

Evolución futura de costos de las energías renovables y almacenamiento en América Latina

Editor: Juan Paredes

Autores: Leila García de Fonseca
Manan Parikh
Ravi Manghani

Departamento de
Infraestructura y Energía/
División de Energía

NOTA TÉCNICA N°
IDB-TN-01831

Diciembre 2019



BID

Banco Interamericano
de Desarrollo

Evolución futura de costos de las energías renovables y almacenamiento en América Latina

Editor: Juan Paredes

Autores: Leila García de Fonseca

Manan Parikh

Ravi Manghani

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

García de Fonseca, Leila.

Evolución futura de costos de las energías renovables y almacenamiento en América Latina /
Leila García de Fonseca, Manan Parikh, Ravi Manghani; editor, Juan Paredes.

p. cm. — (Nota técnica del BID ; 1831)

Incluye referencias bibliográficas.

1. Renewable energy sources-Latin America-Costs. 2. Wind power-Latin America-Costs. 3. Solar energy-Latin America-Costs. 4. Energy storage-Latin America-Costs. 5. Energy development-Latin America-Costs. I. Parikh, Manan. II. Manghani, Ravi. III. Paredes, Juan Roberto, editor. IV. Banco Interamericano de Desarrollo. División de Energía. V. Título. VI. Serie.

IDB-TN-1831

Códigos JEL: O13, O21, Q41, Q42, Q55

Palabras clave: Energía solar, Energía eólica, energía eólica marina, almacenamiento de energía.

Traducción del inglés: Florencia Servente

Agradecimientos:

Este reporte ha sido elaborado por Wood Mackenzie bajo contrato con el Banco Inter-Americano de Desarrollo. Agradecemos al grupo consultor encabezado por Leila García de Fonseca, con la colaboración de Manan Parikh, Ravi Manghani y Vignesh Gulasingam, quien presentó los resultados del estudio en el marco del Foro Técnico de Planificadores de América Latina. Agradecemos a los funcionarios representantes de los países miembros del Foro quienes aportaron sus valiosos comentarios a su elaboración, junto a los especialistas del BID Arturo Alarcón, Marcelino Madrigal por su revisión técnica y Mauricio Tolmasquim, como revisor principal.

Diseño y diagramación: Puntoaparte bookvertising

Fotografías: Shutterstock

<http://www.iadb.org>

Copyright © 2019 Banco Interamericano de Desarrollo. Esta obra se encuentra sujeta a una licencia Creative Commons IGO 3.0 Reconocimiento-NoComercial-SinObrasDerivadas (CC-IGO 3.0 BY-NC-ND) (<http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/3.0/igo/legalcode>) y puede ser reproducida para cualquier uso no-comercial otorgando el reconocimiento respectivo al BID. No se permiten obras derivadas.

Cualquier disputa relacionada con el uso de las obras del BID que no pueda resolverse amistosamente se someterá a arbitraje de conformidad con las reglas de la CNUDMI (UNCITRAL). El uso del nombre del BID para cualquier fin distinto al reconocimiento respectivo y el uso del logotipo del BID, no están autorizados por esta licencia CC-IGO y requieren de un acuerdo de licencia adicional.

Note que el enlace URL incluye términos y condiciones adicionales de esta licencia.

Las opiniones expresadas en esta publicación son de los autores y no necesariamente reflejan el punto de vista del Banco Interamericano de Desarrollo, de su Directorio Ejecutivo ni de los países que representa.





EVOLUCIÓN FUTURA DE COSTOS DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES Y ALMACENAMIENTO EN AMÉRICA LATINA



INTRODUCCIÓN

La planificación de los sistemas eléctricos se ha constituido como una herramienta fundamental para poder buscar el balance entre las necesidades energéticas de la sociedad moderna y los recursos disponibles en el planeta. Este ejercicio aparentemente sencillo de encontrar la mezcla más adecuada y económica de combustibles para satisfacer una demanda cada vez más creciente de la población se enfrenta hoy en día a un reto muy complejo como lo es el de la transición energética. No hay otro momento en la historia reciente de la humanidad donde el futuro de los sistemas energéticos sea tan relevante para la sostenibilidad del planeta, como las tres próximas décadas en el contexto de las consecuencias y riesgos por el uso de estos recursos y combustibles tradicionales. El avance de las tecnologías de energía renovable no convencional, que aprovechan unos combustibles con características temporales y geográficas muy diferentes a los tradicionales, ha hecho mucho más complejo el ejercicio de planificación. No sólo se trata ahora de disponer de mejores modelos que integren adecuadamente las características de estas fuentes de energía, sino también de tener una mejor información de entrada sobre la calidad del recurso y los costos de estas tecnologías que los aprovechan. Es por esto que el BID en el marco del Foro Técnico de Planificadores de América Latina ha querido contribuir a mejorar la calidad de la información que usan los gobiernos de nuestra región, analizando uno de los parámetros más importantes de entrada a los modelos de planificación energética como lo es el costo de capital de las tecnologías de energías renovables. Si

bien el costo del combustible como tal, sol, viento y agua, es cero, el costo de las tecnologías está sujeto a otro tipo de variables técnicas, de mercado, regulación y política.

Además de ofrecer un análisis internacional sobre las tendencias actuales de costos de la energía eólica, terrestre y marina, solar fotovoltaica y el almacenamiento de energía, el siguiente reporte hace por primera vez un análisis específico para diez países de la región sobre la evolución del costo de estas tecnologías de acuerdo al contexto local. De esta forma se espera que los planificadores de los sistemas eléctricos en América Latina puedan comprender en detalle los parámetros que impactan esta evolución futura de costos. No sólo para tener una mejor idea de las políticas necesarias para desarrollar un mercado competitivo de las renovables, pero al mismo tiempo disminuir la incertidumbre de los ejercicios de planificación a mediano y largo plazo.

A pesar de algunas señales fuertes en los mercados internacionales que nos muestran un cambio de paradigma en la expansión de los sistemas de generación eléctrica, la gran transición energética está aún por desarrollarse en los próximos años. Los planificadores de energía serán entonces los encargados de definir las rutas tecnológicas más óptimas para integrar esta transición a los objetivos de sostenibilidad de sus respectivos países y sociedades.

Juan Roberto Paredes
Especialista Senior en Energías Renovables

CONTENIDO

01

TENDENCIAS
GLOBALES DE
COSTOS
PÁGINA 4

02

METODOLOGÍA
PÁGINA 39

03

ANÁLISIS
DE LAS
TENDENCIAS
DE COSTOS EN
LOS MERCADOS
LOCALES
PÁGINA 52

04

CONCLUSIONES
PÁGINA 215

05

ANEXOS
PÁGINA 223



01 TENDENCIAS GLOBALES DE COSTOS

Un análisis de las tendencias globales de costos de capital (CAPEX) para las tecnologías de energía eólica, energía eólica marina, energía solar fotovoltaica y almacenamiento de energía a escala comercial



ENERGÍA EÓLICA
PÁGINA 6



**ENERGÍA
EÓLICA MARINA**
PÁGINA 13



**ENERGÍA SOLAR
FOTOVOLTAICA**
PÁGINA 21



**ALMACENAMIENTO
DE LA ENERGÍA**
PÁGINA 31



ENERGÍA EÓLICA



PERSPECTIVA GLOBAL
PÁGINA 7



**ESTIMACIÓN DE
REDUCCIÓN DE COSTOS**
PÁGINA 8



**OPORTUNIDADES PARA LA
REDUCCIÓN DE COSTOS**
PÁGINA 9





PERSPECTIVA GLOBAL

Se estima que la capacidad instalada de energía eólica en tierra firme aumente en unos 582 GW de manera global durante los próximos 10 años. China será líder con casi un 40% de interconexión de esta nueva capacidad en su propio territorio. En los Estados Unidos de América, un fuerte desarrollo a corto plazo antes de la fecha de expiración del Crédito Impositivo de Producción (PTC, por sus siglas en inglés) mantendrá a este país en un segundo puesto global con casi 60 GW de capacidad adicional.

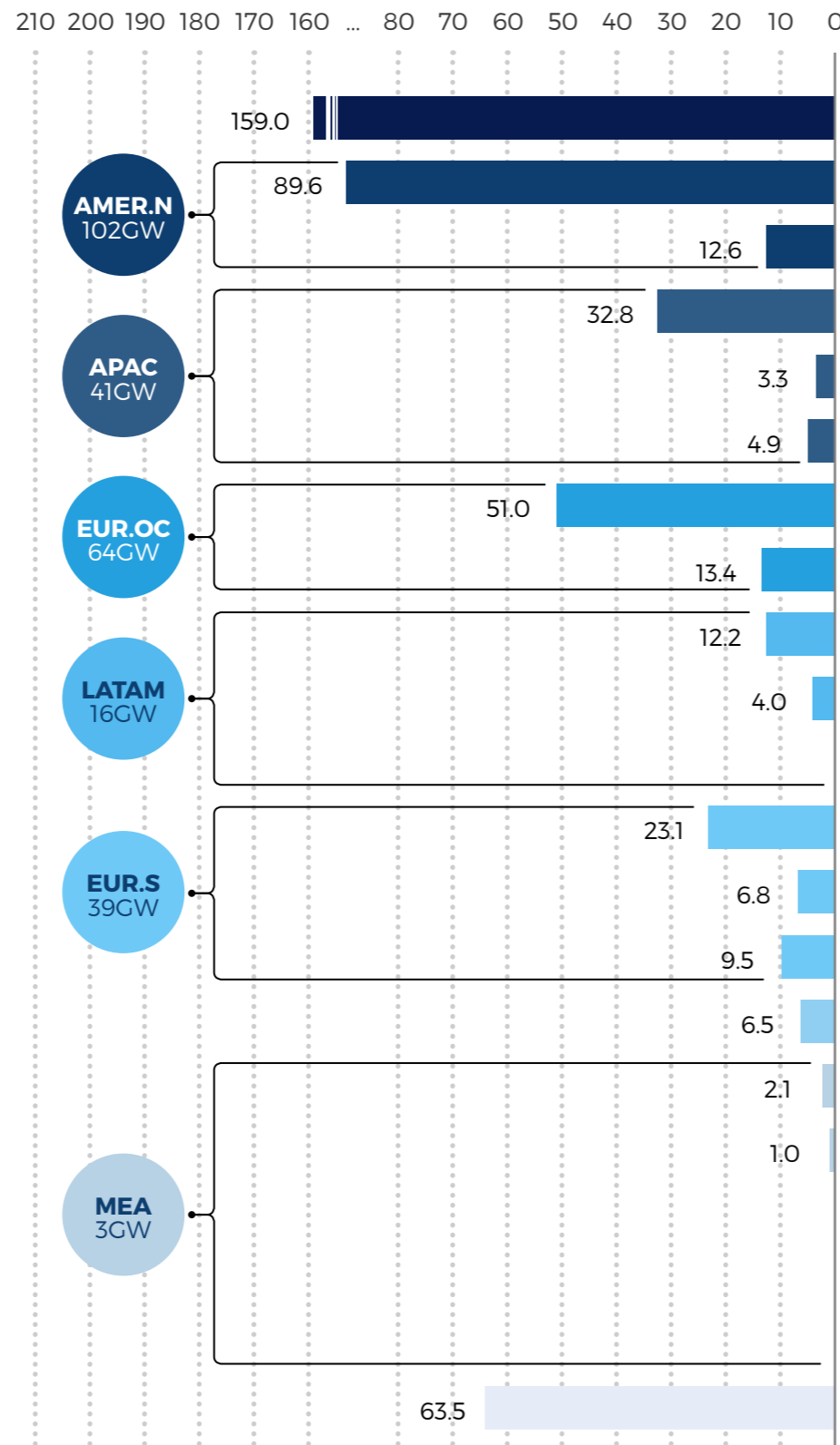


FIGURA 1.1

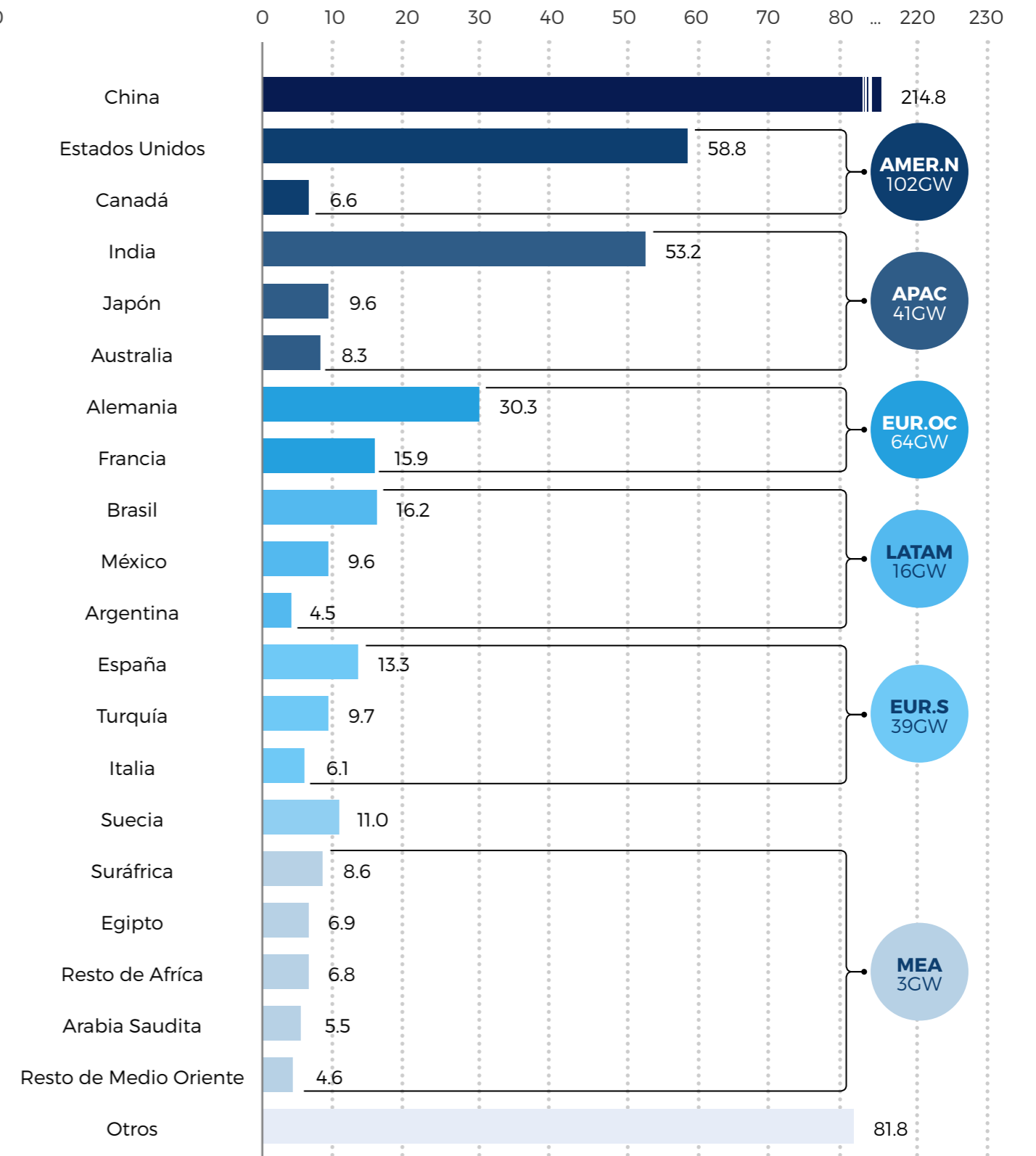
Capacidad acumulada de energía eólica al 2017 y nueva capacidad estimada en 2018-2027. GW

Fuente: Wood Mackenzie

Capacidad acumulada al final de 2017



Mercados líder - Nueva capacidad: 2017-2027e





ESTIMACIÓN DE REDUCCIÓN DE COSTOS EN MERCADOS CLAVE

Los incentivos que expiran y la introducción de esquemas de subasta mantienen una presión sobre los costos en toda la cadena de valor

E.U.A.

