

RETOS Y OPORTUNIDADES

PARA EL FINANCIAMIENTO DE PROYECTOS DE ENERGÍAS RENOVABLES

CON VENTA AL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA EN MÉXICO



SHCP
SECRETARÍA DE HACIENDA



BANCOMEXT



giz Deutsche Gesellschaft
für Internationale
Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

KFW

El Banco Nacional de Comercio Exterior (Bancomext) agradece a la Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH y a la Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) por la colaboración y asistencia técnica en la elaboración del presente documento. La colaboración de la GIZ se realizó en el marco del Programa “Energía Solar a Gran Escala en México” (DKTI Solar), el cual se implementa por encargo del Ministerio Federal de Cooperación Económica y Desarrollo de Alemania (BMZ). Las opiniones expresadas en este documento son de exclusiva responsabilidad del autor y los colaboradores y no necesariamente representan la opinión de Bancomext, BMZ, KfW y/o de la GIZ.

Se autoriza la reproducción parcial o total, siempre y cuando sea sin fines de lucro y se cite la fuente de referencia: Bancomext, GIZ, KfW (2019): “Retos y oportunidades para el financiamiento de proyectos de energías renovables con venta al Mercado Eléctrico Mayorista en México”, Ciudad de México.

Banco Nacional de Comercio Exterior S.N.C (Bancomext)

Periférico Sur 4333,
Col. Jardines de la Montaña, Tlapan,
C.P. 14210, Ciudad de México, México
<http://www.bancomext.com/>

Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH Oficina de Representación de la GIZ en México

Av. Insurgentes Sur No. 826 - PH
Col. Del Valle, Del. Benito Juárez
C.P. 03100, Ciudad de México, México
www.giz.de/mexico

Edición y Supervisión:

Paula Rolffs, Ángel Azamar (GIZ)

Emiliano Detta (KfW)

Marian Aguirre, Enrique Lara Di Lauro, Gleb Kouznetsov (Bancomext)

Autores:

Eduardo Reyes, Guillermo Chávez, Luis Becerril, Ángeles Elías, Lizbeth Cortes, Moisés Sevilla, Emilio Monroy (PwC)

Diseño editorial:

Sk3 Estudio Creativo

Ciudad de México, noviembre de 2019

Agradecimientos:

Abelardo Arroyo (IFC)

Alberto Merino (Sabadell)

Arturo Duhart (Sunwise)

Arturo Gochicoa (NAFIN)

Bhuvan Jain, Emeric Gourad (Natixis)

Borja Lopez (Santander)

Bruno Bernal (Eosol)

Carlos Carranza (NADB)

Carlos Lerma (BANOBRAS)

Daniel Chacón (Iniciativa Climática de México)

Emily Puente (First Solar)

Enrique Giménez (Fisterra)

Ernesto Machado (NADB)

Fernando Salinas (FRV)

Guillaume Fustec (Valeco)

Héctor Olea (Gauss Energía)

Humberto Alarcón (Suneco)

Jaime Pérez de Laborda (Balam Fund)

Jesús Leal (BANOBRAS)

Joana Pascual (IADB)

Jorge Ochoa (UL Renewables)

José Buganza (Anergy)

José Carreto Díaz (Banorte)

Julio Valle, Ramón Salcedo (Zuma Energía)

León Valera (SGCIB)

Lionel Bony (Neoen)

Luis Dosal (BBVA)

Mayra Balcazar (Citibanamex)

Saúl Ramírez (NADB)

Simon Kueppers (IPEX)

RETOS Y OPORTUNIDADES

PARA EL **FINANCIAMIENTO** DE
PROYECTOS DE ENERGÍAS RENOVABLES

CON VENTA AL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA EN MÉXICO

TABLA DE CONTENIDOS

	Índice de Figuras	1
	Acrónimos	3
	Resumen Ejecutivo	4
	Resultados Clave	4
	Nota Conceptual sobre la Metodología	7
	Antecedentes del Reporte	7
1	1. Diagnóstico de la situación actual de proyectos <i>merchant</i> en el Mercado Eléctrico en México	8
	1.1 Entendimiento general del Mercado Eléctrico Mayorista y el mercado de corto plazo	9
	1.2 Potencial del mercado de proyectos de generación <i>merchant</i>	12
	1.3 Condiciones típicas presentadas en el financiamiento de los proyectos <i>merchant</i> en México	17
	13.1 Barridos de Caja	21
	1.3.2 Break Even Price	22
	1.4 Riesgos potenciales para proyectos <i>merchant</i> en México	23
	1.4.1 Riesgo de volatilidad de PMLs en su componente de energía	24
	1.4.2 Riesgo de volatilidad de PMLs en su componente de congestión	25
	1.4.3 Riesgo de volatilidad de PMLs en su componente de pérdidas	26
2	2. Instrumentos Financieros que fomenten el financiamiento de proyectos de generación <i>merchant</i>	30
	2.1 Principales instrumentos identificados a partir de entrevistas y encuestas para gestionar los riesgos <i>merchant</i>	31
	2.2 Instrumentos financieros utilizados actualmente o en desarrollo en México	34
	2.3 Evaluación del potencial mecanismo/instrumento a implementar por la Banca de Desarrollo	39
3	3. Otros mecanismos y políticas públicas que podrían impulsar proyectos <i>merchant</i>	46
	3.1 Acceso a proyecciones públicas y consensuadas de PMLs	47
	3.2 Impulsar el mercado de PPA's físicos y virtuales	47
	3.3 Impulsar la expansión y modernización de la Red Nacional de Transmisión	48
	3.4 Desarrollar proyectos renovables piloto con almacenamiento	48
	3.5 Impulsar los proyectos de Generación Distribuida con contraprestación <i>merchant</i>	50
	3.5.1 Opciones de financiamiento y principales mecanismos para impulsar el desarrollo de proyectos de GD <i>merchant</i>	54
4	4. Recomendaciones	57
	Glosario	59
	Referencias	61
A	Anexos	
	Anexo 1. Casos de estudio a nivel internacional	63
	Anexo 2. Preguntas realizadas en las encuestas y entrevistas	75
	Anexo 3. Resultados generales de entrevistas	84

ÍNDICE DE FIGURAS

Fig. 1	Principales productos y mercados que integran el MEM en México - Fuente: CENACE, CRE.	9	Fig. 22	Saturación de corredores de transmisión 2017 - Fuentes: SENER, CENACE	28
Fig. 2	PMLs históricos y PMLs proyectados con cada una de las Subastas de Largo Plazo (2016, 2017, 2018, 2019) - Fuente: CENACE	10	Fig. 23	Capacidad de interconexión y exportación sin prelación por región de control para la 4ta Subasta de Largo Plazo. Fuente: CENACE	29
Fig. 3	Balace de oferta/demanda (MW), adiciones planeadas (MW), PML histórico y proyectado (USD/MWh) y capacidad de interconexión (MW) por regiones de control en México - Fuente: CENACE, PRODESEN 2018	11	Fig. 24	Estructura general de la Deuda sindicada a plazo	34
Fig. 4	Proyectos de generación renovable en operación en México en 2019 - Fuente: SENER, CRE	12	Fig. 25	Estructura general de la Garantía de pago oportuno	35
Fig. 5	Diferencial entre PML y precios promedio adjudicados en Subastas de Largo Plazo (USD/MWh) - Fuente: CENACE, CENACE	13	Fig. 26	Estructura general de seguros y fianzas	35
Fig. 6	Estimación del tamaño de mercado de proyectos fully merchant en México a 2032 - Fuente: SENER, CENACE	13	Fig. 27	Bonos Series "V" y "X" operados en el mercado al 31 de diciembre de 2018 [Fuente: Proveedor Integral de Precios]	36
Fig. 7	Rango de costos de inversión de acuerdo al tipo de tecnología, capacidad esperada a instalarse (MW) e inversión potencial (US\$ millones) - Fuente: Estudio de Energías Limpias CESPEDES, PRODESEN, Lazard, IEA, IRENA	14	Fig. 28	Estructura general de la emisión de bonos verdes	36
Fig. 8	Costos variables de tecnologías de generación (USD/MWh) y porcentaje de despacho de energía por tipo de tecnología (%) - Fuente: CENACE, PRODESEN 2018	15	Fig. 29	Estructura general de la emisión de instrumentos de capital	37
Fig. 9	Características de proyectos fully merchant identificados en México - Fuente: Inframationnews	16	Fig. 30	Estructura general de los Futuros de energía	37
Fig. 10	Número y Capacidad (MW) de proyectos de generación merchant identificados en países del Benchmark. Fuentes: Inframation News, PV Magazine, Clear Grid Alliance, Solar Market Parity Spain, Sojitz, Acciona, Libra Group, Voltiq, Vestas, Renewables Now.	17	Fig. 31	Estructura general de las opciones financieras	38
Fig. 11	Porcentaje de tipos de financiamiento y coberturas utilizados en los diferentes proyectos del Benchmark Internacional por tipo de energía. Fuentes: Inframation News, PV Magazine, Sojitz, Acciona, Libra Group, Voltiq, Vestas, Renewables Now.	18	Fig. 32	Estructura general de los Swaps eléctricos	38
Fig. 12	Tipo de financiamiento y coberturas identificados en cada uno de los países del benchmark internacional -. Fuentes: Inframation News, PV Magazine, Clear Grid Alliance, Solar Market Parity Spain, Sojitz, Acciona, Libra Group, Voltiq, Vestas, Renewables Now	19	Fig. 33	Criterios utilizados para determinar viabilidad de instrumentos financieros Ponderación definida de los criterios de evaluación de los instrumentos financieros	39
Fig. 13	Variables estudiadas por entidades financieras para el financiamiento de proyectos merchant en México - Fuente: Entrevistas realizadas con agentes clave	19	Fig. 34	Estructura general de la Garantía de precios mínimos o rango de precios	39
Fig. 14	Rangos de características de financiamiento de proyectos merchant en México - Fuente: Entrevistas realizadas a agentes clave	20	Fig. 35	Principales actores involucrados en la estructura de la Garantía de precios mínimos o rango de precios	40
Fig. 15	Representación gráfica de mecanismo de barridos de caja contra PMLs Análisis de la sensibilidad del costo variable de un Ciclo Combinado (USD/MWh) ante cambios en costo del gas (USD/MMBtu) y heat rate (GJ/MWh) - Fuente: CENACE, EIA.	21	Fig. 36	Variables clave a considerar en la Garantía de precios mínimos o rango de precios	41
Fig. 16	Riesgos identificados para el desarrollo de proyectos merchant en México - Fuente: Entrevistas y encuestas	22	Fig. 37	Pros y contras sobre la Garantía de precios mínimos o rango de precios	42
Fig. 17	Composición de la matriz de generación en el 2018 en México (%) - Fuente: CENACE	23	Fig. 38	Principales riesgos mitigados con la Garantía de precios mínimos o rango de precios	43
Fig. 18	Correlación histórica de CTCP y PML con el gas natural y productos derivados del petróleo. Fuente: CENACE, EIA, SIE de SENER	24	Fig. 39	Mapa de proyectos internacionales que utilizan baterías - Fuente: "Interactive map of global energy storage" del Consorcio para la Innovación de la Batería, (2019).	44
Fig. 19	Análisis de la congestión histórica promedio por zonas del SIN entre 2016-2018 (USD/MWh). Fuente: CENACE	25	Fig. 40	Costos asociados a la instalación de una planta de almacenamiento de energía - Fuente: NREL	48
Fig. 20	Mapa de congestión promedio 2018 en las regiones de transmisión del SIN. Fuente: CENACE.	26	Fig. 41	Ejemplo del aumento de horas productivas de una planta solar con el uso de almacenamiento. Elaboración propia	49
Fig. 21		27	Fig. 42	Desglose de capacidad (MW) y contratos de generación distribuida por tipo de contraprestación - Fuentes: CRE	49
			Fig. 43	Proyección de instalación de capacidad (MW) y contratos de generación distribuida y contratos de pequeña y mediana escala - Fuente: CRE	50
			Fig. 44	Tendencia de costos de instalación por KW de una planta menor a 500 kW en México (USD/W). Fuente: ABM e Iniciativa Climática de México (2017), Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias (INEEL) e Iniciativa Climática de México (2019).	51
			Fig. 45	Sensibilidad del retorno de inversión (años) ante cambios en el CAPEX (USD/W) de un proyecto de GD merchant - Fuente: CRE, CENACE	51
			Fig. 46	Sensibilidad del retorno de inversión (años) ante cambios en el crecimiento de los PMLs en el tiempo (%) de un proyecto de GD merchant - Fuente: CRE, CENACE	52
			Fig. 47	Modelo estandarizado de financiamiento de proyectos de generación distribuida. Fuente: Información recaudada en entrevistas	54
			Fig. 48	Funcionamiento de mercados de corto plazo en distintos países - Fuentes: PJM Market, CENACE, AEMC, Proactivado, MPRA.	64



ÍNDICE DE FIGURAS

Fig. 50	Características de proyectos merchant identificados en Estados Unidos - Fuentes: Inframation News, Clear Grid Alliance, Solar Market Parity Spain, Sojitz.	65
Fig. 51	Características de proyectos merchant identificados en Chile - Fuentes: Inframation News, Acciona, Libra Group, Voltiq.	66
Fig. 52	Características de proyectos merchant identificados en Australia -. Fuentes: Inframation News, PV Magazine, Renewables Now.	67
Fig. 53	Características de proyectos merchant identificados en España -Fuentes: Inframation News.	68
Fig. 54	Características de proyectos merchant identificados en Alemania - Fuentes: Inframation News, PV Magazine.	69
Fig. 55	Principales entidades financieras involucradas en financiamiento de proyectos merchant identificados a nivel internacional y tipos de financiamiento - Fuentes: Inframation News, PV Magazine, Clear Grid Alliance, Solar Market Parity Spain, Sojitz, Acciona, Libra Group, Voltiq, Vestas, Renewables Now.	70
Fig. 56	Tipos de financiamiento y coberturas identificadas dentro del benchmark internacional- Fuentes: Inframation News, PV Magazine, Clear Grid Alliance, Solar Market Parity Spain, Sojitz, Acciona, Libra Group, Voltiq, Vestas, Renewables Now.	71
Fig. 57	Porcentaje de tipos de financiamiento y coberturas utilizados en los diferentes proyectos del Benchmark Internacional por tipo de energía. Fuentes: Inframation News, PV Magazine, Sojitz, Acciona, Libra Group, Voltiq, Vestas, Renewables Now.	72
Fig. 58	Tipo de financiamiento y coberturas identificados en cada uno de los países del benchmark internacional -. Fuentes: Inframation News, PV Magazine, Clear Grid Alliance, Solar Market Parity Spain, Sojitz, Acciona, Libra Group, Voltiq, Vestas, Renewables Now	73
Fig. 59	Desglose de proyectos fully merchant y partially merchant por país, capacidad y fecha de operación comercial -. Fuentes: Inframation, PV Magazine, Clear Grid Alliance, Solar Market Parity Spain, Sojitz, Acciona, Libra Group, Voltiq, Vestas, Renewables Now	73
Fig. 60	Comparativa de riesgos principales entre la asignación de generación eléctrica en México a través del mercado y contratos de cobertura eléctrica- Fuente CENACE, CRE	74
Fig. 61	Resultados de las encuestas	89
Fig. 62	Resultados de las entrevistas	89
Fig. 63	Riesgos percibidos en entrevistas y encuestas	90
Fig. 64	Riesgos percibidos en entrevistas y encuestas	90
Fig. 65	Instrumentos financieros y no financieros propuestos	91
Fig. 66	Instrumentos financieros propuestos	91
Fig. 67	Posición sobre el mercado merchant en México	92
Fig. 68	Factores que influyen en inversión de proyectos de generación	92
Fig. 69	Variables que tienen impacto sobre el PML	93
Fig. 70	Barreras internas y externas para el desarrollo merchant	93
Fig. 71	Tipos de financiamiento potenciales	94

ACRÓNIMOS

ABS	Asset Backed Securities	IRS	Interest Rate Swap
AEMO	Australian Energy Market Operator	LIE	Ley de la Industria Eléctrica
ANIQ	Asociación Nacional de la Industria Química	LTE	Ley de Transición Energética
BCA	Baja California	MBP	Mercado de Balance de Potencia
BCS	Baja California Sur	MDA	Mercado de día en adelante
CAISO	Operador de Sistema de Transmisión en Estados Unidos en la región de California	MEM	Mercado eléctrico mayorista
CANACEM	Cámara Nacional del Cemento	MexDer	Mercado de Derivados de México
CANACERO	Cámara Nacional del Acero	MHA	Mercado de hora en adelante
CANACINTRA	Cámara Nacional de la Industria de Transformación	MIGA	Multilateral Investment Guarantee Agency
CBFE	Certificados Bursátiles Fiduciarios de Energía e Infraestructura	MISO	Electric Power Markets -Midcontinent
CCGT	Ciclo combinado	MTR	Mercado de tiempo real
CDS	Credit Default Swap	MXN	Pesos mexicanos
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía	MW	Megawatt
CERPIS	Certificados de Proyectos de Inversión	MWh	Megawatt hora
CESPEDES	Comisión de Estudios del Sector Privado para el Desarrollo Sustentable	NEM	National Electricity Market de Australia, el operador del mercado
CFE	Comisión Federal de Electricidad	OTC	Over The Counter
CKD	Certificates of Capital Development	PJM	Operador de Sistema de Transmisión en Estados Unidos en la región este del país
CRE	Comisión Reguladora de Energía	PML	Precio Marginal Local
CTCP	Costo Total de Corto Plazo. Precio spot usado antes de la Reforma Energética	PNUD	Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo
DSCR	Debt-service coverage ratio, o Ratio de cobertura del servicio de la deuda	PPA	Power purchase agreement (contrato de cobertura eléctrica)
ERCOT	Operador de Sistema de Transmisión en Estados Unidos en la región de Texas	PRODESEN	Programa del Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional
EEX	European Energy Exchange AG	REE	Red Eléctrica de España
EPEX	European Power Exchange	SEN	Sistema Eléctrico Nacional
FERC	Agencia Reguladora de Energía en Estados Unidos	SENER	Secretaría de Energía
Fibras E	Fideicomiso de Inversión en Energía e Infraestructura	SGD	Sistema de Generación Solar Distribuida
FIT	Feed in Tariff	SIN	Sistema Interconectado Nacional
GP	Garantía de precios	SLP	Subasta de Largo Plazo
GPO	Garantía de pago oportuno	SMP	Subasta de Mediano Plazo
GD	Generación Solar Distribuida	SPAC	Special Purpose Acquisition Company
GW	Gigawatt	T&D	Transmisión y Distribución
ICBC	Industrial and Commercial Bank of China	TBFins	Transacciones bilaterales financieras
ICE	Intercontinental Exchange	TBPots	Transacciones bilaterales de potencia
IDB	Inter-American Development Bank	USD	Dólar americano
IFC	Corporación Financiera Internacional		



RESUMEN EJECUTIVO

En 2016 entró en operación el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) en México en el cual los generadores y compradores realizan transacciones de energía eléctrica y Servicios Conexos a través de ofertas en un Mercado de Energía de Corto Plazo (también llamado “mercado *spot*”). Al ser un sistema relativamente nuevo y por contar con riesgos de mercado, los proyectos de generación eléctrica con venta al mercado *spot* enfrentan aún barreras para acceder a financiamiento adecuado.

El presente reporte busca servir como una guía sobre los principales riesgos, barreras y oportunidades de proyectos de energías renovables con venta completa o predominantemente al mercado *spot* (proyectos *fully* o *partially merchant*). Para ello se plantea el objetivo de identificar instrumentos financieros y mecanismos que permitan mitigar los riesgos asociados al financia-

miento de proyectos *merchant*. A través de su contenido, se busca brindar mayor información sobre el potencial de los proyectos con venta a mercado para entidades financieras, desarrolladores de proyectos, entidades de gobierno y asesores con el fin de impulsar el mercado de energías renovables en México.

El reporte comienza con un análisis descriptivo de la situación de los proyectos *merchant* en el Mercado Eléctrico en México con el fin de informar sobre el *estatus quo* del mercado y su financiamiento, así como el potencial de aprovechamiento y los principales riesgos asociados. Posteriormente se identifican y describen los instrumentos financieros pertinentes que podrían atender los principales riesgos en México, y finalmente, se exponen otros mecanismos y políticas públicas que apoyarían al crecimiento del mercado.

RESULTADOS CLAVE

La **situación actual en México** muestra que:

- Existen distintos **aspectos** que pueden **impulsar el desarrollo de proyectos *merchant*** como son: Precios marginales locales (PMLs) altos correspondientes al mercado *spot* (actualmente en torno a 75 USD/MWh y en torno a 40 USD/MWh en proyecciones oficiales), **iniciativas del mercado alternativas a las Subastas de Largo Plazo (SLP)**, **escasez de *off-takers* de calificación crediticia alta** en proyectos con contratos de compraventa de energía (conocidos por sus siglas en inglés, - power purchase agreements -PPAs) así como un creciente ***track record* de proyectos *merchant* ya financiados**.
- El impulso a proyectos *merchant* puede favorecer el crecimiento de energías renovables en México, debido a la **competitividad que tienen los proyectos de energías renovables contra los valores del PML**. Un mayor despliegue de energías renovables permitiría cerrar la brecha para lograr las metas de generación limpia¹, pasando de un 21% en 2018 al 35% en 2024.
- Es decir, aún quedan 68 MWh de energía limpia adicionales por generar, los cuales equivalen a alrededor de 25 GW por instalar. Parte de esta capacidad adicional limpia podría ser desarrollada a partir de proyectos *merchant*. Se estima un **pipeline de potencial generación *merchant* de al menos 2 GW entre 2022 y 2032, equivalentes a 2,200 millones de USD** en caso de continuarse una proporción de proyectos *merchant* similar a la de los últimos años.
- No obstante, el potencial del mercado actualmente no se refleja en el financiamiento disponible para proyectos *merchant*. Especialmente **la participación de la banca comercial ha sido limitada** y no se han financiado de manera independiente proyectos *fully merchant* (i.e. se ha financiado a partir de deuda subordinada en conjunto con la Banca de Desarrollo).
- El **principal riesgo identificado a partir de +30 entrevistas y +30 encuestas** realizadas con agentes clave del sector (i.e. Banca de Desarrollo, banca privada, desarrolladores, asesores, etc.) para financiar o desarrollar proyectos *merchant* es la **volatilidad de PMLs**.
- Por lo tanto, los proyectos *merchant* han sido financiados bajo condiciones de financiamiento que requirieron un **estudio robusto de variables** asociadas al desarrollador y al PML en el nodo de interés.
- Debido a la necesidad de mitigar el riesgo de volatilidad en PMLs, las **condiciones para el financiamiento** de proyectos *merchant* han respondido en general a **plazos cortos** (-7 años), **apalancamientos en torno al 55%**, **DSCR de 1.55**, **barridos de caja** y consideran un ***break even price*** (alrededor de -20 USD/MWh).
- Para impulsar el financiamiento a proyectos *merchant*, el **riesgo de volatilidad del PML se podría cubrir gestionando el riesgo de cada uno de sus componentes**: coberturas como derivados de combustibles para cubrir el componente de energía, Derechos Financieros de Transmisión (DFTs) para cubrir el componente de congestión y expansión de la red para reducir el componente de pérdidas.

¹ El Gobierno de México definió metas de energías limpias. Éstas incluyen: energías renovables como hidroeléctrica, eólica, geotérmica, solar fotovoltaica, termosolar y bioenergía, así como nucleoelectrónica, y cogeneración eficiente.



En el caso de otros países con un sistema de mercado eléctrico mayorista se puede observar que:

- Los **precios spot promedio** en el último año en los distintos mercados internacionales han estado como mínimo en valores de **26 USD/MWh** y en general se encuentran en valores por **encima de los 50 USD/MWh**. Cada mercado eléctrico tiene características intrínsecas, sin embargo, al observar los precios menores en diversos mercados, todos ellos con mayor madurez e historial al mexicano, se observa que los precios mínimos han estado por encima de los valores observados para proyectos renovables en las SLP en México. En cuanto a las coberturas utilizadas por las entidades financieras para gestionar el riesgo, **en mercados maduros como el de Estados Unidos existen instrumentos derivados** como coberturas a proxis de los ingresos. En México, aún no se cuenta con instrumentos derivados enfocados al sector eléctrico que ya estén en operación. El Mercado de Derivados de México (MexDer) está trabajando en el primer contrato de futuros que se espera esté operando el siguiente año.
- En **España se han utilizado garantías a un precio piso**, mitigando el riesgo de ingresos por fluctuaciones de precio de electricidad; el costo de la garantía se paga cuando esta llega a su periodo de madurez. En las entrevistas se identificó que este tipo de instrumento podría ser de mucha utilidad para el desarrollo de proyectos *merchant*.
- En varios países se están desarrollando **proyectos partially merchant que aseguran parte de sus flujos a través de PPAs** y otra parte con flujos del mercado spot. Aunque los precios de PPAs sean menores que los precios *spot*, el PPA es una cobertura con la que las entidades financieras se sienten cómodas siempre y cuando los compradores de energía, mejor conocidos como *off-takers*, tengan buena calificación crediticia. **En el caso de México, los PPAs físicos y virtuales requieren de mayor dinamismo** porque i) hay un número limitado de *off-takers* de calificación crediticia alta, ii) aún no se han asignado DFTs, porque la primera subasta se retrasó y iii) el mercado para transaccionar Certificados de Energías Limpias (CELs) a través de la plataforma S-CEL no ha comenzado y el mercado en general ha tenido cambios en su regulación. Recientemente, en octubre 2019 se hicieron cambios a la regulación para permitir que las Centrales Eléctricas Legadas que generen energía eléctrica limpia con anterioridad al 2014 puedan participar en el mercado de los CELs lo cual ha creado incertidumbre sobre el precio de los CELs.

A través de un **análisis de los instrumentos financieros existentes y potenciales para proyectos de generación merchant** que podrían ayudar a fomentar el financiamiento de un mayor número de proyectos e incrementar el apalancamiento de deuda se identificó que:

- Existen **diversos mecanismos e instrumentos financieros** como potenciales mitigantes de riesgos para el financiamiento de proyectos merchant algunos de ellos ya utilizados o en estudio para el mercado de

México: i) Deuda sindicada a plazo, ii) Garantía de Pago Oportuno (BANOBRAS), iii) Seguros y fianzas, iv) Bonos Verdes, v) Certificados de Capital (CKDs) y Fibras E, vi) Futuros de energía (MexDer), vii) Opciones financieras (*Put* o *Collar*) sobre precio de energía (en estudio) y viii) Swaps eléctricos (Fisterra).

- Se identificaron una **garantía de pago oportuno (GPO) y una garantía de precios mínimo o rango de precios como instrumentos potenciales a implementar con el respaldo de la Banca de Desarrollo²**, éstas fomentarían el financiamiento en la medida en la que mitigarían ciertos riesgos para las entidades financieras y atendería la principal preocupación y riesgos de los participantes del mercado: fluctuación de los niveles de PML en el futuro.
- En general, la **Banca de Desarrollo²** puede jugar un papel clave en mitigar los riesgos identificados. Los bancos nacionales de desarrollo tienen el mandato de atender mercados prioritarios que promueven el desarrollo sustentable del país e impulsar el financiamiento de nuevas prácticas, tecnologías y proyectos que aún están subatendidos por el sector financiero. Cuentan con dos modalidades principales para brindar este impulso: I) Fungir como “*first movers*”, es decir, financiar áreas nuevas que aún no reciben financiamiento comercial, para demostrar la viabilidad financiera a otros actores del sector financiero; II) Brindar instrumentos financieros que reduzcan riesgos y que den más certeza a la banca comercial.

Además, se identificaron los siguientes **mecanismos y políticas públicas que apoyarían el crecimiento de proyectos de energías renovables merchant**:

- **Acceso a proyecciones públicas y consensuadas de PMLs**: Las asociaciones del sector eléctrico y entidades financieras podrían contratar proyecciones de PMLs con asesores de manera periódica y publicar escenarios con sus insumos con el objeto de brindar una referencia de precios al mercado. En Estados Unidos la *Energy Information Administration (EIA)*, publica precios de mercado de corto plazo (1 año) de los principales mercados como el de California e Illinois. En México, el Sistema de Información de Energía (SIE) podría tomar este rol.
- **Impulsar el mercado de PPAs físicos y virtuales**. Contar con PPAs físicos y virtuales permite que: i) los socios inversionistas en proyectos *merchant* logren liberar parte de su *equity*, ii) el proyecto asegure el precio de parte de sus flujos y iii) se pueda buscar un refinanciamiento que mejore las condiciones del proyecto.
- **Mantener el dinamismo de los PPAs**. Algunos factores para lograr esto son: i) fomentar capacitación de usuarios calificados y *off-takers* por parte de asociaciones que representan a usuarios industriales (e.g. CESPEDES y Coparmex); ii) establecer una Cámara de Compensación para fomentar un mercado secundario de transacciones que permita identificar un

²“Banca de Desarrollo” refiere en el caso de este reporte principalmente a la Banca Nacional de Desarrollo. En algunos casos también se refiere a la Banca Bilateral y Multilateral de Desarrollo, como viene especificado.

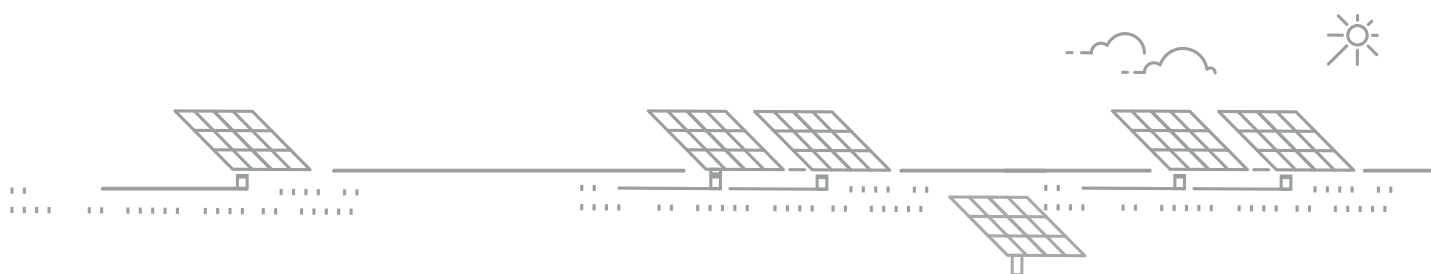


precio de equilibrio público y volúmenes transaccionados en un período de tiempo, así como colocar excedentes o faltantes de proyectos; iii) la Comisión Reguladora de Energía (CRE), podría fomentar el uso de una plataforma para dar señales de precio de CELs, y señales de volúmenes intercambiados de este mercado; iv) el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), podría desarrollar y convocar la primera Subasta de Derechos Financieros de Transmisión, permitiendo a contrapartes de *PPAs*, proyectos de generación y a Entidades Responsables de Carga tener mayor certidumbre sobre el costo de inyectar y retirar energía en binomios de nodos.

- **Impulsar la expansión y modernización de la Red Nacional de Transmisión:** Para que exista capacidad de evacuación para los proyectos, dar certidumbre sobre el componente de pérdidas y poder reducir el componente de congestión. Para lograr este fin, entre organismos interesados podrían elaborar un estudio de análisis costo-beneficio para la Secretaría de Energía (SENER), y la Comisión Federal de Electricidad (CFE) Transmisión, que conlleve a realizar una inversión en nuevas obras, a través de Asociaciones Público Privadas (APPs) u Obra Pública Financiada (OPF) reduciendo la exposición a riesgo y el endeudamiento por parte de CFE Transmisión.
- **Desarrollar proyectos renovables piloto con almacenamiento:** Para analizar la alternativa de despachar energía en horas en las que las plantas de energías renovables no están generando. Esto permita que los ingresos por la venta de energía sean mayores.
- **Impulsar los proyectos de Generación Distribuida (GD) con contraprestación *merchant*:** Para dar mayor dinamismo a la GD *merchant* (i.e. Venta Total y *Net Billing*), se podría brindar información sobre cómo se pueden agrupar/empaquetar proyectos para alcanzar los objetivos de financiamiento mínimo de las entidades financieras. Para ello la banca, podría informar sobre el tamaño mínimo de financiamiento de un portafolio de proyectos y las condiciones bajo las cuales financiaría.

Como resultados de este análisis se **recomienda que:**

- Las asociaciones, tanto del sector de energías renovables como de la banca, junto con asesores e instituciones financieras, podrían **emitir una proyección de PML pública consensuada**, en la cual se establezca un rango de precios aceptable con base en escenarios de estrés acordados, incrementando la certidumbre de los desarrolladores y bancos sobre dichas proyecciones.
- La **Banca de Desarrollo podría favorecer el desarrollo de proyectos *merchant* a través de la emisión de instrumentos financieros que coadyuven a mitigar ciertos riesgos** inherentes a estos proyectos. Estos instrumentos financieros podrían ser derivados (futuros sobre el precio energía, opciones financieras, etc.) o garantías financieras de precios mínimos o rango de precios. Los clientes finales de estos instrumentos podrían ser la banca comercial y/o desarrolladores.
- **Se debería facilitar el entendimiento de los distintos conceptos del mercado eléctrico** (e.g. componentes del PML, Derechos Financieros de Transmisión, etc.) a los potenciales inversionistas y/o financiadores de proyectos para dar certidumbre sobre los productos, participantes y mercados en el sector eléctrico mexicano.
- **Se debería crear certidumbre sobre la congestión con un plan de expansión y modernización de la Red Nacional de Transmisión (RNT)** entre zonas importadoras y consumidoras a través de una planeación vinculante de la ampliación y modernización de la RNT que habilite estructuras de inversión y financiamiento como las licitaciones de Líneas de Alto Voltaje Corriente Directa, esquemas de Obra Pública Financiada, APPs, Propuestas No Solicitadas.



NOTA CONCEPTUAL SOBRE LA METODOLOGÍA

La metodología utilizada para llevar a cabo el estudio se desarrolló en 4 etapas:

1. **Levantamiento de información:** En la primera etapa del estudio se definieron los agentes clave del sector eléctrico, así como los agentes con involucramiento directo en el desarrollo de proyectos *merchant*. Posteriormente, los agentes fueron entrevistados y / o encuestados acerca de los riesgos, esquemas de financiamiento, instrumentos de cobertura y condiciones generales de los proyectos *merchant* en México³.
2. **Análisis del mercado *merchant* en México:** Durante la segunda etapa se analizó la información recolectada a través de las entrevistas y encuestas. Al mismo tiempo se realizó un diagnóstico de los proyectos *merchant* en mercados internacionales. En el análisis se identificaron los mecanismos no financieros y los instrumentos no financieros utilizados en México y en otros mercados para fomentar el desarrollo de proyectos *merchant*.
3. **Evaluación de potenciales instrumentos financieros:** Utilizando el diagnóstico de la situación actual en México y la perspectiva de agentes clave del sector, se buscó identificar instrumentos financieros que tendrían potencial en el mercado mexicano a través de la definición de criterios de evaluación (costo, plazo, etc.). Después de la evaluación de los instrumentos potenciales según los criterios propuestos, se definieron los instrumentos financieros con mejor encaje al mercado *merchant* en México.
4. **Elaboración de recomendaciones:** Los principales mecanismos no financieros y los instrumentos financieros fueron resumidos y llevados a recomendaciones tangibles para los agentes del sector.

ANTECEDENTES DEL REPORTE

El presente reporte forma parte de la cooperación técnica y financiera entre la Agencia de Cooperación Técnica Alemana GIZ, el Banco Alemán de Desarrollo KfW y Bancomext por encargo del Ministerio Federal de Cooperación Económica y Desarrollo de Alemania (BMZ). El programa DKTI Solar de la GIZ contribuye al fortalecimiento de la capacidad institucional de Bancomext.

En los últimos años, KfW y Bancomext suscribieron varias líneas de crédito concesional para crear incentivos y movilizar los recursos necesarios para impulsar el crecimiento de las energías renovables en México. Bancomext tiene por objeto contribuir al desarrollo y generación de empleo en México. Opera mediante el otorgamiento de créditos y garantías, de forma directa o mediante la banca comercial y los intermediarios financieros no bancarios, a fin de que las empresas mexicanas aumenten su productividad y competitividad.

