



Fundación EU-LAC

**Miguel Vazquez, Michelle Hallack, Gustavo Andreão, Alberto Tomelin,
Felipe Botelho, Yannick Perez y Matteo di Castelnuovo.**

Financiamiento de la transición a energía renovable en la Unión Europea, América Latina y el Caribe



**Università Commerciale
Luigi Bocconi**

FUNDACIÓN EU-LAC, AGOSTO 2018

Große Bleichen 35
20354 Hamburg, Germany
www.eulacfoundation.org

EDICIÓN:

Fundación EU-LAC

AUTORES:

Miguel Vazquez, Michelle Hallack, Gustavo Andreão,
Alberto Tomelin, Felipe Botelho, Yannick Perez y Matteo di Castelnuovo

DISEÑO GRÁFICO: Virginia Scardino | <https://www.behance.net/virginiascardino>

TRADUCCIÓN: GlobalCom Translations

IMPRESIÓN: Scharlau GmbH

DOI: 10.12858/0818ES



Nota: Este estudio ha sido financiado por la Fundación EU-LAC. La Fundación EU-LAC es financiada por sus Miembros, y en particular por la Unión Europea. El contenido de esta publicación es responsabilidad únicamente de los autores y no se puede considerar como el punto de vista de la Fundación EU-LAC, de sus Estados miembros o de la Unión Europea.

Este libro se publicó en Agosto de 2018.

Esta publicación tiene derechos de autor, si bien puede ser reproducida libremente por cualquier medio con fines educativos o para llevar a cabo acciones de promoción, mediación o de investigación, siempre y cuando la fuente se cite apropiadamente. Los titulares de los derechos de autor solicitan que se les comuniquen los usos mencionados con el fin de evaluar su impacto. Para la reproducción de este texto en cualquier otra circunstancia, su uso en otras publicaciones, o su traducción o adaptación deberá obtenerse el permiso previo por escrito de la editorial. En tal caso le rogamos se comuniquen con nosotros mediante nuestro correo electrónico: info@eulacfoundation.org

ÍNDICE

1	CONTENIDO	05
	Lista de Abreviaciones	05
	Lista de Figuras	06
	Lista de Tablas	07
	Resumen Ejecutivo	08
2	MARCO ANALÍTICO	12
	2.1 Instrumentos de financiación de proyectos de FER	13
	2.2 Flujo de ingresos	16
	2.2.1 Mercados de electricidad basado en la contratación a corto plazo	16
	2.2.2 Mercados de electricidad basado en la contratación a largo plazo	16
	2.3 Diseño de políticas	17
3	POLÍTICAS PÚBLICAS PARA LA FINANCIACIÓN DE PROYECTOS DE FER	20
	3.1 Financiamiento en los países de ALC	20
	3.1.1 Instrumentos financieros	22
	3.1.2 Instrumentos para mejorar ingresos	27
	3.2 Financiamiento para la transición energética en la Unión Europea	32
	3.2.1 Instrumentos de financiación	35
	3.2.2 Instrumentos para mejorar ingresos	41
	3.3 Análisis de las políticas de ALC y UE	48
4	FLUJOS TECNOLÓGICOS ENTRE LA UE Y ALC EN EL DESARROLLO DE ENERGÍAS RENOVABLES	52
	4.1 Energía solar fotovoltaica	52
	4.1.1 Tecnología	54
	4.1.2 Actores clave en la UE y ALC	66
	4.1.3 Estudios de caso	82
	4.2 Energía eólica	86
	4.2.1 Tecnología	87
	4.2.2 Actores clave en la UE y ALC	99
	4.2.3 Estudios de caso	104
	4.3 Análisis de flujos de patentes entre regiones	106
5	INTERACCIÓN ENTRE FLUJOS DE FINANCIAMIENTO Y TECNOLÓGICOS	108
	5.1 Energía solar fotovoltaica	108
	5.2 Energía eólica	109
6	CONCLUSIÓN E IMPLICACIONES EN POLÍTICAS	110
7	REFERENCIAS	114

1. CONTENIDO

LISTA DE ABREVIACIONES

AC Corriente Alterna	FIT Feed-in-Tariff
AFD Agencia Francesa de Desarrollo	FMEER Fondo Mundial para la Eficiencia Energética y las Energías Renovables
ALC América Latina y el Caribe	FV Fotovoltaico
BD Bancos de Desarrollo	I+D Investigación y Desarrollo
BDC Banco de Desarrollo del Caribe	IES Iniciativa Energética Sostenible
BDCH Banco de Desarrollo de China	PIEs Productores Independientes de Energía
BdS Balance del Sistema	IRENA Agencia Internacional de Energía Renovable
BERD Banco Europeo para la Reconstrucción y el Desarrollo	KfW Banco de Desarrollo KfW
BID Banco Interamericano de Desarrollo	LNER Laboratorio Nacional de Energía Renovable
BEI Banco Europeo de Inversiones	LTE Ley de Transición Energética
BIV Banco de Inversión Verde de Reino Unido	NER 300 Reserva de Nuevos Entrantes 300
BM Grupo del Banco Mundial	OCDE Organización para la Cooperación y Desarrollo Económico
BNDES Banco Nacional de Desarrollo	PEO Fabricantes de Equipo Original
CAF Corporación Andina de Fomento	PCT Tratado de Cooperación de Patentes
CCE Contrato de Compra de Energía	PEER Programa Energético Europeo para la Recuperación
CE Comisión Europea	PYMES Pequeñas y Medianas Empresas
CELAC Comunidad de Estados Latinoamericanos y Caribeños	RER Recursos Energéticos Renovables
CFE Comisión Federal de Electricidad	RU Reino Unido
CFI Corporación Financiera Internacional	SCE Sistema de Comercio de Emisiones
CHEXIM China Export-Import Bank	VFE Vehículo de Propósito Especial
CPPC Costo Promedio Ponderado de Capital	TFUE Tratado sobre el Funcionamiento de la Unión Europea
DC Corriente Directa	TMCC Tecnologías de Mitigación del Cambio Climático
ECOFIN Consejo de Asuntos Económicos y Financieros	UE Unión Europea
ELENA Asistencia Energética Local Europea	US EXIM Banco de Exportaciones e Importaciones de Estados Unidos
ESC Energía Solar Concentrada	
EUA Estados Unidos de América	
FER Fuentes Energéticas Renovables	
FFE Facilidad Financiera Estructurada	
FIP Feed-in-Premium	

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Representación esquemática de un proyecto genérico de infraestructura	12
Figura 2. Representación esquemática de los posibles instrumentos financieros para mitigar los riesgos	17
Figura 3. Representación esquemática de los instrumentos de mejora de ingresos para mitigar riesgos	18
Figura 4. Generación bruta de electricidad en la CELAC	21
Figura 5. Participación por fuente de FER en la CELAC	21
Figura 6. Distribución de financiamiento por sector 2007-2014	23
Figura 7. Composición de Finanzas Verdes en los Bancos de Desarrollo en ALC, 2007-2014	24
Figura 8. Ranking de los Bancos de Desarrollo para el Financiamiento Verde	25
Figura 9. FinalInstrumento de financiación usados en Proyectos Privados de FER en ALC	26
Figura 10. Instituciones financieras que ofrecen apoyo a Proyectos Privados de FER	26
Figura 11. Precios de electricidad residencial en la zona de la CELAC	27
Figura 12. Producción bruta de electricidad mediante combustible en la UE	32
Figura 13. Importancia de la fuente de energía en el total de generación de la UE mediante FER en el 2000 y 2015	33
Figura 14. Participación real de FER y objetivo al 2020 para los Estados Miembros UE-28	34
Figura 15. Instrumento de financiación utilizado para proyectos de FER en Europa	37
Figura 16. Instituciones financieras que ofrecen apoyo a proyectos de FER	38
Figura 17. Mezcla de capital en proyectos de energía eólica en Europa	45
Figura 18. Principales instrumentos de financiamiento utilizados en ALC	48
Figura 19. Principales instrumentos usados en ALC para la mejora de ingresos	49
Figura 20. Principales instrumentos de financiamiento utilizados por la UE	49
Figura 21. Principales instrumentos usados en la UE para mejora de ingresos	50
Figura 22. Capital en proyectos de energía eólica en Europa	51
Figura 23. Capacidad de energía solar FV y pronósticos por región	53
Figura 24. Capas típicas del módulo fotovoltaico	55
Figura 25. Cadena de valor fotovoltaico	57
Figura 26. Capacidad de producción y producción de módulos FV a nivel mundial	59
Figura 27. Reducción de costos en Estados Unidos	61
Figura 28. Oficina de la primera solicitud para energía solar FV en el período 1975-2011	63
Figura 29. Grupos de cooperación para tecnologías FV	64
Figura 30. Evolución de la capacidad instalada de energía solar FV de Europa 2000-2015 en países seleccionados	66
Figura 31. Capacidad instalada total de energía solar FV de Europa hasta 2015 para el mercado seleccionado	67
Figura 32. Solicitudes de patentes para energía solar FV en la Oficina Europea de Patentes 2004-2013 (% de solicitudes patentes por región/total solicitudes)	68
Figura 33. Solicitudes de patente para energía solar FV en la Oficina Europea de Patentes 2004-2013 (% patentes de países europeos/total patentes de la Unión Europea)	69
Figura 34. Segmentación del mercado en América Latina 2015-2020e.	73

Figura 35. Exportaciones de UE-28 a ALC por grupo de bienes	79
Figura 36. Exportaciones relacionadas con FV de UE-28 a ALC por país europeo	79
Figura 37. Capacidad eólica instalada total en UE-28 y ALC en 2015 en GW	87
Figura 38. Tipos de rotores eólicos	89
Figura 39. Ilustración de los componentes de una unidad eólica de eje horizontal	90
Figura 40. Cuota en el mercado de los 10 principales proveedores de turbinas eólicas en 2015	92
Figura 41. Precios de turbinas eólicas (1997-2016)	93
Figura 42. Evolución de la participación de costos de energía eólica en tierra en Brasil	95
Figura 43. Tendencias tecnológicas en patentes eólicas por componente	96
Figura 44. Tendencias tecnológicas en las patentes eólicas por región	97
Figura 45. Tendencias tecnológicas en la oficina de patentes eólicas	97
Figura 46. Solicitudes de patentes para FER	98
Figura 47. Participación de desarrolladores eólicos marítimos en la nueva capacidad conectada en red en Europa – primera mitad de 2016 (MW)	100
Figura 48. Capacidad instalada de energía eólica en México y Brasil por fabricante	101
Figura 49. Principales 10 fabricantes de turbinas eólicas en tierra por región vendedora 2016 (GW)	102
Figura 50. Exportaciones de UE-28 a ALC por componentes eólicos	103
Figura 51. Exportaciones de UE-28 a ALC por país	103
Figura 52. Participación de socios en coinversión y cosolicitudes de patentes de TMCC en los países de ALC de 1995 a 2010	107
Figura 53. Tendencias de transferencia de tecnología solar FV y energía eólica de países de la OECD a países en desarrollo	107

LISTA DE TABLAS

Table 1. Instrumentos básicos de financiación	14
Table 2. Desarrollo de los Compromisos de los Bancos con los Gobiernos de ALC 2003-2014 (USD millones)	23
Table 3. Indicadores financieros	40
Table 4. Esquemas de apoyo a nivel de miembros	41
Table 5. Apoyo a la electricidad	42
Table 6. Apoyo por unidad de electricidad bruta producida (€/ MWh)	43
Table 7. Promedio del nivel de ayuda por tecnología (€/MWh) 2013	44
Table 8. Características de los inversionistas europeos de electricidad	46
Table 9. Resumen de productores ascendentes clave	59
Table 10. Operación y mantenimiento de la planta de energía FV	60
Table 11. Especificidades de las compañías seleccionadas	80
Table 12. Ranking de los principales 25 propietarios de activos globales por capacidad eólica acumulativa en 2015	99

RESUMEN EJECUTIVO

La transición a sistemas más sostenibles de energía tiene una variedad de implicaciones relevantes para la Unión Europea (UE) y los países de América Latina y el Caribe (ALC). Estos incluyen: garantizar y diversificar el suministro de electricidad a una población creciente; el potencial de creación de empleo y desarrollo económico e industrial; y los rápidos avances tecnológicos hacia soluciones rentables.

Este estudio se centra en el análisis de los mecanismos de financiación para tecnologías de energía renovable en los países de la UE y ALC. El objetivo es comparar experiencias en la introducción de las energías renovables con el fin de extraer lecciones significativas, ya sea desde los países de ALC hacia los países de la UE o al revés. Este objetivo no es sencillo. Por ejemplo, tarifas de alimentación fueron un instrumento acertado para la introducción de las fuentes de energías renovables en Alemania, pero no lo fue en la misma medida en Brasil. Subastas dedicadas de energía eólica fueron instrumentos exitosos en Brasil, pero no en Argentina. Las mismas Subastas se utilizaron en Brasil para introducir energía solar FV y tuvieron un éxito limitado.

La mayor parte de los esfuerzos de investigación que se pueden encontrar en la literatura se han centrado en el análisis de diversos mecanismos para mejorar los ingresos de proyectos renovables (aranceles de alimentación, subastas, etcétera.) Sin embargo, para entender el conjunto, se debe prestar especial atención a los desafíos financieros que enfrenta la inversión en estas nuevas tecnologías. Eso es especialmente cierto en los países en desarrollo (países de ALC), donde los mercados financieros están severamente limitados. Este estudio tiene como objetivo complementar la literatura existente con un análisis profundo del tema.

Mostramos que, para el desarrollo de tecnologías renovables, debemos tener en cuenta que las necesidades de inversión asociadas son importantes y que los mercados por sí mismos no alcanzarían a coordinar todas las acciones que deben ser tomadas. Además, dada la variedad de las condiciones de inversión en los países, incluyendo diversas características de los mercados financieros, no existe una solución única.

Al comparar experiencias en la introducción de las energías renovables, encontramos lo siguiente:

- Dos diseños básicos del mercado pueden ser identificados. Por un lado, el “modelo de negocio en servicios” se basa en una empresa que realiza inversiones a largo plazo (por ej. plantas de energía) y se recupera mediante la venta de energía a través de contratos de 1 a 2 años. Por otro lado, el “modelo de negocio de infraestructura” se basa en la venta de energía a través de la contratación a largo plazo, por ej. Contratos de Compra de Energía (CCEs). La contratación a largo plazo puede considerarse como una opción para mitigar los riesgos asociados con ingresos de los proyectos, por lo que facilitaría la financiación. Por otra parte, cualquier acción sobre las fuentes de ingresos puede limitar significativamente el número de opciones disponibles para el diseño del mercado de electricidad. Se pudo ver

que en regiones de ALC, diseños de mercado basados en contratos a largo plazo asumen que existe un esfuerzo de planificación centralizado, que puede no ser el caso, o que puede enfrentar retos de coordinación. Por otro lado, la elección de la UE de contar con mercados más competitivos de electricidad requiere la existencia de un acceso muy eficiente a fuentes de capital, lo que puede no siempre ser el caso. En resumen, este equilibrio fundamental (la contratación a largo plazo requiere una planificación, la contratación a corto plazo requiere de mercados de capital líquido) tiene que ser reconocido. Aunque no existen soluciones garantizadas, el diseño del mercado debe ser coherente a fin de atraer la inversión privada para proyectos renovables.

- El modelo de negocio en servicios se basa en proyectos arriesgados (con menos fuentes de financiación) pero elimina la necesidad de planificación que caracteriza a los modelos de negocio de infraestructura. Observamos en los países de ALC una preferencia para mitigar tanto como sea posible, los riesgos relacionados con fuentes de ingresos para obtener tanta competencia como sea posible de fuentes de capital diferentes. Utilizamos proyectos solares para destacar que no todos los proyectos de fuente de energía renovable (FER) comparten las mismas características desde la perspectiva de un inversionista. Las políticas se pueden aplicar igualmente a todos los proyectos FER, considerándolas como infraestructura, pero esta decisión puede estar asociada con soluciones de financiamiento que no son eficientes. De hecho, se identificó a Yieldcos¹ como un instrumento para separar actividades riesgosas de proyectos de FER en un entorno de proyectos financieros. En este sentido, entornos de mercado que imponen el desarrollo de FER bajo el mismo escenario que otros proyectos tradicionales de infraestructura pueden crear restricciones no deseadas. Esto desafía a la adecuación de una convergencia para un diseño de mercado con una estructura de infraestructura.
- Los fabricantes de paneles solares están aumentando su participación en mercados de ALC. Esto puede ser visto como una consecuencia del bajo riesgo asociado a su fuente de ingresos: como firmar un CCE ofrece la posibilidad de encontrar fuentes de financiación, esto ofrece la oportunidad para presentar su tecnología en los países de ALC. Al mismo tiempo, este riesgo mitigado implica que los inversionistas no se enfrentarán a riesgos tecnológicos, incluso si estos existieran. Este riesgo es absorbido por la contraparte del contrato a largo plazo, que usualmente es un consumidor regulado.
- Si no se recomienda el modelo de negocio en servicios, los flujos tecnológicos canalizados a través de los servicios básicos enfrentarán dificultades.

Este estudio está estructurado alrededor de tres dimensiones principales del reto de la introducción de tecnologías renovables en las industrias de electricidad, tanto en la UE como en ALC:

- Instrumentos públicos para facilitar la participación de capital privado en proyectos de energías renovables;

.....
1. Yieldco es una compañía pública orientada al crecimiento en base a dividendos que agrupa activos operativos a largo plazo contratados para generar flujos de efectivo predecibles.

- Flujos de tecnología entre la UE y ALC;
- Interacción entre los flujos de capital y los flujos de tecnología (por ej. compañías pueden proporcionar financiamiento para exportar tecnología).

Siguiendo el esquema anterior, empezaremos por proporcionar un marco analítico para el análisis. En el Capítulo 3, estudiamos las políticas públicas dirigidas a facilitar la introducción de las FER en la industria de la electricidad. Revisamos los escenarios tanto en los países ALC como en los de la UE, con el objetivo de desarrollar una descripción de los elementos fundamentales básicos para cada región.

El Capítulo 04 se centra en los flujos tecnológicos de las energías renovables entre las dos regiones (ALC y UE) centrándose en el Solar Fotovoltaico (Solar FV) y la energía eólica. Analizamos cada tecnología por separado y luego comparamos los resultados principales. Identificamos los actores principales para cada industria, en la UE y ALC centrándonos en las intersecciones entre las regiones, es decir, actores en las dos regiones (ALC y UE). El análisis muestra que los actores principales en la UE son servicios básicos. En consecuencia, al considerar los flujos tecnológicos desde la UE hacia los países de ALC, el canal principal serán proyectos ejecutados por servicios básicos. Sin embargo, los fabricantes de paneles solares están aumentando su presencia en países de ALC. Desde esa visión, el diseño del mercado en ALC puede diversificar las fuentes de tecnología.

El Capítulo 5 analiza la interacción entre tecnología y financiamiento. Por un lado, observamos que es posible reforzar la competencia entre varios inversionistas (inversionistas en servicios y no servicios) y que puede aportar eficiencia a las decisiones financieras. Esto no significa que decisiones sobre la mezcla de generación (planificación de energía) será igualmente eficientes, porque la lógica anterior considera la elección de la tecnología de la generación externa al proyecto. Por otro lado, la trayectoria tecnológica de la energía solar FV es menos definida en los países de ALC y de la UE; lo que significa que existe un riesgo tecnológico mayor con respecto a proyectos eólicos. La comparación entre las estrategias aplicadas en la UE y en ALC muestra ventajas y desventajas en ambos esquemas. La estrategia de ALC ha demostrado su fuerza cuando las inversiones son similares a los proyectos de infraestructura (particularmente si los riesgos tecnológicos son bajos). Sin embargo, cuando el riesgo no es insignificante, este puede ser costoso y puede obstaculizar la innovación.

Finalmente, en el último capítulo, ofrecemos un resumen de nuestros hallazgos:

- **El diseño de mercado afecta de manera crucial los mecanismos de financiación disponibles.** Como hemos visto, ALC y la UE han elegido diseños diferentes de mercado. Ambas soluciones tienen ventajas y desventajas. La elección de ALC facilita el acceso a mercados de capital, aunque se pueden enfrentar desafíos de planificación. Las decisiones de la UE aumentan la competencia en el mercado, aunque requiere acceso líquido a fuentes

de capital. El diseño elegido debe enfrentar esta disyuntiva para diseñar una solución que sea coherente con la situación de cada país.

- **El modelo de negocios de infraestructura implícitamente asume que el papel de la equidad es relativamente poco importante.** La UE y ALC están convergiendo a mercados diseñados para facilitar el acceso a capital, reduciendo la importancia de la deuda. Los proyectos de FER donde la equidad es importante pueden encontrar dificultades en la implementación de la solución eficiente de financiación.
- **El diseño de mercado como infraestructura puede asignar riesgos tecnológicos a los consumidores.** El desarrollo de proyectos FER a través de contratos a largo plazo puede resultar en una transferencia de riesgos tecnológicos ineficaces del inversionista a los consumidores.

Basado en esta evidencia, formulamos una serie de sugerencias para la acción con el objetivo de facilitar la toma de decisiones en la industria de la electricidad:

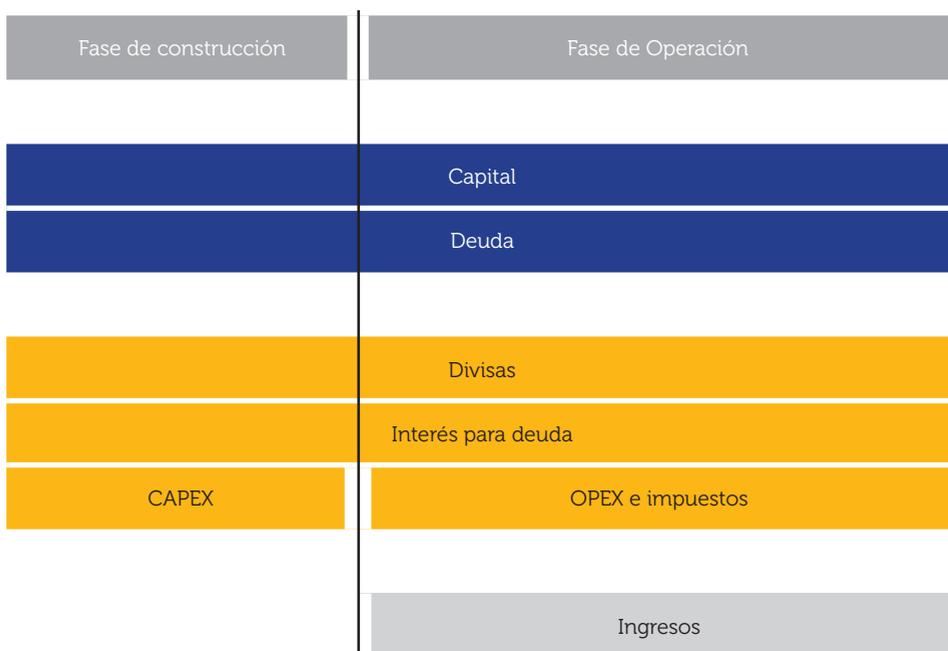
- Formalización de la toma de decisiones relacionada con la definición de un diseño de mercado. Hacemos hincapié en que el conjunto completo de medidas implementadas en la industria de la electricidad debe ser coherente.
- Cuando se elige el modelo de infraestructura, la complejidad de los proyectos de electricidad debe abordarse también desde el punto de vista financiero. El diseño de contratos apropiados es un elemento fundamental para un buen funcionamiento del mercado, ya que permiten la existencia de Fuentes de financiamiento a largo plazo.
- Si la elección es un mercado basado en el modelo de negocio como infraestructura, un papel importante que deberá ser realizado por instituciones públicas y multilaterales es la estructuración de proyectos complejos para el sector privado. Los proyectos de electricidad son difíciles de entender para muchos inversionistas, y estos proyectos comparten algunas características con los instrumentos más líquidos para la financiación de proyectos. Por lo tanto, la actividad reguladora debe incluir debates exhaustivos con el sector financiero con el fin de implementar un contrato factible.
- El aspecto tecnológico no puede ser ignorado. En particular, algunas políticas pueden resultar en cláusulas contractuales específicas que complican la financiación de los proyectos.
- Los efectos del diseño de mercado para dinámicas industriales deben ser considerados. Las recomendaciones anteriores suponen un modelo de mercado basado en contratos a largo plazo. Por otro lado, si no se recomienda el modelo de negocio en servicios, los flujos tecnológicos canalizados a través de servicios básicos enfrentarán dificultades.

2. MARCO ANALÍTICO

Los proyectos para instalar la capacidad de producción de energía partiendo de las FER son a menudo considerados como proyectos de infraestructura. Los proyectos de infraestructura tienen un perfil de riesgo distinto, ya que son inversiones a largo plazo con por lo menos dos fases distintas: i) la fase de construcción, donde se hacen la mayoría de los gastos de capital, y casi no se genera flujo de fondos; y ii) la fase de operación, donde se hacen pequeños gastos de capital y se genera flujos de fondos.²

Para entender cómo se financian las FER, los instrumentos relativos de política y sus consecuencias, empezaremos por describir un proyecto de infraestructura básica. La Figura 1 contiene esta representación fundamental.

Figura 1. Representación esquemática de un proyecto genérico de infraestructura



Fuente: Elaboración propia

2. Aunque se pueden diseñar esquemas más detallados (por ej. incluyendo las fases donde se construye parte de la infraestructura, y se genera algo de dinero), se considerará esta representación esquemática. Por ejemplo, algunas turbinas de una planta de energía podrían estar listas y en capacidad de vender la energía antes de la fase de finalización total; o parte de un proyecto de metro podría empezar el funcionamiento y la generación de efectivo proveniente de las tarifas de los pasajeros. No consideramos este nivel de detalle excepto en estudios de caso.

La descripción simplificada de la Figura 1 nos permite organizar la primera parte del estudio. Consistirá una revisión de los instrumentos financieros dedicados a promover proyectos de FER. Se identificarán los objetivos de estos instrumentos de política y su aplicación concreta.

Con base en la Figura 1, también podemos identificar otros tipos de medidas. Un amplio conjunto de políticas encaminadas a facilitar proyectos de FER está relacionado con instrumentos de “mejora de ingresos”, incluyendo dimensiones relacionadas con el contrato de diseño y a las medidas de “reducción de costos”.

Al mirar la infraestructura como una oportunidad de inversión, es necesario considerar la manera en la que esta compite contra otras oportunidades. Algunas de estas condiciones están relacionadas con los riesgos del entorno macroeconómico. Los cambios en impuestos y títulos del gobierno, como rivales en la competencia por atraer capitales, son riesgos relevantes que pueden tener un impacto significativo en los niveles de inversión. Por otra parte, el nivel de participación pública puede ser afectado por la limitada liquidez de los mercados de capital. Un estudio detallado de los aspectos macro económicos de la financiación de proyectos de FER en los países de la UE y ALC están más allá del alcance de este estudio.

2.1 Instrumentos de financiación de proyectos de FER

Tradicionalmente, los proyectos de producción de energía a menudo han sido considerados como proyectos de infraestructura. Por lo tanto, los proyectos de FER son típicamente asociadas, desde el punto de vista financiero, con el financiamiento como infraestructura. En esta sección, revisaremos las principales características de los proyectos de infraestructura desde la perspectiva de un inversionista y discutiremos los supuestos implícitos en el hecho de tratar a las FER como infraestructura.

Independientemente de si consideramos un capital o un inversionista de deuda, la infraestructura es un activo especial. Algunas de sus principales características son las siguientes:

- Activos de larga duración
- Bajo riesgo tecnológico
- Barreras fuertes a la entrada (y por lo tanto, generalmente activos fuertemente regulados con flujos de ingreso predecibles y estables).

Empecemos por considerar los proyectos de FER como proyectos de infraestructura. Con esa visión, consideramos dos categorías genéricas, proyectos y finanzas corporativas.

La financiación de proyectos es una tendencia relativamente reciente (en comparación con finanzas corporativas). Se basa en la idea de que la financiación no depende de la solvencia de patrocinadores sino sólo de la capacidad del proyecto para pagar deuda y remunerar el capi-

tal(Gatti 2013). En ese sentido, se trata de la financiación de una unidad(Weber, Staub-Bisang, and Alfen 2016) económica definida con precisión. Por lo general, porque los flujos de caja son más estables, la financiación de los proyectos tiende a permitir un mayor nivel de deuda.

Las finanzas corporativas son el canal tradicional para proyectos de infraestructura, especialmente los privados. Las empresas a cargo de la infraestructura (por ejemplo: proyectos de construcción y operación) emiten acciones o prestan en mercados de capital para obtener la financiación necesaria. Dichas empresas suelen tener una cartera de proyectos. En mercados de energía, los servicios básicos típicamente tienen una cartera de proyectos de energía con diferentes perfiles de riesgo.

En este estudio podremos observar que una de las principales diferencias en el financiamiento energético en los países de ALC y la UE es la opción de financiamiento de proyectos (en ALC) o finanzas corporativas (en UE) como el tipo preferido de estrategia de financiamiento. En la siguiente sección, vamos a discutir las causas de esta elección por los generadores de políticas.

Una representación esquemática de alternativas de financiación se presenta en la Tabla 1, la cual constituye un resumen de la taxonomía desarrollada en (OCDE 2015a). Allí encontrará información más detallada sobre los posibles instrumentos de financiamiento para infraestructura. En él, además de considerar la diferencia entre un proyecto y finanzas corporativas, también consideramos las diferencias entre instrumentos de deuda y capital.

Tabla 1. Instrumentos básicos de financiación

Categoría	Instrumento	Finanzas del Proyecto	Finanzas Corporativas
Deuda	Bonos	Bonos por Proyectos Bonos Verdes	Bonos Corporativos Bonos Verdes
	Préstamos	Préstamos sindicados Préstamos directos (al proyecto)	Préstamos directos (corporativos) Préstamos sindicados y securitizados
	Híbridos	Deuda subordinada Finanzas intermedias	Bonos Subordinados Bonos convertibles
Capital	En bolsa	YieldCos	Acciones en bolsa, etc.
	No en bolsa	Inversión directa en el Capital del Proyecto (SPV)	Inversión directa en el capital corporativo

Fuente: *Elaboración propia basado en (OCDE 2015a) y (OCDE 2015b).*

Los principales instrumentos de financiación en proyectos de infraestructura son préstamos y bonos. Los mercados de deuda son los mercados más profundos en el mundo por lo que pueden ser estructurados para formar productos a largo plazo que sean coherentes con la larga vida de un proyecto de infraestructura. Además, esos instrumentos de deuda pueden beneficiarse de la existencia de actores en los mercados de deuda, con preferencia por inversiones a largo plazo. Los fondos de pensión o compañías de seguros tienden a preferir productos a largo plazo para cubrir sus compromisos de larga duración. Por lo tanto, una gran parte del proyecto normalmente se financia a través de instrumentos de deuda (principalmente créditos).

Una parte relevante de los instrumentos de deuda es la deuda subordinada y, en general, instrumentos tanto para proyectos (intermedias) como para finanzas corporativas que tienen características entre deuda y capital (ver OCDE 2015a para más detalles). La deuda subordinada puede verse como un instrumento diseñado para absorber la pérdida de crédito antes de la deuda principal. Así, el efecto primordial será que aumenta la calidad de dicha deuda principal. En ese sentido, la deuda subordinada puede diseñarse para tener diferentes índices de rentabilidad/riesgo, que constituyen un puente entre la deuda tradicional y el capital.

Por último, el financiamiento de capital puede considerarse como el capital de riesgo del proyecto (generalmente requerido para iniciar el proyecto o re-financiarlo). Los títulos de bolsa se negocian en mercados públicos mientras que las acciones no negociadas en la bolsa proporcionan control directo del proyecto. La financiación de capital del proyecto puede colocarse más cerca de los instrumentos de deuda en el sentido de que los contratos de infraestructura podrán imponer índices relativamente bajos de riesgo/retorno. En cualquier caso, se considera la inversión de capital como recibir reclamos residuales sobre los flujos de caja, y por lo tanto, es la inversión de más alto riesgo.

Desde el punto de vista de nuestra investigación, la pertinencia del capital en el proyecto será un elemento central de análisis. Comenzamos suponiendo que los proyectos de FER son proyectos de infraestructura, que se caracterizan por bajo riesgo tecnológico. Esto no puede ser el caso para todos los proyectos de FER. Desde el punto de vista financiero, esto significa que el financiamiento de capital juega un papel más importante que el que tiene en proyectos de infraestructura tradicional. También es relevante desde el punto de vista de diseño de políticas, como trataremos a continuación.

Un ejemplo de la respuesta privada al hecho de que algunos proyectos de FER son más riesgosos que otros es el uso creciente de Yieldcos. Un Yieldco es una compañía que se forma para ser dueña de proyectos en la fase operativa (por lo tanto, con un flujo de ingresos estable). En el sector energético, la idea es que servicios básicos ubiquen proyectos de FER en la fase operativa en una subsidiaria y que emitan acciones en los mercados públicos (bolsa). Con esto, los servicios básicos separan la parte más riesgosas de un proyecto de FER y son capaces de crear compañías que se acercan más a la idea de un proyecto de infraestructura. Esto podría verse como una respuesta a un débil compromiso con el contrato a largo plazo (generalmente regulado). SunEdison, un actor importante en el mercado chileno (como veremos en este estudio), es una instancia de un Yieldco, que muestra la importancia de este tipo de estructura financiera en el mercado de FER en países de ALC.

2.2 Flujo de ingresos

Los procesos de reestructuración de las industrias de energía alrededor del mundo que tuvo lugar en las últimas décadas han resultado en la aplicación de diseños de mercado diversos. A su vez, diseños de mercado implementados en cada jurisdicción difieren, entre otras dimensiones, en los mecanismos de comercialización de electricidad.

En consecuencia, la diversidad de mecanismos para comercializar electricidad implica diversidad en las maneras en las que se genera dinero y por lo tanto, en cómo se pagan las inversiones a largo plazo. Desde la perspectiva de este estudio, consideramos dos diseños básicos para el mercado de electricidad: uno basado en la contratación a corto plazo y el otro basado en la contratación a largo plazo.

2.2.1 Mercados de electricidad basado en la contratación a corto plazo

El primer diseño básico es la opción preferida de los países de la UE. Este diseño se basa en la contratación de electricidad a corto plazo (la duración típica no excede uno o dos años). En este contexto, la inversión en instalaciones de generación de energía es realizada típicamente por un “servicio básico”.

Una descripción simplificada y esquemática de este modelo de negocio consiste en considerar una firma bastante especializada que realiza inversiones para 20-30 años (una planta de energía) y paga la inversión vendiendo contratos por 1-2 años (un contrato de venta al minero). La utilidad del servicio básico se basa en cobrar una tarifa por tomar ese riesgo.

El riesgo puede ser considerable, lo que justifica la alta especialización de estas empresas (a menos que la demanda sea estable, si hay un bajo riesgo de entrada disruptiva).

El negocio de servicios básicos en un sector liberalizado de la electricidad está típicamente asociado con finanzas corporativas. De este modo, los servicios básicos emiten acciones en el mercado o piden prestados fondos a través de mercados de capital. Estos tienden a poseer que una cartera de proyectos y los inversionistas puede comprar sus acciones y valores.

2.2.2 Mercados de electricidad basado en la contratación a largo plazo

El segundo diseño de mercado básico es el preferido en los países de ALC. En una vista simplificada del segundo diseño de mercado de electricidad elemental, la demanda está totalmente contraída a largo plazo. Todos los generadores tienen contratos con distribuidores y los distribuidores tienen contratos con los consumidores finales, de tal manera que el riesgo de la inversión está totalmente cubierto. Esto probablemente no significa un precio fijo para los clientes finales, pero incluye un número de indexaciones.

Este diseño de mercado es idóneo para el financiamiento, basado en las finanzas de proyecto en lugar del balance financiero. Esto surge del hecho de que contratos regulados a largo plazo reducen significativamente el riesgo asociado con los flujos de efectivo, y por lo tanto, confiar sólo en el efectivo generado por un único proyecto para recuperar la inversión es más fácil.

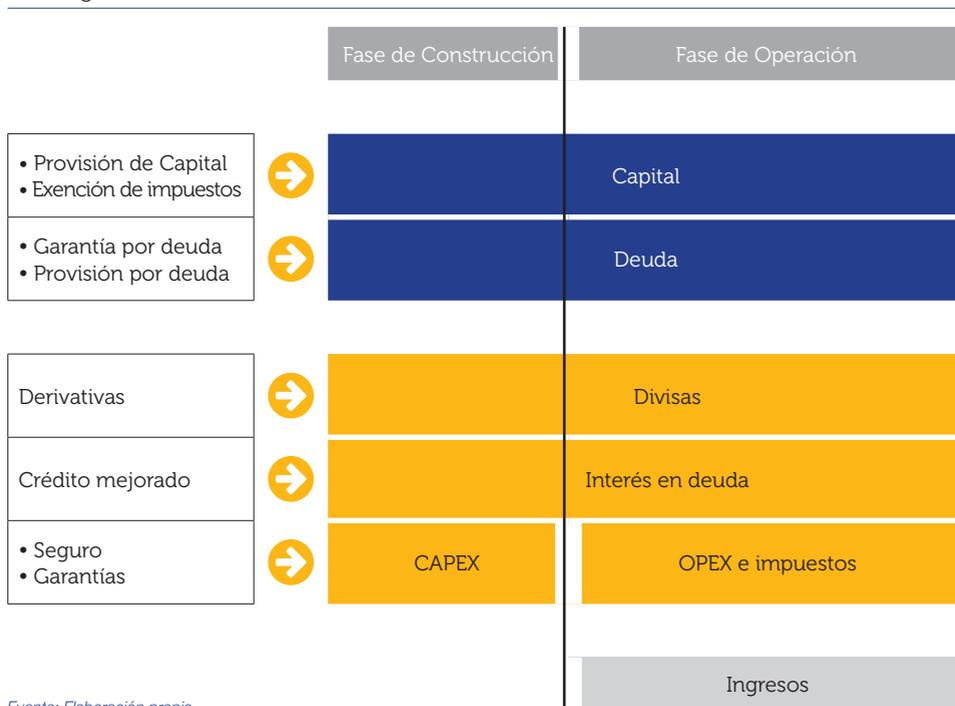
2.3 Diseño de políticas

Desde el punto de vista anterior, las políticas pueden considerarse instrumentos de mitigación del riesgo. Vamos a utilizar dos grandes categorías: i) Instrumentos Financieros; y ii) Diseño de Contratos.

Instrumentos financieros para participación pública

La mitigación del riesgo y la facilitación de la financiación son los principales objetivos de esta amplia cabecera. Con el fin de identificar el objetivo de la política particular, representamos esquemáticamente los riesgos asociados con problemas financieros en proyectos de infraestructura en la Figura 2.

Figura 2. Representación esquemática de los posibles instrumentos financieros para mitigar los riesgos



Fuente: Elaboración propia.

En general, hay una gama potencialmente amplia de instrumentos que pueden ser utilizados por los actores públicos y privados para mitigar los riesgos asociados a proyectos de FER. En cualquier caso, el diseño de estos instrumentos se relaciona con la identificación de los riesgos correspondientes. La organización para la Cooperación Económica y Desarrollo (OCDE 2015a) ofrece una taxonomía de riesgos de proyectos de infraestructura, que es similar a la proporcionada aquí. Sin embargo, nuestro enfoque aquí es dividir los instrumentos públicos de mitigación en los que proporcionan apoyo financiero y aquellos que ofrecen una mejora en los flujos de ingresos. Con el propósito de este estudio, esta distinción es importante en el sentido que puede afectar los flujos tecnológicos entre los países de ALC y de la UE.

En resumen, la participación pública en la financiación de proyectos de infraestructura puede considerarse que está dividida en dos instrumentos principales: provisión de capital y prestación de garantías. El capital puede ser proporcionado directamente por los gobiernos o por bancos de desarrollo nacionales o internacionales. Dicho capital puede ser efectivo o deuda (subordinada o principal), con interés de mercado o por debajo del mercado. Hay una amplia gama de herramientas que pueden ser utilizadas por el sector público, con cantidades variables de riesgos absorbidos por el sector público. Análogamente, las garantías pueden ser proporcionadas por los gobiernos o los bancos de desarrollo. Esas garantías varían de garantías sobre la deuda a garantías sobre los ingresos. Como veremos en el caso de Argentina, es posible establecer un fondo de garantía para aumentar la solvencia de un contrato a largo plazo.

Mecanismos de mejora de ingresos

Este encabezado contiene todas las medidas relacionadas con la mitigación de riesgos asociados con flujos de ingresos (ver Figura 3).

Figura 3. Representación esquemática de los instrumentos de mejora de ingresos para mitigar riesgos.



Fuente: *Elaboración propia.*

Aunque se puede considerar una amplia gama de instrumentos con diferentes grados de detalles para realizar esta función, destacamos el uso de la contratación a largo plazo. Como veremos, reducciones impositivas, subvenciones y otros mecanismos han sido relevantes para el desarrollo de proyectos de FER en los países de ALC y UE (ver OCDE 2015a para más detalles). Por otro lado, desde la perspectiva de este estudio, la opción de utilizar contratos a largo plazo para desarrollar proyectos de FER puede verse como la diferencia crucial entre ALC y la UE. Estos contratos a largo plazo por lo general se ofrecen en licitaciones públicas (de hecho, subastas y licitaciones a menudo se conocen como instrumentos para promover las energías renovables).

Los instrumentos más discutidos en el contexto de proyectos de FER están en la categoría de mecanismos de mejora de ingresos:

- Tarifa de Alimentación (TA) es un mecanismo que garantiza el pago de la energía generada por fuentes renovables. Mediante la identificación de costos en el desarrollo de proyectos de energía renovable y asegurar pagos durante la vida útil de la tecnología, reduce significativamente los riesgos de invertir en este tipo de proyectos. Una categoría especial de este apoyo es el llamado esquema de prima de alimentación (PA). Los productores reciben una prima por encima del precio de mercado.
- Las obligaciones de cuota se refieren a acciones mínimas de FER. Estas cuotas pueden ser definidas por los gobiernos nacionales, regionales o locales. Por lo general, estas cuotas se aplican sólo a plantas de FER que son propiedad de y operadas por el servicio básico. En algunos casos, los servicios básicos tienen la posibilidad de usar certificados de energía renovable comerciables.
- Los incentivos fiscales se utilizan para facilitar el despliegue de FER, ya sea a través de deducciones o reducciones de impuestos.

Utilizamos el esquema básico anterior para comparar estrategias en los países de la UE y ALC.

- Los países de ALC se han basado principalmente en préstamos de bancos de desarrollo, combinado con contratos a largo plazo (de bajo riesgo).
- La UE se ha apoyado en estructuras financieras más sofisticadas y niveles más altos de exposición al riesgo durante la fase operativa.

Utilizamos el marco anterior para comparar las soluciones adoptadas en la UE a las adoptadas en los países de ALC. El objetivo del análisis es mostrar que el diseño de estrategia de mercado escogido puede afectar considerablemente las alternativas disponibles para el diseño de las medidas de financiación.

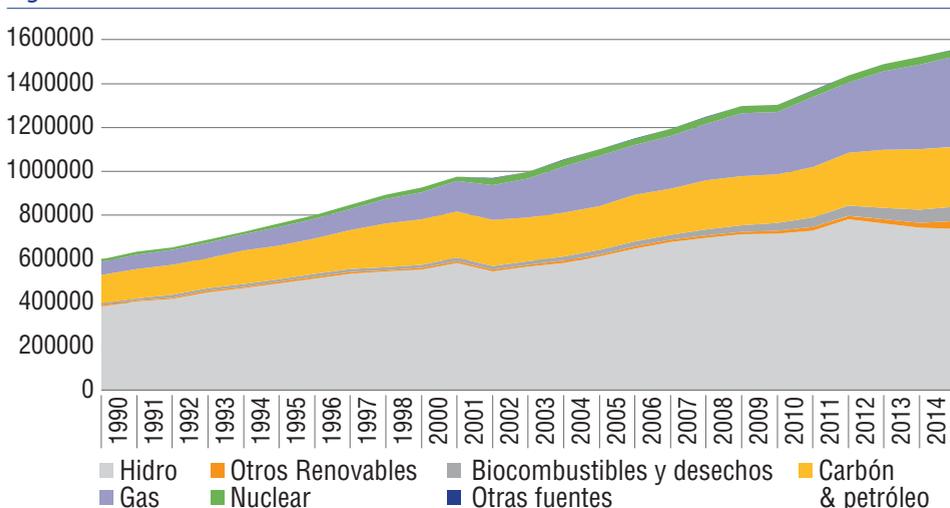
3. POLÍTICAS PÚBLICAS PARA LA FINANCIACIÓN DE PROYECTOS DE FER

En esta sección, se estudian las políticas públicas dirigidas a facilitar la introducción de las FER en las industrias de electricidad. Este estudio cubre tanto a países de ALC como de la UE, con el objetivo de desarrollar una descripción de los componentes básicos para cada región. Esta descripción permitirá analizar las implicaciones asociadas con cada estrategia, prestando especial atención a las implicaciones sobre el desarrollo de la tecnología. El estudio de los flujos de tecnología entre ambas regiones será el punto de atención de la segunda parte.

3.1 Financiamiento en los países de ALC

Uno de los hechos sobresalientes en cuanto al mercado de generación de energía en la comunidad de América Latina y el Caribe (CELAC)³ es su gran crecimiento del 160% en los últimos 25 años⁴. Un segundo aspecto a destacar es que la matriz es apoyada por tres fuentes: proyectos hidrológicos (que generaron la mitad de la energía), gas y fuentes fósiles. Aunque se han introducido nuevas tecnologías de energías renovables recientemente, este sector es todavía mínimo. Un tercer aspecto relevante es la creciente proporción de generación de gas en la matriz de 10 a 27%.

Figura 4. Generación bruta de electricidad en la CELAC



Nota: La base de datos IEA no proporciona datos de Barbuda, Bahamas, Barbados, Belice, Dominica, Granada, Guyana, Santa Lucía, San Cristóbal y Nieves y San Vicente y las Granadinas.

