio DC/AC:** Es el coeficiente entre la potencia nominal en corriente continua, es decir, la sumatoria de la potencia nominal de todos los módulos del sistema de GSD, y la potencia en corriente alterna dada por la potencia nominal de salida del inversor.

  Este ratio es un coeficiente importante y muy estudiado en la industria fotovoltaica. Un rango típico de cualquier sistema, ya sea en GSD como en sistemas de gran escala, es de entre 1.10 y 1.30, aunque hay sistemas que llegan hasta ratios de 1.50. Los sistemas con un coeficiente DC/AC alto intentan maximizar la generación durante la mayor parte del día (al tener mayor cantidad de módulos solares), mientras que se tiene un límite en los instantes en que la generación en DC sea superior a la capacidad del inversor (es decir, en las horas del mediodía). Sistemas con un ratio DC/AC igual a 1 no poseen limitación, ya que nunca generarán mayor energía que la que podrá convertir el inversor. Sin embargo, al tener menos potencia en DC, la energía generada será menor.

  El ratio DC/AC utilizado en el presente estudio es de 1.20, que es el ratio típico según PVWatts, y un rango aceptable para la industria.

- **Eficiencia del inversor:** Es el porcentaje de la energía eléctrica en corriente alterna que genera el inversor en relación con la energía en corriente continua

que ingresa al mismo. Cada inversor, al igual que cualquier equipamiento eléctrico, posee una curva de rendimiento en relación con el nivel de utilización. En este caso el valor estándar utilizado en este estudio es del 96%.

- **Inclinación:** Tiene que ver con la disposición de los módulos en relación a la dirección de incidencia de los rayos del sol. La inclinación se calcula en grados decimales respecto al plano horizontal, siendo 0 grados para un techo completamente horizontal y 180 grados para un módulo dispuesto de manera vertical. En la práctica, el valor de inclinación del sistema de GSD dependerá directamente de la inclinación del techo sobre el que está apoyado ya que, para este tipo de sistemas, se utilizan típicamente estructuras de montaje coplanares fijadas al techo.

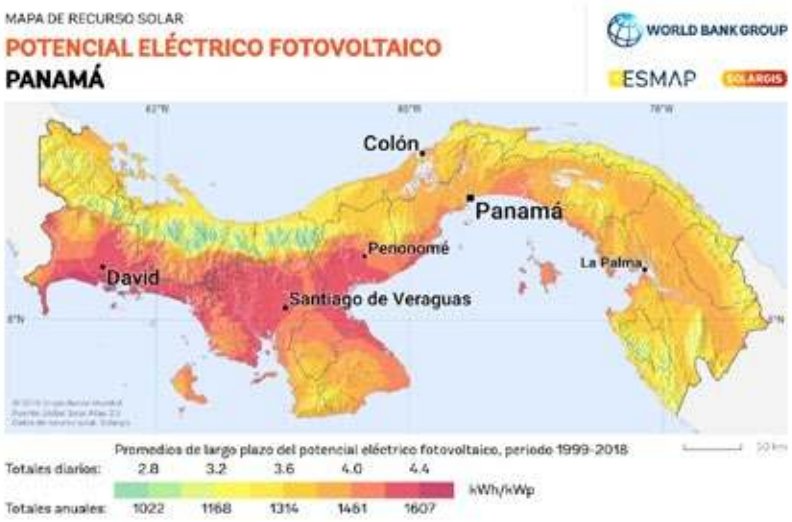
  La inclinación utilizada en este reporte es de 25 grados. Al no tener información acerca de la inclinación de los techos en las viviendas y comercios del país se adopta una medida conservadora. La inclinación óptima de un sistema de GSD depende de la latitud, ya que para cada latitud, los rayos de sol inciden con un ángulo diferente. La inclinación óptima en Panamá, debido a las diferencias de latitud, se encuentra entre 9 y 15 grados aproximadamente.

- **Orientación (azimuth):** La orientación o azimuth, tiene que ver con la disposición del sistema respecto del norte geográfico. La orientación se calcula en grados decimales y en dirección horaria desde el norte geográfico, siendo 0 grados para una orientación norte y 90 grados para una orientación este.

  La orientación óptima para cualquier sistema de GSD en el hemisferio norte es 180 grados (orientación Sur), ya que se tiene una mayor eficiencia en la captación de la irradiación solar para cada uno de los meses del año. Al no tener información acerca de la orientación de los techos en Panamá, y como medida conservadora, se toma una orientación media Sudoeste, es decir 225 grados.

  Históricamente, la orientación geográfica ha sido una característica tenida en cuenta a la hora de orientar los edificios, por cuestiones de aislamiento y absorción térmica. Las orientaciones sudeste y sudoeste proporcionan mayor cantidad de radiación durante el invierno, por lo que se asume una orientación estándar aceptable.

Imagen 19. Mapa de irradiación solar de Panamá, Fuente: Solargis/Banco Mundial.



Una vez determinados todos los parámetros a utilizar, se han realizado las **simulaciones en el software PVWatts para obtener el potencial de generación anual para una ubicación por provincia.** Esta ubicación ha sido determinada para que sea significativa para la mayoría de los potenciales sistemas de GSD a instalar en la provincia. Se ha tenido en cuenta tanto la cantidad de clientes por localidad (ciudad), como también la ubicación geográfica respecto del centro de la provincia, ya que los datos de irradiación solar global varían con la distancia geográfica.

Las ubicaciones (en coordenadas geográficas) utilizadas para cada provincia y los resultados de las corridas con el dato de potencial de generación son los siguientes:

Tabla 21. Generación unitaria calculada para las distintas provincias de Panamá. Fuente: PVWatts.

Provincia	Ciudad	Coordenadas (lat N, long O)	Generación unitaria (kWh/kWdc/año)	Var.
Panamá	Cuidad de Panamá	8.97, -79.54	1,316.94	-4%
Panamá Oeste	La Chorrera	8.93, -79.70	1,319.13	-4%
Coclé	Penonomé	8.61, -80.34	1,324.12	-4%
Veraguas	Santiago	8.09, -80.98	1,427.48	4%
Herrera	Chitré	7.97, -80.42	1,485.21	8%
Los Santos	Las Tablas	7.77, -80.26	1,475.80	8%
Colon	Colon	9.37, -79.90	1,339.22	-2%
Darién	La Palma	8.37, -78.10	1,363.64	-1%
Chiriquí	David	8.41, -82.42	1,424.73	4%
Bocas del Toro	Changuinola	9.33, -82.46	1,250.15	-9%
		Promedio >	**1372.64**	

Para el cálculo del potencial técnico-económico por zona de concesión de distribución se utilizará un promedio ponderado de la irradiación por zona de concesión, teniendo en cuenta la cantidad de clientes y la irradiación por provincia que compone cada zona.

Tabla 22. Potencial de generación unitaria media por zona de concesión.

Zona de concesión	Potencial de generación unitaria media (kWh/kWdc/año)
Zona EDEMET	1,362.57
Zona ENSA	1,321.44
Zona EDECHI	1,397.90

Al calcular los ahorros en generación eléctrica se volverán a retomar los valores de generación potencial unitaria por región, es decir, por zona geográfica de concesión de cada una de las distribuidoras, de acuerdo con la tabla presentada anteriormente.

6.2.2.3 Determinación de la potencia típica de un sistema de GSD por tarifa

Con los resultados del análisis del consumo eléctrico en base anual detallado en 6.2.1, se realizará en esta sección una caracterización de los sistemas típicos que deberán ser instalados para cada segmento, tarifa y distribuidora, con el objetivo de que los sistemas de GSD instalados puedan lograr el autoabastecimiento eléctrico.

Esto quiere decir, que para cada segmento y tarifa, se definirá una potencia instalada media de un sistema de GSD que tendrá como objetivo generar, en un año típico, la misma cantidad de energía eléctrica que la que se consumiría en un año típico.

Además, y como se estudiará en la siguiente sección, la principal limitación para la potencia instalada de un sistema de GSD a nivel residencial, comercial e industrial, es la disponibilidad de espacio para la instalación de los módulos solares, la cual debe estar lo más despejada posible de sombras y obstrucciones. En definitiva, **la potencia instalada de un sistema de GSD será la menor entre la potencia que haga cubrir el consumo eléctrico y la disponibilidad de espacio para instalarlo**.

En los clientes catalogados como residenciales se estima, a efectos del cálculo de potencial, que la capacidad máxima de área disponible en los techos para instalar un sistema de GSD permite una instalación máxima de 10 kW de potencia. Este valor está sustentado por la distribución de potencias instaladas reales tanto en Panamá como en el resto de los países de la región, en las cuales existe una cantidad mínima de instalaciones del tipo residencial que superen los 10 kW de potencia. De manera conservadora, los clientes que, por consumo, puedan instalar un sistema GSD de más de 10 kW, se considerará que actúa la limitante de espacio, por lo que su potencial será de 10 kW.

Entonces, para el segmento residencial quedan definidas tres escalas:

- Tarifa BTS1, con menos de 300 kWh/mes de consumo, y Prepago;
- Tarifa BTS2, con más de 300 kWh y menos de 750 kWh/mes de consumo;
- Tarifa BTS3, con más de 750 kWh/mes de consumo.

Como se verá más adelante en la estimación del Potencial Técnico-Económico, la tarifa BTS1 es la tarifa con mayor incorporación de subsidios estatales, además de ser la tarifa con el precio de la energía más baja. Esto hace necesario separarla del resto de las tarifas ya que este tipo de instalaciones: i. Requiere instalaciones más pequeñas, lo que incrementa su costo; ii. La tarifa está altamente subsidiada, lo que reduce la posibilidad de repago.

Para los casos de los clientes comerciales e industriales, de acuerdo con el análisis de los clientes de energía eléctrica por tarifa y tipo de tensión, quedarán divididos en cuatro grupos:

- Tres grupos con tarifas de Baja Tensión Simple, similares a los tres grupos de tarifas residenciales (BTS con consumos menores de 300 kWh/mes, menores a 750 kWh/mes, y consumos mayores a 750 kWh/mes);
- Un grupo conformado por los clientes que poseen tarifas BTD1, BTD2 y BTH, los cuales poseen potencial de instalación similar entre sí y poseen un consumo de menos de 30 kWh mensuales;
- Un cuarto grupo, unificando a los grandes consumidores en baja tensión (BTS3, BTS4) que poseen consumos de más de 30 MWh mensuales, y el resto de las tarifas en Media Tensión (MTD, MTH).

Para estas limitaciones, es importante mencionar que existen limitaciones de acuerdo con la tarifa contratada: Para los clientes con tarifas BTS, los sistemas de GSD deberán ser menores a 15 kW (de acuerdo con su demanda máxima por tarifa), mientras que para el resto de las tarifas el sistema deberá ser menor a 500 kW (por definición de sistema de GSD en la Ley).

Considerando que la potencia típica de un sistema de GSD no variará de manera significativa de acuerdo con la provincia en la que está ubicada pero sí del tipo de tarifa, se adoptará en adelante, a efectos de simplificar los cálculos, un sistema típico por tarifa a nivel nacional teniendo en cuenta los hábitos de consumo tal como se describe a continuación.

Tabla 23. Definición de sistema GSD típico para el segmento residencial. Fuente: elaboración propia.

	Tipo de consumidor y tarifa	Cantidad de clientes (nacional)	Potencia definida del sistema GSD típico
Residencial	Tarifa BTS1 (Baja tensión, menos de 300kWh/mes de consumo) y Prepago	747,005 (72.3%)	2.5 kW
	Tarifa BTS2 (Baja tensión, menos de 750kWh/mes de consumo)	229,870 (22.3%)	5 kW
	Resto de las tarifas en Baja y Media Tensión, más de 750kWh/mes	56,007 (5.4%)	10 kW

Tabla 24. Definición de sistema GSD típico para el segmento comercial. Fuente: elaboración propia.

	Tipo de consumidor y tarifa	Cantidad de clientes (nacional)	Potencia definida del sistema GSD típico
Comercial y Gobierno	Tarifa BTS1 (Baja tensión, menos de 300kWh/mes de consumo) y Prepago	62,602 (68.5%)	2.5 kW
	Tarifa BTS2 (Baja tensión, menos de 750kWh/mes de consumo)	20,022 (16.6%)	5 kW
	Tarifa BTS3 (Baja tensión, más de 750kWh/mes de consumo)	22,621 (18.7%)	10 kW
	Tarifas BTD1, BTD2, y BTH (consumo menor a 30MWh/mes)	13,938 (11.5%)	50 kW
	Tarifa BTD3, BTD4 (en Baja Tensión), y Tarifas en Media Tensión (consumo mayor a 30MWh/mes)	1,504 (1.2%)	500 kW

Tabla 25. Definición de sistema GSD típico para el segmento industrial y autoconsumo. Fuente: elaboración propia.

	Tipo de consumidor y tarifa	Cantidad de clientes (nacional)	Potencia definida del sistema GSD típico
Industrial y Autoconsumo	Tarifa BTS1 (Baja tensión, menos de 300kWh/mes de consumo) y Prepago	831 (41.1%)	2.5 kW
	Tarifa BTS2 (Baja tensión, menos de 750kWh/mes de consumo)	262 (13.0%)	5 kW
	Tarifa BTS3 (Baja tensión, más de 750kWh/mes de consumo)	420 (20.8%)	10 kW
	Tarifas BTD1, BTD2, y BTH (consumo menor a 30MWh/mes)	265 (13.1%)	50 kW
	Tarifa BTD3, BTD4 (en Baja Tensión), y Tarifas en Media Tensión (consumo mayor a 30MWh/mes)	243 (12.0%)	500 kW

Para el cálculo del potencial técnico total **no se tienen en cuenta los clientes en alta tensión**[43], ya que la limitación de potencia de 500 kW y la necesidad de conectar el sistema en alta tensión, no resulta una solución técnica ni económicamente viable.

Por último, **se tendrá en cuenta a efectos del cálculo del potencial técnico a los clientes de autoconsumo**, que corresponden a consumos de las propias distribuidoras. Este grupo de consumos corresponde a un 11,3% del segmento industrial, es decir que es muy pequeño en comparación con los clientes industriales, y se agrupan en conjunto ya que poseen patrones de consumo muy parecidos.

A partir de esta definición de potencia instalada típica por segmento y tarifa, nos acercamos a obtener una estimación del potencial total de instalación de sistemas de GSD en Panamá, sin embargo, se aplicarán las restricciones mencionadas anteriormente para tener en cuenta las variables de espacio físico disponible.

6.2.2.4 Aptitud de los edificios para instalación de sistemas GSD en el segmento residencial

Como se ha descripto en la sección 6.2.1, la cantidad potencial máxima de sistemas de GSD a instalar es igual a la cantidad total de clientes de cada una de las distribuidoras a nivel nacional. Además, la potencia de instalación media para cada tarifa y provincia ha sido calculada en la sección 6.2.2.

Para el cálculo del Potencial Técnico se tendrán en cuenta las restricciones para la aptitud de las viviendas en el segmento residencial. Como se explicó al inicio de este apartado,

43. un total de 5 clientes en AT registraron consumo en Panamá en junio de 2020.



no todos los usuarios poseen viviendas aptas para la instalación de un sistema de GSD. Su principal motivo es la disponibilidad de edificaciones que sean aptas para soportar la instalación. La principal variable en este caso es el tipo y material con el que están construidos los techos de las viviendas.

A la vez, la posibilidad de instalar un sistema de GSD por parte de los usuarios dependerá de si la vivienda es una vivienda unifamiliar (casa) o un apartamento. De manera general, las viviendas unifamiliares son "dueñas" de sus techos y son usuarios únicos de la distribuidora, por lo que reúnen condiciones ideales para la instalación de un sistema de GSD. En un apartamento no se posee el techo con incidencia del sol, por lo que son descartados como potenciales instaladores de sistemas de GSD (aunque existiría un porcentaje menor de clientes que sí pudieran instalar por motivos de simplicidad se los excluye del cálculo del potencial).

El mismo tratamiento se les da a los clientes que viven en un cuarto en una casa compartida. Si bien existirá un porcentaje de clientes con este tipo de vivienda que pueda instalar su sistema, debido a la complejidad que otorga un techo con varios propietarios y a la baja incidencia de este tipo de viviendas, se los descarta a los efectos del cálculo.

El tipo de ocupación que se le da a la vivienda es importante a la hora de establecer la probabilidad de instalación de un sistema solar. Por un lado, existen viviendas que son de ocupación semi-permanente o "improvisada". Por la definición de estos dos tipos de vivienda, se espera que en su mayoría no sean aptas para la instalación de sistemas de GSD, por lo que se las excluye del cálculo.

Para tener en cuenta todos estos factores que inciden en las restricciones que pudieran tener los clientes a la hora de realizar su instalación de sistemas de GSD, se ha realizado un análisis en base a los datos publicados por el Instituto Nacional de Estadística y Censo (INEC). Se ha utilizado como base la información del censo 2010, que es la información disponible más reciente.

A continuación, se resume la información utilizada para calcular la aptitud de los edificios para el segmento residencial:

Tabla 26. Tipo de ocupación para el segmento residencial por provincia. Fuente: INEC, Censo 2010.

	Permanente	Semi permanente	Improvisada	Apartamento	Cuarto en casa de vecindad
BOCAS DEL TORO	92.4%	1.2%	0.0%	4.8%	1.5%
COCLÉ	96.0%	0.9%	0.7%	1.6%	0.8%
COLÓN	72.1%	2.5%	0.2%	16.6%	8.5%
CHIRIQUÍ	92.3%	3.0%	0.7%	2.9%	1.2%
DARIÉN	84.4%	11.2%	0.1%	0.6%	3.7%
HERRERA	93.1%	1.4%	1.2%	3.7%	0.5%
LOS SANTOS	97.0%	1.4%	0.4%	1.0%	0.3%
PANAMA	79.2%	1.1%	0.9%	14.7%	4.0%
PANAMA OESTE	79.2%	1.1%	0.9%	14.7%	4.0%
VERAGUAS	92.4%	3.2%	0.1%	3.1%	1.2%
COMARCA KUNA YALA	30.6%	62.1%	7.3%	0.0%	0.0%
COMARCA EMBERÁ	62.2%	36.8%	0.0%	0.0%	1.0%
COMARCA NGÄBE BUGLÉ	56.2%	37.0%	6.5%	0.0%	0.3%
	Permanente	**Semi permanente**	**Improvisada**	**Apartamento**	**Cuarto en casa de vecindad**
TOTAL ENSA	78.0%	1.7%	0.8%	14.7%	4.8%
TOTAL EDEMET	85.7%	1.4%	0.8%	9.5%	2.7%
TOTAL EDECHI	92.1%	3.0%	0.6%	3.1%	1.2%

Asimismo, se presenta una clasificación de las viviendas según la aptitud de sus techos y paredes para la instalación de sistemas GSD:

Tabla 27: Aptitud de los edificios para el segmento residencial. Fuente: INEC, Censo 2010.

Distribuidora	Techo y paredes aptas	Techo no apto	Paredes no aptas	Techos y Paredes no aptos
ENSA (%)	96.5%	1.6%	0.3%	1.7%
EDEMET (%)	97.3%	1.3%	0.6%	0.7%
EDECHI (%)	85.5%	4.1%	5.2%	5.2%

De manera conservadora, y al no poseer la información para realizar las correlaciones entre las diferentes restricciones, se asumirá que **las restricciones utilizadas para este cálculo no poseen ninguna correlación entre sí**. Realizar esta suposición hará que las

restricciones sean probablemente mayores a las reales. Para ilustrar un ejemplo, se puede suponer fácilmente una relación directa entre los clientes que no poseen paredes ni techos de material, y tampoco tengan acceso a la red eléctrica de distribución. Sin embargo, al no tener estas correlaciones, las mismas se asumen de manera proporcional, siendo esta estimación conservadora.

En resumen, la cantidad de clientes residenciales a tener en cuenta es:

Tabla 28: Total de clientes residenciales aptos para instalar sistemas GSD. Fuente: elaboración propia.

Distribuidora	Total clientes residenciales	Viviendas ocupadas, individuales, permanentes	Aptitud de construcción	Total clientes residenciales aptos para sistema GSD	Aptitud total
ENSA	428,459	78.0%	96.5%	322,348	75.2%
EDEMET	457,725	85.7%	97.3%	381,469	83.3%
EDECHI	146,698	92.1%	85.5%	115,575	78.8%
TOTAL	**1,032,882**			**819,392**	**79.3%**

Es decir que, por medio de la información proporcionada por el INEC respecto de las viviendas residenciales en Panamá, el 79.3% de las viviendas residenciales que poseen conexión a la red de distribución eléctrica (es decir, usuarios actuales de las distribuidoras) poseen aptitud técnica para instalar sistemas de GSD en sus techos.

6.2.2.5 Aptitud de los edificios para instalación de sistemas GSD, segmentos comercial e industrial

Como se ha visto en el apartado anterior, el INEC obtiene a través de sus censos de Vivienda, información importante acerca de las características físicas y constructivas de las viviendas. Esta valiosa información es utilizada en el segmento residencial, para estimar el porcentaje de inmuebles de este segmento que son aptas para la instalación de un sistema de GSD. Para los locales comerciales y predios industriales, sin embargo, el INEC no releva información sobre los techos o el espacio disponible para cada uno de ellos.

Es por eso, que a efectos del cálculo del Potencial Técnico de instalación de sistemas de GSD en Panamá, y a efectos de este trabajo se realizan las siguientes estimaciones:

- Para el **segmento comercial y gobierno**, la información del INEP no permite hacer una identificación detallada como se ha realizado para el segmento residencial. Al no tener detallada la cantidad ni calidad de los techos, se realiza el supuesto de que los clientes comerciales con mayor consumo (es decir, con tarifa contratada de más de 750 kWh/mes) son locales de mayor espacio disponible y mejores condiciones edilicias para la instalación de un sistema de GSD. Por otro lado, los locales comerciales con tarifas

BTS1 y BTS2 se consideran más pequeñas en cuanto a espacio, y por consiguiente con menor probabilidad de contar con el espacio suficiente para una instalación solar en sus techos o suelos aledaños.

  - Es por eso que, a efectos del cálculo del Potencial Técnico, se asume que el 30% de los clientes comerciales de tarifas BTS1 y TS2 podrán instalar un sistema de GSD en su inmueble, mientras que para las tarifas BTS3 y mayores, la probabilidad asciende a un 70%.

- Para el **segmento Industrial** se estima que sus edificios y construcciones estarán, por lo general, alejados de los centros urbanos. Además, se estima que estos inmuebles industriales poseen o bien grandes instalaciones cerradas (galpones, edificios) para las industrias manufactureras; o bien grandes extensiones de terreno disponible (en caso de industrias de transformación de materiales, agricultura, y otros). Sin embargo, los pocos clientes del segmento industrial que se encuentran en las tarifas BTS1 y BTS2, se estima son más pequeñas en tamaño, por lo consiguiente tendrán una limitación mayor para alojar sistemas de GSD en sus techos.

  - Previendo que los sistemas de GSD ocupan un espacio relativamente pequeño con el de una gran industria manufacturera o de transformación (tarifa BTS3 o mayor), se estima a efectos del cálculo del potencial técnico, que **el 70% de dichas instalaciones son aptas para la instalación de sistemas GSD en sus predios**. Al igual que en el sector comercial, **para los clientes industriales de tarifas BTS1 y BTS2 este porcentaje desciende al 30%**.

6.2.2.6 Otras consideraciones

El Procedimiento para Autoconsumo con fuentes Nuevas, Renovables y Limpias, presentado en la sección 4.4, menciona en su capítulo 15, que el total de instalaciones de sistemas de GSD en una red de distribución no debe superar el 10% de la demanda máxima anual (en MW), ni el 2% del consumo máximo anual (en GWh) establecido en el Informe Indicativo de Demanda vigente. Estos máximos vigentes deberán ser publicados por las distribuidoras y por la ASEP semestralmente.

Esta limitación no se considera a efectos de este trabajo, ya que constituye una restricción regulatoria y no técnica. Por otro lado, según el Procedimiento, la ASEP está encargada de verificar esta limitación cada 3 años con el objetivo de ampliar este límite a futuro, mediante un estudio integral, ayudado por los informes técnicos que las distribuidoras deberán preparar anualmente.

Otra consideración analizada en este tipo de estimaciones es la **incidencia de viviendas alquiladas**. La instalación de sistemas de GSD en casas alquiladas puede ser menos frecuente, ya que el beneficiario final del sistema (quien paga la energía eléctrica) no es propietario del techo en el cual se debe instalar el sistema. Sin embargo, también es factible que el propietario de un inmueble en alquiler decida instalar un sistema de GSD como un beneficio diferenciador. A efectos de este trabajo, **esta restricción no se tiene en cuenta al no ser del tipo técnica**, pero deberá tenerse en cuenta a la hora de plantear alternativas de financiamiento en los capítulos siguientes.

6.2.3 Cálculo del Potencial Técnico

En base a lo calculado en las secciones anteriores, se hace un cálculo estimativo del Potencial Técnico:

ENSA

Tabla 29: Estimación del potencial técnico para clientes de ENSA. Fuente: elaboración propia.

	Residencial			Comercial y Gobierno			Industrial y Autoconsumo			Totales
Tarifa	Clientes Potenciales	Potencia del Sistema	Potencia Total (MW)	Clientes Potenciales	Potencia del Sistema	Potencia Total (MW)	Clientes Potenciales	Potencia del Sistema	Potencia Total (MW)	Potencia Total (MW)
BTS1	212,556	2.5	531	5,992	2.5	15	9	2.5	0	546
BTS2	84,610	5	423	1,946	5	10	4	5	0	433
PREPAGO	7,175	2.5	18	-	2.5	0	-	2.5	0	18
BTS3	17,928	10	179	5,438	10	54	16	10	0	234
BTD1	36	50	2	2,990	50	150	34	50	2	153
BTD2	7	50	0	499	50	25	9	50	0	26
BTD3	2	500	1	69	500	34	4	500	2	37
BTD4	-	500	0	49	500	25	-	500	0	25
BTH	26	50	1	35	50	2	1	50	0	3
MTD	9	500	5	228	500	114	41	500	20	139
MTH	-	500	0	19	500	9	3	500	1	11
Total	**322,348**		**1161**	**17,264**		**437**	**120**		**26**	**1,624**

EDEMET

Tabla 30. Estimación del potencial técnico para clientes de EDEMET. Fuente: elaboración propia.

	Residencial			Comercial y Gobierno			Industrial y Autoconsumo			Totales
Tarifa	Clientes Potenciales	Potencia del Sistema	Potencia Total (MW)	Clientes Potenciales	Potencia del Sistema	Potencia Total (MW)	Clientes Potenciales	Potencia del Sistema	Potencia Total (MW)	Potencia Total (MW)
BTS1	279,438	2.5	699	9,767	2.5	24	170	2.5	0.43	723
BTS2	77,332	5	387	3,177	5	16	49	5	0.24	403
PREPAGO	1,778	2.5	4	24	2.5	0		2.5	0.00	5
BTS3	22,876	10	229	3,513	10	35	174	10	1.74	266
BTD1	-	50	0	1,980	50	99	85	50	4.27	103
BTD2	-	50	0	363	50	18	22	50	1.12	19
BTD3	-	500	0	64	500	32	4	500	2.10	34
BTD4	-	500	0	47	500	23	2	500	1.05	24
BTH	33	50	2	30	50	2		50	0.00	3
MTD	10	500	5	111	500	56	81	500	40.25	101
MTH	2	500	1	2	500	1		500	0.00	2
Total	**381,469**		**1326**	**19,077**		**306**	**588**		**51**	**1,683**

EDECHI

Tabla 31. Estimación del potencial técnico para clientes de EDECHI. Fuente: elaboración propia.