Actualmente, Bancomext, GIZ y KfW trabajan en la identificación de instrumentos financieros que faciliten la movilización de financiamiento privado para proyectos de energías renovables – lo cual es el objetivo de este proyecto..

³Referirse al Anexo 2 y 3 para revisar las preguntas de las encuestas y resultados de entrevistas y encuestas.



1

DIAGNÓSTICO DE LA SITUACIÓN ACTUAL de proyectos *merchant* EN EL MERCADO ELÉCTRICO EN MÉXICO

ESTE CAPÍTULO CONTIENE EL ANÁLISIS GENERAL DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) Y DE LOS PROYECTOS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA QUE TIENEN PARTICIPACIÓN O VENTA COMPLETA DE SU PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD AL MERCADO DE CORTO PLAZO (CONOCIDO TAMBIÉN COMO PROYECTOS “*MERCHANT*”) A TRAVÉS DE +30 ENTREVISTAS Y +30 ENCUESTAS A ACTORES CLAVE DEL SECTOR, ASÍ COMO INVESTIGACIÓN DE ESCRITORIO. EL OBJETIVO ES DAR A CONOCER LOS MECANISMOS Y CONDICIONES GENERALES DE FINANCIAMIENTO DE LOS PROYECTOS *MERCHANT*, ASÍ COMO LAS PRINCIPALES OPORTUNIDADES Y RIESGOS QUE SE DEBEN CONSIDERAR.

1.1 Entendimiento general del Mercado Eléctrico Mayorista y el mercado de corto plazo

El Mercado de Energía de Corto Plazo, o mercado *spot* es el mercado en el que se realiza la compraventa de la electricidad en México. Este mercado, se encuentra integrado por el Mercado del Día en Adelanto (MDA) y de Tiempo Real (MTR). En el MDA, se planifica con 24 horas de anticipación la oferta y demanda de energía horaria. En este mercado, el CENACE evalúa las ofertas

de todas las centrales eléctricas disponibles y envía las órdenes de despacho a los generadores más eficientes. Por otra parte, en el MTR, se ofrece energía para su compra o venta inmediata, de acuerdo a las diferencias entre la planeación realizada en el MDA y la atención en tiempo real de la demanda de energía.






PRODUCTOS		MERCADOS	DESCRIPCIÓN
Energía		Mercado de Corto Plazo	Consumo e inyección de electricidad desde / hacia la Red Nacional de Transmisión. Se mide en kWh y su valor corresponde al Precio Marginal Local en la hora y nodo de consumo / inyección correspondiente.
Servicios Conexos			Productos basados en el mercado con el fin de garantizar la confiabilidad del sistema; incluyen: reserva de potencia reactiva, control de voltaje reservas, entre otros.
Certificados de energía limpia		Mercado de CELs	Certificados de energía limpia, creados con el fin de alcanzar metas de generación limpia y disminuir las emisiones de CO ₂ .
Potencia		Mercado de balance potencia	Capacidad instalada requerida por el sistema para garantizar disponibilidad de producción física en las horas de alta demanda y/o poca capacidad de reserva.
Derechos financieros de transmisión		Subastas de derechos financieros de transmisión	Producto financiero creado con el fin de darle valor a la diferencia de precios marginales locales (PMLs) entre nodos de consumo e inyección.

Figura 1 Principales productos y mercados que integran el MEM en México - Fuente: CENACE, CRE.

En el mercado *spot*, las centrales de generación se despachan bajo un esquema de mérito económico, en el cual el CENACE ordena de menor a mayor a los generadores disponibles según su costo variable de generación hasta llegar al último generador necesario para cubrir la demanda en una hora determinada. El costo de suministrar la última sección de demanda se denomina el costo marginal de generación.

El Precio Marginal Local (PML) es el precio de compra y venta de electricidad para las 53 zonas de precio del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), y se determina a través de 3 componentes principales: energía, congestión y pérdidas. El componente de energía se determina a nivel de Sistema Interconectado Nacional (SIN) con base en el costo marginal de generación, el componente

de pérdidas depende de los límites de capacidad que deben respetarse para proteger las líneas de transmisión⁴ y el componente de congestión depende del balance oferta/demanda de cada nodo y de su interconexión con otros nodos⁵.

Los proyectos de generación *merchant* reciben sus ingresos principalmente de considerar el producto de la generación por el PML del nodo en que inyectan su energía⁶. Los PMLs promedio históricos han estado por encima de los 30 USD/MWh y con valores máximos alrededor de los 110 USD/MWh. La SENER ha publicado cuatro proyecciones oficiales de PMLs, las cuales prevén en todos los casos que el PML promedio en los siguientes 15 años se encuentren alrededor de los 40 USD/MWh.

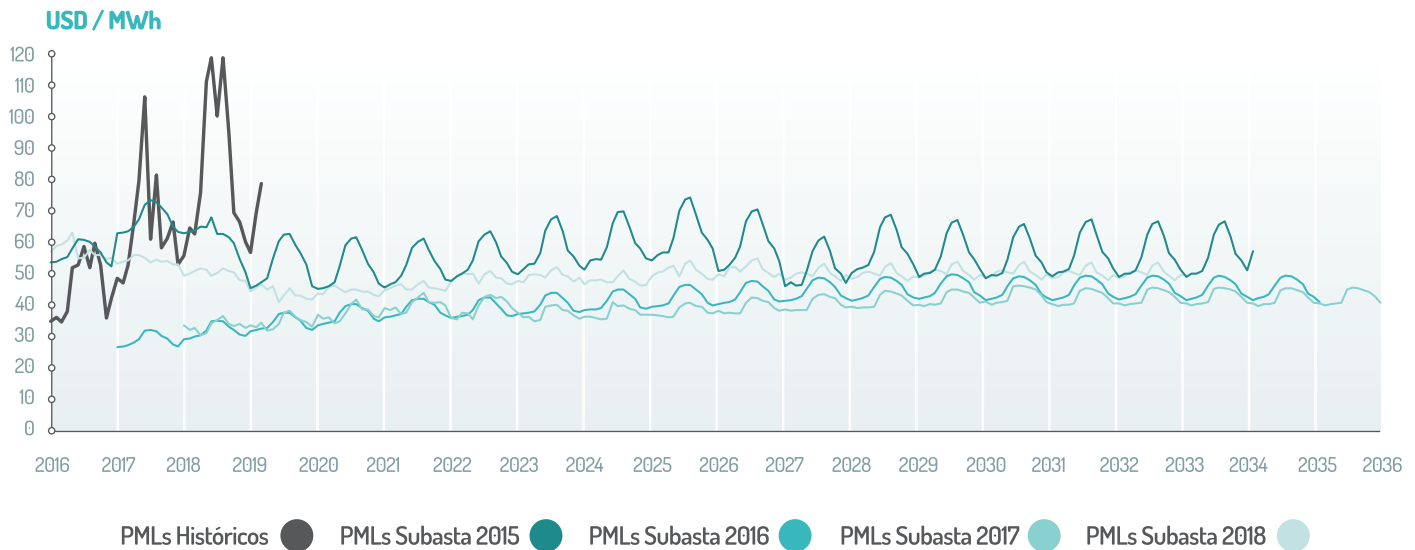


Figura 2 PMLs históricos y PMLs proyectados con cada una de las Subastas de Largo Plazo (2016, 2017, 2018, 2019) – Fuente: CENACE

En cuanto a la dinámica del MEM en las 9 gerencias de control región que componen el SEN, la región con los precios históricos más bajos es la de Baja California (BC) debido a las características generales de la región, como el acceso a ductos de gas natural, importante producción a través de ciclos combinados y excedentes en la oferta contra la demanda.

La región de Baja California Sur (BCS), presenta los PMLs históricos promedio más elevados, principalmente por la falta de acceso de ductos

de gas natural, la falta de acceso a las líneas de transmisión del SIN, y la generación con altos costos variables debido al uso de combustibles como el diésel y combustóleo.

Con respecto al balance de oferta y demanda, la región Noreste y Oriental se clasifican como exportadores netos. Las regiones Central, Occidental y Norte, son importadores, debido a que demandan más de lo que generan localmente.

4 Cuando el despacho económico resulta en la violación de límites, la transmisión se vuelve un recurso escaso y se requiere volver a despachar para mantener el sistema en condiciones de seguridad

5 La congestión que se deriva de las limitantes físicas de la red de transmisión, es un elemento clave en la búsqueda de un mercado eficiente. Esta congestión se genera al no existir capacidad de transmitir todo el flujo de energía generado por fuentes de bajos costos en hora pico hacia los centros de demanda, que particularmente tienen como característica estar alejados por grandes distancias de los centros de generación.

6 A los generadores se les paga este PML, con un sistema de doble liquidación, en el cual se les paga lo correspondiente al MDA y posteriormente las diferencias de ventas entre el MTR y el MDA

1.2 Potencial del mercado de proyectos de generación *merchant*

Con base en las entrevistas realizadas con agentes que tienen un papel relevante en la industria eléctrica en México⁸, se identificaron diversas señales que implican un potencial para el desarrollo de proyectos de generación *merchant*:

- La apertura a mecanismos distintos a las Subastas de Largo Plazo (SLP) implica que los generadores y suministradores tienen que identificar nuevos esquemas de desarrollo de proyectos y contratación de productos.

El proceso de las SLP creó un dinamismo para el desarrollo de energías limpias en México, atrayendo una inversión de ~8,600 millones de dólares en energía eólica y solar⁹, alcanzando precios adjudicados muy competitivos con un precio promedio ponderado de 43 USD/MWh en la 1ª SLP, disminuyendo en un 30% en la 2ª SLP para llegar a 33 USD/MWh y disminuyendo en un 40% en la 3ª SLP alcanzando precios de 20 USD/MWh.

México cuenta hoy con +260 centrales de energía limpia que representan 30% de la capacidad instalada¹⁰, sin embargo, representa el 21% de la generación total (ver Figura 18). Para lograr la meta de 35% de generación limpia a 2024, aún quedan 68 MWh adicionales por generar (alrededor de 25 GW por instalar)¹¹.

Los precios adjudicados de SLP son competitivos cuando se contrastan con los PMLs (ver Figura 5). La inercia creada con dichas SLP podría continuar con el despliegue de energías renovables a través de proyectos *merchant*.

SOLAR	EÓLICA	HIDRO	GEOTERMIA	BIOENERGÍA
41 PLANTAS 11 ESTADOS 3,305 MW	53 PLANTAS 13 ESTADOS 5,499 MW	86 PLANTAS 17 ESTADOS 12,642 MW	8 PLANTAS 5 ESTADOS 926 MW	77 PLANTAS 25 ESTADOS 1,011 MW

Figura 4. Proyectos de generación renovable en operación en México en 2019 – Fuente: SENER, CRE

⁷ Para realizar la matriz descriptiva de las regiones del SEN, se utilizó como referencia el PRODESEN 2018.

- La demanda consideró el valor horario máximo obtenido en el año 2018, de cada gerencia de control que compone el SEN, con base en la planeación de demanda 2018-2032 del CENACE
- La capacidad instalada se estimó con base en la generación publicada en el PRODESEN 2018 realizando una sumatoria de las centrales presentes en cada gerencia de control
- La capacidad planeada a instalarse fue obtenida de la base de generación del PRODESEN 2018, filtrando las centrales que se planean instalar en el periodo del 2019-2032
- El PML histórica se obtuvo como un promedio por cada gerencia de control, con base en la información publicada por CENACE de los PMLs en el periodo comprendido entre 2016-2018
- El PML proyectado se obtiene como un promedio de los precios indicativos presentados por SENER en los últimos cuatro PRODESEN. Estas proyecciones de precios dependen de combustibles, el mix de generación y las proyecciones de ampliaciones y modernizaciones, de la red de transmisión
- La capacidad de interconexión se obtiene tomando como referencia la sumatoria de la capacidad de interconexión disponible de las subestaciones de cada gerencia de control del SEN publicada por CENACE en la última Subasta de Largo Plazo

⁸ En los anexos se presentan los resultados a detalle de las entrevistas con los 13 generadores de energías renovables y convencionales, 5 entidades de la banca comercial mexicana, 4 entidades de la banca comercial extranjera, 6 entidades de la Banca de Desarrollo, 3 fondos de inversión, 2 aseguradoras y 3 asesores.

⁹ De acuerdo con CENACE

¹⁰ ~50% de esta capacidad corresponde a centrales de CFE

¹¹ La generación total reportada por CENACE en 2018 fue de 310 TWh, de los cuales 65 TWh fueron limpios (i.e. 21% del total). La generación total estimada a 2024 en el PRODESEN 2018 es de 379 TWh, el 35% de esta generación representa 133 TWh. La diferencia entre la generación limpia en 2024 y 2018 es de 68 TWh. Estos 68 TWh equivalen a ~25 GW considerando un factor de planta de 30%



1.2 POTENCIAL DEL MERCADO DE PROYECTOS DE GENERACIÓN *MERCHANT*

- Los PMLs son altos en diversos nodos (i.e. el PML promedio Q1-Q3 2019 es de 75 USD/MWh¹²), lo cual resulta atractivo con respecto a los

precios observados en *PPAs* privados y en *PPAs* regulados a través de procesos competitivos como subastas.

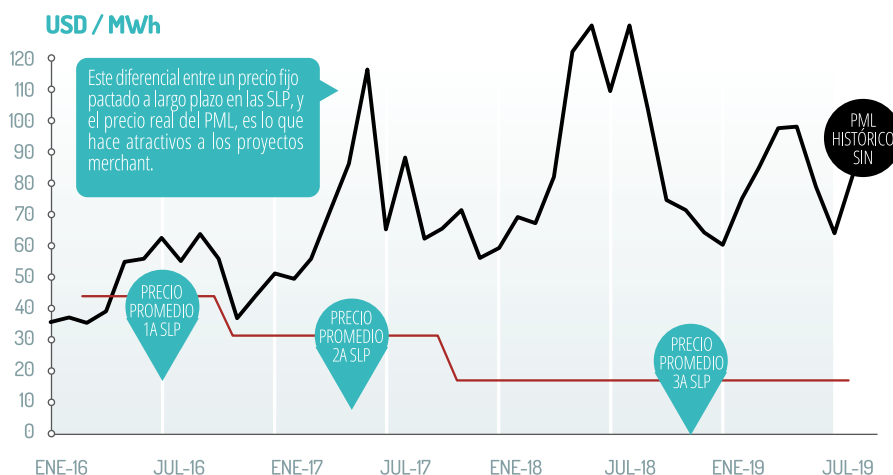


Figura 5 Diferencial entre PML y precios promedio adjudicados en Subastas de Largo Plazo (USD/MWh) – Fuente CENACEENACE

- Los plazos de recuperación del financiamiento de la deuda en los proyectos *merchant* son menores a los plazos de proyectos con *PPAs*.
- Se estima un pipeline de potencial generación merchant alrededor de los 2,200 MILLONES DE USD entre 2022 y 2032 considerando i) el porcentaje de los proyectos solares y eólicos en operación y en construcción *fully*

merchant (i.e. 504 MW, ver Figura 8), sobre el total de proyectos eólicos y solares en operación y en construcción (i.e. 7,369 MW)¹³, ii) aplicando este porcentaje de proyectos *fully merchant* a las adiciones esperadas entre 2022 y 2032 (se estimó un mercado potencial de ~2 GW) y iii) usando el CAPEX publicado en el estudio de CESPEDES, para proyectos eólicos y solares (ver Figura 6).

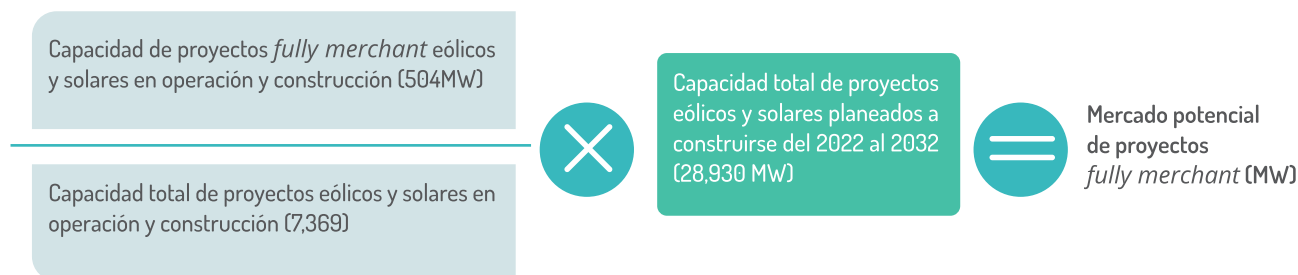
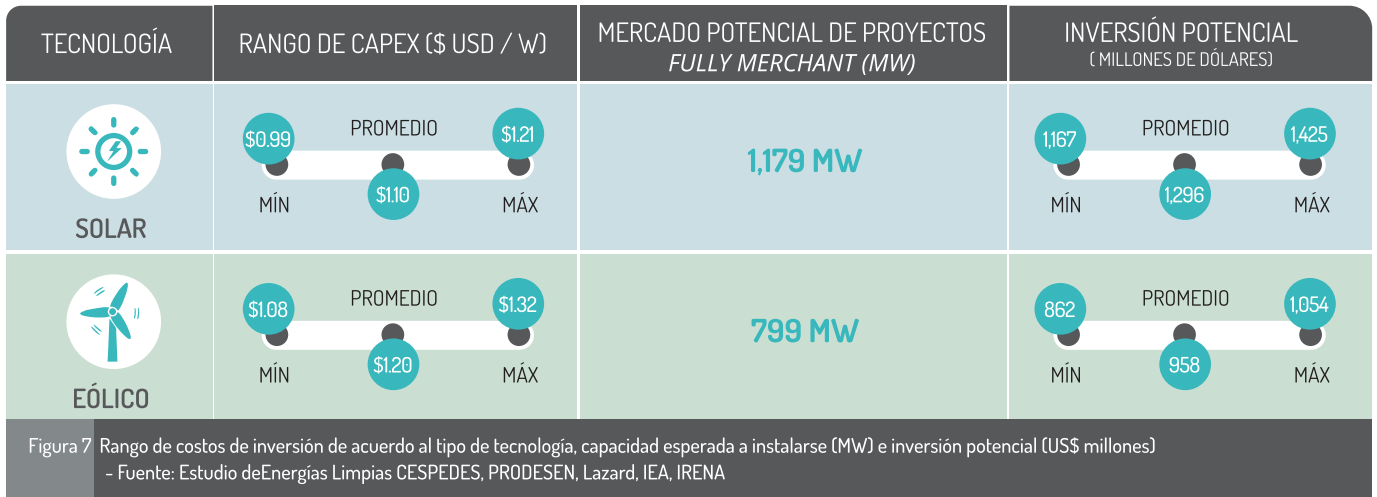


Figura 6 Estimación del tamaño de mercado de proyectos fully merchant en México a 2032 – Fuente: SENER, CENACE

¹² PML promedio en todos los nodos del SEN es igual a 1,439 MXN/MWh. Se utiliza un tipo de cambio de 19.5 MXN/USD

¹³ Para la estimación de los proyectos en operación, se consideró la capacidad total eólica y solar publicada por la SENER en el PRODESEN 2019, mientras que, para los proyectos en construcción, se consideraron los proyectos de “Contratos y Convenios” de interconexión de centrales eléctricas, en estatus de “Aceptados”, publicados por el SIASIC hasta enero del 2019, de tecnología solar y eólica, que comiencen operaciones con fecha límite al año 2021.





1.2 POTENCIAL DEL MERCADO DE PROYECTOS DE GENERACIÓN *MERCHANT*

- Hay una escasez de *off-takers* con una calificación crediticia alta para firmar *PPAs* de largo plazo, debido a que la mayoría de estos agentes ya tienen contratos firmados. En general, estos *off-takers* tienen interés en firmar contratos de corto plazo.
- Los costos de inversión de proyectos solares y eólicos han disminuido gracias a la mejora tecnológica.
- El esquema de despacho por mérito económico de CENACE implica que los proyectos renovables con costos variables cercanos a cero tendrán una operación casi segura en caso de ser despachados.

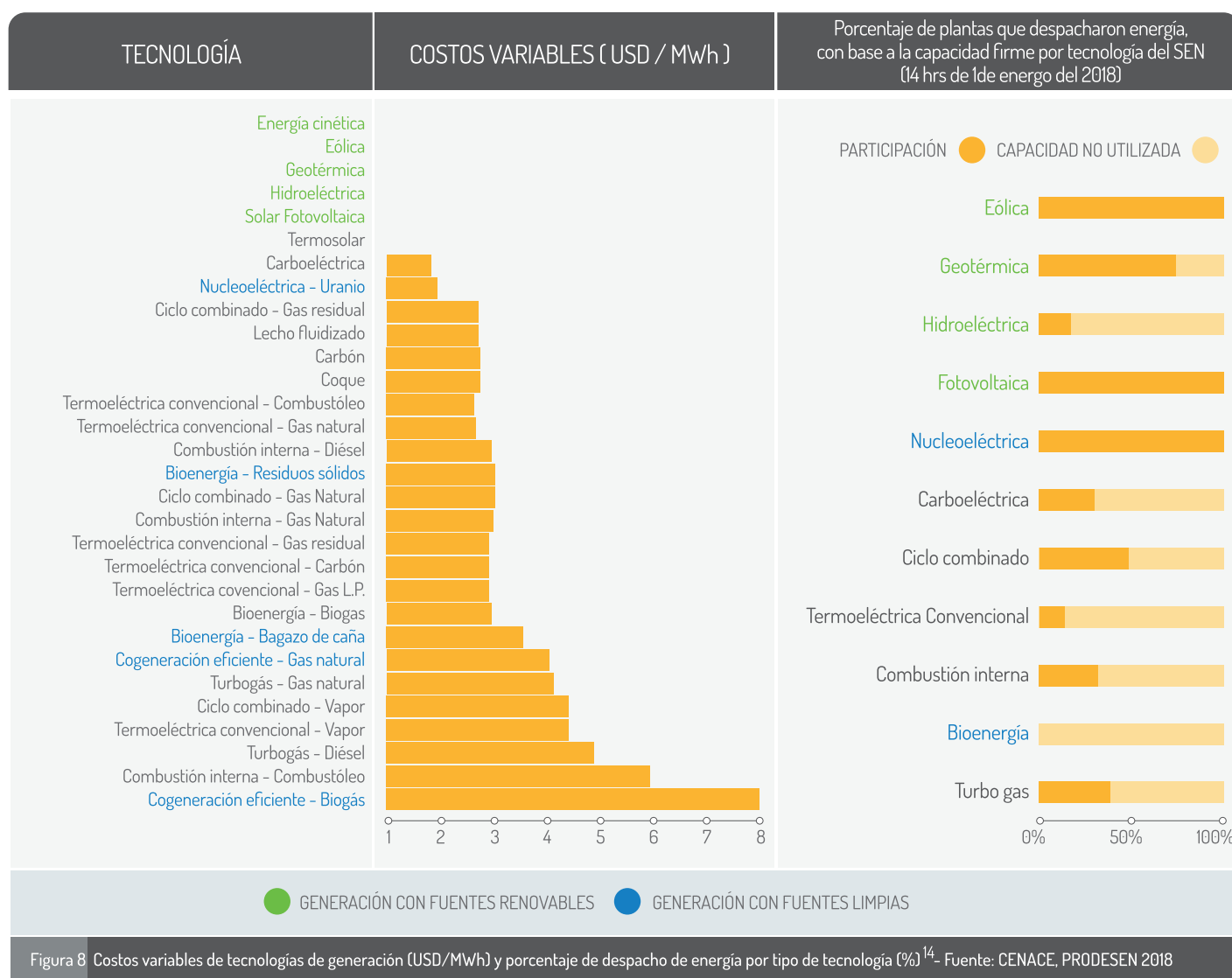


Figura 8 Costos variables de tecnologías de generación (USD/MWh) y porcentaje de despacho de energía por tipo de tecnología (%)¹⁴ - Fuente: CENACE, PRODESEN 2018

14 Este análisis se realizó con la información de la energía asignada en el SIN, y las ofertas de venta del SIN, publicadas por el CENACE, el día 1 de enero del 2018 a las 2 de la tarde.



- Hay un *track record* en México de varios proyectos *fully* y *partially merchant* que ya cuentan con financiamiento. La Banca de Desarrollo ha tenido un rol importante en un alto porcentaje de éstos, de manera que podría compartir mejores prácticas y resultados del financiamiento de este tipo de proyectos con entidades financieras como la banca comercial que tienen interés en participar en el financiamiento de estos proyectos, pero aún no lo han hecho.
- Algunos bancos comerciales han participado en el financiamiento de proyectos *fully* y *partially merchant* considerando condiciones de apalancamiento adecuadas para el riesgo asumido.

PROYECTO	CAPACIDAD	TECNOLOGÍA	EXPOSICIÓN MERCHANT	DESARROLLADOR	FINANCIAMIENTO Y/O COBERTURAS	ENTIDADES FINANCIERAS	FECHA DE OPERACIÓN COMERCIAL
Aura I	30 MW	Solar	Total	Gauss Energía & Martifer	Term Loan (\$75M USD)	IFC & NAFIN	2013
Huerto solar Jalisco I y II	16 MW	Solar	Total	Fortius	NA	NA	2017 / 2018
Eólica Corumel	50 MW	Eólica	Total	Eurus energy	NA	NA	2018
Chihuahua	111 MW	Turbogás	Total	Emerging Americas	Term Loan (\$100M USD)	Banorte & NAFIN	2019
Potrero solar	270 MW	Solar	Total	FRV	Term Loan (\$140M USD)	IFC & Bancomext	2020
Celaya	1,350 MW	Ciclo combinado	Parcial (66%)	Fisterra	NA	Bancos en USA	NA
Planta EOSOL	138 MW	Solar	Total	Eosol	Term Loan (\$55M USD) 50:50	Bancomext & Sadabell	NA

Figura 9 Características de proyectos *fully merchant* identificados en México – Fuente: Inframationnews

Los proyectos *merchant* son un esquema común en varios países. En Estados Unidos, España, Alemania, Australia y Chile se han desarrollado proyectos *merchant* renovables y fósiles. Estados Unidos es uno de los mercados más maduros, por lo que se han financiado varios proyectos *merchant*. En el muestro de proyectos de generación *merchant* en otros países se identificaron un total de + 6 GW de capacidad instalada: 63% de Ciclo Combinado, 16% de Solar FV y 21% de Eólica.

Los mercados estudiados cuentan con un funcionamiento similar al del MEM, en dónde existen mercados de MDA y MTR y se utiliza un mérito económico para determinar el despacho de las centrales. En contraste, los mercados estudiados cuentan con mayor historial de precios de mercado *spot* lo cual, de acuerdo a las entrevistas, influye en el entendimiento general de las instituciones financieras en el sector. En cuanto a

rango de precios *spot*, los valores mínimos en los países estudiados son de ~ 26 USD / MWh en el mercado de ERCOT en Estados Unidos.

En cuanto a las coberturas utilizadas por las entidades financieras para gestionar el riesgo, en mercados maduros como el de Estados Unidos existen instrumentos derivados como coberturas a proxys de los ingresos. En España se han utilizado garantías a un precio piso, mitigando el riesgo de ingresos por fluctuaciones de precio de electricidad; el costo de la garantía se paga cuando esta llega a su periodo de madurez.

En el Anexo 1 se encuentra un análisis detallado de los proyectos *merchant* analizados en cada uno de los países anteriores, así como el esquema de financiamiento aplicado para cada uno de ellos, así como un análisis general del funcionamiento de cada uno de los mercados.














PAÍS	PROYECTOS MERCHANT IDENTIFICADOS			CAPACIDAD TOTAL (MW)			
							
 ESTADOS UNIDOS	1	4	5	18	560	3,576	
 CHILE	5	2	0	546	69	0	
 AUSTRALIA	4	2	0	254	359	0	39 PROYECTOS
 ESPAÑA	1	3	0	155	327	0	
 ALEMANIA	1	2	0	2	540	0	
 MÉXICO	4	1	4	454	50	2,085	8,993 MW

Figura 10 Número y Capacidad (MW) de proyectos de generación merchant identificados en países del Benchmark. Fuentes: Inframation News, PV Magazine, Clear Grid Alliance, Solar Market Parity Spain, Sojitz, Acciona, Libra Group, Voltiq, Vestas, Renewables Now.

1.3 Condiciones típicas presentadas en el financiamiento de los proyectos *merchant* en México

En México se han financiado proyectos *merchant* principalmente por la Banca de Desarrollo¹⁵ y algunos bancos comerciales. De acuerdo al levantamiento de información, actualmente hay interés de las instituciones financieras privadas para financiar proyectos *merchant*, gestionando el riesgo asociado a la volatilidad de PMLs a través de algún mecanismo no financiero o instrumento financiero.

La estructura de financiamiento más común en México es la de *term loans* también conocidos como préstamos a un plazo definido. Los *term loans* se realizaron a través de deuda sindicada con el fin de disminuir la exposición al riesgo de cada una de las instituciones involucradas. Las instituciones financieras que han participado en el financiamiento de proyectos *merchant* en México han sido:

· Bancomext · Nacional Financiera · Sabadell
· Corporación Financiera Internacional (IFC) · Banorte

La Banca de Desarrollo (Bancomext, Nacional Financiera) ha sido pionera en el financiamiento de proyectos *merchant* en México, esto gracias a su conocimiento y rol de desarrollador de infraestructura.

En mercados internacionales, los esquemas más comunes por tipo de tecnología también son los *term loans* los cuales se han utilizado para proyectos solares, eólicos y de ciclo combinado. Otros esquemas utilizados han sido VAT (Value Added Tax) *facility* para proyectos solares y eólicos y *revolving credit facility* para proyectos de ciclo combinado y eólicos.

¹⁵ Refiriéndose acá a la banca de desarrollo nacional, bilateral y multilateral.



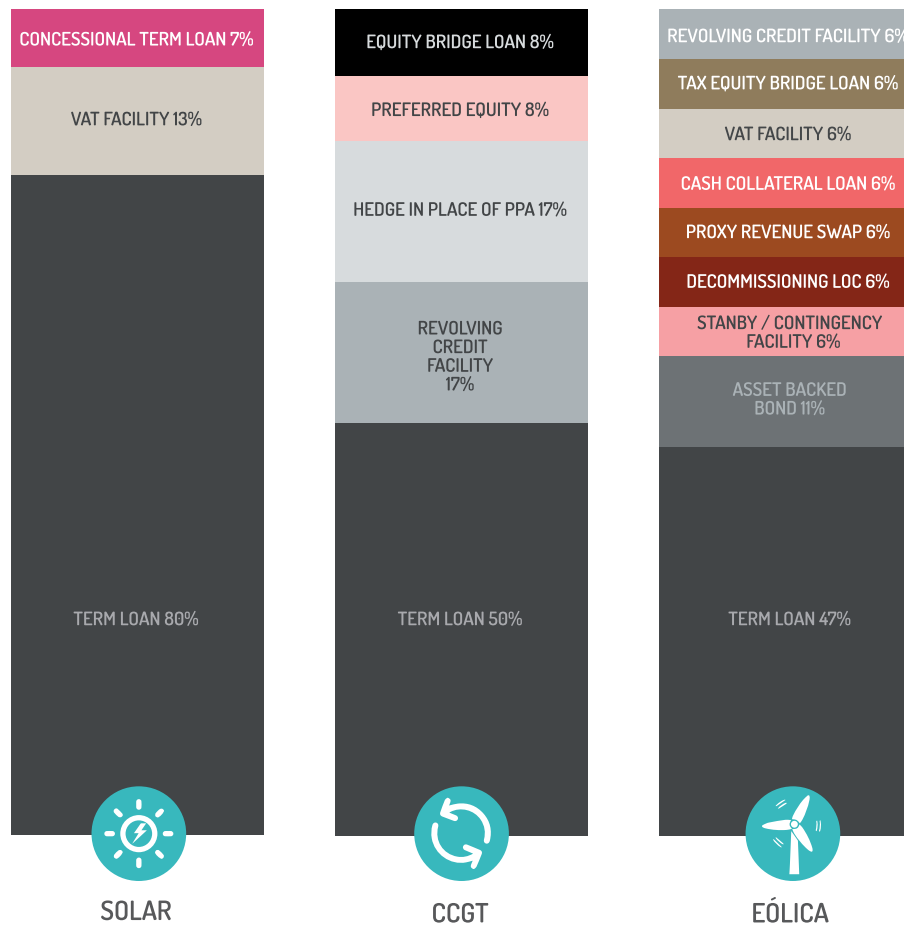


Figura 11 Porcentaje de tipos de financiamiento y coberturas utilizados en los diferentes proyectos del Benchmark Internacional por tipo de energía. Fuentes: Inframation News, PV Magazine, Sojitz, Acciona, Libra Group, Voltiq, Vestas, Renewables Now.

Alrededor de la mitad de los proyectos que usan *term loans* como tipo de financiamiento usaron deuda sindicada (es decir un préstamo concedido por un grupo de entidades financieras), mientras que la otra mitad usó deuda tradicional.

En el caso de México, los proyectos *merchant* identificados obtuvieron préstamos a plazo a través de una estructura sindicada. Esto es en parte por la falta de certidumbre de los PMLs en el mercado, impactando en la disposición de las instituciones financieras a asumir el riesgo de financiamiento de manera independiente y optan por dividirlo con otras instituciones.

1.3 CONDICIONES TÍPICAS PRESENTADAS EN EL FINANCIAMIENTO DE LOS PROYECTOS *MERCHANT* EN MÉXICO







 ESTADOS UNIDOS	 CHILE	 AUSTRALIA	 ESPAÑA	 ALEMANIA	 MÉXICO
<ul style="list-style-type: none"> • Term Loans • Tax Equity • Bridge loan • Cash collateral loan • Proxy revenue swap • Equity bridge loan • Revolving credit facility • Preferred equity • Hedge in place of PPA 	<ul style="list-style-type: none"> • Term Loans • VAT facility • Multilateral facility 	<ul style="list-style-type: none"> • Term Loans 	<ul style="list-style-type: none"> • Term Loans • Asset backed bonds • VAT Facility • Guarantee facility 	<ul style="list-style-type: none"> • Term Loans • Decommissioning LOC • Standby facility • Revolving credit facility 	<ul style="list-style-type: none"> • Term Loans

Figura 12 Tipo de financiamiento y coberturas identificados en cada uno de los países del benchmark internacional -. Fuentes: Inframation News, PV Magazine, Clear Grid Alliance, Solar Market Parity Spain, Sojitz, Acciona, Libra Group, Voltiq, Vestas, Renewables Now

Los proyectos *merchant* fueron financiados después de realizar un estudio de variables asociadas al desarrollador y al nodo de interés.