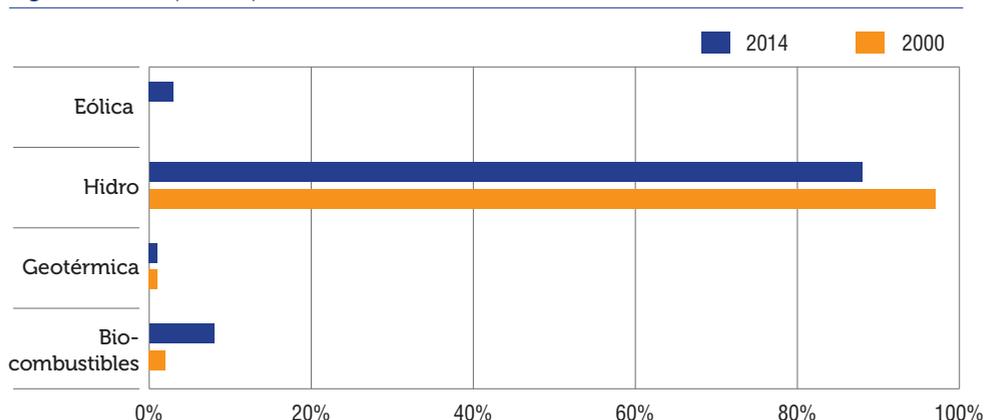
Fuente: Elaboración propia basada en IEA 2016a

3. La CELAC se compone de 33 países soberanos: Argentina, Barbuda, Bahamas, Barbados, Belice, Bolivia, Brasil, Chile, Colombia, Costa Rica, Cuba, República Dominicana, Dominica, Ecuador, El Salvador, Granada, Guatemala, Guyana, Haití, Honduras, Jamaica, México, Nicaragua, Paraguay, Panamá, Perú, Santa Lucía, San Cristóbal y Nieves, San Vicente y las Granadinas, Surinam, Trinidad y Tobago, Uruguay y Venezuela.

4. Para fines de comparación, el total de la producción de electricidad en la UE aumentó aproximadamente en un 30% a una tasa promedio de crecimiento anual de 1.3%/año.

El fuerte incremento de generación exige una cantidad importante de inversión y fondos. La hidroelectricidad en países como Brasil y Colombia hace que la cartera de la región esté relativamente limpia. Sin embargo, puede estar amenazada por restricciones para construir más hidroelectricidad (especialmente con reservorios) y el potencial de incrementar el uso de combustibles fósiles en la región. Comparando con otras regiones (como Europa) la inversión en nuevas energías renovables (tales como solar y eólica) en las últimas dos décadas fue relativamente pequeña, y podemos observar el predominio de hidroelectricidad en la cartera de FER (ver Figura 5).

Figura 5. Participación por fuente de FER en la CELAC



Nota: La base de datos IEA no proporciona datos de Barbuda, Bahamas, Barbados, Belice, Dominica, Granada, Guyana, Santa Lucía, San Cristóbal y Nieves y San Vicente y las Granadinas.

Fuente: Elaboración propia basada en IEA 2016a

Recientemente, los desafíos de introducir nuevas energías renovables han llevado a los países a adoptar nuevas políticas. Sin embargo, para la aplicación efectiva de esta inversión es necesario mirar también a los instrumentos financieros en la región.

3.1.1 Instrumentos financieros

En América Latina y el Caribe y en los países en desarrollo en general, los mercados financieros emergentes y cuestiones cíclicas hacen la financiación más difícil. En este contexto, los bancos de desarrollo han jugado un papel único en América Latina y el Caribe. Hay un debate importante en la literatura sobre los efectos positivos y negativos de los Bancos de Desarrollo (BD) en la región; sin embargo, independientemente de su impacto general, su papel ha sido crucial en cuanto a la inversión en nuevas energías renovables en la región (Mazzucato and Penna 2015; IEA 2015; UNEP and EPO 2014).

Para analizar el papel de los bancos de desarrollo separaremos el ámbito de aplicación en dos partes. En primer lugar, vamos a mostrar las maneras en que los BD financian los “proyectos verdes” de los gobiernos soberanos, que significa el apoyo a las políticas de gobierno o de compañías nacionales. En segundo lugar, nos centraremos en el financiamiento de los BD a proyectos de energías renovables de propiedad del sector privado.

A. BANCOS DE DESARROLLO FINANCIANDO A GOBIERNOS SOBERANOS

Yuan y Gallagher (2015) examinaron la medida en que los bancos de desarrollo ofrecen financiamiento internacional a los gobiernos de América Latina para proyectos de desarrollo ambientalmente sustentable. Se encontró que once de los bancos de desarrollo proporcionan la mayor parte del financiamiento internacional bancario a gobiernos de América Latina y el Caribe. Entre ellos, cuatro bancos de desarrollo proporcionan la mayor parte de las finanzas para el desarrollo soberano en ALC: el BID, Banco Mundial, Banco de Desarrollo de China (BDCH) y CAF, que aportó aproximadamente el 85% de las colocaciones totales durante el período 2007-2014. Los nuevos actores más significativos en las finanzas de desarrollo de ALC son los bancos de política de China, el BDCH y CHEXIM, que combinados se han convertido en los prestamistas más grandes anuales en ALC desde 2007.

- **El Grupo del Banco Mundial (BM)**
- **Banco Interamericano de Desarrollo (BID),**
- **Corporación Andina de Fomento (CAF)**
- **El Banco de Desarrollo del Caribe (BDC)**
- **Banco Europeo de Inversiones (BEI)**
- **Agencia Francesa de Desarrollo (AFD)**
- **El Banco Nacional de Desarrollo de Brasil (BNDES)**
- **Banco de Desarrollo KfW (KfW),**
- **Banco de Desarrollo de China (BDCH)**
- **Banco de Exportación - Importación de China (CHEXIM)**
- **Banco de Exportaciones e Importaciones de Estados Unidos (US EXIM)**

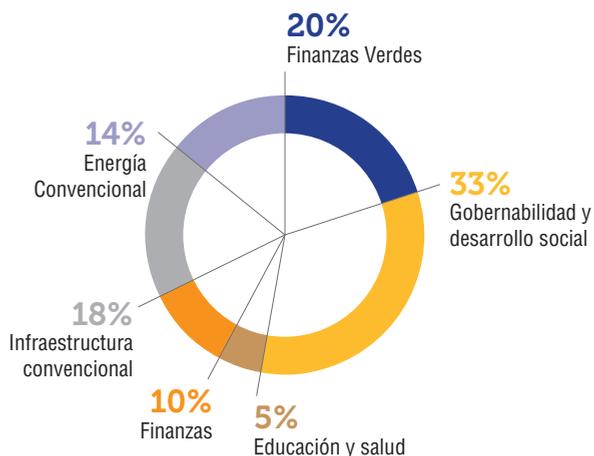
Tabla 2. Desarrollo de los Compromisos de los Bancos con los Gobiernos de ALC 2003-2014 (USD millones)

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Total
BID	6476	5564	6465	5461	6870	9126	14588	11370	9411	9924	11799	10743	107797
BDCH	-	-	-	-	4930	4000	12050	33054	7800	2700	15277	2499	82310
BM	5675	5003	4921	5654	4331	4354	13829	13679	9169	6181	4769	4609	82174
CAF	2166	2330	2473	3791	2984	3343	5590	5796	4528	4586	5523	5052	48162
US EXIM	972	1258	1048	1247	327	855	1450	1016	4407	2668	1589	1000	17837
CHEXIM	-	-	30	-	45	-	178	2652	2579	250	2494	6094	14322
BNDES	113	78	239	81	1165	139	940	1336	1480	308	1172	550	7601
KfW	268	270	216	332	370	649	530	560	745	509	880	1989	7318
AFD	-	20	-	12	54	337	398	1477	1262	1289	1192	1097	7138
BIE	41	61	106	50	37	138	575	54	980	257	479	573	3351
BDC	192	113	138	121	179	298	152	270	145	104	139	244	2095

Fuente: Elaboración propia basada en datos obtenidos de Yuan y Gallagher 2015

Las energías renovables forman parte del sector de Financiamento Verde, que se ha convertido en uno de los principales puntos de atención de los fondos de los bancos de desarrollo. La Figura 6 nos muestra que las Finanzas Verdes se ha convertido en el sector más importante de las inversiones de los BD después de gobernabilidad y desarrollo social.

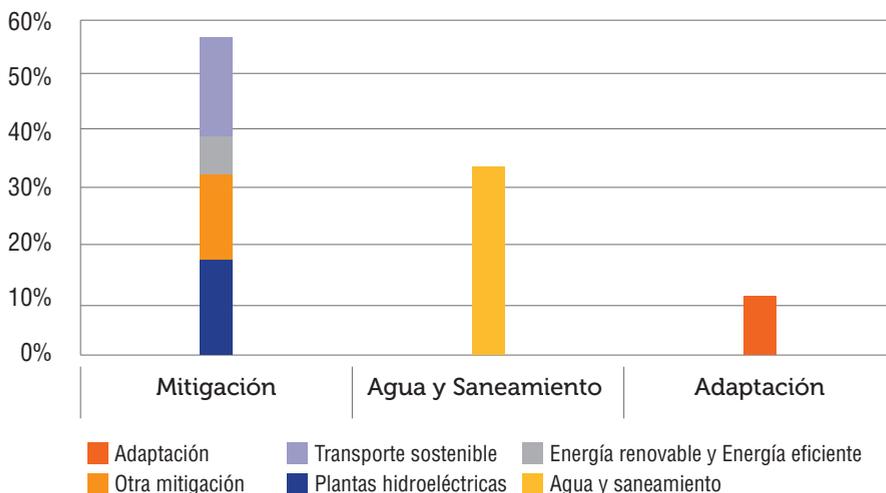
Figura 6. Distribución de financiamiento por sector 2007-2014.



Fuente: Elaboración propia basada en datos obtenidos de Yuan y Gallagher 2015

Los investigadores estiman que los bancos de desarrollo proporcionaron aproximadamente \$ 61 billones o \$ 8,7 billones al año en financiamiento verde entre el 2007 y el 2014, lo que representa un 20% del total del financiamiento de los bancos de desarrollo en ALC. Los proyectos verdes se pueden dividir en tres categorías 1)energía limpia y mitigación del cambio climático (grupo que incluye las energías renovables) 2)adaptación al cambio climático y 3) agua, saneamiento y otros temas ambientales. La mayoría de los flujos financieros verdes en ALC están en el primer grupo (56%), seguidos de agua y saneamiento (33%) y adaptación climática (11%). Como podemos ver en la Figura 6, finanzas verdes (teniendo en cuenta las nuevas energías renovables, eficiencia energética e hidroelectricidad) representan más del 20% de los fondos dirigidos a energía limpia y adaptación al cambio climático. Si comparamos la energía convencional y las finanzas verdes, los BD financiando la inversión del gobierno en energías convencionales fue mayor entre el 2007 y el 2014, pero la importancia de las energías renovables muestra una tendencia a aumentar (Figura 7).⁵

Figura 7. Composición de Finanzas Verdes en los Bancos de Desarrollo en ALC, 2007-2014

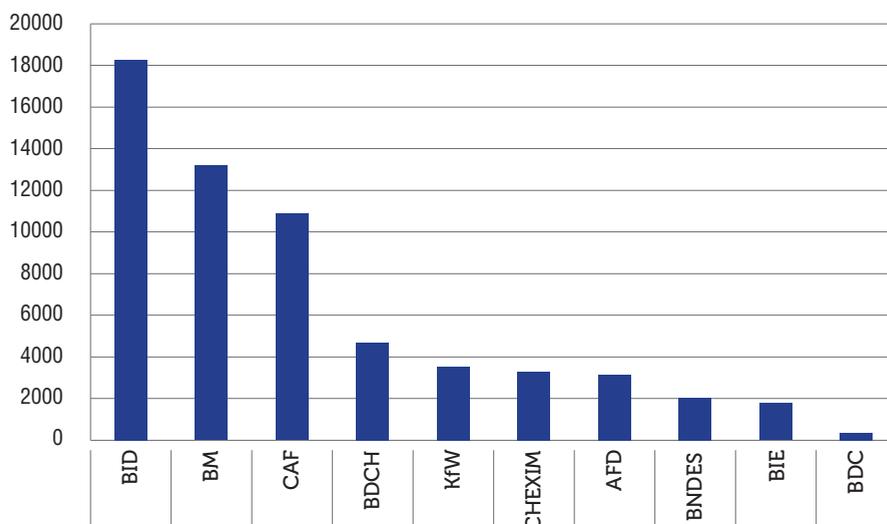


Fuente: Elaboración propia basada en datos obtenidos de Yuan y Gallagher 2015

Considerando la importancia de los Bancos de Desarrollo en Finanzas Verdes por volumen, observamos en la Figura 8 que el **BID**, el **Banco Mundial** y la **CAF** se destacan como los tres más grandes. Los dos bancos de desarrollo de China y los dos bancos nacionales de desarrollo de Europa estaban en el medio, con aproximadamente \$ 3 billones durante el periodo. El Banco **US EXIM** proporcionó menos financiamiento verde a ALC, junto con **BEI**, el **BNDES** y el **BDC**.

.....
 5. Mientras que no se ha realizado ningún estudio amplio a nivel de ALC, un estudio del 2008 sobre finanzas verde realizado por los Bancos de Desarrollo Multilateral de 1980 a 1999, coloca a las finanzas globales de energía convencional en tres veces las finanzas verdes, de catorce veces que se registraba a inicios de la década de 1980 (Hicks et al, 2010). Por lo tanto, comparando con las últimas décadas se observa una clara tendencia a aumentar los fondos de energía verde.

Figura 8. Ranking de los Bancos de Desarrollo para el Financiamiento Verde



Fuente: Elaboración propia basada en datos obtenidos de (Yuan y Gallagher 2015)

La financiación de energía más limpia es importante en la región y es una de las áreas donde se realizan co-financiación innovadora y programas de ‘bonos verdes’. Proyectos de energía hidroeléctrica siguen siendo la mayor categoría de inversión en energía limpia en nuestra muestra, que representa el 70% de la financiación total de energía limpia durante el período analizada. Sin embargo, también hay proyectos importantes en nuevas energías renovables como solar y eólica.⁶

Podemos observar algunos patrones específicos con respecto a los bancos de desarrollo chinos. Éstos son los mayores inversionistas en proyectos hidroeléctricos (no sólo teniendo en cuenta la cantidad total, sino también en cuanto a los proyectos individuales más grandes), pero también cooperan con BD nacionales (por ejemplo, **BNDES**) y con instituciones regionales (como el **CAF**) para promover plantas de energía eólica entre otros proyectos sostenibles. Otra asociación interesante de co-financiamiento se ha formado entre el BID y **Banco Popular de China (BPC)**, Banco Central Chino, para promover el crecimiento económico sustentable (Yuan y Gallagher 2015).

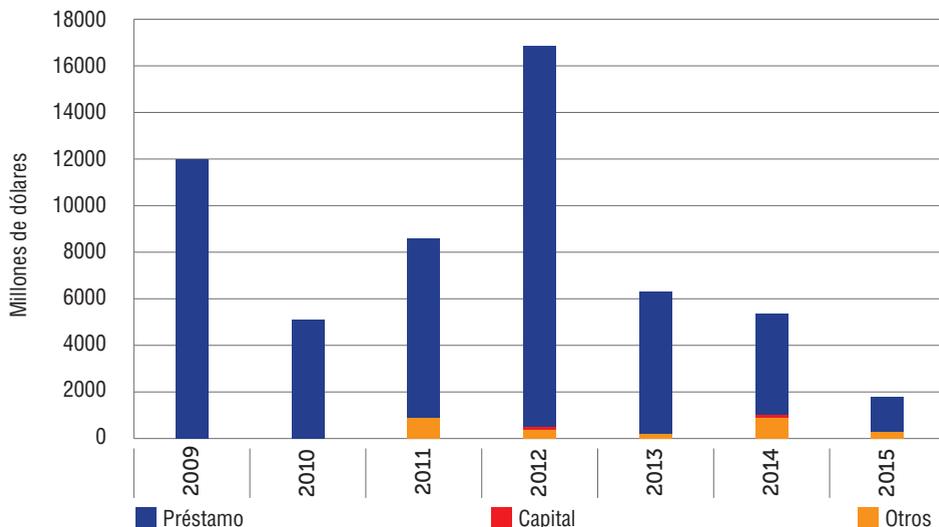
B. BANCOS DE DESARROLLO FINANCIANDO PROYECTOS PRIVADOS

Los fondos de los bancos de desarrollo en América Latina para proyectos privados de energía renovable se canalizan a través de préstamos, como podemos observar en la Figura 9. Los bancos de desarrollo generalmente llenan el difícil o inexistente mercado de financiamiento a largo plazo para proyectos de infraestructura en países emergentes. Los bancos regulares están mucho menos dispuestos a asumir riesgos a largo plazo en estos países, esta situación es más evidente tras la crisis financiera global. Por otra parte, el costo de capital en ALC tiende a ser mayor, por lo que el costo de oportunidad hace la inversión en proyectos de infraestructura menos atractiva y más cara.

.....
6.Podemos observar que algunos de estos proyectos renovables tienen también una dimensión social porque su objetivo es dar acceso a la energía a algunas áreas aisladas.

7. El acuerdo de financiamiento firmado entre China y Argentina para las represas hidroeléctricas Néstor Kirchner y Jorge Cepernic estableció un récord de \$ 4,7 billones, el financiamiento se acordó entre tres bancos chinos.

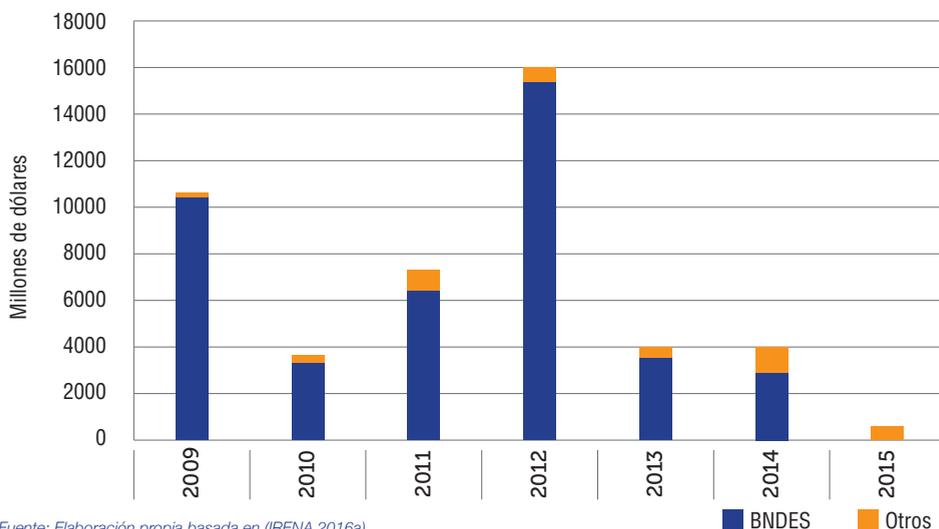
Figura 9. Instrumento de financiación usados en Proyectos Privados de FER en ALC



Fuente: Elaboración propia basada en (IRENA 2016a)

Podemos observar en la Figura 10 que el BNDES ha sido el Banco de desarrollo más importante en el financiamiento privado de nuevos Proyectos Renovables en la región. Puede explicarse por el caso exitoso de implementación de la política de energía eólica en Brasil.⁸ Los detalles del financiamiento de BNDES en el caso brasileño serán explicados en la siguiente sección.

Figura 10. Instituciones financieras que ofrecen apoyo a Proyectos Privados de FER



Fuente: Elaboración propia basada en (IRENA 2016a)

8. También deberíamos relativizar los resultados brasileños comparados con otros en la región debido al tamaño de la economía del país.

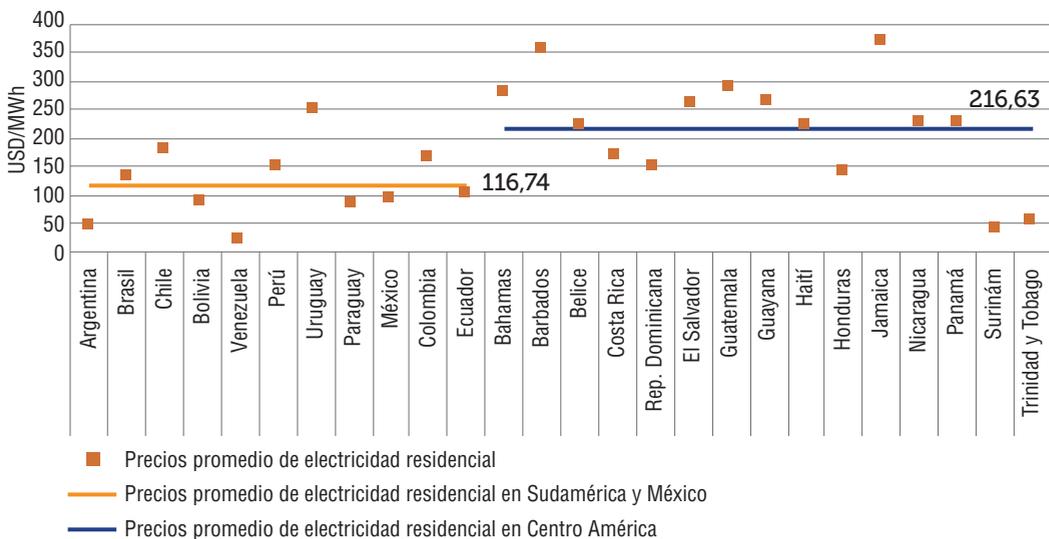
3.1.2 Instrumentos para mejorar ingresos

América Latina y el Caribe no tiene un orden supranacional, que establezca las reglas y objetivos para las energías renovables. Sin embargo, la mayoría de los países han acordado participar en el esfuerzo establecido por el Acuerdo Climático de París adoptado en la Conferencia de las Partes (COP21). Donde presentaron sus contribuciones nacionales, estableciendo las prioridades nacionales, circunstancias y capacidades para alcanzar un futuro global bajo en carbono y resistente al clima.

La región ya posee una matriz de generación un tanto renovable mediante el uso de su capacidad hidroeléctrica. Por tanto, los objetivos que impulsan a los países hacia el uso de generación renovable serían mantener la matriz energética limpia en un contexto de creciente demanda, diversificando las fuentes (en un contexto de disminución de la disponibilidad potencial de hidroelectricidad), seguridad energética y también aspectos de la política industrial.

Al implementar las políticas de energía, los precios finales son siempre una preocupación importante: precios más altos pueden constituir un problema social (debido a grupos de bajos ingresos) y un tema económico (ya que algunas de las industrias intensivas de energía en ALC compiten internacionalmente). La Figura 11 muestra la comparación de los precios residenciales de la región. Hay una importante dispersión de precios finales entre los países, y hay una tendencia a tener precios más bajos en los países con recursos de combustibles fósiles tales como Argentina, Bolivia, Venezuela, México y Trinidad y Tobago.

Figura 11. Precios de electricidad residencial en la zona de la CELAC



Fuente: Elaboración propia.

La región se ha propuesto aumentar la proporción de fuentes renovables en el largo plazo. Algunos países utilizan objetivos que indican un fuerte compromiso político con la esperanza de inducir a una mayor acción por parte del sector privado; en otros países el compromiso existe, pero sin un número oficial como en el caso de Brasil. Mientras que las metas oficiales son una importante herramienta de señalización, no siempre son suficientes. ALC sigue siendo líder en el uso de licitación para la oferta de proyectos con muchas subastas. El principio básico detrás de las subastas es incentivar las energías renovables, pero también buscar el menor costo de producción.

En esta sección, habrá una revisión de los diferentes regímenes de apoyo en los países de América Latina y el Caribe para un mayor despliegue de energías renovables en la red de generación de energía dividido por países.

» Argentina

La Ley N° 27.191 (el “Nuevo Esquema Promocional”) introdujo modificaciones al régimen federal de promoción para el uso de energía renovable para generación de energía, aprobada por la ley N° 26,190. La ley establece diferentes objetivos mínimos progresivos nacionales de energía renovable, desde el 8% del consumo total de energía en Argentina hasta el 31 de diciembre de 2017, y el 20% el 31 de diciembre del 2025, respectivamente. Adicionalmente, la ley estableció que los nuevos proyectos se beneficiarían de un retorno anticipado de IVA para bienes de capital comprados y depreciación acelerada de los activos aplicables.

» Brasil

Brasil en su Contribución Nacional Determinada (NDC por sus siglas en inglés) ratificada en septiembre del 2016 pretende ampliar el uso de fuentes de energía renovables en el suministro de energía a al menos el 23% en el 2030, mediante el aumento de la cuota eólica, de biomasa y solar. La última tarifa de alimentación provino del plan PROINFA, creado en el 2002, que exitosamente implantó 3300 MW entre energía eólica, biomasa y pequeñas centrales hidroeléctricas.

Brasil es el líder regional en la implementación de energía eólica, que alcanzó 10 GW en el año 2016, convirtiéndose en uno de los países con la tasa más alta de nueva capacidad eólica en el mundo. Las subastas (y Contratos de Compra de Energía) y los fondos de **BNDES** son el principal mecanismo detrás de su éxito.

El Banco de Desarrollo Brasileño es el más grande prestamista para proyectos de infraestructura en Brasil, además de ofrecer programas de financiación para energías convencionales, tiene programas especiales para tecnologías renovables. Las condiciones de los préstamos se conocen antes de que la subasta de energía se produzca y la mayoría de proyectos eólicos en funcionamiento utilizan los fondos de **BNDES** (Tomelin 2016).

Las subastas de energía solar centralizada también fueron promocionadas y se consideraron todo un éxito. Sin embargo, la mayoría de los proyectos agendados para iniciar se financiaron por **ENEL**, el principal servicio básico detrás de estos proyectos. En el 2017, los fondos **BNDES** fueron aprobados para la energía solar. El reto de acceder a los fondos **BNDES** están relacionados con la cláusula de contenido local asociada con el programa de financiamiento (Andrea, Hallack, and Vazquez 2017).

» América Central

Los gobiernos centroamericanos tienen un fuerte incentivo para promover energías renovables como un medio para reducir su dependencia de combustibles fósiles importados y energía hidroeléctrica. Es importante tener en cuenta que hidroelectricidad es un recurso renovable muy común en la región. Aunque, la mayoría de los países han establecido directrices y objetivos para incrementar la participación de las nuevas tecnologías de energías renovables en la matriz. Los instrumentos adoptados para mejorar ingresos son diferentes entre los países de la región. Sin embargo, podemos encontrar cuatro instrumentos principales: reducción fiscal, préstamos sectoriales, subastas por CCEs a largo plazo y medición neta de energía distribuida.

» Chile

Chile fue una de las primeras naciones en América del Sur en establecer un objetivo para la capacidad de generación limpia. Hoy el mandato denominado “ley de 20/25” sitúa al 20% de generación de energía renovable para 2025. Sin embargo, dado el rápido desarrollo de proyectos eólicos y solares, el país tiene una gran probabilidad de alcanzar su objetivo mucho antes de 2025.

El principal esquema de apoyo en el país es una obligación de cuota que aplica a todas las ventas de electricidad y tiene una penalización por incumplimiento de aproximadamente USD 32/MWh, que puede subir a USD 47/MWh después de tres años de incumplimiento.

Según Norton Rose Fulbright (2017), bajo el actual régimen de apoyo, las partes que están sujetas a la obligación referente a las energías renovables pueden cumplir recogiendo certificados verdes, ya sea emitidos a ellos o comprados en el mercado. La obligación sólo aplica a instalaciones que contrataron el retiro de electricidad del sistema de transmisión y que fue celebrado, ampliado o renovado después del 31 de agosto de 2007. Puesto que esta obligación sólo se aplica a instalaciones que fueron conectadas a partir de 2007, el mercado es muy inmaduro y con un número limitado de compradores. Sin embargo, existe un mercado secundario donde se negocian los certificados verdes con un descuento razonable. En el caso de proyectos eólicos, los certificados pueden representar hasta un 20% de los ingresos del proyecto.

A través de la Ley 20.018, Chile decidió otorgar contratos de energía a largo plazo a compañías de distribución a través de subastas no discriminatorias, tecnológicamente neutrales donde los ganadores corresponden a los agentes que ofrecen las alternativas más económicas. Dichas subastas se realizarán con al menos tres años de anticipación, para dar tiempo a los inversionistas para conseguir financiamiento y construir un proyecto, considerando un CCE a 10 años.

Otro esquema de subasta fue creado en el 2013, donde el gobierno puede ofrecer subastas anuales para proyectos de energías renovables no convencionales en caso de que la cuota no se alcanzara. Aquí, el mecanismo tiene orientaciones de las tecnologías y a los ganadores se les adjudicará un contrato con tarifa de alimentación. Sin embargo este esquema no se ha utilizado, ya que se ha alcanzado a la cuota (Marambio and Rudnick 2017).

» Colombia

A través del Plan de Acción Indicativo 2010-2015, Colombia intentó promover el uso racional y eficiente de la energía y fomentar la participación de formas no convencionales de energía en la red nacional y las regiones no conectadas. El objetivo para las regiones conectada a la red nacional fue 6.5% y para las regiones no conectadas 30% para el 2020.

A pesar de este objetivo, Colombia ofrece apoyo relativamente débil a través de políticas para proyectos de energías renovables. Entre sus mecanismos, se puede mencionar un grupo de excepciones fiscales en inversiones de energías renovables, maquinaria y mezclas de etanol (IRENA 2016).

» Ecuador

El Plan Nacional del Buen Vivir 2013-2022 establece un objetivo de alcanzar el 60% de la capacidad nacional de fuentes de energías renovables para el 2017.

Desde el año 2000 Ecuador implementó un sistema de tarifas reguladas para apoyar al despliegue de las energías renovables. En el 2013, la energía solar FV fue extraída de la tarifa de alimentación y límites generales de capacidad específicos a la tecnología fueron establecidos para energía eólica, biomasa y biogás, ESC, energía oceánica e instalaciones geotérmicas elegibles para la tarifa. El nivel de TA, adjudicado por un periodo de 15 años, también es diferenciado según la ubicación del proyecto (Ecuador continental y las Islas Galápagos) y las instalaciones cuentan con envío de prioridad en el acceso a la red.

» México

El sector energético de México está en un momento crucial. En el 2013 se aprobaron varias reformas con la intención de llevar a la liberalización del sector de generación eléctrica, históricamente controlada por la Comisión Federal de Electricidad (CFE).

La aplicación efectiva de instrumentos tales como el mercado de los certificados de energía limpia, está dirigida a incentivar las tecnologías de generación limpia. La nueva Ley de Transición Energética (LTE) ordena generar 35% de electricidad de energía limpia para el 2024 y 50% para el 2050. La confirmación de estos objetivos proporcionará claridad para nuevas inversiones en el sector (Landa 2015).

Se establecieron incentivos fiscales desde el año 2004. Se incluye una amortización acelerada del Impuesto a la Renta, lo que permite una depreciación del 100% de los gastos en equipos de energía renovable en un período fiscal. Para hacer efectivo este beneficio, el equipo debe ser funcional para por lo menos cinco años consecutivos.

» Perú

En el 2008, se aprobó la promoción jurídica de los Recursos Energéticos Renovables (RER). Brevemente, el Reglamento pretende producir en el 2013, el 5% de electricidad de fuentes de biomasa, eólica, geotérmica, solar, mareomotriz y energía hidroeléctrica. Faltó un amplio

margen para alcanzar este objetivo. Recientemente, el gobierno ha anunciado un objetivo de energía renovable del 60% del consumo nacional que deberá ser cubierto por las fuentes de energía renovable hasta el 2025. Además, el Decreto No. 1058 ofrece reducciones de impuesto sobre la renta a los inversionistas (Norton Rose Fulbright 2017).

Perú celebra subastas en la red y fuera de la red. En las licitaciones de la red, 882MW fueron contratados de fuentes de biomasa, solar, eólica y pequeñas hidroeléctricas. Además, se espera tener 500.000 sistemas fuera de la red de energía solar FV en el 2018 (BNEF 2015).

» Uruguay

Uruguay cuenta con una amplia normativa a largo plazo que rige las energías renovables: la Política Energética Nacional 2005-2030. Este plan establece un objetivo del 50% de energía primaria generada por fuentes renovables en el 2015. En la generación de electricidad, un objetivo del 15% de energía eólica, residuos de biomasa y pequeñas centrales hidroeléctricas fue fijado para el 2008; este objetivo fue superado.

En el 2006, Uruguay instituyó un mecanismo de subasta para garantizar demanda y precios estables con contratos asignados hasta por 20 años y la capacidad para el comercializar el exceso de energía en el mercado al contado. Bajo este mecanismo, el Ministro de Energía y Minas y el servicio básico estatal integrado verticalmente Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) han subastado varios proyectos solares y de viento. El país espera asegurar inversiones de US\$ 1,74 billones en energía renovable entre el 2015 y el 2019 bajo CCEs (IRENA 2015b).

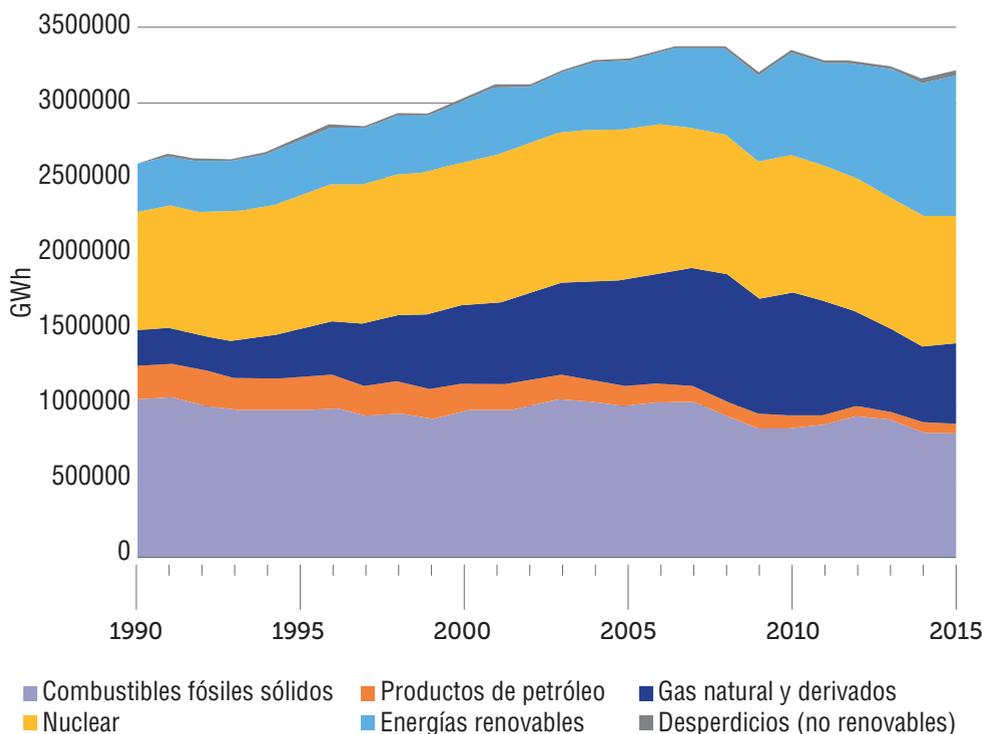
» República Dominicana

El desarrollo de proyectos de energías renovables es una prioridad para el gobierno de República Dominicana. El esfuerzo incluye incentivos fiscales para inversionistas en el sector si es que existe suficiente interés probado para comprar la electricidad generada, aunque reformas fiscales previstas pueden reducir estos incentivos. La aplicación de estos esfuerzos se realiza a través de un marco legal para los proyectos de energía renovable generada para diferentes medidas. Por un lado, el gobierno de la República Dominicana emprendió la privatización parcial de los activos de generación a través de la reforma de la Ley de Empresas Públicas 141-97. La ley de electricidad (Ley General de Electricidad 125-01) establece las exenciones de impuestos para proyectos de FER durante 5 años. Además, en caso de que el proyecto de energía renovable sea análogo a un proyecto de energía no renovable (en términos de características del proyecto, incluyendo precios), el proyecto de energía renovable será seleccionado primero. Como complemento, la Ley de Energía Renovable (Ley de Incentivos para Energía Renovable 57-07) especifica incentivos adicionales, como un precio fijo de alimentación de electricidad generada con energía renovable, subvenciones de hasta el 50% de los costos de inversión (que se decidirá en base a un análisis por caso, para máximo 5 MW de capacidad de producción), exenciones de impuestos para las importaciones de componentes de energía renovable, entre otros. Además, la Ley de Hidrocarburos 112-00 establece fondos para promover programas de energía renovable (también para las de ahorro de energía). Se comenzó como un crédito tributario para hidrocarburos del 2% en 2002 y aumentó a 5% en el 2005.

3.2 Financiamiento para la transición energética en la Unión Europea.

Entre el 2000 y el 2014, la proporción de renovables en la matriz de generación de electricidad de la UE aumentó de 15% a 29% y ahora las FER son la mayor fuente de generación de electricidad. La nuclear es la segunda fuente con 27% (ver Figura 12). El consumo final de electricidad fue de 2740779 GWh en el 2015.

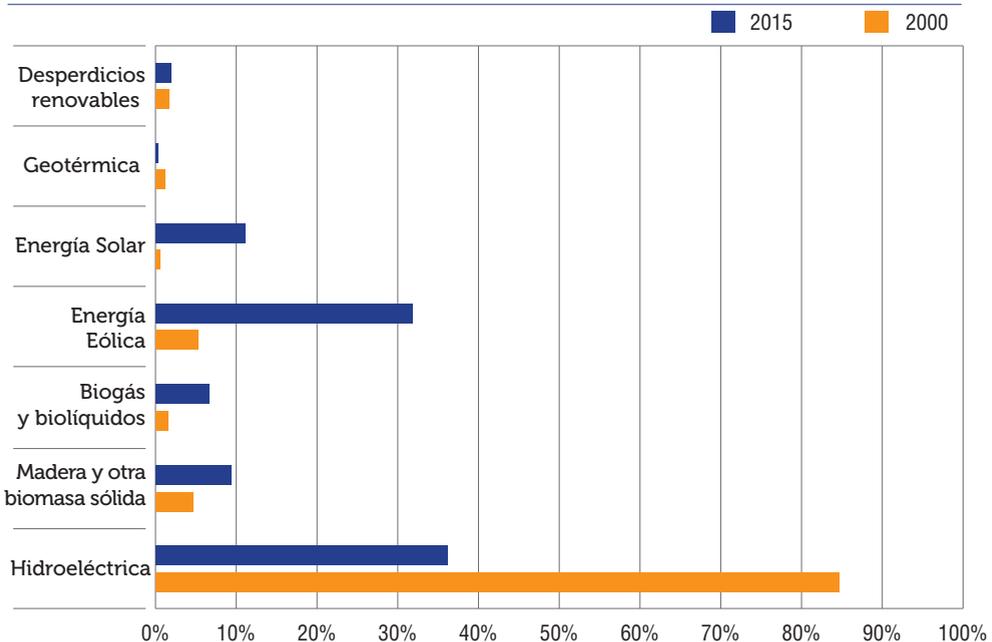
Figura 12. Producción bruta de electricidad mediante combustible en la UE.



Fuente: Eurostat (2017).

La distribución entre las fuentes de energía renovable cambió substancialmente. Mientras que en el año 2000 sólo el 5% de la electricidad renovable fue generada por energía eólica, en el 2015 esa cantidad se elevó a 32%. Solar, que era una fuente casi inexistente en el 2000, para el 2015 representó el 12% de fuentes renovables de generación de energía (ver Figura 13).

Figura 13. Importancia de la fuente de energía en el total de generación de la UE mediante FER en el 2000 y 2015



Fuente: Elaboración propia basado en Eurostat (2017).

Esta evolución en la generación renovable ha sido influenciada por un conjunto de políticas, tanto a nivel de Estado Miembro como a nivel de la UE.

Uno de los objetivos de la política energética de la UE es promover “el desarrollo de formas nuevas y renovables de energía”, según el artículo 194 del Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea (TFUE).⁹ Sin embargo, los Estados Miembros conservan el derecho a elegir entre la energía de diferentes fuentes y de decidir la estructura general de su suministro de energía. En consecuencia, el apoyo a las FER tiene lugar sobre todo a nivel de Estado Miembro.

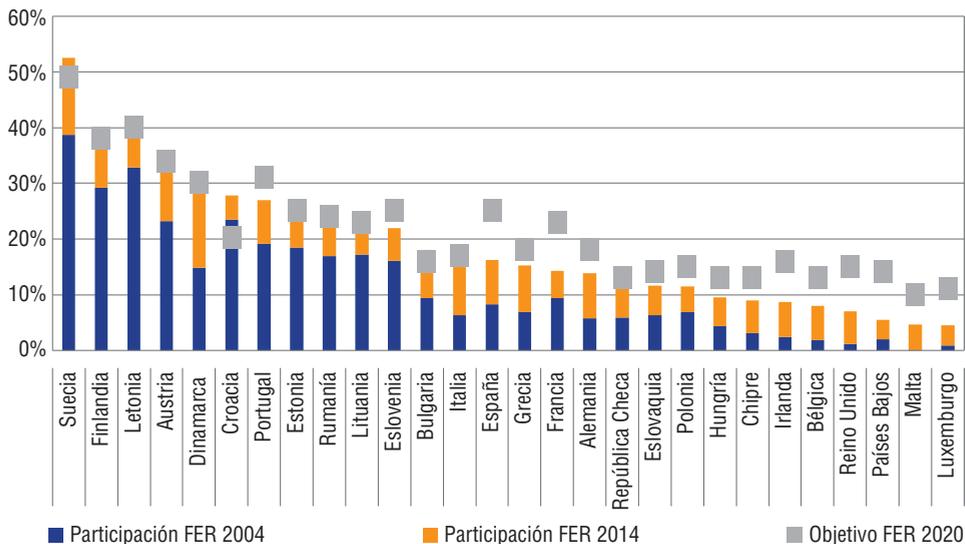
Por otra parte, la UE ha promovido la electricidad renovable desde 1986, reconociendo la necesidad de participación pública para lograr sus objetivos. La Resolución del Consejo del 16 de septiembre de 1986, representa el primer acto legislativo que hace hincapié en la necesidad de coordinación y armonización de las políticas energéticas nacionales.

El primer objetivo formal fue definido en la Directiva 2001/77/CE y representa un paso clave en el desarrollo de las FER. La Directiva definió un objetivo de 12% del consumo bruto de energía de fuentes renovables, para la UE-15 en el 2010. En el 2004, como la Unión Europea aumentó a 24 miembros, el objetivo indicativo para las FER también aumentó a 21% (Giacomarra and Bono 2015).

9. <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:12012E/TXT&from=EN> Ingresado 1 de junio de 2017

Siguiendo la Directiva del 2001, se publicó una segunda Directiva en el 2009 (2009/28/CE). La propuesta contenida en esta última Directiva se construye sobre las experiencias obtenidas en la implementación de la anterior. Esta instrucción establece objetivos nacionales obligatorios, en lugar de indicativos: participación del 20% de energía procedente de fuentes renovables y 10% de cuota de energía procedente de fuentes renovables en el transporte en 2020 (European Parliament and Council of the European Union 2009).

Figura 14. Participación real de FER y objetivo al 2020 para los Estados Miembros UE-28



Fuente: Elaboración propia basada en la Directiva 2009/28/CE (cf. European Parliament and Council of the European Union 2009) y Eurostat(2017).

Para entender este tipo de políticas que promueven la inversión en FER, seguimos la misma estrategia que en el estudio de la región de ALC. Examinaremos sucesivamente las siguientes características:

- Instrumentos de financiación
- Instrumentos para mejorar ingresos

Resumiremos estas políticas al final de esta sección para facilitar la comparación con las políticas de ALC.

3.2.1 Instrumentos de financiación

Dividiremos los instrumentos de financiación en FER en dos grupos: el primero se centra en el desarrollo tecnológico (innovación y capacidades) y el segundo se centra en la implementación de proyectos comerciales.

3.2.1.1 La financiación de programas de investigación y desarrollo

La Comisión Europea ofrece diferentes programas de financiación dedicados a la promoción de proyectos de energías renovables. La mayoría de estos programas se centran en proyectos de I+D o fase piloto de planta. Además de la financiación pública, el apoyo regional incluye también la asociación entre capital público y privado y los fondos privados.

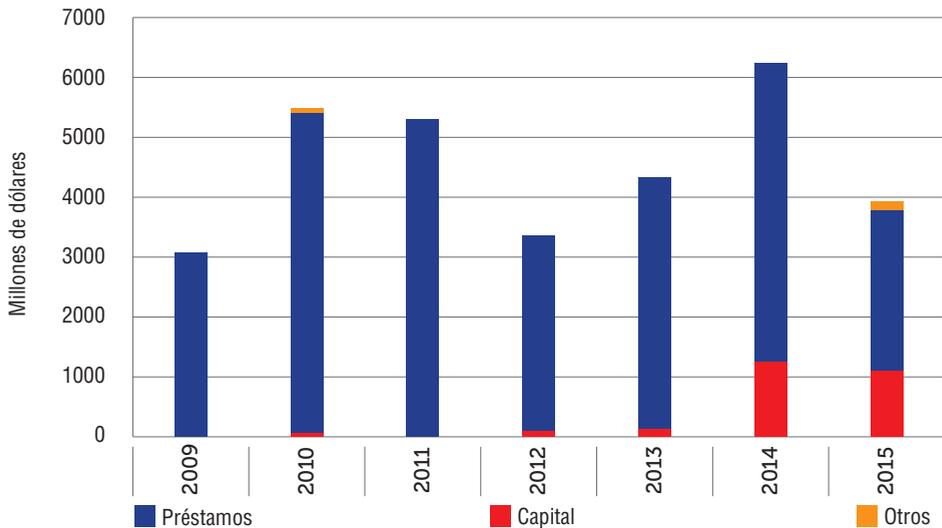
- **Horizonte 2020** es el mayor programa de investigación e innovación creado por la Unión Europea. Incluye casi 80 billones de euros de financiación (disponibles por 7 años, del 2014 al 2020). Este programa pretende también atraer fondos privados complementarios. Su objetivo es impulsar las ideas de laboratorio a la etapa comercial con el fin de asegurar la competitividad global. El objetivo principal del programa en esta área es proporcionar una aceleración del desarrollo de la tecnología, necesaria para cumplir con objetivos de política energética y cambio climático en la UE para el año 2020 y preparar las soluciones necesarias para el 2030 y posterior a eso. En este contexto el 35% de los fondos de Horizonte 2020 están relacionadas con el cambio climático. Incluyen proyectos competitivos de energía baja en carbono, tales como proyectos para innovaciones tecnológicas en la red de electricidad europea, combustibles alternativos, las celdas de combustible, generación competitiva de electricidad con bajas emisiones de carbono. El objetivo de este programa es doble: por un lado, financiar tecnologías limpias y, por otro, promover capacidades de innovación y competitividad en Europa.
- El **Programa Marco de Investigación Europea (MIE)** es el instrumento principal de la investigación financiada a nivel de la UE. Es el instrumento más amplio para financiar la investigación en la región. Desde la quinta edición se incluyeron medidas de investigación y demostración de FER (Giacomarra and Bono 2015). Con el objetivo específico de apoyar a los Estados Miembros durante la crisis económica que comenzó en 2008, la UE estableció este programa en 2009, y su alcance fue invertir en infraestructura energética. El instrumento financiero creado fue una ayuda monetaria de hasta un 50% de los costos subvencionables. Los proyectos marítimos (offshore) para energía eólica fueron las únicas FER financiadas.
- El **Fondo Margarita** es un fondo de capital riesgo paneuropeo que actúa como un facilitador de las inversiones clave en energía y transporte renovable. Es el primer fondo de este tipo emitido por las instituciones financieras líderes de Europa, siguiendo una iniciativa aprobada durante el segundo semestre de 2008 por el Consejo de Asuntos Económicos y Financieros (ECOFIN) y el Consejo Europeo como parte de el Programa Energético Europeo para la Recuperación (PEER). El fondo tiene un capital de €710 millones (Giacomarra and Bono 2015).