	Residencial			Comercial y Gobierno		30%	Industrial y Autoconsumo		30%	Totales
Tarifa	Clientes Potenciales	Potencia del Sistema	Potencia Total (MW)	Clientes Potenciales	Potencia del Sistema	Potencia Total (MW)	Clientes Potenciales	Potencia del Sistema	Potencia Total (MW)	Potencia Total (MW)
BTS1	92,581	2.5	231	2,998	2.5	7	70	2.5	0	239
BTS2	19,394	5	97	884	5	4	26	5	0	102
PREPAGO	-	2.5	0	-	2.5	0	-	2.5	0	-
BTS3	3,588	10	36	2,199	10	22	104	10	1	59
BTD1	-	50	0	588	50	29	27	50	1	31
BTD2	-	50	0	95	50	5	4	50	0	5
BTD3	-	500	0	16	500	8	-	500	0	8
BTD4	-	500	0	20	500	10	-	500	0	10
BTH	-	50	0	13	50	1	3	50	0	1
MTD	12	500	6	129	500	64	33	500	16	87
MTH	-	500	0	4	500	2	4	500	2	4
Total	**115,575**		**370**	**6,944**		**153**	**269**		**21**	**544**

En resumen, el Potencial Técnico de instalación de sistemas de GSD en Panamá se estima en unas 863,700 instalaciones a nivel nacional, por un total de 3,851 MWp. Esta cantidad de sistemas generaría, en promedio, 5.29 TWh anuales de energía eléctrica distribuida, correspondiente a un 57% de la energía comprada por las distribuidoras en 2019.

Del total de Potencial Técnico, por distribuidora, segmento y tarifa:

Gráfico 18. Potencial técnico de generación en sistemas GSD en Panamá por distribuidora, en MW. Fuente: elaboración propia.

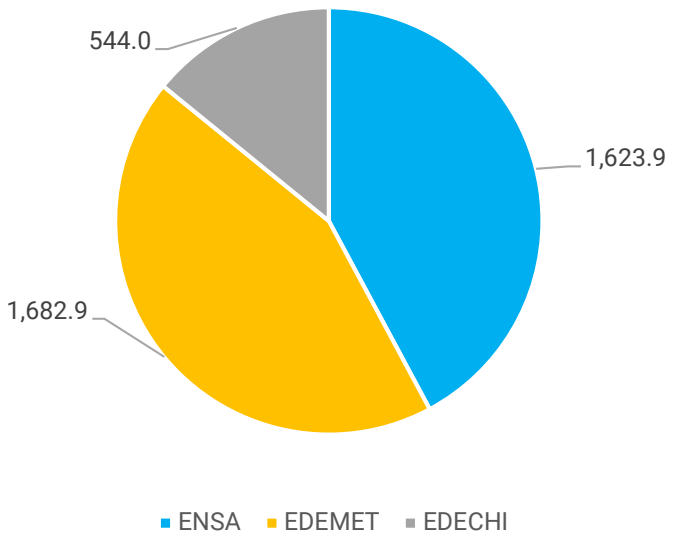


Gráfico 19. Potencial técnico de generación en sistemas GSD en Panamá por segmento, en MW. Fuente: elaboración propia.

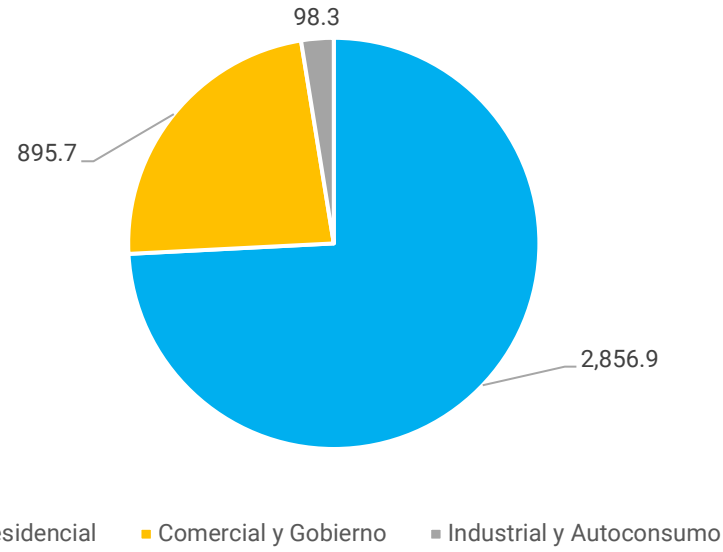
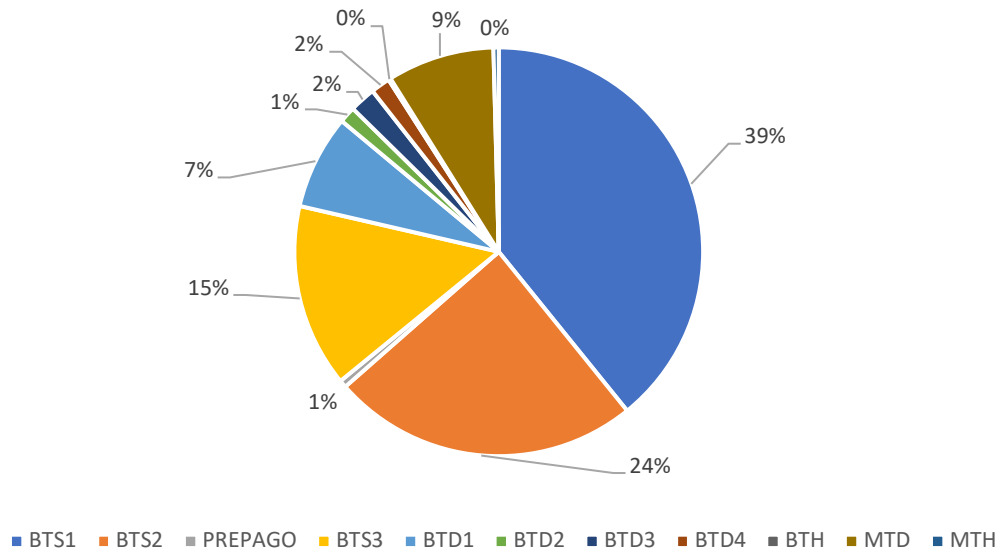


Gráfico 20. Potencial técnico de generación en sistemas GSD en Panamá por tarifa, en MW. Fuente: elaboración propia.



Este número evidencia el gran potencial que posee Panamá para la instalación de sistemas de GSD, debido a las excelentes condiciones de recurso solar, así también como las necesidades de consumo de los usuarios conectados actualmente a las redes de distribución del país.

La instalación masiva de sistemas de GSD a la red de distribución eléctrica de Panamá puede significar la necesidad de potenciales inversiones y acciones **para modernizar, digitalizar, y adaptar las redes de distribución actuales** y el SIN en general, en línea con la Agenda de Transición Energética. Dichas acciones podrán ayudar a **consolidar el crecimiento del mercado eléctrico en el futuro**, preparándolas para que puedan seguir ofreciendo un servicio de calidad, con seguridad y resiliencia.

6.2.4 Cálculo del Potencial Económico

6.2.4.1 Modelización económico-financiera y flujos de fondos

A partir de los valores calculados para el Potencial Técnico de instalación de sistemas de GSD en Panamá, se detallará la metodología para la estimación del Potencial Técnico-Económico. Para estimar el potencial técnico-económico se tendrá en cuenta la viabilidad económica de las instalaciones que quedaron dentro del potencial técnico nacional. Para esto, se tendrán en cuenta los costos de la tecnología, las tarifas eléctricas para cada uno de los segmentos y todos los ingresos y costos de los sistemas de GSD para calcular el repago de la inversión.

Consideraciones generales del modelo:

Para obtener la estimación del Potencial Técnico-Económico, se realiza en el presente trabajo una valuación económica de los proyectos que poseen viabilidad técnica, de acuerdo a lo calculado en la sección anterior, para cada segmento, tipo de cliente y tarifa. Debido a la gran cantidad de variables que afectan a este tipo de sistemas, el modelo utilizado en el presente trabajo realiza simplificaciones y define supuestos para mantener acotada la cantidad de modelos diferentes.

La metodología utilizada para determinar la viabilidad económica de un sistema GSD es la del *payback period* o período de repago. Este método es comúnmente utilizado en estudios económicos relativos a energía solar distribuida, como ser en Kozen (2014)[44], el cual es utilizado como documento base para la formulación de la normativa respecto al sector en Brasil.

En este caso, el período de repago sirve para realizar un cálculo de la viabilidad actual de la instalación de cada uno de los sistemas de GSD analizados, utilizando como datos las condiciones de mercado, tarifas, y costos actuales.

Las consideraciones, estimaciones y supuestos del modelo utilizado se resumen a continuación:

- El modelo tiene en cuenta como únicos ingresos a los ahorros de energía generados por el sistema de GSD para su propietario, calculados anualmente. Es decir, se considera que el único ingreso del sistema de GSD es el costo por energía no comprada a la distribuidora.

44. Konzen, Gabriel. Difusão de sistemas fotovoltaicos residenciais conectados à rede no Brasil: uma simulação via modelo de Bass / Gabriel Konzen; orientador Roberto Zilles. – São Paulo, 2014.

- En el caso de que, al finalizar el año analizado, el sistema genere excedentes (es decir, genera más energía que la consumida en ese mismo año), la distribuidora pagará la energía a un costo promedio anual de generación[45].

- Se considera que los cargos fijos se mantienen invariables, tanto el cargo fijo (primeros 10 kWh) como el cargo por demanda para las tarifas que lo posean. Si bien existen posibilidades de ahorros en los cargos fijos para determinados clientes, sobre todo para quienes tengan cargos por demanda y un pico de demanda diurno, se mantiene la premisa conservadora.

- No se considera, a los efectos de este estudio, posibles cambios de tarifa que puedan solicitar los clientes actuales en el futuro. Es decir, que, a los efectos de este análisis, un cliente que instala un sistema de GSD en su vivienda o comercio, se mantendrá enmarcado en el mismo esquema tarifario durante toda la vida del proyecto.

- El modelo financiero trabaja a costos y precios constantes. Esto es, se asume que los precios de las tarifas eléctricas variarán con el índice de Precios al Consumidor. La estimación de los precios de largo plazo de la energía eléctrica es un tema de profundo estudio y el presente modelo es sensible a las variaciones de tarifa futuras. Para realizar cálculos conservadores se utilizan todos los costos a precios constantes.

- Todas las variables y estimaciones del modelo utilizan como moneda los dólares americanos, que en este momento equivale en una relación 1 a 1 con el Balboa panameño. No se tienen en cuenta potenciales fluctuaciones del tipo de cambio durante la vida del proyecto.

- La vida útil del proyecto es de 20 años, utilizada a los efectos de la modelización económica. Esto responde al período de garantía de la mayoría de los proveedores de módulos solares. Igualmente, la vida útil de los módulos, como se ha comentado es de 25 años.

Variables del modelo

A continuación, se explican las principales variables del modelo económico utilizado para estimar el período de repago y la viabilidad económica de los sistemas.

Inversión inicial: Se tienen en cuenta los precios actuales de la tecnología relevados en el Capítulo 5 del presente trabajo. Se han tomado tanto referencias locales como internacionales. Los precios de la tecnología han sido adaptados para cada una de las potencias instaladas utilizadas en la modelización, como sigue:

45. Información de los costos de generación fueron obtenidos durante el mes de junio de 2021 en: https://www.asep.gob.pa/wp-content/uploads/electricidad/tarifas/05_informacion_costo_sector/2021/junio/grafica_costo_generacion.pdf

Tabla 32. Inversión inicial (USD/kWp) según el tamaño de la instalación (kW). Fuente: elaboración propia.

Potencia instalada (kW)	Inversión inicial (USD/kWp)
2.5 kWp	1,860
5 kWp	1,650
10 kWp	1,535
50 kWp	1,350
500 kWp	1,000

Se considera que la inversión inicial se realiza íntegramente de manera previa al inicio de la generación. Es decir, la inversión se realiza durante el año 0, y la generación de energía del sistema se realiza entre los años 1 y 20.

Ingresos del proyecto: Como se ha comentado, los ingresos o flujos de dinero positivos del proyecto vienen dados por los ahorros de los costos variables de energía eléctrica ahorrados por el propietario del sistema de GSD gracias a la generación fotovoltaica local, y por el pago de excedentes por parte de la distribuidora, en caso de corresponder.

La generación de energía eléctrica anual (en kWh/año) es calculada como la generación anual en un año meteorológico típico (o TMY, de acuerdo a la metodología del potencial técnico) del sistema instalado, multiplicado por la potencia instalada del mismo. Cada una de las distribuidoras (o regiones) posee una generación anual unitaria calculada en la sección 6.2.1.2.

Los ahorros anuales se calculan como la generación de energía eléctrica anual del sistema multiplicado por la tarifa actual de energía del cliente (en USD/kWh). El cuadro tarifario utilizado para el presente trabajo es el publicado más recientemente por la ASEP, correspondiente al primer semestre del 2021.

En los casos que corresponda se tiene en cuenta la aplicación de descuentos en la tarifa de electricidad por el Fondo de Estabilización Tarifaria (FET) para los clientes de todas las distribuidoras con tarifas BTS1, y los subsidios otorgados por el Fondo Tarifario de Occidente (FTO), cuyos beneficiarios son los usuarios de EDECHI.

No se tienen en cuenta los beneficios especiales otorgados por la Resolución de Gabinete Nº 19 de 2020, mediante la cual se establecen beneficios especiales de ayuda para la reactivación económica en el marco de la pandemia del COVID-19.

Se considera que los cargos fijos siguen siendo pagados por el cliente, además de la energía no cubierta por el sistema de GSD, de acuerdo al sistema de medición neta descripto en el Capitulo 4 del presente trabajo.

Crédito fiscal según Ley Nº 37 de 2013: Se considera para el modelo un crédito fiscal, deducible del Impuesto sobre la Renta del 5% de la inversión total realizada, de acuerdo a la normativa vigente para todos los sistemas solares. Se estima que el crédito fiscal se hace disponible para el propietario del sistema 1 año después de su instalación. No se considera ningún otro crédito fiscal directo a los efectos de la modelización del flujo de efectivo del proyecto.

Operación y Mantenimiento: La operación y mantenimiento de sistemas fotovoltaicos es un tema muy estudiado, sobre todo para sistemas de GSD. Debido al tamaño y simplicidad de este tipo de instalaciones, como se mencionó en el Capítulo 2.1, tanto las actividades como los costos de Operación y Mantenimiento varían de instalación en instalación.

Según la Guía de Mantenimiento preparada por el Ministerio de Energía de Chile[46], las tareas fundamentales de mantenimiento preventivo son muy pocas y sencillas. Una rutina de mantenimiento preventivo para un sistema GSD consiste en:

- Limpieza de los módulos: La acumulación de polvo y suciedad en los módulos fotovoltaicos reduce el rendimiento de la instalación, es por eso que dependiendo de las características de cada sitio se realicen limpiezas periódicas de los módulos. La limpieza es económica, rápida y en la mayoría de los casos no se utiliza agua. La frecuencia recomendada para las limpiezas es cada 1 o 2 meses para sitios con mucho polvo en suspensión y poca lluvia; para sitios con mayor cantidad de precipitaciones y menos polvo, se limpian unas pocas veces al año.

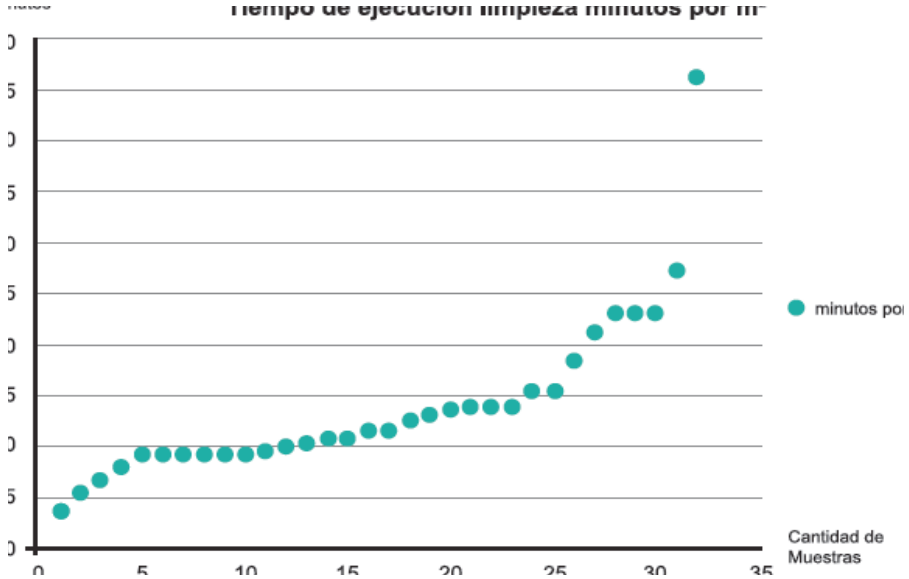
  • Se ha realizado un estudio de tiempos para estimar la cantidad de tiempos que demora la limpieza de los módulos en un sistema de GSD. Según esta Guía, la mediana de requerido para la limpieza en seco de un sistema es de aproximadamente 1.2 minutos por metro cuadrado, es decir, aproximadamente 2.5 minutos por módulo solar.

- Revisión de condiciones del entorno: Inspección visual para evitar que objetos (como ser basura, pasto u otros) se interpongan y generen sombra sobre los módulos. Esta inspección se puede realizar previamente y con la misma frecuencia que las limpiezas.

- Revisión de inversores, cableado, y cajas de conexión: Según esta Guía, los inversores requieren de poco a nulo mantenimiento. Se debe revisar que el inversor tenga ventilación adecuada. Además, se recomienda una inspección visual del cableado y de las cajas de conexión, que tampoco requieren especial mantenimiento. Se deberá revisar que no hayan sufrido el impacto del sol, animales u otros. Esta revisión se podrá hacer en conjunto con la limpieza de los módulos.

46. Min. De Energía de Chile y GIZ, "Guía de operación y mantenimiento de sistemas fotovoltaicos", Programa Techos Solares Públicos, Santiago, Chile, 2016.

Imagen 20. Tiempo (minutos) necesario por limpieza de paneles (m^{2}).
Fuente: Programa Techos Solares Públicos.



En definitiva, a los efectos de calcular el costo de operación y mantenimiento preventivo de los sistemas de GSD en este trabajo, se estima lo siguiente:

- Para sistemas de GSD de 15 kW o menos, conectados en baja tensión (en su gran mayoría residenciales), se asume que la limpieza y revisión de los componentes son realizados por el propietario de la instalación. Es por eso que, en estos casos, el gasto por mantenimiento preventivo se considera nulo.

- Para los sistemas de 50 kW o más, los cuales son instalados en su gran mayoría en comercios e industrias, se considera un costo de mantenimiento preventivo de 15 USD/kWp instalado (anual). Esto permitirá a los clientes que instalen este tipo de sistemas considerar la participación de personal propio o tercero para las tareas de mantenimiento preventivo, sobre todo en sistemas de GSD conectados en Media Tensión de 500 kWp, los cuales requerirán de personal con conocimientos en electricidad. El valor de 15 USD/kWp significa para los proyectos considerados en este estudio un costo de mantenimiento anual entre el 1% y el 1.5% de la inversión inicial total, de acuerdo a su potencia instalada. Dichos valores están en línea con las referencias internacionales para el mantenimiento anual de una instalación fotovoltaica de esta escala de potencia, que oscila entre el 0,5% y el 2% del costo de inversión total[47].

Reposición de equipamiento: Corresponde al mantenimiento correctivo del equipamiento, o bien al mantenimiento preventivo al final de la vida útil de los equipos, en caso de que no hayan fallado. Según el Ministerio de Energía de Chile las fallas más comunes de un sistema de GSD ocurren en los inversores, aunque la confiabilidad de los inversores ha mejorado considerablemente en los últimos años. Otros componentes de los sistemas de GSD que puedan fallar son las cajas de conexión (*string boxes*), los cuales tienen un costo de reposición bajo, así también como cableado o elementos de protección que pudieran fallar por el paso del tiempo o por fallas en la red de distribución.

47. NREL, "SACP Best Practices PV Operations and Maintenance", NREL, Denver Colorado, 2015.

En este trabajo se ha considerado un gasto por reposición de equipamiento (mantenimiento correctivo) en el año 10, de 200 USD/kWp instalado[48]. Este costo permite reemplazar los inversores al año 10, cercano a su vida útil; así como también cambiar cableado, cajas de conexión u otros elementos que puedan haberse dañado con el paso del tiempo.

Degradación de módulos: Se considera que los módulos van perdiendo eficiencia a lo largo de su vida útil, usualmente de 25 años. Esta pérdida de eficiencia por degradación se tiene debe a la degradación del laminado o capa externa del módulo, la pérdida de eficiencia del silicio para la conversión fotovoltaica, entre otros.

Se utiliza una degradación anual del 0.4%, en línea con lo establecido por los principales fabricantes de módulos fotovoltaicos a nivel mundial.

Consideraciones adicionales para el sector comercial e industrial: Como se ha mencionado, a efectos de la modelización se ha considerado que los sistemas de los sectores comercial e industrial son instalados por personas jurídicas, a diferencia del sector residencial, el cual está en su gran mayoría conformado por personas naturales.

Las personas jurídicas poseen un tratamiento especial, ya que el sistema de GSD pasa a ser parte de su activo. Se considera a la instalación un activo amortizable para el cual se ha establecido en los cálculos una amortización (tanto de la inversión inicial como de la reposición realizada en el año 10) de 8 años.

Además, se ha considerado el efecto impositivo del flujo de efectivo para las personas jurídicas. Por un lado, los ahorros de energía eléctrica hacen que bajen los egresos, mientras que las deducciones por amortización se contabilizan como un gasto en el estado de resultados. Como consecuencia, se tiene un impacto en el Impuesto sobre la Renta, que es la diferencia entre los ahorros por energía y las deducciones por amortizaciones. Para los flujos positivos, se deberá pagar impuesto sobre la renta sobre dicha diferencia.

Este efecto se lo denomina “escudo impositivo” y puede impactar tanto negativamente como positivamente en el modelo. Es por eso que, para los sectores comercial e industrial, se ha tenido en cuenta este efecto a la hora de calcular los períodos de repago.

Cálculo del período de repago: Una vez obtenido el flujo de fondos del proyecto (cash flow) para los años 0 a 20, se realiza el cálculo del período de repago simple, es decir, en cuántos años se recupera la inversión inicial gracias a los ingresos u ahorros obtenidos por la instalación del sistema de GSD. Además, para referencia posterior, se calcula también la tasa interna de retorno (TIR) del proyecto.

Un ejemplo de los resultados de la modelización económica se encuentra en el **Anexo II** del presente.

Determinación del retorno a la inversión viable: Una vez realizado el cálculo del período de repago para un sistema típico por distribuidora, segmento y tarifa, a éste se lo debe comparar con el período de repago objetivo. Si el repago obtenido es menor o igual al objetivo (o repago al cual se hace viable la inversión), se considera que esos sistemas poseen potencial técnico-económico con las condiciones actuales.

48. Este dato es conservador, y tiene en cuenta los costos actuales de inversores y parte del BOS a costos actuales.

Existen diversas metodologías para el cálculo de un período de repago viable para este tipo de instalaciones, entre las cuales podemos mencionar:

- Varios estudios, como ser Beck (2009) en Estados Unidos y Konzen (2014) en Brasil, utilizan la teoría de adopción de las innovaciones como función del período de repago de los sistemas. Estos estudios pretenden obtener la adopción en el largo plazo, por lo que los períodos de repago varían año a año.

- Por otro lado, en el estudio de México (Lab México, 2021) se define un período de repago viable como el período que hace que los desembolsos por la devolución del préstamo sean iguales a los pagos de la factura eléctrica actualmente, con una tasa de interés de mercado.

Para el presente trabajo se ha adoptado un **período de repago objetivo de 7 años**, teniendo en cuenta tanto la evolución esperada de los períodos de repago proyectada en el estudio de Beck (2009), así también como realizando la validación de que, para un préstamo de tasas de referencia en Panamá[49], la cuota del préstamo no supera el pago actual por energía eléctrica en los proyectos analizados.

Para el caso de las personas jurídicas y su potencial de adopción de estos sistemas, además, mencionamos que las tasas de retorno (TIR) obtenidas por los proyectos con un repago de 7 años o inferior son superiores al 10% en todos los casos, llegando en algunos casos a tasas de retorno superiores al 18%, siendo ésta una tasa de inversión razonable para este tipo de proyectos.

Vale la pena aclarar que este trabajo pretende hacer una **estimación de un Potencial de mercado máximo (*benchmark*) con las condiciones de mercado actuales**, y no es objeto del estudio realizar una estimación de la penetración o adopción de la tecnología a lo largo del tiempo. Tomando la penetración máxima como base en próximos estudios se podrá adoptar la metodología para calcular la adopción de este tipo de sistemas a partir de, por ejemplo, nuevas políticas públicas.

6.2.5. Cálculo del potencial Técnico-Económico

A continuación, se muestran los resultados del Potencial Técnico-Económico del mercado de los sistemas de GSD en Panamá, teniendo en cuenta la modelización descripta anteriormente.

49. Según la Superintendencia de Bancos de Panamá al cierre de agosto 2020 el promedio según producto es: HIPOTECAS: 5.80% PRÉSTAMOS DE AUTO: 7.24% PRÉSTAMOS PERSONALES: 8.70%.

ENSA

Tabla 33. Estimación del Potencial Técnico-Económico del mercado GSD para ENSA. Fuente: elaboración propia

	Residencial			Comercial y Gobierno			Industrial y Autoconsumo			Totales
Tarifa	Potencial Técnico (MW)	Período repago sistema GSD (años)	Potencial Técnico-Económico (MW)	Potencial Técnico (MW)	Período repago sistema GSD (años)	Potencial Técnico-Económico (MW)	Potencial Técnico (MW)	Período repago sistema GSD (años)	Potencial Técnico-Económico (MW)	Potencial Técnico-Económico Total (MW)
BTS1	531	14.5		15	14.5		0	14.5		0
BTS2	423	7.5		10	7.6		0	7.6		0
PREPAGO	18	14.4		0	14.4		0	14.4		0
BTS3	179	6.2	179	54	6.5	54	0	6.5	0	234
BTD1	2	11.2		150	11.4		2	11.4		0
BTD2	0	7.8		25	7.7		0	7.7		0
BTD3	1	5.9	1	34	6.3	34	2	6.3	2	37
BTD4	0	5.4	0	25	5.9	25	0	5.9	0	25
BTH	1	10.7		2	10.9		0	10.9		0
MTD	5	6.9	5	114	7.0	114	20	7.0	20	139
MTH	0	7.4		9	7.5		1	7.5		0
Total	**1,161**		**185**	**437**		**227**	**26**		**22**	**434**

EDEMET

Tabla 34. Estimación del Potencial Técnico-Económico del mercado GSD para EDEMET. Fuente: elaboración propia.