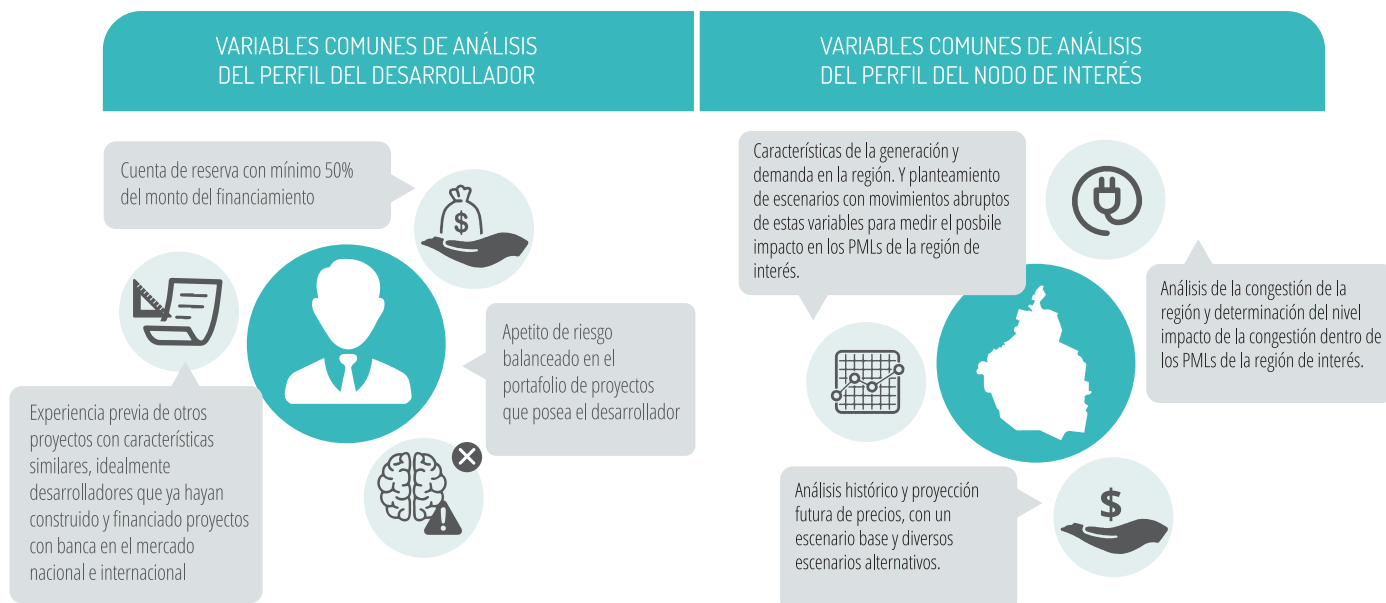


Figura 13 Variables estudiadas por entidades financieras para el financiamiento de proyectos *merchant* en México - Fuente: Entrevistas realizadas con agentes clave

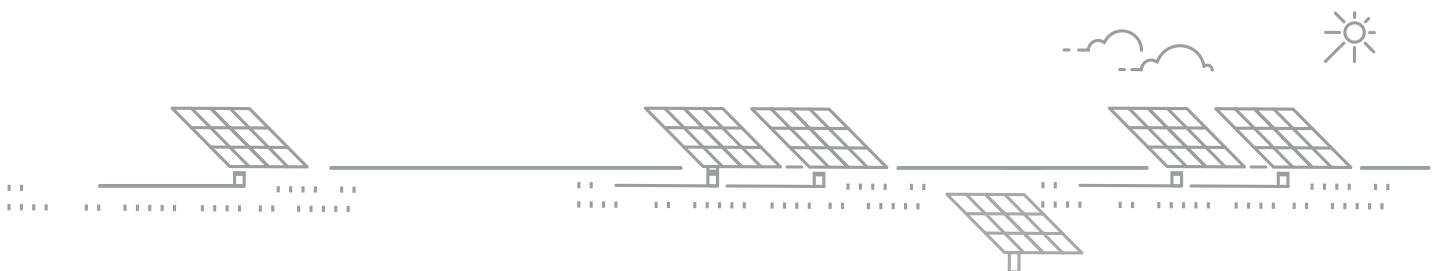


En cuanto al desarrollador, las principales características que las entidades financieras evalúan son: i) experiencia en el desarrollo de proyectos, ii) portafolio de proyectos del desarrollador y iii) cuenta con mínimo 50% del monto del financiamiento. En cuanto al nodo de interés, las características con mayor relevancia son: i) la demanda y oferta existente en el nodo de generación, ii) el comportamiento esperado del PML a futuro con escenarios de estrés y iii) la congestión esperada en la zona de generación.

Debido a la necesidad de mitigar el riesgo de volatilidad en PMLs, las condiciones presentadas para el financiamiento de proyectos *fully merchant* responden en promedio a préstamos de corto plazo (7 años), apalancamientos máximos de 60%, DSCR de 1.55, barridos de caja, considerando un *break even price* de -20 USD/MWh con base en proyecciones de precios.



Figura 14 Rangos de características de financiamiento de proyectos merchant en México - Fuente: Entrevistas realizadas a agentes clave



1.3.1 Barridos de Caja

Con base en las encuestas, la mayoría de las instituciones realizan un barrido de caja del proyecto, para i) acelerar el repago de la deuda y ii) cubrir el riesgo ante variaciones del PML fuera de un umbral acordado.

El mecanismo de barrido de caja se basa en lo siguiente: cuando el PML sobrepasa el límite superior acordado, las instituciones financieras solicitan que se utilicen los rendimientos para el repago de la deuda. En caso similar, si el PML desciende por debajo del umbral mínimo, las instituciones financieras solicitan que se utilice la reserva para el repago de la deuda.

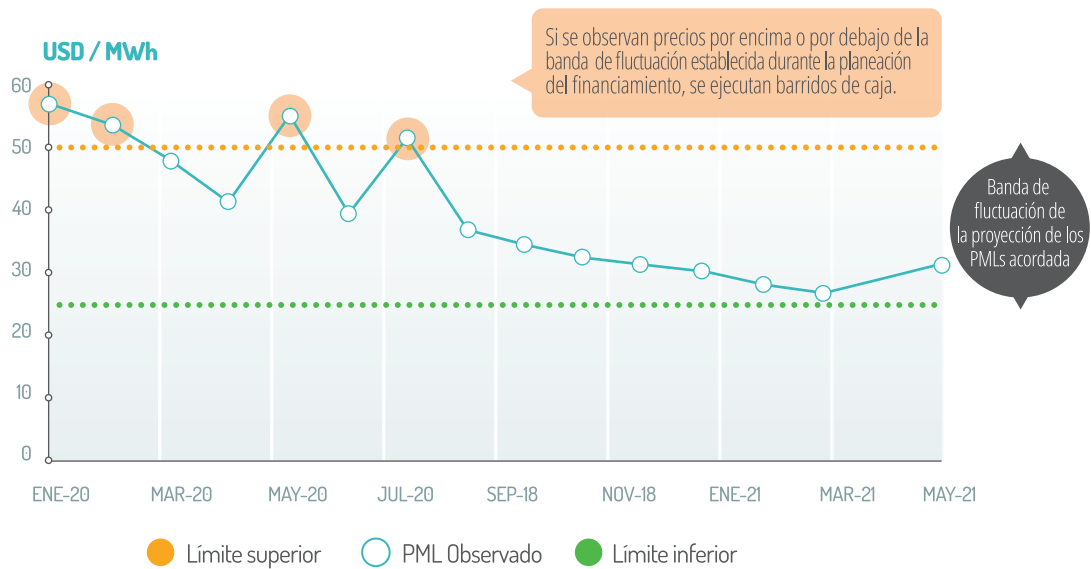


Figura 15 Representación gráfica de mecanismo de barridos de caja contra PMLs

A través del mecanismo de barrido de caja, se realiza una mitigación del riesgo asociado a cambios drásticos en el largo plazo del nivel de los PMLs, así como una minimización del plazo de la deuda.

1.3.2 Break Even Price

Otra práctica común utilizada para medir la viabilidad del proyecto con flujos merchant, se basa en el establecimiento de un *break even price*. Este precio equivale al valor del PML mínimo que tendría que ocurrir en el mercado para que el desarrollador logre cubrir los costos de la deuda con la entidad financiera.

Varias entidades financieras realizan un escenario de estrés a las proyecciones de PMLs bajo el supuesto de que la planta marginal de menor costo variable que determine el PML será un ciclo combinado eficiente.

Como referencia, se realizó un análisis del costo variable de una planta de ciclo combinada con diferentes niveles de eficiencia y costos del combustible de gas natural (ver Figura abajo). En este análisis se encontró que de contar con un ciclo combinado muy eficiente (i.e. heat rate de 4.5 GJ/MWh) y un costo de gas natural (considerando molécula y transporte) de 1.5 USD/MMBTU, el costo variable de este CCGT (Combined Cycle Gas Turbine por las siglas en inglés de ciclo combinado) sería de 10 USD/MWh. El valor mínimo de break even price mencionado en las entrevistas fue de 15 USD/MWh y el promedio fue de \$23 USD/MWh.

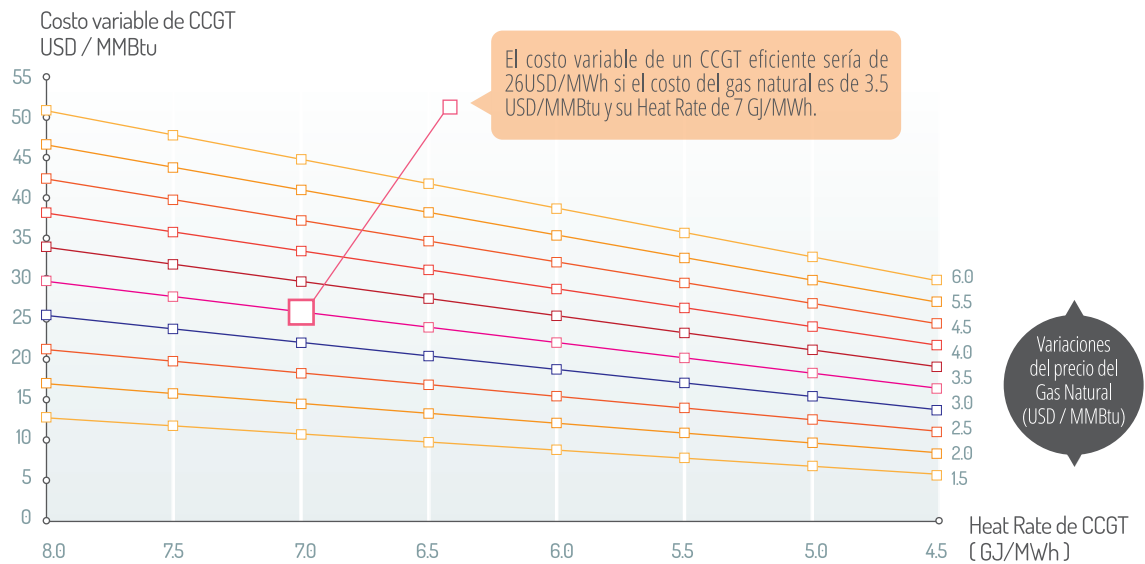
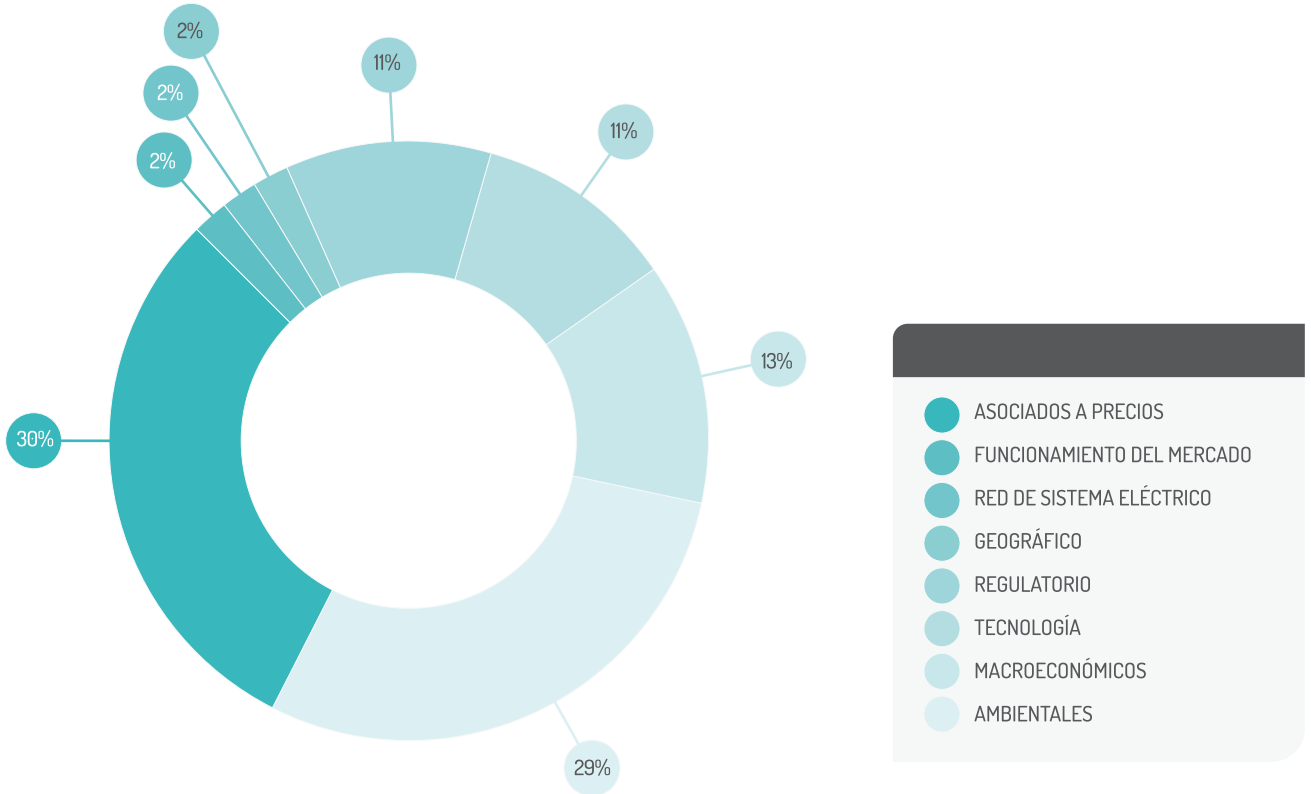


Figura 16 Análisis de la sensibilidad del costo variable de un Ciclo Combinado (USD/MWh) ante cambios en costo del gas (USD/MMBtu) y heat rate (GJ/MWh) - Fuente: CENACE, EIA.

1.4 Riesgos potenciales para proyectos *merchant* en México

Los riesgos percibidos están asociados principalmente a la volatilidad de PMLs y a los cambios ligados a su componente de energía, congestiones y pérdidas.



RIESGOS ASOCIADOS A PRECIOS	RIESGOS DE FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO	RIESGOS RELACIONADOS A LA RED DE SISTEMA ELÉCTRICO
<ul style="list-style-type: none"> • Riesgo en proyecciones de precios • Falta de transparencia en cálculo de PMLs del CENACE • Volatilidad de precios • Estimaciones de precios futuros muy bajas • Baja de precios de combustibles y su impacto en los PMLs • Percepción errónea de los precios debido a la referencia de la subasta • Riesgo por devaluación del peso. 	<ul style="list-style-type: none"> • Falta de desarrollo del mercado merchant en México • Desconocimiento general del funcionamiento del mercado merchant • Falta de acuerdo de la banca comercial respecto a las condiciones del mercado merchant • Falta de confianza general en el mercado • Poca información histórica del mercado 	<ul style="list-style-type: none"> • Riesgos de congestión en la red eléctrica • Falta de desarrollo de la RNT

Figura 17 Riesgos identificados para el desarrollo de proyectos merchant en México – Fuente: Entrevistas y encuestas



1.4.1 Riesgo de volatilidad de PMLs en su componente de energía

El principal riesgo percibido por los agentes entrevistados y encuestados es la incertidumbre por la volatilidad de PMLs.

Existen PMLs históricos desde la apertura del mercado eléctrico en 2016; anteriormente se contaba con el Costo Total de Corto Plazo (CTCP) el cual correspondía al precio de energía calculado con otra metodología. El historial de PML (2016 – hoy) no cumple con los estándares de experien-

cia requeridos por las instituciones financieras y desarrolladores, dificultando los análisis requeridos y desincentivando la inversión en proyectos *merchant*.

El componente de energía del PML depende en gran medida de los costos de combustibles dado que alrededor del 80% de la matriz de generación de México depende de tecnologías convencionales.

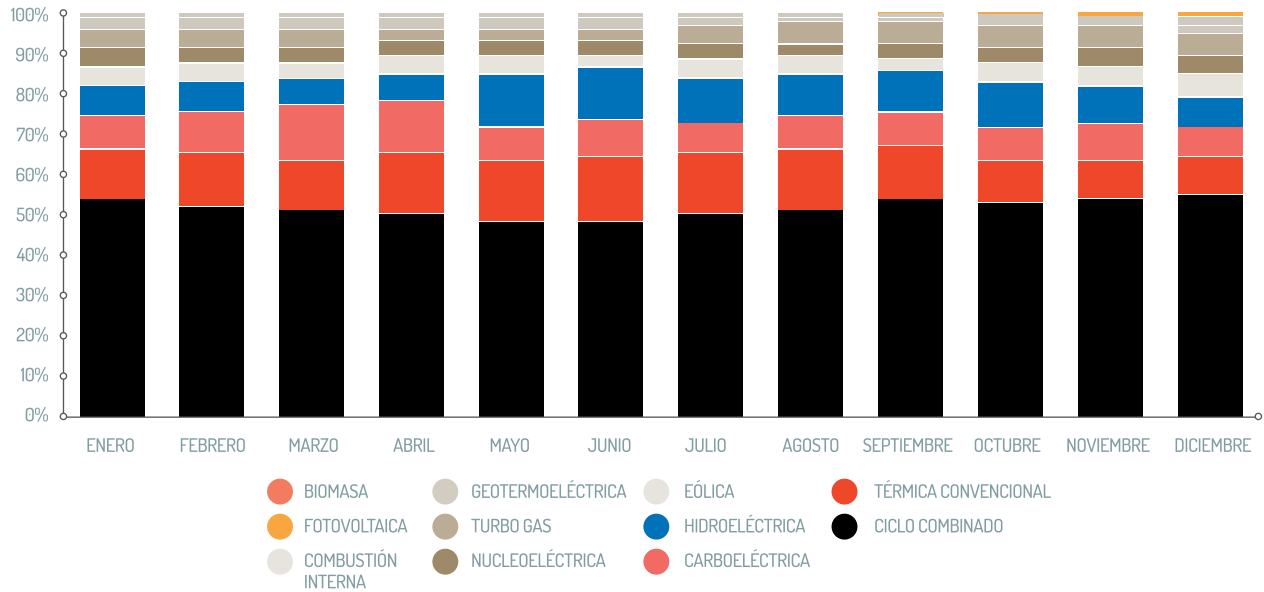


Figura 18 Composición de la matriz de generación en el 2018 en México (%) - Fuente CENACE

1.4.1 RIESGO DE VOLATILIDAD DE PMLS EN SU COMPONENTE DE ENERGÍA

Como se puede observar en la gráfica anterior, las plantas que consumen gas natural representan más del 60% del total de plantas que despacharon energía en el país en el 2018. Teniendo como referencia esta

composición de la matriz de energía, se podría asumir que el gas natural mantiene una correlación natural con los precios del PML. Sin embargo, históricamente no se observa este comportamiento.

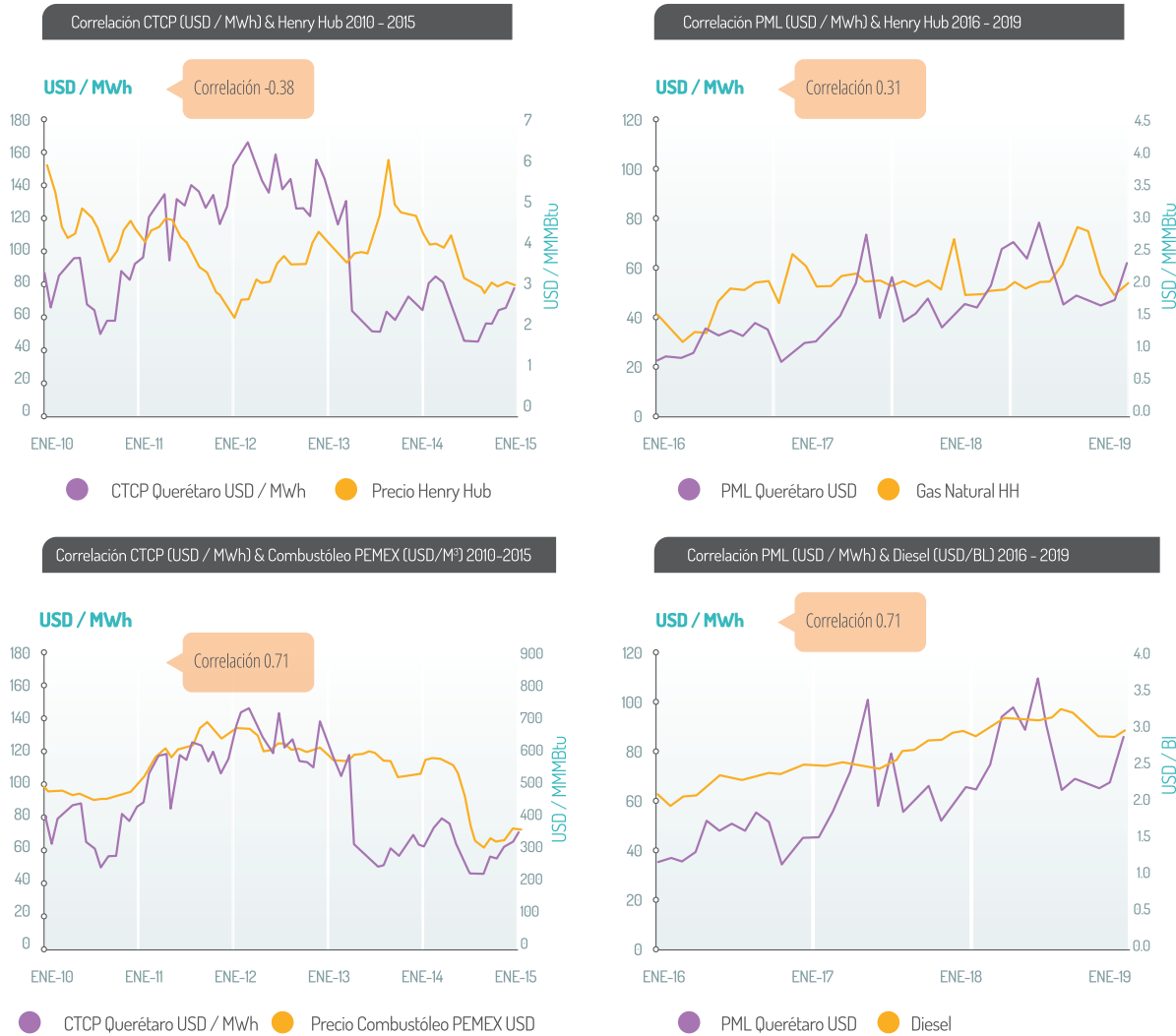


Figura 19 Correlación histórica de CTCP y PML con el gas natural y productos derivados del petróleo. Fuente: CENACE, EIA, SIE de SENER

Como se puede observar, históricamente el CTCP¹⁶ se encontró correlacionado en 0.71 con el combustóleo pesado de PEMEX, aproximadamente hasta mediados del año 2015, posteriormente en el PML se encuentra una correlación similar desde el 2016 hasta principios del 2019 con el precio del diésel en el mercado *spot* (se analizó hasta esta fecha por la disponibilidad de información).

ligados a las tecnologías presentes en la matriz de generación del país que podrían marginar.

Estas correlaciones se analizaron con el fin de ayudar a tener una determinada certeza en las proyecciones de los PMLs futuros, tomando como referencia en los movimientos esperados del precio de los combustibles

Actualmente el PML se encuentra más correlacionado con el costo del diésel que con costo del gas natural. Sin embargo, se espera que ante la instalación de nuevas plantas más eficientes en su mayoría renovables y de ciclos combinados, en un mediano plazo sea el gas natural el combustible que esté más correlacionado con el PML. De hecho, las proyecciones de PML de SENER dejan implícito que se asume que la tecnología marginal sea un ciclo combinado con costos variables en torno a los 40 USD/MWh.

¹⁶ Los CTCP, son los Costos Totales de Corto Plazo, los cuales, para fines de este estudio, se tomaron como un equivalente del PML, debido a que estos precios al igual que el PML, eran utilizados para pagar la energía entregada por las plantas generadoras en un esquema horario y por nodos, en el esquema anterior a la apertura del mercado



1.4.2 Riesgo de volatilidad de PMLs en su componente de congestión

Otro de los principales riesgos percibido para los proyectos *merchant* es la congestión. Este factor afecta directamente en la estimación de los PMLs futuros que se perciben en el mercado, y por ende los ingresos potenciales de la planta.

La congestión resulta del excedente de oferta o demanda y la incapacidad de transmitir los excedentes de energía o importar energía de otros nodos, debido a limitaciones de la red física de transmisión.

De acuerdo a los promedios históricos de las gerencias de control del SIN, las regiones Noreste y Noroeste presentan en promedio un incremento negativo del componente de congestión. Presentaban valores cercanos a cero y en un período de 2 años han llegado a un valor promedio de -6 y -8 USD/MWh, en la zona noreste y noroeste respectivamente.

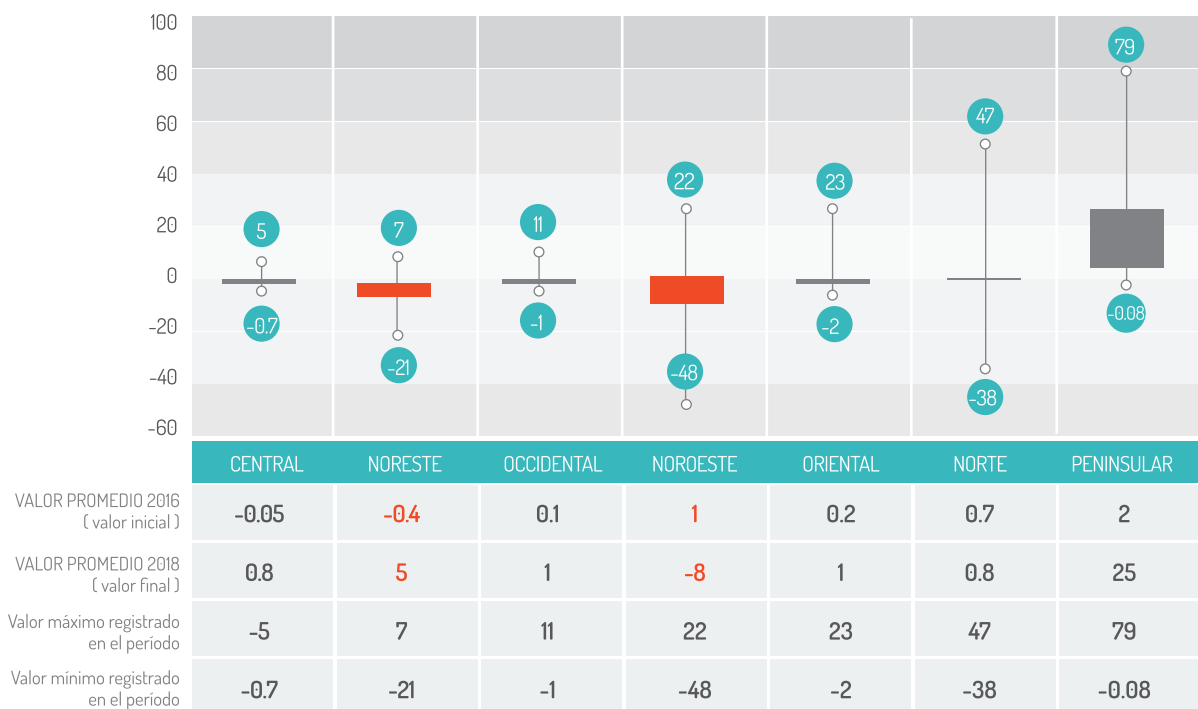


Figura 20 Análisis de la congestión histórica promedio por zonas del SIN entre 2016-2018 (USD/MWh). Fuente: CENACE

Durante el mismo periodo estas regiones han presentado valores máximos cercanos a los 10 y 22 USD/MWh y mínimos de -22 y -48 USD/MWh. Analizando el caso de congestión positiva, encontramos que la zona peninsular presenta un crecimiento positivo de un valor inicial en 2016 cercano a los 3 USD/MWh a más de 20 dólares por MWh en el 2018, alcanzando un valor máximo de hasta 80 USD/MWh.

El resto de las regiones del SIN en promedio se mantienen en valores cercanos a los 0 USD/MWh, lo cual indica que el componente de congestión no representa un componente disruptivo en el PML.

En el financiamiento de proyectos *merchant* a nivel internacional; en Chile algunos bancos proporcionaron apalancamientos entre 30% - 50% con

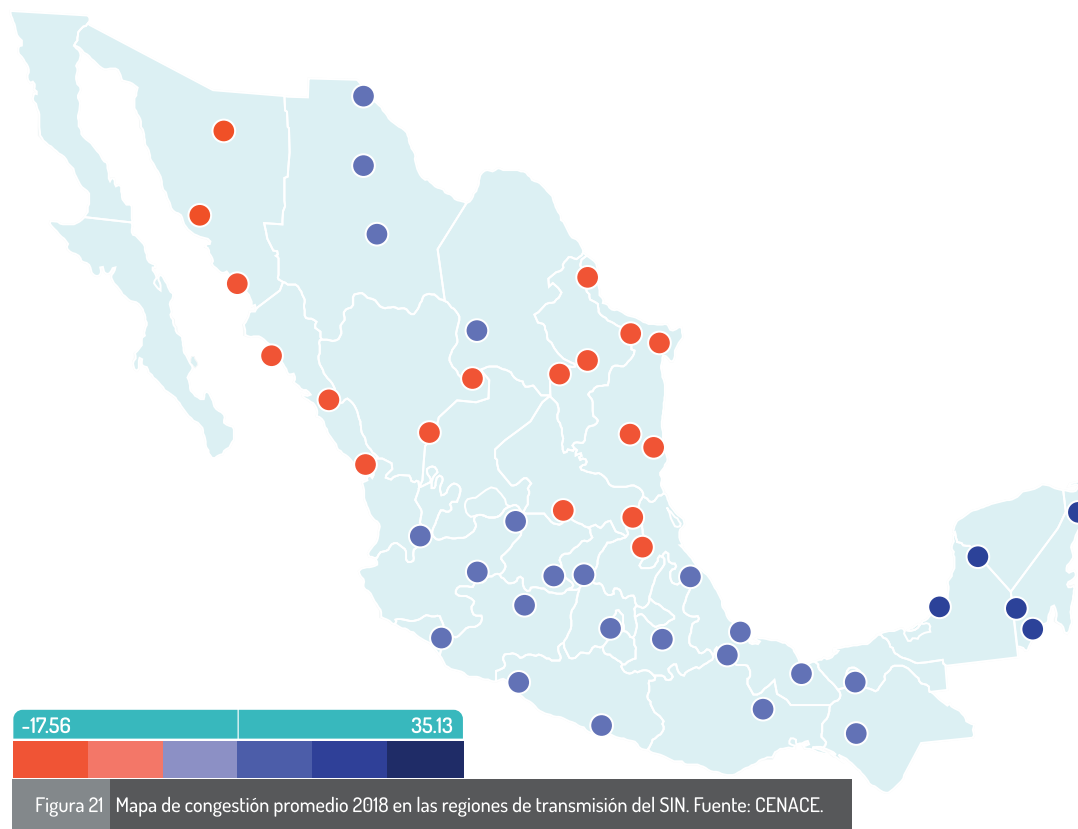
plazos de financiamiento entre 10 y 15 años. Se dio una caída de precios de mercado, debido a distintas razones:

- **Red de interconexión insuficiente:** Chile contaba con distintos Sistemas Interconectados. Dado el incremento de capacidad instalada de proyectos solares en la región de Atacama, las redes de transmisión se saturaron.
- **Bajo costo de inversión inicial:** La tendencia a la baja de los costos de inversión, impulsó un mayor número de participantes a entrar al mercado bajo un esquema de producción *merchant*.

1.4.2 RIESGO DE VOLATILIDAD DE PMLS EN SU COMPONENTE DE CONGESTIÓN

De acuerdo con lo comentado en las entrevistas, como resultado de esta caída de precios spot en Chile, las entidades financieras buscaron recuperar la deuda otorgada de manera acelerada en los proyectos en los que tenían participación, comenzaron a ser más conservadoras al utilizar las proyecciones

de precios de asesores y cuentan con un mayor análisis cuando están considerando financiar nuevos proyectos *fully merchant*. En 2018 el componente de congestión presentó valores más altos y más bajos respectivamente en las regiones peninsular y noroeste.



1.4.3 Riesgo de volatilidad de PMLs en su componente de pérdidas

Otro de los factores con mayor impacto sobre el PML, así como del desarrollo de la matriz de generación en México, es la Red Nacional de Transmisión. Actualmente la red cuenta con 108,018 km de longitud con una capacidad total de 113,143 MVA¹⁷. La Ampliación y Modernización de la RNT se realiza entre la entidad responsable de la transmisión y distribución y el operador del siste-

ma, CENACE. Las zonas con mayor necesidad de modernización se identifican y se establecen proyectos para mejorar las condiciones de transmisión y distribución entre las regiones determinadas. De acuerdo al Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión, los corredores de transmisión que llegaron al límite máximo operativo fueron los siguientes:

Mazatlán	• Culiacán	Altamira	• Tamos
Nacozari	• Nuevo Casas Grandes	Villa de García	• Ramos Arizpe
Chihuahua	• Moctezuma	Ramos Arizpe	• Primero de Mayo
Camargo	• La Laguna	Tamazunchale	• Querétaro
El Encino	• Río Escondido	Malpaso	• Tabasco
Durango	• Mazatlán	Tabasco Potencia	• Escárcega
Noreste	• Norte	Red de suministro a las zonas Cancún y Riviera Maya	
Champayán	• Güemez		
Durango	• Mazatlán		

17 De acuerdo al PRODESEN 2019



En cuanto a las condiciones actuales de la RNT por Gerencia de Región de Control, las regiones con menor ampliación de líneas de transmisión en el horizonte 2019 – 2022 son: Baja California, Baja California Sur y Peninsular. En cuanto a cortos circuitos, las regiones con mayores incidencias son la Occidental y Oriental, lo cual indica que las condiciones de la RNT en estas regiones podrían modernizarse.

En cuanto a las líneas de transmisión propuestas en el PRODESEN 2018,

las líneas de alto voltaje HVDC (*High Voltage Direct Current*) por sus siglas en inglés, fueron canceladas a finales de 2018. Con la cancelación de estas líneas, la certidumbre acerca de la evolución de la Red Nacional de Transmisión disminuyó.

Las regiones con mayor capacidad de interconexión a subestaciones disponible son la región Occidental y la Norte. En estas regiones la instalación de capacidad de generación adicional es viable.

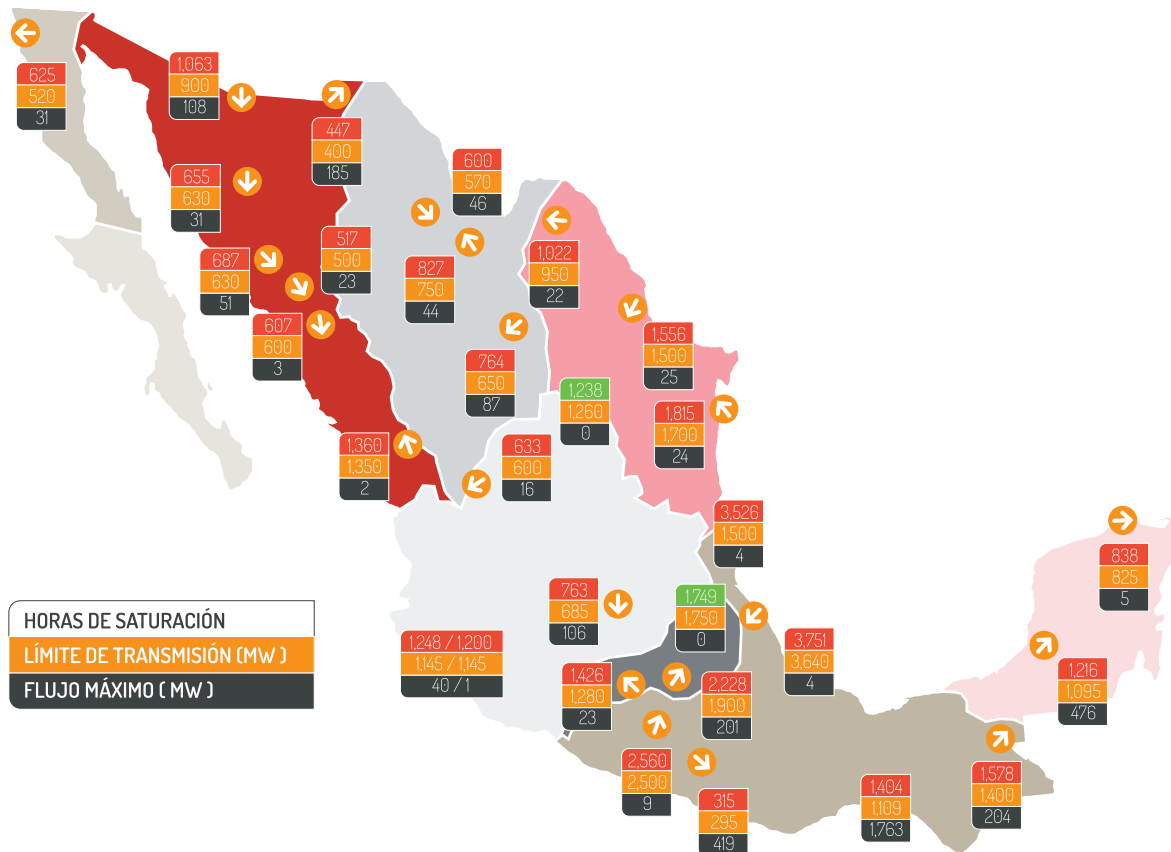


Figura 22 Saturación de corredores de transmisión 2017 – Fuentes: SENER, CENACE



1.4.2 RIESGO DE VOLATILIDAD DE PMLS EN SU COMPONENTE DE CONGESTIÓN

Las regiones con líneas saturadas el mayor número de horas se encuentran en la región Oriental, en la cual actualmente hay mucho potencial eólico, pero no hay la suficiente capacidad de transmisión para transportar la generación a regiones con mayor demanda.