- **Fondo Mundial para la Eficiencia Energética y las Energías Renovables (FMEEER)** es un Fondo-de-Fondos asesorados por el Grupo Banco Europeo de Inversiones (BIE), lanzado en 2008 con fondos de la Unión Europea, Alemania y Noruega, con una dotación de €112 millones. En la actualidad, el fondo está intentando aumentar la cantidad de capital privado de inversionistas del sector privado, para lograr que el total de fondos bajo gestión supere los €200 millones. Los primeros compromisos de capital privados se firmaron a finales de 2013 y los esfuerzos de recaudación están todavía en curso. Se da prioridad a la inversión en los países con políticas y marcos regulatorios apropiados en materia de eficiencia energética y RE. Este fondo es manejado por el BIE, y se capitaliza a través del programa de Horizon 2020 de la Comisión Europea.
- **Asistencia Energética Local Europea (ELENA)** ayuda a las autoridades locales y regionales que carecen de la experiencia y capacidad organizativa para implementar grandes proyectos de energía y energía renovable. El objetivo es crear un negocio sólido y un plan técnico que pueda atraer financiamiento exterior en proyectos que integren energías renovables en edificios públicos y privados, eficientes redes de calefacción y refrigeración de distrito o sistemas de transporte innovadores, sustentables y ambientalmente amigables. Este fondo es una asociación pública – privada, que actúa como un catalizador de los fondos de inversionistas institucionales, inversionistas profesionales y otros inversionistas bien informados en el sentido de la Ley SIF de Luxemburgo. Fue creado mediante la emisión del Reglamento (UE) n ° 1233/2010 que establece explícitamente la creación de un fondo financiero para apoyar la eficiencia energética y las inversiones de energía renovable descentralizadas. El 20% de estos fondos se colocan en los proyectos de FER, mientras que el 70% de los fondos se invierten en medidas de ahorro de energía y el 10% restante apoya un transporte urbano limpio (Giacomarra and Bono 2015).
- **Reserva de Nuevos Entrantes 300 (NER 300)** es un instrumento administrado conjuntamente por la Comisión Europea, BEI y los Estados Miembros, establecido por la versión revisada de Comercio de Emisiones de la Directiva 2009/29/CE. Este mecanismo proporciona financiación de captura y almacenamiento geológico de proyectos de CO₂, así como proyectos de demostración de tecnologías de energía renovable. La financiación a través de la venta de 300 millones de derechos de emisión (es decir, los derechos a emitir una tonelada de dióxido de carbono) en la UE SCE (UE Sistema de Comercio de Emisiones).

3.2.1.2 Principales Herramientas de Inversión en FER en la UE

Históricamente, la aplicación de tecnologías maduras de FER en fase comercial se basa principalmente en los bancos y es conducido por los servicios básicos. Sin embargo, de manera más reciente, se ha observado un aumento de la participación de nuevos actores y mecanismos. En las principales economías europeas, la generación se concentra en un número pequeño de agentes (con frecuencia servicios básicos). Para estas compañías, el método más utilizado es el acceso a los bancos comerciales. Estos acuerdos son difíciles de analizar debido a que generalmente los términos de los acuerdos no son divulgados. Sin embargo, según la Agencia Internacional de Energía Renovable (IRENA), como podemos observar en la Figura 15, las FER son financiadas principalmente por préstamos en Europa. También se observa una creciente participación del capital.

Figura 15. Instrumento de financiación utilizado para proyectos de FER en Europa



Fuente: Elaboración propia basada en la base de datos de IRENA (cf. IRENA 2016a)

Además de los bancos comerciales, hay algunas instituciones financieras, normalmente internacionales e instituciones financieras de desarrollo, que ofrecen apoyo a proyectos comerciales renovables, como el Banco de Inversión Europea (BIE), el Banco Europeo de Reconstrucción y Desarrollo (BERD) y el Banco de Inversiones Verdes de Gran Bretaña (BIV). El principal instrumento financiero no es diferente de los bancos comerciales y los préstamos son el principal mecanismo de aplicación.

El Banco Europeo de Inversiones (BEI) es el Banco de la Unión Europea, y sus accionistas son los 28 Estados de la UE. Dentro de la UE, el BEI proporciona financiamiento y asistencia técnica y financiera a proyectos que apoyan los objetivos de la política de la UE a través de un número de sectores, incluido el de energía. Fuera de la UE, el BEI está presente en más de 150 países donde apoya proyectos que contribuyen a las políticas exteriores de cooperación y el desarrollo de la UE.

Los instrumentos de financiación tradicionales utilizados por el BEI son préstamos de mediano y largo plazo con tasas de interés fijas o variables en euros u otras monedas. Para proyectos de menos de 25 millones de euros, el Banco otorga créditos individuales que cubren hasta el 50% de los costos de inversión. La parte restante y el capital de trabajo deben ser procedentes de otras fuentes. Para proyectos bajo este valor, el Banco puede proporcionar préstamos indirectos a través de préstamos a bancos asociados (BEI 2013a, 2013b).

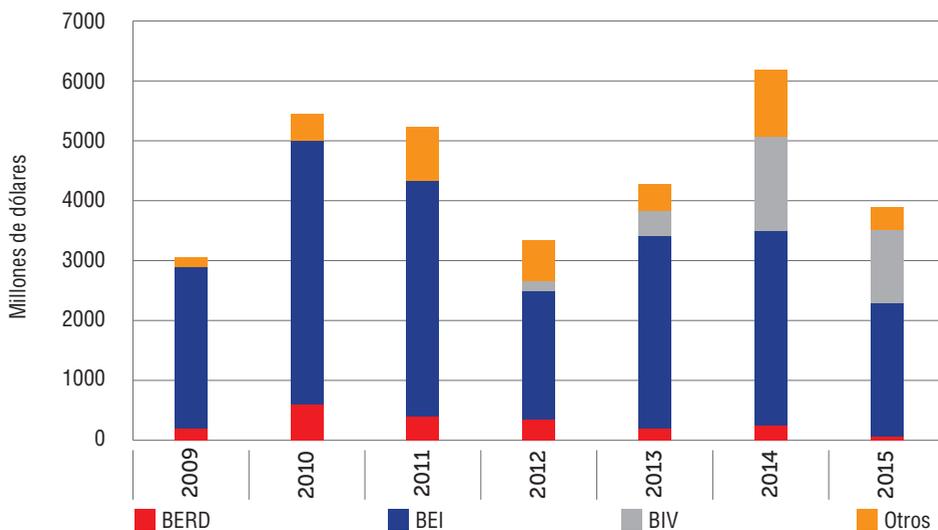
Para proyectos prioritarios con un perfil de riesgo mayor que el generalmente aceptado, el BEI ofrece apoyo adicional a través de su Facilidad Financiera Estructurada (FFE) y utiliza una mezcla de los siguientes instrumentos:

- Préstamos principales y garantías incorporando riesgo operacional inicial y pre-completación;
- Préstamos subordinados y garantías clasificadas previo a la deuda subordinada del accionista;

- Finanzas intermedias, incluyendo la deuda de alto rendimiento para pequeñas y medianas empresas (PYMES) las que están experimentando gran crecimiento o que están sometidas a reestructuración;
- Derivados relacionados con el proyecto.

De las instituciones con fondos públicos, el BEI es el líder en apoyo financiero a proyectos de energía renovable en la zona europea como puede verse Figura 16 a continuación.

Figura 16. Instituciones financieras que ofrecen apoyo a proyectos de FER



Fuente: Elaboración propia basada en IRENA 2016a

C. EL BANCO EUROPEO PARA RECONSTRUCCIÓN Y DESARROLLO

El Banco Europeo para Reconstrucción y Desarrollo (BERD) es un banco de desarrollo multilateral de inversiones. Inicialmente se centró en los países del antiguo bloque del este, luego se expandió para apoyar el desarrollo en 30 países de Europa Central y Asia Central.

A través de su Iniciativa Energética Sostenible (IES), el BERD ha desarrollado un modelo a escala de financiación de eficiencia energética y energías renovables, trabajando estrechamente con los gobiernos y el sector privado. Basado en su experiencia práctica y resultados, el BERD continúa ampliando sus inversiones en eficiencia energética y energías renovables con un enfoque particular en apoyar la participación del sector privado. El IES, fundada en el 2006, responde a las necesidades específicas de la transición de la energía en los países¹⁰ de operación de BERD: en muchos países no existen marcos regulatorios, los aranceles preferenciales no son siempre adecuados, hay un acceso problemático a la red y hay brechas de competencias técnicas y financieras.

10. Los países de BERD incluyen: Albania, Armenia, Azerbaiyán, Bielorrusia, Bosnia y Herzegovina, Bulgaria, Croacia, República Checa, Estonia, Antigua República Yugoslava de Macedonia, Georgia, Hungría, Kazajistán, República Kirguisa, Letonia, Lituania, Moldavia, Mongolia, Montenegro, Polonia, Rumania, Rusia, Serbia, Eslovaquia, Eslovenia, Tajikistán, Turquía, Turkmenistán, Ucrania y Uzbekistán.

Banco de Inversión Verde (BIV)

El Banco de Inversión Verde (BIV) fue establecido a finales del 2012 por el gobierno del RU, que proporcionó el capital de inversión inicial. Es de propiedad del gobierno del RU, pero desde marzo del 2016 el gobierno del RU puso en marcha un proceso de mover al BIV hacia el sector privado mediante la venta de sus acciones; el proceso de transición concluyó en el año 2017.

El Banco proporciona capital flexible, invirtiendo a través de la estructura de capital completo, de deuda, deuda intermedia y capital. Esta especialmente dirigido al RU. El BIV típicamente se involucra en etapas iniciales del ciclo de vida del proyecto, trabajando con los desarrolladores para asegurar proyectos financiables y bien estructurados. Su apoyo se ofrece directamente a grandes proyectos o programas e indirectamente en proyectos más pequeños a través de fondos o sociedades con el desarrollador. Su negocio principal es invertir en proyectos de infraestructura verde y gestión de activos en el RU.

El BIV tiene una subsidiaria (Servicios Financieros de Inversión Verde Ltd. en el RU) que administra el capital privado en un fondo de energía eólica. Su objetivo es proporcionar a los inversionistas institucionales a largo plazo la oportunidad de invertir en parques eólicos operativos no apalancados en alta mar en el RU. Hasta ahora, el fondo ha recaudado £818m – con £200 millones del BIV y £618m de otros inversionistas privados; lo que lo convierte en el fondo de energía renovable más grande del RU. Los inversionistas incluyen compañías de seguros de vida, fondos de pensiones y un fondo de riqueza soberana.

3.2.1.3 Las diferentes condiciones de financiamiento entre los países de la UE

Hay diferentes condiciones de financiamiento entre Estados Miembros de la UE. Ilustraremos la diferencia entre los Estados Miembros mediante el análisis de la diferencia del costo promedio ponderado de capital (CPPC) para FER.

El CPPC representa el rendimiento mínimo que una compañía debe ganar sobre una base de activos existente para satisfacer a sus acreedores, propietarios y otros proveedores de capital, con el fin de prevenir que inviertan en otro proyecto. En su forma habitual, el costo promedio ponderado de capital (CPPC) es expresado en términos nominales y después de impuestos, como se muestra a continuación:

$$WACC = r_E \left(\frac{E}{E+D} \right)^* + r_D(1-t^*) \left(\frac{D}{E+D} \right)^*$$

donde r_E es el costo de capital; r_D es el costo de la deuda; t^* es la tasa de impuesto a empresas, D es el total de la deuda y E es el total de patrimonio de los socios.

Los autores en Diacore (2016) calcularon el CPPC para proyectos eólicos en tierra (on shore) en los 28 Estados Miembros de la Unión Europea. Encontraron que Alemania tiene el CPPC más bajo, con un valor entre 3.5-4.5%, señalando un entorno de bajo riesgo para este tipo de inversión. Por otro lado, Grecia y Croacia presentan un marco para la inversión menos favorable con un CPPC casi tres veces tan alto como en Alemania. Esta diferencia puede explicarse por el hecho de que el costo de la deuda y el costo de capital son relativamente bajos en Alemania y un sistema bancario competitivo está dispuesto a prestar a los desarrolladores. Estos resultados se muestran en la Tabla 3.

Tabla 3. Indicadores financieros

Estado Miembro	Costo de capital	Costo de la deuda	Relación deuda/capital	Plazo de la deuda	CPPC
Austria	8-10%	4.5-5.5%	80/20	10 años	6.5%
Bélgica	10.8%	5-5.5%	80/20	10-15 años	5-6%
Bulgaria	12-13%	7.5-8%	50/50	10 años	10%
Croacia	-	-	70/30	-	12%
Chipre	15%	4.5-9%	70/30	10 años	8-12%
República Checa	12%	6.5-7.5%	70/30	10 años	8%
Dinamarca	10-11.2%	4.5-5.5%	70/30	10 años	5-6.5%
Estonia	15-20%	4.5-4.7%	65/35	10 años	6.4-13%
Finlandia	12-15%	3-5%	70/30	10-12 años	6-7%
Francia	10.5-11.5%	5.7%	80/20	15 años	5.7%
Alemania	6-9%	1.8-3.2%	80/20	10 años	3.5-4.5%
Grecia	14-16%	8.5-12.5%	60/40	10-15 años	12%
Hungría	14-15%	8-10%	65/35	10 años	11.3%
Irlanda	11-12%	6.8-7.9%	70/30	-	9%
Italia	10-13%	8-10%	70/30	10 años	7-9%
Letonia	16.6%	6%	70/30	10 años	8-9%
Lituania	16.1%	6%	70/30	10 años	9.3%
Luxemburgo	10.2%	5.9%	-	-	6%
Países Bajos	13.7-14.2%	4.7-6.3%	70/30	12-15 años	6-6.7%
Polonia	14-14.5%	6.1-8.1%	70/30	10 años	8.7-10%
Portugal	12-13%	6%	60/40	10 años	7.5-8.5%
Rumania	16-18%	7-10%	50/50	10 años	11.1%
Eslovaquia	13.6%	6-7.3%	70/30	10 años	8.1%
Eslovenia	17.4%	8.2-9.9%	75/25	10 años	11%
España	13-15%	9-10%	70/30	10 años	10%
Suecia	10-12%	4.5-6%	60/40	10 años	7.4-9%
Reino Unido	7-15%	5-5.5%	70/30	12 años	6.5%

Fuente: Elaboración propia basada en Diacore (2016)

3.2.2 Instrumentos para mejorar ingresos

En el enfoque de la Unión Europea, cada miembro elige la política que usar como instrumento para alcanzar sus objetivos nacionales de energía renovable. Por otra parte, la adopción de los instrumentos es dinámica, con varios miembros cambiando o revisando sus mecanismos de apoyo ocasionalmente. Esto es un tema de diferencias marcadas entre los Estados Miembros de la UE. Sin embargo, como podemos ver en la Tabla 4, hay algunas tendencias regionales, tales como tarifas de alimentación y obligaciones de transporte que han sido adoptadas por muchos miembros. Recientemente, la tendencia de la UE se mueve lejos de esquemas donde el gobierno fija el nivel de apoyo hacia subastas en donde los participantes del mercado hacen ofertas competitivas.¹¹

Tabla 4. Esquemas de apoyo a nivel de miembros

	Tarifa de alimentación / pago de prima	Obligación de la cuota de electricidad / RPS	Medición Neta / Facturación de la red	Obligación de transporte / mandato	Obligación de calor / mandato	REC comerciable	Licitación
Austria	*			*		*	
Bélgica		*	*	*		*	*
Bulgaria	*			*			
Croacia	*			*			
Chipre	*		*	*			*
República Checa				*		*	
Dinamarca	*		*	*		*	*
Estonia	*			*			
Finlandia	*			*		*	
Francia	*			*	*	*	
Alemania	*			*	*		*
Grecia	*		*	*	*		
Hungría	*			*			
Irlanda	*			*	*	*	*
Italia	*		*	*	*	*	*
Letonia	*		*	*			*
Lituania	*	*		*			
Luxemburgo	*			*			
Malta	*		*				
Países Bajos	*		*	*		*	
Polonia	*	*		*		*	*
Portugal	*	*	*	*	*		*
Rumania		*		*		*	
Eslovaquia	*			*		*	
Eslovenia	*					*	*
España			*	*	*	*	*
Suecia	*	*		*		*	
Reino Unido	*	*		*		*	

Fuente: Elaboración propia basada en REN21 2016

11. De hecho, la Ayuda Estatal de la Comisión Europea (CE) exige un cambio para licitaciones renovables para muchos proyectos de 2017 (EC 2014).

El aumento de costos y del pago de los consumidores al mecanismo de apoyo de las FER es un reto en Europa, y ha sido discutido. En la mayoría de los Estados Miembros, el apoyo a las FER en electricidad está financiado por recargos en las facturas de electricidad de consumo, para que no afecten el presupuesto del estado. Sin embargo, esto a menudo resulta en altos precios de la electricidad para los consumidores industriales y hogares privados. Según un análisis de la Comisión, el coste de las energías renovables constituye alrededor del 6% del precio promedio de electricidad de un hogar en la UE y el 8% del precio para los consumidores industriales antes de considerar las exenciones. La dispersión de apoyos entre los países es alta, en España y Alemania, llegando a 15,5% y 16% de los precios de la electricidad doméstica, comparados con menos del 1% en Irlanda, Polonia y Suecia.¹²

La importancia de la producción de electricidad recibiendo algún apoyo por FER es relevante, como podemos ver en la Tabla 5. En Dinamarca, más del 50% del total bruto de la electricidad producida recibió ayuda por renovables en el 2012.

Tabla 5. Apoyo a la electricidad

	Electricidad bruta producida en el 2012 (GWh)	Electricidad que recibió el apoyo de FER en el 2012 (GWh)	% de la electricidad bruta producida que recibe apoyo por FER
Austria	72.616	6.585	9,10%
Bélgica	82.874	9,58	11,60%
Croacia	10.557	379	3,60%
República Checa	87.573	5.778	6,60%
Dinamarca	30.727	17.182	55,90%
Estonia	11.967	1.169	9,80%
Finlandia	70.399	2,22	3,20%
Francia	564.275	29.451	5,20%
Alemania	629.813	114.324	18,20%
Grecia	60.959	6.411	10,50%
Hungría	34,59	1.862	5,40%
Irlanda	27.592	4.138	15,00%
Italia	299.277	53.281	17,80%
Lituania	5.043	832	16,50%
Países Bajos	102.505	9,75	9,50%
Noruega	147.845	204	0,10%
Polonia	162.139	15.143	9,30%
Portugal	46.614	13.985	30,00%
Rumania	59.045	3.365	5,70%
España	297.559	68.244	22,90%
Suecia	166.562	21.511	12,90%
RU	363.837	35.233	9,70%
Total	3.334.368	420.625	12,60%

Fuente: Elaboración propia basado en CEER (2015)

12. Precios de la energía y costos en Europa (COM(2014) 21/2).

Para comparar el peso del costo de apoyo por FER entre los países, la Tabla 6 muestra el apoyo de los esquemas FER por unidad de electricidad bruta total producida (es decir, electricidad convencional y renovable). En su mayoría, los países con mayor penetración de las energías renovables (ver Tabla 3) también tienen el mayor apoyo por electricidad de FER por unidad de electricidad bruta producida. Los países que reciben el máximo de apoyo por unidad de producción bruta de electricidad son Italia, Alemania y España (CEER 2015).

Tabla 6. Apoyo por unidad de electricidad bruta producida (€/ MWh)

	Gastos de apoyo por electricidad de FER (millones €)	Electricidad bruta producida (GWh)	Apoyo de electricidad por FER por unidad de electricidad bruta producida (€/ MWh)
Austria	361	72616	4,97
Bélgica	1490	82874	17,97
Croacia	22	10557	2,13
República Checa	1268	87573	14,48
Dinamarca	568	30727	18,48
Estonia	17	11967	1,42
Finlandia	47	70399	0,67
Francia	2488	564275	4,41
Alemania	16288	629813	25,86
Grecia	1165	60959	19,11
Hungría	99	34590	2,86
Irlanda	56	27592	2,03
Italia	9585	299277	32,03
Lituania	49	5043	9,78
Países Bajos	686	102505	6,7
Noruega	4	147845	0,03
Polonia	1038	162.139	6,4
Portugal	781	46614	16,76
Rumania	190	59045	3,21
España	6165	297559	20,72
Suecia	495	166562	2,97
RU	2743	363837	7,54
Total	45605	3334368	13,68

Fuente: Elaboración propia basada en CEER (2015)

Los niveles de apoyo varían mucho entre los diferentes países y tecnologías. Aquí podemos mencionar dos objetivos que pueden ser perseguidos por los países. El primero tiene que ver con qué tipo de fuente renovable y en qué magnitud la queremos fomentar. El otro tiene en cuenta la necesidad de apoyo financiero, por ejemplo, variación del costo de producción de energía mediante diferentes fuentes. En la Tabla 7, de los 21 países en la lista, 17 fueron asignados con la máxima ayuda máxima por MWh por fuente solar.

Tabla 7. Promedio del nivel de ayuda por tecnología (€/MWh) 2013

	Bio-energía	Geo-térmica	Hidro	Otros	Solar	Eólica - tierra	Eólica - alta mar	Total
Austria	103,4		6,27		205,46	43,14		57,32
Bélgica	94,38		24,11		369,07	84,19	104,89	157,41
Croacia	117,39		58,66		269,88	50,29		67,04
República Checa	101,9		57,04		448,04	74,95		194,51
Dinamarca	26,43			45,04		24,16	57,39	36,53
Estonia	10,56		10,56		10,56	10,56		10,56
Finlandia	13,19						64,14	22,44
Francia	72,62		22,22	8,42	433,94	40,18		91,63
Alemania	147,25	201,31	56,29		291,54	65,63	135,5	144,15
Grecia	36,63		19,52		341,35	20,81		161,52
Hungría	69,24		32,31		65,85	71,17		65,9
Italia	138,72	74,17	90,7		306,88	79,74		176,66
Lituania	69,6		25,97		191,9		44,8	56,18
Países Bajos	70,81	17,54	96,12		220,53	60,34	99,32	68
Noruega			23,7			23,7		23,7
Polonia	70,84		70,84	70,84	70,84		70,84	70,84
Portugal	65,48		54,89	58,69	293,69	53,49	131,4	58,94
Rumania	57,71		57,71		57,71	57,71		57,71
España	73,34		43,07		327,75	43,98		86,62
Suecia	23,51		23,51		23,51			23,51
RU	65,09		67,03	113,3	256,94	59,22	95,71	78,48
Apoyo mínimo	10,56	17,54	6,27	8,42	10,56	10,56	44,8	10,56
Apoyo máximo	147,25	201,31	96,12	113,3	448,04	84,19	135,5	194,51

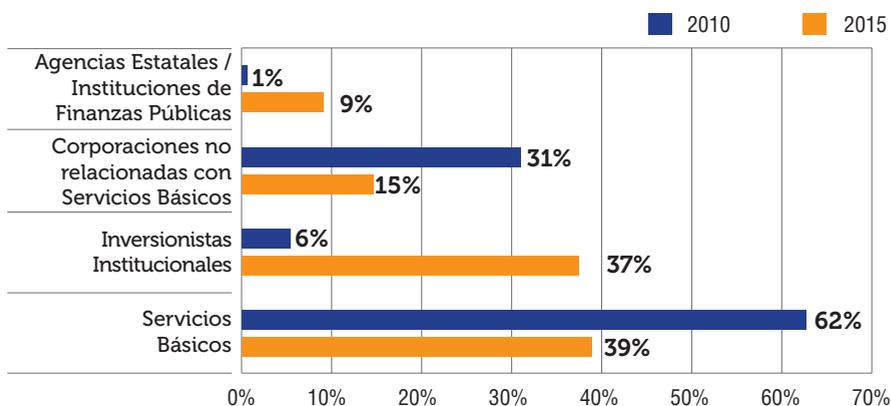
Fuente: Elaboración propia basada en CEER (2015)

La mayoría de mercados de la UE se basan en la idea de la contratación a corto plazo y la competencia completa en el mercado minorista. Esto implica que el “caso base” en la UE, desde el inicio de los procesos de liberalización en los años 90, es una compañía de energía que realiza inversiones en la generación y venta de energía en contratos a corto plazo (1-2 años).

En este contexto, Clean Energy Pipeline (2014) analizó las estrategias, requerimientos de retorno y actividades de clases de los principales inversionistas en el sector de energías renovables de Europa. Los resultados se resumen en la Tabla 5. En la UE los principales inversionistas en estos proyectos son: los principales servicios básicos, los servicios básicos municipales, los productores independientes de energía (PIEs), los fondos de infraestructura, los fondos de capital privado y los fondos de pensiones. Cada uno de estos actores prefiere entrar en diferentes etapas de los proyectos, y exigen características diferentes del proyecto, tales como tasa de retorno y duración.

En OCDE (2016), los autores analizaron la composición del capital de ofertas de energía eólica (en tierra y alta mar). Encontraron que la mezcla de capital ha cambiado enormemente en los últimos cinco años, como puede verse en la Figura 17. La proporción de capital proporcionado por servicios básicos bajó del 62% en el 2010 a casi el 40% en el 2015 y la participación respectiva de empresas no relacionadas con servicios básicos disminuyeron de 31% a 15%. Esta situación fue compensada por un aumento de los inversionistas institucionales, lo que los convirtió en los segundos proveedores más importantes de capital en 2015. Los investigadores apoyan la tendencia en la tabla anterior. Inversionistas institucionales son más reacios al riesgo que el resto de los agentes implicados en el sector de la energía renovable, y sólo adquieren proyectos existentes.

Figura 17. Mezcla de capital en proyectos de energía eólica en Europa



Fuente: *Elaboración propia.*

Tabla 8. Características de los inversionistas europeos de electricidad

	Principales Servicios Básicos	Servicios Básicos Municipales	Productores independientes de energía
Expectativas de retorno	En línea con las expectativas del mercado	7% - 9% anual después de impuestos	Variado: algunos tienen una estrategia de alto riesgo, otros adquieren mercados maduros con una TA o Contrato de Compra de Energía (CCE)
Etapas de inversión	Todas las etapas, aunque muchos son más activos durante la etapa de desarrollo	Todas las etapas, aunque muchos son más activos durante la etapa de desarrollo	Principalmente proyectos innovadores
Duración	Titulares a largo plazo	Titulares a largo plazo	
Nivel de compromiso	Participaciones minoritarias que permiten tratamiento del balance de las compañías del proyecto, se prefieren	Muchos emprenderán proyectos en colaboración con un desarrollador experimentado; en algunos casos, los servicios básicos municipales obtendrán participaciones con desarrolladores de proyectos	Típicas medidas para controlar participaciones; algunos perderán participaciones en los proyectos una vez que estén en funcionamiento
Tamaño de la entrada	A menudo por encima de € 1 billón	€ 5-20 millones, aunque muchos han formado vehículos de inversión conjunta que les permiten invertir sumas más grandes y competir con grandes operadoras de servicios básicos	
Enfoque geográfico	Diversificado	Prefieren invertir donde su base de clientes se encuentra ubicada, aunque a menudo se ven obligados a desviar a otros países para cumplir con sus objetivos	
Enfoque de sector	Eólica en tierra, energía eólica en alta mar y la solar FV	Tecnologías con factores de alta capacidad y bajo nivel de energía los costos son preferenciales (eólica en tierra y solar FV)	
Uso del apalancamiento		Moderada o sin influencia	

Fuente: Elaboración propia basada en Clean Energy Pipeline (2014)

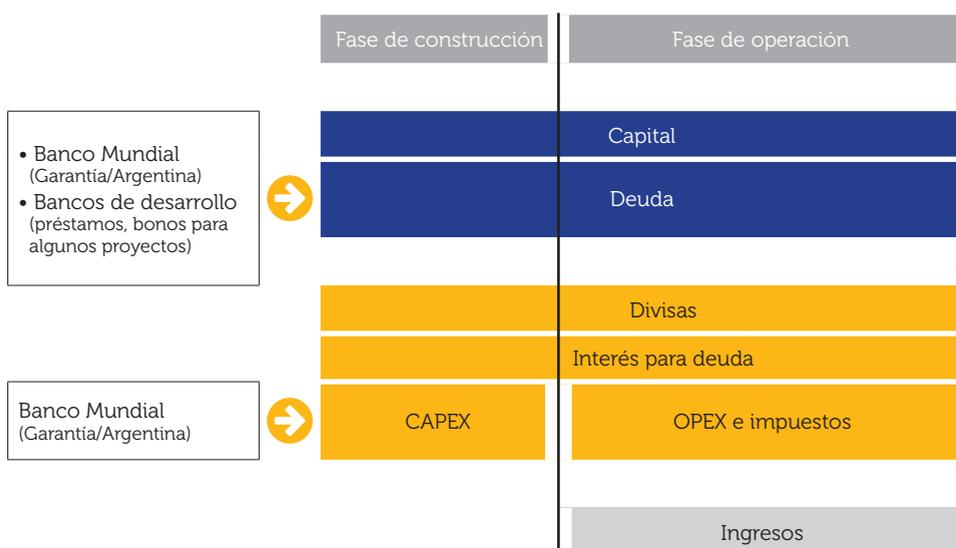
Fondos de infraestructura	Fondos Privados de Capital	Fondos de Pensiones y Compañías de Seguros
6% - 15%	15% - 25% anual después de impuestos	5% - 10% anual después de impuestos, dependiendo del país y la tecnología
Activos en construcción tardía o fase operativa	Activos en desarrollo y en la última etapa de construcción	Se prefiere 1-2 años después de la puesta en marcha
Enfoque de mantener hasta su vencimiento, inversiones pueden ser mantenidas por 20-25 años		Hasta el final de vida útil de los activos (20-30 años)
Inversionistas pasivos, suelen invertir en alianzas con operadores experimentados, como en servicios básicos	Tres a siete años	Compañías de seguros prefieren el control total de los activos. Los fondos de pensiones prefieren invertir conjuntamente junto a socios estratégicos o financieros experimentados por lo que normalmente hará inversiones minoritarias
€10-€30 millones	Los inversionistas prácticos, proveen experiencia financiera, de ingeniería y conocimientos de negociación de contrato	Los fondos de pensión buscan implementar €100-250 millones a la vez, mientras que las compañías aseguradoras buscan invertir de €20-100 millones
Mercados maduros con regímenes normativos estables (Alemania, Francia, Escandinavia, el RU y España)		Países con alta calificación y ambientes políticos estables
	Prefieren las inversiones en activos de 50 MW o más grandes, ya que esto permite que fondos amplíen su gestión y experiencia de estructuración financiera	
	En toda la UE, incluyendo la Europa meridional y oriental	Moderada o sin influencia

3.3 Análisis de las políticas de ALC y UE

Existen importantes diferencias entre las políticas de la UE y ALC y sus instrumentos de financiación. El distinto nivel de desarrollo económico y de infraestructura en ambas regiones no puede ser olvidado cuando analizamos los dos contextos. Sin embargo, hay algunos elementos claves que pueden ser subrayados cuando se comparan ambas regiones para entender mejor.

Financiamiento en los países de ALC

Figura 18. Principales instrumentos de financiamiento utilizados en ALC



Fuente: Elaboración propia

En los países de ALC, un gran volumen de recursos financieros proviene de los bancos de desarrollo, por lo general en forma de préstamos a largo plazo asociados a un vehículo de propósito especial (VFE). Como se observa en el caso argentino, al inicio de la implementación de su programa de renovables, cuando esta fuente de financiación no estaba disponible, se observó poca inversión. Recientemente, probablemente relacionado con una reducción relativa de los recursos disponibles, observamos una creciente importancia de la participación pública a través de servicios de garantía.

Figura 19. Principales instrumentos usados en ALC para la mejora de ingresos

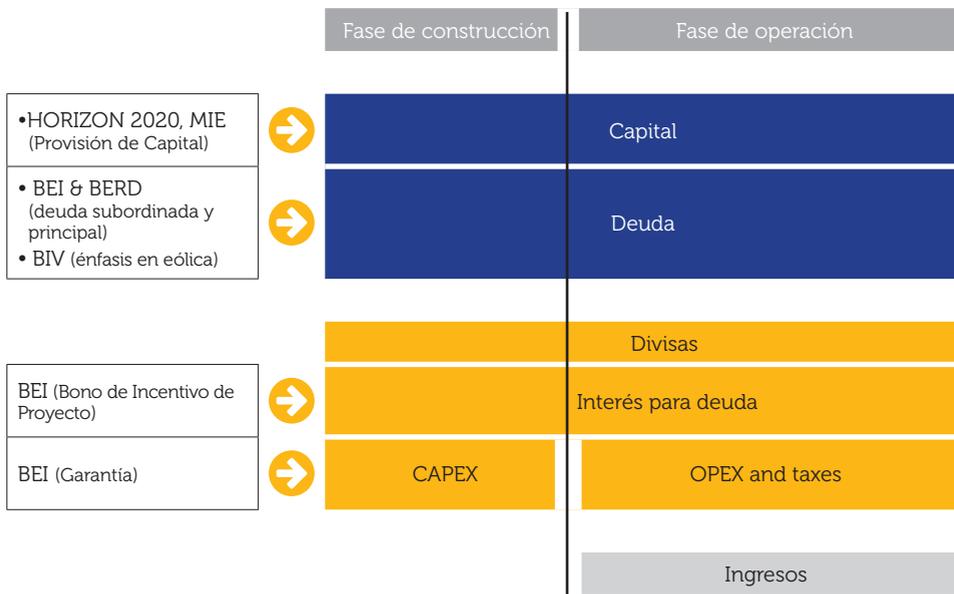


Fuente: Elaboración propia

Además de una fuerte participación de los bancos de desarrollo, el diseño regulatorio es fundamental para la estrategia de ALC al promover las FER. Junto con las varias formas de incentivos fiscales, el mecanismo predominante para vender energía es el uso de un contrato a largo plazo vinculado a un VFE. En principio, esto implica la identificación de proyectos FER con una clase de activo de infraestructura.

Financiación en la UE

Figura 20. Principales instrumentos de financiamiento utilizados por la UE

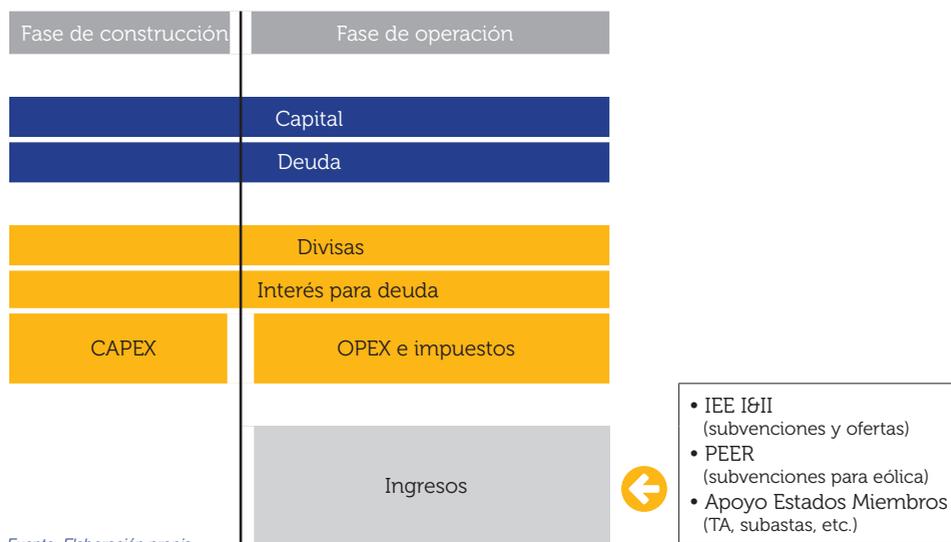


Fuente: Elaboración propia

Se pueden observar dos diferencias principales con la estrategia de la UE: como muestra la Figura 20, varios instrumentos basados en la provisión de capital fueron considerablemente importantes en las primeras etapas de desarrollo de las FER en la UE. Estos instrumentos estaban relacionados con las políticas de innovación para desarrollar tecnología FER.

Además, los instrumentos financieros utilizados para facilitar los proyectos de FER (y otras infraestructuras) son variados. En particular, observamos una dependencia más fuerte en garantizar instalaciones y diversas formas de deuda subordinada. Todas estas medidas están dirigidas a facilitar la participación del sector privado en la financiación de inversiones a largo plazo.

Figura 21. Principales instrumentos usados en la UE para mejora de ingresos



Fuente: Elaboración propia

Por el contrario, la UE ha confiado en menor grado que los países de ALC en mecanismos de mejora de ingresos. Aunque es cierto que subastas y mecanismos de alimentación (mecanismos destinados a asegurar fuentes de ingresos) han jugado un papel importante en el desarrollo de proyectos de FER, el diseño de referencia de mercado en la UE ha sido basado en la contratación a corto plazo y por lo tanto relativamente más arriesgado.

Implicaciones

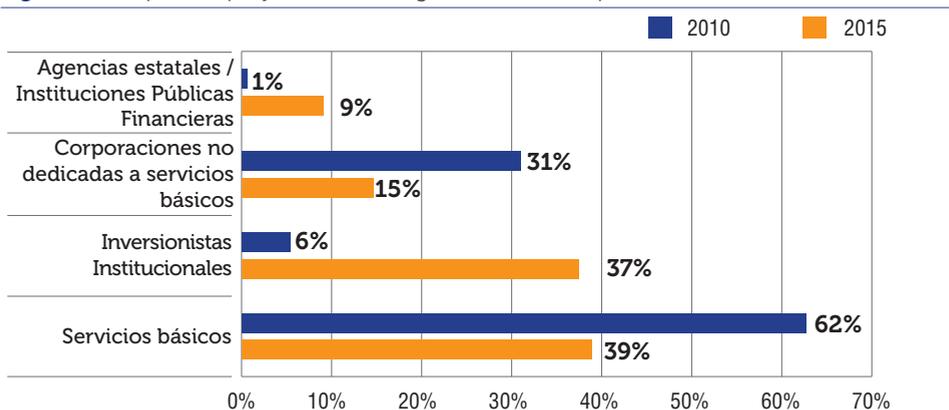
Señalamos varias implicaciones de estas diferencias:

- En la UE la configuración de la industria está más adaptada para el “modelo de negocio en servicios”. Es decir, los proyectos más expuestos son financiados principalmente a través de vehículos corporativos. Por el contrario, la configuración de la industria en los países de ALC prefiere el “modelo financiero del proyecto”, es decir ingresos muy estables combinados con la financiación de proyectos.

- Desde ese punto de vista, la estrategia de ALC parece más adaptada a las tecnologías que comparten características con proyectos de infraestructura: activos de larga duración con bajo riesgo tecnológico y riesgo bajo en fuentes de ingresos.

Sin embargo, el diseño de mercado de la UE cada vez confía más en mecanismos de mejora de ingresos. Esto es especialmente cierto para los proyectos eólicos (también para otros FER). Un primer indicio de la convergencia en la UE y ALC en el modelo de negocio de infraestructura se puede observar mirando la estructura de capital de proyectos eólicos en la UE.

Figura 22. Capital en proyectos de energía eólica en Europa



Fuente: Elaboración propia.

La parte correspondiente a servicios básicos ha disminuido significativamente desde el 2010, y ha sido sustituida por inversionistas institucionales. Además, las subastas de contratos a largo plazo para los proyectos eólicos han aumentado en este período. Combinadas, las dos observaciones sugieren que la energía eólica está cada vez más cerca de “proyectos de infraestructura”, en referencia a que está atrayendo a los inversionistas interesados en contratos a largo plazo. También es importante tener en cuenta que, hasta el 2010 (cuando fue más grande el riesgo tecnológico) las finanzas corporativas se canalizaban a través de servicios básicos junto con la provisión de capital para programas I+D eran instrumentos en el desarrollo de la tecnología eólica.

Con la introducción de tecnologías solares, la hipótesis de que los proyectos de FER están sujetos a bajo riesgo tecnológico, puede llegar a ser menos realista. La convergencia anterior al modelo de negocio de infraestructura asume implícitamente bajo riesgo tecnológico. Por lo tanto, el papel del capital es relativamente poco importante. Sin embargo, si el riesgo tecnológico es mayor, como en algunas tecnologías de FER, el financiamiento de capital juega un papel más importante en proyectos de infraestructura tradicional. Por lo tanto, entornos de mercado que imponen el desarrollo de las FER en el mismo marco de proyectos de infraestructura más tradicionales pueden crear restricciones no deseadas. Un ejemplo de la respuesta privada al hecho de que algunos proyectos de FER son más riesgosos que otros es el uso creciente de Yieldcos. Con esto, los servicios básicos separan la parte más riesgosas de un proyecto de FER y son capaces de crear compañías que se acercan más a la idea de un proyecto de infraestructura.

4. FLUJOS TECNOLÓGICOS ENTRE LA UE Y ALC EN EL DESARROLLO DE ENERGÍAS RENOVABLES

Esta segunda parte se enfoca en los flujos tecnológicos de energía renovable entre ambas regiones (ALC y la UE), particularmente en energía solar FV y eólica. Analizaremos cada tecnología en forma separada y luego compararemos los principales resultados. Con este fin, examinaremos detalladamente algunos elementos clave de la tecnología que afectan la comprensión de la industria. Identificaremos los actores clave de cada industria, tanto en la UE como en ALC, centrándonos en las intersecciones entre las regiones, esto es, los actores en ambas regiones.

4.1 Energía solar fotovoltaica

La luz solar, como fuente directa de producción de electricidad, apenas se desarrolló en forma consistente desde el siglo XX en adelante. Con relación a la disponibilidad de recursos energéticos en el mundo, al comparar las necesidades de energía eléctrica del planeta (alrededor de 16 TW-año), la energía solar es, por mucho, el recurso energético disponible más abundante (con alrededor de 23.000 TW de potencial bruto), aún más que la mayoría de reservas tradicionales de fuentes energéticas (petróleo con 240; gas natural con 215 y carbono con 900 TW) (Pérez y Pérez 2015). Sin embargo, aproximadamente la mitad de toda la energía solar que viene a la Tierra alcanza la superficie. Según el IEA (2016), en su escenario 450 (escenario de clima seguro) para 2040, la energía solar FV podría abastecer hasta 9% de la electricidad mundial.¹³

Es posible distinguir dos tipos principales de tecnologías de producción de energía eléctrica:

- **Energía fotovoltaica (FV):** Consiste en la conversión directa de luz a electricidad;
- **Energía Solar Concentrada (ESC):** Una forma de generación termoeléctrica en la que se calienta un fluido con energía solar para producir vapor.

Para fines de este estudio nos enfocaremos en tecnologías FV debido a que tienen una mayor cuota en el mercado. Últimamente la FV ha ido ganando impulso en el mercado rápidamente con alrededor de 98% de la capacidad instalada de tecnologías solares en 2015 (REN21 2016).