Los Estados Unidos experimentaron una fuerte disminución de CAPEX durante los últimos años a medida que los fabricantes de tecnología (OEM, por sus siglas en inglés) lucharon por asegurar la mayor capacidad disponible durante el período de vigencia de un 100% del PTC.

La derogatoria del PTC seguirá forzando la caída de los costos para poder competir con otras tecnologías, aunque a un ritmo más reducido hasta que se introduzcan cambios en la política comercial del gobierno actual.

ALEMANIA

El nuevo esquema de subasta iniciado en el 2017 dio un importante impulso a las reducciones de CAPEX desde entonces. Sin embargo, proyectos pequeños en el rango de 10 MW, con pocas excepciones, no alcanzan a capturar las economías de escala del componente de Balance de Planta (BOP, por sus siglas en inglés). Por lo tanto, las reducciones de CAPEX se basan principalmente en la disminución de los precios de los aerogeneradores. Las subas-

tas con pocos participantes y una competencia reprimida podrían desacelerar las reducciones de CAPEX a corto plazo.

INDIA

A pesar de un reciente aumento en las subastas para contratos de venta de electricidad, los precios de los aerogeneradores se mantienen estables debido a que los fabricantes todavía desean competir por los contratos a gran escala con los bajos precios actuales.

CHINA

El aumento de la potencia nominal de aerogeneradores a 3 MW está manteniendo bajo el CAPEX, aunque se espera que el costo por MW baje aún más para los rotores más cortos, mientras se mantenga estable para los rotores con diámetros más grandes.

Los fabricantes de aerogeneradores se encuentran bajo presión para reducir los costos, pero no desean bajar aún más los precios en un esfuerzo por mantener márgenes aceptables.



FIGURA 1.2

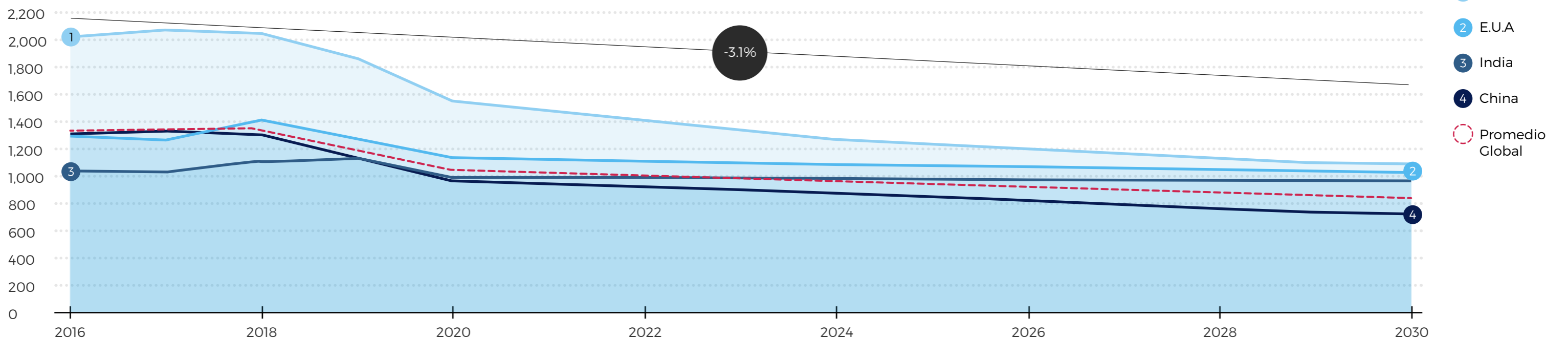
Proyección de CAPEX para la energía eólica terrestre de mercados claves 2016-2030e, kUSD/MW

Fuente: Wood Mackenzie

***Nota:** Datos de precios basados en fabricantes de primera categoría (Tier 1). El año se refiere al año de la orden de compra en firme. CAPEX: Precio del aerogenerador instalado + balance de planta (BOP). Tasas de cambio al Q1/2019. %=CAGR.

Tendencias globales de precios de capacidad instalada (CAPEX) / Tecnología: Eólica

(‘000 USD / MW)





OPORTUNIDADES PARA LA REDUCCIÓN DE COSTOS

La estrategia de una plataforma global por parte de los fabricantes elimina la necesidad de múltiples variantes de productos regionales y ayuda a disminuir los costos de producción a medida que la introducción de nuevos productos se desacelera.



COMPONENTES

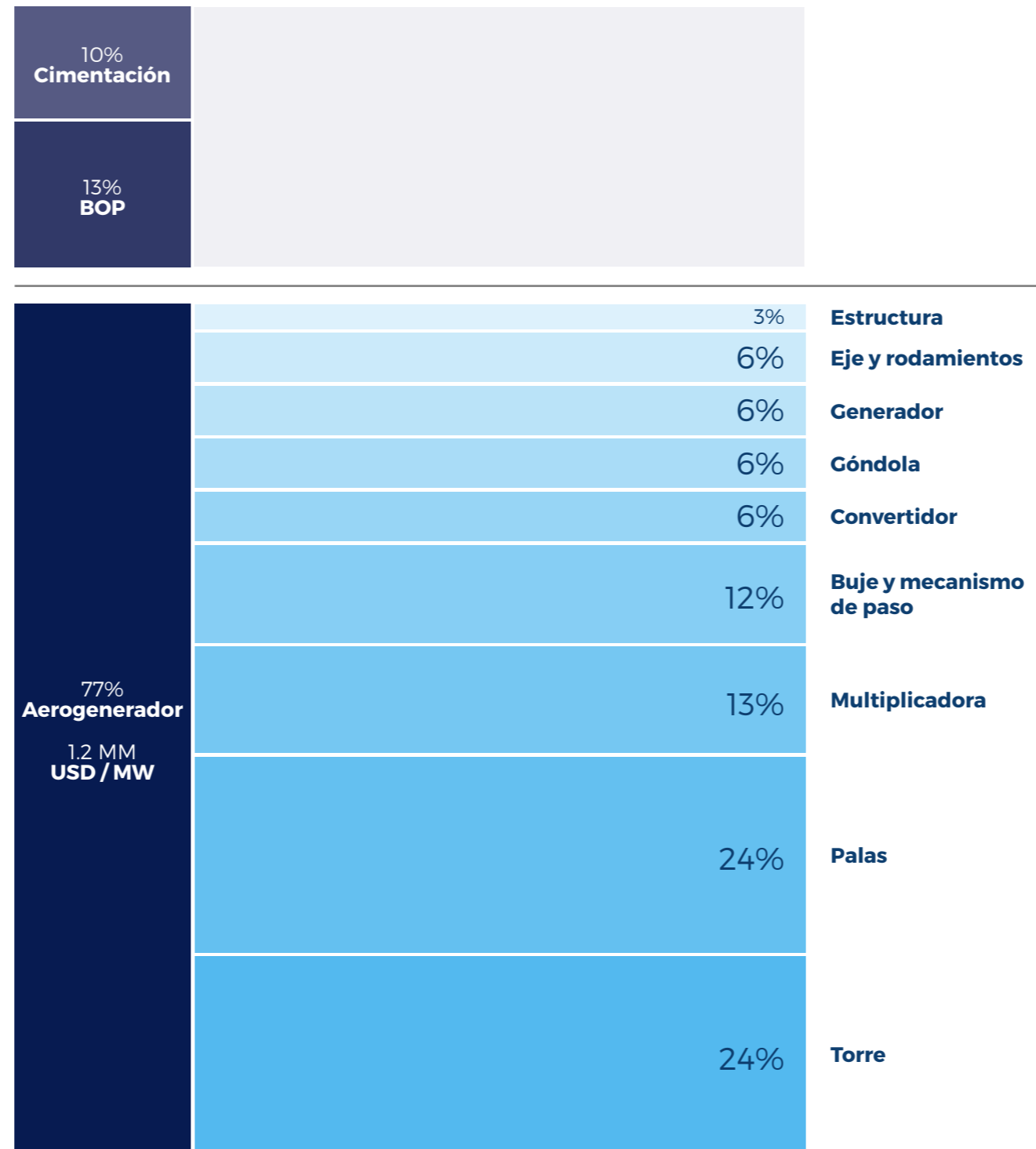
La torre y las palas constituyen casi el 50% del costo total de un aerogenerador. Por lo tanto, los avances técnicos de estos dos componentes representan un importante factor potencial para reducciones en costos.

Los trenes de transmisión con engranajes aún representan casi el 75% del mercado eólico global y tienen un alto impacto sobre el OPEX, debido a daños muy costosos y un historial de altas tasas de defectos, comparados con la tecnología de transmisión directa. La consolidación reciente en el mercado y diseños aún más especializados de grandes cajas multiplicadoras han limitado la capacidad de los fabricantes para buscar múltiples proveedores y poder controlar los costos.



FIGURA 1.3

Contribución típica al costo de una turbina eólica en tierra de +3MW



Fuente: Wood Mackenzie

Existe también una apremiante necesidad de sistemas de control de paso más confiables, debido al aumento en la longitud de las palas. Se espera que los precios se mantengan estables debido a que la calidad y fiabilidad se han vuelto más importantes que el precio mismo. Los defectos en los sistemas de control de paso pueden implicar costos significativos a los fabricantes por concepto de pagos de compensaciones por cumplimiento de garantías.

El cambio continuo a mayores potencias de aerogeneradores está reduciendo el costo por MW instalado, especialmente al analizar los costos BOP. A medida que se necesite construir un menor número de cimentaciones, los caminos y sistemas de recolección eléctrica pueden ser simplificados con menos unidades, y el CAPEX total del proyecto se verá automáticamente reducido.

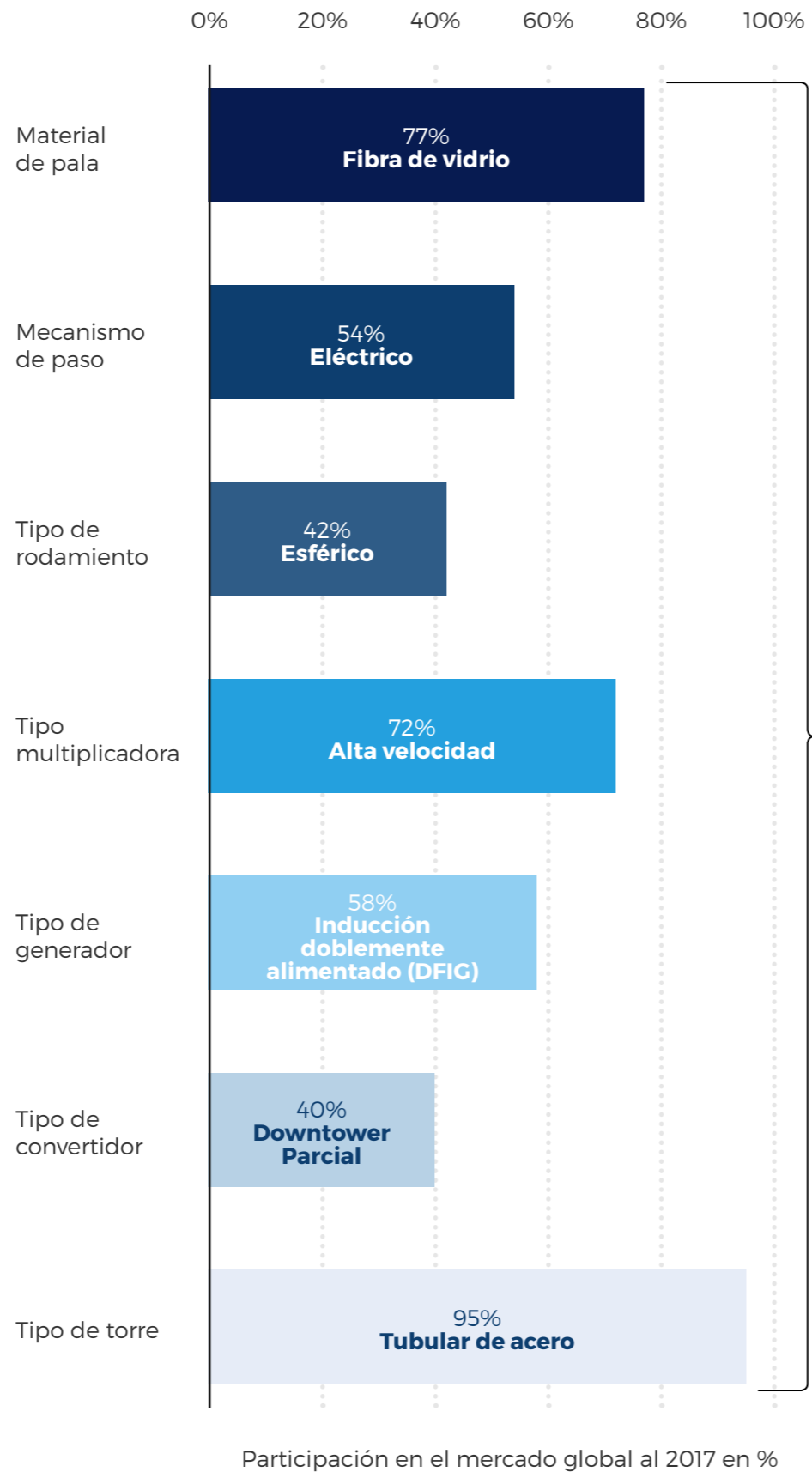
De otro lado, un mayor uso de palas más largas requiere de una especial atención con el material a utilizar. Materiales como el *H-glass*, un tipo de fibra de vidrio se ha venido utilizando para disminuir el peso de las palas más largas, en lugar de fibra de carbono que tiene un mayor costo. La longitud de las palas es uno de los factores principales que permite una mayor reducción del Costo Nivelado de Electricidad (LCOE, por sus siglas en inglés), pero no del CAPEX en sí mismo. Las palas de mayor longitud necesitan más material y esto aumenta su masa total, lo cual hace muy complejo su transporte e instalación. No obstante, el resultante aumento en la generación de energía compensa los mayores costos.