En cuanto a la región Peninsular hay una saturación de la línea que va de la

región Oriental a Peninsular, debido a la alta demanda que hay en la región Peninsular y a la poca conexión que tiene con el resto del SIN.

Todas las líneas de transmisión en el SIN excepto por la línea entre Central y Oriental y Occidental y Noreste se encuentran saturados por lo menos durante una hora.

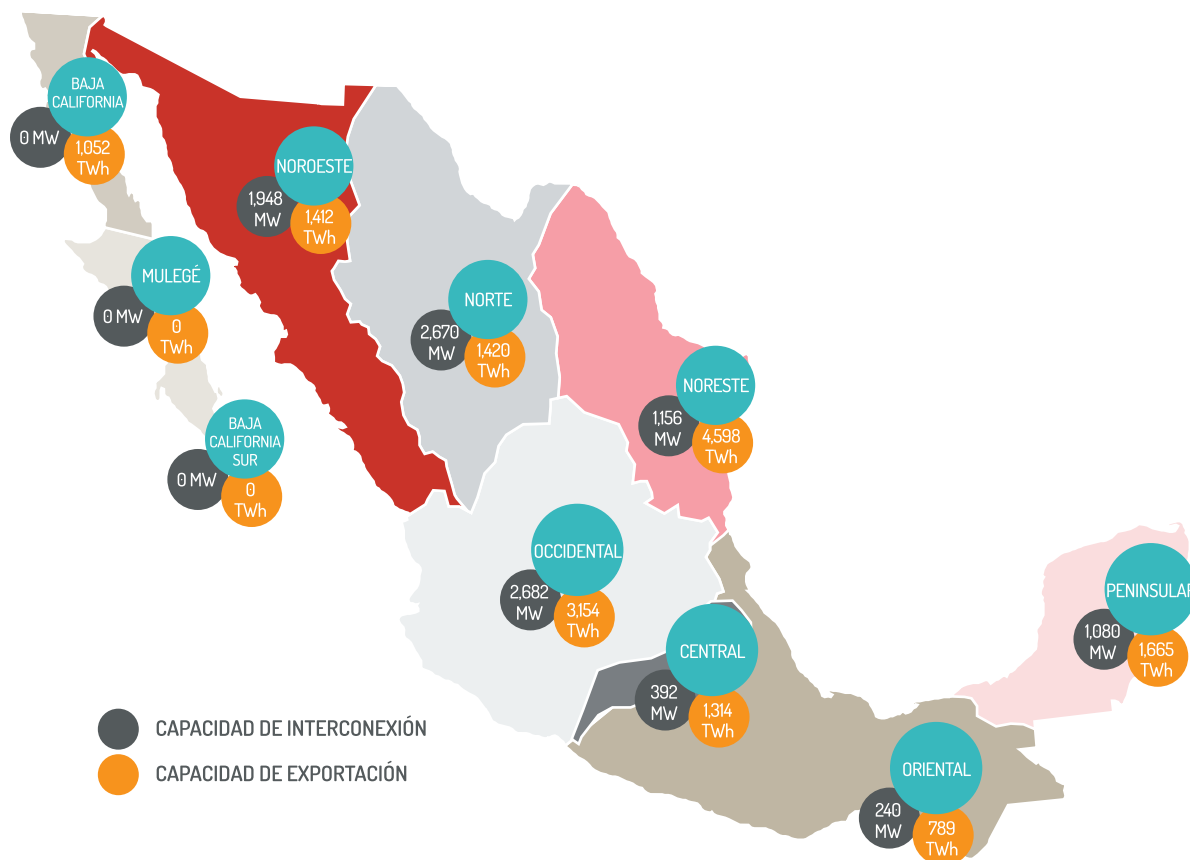


Figura 23 Capacidad de interconexión y exportación sin prelación por región de control para la 4ta Subasta de Largo Plazo. Fuente: CENACE

En la 4ta Subasta de Largo Plazo, las capacidades de interconexión de las regiones fueron publicadas por CENACE con base en la capacidad disponible en la RNT. Las regiones con mayor capacidad disponible eran las regiones: Occidental, Norte y Noroeste. En estas regiones la RNT tiene la capacidad de aumentar la cantidad de energía transportada. Las regiones con menor capacidad de interconexión disponibles eran Baja California, Mulegé y Baja California Sur; dentro del SIN eran Central y Oriental.

Uno de los principales retos que surgen por la RNT para los proyectos de generación *merchant* es la posibilidad de no ser despachados debido a un exceso de oferta y poca capacidad de liberación de líneas de transmisión. Uno de los criterios que se debe utilizar para definir la ubicación de un pro-

yecto de generación *merchant* son las condiciones actuales de la RNT, las ampliaciones o modernizaciones esperadas, los generadores ubicados alrededor de un mismo nodo, la demanda en la región y la capacidad de exportación de energía de la región.

La RNT es uno de los puntos clave para fomentar la inversión y desarrollo de los proyectos *merchant*. La capacidad de transportar la energía entre regiones de alto consumo y altos precios a bajo consumo y bajos precios lograría un precio homogéneo entre los nodos de consumo. Para el desarrollo de proyectos *merchant*, es importante analizar el impacto de la falta de modernización y ampliación de la RNT ya que puede tener repercusiones directas sobre el precio de venta o la energía despachada correspondiente a la central *merchant*.

2

INSTRUMENTOS FINANCIEROS

que fomenten el financiamiento

DE PROYECTOS DE GENERACION *MERCHANT*

ESTE CAPÍTULO CONTIENE EL ANÁLISIS DE PRINCIPALES INSTRUMENTOS FINANCIEROS QUE ACTUALMENTE EXISTEN O ESTÁN EN DESARROLLO A TRAVÉS DE LOS CUALES, SE PUEDEN DISMINUIR ALGUNOS DE LOS RIESGOS IDENTIFICADOS EN LAS ENTREVISTAS / ENCUESTAS Y DE ESTA FORMA, SE PUEDE MOVILIZAR MAYOR FINANCIAMIENTO. DE IGUAL MANERA SE PRESENTA UN ANÁLISIS DE UN INSTRUMENTO FINANCIERO QUE PODRÍA IMPULSAR AL DESARROLLO DE PROYECTOS *MERCHANT*, EL CUAL, ES UNA GARANTÍA SOBRE EL NIVEL DE PRECIOS MÍNIMOS.

2.1 Principales instrumentos identificados a partir de entrevistas y encuestas para gestionar los riesgos *merchant*

Se han identificado los siguientes mecanismos e instrumentos como parte fundamental en la determinación de los mitigantes de riesgos para el financiamiento de proyectos *merchant*, que podrían ayudar a fomentar el financiamiento de un mayor número de proyectos e incrementar el apalancamiento de deuda:

RIESGOS	POSIBLES MITIGANTES
 <p>Riesgo de precio de la energía (PML)</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Coberturas financieras • Garantías de precios • Derivados sobre <i>commodities</i> (combustibles) • Seguros / fianzas • PPA's corporativos
 <p>Riesgo de liquidez (flujo de efectivo)</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Garantías de pago oportuno • Cartas de crédito • Líneas de liquidez • Líneas subordinadas contingentes • <i>Cash sharing</i> y <i>cash sweep</i> • Emisión de deuda (bonos) • Emisión de CKDs (Certificates of Capital Development), Fibras E (Fideicomiso de Inversión en Energía e Infraestructura), CERPIS (Certificados de Proyectos de Inversión)
 <p>Riesgo de contraparte (incumplimiento)</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Derivados en mercados estandarizados a través de una Cámara Compensación con llamadas de margen • Derivados del tipo <i>Credit Default Swaps</i> (CDS) de la contraparte
 <p>Riesgo de tasa</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Derivados de tasa
 <p>Riesgo de moneda</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Derivados de tipo de cambio • Préstamos en tranche en pesos y en moneda extranjera
 <p>Riesgo político / Riesgo país</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Garantías de incumplimiento por riesgo político/ riesgo país otorgado por organismos multilaterales como el MIGA (<i>Multilateral Investment Guarantee Agency</i>).
 <p>Riesgo de refinanciamiento</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Instrumentos de capital CKDs (<i>Certificates of Capital Development</i>), Fibras E, CERPIS (Certificados de Proyectos de Inversión) • Vehículos de inversión (SPAC- <i>Special Purpose Acquisition Company</i>) • Derivados de tasa
 <p>Riesgos ambientales y responsabilidad social</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Bonos Verdes
 <p>Riesgos del proyecto</p>	<ul style="list-style-type: none"> • PPA's corporativos • <i>Cash sweep</i> y <i>cash sharing</i> • Derivados • Garantías de generación de energía • Garantías de ingresos

A continuación, se presentan la segmentación y la categorización de los mecanismos e instrumentos identificados que promueven el financiamiento de proyectos de energía:

GARANTÍAS FINANCIERAS

Descripción

Estos instrumentos brindan un respaldo a los acreditados para hacer frente a las obligaciones contractuales, ejecutándose solo ante escenarios adversos que impacten los ingresos del proyecto, por ejemplo, ante riesgo de liquidez de flujo de efectivo. En los proyectos merchant, los mecanismos de garantías financieras han brindado certidumbre al respaldar el financiamiento para los riesgos del proyecto como fluctuaciones de PML e incumplimiento de pago.

De igual manera, las entidades financieras señalaron que si el proyecto cuenta con un respaldo de la Banca de Desarrollo para el pago oportuno de la deuda a través de una garantía esto se traduciría en una mayor certidumbre al financiar estos proyectos para las entidades financieras. Por otra parte, solicitar una fianza o seguro a la parte acreditada también funciona para mitigar el riesgo por incumplimiento:

Ejemplos

- Cartas de crédito
- Garantías financieras de precios mínimo o rango del PML
- Garantías de ingresos
- Garantías de pago oportuno – Líneas de liquidez
- Línea subordinada contingente
- Seguros / Fianzas
- Garantías de generación de energía
- Garantías de incumplimiento por riesgo político/ riesgo país otorgado por organismos multilaterales como el MIGA.

A ser implementado por:

- Banca de Desarrollo
- Banca Comercial
- Aseguradoras
- Afianzadoras



TIPO DE INSTRUMENTOS FINANCIEROS DE DEUDA QUE PODRÍAN IMPULSAR UN MAYOR FINANCIAMIENTO

Descripción

En esta categoría, se encuentran instrumentos financieros primarios cuyo principal objetivo es obtener recursos de terceros para un fin o proyecto. En el contexto de proyectos merchant, estos instrumentos son la principal fuente de financiamiento representada vía préstamos sindicados (crédito otorgado por varias instituciones) con tasas y comisiones altas debido al riesgo del proyecto, o bien, también se puede emitir deuda en los mercados financieros para la obtención de recursos vía bonos, estos instrumentos son mecanismos que ayudan a movilizar un mayor financiamiento en este tipo de proyectos al estructurarse con incentivos enfocados a ello, por ejemplo la deuda sindicada diversifica el riesgo al contar con varios bancos como acreedores.

Ejemplos

- Deuda sindicada a plazo
- Préstamos revolventes
- Bonos Verdes, mediante los cuales se obtienen recursos cuyo uso exclusivo es financiar o refinanciar proyectos de energía renovable (generación y transmisión), reducción de emisiones de carbono y eficiencia energética.
- Préstamos tranche en pesos y tranche en dólares para mitigar la paridad peso mexicano (MXN) y dólar americano (USD).
- Bonos garantizados (ABS – Asset Backed Securities)

A ser implementado por:

- Generadores
- Banca de Desarrollo
- Banca Comercial



INSTRUMENTOS FINANCIEROS DERIVADOS

Descripción

Son aquellos instrumentos financieros que su precio depende de otro instrumento o variable conocido como activo subyacente, son usados para la mitigación de riesgos ante fluctuación de precios de un *commodity*, niveles de tasas de interés o de tipo de cambio, etc. Pueden ser contratados a través de mercados estandarizados a través de una Cámara de Compensación o bien, "over the counter" (OTC) fuera del mercado estandarizado.

Ejemplos

- Opciones financieras (*call*, *put* y collares) y swaps sobre precio de energía o commodities. Estos instrumentos funcionan como una cobertura financiera del PML, por lo que se están considerando como mecanismo de mitigación.
- Futuros sobre el precio de combustibles (Gas Natural y Brent), debido a que el PML actualmente se encuentra ligado de manera marginal al precio de estos combustibles, estos futuros presentan un mercado con liquidez y volumen en países como Estados Unidos.
- Futuros de electricidad operados en mercados organizados como *Intercontinental Exchange* (ICE) y *European Power Exchange* (EPEX).
- Swaps de tasas de interés (IRS) ante la volatilidad de tasas de interés.
- *FX Forwards* ante la cobertura paridad peso mexicano y dólar americano, ya que el financiamiento otorgado por entidades financieras es basado en esta divisa y el precio de la energía en México está denominado en pesos.
- *Proxy Revenue Swaps*, derivados estructurados para asegurar el intercambio de un ingreso fijo estimado y el ingreso real generado por el proyecto a través del tiempo.

A ser implementado por:

- Generadores
- Banca Comercial
- Bolsa Mexicana de Valores - MexDer

INSTRUMENTOS FINANCIEROS DE CAPITAL

Descripción

Titulos de valores cotizados en mercado emitidos a través de fideicomisos destinados para el financiamiento de uno o más proyectos, estos instrumentos pagan flujos con base en el rendimiento del proyecto y se transfieren la propiedad o titularidad del bien o derecho al tenedor de los títulos. Normalmente los inversionistas son las Afores, ya que son instrumentos de largo plazo y por los niveles de rentabilidad a ese plazo.

Ejemplos

- Certificados de Capital y Fiduciarios (CKDs, CERPIS)
- Fibras E
- Vehículos de inversión (SPAC)

A ser implementado por:

- Fondos de Inversión
- Banca de Desarrollo
- Banca Comercial



MECANISMOS FINANCIEROS

Descripción

Son aquellos mecanismos que ayudan a mitigar los riesgos involucrados en proyectos que provocarían un incumplimiento en el pago de la deuda, podemos encontrar en este rubro instrumentos tales como barridos de caja (*cash sweep*), reserva de caja (*cash trap*), diversificación de caja (*cash sharing*) o bien, los contratos *PPAs*.

Ejemplos

- *Cash Sweep* o barridos de caja que, ante excedentes de flujos del proyecto se canaliza ese flujo hacia el pago de la deuda, lo que provoca amortizaciones anticipadas de la deuda reduciendo el plazo de la deuda.
- *Cash Sharing* o capital diversificado y compartido entre varios inversionistas para mitigar el riesgo.
- *Cash trap* o reserva de caja que, ante incumplimiento del índice de cobertura de la deuda establecido, se exige generar una reserva de recursos para prevenir algún posible impago
- Contratos *PPA* corporativos que funcionan como un mecanismo de mitigación de precios de energía al establecer un precio fijo durante la vigencia del contrato.

A ser implementado por:

- Generadores
- *Sponsors*
- Banca de Desarrollo
- Banca Comercial



2.2 Instrumentos financieros utilizados actualmente o en desarrollo en México

Se identificaron los siguientes mecanismos e instrumentos financieros actualmente utilizados o en proceso de desarrollo para el financiamiento de proyectos *merchant*:

1. Deuda sindicada a plazo

Préstamos a plazo entre varias entidades financieras utilizado como principal fuente de financiamiento, con plazos promedio de hasta 20 años. Para el otorgamiento de este financiamiento las entidades financieras consideran la evaluación *project finance* considerando el establecimiento de niveles *DSCR*, ratio de apalancamiento, flujo disponible, servicios de deuda, cuentas de reserva, entre otros.

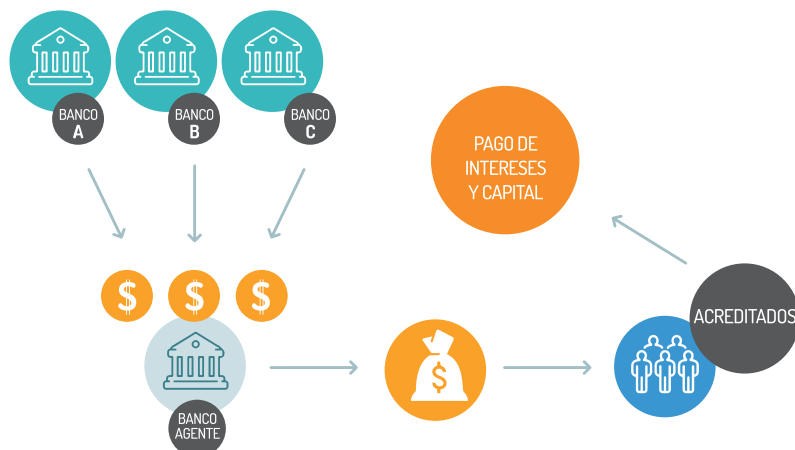


Figura 24 Estructura general de la Deuda sindicada a plazo

2. Garantía de Pago Oportuno (GPO)

BANOBRAS actualmente cuenta con esquemas de GPOs implementadas en el sector rural, forestal, pesquero y agropecuario, otorgadas principalmente a estados y municipios; mientras que la Sociedad Hipotecaria Federal también ha implementado GPOs orientadas a emisiones respaldadas por hipotecas o bursatilizaciones hipotecarias, estos esquemas han brindado el respaldo del pago de la deuda oportunamente ante problemas de cumplimiento en tiempo y forma con dicho pago. En estos esquemas debe existir un fideicomiso que cumpla, entre otras, con las siguientes funciones: i) incluir dentro de su patrimonio la fuente de pago, ii) servir como vehículo de pago del Financiamiento u Obligación Garantizada y, en su caso, del crédito derivado del Ejercicio de la Garantía Financiera (FOG), iii) contar con los derechos de Ejercicio de la Garantía Financiera siguiendo el orden de prelación establecido en la cascada de

pagos del fideicomiso. Las garantías financieras deben contar con un Fondo de Reserva que cubra al menos un periodo del servicio del FOG. Esto implica que no es posible llevar a cabo un ejercicio de la Garantía Financiera hasta que no se haya agotado dicho Fondo.

En el contexto de proyectos merchant, BANOBRAS se encuentra evaluando una garantía de pago oportuno de la deuda orientado a dichos proyectos, que busca respaldar el financiamiento otorgado por las entidades financieras con base en el establecimiento de esta garantía para problemas de liquidez en el flujo de efectivo provenientes del precio de la energía, estableciendo de esta manera un precio mínimo de PML con base en dicho mínimo, la garantía sólo se ejecutaría si el PML rompe ese nivel establecido.



Figura 25 Estructura general de la Garantía de pago oportuno

3. Seguros y fianzas

En los contratos de financiamiento se incorporan cláusulas exigiendo la contratación de seguros y fianzas para eventos de incumplimiento de la acreditada y bajo ciertas condiciones dependiendo del proyecto en cuestión. En proyectos con altos riesgos suelen ser muy costosos o incluso, algunos de estos proyec-

tos pueden ser no son sujetos a ser asegurados y en otros casos no existen registros de variables clave (probabilidad de incumplimiento, severidad de la pérdida, etc.) con un historial lo suficientemente largo para hacer proyecciones confiables sobre pérdidas esperadas.

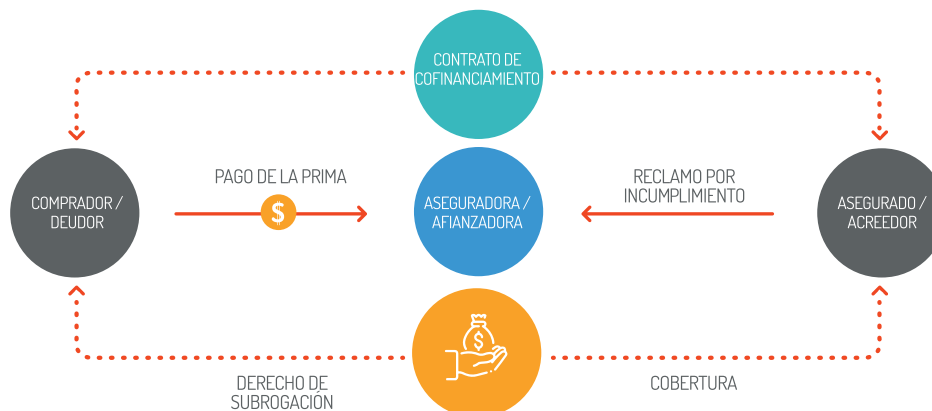


Figura 26 Estructura general de seguros y fianzas



4. Bonos Verdes

En el mercado financiero las empresas, gobiernos, instituciones públicas y fondos de inversión pueden emitir bonos de este tipo mediante el cual se obtienen recursos, cuyo uso exclusivo puede ser financiar o refinanciar proyectos de energía renovable (generación y transmisión), eficiencia energética u otros proyectos que cumplan con criterios verdes como generar beneficios ambientales claros y específicos. Debe ser avalado por un Comité de manera sustentable y obtener una certificación de cumplimiento con los principios de bonos verdes: i) uso de los recursos, ii) proceso de evaluación y selección de proyecto (s), iii) administración de los recursos y iv) informes y cumplimiento

de reportes, reporte de las inversiones temporales de los recursos no asignados en cada fecha y los resultados o beneficios ambientales a través de indicadores cualitativos y cuantitativos. Presenta pocos incentivos y poco apetito del mercado por estos bonos debido a la falta de conocimiento de los beneficios de las finanzas verdes, poca liquidez, a la escasa colocación por falta de prácticas de sustentabilidad y responsabilidad social y ambiental de las entidades y en menor medida a las tasas de interés otorgadas comparada con otros bonos corporativos del mismo plazo. Actualmente, se encuentran operando alrededor de 11 bonos verdes y sustentables al cierre de diciembre de 2018:

TIPO DE BONO	EMISOR	BONO		
VERDE	GOBIERNO DE LA CIUDAD DE MÉXICO	90	GCDMXCB	16V
VERDE	GOBIERNO DE LA CIUDAD DE MÉXICO	90	GCDMXCB	18V
VERDE	BBVA BANCOMER	94	BACOMER	18V
VERDE	NACIONAL FINANCIERA	CD	NAFF	16V
SUSTENTABLE	GOBIERNO DE LA CIUDAD DE MÉXICO	90	GCDMXCB	17X
SUSTENTABLE	GRUPO ROTOPLAS	91	AGUA	17-2X
SUSTENTABLE	GRUPO ROTOPLAS	91	AGUA	17X
SUSTENTABLE	VINTE VIVIENDAS INTEGRALES	91	VINTE	18X
SUSTENTABLE	BANOBRAS	CD	BANOB	17-2X
SUSTENTABLE	BANOBRAS	CD	BANOB	17X
SUSTENTABLE	BANOBRAS	CD	BANOB	18X

Figura 27 Bonos Series "V" y "X" operados en el mercado al 31 de diciembre de 2018
[Fuente: Proveedor Integral de Precios]

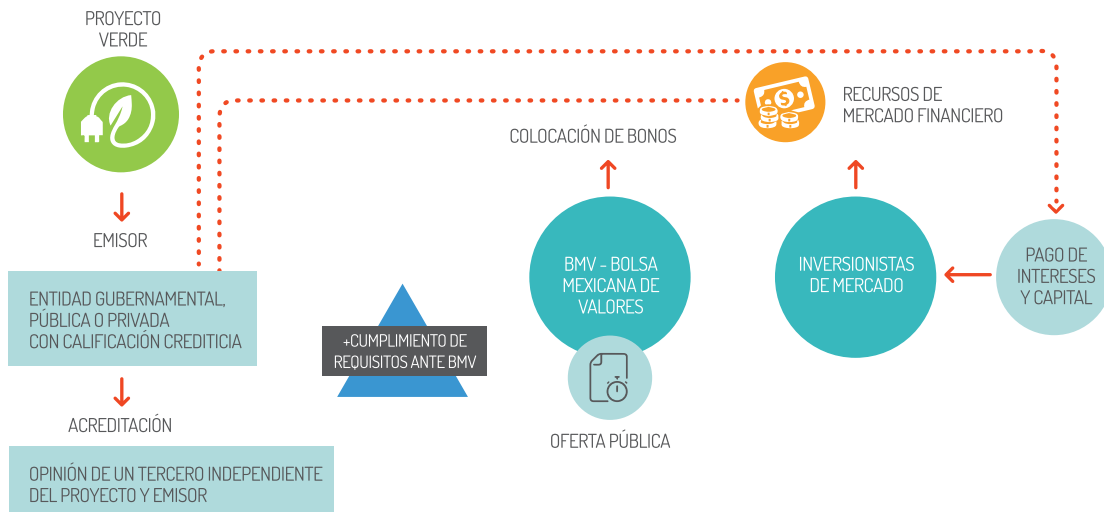


Figura 28 Estructura general de la emisión de bonos verdes



5. Certificados de Capital CKDs y Fibras E

Estos instrumentos se encuentran habilitados por la Bolsa Mexicana de Valores para la obtención de capital a través de fideicomisos destinados para el financiamiento de uno o más proyectos, estos instrumentos pagan flujos con base en el rendimiento del proyecto y se transfieren la propiedad o titularidad del bien o derecho. Las primeras Fibras y certificados de capital colocados en el mercado fueron enfocadas al sector inmobiliario, posteriormente la Bolsa Mexicana en 2015 lanzó al mercado las Fibras E, fideicomisos que invierten en el sector energético e infraestructura y que emiten certificados bursátiles fiduciarios de energía e infraestructura (CBFE) en el

mercado mexicano o en mercados extranjeros regulados, a través de estos vehículos se monetizan activos que ya estén en operación. La emisión más grande ha sido la Fibra E de la Comisión Federal de Electricidad, en el primer trimestre del 2018, tras haber monetizado un porcentaje de la red de transmisión de energía eléctrica del país; mientras que la más reciente emisión fue la de Fibra Estructura, a cargo de Promotora y Desarrolladora Mexicana (Prodemex), que ofreció en su portafolio inicial tres activos: dos cárceles (una en Jalisco y otra en Durango), así como una vialidad en Estado de México

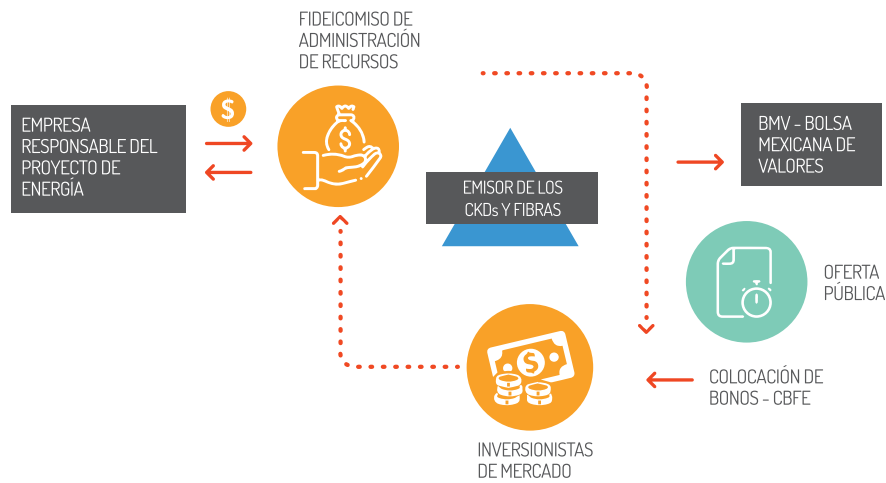


Figura 29 Estructura general de la emisión de instrumentos de capital

6. Futuros de energía (MexDer)

El mercado estandarizado de derivados en México (MexDer) ha anunciado el lanzamiento a bolsa de este instrumento a finales de diciembre de 2019 o principios de 2020 de acuerdo al Boletín de AVISO de la Bolsa: Modificaciones de las Condiciones Generales de Contratación (CGCs) Futuro Precio de la Energía Eléctrica. Los costos incluyen honorarios de la Bolsa de Valores, margen inicial, apertura de cuenta propia, o comisiones a Socio Liquidador, etc. No obstante, los recursos al tenedor de este instrumento dependerán del monto operado en los contratos y plazo a cubrir, un mayor porcentaje de cobertura reflejará un mayor costo.

Ofrece una cobertura financiera ante movimientos adversos del PML, generando liquidaciones diarias entre el precio de la energía eléctrica publicado por el CENACE del Mercado del Día en Adelanto (MDA) carga base (24 horas), correspondiente al "Nodo de Referencia" del SIN a una potencia constante de 1 MW y el precio del futuro observable de mercado basado en la misma referencia.

La 'compensación/liquidación' en efectivo diaria corresponde a la diferencia entre el precio de energía publicado por CENACE vs precio del futuro (promedio ponderado del precio y volumen respecto a la puja).



Figura 30 Estructura general de los Futuros de energía



7. Opciones financieras (Put o Collar) (en estudio)

Ante la búsqueda de cobertura de precios PML y la estrecha relación con el Gas Natural, el mercado está evaluando los instrumentos financieros derivados de opciones financieras tipo put, definida como una cobertura financiera que se otorga al comprador ante bajas del precio del gas natural (Índices Henry Hub), debido a la correlación con el PML con base en el nivel

mínimo establecido (piso) a cambio del pago de una prima. Asimismo, se evalúa también estructuras tipo collar sobre gas natural (combinación de una opción financiera tipo *put* y *call*) para optimizar el costo del instrumento (prima). El plazo estimado de estas opciones financieras se estima en 5-10 años y llevar a cabo roll-over.



Figura 31 Estructura general de las opciones financieras

8. Swaps eléctricos

Instrumento financiero derivado que establece el intercambio de un precio fijo pactado de la energía vs el precio de mercado de la energía, considerando el efecto del clima, precio de gas natural, congestión, prima de riesgo, simulaciones, etc. Fistera implementó este instrumento en mayo de 2017 a través de su marca comercial EKTRIA ofreciendo un swap

base load (carga base 24 horas) con liquidación financiera por diferencia entre el precio fijo pactado y el precio variable publicado por el CENACE para el SIN, con el objetivo de reducir el riesgo de los participantes en las subastas eléctricas, pero se percibió falta de liquidez y participación del mercado.

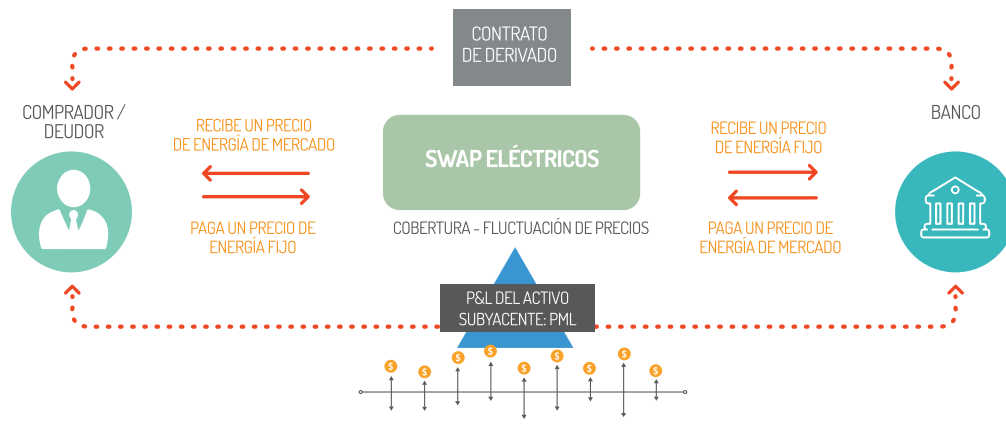


Figura 32 Estructura general de los Swaps eléctricos

2.3 Evaluación del potencial mecanismo/instrumento a implementar por la Banca de Desarrollo

Con base en las entrevistas y encuestas realizadas, se identificó la conveniencia de desarrollar una Garantía de precios mínimo o rango de precios como un instrumento potencial a implementar con el respaldo de la Banca de Desarrollo que fomentaría el financiamiento por parte de las entidades financieras y atendería la principal preocupación y riesgos de los participantes del mercado: fluctuación de los niveles de PML en el futuro.

Con el fin de evaluar esta garantía a implementar se consideraron 7 criterios principales para determinar la viabilidad de la misma, estos 7 criterios se basaron en las expectativas del mercado y los componentes clave en su implementación:

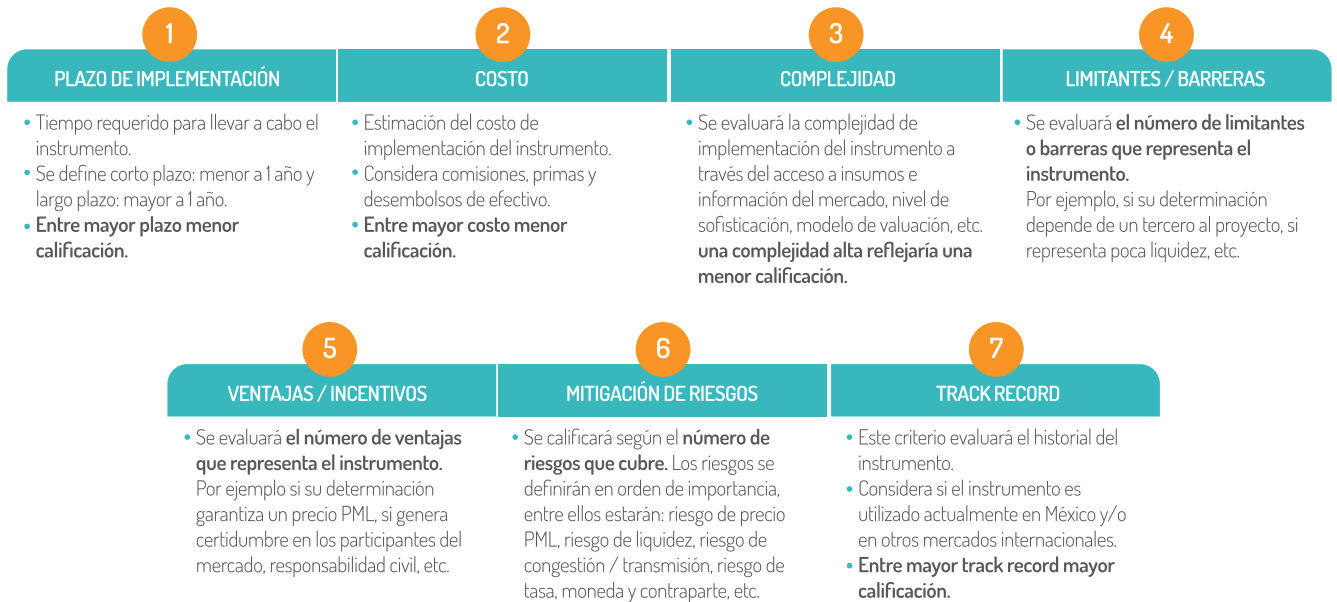


Figura 33 Criterios utilizados para determinar viabilidad de instrumentos financieros

Se realizó una estimación de la ponderación de los criterios, de manera cualitativa, desde el punto de vista del mercado priorizando aquellas variables con mayor peso e importancia para los participantes del mercado de acuerdo a sus expectativas en la obtención del financiamiento:



Figura 34 Ponderación definida de los criterios de evaluación de los instrumentos financieros



Dado los criterios y ponderaciones definidas anteriormente, una Garantía de precios mínimos o rango de precios representa una oportunidad del mercado para fomentar el financiamiento de proyectos *merchant*:

• **Garantía de precio mínimo o rango de precios de energía**



Algunas de las principales barreras que presentan este tipo de garantías es la posibilidad de comisiones altas para la parte acreditada que podría encarecer la rentabilidad del proyecto, asimismo se requiere contar con una alta calidad crediticia para el acceso a garantías, poca flexibilidad en algunos parámetros, por ejemplo, nivel de apalancamiento, falta de consenso e incertidumbre en las estimaciones de precios, poca historia y alta volatilidad de precios de la energía.