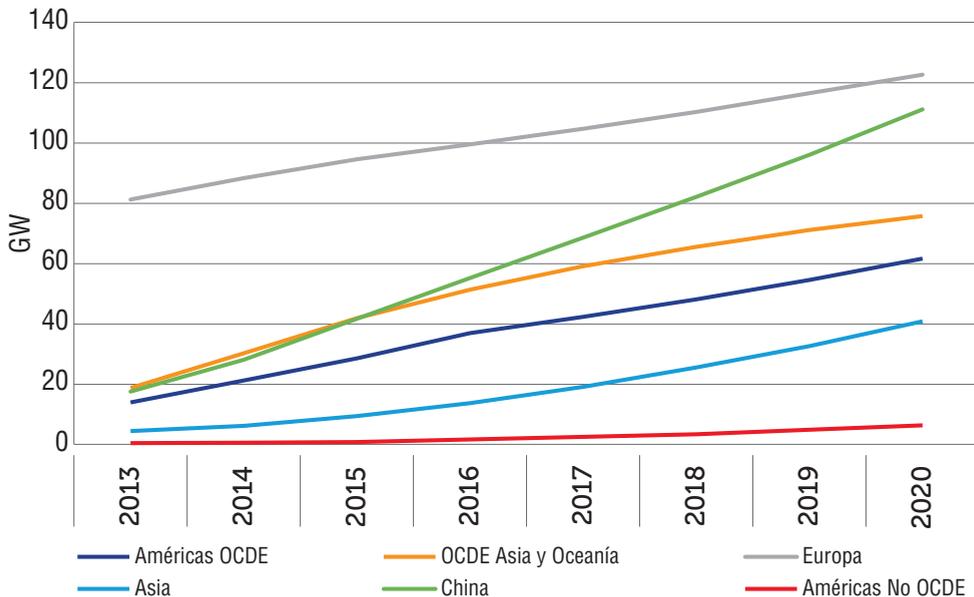
En 2015, la energía solar FV representaba solo 1,2% de la demanda mundial de electricidad, pero su utilización está creciendo rápidamente en los últimos años (IEA 2016b). De una capacidad instalada nominal de 5.1GW en 2005 a 227 GW en 2015, el mercado anual de energía solar FV creció rápidamente en relación a una década atrás (REN21 2016). Esta expansión puede explicarse por el reconocimiento del gran potencial técnico, la fuerte reducción de

13. En 2014, los combustibles fósiles representaban 67% de la generación eléctrica en el mundo, mientras que la energía hidráulica y nuclear representaron 16% y 11%, respectivamente. La energía solar FV representó 1%, eólica 3% y otras energías renovables 2% de la generación energética total (IEA 2016a).

costos y su operación libra de carbono. La percepción del potencial solar ha conducido a varios países (como Alemania, Francia, España, Chile, entre otros) a promover mecanismos de apoyo para incentivar la introducción de energía FV. China, Japón, América del Norte, Alemania e Italia son los principales actores en términos de capacidad acumulada instalada de energía solar FV (Fraunhofer ISE 2016).¹⁴

Según el IEA (2015), se espera que la capacidad de energía solar FV en el mundo se incremente casi tres veces en siete años: de 136 GW de la capacidad instalada total a casi 400 GW entre 2013 y 2020. Se espera que los países de la OCDE tengan más de la mitad de la capacidad instalada en 2020, la mayoría en Europa. Sin embargo, se espera que OCDE Américas (que incluye Chile y México) tenga diez veces la capacidad de energía solar FV de los países americanos no miembros de la OCDE: 60 GW y 6 GW, respectivamente. En el mundo fuera de la OCDE, China aparece como un país líder, con más de 100 GW del total de 174 GW de la capacidad planificada instalada de energía solar FV. Europa es la región con la más alta capacidad instalada de FV, mientras que América Latina, excepto México y Chile, lucha por incluir esta tecnología en su matriz energética. According to IEA (2015), solar PV capacity in the world is expected to grow almost threefold in seven years: from 136 GW of total installed capacity to over 400 GW between 2013 and 2020. OECD countries are expected to have over half of the installed capacity in 2020, with most of it in Europe. However, OECD Americas (which encompasses Chile and Mexico) is expected to have ten times the solar PV capacity of non-OECD American Countries: 60 GW and 6 GW respectively. In the non-OECD world, China appears as a leading country, with over 100 GW out of the total 174 GW of planned installed solar PV capacity. Europe is the region with higher PV capacity installed, while Latin America, except for projects in Mexico and Chile, is struggling to include this technology in its energy matrix.

Figura 23. Capacidad de energía solar FV y pronósticos por región



Fuente: Elaboración propia basada en datos del IEA (2015)

14. Actualmente, China y Taiwán lideran la producción de capacidad de energía solar FV (Fraunhofer ISE 2016).

Por otro lado, sabemos de muchas compañías europeas que están invirtiendo en ALC. Esto plantea la pregunta de si pueden ser el tipo de actores dispuestos a transferir tecnología FV a ALC. Debido a que el recurso solar es gratuito, la inversión en tecnología es el principal costo en este negocio. Más aún, dado el actual desarrollo tecnológico de la industria, los principales elementos que promueven el desarrollo de la industria FV son: (1) innovación para reducir los costos de tecnologías comerciales; (2) I+D enfocado en nuevas tecnologías; y, (3) las crecientes introducciones de mercados más nuevos.¹⁵

Esta sección está dirigida a debatir la adopción de tecnología solar desde la perspectiva de ambas regiones (ALC y UE) y mirar la interacción entre ellas. Por ello, primero definimos los elementos clave de la tecnología solar que deben considerarse para entender la dinámica de la industria. En segundo lugar, brevemente presentamos a los principales actores en ambas regiones. Nuestro objetivo es identificar a los actores colocados en la intersección entre las industrias de ambas regiones. En tercer lugar, analizamos ciertos casos de estudio representativos con el fin de exponer la interacción de la industria FV en ALC-UE a través del análisis de los proyectos seleccionados.

4.1.1 Tecnología

Los sistemas de FV varían en componentes, materiales y dimensiones. La eficiencia y el costo de tecnologías FV dependerán de sus características técnicas (como si fueran células cristalinas o células de capa fina, de una o varias uniones, etc.). Las diferencias de eficiencia y costos entre las tecnologías son relevantes y podría determinar la selección del mercado para cada tipo. Esta sección incluye una breve descripción de la diversidad de innovaciones. Mostramos que incluso si la actual energía FV comercial tiene una estructura bien definida, los puntos de innovación de las industrias apunta a potenciales cambios de trayectoria.

La tecnología comercial

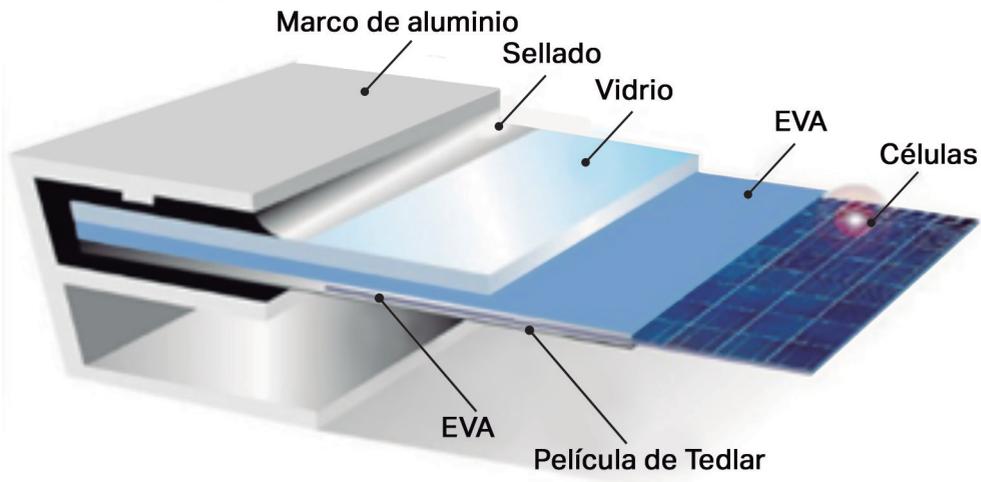
La energía solar FV se obtiene a través de la conversión de la luz en electricidad y se basa en el efecto fotovoltaico. El efecto fotovoltaico, reportado por Edmond Becquerel en 1839, es el resultado de una diferencia potencial entre los extremos de un semiconductor, producido por la exposición y absorción de luz. La conversión de luz (fotón) a electricidad (voltaje) es el proceso básico del efecto fotovoltaico. Los semiconductores se caracterizan por bandas de energía en donde, por un lado se permite que los electrones se muevan, y el otro lado está vacío (brecha de bandas o brecha). El semiconductor más usado es el silicón, que hay en abundancia, lo que significa que hay pocas restricciones a la materia prima¹⁶ (EPE 2012; Tolmasquim 2016).

Además de las células (los conductores), los módulos FV tienen varios otros componentes (Tolmasquim 2016), ver Figura 24.

.....
15. Respecto a las tendencias de invocación, MITEI (2015, 21–45) apunta tres amplias evoluciones en el futuro cercano: innovación marginal hacia una mayor eficiencia (módulos más pequeños); menor uso de materiales; y procesos de fabricación más racionalizados e innovadores.

16. A pesar de que los paneles delgados son más baratos, tienen un resultado inferior a los paneles FV de base de silicio, lo cual significa que estos necesitan un área más grande para un resultado similar a un panel de silicio (EPE 2012)

Figura 24. Capas típicas del módulo fotovoltaico



Fuente: Ritek Green (2017, 3)

- **Marco:** La parte estructural del módulo, generalmente hecho de aluminio. El módulo se fija por el marco.
- **Sellado:** Un componente adhesivo usado para unir las capas internas del módulo con el marco. Impide el ingreso de gases y humedad, además de que protege el interior de vibraciones y choques mecánicos.
- **Vidrio:** Una capa rígida externa que protege a las células y conductores del ambiente, mientras que permite el ingreso de luz para convertirla en electricidad. Es un vidrio especial con bajo contenido de hierro, con una capa antirreflejo y con una superficie texturada, que evita que el reflejo de luz llegue al vidrio.
- **Encapsulante:** Una capa que rodea las células y las protege de la humedad y materiales externos, optimizando la conducción eléctrica (por ej. etileno vinil acetato - EVA).
- **Células fotovoltaicas:** Un componente electrónico que da cuenta de la conversión directa de energía electromagnética en energía eléctrica.
- **Lámina posterior:** La parte inferior del módulo impide que la humedad ingrese y protege a las células de elementos externos. Ofrece aislamiento eléctrico adicional (por ej. Tedlar film).

Luego, los módulos se serializan y asocian en paralelo para componer toda la facilidad de generación. A medida que se produce la generación en corriente directa (DC), se requiere una transformación para alimentar a la red con corriente alterna (AC). Combinadores, inversores y transformadores convierten la salida de DC de bajo voltaje del grupo de módulos FV a energía AC de alto voltaje. Para sistemas aislados (sistemas fuera de la red), a menudo se requieren baterías y controladores de carga (EPE 2012; Tolmasquim 2016)¹⁷.

Diversidad de tecnologías fotovoltaicas y rutas potenciales

Los módulos fotovoltaicos constituyen una tecnología en desarrollo y, aún si las células de silicio cristalino (c-Si) están más disponibles a nivel comercial (representan alrededor del 90% de la producción total de células FV hasta el 2015), no es la única opción tecnológica para FV (Fraunhofer ISE 2016). Existen otras tecnologías que se han desarrollado y algunas de ellas han sido usadas en ciertos nichos de mercado, como las células Gallium Arsenide (GaAs)¹⁸ y células de capa delgada (basadas en telurio de cadmio, diselenuro de indio-galio o silicio amorfo hidrogenado)¹⁹. Más aún, otro camino tecnológico de las FV es integrar diferentes tipos de células (en este contexto, en lugar de tecnologías de células en competencia, podríamos tener una complementariedad entre ellas). Considerando que cada célula fotovoltaica absorbe luz más eficientemente sobre algunos rangos de longitud de onda, entonces, las células multiunión, esto es, dos o más tipos de células fotovoltaicas apiladas, podrían cubrir un mayor rango del espectro de radiación solar, que incrementa la absorción de energía. Las células multiunión pueden lograr los niveles más altos de eficiencia. Sin embargo, actualmente las células multiunión son muy costosas debido a su complejo proceso de fabricación y altos costos de los materiales usados.

En este contexto, IRENA (2016a) categoriza las tecnologías de energía solar FV en tres generaciones:

- Primera Generación – Tecnologías totalmente comerciales, como células basadas en obleas de c-Si y GaAs;
- Segunda Generación – Tecnologías desplegadas a nivel comercial, pero algunas en volúmenes bajos, como células de capa fina y células multiunión, como CIGS;
- Tercera Generación – Tecnologías que aún están en fase de demostración o aún no han sido comercializadas ampliamente, como dispositivos de capa fina, células orgánicas y otros conceptos.

Sin embargo, esta división presenta ciertos problemas porque no puede considerar plenamente la dinámica de la innovación en la industria (porque eso incluye tecnologías que no

17. Respecto a su eficiencia, las células solares comerciales tienen una tasa de transformación entre 10% y 20% (Fraunhofer ISE 2016). Según los análisis de los autores, las células solares multiunión de alta concentración pueden lograr una eficiencia del 46%.

18. Puede ser más eficiente, pero es más costoso que células c-Si.

19. Entre las principales ventajas de las células de capa fina están: (1) mayor absorción de luz (comparado con silicio); (2) menor coeficiente de temperatura; y, (3) mayor flexibilidad (que incrementa el rango de las posibilidades de uso). Entre las desventajas están: (1) menor eficiencia (comparado con el silicio cristalino); (2) mayor tasa de degradación anual y desafíos relacionados con la toxicidad (por ej., cadmio) y rareza (por ej., telurio e indio) de los materiales aplicados; ver (EPE 2012).

se restringen a una generación). Hay varias líneas de I+D que incluyen nuevos conceptos y buscan mayor eficiencia en las tecnologías comerciales (MITEI 2015).

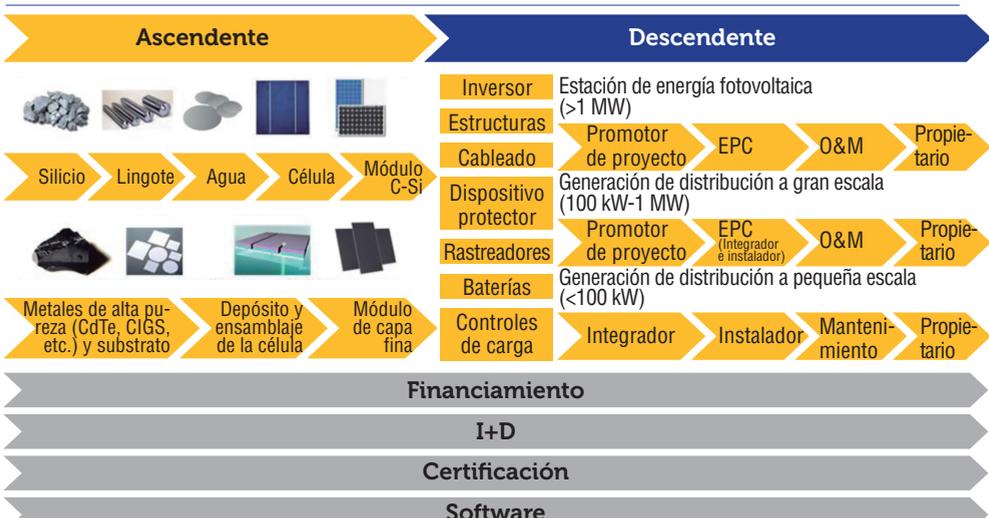
Los desafíos y la complejidad de las diferentes tecnologías son el centro de la dinámica real de las energías PV. Actualmente es posible identificar compensaciones a la complejidad en dos diferentes dimensiones: material y proceso de fabricación. Por ejemplo, el silicio es más simple que nanomateriales en términos de material; sin embargo, obtener silicio es más difícil que nanomateriales. Más aún, la madurez tecnológica y complejidad del material tienen una relación inversa, con materiales más complejos esperamos tener procesos tecnológicos más maduros. El incremento de la complejidad de materiales permite el surgimiento de atributos, como menos materiales, eficiencia, flexibilidad, transparencia y durabilidad (MITEI 2015, 36).

Al igual que las últimas tecnologías FV desplegadas a gran escala en la actualidad, el silicio cristalino (c-Si) tuvo un largo período de maduración. Actualmente se considera la tecnología más competitiva considerando costo y eficiencia. Sin embargo, no está claro si el camino de la energía solar FV seguirá en paneles con base de silicio o se moverá a paneles de capa fina y nanomateriales, o si habrá una combinación (o coexistencia) de ambos. Algo que sí está claro, no obstante, es que la energía solar FV es una industria que evoluciona rápidamente y en donde la I+D es parte integral de la misma. Los potenciales caminos tecnológicos abren espacio para la inversión de diferentes actores y diferentes países, aún si no produjeran la tecnología más competitiva a nivel comercial.

Cadena de valor industrial

The photovoltaic value chain can be divided in upstream (the industrial chain up to PV module), downstream (including project development, integrator, installer, operation and maintenance) and complementary activities (such as R&D, certification and software development). Figure 25 aims to illustrate this scheme.

Figura 25. Cadena de valor fotovoltaico



Fuente: Adaptado de Tolmasquim (2016, 349).

» Ascendente

La cadena de valor ascendente de FV se caracteriza por la producción de componentes generales que son parte del sistema FV, como los módulos, el equipo y accesorios requeridos para la instalación de los sistemas. La cadena de producción de sistemas fotovoltaicos de silicio cristalino (c-Si) inicia con silicio metalúrgico, seguido por su transformación en silicio de grado solar (cristalino). Después de esto, se fabrican lingotes y obleas, así como células de silicio. Finalmente, las industrias de apoyo proveen otros productos (vidrio, marcos de aluminio, aparatos electrónicos, entre otros) para la fabricación de módulos fotovoltaicos (EPE 2012).

En la actualidad, la producción de silicio cristalino es un mercado con muy pocos jugadores. Aunque la producción viene mayoritariamente de China,²⁰ Alemania, Corea del Sur, EUA, Japón, Malasia y Noruega también tienen producción de polisilicio (IEA 2016b).

Los fabricantes de módulos a menudo producen lingotes de silicio, que incluye el corte de esos lingotes en ladrillos o bloques que luego se serruchan en obleas delgadas. En 2015, se produjeron un estimado de más de 60 GW de obleas de silicio cristalino, con una cuota de 80% en China²¹ (IEA 2016b). Entre las compañías grandes se pueden destacar Yingli (China), ReneSola (China), Trina Solar (China), SolarWorld (Alemania), Panasonic (Japón) y Kyocera (Corea del Sur). Debido a las presiones de costos, algunos de los mayores fabricantes comenzaron a comprar obleas de productores especializados por las ventajas de costo y calidad. En esta fase, las economías de escala son muy importantes para reducir costos.

La fabricación de módulos y células tiene una concentración de mercado ligeramente inferior que los lingotes de silicio. La fabricación de módulos permite mayores posibilidades de ingresos para industrias nuevas y pequeñas debido a los menores requerimientos técnicos para la producción, así como la reducida inversión que demanda. El volumen de producción de módulos de China representa 69 % del total mundial. Se incrementó fuertemente después de 2005 cuando China adquirió partes importantes de la cuota de mercado de Japón y Europa – países que anteriormente fueron líderes en el mercado (ver IEA 2016b). El ingreso de China en este mercado fue el resultado de la reducción estratégica de costos, las economías de escala y un exceso de capacidad que condujo a una fuerte reducción de precios.²² Observamos un persistente exceso de producción (ver Figura 26), que contribuyó a la caída de precios²³ de los módulos de FV²⁴ y llevó al cierre de muchas fábricas, lo cual ayuda a explicar el cambio en la cuota de producción de los países.

.....
20. China es el mayor productor y consumidor de polisilicio en el mundo; en 2015 reportó 165.000 toneladas de producción (casi 50% de la producción mundial) y 260.000 toneladas de consumo.

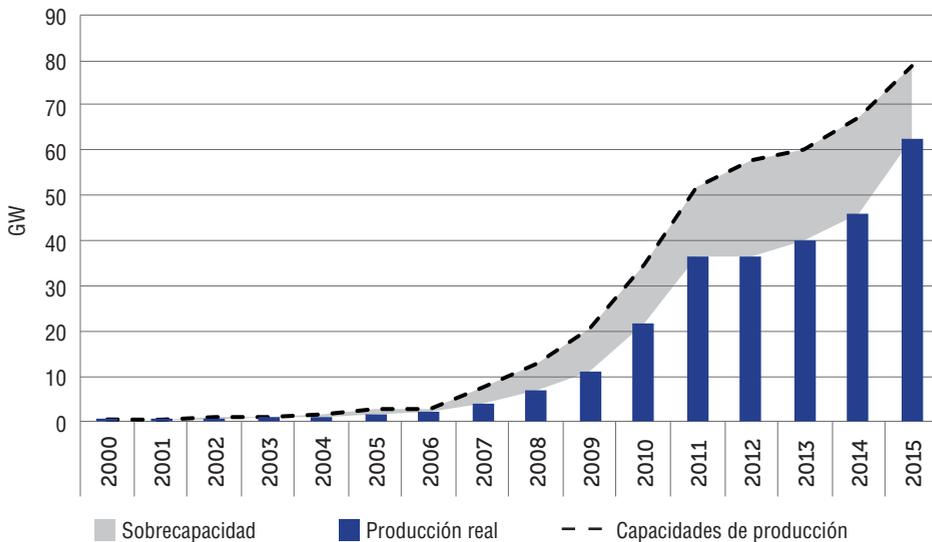
21. Según (EPE 2012, 18), Europa – un mercado importante en la generación de energía solar – importó de China alrededor de la mitad de sus paneles solares en 2012 y China suministró hasta ese año al menos 50% de todos los paneles de energía solar FV usados en el mundo.

22. El precio de los módulos FV según costo por vatio de 2015 es casi 15% del precio de 2005. Según IHS (2016), el costo de los módulos FV comerciales en China fue más de 20% más barato que en su competidor, <https://tecnologia.ihs.com/577318/the-price-of-solar-april-2016> ingresado el 1 de junio de 2017.

23. Junto con adelantos tecnológicos.

24. Para el índice de precios de módulos, ver IRENA 2016a: http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_Power_to_Change_2016.pdf ingresado el 1 de junio de 2017.

Figure 26. Capacidad de producción y producción de módulos FV a nivel mundial



Fuente: Elaboración propia basada en IEA 2016b

La Tabla 9 muestra los países con la mayor participación en la cadena de producción FV de silicio cristalino. El enfoque de la Tabla considera la fabricación de componentes solares. China tiene la cuota más alta en el mercado de todas las partes de la cadena industrial. Si consideramos Europa y ALC, solo Alemania contribuye sustancialmente a esta parte de la industria.

Tabla 9. Resumen de productores ascendentes clave

	Principales países productores	Líder	Cuota del líder en el mercado ²⁵
Silicio cristalino	China, Germany, South Korea, USA, Japan, Malaysia, Norway	China	50%
	China, Alemania, Corea del Sur, EUA, Japón, Malasia, Noruega	China	50%
Lingotes y obleas de silicio	China, Alemania, Japón, Corea del Sur	China	80%

Fuente: Elaboración propia

Hay una fuerte tendencia a la concentración en la cadena industrial de energía FV, sin embargo, y el crecimiento de energía FV industrial genera conflictos en políticas comerciales, especialmente sobre impuestos y aranceles. Para evitar los aranceles impuestos en varias regiones, algunos fabricantes de módulos FV han anunciado nuevos planes de expansión de producción de partes de la cadena industrial en países como Tailandia, India, Singapur y Portugal.

Los componentes del Balance del Sistema (BdS) constituyen otra parte importante de la cadena de valor de energía FV. Se refieren a los componentes y equipo que movilizan energía DC producida por paneles solares a través del sistema de conversión que, a su vez, produce electricidad AC. A pesar de que han caído los costos de los módulos FV, los productos del BdS se están convirtiendo en una parte importante del costo del proyecto (especialmente en proyectos descentralizados).

25. El valor de la cuota del mercado no es preciso; se basa en un informe de IEA (2016b). Tiene como objetivo dar una idea del nivel de concentración.

Debido a que los sistemas conectados en la red se hicieron predominantes, inversores son esenciales para el despliegue de energía FV. Los inversores se producen en países como China, Japón, Corea del Sur, Australia, EUA, Canadá, Alemania, España, Austria, Suiza, Dinamarca, Francia e Italia. Debido a que los inversores pueden seguir códigos y regulaciones de redes, a menudo se producen y aplican localmente en esos países.

Los componentes específicos de BdS, como sistemas de rastreo, conectores, sistemas DC de conmutadores y monitoreo, generalmente son producidos por grandes fabricantes de equipo eléctrico. Cadi la mitad de las plantas de energía FV a escala comercial, mientras que la generación distribuida por pequeñas plantas se está tornando más confiable con el uso de baterías.

Algunos de los costos clave de la energía FV son específicos de cada país. Sin embargo, los diferentes componentes tienden a ser más similares, especialmente la cadena industrial de células. Incluso si hay diferencias de costos entre las regiones, las curvas de costos de los módulos se correlacionan y tienden a converger. El costo del BdS presenta mayores diferencias de un país a otro. Los costos del BdS no solo se relacionan con los componentes técnicos (que puede ser un bien en ausencia de políticas locales de contenido), sino que se basan en los servicios locales y recursos financieros que varían significativamente entre los países.²⁷

» Descendente

La cadena fotovoltaica descendente se caracteriza por los servicios asociados con la implementación de proyectos fotovoltaicos. En su mayoría son costos indirectos, dependiendo del tipo de proyecto, servicios y componentes. Para proyectos grandes (como de servicios), generalmente incluye desarrollo de proyectos, ingeniería, adquisiciones y construcción, operación y mantenimiento. Para proyectos pequeños (como residenciales y comerciales) también incluye un agente integrante (proyecto y diseño), un instalador y mantenimiento (Tolmasquim 2016). Respecto a operación y mantenimiento, la Tabla 10 muestra que el mantenimiento sigue siendo uno de los factores de más alto costo (41%-52%). Otro componente importante se relaciona al alquiler de la tierra. Este es el componente que podría evitarse (o reducirse) si fuera instalado en áreas que se usan para otros fines (esto es, junto con parques eólicos).

Las áreas de edificios residenciales/comerciales/de estacionamiento también podrían evitar este tipo de costos.

Tabla 10. Operación y mantenimiento de la planta de energía FV

Componente	USD/MW/año	% del costo total O&M
Mantenimiento	10,000 - 22,000	41% - 52%
Alquiler de tierra	8,000 - 12,000	28% - 33%
Seguros	4,000 - 6,400	15% - 16%
Gestión y administración	2,500 - 3,000	7% - 10%
Total	24,500 - 43,400	100%

Fuente: IRENA (2016a)

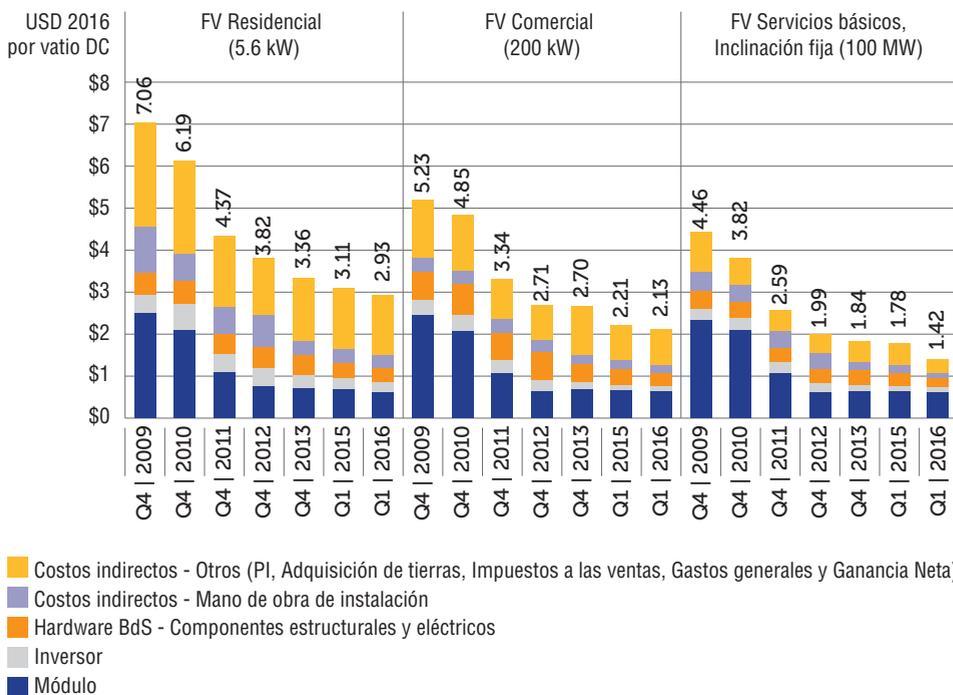
26. Con mayor frecuencia, BdS se refiere a todos los componentes de un sistema FV además de módulos como inversores (el principal componente), bastidores, cables/alambres, interruptores, cajas, fusibles, detectores de fallas de tierra, etc. Se requiere BdS para todo tipo de aplicaciones solares (esto es, comercial, residencial, agrícola, instalaciones públicas y parques solares).

27. IRENA (2016a) espera que la mayor parte (alrededor de 70%) de las reducciones en los costos futuros se derive de la baja de costos de BdS.

Actualmente, en algunos países y proyectos, el costo indirecto en el descendente puede ser aún más alto que los costos en el ascendente. La caída del costo de fabricación ha sido mayor que los costos de implementación. La instalación y otros costos indirectos, sin embargo, dependen en mucho de las variables locales, como el marco institucional (como regulaciones), así como capacidades nacionales. Irena (2016c) muestra una fuerte heterogeneidad entre desgloses de costos de energía solar FV por país; por ejemplo, Alemania tiene un costo indirecto comparablemente inferior, mientras que Chile enfrenta uno de los costos más altos (siendo más del doble que el anterior).

Otro elemento importante en el desglose de costos es el tamaño (y el usuario) del proyecto. Considerando los Estados Unidos, la Figura 27 muestra una estimación de LNER (2016) para el desglose de costos entre 2009 y 2016. A pesar de que los costos de los módulos son bastante similares en los respectivos tamaños de proyectos, los costos de inversores, BdS y costos indirectos son mucho más altos en FV residencial.

Figura 27. Reducción de costos en Estados Unidos²⁸



Fuente: LNER (2016).²⁹

28. Los valores han sido ajustados por inflación, usando el Índice de Precios al Consumidor. Por ende, los valores históricos de nuestros modelos se ajustan y presentan como USD reales y no nominales. Se agregan, además, categorías de costos para fines de comparación. Por ejemplo, "Costos indirectos - Otros" representa PII, adquisición de tierras, impuesto a las ventas y gastos generales EPC/desarrollador y ganancias netas.

29. Ver: <http://www.LNER.gov/docs/fy16osti/67142.pdf> ingresado el 1 de junio de 2017.

» Actividades complementarias

Entre los servicios complementarios, nos enfocaremos en I+D porque es uno de los elementos clave de la energía solar FV y es esencial para comprender el flujo de tecnologías en esta industria.³⁰

El proceso de patentes promueve el desarrollo tecnológico y su despliegue, especialmente en el campo de fuentes renovables y tecnologías de mitigación del cambio climático. Por ende, proteger su propiedad intelectual, I+D básicos y aplicados están asegurados porque los retornos del proceso tecnológico innovador los reciben solo la compañía innovadora o corporaciones con licencia. Entre las oficinas de patentes más importantes están la Oficina de Patentes y Marcas de Estados Unidos, La Oficina de Patentes de Japón, así como la Oficina Europea de Patentes. La Oficina Estatal de Propiedad Intelectual de la República Popular de China (SIPO) enfrenta problemas de calidad y otros, a pesar de que tiene presentado un número mayor de patentes.³¹ Por lo tanto, las patentes constituyen una forma útil (y usada muy a menudo) de planificar, monitorear y asegurar la innovación. Sin embargo, la Oficina de Patentes en la UE, Japón y EUA son los indicadores más usados para monitorear innovación (IRENA 2013; UNEP y EPO 2014).

La energía solar FV tiene uno de los volúmenes más altos de solicitudes de patentes en tecnologías relacionadas con energía, aunque aún tienen pocos actores establecidos y gran potencial de actores innovadores (Helm, Tannock e Iliiev 2014). Desde la década de 1990 ha habido un incremento de solicitudes de patentes relacionadas con tecnologías renovables (biocombustibles, térmica solar, energía solar FV y energía eólica). Sin embargo, FV ha surgido como la principal tecnología investigada desde fines del 2000, cuando creció de un 10% de crecimiento promedio anual en el período de 1975-2005 a 22% en el período 2006-2011. Más aún, la energía solar FV da cuenta del 41% de todas las solicitudes de patentes para tecnologías renovables, con más de 80.000 solicitudes de patentes, a la que le sigue la energía térmica solar, que da cuenta de alrededor del 60% del total (Helm, Tannock y Iliiev 2014, 4-5, 9-10, 25-28).

Según los autores, de los principales 20 propietarios de tecnologías renovables, 15 están asignados a energía solar FV, y los restantes 5 son investigaciones de tecnologías con energía eólica. Las 15 compañías de energía solar FV eran asiáticas. Sin embargo, solo un propietario de tecnología era chino: el Industrial Technology Research Institute, que se ubica en el lugar 17 del total y 13 entre los propietarios de tecnología solar FV³², con 199 familias de patentes en el período de 2006-2011 (Helm, Tannock y Iliiev 2014).

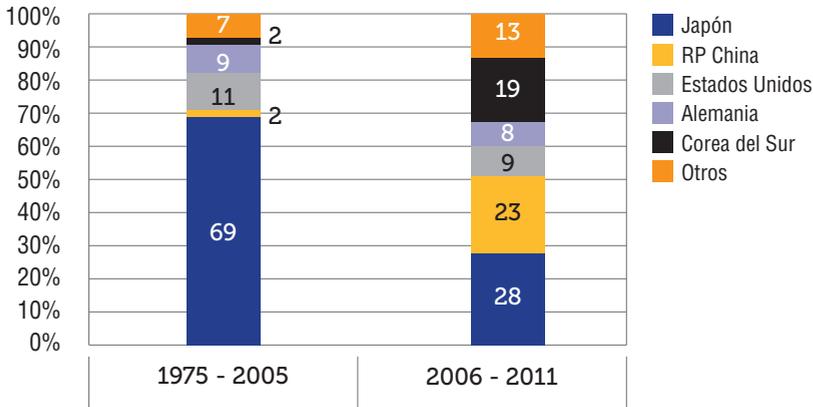
Considerando los países en forma separada y las patentes presentadas en diferentes oficinas alrededor del mundo, los principales actores de energía solar FV aún se encuentran en Japón (ver Figura 28), aunque hay actores coreanos y chinos que están creciendo en importancia. En Europa, Alemania sigue siendo el país que ha presentado la mayor cantidad de solicitudes de patentes en energía solar FV.

30. Además, no incluimos el financiamiento en esta sección porque dedicamos el siguiente capítulo de este estudio a servicios financieros.

31. Para más información sobre el tema, sugerimos la lectura de Reuters (2016).

32. Existen tres organizaciones chinas entre los 20 principales propietarios de tecnología con energía solar FV: Trina Solar Co Ltd y Oceans King Lighting Science; las otras dos dan cuenta de 174 y 161 familias de patentes en ese período, respectivamente.

Figura 28. Oficina de la primera solicitud para energía solar FV en el período 1975-2011



Fuente: Helm, Tannock y Iliiev (2014, 27).

Esta base de datos considera patentes en diferentes oficinas, de manera que debe ser analizado con cuidado, ya que algunos países, como China y Corea del Sur, tienen políticas de patentes que promueven en exceso la solicitud de patentes en sus oficinas. Por consiguiente, se deberá sopesar el uso de estos datos como indicadores de innovación.³³ Frecuentemente se asocia con la transferencia de tecnología y procesos de fabricación.

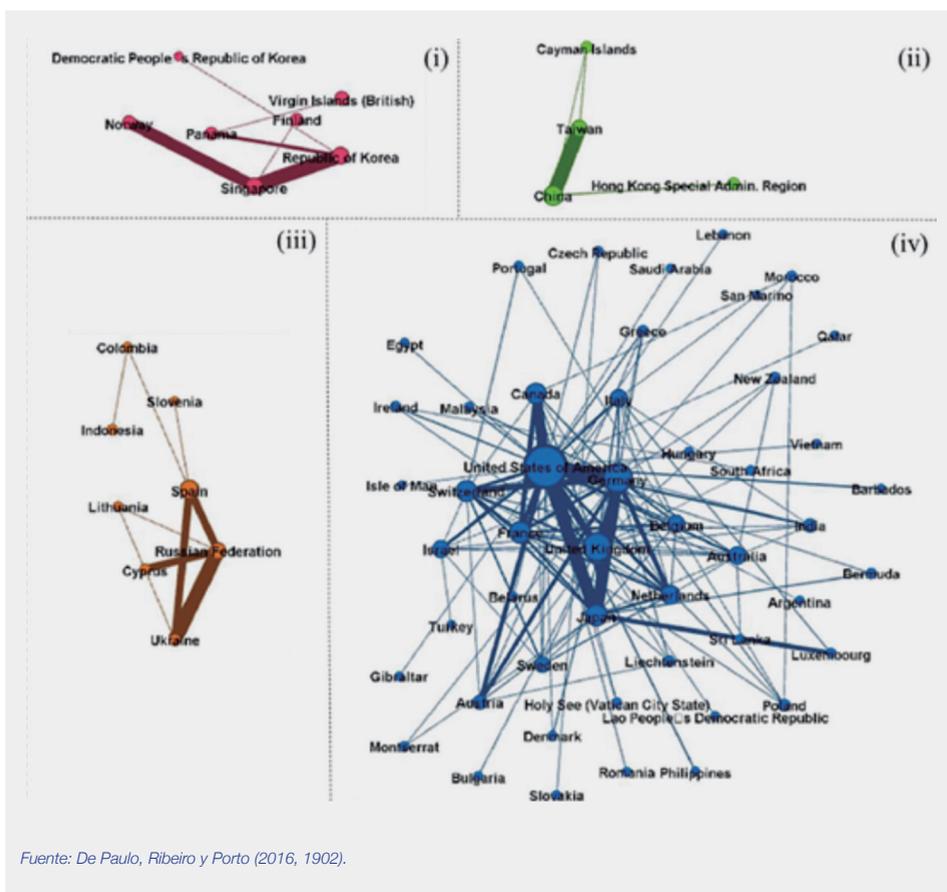
Respecto a la concentración de propiedad intelectual, esta ha crecido sustancialmente de aproximadamente 25.000 familias de patentes a 34.849 familias de patentes (Helm, Tannock y Iliiev 2014). Según los autores, las nuevas patentes están enfocadas en sistemas y concentradores FV, células solares orgánicas de silicio y células solares con tinte fotosensible. Recientemente, Cleantech Group (2016) analizó la evolución de patentes en Estados Unidos y mostró un crecimiento constante de energía solar FV por sobre las demás tecnologías renovables. Más aún, la energía solar FV cuenta con el mayor número de entidades a las que se les ha otorgado patentes. Después de 2009, excedió las patentes eólicas y, después de 2013, excedió las patentes de combustibles.

Según De Paulo et al. (2016), la cooperación en términos de patentes para I+D en energía solar FV, ha crecido desde 2011. La cooperación en patentes es clave (aunque imprecisa) para medir las relaciones y flujos tecnológicos. Los autores dividen cuatro grupos de redes de cooperación relacionada con países con solicitudes de patentes en términos de energía solar FV (ver Figura 29). El primer grupo muestra a Corea del Sur como el mayor actor, y Finlandia y Noruega como países europeos importantes; Panamá es el único país latinoamericano en el grupo. El segundo grupo muestra a China y Taiwán como los principales actores, con alguna participación de las Islas Caimán en ALC. En el tercer

33. En la siguiente sección usaremos la base de datos de la Oficina Europea de Patentes; los autores la usan como referencia de innovación y muestran diferentes resultados.

grupo, España es el principal actor de la UE y está directamente relacionada con Colombia. Podemos observar que los primeros tres grupos en la Figura 29 están relativamente aislados. Más aún, observamos muy poca interacción entre ellos y con el grupo más importante, que es el cuarto.

Figura 29. Grupos de cooperación para tecnologías FV



El cuarto grupo incluye la mayoría de países y la mayoría de patentes. Aunque Estados Unidos es uno de los actores principales, Alemania, el Reino Unido, Francia, Italia, Países Bajos y Bélgica son importantes países europeos en términos de cooperación para patentes. Argentina y Barbados son los países más importantes de ALC. Al igual que Estados Unidos, Japón es un actor no europeo principal. Dado el evidente tamaño del grupo, es posible separarlos en dos subredes de cooperación: el primero con la participación de los actores principales (Estados Unidos, Reino Unido, Japón, Países Bajos); y otro con actores menores (Francia, Bélgica, Canadá, Suecia, Portugal). Los países latinoamericanos y del Caribe son parte de la subred de Estados Unidos. España coopera con la mayoría de actores del cuarto grupo, en una forma similar a China. Estados Unidos, Alemania, Reino Unido y Francia son los principales países respecto a cooperación tecnológica (I+D), en términos de coasignaciones de solicitudes de patentes:

“Los EUA, Alemania y el RU fueron los países más relevantes en la red de colaboración para tecnologías fotovoltaicas porque fueron los que más cooperaron con otros países y con los países más colaboradores. A pesar de que son países clave en sus comunidades, China y España mostraron poca influencia en la red general. Por ende, EUA, Alemania y el RU son los mayores titulares y con mayor influencia en el desarrollo de tecnologías fotovoltaicas” (De Paulo, Ribeiro y Porto 2016: 16).*

Por lo tanto, de los países más importantes en el desarrollo de energía solar FV, dos de ellos pertenecen a la Unión Europea. Según los autores, los países latinoamericanos y caribeños continúan siendo menos importante en relación con la cooperación para I+D en energía solar FV³⁴, aún cuando comienzan a aparecer en los grupos de cooperación.

.....
34. El estudio de Lei et al. (2013) es consistente con el de De Paulo et al. (2016). Las colaboraciones internacionales son cada vez más importantes en términos de innovación y solicitudes de patentes. Insistimos, los países europeos figuran entre los principales actores en términos de colaboración internacional (Alemania, Francia, Reino Unido), junto con Estados Unidos y algunos países asiáticos (China y Taiwán). Sin embargo, ningún país latinoamericano o caribeño tuvo mayor importancia hasta 2010.

* Traducido por GlobalCom Translations.

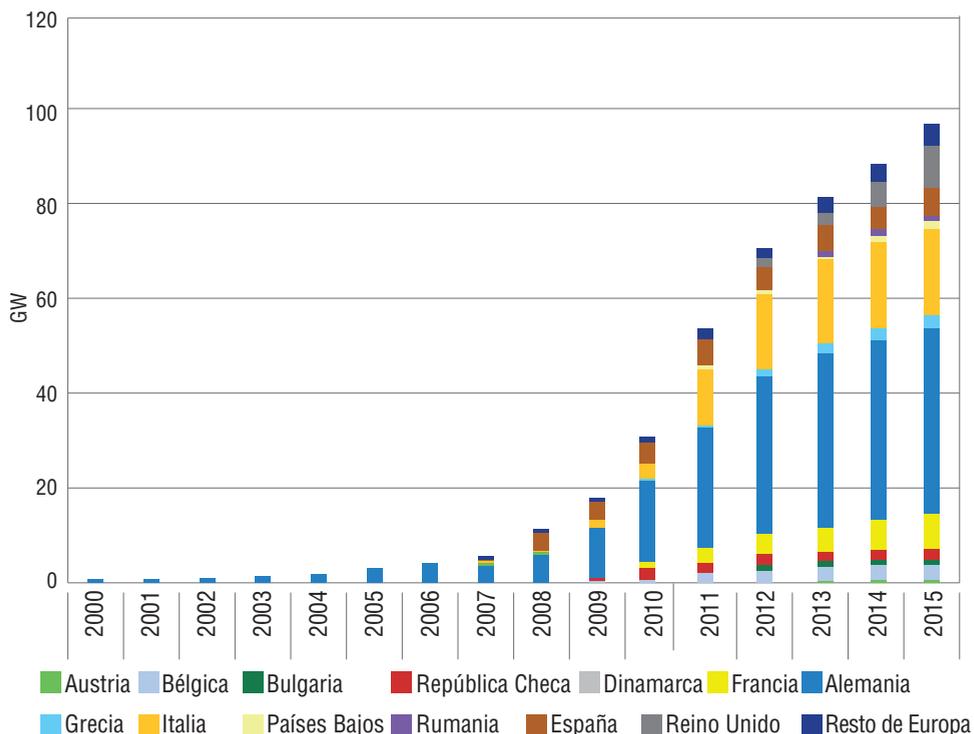
4.1.2 Actores clave en la UE y ALC

Europa es una región clave considerando el mercado de energía solar FV. América Latina y el Caribe han visto crecer su capacidad solar, que se espera tenga un crecimiento sostenible en las décadas de 2010 y 2020. En esta sección, analizamos los principales actores en ambas regiones, destacando las compañías superpuestas que son importantes en ambos continentes. Finalmente, analizamos brevemente un conjunto de casos de estudio en Europa y América Latina.

A. ACTORES CLAVE EN LA UNIÓN EUROPEA

Europa es un mercado importante para la energía FV. Fue el primer mercado principal en donde surgió la tecnología a mediados de la década del 2000; mantuvo su relevancia en la década de 2010; y se espera que tenga un crecimiento sostenido hasta el 2020 y después (IEA 2015; Solar Power Europa 2016). La Figura 30 muestra la capacidad instalada en los países europeos, en los que Alemania tiene la mayor capacidad de energía FV, seguida de Italia, RU y Francia.

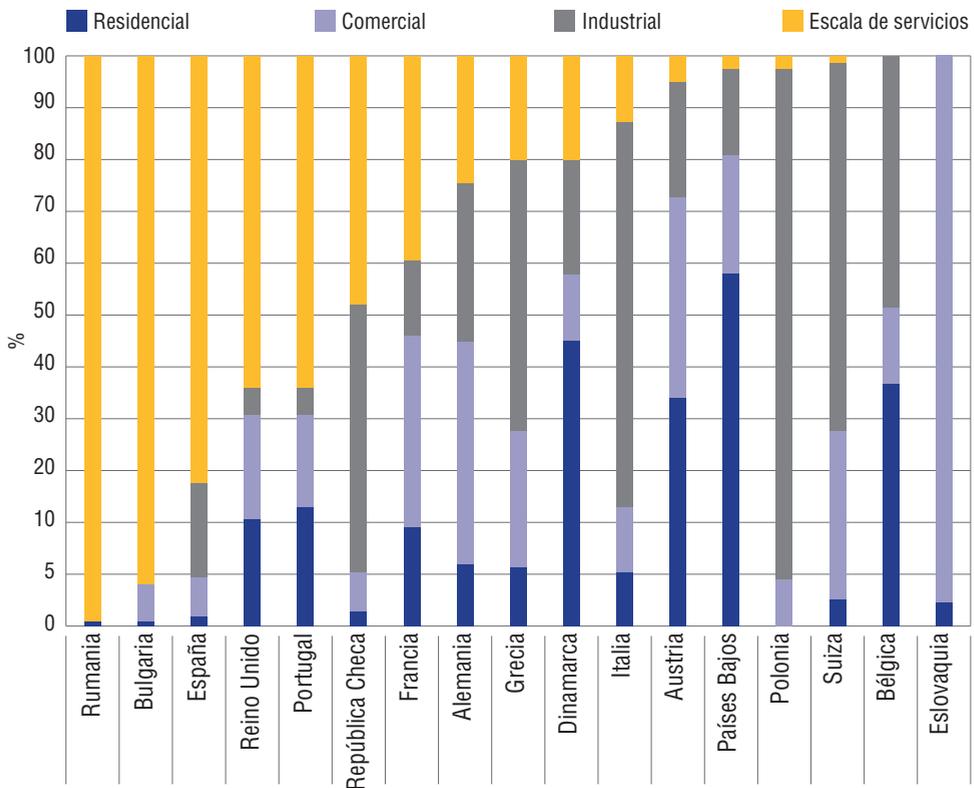
Figura 30. Evolución de la capacidad instalada de energía solar FV de Europa 2000-2015 en países seleccionados



Fuente: Solar Power Europe (2016, 27).