	Residencial			Comercial y Gobierno			Industrial y Autoconsumo			Totales
Tarifa	Potencial Técnico (MW)	Período repago sistema GSD (años)	Potencial Técnico-Económico (MW)	Potencial Técnico (MW)	Período repago sistema GSD (años)	Potencial Técnico-Económico (MW)	Potencial Técnico (MW)	Período repago sistema GSD (años)	Potencial Técnico-Económico (MW)	Potencial Técnico-Económico Total (MW)
BTS1	699	11.9		24	11.9		0	11.9		0
BTS2	387	6.3	387	16	6.5	16	0	6.5	0	403
PREPAGO	4	12.4		0	12.4		0	12.4		0
BTS3	229	4.7	229	35	5.2	35	2	5.2	2	266
BTD1	0	8.6		99	8.4		4	8.4		0
BTD2	0	6.7	0	18	6.9	18	1	6.9	1	19
BTD3	0	5.0	0	32	5.4	32	2	5.4	2	34
BTD4	0	4.2	0	23	4.7	23	1	4.7	1	24
BTH	2	4.5	2	2	5.1	2	0	5.1	0	3
MTD	5	4.9	5	56	5.4	56	40	5.4	40	101
MTH	1	5.6	1	1	6.0	1	0	6.0	0	2
Total	**1,326**		**623**	**306**		**182**	**51**		**47**	**852**

EDECHI

Tabla 35. Estimación del Potencial Técnico-Económico del mercado GSD para ENSA.

Fuente: elaboración propia.

Tarifa	Residencial			Comercial y Gobierno			Industrial y Autoconsumo			Totales
	Potencial Técnico (MW)	Período repago sistema GSD (años)	Potencial Técnico-Económico (MW)	Potencial Técnico (MW)	Período repago sistema GSD (años)	Potencial Técnico-Económico (MW)	Potencial Técnico (MW)	Período repago sistema GSD (años)	Potencial Técnico-Económico (MW)	Potencial Técnico-Económico Total (MW)
BTS1	231	12.8		7	12.9		0	12.9		0
BTS2	97	7.6		4	7.6		0	7.6		0
PREPAGO	0	14.0		0	14.0		0	14.0		0
BTS3	36	6.1	36	22	6.4	22	1	6.4	1	59
BTD1	0	12.3		29	12.4		1	12.4		0
BTD2	0	8.2		5	8.0		0	8.0		0
BTD3	0	5.9	0	8	6.2	8	0	6.2	0	8
BTD4	0	5.5	0	10	5.9	10	0	5.9	0	10
BTH	0	8.2		1	8.1		0	8.1		0
MTD	6	6.5	6	64	6.7	64	16	6.7	16	87
MTH	0	7.0	0	2	7.2		2	7.2		0
Total	**370**		**42**	**153**		**104**	**21**		**17**	**164**

Además, se presenta el potencial Técnico-Económico en MW, como porcentaje del Potencial Técnico calculado en el apartado anterior, por distribuidora y segmento:

Tabla 36. Potencial Técnico-Económico en MW.

	Residencial	Comercial y Gobierno	Industrial y Autoconsumo	Total
ENSA	184.9	226.9	22.2	434.1
EDEMET	622.9	182.3	46.5	851.7
EDECHI	41.8	104.2	17.5	163.5
Total	849.6	513.5	86.2	1,449.3

Tabla 37. Potencial Técnico-Económico en MW como porcentaje del potencial técnico.

	Residencial	Comercial y Gobierno	Industrial y Autoconsumo	Total
ENSA	15.9%	51.9%	85.8%	26.7%
EDEMET	47.0%	59.6%	90.8%	50.6%
EDECHI	11.3%	68.3%	82.5%	30.1%
Total	21.9%	57.3%	87.7%	37.6%

En resumen, el Potencial Técnico-Económico de instalación de sistemas de GSD en Panamá se estima en 137,800 instalaciones a nivel nacional, por un total de 1,449 MWp. Esta cantidad de sistemas generaría, en promedio, 2.0 TWh anuales de energía eléctrica

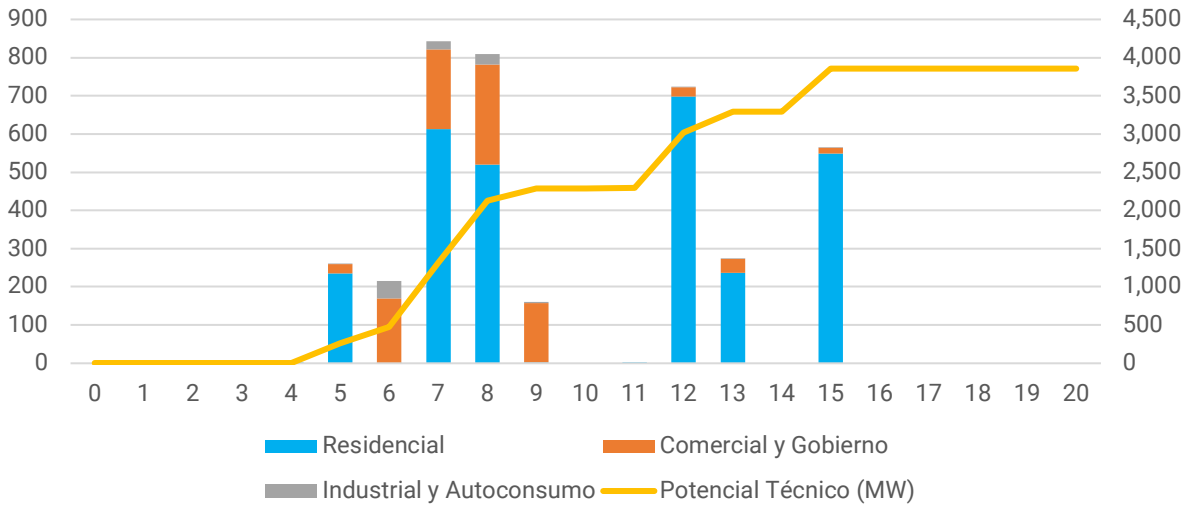
distribuida, correspondiente a un 21.7% de la energía comprada por las distribuidoras en 2019.

En la tabla siguiente se puede ver la **sensibilidad del Potencial Técnico-Económico con el retorno de la inversión** definida como viable, y el porcentaje de los proyectos adoptados en función del retorno.

Tabla 38. Sensibilidad del Potencial Técnico-Económico en función del retorno (años) de la inversión.

Retorno (años)	Potencial Técnico-Económico (MW)	Adopción del Potencial Técnico (%)
0	0	0.0%
1	0	0.0%
2	0	0.0%
3	0	0.0%
4	0	0.0%
5	260	6.8%
6	465	23.4%
7	1,449	37.7%
8	2,029	55.4%
9	2,133	59.4%
10	2,133	59.4%
11	2,136	59.4%
12	3,012	85.0%
13	3,287	85.3%
14	3,287	85.3%
15	3,851	100.0%
16	3,851	100.0%
17	3,851	100.0%
18	3,851	100.0%
19	3,851	100.0%
20	3,851	100.0%

Gráfico 21. Potencial técnico-económico por período de repago y por segmento (barras, en MW), y Potencial técnico-económico acumulado en función del período de repago (línea, en MW).

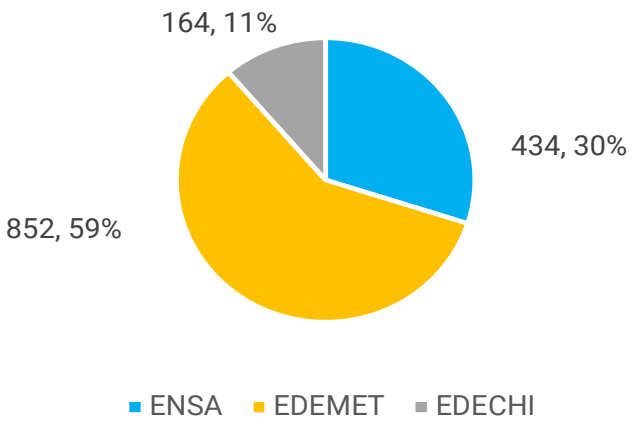


Como vemos en el gráfico anterior, para las condiciones actuales los períodos de repago para la mayoría de los sistemas de GSD viables técnicamente en Panamá varían entre 5 y 9 años. Los sistemas residenciales más pequeños y correspondientes a tarifas de baja tensión con componentes de subsidio, como se puede apreciar, poseen retornos de entre 12 y 15 años.

6.2.6 Análisis de los resultados del potencial técnico y económico

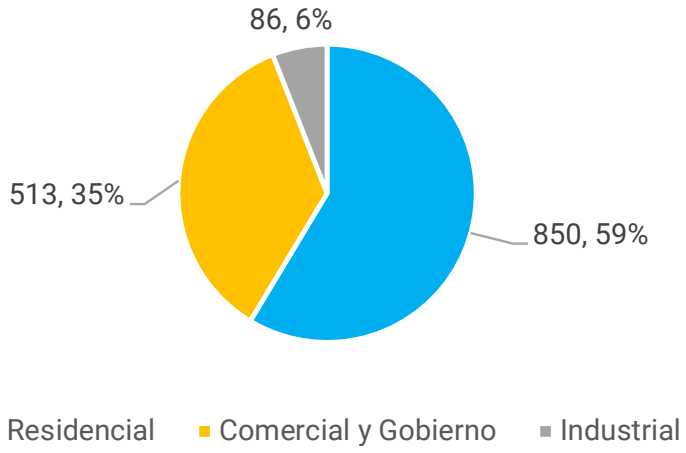
- El **59% del potencial de instalación que es viable técnica y económicamente** con las condiciones actuales, **se encuentra en zona de conexión de EDEMET**, sumando 852 MW. Un 30% del potencial viable se encuentra en zona de ENSA, mientras que el restante 11% corresponde a usuarios conectados a la red de distribución de EDECHI.

Gráfico 22. Potencial Técnico-Económico de generación en sistemas GSD en Panamá (Por distribuidora, en MW). Fuente: elaboración propia.



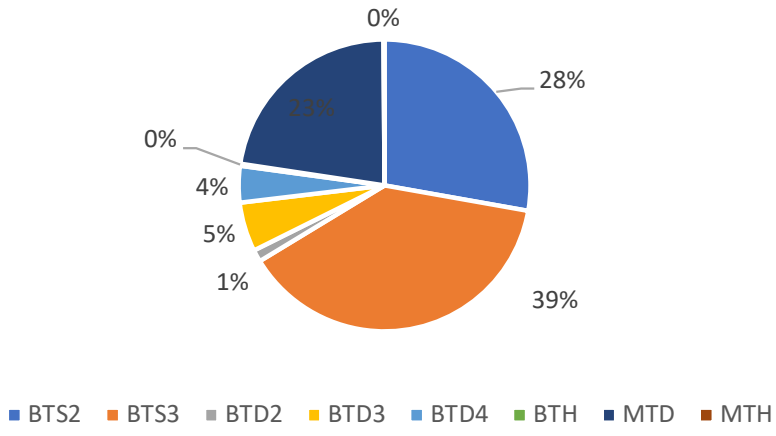
- Haciendo un análisis por segmento, vemos que **el 59% del potencial técnica y económicamente viable se encuentra en el sector residencial**, mientras que el 35% corresponde a usuarios enmarcados en el sector comercial y gobierno. El restante 6% del potencial técnico-económico corresponde a usuarios industriales.

Gráfico 23. Potencial Técnico-Económico de generación en sistemas GSD en Panamá (Por segmento, en MW). Fuente: elaboración propia.



- Analizando el potencial técnica y económicamente viable por tarifa, vemos que **los usuarios con tarifa BTS corresponden al 67% del potencial total** (28% con tarifa BTS2, y 39% con tarifa BTS3). El 23% del potencial corresponde a usuarios conectados en Media Tensión, en su gran mayoría con tarifa MTD, mientras que los usuarios con tarifa BTD completan con el restante 11%.

Gráfico 24. Potencial Técnico-Económico de sistemas GSD en Panamá (por tarifa). Fuente: elaboración propia.



El Potencial Técnico-Económico de instalación de sistemas de GSD en Panamá permite pensar en un **volumen de negocios por la suma de 2,017 millones de USD, factible**

técnica y económicamente bajo las condiciones actuales, y teniendo en cuenta los costos de instalación actuales. En la tabla a continuación, se muestra el volumen potencial de inversiones para la instalación de los sistemas de GSD que han resultado factibles técnica y económicamente en el presente trabajo:

Tabla 39. Volumen de inversiones totales por segmento.

Segmento	Inversiones (M USD)
Residencial	1,339.0
Comercial	590.3
Industrial	88.3
Total	2,017.7

Realizando un análisis por tamaño de los sistemas, vemos que casi el 99% de las instalaciones viables técnica y económicamente son sistemas de generación con capacidad instalada menor o igual a 10 kW, en su gran mayoría en el sector residencial y pequeños comercios. Sin embargo, las instalaciones viables técnica y económicamente de entre 10 y 500 kW de potencia, generan el 33% de la energía eléctrica proyectada.

Gráfico 25. Cantidad de instalaciones viables técnica y económicamente, por tamaño, segmento y área de distribución.

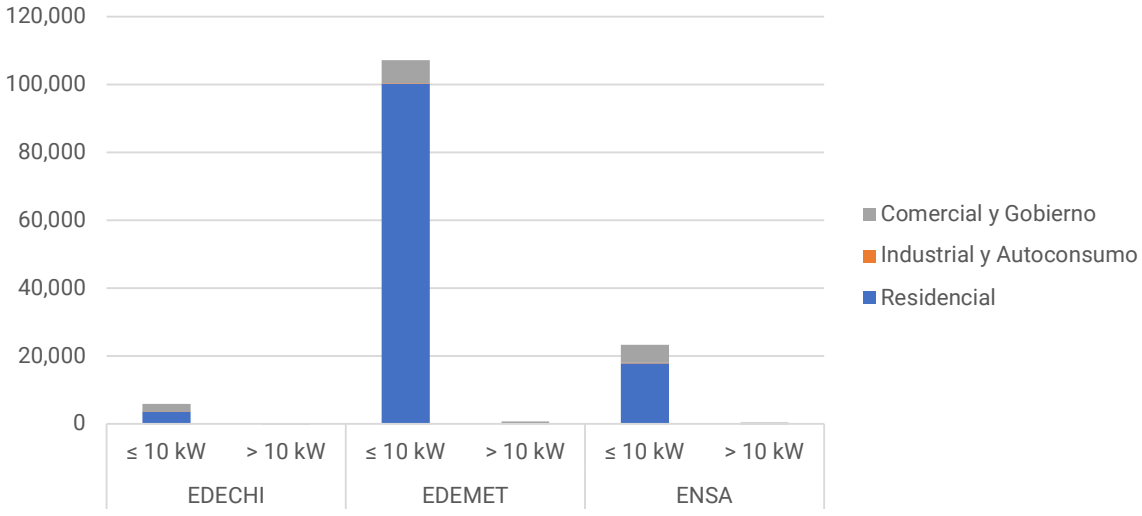
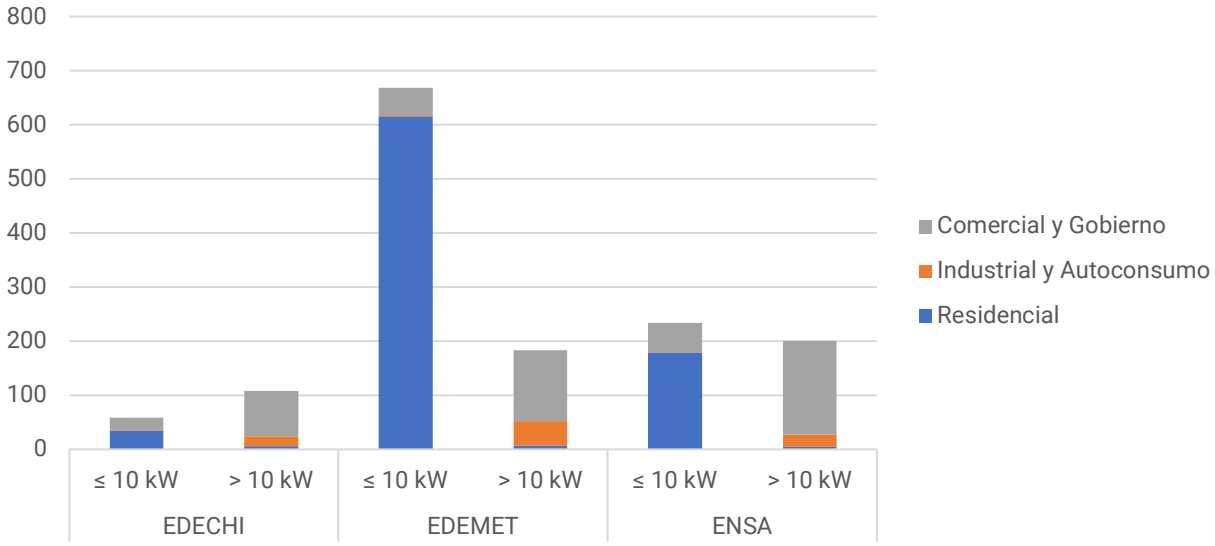


Gráfico 26. Potencia instalada viable técnica y económicamente, por tamaño, segmento y área de distribución.



6.2.7 Tasas de crecimiento esperado del consumo eléctrico en Panamá

Para la planificación del Sistema Interconectado de Panamá (SIN), es indispensable realizar la proyección de la demanda eléctrica que tendrá que afrontar el país en los siguientes años. Es por eso que ETESA, en su más reciente Plan de Expansión del SIN[50], realiza un acabado estudio para proyectar la tasa de crecimiento esperado de la demanda eléctrica en Panamá.

Esta proyección de demanda se calcula estimando por separado el consumo de las distribuidoras (ENSA, EDEMET y EDECHI) y los Grandes Usuarios. Al nivel de las distribuidoras se consideran además los diferentes segmentos de consumo para realizar las proyecciones (residencial, comercial, industrial, gobierno y alumbrado).

Las demandas de los sectores de consumo se estiman en función de indicadores sociales y económicos, como ser:

- Producto Interno Bruto (PIB), Producto Interno Bruto Comercial (PIBCOM) y Producto Interno Bruto Industrial (PIBIND): Los indicadores de crecimiento de la economía nacional son históricamente de las variables que más se relacionan con el crecimiento del consumo eléctrico. Se han utilizado en este caso, datos históricos y proyecciones del INEC.
- Población: La proyección del crecimiento poblacional, naturalmente afectará el consumo eléctrico de un país. Se establece un indicador de crecimiento demográfico anual, en base a datos históricos y proyecciones de la CEPAL.
- IMAE (Índice Mensual de Actividad Económica): Es otro indicador muy fuertemente atado a la demanda eléctrica, el cual se utiliza mediante series históricas y proyecciones del INEC.

Para realizar estas proyecciones, ETESA utiliza un modelo denominado ME-SiProDe.

50. ETESA, PESIN 2019-2033.

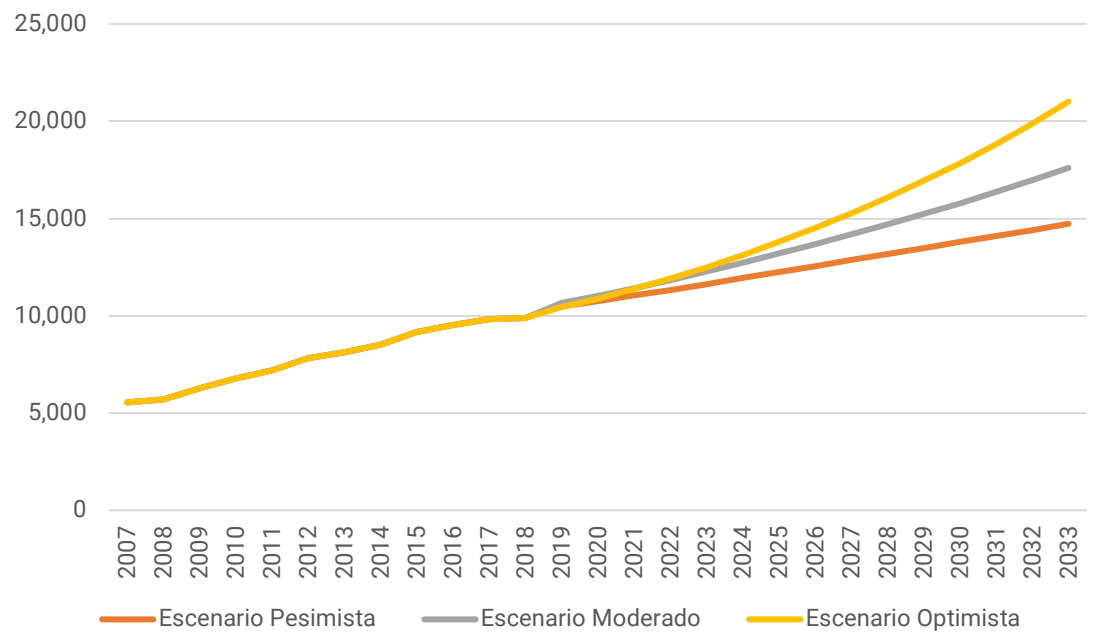
Este modelo funciona analizando las series históricas. Como primer paso, se define un escenario base de desarrollo de actividad económica del país, crecimiento poblacional, y evolución de los precios. Luego, a partir del análisis y proyección de los indicadores socioeconómicos mencionados anteriormente, y definiendo supuestos para el futuro, se realiza la proyección de demanda por segmento.

A efectos de considerar la incertidumbre asociada a este tipo de estimaciones futuras, se calculan proyecciones para escenarios pesimista (o bajo), moderado (o medio) y optimista (o alto).

En resumen, y a partir del último PESIN de ETESA, se observa que las proyecciones de demanda indican que el consumo de energía eléctrica del Sistema Interconectado Nacional podría presentar unas tasas de crecimiento, por el orden de 3.45 a 3.54% promedio anual, para el período comprendido entre 2019 y 2033.

Además, la potencia máxima exigida al SIN podría crecer entre 1.9% y 3.2% anual, dependiendo del escenario modelado.

Gráfico 27. Proyecciones (2018-2033) de crecimiento del consumo eléctrico (GWh) en Panamá . Fuente: ETESA.



En definitiva, observando la evolución de las variables de crecimiento económico, crecimiento demográfico, entre otros hábitos de consumo analizados por ETESA, se estima que el potencial de instalación de sistemas de GSD en Panamá acompañe ese

crecimiento, tanto debido a la incorporación de nuevos clientes al SIN (que hará viables nuevas instalaciones), como el aumento del consumo de los clientes existentes (que permitirá que cada instalación proyectada posea una potencia mayor).

6.2.8 Otras consideraciones

- Los clientes de **tarifas BTS1 y Prepaga están muy lejos de cumplir la condición de viabilidad económica**. Esto se debe a los **subsidios** establecidos mediante el Decreto 59 Nº de 2015 para a los usuarios de consumo inferior a 300 kWh/mes.
- Haciendo una relación entre el potencial técnico y el potencial técnico-económico, vemos que los clientes comerciales e industriales tienen un porcentaje de viabilidad combinado del 60.6%, mientras que el sector residencial solamente cuenta con el 21.8% de los proyectos viables económicamente. Esto muestra que este tipo de proyectos requieren aún de incentivos adicionales para poder ser viables económicamente, sobre todo en un escenario de subsidios al consumo, como se mencionó anteriormente.
- Debido a la mayor irradiación, y por consiguiente mayor generación del sistema de GSD para la misma potencia instalada, los sistemas instalados en el área de concesión de EDEMET resultan en general más rentables que en la zona de concesión de ENSA. Además, en el área de concesión de EDEMET las tarifas son sensiblemente más altas que en la zona de ENSA.
- Por otro lado, EDECHI es la zona de concesión de distribución con mayor irradiación solar a nivel nacional. Sin embargo, los efectos de los subsidios dados por el FTO hacen que, para el caso de varias tarifas en baja y media tensión, los proyectos no sean rentables para los usuarios.
- El modelo económico realizado pretende con sus cálculos, analizar la viabilidad económica de sistemas de GSD en todo el país y cuantificar dicho potencial. Para desarrollar los modelos, a menudo se realizan simplificaciones que en este caso se utilizan para estimar la cantidad de sistemas o potencia instalada que posee viabilidad económica. Como parte de estas simplificaciones, se dimensionan sistemas típicos o estándar, para cada segmento de consumo, distribuidora y tarifa, para una irradiación media de la zona de concesión. Dicho esto, **no necesariamente todos los sistemas de GSD que se instalarán para cada segmento y tarifa serán iguales a los tomados como referencia en este análisis,** sino que **para cada sistema, mediante estudios particulares de cada sitio, se determinará una potencia instalada óptima** en cada caso.

6.3 Casos de negocio determinando ahorros económicos y reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, logrados por el uso de sistemas solares fotovoltaicos en generación distribuida, por segmento.

Se presentan a continuación distintos **casos de negocio de los sistemas de GSD con potencial técnico-económico** de acuerdo con los análisis realizados en los capítulos anteriores. Se presentan cuatro casos ejemplo, de escalas, distribuidoras y segmentos diferentes.

Caso 1: Cliente del segmento Residencial, tarifa BTS2 de EDEMET

Se tiene un sistema de 5 kWp instalados en una residencia en la provincia de Panamá Oeste, correspondiente al área de concesión de EDEMET. Casi la totalidad del potencial de instalación viable en esta región corresponde a viviendas con esta tarifa.

- La inversión inicial de este sistema de GSD es de 8,250 USD.
- El cliente consume en promedio 448 kWh mensuales, lo que corresponde a una factura eléctrica promedio de 87.8 USD, incluyendo cargos fijos y variables.
- El potencial de generación del sistema de GSD en Panamá Oeste es de 1,319.1 kWh/kWp/año.
- El sistema de GSD generará una media mensual de 550 kWh/mes (6,595 kWh anuales) en el primer año de instalación del sistema.
- El primer año, el cliente generará un 22.6% más de energía que sus consumos. La factura eléctrica bajará entonces a 2.76 USD (únicamente el cargo fijo). EDEMET, además, le reintegrará al finalizar el año, créditos de energía por 149 USD.
- Debido al crecimiento esperado del consumo eléctrico, se espera que, para el año 10 de instalación, el sistema genere el 86.8% del consumo energético del cliente, y para el año 20, el 59.1% del consumo energético.
- A lo largo de la vida útil del sistema, el cliente generará ahorros y créditos de energía de entre 1,195 USD (en el año 1) y 1,188 USD (en el año 20), y un beneficio fiscal de 413 USD. El período de repago del sistema resulta de 6.4 años y la tasa interna de retorno del proyecto a lo largo de su vida útil es de 13.9% anual.
- Además, este sistema evitará la emisión de 64.9 toneladas de CO_2 (equivalente) a la atmósfera durante su vida útil.