Por otro lado, entre las ventajas de este mecanismo se encuentran que representa un respaldo/colateral para las entidades financieras lo que les permitiría ofrecer mejores condiciones en tasas de interés, monto y plazo. En algunos casos, se requiere que el garante apalanque la cuenta de reserva con fondos propios y se requiere la contratación de contragarantías, diversificando el riesgo, lo anterior sería incentivos para el acreditado. Finalmente, la expectativa del mercado es percibida como una escasez de garantías por lo que representa una oportunidad de mercado, ya que el riesgo de precio es la principal preocupación del mercado.

Entre los principales riesgos mitigados con este mecanismo se encuentran:

- RIESGO DE PRECIOS (PML)**
- RIESGO DE NODO**
- RIESGO DE LIQUIDEZ (FLUJO DE EFECTIVO)**
- RIESGO DE CONTRAPARTE (INCUMPLIMIENTO)**
- RIESGO DE PROYECTO**

• **Descripción y estructura**



Respaldo financiero ante movimientos adversos del PML, activando las garantías financieras cuando no se cumpla el precio mínimo determinado o el rango, asegurando una gestión de riesgos del precio de la energía durante el financiamiento y garantizando flujos mínimos suficientes para el pago de la deuda.

Se establecería la 'compensación' como la diferencia entre el precio de energía real de mercado vs precio mínimo o rango superior/inferior; dicha compensación sería absorbida en un porcentaje por el banco y recuperable con los ingresos futuros que terminen por arriba del PML establecido (*up side*).



Figura 35 Estructura general de la Garantía de precios mínimos o rango de precios



• Actores principales



INSTITUCIONES FINANCIERAS - BANCOS

Son las encargadas de otorgar el financiamiento vía préstamos a plazo o líneas de crédito.



GARANTE

Entidad que respaldará y otorgará la garantía, la expectativa de mercado es que este papel lo tome la banca de desarrollo.



DONANTES INTERNACIONALES

Organismos multilaterales y de desarrollo con mandato de fomento y generación de proyectos de eficiencia energética.



ADMINISTRACIONES DE FIDEICOMISO

Entidades financieras que ofrecen servicios fiduciarios.



ASESORES DE PRECIOS

Expertos en el mercado eléctrico mexicano, que proporcionan proyecciones de precios de energía.



ACREDITADOS

Generadores / Suministradores que buscan financiamiento para sus proyectos de energía.

Figura 36 Principales actores involucrados en la estructura de la Garantía de precios mínimos o rango de precios



• Funcionamiento y parámetros

- La estructura debe contar con una calificación mínima (escala local o interna), antes de considerar el efecto de la garantía.
- La calificación mínima debe ser determinada en función del riesgo de proyecto a través de agencias calificadoras o modelos propios de ratings internos.
- Se establecerá un monto mínimo del crédito a cubrir establecido como un porcentaje, así como el monto máximo de la garantía como un porcentaje de la Compensación, dichos porcentajes son determinados por el Garante.
- El plazo de la disposición de la garantía será menor o igual al plazo de vencimiento del "Crédito Garantizado o Inducido".
- La tasa de la contraprestación depende de la tasa de interés otorgada en el crédito, los niveles establecidos de precios y la calidad crediticia.

- El costo recurrente en mercado se encuentra en rango de 1% al 5%. El nivel de comisiones se cobra buscando preservar la neutralidad en los cargos financieros entre préstamos y garantías.
- Índices de cobertura de servicio de la deuda (DSCR) y ratio de apalancamiento. Puede obtenerse un apalancamiento importante mediante las garantías de precios, porque los fondos sólo garantizan una porción de la inversión inicial, y a menudo tienen la posibilidad de ser revolvente.
- Se crea un Fideicomiso de Administración como fuente de pago dentro del patrimonio que sirva de vehículo para el pago de obligaciones y un Fondo de Reserva que será utilizado, antes de cualquier disposición de la garantía.
- Se puede considerar contragarantías para compensar el costo de las estructuras.
- Estimación de tasas de recuperación para la determinación del monto de la garantía y riesgo asociado bajo probabilidades de ocurrencia

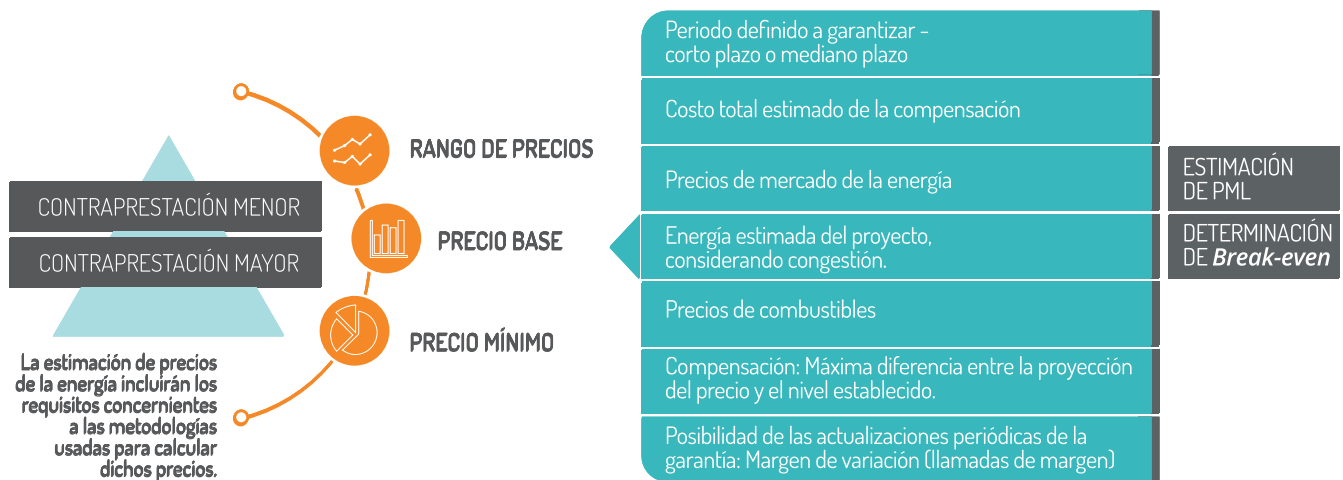


Figura 37 Variables clave a considerar en la Garantía de precios mínimos o rango de precios

» » • Barreras en incentivos



VENTAJAS

- Garantiza certidumbre en el nivel del PML en un nodo en específico.
- Acceso a mejores condiciones de financiamiento.
- Mejora el perfil de la deuda y el perfil crediticio del proyecto
- Posible respaldo de la Banca de Desarrollo
- Fortalecimiento en las oportunidades del mercado
- Respaldo de un tercero ante problemas de pago por fluctuaciones de PML evitando intereses moratorios.
- Posibilidad de agrupar varios proyectos de energía generando una garantía a nivel total y así reducir los costos de transacción por garantías individuales.



DESVENTAJAS

- Calificación mínima (escala local o interna) previo a la garantía.
- Condiciones y requisitos para el otorgamiento de la garantía: monto mínimo, creación de fideicomiso, contraprestación, determinación entre ambas partes de precio mínimo o rango de precios, etc.
- Pueden implicar altos costos de evaluación y transacción.
- Dependencia directa de la estimación de precios.

Figura 38 Pros y contras sobre la Garantía de precios mínimos o rango de precios.





• Mitigación de riesgos



Figura 39 Principales riesgos mitigados con la Garantía de precios mínimos o rango de precios

• Riesgos de precios y nodo (PML)

La garantía se ejecuta cuando la parte acreditada no puede cumplir con el pago de la deuda, tanto amortización al capital como intereses, debido a que el precio de la energía en un nodo puntual, termina por debajo del precio mínimo o fuera del rango.

• Riesgo de liquidez (flujo de efectivo)

La garantía se ejecuta cuando la parte acreditada no puede cumplir con el pago de la deuda, tanto amortización al capital como intereses, debido a fal-

tante de flujo de efectivo como resultado de fluctuaciones del PML.

• Riesgo de contraparte (incumplimiento)

Con el respaldo de un tercero, el pago oportuno de las obligaciones de la deuda queda garantizado evitando caer en eventos de incumplimiento, por lo que se mitiga los covenants en estos casos.

• Riesgos del proyecto

Al tener un Fondo de Reserva, garantía financiera de precios y posibilidad de contragarantía, estos colaterales funcionan como mitigantes ante cualquier eventualidad adversa del proyecto en precios de la energía.



- Análisis en México y en mercados internacionales (en caso de aplicar)

MÉXICO



Gobierno Federal. Precios de garantía a productores de frijol, arroz y trigo (subsidio gubernamental).

ASERCA. Incentivos a agricultores a través de cobertura de precios (agricultura por contrato a través de instrumentos derivados sobre el precio futuro del maíz opciones financieras *put* y *call*).

BANOBRAS. Actualmente, se prospecta una GPO para proyectos de energía con precio mínimo de energía.

OTROS



Brasil. En desarrollo mecanismo de garantía parcial de desempeño a través de Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD) donde si el proyecto tiene un desempeño inferior y los ahorros de energía caigan por debajo del 10% de los ahorros garantizados, la garantía paga al Banco la diferencia entre los ahorros reales y los contratados. (Tasa costo: 0.75%).

España. Ha desarrollado garantías a un precio piso, mitigando el riesgo de ingresos por fluctuaciones del precio de electricidad.

3

OTROS MECANISMOS Y POLÍTICAS PÚBLICAS

que podrán impulsar

PROYECTOS *MERCHANT*

ESTE CAPÍTULO CONTIENE EL ANÁLISIS DE MECANISMOS NO FINANCIEROS CON POTENCIAL DE IMPULSAR EL DESARROLLO Y FINANCIAMIENTO DE PROYECTOS *MERCHANT* CONSIDERANDO LA PERSPECTIVA DE DESARROLLADORES Y BANCOS SOBRE LAS CONDICIONES ACTUALES DE LOS PROYECTOS *MERCHANT*.



3.1 Acceso a proyecciones públicas y consensuadas de PMLs

Uno de los principales mecanismos no financieros que podrían impulsar el desarrollo de proyectos *merchant* identificado en entrevistas es contar con proyecciones de precios robustas que den certidumbre y transparencia en los insumos y supuestos utilizados para calcular las proyecciones y sus respectivos escenarios de sensibilidad. Esto resulta importante porque actualmente cada desarrollador evaluando regiones o proyectos y cada entidad financiera en un proceso de *Due Diligence* realiza proyecciones de PML, a veces múltiples veces al año. Adicionalmente, la única proyección oficial es la que se publica a la par del PRODESEN, la cual es indicativa¹⁸.

Por lo tanto, este mecanismo propuesto facilitaría el acceso a información pública congruente y homogénea sobre la situación actual y esperada de los PMLs, publicada por un organismo reconocido e imparcial, considerando escenarios de sensibilidad/estrés que tomen en cuenta insumos y supuestos consensuados entre distintos agentes de la industria. Por ejemplo, las Asociaciones industriales y de entidades financieras podría contratar pro-

yecciones de PMLs con asesores como un servicio recurrente, promediar los escenarios bajistas y hacer pública esa proyección con los supuestos e insumos respectivos, a aquellos desarrolladores y co-financiadores que deseen realizar proyectos *merchant*.

En Estados Unidos la EIA, publica precios de mercado de corto plazo (1 año) de los principales mercados como el de California (CAISO), Illinois (MISO), entre otros.

También se identificó que CENACE podría impulsar mayor certidumbre y fomentar el desarrollo de proyectos *merchant* a través de la publicación de reportes con estadísticas de los valores de PML históricos y sus componentes de energía, pérdidas y congestión; información sobre PMLs negativos; horas y nodos con mayor congestión; estadísticas de *curtailment* a proyectos de generación; así como información estadística sobre los servicios conexos de mercado.

3.2 Impulsar el mercado de PPAs físicos y virtuales

Otro tema importante identificado en las entrevistas es que aunque los proyectos logren financiarse en gran medida con *equity* para ser *merchant*, por lo general buscan asignar parte de la capacidad total del proyecto en PPAs físicos (e.g. con Entidades Responsables de Carga como Suministradores Calificados) y virtuales (e.g. a través de Concursos Eléctricos o México Eléctrico¹⁹). Esto permitiría que i) los socios inversionistas en proyectos *merchant* logren liberar parte de su *equity*, ii) el proyecto asegure el precio de parte de sus flujos y iii) se pueda buscar un refinanciamiento que mejore las condiciones del proyecto.

Para que los PPAs físicos y virtuales tengan mayor dinamismo se identificó que es clave fomentar educación, capacitación y conocimiento del mercado eléctrico y sus implicaciones para usuarios calificados y *off-takers*. Este tipo de educación a usuarios finales podría realizarse a través de talleres, cursos, conferencias por ejemplo por parte de asociaciones que representan a usuarios industriales (e.g. CESPEDES, Coparmex, CANACINTRA, ANIQ, CANACERO, CANACEM, Cámara del Papel, etc.).

Estas sesiones de capacitación podrían enfocarse en atender principales tipos de esquemas de contratación, habilitadores y barreras para este tipo de contrataciones, participantes en el mercado, señales de precio históricas y esperadas (e.g. tarifas y PMLs), entre otros.

En la misma línea de impulsar el mercado de PPAs, en varias entrevistas se mencionó que establecer una Cámara de Compensación para fomentar un mercado secundario de transacciones permitiría identificar un precio de equilibrio público y volúmenes transaccionados en un período de tiempo. Esto fomentaría la información de mercado, daría señales de precio y permitiría colocar excedentes o faltantes de proyectos como sucede en otros mercados internacionales.

La implementación de un mecanismo como la Cámara de Compensación para PPAs financieros requiere de la participación de una, o varias entidades financieras y de Participantes de Mercado sofisticados. Podría tomar como base la regulación ya establecida para gestionar contratos y garantías en las Subastas de Largo Plazo, buscar mejoras con respecto a esta Cámara de Compensación específica para subastas y construir sobre la experiencia que ya se tiene.

Otro mecanismo identificado para impulsar los PPAs físicos y virtuales y por consecuencia a los proyectos *merchant* que están buscando contratar, sería que la CRE fomente el uso de la plataforma S-CEL y de un mercado secundario de CELs a través de talleres, conferencias sobre el mecanismo de acreditación / requisitos, mecanismo de diferimiento, etc. Esto daría señales de precio de CELs, y señales de volúmenes intercambiados de este mercado que muestren liquidez y den certidumbre a proyectos de generación limpia y a compradores de CELs. Para algunos PPAs, los CELs son uno de los principales impulsores para que los *off-takers* busquen contratar un aprovisionamiento de energía limpio, por distintas razones: i) buscar cumplir políticas internas de sustentabilidad, ii) evitar cambios en la tarifa que pagan, y/o iii) utilizarlo como estrategia para posicionar su marca.

Otro mecanismo identificado que sería de mucho valor para mitigar la volatilidad del componente de congestión del PML es que CENACE desarrolle y convoque la primera Subasta de Derechos Financieros de Transmisión. Adquirir DFTs entre nodos permitiría a proyectos de generación y a Entidades Responsables de Carga tener mayor certidumbre sobre el costo de inyectar y retirar energía en binomios de nodos.

¹⁸ En línea con que el PRODESEN sea indicativo, también se mencionó en diversas entrevistas que debería haber políticas públicas y regulaciones que brinden confiabilidad y transparencia sobre i) el cálculo de los PMLs que se publica con el PRODESEN y ii) buscar que los planes de desarrollo de la matriz de generación y de la red de transmisión sean vinculantes.

¹⁹ <http://www.concursoselctricos.com/> <https://mexicoelectrico.com/>



3.3 Impulsar la expansión y modernización de la Red Nacional de Transmisión

Aunado a la volatilidad del PML, un tema que se mencionó en la totalidad de las entrevistas como un mecanismo que sería indispensable para el desarrollo de más proyectos *merchant* es la expansión de la capacidad de red, porque i) permite tener capacidad de evacuación para los proyectos, ii) da certidumbre sobre el componente de pérdidas y iii) puede reducir el componente de congestión.

La expansión y modernización de la Red Nacional de Transmisión a través de Asociaciones Público Privadas (APPs) u Obra Pública Financiada (OPF) (de acuerdo con lo permitido en el Artículo 30 de la Ley de la Industria Eléctrica), reduciría la exposición a riesgo y el endeudamiento por parte de CFE Transmisión. Los organismos que buscan el desarrollo del sector eléctrico podrían realizar un estudio análisis costo-beneficio que sea de utilidad para SENER, para CFE Transmisión y para transportistas privados en el cual se analicen regiones en las que serviría expandir y modernizar la red (e.g. atendiendo

la falta de capacidad de interconexión, PMLs altos, necesidad de evacuación renovable, etc.) y definir los esquemas ideales de participación para el financiamiento, instalación, mantenimiento, gestión, operación y ampliación de la infraestructura necesaria para prestar el Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica.

Como resultado de este estudio se podría impulsar una licitación de APP, o un esquema de OPF, u otro y construir sobre los elementos parcialmente desarrollados de las licitaciones Líneas de Alto Voltaje Corriente Directa de 2018.

En paralelo, CENACE podría publicar información y actualizaciones mensuales sobre los límites de capacidad en la red a nivel de subestaciones, de sub-zonas de exportación, de zonas de exportación y de enlaces. Esto permitiría a los generadores *merchant* tener mayor certidumbre de las zonas saturadas y las zonas con capacidad disponible.

3.4 Desarrollar proyectos renovables piloto con almacenamiento

Siguiendo las tendencias internacionales, el almacenamiento ha sido identificado como un posible potenciador, para los proyectos renovables *merchant*; esto debido a las ventajas de despacho.



Figura 40 Mapa de proyectos internacionales que utilizan baterías - Fuente: "Interactive map of global energy storage" del Consorcio para la Innovación de la Batería, (2019).

Con base en las encuestas y entrevistas realizadas, varios *stakeholders* consideran que el almacenamiento podrá jugar un papel importante en la determinación de PMLs en el mediano plazo. La rentabilidad de proyectos renovables se podría ver beneficiada con base en la instalación de sistemas de almacenamiento.

3.4 DESARROLLAR PROYECTOS RENOVABLES PILOTO CON ALMACENAMIENTO

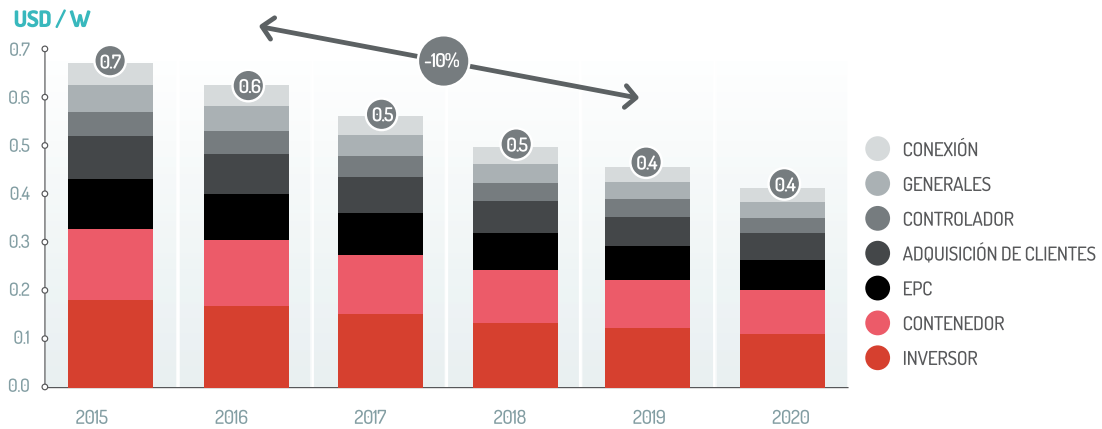


Figura 41. Costos asociados a la instalación de una planta de almacenamiento de energía - Fuente NREL

Por una parte, como lo muestra la gráfica anterior, para el caso específico de México, de acuerdo a un estudio publicado por NREL²⁰, los costos asociados a los sistemas de almacenamiento han presentado una tendencia a la baja desde el año 2015 hasta el 2018 (una cantidad cercana al 10% sobre todo el sistema de completo de almacenamiento), por lo que se espera que esta tendencia se mantenga hasta el año 2020.

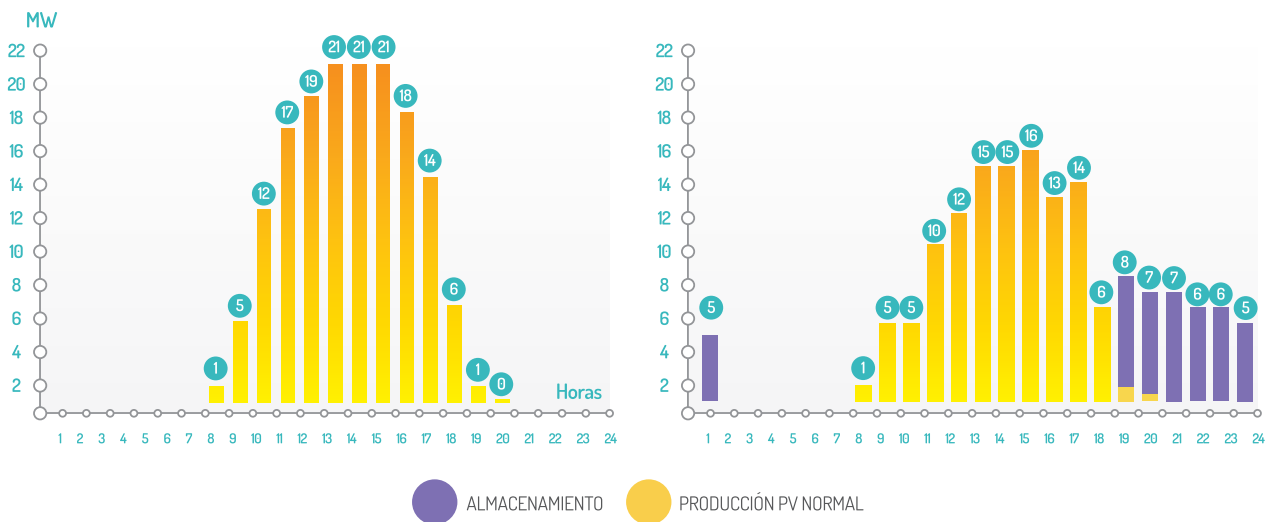


Figura 42. Ejemplo del aumento de horas productivas de una planta solar con el uso de almacenamiento. Elaboración propia

Por otra parte, el uso de las baterías en la industria eléctrica de renovables, y en particular para los proyectos *merchant*, es la inyección de energía al sistema en horas con PMLs altos.

Con base en los proyectos pilotos de almacenamiento de energía en México, las baterías tienen la capacidad de almacenar hasta un tercio de la energía pico producida por una central solar.

Los principales beneficios de instalar un sistema de almacenamiento en una central renovable *merchant* son:

- Inyección de energía a PMLs más altos
- Disminución del riesgo de *curtailment*, a través de la distribución de la energía a horarios adicionales a los que produce los generadores renovables.

²⁰Para realizar la obtención de estos valores, se tomó una gráfica sin valores totales del documento "Opportunities for Battery Storage Technologies in Mexico", por lo que los datos presentados son una aproximación de los precios totales y de las partes de 2020 y 2015, y se calculó un CAGR de cada uno, con lo que se estimó la tasa de crecimiento de los precios intermedios entre estos años



Adicionalmente a los beneficios para el proyecto, un sistema de almacenamiento mitigaría la intermitencia en la red de transmisión y distribución e incrementaría la capacidad instalada.

Por último, con respecto al potencial de instalación de baterías en México y tomando como base la información proporcionada por Fluence (compañía perteneciente a Siemens) y la CRE, se prevé que aproximadamente el 6% de los proyectos de generación renovable que se instalen hacia el 2031, tendrán

plantas de almacenamiento, es decir se instalarán 2.3 GW de almacenamiento de los 36.8 GW de energía renovable, que se espera, se instalen hacia el 2031.

SENER y CRE podrían fomentar el uso de sistemas de almacenamiento de energía en proyectos piloto y demostración, crear casos de estudio públicos al respecto de sus costos y beneficios, y buscar fomentar el desarrollo de proyectos *merchant* acoplados con sistemas de almacenamiento.

3.5 Impulsar los proyectos de Generación Distribuida con contraprestación *merchant*

La generación distribuida (GD) es una forma de generación de energía eléctrica con la lógica de estar cerca de los puntos de consumo, en el concepto amplio se incluye la generación descentralizada. En México, la ley define la GD como centrales eléctricas con capacidad inferior a 0.5 MW interconectadas a un circuito de distribución que contenga una alta concentración de Centros de Carga; sin embargo, sistemas de mayor capacidad, 3, 5 o 10 MW representan una oportunidad interesante a la generación descentralizada de electricidad con fuentes renovables, pero tienen sus propios retos económicos y administrativos (por ejemplo, no son generadores exentos del permiso de generación de la CRE)²¹.

Las Disposiciones Administrativas de Carácter General aplicables a las centrales eléctricas de generación distribuida y generación limpia distribuida (DAG) emitidas por la CRE en el 2017 establecen tres mecanismos de contraprestación, dos de ellos consistentes en el contexto *merchant*, es decir con venta al mercado de energía (Venta Total y Net Billing) y tienen potencial en las zonas de PMLs altos. Sin embargo, el tercer mecanismo de contraprestación (Net Metering) que tiene la mayor cantidad de capacidad instalada a la fecha, no contempla la venta *merchant*.

Los modelos de negocios a través de los cuáles los proyectos de GD reciben ingresos, son los siguientes:

- 1. Venta Total:** En este modelo de negocio, el generador vende toda su producción al mercado *merchant*, al PML correspondiente al nodo de generación.
- 2. Net Billing:** La energía generada se vende a PML correspondiente a la zona de generación y su consumo es a tarifa regulada (la tarifa contratada por el usuario-generador). El generador consume energía eléctrica, por lo que cuenta con un doble medidor; uno de consumo y otro de generación.
- 3. Net Metering:** En este modelo el generador exento también consume, pero a diferencia del *net billing*, el generador consume la energía que produce, y solo vende el excedente²². Entonces toda la generación compensa un pago de tarifa.

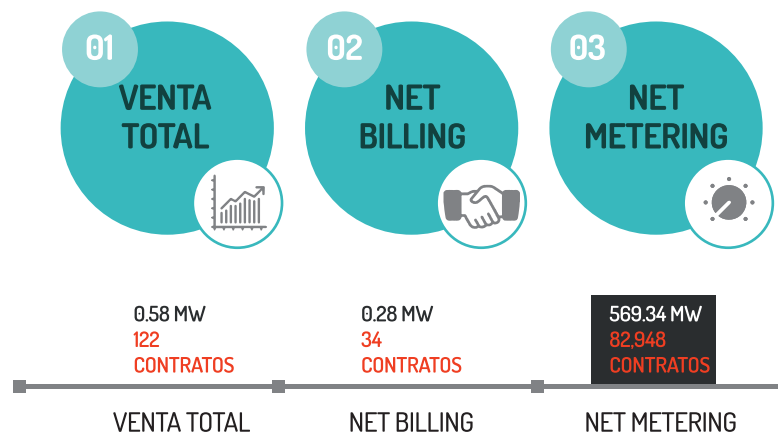


Figura 43 Desglose de capacidad (MW) y contratos de generación distribuida por tipo de contraprestación – Fuentes: CRE

²¹ Este reporte se refiere con Generación Distribuida tanto a la generación distribuida (hasta 500 kW) como a la generación descentralizada (hasta 10 MW).

²² En el caso en el que existan excedentes, éstos se compensan a tarifa con faltantes en los 12 meses subsiguientes. Es decir, CFE Suministro Básico lleva la cuenta y cuando se consume más de lo que se genera, determina el consumo neto a cobrar, primero restando los excedentes anteriores. Cuando el crédito es a favor del generador transcurridos los 12 meses siguientes al mes en que se generó, el generador exento podrá exigir la liquidación del crédito vencido (no compensado tras 12 meses) al valor promedio del PML durante el intervalo de tiempo en el que se generó el crédito.

A nivel nacional de acuerdo a la presentación "Evolución de Contratos de Pequeña y Mediana Escala / Generación Distribuida" generada por la CRE se espera que en 2019 se logre una capacidad acumulada de +900 MW, triplicándose a 2023 para llegar a +2,800 MW.

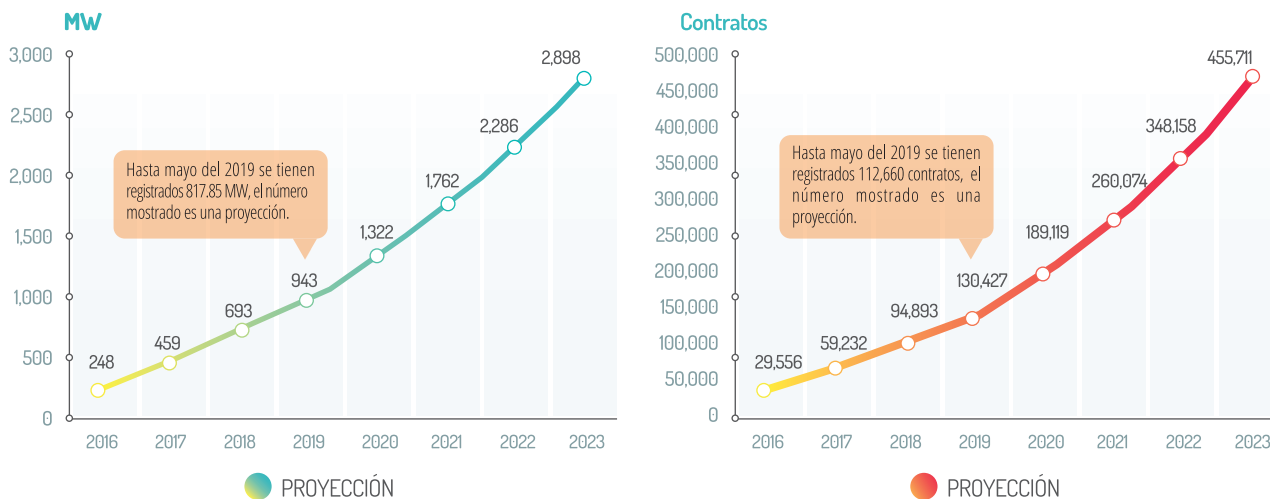


Figura 44 Proyección de instalación de capacidad (MW) y contratos de generación distribuida y contratos de pequeña y mediana escala - Fuente: CRE

El CAPEX de los sistemas solares menores a 10 kW (hasta el año 2016), presentaron una tendencia a la baja del -11%, de acuerdo al reporte de generación distribuida de la ABM y la Iniciativa Climática de México. Mientras que en el año 2018, el CAPEX disminuyó a 1.68 USD/W, (de acuerdo al Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias y la Iniciativa Climática de México), para los sistemas menores a 10 kW, y hasta a 1.34 USD/W para los sistemas menores a 100 kW. En la siguiente gráfica se puede observar el comportamiento histórico del CAPEX, de los sistemas menores a 10 kW hasta el año 2018, analizando el desglose por componentes de este año.

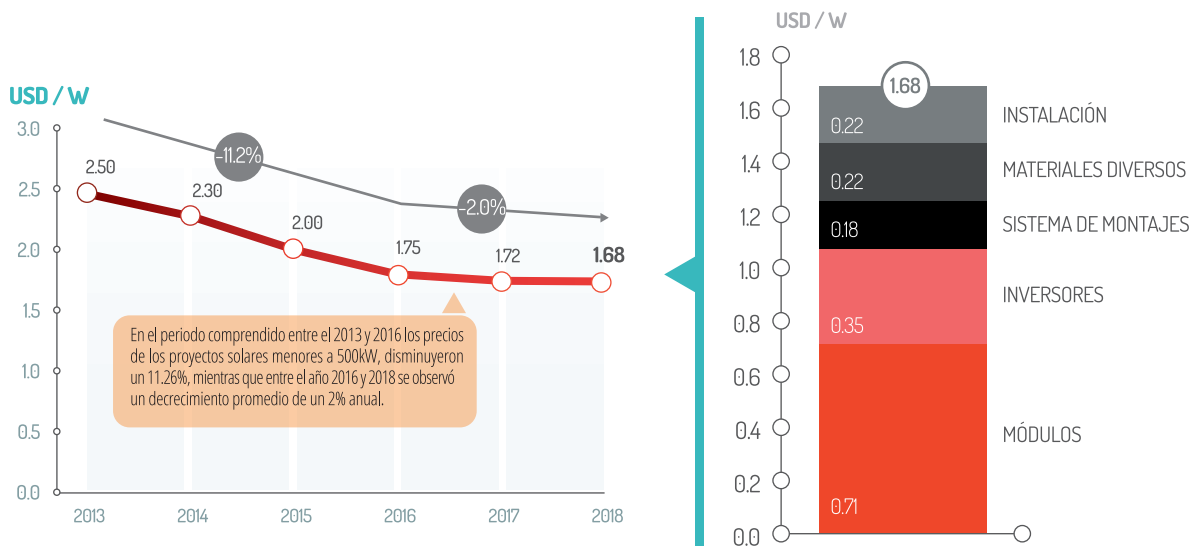


Figura 45 Tendencia de costos de instalación por KW de una planta menor a 500 kW en México (USD/W). Fuente: ABM e Iniciativa Climática de México (2017), Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias (INEEL) e Iniciativa Climática de México (2019).



Se realizó un análisis de alto nivel de las zonas con mayor atractivo para invertir en proyectos de generación distribuida con flujos merchant (i.e. bajo modelos de contraprestación de Net Billing y Venta Total), considerando sensibilidades en los años de recuperación de la inversión, a través de variaciones en el CAPEX (ver Figura abajo).

Gracias a los PMLs elevados y factores de planta altos²⁴, la región de Baja California resulta las más atractiva para desarrollar proyectos de GD merchant, seguida por la región Peninsular, presentando ambas periodos de entre 2 a 6 años para recuperar su inversión, considerando cambios en el nivel del CAPEX de entre 1.8 USD/W, hasta 0.8 USD/W, (Asumiendo también que se mantenga el PML histórico de estas regiones).

ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DEL NÚMERO DE AÑOS DEL PAYBACK ANTE CAMBIOS EN EL PRECIO DEL CAPEX (USD/W)

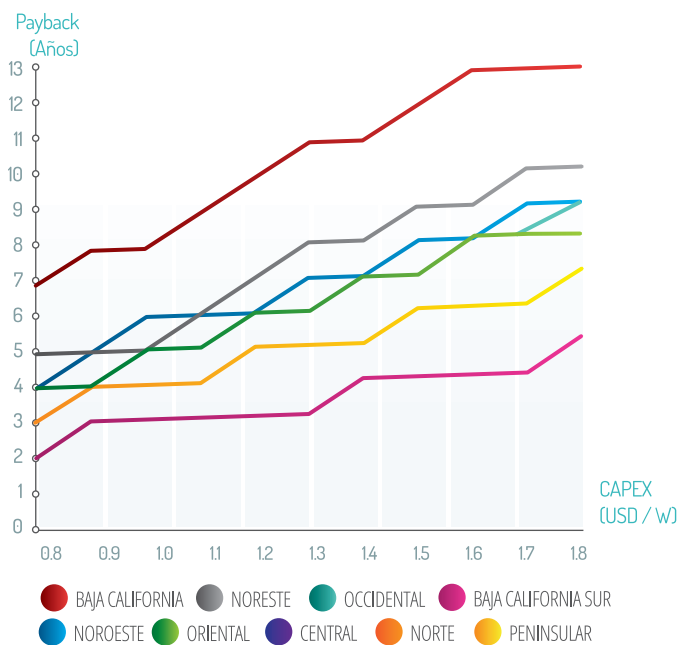


Figura 46 Sensibilidad del retorno de inversión (años) ante cambios en el CAPEX (USD/W) de un proyecto de GD merchant – Fuente: CRE, CENACE

²³Los valores históricos del CAPEX de plantas menores a 500 kW, se obtuvieron del reporte de "MERCADO DE ENERGÍA FOTOVOLTAICA DE BAJA ESCALA" publicado por la Asociación de Bancos de México (ABM), en colaboración con Iniciativa Climática de México (CLIMA), mientras que el valor del CAPEX del año 2018, se obtuvo del reporte "Financiamiento para Acceder a Tecnologías de Energías Renovables de Generación Eléctrica Distribuida (FATERGED) en México", publicado por el Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias (INEEL) y CLIMA. El valor del año 2017, es estimado, con base en la tasa de crecimiento calculada entre el año 2016 y 2018.