La introducción de energía solar FV varía entre los países europeos; la heterogeneidad puede explicarse por el monto, tiempo y escala de las plantas energéticas, así como por el modelo de negocio. Como se muestra en la Figura 31, en Alemania e Italia, la mayor parte de capacidad FV proviene de plantas energéticas distribuidas. Por otro lado, las nuevas inversiones en Rumania y Bulgaria son principalmente energía solar FV para servicios (IEA 2016b). Aún si la participación en energía solar FV para servicios pudiera crecer, no eliminará la importancia de la energía solar FV distribuida en Europa, especialmente en países como Países Bajos, Austria, Italia, Alemania³⁵ y Francia, ya que no solo forman parte del principal mercado de FV, sino que actualmente son países importantes para la generación de energía distribuida (IEA 2015, 2016b; Solar Power Europa 2016).

Figura 31. Capacidad instalada total de energía solar FV de Europa hasta 2015 para el mercado seleccionado.

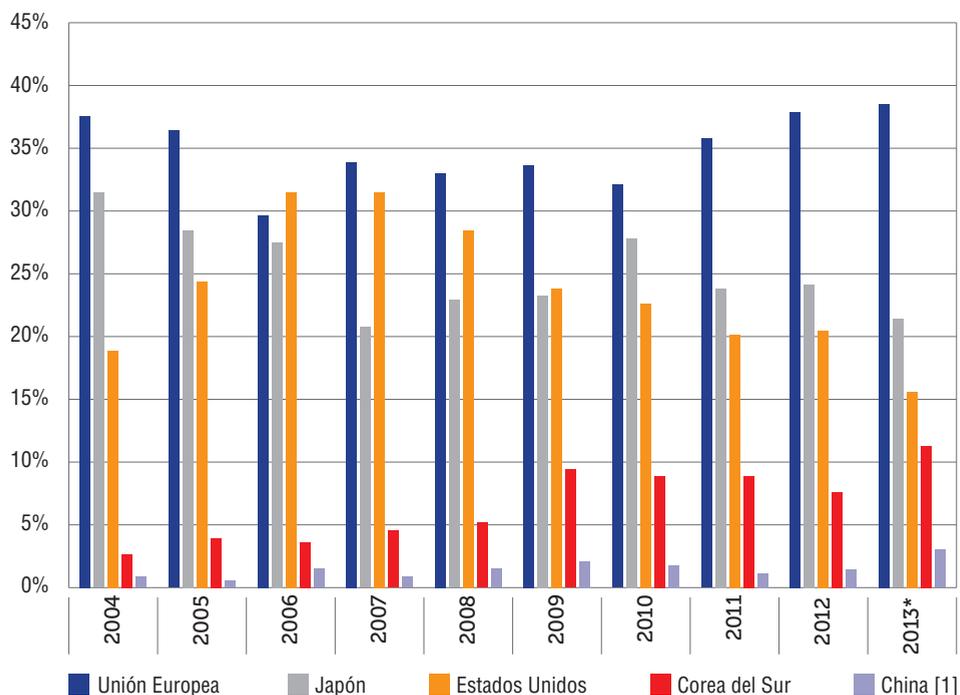


Fuente: Solar Power Europe (2016, 28)

.....
35. Fraunhofer ISE (2016) detalla la evolución de la capacidad instalada alemana de energía solar.

No hay compañías europeas entre los principales diez fabricantes de módulos FV, la mayoría de los cuales están en China o Estados Unidos (FV Tech 2015b). Al analizar los resultados del Grupo Cleantech (Cleantech Group 2016), compañías norteamericanas, japonesas y coreanas están entre las principales diez compañías asignadas para patentes de solar FV en la Oficina de Patentes y Marcas de Estados Unidos. Al analizar las solicitudes de patentes para energía solar FV a la Oficina Europea de Patentes, Japón sigue siendo el país más importante, seguido por EUA, Alemania y Corea del Sur. Sin embargo, al comparar las patentes de las diferentes regiones, la Unión Europea tiene una mayor tasa de solicitudes de patentes en la Oficina Europea de Patentes al compararla con Japón, como lo muestra la Figura 32.

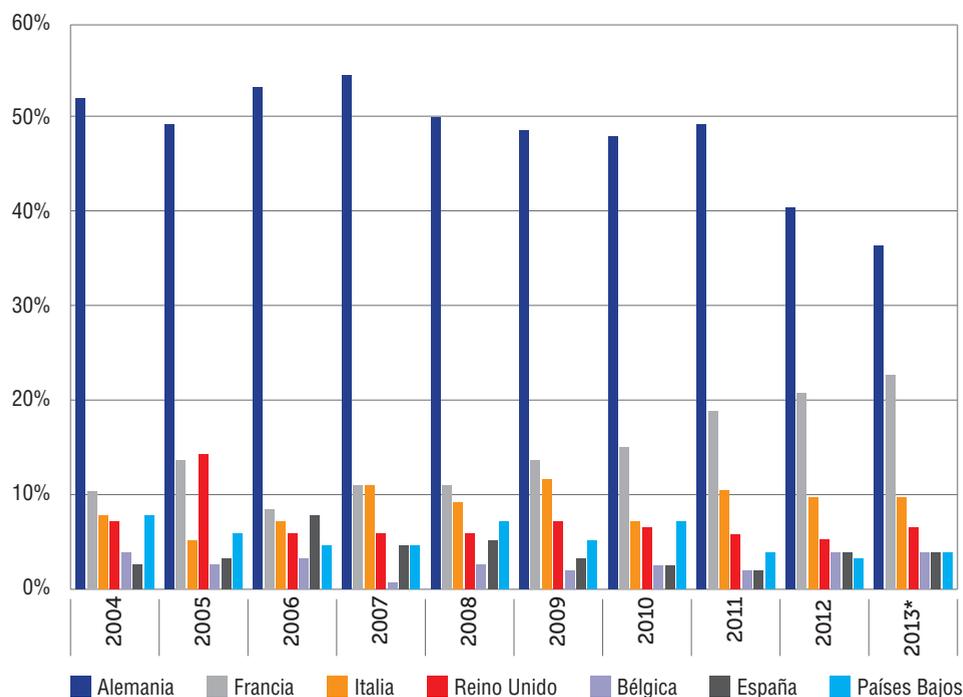
Figura 32. Solicitudes de patentes para energía solar FV en la Oficina Europea de Patentes - 2004-2013 (% de solicitudes patentes por región/total solicitudes).



Fuente: (Eurostat 2017). *Datos preliminares.

En la Figura 33 observamos que Alemania es, con mucha distancia, el país con la mayor cantidad de solicitudes de patentes para FV en la Oficina Europea de Patentes entre países europeos. Sin embargo, los crecientes esfuerzos de I+D en otros países han incrementado el número de solicitudes de patentes de Francia, Italia y España.

Figura 33. Solicitudes de patente para energía solar FV en la Oficina Europea de Patentes - 2004-2013 (% patentes de países europeos/total patentes de la Unión Europea).



Fuente: Eurostat 2017. *Datos preliminares.

Considerando, entonces, la capacidad instalada y solicitudes de patentes (en la OEP), asumimos que los países más importantes en la industria de energía solar FV en Europa son Alemania, Francia, Italia, RU y España.

Desde una perspectiva nacional, entendemos que las regulaciones y políticas nacionales, así como el mercado nacional, tienen un rol importante para explicar el éxito de las compañías. Al tomar ventaja de los incentivos que ofrecen los gobiernos nacionales, estas compañías lograron desarrollarse y expandirse más allá de territorios nacionales y, en ocasiones, más allá de las fronteras europeas. El hecho de que compañías europeas ya no estén entre los mayores fabricantes de paneles no los detuvo de operar y expandirse, a pesar de que algunos se enfocaron en otros objetivos, como cambiar la tecnología de sus paneles o tercerizar líneas de producción pero a la vez manteniendo los sectores de I+D en Europa. A continuación, echaremos una mirada a algunas de las compañías europeas clave.

» Servicios

Entre las compañías europeas de servicios, aquellas con una mayor cartera de energía solar FV son **EDF y ENEL** (Solar Asset Management 2016).³⁶

.....

36. Solar Asset Management, entre las 70 principales carteras europeas de Portafolios FV. <https://www.solarassetmanagementeu.com/top-70-overview-portfolio>

- **ENEL** es claramente la compañía italiana más importante en el mercado de energía solar FV, especialmente en el mercado italiano, en donde inició como empresa de servicios públicos en 1962. ENEL Green Power, la división de energías renovables de **ENEL**, tiene una fuerte presencia en Italia, otras partes de Europa y varias otras regiones del mundo, especialmente en la región de América Latina y el Caribe. La división de renovables desarrolla, opera y maneja energía solar FV, así como plantas de energía hidroeléctrica, eólica y biomasa en Italia, México, Chile, Brasil y otros países europeos y latinoamericanos (esto es, Francia, Perú, etc.). A nivel internacional, la capacidad de energía solar FV de propiedad de y operada por **ENEL Green Power** (y sus subsidiarias) es bastante importante y crece continuamente (BN Americas 2017a; ENF 2017).

La compañía también es propietaria de la marca de módulos FV de capa fina **3SUN**, una compañía suiza conjunta, **STMicroelectronics** y la firma japonesa **Sharp** (que es una de las compañías más importantes en la producción de paneles de capa fina). La compañía se enfoca en una tecnología establecida para altas temperaturas que actualmente está siendo desplegada en algunas plantas de energía FV de pequeña escala en Chile. Desde 2014, la fábrica, ubicada en la región italiana de Catania, podría producir hasta 200 MW de paneles de capa fina al año (Enel Green Power 2014, 2015b).

A inicios de 2010, **ENEL** comenzó instalando pequeños módulos de energía solar FV en los techos de las embajadas italianas alrededor del mundo. La embajada italiana en Brasilia, Brasil, fue la primera en equiparse con un Sistema solar de 50 kWp. A través de los años, las embajadas en Londres, Tokio, Teherán, Dhaka, Casablanca y Río de Janeiro también fueron equipadas con sistemas de generación de energía solar. Esto fue parte del “Proyecto Embajadas Verdes” que incluyó a ENEL Green Power, el Ministerio de Relaciones Exteriores y Cooperación Internacional de Italia y las embajadas. Abu Dhabi fue la última embajada en ser equipada por ENEL, con toda la capacidad de 27 kWp compuesta de módulos FV de capa fina de 3SUN. Antes del programa, en 2009, ENEL solo era propietario y operaba cuatro parques solares, todas ubicadas en Italia. De las plantas energéticas antes de 2010, Serre Pisano incluía casi toda la capacidad de energía solar FV de la compañía en esa época (3.3 MW del total de 4 MW). A partir del programa, la compañía incrementó su capacidad a nivel internacional, especialmente respecto a energía solar FV (Enel Green Power 2010, 2017a).

- **Endesa** es una antigua compañía de servicios públicos en donde actualmente el grupo italiano **ENEL** es el mayor propietario. En España y Portugal, la compañía es conocida como **Endesa S.A.**, mientras que para las operaciones en América Latina usa su subsidiaria **Endesa Américas**. Siguiendo las mismas líneas estratégicas de la tenencia, **Endesa** también se dedica a la generación de energía solar distribuida (BN Americas 2017a; Endesa 2016; FV Tech 2016a).
- **EDF** es una empresa de servicios públicos que es de importancia clave en la producción de CCE a largo plazo para parques solares y medición neta para generación descentralizada de energía solar. La compañía también es propietaria de capacidad solar en Francia y otros países, con una capacidad total de energía solar FV de 1 GW. EDF también es relevante en el segmento de generación de energía eólica (BN Americas 2017a; EDF 2017b, 2017a). Además de la eólica, la energía solar fotovoltaica es un segundo eje de desarrollo de **EDF Energies Nouvelles**. En Europa, **EDF** invierte en energía solar en Francia, España, Italia y Grecia, y en países de ALC, **EDF** tiene proyectos de energía solar en Chile, México, Brasil

y Guyana Francesa. De manera similar a la de **Enel**, **EDF** también tiene una subsidiaria que produce módulos fotovoltaicos. Siguiendo un enfoque diferente al anterior, la compañía diseña y produce módulos fotovoltaicos basados en tecnología de silicio cristalino. **Photowatt** ha sido pionera en el ámbito de industria solar por más de 35 años; ha sido uno de los líderes en el desarrollo de tecnologías FV en Europa en el siglo XXI. En 2012 fue adquirida por **EDF Energies Nouvelles**. Su objetivo es lograr diferentes tipos de aplicaciones, desde equipo para techos residenciales a plantas de energía solar (BN Americas 2017a; EDF 2017a, 2017b; Renewables Now 2016; FV Magazine 2016b; EDF Energies Nouvelles México 2016).

- **Solairedirect** produce, mantiene e instala sistemas y módulos FV. Fundada en 2006, la compañía fue adquirida por **Engie** (otra firma francesa de servicios) en 2015. Con una capacidad de 500 MW de energía FV en Francia, la compañía da cuenta de nueve veces esta capacidad fuera de Francia: 4.5 GW de capacidad de propiedad de **Solairedirect** están ubicados (o en construcción) en Chile, India, México, Brasil y otros países (incluyendo países de la UE) (BN Americas 2017a; ENERDATA 2015; FV TECH, 2015b; Reuters 2014).

» Fabricantes de módulos FV

Q-Cells es parte del Grupo Surcoreano **Hanwha**, que es una de seis grandes compañías de módulos FV. Alemania fue el lugar de fabricación de paneles solares hasta 2015, cuando la producción se transfirió a Malasia. Sin embargo, la sede alemana aún opera ya que la compañía confía mucho en la matriz alemana de I+D para innovación (ENF 2017; Hanwha Q-Cells 2017; FV Tech 2015a).

Schott es productor de células solares y fabricante de paneles FV; es una de las primeras compañías en el negocio de energía solar FV. En 2012, se retiró de la fabricación de paneles de silicio (c-Si), especialmente debido a la competencia china, y cerró la producción en sus instalaciones alemanas, checas y norteamericanas. Luego, la compañía se centró en silicio amorfo, paneles monocristalinos y de capa fina (ENF 2017; GTM Research 2015; FV Tech 2012b). La industria ha cambiado de estrategia al invertir en tecnologías FV.

» Energía solar FV descendente

Además de las compañías que fabrican módulos, Alemania también tiene importantes compañías en el sector descendente de la cadena industrial de energía solar FV. **Conergy** es una compañía alemana dedicada principalmente a servicios (especialmente financiamiento e ingeniería) relacionados con el despliegue de instalaciones de energía solar FV. En Europa, la compañía también tiene proyectos en el RU e Italia. En los países de ALC tiene dependencias en Brasil, Chile y México. Todos los principales proyectos de **Conergy** en Alemania tienen una capacidad instalada de menos de 1 MW, que es diferente a la mayoría de los proyectos en el exterior. La compañía es globalmente reconocida en términos de energía solar FV descendente (Conergy 2017; ENF 2017). También trabaja con alquiler de FV (GTM Research 2014).

El Grupo Gehrlicher es propietario de tres subsidiarias relacionadas con solar FV: **Gehrlicher Solar**; **Gehrlicher Solar Business GmbH**; y **Gehrlicher Solar Management GmbH**. A través de sus subsidiarias, el grupo financia, desarrolla, planifica, construye y opera plantas FV y generación descentralizada usando componentes de su propia línea (provistos por la compañía hermana GerTech)

y paneles FV importados. La compañía se declaró en quiebra a inicios de la década de 2010 (al igual que varias otras compañías alemanas³⁸, incluyendo Conergy) (Gehrlicher Solar 2017).

Ingenostrum mayoritariamente provee servicios de ingeniería y consultoría. Posee, opera y provee plantas de energía, y tiene plantas solares en España, Italia y Chile (BN Americas 2017a).

Grupo Cobra construye opera, instala y mantiene instalaciones de energía (e industriales) en Europa, América Latina y otras partes del mundo. El grupo es de propiedad de **Actividades de Construcción y Servicios, S.A. (ACS)**. En España, el grupo posee mayoritariamente plantas de energía solar geotérmica (BN Americas 2017a).

Actores clave en América Latina y el Caribe

Según GTM Research (2017) y Solar Asset Management (2016), Chile, Honduras y Uruguay son los países más importantes en términos de la actual capacidad solar instalada en ALC. Sin embargo, Brasil y México son países que se espera se conviertan en actores clave en energía solar FV. México tiene 713 MW de capacidad solar FV, si incluimos la capacidad operativa y en construcción. Se espera que el país logre 4 GW de la capacidad solar total a mediano plazo³⁹. Si bien Brasil tiene gran potencial, la capacidad instalada (incluyendo en construcción) es solo 590 MW y la capacidad esperada a mediano plazo es de 2690 MW.

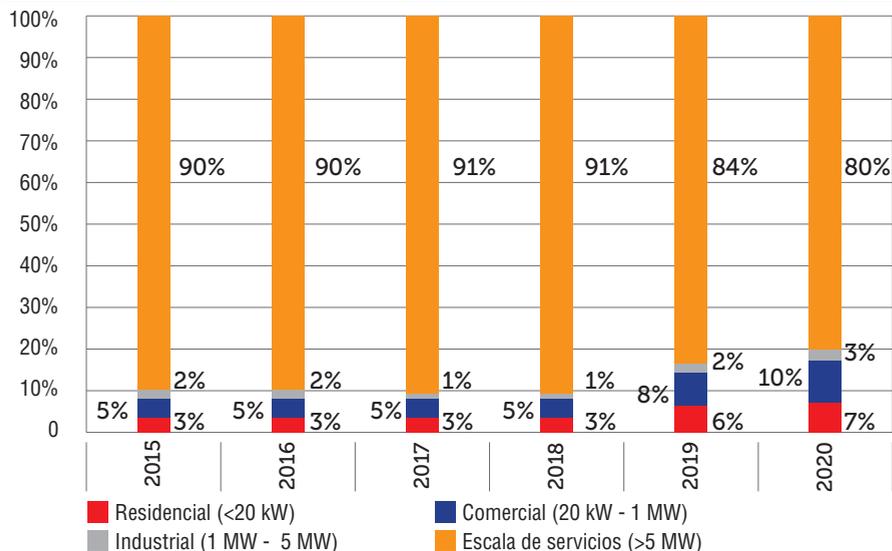
Se espera que Chile aumente su importancia en el continente en términos de energía solar FV. Debería seguir siendo el país latinoamericano con la mayor capacidad instalada de energía solar FV (más de 6 GW de capacidad total, de los que 4 GW de capacidad está ya operativo o al menos bajo construcción). Esto significa un incremento de un factor de siete respecto a sus 736 MW de la actual capacidad instalada. Chile también tiene una de las mayores plantas de energía en operación en América Latina y el Caribe: la planta de energía solar FV Finis Terrae.

Una característica del sector de energía solar FV en América Latina es el hecho de que se enfoca en energía solar FV a nivel de servicios: acerca de la división de mercado, residencial (<20 kW de capacidad), comercial (20 kW – 1 MW) e industrial (1 MW – 5 MW) son mucho menos importantes que la energía solar FV de nivel de servicios, que actualmente constituye 90% del mercado, como lo muestra la Figura 34. Esto puede explicarse por el enfoque en la demanda basada en subasta, en donde los gobiernos prefieren la rápida competitividad de las economías de escala en lugar de las posibilidades de una mayor cuota de generación distribuida (GTM Research 2017).

.....
38. Para más información sobre el tema, recomendamos Energy Transition (2013) e Inhabitat (2013).

39. Aquí, la capacidad total incluye la capacidad instalada, la capacidad en construcción y la capacidad anunciada o programada. Los análisis de GTM Research (2017) van hasta 2020, y son sobre el año de operación comercial de capacidad anunciada.

Figura 34. Segmentación del mercado en América Latina 2015-2020e



Fuente: GTM Research (2017).

Las compañías europeas relacionadas con energía solar FV tienen gran importancia en el desarrollo del mercado de energía solar FV de América Latina. Las compañías de servicios, desarrolladores y fabricantes de paneles francesas, alemanas y españolas son los actores principales en estos países y esenciales en el éxito de su mercado solar nacional. A pesar del extendido uso de paneles chinos, las compañías europeas siguen creciendo en los mercados solares latinoamericanos. Generalmente, estas compañías estaban bien establecidas en el país antes de intentar una expansión solar; normalmente tenían varios activos en energía e infraestructura. También participaban en empresas conjuntas, contratos y consorcios con otras compañías europeas; por ejemplo, en Chile, la firma italiana **ENEL Green Power** tiene un CCE con la firma española **Endesa**. No es improbable, sin embargo, observar a compañías nacionales cooperando con estas subsidiarias europeas. Ahora analizaremos a los principales actores en los siguientes países: México, Brasil y Chile.

» México

Hanwah Q-cells, Solairedirect, EDF (también a través de la subsidiaria Citelium), **Acciona** y **Enel** son importantes compañías en el creciente mercado solar mexicano (BN Americas 2017a; Hanwha Q-Cells 2014). Se espera que la capacidad solar mexicana crezca 20 veces para 2019, cuando alcanzará casi 6 GW (BN Americas 2017b).

La compañía surcoreana-alemana **Hanwha Q-Cells** fabricó, financió y suministró 3 MWp de paneles solares a la compañía minorista mexicana **Tiendas Sorianas S.A.** (la segunda minorista más importante del país). Sin embargo, esta es solo la primera fase del proyecto, que incluye la construcción de 31 MW de capacidad distribuida para tiendas minoristas de la compañía. Esta operación fue planificada y ejecutada sin subsidios, con un CCE de 20 años entre el proveedor de paneles y la compañía minorista matriz. Por ejemplo, el hecho de que la capacidad solar de 31 MW debe ser colocada en diferentes sitios no afectó demasiado la transacción: ambas compañías lo hicieron juntas, y no entre **Hanwha** y cada tienda. Además, según la regulación mexicana, la mayoría de proyectos con menos de 500 kW no necesitan la aprobación reglamentaria, lo cual reduce los costos

significativamente. El recurso solar mexicano y las especificidades de la transacción (CCE a largo plazo) se citaron como factores determinantes para el éxito de este caso en particular.⁴⁰

French Solairedirect (parte del Grupo Engie) tiene casi 200 MW de la capacidad mexicana de energía solar FV del país. La compañía ganó una subasta por 23 MW de capacidad en la región norte de México (Baja California), y es un proyecto competitivo en términos de licitaciones ubicadas en una región que espera concentrar más de la mitad de toda la capacidad mexicana. La compañía ya tenía proyectos en Chile y Panamá cuando se realizó la licitación. El **Grupo Engie S.A.** está activo en el país desde 1989, a pesar de que se enfoca en gasoductos y otros servicios (BN Americas 2017a; Engie 2016; Solairedirect 2016).

La empresa pública de servicios francesa **EDF** posee, contrata y provee generación de energía a través de su subsidiaria mexicana **EDF EN México**. Con un claro enfoque en la generación de energía eólica, la compañía instaló su primer proyecto eólico en México en 2009 y ha comenzado a operar casi 400 MW de capacidad de energía eólica. Sin embargo, respecto a energía solar FV, la compañía aún es incipiente en el país, y ganó una planta de energía solar de 90 MW en su segunda subasta en México: el proyecto solar Bluemex Power, ubicado en Guyamas, Sonora. Este, sin embargo, se considera un paso esencial para un número mayor de operaciones y mayor capacidad en el país, porque el propósito de EDF es diversificar su cartera hacia la energía solar (BN Americas 2017a; EDF Energies Nouvelles México 2016; FV Magazine 2016b; Renewables Now 2016). EDF también está presente en el país a través de su subsidiaria Citelum, especializada en iluminación de calles (Citelum S.A 2017).

Acciona tiene un Proyecto de 227 MW contraído en la segunda **subasta** de México que, a la vez, era la mayor en esa subasta (FV Magazine 2016b). La compañía, a través de su subsidiaria **Acciona México**, fue constituida en 1978. Su cartera de energía se enfoca en la generación de energía eólica, con casi 600 MW de capacidad en operación (casi 20% de la capacidad eólica mexicana). Con respecto a su cartera de energía solar FV, la planta de energía solar Puerto Libertad, ubicada en Sonora, incrementará en 50% hasta 270 MW. Los anteriores 180 MW son parte de un CCE suscrito con la Comisión Federal de Electricidad (CFE) (con respecto a la potencia), mientras que la potencia generada por los 90 MW de capacidad nueva será usada por una instalación industrial, también a través de un CCE de largo plazo. La construcción está programada para fines de 2017 (Acciona 2016, 2017b; BN Americas 2017a; FV Tech 2017a; Renewables Now 2015a).

ENEL Green Power México, una subsidiaria de la compañía italiana **ENEL**, entró al mercado energético mexicano en 2008 y se convirtió en el primer operador de energía limpia, con casi 800 MW de capacidad en operación y más de 1200 MW de capacidad en construcción. Con su cartera de proyectos, es la compañía mexicana más grande en términos de capacidad renovable en operación.⁴¹

ENEL México comenzó a desarrollar el mayor proyecto solar concebido por la compañía en ALC, el proyecto solar Villanueva, con una capacidad instalada planificada de más de

40. La compañía constructora ILOSS (propiedad de SolarCity, un proveedor norteamericano de servicios solares) fue responsable de algunas instalaciones de módulos de sistemas de techos y sistemas solares de garaje (CLEAN TECHNICA, 2014; GTM RESEARCH, 2014a; FV MAGAZINE, 2014b; FV TECH, 2014; SOLAR CITY, 2017).

41. La compañía desarrolla y maneja proyectos de generación de energía renovable en México. Este es un mercado clave para la compañía en América Latina, que cubre un cuarto de toda la capacidad de propiedad de la multinacional ENEL en la región, seguida por Chile. Respecto a su capacidad a nivel mundial, América Latina da cuenta del 20% del total de la capacidad de ENEL.

700 MW – más grande que toda la capacidad actual de propiedad de la firma en el país. Esta planta de energía también es la mayor en construcción en las Américas. La compañía también se beneficia de varios CCE a largo plazo con CFE (Bloomberg 2016a; BN Americas 2017c, 2017b, 2017a, Enel Green Power 2016a, 2017b, FV Tech 2016b, 2017b, 238).

» Brasil

Conergy, Gehrlicher Solar, Solairedirect, EDF (también a través de su subsidiaria Citelum), Grupo Cobra, Acciona y ENEL son compañías importantes en el mercado, aún incipiente, brasileño de energía solar FV.

Conergy do Brasil es la subsidiaria brasileña de la compañía alemana Conergy. Presente en el país desde 2015, se enfoca en la generación de energía solar distribuida y centralizada. Aunque la compañía adquirió plantas de energía solar en subastas, ninguna de estas plantas están operando ni están en construcción en la actualidad. La compañía espera enfocar sus operaciones en energía solar FV distribuida; sin embargo, el éxito de los 60 MW de energía solar a nivel comercial es esencial para el éxito de la compañía en el país con respecto a generación de energía solar (ANEEL 2016a, 2017; BN Americas 2017a; Revista Exame 2015; Solar Power World 2015).

Gehrlicher Solar AG es una compañía fundada en Alemania que comenzó sus actividades en Brasil, en 2010, planificando y realizando instalaciones de paneles distribuidos montados en el suelo y en el techo. La empresa conjunta **Gehrlicher Ecoluz Solar**, con la compañía brasileña **Ecoluz participações**, terminaron y conectaron la instalación de 408 kW de capacidad de energía solar FV en el estadio de fútbol Pituvaçu, usando paneles FV norteamericanos y chinos. El Estado de Bahía y la empresa brasileña de servicios **Coelba** desarrollaron este proyecto (FV Tech 2012a; Renewables Now 2012).

Solairedirect y su compañía hermana **Engie Ineo Brasil** (anteriormente conocida como **Tractebel**) son compañías que operan y brindan servicios relacionados con energía solar FV. Su cartera consiste de 7 MW divididos en plantas de combustibles fósiles (carbón, biomasa, gas), plantas hidroeléctricas, parques eólicos y un parque solar: la planta solar Nova Aurora de 3 MW, conectada con la red en 2014. Las compañías tienen plantas de energía solar contratadas por subasta y también se enfocan en desarrollar un mercado de energía solar FV distribuida en el país (ANEEL, 2016b, 2017; BN AMERICAS, 2017a; ENGIE ENERGIA, 2016; G1, 2015; RENEWABLES NOW, 2015b).

La firma francesa de servicios **EDF** (en Brasil EDF Norte Fluminense) y **EDF Energies Nouvelles** poseen parques eólicos, proyectos de energía solar FV (contratados por subastas) y una planta de combustibles fósiles en Brasil. Comenzó a trabajar junto con **Canadian Solar Inc.** en una planta de energía solar FV en el Estado de Minas Gerais. En octubre de 2016, EDF adquirió 80% de las **acciones de Canadian Solar Inc.** en la planta de energía. La planta de energía solar Pirapora I tendrá una capacidad de 191 MW, y tiene un volumen esperado de inversión de más de mil millones de reales (más de 300 millones de dólares). Es el primer proyecto que recibe fondos del **BNDES** que se invirtieron en la fabricación de paneles ensamblados en Brasil para cumplir con el requerimiento de **contenido local** para acceder a los fondos subsidiados del **BNDES**.

La compañía multinacional de Singapur, **Flex**, (con instalaciones en Sorocaba, São Paulo) también está cooperando con **Canadian Solar Inc.** en los paneles del proyecto Pirapora I. Se espera que

los paneles se fabriquen en Brasil como parte de la estrategia de la compañía para usar las herramientas de financiamiento público de BNDES. (Ambiente Energia 2017; ANEEL 2016a, 2017; BN Americas 2017a; Guiar Investimento 2017; FV Tech 2016c; Reuters Brasil 2016).⁴²

La compañía española **Grupo Cobra** opera en Brasil a través de su subsidiaria **Lintran do Brasil Participações**, que opera principalmente en líneas de transmisión⁴³. La compañía fue un postor exitoso en las subastas solares promovidas por el gobierno, y se convirtió en la tercera compañía más grande en cuanto a la capacidad esperada, con más de 300 MW de capacidad contratada. Sin embargo, actualmente el grupo no posee ninguna capacidad en construcción o en operación (ANEEL 2016b, 2017; BN AMERICAS 2017a).

Acciona opera en Brasil desde la década de 1990, sin embargo, solo recientemente ha decidido ingresar al mercado de FV en el país. Operaba y construía proyectos de infraestructura y proyectos de energía, especialmente energía eólica, en la región nororiental del país. (Acciona Energia 2017; Valor Econômico 2016).

ENEL Green Power Brasil es la compañía más importante en el mercado de energía solar FV en Brasil. Como propietaria de la mayor capacidad en operación (más de 10 MW), capacidad en construcción (más de 500 MW) y capacidad planificada (casi un cuarto de toda la capacidad de energía solar FV contratada), ENEL opera en el país desde finales de la década de 2000. La compañía cuenta con una extensa cartera de activos, compuesta por energía eólica, hidroeléctrica, líneas de transmisión, líneas y compañías de distribución. Se espera que el parque solar Nova Olin-da, ubicado en el estado nororiental de Piauí, sea la nueva planta de energía solar más grande de Brasil, con casi 300 MW de capacidad (ANEEL 2016a, 2016b, 2017; BN Americas 2017a). Hasta el momento de escribir, la estrategia de financiamiento ENEL no se ha basado en el uso de fondos BNDES (a diferencia de EDF y Canadian Solar Inc.)

» Chile

Es el país líder en energía solar FV desde mediados de la década de 2010; las principales compañías en el mercado chileno de energía solar son: **ENEL, Solaredirect, EDF** (también a través de su subsidiaria **Citelium**), **Grupo Cobra, Ingenostrum, Acciona Energia y SunE-dison** (GTM Research 2015).

Chile es un centro de operaciones internacionales de **ENEL**, con una de las mayores capacidades instaladas de la compañía, junto con prospectos de un crecimiento sostenidos y estables en el futuro. Esto sigue el análisis y prospectos para el país. **ENEL Green Power Chile** posee la planta de energía solar FV más grande de América Latina y Chile, Finis Terrae, pero también es responsable de proyectos innovadores en el país, como la planta de paneles energía solar FV fabricados por **3SUN**, la subsidiaria de ENEL. Se espera que la tecnología esté mejor adaptada para altas temperaturas. La compañía desarrolla, opera y posee proyectos solares (y también parques eólicos, hidroeléctricas y plantas geotérmicas) en Chile, con

.....
42. EDF también está presente en el país a través de su subsidiaria Citelum (anteriormente conocida como Citelum), que suministra alumbrado público a 35 ciudades brasileñas, incluido Salvador, Bahía (CITELUM S.A, 2017).

43. El Grupo Cobra también opera en Chile, en donde, sin embargo, es propietario de una central de energía de carbón en Mejillones, junto a redes de transmisión y distribución de energía, gas y agua (BN AMERICAS, 2017a).

44. Varios informes y periódicos han destacado la importancia de Chile en la energía solar FV en ALC, ver, por ejemplo, IRENA (2017), BLOOMBERG (2016a); FORBES (2015); FV TECH (2017b) y THE GUARDIAN (2014).

una capacidad de casi 700 MW, de los cuales casi 500 MW comprenden capacidad de energía solar FV (BN Americas 2017a; Enel Green Power 2015a; IEA 2014; FV Magazine 2014).

Solaredirect Chile está activa en el país desde 2010, con una capacidad de 55 MW de energía solar en construcción o en operación: las plantas de energía Los Loros y Andacollo. Los paneles que se usaron en las plantas de energía fueron suministrados por el fabricante de paneles chino JinkoSolar. La planta de energía Los Loros no tiene CCE, y se llama “planta mercantil”, que vende toda su producción en el mercado al contado. Según FV Magazine (2016a), este tipo particular de planta de energía generalmente está financiada por bancos de exportación y desarrollo. Los Loros fue financiada por el Banco Interamericano de Desarrollo, el Fondo Climático Canadiense y el Fondo de Cofinanciamiento de China (Cleantechies 2016; Renewables Now 2013a; Solaredirect 2016).⁴⁵

EDF a través de su subsidiaria (**EDF Energies Nouvelles**) construyó su primera planta en el país en 2015: la planta de energía solar con 146 MWp, Laberinto,⁴⁶ en el desierto de Atacama. Un número considerable de compañías que participaron en el proyecto también eran de propiedad de **EDF**, con la excepción de la compañía de comercio general japonesa **Marubeni**. La planta mercantil está conectada a la red norte de Chile y, al momento de su terminación, era una de los proyectos solares más grandes del mundo. La compañía también planificó la planta de energía solar de 115 MW al norte de la ciudad de Santiago, con un CCE de 15 años suscrito con 20 distribuidores (con la posibilidad de que la electricidad excedente se vendiera en el mercado al contado). La planta también era propietaria parcial de la compañía chilena **Andes Mining & Energy** y la contrató a la compañía española **Elecnor** para la construcción, que fue el primer contrato llave en mano en el mercado chileno de energías renovables, con un valor de 117.2 millones de dólares. El parque solar fotovoltaico de Santiago comenzó a operar en 2018. EDF también está presente en Chile a través de su subsidiaria Citelum, que trabaja en alumbrado público (y cuya cartera incluye la ciudad de Santiago) (BN Americas 2017a; Citelum S.A 2017).

Ingenostrum Chile S.p.A. es subsidiaria de Ingenostrum **S.L.** – una compañía española cuyo negocio principal es la implementación de proyectos solares y provisión de equipos. Actualmente está desarrollando ocho proyectos de gran escala en el norte del país. En algunos casos, la compañía trabaja en conjunto con el fabricante portugués de módulos FV **Martifer**. La mayoría de sus activos son de propiedad de otras subsidiarias de Ingenostrum, y algunas plantas se vendieron a otras compañías, al igual que la planta de Boléro de **EDF** y Finis Terrae de **Enel** (BN Americas 2017a; FV Magazine 2012).

Acciona Energía es una compañía española de energía e infraestructura activa en Chile desde 1993. A través de sus subsidiarias, posee, opera y contrata proyectos en el mercado solar de Chile. Su planta solar El Romero sobrepasó el anterior proyecto **ENEL** Finis Terrae, que era el más grande de Chile y América Latina, con una capacidad instalada de 246 MWp. En 2014 ganó una licitación que representaba una inversión de más de 500 millones de dólares. Entre otros proyectos solares anteriores de la compañía en Chile estaban la planta de energía FV Pampa-Camarones (construida para una tercera parte); la compañía también desarrolló proyectos eólicos⁴⁷ y otros proyectos de infraestructura (hospitales, carreteros, etc.) La compañía

45. Engie Energía Chile, subsidiaria del mismo grupo que Solaredirect (Engie) tiene una cartera de plantas dominadas por combustibles fósiles.

46. Más adelante cambió su nombre a planta solar Bolero (BN Americas 2017a; EDF Energies Nouvelles 2016).

47. Acciona es la mayor accionista de la compañía alemana Nacelle Nordex (Acciona 2017a).

tiene un CCE de largo plazo de 15 años con distribuidores conectados a la red central. También posee y opera en el país otras plantas de energía FV, así como plantas de energía eólica, y desarrolla plantas de energía para terceros (Acciona Energía 2015; BN Americas 2017a).

Inversiones y Servicios SunEdison Chile Ltda., una subsidiaria de la compañía norteamericana SunEdison, posee, opera, contrata y provee para proyectos solares en Chile. Aprovechó un CCE de 15 años para compañías en la red central de Chile. Su cartera incluye la planta de energía solar Amanecer, con 100 MW de capacidad. En 2016, la compañía solicitó la bancarrota y vendió algunos activos. La empresa privada británica **Actis** adquirió activos de energía solar FV para 1500 MW en América Latina que anteriormente fueron de propiedad de **SunEdison**. Dos activos solares, un total de 202 MW de capacidad en construcción⁴⁸, se vendieron a la empresa de servicios chilena Colbún S.A., que para entonces ya era propietaria de y operaba plantas de energía en el país (en su mayoría compuestas de plantas termoeléctricas e hidroeléctricas), así como líneas de transmisión (Bloomberg 2016b; BN Americas 2017a; Renewables Now 2017; Reuters 2016).

Las principales compañías solares en México, Brasil y Chile son parte de la estrategia de inversión de compañías europeas, que incluye servicios públicos, compañías especializadas en el desarrollo de proyectos de energía renovable y un desarrollador de paneles solares. A pesar de que estas compañías europeas no son las principales fabricantes de paneles de energía solar FV, en ALC son las principales compañías que desarrollan, implementan y también financian energía solar FV. Mostramos que existe un importante vínculo financiero y tecnológico dentro de la región en la implementación del negocio solar, ya que no solo incluye el panel, el proyecto y el financiamiento directo, sino también el uso de la cartera y el conocimiento práctico de las compañías para el desarrollo de FV solar. También es interesante observar que la mayoría de las compañías europeas con estrategias relacionadas con energía solar FV en la región han estado previamente presentes en el mercado de la energía (a menudo en la generación eólica pero también en otras partes del negocio de la energía). Las compañías alemanas están más adaptadas al negocio de la energía distribuida, y no a empresas de servicios públicos tradicionales, lo que puede ser un desafío para adaptarse al mercado en ALC, donde los proyectos se otorgan principalmente a través de subastas.

B. ACTORES EN AMBAS REGIONES

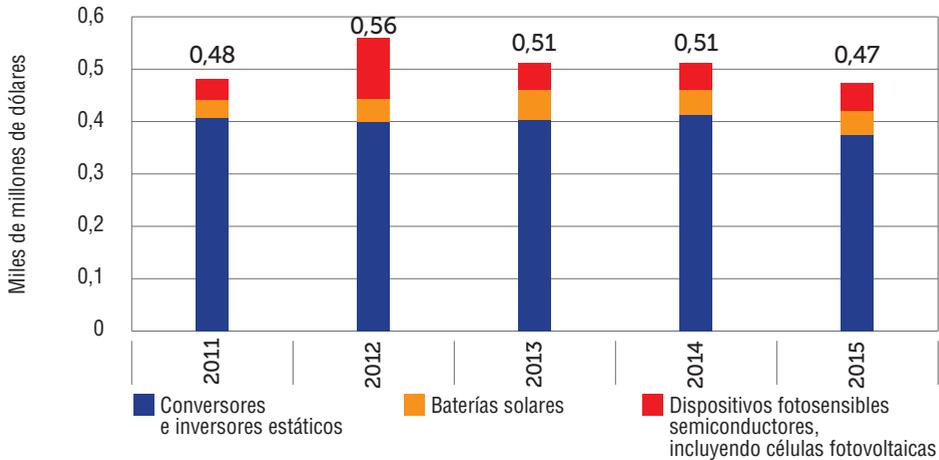
El análisis de los mercados de energía FV más relevantes muestra que las compañías europeas son líderes en Europa y América Latina, o al menos son importantes en relación con América Latina y el Caribe. El uso generalizado de paneles chinos ha tenido mucho impacto en los fabricantes europeos como en los productores norteamericanos; sin embargo, el caso de las células 3SUN y Q muestra cómo las compañías pueden pasar por alto estos problemas a través de estrategias innovadoras, ya sea a través de I + D per se o centrándose en otra ruta tecnológica.

Cuando consideramos la balanza comercial entre las regiones UE-28⁴⁹ y CELAC, Europa es un origen de exportación neto para los componentes FV relacionados con ALC, que alcanzó casi 0.47 mil millones de dólares en 2015, mientras que el mercado mundial de FV ascendió a alrededor de 109 mil millones de dólares ese año. Las exportaciones de ALC a Europa en este sector, a su vez, representan solo el 10% de las exportaciones de la UE.

48. La planta en la región de Valparaíso tiene una capacidad de 145 MW, mientras que la capacidad de la planta de energía ubicada en la región metropolitana llega a 57 MW.

49. UE-28 está compuesto por: Austria, Bélgica, Bulgaria, Croacia, Chipre, República Checa, Dinamarca, Estonia, Finlandia, Francia, Alemania, Grecia, Hungría, Irlanda, Italia, Latvia, Lituania, Luxemburgo, Malta, Países Bajos, Polonia, Portugal, Rumania, Eslovaquia, Eslovenia, España, Suecia, Reino Unido.

Figura 35. Exportaciones de UE-28 a ALC por grupo de bienes



Nota: Componentes de un sistema solar fotovoltaico (FV) de Código HS (Cao and Groba 2013):

850440 – Convertidores estáticos (Inversores para convertir energía DC a energía AC)

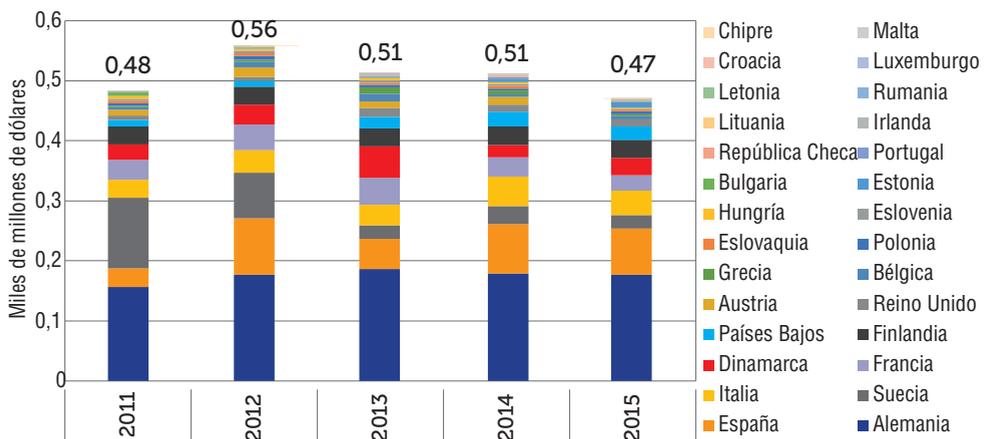
850720 – Otros acumuladores de plomo-ácido (baterías solares)

8541040 – Dispositivos fotosensibles semiconductores, incluyendo células fotovoltaicas ensamblados o no en módulos o colocados en paneles; diodos emisores de luz

Fuente: Elaborado con los datos recopilados de NNUU (2017)

Las exportaciones de la UE se concentran en los inversores, que representan alrededor del 80% de la cantidad total de exportaciones relacionadas con FV a los países ALC, mientras que las células FV y los componentes relacionados con las baterías representan el 10% cada uno. Alemania y España fueron los líderes europeos en este campo con un total de más de la mitad de las exportaciones en 2015. Brasil, Chile y México fueron los principales importadores de los componentes europeos de FV. Las Figura 35 y Figura 36 presentan la evolución del flujo de exportaciones de Europa a ALC, respectivamente, por bienes y por país.

Figura 36. Exportaciones relacionadas con FV de UE-28 a ALC por país europeo



Nota: Componentes del Código Solar Fotovoltaico (FV) HS (Cao and Groba 2013):

850440 – Convertidores estáticos (Inversores para convertir la energía a AC)

850720 – Otros acumuladores plomo-ácido (baterías solares)

8541040 – Dispositivos semiconductores fotosensibles, incluyendo células fotovoltaicas, ensambladas o no en módulos o colocadas en paneles; diodos emisores de luz

Fuente: Elaboración propia basada en datos disponibles en NNUU (2017)

La siguiente tabla (Tabla 11) resume las diferencias entre los principales actores analizados.