En lo referente al tren de transmisión del aerogenerador, las cajas multiplicadoras con etapas de salida de alta velocidad pueden representar importantes ahorros en costos del generador, comparadas con trenes de transmisión de mediana velocidad.

También las torres más altas son la tendencia actual en varios mercados como una manera de maximizar la producción total de energía de los aerogeneradores eólicos. Los aerogeneradores con torres de más de 120 metros usualmente emplean concreto, en lugar del acero convencional utilizado en las torres tubulares, ya que el acero no sería económico ni factible. Esta dinámica puede también ayudar a reducir los costos de los aerogeneradores.



Los avances tecnológicos brindan reducciones del LCOE a pesar de algunos aumentos componente específicos de CAPEX



Componente y su impacto en el corto plazo en el Costo Nivelado de Electricidad (LCOE)

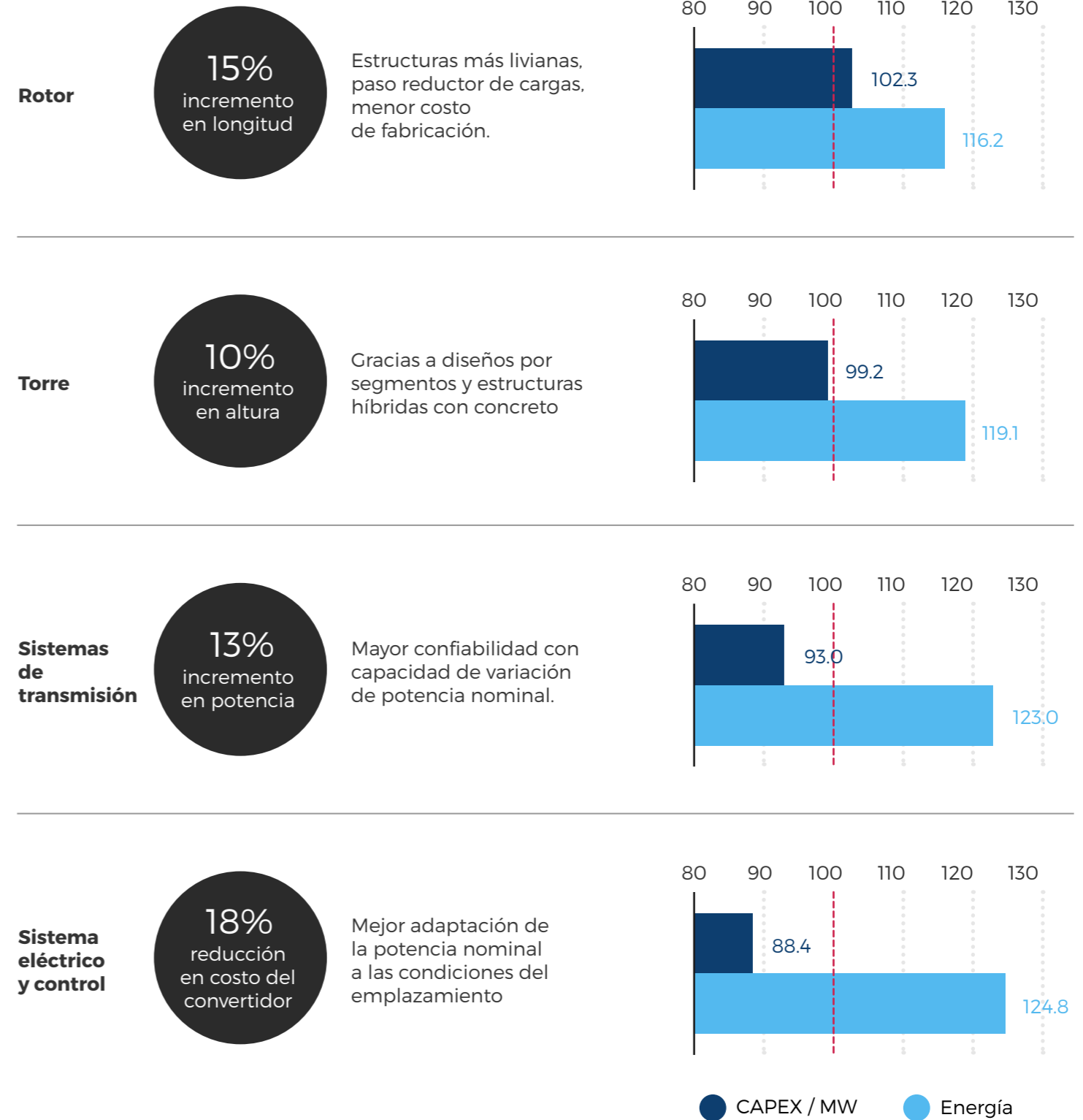


FIGURA 1.4

Desarrollos tecnológicos y su impacto en LCOE

Fuente: Wood Mackenzie

*Notas: 2017 es el año de referencia para la instalación y del tamaño promedio global de la turbina y el coste relativo.

El LCOE al 2017 es representativo de la turbina de la línea base: 2.45MW, 109m diámetro del rotor, altura de buje de 84m, FP: 41.4%



BALANCE DE PLANTA (BOP)

La construcción de las cimentaciones y la subestación son los dos costos principales en el BOP de un proyecto eólico, que corresponden a más del 70% del balance total de la planta.

La adopción de mayores potencias nominales de aerogeneradores representa una de las estrategias clave para los fabricantes del hemisferio occidental. Dicha tendencia permite ahorros en la cimentación y otros costos BOP. Aunque estos aerogeneradores son más pesados, necesitando por lo tanto cimentaciones más robustas, el número total de cimentaciones es menor si se compara con una planta eólica de capacidad total similar pero que utilice aerogeneradores más pequeños. El costo por MW tiende a disminuir considerando el aumento en la potencia nominal de la turbina.

Aquellos mercados en donde los emplazamientos sean propensos a movimientos telúricos tendrán mayores costos para la estructura de las cimentaciones. Los reglamentos para estos mercados incluyen requerimientos especiales, que añaden costos significativos.

Aunque toda la cadena de valor está bajo presiones de costos, no se espera una importante reducción en los precios de los suministros de una subestación eléctrica, ya que sus componentes principales tales como transformadores, interruptores y bancos de capacitores forman parte del mercado de productos genéricos.

De otro lado, se pueden optimizar los costos de las líneas de transmisión cuando se ubica el proyecto en un lugar cercano al punto de interconexión. Este aspecto es

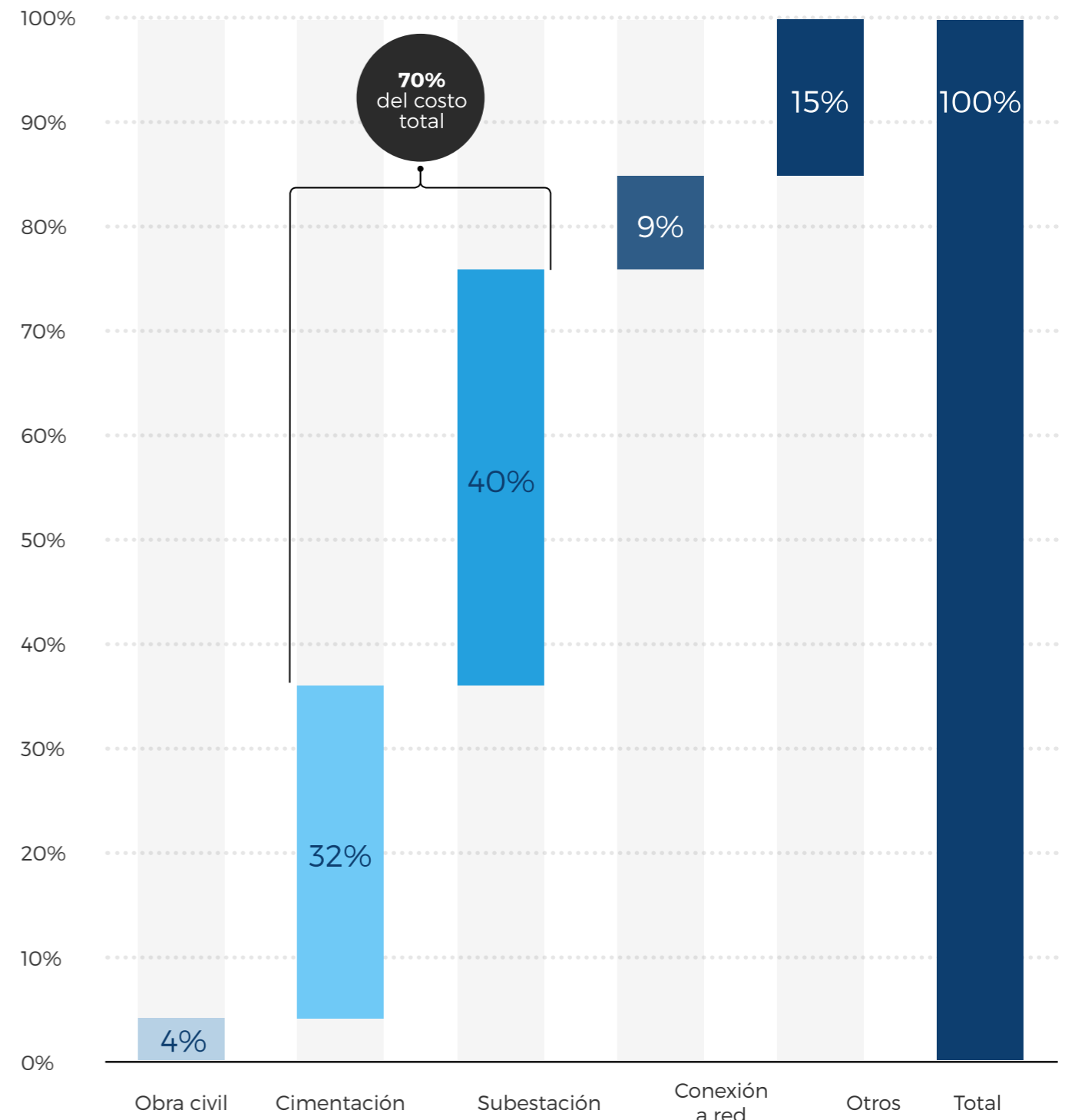
muy específico para cada proyecto y definitivamente es un instrumento utilizado por los promotores de proyectos para ser más competitivos – mientras más cercano está el proyecto al punto de conexión, tendrá más oportunidades de ganar la licitación (por ejemplo, en una subasta) ya que su CAPEX será menor que otro proyecto que necesite varios kilómetros adicionales de infraestructura de conexión. Actualmente ya no se trata solamente del recurso eólico: el acceso al proyecto también puede tener un impacto significativo en el componente de la obra civil del BOP. Los terrenos complejos usualmente requieren un mayor movimiento de tierras para permitir el acceso de las grúas al sitio. Los mercados en desarrollo tienden a presentar costos más altos relacionados con los trabajos para construir nuevas vías de acceso, debido a las ubicaciones remotas donde usualmente se instalan estos proyectos.

Las economías de escala son críticas a medida que el tamaño promedio de los proyectos continúa escalando. Los proyectos con una mayor densidad de aerogeneradores están reemplazando la tendencia de hace unos años hacia una mayor distancia entre máquinas, en parte por la estrategia de los fabricantes de contener los gastos y costos operacionales (OPEX, por sus siglas en inglés) y el balance de planta del CAPEX instalando aerogeneradores más grandes y más altos. Mientras tanto, los países que tienen proyectos más pequeños (10-15 MW), como Alemania, no podrán capturar totalmente los beneficios de estas economías de escala.



FIGURA 1.5

Distribución típica del Costo del Balance de Planta – BOP para un aerogenerador eólico terrestre de +3MW **Fuente:** Wood Mackenzie





CADENA DE SUMINISTRO

Muchos mercados con políticas de licitaciones introducen una mayor complejidad debido a sus políticas de contenido local (LCP, por sus siglas en inglés). Estas políticas varían dramáticamente, desde una política LCP crítica para el desarrollo de la industria en el país como la financiación ofrecida por la banca local de desarrollo en Brasil a través de BNDES o aquellos con una política LCP opcional, como en Arabia Saudita, con políticas que pueden ser satisfechas en su mayoría con gastos no relacionados con los aerogeneradores, tal como equipos necesarios para el balance de planta y otros costos de construcción de las centrales eólicas. La capacidad de utilizar múltiples fuentes de suministros, cuando no se requiere un contenido local, permite a los fabricantes de aerogeneradores explorar proveedores de bajo costo, minimizando así costos extras innecesarios.

La cadena de suministro de bajo costo de la China está siendo utilizada por los principales fabricantes de aerogeneradores. Se continúa embarcando una gran porción de los componentes desde el Asia al hemisferio occidental. Esta dinámica probablemente continuará a pesar de nuevos acuerdos comerciales con el gobierno de los Estados Unidos. Con el mercado gravitando hacia la China y altos



costos de transporte, actualmente se exige a los fabricantes desplegar una mayor cantidad de capital para desarrollar una estructura global de producción, que responda a los reglamentos de contenido local y a los cambiantes requerimientos tecnológicos especialmente para la fabricación de los componentes más grandes que se puedan producir en serie.

México ha emergido recientemente como otro país fabricante de componentes eólicos a un costo extremadamente bajo. Sus precios son comparables con los de la China, por lo que sus exportaciones han aumentado rápidamente.