Caso 2: Cliente del segmento Comercial, tarifa BTS3 de ENSA

Se tiene un sistema de 10 kWp instalados en un comercio en la provincia de Colón, correspondiente a la distribuidora ENSA. En zona de concesión de ENSA, el 24% del potencial de instalación del segmento comercial y el 97% del potencial residencial (con viabilidad económica) se encuentran en esta tarifa.

- La inversión inicial de este sistema de GSD es de 15,350 USD.
- El cliente consume en promedio 2,007 kWh mensuales, lo que corresponde a una factura eléctrica promedio de 365.8 USD, incluyendo cargos fijos y variables.
- El potencial de generación del sistema de GSD en Colón es de 1,339.2 kWh/kWp/año.
- El sistema de GSD generará una media mensual de 1,116kWh/mes (13,392 kWh anuales) en el primer año de instalación del sistema.

- El primer año, el cliente generará un 55.6% de la energía consumida. La factura eléctrica bajará entonces a 121.4 USD (únicamente el cargo fijo).
- Debido al crecimiento esperado del consumo eléctrico, se espera que, para el año 10 de instalación, el sistema genere el 39.4% del consumo energético del cliente, y para el año 20, el 26.8% del consumo energético.
- Debido a los ahorros en la factura eléctrica y las amortizaciones del sistema de GSD, las cuentas de la empresa mostrarán mayores ganancias, y por consiguiente una suba en el ISR (el cual ya está contemplado para el cálculo del repago de la inversión).
- A lo largo de la vida útil del sistema, el cliente generará ahorros de energía de entre 2,427 USD (en el año 1) y 2,249 USD (en el año 20), y un beneficio fiscal de 768 USD. El período de repago del sistema resulta de 6.4 años y la tasa interna de retorno del proyecto a lo largo de su vida útil es de 12.5% anual.
- Además, este sistema evitará la emisión de 127.6 toneladas de CO_2 (equivalente) a la atmósfera durante su vida útil.

Caso 3: Cliente del segmento Comercial, tarifa MTD de EDECHI

Se tiene un sistema de 250 kWp instalados en una instalación comercial de gran tamaño en la provincia de Chiriquí, correspondiente al área de concesión de EDECHI. En esta región, el 60% del potencial de instalación del segmento comercial se encuentra en esta tarifa.

- La inversión inicial de este sistema de GSD es de 275,000 USD.
- Se asume que el cliente posee 250 kW de demanda contratada y consume en promedio 37,612 kWh mensuales, lo que corresponde a una factura eléctrica promedio de 9,307 USD incluyendo cargos fijos y variables.
- El potencial de generación del sistema de GSD en Chiriquí es de 1,424.7 kWh/kWp/año.
- El sistema de GSD generará una media mensual de 29,682 kWh/mes (356,183 kWh anuales) en el primer año de instalación del sistema.
- El primer año el cliente generará un 78.9% de la energía consumida. La factura eléctrica bajará entonces a 4,462 USD (cargos fijos únicamente).
- Debido al crecimiento esperado del consumo eléctrico, se espera que, para el año 10 de instalación, el sistema genere el 55.9% del consumo energético del cliente, y para el año 20, el 38% del consumo energético.
- Debido a los ahorros en la factura eléctrica y las amortizaciones del sistema de GSD, las cuentas de la empresa mostrarán mayores ganancias, y por consiguiente una suba en el ISR (el cual ya está contemplado para el cálculo del repago de la inversión).
- A lo largo de la vida útil del sistema, el cliente generará ahorros de energía de entre 43,572 USD (en el año 1) y 40,377 USD (en el año 20), y un beneficio fiscal de 13,750 USD. El período de repago del sistema resulta de 6.9 años y la tasa interna de retorno del proyecto a lo largo de su vida útil es de 10.9% anual.

- Además, este sistema evitará la emisión de 3,394 toneladas de CO_2 (equivalente) a la atmósfera durante su vida útil.

Caso 4: Cliente del segmento Industrial, tarifa MTD de ENSA

Se tiene un sistema de 500 kWp instalados en una instalación industrial en la provincia de Panamá, correspondiente al área de concesión de ENSA. El 90% del potencial de instalación del sector industrial posee esta tarifa, y el 54% de potencial comercial e industrial.

- La inversión inicial de este sistema de GSD es de 500,000 USD.
- Se asume que el cliente posee 500 kW de demanda contratada y consume en promedio 45,225 kWh mensuales (la media de consumo comercial e industrial para esta tarifa). Mensualmente, le corresponde a una factura eléctrica promedio de 11,699 USD, incluyendo cargos fijos y variables.
- El potencial de generación del sistema de GSD en Panamá es de 1,316.9 kWh/kWp/año.
- El sistema de GSD generará una media mensual de 54,873 kWh/mes (658,470 kWh anuales) en el primer año de instalación del sistema.
- El primer año, el cliente generará un 21.3% más de energía que sus consumos. La factura eléctrica bajará entonces a 6,368 USD (entre cargos fijos y variables). ENSA, además, le reintegrará al finalizar el año, créditos de energía por 12,900 USD.
- Debido al crecimiento esperado del consumo eléctrico, se espera que, para el año 10 de instalación, el sistema genere el 85.9% del consumo energético del cliente, y para el año 20, el 58.5% del consumo energético.
- Debido a los ahorros en la factura eléctrica y las amortizaciones del sistema de GSD, las cuentas de la empresa mostrarán mayores ganancias, y por consiguiente una suba en el ISR (el cual ya está contemplado para el cálculo del repago de la inversión).
- A lo largo de la vida útil del sistema, el cliente generará ahorros de energía de entre 77,614 USD (en el año 1) y 71,923 USD (en el año 20), y un beneficio fiscal de 25,000 USD. El período de repago del sistema resulta de 7 años y la tasa interna de retorno del proyecto a lo largo de su vida útil es de 10.3% anual.
- Además, este sistema evitará la emisión de 6,276 toneladas de CO_2 (equivalente) a la atmósfera durante su vida útil.



7. ESTADO ACTUAL DEL FINANCIAMIENTO PRIVADO PARA SISTEMAS DE GENERACIÓN SOLAR DISTRIBUIDA EN PANAMÁ

Como se ha observado a partir del análisis realizado en la primera parte del presente documento (Capítulos 2 a 6), **Panamá presenta condiciones de mercado muy favorables para el desarrollo de la energía renovable en general, y para la instalación de sistemas de GSD en particular.**

Panamá cuenta con un recurso solar abundante, condición importante para que los sistemas sean eficientes y rentables; el marco regulatorio vigente establece reglas claras en materia de medición neta e intercambio de excedentes con las distribuidoras; y los costos de la tecnología y las tarifas actuales hacen que la instalación de sistemas de GSD sea atractivo para una gran cantidad de usuarios, distribuidos a lo largo del país y en todos los segmentos analizados.

En definitiva, si bien en la actualidad el mercado de la energía solar distribuida es relativamente nuevo e incipiente en el país, **existen las condiciones para que este mercado se desarrolle rápidamente, apalancado aún más por las varias iniciativas públicas en materia de fomento a la inclusión de fuentes de energía renovables no convencionales, y a una recuperación post-COVID19 con criterios de equidad y sostenibilidad.**

La banca panameña cuenta con cierta experiencia en el financiamiento de proyectos de energía solar; sin embargo, dicha experiencia está concentrada principalmente en proyectos de mayor tamaño (de 1 MWp o mayores). Además, en la mayoría de los casos, los proyectos financiados son de empresas generadoras, cuyo principal objetivo es la generación de energía y posterior venta en el SIN. Ya que los sistemas de GSD persiguen el objetivo del autoconsumo eléctrico, **los tomadores de crédito para financiar estos sistemas serán de lo más variados, desde usuarios residenciales hasta PyMEs, comercios e industrias, cuyas actividades han sido hasta ahora ajenas a la generación de energía eléctrica,** y no

tienen experiencia en el mercado eléctrico. Este cambio requiere un esfuerzo extra por parte de la banca comercial, para adaptar sus productos y hacerlos accesibles a estos segmentos de clientes.

El sector financiero se convierte entonces en un actor muy importante para lograr el crecimiento y consolidación del sector solar fotovoltaico, en especial de pequeña y mediana escala. La banca comercial, en particular, se presenta como un eslabón clave para la implementación de sistemas de GSD, debido principalmente a las características que tiene este tipo de inversión de capital, el cual requiere un desembolso significativo al inicio del proyecto (para la compra e instalación del sistema), sin requerir inversiones adicionales en los años subsiguientes, y con bajos costos de operación y mantenimiento. **El volumen de capital necesario para este tipo de inversiones hace que una gran cantidad de usuarios no logren acceder a su instalación debido a falta de liquidez, que puede ser solucionada con la oferta de un financiamiento adecuado.**

A partir del relevamiento y las conversaciones mantenidas durante la realización del presente proyecto con la Asociación Bancaria de Panamá, así también como con diversos actores del sector bancario nacional, **se ha detectado un gran interés en el potencial de mercado que los sistemas de GSD podrían generar tanto con clientes actuales como con clientes potenciales, mediante productos relacionados a la generación de energía renovable para autoconsumo, a la disminución del impacto ambiental de la actividad humana, a la reducción de emisiones de efecto invernadero y la lucha contra el cambio climático.**

Incluso, se ha detectado que muchos de los bancos consultados poseen iniciativas internas de sustentabilidad, entre ellas la incorporación de energía renovable o el transporte bajo en carbono. **Sin embargo, hoy existen en el mercado pocos productos financieros específicamente diseñados para financiar este tipo de iniciativas.**

En definitiva, el sector de la banca presenta un grado incipiente en cuanto al desarrollo de un portafolio especializado de productos, aunque **ya se comienzan a ver diversas iniciativas que podrían impulsar la oferta de financiamiento en el sector solar fotovoltaico de pequeña y mediana escala durante los próximos años.**

En el presente capítulo, se presentan los resultados de la investigación realizada acerca del sector bancario, tanto de Panamá como de otros países de la región; se muestran las conclusiones de las entrevistas realizadas con los diversos actores de la banca comercial panameña, y se presentan las recomendaciones elaboradas para que la banca comercial pueda desarrollar e impulsar con fuerza el financiamiento de sistemas de GSD en el país.

7.1 Modelos de financiamiento comúnmente utilizados y evaluación de riesgos y oportunidades

Históricamente, los sistemas de GSD, y especialmente los de pequeña y mediana escala en los sectores residencial, comercial e industrial, han sido financiados principalmente con recursos propios del usuario de la energía. En algunos casos, aunque en menor medida, también se han utilizado modelos de financiamiento tradicionales de la banca comercial y personal.

Esta realidad ha sido similar en la mayoría de los países de la región de Latinoamérica y el Caribe, en el cual la instalación de este tipo de sistemas era muy poco habitual hasta hace unos pocos años. Sin embargo, y **debido a diversos factores como la baja de costos y el aumento de la eficiencia en la tecnología[51], la instalación de sistemas de GSD ha venido aumentado consistentemente en los últimos años, y por consiguiente han comenzado a verse en la región los primeros productos financieros específicos para este tipo de instalaciones.**

Debido al **aumento de compromisos a nivel subnacional, nacional y regional frente al desafío del cambio climático,** se ha visto durante los últimos años la creación de programas de financiamiento más amplios y de mayor alcance, con una gran participación de la banca y los organismos multilaterales de crédito, y la colaboración de las agencias internacionales. Durante los últimos años, los programas transnacionales de financiamiento a proyectos y programas de eficiencia energética, descarbonización de la energía, y mitigación y adaptación al cambio climático, entre otros, son cada vez más habituales, lo cual es un factor fundamental de incentivo para la banca comercial.

Sin embargo, la oferta de productos financieros específicos está aún en una fase temprana, y por consiguiente, los proyectos de generación renovable de pequeña y mediana escala siguen aún hoy dependiendo de productos tradicionales para la obtención de financiamiento.

A continuación, se detallan los mecanismos financieros comúnmente utilizados por la banca comercial en la actualidad para ofrecer financiamiento en sus distintos segmentos de mercado (residencial, comercial e industrial). En la siguiente sección, se identificarán y mostrarán productos dedicados, pensados o adaptados para el financiamiento de sistemas de GSD en Panamá.

7.1.1 Inversión Directa

El usuario dispone sus propios fondos para la adquisición del sistema de GSD. Este recurso es utilizado por personas naturales o jurídicas que no cuenten con acceso al crédito por parte de una institución bancaria, o bien porque se cuenta con los fondos líquidos disponibles para realizar la inversión.

En el caso de las personas, la asignación de una gran cantidad de recursos al inicio del proyecto para realizar la instalación es una de las limitaciones principales para la instalación de este tipo de sistemas, especialmente para los sectores socioeconómicos más bajos, los cuales por lo general poseen una capacidad de ahorro menor.

En el caso de las empresas, los fondos para la instalación de estos sistemas deberán competir con otros proyectos más críticos para la operación de la empresa. Usualmente, la liquidez de las empresas suele ser una limitación a la hora de planificar y realizar nuevas inversiones (tanto en bienes de uso como en capital de trabajo), especialmente para las pequeñas y medianas empresas.

51. Se realiza un profundo análisis de la tecnología y su evolución en el Capítulo 5 del presente documento.

7.1.2 Préstamos personales o al consumo (personas naturales)

Los préstamos personales o al consumo están dirigidos a personas naturales (asalariados o jubilados) para cubrir sus necesidades financieras generales y más habituales: consolidar deudas, cubrir gastos de estudio, viajes, proyectos personales, etc. Son préstamos de rápida aprobación y desembolso, y los principales requisitos son de comprobación de ingresos (carta de trabajo, continuidad laboral, talonarios de pago) e identidad (cédula, recibo de servicio público). También se solicita, dependiendo del monto del préstamo, un salario mínimo en función del segmento, edad o ubicación geográfica.

Las tasas de interés suelen ser más altas que otros préstamos que requieren mayores garantías; las tasas se encuentran habitualmente entre el 7% y el 12% anual. Los plazos máximos se encuentran en torno a los 10 años, dependiendo, al igual que los montos, de la calificación crediticia del cliente.

De acuerdo a lo relevado, la evaluación de riesgo crediticio relacionada a este tipo de préstamos suele seguir un procedimiento estandarizado (por eso los tiempos de aprobación resultan más cortos), y se suele hacer en función de la evaluación del cliente y no del destino del crédito.

Este tipo de préstamo se caracteriza por pagos fijos (principal más interés) a lo largo del período, independientemente del rendimiento actual del proyecto.

En algunos casos, la institución financiera solicita al tomador del crédito una garantía o colateral adicional, sobre todo en caso de que el monto de la cuota de repago del préstamo resulte por encima de un porcentaje del ingreso mensual que acredita el tomador. Este colateral puede ser la prenda de un bien, un seguro, o un aval bancario (propio o de un tercero).

Los préstamos personales que tienen como destino la compra de bienes que pueden ser prendados, como ser la compra de un automóvil, poseen condiciones particulares, ya que la garantía que obtiene el banco es superior (en monto) a través de la prenda del bien adquirido. En este caso, las tasas de interés suelen ser más bajas (habitualmente, entre 1 y 2 puntos porcentuales), el monto prestado puede ser mayor (incluso llegar al 100% del valor del bien), y usualmente no se requieren garantías adicionales.

7.1.3 Préstamos comerciales y corporativos (a personas jurídicas, tanto PyMEs como grandes empresas)

La mayoría de los bancos panameños tienen una amplia oferta de financiamiento para empresas, con diferentes condiciones de acuerdo a las características del tomador y al destino de los fondos.

Los préstamos comerciales para financiamiento de adquisición de bienes en específico, como por ejemplo activos fijos (compra de terrenos y locales comerciales u oficinas), remodelaciones de oficinas y establecimientos productivos, compras de bienes de capital (maquinaria, automóviles para uso comercial) suelen ser utilizados por empresas de todo tamaño desde micro y pequeñas empresas (locales comerciales), hasta grandes empresas productivas.

Los requisitos para estos préstamos suelen incluir un análisis de riesgo crediticio, en el cual el banco analiza la antigüedad de la empresa, la actividad, el tamaño (facturación, cantidad de empleados), la solvencia económica de sus propietarios, entre otros aspectos. Por lo general, se analizan los estados financieros y las declaraciones de la renta de los últimos años, para analizar liquidez, solvencia, valor de los activos y márgenes comerciales, a criterio de cada banco.

Una vez aprobado este paso, el banco puede solicitar colaterales o garantías de lo más variadas, las cuales suelen incluir la hipoteca o prenda del bien a adquirir. Otras garantías adicionales solicitadas van desde avales bancarios de la empresa o de sus propietarios, seguros de vida de sus propietarios o directores, cesión de flujos de fondos, hasta cubrir un porcentaje o la totalidad de la cuota que resulte. Por lo general, las tasas de interés de este tipo de préstamo pueden ser levemente inferiores a las conseguidas por personas naturales; los montos suelen ser mayores (en relación con el ingreso comprobable), y los plazos suelen ser mayores, en relación con la antigüedad de la empresa.

Existen también líneas de crédito corporativas para financiamiento de capital de trabajo o destinos más amplios, como reestructuración de obligaciones de deuda existentes. Las líneas de fondeo para empresas están asociadas por lo general a empresas más grandes, con mayor facturación, por los cuales la banca comercial tiene particular interés. Este tipo de líneas de fondeo son por lo general sin un plazo predefinido, y existe un monto máximo y una tasa de interés preacordada de manera personalizada (caso por caso). Una vez se otorga la línea de fondeo, el desembolso suele ser automático y a demanda de la empresa, sin necesidad de ser ejecutado por la banca. En este caso, las garantías corporativas que se solicitan suelen ser importantes, y suelen incluir avales de los socios o directores de la empresa.

Por último, existen líneas de crédito específicas de acuerdo a la actividad o sector en los que operan las empresas. Para esto, los bancos suelen tener personal especializado con profundos conocimientos técnicos y económicos de un sector en particular, que analizan caso por caso los proyectos y tienen la capacidad de definir las características y estructura de un financiamiento particular, previo a aprobación por parte del Directorio del banco. Las actividades que poseen líneas de crédito específicas son:

- **Sector agrícola y agroindustrial:** Cubre actividades como compra de fincas, compra de maquinaria agrícola, infraestructura y mejora tecnológica de fincas, financiación de campañas de siembra y fertilización, entre otras. Los montos de este tipo de financiamientos suelen ser mayores al habitual, con una tasa de interés sustancialmente menor, al ser empresas de capital intensivo. Además, de acuerdo a la Ley 4 de 1994 y modificatorias, los préstamos al sector agrícola y de producción de alimentos cuentan con un beneficio adicional de tasa de 4 puntos porcentuales (mediante subsidios de tasa), lo cual hace que este tipo de financiamientos sea de los más convenientes del mercado.

- **Sector de comercio exterior:** Cubre actividades de exportación e importación de bienes de capital y bienes de consumo, así también como las inversiones en infraestructura logística. Análogamente a lo encontrado para el sector primario, este tipo de financiamiento suele ser muy conveniente, ya que los bienes exportados o importados suelen ser una garantía con la cual la banca tiene experiencia y su percepción de riesgo

es baja (bienes transables y líquidos). En este caso los plazos suelen ser más cortos (en caso de prefinanciación para exportaciones o importaciones), pero las tasas de interés pueden llegar al 4% o 5% anual, muy por debajo de un préstamo comercial convencional.

7.1.4 Préstamos con garantía hipotecaria (hipotecas residenciales o comerciales)

Es un préstamo en el cual se utiliza una propiedad inmueble como respaldo. Esto permite la implementación de tasas más bajas y plazos más largos. El préstamo puede ser solicitado por una persona natural o jurídica, y puede ser utilizados para cubrir cualquier necesidad financiera del solicitante, ya sea una remodelación, consolidación de deudas, consumos o adquisición de activos fijos.

Los requisitos que se solicitan a personas naturales son: evidencia de ingresos (talonarios de pagos, carta de trabajo/certificado de jubilado, antigüedad laboral mínima, cédula y copia de un servicio), buenas referencias de crédito, seguro de vida. En el caso de empresas, se solicita un mínimo de años de operación (en general dos), últimos estados financieros auditados, proyección de flujo de caja, certificado de registro público, declaración patrimonial de accionistas y de acciones, entre otros. Además, tanto para personas naturales como jurídicas se solicita un avalúo de la propiedad que se toma en garantía a través de una empresa autorizada por la entidad bancaria.

Los plazos de los préstamos con garantía hipotecaria se sitúan entre los 15 y 30 años, con tasas más bajas que los préstamos personales y al consumo en el rango entre 5% y 6%, y montos que dependen del avalúo del bien inmueble. Es posible que el bien se encuentre con una hipoteca existente, incluso en otro banco.

Como se verá en el capítulo 8.4, éstos préstamos pueden ser utilizados para financiar sistemas de GSD con plazos y tasas más convenientes que las de un préstamo personal o comercial.

7.1.5 Instrumentos de propiedad de terceros: arrendamiento o leasing financiero

El sistema de leasing está muy difundido para financiar bienes de capital en el sector comercial y vehículos particulares para las personas. En los últimos años, este mecanismo se comenzó a aplicar en el mercado de sistemas de GSD. De esta manera, en lugar de comprar un sistema, el usuario de la energía paga a un arrendador un monto mensual por usar el sistema fotovoltaico por un periodo de tiempo predeterminado. Si la distribuidora local tiene una política de medición neta, el propietario de la vivienda se hará acreedor de los créditos generados por la venta de excedentes del sistema de GSD.

En el contrato se intentará que la suma del alquiler mensual sumado a la nueva factura eléctrica (disminuida por la generación del sistema de GSD), sea menor a la factura eléctrica que el propietario pagaba antes de instalar el sistema de GSD. Al final del contrato, el arrendatario puede adquirir el sistema pagando por un valor residual, o bien podrá renovar el contrato de arrendamiento o pedir que el sistema sea removido de su propiedad.

Es común que en estos contratos el arrendador se encargue de proveer los servicios de operación y mantenimiento del sistema y de los seguros. Esta metodología, en la cual se evita el desembolso del monto total correspondiente al monto del sistema, constituye un gran atractivo que incentivan al usuario (persona o empresa) a instalar un sistema solar en su propiedad. Finalmente, los modelos de propiedad de terceros tienen el atractivo adicional de permitir que los usuarios residenciales se beneficien indirectamente de los incentivos fiscales y económicos, disponibles únicamente para empresas (como por ejemplo la depreciación acelerada de activos).

Uno de los principales beneficios de los instrumentos de propiedad de terceros es el tratamiento impositivo en los estados contables de las empresas, ya que, en este caso, el repago del préstamo puede ser considerado como un gasto contable, pudiéndolo deducir dentro del cálculo del impuesto sobre la renta. Este tratamiento permite a las empresas reducir el pago del ISR relativamente a otro tipo de préstamos, como el corporativo, en el cual únicamente la porción de la cuota que representa los intereses puede ser contabilizado como gasto.

Otro beneficio impositivo es la no aplicación del 1% de sobretasa correspondiente al FECI[52], lo cual sí aplica a préstamos personales y corporativos mencionados anteriormente.

7.1.6 Project finance y contratos de provisión de energía -PPA-

La principal característica del financiamiento del tipo "Project finance" es que no se requiere, por parte del sponsor o dueño del proyecto, ninguna garantía adicional a los flujos de fondos que genere el propio proyecto. Este tipo de financiamiento se utiliza principalmente para grandes proyectos de infraestructura, de capital intensivo, y para los cuales el repago del proyecto está asegurado mediante contratos de largo plazo, como en el caso de la generación de energía eléctrica, así también como otro tipo de infraestructura (carreteras, puertos, etc.)

El contrato de provisión de energía eléctrica (Power Purchase Agreement -PPA-) es un requisito fundamental para poder estructurar financiamientos del tipo "Project finance". El PPA consiste en un contrato de largo plazo (usualmente entre 10 y 30 años), en el cual un comprador u "offtaker" se compromete a comprar la energía generada por el proyecto una vez éste comienza a operar comercialmente, a una tarifa predeterminada. Usualmente, existen penalidades para el "offtaker" en caso de que no se compre la energía, como por ejemplo cláusulas de tipo "take or pay", en las cuales el comprador se obliga a pagar la energía generada aún cuando esta no se utilice.

El proyecto también suele tener sólidas garantías durante la fase de operación y mantenimiento, como ser seguros y garantías de performance (generación asegurada).

52. Es el Fondo Especial de Compensación de Intereses creado bajo la Ley No. 4 del 17 de mayo de 1994, fondo que es administrado por la Superintendencia de Bancos de Panamá. Se obtiene a través del cobro de una sobretasa anual de 1% aplicada a préstamos locales, personales y comerciales mayores a $5,000.00, concedidos por los bancos o entidades financieras. Estos fondos se utilizan para otorgar subsidios a ciertos sectores de la economía. El FECI está exento en préstamos hipotecarios cuya propiedad residencial es declarada como la vivienda principal.

En este caso, los plazos y los montos se ajustan a la vida útil del proyecto o a la duración del PPA y a la inversión de capital necesaria. Por lo general, se financia desde un 50% hasta un 90% de la inversión necesaria, y las tasas de interés son relativamente bajas, y ajustadas a la capacidad de repago del proyecto.

7.1.7 Modelos tipo "ESCO"

Las ESCO (compañías de servicios energéticos, por sus siglas en inglés) son empresas que han adquirido una gran visibilidad y relevancia en los últimos años, principalmente acompañando a los procesos de adopción de las tecnologías de generación de energía renovable a nivel mundial. Estas empresas se dedican a vender energía renovable a usuarios consumidores particulares, o comunidades y asociaciones de consumidores, mediante un contrato de abastecimiento de largo plazo, y su principal beneficio es que se abastece de energía limpia y renovable a una tarifa que suele ser menor a la que ofrecen las distribuidoras.

Por otro lado, existen ESCO que se dedican al ahorro y eficiencia energética, los cuales ofrecen, además del abastecimiento de energía, al compromiso de un ahorro energético mediante análisis y reducción de consumos de los usuarios, y compartiendo el ahorro generado entre el usuario y la empresa.

En este tipo de modelo, la empresa que brinda el servicio de energía ("ESCO") es dueña del sistema de GSD y es responsable de su diseño, instalación, operación, mantenimiento y performance. El sistema se instala con el fin de brindar energía al cliente quien, en contrapartida, paga a la ESCO por la energía generada. El precio de la energía suele presentar un ahorro respecto al valor de la factura eléctrica. Si la energía generada excede la utilizada por el cliente, ésta es inyectada a la red.

Este modelo trae como principal beneficio que el usuario no requiere ningún desembolso inicial para obtener los ahorros. El financiamiento de este tipo de proyectos tiene a la empresa ESCO como tomadora, la cual posee por lo general, más y mejor acceso al crédito que los usuarios individuales. En este caso, y dependiendo de la solvencia de la ESCO y las características de los contratos firmados con sus clientes, los créditos pueden llegar a ser muy convenientes. Las garantías, además del análisis de riesgo crediticio de la empresa tomadora, suele incluir los activos de las instalaciones y diversos avales bancarios y seguros.