Tabla 11. Especificidades de las compañías seleccionadas

	Pais de origen o ubicación actual de la matriz	Compañía	Principalmemente Europea	Principalmente una compañía de energía
Europa	Italia	ENEL	sí	sí
	Italia, Suiza, Japón	3SUN ¹	sí	sí
	Alemania, Corea del Sur	Q-Cells ³	no	sí
	Alemania	Conergy ⁴	sí	sí
		Schott Solar	sí	sí
		Gehrlicher Group ⁴	sí	sí
	Francia	Solaredirect ²	sí	sí
		EDF	sí	sí
	España	Endesa ¹	sí	sí
		Ingenostrum	sí	no
		Grupo Cobra	sí	no
Acciona		sí	sí	
Elecnor		sí	sí (servicios)	
Portugal	Martifer	sí	sí	
América	Estados Unidos	SunEdison ⁴	no	sí
		SolaCity ⁴	no	sí
	Canadá	Canadian Solar Inc.	no	sí
	Brasil	Coelba	no	sí (servicios)
	Chile	Andes Mining & Energy	no	sí
	México	Tiendas Sorianas	no	no

Notas: ¹: Propiedad de ENEL | ²: Propiedad de Engie | ³: Propiedad del grupo surcoreano Hanwha con su sede de I+D en Alemania
⁴: Solicitada la bancarrota
Fuente: Elaboración propia

¿Es la compañía de propiedad o con sede con relevancia en Europa?	Activa en la UE	Activa en ALC	Fabricante de FV	Ejemplos de mercados relevantes
sí	sí	sí	no	Italia, Francia, Chile, Brasil, México
sí	sí	sí	sí	Italia, Chile
sí	sí	sí	sí	Alemania, México
sí	sí	sí	no	Alemania
sí	no	no	sí	Alemania
sí	sí	sí	no	Alemania, Brasil
sí	sí	sí	no	Francia, Chile, México, Brasil
sí	sí	sí	no	Francia, Chile, México, Reino Unido
sí	sí	sí	no	España, Chile
sí	sí	sí	no	España, Italia, Chile
sí	sí	sí	no	España, Brasil
sí	sí	sí	no	España, Chile, México
sí	sí	sí	no	España, Chile, México, Brasil
sí	sí	sí	sí	Portugal, España, Chile
sí	sí	sí	sí	Estados Unidos, México, Chile
no	sí	sí	no	Estados Unidos, México
sí	sí	sí	sí	Estados Unidos, México, Brasil, Chile, Francia, Alemania
no	no	sí	no	Brasil
no	no	sí	no	Chile
no	no	sí	no	México

4.1.3 Estudios de caso

A modo ilustrativo, en esta sección resumimos algunos proyectos que se consideran estudios de casos exitosos de la implementación de energía solar FV, tanto en ALC como en la UE.

Chile – el caso de Finis Terrae

En el momento de su finalización, era la planta de energía FV más grande de América Latina⁵⁰, y Chile es el país con la mayor capacidad solar de energía FV de toda América Latina y el Caribe. Según IRENA (2017) uno puede considerar a Chile como un líder de América Latina en términos de inversión en energía solar FV. A nivel nacional, tiene leyes de energía renovable, objetivos relacionados con energías renovables, así como cuotas o estándares de cartera renovable. Su apoyo económico a las energías renovables consiste en lo siguiente: subvenciones y subsidios de capital, desgravaciones fiscales, medición neta, certificados verdes negociables, fijación de precios del carbono y los esquemas subasta recientemente introducidos (IEA 2015).

Con respecto a sus incentivos para el despliegue de energía renovable, Chile tiene excelentes recursos renovables, así como altos precios de electricidad mayorista y minorista. Además, el país cuenta con una línea de transmisión de proyectos para plantas a escala de servicios públicos en rápido crecimiento. Existen proyectos desarrollados para vender energía (o al menos parte de ella) en el mercado a corto plazo y, por otro lado, existen contratos bilaterales (CCE) con distribuidores y consumidores finales. También podemos ver algunos fondos de bancos de desarrollo regionales e internacionales. Sin embargo, el país tiene actualmente pocos incentivos financieros nacionales y CCE a largo plazo, así como cuellos de botella en la red y una volatilidad relativamente alta de los precios del mercado al contado. (IEA 2015).

ENEL Green Power Chile, una subsidiaria del grupo italiano de energía ENEL, construyó el proyecto de Finis Terrae. Está ubicado en la parte norte de Chile (región de Antofagasta) y está conectado con la red norte del país. Según ENEL Green Power (2015c, 2016b), la construcción se inició en 2015 y se terminó un año después, con una inversión de 270 millones de dólares estadounidenses y fue financiada con los propios recursos de ENEL (Enel Green Power 2016b). Existe un CCE a largo plazo con la **Empresa Nacional de Electricidad SA (Endesa Chile)**, la empresa de servicios eléctricos más grande en el país, y el proyecto se benefició del hecho de que **ENEL** ya tenía 154 MW de capacidad instalada de energía solar FV, que se incrementó a 430 MW de capacidad instalada el año siguiente, que es más de la mitad de toda la capacidad chilena de propiedad de la compañía. Esto significa que la compañía ya conocía las circunstancias y se benefició de sus anteriores experiencias en planificación, construcción y financiamiento de proyectos de energía solar FV en Chile. La planta de energía tiene una potencia estimada de 400 GWh al año.

La compañía española **Grupo Cobra** también estuvo presente en la construcción de la planta de energía, con la provisión de equipo eléctrico para el proyecto. La licencia ambiental se adquirió cuatro años antes (2012) hasta la conclusión del proyecto (Electricidad 2016). Según BN Americas (2017a), **Ingenostrum Chile** también participó en el proyecto. **Ingenostrum**, a través de su subsidiaria chilena, ejecutó mediciones de irradiación solar, servicios de ingeniería básica y la consecución de permisos sectoriales y administrativos (Ingenostrum 2014).

50. Actualmente, la planta de energía FV El Romero es el mayor proyecto FV en la región. Finis Terrae sigue siendo la más grande de la red norte de Chile, ya que la planta El Romero está conectada a la red central (MercoPress 2016).

Brasil – el caso de Fontes Solar I

Siendo el primer parque solar montado en tierra a punto de terminarse en Brasil (ANEEL 2017), esta planta de energía FV no se originó de una subasta federal (como es normal en el país), sino de una subasta estatal en la región noreste de Brasil (Governo de Pernambuco 2013). Esto significa que el mecanismo de la subasta siguió siendo el instrumento en este caso, aunque con pequeños cambios.

Brasil tiene objetivos nacionales y también políticas nacionales para energías renovables, como concesiones de capital y subsidios, créditos blandos, exenciones fiscales, mediciones netas y esquemas de subastas. El mecanismo brasileño de subastas está considerado como un motor principal para el despliegue más amplio de electricidad renovable. A través de este mecanismo, Brasil experimentó el crecimiento de sus principales plantas de energía eólica. La inclusión de energía solar FV a nivel de servicios en algunas subastas energéticas se considera una política destacable (EPE 2014; IEA 2015).

Brasil tiene sus subastas energéticas auspiciadas alineadas con CCE de largo plazo que, combinados con financiamiento a bajo costo disponible de BNDES, son sus principales incentivos respecto al despliegue de energía renovable, especialmente la nueva energía renovable (en particular, energía solar FV). Sin embargo, su política local y el lento despliegue de energía solar FV distribuida son desafíos en el país. Actualmente también está enfrentando dificultades en entregar sus plantas de energía solar ya contratadas a través del mecanismo de subasta: a la fecha pocas plantas están en construcción, y se espera que menos plantas aún se terminen a tiempo (ANEEL 2016b; IEA 2015; SITAWI and CEBDS 2016).

ENEL Green Power Brasil es una de las subsidiarias del grupo italiano **ENEL** en el país, que posee varias plantas de energía eólica, hidroeléctricas y líneas de distribución y transmisión. Fontes Solar I y II se construyeron en terrenos que habían sido usados para generación energética: en la región noreste de Brasil, cerca de la ciudad de Tacaratu en el Estado de Pernambuco, **ENEL** ya había operado una planta de energía eólica de 80 MW llamada 'Fontes dos Ventos'. Se espera que la planta de energía híbrida tenga una capacidad adicional de 11 MW con la adición de energía solar FV, con lo que se ha convertido en la planta de energía FV más grande de Brasil en términos de capacidad⁵¹ (Ambiente Energia 2015; Invetimentos e Notícias 2015). Fonte dos Ventos también fue la primera planta de energía eólica que ENEL operó en Brasil (Consumidor moderno 2015).

El Estado brasileño de Pernambuco, en el noreste, promocionó una subasta para capacidad especial en diciembre de 2013, en donde se contrataron las dos plantas de energía (Governo de Pernambuco 2013). Este mecanismo fue un desvío del las subastas tradicionales porque dicha subasta fue promovida por un Estado específico y no por el gobierno federal. Es importante anotar que de las plantas de energía, las únicas dos que están en operación resultaron de las licitaciones más pequeñas (en términos de capacidad); los otros cuatro proyectos ganadores tenían como mínimo más de 20 MW de capacidad instalada. Otro factor importante en el éxito de las primeras plantas de energía FV de Brasil es el hecho de que se construyeron cerca de un lugar ya utilizado (y operativo, que compartían con parques eólicos). Esto redujo los costos

51. En marzo de 2017, ANEEL (2017) registró 44 plantas de energía FV. Sin embargo, pocas de ellas tienen una capacidad instalada que sobrepase 1 MW – el promedio total es solo 327 kW, sin incluir Fontes Solar I y II.

relacionados con la conexión de las plantas de energía a la red. Se espera que las plantas de energía FV Fontes Solar I y II produzcan alrededor de 17 GWh y todas las plantas de energía híbrida producen alrededor de 340 GWh al año (Ambiente Energía 2015; Inversiones e Noticias 2015). Se espera que esta inversión llegue a casi 20 mil millones de USD o R\$ 72 millones, siendo menos costosa que la planta de energía eólica Fonte dos Ventos (R\$ 130 millones) (Consumidor moderno 2015). Según **ENEL**, la energía solar híbrida y los parques eólicos son estratégicos, no solo debido a los costos inferiores (por la participación de grandes partes de la infraestructura), sino también debido al mejor uso de recursos naturales (Enel Green Power 2015d). Más aún, según la misma compañía, al financiamiento de las plantas de energía siguió el mismo mecanismo utilizado en sus plantas FV chilenas, desviándose del mecanismo de financiamiento tradicional en Brasil, es decir, del **BNDES** (Enel Green Power 2015d).

Francia – El caso del parque solar Cestas

El parque solar Cestas es la mayor planta de energía FV en Europa y fue desarrollada por la compañía francesa **Neoen**. Al igual que en el Reino Unido, las plantas de energía francesas están siendo retiradas y el país tiene una creciente demanda pico (IEA 2015). Junto con licitaciones para energía eólica y solar FV marítima, esos son los principales motores para un mayor despliegue de energía renovable en territorio francés. No obstante, el país necesita reducir las barreras no económicas para que esto se torne una posibilidad y deberá aclarar las posibilidades futuras de su política de transición energética.

Las políticas reglamentarias de respaldo francesas son leyes nacionales de energía renovable y metas recientemente actualizadas. Esta meta es "... una meta de 32% de energía renovable en el consumo final bruto de energía para 2030, y una meta de 40% para electricidad renovable para 2030" (IEA 2015, 59) que, junto con la renovación de su tarifa de alimentación para energía eólica en tierra, constituyen las políticas relevantes del país. Otras políticas de respaldo económico son: subvenciones de capital y subsidios, créditos blandos, exenciones fiscales y esquemas de subastas. Según el autor, todas son políticas nacionales.

El parque solar Cestas está ubicado en la región suroccidental de Francia, cerca de la ciudad de Bordeaux (FV Tech 2015b). Con una capacidad instalada de 300 MW, es la planta de energía FV más grande de Europa. Se conectó con la red a mediados de 2015; su conclusión tomó 10 meses a un costo de alrededor de US\$ 400 millones (360 millones de euros). Se espera que la planta venda energía a 105 euros por cada MWh, debajo del costo de algunos nuevos proyectos nucleares⁵². La planta se ha beneficiado de un CCE de 20 años con la empresa de servicios francesa EDF. A diferencia de las plantas de energía FV tradicionales, los paneles del parque solar FV Cestas dan al este y al oeste en forma alterna, con el objetivo de mejorar la producción durante las primeras horas de la mañana y a finales de la tarde, con lo que produce hasta tres o cuatro veces más energía que la orientación sudoriental tradicional de los paneles (para el hemisferio norte).

Los paneles FV son de tres fabricantes: **Trina Solar**, **Yingli Solar** (ambos chinos) y **Canadian Solar**. Se espera que la planta produzca alrededor de 350 GWh al año. Las compañías **Eiffage**, **Clemessy**, **Schneider Electric** y **Krinner** también fueron parte del consorcio ganador escogido para construir y operar la planta (FV Tech 2015b). **Eiffage**, **Clemessy**, **Schneider**

52. Según Reuters (2015), EDF planificó la construcción de dos reactores nucleares en el Reino Unido, que vendían a alrededor de 130 euros por MWh, 25 euros más costoso que la electricidad producida por el parque solar Cestas.

Electric y Krinner son, respectivamente: una compañía francesa de construcción responsable de terraplenes y trabajos de conexión; una subsidiaria de Eiffage, responsable de estudios de ingeniería; una compañía francesa de energía responsable de la cadena de conversión eléctrica; y una compañía francesa especializada en el ensamblaje de módulos FV, responsable por cimientos de rosca y estructuras FV (Grupo Eiffage 2013). La mayor parte de la inversión no se gastó en los módulos FV, sino en servicios de construcción, servicios de ingeniería, cableado y otros equipos eléctricos (mayoritariamente proveedores franceses)⁵³ (Reuters 2015).

Alemania – el caso del parque solar Senftenberg

El parque solar Senftenberg es la planta de energía FV más grande en Alemania y la de mayor capacidad FV instalada de Europa. El parque solar Senftenberg I y II⁵⁴ está ubicada cerca de la ciudad del mismo nombre en el sur del Estado federal de Brandenburg. Tiene una capacidad total de 248 MW (SolarServer 2011b)

Con respecto al apoyo normativo para un mayor despliegue de energías renovables, Alemania tiene políticas nacionales sobre metas y leyes relacionadas con energía renovable. El país también utiliza aranceles de alimentación, subvenciones de capital y subsidios, créditos blandos y exenciones fiscales, como políticas de apoyo económico a nivel nacional para las energías renovables. Un punto destacado actual de la política para el país es que Alemania está tratando de mejorar el control sobre su expansión renovable (en términos de precios y tarifas) (IEA 2015).

Según IEA (2015, 57–60), Alemania cuenta con políticas ambientales efectivas, objetivos de descarbonización y energía solar FV de pequeña escala con características atractivas para el autoconsumo. Sin embargo, un equilibrio entre la asequibilidad y el diseño del mercado (especialmente relacionado con los precios) sigue siendo un desafío para este país.

La planta de energía FV se construyó sobre una antigua área minera a cielo abierto. La primera parte de la planta (78 MW de capacidad instalada) se terminó en septiembre de 2011 después de tres meses de construcción. Al igual que los casos de estudio anteriores, ya existían dos plantas de energía completadas en la zona, que abarcaban casi 90 MW de capacidad instalada ya conectados a la red. El parque solar Senftenberg I fue construido en 2010, con solo 18 MWp de capacidad, y no estaba directamente relacionado con los parques solares Senftenberg II y III. Esto significa que la planta FV compartió una conexión con esas plantas de energía. Fue financiada por tres bancos alemanes (incluido el HSH Nordbank) y la inversión total ascendió a 150 millones de euros (SolarServer 2011b, 2011a).

Canadian Solar Inc. suministró los paneles FV usados en la planta FV alemana. GP Joule fue la compañía alemana responsable del ensamblaje. Ambas compañías han cooperado desde 2009. **Unlimited Energy GmbH y Luxcara** son otras dos compañías alemanas que participaron en la planta FV Senftenberg con respecto al financiamiento del proyecto y la gestión de la planta (SolarServer 2011a). Saferay **GmbH** es otra compañía alemana que participó en el proyecto con un rol activo en el financiamiento de la planta (Canadian Solar Inc 2011).

53. Esto corrobora la declaración de EPE (2012) según la cual la mayor parte del valor agregado de las plantas de energía FV se agrega en el sitio de construcción y principalmente a través de servicios.

54. El parque solar Senftenberg I fue construido en 2010, con solo 18 MWp de capacidad, y no está directamente relacionado con los parques solares Senftenberg II y III (SolarServer 2011b).

4.2 Energía eólica

A través de un importante avance tecnológico, la emergencia y preocupación de los fabricantes sobre la seguridad energética nacional y las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), la energía eólica constituye una tecnología fundamental para las transiciones energéticas. En los últimos años, el uso de energía eólica en la generación de electricidad ha crecido rápidamente en muchos países. El viento se genera por las diferencias de presión del aire debido a la luz solar, y está influenciado por la rotación de la tierra y las características físicas de la geografía (especialmente el paisaje y la rugosidad del terreno).

La mayoría de los parques eólicos se instalan en tierra, pero la energía eólica marina ha sido una nueva frontera de despliegue. A pesar del importante crecimiento en capacidad instalada, la participación de energía eólica en el suministro de electricidad en el mundo es todavía pequeña, y representa alrededor del 3% de la generación total de energía en 2014 (IEA 2016a).

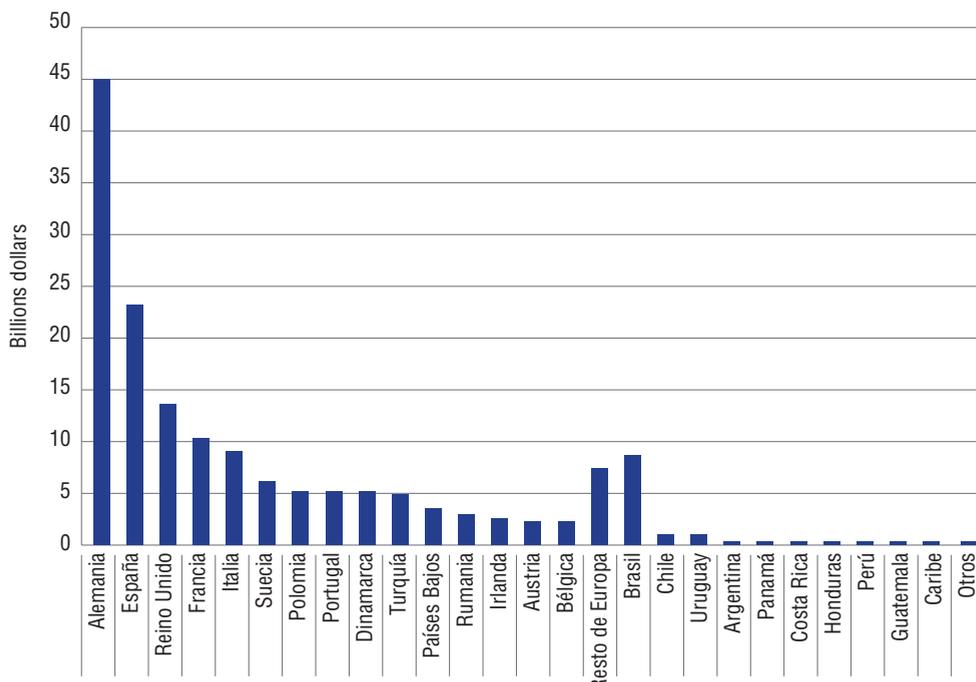
Alrededor del 84% de la capacidad instalada de la energía eólica se encuentra en 10 países. Los tres más grandes son China (34%), Estados Unidos (17%) y Alemania (10%). Este grupo de países conforma el mayor mercado, tanto en la producción de turbinas eólicas y servicios relacionados, como en la adquisición e instalación de nuevos parques eólicos. A fines de 2015, la energía eólica instalada total ascendía a 432,9 GW en todo el mundo, y China instaló casi la mitad de los 63,4 GW instalados ese año (GWEC 2016). La capacidad marítima instalada alcanzó 12.1 GW en 2015, mientras que la mayor parte de la capacidad global está en tierra.

La capacidad eólica se ha desarrollado en diferentes lugares y se ha extendido a varios países. Europa es una región donde la energía eólica se ha desplegado de manera generalizada, lo que significa que, a pesar de la capacidad total, varios países decidieron adoptar fuentes eólicas para diversificar las carteras de energía y cumplir con las metas de energía y clima. Como muestra la Figura 37, con una capacidad mucho menor, los países del ALC recién comenzaron a agregar fuentes eólicas a su combinación energética, y todavía hay una concentración considerable en pocos países, particularmente en Brasil.

La capacidad eólica instalada en Europa es más de diez veces mayor que en ALC. La capacidad de Alemania es una de las más grandes del mundo; a la vez, este país tiene un papel de liderazgo en Europa, seguido por España, el RU, Francia e Italia. La capacidad de Alemania y España juntos representa alrededor del 45% de la capacidad eólica total de la UE. El RU, a su vez, es líder de Europa en la capacidad eólica marina.

Si bien en ALC el volumen de capacidad es inferior, también está más concentrado. Brasil ocupa el noveno lugar en cuanto a la capacidad instalada del mundo y el quinto en cuanto a la cantidad de nueva capacidad instalada en 2016 (GWEC 2016). Brasil representa alrededor del 75% de la capacidad eólica total en ALC. Chile y Uruguay son los otros dos países con mayor cantidad de energía eólica instalada en la región.

Figura 37. Capacidad eólica instalada total en UE-28 y ALC en 2015 en GW



Fuente: Elaborado con datos recabados de GWEC (2016).

La tecnología eólica ya se considera una opción competitiva en comparación con las tecnologías tradicionales de generación, incluso sin un esquema de soporte específico. Además, la tecnología aún está evolucionando, ya que está reduciendo los costos y aumentando la escala. Como consecuencia de ello, se espera que la instalación de la capacidad eólica aumente. En Europa, los principales países con plantas de energía eólica son Alemania, España y el RU, mientras que en ALC examinaremos Brasil, Chile y Uruguay.

4.2.1 Tecnología

La tecnología comercial

La energía eólica se convierte a través de los movimientos de aspas de molinos de viento que capturan la energía cinética del viento. Al igual que cualquier otro fluido, el aire tiene energía que puede ser aprovechada cuando está en movimiento. Esta conversión se basa en la cantidad de movimiento axial de un rotor, que tiene un límite teórico estimado en 59% de energía máxima (conocido como el límite Lanchester-Betz).

El potencial de generación de energía eólica se puede definir por tres influencias fundamentales: la velocidad del viento, el área cubierta por las aspas de la turbina y la masa específica de aire. La velocidad es la variable más importante y dependerá del régimen del viento de la región que está

influenciado por las condiciones topológicas. Esta influencia disminuye como una función de la altura sobre el suelo, con velocidades más altas observadas a alturas más altas. El área cubierta por las plantas de energía eólica es también un factor importante ya que aumenta y estabiliza la eficiencia de la conversión de energía. La expansión de las turbinas a través de un área considerable (dependiente de factores tales como la rugosidad del terreno, la altura, etc.) conduce a una menor variabilidad de la producción en el tiempo. Por lo tanto, los parques eólicos son más capaces de presentar una producción de potencia razonablemente estable que una sola turbina. La densidad específica del aire está influenciada por la presión, la humedad y la temperatura. Si bien la presión influye proporcionalmente en el potencial de energía eólica, la humedad y la temperatura son inversamente proporcionales. Por lo tanto, el mejor uso de los recursos eólicos se encuentra a mayores alturas y áreas más grandes barridas por las aspas de las turbinas eólicas (Tolmasquim 2016).

La generación de energía eólica se puede categorizar como en tierra o en alta mar. La generación en tierra también se puede dividir en subcategorías: centralizada y distribuida. La primera se refiere a los grandes grupos de aerogeneradores (> 100 kW) más utilizados por los servicios públicos para proporcionar energía a una red. Las turbinas comerciales se agrupan en campos eólicos que producen grandes cantidades de energía. Esta última subcategoría se refiere a fuentes distribuidas utilizadas directamente en la ubicación de la carga (por ejemplo, edificios, granjas e instalaciones industriales) y, con esta característica, pueden funcionar de forma independiente, especialmente cuando se trata de instalaciones aisladas de la red. Las pequeñas turbinas, cuando están asociadas a generadores diesel, baterías y/o sistemas de energía solar FV, incluyen sistemas híbridos. Esos sistemas se usan generalmente en ubicaciones remotas sin conexión a la red.

La generación de energía eólica en tierra es actualmente el estándar de mercado para la generación de electricidad basada en esta fuente. Es una tecnología madura, con un claro camino tecnológico y actores establecidos.⁵⁵ Actualmente, la generación de energía eólica marítima está impulsando una producción en serie de turbinas de gran escala en Europa, el principal mercado para energía eólica marina. Los proyectos eólicos marinos son una tendencia en países con poca extensión territorial, con poco espacio disponible para instalaciones en tierra o con recursos marinos sustancialmente mejores en el mar, como algunos países europeos.⁵⁶

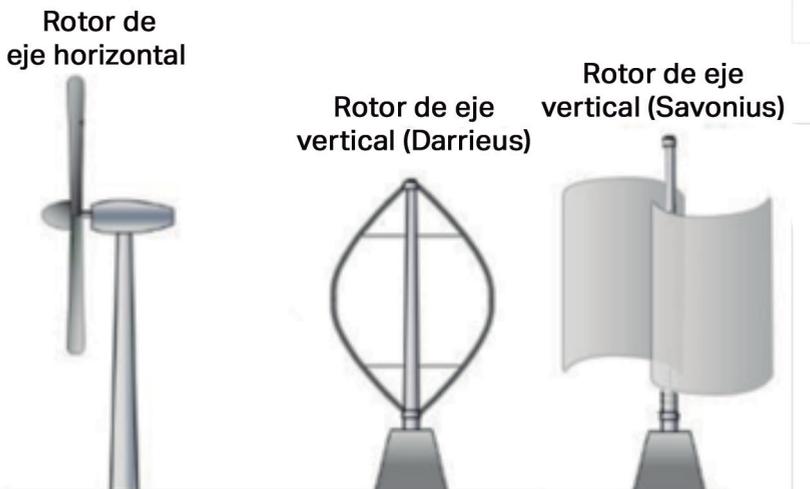
Existen dos tipos básicos de rotores: el eje vertical y el eje horizontal (Figura 38). El más común, sin embargo, son las turbinas eólicas, con un eje de tres aspas. Las turbinas de eje horizontal son, ya sea viento arriba (el viento golpea las aspas antes que la torre). Las aspas para un eje vertical pueden llegar a costar mucho más que las aspas equivalentes de un eje horizontal. Las turbinas eólicas de eje vertical no han penetrado el mercado comercial (>100 kW) en la forma en que lo hicieron las turbinas horizontales.⁵⁷ Las turbinas de eje vertical pueden ser categorizadas en dos principales diseños: (i) turbinas de arrastre, o Savonius, que tienen rotores con aspas sólidas que rotan en un eje vertical; o, (ii) turbinas de levante, o Darrieus, que tienen un estilo aéreo vertical alto de aluminio (algunas tienen forma de un batidor de huevos; ver (ABDI 2014; US DOE 2014)).

55. Esto no solo está claro debido al comportamiento de la solicitud de patentes, sino también debido al incremento de órdenes de capital de las compañías en tierra: en 2014 las órdenes de Gamesa, Nordex, GE y Vestas se incrementaron en más de 120%, 40%, 26% y 12% (IEA 2015).

56. La capacidad instalada de estas turbinas fluctúa entre 7 y 10 MW cada una (IEA 2015).

57. Muchas son usadas para fines de investigación o para pequeñas operaciones fuera de red, como en barcos (Podcameni 2014).

Figura 38. Tipos de rotores eólicos



Fuente: Adaptado de (Tolmasquim 2016, 262).

Las unidades de viento de eje horizontal básicamente se componen de los siguientes elementos, ver Figura 39 (US DOE 2014; USITC 2009):

- **Placas:** Son las responsables de capturar el viento y convertir su energía al centro del rotor; la mayoría de turbinas de viento tienen tres aspas.
- **Controlador:** Monitorea la condición de la turbina y controla el movimiento de la turbina. Hay un controlador en la góndola y otro en la base de la turbina.
- **Engranaje:** Incrementa la velocidad rotativa del eje de la turbina eólica. Un eje de baja velocidad alimenta del engranaje al generador; algunas turbinas usan generadores de mando directo capaces de producir electricidad a una velocidad rotativa inferior; dichas turbinas no requieren engranaje.
- **Generador:** El componente que convierte la energía mecánica del eje en electricidad. Las turbinas eólicas generalmente tienen un solo generador AC.
- **Góndola:** Alberga los principales componentes de la turbina eólica, tales como el controlador, el engranaje, el generador y los ejes.
- **Rotor:** Promueve la conversión de la energía cinética de los vientos en energía mecánica de rotación; el rotor incluye las aspas y el buje (el componente al que están adjuntas las aspas).
- **Torre:** Sostiene al rotor y la góndola a la altura adecuada para la operación de la turbina eólica; este es un elemento grande estructural y representa una porción importante del costo inicial del sistema.

La adaptación de la tecnología eólica a las condiciones locales aumenta la productividad por varias razones. Una de ellas se debe al aumento de los factores de capacidad. El factor de capacidad anual es la cantidad de energía que produce una planta a lo largo del año dividida para la cantidad de energía que se habría producido a plena capacidad. Para las turbinas eólicas, el factor de capacidad depende de los recursos eólicos, su disponibilidad técnica y el tamaño del generador en comparación con la longitud de las aspas del rotor. Las aspas largas mejoran los factores de capacidad, mientras que los acortamientos los reducen. La mayoría de las plantas de energía eólica operan con un factor de capacidad de 25-40%.⁵⁸

Las turbinas de alta mar constituyen otro incentivo para la innovación en la tecnología eólica ya que a menudo tienen mayores factores de capacidad, sin embargo, el sistema requiere de costosas adaptaciones (como la interconexión con el sistema de transmisión).

D. CADENAS DE VALOR INDUSTRIALES

Podemos dividir la cadena de energía eólica en tres grupos: ascendente (la cadena lateral de producción del equipo), descendente (la cadena de despliegue y servicios conexos de los parques eólicos) y actividades complementarias (actividades importantes que no están en la línea principal de la cadena de valor). El grupo ascendente incluye las materias primas, fabricación de equipos, componentes y subcomponentes (aspas, torres, generador, entre otros). Las actividades del grupo descendente incluye la planificación del proyecto, adquisición, transporte del equipo, instalación, prestación de servicios (logística y operaciones), la conexión a la red, la operación y mantenimiento y desmantelamiento al final de su vida útil. Los servicios complementarios comprenden I + D, certificación y desarrollo de software.

» Ascendente

El grupo ascendente incluye materias primas, fabricación de equipos, componentes y subcomponentes (aspas, torres, generador, entre otros).

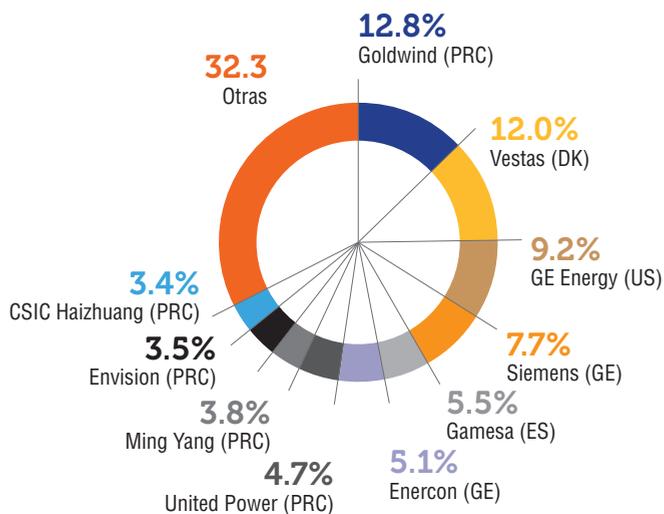
Por otro lado, la rama de fabricación incluye los fabricantes de turbinas eólicas y sus principales proveedores. Los fabricantes de aerogeneradores a menudo subcontratan una gran cantidad de componentes para ensamblarlos.⁵⁹ La producción de turbinas eólicas está dominada por grandes compañías PEO (Productores de Equipo Original) (Podcameni 2014). A pesar de la similitud entre los modelos de turbinas eólicas producidas, las diferencias en algunos componentes esenciales alteran significativamente el rendimiento de las máquinas. Los PEO pueden producir bastantes partes del equipo – o tercerizar algunos componentes, como la pala y la torre – pero siempre son responsables de los proyectos y diseño de las turbinas eólicas, integración de componentes y el software.

58. En 2014, Brasil presenta un sorprendente factor de capacidad promedio de más de 45% para energía eólica en tierra, mientras que Alemania y Dinamarca tienen alrededor de 25% y casi 30%, respectivamente (IRENA 2016b).

59. Las turbinas eólicas se pueden construir en varios tamaños y configuraciones. Usan una variedad de materiales, siendo los más relevantes fibras de acero, vidrio y carbón, resinas, materiales base para aspas, imanes permanentes, cobre y aluminio. El acero es el componente que más se usa en turbinas eólicas y está presente en las torres (más de 90% de su peso), la góndola (alrededor de 90%) y las aspas (más de 10%). La fibra de vidrio y otras resinas se usan en las aspas de las turbinas eólicas (más de 80% de su peso). El cobre se usa en el generador, la maquinaria de la góndola, los engranajes y los cables; mientras que el aluminio se usa en los bujes del rotor, los engranajes, transformadores, carcasas, cables, entre otros (Podcameni 2014; Tolmasquim 2016; Narbel, Hansen, and Lien 2014).

Los principales proveedores de turbinas eólicas (ver Figura 40) muestran la importancia de las firmas chinas, las principales productoras de turbinas eólicas, pero también muestran una dispersión de productores eólicos. Más de 32% de los proveedores producen menos de 3% de las turbinas. La cuota de proveedores menores ha incrementado en los últimos años, ya que estuvo alrededor del 28% en 2014. Esto puede explicarse por muchas razones: la tecnología ha madurado; los costos de transporte son importantes; la adaptación de especificidades locales juega un rol importante; y las políticas industriales en algunos países pueden ofrecer importantes ventajas a la producción nacional.⁶⁰

Figura 40. Cuota en el mercado de los 10 principales proveedores de turbinas eólicas en 2015

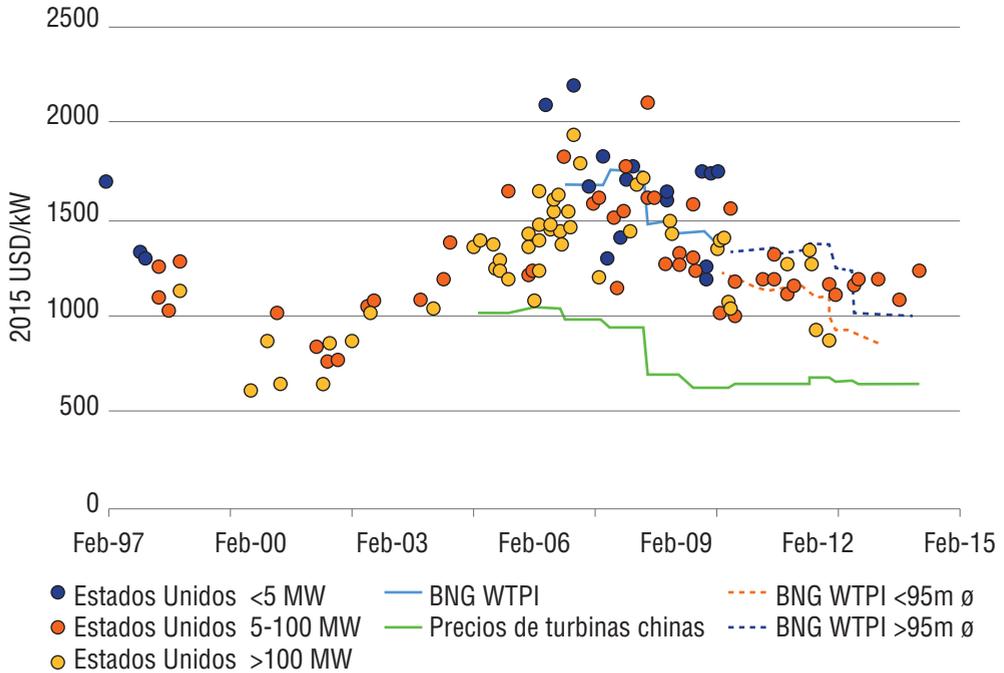


Fuente: Navigant Research (2016).

Los principales componentes del costo de un proyecto eólico son las turbinas eólicas (incluidas torres e instalación). Los costos de las turbinas pueden variar entre el 64-85% del costo total de los proyectos eólicos en tierra, si se incluye el costo de instalación (IRENA 2016b). Sin embargo, excluyendo la instalación, alcanza alrededor del 45%. Los costos de fabricación de las turbinas eólicas y los costos asociados disminuyeron sustancialmente, al tiempo que la calidad y el tamaño de las turbinas eólicas aumentaron, esto ha capturado posibles economías de escala. Los precios de las turbinas eólicas disminuyeron hasta 2004, cuando la tendencia a la baja se interrumpió y volvió a subir hasta 2008, debido a los importantes aumentos en los precios de los productos básicos (utilizados para la fabricación de turbinas eólicas) y la escasez de turbinas eólicas. Sin embargo, últimamente los costos de las turbinas eólicas se han estabilizado y actualmente están bajando de nuevo (como se observa en la Figura 41).

60. Algunos países adaptan reglas de contenido locales para proyectos de energía eólica. Las políticas locales pueden variar ampliamente, de considerar la mano de obra y el número o peso de los materiales y equipos nacionales hasta las medidas nacionales de valor agregado. Brasil tiene regulaciones eólicas locales que están relacionadas con la facilitación de las condiciones financieras a través de su banco de desarrollo. (Podcameni 2014; Ferreira 2017; Johnson 2016).

Figura 41. Precios de turbinas eólicas (1997-2016)



Fuente: Wiser y Bolinger, 2015; CWEA, 2013; BNEF, 2016a; GlobalData, 2014

Para la energía eólica marítima, el desglose de los costos no difiere mucho, incluso teniendo en cuenta el hecho de que el costo total es mucho mayor por la capacidad instalada. Europa ha promovido unidades extraterritoriales de manera consistente y se espera que logre mayores reducciones de costos al incrementar la experiencia luego de su adopción. La innovación tecnológica seguirá mejorando la conversión de energía, al reducir el costo de los componentes, reducir las necesidades de O&M y prolongar la vida útil de la turbina. La automatización y estandarización de fabricación puede mejorar la eficiencia, mientras que la búsqueda de mercados más grandes y de la preservación de sitios con velocidad del viento alta y constante disfrutarán de economías de escala adicionales.

Los costos marítimos varían de acuerdo con: la distancia de las costas, la profundidad, las características geológicas y geográficas, así como las condiciones climáticas. Se espera que en los próximos años la industria supere sus promedios actuales de 22,4 m de profundidad y 32,9 km de distancia de las costas (Europa). La base representa entre el 20-25% de la mayoría de los proyectos eólicos marítimos de Europa. Con el desarrollo de turbinas más grandes, se esperan reducciones de costos para el futuro cercano.

» Descendente

Los propietarios de proyectos eólicos generalmente son empresas de servicios públicos, corporaciones, productores independientes de energía (PIE), compañías privadas (para el autoconsumo), fondos de ingresos y comunidades. La tendencia a que entidades que no son de servicios inviertan en energía eólica continúa.

Al considerar las actividades relacionadas con el servicio, en las etapas iniciales de un proyecto, los servicios de ingeniería son responsables de desarrollar el proyecto y planificar el parque eólico. Estas compañías realizan encuestas iniciales de datos y mediciones de viento en el sitio seleccionado, definen el diseño de turbinas eólicas y preparan estudios de factibilidad técnico-económica, así como también el diseño básico. Las compañías de ingeniería también participan en la implementación de un parque eólico (estudio de suelos, proyecto de fundaciones, proyecto de acceso a parques eólicos, proyecto de subestación, monitoreo ambiental y estudios para integrar el sistema en la red eléctrica). También hay compañías que participan en el transporte, instalación, mantenimiento, reparación de máquinas y equipos. El transporte y el montaje del equipo generalmente son responsabilidad de los fabricantes, que pueden subcontratar estos servicios a través de empresas especializadas. (Podcameni 2014).

El transporte de componentes suele ser un gran desafío para los fabricantes y empresarios. La principal preocupación es la movilización de componentes cada vez más grandes a sus destinos, con las infraestructuras de transporte existentes. Los proyectos eólicos enfrentan desafíos como las curvas, túneles, pendientes y restricciones de circulación de transporte legal. Soluciones como las fábricas locales y la inclusión de estas limitaciones en el diseño y la implementación de los equipos son cada vez más comunes.

En comparación con otras tecnologías energéticas (como combustibles fósiles, nucleares o hidroelectricidad), la construcción de parques eólicos se puede clasificar como relativamente rápida y con un bajo nivel de interferencia en el medio ambiente y las comunidades locales.⁶¹

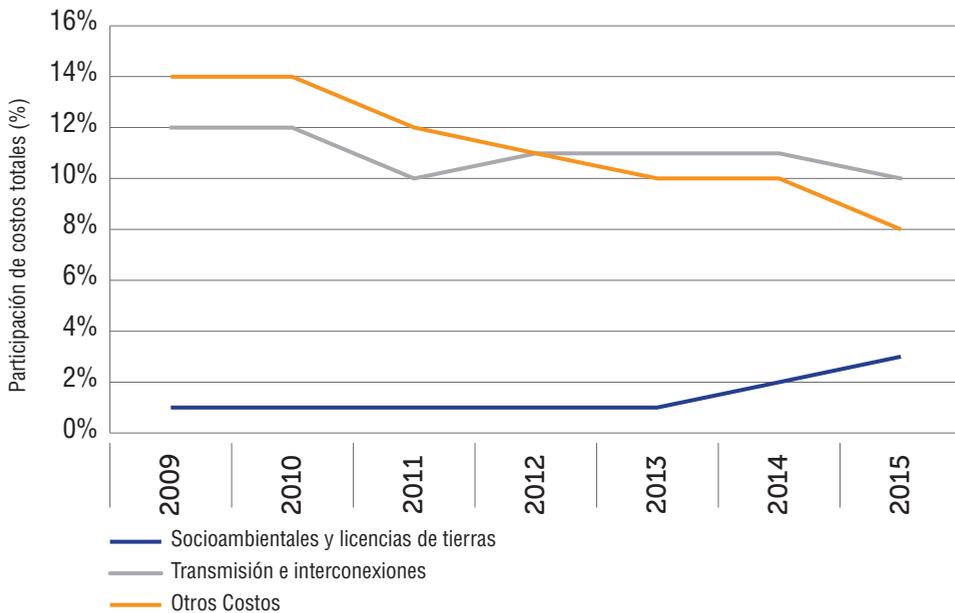
Además de los costos de las turbinas eólicas, existen otros costos relevantes a tener en cuenta, tales como las acciones socioambientales y para obtener licencias de tierras, costos de transmisión e interconexión, así como otros costos directos e indirectos.

En Brasil, estos costos pueden representar del 21% al 27% del costo total del proyecto. A la caída de los costos del equipo se ha agregado una caída similar en la porción principal de los elementos del proyecto. Sin embargo, las limitaciones socioambientales comenzaron a aumentar los costos dada la creciente complejidad de los estudios y programas socioambientales relacionados con el proceso de concesión de licencias ambientales.

.....

61. Su construcción no demanda una movilización masiva de mano de obra, como las obras civiles de otras unidades de generación.

Figura 42. Evolución de la participación de costos de energía eólica en tierra en Brasil



Fuente: Tolmasquim (2016).

Según IEA, 2015, las políticas nacionales de cada país son una gran parte de los costos de BdS. Los costos de construcción y la topografía específica (o geografía y condiciones marinas) también son específicas de cada país y son una parte importante de los costos de cada proyecto.

» Actividades complementarias

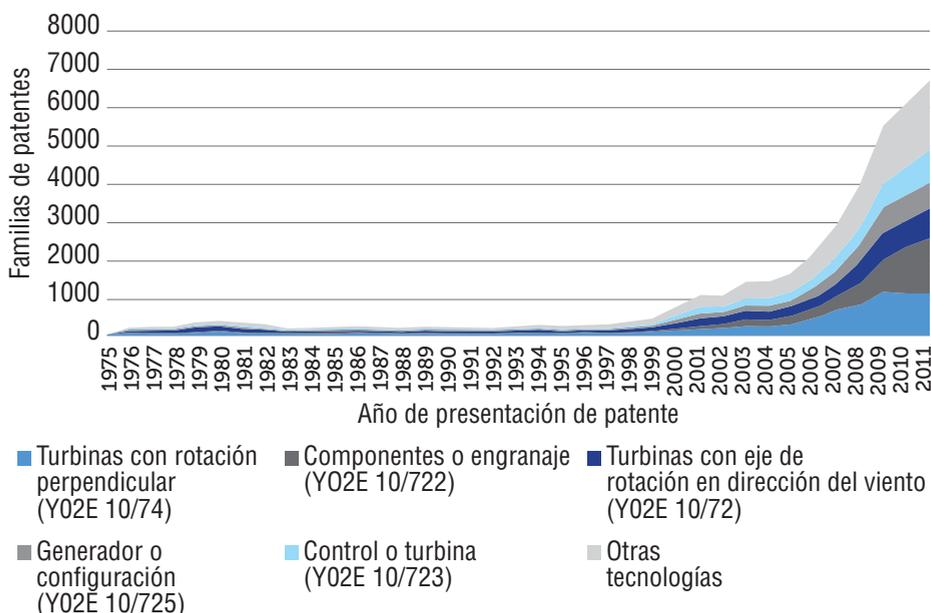
Las fuentes de energía renovable (excluyendo hidroeléctrica) fueron básicamente desarrolladas desde la década de 1970. Esto coloca énfasis en la innovación y, por lo tanto, en las patentes. Hay una fuerte correlación entre el crecimiento de solicitudes de patentes y un mayor despliegue de renovables, especialmente relacionadas con energía eólica y solar FV (IRENA 2013; UNEP 2015). Sin embargo, a pesar de que las solicitudes de patentes para las tecnologías de mitigación del cambio climático están dominadas por energías renovables, la energía solar FV representa solo el 1% de las solicitudes de patentes de energías renovables, mientras que las cuentas eólicas representan el 30% (UNEP and EPO 2014). Brasil aparece como el país más importante en términos de patentes en América Latina y el Caribe, con más del 50% de todas las solicitudes de patentes sobre tecnologías de mitigación del cambio climático (más del 0,5% de las solicitudes de patentes globales en esta categoría). México termina como un segundo cercano.