Debido al aumento en el tamaño de los componentes, los costos logísticos se han vuelto un punto importante de preocupación. Por ejemplo, las góndolas muy grandes requieren de transporte especial, lo cual impacta los costos totales del proyecto. Debido a esto los equipos de investigación y desarrollo de los fabricantes de tecnología eólica se encuentran enfocados en diseños modulares para un transporte más fácil de estos componentes.



ENERGÍA EÓLICA MARINA



PERSPECTIVA GLOBAL
PÁGINA 14



**ESTIMACIÓN DE
REDUCCIÓN DE COSTOS**
PÁGINA 15



**OPORTUNIDADES PARA LA
REDUCCIÓN DE COSTOS**
PÁGINA 16





PERSPECTIVA GLOBAL

La capacidad global de eólica marina aumentará casi seis veces durante los próximos 10 años y será desplegada comercialmente en 18 países, a diferencia de los siete países actuales hasta el final del 2017. Al igual que con la eólica en tierra firme, la China será el líder mundial, sobrepasando los 29 GW de capacidad instalada – mayor que en Europa, tradicionalmente hasta ahora la región más avanzada en esta tecnología, al concentrar casi el 90% de la capacidad global instalada en la actualidad. Taiwán muestra el tercer lugar, después del Reino Unido, con los primeros pedidos comerciales ya firmados en el 2018.

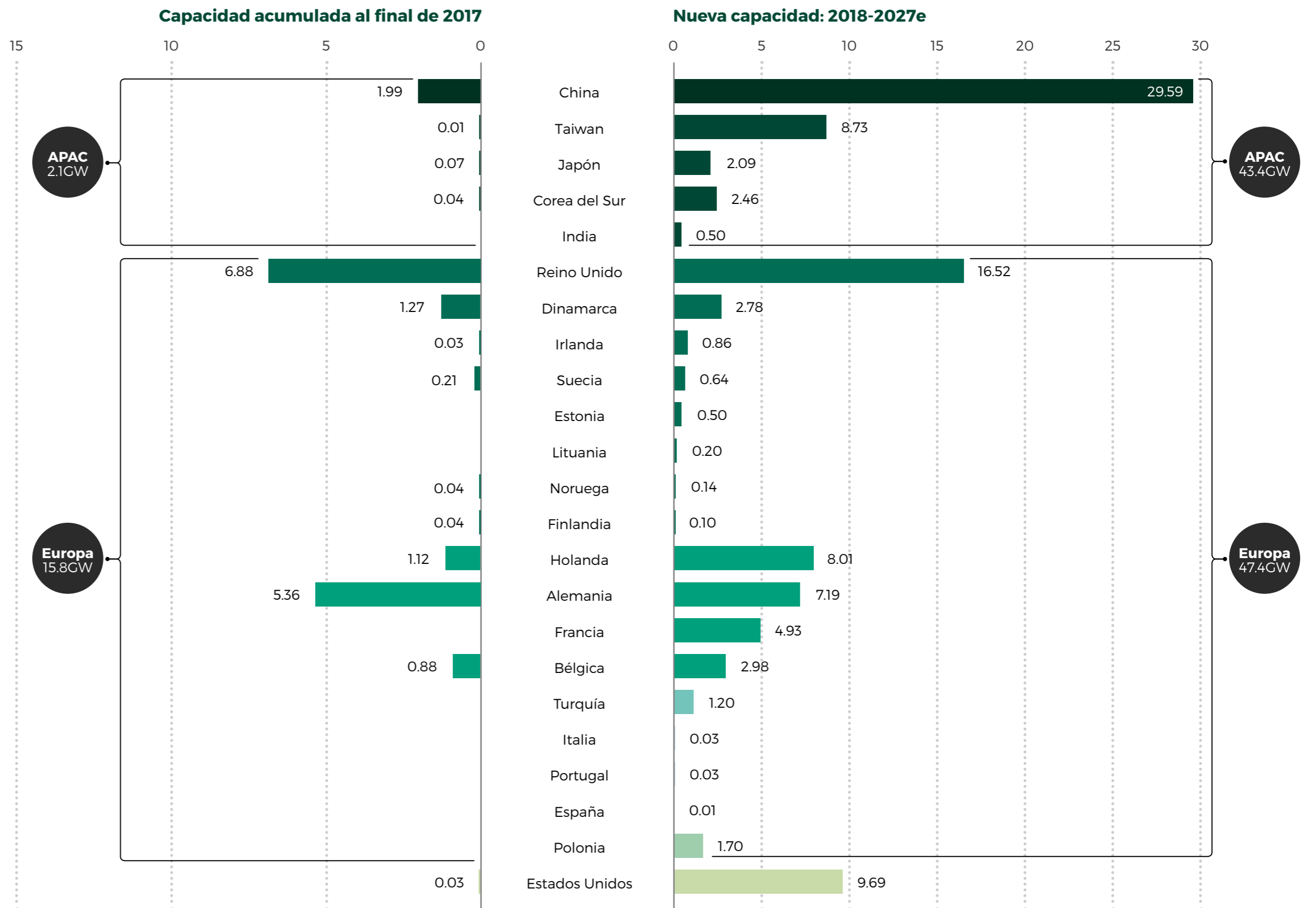
- China
- Asia Pacífico (Sin China)
- Norte de Europa
- Europa Occidental
- Sur de Europa
- Europa del Este
- América del Norte



FIGURA 1.7

Capacidad acumulada de energía eólica marina al 2017 y nueva capacidad estimada para el período 2018-2027, en GW

Fuente: Wood Mackenzie





ESTIMACIÓN DE REDUCCIÓN DE COSTOS EN MERCADOS CLAVE

El CAPEX promedio en toda Europa caerá en un 36% desde 2018 al 2030

El CAPEX de proyectos eólicos marinos en los mercados europeos establecidos muestra una marcada disminución a partir del 2019.

Los niveles más estables de CAPEX entre el 2022 y 2030 se deberán a nuevos proyectos en mercados emergentes que comenzarán a conectarse a la red eléctrica. Estos mercados todavía mostrarán costos algo más altos, debido a su falta de experiencia en el sector y la falta de una cadena local de suministro establecida. Estos mercados emergentes incluyen a Francia, Finlandia, Polonia,

Turquía, Suecia, Lituania y Estonia, con una capacidad total instalada de 9 GW.

La variación del costo de un proyecto para tecnología marina no está directamente asociada a la potencia del aerogenerador. Con el incremento en capacidad de las instalaciones eólicas, mayor profundidad marina y gran distancia desde tierra firme, la reducción en costos de los equipos de transmisión no es tan notable como con los aerogeneradores y otros activos del balance de planta. Se estima que los futuros proyectos eólicos en Europa estarán ubicados en aguas un 49% más profundas y un 32% más alejados de tierra firme que los anteriores, lo cual tendrá un impacto perjudicial en el costo del balance de planta, limitando la reducción de CAPEX.



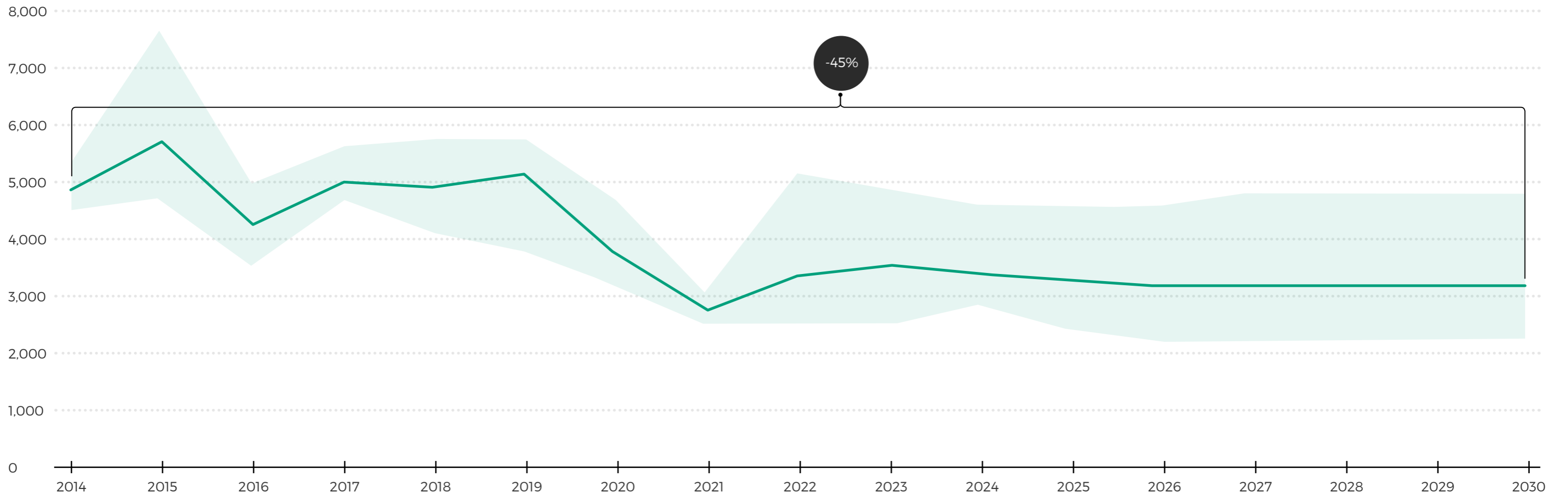
FIGURA 1.8

Mercados claves, proyección CAPEX de la eólica marina 2014-2030e, kUSD/MW

Fuente: Wood Mackenzie

***Nota:** Los proyectos pilotos no están incluidos. Basado en el año en el cual el proyecto está conectado a red. Los activos de transmisión están incluidos. Los mercados potenciales se concentran en Europa.

('000 USD / MW)





OPORTUNIDADES PARA LA REDUCCIÓN DE COSTOS

El aumento del tamaño de los aerogeneradores impulsará la disminución de los costos en los componentes del balance de planta (BOP). Sin embargo, los cambios en la potencia de los aerogeneradores no tendrán un impacto significativo sobre los activos de transmisión ni en los costos blandos del CAPEX.



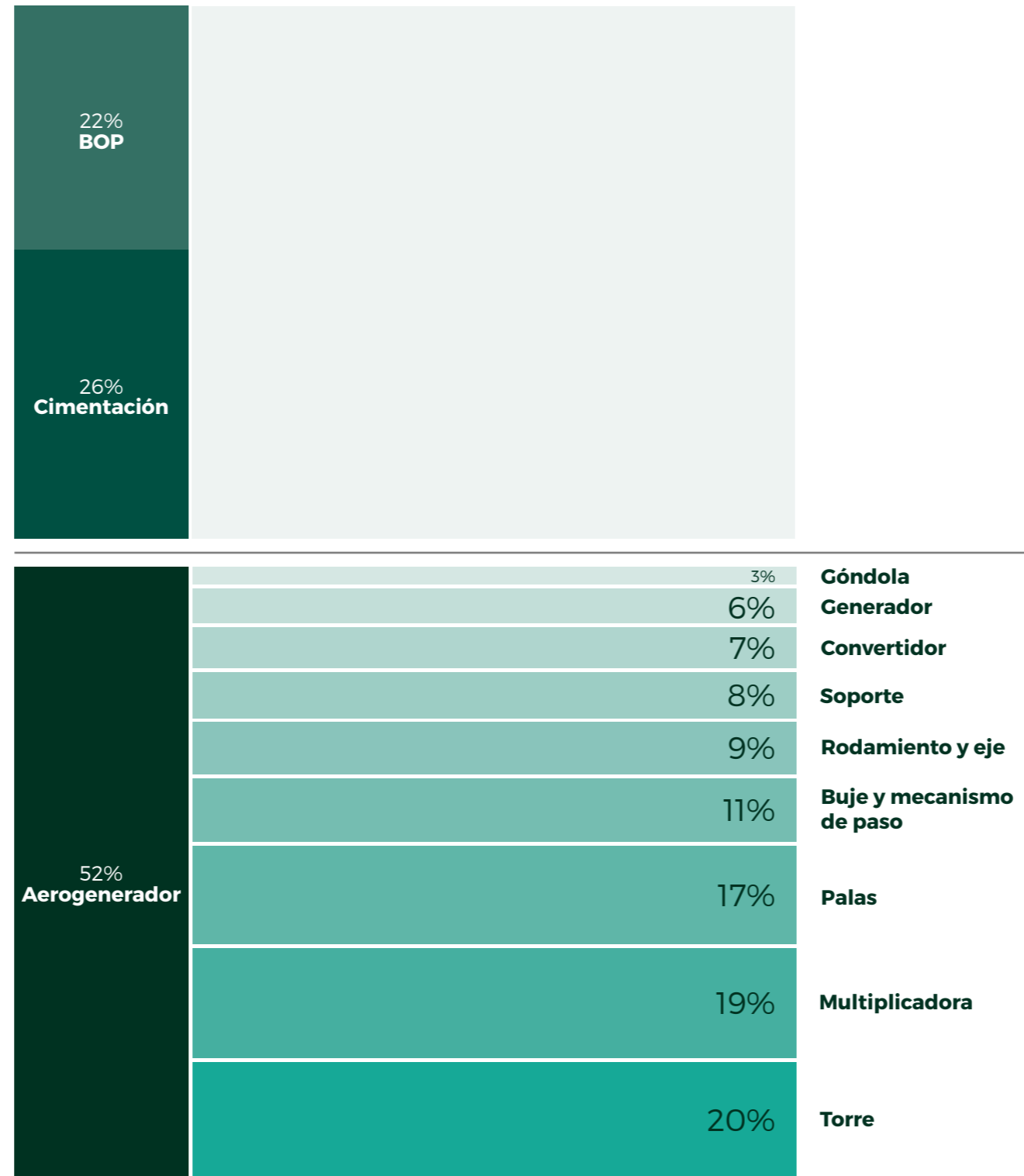
COMPONENTES

Aunque el mecanismo de transmisión directa es la elección preferida en el sector marino debido a su confiabilidad, los aerogeneradores con cajas multiplicadoras todavía representan un 40% del mercado. El alto costo de reparaciones en las cajas no incentiva a los fabricantes a escoger aerogeneradores con cajas multiplicadoras para su uso mar adentro. SGRE (Siemens Gamesa Renewable Energy), GE y Goldwind dominan este segmento, mientras que MHI Vestas, Senvion, Envision, y MingYang utilizan cajas multiplicadoras en sus diseños.



FIGURA 1.9

Contribución típica al costo de una turbina eólica marina de +7MW



Fuente: Wood Mackenzie

Los aerogeneradores marinos de mayor tamaño muestran potencias específicas más altas (con palas más cortas por MW de potencia), aunque los costos de los trenes de transmisión son más altos de los usados en tierra firme.