²⁴Los factores de planta considerados se obtienen a partir de los proyectos que participaron en las Subastas de Largo Plazo (33% para la región de Baja California Sur, 32% para las zonas de Baja California, Noroeste y Central, 31% para la región Norte y Occidental, 30% para las zonas Noreste y Oriental, y 27% para la región Peninsular.). Los PMLs corresponden a los promedios de 2018 en cada una de estas regiones (\$45.6 USD/MWh para la región de Baja California, \$150.9 USD/MWh para la región de Baja California Sur, \$73.6 USD/MWh de la región Central, \$69.98 USD/MWh para la región Noreste, \$73.1 USD/MWh para la región Noroeste, \$80.99 USD/MWh para la región Norte, \$83.5 USD/MWh para la región Occidental, \$84.7 USD/MWh para la región Oriental y \$120 USD/MWh para la región peninsular)

Se realizó también una sensibilidad en los años de recuperación de la inversión, a través de variaciones en el crecimiento/decrecimiento del PML histórico de cada región (ver Figura abajo).

El tiempo de recuperación de inversión en las zonas BCS y Peninsular es el más bajo, en comparación al resto de las regiones²⁶. Y ante una caída de PML de -5% en la región Peninsular (i.e. bajando de 120 USD/MWh en 2018 a 114 USD/MWh en 2024), el tiempo de recuperación no se altera considerablemente, pasando de 6 años con los precios actuales a 8 con los precios más bajos. Sucediendo algo similar en BCS, pasando de 4 años a 5.

ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DEL NÚMERO DE AÑOS DEL PAYBACK ANTE CAMBIOS EN EL CAGR DEL PML (%)

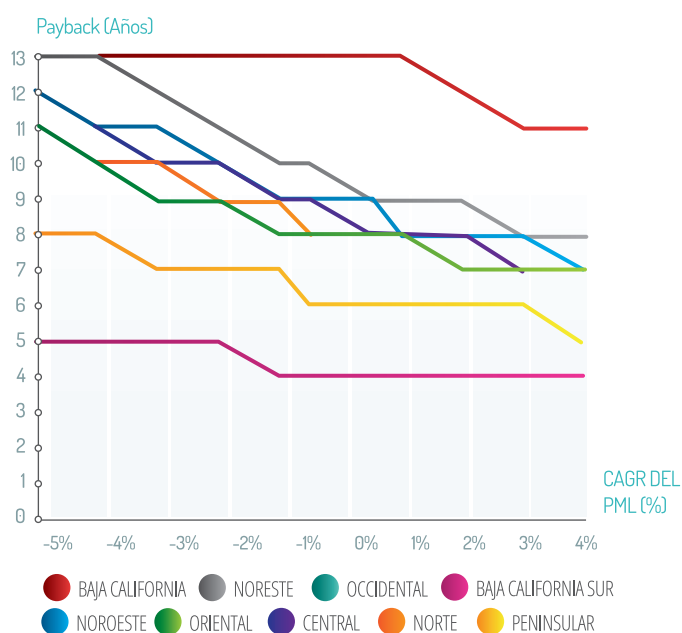


Figura 47 Sensibilidad del retorno de inversión (años) ante cambios en el crecimiento de los PMLs en el tiempo (%) de un proyecto de GD merchant – Fuente: CRE, CENACE

Asumiendo que se lleven a cabo instalaciones de GD merchant en estas dos regiones Peninsular y BCS por la totalidad de capacidad incremental, habría un potencial de 146 MW de 2018 a 2023 con base en el crecimiento de capacidad de GD proyectada por la CRE²⁷ y la participación actual de estas regiones en este crecimiento. Esto podría representar un mercado de GD merchant alrededor de los 180 millones de USD hasta 2023.

²⁶Para el análisis de esta sensibilidad, se consideró un CAPEX fijo de 1.68 USD/Watt, en línea con los costos de instalación de sistemas de generación solar menores de 0.5MW, publicado por INEEL y CLIMA, para sistemas menores a 10 kW en el 2018. (Véase figura 45).

²⁷ Con base en la proyección de la capacidad en generación distribuida de la CRE, y la participación de cada región, se estimó que entre el año 2018 y el 2023, la región de Baja California tiene un potencial de expansión de 64 MW, la región de Baja California Sur de 33 MW, la región Central de 532 MW, la región Noreste de 343 MW, la región Noroeste de 119 MW, la región Norte de 189 MW, la región Occidental de 476 MW, la región oriental de 212 MW y la región peninsular de 113 MW.

3.5.1 Opciones de financiamiento y principales mecanismos para impulsar el desarrollo de proyectos de GD *merchant*

Dentro de las entrevistas relacionadas a los desarrolladores con participación en el sector de generación solar distribuida y descentralizada, uno de los puntos mencionados, fue la falta de programas “a la medida” para el financiamiento de proyectos de generación distribuida y descentralizada. Es decir, no existen esquemas de financiamiento del tipo *Project Finance*, a los cuales tienen acceso las *utilities*, sino que únicamente hay prestamos de financiamiento del tipo empresarial, con condiciones generales de una tasa del 16% y un plazo de financiamiento de 7 años.

Por otra parte, aunque se ubicaron alternativas de financiamiento enfocadas a la GD, el enfoque de estas era únicamente en el sector residencial y comercial. Un ejemplo es la opción de financiamiento proporcionada por el Fideicomiso para el Ahorro de Energía Eléctrica (FIDE).

Este fideicomiso, constituido por la CFE, ha financiado la instalación de sistemas de generación con fuentes renovables, principalmente sistemas solares para el sector residencial y C&I (comercial e industrial) de pequeña y mediana

escala. Este esquema incluye un financiamiento a una tasa preferencial (menor a la de los bancos comerciales) y un incentivo económico para fomentar el desarrollo de la GD (actualmente es del 10% del costo de la instalación). Siempre y cuando el usuario cumpla con los requerimientos técnicos, financieros y legales.

Como respuesta a esta falta de financiamiento para entidades que busquen desarrollar únicamente proyectos de generación distribuida, o descentralizada hasta 10 MW, con un conjunto o portafolio de proyectos, existen entidades financieras que actualmente se encuentran desarrollando un nuevo modelo de financiamiento a portafolios de proyectos de generación distribuida.

Algunos puntos clave de este modelo de financiamiento de portafolios de proyectos de GD son: i) buscar estandarizar condiciones mínimas requeridas para ingresos y egresos, ii) definir zonas ideales y financiables para su desarrollo, iii) definir condiciones de la red ideales, y iv) identificar riesgos asociados con distintos nodos y escalas.

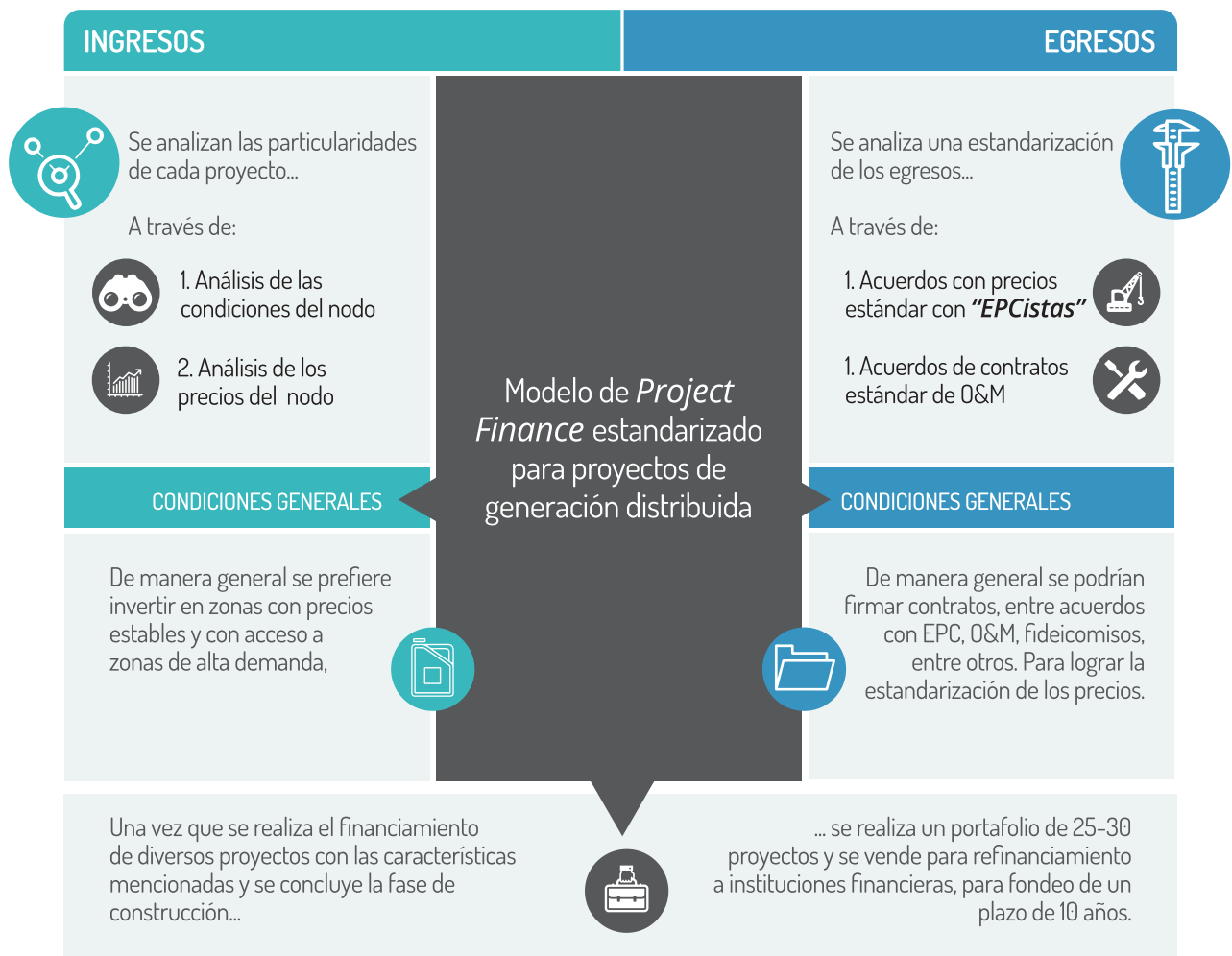


Figura 48 Modelo estandarizado de financiamiento de proyectos de generación distribuida. Fuente: Información recaudada en entrevistas

Algunos de los beneficios de este esquema de financiamiento para proyectos de generación distribuida son:

1. Distribución geográfica de riesgos: Al tener un amplio número de proyectos, en el portafolio de financiamiento, se distribuye el riesgo nodal y se distribuyen los potenciales ingresos debido a las diferencias en PMLs.

2. Fácil tramitología de los proyectos: La generación distribuida está exenta de los permisos de generación (CRE) y de solicitudes de interconexión complejas (CENACE). Teniendo contratos estándar de los diversos proyectos, reduce el proceso de tramitología y optimiza el tiempo y procesos de *due diligence* de cada proyecto.

3. Disminución de riesgos operativos y de construcción; debido a que el portafolio de proyectos se determina una vez que los proyectos se encuentran ya en operación, se elimina el riesgo de construcción y se disminuye el riesgo de operación.

Una de las razones por las que posiblemente se ha usado principalmente Net Metering, y no los proyectos de GD *merchant*, puede ser por la falta de conocimiento de los usuarios finales sobre el sector y mercado eléctrico. Los esquemas de GD con venta a PML pueden ser atractivos de acuerdo con los volúmenes de consumo, la tarifa de consumo y los valores de PML. Entonces es importante la educación a los usuarios finales para que conozcan el funcionamiento de los modelos de contraprestación, su tarifa y las tendencias del PML de su zona para poder elegir la contraprestación de GD que más les convenga.

Para dar mayor dinamismo a la GD *merchant*, se podría brindar información sobre cómo se pueden agrupar/empaquetar proyectos para alcanzar los objetivos de financiamiento de la Banca de Desarrollo. Esto podría impulsar que distintas empresas desarrollen portafolios de generación distribuida con un objetivo de refinanciamiento. La Banca de Desarrollo podría hacer pública la información sobre el tamaño mínimo de financiamiento de un portafolio de proyectos (e.g. 20 MW que serían 40 proyectos de GD de 0.5 MW), las condiciones bajo las cuales financiaría (e.g. proyectos en operación buscando refinanciar, en determinadas regiones objetivo del país, bajo mecanismo de contraprestación *net billing*, con estandarización de contratos, con pagos en MXN, etc.) y de ser posible hacer pública información de un proyecto piloto.

1) Iniciativas adicionales:

De igual manera, en México se ha desarrollado una iniciativa para facilitar el financiamiento de sistemas solares fotovoltaicos para pequeñas y medianas empresas. La iniciativa CSolar, desarrollada por el Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias (INEEL), Iniciativa Climática de México (ICM) y el Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (ONU Medio Ambiente), busca facilitar el financiamiento de GD para pequeñas y medianas empresas. La iniciativa cumple varias funciones: i) permite que el usuario final entienda un esquema de GD y los motivos por los que lo podría instalar, ii) vincula a los potenciales usuarios finales con empresas instaladoras de GD validadas por la iniciativa y iii) ofrece una garantía para que bancos comerciales nacionales, afiliados al programa, otorguen financiamientos atractivos y condiciones adecuadas.

Un esquema menos común que podría ser implementado a los sistemas de GD es un crédito para los usuarios. Las entidades financieras comerciales o de desarrollo, podrían generar créditos de GD para los usuarios finales de manera indirecta. El banco podría financiar a un desarrollador para la construcción de varias centrales de GD, las cuáles posteriormente se venden a usuarios finales. Los usuarios finales después absorben el crédito proporcional al sistema de GD que adquirió; facilitando así el acceso a capital y promoviendo la instalación de GD. El funcionamiento de los créditos sería similar a los créditos hipotecarios existentes, en los cuáles el banco presta un monto acordado y el usuario final lo paga con intereses en un plazo determinado. Las tasas y plazos de los préstamos podrían estar ajustadas de acuerdo a los ingresos / ahorros esperados de los usuarios finales de acuerdo a lo estimado por el generador. El pago mínimo de los usuarios finales se definiría con base en el PML esperado en cada uno de los sistemas de GD instalados.

Adicionalmente se han desarrollado *softwares* (i.e. el sistema especializado para el instalador solar, de *Sunwise*), que facilitan el análisis de rentabilidad de sistemas de GD. Estos análisis que realizan los softwares, pueden llegar a incluir los beneficios potenciales que tendrían los desarrolladores, bajo esquemas de *net billing* o venta total. De manera general, la estandarización, a través del uso de estas plataformas, logra que el usuario final tenga entendimiento del funcionamiento del mercado y de las características de rentabilidad asociadas al proyecto a desarrollar.



4

RECOMENDACIONES

CON BASE EN LOS ANÁLISIS Y RESULTADOS, SE PRESENTAN LAS RECOMENDACIONES PRINCIPALES. EN ESTA SECCIÓN SE INTEGRAN LOS RESULTADOS DE LAS ENTREVISTAS, ENCUESTAS Y ANÁLISIS REALIZADOS EN UNA SERIE DE RECOMENDACIONES. LOS PUNTOS CLAVE QUE SURGIERON EN LOS CAPÍTULO ANTERIORES SON LOS FUNDAMENTOS PARA LLEGAR A RECOMENDACIONES CONCRETAS PARA EL FOMENTO DEL DESARROLLO DE PROYECTOS DE ENERGÍAS RENOVABLES MERCHANT EN MÉXICO.



RETOS EN EL DESARROLLO DE PROYECTOS DE ENERGÍAS RENOVABLES	ENTIDAD RESPONSABLE	RECOMENDACIONES
<p>INCERTIDUMBRE DE PRECIOS DE MERCADO</p>	<p>ASOCIACIONES</p>	<p>Uno de los principales motivos por lo que las entidades financieras no invierten en proyectos de generación <i>merchant</i> es la falta de certidumbre sobre los PMLs a futuro. Una manera de mitigar este riesgo sería que las asociaciones del sector eléctrico como la ASOLMEX y AMDEE junto con asesores e instituciones financieras, emitieran una proyección de PML pública base, en la cual se estableciera un rango de precios aceptable con base en escenarios de estrés consensuados, incrementando la certidumbre de los desarrolladores y bancos sobre dichas proyecciones.</p>
<p>FALTA DE <i>TRACK RECORD</i> EN EL FINANCIAMIENTO DE PROYECTOS <i>MERCHANT</i></p>	<p>BANCA DE DESARROLLO</p>	<p>Con base en la información recabada durante el <i>benchmark</i> internacional y las entrevistas, se identificó que uno de los factores causantes de una inversión limitada en proyectos <i>merchant</i> en México se da por el poco historial que tiene el Mercado Eléctrico en México (PMLs desde 2016). Adicionalmente, los países analizados contaban con un historial de +5 años con un mercado de corto plazo. Los bancos de desarrollo pueden impulsar la inversión en proyectos <i>merchant</i>, a través de demostrar la viabilidad financiera de los proyectos en su rol de “first mover” y así contribuir al track record en el financiamiento de proyectos <i>merchant</i>. Además, podrían compartir buenas prácticas y lecciones aprendidas ej. sobre la estructuración del financiamiento para aumentar el aprendizaje y la confianza dentro del sector financiero.</p>
<p>FALTA DE PARTICIPACIÓN DE LA BANCA COMERCIAL EN PROYECTOS <i>MERCHANT</i></p>	<p>ASOCIACIONES, BANCA DE DESARROLLO Y BANCA COMERCIAL</p>	<p>Se identificó una necesidad de fomentar la participación de la banca comercial en proyectos <i>merchant</i>. En las entrevistas realizadas, los actores de instituciones bancarias y financieras mencionaron una fuerte aversión al riesgo de precios (PML) debido a su volatilidad y poca historia de precios, por lo que existe una necesidad de instrumentos financieros que funjan como coberturas, tales como derivados (futuros sobre el precio energía, opciones financieras, etc.) y garantías financieras de precios mínimos y rango de precios.</p>
<p>FALTA DE USO DE INSTRUMENTOS FINANCIEROS INNOVADORES POR DIFERENTES ACTORES DEL MERCADO</p>	<p>BOLSA MEXICANA DE VALORES, INVERSIONISTAS, BANCA COMERCIAL Y DESARROLLADORES</p>	<p>Actualmente, en México no existe un mercado activo de instrumentos financieros de cobertura del precio de energía, considerando estructuras “proxy hedge”. No obstante, las instituciones de crédito y entidades financieras como la Bolsa Mexicana de Valores podrían promover la implementación de instrumentos de cobertura directa en el precio de la energía con base en supuestos y modelos de valuación sólidos en conjunto con asesores de precios, expertos en el mercado eléctrico y conocimiento del funcionamiento adecuado, incentivando la inversión en estos instrumentos a través de la certidumbre y confiabilidad para activar la participación del mercado en estos instrumentos creando certeza, liquidez y coberturas a plazos mayores.</p>



RETOS EN EL DESARROLLO DE PROYECTOS DE ENERGÍAS RENOVABLES	ENTIDAD RESPONSABLE	RECOMENDACIONES
<p>POCO ENTENDIMIENTO SOBRE LOS PROYECTOS DE GENERACIÓN <i>MERCHANT</i></p>	<p>ASOCIACIONES, BANCA DE DESARROLLO Y COMERCIAL</p>	<p>Facilitar el entendimiento de los distintos conceptos del mercado eléctrico (e.g. mercado de CELs, mercado de potencia, Derechos Financieros de Transmisión, mercado spot, etc.) a los potenciales inversionistas y/o financiadores de proyectos para dar certidumbre sobre los productos, participantes y mercados en el sector eléctrico mexicano.</p> <p>Un mecanismo para promover el entendimiento del mercado es la publicación de reportes generales, en dónde se detalle el funcionamiento, riesgos, beneficios y mecanismos disponibles en el Mercado Eléctrico Mayorista. De igual manera se podrían llevar a cabo talleres en los que se identifiquen las principales preocupaciones de los participantes y se lleven a cabo sesiones de trabajo.</p>
<p>INCERTIDUMBRE SOBRE LA FUTURA AMPLIACIÓN Y MODERNIZACIÓN DE LA RED NACIONAL DE TRANSMISIÓN</p>	<p>SENER, CENACE, CFE</p>	<p>Con base en la situación actual de la RNT, es necesario aumentar la capacidad de transmisión entre zonas importadoras y consumidoras. Hoy, no hay certidumbre acerca de los proyectos de ampliación y modernización que se desarrollarán en el corto plazo. Una planeación vinculante de la ampliación y modernización de la RNT generaría mayor confianza por parte de los desarrolladores en la participación de proyectos <i>merchant</i>.</p> <p>Esto se puede realizar a través de estructuras de inversión y financiamiento que permite la Ley de la Industria Eléctrica como las licitaciones de HVDC/HVAC, esquemas de Asociaciones Público Privadas, Propuestas No Solicitadas y otros mecanismos que permitan modernizar y expandir la red eléctrica.</p>
<p>NECESIDAD DE MAYOR IMPULSO Y REGULACIÓN DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA</p>	<p>CRE, ASOCIACIONES</p>	<p>Los modelos de negocio de Generación Exenta Colectiva deberían tener mayor claridad en esquemas de contraprestación, porcentaje mínimo de la cantidad contratada, plazo de compromiso, condiciones de historial crediticio, etc. Se podría buscar promover <i>Community Solar</i> para usuarios de bajos recursos, o que se encuentren en condiciones de pobreza energética. Existen opciones de financiamiento público y privado que podrían atender esta demanda.</p>
	<p>ASOCIACIONES, CRE</p>	<p>Una de las razones por las cuáles no se han desarrollado proyectos de GD con venta a mercado es la falta de entendimiento del mercado <i>spot</i> por parte de los usuarios finales. Es necesario desarrollar talleres y fomentar iniciativas que familiaricen a los usuarios con esquemas de GD con potencial venta <i>merchant</i>. Asociaciones como ASOLMEX, ABM, ICM, entre otras, pueden fomentar el entendimiento del mercado <i>merchant</i> y de las opciones de financiamiento que tienen los usuarios finales.</p>



GLOSARIO

- **Term Loan:** Préstamo de pagos regulares dentro de cierto plazo acordado (Puede ser sindicado o tradicional).
- **Revolving Credit Facility:** Línea de crédito donde instituciones financieras toman los préstamos necesarios bajo la condición de pagar una cuota adicional al repago de la deuda.
- **Multilateral Facility:** Deuda otorgada por entidades financieras globales/internacionales para apoyar el desarrollo de países.
- **Asset Backed Bond:** Bonos o notas respaldadas por activos financieros.
- **VAT Facility:** Técnica de financiamiento que sirve para lidiar con el déficit incurrido de Value-Added Tax durante el periodo de construcción del proyecto.
- **Decommissioning LOC:** Carta de crédito donde el comprador se compromete a pagar al vendedor, en caso de que no pueda cumplir con pagos, el banco proporcionará los fondos necesarios para completarlos.
- **Cash Collateral Loan:** El prestatario usa sus propios fondos como colateral para tomar préstamos.
- **Proxy Revenue Swap:** Tipo de mitigación de riesgo ante ingresos que substituye los precios fluctuantes del mercado spot, y riesgos de clima para la generación de energía, por un flujo fijo de ingresos.
- **Standby/Contingency Facility:** Línea de crédito donde el prestatario puede tomar prestado parte de la cantidad prestada por una institución financiera, sin tener que tomar la cantidad completa del préstamo, dependiendo de sus necesidades.
- **Equity Bridge Loan:** Préstamo de corto plazo que se utiliza hasta que se haya asegurado un financiamiento permanente. Proporciona un flujo de fondos rápido, pero con intereses altos, y respaldado por algún tipo de colateral.
- **Tax Equity Bridge Loan:** Préstamo donde el banco es pagado a la terminación de construcción con fondos de inversionistas fiscales, quienes entran una vez que las plantas produzcan créditos fiscales.
- **Preferred Equity:** Cualquier clase de valor que tiene una prioridad mayor hacia el flujo de fondos y ganancias sobre la equidad común o acciones comunes.
- **Guarantee Facility:** Garantía por parte de una institución financiera donde la institución asegura que las deudas y responsabilidades de los deudores serán cumplidas. Si los deudores no pueden cumplir con sus deudas, la institución cubrirá estas deudas.
- **Project finance:** financiación estructurada basada en los flujos de caja a largo plazo generados por el mismo proyecto a financiar, proyectos de infraestructuras o energía cuya inversión inicial es especialmente costosa y su periodo de rentabilidad muy largo
- **Covenants:** Compromisos que el prestatario asume con el deudor en el contrato de un préstamo describen acciones específicas que el acreditado deberá hacer durante la vida de crédito que se le ha otorgado, pueden ser compromisos positivos (acciones que la compañía debe realizar como auditar los estados financieros) o negativos (acciones que debe abstenerse de hacer como puede ser el repartir dividendos a sus accionistas) o cumplir determinados ratios financieros.
- **Track record:** Historial del instrumento, si ha sido utilizado actualmente en México y/o en otros mercados internacionales
- **Rating:** Calificación otorgada a una entidad en una escala determinada
- **Break-even:** Punto de equilibrio o umbral de rentabilidad, esto es, que los ingresos igualan a los costos (fijos y variables) con el valor del break even.
- **Roll over:**
- **Swap:** Permuta financiera entre dos contrapartes donde acuerdan el intercambio de flujos basados contractualmente (fijos Vs variables o variables Vs variables).
- **FX Forwards:** Instrumentos financieros derivados pactados fuera de mercados organizados bajo un contrato entre dos partes para recibir o pagar montos entre divisas, tipo de cambio a un precio fijo establecido al inicio del contrato y a intercambiar en una fecha determinada.



GLOSARIO

- **Call:** Opción financiera que otorga al tenedor el derecho de compra o recibir el activo subyacente a un nivel fijo establecido en una fecha futura a cambio del pago de una prima
- **Put:** Opción financiera que otorga al tenedor el derecho de vender o pagar el activo subyacente a un nivel fijo establecido en una fecha futura a cambio del pago de una prima
- **Collar:** Instrumento financiero derivado que involucra la estrategia de cobertura con la combinación de un call y un put, esto es, fijar una "banda o rango" del activo subyacente.
- **Cámara de Compensación:** Es una asociación o institución cuya misión es garantizar y velar por las entidades de crédito, inversores y demás agentes financieros, con la finalidad de que puedan realizar sus pagos y se puedan compensar y liquidar entre ellos.
- **Over the counter:** Mercado no organizado, donde la contratación y liquidación de las operaciones son directamente entre dos partes sin la participación de un tercero como intermediario y como Cámara de Compensación
- **Credit Default Swap:** Instrumento tipo swap donde el activo subyacente es la probabilidad de incumplimiento de una entidad, permite cubrir el riesgo de impago la entidad compradora de un CDS, pagará una prima periódica para la cobertura en caso de que ocurra un evento de crédito.
- **Commodity (ies):** Materia prima, producto o bien por el que existe una demanda en el mercado y se operan sin diferencia cualitativa en operaciones de compra y venta intercambiada en mercados reconocidos, tales como el petróleo, el gas natural, maíz, etc.
- **Due diligence:** medidas tomadas por una entidad con el fin de satisfacer requerimientos, legales, especialmente en la compra o venta de algún activo.
- **Curtailment:** la restricción de despacho que le coloca el operador del sistema a una central en específico.
- **Crowdfunding:** un esquema de financiamiento en el cual se venden acciones de un activo por montos pequeños a muchos accionarios

REFERENCIAS

1. Prospectiva del Sector Eléctrico 2018-2032, Secretaría de Energía. Consultado en 2019, disponible en: <https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/331770/PRODESEN-2018-2032-definitiva.pdf>
2. ¿Sabes qué es el Mercado Eléctrico Mayorista?, Blog del Centro Nacional de Control de Energía, consultado en 01-07-19, disponible en: <https://www.gob.mx/cenace/articulos/sabes-que-es-el-mercado-electrico-mayorista?idiom=es>
3. Manual de Energía de corto Plazo, SENER/ Centro Nacional de Control de Energía. Consultado en 2019, disponible en: <http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/regla/n463.pdf>
4. Precios Marginales Locales, Sistema de Información del Mercado, CENACE, Consultado en 2019, disponible en: <https://www.cenace.gob.mx/SIM/VISTA/REPORTES/PreEnergiaSisMEM.aspx>
5. Subastas de Largo Plazo, Sistema de Información del Mercado, CENACE, Consultado en 2019, disponible en: <https://www.cenace.gob.mx/Paginas/Publicas/MercadoOperacion/SubastasLP.aspx>
6. PRODESEN 2018-2032, Base de datos de generación para PIIRCE. Consultado en 2019, disponible en: <https://www.gob.mx/sener/acciones-y-programas/programa-de-desarrollo-del-sistema-electrico-nacional-33462>
7. Energía Generada por Tipo de Tecnología, Sistema de Información del Mercado, CENACE, Consultado en 2019, disponible en: <https://www.cenace.gob.mx/SIM/VISTA/REPORTES/EnergiaGenLiqAgregada.aspx>
8. Preguntas frecuentes sobre la nueva regulación en temas eléctricos, Publicado por la CRE, Consultado en 2019, disponible en: <http://www.cre.gob.mx/documento/faq-regulacion-electricos.pdf>
9. Renewable Power Generation Costs in 2018, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2019.
10. Energías Renovables, construyendo un México sustentable, Banco Nacional de Comercio Exterior, México, diciembre de 2018.
11. Interconexión y Conexión, Sistema de Información del Mercado, CENACE, Consultado en 2019, disponible en: <https://www.cenace.gob.mx/Paginas/Publicas/MercadoOperacion/Interconexion.aspx>
12. Annual Energy Outlook 2019, US Energy Information Administration, Consultado en 2019, disponible en: <https://www.eia.gov/outlooks/aeo/>
13. Weigt, Hannes and von Hirschhausen, Christian, Price Formation and Market Power in the German Wholesale Electricity Market in 2006, Munich Personal RePec Archive. Consultado en 2019, disponible en: https://mpra.ub.uni-muenchen.de/65662/1/wp_em_24_Weigt_Hirschhausen_Germany_market_power_2006.pdf
14. Fact Sheet: How the spot market Works, AEMC. Consultado en 2019, disponible en: <https://www.aemc.gov.au/sites/default/files/content/Five-Minute-Settlement-directions-paper-fact-sheet-FINAL.PDF>
15. Locational Marginal Pricing, Pjm database. Consultado en 2019, disponible en: <https://dataviewer.pjm.com/dataviewer/pages/public/lmp.jsf>
16. Energy Price Hub, Engie impact, USA. Consultado en 2019, disponible en: <https://www.engieinsight.com/energy-price-hub/>
17. Energía Abierta BETA, Comisión Nacional de Energía, Chile. Consultado en 2019, disponible en: <http://energiaabierta.cl/visualizaciones/costo-marginal-promedio-diario/>
18. Data Dashboard/ Electricity Price and Demand, Australian Energy Operator, Australia. Consultado en 2019, disponible en: <https://www.aemo.com.au/Electricity/National-Electricity-Market-NEM/Data-dashboard>
19. Interannual scope, Omie, España. Consultado en 2019, disponible en: http://www.omie.es/reports/index.php?report_id=411 (España)
20. Market Data, Epexspot, Alemania. Consultado en 2019, disponible en: https://www.epexspot.com/en/market-data/dayaheadauction/chart/auction-chart/2019-08-09/DE_LU/365d/200d
21. Jorge Zarco, Almacenar la energía solar a niveles superiores ya es realidad. Siemens, Fluence, mayo 2019. Disponible en: <https://www.pv-magazine-mexico.com/2019/05/23/almacenar-la-energia-solar-a-niveles-superiores-ya-es-realidad/>



REFERENCIAS

22. Interactive map, Consortium for Battery Innovation. Consultado en 2019, disponible en: <https://batteyinnovation.org/interactive-map/>
23. Alexander Zerrahn, Wolf-Peter Schill, Claudia Kemfert. On the economics of electrical storage for variable renewable energy sources. European Economic Review. Berlin, Alemania. 2018.
24. Sean Ericson and Patricia Statwick. Opportunities for Battery Storage Technologies in Mexico. National Renewable Energy Laboratory, USA, 2018.
25. Project financing considerations, SternBrothers&Co. Consultado en 2019. Disponible en: <https://www.bio.org/sites/default/files/WorldCongress/John%20M.%20May.pdf>
26. Mercado de Energía Fotovoltaica de Baja Escala, ABM- Iniciativa Climática de México, Consultado en 2019, disponible en: https://www.abm.org.mx/descargas/Paneles_Solares_2017.pdf
27. Prospectiva de energías renovables 2017-2031, SENER/ CENACE. Consultado en 2019, disponible en: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/284342/Prospectiva_de_Energias_Renovables_2017.pdf
28. Short Term Energy Outlook October 2019, EIA. Consultado en 2019, disponible en: https://www.eia.gov/outlooks/steo/pdf/steo_full.pdf
29. Crecimiento del Mercado de Bonos Verdes, Sociales y Sustentables en México, 20 de diciembre de 2018, disponible en: <https://www.hrratings.com/pdf/Sectorial%20Bonos%20Sustentables.pdf>
30. Acuerdo por el que se modifican los Lineamientos que establecen los criterios para el otorgamiento de Certificados de Energías Limpias y los requisitos para su adquisición, publicados el 31 de octubre de 2014, Secretaría de Energía, 28 de octubre de 2019, disponible en: https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5576691&fecha=28/10/2019&print=true
31. Financiamiento para Acceder a Tecnologías de Energías Renovables de Generación Eléctrica Distribuida (FATERGED) en México. Gerencia de Energías Renovables del Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias (INEEL) y la Iniciativa Climática de México, A.C. Publicado en junio del 2019 disponible en: <https://csolarmexico.com/wp-content/uploads/2019/08/Cadena-de-Valor-de-la-GDFV-Mexico-2019.pdf>



ANEXO

1

Casos de estudio

A NIVEL INTERNACIONAL

Principales proyectos *merchant* identificados a nivel internacional

Se analizaron 30 proyectos de generación *merchant* en cinco países con el fin de entender la situación actual de proyectos de generación *merchant* en mercados internacionales, tener un marco referencial de mejores prácticas que se han implementado en otros países para desarrollar proyectos *merchant*,

Se estudiaron los mercados eléctricos de Estados Unidos, Chile, Australia, España y Alemania, por i) las similitudes y diferencias que tienen con el Mercado Eléctrico Mayorista en México: i) mercados con precios uninodales, multinodales o con tarifas tipo *feed-in-tariff*, entre otros; ii) madurez de los mercados, iii) la diversidad de tecnologías de generación (i.e. Ciclo Combinado, solar FV, eólica); y iv) diversidad de tamaños de proyectos, iv) porcentaje de exposición a precio de mercado.

Los proyectos de generación *merchant* identificados en cada país se toman como una muestra representativa de los proyectos *merchant* en cada uno de los mercados analizados. Analizamos un total de +6 GW de capacidad total identificada de proyectos *merchant*.

El país que cuenta con mayor capacidad instalada de proyectos de generación *merchant* identificados es Estados Unidos con alrededor de 4 GW

instalados, principalmente en ciclos combinados. En Alemania y España se identificaron principalmente proyectos de generación eólica, mientras que en Chile se identificaron principalmente proyectos de generación solar.

La capacidad promedio de los 30 proyectos identificados es de 230 MW; considerando una capacidad promedio de ciclos combinados de 630 MW, 140 MW para plantas eólicas y 90 MW para plantas solares FV.

La mayoría de los mercados analizados cuentan con un PML que se compone de energía, congestión y pérdidas, el despacho se determina a partir de mérito económico y cuentan con un Mercado de Día en Adelanto y Mercado de Tiempo Real.

Los precios *spot* promedio en estos mercados en los últimos 12 meses han estado en valores como mínimo de 26 USD/MWh tomando como referencia el Operador de Sistema de Transmisión en Estados Unidos en la región de Texas (ERCOT), en Estados Unidos. Y en general los PMLs promedio en el último año rondan en torno a los 50 USD/MWh en las distintas geografías.