7.2 Productos y fuentes de financiamiento existentes para sistemas solares fotovoltaicos en el país

A partir de las entrevistas realizadas con distintos bancos de Panamá y el relevamiento de la información disponible públicamente, se puede concluir que la banca cuenta con una variedad de productos financieros tradicionales, pero no existen actualmente productos específicos orientados a financiar sistemas de GSD.

Los principales productos de financiamiento ofrecidos por la banca comercial, tanto para personas como PyMEs y empresas, son:

Banca personal:

- Préstamos personales al consumo;
- Préstamos de autos;
- Préstamos hipotecarios[53];
- Préstamos con garantía hipotecaria;
- Tarjetas de crédito.

Algunos bancos también ofrecen préstamos prendarios y leasing.

Banca empresas/PyMEs:

- Préstamos comerciales;
- Leasing financiero;

Para el sector empresarial también se cuentan con líneas de financiamiento de corto plazo como líneas de crédito y sobregiro.

En la Tabla 40 se resumen las **principales características de estos préstamos**. Las tasas de interés que se muestran en la tabla no incluyen el Fondo Especial de Compensación de Intereses (FECI), en torno al 1% anual para préstamos que superen los 5,000 US$.

Tabla 40:Condiciones habituales de productos financieros ofrecidos por la banca comercial en Panamá. Fuente: elaboración propia a partir de información obtenida de la banca comercial

Tipo de Préstamo	Tasa*	Plazo (años)	Monto (US$)
Préstamo personal	7% a 13%	1 a 10	500 a 65,000
Préstamo de auto	6% a 12%	1 a 8	3,000 a 110,000
Hipotecario (con Ley Preferencial5)	0%-4.25%	10 a 30	Hasta 180,000
Hipotecario (primera vivienda sin Ley Preferencial)	5.5% a 6.5%	10 a 30	180,000 a 500,000
Consumo con garantía hipotecaria	6% a 9%	10 a 30	5,000 a 250,000
Préstamo comercial/corporativo	3.5% a 12%	1 a 15	**
Leasing financiero	7.5% a 11.5%	3 a 7	**
Tarjetas de crédito	14% a 22.99%	1 a 5	**

* Se representa el rango de tasas habitual para cada tipo de financiamiento.

** Sin límite preestablecido, depende de la línea de crédito del cliente.

Las **condiciones de los créditos** (montos y tazas) para el **sector empresa** suelen establecerse en función de la relación comercial existente con el cliente, de su situación financiera y del

53. Panamá cuenta con una Ley de Interés Preferencial, (Ley Nº 94 del 23 de septiembre de 2019, que modifica la Ley Nº 3 de 1985 y que regula los subsidios de intereses preferenciales para ciertos préstamos hipotecarios), mediante la cual el Estado subsidia parte de la tasa de interés durante 10 años para viviendas hasta 180.000 US$.

proyecto o bien a financiar. En función del tipo de financiamiento y del riesgo asociado, en caso de ser necesario tomar una **garantía**, se toman garantías de inmuebles, muebles, monetarias, fianzas o avales bancarios. En general, los préstamos personales no requieren de garantías.

Algunos bancos han mencionado haber financiado sistemas de GSD a través de productos existentes como el leasing financiero o por medio de préstamos personales o comerciales. Al no existir un producto específico, el financiamiento se monta sobre tasas de otros productos y no se ofrecen tasas diferenciales. Los plazos de financiamiento son de 3 a 7 años. En la mayoría de los casos se toma a los paneles solares y equipamiento como parte de la garantía, pero además se solicita una garantía adicional (inmueble). Algunos bancos, si bien no han financiado a los clientes finales, financiaron a los instaladores ofreciendo líneas de crédito o a través de un fideicomiso con sesión de contratos.

Finalmente, se han relevado algunos productos para financiamiento verde ofrecidos por la banca comercial panameña, aunque aún no son de uso muy difundidos. Estos productos financian autos ecológicos para personas y proyectos de eficiencia energética y energía renovable para PyMEs a tasas preferenciales. También existe un banco que ofrece modalidad de leasing de paneles solares, financiando hasta 100% del valor de los paneles, sobre los cuales el banco mantiene su propiedad.

7.2.1 Ejemplos de productos existentes en la banca comercial panameña

En esta sección se nombran, a modo de ejemplo, algunos productos financieros ofrecidos actualmente por la banca panameña[54],que pueden servir como pruebas de concepto de cara a la creación de nuevos productos que financien la adquisición de sistemas de GSD. La mayoría de los productos existentes, como se verá a continuación, utilizan como mecanismo financiero tanto el préstamo al consumo con garantía hipotecaria como el leasing financiero.

1.1.1.1 Banco General – Casa Cash

El Banco General posee un crédito que puede resultar interesante para su aplicación en el financiamiento de energía solar distribuida, los préstamos “Casa Cash”:

- Descripción: es un préstamo personal con garantía hipotecaria para el consumo. Por tener a la vivienda como respaldo, tiene tasas más bajas y plazos más largos en comparación con un préstamo normal.
- Público: Personas naturales únicamente.
- Valor financiado: desde el 85% del valor de venta rápida del avalúo.
- Entrada: N/D.
- Plazo: hasta 20 años.

54. Relevados a través de las entrevistas con los diversos bancos, la Asociación Bancaria de Panamá, y la búsqueda en páginas web de diversas instituciones financieras.

- Tasa de interés: 6.5% nominal anual dependiendo del valor de la garantía.
- Garantía: la vivienda.
- Contratación: el cliente solicita el préstamo, se realiza el avalúo de la vivienda, se aprueba, se prepara la documentación, se firma el contrato y el cliente recibe el cheque por el monto del préstamo. El crédito se repaga de manera mensual.

Además de las menores tasas por la garantía hipotecaria, este producto tiene la ventaja de permitir tomar el préstamo **aún con una hipoteca vigente:** el monto a financiar dependerá del equity que tenga el propietario al momento de tomar el crédito. Además, la hipoteca puede estar en otro banco distinto a Banco General.

1.1.1.2 UniBank – Unileasing

Unileasing es una empresa de arrendamiento financiero subsidiaria en su totalidad de UniBank. Mediante esta modalidad, la empresa ofrece este financiamiento para la adquisición de activos productivos para ayudar en el crecimiento y operatividad de la empresa, sin utilizar fondos propios. El banco es propietario del bien y cede su uso al cliente a cambio de un pago de letras fijas en un plazo específico.

El leasing financiero se ofrece para vehículos de uso particular o comercial, equipos médicos, industriales, electrónicos y tecnológicos, maquinaria pesada, mobiliario de oficina y **paneles solares**. A diferencia del resto de los activos en los que ofrece plazos desde 36 meses hasta 60 meses, en el caso de paneles solares ofrece **hasta 72 meses**. Además, este tipo de financiamiento ofrece beneficios al cliente como mensualidades deducibles del impuesto a la renta, financiamiento de 100% del valor del bien, los cuales se mantienen de propiedad del banco durante la vida del préstamo.

7.3 Análisis y evaluación del interés de la banca comercial para la creación de nuevos productos asociados al financiamiento de sistemas de GSD

7.3.1 Metodología utilizada para análisis de interés de la banca comercial

Durante los meses de agosto y septiembre de 2021, se ha realizado una serie de entrevistas a diferentes actores del sector bancario, en particular a representantes de la banca comercial y a la Asociación Bancaria de Panamá, con el objetivo de:

- Obtener información acerca de productos financieros existentes en Panamá y sus características;
- Relevar el interés para la creación de nuevos productos relacionados al financiamiento de sistemas de GSD, y sus barreras, desafíos y oportunidades;
- Relevar expectativas y percepción de riesgo de la banca comercial respecto de los sistemas de GSD, así también como de productos financieros existentes e innovadores para su financiamiento (los cuales están desarrollados en la siguiente sección).

Las entrevistas realizadas consistieron en un encuentro realizado por videollamada, en el cual participaron directivos y representantes de diferentes áreas funcionales, como ser: banca personal y consumo, banca empresas, riesgo crediticio, inversiones e infraestructura, sustentabilidad, comunicación corporativa, etc.

Además del encuentro mencionado, se ha confeccionado y enviado a las diferentes instituciones bancarias una encuesta por medios electrónicos, del tipo "formulario web", con diversas preguntas enfocadas principalmente en las áreas comercial y de riesgo crediticio, con el fin de obtener información cuantitativa y cualitativa, adicional a lo conversado durante las entrevistas.

En términos generales, el *feedback* de la banca comercial ha sido satisfactoria, con un aceptable nivel de involucramiento por parte de las diferentes instituciones, y sobre todo un marcado interés en temas de sustentabilidad y energías renovables por parte de sus representantes.

A continuación, se describen los principales hallazgos relevados durante las entrevistas.

7.3.2 Evaluación del interés de la banca comercial

Los representantes de las principales instituciones financieras de la banca comercial panameña mostraron durante las entrevistas efectuadas para el presente trabajo gran interés en el desarrollo de productos para financiar sistemas de GSD en Panamá. Este interés se expresa en la posibilidad de expandir los negocios de las instituciones al brindar nuevos servicios a sus clientes, obtener nuevas fuentes de financiamiento y colaborar en el desarrollo de una economía cada vez más sustentable y amigable con el medio ambiente.

La estrategia comercial para la introducción de este financiamiento difiere para cada institución. Así, algunas consideran que el desarrollo de nuevos productos ofrecidos a clientes nuevos y existentes permitirá incrementar el negocio de la institución financiera por medio de cross-selling. Otros bancos consideran que para que el financiamiento sea sustentable, es necesario realizarlo en clientes con historial crediticio en el banco para profundizar y mejorar la relación.

También se realizaron encuestas a los distintos bancos entrevistados, y cuando se les preguntó cuál era el interés de la institución para la creación de productos para financiar sistemas de GSD, en una valoración de 1 a 10, **el promedio de todas las valoraciones fue 7,5**.

Las entidades bancarias de Panamá, agrupadas en la Asociación Bancaria de Panamá (ABP), han mostrado interés en fomentar el desarrollo de prácticas alineadas con el desarrollo sostenible considerando el impacto que sus actividades generan sobre el medio ambiente y la sociedad. Este interés se expresa de manera institucional a través del Protocolo de Finanzas Sostenibles de Panamá que se describirá a continuación, y sienta las bases para el fomento y financiamiento de proyectos que ayuden a mitigar el cambio climático.

7.3.3 Protocolo de Finanzas Sostenibles de Panamá

El 11 de julio de 2018 la ABP suscribió el "Protocolo de Finanzas Sostenibles de Panamá" por medio del cual los bancos signatarios se comprometen voluntariamente a la adopción de prácticas que promuevan el desarrollo sostenible y que conserven y protejan el medio ambiente.

El Comité de Sostenibilidad de la ABP es el máximo órgano operativo de este protocolo para realizar recomendaciones, para la toma de decisiones y para presentar resultados de avance del protocolo. De este modo, las entidades firmantes acuerdan voluntariamente a "dar su máximo esfuerzo para implementar los Componentes y tomar las recomendaciones que el Comité de Sostenibilidad de la ABP genere como guía de implementación del Protocolo".

El Protocolo describe los potenciales beneficios para las instituciones que adopten prácticas de sostenibilidad:

- la reducción de los riesgos;
- la posibilidad de identificar nuevos clientes y oportunidades de negocios;
- nuevas oportunidades de fondeo, a través de instituciones multilaterales e internacionales;
- la reducción de gastos, a través del uso más eficiente de los recursos y adopción de mejores tecnologías;
- aportar a las metas que Panamá tiene con respecto a los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) y Contribución Nacionalmente Determinada a la Mitigación del Cambio Climático de Panamá (NDC por sus siglas en inglés).

Las Componentes que se mencionan en este protocolo son:

Gobernanza: la adhesión al protocolo debe surgir de la Alta Gerencia de la institución para que sea adoptado en toda la organización. El compromiso debe ser parte del ADN de la empresa y comunicado en todos los niveles, para que las políticas, programas y procesos que promuevan la responsabilidad social y ambiental sean parte de la estrategia de la organización y estén integrados en la forma de hacer negocios.

Riesgos Ambientales y Sociales: para lograr carteras crediticias más sanas se debe establecer un sistema de análisis de riesgo que incorpore factores sociales y ambientales en las operaciones de crédito e inversión y en la financiación de proyectos.

Productos Verdes: generar y promover productos financieros "verdes" (como líneas de financiamiento y bonos verdes) orientados al financiamiento de proyectos que promuevan el uso sostenible de los recursos, la protección del medio ambiente y mitigación del cambio climático y el desarrollo productivo competitivo y sostenible. Aplican, pero no se limitan, a los siguientes tipos de proyectos:

  - eficiencia energética;
  - generación de energías renovables;

- autosuficiencia energética;
- construcción sostenible;
- implementación de tecnologías limpias;
- ecoturismo;
- proyectos de reforestación;
- conservación de la biodiversidad;
- gestión de residuos;
- agua y saneamiento.

Ecoeficiencia: las instituciones firmantes del Protocolo se comprometen a implementar una política corporativa que integre los principios de sustentabilidad en las operaciones internas, promoviendo en sus procesos internos el consumo sostenible de recursos naturales o de viene y servicios que de ellos se derivan.

Divulgación: los signatarios se comprometen a comunicar su adhesión y contenidos del Protocolo a través de sus canales internos y sensibilizar a los grupos de su relación sobre las política y prácticas que se tomen a partir de su adhesión.

7.4 Barreras, riesgos, desafíos y oportunidades percibidos por la banca comercial de Panamá

7.4.1 Riesgos percibidos por la banca comercial

En entrevistas llevadas a cabo con la banca comercial de Panamá se detectaron diferentes riesgos percibidos por estos actores que pueden dificultar el desarrollo de productos de financiamientos para los sistemas de GSD. En la Tabla 41 se resumen en orden de importancia los riesgos percibidos por la banca a partir de las encuestas. Los principales riesgos percibidos están concentrados principalmente en temas financieros (riesgo de no pago) y técnico/tecnológicos (calidad de la instalación y calificación del instalador). También se relevaron en menor medida riesgos culturales, institucionales, regulatorios y de mercado que se resumen a continuación.

Tabla 41: Riesgos percibidos por los bancos encuestados.

Riesgo percibido	Porcentaje de respuestas
Solvencia del tomador del préstamo	100%
Calidad de la instalación y del instalador	75%
Cambios en la reglamentación para la venta de excedentes	25%
Vandalismo o robo del sistema y/o equipamiento	25%
Falta de mantenimiento del sistema solar instalado	25%
Permisos de conexión del sistema con la distribuidora	25%

Financieros

Con respecto a los riesgos financieros, el principal riesgo de la banca es el riesgo de default del tomador. Los bancos tienen experiencia manejando este tipo de riesgos y sus préstamos actualmente se basan principalmente en el análisis crediticio del cliente y no en el destino del crédito o el riesgo propio del proyecto, sobre todo para personas naturales. También se nota cierta preocupación por los altos períodos de retorno que pueden tener ciertos proyectos de GSD, sobre todos aquellos con tarifas subsidiadas que superan los 7 años de recupero. Este riesgo ha sido considerado en el dimensionamiento del mercado en el capítulo 6, al considerar como económicamente viables únicamente los proyectos con período de retorno menor o igual a los 7 años. Vale la pena mencionar que en el presente trabajo, se consideró que los proyectos de instalación de sistemas de GSD son económicamente viables cuando se obtienen períodos de repago simple de 7 años o inferiores, en estos casos el repago de la inversión será coincidente con los plazos usuales de las alternativas de financiamiento a las que se puede acceder actualmente para este tipo de sistemas.

Con respecto al repago de los proyectos de GSD, como los beneficios se expresan en términos de ahorros en la factura eléctrica del cliente, la banca expresó la necesidad de buscar un mecanismo que permita hacer más tangible estos beneficios económicos asegurando así el repago del crédito. Es decir, una de las preocupaciones de la banca es poder asignar directamente los ahorros conseguidos a partir de la instalación al repago del crédito.

Otro desafío presentado por los entrevistados es la dificultad de hacer líquida la garantía en caso de default, si se tomase como garantía los paneles solares y otros equipamientos de la instalación. Este riesgo se basa en la falta de un mercado secundario donde se puedan vender fácilmente los equipamientos usados recuperados, o bien en la pérdida de valor que pueda ocurrir durante el plazo de contrato. Este riesgo se puede acotar mediante la implementación de garantías técnicas (seguros sobre los equipamientos, seguros de performance, sistemas de monitoreo, certificación de los instaladores) y financieras (por ejemplo, garantías físicas como un inmueble) como se explicará más adelante.

Finalmente, la banca reconoce la falta de productos específicos para financiar sistemas de GSD que cuenten con condiciones de financiamiento y plazos más extensos asociados al riesgo de este tipo de proyectos. Las tasas que se ofrecen actualmente no tienen una tasa especial y los plazos son relativamente similares a los repagos del crédito (siendo de 3 a 7 años para el leasing financiero). La posibilidad de extender los plazos de repago de mecanismos de crédito que hoy ofrecen plazos de 5 años o menores, es una oportunidad que es mencionada por la banca a lo largo de las entrevistas.

Tecnológicos y técnicos

La mayoría de los bancos entrevistados, consideran que sería muy importante y beneficioso contar con un registro de proveedores e instaladores calificados, para asegurar que se alcanzarán los estándares de performance de diseño de la instalación. Algunas de las alternativas planteadas respecto de la creación del registro de proveedores, es que éstos sean certificados por un organismo independiente, que asegure la calidad de la instalación y de sus activos, o bien de alguna empresa privada, nacional o internacional, con reconocida

experiencia en ingeniería o evaluación de proyectos fotovoltaicos. Adicionalmente, sería de gran utilidad contar con un sistema de evaluación de proyectos estandarizados que asegure al banco la factibilidad técnica del proyecto. Finalmente, sería positivo contar con un evaluador de confianza del banco que verifique que la calidad de los equipamientos utilizados en una instalación es la adecuada.

Culturales y de madurez del mercado

La banca también percibe **riesgos culturales** en lo referente a la educación de sus clientes sobre la energía solar fotovoltaica, lo que se puede traducir en baja demanda de los productos de financiamiento y dificultades para la instalación de los proyectos en las comunidades, en especial en aquellas que requieren de la aprobación de los copropietarios de un condominio o barrio.

Institucionales y regulatorios

En cuanto a los riesgos institucionales y regulatorios relevados, éstos se relacionan con los cambios en la regulación que determina la compensación por venta de los excedentes y los trámites y tiempos relacionados al proceso de interconexión de los sistemas a la red. Además, de acuerdo a los resultados relevados en el "Informe de Primer Taller de Trabajo – Estrategia de Generación Distribuida de Panamá" (2021)[55], en el que participaron los principales actores del sector eléctrico panameño, los largos tiempos para la aprobación de los permisos de instalación y la falta de regulación específica constituyen las principales barreras percibidas para el desarrollo de sistemas de GSD en Panamá.

Sin embargo, estas dificultades percibidas por el sector financiero no se condicen con lo relevado en el capítulo 4 del presente trabajo, donde se observó que Panamá cuenta con una legislación clara y sólida para la promoción de los sistemas de generación solar distribuida. En la legislación vigente analizada, se especifica claramente los mecanismos de compensación de excedentes, interconexión y beneficios económicos y fiscales.

Además, como parte de la Estrategia de Generación Distribuida de Panamá, en el marco de la Agenda de Transición Energética que está llevando a cabo la Secretaría Nacional de Energía, se está diseñando un nuevo sistema de autorización que aportará mayor agilidad a estos procesos. La SNE ha catalogado como "alta prioridad" el facilitar el acceso mediante trámites ágiles y simplificados, lo cual aportará a mitigar este riesgo percibido por la banca.

En resumen, se detecta que aún hacen falta esfuerzos de todos los actores que participan en el sector (gobierno, organismos no gubernamentales, distribuidoras y empresas del sector eléctrico, empresas instaladoras del sector fotovoltaico e instituciones financieras) para difundir las características del marco regulatorio vigente y de sus beneficios, para mostrar claramente la viabilidad regulatoria de la instalación de sistemas de GSD y explicar las transacciones económicas involucradas en los mecanismos definidos a través de las diferentes leyes y reglamentaciones del sector.

55. Secretaría Nacional de Energía y BID, "Estrategia de Generación Distribuida de Panamá – Informe del primer taller de trabajo", realizado el 2 de febrero de 2021.



8. RECOMENDACIONES PARA LA CREACIÓN DE NUEVOS PRODUCTOS Y SERVICIOS PARA FINANCIAR SISTEMAS DE GENERACIÓN SOLAR DISTRIBUIDA

En base a la información obtenida a través de la investigación de los mecanismos financieros actualmente utilizados por la banca comercial para financiar sistemas de GSD, habiendo analizado la percepción de riesgos y oportunidades por los principales actores del sector, en el presente Capítulo se realizan recomendaciones concretas y prácticas con el objetivo de fomentar e impulsar el financiamiento de sistemas de GSD en Panamá, maximizando tanto el acceso al crédito por parte de los usuarios como los beneficios y la rentabilidad del sector bancario, al mismo tiempo que se mitigan los riesgos asociados a las inversiones y aumenta la consciencia del usuario respecto de los beneficios de este tipo de proyectos.

Se analizarán los diferentes canales de venta, tanto tradicionales como innovadores, para canalizar el financiamiento del sector; además, se describirán y analizarán diferentes instrumentos de mitigación y cobertura de riesgos; se analizarán casos de éxito de productos financieros existentes en otros países de la región y el mundo; y por último se hará un resumen de las recomendaciones de implementación para la banca comercial.

8.1 Canales de ventas para productos y servicios financieros

Para una institución financiera privada, un aspecto clave a tener en cuenta para que ésta pueda implementar un nuevo producto financiero es la definición de los canales de venta a utilizar. **La implementación de una estrategia comercial y la asignación de recursos a los canales de comercialización correspondientes es indispensable para el éxito del producto, ya sea en cuanto al volumen de transacciones planificado, como a su velocidad de difusión y adopción.**

A continuación, se presentan diversas alternativas de desarrollo de canales de venta para promocionar e implementar productos financieros específicos dedicados a la implementación de proyectos de GSD. Dichas alternativas han surgido a partir del análisis de productos financieros existentes y utilizados en Panamá (descriptas en la sección 7.1), como así también el análisis de las entrevistas con diferentes actores de la banca comercial, que ha sido presentado en la sección 7.3 del presente documento.

8.1.1 Canales de venta tradicionales: Sucursales, ejecutivos de banca personas, banca corporativa

El sector bancario, concretamente en América Latina y el Caribe, se ha orientado tradicionalmente a los modelos de sucursales para implementar sus estrategias comerciales, tanto en el segmento de consumo (personas naturales) como en el sector empresarial, especialmente PyME. La ubicación de las sucursales y la llegada directa al cliente final, ha sido uno de los canales de venta más exitosos para la banca comercial especialmente para segmentos pequeños y medianos, y aún sigue siendo el canal de venta más utilizado para este tipo de cliente. Los beneficios de este canal de venta es la cercanía al cliente, y aunque los productos sean estandarizados, la personalización de la atención "cara a cara" es muy valorado.

Por otro lado, para los segmentos empresariales (corporativos) y para los clientes de mayor tamaño en cuanto a volumen de facturación, la banca cuenta normalmente con ejecutivos denominados "de relación". Un ejecutivo de relación es un modelo de atención al cliente en donde, a diferencia de una banca de consumo ("retail"), se prioriza establecer una relación de largo plazo entre el cliente y el ejecutivo de cuenta. Debido a la confianza generada entre el cliente y el ejecutivo de relación, este último tiene la particularidad de actuar, en algún caso, como asesor financiero de sus clientes, y es por lo general el encargado de ofrecer diferentes alternativas de financiamiento disponibles y de comunicar sus ventajas. Los beneficios de este canal de ventas están orientados a la fidelización de los clientes, los cuales priorizan la calidad del servicio y el asesoramiento incluso por sobre las características del producto. La banca corporativa suele poseer una mayor diversidad de productos y servicios contratados y prioriza la flexibilidad e interoperabilidad entre ellos, por lo que usualmente los ejecutivos de relación suelen requerir mayores competencias y conocimientos en finanzas, impuestos, legislación aplicable, etc.

Los bancos más pequeños en término de número de sucursales, así también como los bancos que atienden a un nicho de mercado o sector particular, tienden a implementar un modelo híbrido, en donde el propio ejecutivo de sucursal posee la flexibilidad de trabajar como un ejecutivo de relación, debido a la relativamente baja cantidad de clientes y de productos ofrecidos.

Para que los canales de venta tradicionales de la banca comercial puedan atender a nuevos productos específicos relacionados a la instalación de sistemas de GSD, una de las características principales que debería tener dicho producto es el de la simpleza, tanto del producto en sí (es decir, poder explicarlo de manera fácil) como de sus condiciones, que deberán ser lo más estandarizadas posibles. Esta característica es fundamental para poder maximizar su venta en sucursales.

Mediante la estructuración de productos más simples, con características definidas y menos personalizables, se podría incorporar un producto más a la cartera de productos existente para la banca personas y PyMEs por medio de una capacitación general a los diferentes ejecutivos de sucursal, los cuales no deberían poseer conocimientos profundos, pero sí básicos, respecto del funcionamiento de los sistemas de GSD y los modelos de negocios y los beneficios asociados.

Los ejecutivos de relación, en cambio, estarían por lo general más preparados para una capacitación más específica acerca de la modelización financiera particular de este tipo de sistemas, y por consiguiente podrían adquirir conocimientos para ofrecer productos más personalizables y adaptados a las necesidades de los clientes. Estas características son necesarias principalmente para los proyectos de mayor tamaño, como por ejemplo las instalaciones a grandes comercios e industrias, que corresponden a montos más altos y mayores análisis técnicos y económicos particulares de cada proyecto. Sin embargo, se prevé que la alta especialización necesaria por parte de los ejecutivos de relación conlleve un aumento de costos de comercialización para los bancos, ya que deberían contratar profesionales especialistas en el mercado financiero y energético, los cuales son muy difíciles y costosos de conseguir.

Actualmente, **existen herramientas tecnológicas e informáticas que la banca comercial podría utilizar para simplificar o estandarizar su oferta de productos financieros en sucursales.** Una de las herramientas informáticas más utilizadas hoy en día es el del "simulador de crédito", mediante el cual el ejecutivo de cuentas puede simular las condiciones ofrecidas al cliente en tiempo real, a partir de las condiciones particulares del cliente en cuanto a requisitos.

Por otro lado, existen **herramientas tecnológicas (software) específicas del sector energético, y en particular del sector fotovoltaico, que podrían utilizarse e integrarse a las herramientas de la banca** para poder adaptar el simulador de crédito a un financiamiento de un sistema de GSD. Si bien la creación del simulador debería ser realizado por un equipo con amplios conocimientos en sistemas fotovoltaicos, la herramienta diseñada podría simplificar y estandarizar un proceso comercial de adjudicación de créditos, al menos en una primera etapa, previa a la evaluación de riesgo crediticio por parte del banco. De esta manera, se podría conseguir un producto simple y estandarizado, pero adaptado a las particularidades de cada proyecto y cliente, de una manera menos costosa y sin necesidad de que los ejecutivos cuenten con conocimientos específicos del diseño y las tecnologías utilizadas en los proyectos.