Los aerogeneradores marinos con multiplicadoras tienen una enorme caja de engranajes, provocando que el peso de la góndola sea extremadamente alto, lo que requiere una estructura de soporte y una góndola muy robusta. Por esta razón, la variación del costo en la porción estructural del peso de la góndola estará principalmente relacionada con el precio del acero, y no con cualquier potencial avance tecnológico.

Las palas representan del 15% al 20% del costo total de los aerogeneradores, por lo tanto, atraen mucho interés debido a su potencial contribución para disminuir los costos en la cadena de valor. Los tamaños de rotor más grandes requieren de palas más costosas, aunque cualquier mejora en el diseño de los componentes, materiales usados y longitudes contribuyen a ganancias significativas en términos de la energía producida por los aerogeneradores y por lo tanto del costo nivelado de la electricidad.

Las fábricas que producen las palas de los aerogeneradores se encuentran usualmente cercanas a los puertos marítimos y los centros de demanda, para poder facilitar el aspecto logístico de los proyectos. Esta estrategia baja los costos totales de la instalación de los aerogeneradores, evitando que la complejidad de transportar cargas tan grandes eleve demasiado el costo.

Se está investigando en la actualidad el uso de palas modulares para facilitar su transporte por los fabricantes, especialmente para las unidades mar adentro con diámetros de rotor de más de 150 metros. Esta adopción de palas modulares podría ocurrir con la siguiente generación de aerogeneradores, alrededor del 2024.

En lo referente a la cimentación, también se están implementando nuevas soluciones con las piezas de transición (TP, por sus siglas en inglés) en el campo de los monopolotes.

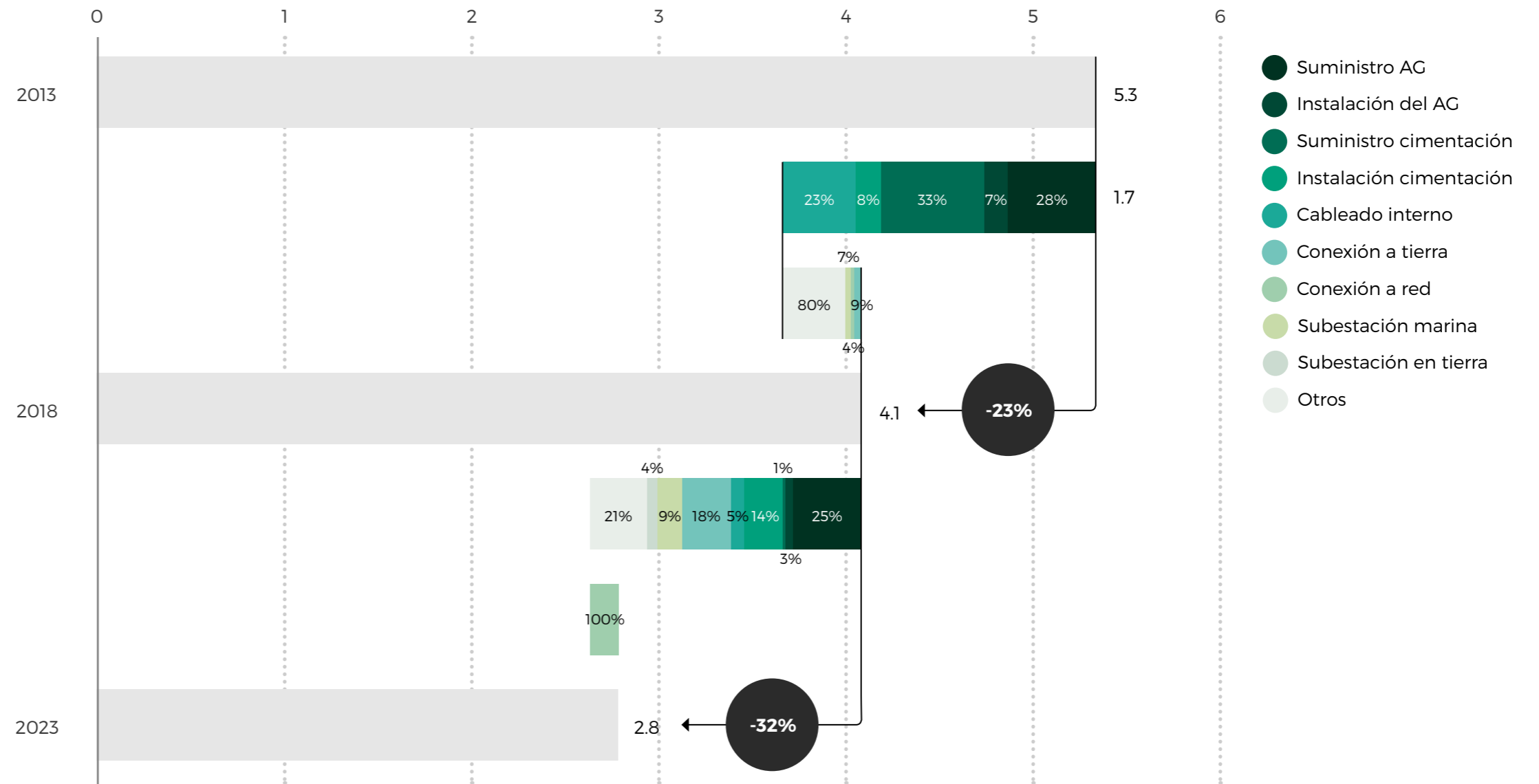


Las TP por mucho tiempo se han considerado candidatas para la reducción de costos, tanto desde el punto de vista de la oferta como de su instalación, por lo que han sido objeto de innovación. Los avances tecnológicos en las estructuras de soporte tipo monopilote (*monopiles*) son especialmente importantes. Aunque la cantidad de estructuras metálicas tipo *jacket* van a aumentar, los monopilotes se mantendrán como la tecnología preferida en Europa y la China, debido a su bajo costo y corto plazo de entrega.

Mientras que los fabricantes de aerogeneradores marinos occidentales se concentran en incrementos de potencia, los fabricantes chinos se enfocan en el desarrollo de rotores más grandes. Ambas técnicas optimizan el costo de los aerogeneradores, aunque la China observará a futuro una brecha entre las potencias nominales de los aerogeneradores fabricados localmente y las potencias de las máquinas de fabricantes occidentales.

Influenciado por múltiples y variados factores, el CAPEX de la eólica marina ha disminuido de manera continua en Europa

CAPEX / MW (millones USD, valores reales al 2018)



Factores de impacto en CAPEX

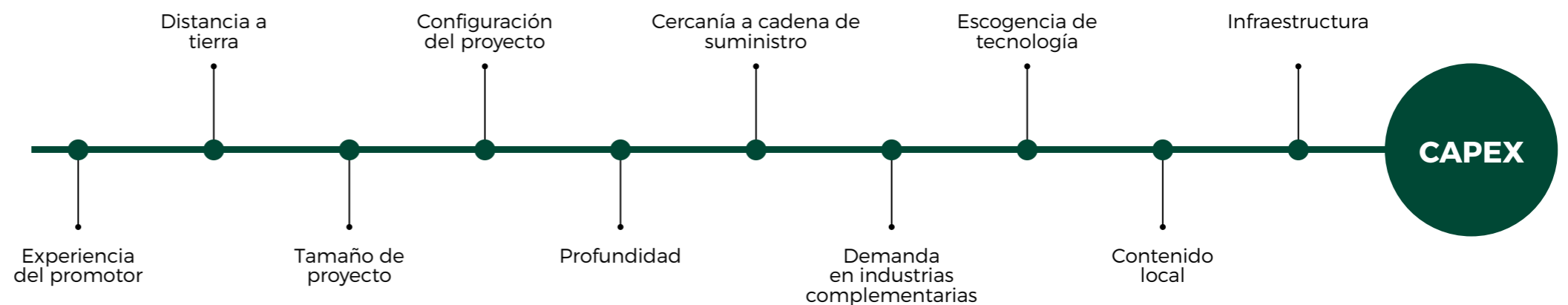


FIGURA 1.10

Desagregación ilustrativa de la reducción del CAPEX de la energía eólica marina en Europa, 2013-2023

Fuente: Wood Mackenzie

*Nota: El CAPEX es el resultado de múltiples factores específicos de un proyecto. Por consiguiente, la desagregación de costos varía de proyecto a proyecto.



BALANCE DE PLANTA (BOP)

La adopción de aerogeneradores con una mayor potencia (más de 10 MW) se ha vuelto una de las estrategias claves en la diferenciación de productos para los fabricantes occidentales. Esta tendencia continuará debido a importantes ahorros en la cimentación y otros costos de BOP.

También se observa una tendencia de los proyectos a trasladarse a mayores profundidades marinas. Esta tendencia tiene en principio un impacto negativo en el CAPEX, ya que el diseño de las estructuras submarinas será mayor, así como los requerimientos del buque instalador en términos de la longitud de los pilotes y los spud cans, e indirectamente por las cimentaciones.

Wood Mackenzie estima que para el 2030 alrededor del 90% del mercado de la eólica marina va a utilizar cimentaciones tipo monopilote y *jacket*. A pesar de que actualmente la mayoría de los proyectos se instalan con estructuras de tipo monopilote, las estructuras tipo *jacket* ganarán una mayor participación en el mercado debido a la optimización de sus costos, ya que son más fáciles de fabricar localmente y tienen aplicaciones más amplias.

El peso promedio de los monopilotes por MW disminuirá un 36% en Europa durante los próximos cinco años. Diseños simplificados, piezas de transición innovadoras y mayores

potencias de los aerogeneradores tenderán a compensar los desafíos de las aguas más profundas. Un peso menor significa menos material y costos generales reducidos.

El campo de la interconexión eléctrica con tierra firme está también experimentando innovaciones integrales, donde se aumentan las capacidades de transmisión de energía y se reducen los costos de los materiales. Aumentar el voltaje de los cables permite que las subestaciones transporten una mayor capacidad, lo cual a su vez reduce el número de subestaciones por sitio.

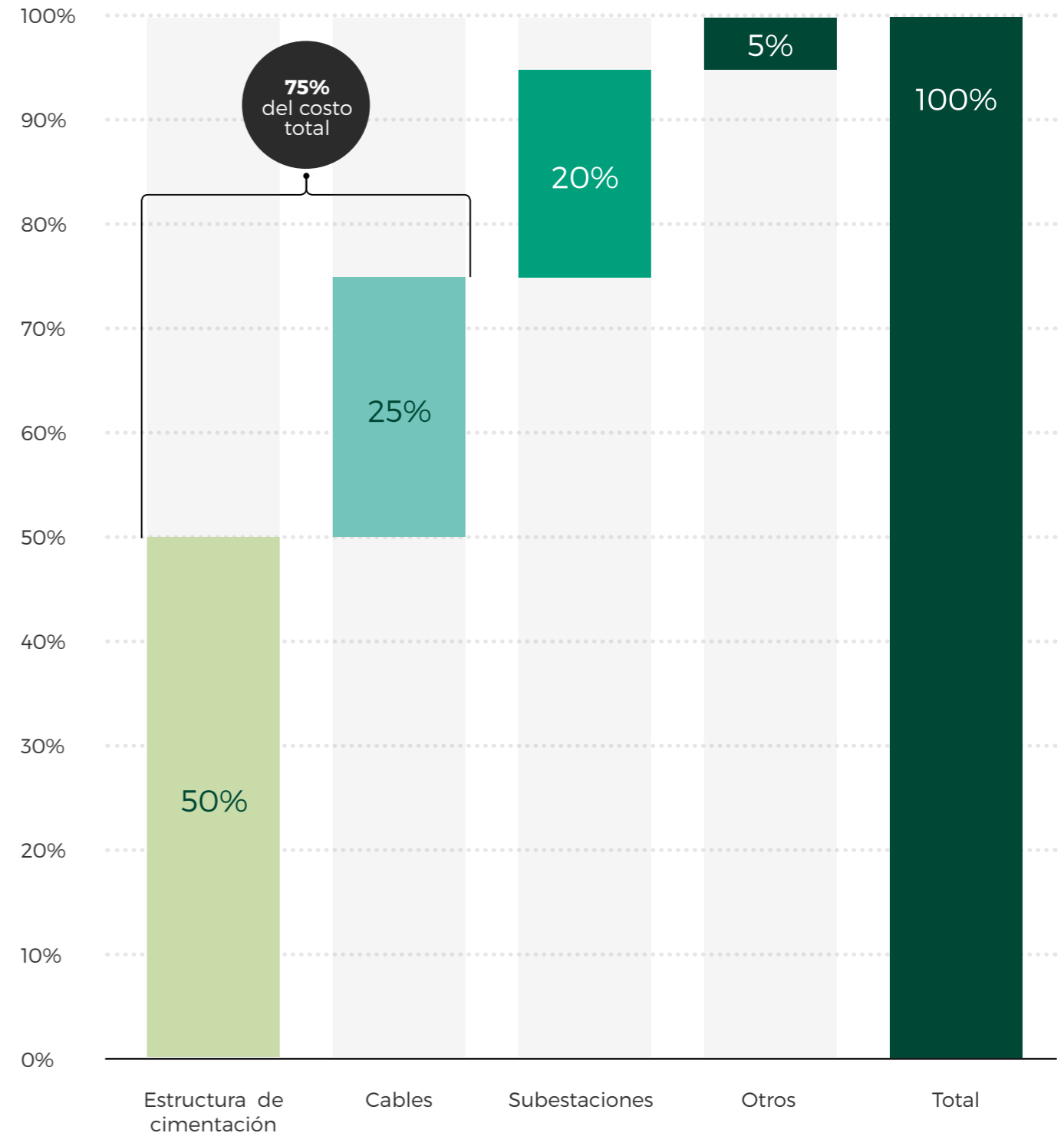
Un continuo aumento en el tamaño de los proyectos facilita una economía de escala, con un impacto en la logística y la transmisión, particularmente contribuyendo a reducir la longitud de los cables por MW.

Los instaladores de cables se encuentran usualmente bajo la presión económica de los contratistas tipo llave en mano y fabricantes de buques instaladores. Los contratos para el balance de planta (BOP) marinos a menudo incluyen en su alcance los cables para la conexión interna de las máquinas, mientras que la instalación de los cables de exportación e interconexión con tierra firme es a menudo otorgada como un contrato aparte llave en mano al proveedor, ya que el abastecimiento de suministros constituye una parte importante en el valor del contrato.