Según Helm, Tannock, and Iliev 2014, de las cuatro áreas analizadas (biocombustibles, energía solar térmica, energía solar FV y eólica), la energía eólica es actualmente la más madura, con una tasa de crecimiento anual promedio del 27% en las solicitudes de patentes globales en el período 2006-

2011 y 23% de todas las familias de patentes presentadas entre 1975 y 2011, con casi 70,000 solicitudes de patentes. Un indicador de la madurez de este sector es el hecho de que, entre los 20 principales propietarios de tecnología, no hay universidades ni instituciones de investigación del sector público. La oficina de patentes de Estados Unidos, Europa⁶², Corea y Japón representan 40% de todas las solicitudes de patentes, mientras que China representa 30% del total. Según los autores, "...la composición multinacional de los principales propietarios de tecnología sugiere que es probable que varias empresas internacionales utilicen a China como base de fabricación y, por lo tanto, consideren que es útil presentar patentes en China.." (Helm, Tannock and Iliev 2014, 7). Sin embargo, los actores chinos están empezando a ganar más cuotas del mercado. Esto indica que China es un fabricante importante de tecnología relacionada con energía eólica, aunque Europa y Estados Unidos siguen siendo actores clave en cuanto a innovación y cantidad de proyectos.

A diferencia de todas las demás tecnologías renovables, la eólica aumentó la concentración de su propiedad intelectual entre las 20 compañías más importantes entre 1975 y 2011, "... probable indicio de la relativa madurez de las tecnologías eólicas en comparación con las tecnologías en los otros espacios" (Helm, Tannock, and Iliev 2014, 8). Su principal foco de innovación es la innovación incremental, la resolución de problemas relacionados con las turbinas, el software y el control. Una gran parte de la I + D se asigna a la energía eólica marítima; sin embargo, utiliza en gran medida tecnología que recuerda a proyectos eólicos en tierra adaptados a fines marítimos. Las fronteras probables son soluciones microeólicas para entornos urbanos (especialmente con turbinas de eje vertical), turbinas flotantes y subacuáticas.

Figura 43. Tendencias tecnológicas en patentes eólicas por componente

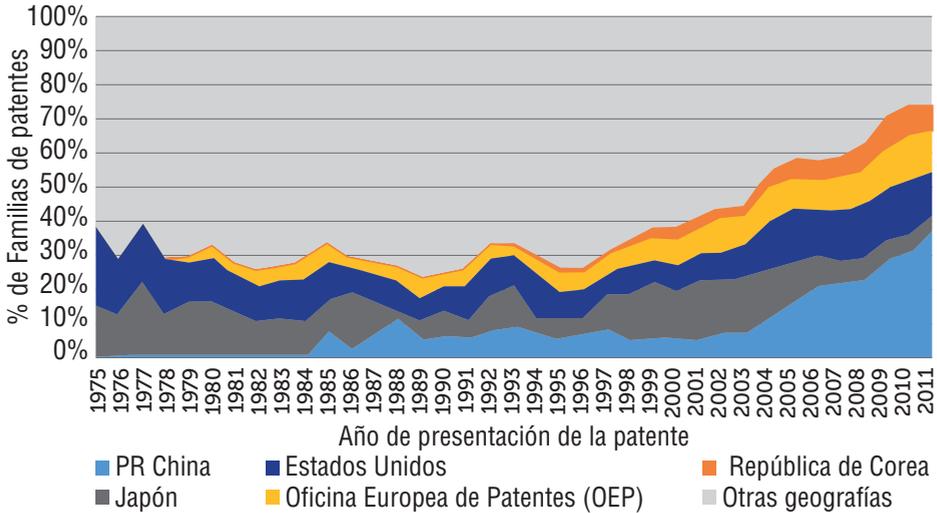


Fuente: (Helm, Tannock, and Iliev 2014, 29)

62. Alemania por sí sola da cuenta del 9% del total, siendo el país europeo que encabeza esta tecnología.

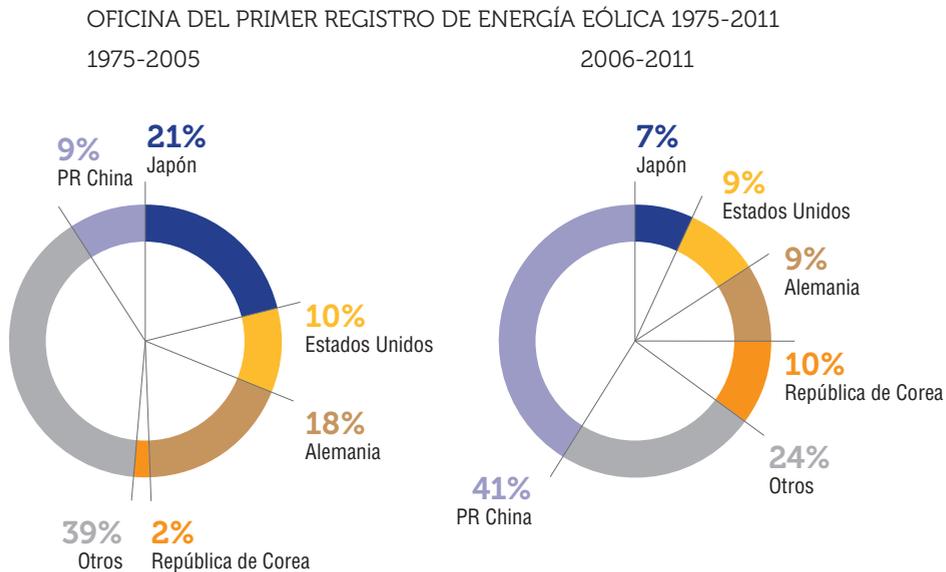
Los altos número relativos de las solicitudes de patentes en Europa indican que Europa sigue siendo un mercado importante y base de operaciones para las principales compañías en la industria (Helm, Tannock, and Iliev 2014). Esto confirma la declaración hecha por (Podcameni 2014) de que las grandes multinacionales (europeas y norteamericanas) en este campo aún ven sus mercados locales (Europa y Estados Unidos) como fuentes importantes de ingresos a los que les asignan una importancia estratégica.

Figura 44. Tendencias tecnológicas en las patentes eólicas por región



Fuente: (Helm, Tannock, and Iliev 2014, 29)

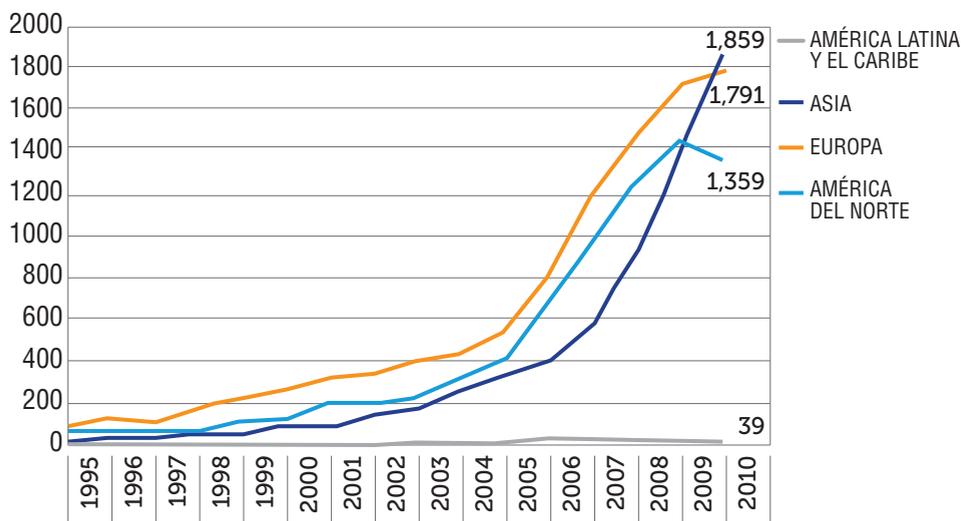
Figura 45. Tendencias tecnológicas en la oficina de patentes eólicas



Fuente: (Helm, Tannock, and Iliev 2014, 29).

Según Cleantech Group (2016), las patentes de energía eólica en la Oficina de Patentes de Estados Unidos experimentó un crecimiento estable a inicios de la década de 2010 hasta mediados de la década, después de lo cual permaneció relativamente constante. A su vez, los países latinoamericanos aún enfrentan obstáculos en desarrollar tecnologías energéticas limpias, a pesar de poseer recursos naturales que generalmente desafían y estimulan los esfuerzos de investigación innovadora. Según Miller y Viscidi (2016), la innovación en energía limpia en esta región enfrenta una falta de capital, incentivos gubernamentales inadecuados, así como falta de vínculos industria-sector académico. Más aún, la mayoría de investigadores solicitan patentes solo en sus países, lo cual reduce el rango de oportunidades de proteger y comerciar sus invenciones en el exterior. Desde 1995 hasta 2011, la región presentó 245 solicitudes de patentes para generación de energía renovable de acuerdo con el Tratado de Cooperación en materia de Patentes (PCT); 59% provino de Brasil, 19% de México, 6% de Chile, 5% de Argentina y otro 9% de Colombia, Costa Rica, Perú, Ecuador, Venezuela y Guatemala.

Figura 46. Solicitudes de patentes para FER



*Nota: América del Norte no incluye México.
Fuente: MILLER & VISCIDI, 2016

Teniendo en cuenta los fondos para energías renovables en UE y ALC abordados en la primera parte de este estudio, observamos que, contrariamente a la UE, ALC no tiene un esquema de financiamiento estructurado o programas dedicados a la investigación y desarrollo de FER. El papel de Brasil como líder regional en patentes eólicas se puede explicar (al menos parcialmente) por la política industrial asociada a los fondos del BNDES. Las restricciones de contenido local para acceder al subsidio del BNDES obligan a las empresas a instalar al menos partes del proceso de fabricación en Brasil, lo que significa costos y beneficios para las respectivas compañías. Desafortunadamente, no existe una evaluación clara de los costos y beneficios de la política para FER; sin embargo, hasta ahora se verifica que se han adaptado más a las características de energía eólica que a la solar. Esto puede explicarse por varios factores, entre ellos la diferencia de madurez tecnológica, la mayor concentración de la tecnología FV de energía solar comercial y el mayor costo de transporte del generador eólico (especialmente torres y aspas). (Podcameni 2014; Ferreira 2017; Hochstetler and Kostka 2015).

4.2.2 Actores clave en la UE y ALC

La industria eólica ha evolucionado en el tiempo guiada por el estímulo tecnológico y político. Desde la década de 1980, los incentivos gubernamentales y el consiguiente desarrollo tecnológico de turbinas eólicas permitieron la consolidación de la actividad industrial de producción de turbinas eólicas. Los grandes fabricantes como Vestas, Enercon y Nordex surgieron en Alemania y Dinamarca. Una década después, Gamesa y Suzlon fueron creados en España y en India. En la década del 2000, General Electric (GE) y Siemens, como un paso hacia la diversificación, comenzaron a producir turbinas eólicas, y emergieron nuevas compañías respaldadas por políticas públicas y el crecimiento de mercados. Es el caso de compañías chinas como Sinovel, Goldwind y Dongfang y la argentina Impsa (Podcameni 2014).

Además de los fabricantes, los desarrolladores son cada vez más importantes en los proyectos eólicos. También juegan un papel las altas utilidades y generadores al integrar la energía eólica en el sistema. Se dieron cuenta de que energía eólica es una opción para la diversificación y expansión de la cartera, lo que los llevó a convertirse en los principales inversores en proyectos eólicos. La Tabla 12 muestra los mayores propietarios de activos eólicos a nivel mundial. Es notable que varias compañías europeas en este rango lideren la industria eólica mundial junto con compañías chinas y norteamericanas.

Tabla 12. Ranking de los principales 25 propietarios de activos globales por capacidad eólica acumulativa en 2015.

Rango	Compañías	País*	Tipo
1 ^a	Guodian	China	Productor de energía
2 ^a	Iberdrola	España	Energía de servicios
3 ^a	Huaneng	China	Energía de servicios y gas
4 ^a	NextEra	EUA	Energía de servicios
5 ^a	Datang	China	Productor de energía
6 ^a	Huadian	China	Productor de energía
7 ^a	CGN	China	Productor de energía
8 ^a	EDPR	Portugal	Productor de energía
9 ^a	SPIC	China	Productor de energía
10 ^a	Shenhua	China	Productor de energía
11 ^a	Acciona Energía	España	Productor de energía
12 ^a	EDF	Francia	Energía de servicios
13 ^a	Enel	Italia	Energía de servicios
14 ^a	BHE	EUA	Energía de servicios
15 ^a	E. ON	Alemania	Energía de servicios y gas
16 ^a	CR Power	EUA	Productor de energía
17 ^a	Three Gorges	China	Productor de energía
18 ^a	Invenergy	EUA	Productor de energía
19 ^a	SunEdison	EUA	Productor de energía /fabricación solar
20 ^a	NRG	EUA	Energía de servicios
21 ^a	Tianrun	China	Productor de energía
22 ^a	RWE	Alemania	Energía de servicios y gas
23 ^a	Engie	Francia	Energía de servicios y gas
24 ^a	Pattern	EUA	Productor de energía
25 ^a	DRUe	EUA	Energía de servicios y gas

* Compañías europeas en gris
Fuente: Elaboración propia.

Actores clave en la Unión Europea

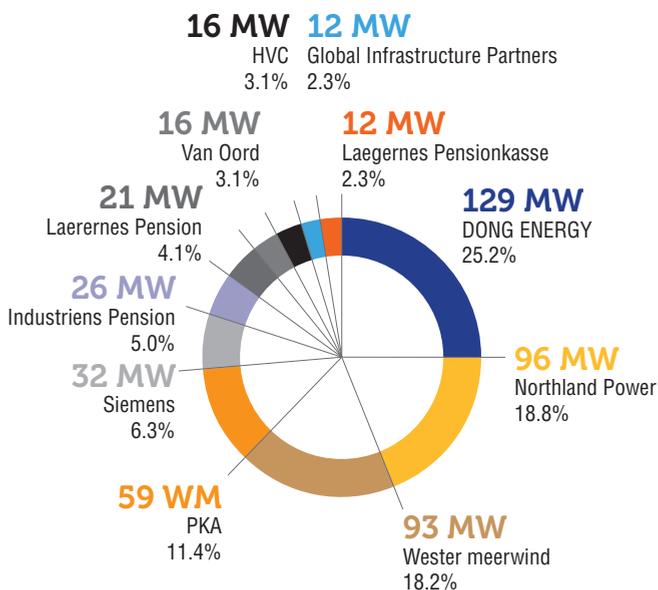
Durante su fase de formación, la industria eólica se concentró en pocas compañías, - en su mayoría fabricantes europeos de turbinas. A medida que la industria evolucionó y se globalizó, hubo un cambio en la propiedad de los activos hacia otros actores, ya sea compañías europeas o multinacionales.

Como se indica en la Figura 47, los pioneros y líderes fabricantes europeos actualmente compiten con compañías chinas y norteamericanas y, a medida que los volúmenes crecen, la competitividad tecnológica y de costos seguirán siendo factores esenciales para permanecer en el mercado. Entre los fabricantes europeos de turbinas que actualmente lideran que actualmente lideran en la región están **Vestas, Enercon, Gamesa, Siemens, Nordex** (adquirido por Acciona), **Alstom** (negocio de energía adquirido por **GE**).

Respecto a la propiedad, el mercado europeo eólico puede dividirse en fabricantes, servicios, productores independientes de energía (PIE), así como inversionistas institucionales y privados. La Figura 47 muestra la diversidad de actores que participan en los nuevos proyectos marítimos. Los productores de energía son los principales desarrolladores; sin embargo, la infraestructura y fondos de pensión representan 25.2%.

Los servicios – en su mayoría paneuropeos – están incrementando su participación en este mercado y operan principalmente en sus países de origen, pero también extienden inversiones en la región. Entre las compañías están **Iberdrola, E.ON, EDF, ENEL, RWE y Engie**.

Figura 47. Participación de desarrolladores eólicos marítimos en la nueva capacidad conectada en red en Europa – primera mitad de 2016 (MW)



Fuente: <https://windEuropa.org/wp-content/uploads/files/about-wind/statistics/WindEuropa-mid-year-offshore-statistics-2016.pdf> Ingresado el 1 de junio de 2017

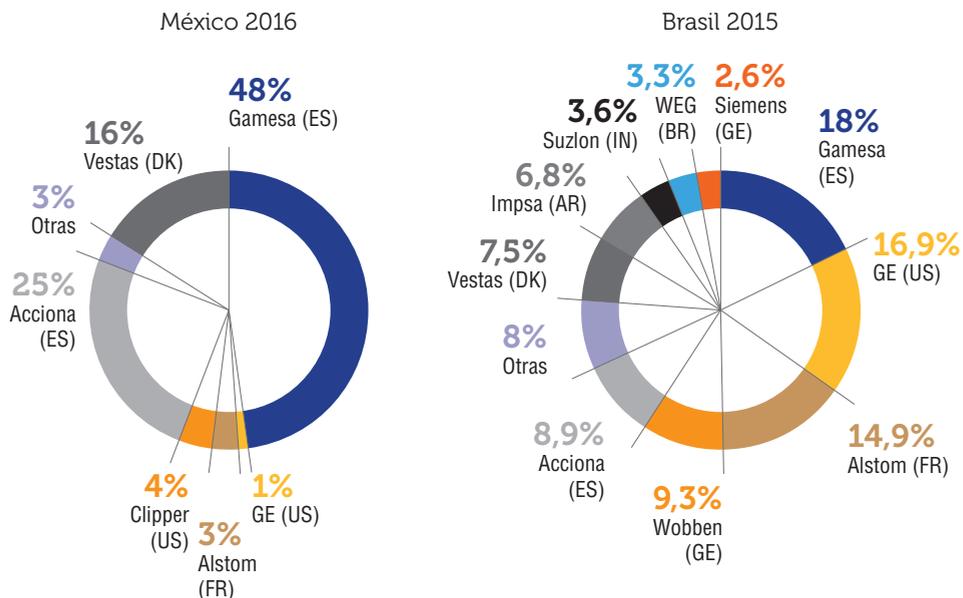
Actores clave en América Latina y el Caribe

La mayoría de estos actores internacionales también están activos en América Latina y el Caribe. Las compañías europeas participan en el desarrollo de energías renovables en la región por medio de subsidiarias locales y/o Vehículos para Fines Especiales (VFE). Las compañías y fabricantes europeos presentes en la región son: las españolas **Acciona, Gamesa, Iberdrola, Ibercolica, Elecnor, Aldesa**; la danesa **Vestas**; la italiana **ENEL**; las alemanas **ABO Wind, SOWITEC, Siemens, Wobben Enercon, Wpd AG**; las francesas **Engie, Voltalia**; la portuguesa **EDP**; y la húngara **Callis**.

Según CELAC (2007), compañías ibéricas importantes han invertido en el sector energético en toda la región de ALC. Por ejemplo, compañías como **Endesa, Iberdrola y EDP** tienen un largo historial en Argentina, Colombia, Perú y Brasil. Particularmente en el sector eólico, otras compañías europeas pueden aprovechar las oportunidades de interactuar e invertir en la región.

En México, como muestra la Figura 48, firmas europeas como Acciona, Vestas, Gamesa y Alstom (adquirida por GE estadounidense) forman parte de la capacidad eólica instalada en el país. A su vez, en Brasil, el mayor mercado eólico en la región de ALC, hay un conjunto de fabricantes que participan en él. Sin embargo, las firmas europeas tienen un rol de liderazgo en el país con más de 60% de la capacidad eólica instalada.

Figura 48. Capacidad instalada de energía eólica en México y Brasil por fabricante

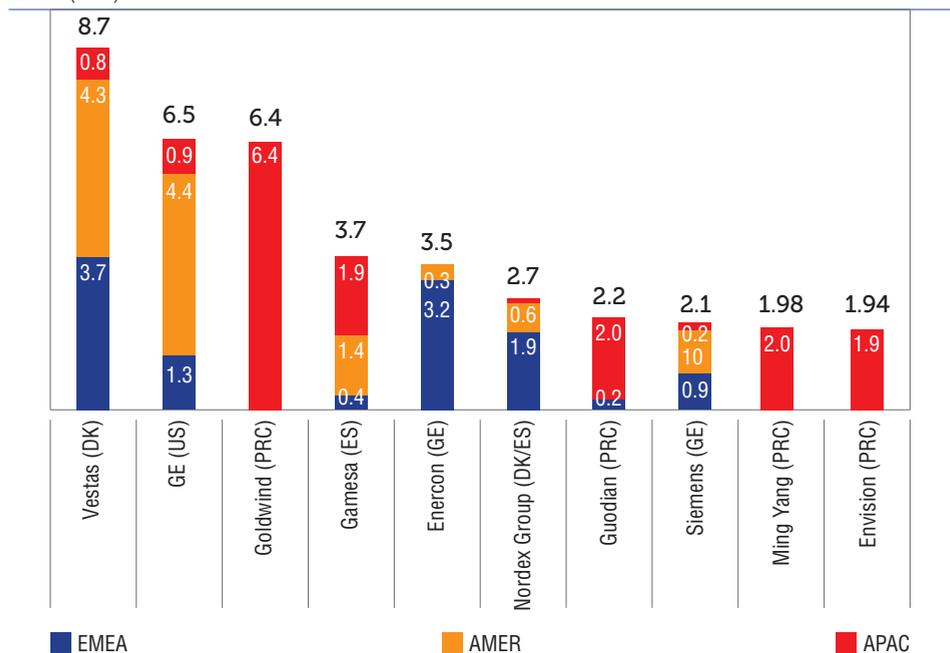


Source: Elaborated by the authors, data retrieved from Brasil Energia e Santiago & Sinclair, LLC Cf. <https://public.tableau.com/profile/gustavo.gaudarde#!/vizhome/EnergiaEolicaBrasil/ParquesElicosnoBrasilv2> Accessed June 1st 2017 And: <http://carlostjames.com/renewable-energy/why-three-european-turbine-manufacturers-dominate-mexicos-wind-energy-sector/> Accessed June 1st 2017

Actores en ambas regiones

Al mirar desde el lado de los fabricantes en ambas regiones, se puede ver un mercado global bastante concentrado, en el que los pioneros europeos han sido desafiados por firmas chinas nuevas, especialmente si apuntan a participar en los mercados de Asia del Pacífico. Sin embargo, observamos la importancia que tiene América para compañías europeas como **Vestas**, **Gamesa** y **Siemens**, que aún son importantes (ver Figura 49).⁶³

Figura 49. Principales 10 fabricantes de turbinas eólicas en tierra por región vendedora 2016 (GW)

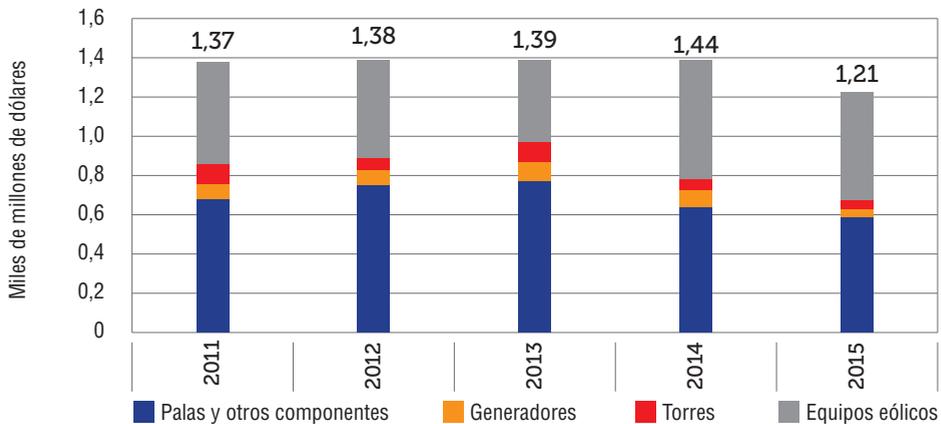


Nota: AMER – Américas; EMEA – Medio Oriente y África; APAC - Asia Pacífico y Japón. PRC – República Popular de China, GE – Alemania, DK – Dinamarca; US – Estados Unidos; ES – España. Fuente: Bloomberg NEF 2016 Cf. <https://about.bnef.com/blog/vestas-reclaims-top-spot-annual-ranking-wind-turbine-makers/> Ingresado 1 de junio de 2017

En lo que tiene que ver con los flujos comerciales entre los países de Europa (UE-28) y de ALC (Figura 50), encontramos que las firmas europeas exportaron alrededor de 1.2 miles de millones en 2015 a ALC, que representa 3.4% del comercio global de componentes eólicos. Las exportaciones europeas se enfocaron en aspas, componentes y conjuntos eléctricos de generación eólica. En 2015, España lideró las exportaciones europeas a ALC, con 49% de la cantidad comerciada, seguida por Alemania (21%) y Dinamarca (11%). México era el principal importador con 40% del monto total comercializado, seguido por Uruguay (22%) y Brasil (19%). La tasa de importación brasileña relativamente baja se puede explicar por la política de promoción de la industria eólica local. Por otro lado, en el caso de la instalación de componentes eólicos en Brasil, hay varios indicios de que el flujo de conocimientos ocurrió además del comercio de componentes, como lo muestran los estudios de caso de Podcameni (2014).

.....
63. Desafortunadamente, no tenemos datos para identificar la participación de ALC.

Figura 50. Exportaciones de UE-28 a ALC por componentes eólicos



Note: Componentes de la industria eólica de Código HS (USITC 2009)

730820 – Torres y castilletes (torres)

841290 - Otras partes de motores (aspas y otros componentes)

850164 – Generadores AC de una salida que exceda 750 kVA pero que no exceda 10,000 kVA 2.4% (Generadores)

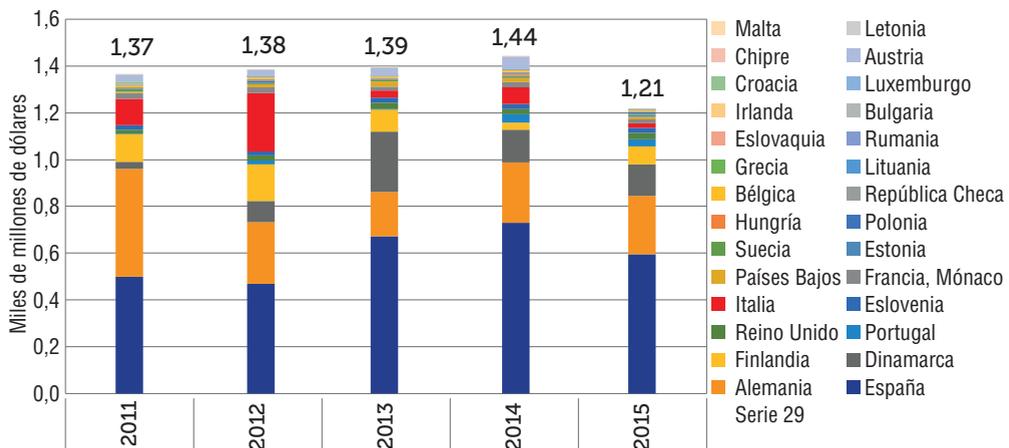
850231 – Conjuntos de generación eléctrica con energía eólica (Conjuntos eólicos)

850300 - Otras partes de generadores (aspas y otros componentes)

Fuente: Elaborado con datos recabados de NNUU (UN 2017)

Con relación a las exportaciones de ALC a UE-28, Brasil es el líder exportador con 95% del monto total exportado en 2015, que totalizó casi 100 millones de dólares (0.3% de los componentes eólicos comerciados a nivel internacional). Los principales componentes exportados de ALC fueron aspas (99%), mayoritariamente importadas por Alemania (78%) y Portugal (12%), como podemos ver en Figura 51. Las exportaciones brasileñas y la interacción con países de la UE es probablemente también resultado de la interacción de compañías europeas y brasileñas en el proceso de incluir fabricación nacional para cumplir con políticas de contenido local del BNDES en Brasil.

Figura 51. Exportaciones de UE-28 a ALC por país



Note: Componentes de la industria eólica de Código HS (USITC 2009)

730820 – Torres y castilletes (torres)

841290 - Otras partes de motores (aspas y otros componentes)

850164 - Generadores AC con salida que exceda 750 kVA pero inferior a 10.000 kVA 2.4% (Generadores)

850231 – Conjuntos eléctricos de generación con energía eólica (Conjuntos eólicos)

850300 - Otras partes de generadores (aspas y otros componentes)

Fuente: Elaborado con datos recabados de (NNUU 2017)

4.2.3 Estudios de caso

Brasil – el caso de Osorio

Según IRENA (2017), Brasil es el líder latinoamericano en términos de inversiones en la generación de energía eólica en tierra. Al momento de la terminación (2007), el complejo de parques eólicos de Osorio era el mayor parque eólico en América Latina y el segundo en el mundo. El proyecto es de propiedad de **Enerfín** (subsidiaria de la compañía española **Elecnor**), con una participación de 90%, del fabricante de turbinas **Wobben Windpower** (subsidiaria de la compañía alemana **ENERCO** GmbH), con una participación de 9%, y de la brasileña **Consultores Internacionais Brasil** (CIP Brasil), con 1%. Para este proyecto, se creó una entidad para fines especiales (EFE)⁶⁴ denominada Ventos do Sul Energia, que está a cargo de desarrollar el parque eólico de Osorio.

Este gran complejo de parques eólicos lleva el mismo nombre de la ciudad de Osorio en donde se lo construyó. La ciudad de Osorio ya tenía la infraestructura y conexiones de energía necesarias para desarrollar el proyecto. El proyecto fue una operación bastante compleja ya que demandó importante infraestructura logística (por ej. 24 kilómetros de carreteros) para transportar equipo eólico grande. Este parque eólico tiene una capacidad instalada total de 150 MW, con 75 turbinas eólicas, 70 metros de diámetro y turbinas con 2 MW de capacidad cada una. Las aspas se produjeron en la ciudad de Sorocaba (Estado de Sao Paulo) y las turbinas fueron importadas por **Wobben WindPower**. Se construyó dentro de 15 meses, con un costo total de alrededor de R\$670 millones (~ US\$344 millones considerando las tasas de cambio de 2007) y R\$800 mil (~US\$410 mil) como obligaciones ambientales. El factor de capacidad promedio alcanzó 34%.

El **BNDES** estructuró un esquema de financiamiento de 69% de la inversión total, con R\$105 millones desembolsados directamente por el banco y los otros R\$360 millones transferidos a través de un consorcio de bancos (**Banco do Brasil, Santander, ABN Amro Real, BRDE Caixa do Rio Grande do Sul y Banrisul**). Se ejecutó dentro del programa PROINFA.

Respecto a las compañías que participaron, en 2015, el grupo español Elecnor estableció la subsidiaria **Enerfín** en la ciudad de Porto Alegre (Estado de Rio Grande do Sul). Sin embargo, **Elecnor** está activa en Brasil desde 1999.

A su vez, **Wobben Windpower** fue creada en 1995 por la compañía alemana **ENERCON**. La subsidiaria fue la primera productora de turbinas eólicas en Brasil, tanto para las provisiones locales, como para exportaciones. **Wobben** tiene tres plantas de fabricación, una en la ciudad de Sorocaba/São Paulo (para aspas y generadores), una en la ciudad de Pecém/Ceará (aspas) y otra en Juazeiro/Bahia (torres). Estos proyectos son resultado de la política local del **BNDES** y explican la actual exportación de aspas de Brasil a Alemania. La inversión en estos proyectos es un ejemplo del tipo de flujos tecnológicos y financieros establecidos en la interacción entre regiones. Los proyectos también son un ejemplo de una organización conjunta de proyectos eólicos basados en la construcción de EFE para aislar el riesgo de los proyectos, y también fueron adaptados a los instrumentos financieros existentes ofrecidos por el **BNDES** a FER.

.....
64. La EFE es una entidad legal creada para cumplir objetivos limitados, específicos o temporales. Generalmente las compañías usan las EFE para aislar la firma del riesgo financiero.

Panamá – el caso de Penonomé

Como el parque eólico más grande de América Central, Penonomé posee casi toda la capacidad eólica en Panamá. El proyecto fue organizado por varios agentes, como UEP Penonomé I S.A. (UEP son las siglas de **Unión Eólica Panameña**, que fue creada por la firma española Unión Eólica Española), UEP Penonomé II S.A. (un VFE que se convirtió en subsidiaria de la firma de la República Dominicana **InterEnergy Holdings**), el fabricante chino de turbinas eólicas **Goldwind Global** e **International Finance Corporation** (IFC – miembro del Grupo del Banco Mundial).

Los parques eólicos de Penonomé se desarrollaron en cuatro fases. La primera fase (denominada Rosa de los Vientos) costó alrededor de US\$140 millones y fue financiada y construida por **Goldwind**, con una capacidad de 55 MW, que comenzó a operar en 2014. La construcción y operación de la segunda fase (Marañón) y tercera fase (Portobello) alcanzaron costos de alrededor de US\$430 millones, y están siendo ejecutadas por UEP Penonomé II y financiadas a través de bonos verdes manejados por **IFC**, que ha agregado 215 MW (IFC, 2016). Existen 106 turbinas eólicas con una capacidad de 2,5 MW cada una, aspas de 52.2 metros de largo y torres de 90 metros de alto. Se estima que la cuarta fase final cuesta US\$120 millones, que le da al complejo eólico Penonomé una capacidad instalada total de hasta 337.5 MW⁶⁵. Este caso también es un ejemplo de la relación entre las opciones tecnológicas y el financiamiento: la primera fase del proyecto fue financiada por el fabricante de turbinas eólicas. Puede considerarse una estrategia, y es un ejemplo de diferentes proyectos presionados por fabricantes. Después de esto, **IFC** se unió como actor clave porque el proyecto demandó un monto importante de capital, que podría ser un obstáculo si dependiera de los bancos comerciales locales. Por otro lado, el apoyo de **IFC** permitió y demandó una “amplia evaluación ambiental y social que lo guió en el seguimiento de normas internacionalmente reconocidas y en la adhesión a altos niveles de desempeño ambiental y social”⁶⁶. También muestra el rol de los organismos financieros multilaterales en ALC y cómo están relacionados con proyectos específicos y estructuras financieras.

Según Moody (2015) **InterEnergy Holdings** adquirió (por US\$425mn) el proyecto eólico Penonomé de 215MW en las últimas etapas de desarrollo y antes de la construcción. Para financiar el proyecto, **InterEnergy** recaudó US \$ 100 millones en financiamiento puente del **Banco Espirito Santo de Inversión**; y posterior a la adquisición, **InterEnergy** aseguró US \$ 284 millones en garantía preferente y US \$ 16 millones en financiación subordinada de deuda a proyectos a 17 años de **International Finance Corporation** y un sindicato de bancos de desarrollo y prestamistas comerciales. Los prestamistas a largo plazo, conducidos por IFC, se enfocaron en cuatro riesgos clave: la tecnología de turbinas de accionamiento directo de **Goldwind** (este fue el primer financiamiento internacional de bancos de desarrollo para esta tecnología de turbinas eólicas), el recurso eólico en Panamá, los riesgos de interface entre los contratos comerciales (no hubo ningún contrato EPC cerrado; **InterEnergy** manejó la secuencia entre la provisión de turbinas, el transporte y los contratos de trabajos civiles),

.....

65.: Fuente: Molen Services <https://molenservices.com/penonome-windfarm>
http://www.CFI.org/wps/wcm/connect/30378942-042b-4744-b794-4cd448a331ff/2StoriesOfImpact-wind-Penonome_Panamá+%28revised+7-27%29.pdf?MOD=AJPERES
<http://laestrella.com.pa/economia/parque-eolico-penonome-generara-270-2015/23847924> (Ingresado 1 de junio de 2017)

66. See: http://www.CFI.org/wps/wcm/connect/30378942-042b-4744-b794-4cd448a331ff/2StoriesOfImpact-wind-Penonome_Panamá+%28revised+7-27%29.pdf?MOD=AJPERES Ingresado el 1 de junio de 2017

y el servicio de la deuda de acuerdo con los contratos de provisión de energía del proyecto (CCEs para 165MW por 15 y 20 años, y 50MW comercial).

Sin embargo, según Moody (2015), hay claras diferencias entre los préstamos de bancos comerciales y de desarrollo. Una primera diferencia se relaciona con el período: BD otorgan préstamos de mayor plazo –hasta 17-18 años– mientras que los bancos comerciales solo otorgan alrededor de 10-12 años. En segundo lugar, los bancos de desarrollo proporcionarán selectivamente deudas intermedias a nivel de proyecto, a fin de aumentar el monto de contingencia del proyecto; la combinación de plazos más largos y mayores montos de financiamiento de la deuda movilizadora por los bancos de desarrollo fue suficiente para hacer de este un proyecto viable para **InterEnergy**.

Reino Unido – el caso de London Array

Como el parque eólico más grande del mundo, este parque eólico marítimo es un ejemplo de la frontera de innovación asociada con generación de energía marítima. Fue desarrollado y es de propiedad de la compañía danesa **Dong Energy**, la alemana **EON** y la de los Emiratos Árabes Unidos, **Masdar**, y está operada por Dong y E.ON, usando turbinas de Siemens. Los propietarios son E.ON, con 30%, **Caisse de Dépôt et Placement du Québec** (Canadá), con 25%, **Dong Energy**, con 25% y Masdar, con 20%.

El proyecto está ubicado a 22 kilómetros (km) de las costas británicas y tiene 175 turbinas eólicas con 3.6 MW cada una, con un diámetro de 107 metros, y torres de 87 metros de alto. Tiene un factor de capacidad de 45% debido a los grandes recursos eólicos marítimos. La capacidad instalada total es 630 MW y comenzó a operar en 2013. La inversión total fue de £1.8 mil millones y fue parcialmente financiada a través del **Banco Europeo de Inversiones** (BEI) y **Danish Export Credit Fund**, con £250 millones. También podemos observar la relación entre la fuente de los fondos y la nacionalidad de las compañías, así como la importancia de BEI en estos proyectos europeos.

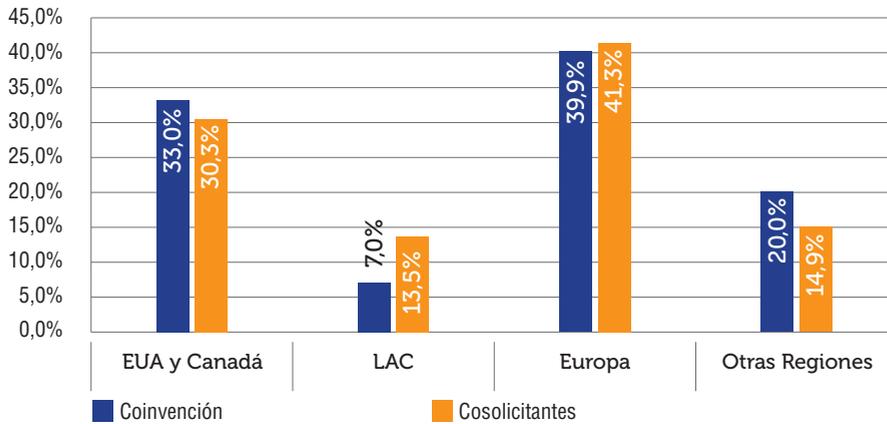
4.3 Análisis de flujos de patentes entre regiones

Según UNEP & EPO (2014), de 1995 a 2010, las solicitudes de patentes relacionadas con Tecnologías de Mitigación del Cambio Climático (TMCC)⁶⁷ en países de ALC incrementaron en forma considerable, especialmente patentes de tecnologías para energía limpia (incluyendo energías renovables y almacenamiento de energía). Sin embargo, representaron solo 2.8% de las solicitudes de patente en el mundo en esta área.

Los países de ALC y UE presentan niveles de coinventoría, que indica la cooperación internacional en I+D, y cosolicitudes, que son indicios de transferencia de tecnología. Del ejemplo analizado en UNEP y EPO (2014), ver Figura 52, uno puede observar que Europa, como región, tenía una relación más cercana en la I+D de TMCC con países de ALC (que representan alrededor del 40% de todas las solicitudes de patentes en el período) que entre la misma ALC y América del Norte (que representan alrededor de 13% y 33%, respectivamente).

.....
67. Las Tecnologías de Mitigación del Cambio Climático (TMCC) incluyen: (i) captura y almacenamiento de gases de invernadero; (ii) generación, almacenamiento y distribución de energía; (iii) TMCC relativos a edificios; (iv) TMCC relativos a transporte; (v) redes inteligentes.

Figura 52. Participación de socios en coinventión y cosolicitudes de patentes de TMCC en los países de ALC de 1995 a 2010

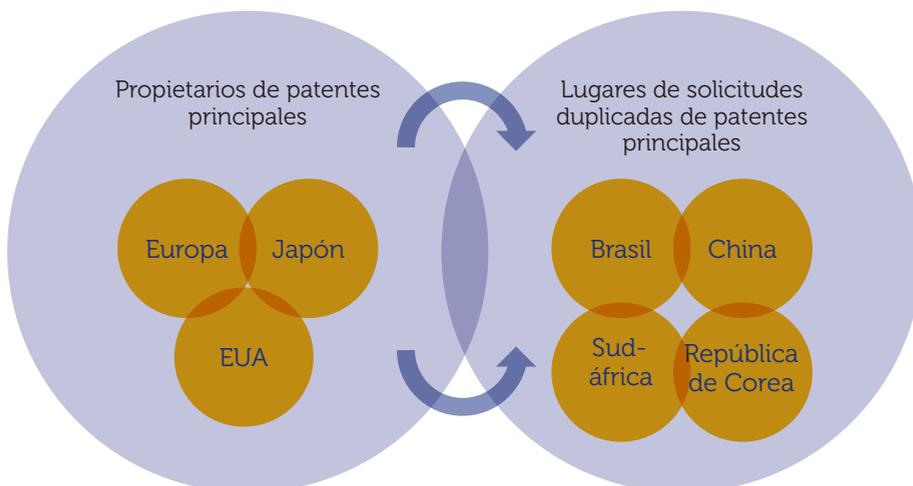


Fuente: Elaborado de la muestra de presentación de patente de TMCC de (UNEP y EPO 2014)

Equipos eólicos

La relación entre ALC y Europa, sin embargo, no es equilibrada, como lo explica IRENA (2013), porque los propietarios clave de patentes en tecnologías FER son EUA, UE y Japón (ver Figura 53). Por otro lado, existe un movimiento impulsado por políticas locales para patentar sitios de duplicación de solicitudes en países en desarrollo, como Brasil, Sudáfrica, Corea del Sur y China (especialmente esta última).

Figura 53. Tendencias de transferencia de tecnología solar FV y energía eólica de países de la OECD a países en desarrollo



Fuente: IRENA 2013

5. INTERACCIÓN ENTRE FLUJOS DE FINANCIAMIENTO Y TECNOLÓGICOS

Se han seleccionado dos tecnologías diferentes para una examinación más minuciosa. Por un lado, la energía eólica se introdujo en países de ALC varios años después de su despliegue en la UE. Esto podría sugerir que la energía eólica estaba relativamente desarrollada cuando comenzó a ingresar en el mercado de ALC. Por otro lado, la trayectoria tecnológica de la energía solar FV está mucho menos establecida, tanto en países de ALC, como de la UE.

5.1 Energía solar fotovoltaica

Consideramos que la energía solar FV es una candidata para ser un contra-ejemplo de la idea de que FER son proyectos de infraestructura. Los países de ALC son buenos ejemplos de diseños del mercado en donde el riesgo tecnológico se considera inexistente. Sin embargo, si el riesgo tecnológico existe, el riesgo está asignado por el diseño del mercado y la asignación podría no ser eficiente.

En principio, los proyectos no están lejos de aquellos de energía eólica. Tienen flujos de ingresos con bajo riesgo, junto con varios otros instrumentos para facilitar las inversiones.

Debemos considerar que la cadena de energía solar FV consiste de tres etapas abstractas:

- Diseño de proyecto – tiende a ser una actividad especializada que a menudo se adapta a las actividades de un servicio. Existe un creciente número de compañías que ayudan a preparar proyectos solares a fin de facilitar su financiamiento.
- Los paneles solares – la etapa en donde tiene lugar la mayoría de actividades innovadoras. Como se muestra en la Figura 53, la mayor parte de actividad tecnológica tiene lugar en Asia, y recientemente ha incrementado en la UE. La actividad tecnológica en los países de ALC aún es marginal, pero comienza a aparecer en grupos de cooperación.
- Instalación – relativamente menos sofisticada en términos de tecnología, la instalación a menudo se realiza a nivel local.

Tanto en países de la UE, como de ALC encontramos dos tipos de actores:

- Servicios (por ej. **EdF** o **Enel**).
- Desarrolladores de paneles solares (por ej. **ACS**).

Además, los principales actores en UE son servicios. Por consiguiente, al considerar los flujos tecnológicos de UE a los países de ALC, el principal canal serán proyectos tomados por servicios. La pregunta es si los instrumentos de financiamiento que se encontraron en el mercado afectarán los flujos tecnológicos.

Los fabricantes de paneles solares están incrementando su presencia en países de ALC. Esto podría ser considerado como una consecuencia de un flujo de ingresos asegurado: ya que la firma de un CCE les brinda la posibilidad de encontrar fuentes de financiamiento y la oportunidad de introducir su tecnología en países de ALC.

Observamos que los servicios en la UE han comenzado a invertir en paneles solares, cambiando de una tendencia inicial de energía FV distribuida a una progresiva importancia otorgada a la energía FV centralizada en los países de Europa del Este, España y el RU. Sin embargo, tomando en consideración las tecnologías y la I+D, los inversionistas de la UE se enfocan en nuevas tecnologías de paneles solares. Como resultado de ello, observamos (en algunos proyectos promovidos por estas compañías) el uso de tecnologías de energía solar FV menos tradicionales (por ej., la inversión de **ENEL** en nuevas tecnologías en un proyecto chileno). Esto podría ser una señal de un potencial riesgo tecnológico.

Al juntar ambos argumentos, podríamos considerar que el diseño del mercado en ALC tiene un riesgo tecnológico. El razonamiento sería el siguiente: para facilitar las inversiones, los países de ALC eliminan el riesgo asociado con los flujos de ingresos; sin embargo, debido a que existe el riesgo tecnológico, son los consumidores quienes absorben dicho riesgo en última instancia.

En resumen, la comparación entre las estrategias de la UE y de ALC muestran las ventajas y desventajas de ambos esquemas. La estrategia de ALC ha probado su fortaleza cuando las inversiones son similares a los proyectos de infraestructura (especialmente si los riesgos tecnológicos son bajos). No obstante, cuando el riesgo es significativo, y asumiendo que las inversiones fueran similares a los proyectos de infraestructura, podría resultar muy costoso.