PAÍS	SISTEMAS ELÉCTRICOS	PRECIO DE ENERGÍA (COMPONENTES)	MERCADOS DISPONIBLES	PROMEDIO DE PRECIOS (\$ USD / MWh)
 ALEMANIA	50 Hertz, Tennet, Transnet, BW, Amprion	(European Energy Exchange, EEX)	MDA MTR Intraday	2018-2019: EPEX SPOT: \$45 (EUR/MWh) Aprox. \$50.48 USD
 AUSTRALIA	National Electricity Market (NEM)	PML (Energía + Congestión + Pérdidas)	MDA MTR	Año 2019 (NEM): \$88.56 (NSW) \$80.29 (QLD) \$109.81 (VIC)
 CHILE	SEN (SIC, SING) SEA (Aysén) SEM (Magallanes)	PML (Energía + Congestión + Pérdidas)	MDA MTR	2018-2019 : \$56 (Atacama) \$56 (Tarapacá) \$54 (Crucero)
 ESPAÑA	Red Eléctrica de España (REE)	Precio Uninodal	MDA MTR	Año 2018: \$57.29 (EUR/MWh) Aprox. \$67 USD
 ESTADOS UNIDOS	ASCC, CAISO, ERCOT, FRCC, ISO-NE, MISO, MRO, NPCC, PJM, RF, SERC, SPP, WECC.	PML (Energía + Congestión + Pérdidas)	MDA MTR Intraday	2018-2019 : \$26 - \$47 (ERCOT) \$26 - \$35.3 (MISO) \$37 - \$55 (ISO-NE)
 MÉXICO	Sistema Eléctrico Nacional (SEN) Sistema Interconectado Nacional (SIN)	PML (Energía + Congestión + Pérdidas)	MDA MTR MHA (Etapa 2)	Años 2016 - 2018: \$80.99 (Norte) \$73.63 (Central) \$84.73 (Oriental)

Figura 49 Funcionamiento de mercados de corto plazo en distintos países - Fuentes: PJM Market, CENACE, AEMC, Proactivado, MPRA.

Proyectos de generación *merchant* en Estados Unidos

Estados Unidos cuenta con múltiples Sistemas Eléctricos, como el Operador de Sistema de Transmisión en la región este del país (PJM), el Operador de Sistema de Transmisión en la región de California (CAISO), ERCOT, entre otros. A su vez, la Agencia Reguladora de Energía en Estados Unidos (FERC), consolida una base de datos con precios históricos completos, y da explicaciones de mejores y peores prácticas en las regiones del país. El precio de electricidad tiene un mecanismo basado en precios marginales locales; las ofertas de venta de los generadores se llevan a cabo a partir de un despacho por mérito económico, definiendo así un precio en donde la demanda y la oferta están en equilibrio. Estados Unidos tiene un mercado de día en adelante, un mercado de tiempo real y un mercado intra día.

En Estados Unidos, contrario a otros mercados, el despacho de energía es cada 5 minutos al igual que los precios correspondientes a la energía despachada. Con la finalidad de brindar mayor confiabilidad en los sistemas, Estados Unidos cuenta con un *security-constrained system*, donde las redes de transmisión tienen un sistema de operación tolerante a los eventos de falla por parte de generadores

Se identificaron proyectos *fully merchant* en Estados Unidos desde el 2009 (Ver Tabla abajo). Se han desarrollado proyectos *fully merchant* de ciclo combinado, solares y eólicos. Ha habido una serie de entidades financieras privadas involucradas en el financiamiento de estos proyectos (e.g. Citigroup, *Industrial and Commercial Bank of China* [ICBC], Goldman Sachs, Morgan Stanley, etc.), así como diversos instrumentos financieros y coberturas utilizadas para gestionar los riesgos (e.g. instrumentos derivados como coberturas usando *proxys* de ingresos, coberturas en lugar de PPA).

Se identificaron diversos proyectos *merchant* en Estados Unidos. Al tener un mercado eléctrico maduro, cuenta con un historial de precios y fluctuaciones, lo cual permite generar mayor certidumbre sobre las tendencias en su comportamiento a partir de análisis estadísticos. Desarrolladores que están presentes en México como Acciona, First Solar, Sojitz, Fistera y Kyushu Electric han logrado financiar proyectos *merchant* en Estados Unidos.

PROYECTO	TIPO DE PROYECTO	EXPOSICIÓN MERCHANT	DESARROLLADOR	FINANCIAMIENTO Y/O COBERTURAS	ENTIDADES FINANCIERAS	OPERACIÓN COMERCIAL
Midway 163MW Wind	Eólico	Fully Merchant	Sammons Renewable Energy	Tax Equity Bridge Loan Cash Collateral Loan • Term Loan	Citigroup • Siemens Financial Services Berkshire Hathaway • Energy Company	2018
Bloom Wind 178MW Project	Eólico	Fully Merchant	Capital Power	Proxy Revenue Swap	Alliaz Risk Transfer	2017
EcoGrove (100.5 MW)	Eólico	Fully Merchant	Acciona Energy	N/A	N/A	2009
Big Sky Wind Facility (118 MW)	Eólico	Fully Merchant	Midwest Wind Energy	N/A	N/A	2011
Barilla Solar Project (18 MW)	Solar	Fully Merchant	First Solar	N/A	N/A	2014
Hummel Station Gas-Fired Power Project (1124 MW)	Gas	Fully Merchant	Panda Power	Equity Bridge Loan • Preferred Equity Term Loan • (Hedge in place of PPA)	ICBC • Goldman Sachs, Investec Ares Management • Siemens Financial Services	2018
LS Power West Deptford (738 MW)	Gas	Fully Merchant	LS Power	Term Loan	Morgan Stanley	2014
Frontera Gas-fired Power Plant 526 MW (Refinancing)	Gas	Mostly Merchant	Fistera Energy	Term Loan Revolving Credit Facility	MUFG • Morgan Stanley	N/A
St. Joseph 700MW Gas-Fired Project	Gas	Fully Merchant	Ares EIF	Term Loan • Revolving Credit Facility (Hedge in place of PPA)	Credit Agricole CIB • BNP Paribas, Societe Generale • ING Group (ING), CIT Bank NA • Siemens Financial Services, ICBC, SunTrust, Robinson Humphrey	2018
Birdsboro Power Natural Gas-Fired Power Plant (488 MW)	Gas	Quasi Merchant	Sojitz Corporation Ares EIF Management Tokyo Gas America, Kyushu Electric Power	Equity	Sojitz Corporation Ares EIF Management Tokyo Gas America Ltd. Kyushu Electric Power Co., Inc	2019

Figura 50 Características de proyectos merchant identificados en Estados Unidos – Fuentes: Inframation News, Clear Grid Alliance, Solar Market Parity Spain, Sojitz.



Proyectos de generación *merchant* en Chile

Chile tiene un mercado de energía en el que prácticamente la participación es completamente privada. Existe un regulador que está a cargo de la agrupación de la demanda de energía, coordinando la demanda con el costo marginal de despacho, siendo éste, el precio al que se vende o se compra la energía. En Chile existe un mercado de día en adelanto y un mercado de tiempo real en los cuales se operan las ofertas de compra y venta. Las condiciones de despacho de energía en Chile, al igual que Estados Unidos y México, están basadas en mérito económico.

El mercado está indexado al dólar americano; es la moneda de referencia por regulación y por la indexación de los costos variables en dólares de Estados Unidos (e.g. Henry Hub). De la misma manera, los costos marginales/precios *spot* están indexados al dólar; eliminando

posibles riesgos ligados con el tipo de cambio o la volatilidad de la moneda nacional.

Se identificaron proyectos *fully merchant* en Chile principalmente en el período 2014-2016 (Ver Tabla abajo). Se han desarrollado proyectos *fully merchant* solares y eólicos, impulsados por las metas de generación renovable del 20% para el año 2025. Ha habido una serie de entidades financieras privadas involucradas en el financiamiento de estos proyectos (e.g. Santander, IFC) que están presentes en México, así como banca de desarrollo (e.g. *Inter-American Development Bank* (IDB), Banco de Desarrollo Chino). Los instrumentos financieros utilizados para gestionar los riesgos son menos sofisticados que los vistos en Estados Unidos (e.g. *Term Loans* y *VAT Facility*).

PROYECTO	TIPO DE PROYECTO	EXPOSICIÓN MERCHANT	DESARROLLADOR	FINANCIAMIENTO Y/O COBERTURAS	ENTIDADES FINANCIERAS	OPERACIÓN COMERCIAL
Parque eólico San Pedro (36 MW)	Eólico	Fully Merchant	Jealsa	Term Loan	Santander • Banco BICE CorpBanca y Security	2014
Parque eólico Cuel (33 MW)	Eólico		Main stream Renewable Power	Term Loan	Banco de Desarrollo Chino	2014
San Andrés 50.7 MW Solar Power Plant	Solar		SunEdison	Multilateral Facility VAT Facility	IFC, OPIC, Rabobank Group	2014
María Elena 72.8 MW Solar PV plant	Solar		SunEdison	Term Loan VAT Facility	IADB, OPIC, Itaú CorpBanca	2014
El Romero (196 MW)	Solar		Acciona	Term Loan	Instituto de Crédito Oficial	2016
Greenwood Solar (80 MW)	Solar		Greenwood Energy & Pacific Solar	N/A	N/A	2016
Laberinto PV Plant (146 MW)	Solar		EDF Energies Nouvelles	Term Loan	DNB, Corpbanca, CaixaBank Banco BICE	2015

Figura 51 Características de proyectos *merchant* identificados en Chile - Fuentes: Inframotion News, Acciona, Libra Group, Voltiq.

En el financiamiento de estos proyectos *merchant*, con base en lo comentado durante entrevistas, algunos bancos proporcionaron apalancamientos entre 30% - 50% con plazos de financiamiento entre 10 y 15 años. Se dio una caída de precios de mercado, debido a distintas razones:

- **Red de interconexión insuficiente:** Chile contaba con distintos Sistemas Interconectados. Dado el incremento de capacidad instalada de proyectos solares en la región de Atacama, las redes de transmisión se saturaron

- **Bajo costo de inversión inicial:** La tendencia a la baja de los costos de inversión, impulsó un mayor número de participantes a entrar al mercado bajo un esquema de producción *merchant*.

De acuerdo con lo comentado en las entrevistas, como resultado de esta caída de precios *spot* en Chile, las entidades financieras buscaron recuperar la deuda otorgada de manera acelerada en los proyectos en los que tenían participación, comenzaron a ser más conservadoras al utilizar las proyecciones de precios de asesores y cuentan con un mayor análisis cuando están considerando financiar nuevos proyectos *fully merchant*.



Proyectos de generación merchant en Australia

El *National Electricity Market* (NEM) en Australia facilita el intercambio de energía entre generadores y comercializadores. El mercado de electricidad funciona como mercado spot, donde el operador *Australian Energy Market Operator* (AEMO) se encarga de coordinar, ajustar, y adaptar la oferta y demanda para llegar a un precio de equilibrio. El NEM cuenta con 5 regiones en donde los precios de mercado varían. Existe un mercado de electricidad física y uno financiero los cuales están interrelacionados. Operan en un mercado de día de adelanto y de tiempo real donde los sistemas hacen una balanza y ajustes de oferta y demanda. El NEM, y el mercado de contratos financieros funcionan en conjunto.

Las condiciones de despacho en el mercado de energía de Australia se basan en mérito económico; AEMO se encarga de coordinar las ofertas de generadores de acuerdo al costo de generación, y define el orden de despacho de los generadores. AEMO despacha electricidad cada 5 minutos, y el precio spot se emite cada 30 minutos, resultando en el promedio de 6 precios de despacho. Este promedio de precios es el precio spot, el cual reciben todos los generadores por la generación de energía en MWh durante el periodo, sin importar el precio al cual ellos ofrecieron su despacho individualmente (es decir el precio marginal). De

misma manera, este es el precio que los comercializadores pagan por comprar la energía en el mercado *spot*.

Generadores y comercializadores ambos usan el mercado secundario de contratos financieros de cobertura eléctrica en Australia, para mitigar riesgos contra los precios fluctuantes del mercado spot; asegurando ingresos a largo plazo o por una cantidad fija. Estos contratos proporcionan a los generadores con un flujo constante de ingresos, y a comercializadores con un precio constante de compra por la electricidad. El mercado de contratos funciona como un mitigante de riesgos de exposición al mercado *spot*.

Se identificaron proyectos *fully merchant* en Australia que se están desarrollando recientemente 2018-2020 (Ver Tabla abajo), ligado a los precios spot superiores a los 80 USD/MWh observados en recientemente. Se han desarrollado proyectos *fully merchant* solares y eólicos principalmente, financiados por el *Clean Energy Finance Corporation* banca de desarrollo australiana enfocada a proyectos verdes y otras entidades financieras privadas (e.g. *Infradebt*). Desarrolladores que están presentes en México como *Acciona* y *Vestas* han logrado financiar proyectos *merchant* en Australia.

PROYECTO	TIPO DE PROYECTO	EXPOSICIÓN MERCHANT	DESARROLLADOR	FINANCIAMIENTO Y/O COBERTURAS	ENTIDADES FINANCIERAS	OPERACIÓN COMERCIAL
Vestas Solution 227 MW	Eólico	Fully Merchant	Vestas	Term Loan	Clean Energy Finance Corporation	2019
Mt. Gellibrand Wind Park (132 MW)	Eólico		Acciona		Instituto de Crédito Oficial	2018
Wemen Solar Farm, Victoria (110 MW)	Solar		Wirsol Energy		Clean Energy Finance Corporation	2018
Clermont Solar Farm, Queensland (89 MW)	Solar		Wirsol Energy		Clean Energy Finance Corporation	2018
Brigalow Solar Farm (34.5 MW)	Solar		Eco Energy World		Infradebt	2020
Chinchilla Solar Farm (20 MW)	Solar		Eco Energy World		Infradebt	N/A

Figura 52 Características de proyectos merchant identificados en Australia -. Fuentes: Inframation News, PV Magazine, Renewables Now.



Proyectos de generación *merchant* en España

España es un mercado que se distingue al resto de los mercados internacionales analizados, debido a que cuenta con un sistema uninodal. El precio no se determina dependiendo del nodo de generación o consumo, sino que es un sistema con un precio uninodal donde el precio por unidad de energía que se produce se divide entre todos los generadores por igual. El mercado opera con un mercado de día de adelanto y de tiempo real, con condiciones de despacho de mérito económico por parte de generadores. España cuenta con proyectos de energía solar en desarrollo, principalmente centrales de gran escala

(mayor a 200 MW), apalancando las economías de escala para reducir los costos de construcción, operación y planeación.

Los precios de energía superiores a 60 USD/MWh en España, hacen atractivos los proyectos de generación *merchant* en el país. Sin embargo, los *PPAs* a través de Europa han adquirido valor, por lo cual muchos desarrolladores están optando por desarrollar proyectos *partially merchant*, los cuales combinan un flujo de ingresos por parte de *PPAs* y el mercado *spot*, reduciendo el riesgo a mercado al ofrecer un flujo de ingresos más estable.

PROYECTO	TIPO DE PROYECTO	EXPOSICIÓN MERCHANT	DESARROLLADOR	FINANCIAMIENTO Y/O COBERTURAS	ENTIDADES FINANCIERAS	OPERACIÓN COMERCIAL
Valiente 15 MW Onshore Wind	Eólico	Fully Merchant	Villar Mr Energía	Term Loan & Asset Backed Bond	Triodos Bank & RIVE Private Investment	2018
Sotillo 20 MW Onshore Wind						2020
Goya Wind Farm (292 MW)	Solar	Partially Merchant	Forestalia	Term Loan, VAT Facility Guarantee Facility	BBVA, EIB Santander, Caixabank	2020
X-Elio 155 MW Solar PV Portfolio			X - Elio	Term Loan	Bankia	2019

Figura 53 Características de proyectos *merchant* identificados en España –Fuentes: Inframation News.

Un reto que enfrenta la red de energía de España es la capacidad insuficiente de infraestructura para la adición y conexión de nuevos proyectos. La cantidad de proyectos autorizados a conectarse a la red, sobrepasa las capacidades de transmisión de la misma red. El gobierno español ha solicitado un nuevo plan

de desarrollo a la Red Eléctrica de España (REE), para los años 2021-2026 para realizar un crecimiento planeado sustentable de capacidad de energías renovables. El gobierno planea instalar 3 GW de energía renovable cada año hasta el año 2030, y va por buen camino para cumplir su objetivo.

Proyectos de generación merchant en Alemania

Alemania cuenta con una estructura de mercado distinta al resto de los países del *benchmark*. El *European Energy Exchange AG* (EEX) está a cargo de proveer a Alemania un mercado spot de energía, al igual que a otros países. La energía en Alemania puede ser vendida con o sin intercambio físico. El mercado opera con una temporalidad de día de adelanto, de tiempo real, y cuenta con un mercado *Intraday*.

Los precios de la electricidad se determinan con un modelo de oferta y demanda y con un enfoque en las propiedades distributivas de los precios de electricidad. La formación de precios es impulsada por la falta o exceso de capacidad de contratos *forward*, por lo cual el sistema de precios no se puede considerar en sí un sistema de precios marginales.

Los precios suelen ser computados en intervalos de una hora en el mercado de tiempo real y en intervalos de 15 minutos en el mercado de *Intraday*. Adicionalmente, se computan dos índices: *Physical Electricity Index* (Phelix), dividido en *Day Base* y *Phelix Day Peak*.

Phelix Day Base indica el promedio de precios de cada hora durante el período de 24 horas de un día. *Phelix Day Peak* indica el promedio de las horas 9 a 20 dentro de los días de trabajo de la semana. Por la demanda natural que se ve reflejada en estos dos índices, el precio del índice *Phelix Day Peak* suele ser entre 20-40% más alto que el índice de *Phelix Day Base*. Estos índices son usados para calcular el valor de contratos futuros.

PROYECTO	TIPO DE PROYECTO	EXPOSICIÓN MERCHANT	DESARROLLADOR	FINANCIAMIENTO Y/O COBERTURAS	ENTIDADES FINANCIERAS	OPERACIÓN COMERCIAL
Deutsche Bucht 252 MW Offshore Wind Farm	Eólico	Partially Merchant	Northland Power & Deutsche Bucht	Term Loan	CIBC, Commerzbank, KfW, National Banc of Canada, Natixis, Rabobank Group, Santander, SocGen, SMBC, Landesbank Hessen - Thuringen (Helaba)	2019
Meerwind Sun and Meerwind Ost 288 MW Wind Parks		Mecanismo de pago mixto	Wind MW	Revolving Credit Facility, Decommissioning LOC & Standby / Contingency Facility	MUFG & BTMU, Commerzbank, Dexia, KfW Lloyds Banking Group, Santander Siemens Financial Services	2014
Viessmann 2 MW Self-Power Solar Plant	Solar	Consumo propio, y el resto al mercado spot	Viessmann	No especificado	Viessman	N/A

Figura 54 Características de proyectos merchant identificados en Alemania - Fuentes: Inframation News, PV Magazine.



Principales estructuras de financiamiento de proyectos *merchant* identificadas a nivel internacional

Se identificaron 13 estructuras de financiamiento y ~50 entidades financieras involucradas en los proyectos del *benchmark* internacional. En general los proyectos muestran una participación heterogénea de entidades financieras públicas/privadas, locales/internacionales. Durante la fase de entrevistas

y encuestas, las entidades financieras dejaron claro que cada proyecto *merchant*, así como su *sponsor* tienen que ser estudiados minuciosamente para identificar el tipo de financiamiento aplicable y en consecuencia el instrumento de cobertura que podría ser utilizado.

TERMS LOANS		REVOLVING CREDIT FACILITY	
<ul style="list-style-type: none"> • KfW • Banorte • Santander • Bancomext • Rabobank Group • Siemens Financial Services • European Investment Bank • International Finance Corporation (IFC) • Clean Energy Finance Corporation (CEFC) • Overseas Private Investment Corporation (OPIC) 		<ul style="list-style-type: none"> • Morgan Stanley • Mitsubishi UFJ Financial Group (MUFG) • BNP Paribas • Credit Agricole CIB • Industrial and Commercial Bank of China (ICBC) • ING Group • Siemens Financial Services • Société Générale • SunTrust Robinson Humphrey • KfW 	
STANDBY / CONTINGENCY FACILITY		DECOMMISSIONING LETTER OF CREDIT	
<ul style="list-style-type: none"> • Commerzbank • Dexia • KfW • Lloyds Banking Group • Mitsubishi UFJ Financial Group (MUFG) • Santander • Siemens Financial Services 		<ul style="list-style-type: none"> • Commerzbank • Dexia • KfW • Lloyds Banking Group • Mitsubishi UFJ Financial Group (MUFG) • Santander • Siemens Financial Services 	
EQUITY BRIDGE LOAN	ASSET BACKED BOND	MULTILATERAL FACILITY	
<ul style="list-style-type: none"> • Ares Management 	<ul style="list-style-type: none"> • Rive Private Investment 	<ul style="list-style-type: none"> • International Finance Corporation (IFC) • Overseas Private Investment Corporation (OPIC) 	
CASH COLLATERAL LOAN	PROXY REVENUE SWAP	PREFERRED EQUITY	
<ul style="list-style-type: none"> • Citigroup 	<ul style="list-style-type: none"> • Alliaz Risk Transfer 	<ul style="list-style-type: none"> • Siemens • Ares management 	
TAX EQUITY BRIDGE LOAN	VAT FACILITY	GUARANTEE FACILITY	
<ul style="list-style-type: none"> • Citigroup • Berkshire Hathaway Energy Company 	<ul style="list-style-type: none"> • Itaú CorpBanca • Rabobank Group 	<ul style="list-style-type: none"> • BBVA • Caixabank • Santander 	

Figura 55 Principales entidades financieras involucradas en financiamiento de proyectos *merchant* identificados a nivel internacional y tipos de financiamiento - Fuentes: Inframation News, PV Magazine, Clear Grid Alliance, Solar Market Parity Spain, Sojitz, Acciona, Libra Group, Voltiq, Vestas, Renewables Now.

La mayor cantidad de instituciones financieras que se involucraron en el financiamiento de los proyectos *merchant* lo hicieron por medio de préstamos a plazo (*Term Loans*). Varias instituciones financieras participaron

también en distintas formas de financiamiento dentro de un mismo proyecto, no reservándose a una sola opción. Esto depende mucho de la complejidad del mercado, su desarrollo, y la confiabilidad en los precios *spot*.

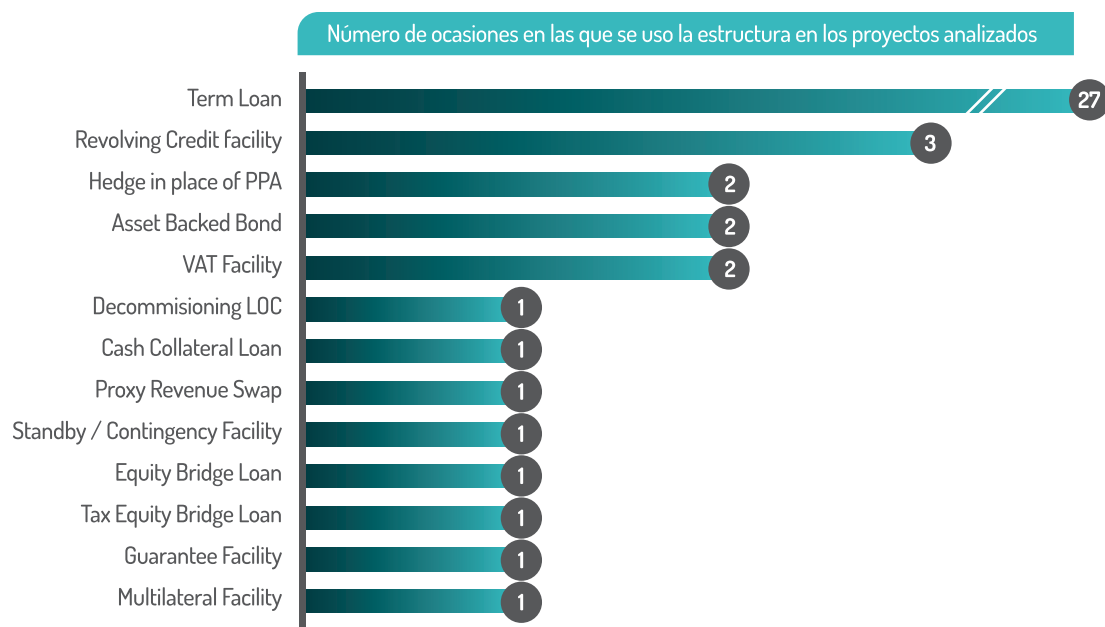


Figura 56 Tipos de financiamiento y coberturas identificadas dentro del benchmark internacional- Fuentes: Inframation News, PV Magazine, Clear Grid Alliance, Solar Market Parity Spain, Sojitz, Acciona, Libra Group, Voltiq, Vestas, Renewables Now.

En Estados Unidos se identificaron varios tipos de financiamiento incorporados para financiar un mismo proyecto, incluyendo coberturas para la mitigación de riesgo en algunos proyectos. Estas coberturas han sido incorporadas como aprendizaje de experiencias previas en las cuales las proyecciones de mercado no se cumplieron en diferentes regiones del país. Las coberturas financieras se han implementado dado que tanto el mercado eléctrico como el mercado financiero están muy desarrollados. Hay mucha información pública, lo cual da certidumbre de la situación actual del mercado y de precios.

Las garantías se han utilizado principalmente en el mercado español. La garantía incorporada consiste en proporcionar un precio piso, mitigando fluctuaciones de precio de electricidad. Este ejemplo de garantía identificado en un proyecto español está bajo esquema de *bullet amortization at maturity*.

Quiere decir que se paga el monto total del costo de la garantía, cuando esta llega a su periodo de madurez.

En Australia el promedio de precios del mercado es muy alto a comparación de otros, la confianza en las proyecciones de precios y el mercado de contratos de cobertura, parecen indicar una necesidad relajada por incorporar financiamientos complejos e instrumentos de cobertura elaborados para proyectos de generación *merchant*.

Al desglosar los tipos de financiamiento y coberturas por tipo de tecnología de generación de energía encontramos que los proyectos de generación de energía eólica tienen la mayor diversidad de tipos de financiamiento y coberturas. Esto puede deberse a la variabilidad de su generación, por lo cual se han utilizado coberturas como los *Proxy Revenue Swaps*.

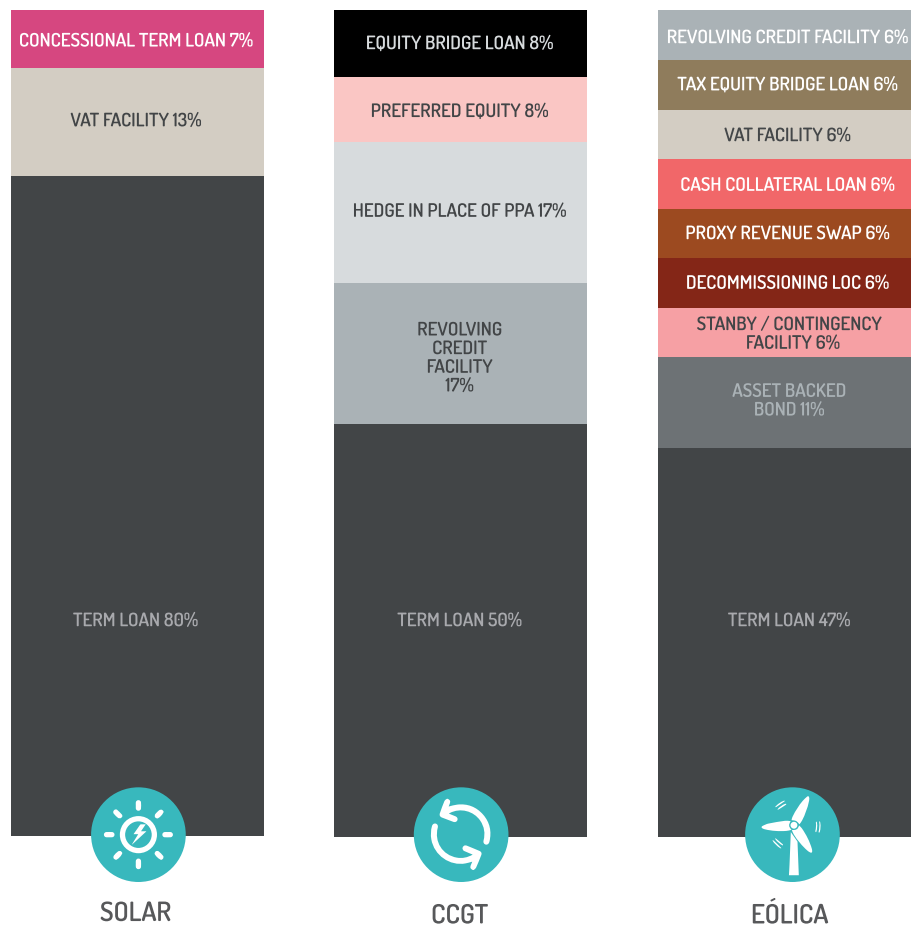


Figura 57. Porcentaje de tipos de financiamiento y coberturas utilizados en los diferentes proyectos del Benchmark Internacional por tipo de energía. Fuentes: Inframation News, PV Magazine, Sojitz, Acciona, Libra Group, Voltiq, Vestas, Renewables Now.

El uso de *Term Loans* fue la principal fuente de financiamiento de los proyectos del *Benchmark* en general. Aproximadamente la mitad de los proyectos que usan préstamos a plazo como tipo de financiamiento usaron deuda sindicada (es decir un préstamo concedido por un grupo de entidades financieras), mientras que la otra mitad usó deuda tradicional.

En el caso de México, todos los proyectos *merchant* identificados obtuvieron préstamos a plazo bajo estructura sindicada. Esto se puede deber a la falta de confianza que aún persiste en el mercado mexicano hasta el momento, donde instituciones financieras no se sienten cómodas asumiendo todo el riesgo de financiamiento de manera independiente y optan por dividirlo con otras instituciones.

PRINCIPALES ESTRUCTURAS DE FINANCIAMIENTO DE PROYECTOS MERCHANT IDENTIFICADAS A NIVEL INTERNACIONAL

ESTADOS UNIDOS	CHILE	AUSTRALIA	ESPAÑA	ALEMANIA	MÉXICO
<ul style="list-style-type: none"> • Term Loans • Tax Equity • Bridge loan • Cash collateral loan • Proxy revenue swap • Equity bridge loan • Revolving credit facility • Preferred equity • Hedge in place of PPA 	<ul style="list-style-type: none"> • Term Loans • VAT facility • Multilateral facility 	<ul style="list-style-type: none"> • Term Loans 	<ul style="list-style-type: none"> • Term Loans • Asset backed bonds • VAT Facility • Guarantee facility 	<ul style="list-style-type: none"> • Term Loans • Decommissioning LOC • Standby facility • Revolving credit facility 	<ul style="list-style-type: none"> • Term Loans

Figura 58 Tipo de financiamiento y coberturas identificados en cada uno de los países del benchmark internacional -. Fuentes: Inframation News, PV Magazine, Clear Grid Alliance, Solar Market Parity Spain, Sojitz, Acciona, Libra Group, Voltiq, Vestas, Renewables Now

Al comparar los proyectos *fully merchant* contra los *partially merchant* por país y su fecha de operación comercial identificamos que: i) la mayor parte de los proyectos del muestreo del benchmark internacional son *fully*

merchant, ii) en Chile dejaron de desarrollarse este tipo de proyectos desde 2016, iii) los proyectos de mayor tamaño se encuentran en Estados Unidos, y iv) sigue habiendo un apetito por el desarrollo de este tipo de proyectos.

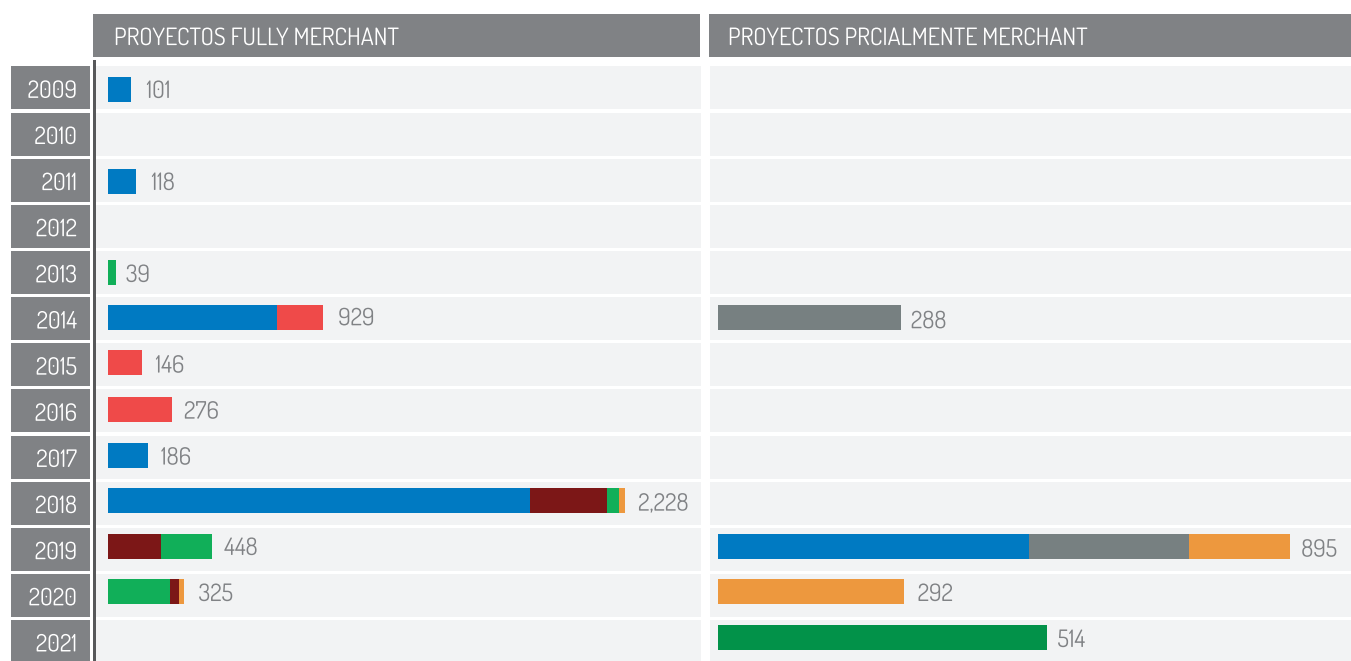


Figura 59. Desglose de proyectos fully merchant y partially merchant por país, capacidad y fecha de operación comercial -. Fuentes: Inframation, PV Magazine, Clear Grid Alliance, Solar Market Parity Spain, Sojitz, Acciona, Libra Group, Voltiq, Vestas, Renewables Now.



Los proyectos *partially merchant* se están desarrollando actualmente en distintas geografías. La estructura de un proyecto *partially merchant* sigue un esquema simple, donde normalmente se dividen los flujos del proyecto entre un contrato de PPA y el mercado spot. Esto permite obtener flujos más estables (aunque no necesariamente tan atractivos), y tener más certidumbre del desempeño general del proyecto.

Estos dos esquemas, tienen un diferente nivel de riesgos en función de i) la volatilidad de precios, ii) la capacidad reconocida para renovables, iii) *curtailment* y iv) tipo de cambio. Como se puede ver en la figura de abajo, los proyectos *merchant* pueden representar un riesgo menor que los *PPAs* en las últimas 3 categorías de riesgos mencionadas.