FIGURA 1.11

Distribución típica del Costo del Balance de Planta – BOP para un aerogenerador eólico eólico marino de 7MW+ **Fuente:** Wood Mackenzie





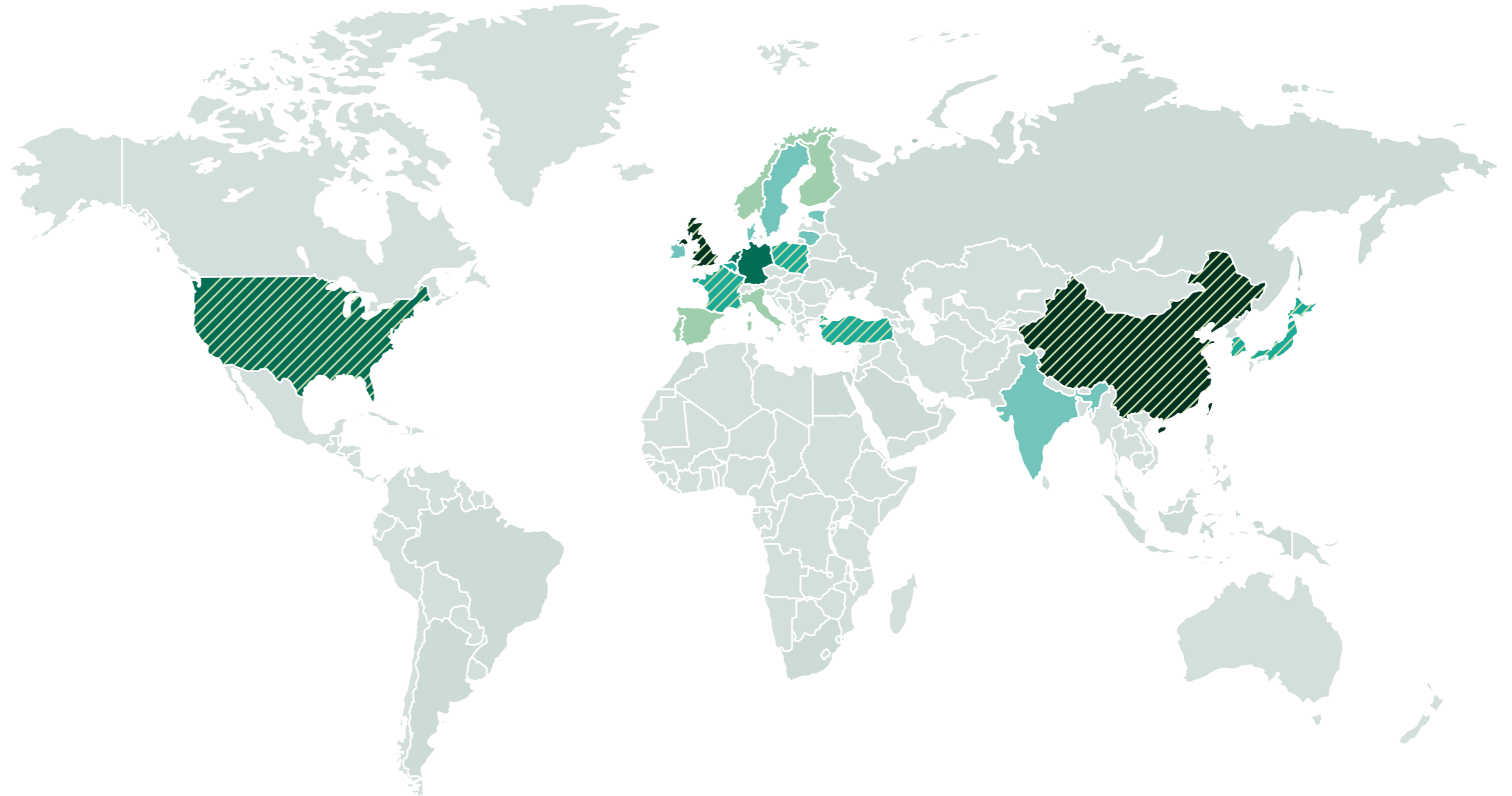
CADENA DE SUMINISTRO

Se estima que el 72% de la capacidad futura de eólica marina estará expuesta a políticas de contenido local. Aunque se puede cumplir con el contenido local mediante la infraestructura existente, la industria debe establecer una cadena de suministro durable y capaz, que pueda servir como origen de innovaciones tecnológicas y reducción de costos en Europa.

Para poder fabricar nuevos y más grandes componentes a niveles de costos que sean competitivos, la industria se ha vuelto más y más globalizada, con su producción reubicándose desde instalaciones en Europa del Norte hacia fábricas en el sur de Europa, los Emiratos Árabes Unidos (UAE) y Asia a fin de capitalizar de sus costos más bajos de mano de obra y materiales.

LAS PRESIONES EN EUROPA CAUSAN LA CONSOLIDACIÓN DE LA CADENA DE SUMINISTRO

Debido a una extrema presión sobre los precios y las demandas sobre las nuevas dimensiones de los componentes, la consolidación se aceleró en el 2017. Lo más destacado incluye la absorción de Adwen por SGRE, la adquisición por GeoSea de A2Sea, el instalador de aerogeneradores marinos más importante del mercado, y la reducción en el número de fabricantes activos de cable de siete a cinco, ya que NKT adquirió el negocio de cables de alto voltaje de ABB y Prysmian compró NSW. A medida que los desarrollos del mercado continúen limitando los ciclos de vida de los productos, se esperan mayores inversiones y consolidaciones en el sector de energía eólica marina para que los proveedores puedan mantenerse competitivos.



Mientras se consolidan los proveedores de cable europeos, siguen emergiendo nuevas compañías en la región Asia Pacífico, permitiendo reducciones en costos. El mercado de cables históricamente ha sido fragmentado y caracterizado por instaladores de cables con buques multipropósito. No obstante, los buques instaladores con propósito específico y la consolidación del sector están cambiando esta tendencia.



FIGURA 1.12

Requerimientos de contenido local para proyectos eólicos marinos en mercados existentes y emergentes.

Fuente: Wood Mackenzie

Capacidad instalada de eólica marina período 2018 al 2030





El mercado de monopilotes se mantiene consolidado como la cimentación más común en instalaciones marinas, con dos proveedores responsables del 72% de los pedidos de monopilotes otorgados en noviembre del 2018. Wood Mackenzie estima que los monopilotes serán fabricados en Europa y exportados a los Estados Unidos y mercados de Asia y Pacíficos (sin China) a mediano plazo.

La demanda sigue aumentando tanto en el volumen como número de mercados. Este crecimiento global de la demanda, combinado con una disminución de CAPEX invertido en el sector de gas y petróleo en altamar, brindan tanto desafíos como oportunidades para la cadena de valor de la energía eólica mar adentro.



FIGURA 1.13

Desafíos de la cadena de suministro marítima

Fuente: Wood Mackenzie



ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA



PERSPECTIVA GLOBAL
PÁGINA 22



**ESTIMACIÓN DE
REDUCCIÓN DE COSTOS**
PÁGINA 24



**OPORTUNIDADES PARA LA
REDUCCIÓN DE COSTOS**
PÁGINA 26



PERSPECTIVA GLOBAL

Luego de una leve desaceleración en el 2018, el mercado global sobrepasará los 100 GW en el 2019. La capacidad de las plantas solares conectadas a red estará en el rango de 115 a 120 GW a comienzos de la década del 2020, a medida que los mercados emergentes lleguen a su madurez. Wood Mackenzie reporta que en el 2018 la instalación de nueva capacidad fotovoltaica cayó por primera vez desde el año 2001, a pesar de más instalaciones recientes en China, mayores que las esperadas.

China continuará siendo crucial para la demanda global, con su participación del mercado cayendo del 55% en 2017 al 19% en el 2023. Sin embargo, el mercado global va a diversificarse, motivado por subastas competitivas para proyectos conectados a red en mercados emergentes de América Latina, Medio Oriente y África.

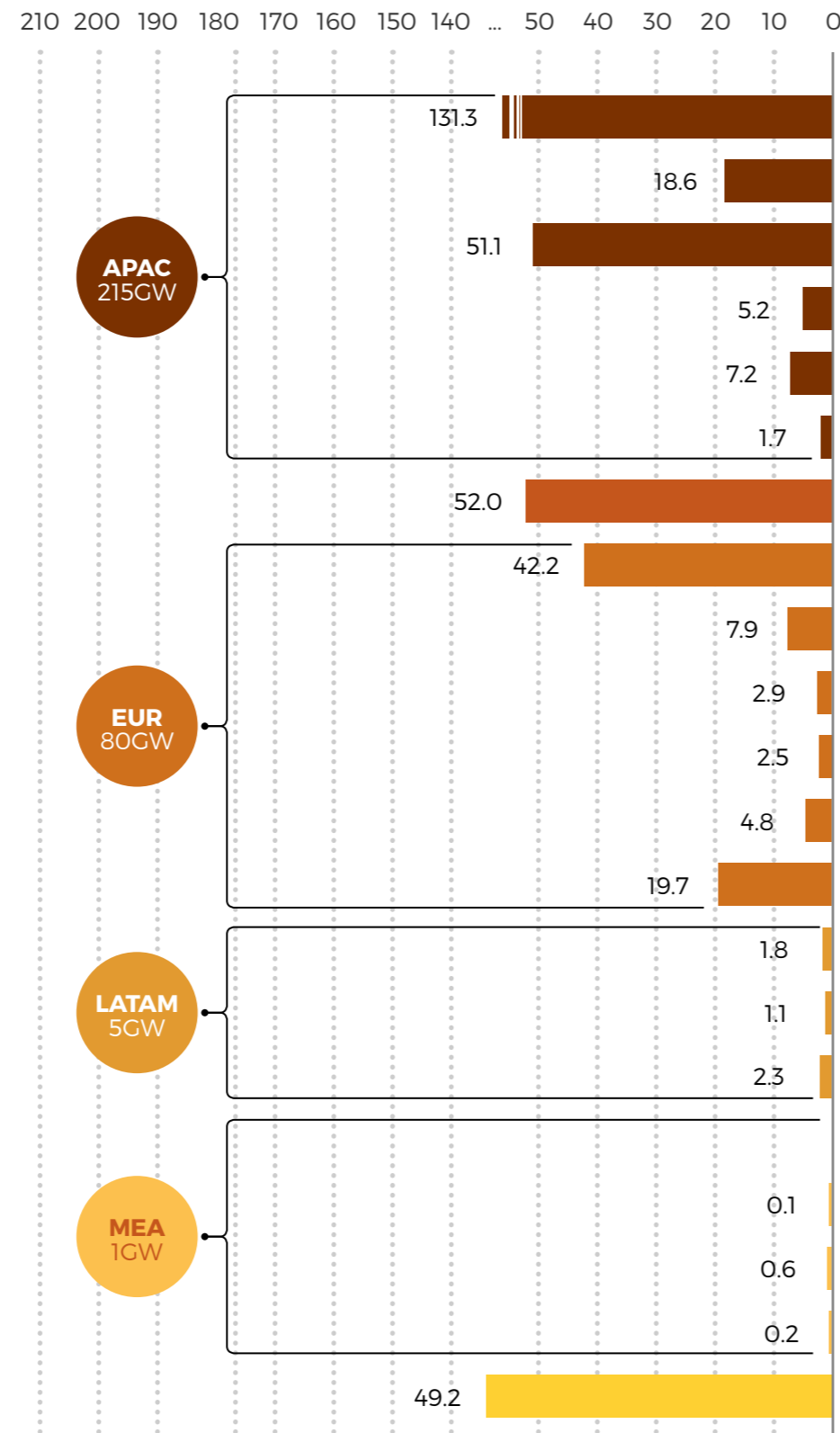


FIGURA 1.14

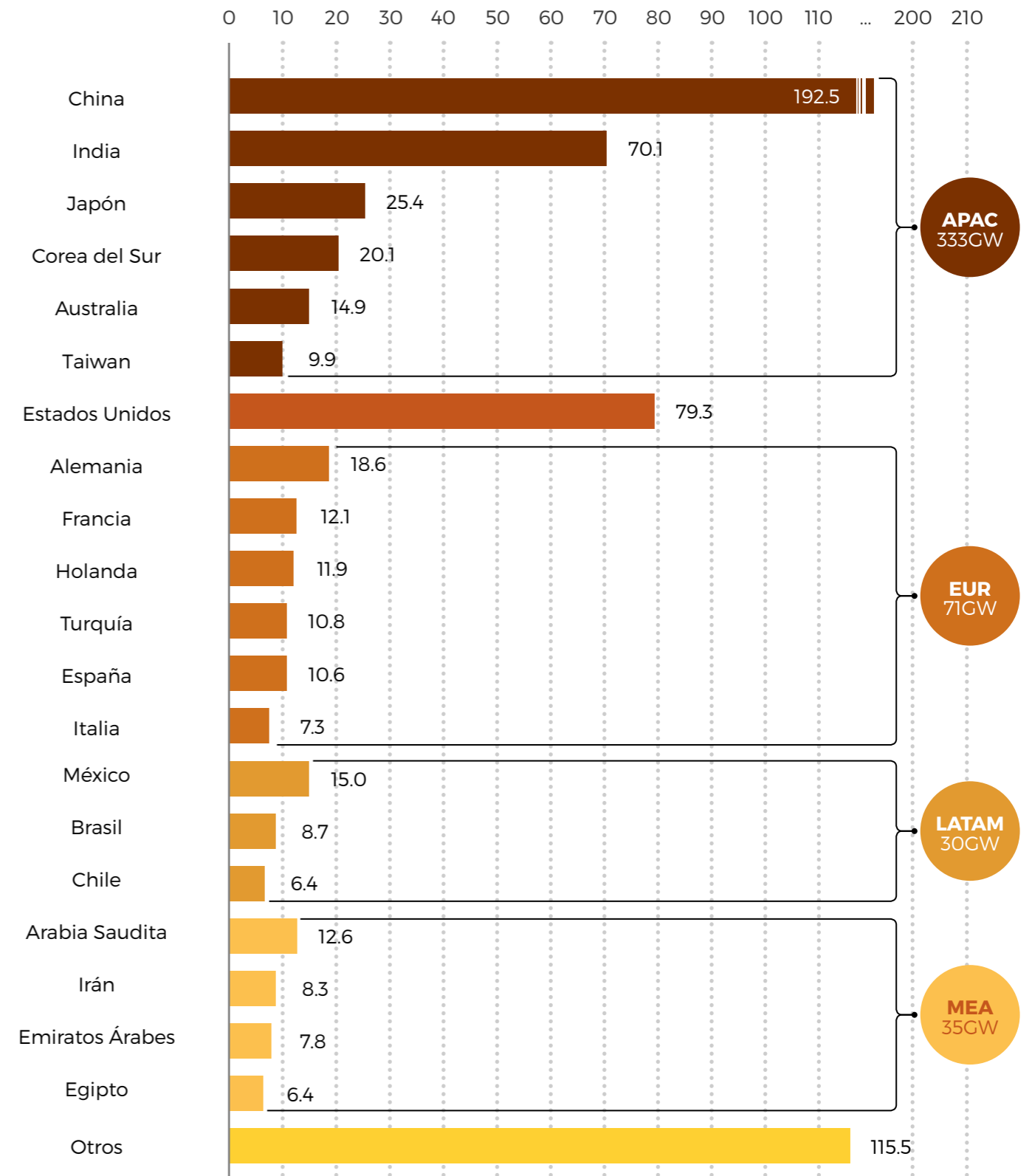
Capacidad acumulada de energía solar FV al 2017 y nueva capacidad estimada para el período 2018-2023e, GW