8.1.2 Canales estandarizados (no personalizados)

Actualmente, una cantidad cada vez mayor de instituciones bancarias poseen como estrategia comercial la estandarización de los productos financieros, de tal manera de minimizar los requerimientos de conocimiento y la experiencia necesaria por el ejecutivo comercial para explicar y vender el producto financiero específico. Algunas de estas instituciones poseen plataformas tecnológicas, principalmente en la web, mediante la cual el cliente puede simular por sí mismo el crédito y sus condiciones, a través de la carga de información del sistema fotovoltaico a financiar y de sus características crediticias. El cliente únicamente asiste a la sucursal una vez el crédito queda preaprobado.

En este caso, la estandarización y simplicidad del producto y el uso de herramientas tecnológicas son una característica ya no preferida, sino obligatoria por parte de la banca. Una de las características principales de este método es que se requiere, además, la estandarización del proceso de evaluación de riesgo crediticio, para poder otorgar la preaprobación de manera rápida o en tiempo real. Esta característica hace que los productos vendidos a través de este canal sean más escalables, aunque requiere un trabajo previo del área de riesgo crediticio para establecer los parámetros de análisis de riesgo, los cuales no siempre existen ni van alineados con la política crediticia de los bancos.

Si bien los canales estandarizados otorgan a la banca la posibilidad de disminuir costos transaccionales y escalar la venta de manera sencilla y poco costosa, el desafío de la utilización de este canal pasa por la concientización y educación del potencial cliente y usuario de sistemas de GSD: en este tipo de canales, se requiere que el cliente sepa y busque el producto por sus características y no necesite ser "persuadido" o educado acerca de los beneficios del producto. Para los sistemas fotovoltaicos, y a través de la experiencia de sectores bancarios de otros países, ha quedado demostrado que el rol activo de la banca para la difusión de los beneficios económicos y ambientales de la tecnología fotovoltaica al momento de analizar la compra por parte del usuario final es tan necesario como el rol de los organismos públicos y las asociaciones del sector energético.

8.1.3 Canales indirectos

En diversos países de la región y el mundo, se están desarrollando diversos canales de venta indirectos para que la banca comercial pueda financiar sistemas de GSD a través de canales comerciales de otras empresas, independientemente de que éstas tengan una relación comercial previa con el banco. Esto trae diferentes beneficios para la banca, entre los cuales:

- la simplificación de su proceso comercial, al tener un único interlocutor para más de un financiamiento;
- la eliminación de la barrera del conocimiento técnico específico, ya que en la mayoría de los casos el intermediario posee dicho conocimiento;
- la simplificación del proceso de análisis de riesgo crediticio, ya que el intermediario usualmente selecciona a los "mejores" proyectos para ser financiados.
- En algunos casos, además, el intermediario mitiga o absorbe parte de los riesgos del negocio.

Las empresas que poseen mayor aptitud técnica y comercial para actuar como canales de venta indirectos son, en su gran mayoría, las empresas integradoras e instaladoras de sistemas de GSD. Este tipo de empresas ven como una oportunidad la de proveer un servicio adicional a sus clientes, ofreciendo un servicio completo que incluya el financiamiento del sistema. Estas alianzas entre las instituciones financieras y las empresas integradoras o instaladoras son claramente sinérgicas, ya que ambas empresas disminuyen costos y riesgos, a la vez que ambas aumentan la probabilidad de realizar ventas exitosas de sus productos.

Además, estas alianzas generan, a medida que se financian e implementan proyectos, un mecanismo virtuoso de confianza y experiencia en la industria, que podría generar a largo plazo una menor percepción de riesgo por parte de la banca, y que por consiguiente haga que se logren mejoras en las condiciones crediticias para los clientes en el futuro.

Estas alianzas pueden ser puramente comerciales (es decir, que los procesos de negocios se unifican únicamente en los sectores comerciales, realizando la venta en conjunto, pero luego el proceso de venta de equipamiento y financiamiento continúan de manera separada); o bien, puede tener mayores implicancias en la estructura del negocio. Un ejemplo de esto podría ser la **constitución de una línea de fondeo del banco al integrador, con el objetivo de dinamizar el proceso de otorgamiento de créditos.** En este último caso, las condiciones y requisitos del crédito están prefijadas y negociadas entre el banco y el integrador. Usualmente, además, el integrador participa en el análisis del riesgo técnico de los proyectos, y en algunos casos garantiza la calidad o la performance de la instalación.

Los integradores o instaladores pueden no ser los únicos canales de venta indirectos para que la banca comercial pueda vender sus productos financieros. Empresas más grandes, y con experiencia en el sector como **empresas energéticas integradas e IPP** (productores de energía eléctrica independientes, por sus siglas en inglés) están participando en diferentes mercados de la región como agregadores de generación eléctrica en baja tensión. Estas empresas por lo general poseen un expertise tanto técnico como financiero, y pueden funcionar como intermediarios para ofrecer productos más complejos, como por ejemplo el leasing, y funcionar como una ESCO (dichos modelos se han descripto en detalle en la sección 7.1 del presente documento).

Los **importadores y distribuidores de equipamiento solar fotovoltaico** también pueden funcionar como canales de venta indirectos para la banca, a través del financiamiento de equipamiento tanto a usuarios finales como a instaladores. En este caso, el proceso comercial es también sinérgico, ya que los distribuidores por lo general ven al financiamiento como una herramienta para aumentar las ventas del equipamiento que ellos importan o distribuyen. Por lo general, los distribuidores e importadores poseen acuerdos de exclusividad con fabricantes internacionales de equipamiento. Vale la pena recordar, que el equipamiento principal de los sistemas de GSD (módulos fotovoltaicos e inversores) significan entre un 22% y un 40% del costo total de la instalación, dependiendo de su escala. Por consiguiente, esta alternativa podría verse menos atractiva para la banca, al disminuir el volumen de financiamiento. Sin embargo, las empresas distribuidoras o importadoras de equipamiento podrían ser más sólidas para otorgar garantías.

Otro potencial canal de ventas indirecto se tiene en los desarrolladores inmobiliarios y empresas constructoras, las cuales podrían obtener financiamiento de los sistemas de GSD dentro de un paquete de financiamiento para sus emprendimientos inmobiliarios y proyectos de infraestructura. Sin embargo, la sinergia comercial en este caso es menos clara que en los casos anteriores. Por un lado, existe en la región cada vez más demanda de emprendimientos inmobiliarios que posean características sustentables; pero, por otro lado, el sistema de GSD aumentaría el valor de la propiedad, lo que podría ser percibido como una amenaza para el desarrollador o constructor, que ve en sus precios una de sus principales estrategias de ventas.

En secciones subsiguientes del presente documento se analizarán con mayor profundidad las posibles estructuras de alianzas entre bancos y canales de venta indirectos, incluyendo recomendaciones para su implementación.

En definitiva, la creación y consolidación de canales indirectos de comercialización emerge como una alternativa atractiva y costo-eficiente para que la banca comercial pueda introducir sus productos financieros, de una manera rápida y adquiriendo un conocimiento sobre la industria por medio de asociaciones y alianzas con empresas del sector energético. En muchos casos, se pueden encontrar sinergias que hagan que disminuyan tanto los costos transaccionales como los riesgos del negocio.

Con una mayor madurez del mercado, tanto fotovoltaico como financiero, las estrategias de diferenciación y atracción de nuevos clientes se irán complejizando, aunque por el momento, el bajo volumen de este tipo de financiamientos con relación a su potencial hace pensar que la banca podrá enfocarse en el crecimiento durante los próximos años, capitalizando los conocimientos adquiridos como ventajas competitivas ante un futuro mercado desarrollado.

8.2 Instrumentos de mitigación y cobertura de riesgos

En la sección 7.4 se describieron y analizaron los principales riesgos percibidos por la banca comercial de Panamá, relativos a los sistemas de GSD, su instalación y financiamiento. En esta sección, se identifican y analizan los principales riesgos asociados a este tipo de sistemas durante toda la vida de los proyectos. Se pretende construir una matriz de riesgo genérica para todos los sistemas de GSD, incluyendo y analizando la bibliografía y reportes técnicos especializados en la materia[56], independientemente de que hayan sido identificados por la banca comercial o no.

Se presentan, además, alguno de los principales instrumentos de mitigación y cobertura de riesgos, como ser los sistemas de garantías y seguros más comunes e implementados en el sector.

En un proyecto solar fotovoltaico puede haber riesgos en una etapa específica del proyecto, como los riesgos técnicos asociados a la etapa de construcción, y otros que existen a lo largo de todo el ciclo como el riesgo de default del cliente.

Una gestión estandarizada del riesgo en proyectos fotovoltaicos, al igual que en cualquier otro tipo de proyecto, incluye una segmentación en tres fases:

56. La bibliografía seleccionada para redactar este capítulo es:

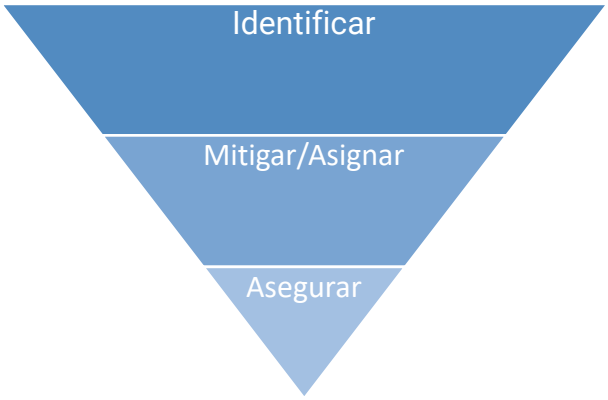
- Lowder, T., Mendelsohn, M., Speer, B., & Hill, R. (2013). *Continuing Developments in PV Risk Management: Strategies, Solutions, and Implications.* Colorado: NREL.
- ABM, GIZ. (2019*). Financiamiento de la energía solar fotovoltaica de pequeña y mediana escala - Oportunidad para la banca comercial de México*. México.
- FGVces, FEBRABAN. (2018). *Financiamento para Energia Solar Fotovoltaica em Geração Distribuída.* Brasil.

i) identificar todos los riesgos del proyecto, su frecuencia de ocurrencia y severidad, entre otras características;

ii) establecer estrategias de mitigación de esos riesgos y, en caso de que sea posible, asignarlos a las distintas partes involucradas;

iii) asegurar los riesgos que no pueden ser absorbidos por las partes del proyecto de una manera eficiente.

Imagen 21: Estrategia para la gestión del riesgo durante el ciclo de un proyecto fotovoltaico..



8.2.1 Matriz de riesgo

En la Tabla 3 se resumen los principales riesgos identificados que pueden ocurrir en el proyecto y vida útil de un sistema de GSD. El listado no pretende ser exhaustivo, sino que presenta los riesgos más importantes y relevantes que la banca debe tener presente a la hora de evaluar mecanismos de financiamiento de este tipo de sistemas. Los riesgos identificados se agrupan en:

Riesgos tecnológicos: se relacionan con la calidad de los equipos instalados y su capacidad para producir la energía especificada durante el período de tiempo y bajo las condiciones para los que fueron diseñados. Muchos de estos riesgos se dan también durante la fase de operación del sistema.

Riesgos meteorológicos y siniestros: son aquellos riesgos asociados a la variabilidad y estimación del recurso solar, así como a eventos climatológicos severos como vientos fuertes, rayos y terremotos.

Riesgos técnicos: son los riesgos asociados al proceso de diseño, dimensionamiento e ingeniería del proyecto fotovoltaico, así también como a los riesgos asociados a fallas en el transporte e instalación del equipamiento.

Riesgos financieros: riesgos relacionados con la capacidad del proyecto de lograr el repago esperado. Entre ellos, se menciona la capacidad del tomador de repagar el crédito que le ha sido otorgado, de la distribuidora o comprador (offtaker) de compensar económicamente al generador por la energía producida, entre otros.

Riesgos regulatorios y normativos: riesgos asociados a las leyes y normas que regulan la instalación, operación y sistemas de compensaciones de los sistemas de GSD, cuyos cambios pudieran afectar los ingresos y beneficios impositivos y económicos del proyecto.

Riesgos socioambientales: son todos los riesgos asociados al impacto que puede tener el proyecto en el ambiente y comunidades locales.

En la tabla 42 se incluye también el efecto potencial asociado al riesgo identificado, junto con una propuesta de estrategia de mitigación. Si bien se indica la frecuencia, severidad y riesgo asociado a cada elemento de la manera más objetiva posible, se menciona que estas valoraciones pueden cambiar de acuerdo con quien realice los análisis. En un caso ejemplo, la valoración de un riesgo para un ejecutivo de un banco puede ser diferente que para un fabricante de módulos fotovoltaicos.

Tabla 42: Matriz de riesgos identificados a lo largo de un proyecto solar fotovoltaico. Fuente: elaboración propia en base a información de NREL.

Riesgo	Efecto potencial	Frecuencia	Severidad	Riesgo	Estrategia de Mitigación
1. Tecnológicos					
Performance de la tecnología vs estimaciones de producción (módulos).	Menor producción/ Menores ingresos.	Alta	Alta	Bajo	Utilizar tecnología probada, componentes de calidad, garantía del fabricante y seguros de performance.
Vida útil del equipamiento.	Reducción de los ingresos del Proyecto.	Baja	Media	Bajo	Utilizar tecnología probada, componentes de calidad, garantía del fabricante y seguros de performance y garantizar O&M.
Defecto de los equipos durante la vida útil.	Menor producción/ Menores ingresos.	Baja	Media	Bajo	Garantía del fabricante, garantizar O&M.
Rotura/ deterioro de la estructura de montaje.	Voladura y pérdida del panel.	Media	Alta	Medio	Componentes de calidad, utilizar un instalador con buen track-record.
Acumulación de suciedad en los paneles.	Menor producción/ Menores ingresos.	Alta	Media	Medio	Garantizar O&M.
Capacidad financiera del fabricante.	Incapacidad para cumplir con las garantías de fabricación.	Baja	Alta	Bajo	Track-record, Seguro de Garantía.

Obsolescencia tecnológica.	Decrecimiento del costo de los paneles y aumento de su eficiencia.	Baja	Baja	Bajo	Utilizar paneles de calidad y la mejor tecnología disponible a la fecha. Las garantías de los fabricantes son de 25 años.
Problemas en el diseño del sistema / Modelo de simulación.	Sobreestimación de la producción.	Baja	Alta	Bajo	Utilizar modelos/ softwares probados. Utilizar valores conservadores y complementar con mediciones in situ.
2. Meteorológicos y siniestros					
Variabilidad y calidad de la información sobre irradiación.	Incertidumbre en la generación deal de electricidad.	Baja	Media	Bajo	Utilizar bases de datos probadas. Las bases satelitales existentes (NREL, NASA) son fiables.
Estimación del recurso solar.	Sobreestimación de la producción.	Media	Alta	Bajo	Utilizar bases de datos probadas y mediciones in situ.
Eventos climáticos severos (rayos, vientos fuertes, sismos) e incendios.	Daños en la instalación.	Baja	Alta	Bajo	Utilizar medidas técnicas de protección. El equipamiento de calidad cumple con las normas que aseguran resistencia contra eventos climáticos (impacto, granizo, viento, etc.)
3. Técnicos					
Incorrecta instalación del sistema / Daño del equipamiento durante el montaje.	Menor producción, rotura del equipamiento.	Baja	Media	Bajo	Contratar instaladores probados, con track record, seguros de caución, reportes de monitoreo del proyecto, penalidades.
Retraso de la construcción, sobrecostos, obra inconclusa.	Falta de fondos para terminar el proyecto, pérdida de ingresos, pérdida del permiso de interconexión.	Baja	Media	Baja	Contratar instaladores probados, con track record, seguros de caución, reportes de monitoreo del proyecto, penalidades.
Riesgos de electrocución.	Lesiones o pérdida de vida humana.	Baja	Alta	Baja	Utilizar personal calificado que siga los lineamientos de la normativa técnica vigente.

Capacidad estructural del techo insuficiente.	Daño de los módulos solares.	Baja	Alta	Baja	Evaluar la integridad estructural del techo con un profesional calificado.
4. Financieros					
Default del tomador.	Cese de pago del crédito.	Baja	Alta	Media	Evaluación de riesgo crediticio del tomador, garantías técnicas y financieras.
No pago de los excedentes por la distribuidora.	Pérdida de ingresos del sistema que puede llevar al default del tomador.	Baja	Alta	Baja	Fuerte apoyo institucional y político del gobierno, existencia de una regulación clara sobre el sistema de compensaciones, garantías técnicas y financieras.
Falta de acreditación de los créditos impositivos.	El proyecto puede dejar de ser viable económicamente.	Bajo	Alta	Bajo	Monitorear constantemente la deducción de los impuestos.
5. Regulatorios y normativos					
Cambios en la regulación de incentivos y compensación de excedentes.	Pérdida de ingresos, retraso o cancelación de la construcción del proyecto.	Baja	Alto	Baja	Apoyo político e institucional del gobierno para con el desarrollo de sistemas de GSD.
Procedimientos de conexión y permisos necesarios engorrosos.	Retraso en la puesta en operación o cancelación del proyecto.	Baja	Media	Baja	Estudiar el estado de saturación de la red con la distribuidora durante el estudio de factibilidad del proyecto, especialmente en grandes proyectos.
6. Medioambientales y Sociales					
Impacto ambiental negativo.	Impacto visual, disrupción del hábitat local.	Baja	Baja	Media	A diferencia de los grandes parques FV, se integran a edificaciones existentes, por lo cual el impacto es nulo o muy bajo.
Oposición de comunidades locales.	Retraso en la puesta en operación del proyecto, pérdida de ingresos.	Baja	Baja	Media	Educación sobre los beneficios de la energía solar y la tecnología a la comunidad, los cuales brindan soluciones a los desafíos actuales.

8.2.2 Garantías técnicas y financieras

Para ayudar a mitigar los riesgos percibidos por la banca comercial (expuestos en el capítulo 7.4), se describen una serie de garantías técnicas y financieras que pueden facilitar de este modo el financiamiento de sistemas de GSD. Varias de estas garantías, como el seguro de performance climático, son innovadoras y no han sido implementadas aún en Panamá.

Garantías técnicas

Seguros contra daños al equipamiento: el objetivo de estos seguros es proteger al propietario de los sistemas fotovoltaicos ante un siniestro de alta severidad que afecte directamente el equipamiento (rayos, viento extremo, fuego, etc.).

Seguros de diseño e ingeniería: el cliente de la institución financiera puede adquirir un seguro para protegerse contra posibles daños materiales que puedan afectar el proceso de instalación de maquinaria y otros artefactos. Además, se cubre un evento de "mala praxis de diseño", en el cual se cubre al tomador ante una instalación defectuosa que impida que el sistema pueda producir la energía eléctrica que originalmente fue proyectada para generar. Vale la pena mencionar, que este seguro cubre únicamente defectos de diseño e ingeniería, y es independiente de otros aspectos que puedan hacer fluctuar la producción energética, como ser las variaciones de irradiación solar debido a eventos meteorológicos.

Seguros de caución o fianza: este seguro, común entre las empresas constructoras, sirve para cubrir al cliente por los perjuicios que sufra en caso de que la instaladora (tomadora del seguro) incumpla las obligaciones del contrato.

Garantía de los equipos / Seguro de garantía: si bien los equipamientos de una instalación solar tienen cobertura por el fabricante por defectos de materiales y manufactura (5 a 10 años) y rendimiento (garantiza la energía producida durante 25 años), un seguro de garantía puede ayudar a cubrir la garantía del fabricante en caso de insolvencia. Este tipo de seguros cobra importancia particularmente en fabricantes que no son Tier 1 (grandes fabricantes con reputación global, participación en grandes proyectos y con balances sólidos), es decir, pequeñas empresas de fabricación sin una sólida reputación o sólidos balances.

Otros seguros innovadores que aún no han sido relevados en el mercado panameño son:

Seguro de performance: el cliente de la institución financiera puede adquirir un seguro que, en caso de que la producción del sistema no sea igual a la proyectada, lo cubra financieramente por los gastos adicionales de energía eléctrica.

Seguro de performance climático: el cliente del banco puede adquirir un seguro que garantice, en caso de que la cantidad de energía generada sea menor a la proyectada debido a alteraciones climáticas, el cliente será resarcido económicamente por los castos adicionales de energía eléctrica.

Además de los seguros mencionados, existen otras garantías técnicas que ayudarán a controlar y mitigar el riesgo durante la instalación y operación del proyecto:

Software de monitoreo: los sistemas fotovoltaicos incluyen un sistema de monitoreo en tiempo real para controlar la performance de la instalación y detectar rápidamente cualquier desvío que indique la necesidad de acciones correctivas.

Auditorías a los instaladores: la institución financiera o la propia empresa instaladora puede optar por contratar un servicio de auditoría para verificar la capacidad técnica del instalador y la calidad de la instalación.

Lista de instaladores calificados: alguna entidad de confianza de la banca puede desarrollar un listado de instaladores calificados en base a criterios preestablecidos que aseguren la calidad de la instalación. En el capítulo 8.5 se presentará una recomendación en este sentido para la banca comercial de Panamá.

Garantías financieras

Garantía física – equipamiento: el cliente puede ofrecer como garantía del préstamos el propio bien financiado.

Garantía física – inmueble: para mejorar su condición crediticia y condiciones del crédito, el cliente puede ofrecer al banco como garantía una propiedad inmueble.

Garantía – cuantas por cobrar: en el caso donde se financien empresas integradoras que brinden el servicio de arrendamiento solar a sus clientes, el integrador puede ofrecer como garantía al banco los derechos de cobro proveniente de los contratos de arrendamiento de los sistemas instalados.

Acciones de la empresa: en el caso de personas jurídicas, la empresa podría ofrecer como garantía acciones de la empresa.

8.3 Casos de éxito de la banca comercial en otros países de la región y el mundo

A continuación, se resumen algunos productos financieros implementados de manera exitosa por la banca comercial para financiar sistemas de GSD en la región de América Latina y el Caribe, y en otros países del mundo, con el objetivo de analizar sus características y poder compararlas con otros productos y casos de negocio existentes.

8.3.1 Brasil

El mercado de la GSD en Brasil ha crecido de manera consistente en los últimos 5 años (Imagen 1). Desde 2014, el sector de la energía solar ha mantenido un ritmo de crecimiento superior al 300% anual. Según datos de ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) y ABSOLAR (Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica)[57], mientras que en 2016 el país contaba con 93 MW de potencia instalada solar, esa cifra asciende a 9,738 MW a julio de 2021. De los 9,738 MW, 6,310 MW (65%) provienen de sistemas de GSD mientras que 3,427 MW (35%) son de sistemas de generación centralizada (que conforman el 1.9% de la matriz eléctrica brasilera).

57. ABSOLAR, "Energia Solar Fotovoltaica no Brasil - Infográfico ABSOLAR". Actualizado en 01/08/2021, n°34.

Imagen 22. Evolución de potencia instalada de fuente solar fotovoltaica en Brasil (izq.) y GSD por sector (der.). Fuente: ANEEL/ABSOLAR 2021.



Las **líneas de financiación** específicas para la adquisición de sistemas de GSD por parte de la banca pública y privada ha sido un factor muy importante para el impulso de estos sistemas en Brasil. Con términos y tasas de interés atractivas, muchos de estos préstamos permiten a los consumidores pagar su sistema con el ahorro de energía que obtienen en sus facturas de electricidad, que pueden llegar hasta el 95%. ABSOLAR ha mapeado en su sitio web[58] más de 60 opciones de financiamiento disponibles para proyectos solares fotovoltaicos en Brasil.

Entre los productos financieros que ofrece la banca comercial en Brasil para fondear proyectos de GSD, se resumen los desarrollados por el Banco Santander. Ofreciendo financiamiento para estas tecnologías desde 2013, el banco se destaca como uno de los mayores facilitadores de crédito para la instalación de sistemas de generación distribuida en Brasil. Entre junio de 2019 y junio de 2020, logró liderar el otorgamiento de préstamos a las PyMEs con crecimiento de la cartera de 27.3%.[59] Sus líneas de crédito atienden a todo tipo de consumidores (particulares, PyMEs y empresas) y dispone líneas de financiación con organismos multilaterales (como CAF[60] e IFC) para financiar su estrategia de financiamiento a proyectos socioambientales.[61]

Actualmente, Santander Brasil ofrece una línea de financiamiento denominada **"Financiamiento de Placas Solares"**[62], del tipo Crédito Directo al Consumidor (CDC), para que personas y empresas instalen sistemas de GSD. Las principales condiciones del crédito son:

58. https://www.absolar.org.br/mercado/financiamento-tabela-dinamica/

59. Rojas, I. (2020, 11 09). Santander recauda 100 millones de dólares en Brasil para financiar a 'PyMEs'. Retrieved from LexLatin: https://lexlatin.com/noticias/santander-recauda-100-millones-dolares-brasil-financiar-pymes.

60. CAF. (2019, julio 12). Más de 5.000 clientes del Santander Brasil promueven el uso de energías renovables con el apoyo de CAF. Disponible en: https://www.caf.com/es/actualidad/noticias/2019/07/mas-de-5000-clientes-del-santander-brasil-promueven-el-uso-de-energias-renovables-con-el-apoyo-de-caf/

61. Sánchez Molina, P. (2021, julio 30). Banco Santander destina 780 millones de reales para financiar paneles solares para particulares y PyMEs en Brasil. Disponible en: https://www.pv-magazine-latam.com/2021/07/30/banco-santander-destina-780-millones-de-reales-para-financiar-paneles-solares-para-particulares-y-pymes-en-brasil/.

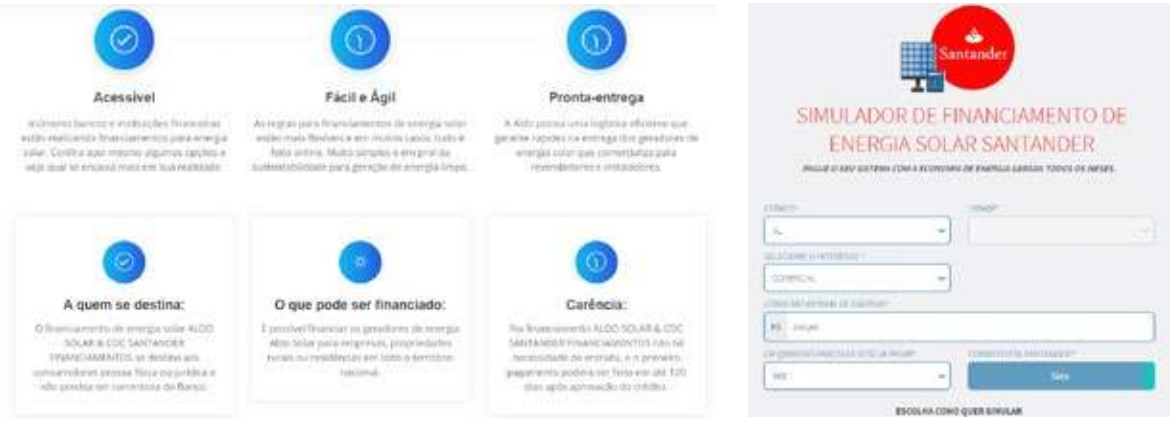
62. Disponible en: https://www.santander.com.br/solar. Consultado: 02/09/2021.