	PPA CORPORATIVO	MERCHANT
VOLATILIDAD DE PRECIOS	Los suministradores de energía transferirán la volatilidad de los precios al cliente final. A corto plazo, podría esperarse un cierto nivel de collar. Incrementando la exposición al riesgo. ●	Dado que el mercado mayorista se basa en los costes marginales, la volatilidad seguirá siendo una característica estructural de este mercado. La actual transición hacia el gas natural implica una alta volatilidad en el corto plazo. ●
CAPACIDAD RECONOCIDA PARA RENOVABLES	A medida que más energía solar entre en el mercado, el perfil de horas críticas cambiará, lo que implica un grado de incertidumbre para la energía intermitente. ●	Dado que no existe una obligación inicial de entrega de los productos. La capacidad podría evaluarse como una ventaja si la generación coincide con un % de las 100 horas críticas. ●
CURTAILMENT	Si llegase a ocurrir <i>curtailment</i> , el suministrador debe comprar la energía en el mercado para entregarla al comprador. ●	Si existe <i>curtailment</i> , el generador perderá los ingresos de la producción que la central eléctrica no suministró a la red. ●
RIESGO DEL TIPO DE CAMBIO	Los <i>PPAs</i> se firman tanto en dólares como en pesos. Los <i>PPAs</i> en pesos se han convertido en un estándar en los últimos años, por lo que los bancos ya están acostumbrados a este esquema. ●	Los proyectos <i>merchant</i> , son pagados en pesos, sin embargo, conforme el gas natural, se vuelve más relevante en los costos marginales, debería tener una mayor correlación con los dólares, dado la relevancia del índice Henry Hub. ●

● RIESGO RELATIVAMENTE ALTO ● RIESGO RELATIVAMENTE MEDIO ● RIESGO RELATIVAMENTE BAJO

Figura 60 Comparativa de riesgos principales entre la asignación de generación eléctrica en México a través del mercado y contratos de cobertura eléctrica- Fuente CENACE, CRE

ANEXO

Preguntas realizadas

EN LAS ENCUESTAS Y ENTREVISTAS

2



En GIZ, Bancomext, KfW y PwC estamos trabajando en un reporte que tiene como objetivo identificar los factores críticos para el financiamiento de proyectos de generación con energías renovables y fósiles con venta al Mercado Eléctrico Mayorista e identificar mitigantes y/o instrumentos financieros que cierren brechas y faciliten el financiamiento de estos proyectos en México por parte de instituciones financieras (banca de desarrollo nacional/extranjera, banca comercial nacional/extranjera, fondos internacionales, Agencia de crédito a la exportación [ECAs], etc.)

Seleccionamos su [empresa/institución financiera] al ser un actor relevante y con experiencia en el MEM en México. Consideramos que [nombre de institución] puede proveer una opinión bien sustentada sobre los retos y oportunidades del financiamiento para proyectos del mercado *spot*.

Quisiéramos pedir su apoyo completando la siguiente encuesta que toma menos de 5 minutos en completar. Sus respuestas se incluirán de manera anónima dentro de un reporte de resultados que contendrá la información recabada en el levantamiento de información con ustedes y con otras entidades. Este reporte será presentado en un taller a finales de 2019 y se los compartiremos posteriormente.

Selección de idioma

1. ¿En qué idioma desea contestar la encuesta? / In which language would you like to take the survey? *(Opción múltiple)*

1. Español [El cuestionario en línea continua automáticamente en la sección en "Español"]
2. English [El cuestionario continúa en línea automáticamente en la sección en "English"]

ESPAÑOL

2. Indique a qué se dedica la empresa que representa: *(Lista desplegable)*

1. **Generador / Desarrollador** [El cuestionario en línea continúa automáticamente en la sección de "Generador / Desarrollador"]
2. **Institución financiera** [El cuestionario en línea continúa automáticamente en la sección de "Institución Financiera"]
3. **Aseguradora** [El cuestionario en línea continúa automáticamente en la sección de "Aseguradoras"]
4. **BMV** [El cuestionario en línea continúa automáticamente en la sección de "BMV"]
5. **Asesor** [El cuestionario en línea continúa automáticamente en la sección de "Asesores"]



Generadores / Desarrolladores

3. Ordene de mayor a menor según la importancia para un desarrollador que tienen los siguientes factores al decidir actualmente desarrollar un proyecto bajo un esquema *merchant* en México: *(Orden de mayor a menor)*

1. Fácil acceso a capital
2. Fácil acceso a financiamiento
3. PMLs históricos en el nodo de inyección del proyecto
4. PMLs proyectados en el nodo de inyección del proyecto
5. Ingresos potenciales por la venta de otros productos (e.g. CELs, potencia, etc.)
6. Garantías requeridas por entidades financieras
7. Características en el sitio (e.g. potencial de generación, capacidad de interconexión de la red, acceso a potenciales usuarios calificados, etc.)
8. Bancabilidad del desarrollador
9. Otro:

4. ¿Qué valor mínimo de PMLs esperado (pronosticado) considera que podría ser atractivo para un financiamiento *merchant*? *(Barra de selección de USD/MWh)*

1. 0 - 150 USD/MWh

5. Con respecto al desarrollo de proyectos *merchant*, indique el nivel de riesgo correspondiente que considera conlleva cada una de las siguientes tecnologías de generación: *(Selección de nivel de riesgo: alto, medio y bajo para cada una)*

1. Solar fotovoltaica
2. Eólica
3. Geotérmica
4. Ciclo combinado
5. Gas *peakers*
6. Otra:

6. ¿Cuáles serían los principales riesgos para desarrollar *proyectos merchant*? *(Opción múltiple. Seleccionar 2)*

1. Riesgos en las estimaciones de energía (análisis probabilísticos, Diferencias entre estudios operacionales y pre-constructivos, etc.)
2. Riesgos en las estimaciones de precios (e.g. escenarios agresivos vs conservadores, incertidumbre en supuestos e insumos, pocos datos históricos del mercado *spot*, etc.)
3. Riesgos regulatorios (e.g. *curtailment* por horas de PML negativo, Incertidumbre en trámites, etc.)
4. Riesgos del sistema eléctrico (e.g. capacidad limitada de la red, riesgos en la interconexión, etc.)
5. Riesgos en tecnología (e.g. nuevos modelos de turbinas, módulos bifaciales, uso de baterías, etc.)
6. Riesgos en el financiamiento (e.g. Desconocimiento de entidades financieras sobre mercado *spot*, garantías requeridas, condiciones de apalancamiento, costo de deuda, falta de instrumentos financieros, etc.)
7. Riesgos macroeconómicos (e.g. Incertidumbre cambiaria en caso de financiamiento en otra moneda que no es el peso, etc.)
8. Riesgos ambientales-sociales (e.g. procesos de obtención MIA/EVIS, etc.)
9. Otro:



7. ¿Cuál considera que sería la proporción ideal de la capacidad de producción total de una planta colocada en el mercado *spot* para un proyecto *merchant*? (0% quiere decir que ningún MW se coloca *merchant*, 100% quiere decir que toda la planta es *merchant*) (Barra de selección de %)

1. 0 %- 100 %

8. ¿Qué tipo de institución financiera considera que podría estar más inclinada a financiar un proyecto *merchant*? (Ordenar de mayor a menor)

1. Banca privada mexicana
2. Banca privada extranjera
3. Banca de desarrollo mexicana
4. Banca de desarrollo extranjera
5. Private equity
6. Fondo de pensión
7. Otro:

Instituciones financieras

1. ¿Cuáles serían los principales riesgos para financiar proyectos de generación *merchant*? (Opción múltiple. Seleccionar 2)

1. Riesgos en las estimaciones de energía (e.g. análisis probabilísticos, Diferencias entre estudios operacionales y pre-constructivos, etc.)
2. Riesgos en las estimaciones de precios (e.g. escenarios agresivos vs conservadores, incertidumbre en supuestos e insumos, pocos datos históricos del mercado spot, etc.)
3. Riesgos regulatorios (e.g. curtailment por horas de PML negativo, Incertidumbre en trámites/permisos, estabilidad en la regulación, etc.)
4. Riesgos del sistema eléctrico (e.g. capacidad limitada de la red, riesgos en la interconexión, etc.)
5. Riesgos en tecnología (e.g. nuevos modelos de turbinas, módulos bifaciales, uso de baterías, etc.)
6. Riesgos en el financiamiento (e.g. Suficiencia de flujos de caja para cubrir deuda, garantías requeridas, condiciones de apalancamiento, costo de deuda, cláusulas de terminación anticipada, niveles de tasas, etc.)
7. Riesgos macroeconómicos (e.g. Incertidumbre cambiaria en caso de financiamiento en otra moneda que no es el peso, etc.)
8. Riesgos ambientales-sociales (e.g. procesos de obtención MIA/EVIS, etc.)

2. ¿Qué condiciones financieras requiere su institución para financiar un proyecto de generación *merchant*? (Opción múltiple)

1. Mayor requerimiento de equity
2. Barridos de caja
3. Mayor costo de deuda
4. Calificación crediticia alta de desarrollador
5. Garantías de cumplimiento
6. Cláusulas de terminación anticipada
7. Otro:



3. Indique el tipo de instrumentos financieros que considera serían de mayor uso en el financiamiento de proyectos *merchant* para reducir o mitigar los riesgos identificados: *(Opción múltiple. Seleccionar 4)*

1. Seguros
2. Instrumentos garantizados
3. Swaps (e.g. proxy revenue swaps)
4. Opciones sobre tasas de interés/precio
5. Deuda Senior/Subordinada
6. Bonos estructurados
7. Instrumentos de capital (CKDs, Fibras E, Bursatilizaciones)
8. Diversificar portafolio
9. Otros:

4. ¿Su institución ha financiado algún proyecto de generación completamente *merchant* o parcialmente *merchant*? *(Opción binaria)*

1. Sí [El cuestionario continúa automáticamente en la pregunta 5]
2. No [El cuestionario continúa automáticamente en la pregunta 12]

5. ¿Qué tipo de financiamiento podría proveer su institución para financiar un proyecto de generación *merchant*? *(Opción múltiple)*

1. Soft/hard mini perm
2. Non-recourse finance
3. Term Loan
4. Revolving Credit Facility
5. Decommissioning Letter of Credit
6. Equity Bridge Loan
7. Otro:

6. ¿Qué tipo de instrumentos financieros primarios maneja su institución en el financiamiento de proyectos de generación *merchant*? *(Opción múltiple)*

1. Instrumentos de capital
2. Deuda sindicada
3. Valores
4. Bonos
5. Ninguno de los anteriores
6. Otro:

7. ¿Qué tipo de instrumentos financieros derivados maneja su institución en el financiamiento de proyectos de generación *merchant*? *(Opción múltiple)*

1. Forwards
2. Futuros
3. Opciones
4. Swaps de tasa de interés
5. Cross Currency Swaps
6. Caps/Floors y/o collars
7. Swaptions
8. Notas estructuradas
9. Otro:



8. Indique de mayor a menor relevancia, las dificultades en la contratación y/o estructuración de los instrumentos financieros: *(Orden de mayor a menor relevancia)*

1. Liquidez y/o volumen
2. Información pública de mercado y/o mercado en etapas iniciales
3. Estimación de precios
4. Incertidumbre de precios
5. Valoración de los instrumentos
6. Otro:

9. Indique los insumos utilizados en la valuación de instrumentos financieros utilizados para cubrir el financiamiento de proyectos *merchant*: *(Opción múltiple)*

1. Históricos de precios y proyecciones oficiales publicadas
2. Estimación propia de precios
3. Análisis de correlación con otras variables como petróleo, gas, etc.
4. Análisis de los fundamentales del proyecto como tipo de tecnología, producción, localización, desarrollador, garantías
5. Otros:

10. ¿Qué activo subyacente prefiere usar en los instrumentos financieros derivados relacionados a contratos con generadores *merchant*? *(Opción múltiple)*

1. PML en nodo de inyección en el MDA (mercado día en adelanto)
2. PML en nodo de inyección en el MTR (mercado de tiempo real)
3. Componente de energía del PML en nodo de inyección en el MDA
4. Componente de energía del PML en nodo de inyección en el MTR
5. Tipo de cambio (dólar/peso)
6. Precio del gas u otro índice correlacionado (e.g. Henry Hub, ShipChannel, etc.)
7. Tasa de interés
8. Otro:

11. ¿Qué plazo prefiere usar en los instrumentos financieros relacionados a contratos con generadores *merchant*? *(Opción múltiple)*

1. 5 años o menos
2. 10 años
3. 20 años o más
4. Mismo plazo que vida útil de proyecto

12. ¿Por qué razón no han financiado proyectos generación *merchant*? *(Pregunta abierta)*

13. ¿Bajo qué condiciones estarían dispuestos a financiar un proyecto *merchant*? *(Pregunta abierta)*

14.¿Qué tipo de financiamiento podría proveer su institución para financiar un proyecto de generación eléctrica? *(Opción múltiple)*

1. Soft/hard mini perm
2. Non-recourse finance
3. Term Loan
4. Revolving Credit Facility
5. Decommissioning Letter of Credit
6. Equity Bridge Loan
7. Otro:

15.¿Qué tipo de instrumentos financieros primarios maneja su institución en el financiamiento de proyectos de generación eléctrica? *(Opción múltiple)*

1. Instrumentos de capital
2. Deuda sindicada
3. Valores
4. Bonos
5. Ninguno de los anteriores
6. Otro:

16.¿Qué tipo de instrumentos financieros derivados maneja su institución en el financiamiento de proyectos de generación eléctrica? *(Opción múltiple)*

1. Forwards
2. Futuros
3. Opciones
4. Swaps de tasa de interés
5. Cross Currency Swaps
6. Caps/Floors y/o collars
7. Swaptions
8. Notas estructuradas
9. Otro:

17.Indique de mayor a menor relevancia, las dificultades en la contratación y/o estructuración de los instrumentos financieros: *(Orden de mayor a menor relevancia)*

1. Liquidez y/o volumen
2. Información pública de mercado y/o mercado en etapas iniciales
3. Estimación de precios
4. Incertidumbre de precios
5. Valoración de los instrumentos

[Continúa con preguntas generales]

18.¿Qué exposición estaría buscando mitigar/cubrir con la contratación de instrumentos financieros derivados? *(Opción múltiple. Seleccionar 2)*

1. Rango de precios del subyacente
2. Alza en el activo subyacente
3. Baja en el activo subyacente
4. Variabilidad del subyacente
5. Riesgo de crédito
6. Otro:



Aseguradoras

19. ¿Cuáles serían los principales riesgos para financiar proyectos de generación *merchant*?

(Opción múltiple. Seleccionar 2)

1. Riesgos en las estimaciones de energía (e.g. análisis probabilísticos, Diferencias entre estudios operacionales y pre-constructivos, etc.)
2. Riesgos en las estimaciones de precios (e.g. escenarios agresivos vs conservadores, incertidumbre en supuestos e insumos, pocos datos históricos del mercado spot, etc.)
3. Riesgos regulatorios (e.g. curtailment por horas de PML negativo, Incertidumbre en trámites/ permisos, estabilidad en la regulación, etc.)
4. Riesgos del sistema eléctrico (e.g. capacidad limitada de la red, riesgos en la interconexión, etc.)
5. Riesgos en tecnología (e.g. nuevos modelos de turbinas, módulos bifaciales, uso de baterías, etc.)
6. Riesgos en el financiamiento (e.g. Suficiencia de flujos de caja para cubrir deuda, garantías requeridas, condiciones de apalancamiento, costo de deuda, cláusulas de terminación anticipada, niveles de tasas, etc.)
7. Riesgos macroeconómicos (e.g. Incertidumbre cambiaria en caso de financiamiento en otra moneda que no es el peso, etc.)
8. Riesgos ambientales-sociales (e.g. procesos de obtención MIA/EVIS, etc.)

20. ¿Qué soluciones de manejo de riesgo ofrece su aseguradora para Desarrolladores/ Generadores que tengan proyectos *merchant*? *(Pregunta abierta)*

21. ¿Qué requiere su aseguradora para respaldar con algún vehículo de inversión un proyecto de generación *merchant*? *(Pregunta abierta)*

22. ¿Qué soluciones de manejo de riesgo ofrece su aseguradora para Entidades financieras que financien proyectos *merchant*? *(Pregunta abierta)*

23. En caso de haber asegurado algún proyecto *merchant*, ¿con cuál instrumento financiero se realizó? *(Opción múltiple)*

1. Seguros
2. Vehículos de inversión,
3. Instrumentos de capital
4. Derivados

24. En caso de haber asegurado algún proyecto *merchant*, ¿qué porcentaje de exposición cubren con instrumentos financieros? *(Barra de selección de %)*

1. 0 - 100 %



25. ¿Qué requiere su aseguradora para respaldar con algún vehículo de inversión un proyecto de generación *merchant*? *(Pregunta abierta)*

Asesores

26. ¿Cuáles serían los principales riesgos para financiar proyectos de generación *merchant*? *(Opción múltiple. Seleccionar 2)*

1. Riesgos en las estimaciones de energía (e.g. análisis probabilísticos, Diferencias entre estudios operacionales y pre-constructivos, etc.)
2. Riesgos en las estimaciones de precios (e.g. escenarios agresivos vs conservadores, incertidumbre en supuestos e insumos, pocos datos históricos del mercado spot, etc.)
3. Riesgos regulatorios (e.g. curtailment por horas de PML negativo, Incertidumbre en trámites/ permisos, estabilidad en la regulación, etc.)
4. Riesgos del sistema eléctrico (e.g. capacidad limitada de la red, riesgos en la interconexión, etc.)
5. Riesgos en tecnología (e.g. nuevos modelos de turbinas, módulos bifaciales, uso de baterías, etc.)
6. Riesgos en el financiamiento (e.g. Suficiencia de flujos de caja para cubrir deuda, garantías requeridas, condiciones de apalancamiento, costo de deuda, cláusulas de terminación anticipada, niveles de tasas, etc.)
7. Riesgos macroeconómicos (e.g. Incertidumbre cambiaria en caso de financiamiento en otra moneda que no es el peso, etc.)
8. Riesgos ambientales-sociales (e.g. procesos de obtención MIA/EVIS, etc.)

27. ¿A qué variables son más sensibles las proyecciones de precios *merchant*? *(Opción múltiple)*

1. Crecimiento de la demanda
2. Costos de combustibles
3. Adiciones y retiros de capacidad
4. Desarrollo de la red eléctrica
5. Variables macroeconómicas



ANEXO
Resultados generales
DE ENTREVISTAS

3



Resultados de las encuestas en línea:

ENCUESTAS		
31	31	Desarrollador / Generador
	15	Institución financiera / Fondo de inversión
	6	Asesor / Caificadora / Aseguradora

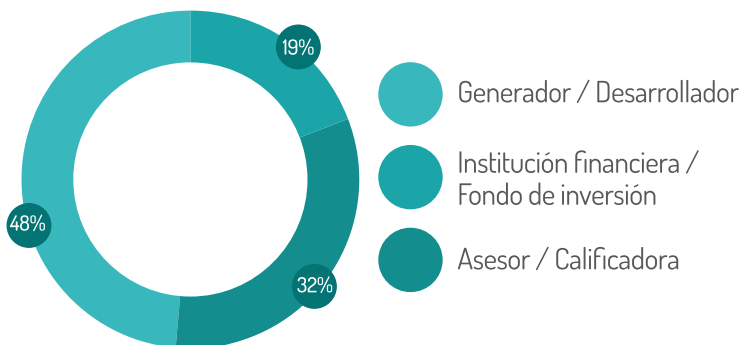


Figura 61 Resultados de las encuestas

Estadísticas de las entrevistas:

ENTREVISTAS		
32	31	Desarrollador / Generador
	3	Asociación / Asesor
	7	Banco de desarrollo
	4	Banco comercial mexicano
	1	Fondo de inversión
	4	Banco comercial extranjero

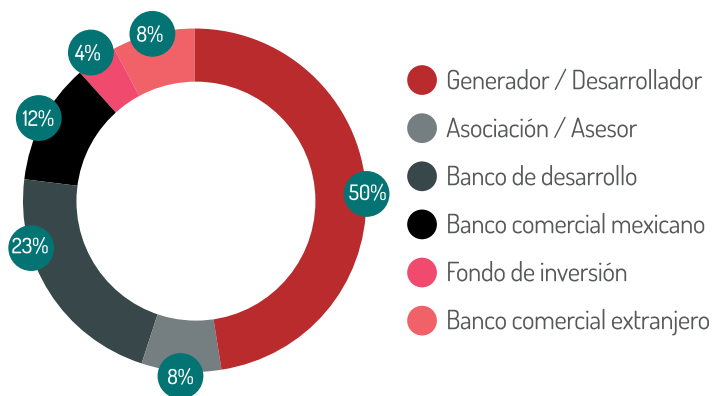


Figura 62 Resultados de las entrevistas



Los resultados consolidados obtenidos a través de las entrevistas y encuestas con actores clave del sector son los siguientes:

1) Percepción de riesgos de mercado:

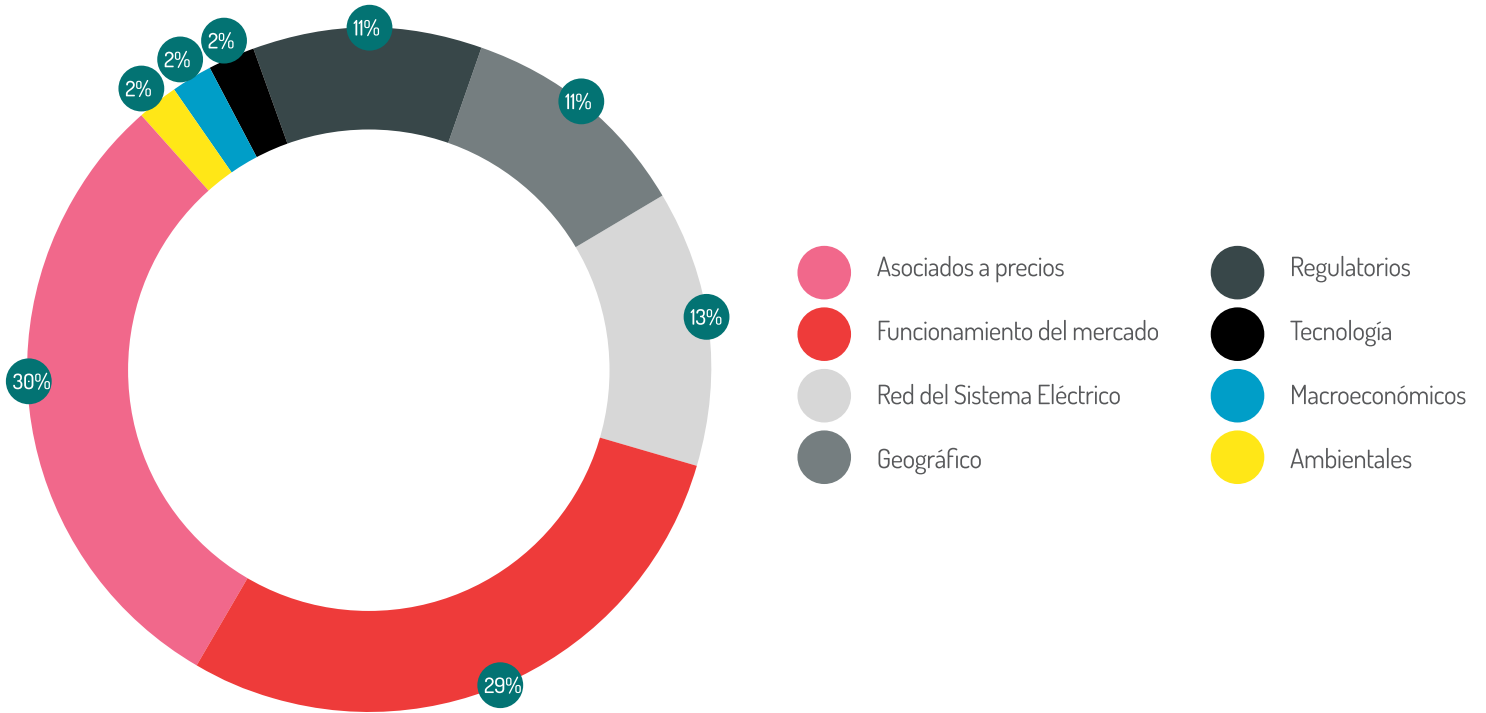


Figura 63 Riesgos percibidos en entrevistas y encuestas

Detalle de riesgos percibidos en cada una de las clasificaciones anteriores:

	<p>RIESGOS ASOCIADOS A PRECIOS</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Riesgo en proyecciones de precios • Falta de transparencia en cálculo de PMLs • Volatilidad de precios • Estimaciones de precios futuros muy bajas • Baja de precios de combustibles y su impacto en los PMLs • Percepción errónea de los precios debido a la referencia de la subasta • Riesgo por devaluación del peso
	<p>RIESGOS DE FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Falta de desarrollo del mercado merchant en México • Desconocimiento general del funcionamiento del mercado merchant • Falta de acuerdo de la banca comercial respecto a las condiciones del mercado merchant • Falta de confianza general en el mercado • Poca información histórica del mercado
	<p>RIESGOS RELACIONADOS A LA RED DEL SISTEMA ELÉCTRICO</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Riesgos de congestión en la red eléctrica • Falta de desarrollo de la RNT

Figura 64 Riesgos percibidos en entrevistas y encuestas



2) Potenciales mecanismos para fomentar desarrollo de proyectos *merchant*:

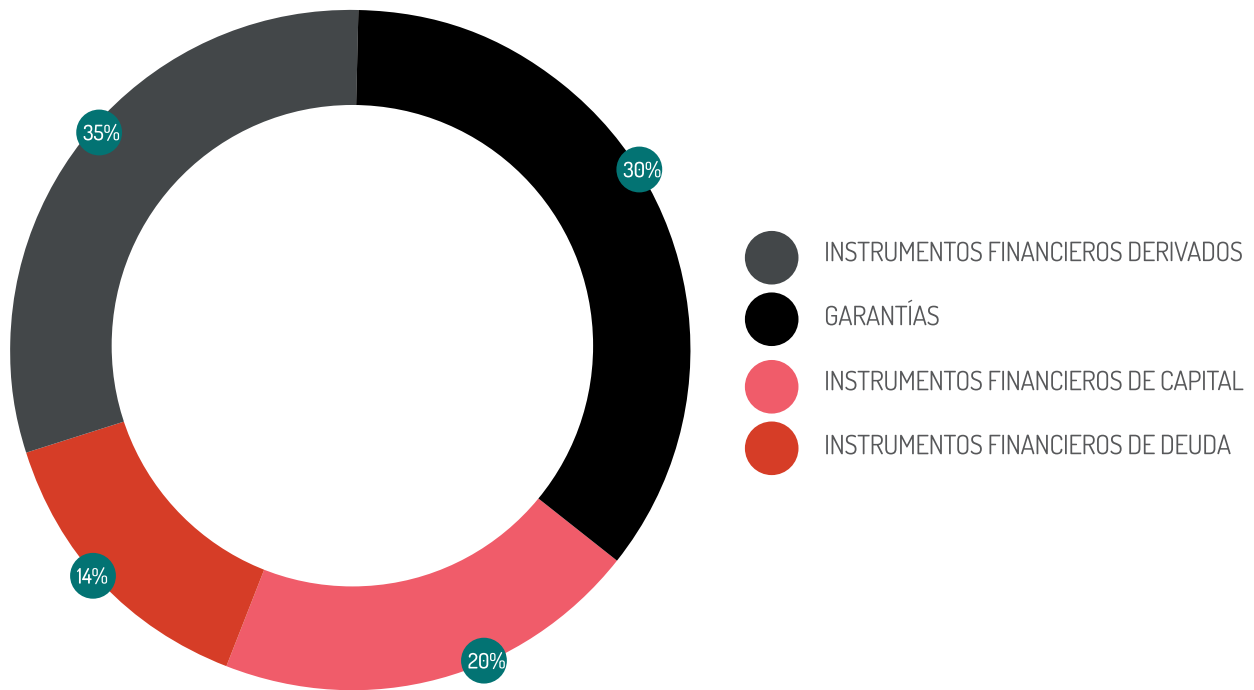


Figura 65 Instrumentos financieros y no financieros propuestos

Propuestas de instrumentos recabados a través de entrevistas y encuestas:

	<p>INSTRUMENTOS FINANCIEROS DERIVADOS</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Hedge contra volatilidad de precios • Derivados financieros • Swaps de precios base • Cobertura de tasa • Cobertura relacionada a combustible relacionado al PML • Contratos de Cobertura • Swaps de precios techo • Proxy Revenue Swap • Put option ligado a combustibles • Swaps de tasa de interés
	<p>GARANTÍAS</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Garantías financieras de precios base • Cartas de Crédito • Garantía corporativa • Garantías colaterales de banca de desarrollo • Cuenta de Reservas • Garantías de la Banca de desarrollo • Garantías para reducir riesgos de tasa • Garantías relacionadas a aspectos sociales • Garantías de pago oportuno
	<p>INSTRUMENTOS FINANCIEROS DE CAPITAL</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Cash Sweep • Cash Sharing • CKDs de la Banca de Desarrollo

Figura 66 Instrumentos financieros propuestos



3) Perspectiva del mercado *merchant* en México:

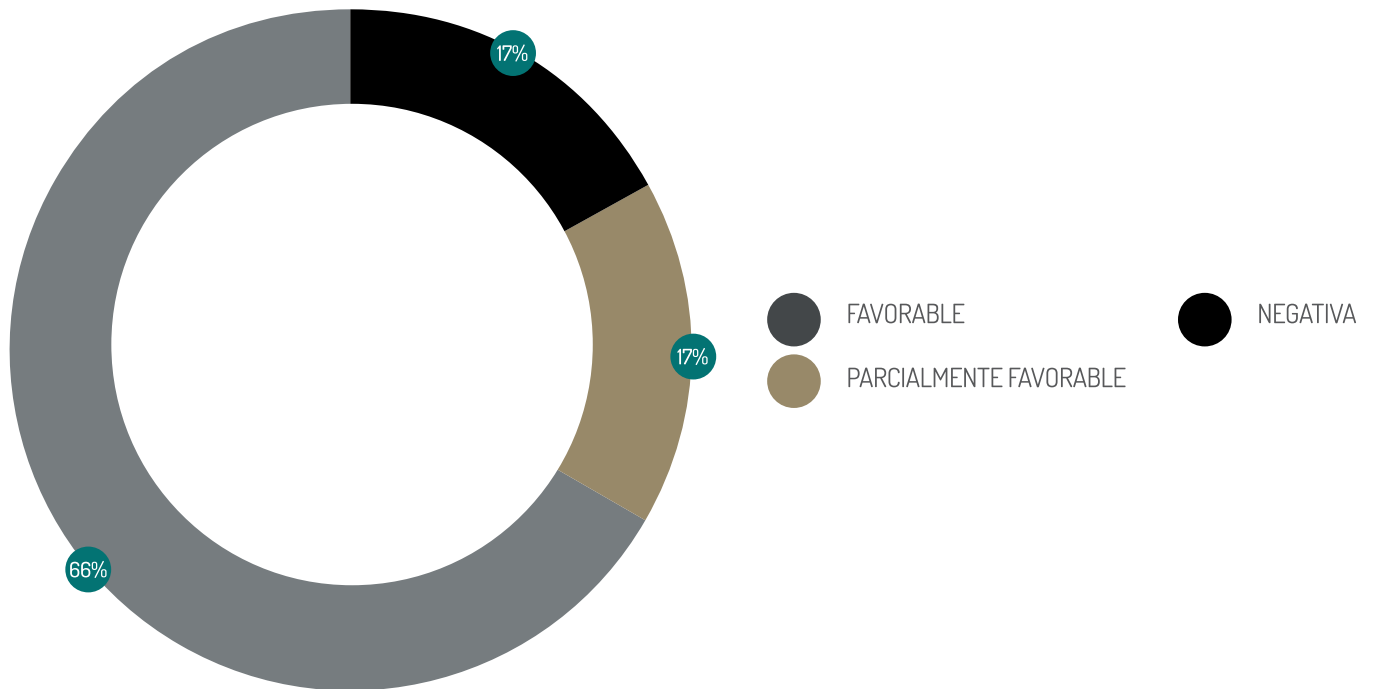


Figura 67 Posición sobre el mercado merchant en México

4) Factores con mayor impacto en la inversión en un proyecto de generación:



Figura 68 Factores que influyen en inversión de proyectos de generación

5) Variables a considerar en los precios de mercado estimados:

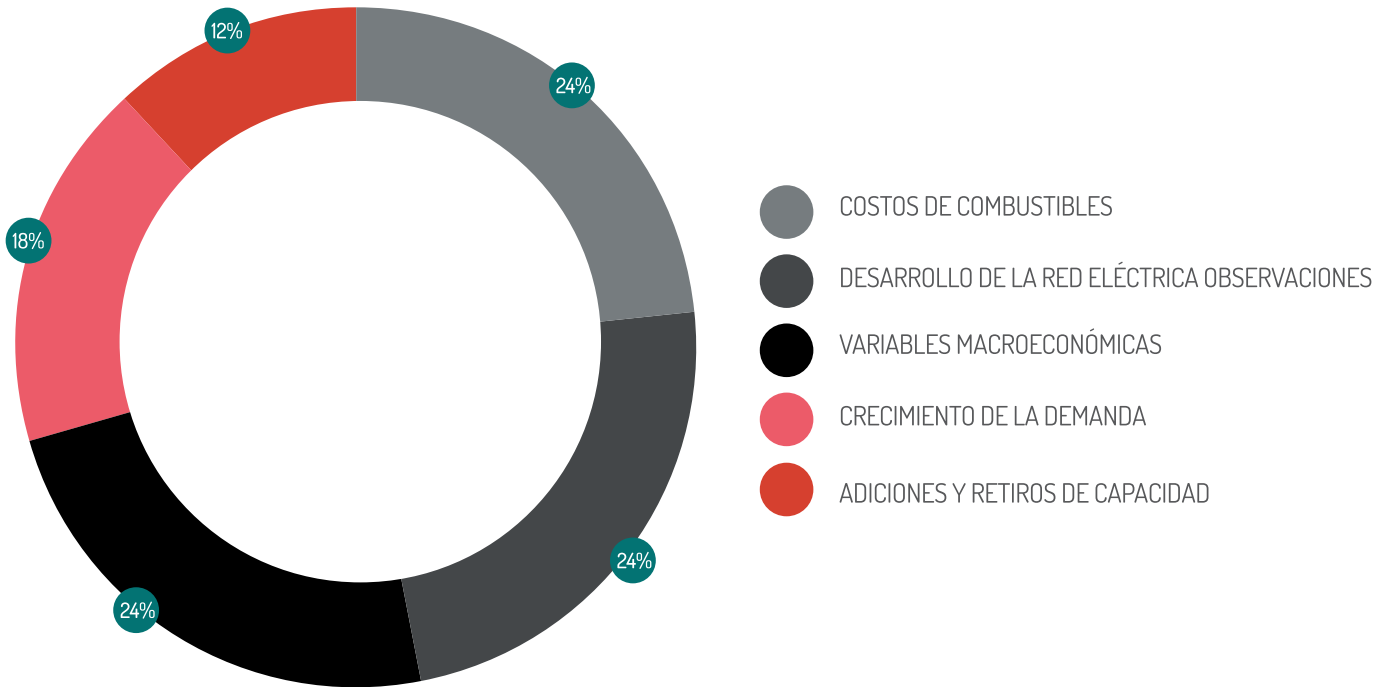


Figura 69 Variables que tienen impacto sobre el PML

6) Barreras internas y externas para el desarrollo merchant:

**BARRERAS INTERNAS
Y EXTERNAS PARA
EL DESARROLLO
MERCHANT**

- Riesgos regulatorios y en general incertidumbre para la inversión
- Falta de disposición de instituciones financieras para tomar el riesgo merchant
- Falta de financiamiento de largo plazo con un precio competitivo, especialmente en relación con proyectos renovables.
- El marco regulatorio es complejo y muy reciente por lo que requiere de una curva de aprendizaje, y de una constante mejora y corrección de áreas que al probarse en la práctica no sean adecuadas para su implementación.
- Riesgos sociales y de ciertos permisos pueden resultar en atrasos.
- Es difícil pronosticar los precios en el mercado en el largo plazo. Para ello es necesario evaluar adecuadamente las condiciones de los nodos en donde se conectará la planta generadora, así como la tecnología utilizada.
- Los pocos datos históricos del mercado spot, que representan una barrera para obtener financiamientos de largo plazo

Figura 70 Barreras internas y externas para el desarrollo merchant

7) Tipo de financiamiento que podrían ofrecer entidades financieras:



Figura 71 Tipos de financiamiento potenciales



RETOS Y OPORTUNIDADES

PARA EL **FINANCIAMIENTO** DE
PROYECTOS DE ENERGÍAS RENOVABLES

CON VENTA AL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA EN MÉXICO