Fuente: Wood Mackenzie

Capacidad acumulada al final de 2017



Nueva capacidad: 2018-2027e



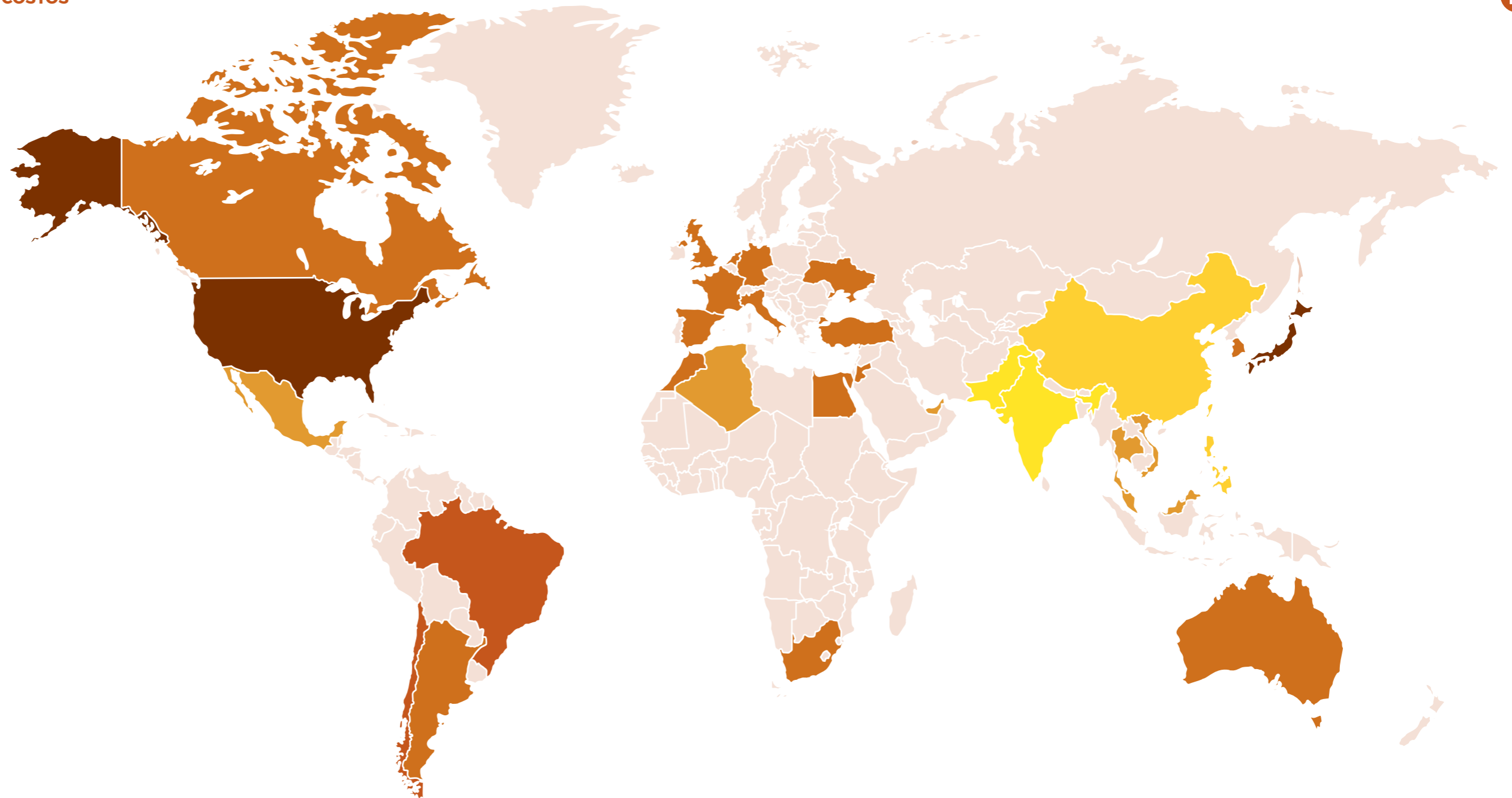


FIGURA 1.15

Dinámica global de precios promedio de energía solar fotovoltaica, 2018

Fuente: Wood Mackenzie

- > \$1.00 / Wdc
- \$0.99 - \$0.90 / Wdc
- \$0.89 - \$0.80 / Wdc
- \$0.79 - \$0.70 / Wdc
- \$0.69 - \$0.60 / Wdc
- < \$0.60 / Wdc

Los 20 mercados fotovoltaicos más grandes del mundo cubrirán el 83% de la demanda global hasta el 2023

Entre los 20 más grandes, Arabia Saudita, Irán, Egipto e Italia están listos a crecer muy rápidamente. Los países asiáticos dominan los puestos más altos del mercado: cuatro de los cinco primeros. Entre ellos, serán responsables de casi 550 GW de nueva capacidad instalada entre el 2018 y 2023, lo cual corresponde al 83% de la demanda solar fotovoltaica (FV) global.

La China se mantiene como el mayor mercado global fotovoltaico, ya que instalará casi 200 GW en los siguientes cinco años, mientras que Taiwán ha perdido puestos, debido a

reducciones más altas de lo esperado en la política de precios garantizados (FiT, por sus siglas en inglés) así como un cambio importante en la política de eliminación de la energía nuclear de ese país. Los Países Bajos han escalado posiciones luego de resultados positivos para la energía solar en la última ronda de asignación de subsidios bajo el programa SDE+. Al mismo tiempo, Australia ha subido debido a una mejor predisposición política hacia las energías renovables.

La mayoría de los mercados han roto la barrera de 1 dólar (USD) por vatio. En el 2018, el precio promedio de

un sistema fotovoltaico conectado a red tipo llave en mano (>5 GW) en el mercado global fue de \$0,89/Wdc. La India presenta hoy en día el precio promedio más bajo para este tipo de sistemas a nivel mundial con \$0,48/Wdc. Pakistán tiene el segundo más bajo en \$0,54/Wdc. Japón presenta el mercado con el precio más alto de \$1,87/Wdc. Debido a que el programa de mínimos precios de importación de la Unión Europea ha finalizado, el precio de la tecnología bajó de un costo ligeramente superior a los \$0,90/Wdc en el 2018 a un rango cercano a los \$0,80/Wdc.



ESTIMACIÓN DE REDUCCIÓN DE COSTOS

Los costos de la tecnología varían de mercado a mercado basados principalmente en los costos de la mano de obra y otros costos blandos que pueden ser reducidos. Los tres componentes más importantes de un sistema fotovoltaico – módulo, estructuras de montaje y el inversor – son sensibles a ciertas dinámicas regionales y específicas del mercado, pero se encuentran dentro de rangos similares.

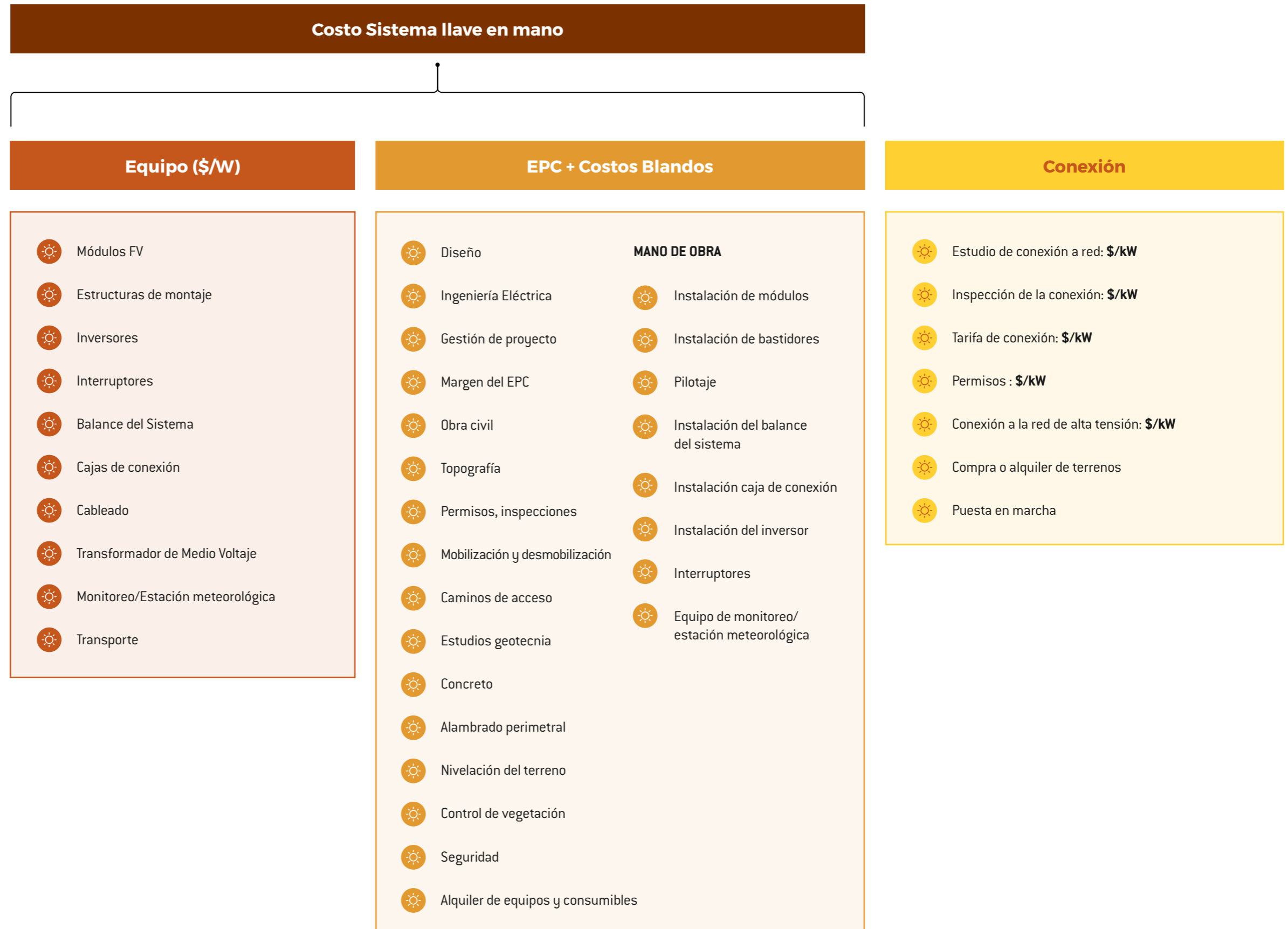


FIGURA 1.16

Componentes de costo para un sistema solar fotovoltaico

Fuente: Wood Mackenzie



LOS COSTOS DE CAPITAL (CAPEX) DE LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA SE REDUCIRÁN EN UN 20% AL 2023

Mirando más allá del año 2023, bajo el nuevo diseño del sistema que se observa en el mercado con inversores de cadena (*string*) de 1500 V, sistemas de seguimiento de un solo eje, y componentes que optimizan la eficiencia, es difícil imaginar ahorros adicionales en los costos de estos componentes, aparte de que la eficiencia de los módulos incrementará los

factores de planta. Un ahorro en costos sí ocurrirá al mejorar la eficiencia con que la que operan los contratistas llave en mano (EPCI, por sus siglas en inglés) al obtener más experiencia en instalaciones a gran escala e innovar en diseños para proyectos fotovoltaicos.

Después del 2023, se espera una disminución promedio de 2,5-3% por año en el CAPEX global. Los Estados Unidos experimentarán el mayor cambio porcentual en precios hasta el 2023. La reducción de los aranceles por módulos de la Sección 201 (reglamentos que estipulan un arancel del 30%

para el primer año en la importación de celdas solares c-Si y módulos) en el país motivará este cambio.

A menos que se definan nuevos esquemas de licitaciones y subastas, los costos específicos de desarrollo deberían mantenerse prácticamente sin cambios, no como un valor absoluto sino como porcentaje del precio total del contrato llave en mano. Existe un riesgo sustancial en esta estimación: la continua incertidumbre de la demanda en la China podría bajar aún más el precio de los módulos.