- **Descripción:** es una línea de crédito (particulares o empresas) para apoyarlos en la compra e instalación de equipos de captación de energía solar, como paneles fotovoltaicos, módulos, inversores, cableado, conexiones y soportes.
- **Público:** clientes y no clientes, sean personas naturales o jurídicas. No es necesario ser titular de una cuenta en Santander.
- **Valor financiado:** ofrece financiamiento por hasta 100% del proyecto, desde R$ 2.000 (unos 360 USD).
- **Entrada:** no es necesario realizar un pago inicial.
- Pl**azo:** hasta 96 meses. Personas naturales y personas jurídicas: hasta 72 meses. Clientes Agro Persona natural: hasta 84 meses con flujo semestral o anual dependiendo de la cosecha. Clientes Persona natural, Jurídica y Agro: hasta 96 meses y hasta 120 días para pagar la primera cuota.
- **Tasa de interés:** a partir de 0.74%, varía de acuerdo al monto, plazo y demás condiciones escogidas por el cliente al momento de e la contratación.
- **Garantía**: el propio bien financiado.
- **Contratación:** el solicitante debe pedir una cotización sin costo con uno de los proveedores recomendados por el banco quien debe realizar un presupuesto detallado. En su página web, Santander ofrece un listado de más de 1,000 proveedores por ubicación. Con el presupuesto el solicitante debe acercarse a la sucursal para pedir la aprobación del crédito por el monto del presupuesto. Una vez otorgado el crédito, Santander deposita el importe final en efectivo en la cuenta del proveedor. El débito del crédito se realiza mensualmente de la cuenta corriente Santander, incluyendo el valor de las tasas, IOF (impuesto a las Operaciones Financieras) y Seguro de Protección (opcional).

A través de uno de sus socios instaladores, Santander ofrece el financiamiento necesario para proyectos residenciales, comerciales y agro. Desde el sitio web el usuario puede acceder al contacto de sus 5 socios con actuación nacional (Aldo Solar, Blue Sol, Ilumisol, Solar Livre y Renovigi) y un gran número de instaladores por región. **Desde la página web de los socios con actuación nacional, se ofrece la opción de financiamiento a través de Santander junto con una herramienta para simulación**[63] de proyectos y financiación. A través de esta calculadora financiera solar es posible estimar, en el instante, el valor, tamaño y período de retorno (payback) del sistema, además de los valores de las cuotas. El cliente simplemente ingresa al sitio web de la calculadora, informa algunos datos de contacto y el monto mensual de su factura eléctrica. Toda la información se mantiene de forma confidencial.

63. Disponible en: https://bluesol.com.br/simulador-santander/. Consultado: 02/09/2021.

Imagen 23: Oferta de crédito Santander y simulador de financiamiento solar ofrecido desde el sitio web de un instalador asociado a Santander. Fuente: sitio web Blue Sol. [8]



Para educar a los interesados, en la página web se ofrecen se ofrecen algunas simulaciones a modo de ejemplo donde se indica el consumo mensual medio, el valor de la tarifa, valor de proyecto, retorno de la inversión y la tasa, plazo y valor de la cuota del financiamiento. También se presentan infografías con información sobre sistemas de GSD y casos prácticos, donde se explica de manera clara cómo funcionan, cuáles son sus ventajas y qué aspectos hay que considerar a la hora de invertir.

Imagen 24: Información sobre sistemas de GSD ofrecida en el sitio web de Santander, en la sección del Financiamiento de Placas solares. Fuente: sitio web Santander.[7]

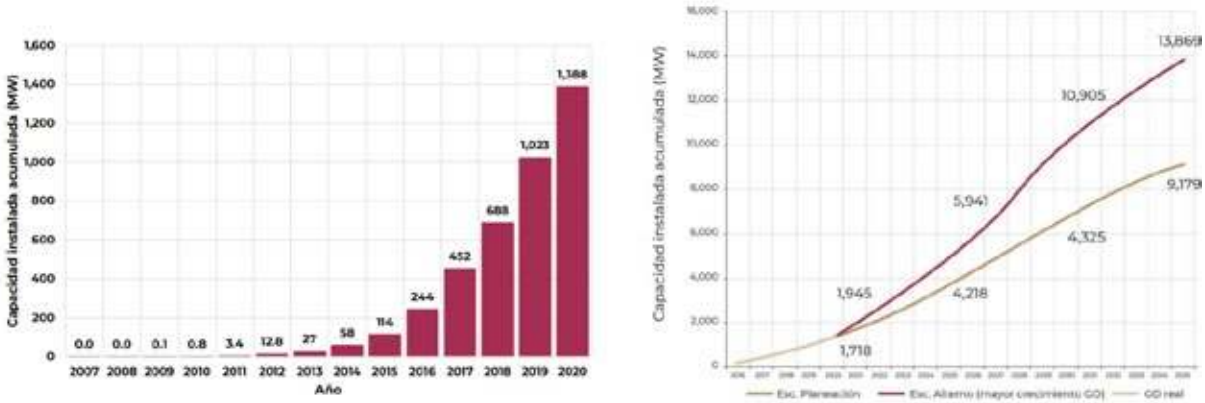


8.3.2 México

La generación distribuida en México viene creciendo desde 2015 a una tasa promedio anual de 70% (Imagen 25). La capacidad instalada de generación distribuida fotovoltaica a diciembre 2020 fue de 1,388 MW (de un total de 5,149 MW de energía fotovoltaica del SIN), 36% mayor a la de 2019, siendo el 99.4% de la generación distribuida total del país. Los segmentos de instalaciones fotovoltaicas residenciales y comerciales son

las predominantes del mercado, y el 96% de los contratos otorgados por la Comisión Reguladora de Energía (CRE) en 2019 correspondieron a instalaciones entre 0 kW y 15 kW. [9]

Imagen 25. Evolución capacidad instalada (MW) de los sistemas de GSD 2007-2020 (izq.) y evolución estimada de GD 2016-2035 (der.) en México. Fuente: PRODESEN 2021-2035.[64]



Además de las leyes y regulaciones que facilitaron la adopción de los sistemas de GSD en México, los programas y modelos de **financiamiento** existentes en el país fueron importantes para facilitar su expansión. La banca comercial cuenta con productos de financiamiento verde que incluyen el financiamiento de GSD a través de créditos convencionales a sus clientes, con el objetivo corporativo de contribuir a mitigar el cambio climático. Si bien la GSD es una solución con bajo riesgo tecnológico, la banca enfrenta diversas barreras para escalar el crédito como la falta de demanda por parte de sus clientes y los riesgos técnicos inherentes al sistema de GSD.[65]

Algunos productos financieros que están siendo implementados por la banca comercial en México son:

1. CIPanel Solar – CIBanco:[66]

- **Descripción:** desde 2014 ofrece un crédito destinado a la adquisición de paneles solares para los segmentos industrial, comercial y residencial. Se calcula que, con el ahorro en energía eléctrica, el solicitante tendrá el retorno de la inversión en 5 años aproximadamente, pagando una cuota del crédito similar a lo que paga en su actual factura de luz.
- **Público:** residenciales (propietarios de la vivienda o con crédito hipotecario a su nombre o de algún familiar de línea directa, apta para la instalación de paneles solares, determinado mediante un estudio de viabilidad); Negocio Propio (personas naturales con actividad empresarial, no aplica en consorcios); para casa habitación propia (persona natural) con un crédito hipotecario a su nombre, o de algún familiar de línea

64. SENER. (2021). *Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2021-2035. Consultado en:* https://www.gob.mx/sener/articulos/programa-para-el-desarrollo-del-sistema-electrico-nacional

65. BID, & GIZ. (2021). Hoja de ruta propuesta para la generación distribuida con fuentes renovables en conjunto con instituciones financieras privadas y la banca de desarrollo. México: Laboratorio de Innovación Financiera (LAB México).

66. Disponible en: https://www.cibanco.com/es/cibanco/credito-panel-solar. Consultado el 03/09/2021.

directa, con Tarifa Doméstica de Alto Consumo (DAC) o 02; y empresarial (persona moral).

- **Valor financiado:** para personas naturales monto de $60,000 MXN a $1,000,000 MXN, para persona moral (empresa) de $60,000 MXN a $5,000,000 MXN.
- **Entrada:** 10% del valor total de la factura.
- **Plazo:** de 12 meses hasta 84 meses.
- **Tasa de interés:** tasa fija de 17% anual, tasa preferencial de 14% si se hace a través de la plataforma Sunwise.
- **Comisión:** por contratación o apertura de 2% mas IVA, sobre el monto a financiar.
- **Garantías:** garantía prendaria sobre los bienes que se adquieran con los recursos del crédito. El cliente debe mantener vigente durante el contrato el seguro que ampare el bien materia de dicha garantía.
- **Requisitos:** en el caso de personas naturales se solicita ingresos suficientes para cubrir 2.5 veces la mensualidad del crédito, buenas referencias crediticias, antigüedad mínima de un año en el empleo y domicilio actuales. Se podrá solicitar un obligado solidario en caso de que el solicitante no cumpla con alguna de las condiciones. En el caso de persona jurídica, el tiempo de operaciones debe ser mayor a 2 años, la capacidad de pago 3 a 1 sobre la primera mensualidad, buen historial crediticio, su principal accionista deberá firmar como obligado solidario, y comprobante de propiedad o arrendamiento con la debida autorización para instalar el sistema.
- **Contratación:** el cliente puede realizar el trámite en línea, a poyado de un ejecutivo, para obtener la pre-viabilidad de los créditos, se asocia a Sunwise. 1) Se genera propuesta en Sunwise con el crédito CIBanco. 2) Solicitud de crédito en la misma plataforma (solicitud, plazo, enganche). 3) Se carga la documentación para la pre-viabilidad del banco. 4) El resto del proceso se ve con el ejecutivo. 5) Una vez que se aprueba y se otorga se sube a la plataforma el comprobante de pago.

Para acelerar la adopción de la GSD en México y agilizar el proceso de contratación, **CIBanco se unió a Sunwise**[67], empresa mexicana que desarrolla y comercializa una plataforma digital para de fortalecer a los integradores solares con herramientas para el diseño, propuesta y financiamiento de sistemas que vuelven a la energía solar más accesible. Según datos del banco, una propuesta puede ser generada y recibir un crédito en el mismo día. Los usuarios interesados en instalar un sistema de GSD pueden pedir un presupuesto con un integrador aliado a CIBanco y Sunwise.

A través de la plataforma de Sunwise, el integrador dimensiona el sistema con los datos de la factura eléctrica del cliente y simulando la generación eléctrica según la geografía, y genera una propuesta incluyendo la opción del crédito en CIBanco (solicitud, plazo, entrada). Si el cliente acepta, se carga la documentación a Sunwise para que el banco estudie la pre-viabilidad. En caso de ser aprobado, el resto del proceso se ve con el ejecutivo del banco,

67. Disponible en: https://www.energiaestrategica.com/cibanco-garantiza-creditos-para-adquirir-paneles-fotovoltaicos-en-mexico-facilitando-las-ventas-de-unos-600-integradores/. Consultado el 03/09/2021.

todo de forma digital. La alianza con Sunwise y CIBanco permite al integrador ofrecer **tasas preferenciales** entre 14% y 16% (las mejores del mercado) en función de las ventas que haga por trimestre. Además, el integrador o desarrollador del proyecto recibe de CIBanco y Sunwise un bono del 1% del crédito por cada venta realizada. El integrador puede solicitar la alianza a través de la plataforma de Sunwise. Existe una **red de más de 600 instaladores** de cobertura nacional. El principal requisito para formar parte de la red es tener experiencia de al menos 1 año instalando este tipo de sistemas.

Imagen 26: Comparativa entre el proceso de presupuesto y contratación de crédito tradicional y el de la alianza CIBanco – Sunwise. Fuente: CIBanco.



Adicionalmente CIBanco ofrece **seguros** para daños (cuota anual durante toda la vida del crédito, vigencia de 12 meses, cobertura de paneles solares contra las pérdidas y daños causados directamente por riesgo cubiertos -sin dolo-), y de vida y desempleo en el caso de personas naturales, para cubrir el saldo insoluto y evento de desempleo hasta 3 meses.

CIBanco se ha aliado también con Sunergy[68], una empresa tecnológica mexicana que busca impulsar y facilitar la colocación de créditos solares, simplificar y optimizar el proceso y mejorar la experiencia de integradores. Esta plataforma ofrece servicios para integradores, clientes finales e instituciones financieras. Para los integradores, ofrece una ventanilla única con múltiples opciones de financiamiento, preaprobación inmediata del crédito con las instituciones aliadas, acceso a toda la documentación en un mismo lugar, seguimiento de trámites y monitoreo del sistema.

68. Disponible en: https://sunergy.io/soy-integrador.html. Consultado el 03/09/2021.

2. C-Solar[69]

Programa desarrollado en 2018 en conjunto por el Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias (INEEL), la Iniciativa Climática de México (ICM) y el Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente. Para su dirección se conformó un comité ejecutivo integrado por Nacional Financiera (NAFIN) y la Asociación de Bancos de México (ABM). Tiene como fin eliminar las principales barreras del financiamiento de sistemas de GSD, combinando dos mecanismos para disminuir el riesgo técnico y financiero de los proyectos:

i) **mecanismo de aseguramiento técnico** (asegurando la calidad de los proveedores haciendo due-diligence de cada empresa participante);

ii) **un mecanismo de financiamiento** que consiste en un fondo de garantía parcial de crédito respaldada por NAFIN para incentivar la inversión de los intermediarios financieros (bancarios y no bancarios). Esta garantía es pari-passu y NAFIN asume el riesgo en caso de que el cliente entre en default, respaldando hasta en un 80% el saldo insoluto. De esta manera, el programa brinda elementos que le da seguridad a la banca privada para explorar este nuevo tipo de productos.

El programa respeta el proceso de crédito de la banca y no hay comisión por apertura o por pago anticipado. Este programa cuenta con la incorporación de un fondo de contragarantía por 96 millones de pesos mexicanos (4.8 MUSD) y una capacidad de apalancamiento de 1:10, por lo que podría detonar créditos fotovoltaicos hasta por 960 MDP (48 MUSD). Hasta el momento **ocho bancos participan del programa:** BanBajío, Banorte, BanRegio, BBVA, CIBanco, Citibanamex y HSBC.

Las condiciones de los créditos otorgados son:

- **Descripción:** financiamiento para que negocios generen energía eléctrica solar, a través de la adquisición e instalación de Sistemas Solares Fotovoltaicos Interconectados (SSFVI) con capacidad de hasta 500 kW, bajo el esquema de generación limpia distribuida (GLD).
- **Público:** micro, pequeñas y medianas empresas mexicanas que sean personas naturales con actividad empresarial, incluyendo Régimen de Incorporación Fiscal (RIF), o personas jurídicas.
- **Valor financiado:** crédito simple hasta por 15 millones de pesos mexicanos (750,000 USD) y para instalaciones menores a 500 kW.
- **Entrada:**
- **Plazo:** máximo 7 años.
- **Tasa de interés:** máxima 14.5% anual fijo.
- **Comisión:** sin comisión de apertura.

69. Disponible en: https://www.nafin.com/portalnf/content/financiamiento/csolar.html y https://csolarmexico.com consultados el 25/8/2021.

- **Período de gracia:** hasta 6 meses para el pago del capital incluido en plazos.
- **Garantías:** en créditos hasta 2.5 millones de pesos se requiere únicamente aval u obligado solidario; y en créditos mayores a 2.5 millones de pesos, aval u obligado solidario más las que determine cada intermediario financiero. La garantía es de 80% al intermediario financiero y la comisión anual por uso de la garantía es 2.25%.

8.3.3 República Dominicana

La GSD de usuarios residenciales y comerciales ganó impulso a partir de la aprobación del reglamento de medición neta en 2011 y la decisión de la Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEE) en 2012 de otorgar los permisos correspondientes. En el Gráfico 28 se observa el crecimiento de los usuarios y potencia instalada de GSD, cercano al 100% promedio anual. En 2020, República Dominicana ocupaba el primer lugar en la zona del Caribe en capacidad instalada para generar energías renovables con 1,184 MW.[70] A comienzos de 2021, la generación distribuida solar alcanzó cerca de 161 MW.[71]

Las fuentes de financiamiento de proyectos de GSD en República Dominicana también han constituido una barrera para el crecimiento de estas tecnologías, sobre todo en los sectores residencial y comercial. Según el estudio de GIZ[1], el número de mecanismos para atender el financiamiento de proyectos ha sido limitado, concentrándose principalmente para el sector residencial y comercial en financiamiento tradicional.

Actualmente, los bancos comerciales ofrecen préstamos tradicionales (al consumo, comerciales y con garantías hipotecarias). Aceptan los equipos como garantía para los préstamos, pero en general piden otras garantías personales o comerciales, ya que consideran que los equipos no son garantías suficientemente fiables por su falta de liquidez para monetizar los equipos incautados.[72]

- Para el sector residencial los préstamos son solo personales al consumo o hipotecarios. Tienen tasas entre 15% y 25%, con plazos de 5 años a 6 años. Se exige una segunda garantía.
- Para el sector comercial, se ofrecen préstamos al consumo, comerciales y con garantía hipotecaria. Las tasas están entre el 14% y 15%, con plazos de 4 a 7 años y también se exige una segunda garantía. Los bancos también pueden estructurar un fideicomiso para un proyecto para una instaladora.

Algunos ejemplos de créditos existentes son:

1. **Préstamo Personal Preferencial HazteEco – Paneles Solares - Banco Popular:** ofrece financiamiento hasta el 80% del valor de los paneles, un plazo de hasta 84 meses y una póliza individual para paneles solares. La tasa de interés es del 12.95% fija por 1 año (vs. 15.95% de un préstamo personal tradicional) para el

70. https://www.energiaestrategica.com/irena-resalta-avances-de-republica-dominicana-en-energias-renovables/
71. https://www.energiaestrategica.com/plantean-reforzar-la-regulacion-de-generacion-distribuida-en-republica-dominicana/
72. Jiménez, C., & Véloz, A. (2020). Financiamiento de Energías Renovables en República Dominicana. Santo Domingo: GIZ.

sector residencial y para PyMEs tasas desde 13.95% y de 16.50% fijas por 5 años. El banco ofrece un "Listado de Aliados Paneles Solares" con los proveedores recomendados. También ofrecen ofertas y descuentos disponibles con proveedores seleccionados.

2. **Préstamos verdes – Banesco:** ofrece préstamos personales y comerciales a personas y empresas para la adquisición de paneles solares y otros equipos de eficiencia en la generación de energía limpia. Ofrece tasas preferenciales, financiamiento 100% de la inversión para personas y plazos de hasta 5 años (personas) y 7 años (empresas).

3. **Préstamo para la producción de energía limpia – Ademi:** créditos para PyMEs para para apoyar la producción de energía limpia y la implementación de sistemas alternativos para proteger el medio ambiente, a tasas preferenciales. En 2019, con este préstamo el banco a logrado canalizar RD$ 46.5 millones en 60 préstamos para microempresas en todo el país, que logran recuperar la inversión en 5 años aproximadamente.

8.4 Propuestas y estrategias de implementación para la banca comercial

Habiendo analizado y descripto el estado actual del financiamiento privado, tanto en general como en particular para los sistemas de GSD, y habiendo hecho un análisis y diagnóstico de las barreras, desafíos, oportunidades y riesgos percibidos por el sector bancario, se muestran a continuación una serie de **recomendaciones para lograr planificar e implementar con éxito productos financieros dedicados exclusivamente al financiamiento de sistemas de GSD.**

Dichas recomendaciones están **ideadas específicamente para la banca comercial,** aunque podrían ser de utilidad para otros subsectores dentro del sector financiero, como por ejemplo la banca pública, la banca de desarrollo, organismos internacionales de crédito, entre otros.

i. Optimizar el proceso de evaluación de riesgo técnico de los proyectos, para facilitar el proceso de evaluación y otorgamiento de créditos, disminuyendo su riesgo percibido.

La falta de disponibilidad de datos objetivos y concretos acerca de la experiencia y la calidad de las instalaciones realizadas en el pasado por empresas integradoras e instaladoras de sistemas de GSD, dificultan la generación de procesos de toma de confianza por parte de los usuarios eléctricos (potenciales clientes de los integradores e instaladores) así como también de las instituciones financieras (quienes en definitiva financiarían los proyectos). **Actualmente, no existen fuentes de información públicamente disponibles y de fácil acceso que agreguen y condensen información sobre el sector de generación solar distribuida.**

Como se mencionó anteriormente, **el riesgo técnico de las instalaciones en cuanto al correcto diseño del sistema y calidad de la instalación es uno de los principales riesgos percibidos por la banca.** Además, los procesos de evaluación de riesgo técnico de los

proyectos generan un flujo de trabajo ajeno al expertise de la banca comercial, y es percibido como costoso en relación con el monto del proyecto a financiar.

El análisis de riesgo crediticio de los clientes es un proceso por demás conocido por la banca, y dicho trabajo es internalizado por los equipos de Créditos, Inversiones, o Riesgo Crediticio de las mismas instituciones. Sin embargo, **muy pocos bancos cuentan con equipos de trabajo internos especializados en proyectos de energía renovable.**

Para optimizar el proceso de evaluación de riesgo técnico de los proyectos, se recomienda:

- Simplificar y estandarizar al máximo posible la evaluación de riesgo técnico de los proyectos de GSD, tanto dentro de una institución financiera como a lo largo de todo el sector en su conjunto.

- **Asociación de bancos con evaluadores/consultores** que puedan realizar la evaluación técnica del riesgo del sistema a financiar, para que los bancos "solo financien proyectos y sistemas de calidad y seguridad".

- Generalizar esta práctica centralizándola por medio de la Asociación Bancaria, la cual actúe como nexo entre la banca y los evaluadores/consultores, aumentando la escala del servicio y disminuyendo su costo. Para consensuar entre los diferentes bancos el alcance y los lineamientos de la evaluación que sean aceptados por todas las instituciones, se recomienda consensuar como primera medida la definición de los parámetros de calidad de las instalaciones que serán verificados, para tener una herramienta simple y concreta como metodología de evaluación de proyectos. Para esto, se recomienda **trabajar en una Guía de Buenas Prácticas de instalaciones de generación solar fotovoltaica distribuida,** que cuente con la aceptación de la Asociación Bancaria y de sus bancos miembros, y que sirva para realizar una evaluación objetiva de las instalaciones y evite interpretaciones que puedan ser diferentes entre bancos.

- **Alternativamente, se propone la Creación de un Certificado o Sello de validación de integradores e instaladores,** a cargo de una institución independiente, con reputación y amplio consenso tanto en la industria energética, como así también en el sector bancario, que realice un relevamiento y análisis objetivo del track record de una empresa instaladora, la calidad de instalaciones (siguiendo la Guía de Buenas Prácticas mencionada en el punto anterior), realice un relevamiento de opiniones de clientes previos, etc. para utilización como referencia por la banca[73]. Para la implementación de esta sugerencia, es de vital importancia que quien se encargue de otorgar el Certificado o Sello de validación sea una institución independiente de los intereses de los sectores involucrados en su desarrollo, para asegurar la legitimidad de sus validaciones y, en definitiva, la confianza de todo el sector. La institución a cargo de los Certificados puede estar dentro de un amplio abanico de opciones, entre las cuales empresas públicas o privadas de certificación, nacionales o internacionales; instituciones gubernamentales independientes; colegios de ingenieros, arquitectos o similares; cámaras empresarias en los cuales participen todos los actores de la industria (tanto bancos como instaladores), etc.

73. En México, desde el 2015 la SENER formalizó la Comisión Interinstitucional para el Esquema de Acreditación Común de Empresas Proveedoras de Energías Renovables (ER) y Eficiencia Energética (EE), con la participación de más de 20 instituciones públicas y privadas para establecer los Requisitos Generales de Certificación de Empresas (RGCE) proveedoras de energías renovables y eficiencia energética que participen en programas y proyectos con recursos públicos, abarcando componentes, personal, procesos y servicios.

- Eventualmente, y a medida que el sector se desarrolle y las estrategias comerciales puedan complejizarse, los bancos podrán identificar proveedores de tecnología solar fotovoltaica con quienes se pueda establecer acuerdos de colaboración, que representen el soporte técnico de la implementación, en caso de que se llegue a una escala suficiente que justifique especializar un sector del banco en estos temas.

Todos estos mecanismos tienen como objetivo no solamente mitigar o minimizar la percepción de riesgo técnico por parte de la banca comercial, sino profundizar el conocimiento del sector bancario respecto de los riesgos reales y sus instrumentos de mitigación, y el de complementar conocimientos entre industrias (es decir, entre el sector bancario y el energético), para contrarrestar los desafíos presentes (falta de conocimiento), como futuros (escalabilidad, entendiendo el tamaño y la creciente cantidad de proyectos).

ii. Crear nuevos canales de venta y optimizar canales existentes, que aumenten llegada a clientes finales, a la vez que se disminuye riesgo y los costos de transacción de los proyectos.

En la sección 8.1 se han relevado los diferentes canales de venta, utilizados actualmente o bien con oportunidades de ser utilizados para catalizar la venta de productos financieros a los clientes de los diferentes bancos.

a. Asociación de bancos con integradores o instaladores para que estos sean vehículos de financiamiento, garanticen la calidad de la instalación y absorban parte del riesgo crediticio (técnico);

De acuerdo al relevamiento realizado, **una gran cantidad de riesgos y desafíos percibidos por la banca comercial pueden ser mitigados o minimizados en caso de que se desarrollen relaciones comerciales sólidas entre las instituciones bancarias y los integradores e instaladores de sistemas de GSD.**

Algunos de los beneficios de este modelo son:

- Minimización (o mitigación) del riesgo tecnológico: Las empresas integradoras e instaladoras conocen mucho mejor que la banca acerca de los riesgos tecnológicos, por lo que las garantías que proveen los fabricantes de equipamiento poseen un valor mucho mayor. Además, en muchos casos los fabricantes (o sus representantes en el país) son proveedores directos de las empresas instaladoras, por lo que la garantía resulta más fácilmente exigible.

- Minimización (o mitigación) del riesgo técnico, potencialmente durante toda la vida del proyecto: La empresa integradora es la responsable de realizar el diseño, dimensionamiento e instalación de los sistemas, por lo que cuentan con el conocimiento necesario para realizar estas actividades. Lógicamente, el riesgo percibido de estas actividades es menor, y en muchas ocasiones la empresa se puede hacer cargo de potenciales fallas (mediante garantías o seguros). Además, es recomendable que el integrador o instalador mantenga cierta responsabilidad durante la fase de operación, por un período de tiempo luego de la instalación. Este tipo de prácticas disminuiría notablemente el riesgo percibido por la banca.