5.2 Energía eólica

Varias características acercan a los proyectos de energía eólica en la UE al concepto de un “proyecto de infraestructura”. Por ejemplo, tienden a gozar de varios instrumentos para el incremento de ingresos establecidos, ya sea por los Estados Miembros, o por la Comisión Europea. En estudios de caso de la UE hemos analizado el uso que estos proyectos hacen de los subsidios de programas europeos, como el PEER. Además, tienden a beneficiarse de préstamos de BIE. Al mismo tiempo, en casos de estudio de ALC, observamos una fuerte dependencia del financiamiento de proyectos (en algunos casos, los proyectos están financiados por medio de entidades con un cometido especial). Más aún, algunos de estos proyectos se beneficiaron del financiamiento por parte de bancos de desarrollo.

Por consiguiente, aún si inicialmente los proyectos en la UE (basados en un financiamiento corporativo de servicios) y en ALC (basados en financiamiento de proyectos) supuestamente debían usar lógicas diferentes, en la práctica son más parecidos de lo esperado. Debido a que las políticas energéticas que se aplican en la UE reducen en gran medida los riesgos tecnológicos, las características de los proyectos eólicos son parecidas a las de otros proyectos de infraestructura y, por ende, tienden a usar mecanismos de financiamiento similares.

En este sentido, observamos que es posible robustecer la competencia entre varios inversionistas (en servicios y no servicios), lo cual podría tornar más eficientes las decisiones financieras. Esto no significa que las opciones de combinación de tipos de generación (planificación energética) también será eficiente, ya que la lógica anterior considera que la elección de la tecnología de generación es externa al proyecto.

6. CONCLUSIÓN E IMPLICACIONES EN POLÍTICAS

La transición hacia sistemas energéticos más sostenibles tiene una variedad de implicaciones relevantes para los países de UE y ALC. Hemos mostrado que, a fin de desarrollar tecnologías renovables, debemos tomar en cuenta que las necesidades de inversión asociadas son importantes y el mercado, por sí solo, podría no ser suficiente para coordinar todas las acciones que deberán tomarse. Esto quiere decir que hay necesidades especiales que deben atenderse frente a los desafíos de financiamiento que enfrenta la inversión en estas nuevas tecnologías. Esto es particularmente cierto en los países en desarrollo, en donde los mercados financieros están limitados.

Dada la variedad de condiciones de inversión en cada país, incluyendo las diferentes características del mercado financiero, no existe una solución que sirva para todos. Sin embargo, este estudio está dirigido a resaltar lecciones de las experiencias ya implementadas e identificar elementos fundamentales de la forma a seguir en el futuro. En este contexto, apuntamos a explorar la relación entre América Latina y el Caribe y la Unión Europea en dos dimensiones básicas: (1) Estudiar los instrumentos de financiamiento que se han usado en los países europeos para promover tecnologías renovables y también podrían usarse en países latinoamericanos y del Caribe; (2) Estudiar mecanismos de cooperación entre instituciones europeas y latinoamericanas y caribeñas (agencias multilaterales y compañías privadas), que faciliten los flujos tecnológicos y financieros.

Las considerables necesidades de inversión en los siguientes años demandará atraer capital privado para proyectos de energía renovable. La Unión Europea ha sido activa en este campo por medio del Banco Europeo de Inversiones. Su rol incluye condiciones especiales para préstamos y mecanismos para reducir los riesgos en instrumentos financieros privados tradicionales. Además, varios estados miembros han creado instrumentos financieros nacionales para promover la energía renovable, como tarifas de alimentación (Feed-in-Tariffs), cuotas o certificados verdes. En ese sentido, el diseño de instrumentos financieros adecuados para manejar características específicas de nuevas tecnologías renovables ha sido clave para la inclusión de renovables en Europa.

Las experiencias en países de ALC son menos. La mayoría de países no tiene mecanismos de financiamiento específicos para ayudar a atraer capital privado, en donde instituciones multilaterales (como el Banco Mundial) ofrecen fondos especiales. Una excepción notable es Brasil, en donde, históricamente, la principal fuente de financiamiento han sido los préstamos especiales de su Banco Nacional de Desarrollo (BNDES). Sin embargo, los recientes límites sobre fondos disponibles han conducido a desarrollar varias herramientas basadas en usar más instrumentos financieros de naturaleza privada.

Este estudio se enfoca en comparar experiencias relacionadas con la introducción de energía renovable y resaltar lecciones importantes, ya sea de países de ALC hacia la UE o viceversa.

Consideramos que:

- **El diseño del mercado afecta de manera crucial los mecanismos de financiamiento disponibles.** Se pueden identificar dos diseños básicos de mercado. Por un lado, el “modelo comercial de servicios” que se basa en una firma que asuma inversiones a largo plazo (por ej., plantas energéticas) y las recupera vendiendo energía con contratos de 1-2 años. Por el otro lado, el “modelo comercial de infraestructura” se basa en vender energía a través de contratos a largo plazo (por ej., CCE). En la última década, las políticas para facilitar la inversión de proyectos FER se han convergido a diseños de mercado que implementan el modelo comercial de infraestructura. Una importante conclusión que se puede sacar al comparar entre países de ALC y la UE, es que la identificación de las medidas requeridas para desarrollar FER no son las mismas. La falla inicial del mercado identificada por la UE fue la ineficiencia en los esfuerzos de I+D. Para ese fin, las medidas se basaron en la provisión de capital para ayudar a estos esfuerzos de I+D. La necesidad de complementar el mercado incompleto de capitales también es un criterio común, tanto en países de la UE como de ALC. No obstante, la mitigación del riesgo puede lograrse a través de varios canales. Hemos identificado dos grupos amplios de objetivos: mitigar los riesgos de los instrumentos financieros disponibles y mitigar los riesgos relacionados con el flujo de ingresos de los proyectos. Actuar en el flujo de ingresos podría limitar significativamente el número de alternativas disponibles para el diseño del mercado de electricidad. Hemos visto que en las regiones en ALC, los diseños del mercado basados en contratos a largo plazo asumen que existe un esfuerzo de planificación centralizada, que tal vez no sea el caso, o podría enfrentar desafíos de coordinación. Por otro lado, la alternativa de la UE de basarse en un mercado eléctrico más competitivo demanda la existencia de un acceso a fuentes de capital bastante eficiente, que podría no siempre ser el caso. En resumen, esta compensación fundamental (la contratación a largo plazo demanda planificación; la contratación a corto plazo demanda un mercado de capital líquido) debe ser reconocida. A pesar de que no hay fórmulas mágicas, el diseño de mercado debe ser coherente a fin de atraer la inversión privada para proyectos renovables.
- **El modelo de negocios de infraestructura implícitamente asume que el rol del capital es relativamente poco importante.** Los modelos de negocio de servicios se basan en proyectos más riesgosos (menos fuentes de financiamiento disponibles), pero eliminan la necesidad de planificar que caracteriza a los modelos de negocio de infraestructura. Observamos en los países de ALC una preferencia por mitigar, en la medida en que sea posible, los riesgos relacionados con flujos de ingresos para obtener la mayor competencia posible de diferentes fuentes de capital. Inicialmente, la UE prefirió dejar un mercado menos regulado a fin de beneficiarse de la competencia entre diferentes proveedores, aún si la diversidad de fuentes de capital era limitada (no necesariamente el volumen relacionado con dichas fuentes). Sin embargo, la UE está convergiendo al diseño de mercado similar al de infraestructura para la energía eólica. Tanto en la UE como en ALC, las políticas para facilitar las inversiones en proyectos de tecnología renovable están convergiendo con el modelo de infraestructura. No obstante, no todas las tecnologías FER comparten las mismas características. Las políticas podrían tender a traducir las políticas eólicas a todos los proyectos FER (considerándolos infraestructura), pero esta decisión podría relacionarse con soluciones financieras ineficientes. Esto desafía la idoneidad de una convergencia hacia un diseño de mercado exclusivo de infraestructura.

- **El diseño de mercado similar al de infraestructura podría implicar riesgo tecnológico para los consumidores.** Los fabricantes de paneles solares están incrementando su participación en el mercado de ALC. Esto podría ser considerado una consecuencia de los bajos riesgos relacionados con su flujo de ingresos: debido a que firmar un CCE les brinda la posibilidad de encontrar fuentes de financiamiento, y la oportunidad de introducir su tecnología in países de ALC. A la vez, este riesgo mitigado implica que los inversionistas no enfrentan el riesgo tecnológico, aún cuando existe. Este riesgo es absorbido por la contraparte del contrato a largo plazo, que generalmente es un consumidor regulado.
- **Si el riesgo tecnológico existe, pero las inversiones de capital** (de modelos comerciales de servicios y otros) **no pueden manejarlo, podría crear barreras a la innovación.** Dicho de otra manera, si se desaconseja el modelo de servicios, los flujos tecnológicos canalizados a través de los servicios enfrentarán dificultades.

Basado en estas pruebas, sugerimos una serie de acciones con el objetivo de facilitar el proceso de toma de decisiones en las industrias de electricidad.

- Formalización del proceso de toma de decisiones asociado con la definición de un diseño de mercado. Esta formalización tiene como objetivo aumentar la eficiencia de la participación de los actores y el análisis de costo-beneficio de las compensaciones fundamentales. La UE ha desarrollado experiencias exitosas en este sentido, especialmente con la implementación de medidas asociadas con el Mercado Energético Interno. Los países ALC, por otro lado, se beneficiarían del creciente enfoque en la discusión de temas de diseño de mercado. Este proceso debería ocuparse de una compensación fundamental. Cuando se implementa el modelo de infraestructura, hay una confianza implícita en un “planificador central”, esto es, una autoridad a cargo de determinar las necesidades apropiadas de inversión. La lógica para esto es que un diseño de mercado basado en infraestructura asume la competencia en la adquisición de proyectos de generación de electricidad. Sin embargo, es una autoridad de planificación externa la que elige los proyectos que el sistema necesita. Del mismo modo, desde el punto de vista de los consumidores, estos suelen absorber los riesgos de planificación cuando se implementa el modelo de negocio de infraestructura, por lo que deben comprender si vale la pena absorber los riesgos de planificación a cambio de menores costos de capital.
- Con relación al punto anterior, hacemos hincapié en que el conjunto completo de medidas implementadas en la industria de la electricidad debe ser coherente. Por ejemplo, la implementación de un modelo de negocio en servicios cuando las fuentes de financiamiento disponibles son escasas probablemente dará como resultado la falta de inversión, incluso si el mercado de electricidad estuviera bien diseñado. Igualmente, la implementación de un modelo de negocio de infraestructura sin las instituciones de planificación adecuadas también dará como resultado la falta de inversión.
- Cuando se elige el modelo de infraestructura, la complejidad de los proyectos de electricidad también debe abordarse desde el punto de vista de la financiación. El diseño de contratos apropiados es un elemento fundamental para un mercado que funciona bien, ya que permiten la existencia de fuentes de financiamiento a largo plazo. La evidencia presentada en este estudio muestra que las dificultades en los mecanismos de financiamiento pueden

obstaculizar el desarrollo de proyectos de FER. En este contexto, una de las principales lecciones es que asegurar los flujos de efectivo no es necesariamente la forma más fácil de evitar los riesgos de los proyectos de electricidad. Por ejemplo, brindar garantías y seguro financiero suele ser esencial en la creación de una clase de activos de infraestructura. Sin embargo, estos instrumentos financieros son difíciles de encontrar en mercados de capital ilíquido. Esto sugiere que el papel de las administraciones públicas y las instituciones multilaterales debe estar orientado a proporcionar este tipo de productos y reducir su papel como prestamistas para proyectos de electricidad. Estas medidas facilitan la atracción de capital privado, evitando el efecto de que los fondos públicos baratos compitan contra fuentes privadas de capital.

- Si la elección es un mercado basado en el modelo de negocio de infraestructura, un papel importante que deben desempeñar las instituciones públicas y multilaterales es la estructuración de proyectos complejos para el sector privado. Los proyectos de electricidad son difíciles de entender para muchos inversionistas, y estos proyectos comparten pocas características con instrumentos más líquidos para la financiación de proyectos. Por lo tanto, la actividad regulatoria debe incluir discusiones profundas con el sector financiero para implementar contratos factibles. No obstante, y quizás lo más importante, es necesario contar con un experto en proyectos de electricidad. En consecuencia, con el objetivo de facilitar la participación del sector financiero privado, una función importante que deben desempeñar los organismos multilaterales es la estructuración de estos contratos. Esto significa, por otro lado, que los organismos multilaterales deben incluirse en el proceso de toma de decisiones asociado con el diseño del mercado de electricidad.
- Como se muestra en este estudio, los aspectos tecnológicos no pueden descartarse. En particular, algunas políticas pueden dar lugar a cláusulas contractuales específicas que complican la financiación de los proyectos. Por ejemplo, los contratos brasileños incluyen requisitos de contenido local, que son parte de una política local hacia las tecnologías FER. Estas políticas se desarrollaron para proyectos eólicos y luego se trasladaron directamente a proyectos de energía solar FV. Hemos mostrado que la aplicación directa del marco de respaldo de la energía eólica llevó a requisitos locales inviables que no tuvieron éxito en la promoción de las tecnologías solares FV. En consecuencia, y en línea con las recomendaciones anteriores, las políticas industriales deben ser parte de un amplio análisis costo-beneficio que involucre a todas las partes interesadas.
- Además, se deben considerar los efectos del diseño de mercado en la dinámica industrial. Las recomendaciones anteriores asumieron un modelo de mercado basado en contratos a largo plazo. Por otro lado, si se desaconseja el modelo de negocio en servicios, los flujos tecnológicos canalizados a través de los servicios públicos enfrentarán dificultades. Una pregunta más elemental: ¿Es el modelo de negocio de infraestructura la opción preferida para la industria de la electricidad? Aunque el modelo facilita el financiamiento, también representa compromisos a largo plazo con tecnologías que pueden tornarse obsoletas antes de que venzan los contratos. Por lo tanto, la actividad de planificación juega un papel clave en la selección de los proyectos que deben ser financiados. Por lo tanto, una pregunta básica que debe responderse en el proceso de diseño del mercado es si la planificación central aborda estos problemas de manera eficiente, o si los costos asociados con la planificación central exceden sus ventajas.

7. REFERENCIAS

ABDI (2014) Mapeamento Da Cadeia Produtiva Da Indústria Eólica No Brasil. Rio de Janeiro, Brasil

Acciona (2016) ACCIONA Energia Strengthens Its Presence in Mexico with an Award of 168 MW of Wind Power Capacity in the First Power Auction. Acciona News, March 30, 2016. <https://www.acciona.com/pressroom/news/2016/march/acciona-energia-strengthens-its-presence-in-mexico-with-an-award-of-168-mw-of-wind-power-capacity-in-the-first-power-auction/> (accessed 4 May 2018).

Acciona (2017a) ENERGY. sec. Business Divisions. <https://www.acciona.com/business-divisions/energy/> (accessed 4 May 2018).

Acciona (2017b) ACCIONA y Tuto Energy Amplían En Un 50% El Proyecto Solar Puerto Libertad En México, Que Será El Mayor Del País Con 339 MWp. Acciona News, February 7, 2017. <http://www.acciona-mx.com/salaprensa/noticias/2017/febrero/acciona-tuto-energy-amplian-50-proyecto-solar-puerto-libertad-mexico-mayor-pais-339-mwp/> (accessed 4 May 2018).

Acciona Energia (2015) ACCIONA Will Build the Biggest Photovoltaic Plant in Latin America in Chile, a 343-Million-Dollar Investment. Acciona Energia News, October 9, 2015. <http://www.acciona-energia.com/pressroom/news/2015/september/acciona-will-build-biggest-photovoltaic-plant-latin-america-chile-343-million-dollar-investment/> (accessed 4 May 2018).

Acciona Energia (2017) ACCIONA Energia, Um Perfil Único Como Operadora Global Em Energias Renováveis. Acciona Website, 2017, sec. Energia. <http://www.acciona.com.br/linhas-de-negocios/energia/> (accessed 4 May 2018).

Ambiente Energia (2015) Enel Green Power Construirá Duas Usinas Fotovoltaicas Em PE. Ambiente Energia, March 2015, sec. Notícias, soluções, visão global.

Ambiente Energia (2017) EDF Começa a Construção de Parque de Energia Solar No Interior de Minas Gerais. Ambiente Energia, February 8, 2017. <https://www.ambienteenergia.com.br/index.php/2017/02/edf-comeca-construcao-de-parque-de-energia-solar-interior-de-minas-gerais/31101> (accessed 4 May 2018).

Andreao, G., Hallack M. and Vazquez M. (2017) The Relationship Between Finance and Industrial Policy in the Promotion of Renewable Technology: The Challenges to Promote Photovoltaic in Brazil. Singapore, 40th International Association for Energy Economics Conference

ANEEL (2016a) Resultado Dos Leilões. Technical information, auctions. Brazil

ANEEL (2016b) Acompanhamento Das Centrais Geradoras Fotovoltaicas. Brazil

ANEEL (2017) Banco de Informações de Geração. Brazil

Bloomberg (2016a) México, El Principal ‘Foco’ de Generación de Enel En AL. El Financiero, April 18, 2016, sec. Empresas. <http://www.elfinanciero.com.mx/empresas/mexico-el-principal-foco-de-generacion-de-enel-en-al.html> (accessed 4 May 2018).

Bloomberg (2016b) SunEdison to Sell 202 Megawatts of Solar to Chile’s Colbun. Bloomberg, April 21, 2016. <https://www.bloomberg.com/news/articles/2016-04-26/sunedison-to-sell-202-megawatts-of-solar-to-chile-s-colbun> (accessed 4 May 2018).

BN Americas (2017a) BN Americas Proyectos.

BN Americas (2017b) Enel Breaks Ground on Largest PV Plant in the Americas. BN Americas News, March 29, 2017, sec. Electric power. <https://subscriber.bnamericas.com/Subscriber/en/news/electricpower/enel-breaks-ground-on-largest-pv-plant-in-the-americas/> (accessed 4 May 2018).

BN Americas (2017c) SPOTLIGHT: Mexico’s Renewables Sector Enters Major Growth Phase. BN Americas News, April 13, 2017, sec. Electric power. <https://subscriber.bnamericas.com/Subscriber/en/news/electricpower/spotlight-mexicos-renewables-sector-enters-major-growth-phase/> (accessed 4 May 2018).

Canadian Solar Inc (2011) World’s Largest Solar Power Plant Produces Power with Canadian Solar Modules. Canadian Solar Inc News Release, October 4, 2011. <http://investors.canadian-solar.com/phoenix.zhtml?c=196781&p=irol-newsArticle&ID=1613133> (accessed 4 May 2018).

Cao, J. and Groba F. (2013) Chinese Renewable Energy Technology Exports: The Role of Policy, Innovation and Markets. DIW Berlin Discussion Papers 1263.

CEER (2015) ACER/CEER Annual Report on Results of Monitoring the Internal Electricity and Gas Markets in 2014: Retail Markets. Brussels: CEER. http://www.acer.europa.eu/official_documents/acts_of_the_agency/publication/acer%20market%20monitoring%20report%202015%20-%20electricity%20and%20gas%20retail%20markets.pdf (accessed 4 May 2018).

Citelum S.A. (2017) Citelum Main Website. Section About us. <http://www.citelum.com/company/about-us> (accessed 4 May 2018).

Clean Energy Pipeline (2014) Clean Energy UK Finance Guide 2014. 3rd ed. London: VB/ Research Ltd. <http://cleanenergypipeline.com/Resources/CE/ExpertGuides/CleanEnergyUK-FinanceGuide2014.pdf> (accessed 4 May 2018).

Cleantech Group (2016) Clean Energy Patent Growth Index (CEPGI): 2015 Year in Review. United States.

Cleantechies (2016) Engie, Solairedirect To Develop 400 MW Solar Power Projects In Chile. Cleantechies, August 16, 2016. <http://cleantechies.com/2016/08/30/engie-solairedirect-to-develop-400-mw-solar-power-projects-in-chile/> (accessed 4 May 2018).

Conergy (2017) Conergy Website. Germany. <http://www.conergy.com/em> (accessed 4 May 2018).

Consumidor moderno (2015) Primeiro Parque Híbrido de Energia Renovável No Brasil, October 2, 2015, sec. Consumo consciente.

De Paulo, A. F., Ribeiro E. M. S. and Porto G. (2016) Mapping Countries Cooperation in Photovoltaic Technology Development Based on Patent Analysis. International Association for Management of Technology 2016 Conference Proceedings.

Diacore (2016) The Impact of Risks in Renewable Energy Investments and the Role of Smart Policies. IEE/12/833/SI2.645735. Berlin: Ecofys. <http://diacore.eu/images/files2/WP3-Final%20Report/diacore-2016-impact-of-risk-in-res-investments.pdf> (accessed 4 May 2018).

EDF (2017a) Power Purchase Agreements (PPAs) Are a Great Way to Sell the Energy You Generate. France <https://www.edfenergy.com/large-business/sell-energy/power-purchase-agreements> (accessed 4 May 2018).

EDF (2017b) Solar Power. France <https://www.edf.fr/en/the-edf-group/industrial-provider/renewable-energies/solar-power> (accessed 4 May 2018).

EDF Energies Nouvelles (2015) EDF Energies Nouvelles Enters the Chilean Market with a First 146 MWp Solar Plant Project. EDF Energies Nouvelles Press Releases, April 14, 2015. <http://www.edf-energies-nouvelles.com/en/press-release/a-la-une-en/edf-energies-nouvelles-enters-chilean-market-146-mwp-solar-plant-project/> (accessed 4 May 2018).

EDF Energies Nouvelles (2016) The EDF Group Steps up Its Growth within the Chilean Renewable Energy Sector. EDF Energies Nouvelles Press Releases, December 1, 2016. <http://www.edf-energies-nouvelles.com/en/press-release/edf-group-steps-growth-chilean-renewable-energy-sector/> (accessed 4 May 2018).

EDF Energies Nouvelles Mexico (2016) EDF EN Mexico Wins 342 Megawatts in Mexico's Second Auction. EDF Energies Nouvelles Mexico Press Releases, October 3, 2016. <http://www.edf-en.mx/edf-en-mexico-wins-342-megawatts-mexicos-second-auction/> (accessed 4 May 2018).

Eiffage group (2013) Cestas Solar Power Plant in Gironde. Eiffage Group Press Release, 2013. <http://www.eiffage.com/en/home/le-groupe-1/our-projects/projets-acheves/la-centrale-solaire-de-cestas-en.html> (accessed 4 May 2018).

Electricidad (2016) Parque Solar Finis Terrae Tiene La Mayor Capacidad Instalada En El País. Electricidad La Revista Energética de Chile, March 21, 2016, 192 edition, sec. Negocios e industria. <http://www.revistaei.cl/2016/03/21/parque-solar-finis-terrae-tiene-la-mayor-capacidad-instalada-en-el-pais/> (accessed 4 May 2018).

Endesa (2016) Endesa Launches Solar Pv Self-Consumption Solutions for Homes. Endesa Press Release, November 18, 2016. <https://www.endesa.com/en/press/news/d201611-endesa-launches-solar-pv-self-consumption-solutions-for-homes.html> (accessed 4 May 2018).

Enel Green Power (2010) 2009 Enel Green Power Annual Report. https://www.enel.com/content/dam/enel-com/governance_pdf/reports/annual-financial-report/2009/2009_Annual_Report.pdf (accessed 4 May 2018).

Enel Green Power (2014) Enel Green Power to Buy 100% of 3SUN Factory. Enel Green Power Press Release, July 23, 2014. <https://www.enelgreenpower.com/en/media/press/d201407-enel-green-power-to-buy-100-of-3sun-factory.html> (accessed 4 May 2018).

Enel Green Power (2015a) Chile: A Solar Energy Mine. Enel Green Power Press Release, January 29, 2015. <https://www.enel.com/en/media/news/d201501-chile-a-solar-energy-mine.html> (accessed 4 May 2018).

Enel Green Power (2015b) The Italian Sun Looks Outwards. Enel Green Power Press Release, June 9, 2015. <https://www.enelgreenpower.com/en/media/news/d201610-the-italian-sun-looks-outwards.html> (accessed 4 May 2018).

Enel Green Power (2015c) Enel Green Power Begins Construction of Chile's Largest Photovoltaic Plant. Enel Green Power Press Release, July 9, 2015. <https://www.enelgreenpower.com/en/media/press/d201507-enel-green-power-begins-construction-of-chiles-largest-photovoltaic-plant-.html> (accessed 4 May 2018).

Enel Green Power (2015d) Enel Green Power Puts Online First Hybrid Plant in Brazil. Enel Green Power Press Release, August 31, 2015. <https://www.enelgreenpower.com/en/media/press/d201508-enel-green-power-puts-online-first-hybrid-plant-in-brazil-.html> (accessed 4 May 2018).

Enel Green Power (2016a) Enel Green Power Confirms Renewables Leadership in Mexico Following Successful Tender Outcome. Enel Green Power Press Release, March 30, 2016. <https://www.enel.com/en/media/press/d201603-enel-green-power-confirms-renewables-leadership-in-mexico-following-successful-tender-outcome.html> (accessed 4 May 2018).

Enel Green Power (2016b) Enel Starts Production at Its Largest PV Solar Plant in Chile. Enel Green Power Press Release, May 27, 2016. <https://www.enelgreenpower.com/en/media/press/d201605-enel-starts-production-at-its-largest-pv-solar-plant-in-chile-.html> (accessed 4 May 2018).

Enel Green Power (2017a) Enel Brings Green Energy to Italian Embassy in Abu Dhabi. Enel Green Power Press Release, January 15, 2017. <https://www.enelgreenpower.com/en/media/press/d201701-enel-brings-green-energy-to-italian-embassy-in-abu-dhabi-.html> (accessed 4 May 2018).

Enel Green Power (2017b) Enel Starts Construction of Don José Solar Power Plant in Mexico. Enel Green Power Press Release, April 4, 2017. <https://www.enelgreenpower.com/en/media/press/d201704-enel-starts-construction-of-don-jos-solar-power-plant-in-mexico-.html> (accessed 4 May 2018).

Energy transition (2013) Germany's PV Sector: From Boom to Bust...and Back Again? Energy Transition: The Global Energiewende, November 11, 2013. <https://energytransition.org/2013/11/germanys-pv-sector-from-boom-to-bust-and-back-again/> (accessed 4 May 2018).

ENF (2017) ENF Solar Database. South Korea <https://www.enfsolar.com> (accessed 4 May 2018).

Engie (2016) Through Its Subsidiary Solairedirect, ENGIE Continues to Develop Internationally, Winning Two New Tender Offers, One for 75 MW in India, the Other for 23 MW in Mexico. Engie Press Releases, April 13, 2016. <http://www.engie.com/en/journalists/press-releases/solairedirect-engie-offers-mexico/> (accessed 4 May 2018).

Engie Energia (2016) ENGIE Entra No Mercado de Geração Distribuída No Brasil. Engie Energia Press Releases, April 20, 2016. <http://www.engieenergia.com.br/wps/portal/internet/imprensa/press-release/conteudos/engie-solar> (accessed 4 May 2018).

EPE (2012) Análise Da Inserção Da Geração Solar Na Matriz Elétrica Brasileira. Nota Técnica EPE, May.

EPE (2014) Plano Decenal de Expansão de Energia 2024. Rio de Janeiro, Brazil

European Parliament and Council of the European Union (2009) DIRECTIVE 2009/28/EC OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 23 April 2009 on the Promotion of the Use of Energy from Renewable Sources and Amending and Subsequently Repealing Directives 2001/77/EC and 2003/30/EC. Official Journal of the European Union, L 140. Brussels: EU.

Eurostat (2017) Eurostat Database. Luxembourg

Ferreira, W. (2017) Política de Conteúdo Local e Energia Eólica: A Experiência Brasileira. PhD Thesis, Niterói: Universidade Federal Fluminense. Brazil

Fraunhofer ISE (2016) Photovoltaics Report 2016. Germany

G1 (2015) Leilão de Energia de Reserva Contrata 1,47 GW Em Usinas Eólicas e Solares. G1, November 13, 2015, sec. Economia. <http://g1.globo.com/economia/noticia/2015/11/leilao-de-energia-de-reserva-contrata-1-47-gw-em-usinas-eolicas-e-solares.html> (accessed 4 May 2018).

Gatti, S. (2013) Project Finance in Theory and Practice: Designing, Structuring, and Financing Private and Public Projects. Academic Press.

Gehrlicher Solar (2017) Gehrlicher Solar. sec. Company. Germany <http://www.gehrlicher.com/en/home/company/gehrlicher-group/> (accessed 4 May 2018).

Giacomarra, M. and Filippa B. (2015) European Union Commitment towards RES Market Penetration: From the First Legislative Acts to the Publication of the Recent Guidelines on State Aid 2014/2020. Renewable and Sustainable Energy Reviews 47 (July): 218–32. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.03.006>.

Governo de Pernambuco (2013) Pernambuco Promove Primeiro Leilão de Energia Solar Do País, Que Atrai Investimentos de R\$ 597 Milhões. Notícia Do Site Do Governo de Pernambuco. Brazil. <http://www.pe.gov.br/blog/2013/12/27/pernambuco-promove-primeiro-leilao-de-energia-solar-do-pais-que-atrai-investimentos-de-r-597-milhoes/> (accessed 4 May

2018).

GTM Research (2014) RWE and Conergy Partner Up to Bring Solar Leases to Commercial Customers in Europe. Greentech Media, July 9, 2014, sec. Markets & politics. <https://www.greentechmedia.com/articles/read/solar-leasing-boosted-in-europe-with-rwe-conergy-deal> (accessed 4 May 2018).

GTM Research (2015) Here Are the Top 10 Solar Developers in Latin America. Greentech Media, February 5, 2015, sec. Markets & Policy. <https://www.greentechmedia.com/articles/read/here-are-the-top-ten-solar-developers-in-latin-america> (accessed 4 May 2018).

GTM Research (2017) Latin America PV Playbook: Q3 2017 Market Update. United States.

Guiar Investimento (2017) EDF Investing R\$1.5BN in Brazil in 2017. Guiar Investimentos, February 7, 2017. <http://www.guiarinvestimentos.com.br/index.php/2017/02/07/edf-investing-r1-5bn-in-brazil-in-2017/> (accessed 4 May 2018).

GWEC (2016) Global Wind Report: Annual Market Update 2015. Brussels.

Hanwha Q-Cells (2014) Tiendas Soriana, Hanwha Q CELLS, and ILIOSS® Partner to Install 31 MW of Solar Power in Mexico. Hanwha Q-Cells Press Release, March 24, 2014. http://www.hanwha.com/en/news_and_media/press_release/tiendas_soriana_hanwha_q_cells_and_iliooss_partner_to_install_31_mw_of_solar_power_in_mexico.html (accessed 4 May 2018).

Hanwha Q-Cells (2017) A Global R&D Network. Technology, sec. R&D Network. <https://www.hanwha-qcells.com/qcells-office/our-key-strengths/technology/rnd-network> (accessed 4 May 2018).

Helm, S., Tannock Q. and Iliev I. (2014) Renewable Energy Technology: Evolution and Policy Implications - Evidence from Patent Literature. WIPO Global Challenges Report.

Hochstetler, K., and Genia K. (2015) Wind and Solar Power in Brazil and China: Interests, State–Business Relations, and Policy Outcomes. *Global Environmental Politics* 15 (3): 74–94. https://doi.org/10.1162/GLEP_a_00312.

IEA (2014) Renewable Energy Medium-Term Market Report 2014. Paris, France.

IEA (2015) Renewable Energy Medium-Term Market Report 2015: Market Analysis and Forecasts to 2020. Paris, France.

IEA (2016a) Key World Energy Statistics 2016. Paris, France.

IEA (2016b) Trends 2016 in Photovoltaic Applications: Suvery Report of Selected IEA Countries between 1992 and 2015. Report IEA PVPS T1 30.

IEA (2016c) World Energy Outlook 2016. Paris, France.

Ingenostrum (2014) Detalles Proyecto: Finis Terrae. Portfolio Items, 2014.

Inhabitat (2013) Germany's Solar Industry Is in Peril as Big Companies File for Insolvency. Inhabitat, October 7, 2013, sec. Environment. <http://inhabitat.com/insolvency-for-big-companies-suggest-germanys-solar-industry-is-in-peril/> (accessed 4 May 2018).

Investimentos e Notícias (2015) Enel Green Power Inaugura Primeira Usina Híbrida Do Brasil, September 28, 2015, sec. Negócios.

IRENA (2013) Intellectual Property Rights: The Role of Patents in Renewable Energy Technology Innovation. IRENA Working Papers, June.

IRENA (2016a) Leveraging Local Industries PV and Wind.

IRENA (2016b) The Power to Change: Solar and Wind Cost Reduction Potential to 2025.

IRENA (2017) REthinking Energy 2017: Accelerating the Global Energy Transformation.

Johnson, O. (2016) Promoting Green Industrial Development through Local Content Requirements: India's National Solar Mission. *Climate Policy* 16 (2): 178–95. <https://doi.org/10.1080/14693062.2014.992296>.

Marambio, R., and Hugh R. (2017) A Novel Inclusion of Intermittent Generation Resources in Long Term Energy Auctions. *Energy Policy* 100 (January): 29–40. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2016.09.053>.

Mazzucato, M. and Penna, C. C. R. (2015) The Rise of Mission-Oriented State Investment Banks: The Cases of Germany's KfW and Brazil's BNDES. Working Paper ISI Growth 2015/1 (October). http://www.isigrowth.eu/wp-content/uploads/2015/11/working_paper_2015_1.pdf (accessed 4 May 2018).

Mercopress (2016) Chile Connects Latin America's Largest Solar Plant to the National Grid. MercoPress, November 14, 2016. <http://en.mercopress.com/2016/11/14/chile-connects-latin-america-s-largest-solar-plant-to-the-national-grid> (accessed 4 May 2018).

MITEL (2015) The Future of Solar Energy: An Interdisciplinary MIT Study.

Narbel, P. A., Hansen, J. P. and Lien, J.R. (2014) *Energy Technologies and Economics*. Cham: Springer.

Navigant Research (2016) World Wind Energy Market Update 2016.

Norton Rose Fulbright (2017) *Renewable Energy in Latin America*. London: Norton Rose Fulbright LLC.

NREL (2016) U.S. Solar Photovoltaic System Cost Benchmark: Q1 2016. Presentation, Washin-

gton, D.C., September. <https://www.nrel.gov/docs/fy16osti/67142.pdf> (accessed 4 May 2018).

OECD (2015a) Infrastructure Financing Instruments and Incentives.

OECD (2015b) Mapping Channels to Mobilise Institutional Investment in Sustainable Energy. In Green Finance and Investment. Paris: OECD Publishing.

Perez, R. and Perez, M. (2015) A Fundamental Look At Supply Side Energy Reserves For The Planet. SHC Solar Update, November, 4–6.

Podcameni, M. G. (2014) Sistemas de Inovação e Energia Eólica: A Experiência Brasileira. PhD Thesis, Rio de Janeiro: Universidade Federal do Rio Janeiro.

PV Magazine (2012) Martifer Solar and Ingenostrum Sign Strategic Agreement for a Large Scale PV Project in Chile. PV Magazine, August 22, 2012. https://www.pv-magazine.com/press-releases/martifer-solar-and-ingenostrum-sign-strategic-agreement-for-a-large-scale-pv-project-in-chile_10008157/ (accessed 4 May 2018).

PV Magazine (2014) Enel Puts 136 MW of Solar PV on Line in Chile. PV Magazine, December 31, 2014. https://www.pv-magazine.com/2014/12/31/enel-puts-136-mw-of-solar-pv-on-line-in-chile_100017638/ (accessed 4 May 2018).

PV Magazine (2016a) IDB Finances 54 MW Merchant Solar Project in Chile. PV Magazine, June 28, 2016. https://www.pv-magazine.com/2016/06/28/idb-finances-54-mw-merchant-solar-project-in-chile_100025175/ (accessed 4 May 2018).

PV Magazine (2016b) EDF Wins 90 MW Solar Project in Mexico's Second Auction. PV Magazine, October 4, 2016. https://www.pv-magazine.com/2016/10/04/edf-wins-90-mw-solar-project-in-mexicos-second-auction_100026345/ (accessed 4 May 2018).

PV Tech (2012a) Gehrlicher Ecoluz Solar Completes, Connects 408kW Pituacu Football Stadium Installation in Brazil. PV Tech, April 13, 2012, sec. News. https://www.pv-tech.org/news/gehrlicher_ecoluz_solar_completes_connects_408kw_pituacu_football_stadium_i (accessed 4 May 2018).

PV Tech (2012b) Solar Shakeout: Schott Solar Announces Surprise Exit from c-Si Manufacturing. PV Tech, June 21, 2012. https://www.pv-tech.org/news/solar_shakeout_schott_solar_announces_surprise_exit_from_c_si_manufacturing (accessed 4 May 2018).

PV Tech (2015a) Hanwha Q CELLS Stopping Production in Germany, Shifting Lines to Malaysia. PV Tech, January 21, 2015, sec. News.

PV Tech (2015b) Europe's Largest Solar Park: Squeezing out Maximum Energy from the Minimum Land Space. PV Tech, September 29, 2015, sec. Editor's blog. <https://www.pv-tech>.

org/editors-blog/europes_largest_solar_park_squeezing_out_maximum_energy_from_the_minimum_la (accessed 4 May 2018).

PV Tech (2016a) Endesa Purchases Equivalent of 681MW Solar in Spain and Portugal Auction. PV Tech, March 16, 2016, sec. News. <https://www.pv-tech.org/news/endesa-purchases-equivalent-of-681mw-solar-in-spain-and-portugal-auction>.

PV Tech (2016b) Mexico Power Auction Winners Reveal Ambitious PV Projects. PV Tech, April 12, 2016. <https://www.pv-tech.org/news/mexico-power-auction-winners-reveal-ambitious-pv-projects> (accessed 4 May 2018).

PV Tech (2016c) EDF and Canadian Solar Start Work on 191MW Brazil Project. PV Tech, October 11, 2016, sec. News. <https://www.pv-tech.org/news/edf-and-canadian-solar-start-work-on-191mw-brazil-project> (accessed 4 May 2018).

PV Tech (2016d) EDF Completes 146MW Solar Plant in Chile. PV Tech, December 5, 2016. <https://www.pv-tech.org/news/edf-completes-146mw-solar-plant-in-chile> (accessed 4 May 2018).

PV Tech (2017a) Acciona and Tuto Energy to Expand Mexico's Biggest Solar Plant. PV Tech, February 8, 2017. <https://www.pv-tech.org/news/acciona-and-tuto-energy-to-expand-mexicos-biggest-solar-plant> (accessed 4 May 2018).

PV Tech (2017b) Enel Starts Construction of 238MW Plant in Mexico. PV Tech, April 4, 2017. <https://www.pv-tech.org/news/acciona-and-tuto-energy-to-expand-mexicos-biggest-solar-plant> (accessed 4 May 2018).

Recharge News (2017) Elecnor Gets Nod to Build 115MW Chile PV Plant for EDF. Recharge News, January 17, 2017. <http://www.rechargenews.com/solar/1207350/elecnor-gets-nod-to-build-115mw-chile-pv-plant-for-edf> (accessed 4 May 2018).

REN21 (2016) Renewables 2016 Global Status Report.

Renewables Now (2012) Gehrlicher Ecoluz Solar Puts Online PV Plant on Soccer Stadium in Brazil. See News, April 12, 2012. <https://renewablesnow.com/news/gehrlicher-ecoluz-solar-puts-online-pv-plant-on-soccer-stadium-in-brazil-268181/> (accessed 4 May 2018).

Renewables Now (2013a) China's JinkoSolar Supplies 1.2 MW Solar Modules to Solaire-Direct Chile. See News, October 30, 2013. <https://renewablesnow.com/news/chinas-jinko-solar-supplies-12-mw-solar-modules-to-solairedirect-chile-386350/> (accessed 4 May 2018).

Renewables Now (2013b) EDF EN Inaugurates 146-MW Solar Park in Chile, Starts Work on Another. See News, December 2, 2013. <https://renewablesnow.com/news/edf-en-inaugurates-146-mw-solar-park-in-chile-starts-work-on-another-549190/> (accessed 4 May 2018).

Renewables Now (2015a) Acciona Prepares to Develop Solar Projects in Mexico - Report.

See News, March 31, 2015. <https://renewablesnow.com/news/acciona-prepares-to-develop-solar-projects-in-mexico-report-470852/> (accessed 4 May 2018).

Renewables Now (2015b) Engie Wins 325 MW of Photovoltaic Projects in France and Brazil. See News, December 9, 2015. <https://renewablesnow.com/news/engie-wins-325-mw-of-photovoltaic-projects-in-france-and-brazil-504961/> (accessed 4 May 2018).

Renewables Now (2016) EDF EN Wins 252 MW Wind, 90 MW Solar in Mexico. See News, October 4, 2016. <https://renewablesnow.com/news/edf-en-wins-252-mw-wind-90-mw-solar-in-mexico-541891/> (accessed 4 May 2018).

Renewables Now (2017) Actis Buys 1.5 GW of SunEdison PV Assets in LatAm. Renewables Now, March 1, 2017, sec. Solar. <https://renewablesnow.com/news/actis-buys-15-gw-of-sunedison-pv-assets-in-latam-560011/> (accessed 4 May 2018).

Reuters (2015) New French Solar Farm, Europe's Biggest, Cheaper than New Nuclear. Reuters, December 1, 2015, sec. Commodities. <http://www.reuters.com/article/us-climatechange-summit-france-solar-idUSKBN0TK5GW20151201> (accessed 4 May 2018).

Reuters (2016) Bankrupt SunEdison to Sell Part of Its Chile Assets to Colbun. Deals, April 26, 2016. <http://www.reuters.com/article/us-sunedison-inc-colbun-chile-idUSKCN0XN2B7> (accessed 4 May 2018).

Reuters Brasil (2016) Francesa EDF Compra 80% de Usinas Fotovoltaicas Da Canadian Solar Em Minas Gerais. Reuters Brasil, October 11, 2016. <http://br.reuters.com/article/idBRKCN12B1S3> (accessed 4 May 2018).

Revista Exame (2015) Conergy Visa Leilões Para Crescer Em Energia Solar No Brasil. Exame.Com, September 30, 2015. <http://exame.abril.com.br/negocios/conergy-visa-leiloes-para-crescer-em-energia-solar-no-brasil/> (accessed 4 May 2018).

Ritek Green (2017) Crystalline (C-Si) Solar Modules. http://www.riteksolar.com.tw/eng/p2-solar_modules.asp (accessed 4 May 2018).

SITAWI and CEBDS (2016) Financiamento à Energia Renovável: Entraves, Desafios e Oportunidades.

Solairedirect (2016) Latin America, 2016. <https://www.solairedirect.com/our-locations/latin-america/> (accessed 4 May 2018).

Solar Asset Management LATAM (2016) Top 20 Operational Solar PV Plants in Latin America. Solar Asset Management LATAM. 2016. <https://www.samlatam.com/top-20-operational-plants-latam/> (accessed 4 May 2018).

Solar Power Europe (2016) Global Market Outlook For Solar Power / 2016 - 2020.

Solar Power World (2015) Conergy Wins 60MWp of Solar Projects in Brazil Auctions. Solar Power World, September 1, 2015. <http://www.solarpowerworldonline.com/2015/09/conergy-wins-60mw-p-of-solar-projects-in-brazil-auctions/> (accessed 4 May 2018).

SolarServer (2011a) Canadian Solar Supplies 70 MW of PV Modules for Germany's Largest Project; Built by EPC Company GP JOULE. Solar Magazine, September 6, 2011, sec. Solar News. <http://www.solarserver.com/solar-magazine/solar-news/archive-2011/kw36/canadian-solar-supplies-70-mw-of-pv-modules-for-germanys-largest-project-built-by-epc-company-gp-joule.html> (accessed 4 May 2018).

SolarServer (2011b) 78 MW of the World's Largest Solar Photovoltaic Plant Connected to Grid in Senftenberg, Germany. Solar Magazine, September 28, 2011, sec. Solar News. <http://www.solarserver.com/solar-magazine/solar-news/archive-2011/kw39/78-mw-of-the-worlds-largest-solar-photovoltaic-plant-connected-to-grid-in-senftenberg-germany.html> (accessed 4 May 2018).

Tolmasquim, M (2016) Energia Renovável: Hidráulica, Biomassa, Eólica, Solar, Oceânica. Rio de Janeiro: EPE.

Tomelin, A. C. (2016) Necessidade de Adaptação Dos Instrumentos de Financiamento de Energia Renovável. UFF, Niterói. Master's Thesis.(Portuguese Language). http://www.ie.ufrj.br/images/pos-graduacao/ppge/dissertacoes_teses/mestrado/2016/alberto_cesar_tome-lin_3675c.pdf (accessed 4 May 2018).

UN (2017) UN Comtrade Database. Database. Comtrade (blog). 2017.

UNEP (2015) Climate Change Mitigation Technologies in Europe - Evidence from Patent and Economic Data.

UNEP, and EPO (2014) Patents and Climate Change Mitigation Technologies in Latin America and the Caribbean.

US DOE (2014) How a Wind Turbine Works. Site (blog). 2014.

USITC (2009) Wind Turbines: Industry. Publication ITS 2.

Valor Econômico (2016) Acciona Planeja Trazer Duas Novas Áreas Para o Brasil. Valor Econômico, September 13, 2016. <https://www.pressreader.com/brazil/valor-econ%C3%B4mico/20160913/281848643059482> (accessed 4 May 2018).

Weber, B., taub-Bisang, M. and Alfen, H. W (2016) Infrastructure as an Asset Class: Investment Strategy, Sustainability, Project Finance and PPP. John Wiley & Sons. <https://books.google.com.br/books?hl=pt-BR&lr=&id=56ltCwAAQBAJ&oi=fnd&pg=PR13&dq=nfrast-structure+as+an+Asset+Class:+Investment+Strategies,+Project+Finance+and+&ots=IR5cUHlMip&sig=NqyyscAP2t7jra9wzmBZ6o55YZ4> (accessed 4 May 2018).

Yuan, F., and Gallagher, K. P. (2015) Greening Development Finance in the Americas. Global Economic Governance Initiative. Boston University. http://www.bu.edu/pardeeschool/files/2014/12/Greening.Development.Final_.pdf (accessed 4 May 2018).



FUNDACIÓN EU-LAC 2018



**Università Commerciale
Luigi Bocconi**