- Creación de un mercado secundario de activos usados como colateral: Las empresas integradoras e instaladoras, debido a su actividad habitual, tienen la posibilidad de valorizar mejor los activos de la instalación utilizados como colateral, e incluso de reutilizarlos en caso de que exista un evento de default que haga que se deba recuperar y liquidar (vender) el equipamiento de una instalación realizada. Para mitigar el riesgo de la baja liquidez de los activos y, por consiguiente, para ayudar a que los propios sistemas puedan ser utilizados como garantía del préstamo, las empresas instaladoras e integradoras podrían ofrecer a la institución bancaria, una carta de compromiso de recompra del equipamiento por un monto preestablecido, que cubra un porcentaje del valor original.

Estas alianzas podrán o no ser exclusivas. El banco puede definir realizar una alianza exclusiva para diferenciar su producto a través de un integrador o instalador que tenga vasta reputación en el mercado; o bien, podrá realizar alianzas con más de una empresa instaladora, para poder tener una llegada al mercado más amplia.

La institución financiera deberá realizar una valoración inicial de la empresa con la cual se pretende establecer la alianza, tanto por aspectos crediticios (vigencia en el mercado, solvencia, ventas anuales, facturación) como también por aspectos técnicos (historial de calidad y performance de las instalaciones realizadas en el pasado, equipamiento utilizado, personal clave del equipo de instalación).

En definitiva**, la correcta asignación de riesgos a ser absorbidos (y garantizados) por la banca y por las empresas instaladoras o integradoras, puede ser una de las claves principales para disminuir los altos costos de cobertura de riesgos, y en definitiva, la mejora de las condiciones crediticias para beneficio de todas las partes** (banca, instaladores, y usuarios finales de los sistemas).

ii. Aprovechar las sinergias con productos financieros existentes, lo que mejora las condiciones crediticias, y manteniendo al mismo tiempo que una sólida estructura de garantías.

De acuerdo con el relevamiento de los productos financieros existentes en la banca comercial panameña, ya se han detectado algunos casos en los que los sistemas de GSD pueden ser financiados mediante mecanismos existentes.

Se recomienda profundizar estas sinergias, para aprovechar los productos y procesos existentes y aumentar la velocidad de implementación de estos créditos. Se ha visto que el financiamiento de sistemas de GSD pueden ser complementarios a los siguientes productos:

a. Líneas de comercio exterior (para distribuidores de equipamiento e integradores de sistemas)

Algunos bancos poseen vasta experiencia y algunos de ellos se especializan en estructurar financiamiento para importaciones de bienes de capital. Como se ha relevado en los anteriores capítulos del presente estudio, los principales equipamientos que componen los sistemas de GSD son importados, principalmente los de mayor peso específico dentro de la estructura de costos (módulos solares, inversores, y en menor medida estructuras de montaje y equipamiento eléctrico).

Por otro lado, muchos integradores e instaladores, sobre todo los de mayor tamaño y por ende los más integrados al sistema financiero, realizan importación y distribución de equipamiento fotovoltaico.

Esto permite pensar en que muchos integradores e instaladores, así también como la banca comercial especializada, poseen experiencia y track record en el financiamiento de estas características. Este financiamiento, además del historial crediticio del tomador, se aprovecha de las sólidas garantías que significan los equipamientos que están siendo importados (que actúan como colateral), por lo que las condiciones de financiamiento en cuanto a tasas y montos son muy convenientes, de mejores condiciones que otros tipos de financiamiento.

b. Líneas de prefinanciación al sector agrícola y agroindustrial (garantizados por siembra o bienes de capital, para el sector PyME y empresas)

Análogamente, se puede pensar en financiamiento especializado a los sectores agrícola y agroindustrial, los cuales son utilizados para financiación de bienes de capital utilizados para actividades primarias, así también como prefinanciación para siembra. Dichos créditos poseen una larga trayectoria en la banca comercial panameña, y existen instituciones que se especializan en dichos productos.

Los sistemas de GSD como mecanismo de autoconsumo en los sectores agrícola y agroindustrial, principalmente para PyMEs y corporaciones del sector, podrían ser incluidos en este tipo de financiación, los cuales cuentan con garantías sólidas, para lograr ubicar las condiciones de los créditos en un sitio muy cercano a las condiciones de otorgamiento de créditos a la producción agrícola. Esto generaría un beneficio muy importante ya que este tipo de financiamientos poseen tasas y plazos muy convenientes, y adecuados para financiar sistemas de GSD durante toda la vida del proyecto.

c. Créditos hipotecarios (para los sectores residencial y comercial, como segunda hipoteca y utilizando la herramienta de revalúo del inmueble)

Sería posible ofrecer mejores condiciones de financiamiento para sistemas de GSD si se utiliza un crédito con garantía hipotecaria, con mejores condiciones que los préstamos al consumo (tasas en torno al 6% y plazos entre 15 y 30 años. La aplicación de estos préstamos podría ser de dos maneras:

- Se permite que el sistema de GSD forme parte del propio bien inmueble y sea computado dentro del monto total del préstamo hipotecario, para que goce de las mismas condiciones de tasa y plazo que las de un préstamo hipotecario, mejores que las de un préstamo al consumo;
- Que se promocione utilizando los préstamos al consumo con garantía hipotecaria ya existentes, que también tienen una mejor tasa que los préstamos personales y mejores plazos. Para mejorar las condiciones, el valor del sistema de GSD podría adicionarse al valor del inmueble para mejorar el monto a financiar, y ser tomado como garantía.

Este instrumento genera beneficios para el consumidor como para la entidad financiera:

- la inversión le genera un ahorro al propietario mejorando su condición financiera;
- el sistema puede mitigar el riesgo de no-pago por parte de los propietarios, por tener como garantía al inmueble y al sistema de GSD;
- puede incrementar el valor del inmueble.

Este producto puede ofrecerse a clientes que contratan nuevas hipotecas o que quieran añadir una segunda hipoteca al inmueble con una hipoteca vigente. Según la legislación vigente en Panamá, es posible procurar un crédito con garantía hipotecaria sobre un bien inmueble con una hipoteca vigente, lo cual facilitaría la implementación rápida de este producto.

La implementación de las hipotecas puede presentar dificultades cuando el cliente tenga la hipoteca vigente en otro banco. En este caso, se requiere de procedimientos adicionales como la autorización del banco con la hipoteca vigente.

iv. Disminuir la exposición al riesgo de la banca mediante implementación de herramientas probadas, incorporando mecanismos utilizados para otros productos y procesos utilizados en otros mercados.

Identificar e implementar instrumentos de mitigación de riesgos probados es muy importante a la hora de implementar nuevos productos, con el objetivo de aumentar el atractivo y disminuir la exposición (y percepción de exposición) a riesgo por parte de la banca comercial.

a. Leasing operativo (“arrendamiento solar”) como estructura probada y utilizada

El leasing financiero es un sistema que ya ha sido utilizado por varios bancos panameños para financiar sistemas de GSD. Se recomienda profundizar sobre este modelo de financiamiento como una herramienta probada, tanto en el país como en el resto de la región, para obtener condiciones adecuadas de financiamiento para el usuario y, a la vez, rentabilidad y bajo riesgo para las instituciones financieras.

El denominado “leasing operativo” incluye la participación del instalador o integrador del sistema durante toda la vida del proyecto, mediante su incorporación como responsable de la operación y mantenimiento del sistema, y en definitiva de su performance, como para minimizar el riesgo de cubrimiento del servicio de la deuda por parte del usuario. Si bien este mecanismo agregaría un costo al financiamiento, este costo es mínimo respecto de sus beneficios. Este leasing operativo funcionaría de una manera similar al leasing de los automóviles, los cuales en su mayoría incluyen, por ejemplo, los mantenimientos y chequeos intermedios del bien, para asegurar su correcta utilización durante la vida del préstamo.

b. Utilización de seguros existentes, para minimizar riesgos principales (a cargo del instalador o el banco)

Se recomienda **solicitar a las empresas instaladoras e integradoras de sistemas de GSD una serie de seguros de mínima, como ser el seguro de “diseño e ingeniería”** mencionado en

la sección 8.2.2. Además de ayudar a cubrir los riesgos derivados de un diseño defectuoso que pueda terminar en una baja performance del sistema (uno de los principales riesgos percibidos por la banca), la solicitud de este tipo de seguros **fomenta la competitividad entre las empresas instaladoras, las cuales deriven en que las empresas con mayores capacidades técnicas puedan realizar las instalaciones,** al tener que contar con capacidad para asegurar el correcto diseño e instalación del sistema.

Este tipo de seguros existe en otros países, aunque aún son muy recientes y están en constante desarrollo, por lo que inicialmente podría conllevar largos períodos hasta su implementación. Las compañías aseguradoras tienen vasta experiencia en el análisis de riesgos, y algunas de ellas poseen antecedentes en seguros de performance de equipamiento y sistemas. Para ello, resulta indispensable que parte del riesgo sea mitigado por medio de una verificación de la calidad de la instalación, el uso de equipamiento garantizado (proveedores reconocidos, de primer nivel), el cual permita disminuir la percepción de riesgo y, por consiguiente, lograr estructurar un seguro con una prima de riesgo económicamente aceptable para el tomador (sea éste la institución bancaria, el instalador, o el usuario final de la instalación).

Además, existen **pólizas de seguros del tipo "póliza global", el cual es tomado por la empresa instaladora o integradora para asegurar toda su cartera de proyectos.** Al producirse el efecto cartera, la prima de esta póliza resulta más baja que asegurando el riesgo de cada proyecto por separado, por lo que resulta conveniente como un mecanismo mitigador de riesgo. Este tipo de pólizas también puede ser solicitado por la banca comercial en el caso analizado de las alianzas con instaladores. En este caso, sería la institución financiera la beneficiaria de la póliza en caso de la ocurrencia de la falla del sistema. En este caso, el riesgo crediticio disminuiría notablemente, previsiblemente haciendo mejorar las condiciones del crédito (mediante baja de tasas, disminución de requerimientos de garantías al usuario final, entre otras).

c. Fideicomisos y otros mecanismos de garantías (fondeados por los mismos bancos, asociaciones de bancos, multilaterales, el Estado, etc.) para grupos de proyectos

Para esto, tanto la banca privada, como la banca de desarrollo y los organismos multilaterales de crédito, podrían jugar un papel fundamental aportando fondeo para estos mecanismos de garantía. El rol primordial de este tipo de mecanismos, usualmente diseñados en conjunto con un organismo internacional con experiencia en este tipo de herramientas, es el de compartir el riesgo inicial de un mercado para que éste pueda despegar, y luego sea tomado enteramente por el sector privado.

La absorción de parte del riesgo mediante garantías y mejoramiento de las características del crédito (como ser la tasa de interés y el plazo), permitirán desarrollar los primeros proyectos piloto, casos de éxito que puedan demostrar el funcionamiento y agilicen el desarrollo del mercado.

d. Creación de Fondos de inversión que agrupen deuda de uno o más bancos, para disminuir exposición y posibilidad de fondeo por parte de minoristas, bancos multilaterales, etc.

Una vez se desarrolle el mercado y los bancos posean una cartera de proyectos financiados de suficiente tamaño, una de las prácticas comunes dentro del sector es realizar un

refinanciamiento de dichas carteras de proyectos, para así poder bajar la exposición del banco a este tipo de riesgos, y asignando partes de dichos financiamientos a fondos de inversión privados, los cuales por lo general poseen mayor avidez al riesgo y están en búsqueda de mayores rentabilidades.

La formación de fondos de inversión institucionales o privados, por medio de agregación de carteras de proyectos y en algún caso división en cuotapartes para que los inversores minoristas también tengan acceso a dichas herramientas de inversión, son mecanismos para apalancar los esfuerzos de la banca en el financiamiento de este tipo de sistemas, a su vez que se regenera la capacidad de otorgar nuevos créditos de manera más rápida, sin esperar a la finalización de la vida del crédito otorgado.

v. Mediante la creación de nuevos productos financieros, colaborar con el proceso de concientización y educación de los usuarios, tanto personas como empresas, y de la sociedad en general acerca de los beneficios económicos, ambientales y sociales de los sistemas de GSD.

Desde ya, este proceso de concientización no es responsabilidad exclusiva de la banca, sino también de las instituciones de gobierno y de todas las empresas que forman parte de la cadena de valor de la industria solar fotovoltaica.

La banca será un agente de cambio clave en este tema, proveyendo capacitación y educación financiera a los clientes (actuales y futuros) respecto de la conveniencia económica y financiera de los sistemas de GSD, a la vez que se fideliza a los clientes actuales y capta futuros clientes por medio de estas herramientas.

Además**, fortalecer las capacidades del personal interno del banco y promover su especialización en este sector** (un recorrido que ya se ha hecho internamente en la banca comercial cada vez que nuevos productos son atractivos para el financiamiento, como ser los automóviles y otros bienes de capital), es un requisito indispensable para poder ofrecer a los clientes un mejor servicio comercial. A su vez, el personal técnico especializado en riesgo crediticio del tipo técnico podrá ser tanto internalizado como tercerizado, dependiendo de si el volumen de negocios de este segmento lo permita o amerite .

La capacitación del personal de la banca respecto de los marcos normativos vigentes relacionados con el sector, los subsidios e incentivos existentes para su implementación, su tratamiento fiscal y, en definitiva, la modelización económico-financiera de los proyectos de GSD permitirá la mitigación de muchos de los riesgos percibidos, muchos de ellos basados en la falta de conocimiento de estos temas que son de reciente implementación, en un mercado nuevo para la banca.

A medida que los diversos elementos que están mencionados en esta sección se vayan implementando, y que a su vez la banca comercial tome confianza a través de los primeros casos de éxito, tanto el sector bancario como la industria fotovoltaica de pequeña y mediana escala irán aumentando su grado de expertise en este tipo de esquemas, optimizando aún más las condiciones de crédito para las instalaciones**, creando un círculo virtuoso y aumentando aún más los beneficios económicos para los usuarios eléctricos, contribuyendo a mejorar la calidad de vida de los panameños.**

En el futuro próximo, y una vez el mercado adquiera suficiente madurez, la banca podrá adoptar mecanismos y estrategias de financiamiento más sofisticadas, muchas de ellas implementadas en otros países con mayor track-record en el sector, y además estará capacitada para realizar innovaciones de sus modelos de negocio aplicados al sector.

Así, la implementación y adopción de sistemas de GSD se irá consolidando en Panamá, con el sector financiero como uno de los actores fundamentales en el desarrollo sostenible (en sus tres dimensiones: económica, ambiental y social) y la contribución al cumplimiento de las metas nacionales de descarbonización y lucha contra el cambio climático.

8.5 Factores críticos adicionales a tener en cuenta y consideraciones finales

Algunos factores críticos adicionales a tener en cuenta para el diseño de productos financieros relacionados con la instalación de sistemas de GSD son:

Para el desarrollo de estas nuevas líneas de negocio, **la banca comercial deberá incorporar conocimiento en diferentes áreas que hasta el momento no forman parte de su principal foco de negocio**, como ser el marco normativo del sector energético, en particular la generación de energía eléctrica, y además deberá incorporar **conocimientos tecnológicos fundamentales acerca del funcionamiento de los sistemas fotovoltaicos** y su potencial en Panamá.

En definitiva, **resulta fundamental conocer acerca de los riesgos para que éstos puedan ser mitigados**. En caso de que resulte económica y operativamente conveniente para el banco, lograr **externalizar algunas actividades dentro del análisis de riesgo y coordinarlos de manera eficiente con los procesos internos** existentes, podrá ser una estrategia económicamente atractiva para la banca.

Un desafío adicional para la banca es que no todos los potenciales usuarios de un sistema de GSD con considerados sujetos de crédito para determinados actores de la banca comercial, pese a que el sistema solar a instalar sea técnica, económica y financieramente viable. Este caso puede darse por diversos motivos, entre los cuales un historial de crédito negativo por parte del usuario, por no llegar a los ingresos mínimos necesarios a criterio del banco para la toma de determinado monto de crédito, por no llegar a los ratios de cobertura de deuda (comúnmente calculada por la relación cuota/ingreso), o simplemente por no contar con historial crediticio en el sistema financiero.

Una de las alternativas para mejorar el acceso a financiamiento de sistemas de GSD a determinados segmentos del sector residencial y comercial, principalmente quienes no tienen acceso a líneas de financiamiento, sería **estructurar mecanismos de garantías innovadoras que permitan ampliar la base de usuarios con potencial de instalación,** y por ende ampliar el mercado potencial a la vista de la banca comercial. Para este objetivo, las compañías de seguros, la banca de desarrollo, y otros actores privados que provean **innovación en las estructuras de garantía de estos proyectos pueden colaborar fuertemente con la banca comercial,** que por lo general requiere de mecanismos tradicionales de garantía (por el momento).

Por último, resulta clave **incorporar a la estrategia de implementación adoptada para este tipo de productos, tanto la medición y cuantificación del impacto mediante métricas, y la comunicación y difusión de dichas métricas y casos de éxito de este tipo de proyectos.** En estas etapas iniciales de adopción tecnológica, resulta de vital importancia la difusión de los beneficios de este tipo de sistemas y particularmente los casos de éxito implementados, para **generar consciencia y confianza en los potenciales usuarios finales y así aumentar el ritmo de adopción** de los sistemas.

La **realización de proyectos piloto como herramienta de demostración y prueba de concepto técnica y financiera**, así también como su correcta visibilidad, es una herramienta muy potente para agilizar el desarrollo y la implementación de los diferentes productos de financiamiento de sistemas de GSD.

ANEXO I – ESTUDIO DE MERCADO – CÁLCULO DE CONSUMOS MEDIOS POR TARIFA, SEGMENTO Y REGIÓN

ENSA

	Residencial			Comercial y Gobierno			Industrial y Autoconsumo			Totales		
Tarifa	Clientes	Consumo medio mensual (kWh/mes)	Consumo medio anual (kWh/año)	Clientes	Consumo medio mensual (kWh/mes)	Consumo medio anual (kWh/año)	Clientes	Consumo medio mensual (kWh/mes)	Consumo medio anual (kWh/año)	Clientes	Consumo medio mensual (kWh/mes)	Consumo medio anual (kWh/año)
BTS1	282,525	150	1,781	19,974	71	838	30	78	930	302,529	145	1,719
BTS2	112,462	453	5,374	6,486	458	5,427	12	502	5,944	118,960	454	5,377
PREPAGO	9,537	208	2,468							9,537	208	2,468
BTS3	23,829	1,207	14,303	7,768	2,007	23,782	23	1,600	18,956	31,620	1,404	16,635
BTD1	48	2,443	28,949	4,272	2,961	35,087	49	3,985	47,230	4,369	2,966	35,155
BTD2	9	20,132	238,580	713	16,745	198,440	13	18,088	214,355	735	16,810	199,213
BTD3	3	41,540	492,286	98	39,566	468,887	5	43,320	513,381	106	39,799	471,648
BTD4				70	104,924	1,243,447				70	104,924	1,243,447
BTH	34	3,384	40,099	50	3,192	37,828	2	43,120	511,011	86	4,196	49,730
MTD	12	1,433	16,976	325	50,957	603,889	58	22,163	262,657	395	45,225	535,954
MTH				27	102,810	1,218,388	4	252,299	2,989,964	31	122,099	1,446,979
ATD				1	283,492	3,359,635				1	283,492	3,359,635
ATH				3	5,250,339	62,221,243				3	5,250,339	62,221,243
Grand Total	428,459	291	3,451	39,787	2,295	27,198	196	15,679	185,811	468,442	468	5,544

EDEMET

	Residencial			Comercial y Gobierno			Industrial y Autoconsumo			Totales		
Tarifa	Clientes	Consumo medio mensual (kWh/mes)	Consumo medio anual (kWh/año)	Clientes	Consumo medio mensual (kWh/mes)	Consumo medio anual (kWh/año)	Clientes	Consumo medio mensual (kWh/mes)	Consumo medio anual (kWh/año)	Clientes	Consumo medio mensual (kWh/mes)	Consumo medio anual (kWh/año)
BTS1	335,298	127	1,506	32,556	80	943	568	78	926	368,422	123	1,456
BTS2	92,791	448	5,314	10,590	476	5,640	163	501	5,942	103,544	451	5,348
Prepago	2,133	217	2,570	80	261	3,091			0	2,213	218	2,589
BTS3	27,449	1,379	16,339	11,711	2,006	23,779	249	2,294	27,187	39,409	1,571	18,619
BTD1			0	6,599	2,999	35,539	122	4,210	49,890	6,721	3,021	35,799
BTD2			0	1,210	16,069	190,428	32	15,797	187,211	1,242	16,062	190,345
BTD3			0	212	36,821	436,359	6	41,453	491,259	218	36,948	437,870
BTD4			0	156	94,192	1,116,255	3	63,253	749,609	159	93,608	1,109,337
BTH	40	4,596	54,461	101	7,955	94,275			0	141	7,002	82,981
MTD	12	1,155	13,688	370	72,529	859,530	115	19,350	229,314	497	58,500	693,283
MTH	2	566	6,708	6	8,750	103,695			0	8	6,704	79,448
Grand Total	457,725	268	3,178	63,591	1,896	22,470	1,258	3,482	41,263	522,574	474	5,617

EDECHI

EDECHI	Residencial			Comercial y Gobierno			Industrial y Autoconsumo			Totales		
Tarifa	Clientes	Consumo medio mensual (kWh/mes)	Consumo medio anual (kWh/año)	Clientes	Consumo medio mensual (kWh/mes)	Consumo medio anual (kWh/año)	Clientes	Consumo medio mensual (kWh/mes)	Consumo medio anual (kWh/año)	Clientes	Consumo medio mensual (kWh/mes)	Consumo medio anual (kWh/año)
BTS1	117,512	126	1,493	9,992	84	1,001	233	84	993	127,737	123	1,454
BTS2	24,617	439	5,204	2,946	472	5,590	87	499	5,916	27,650	443	5,247
BTS3	4,554	1,217	14,428	3,142	2,779	32,936	148	1,820	21,572	7,844	1,854	21,976
BTD1			0	840	3,091	36,631	38	3,355	39,763	878	3,102	36,767
BTD2			0	135	15,603	184,913	5	13,639	161,630	140	15,533	184,082
BTD3			0	23	40,207	476,484			0	23	40,207	476,484
BTD4			0	28	113,238	1,341,974			0	28	113,238	1,341,974
BTH			0	18	16,368	193,973	4	1,147	13,593	22	13,600	161,177
MTD	15	2,591	30,711	184	37,612	445,734	47	7,733	91,648	246	29,768	352,777
MTH			0	5	7,560	89,593	5	6,986	82,790	10	7,273	86,192
ATH			0	1	110,414	1,308,505			0	1	110,414	1,308,505
Totales	146,698	213	2,521	17,314	1,567	18,568	567	1,642	19,460	164,579	360	4,267

TOTALES

	Residencial			Comercial y Gobierno			Industrial y Autoconsumo			Totales		
Tarifa	Clientes	Consumo medio mensual (kWh/mes)	Consumo medio anual (kWh/año)	Clientes	Consumo medio mensual (kWh/mes)	Consumo medio anual (kWh/año)	Clientes	Consumo medio mensual (kWh/mes)	Consumo medio anual (kWh/año)	Clientes	Consumo medio mensual (kWh/mes)	Consumo medio anual (kWh/año)
BTS1	735,335	136	1,610	62,522	78	919	831	80	945	798,688	131	1,555
BTS2	229,870	450	5,332	20,022	469	5,564	262	501	5,933	250,154	452	5,351
Prepago	11,670	210	2,487	80	261	3,091	-	#DIV/0!	#DIV/0!	11,750	210	2,491
BTS3	55,832	1,292	15,315	22,621	2,114	25,052	420	2,089	24,758	78,873	1,532	18,157
BTD1	48	2,443	28,949	11,711	2,992	35,452	209	4,002	47,425	11,968	3,007	35,635
BTD2	9	20,132	238,580	2,058	16,272	192,842	50	16,177	191,711	2,117	16,286	193,010
BTD3	3	41,540	492,286	333	37,862	448,703	11	42,302	501,315	347	38,035	450,748
BTD4			0	254	99,249	1,176,190	3	63,253	749,609	257	98,829	1,171,211
BTH	74	4,039	47,862	169	7,442	88,194	6	15,138	179,399	249	6,616	78,405
MTD	39	1,793	21,247	879	57,244	678,391	220	17,610	208,694	1,138	47,681	565,067
MTH	2	566	6,708	38	75,425	893,858	9	116,014	1,374,868	49	79,825	945,997
ATD			0	1	283,492	3,359,635			0	1	283,492	3,359,635
ATH			0	4	3,965,358	46,993,058			0	4	3,965,358	46,993,058
Grand Total	1,032,882	270	3,198	120,692	1,980	23,469	2,021	4,149	49,165	1,155,595	455	5,395

ANEXO II - MODELO ECONOMICO (EJEMPLO) – EDECHI, tarifa MTH

	Año >							
Inversión	0	1	2	3	4	5(...)	19	20
Costo Instalación	-$500,000	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0
Bono fiscal instalación	$0	$25,000	$0	$0	$0	$0	$0	$0
Ingresos								
Costo total Energía (en USD/ kWh) - Descuentos		$0.143	$0.143	$0.143	$0.143	$0.143	$0.143	$0.143
Generación Energía (en kWh, incluye degradación)		698,951	696,155	693,370	690,597	687,835	650,301	647,700
Ahorro energía (en USD)		$99,691	$99,293	$98,895	$98,500	$98,106	$92,752	$92,381
Ahorro impuestos (en USD)		$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0
Gastos								
Operación y Mantenimiento		$7,500	$7,500	$7,500	$7,500	$7,500	$7,500	$7,500
Ahorro total (en USD) - EBITDA		$92,191	$91,793	$91,395	$91,000	$90,606	$85,252	$84,881
Impositivos								
Amortización		$62,500	$62,500	$62,500	$62,500	$62,500	$0	$0
Ganancia Neta (antes de impuestos)		$29,691	$29,293	$28,895	$28,500	$28,106	$85,252	$84,881
Tax Shield ISR		-$7,423	-$7,323	-$7,224	-$7,125	-$7,026	-$21,313	-$21,220
Modelo Empresas:								
CASH FLOW	($500,000)	$109,769	$84,469	$84,172	$83,875	$83,579	$63,939	$63,661
CASH FLOW ACUMULADO	($500,000)	($390,231)	($305,762)	($221,590)	($137,716)	($54,136)	$838,726	$902,387
TIR	14.8%							
Período de Repago Simple (PRS)	**5.7**							
Modelo Personas:								
CASH FLOW	($500,000)	$117,191	$91,793	$91,395	$91,000	$90,606	$85,252	$84,881
CASH FLOW ACUMULADO	($500,000)	($382,809)	($291,016)	($199,621)	($108,621)	($18,015)	$1,109,968	$1,194,850
TIR	17.4%							
Período de Repago Simple (PRS)	**5.2**							

Contacto

Mercedes G. Fariña
Oficial de Programa
maria.garciafarina@un.org

Ignacio Romero, Coordinador de Proyecto,
Especialista Senior de Recursos Energéticos Distribuidos;
ignacio.romero@un.org

www.generacionsole.org

Financiado por la Unión Europea