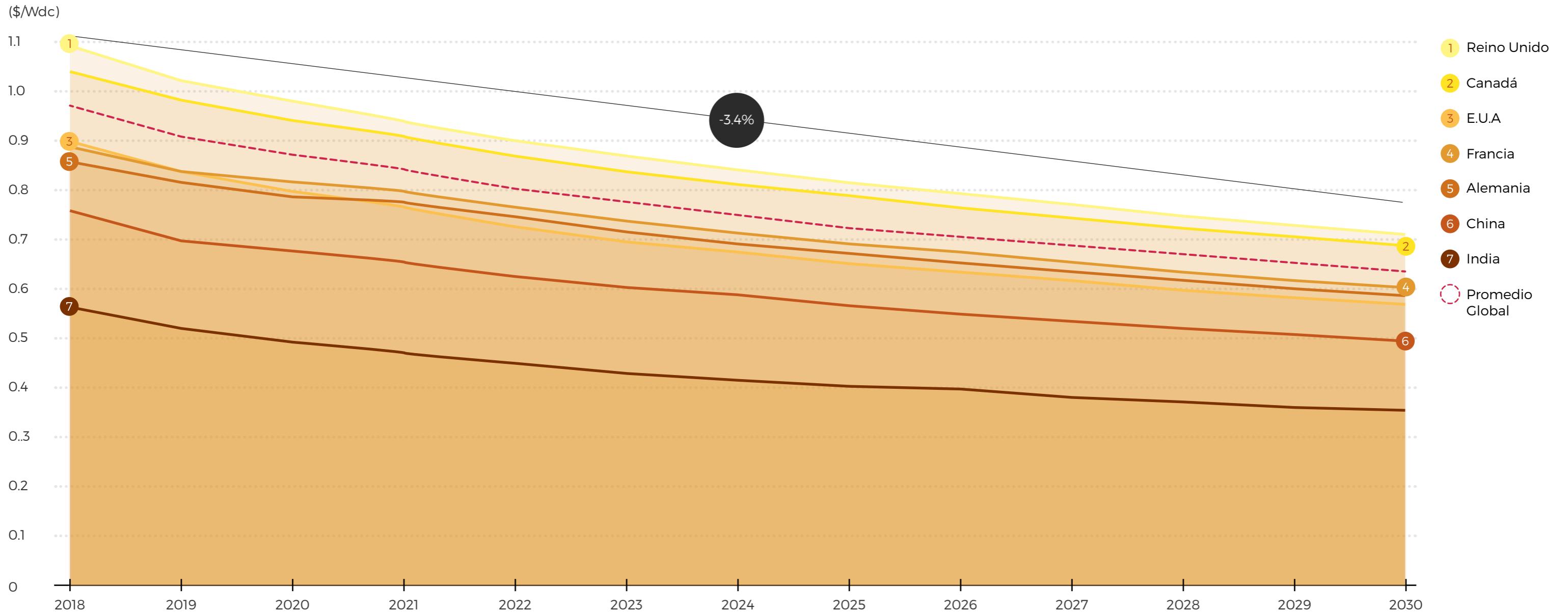


FIGURA 1.17

Proyección de CAPEX solar FV en mercados clave, 2018-2030e, USD/Wdc

Fuente: Wood Mackenzie

*Nota: %=CAGR





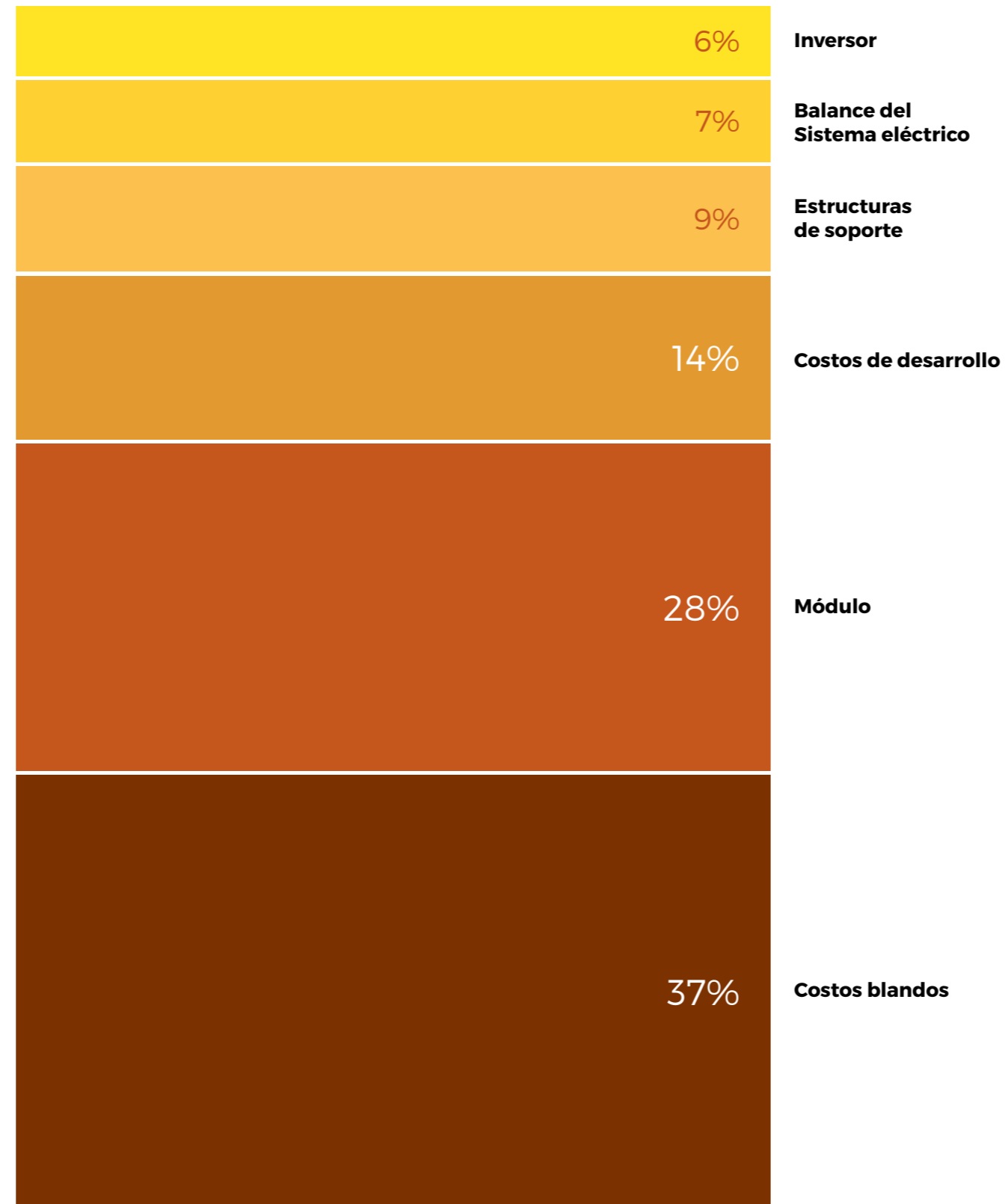
OPORTUNIDADES PARA LA REDUCCIÓN DE COSTOS

Para el 2023, se estima una reducción de precios de módulos a US\$ 0.15-0.18/W, a medida que los módulos monocristalinos y de tipo PERC aumentarán en popularidad en varios mercados y con cierto tipo de modelos dominando la oferta.

Mientras tanto el precio de inversores llegará a US\$ 0.03-0.04/W al disminuir las reducciones en costos. De otro lado, no se espera que el precio de las estructuras de seguimiento disminuyan su costos ya que se encuentran ya hoy en día bajo presión y por lo tanto no contribuirán a una rebaja sustancial de los costos.

Respecto a la reciente tecnología tipo PERC, ésta permite que las celdas solares existentes alcancen una ganancia adicional en eficiencia de hasta 1% contribuyendo a una reducción de costos. De manera general, se espera que los precios de los módulos disminuyan al caer los precios

\$0.89/Wdc CAPEX total



de los materiales y costos de producción, aunque debido a una sobreoferta masiva en 2018 los precios han descendido mucho más rápido. Se estima que los precios de las celdas multi y mono-PERC bajarán un 32% (año a año) a US\$ 0.26/W y US\$ 0.30/W, respectivamente en el cuarto trimestre del 2018.

Parcialmente influenciado por estos factores, el precio así como la prima adicional de los módulos mono-PERC disminuyeron rápidamente en el 2018. Además de estos factores de costos y precios regionales, los precios decayeron a medida que la oferta disponible se incrementaba rápidamente, aumentando la competencia entre los proveedores de mono-PERC. Se espera que entre en línea la nueva capacidad de polisilicio, incluso si el mercado entra nuevamente en una sobreoferta en la segunda mitad del año 2019. La capacidad global de fabricación de polisilicio crecerá un 8% del 2018 al 2019. Incluso con un aumento del 10% año tras año de la demanda total de módulos fotovoltaicos, el uso reducido de silicio retrasará un aumento equivalente en la demanda de polisilicio. Por esta razón, el mercado de polisilicio se mantendrá en una sobreoferta durante el 2019. Como resultado de esta prolongada sobreoferta de polisilicio y la resultante presión sobre su precio, Wood Mackenzie estima que muchos fabricantes de polisilicio se encontrarán operando a nivel de costos o incluso por debajo durante el 2019.



FIGURA 1.18

Contribución típica del costo al sistema fotovoltaico

Fuente: Wood Mackenzie

***Nota:** Los costos de desarrollo incluyen: permisos e interconexión, cadena de suministro, logística, costos generales y margen, diseño e ingeniería, obra civil, impuestos. Los costos blandos comprenden la mano de obra según la figura 1.16.



COMPONENTES

Los precios de los módulos disminuyeron en el 2018, en gran medida debido a una débil demanda y un mercado mucho más competitivo en precios.

Los nuevos cambios en la política de energía renovable de China empujarán al mercado global hacia un ciclo de sobreoferta. Esta sobreoferta tendrá un impacto sobre los precios de los módulos en los mercados de todos los países. Debido a una intensificada presión de la sobreoferta, Wood Mackenzie estima que los precios de módulos de los principales proveedores caerán de US\$ 0.45/W en 2017 a US\$ 0.30-0.34/W en el 2019 para los monocristalinos, y de US\$ 0.38/W en 2017 a US\$ 0.28/W en el 2019 para los multicristalinos. Los costos de los módulos varían según el proveedor, región de producción y tecnología.

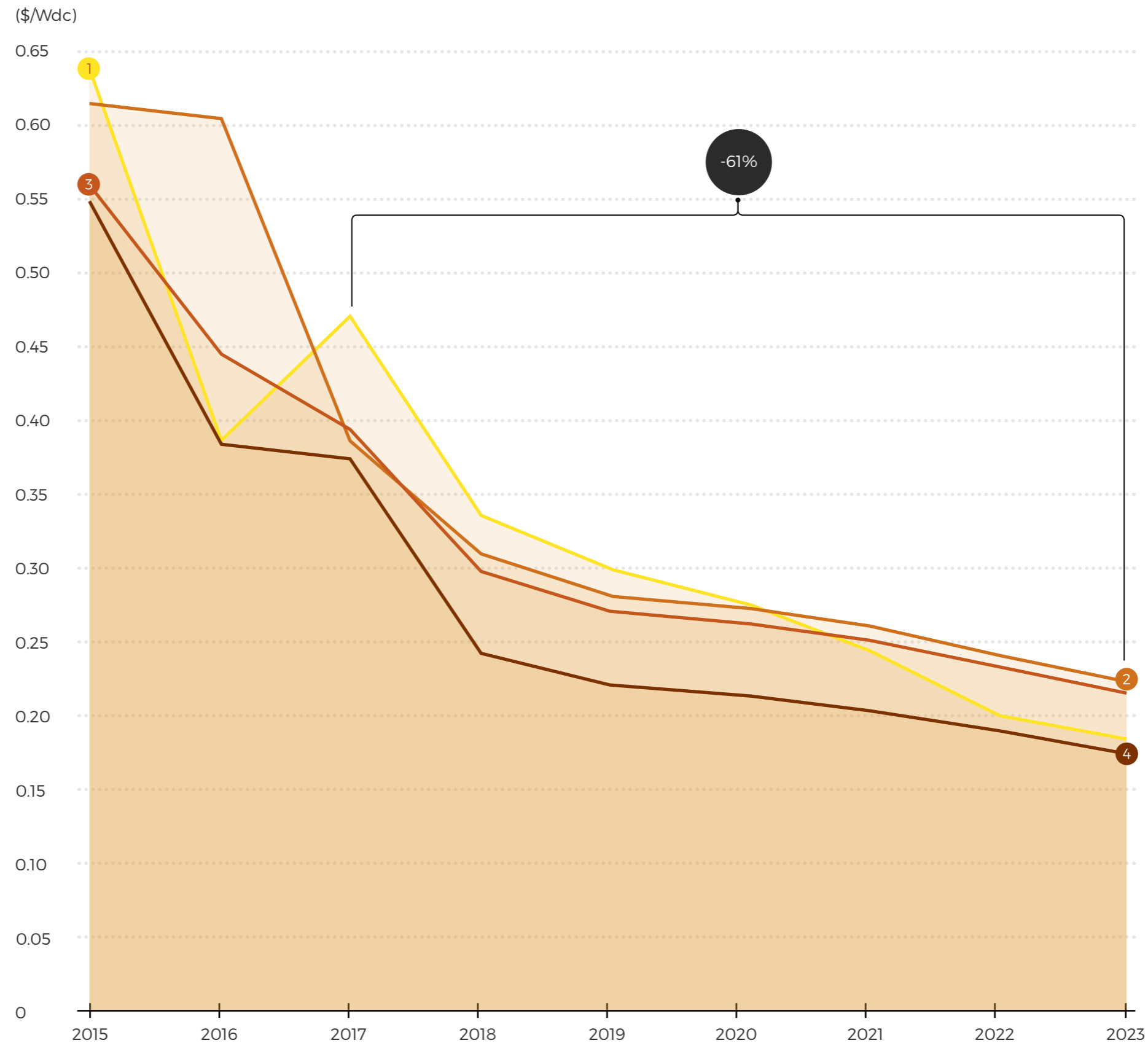


FIGURA 1.19

Precio de módulos solares FV en los principales mercados, 2015 - 2023e (\$/Wdc)

Fuente: Wood Mackenzie

- 1 E.U.A
- 2 Europa
- 3 Japón
- 4 China



Los sistemas de seguimiento fotovoltaicos (*trackers*) siguen teniendo el crecimiento más rápido de todas las estructuras de montaje. La participación de seguidores en los proyectos solares montados en tierra aumentará rápidamente a 42% para el 2023. Aunque la instalación de sistemas de seguimiento se redujo en el 2017, las órdenes crecieron un 34% respecto al año inmediatamente anterior. Esto llevará a importantes aumentos en el número de instalaciones a corto plazo en 2018 y 2019.

Los sistemas de seguimiento continuarán ganando su cuota de mercado en detrimento de los proyectos de inclinación fija (*fixed-tilt*) en la mayoría de los mercados principales, en particular el Medio Oriente y África. Muchos de los primeros proyectos para mercados emergentes de energía solar se construyeron con inclinación fija, debido a la incertidumbre sobre la tecnología de seguimiento. No obstante, debido a su ventaja económica y madurez de la tecnología, se espera en estos mercados una incorporación rápida de sistemas de seguimiento.

La elección de la tecnología de seguimiento requiere ponderar la diferencia entre el desempeño y su costo.



El seguimiento horizontal en un solo eje típicamente aumenta la producción del 15% al 25% comparado con sistemas de inclinación fija, pero aumenta el costo total del sistema entre 10% y 15%.



Los seguidores de doble eje aumentan la producción 30% a 40% comparado con sistemas de inclinación fija, pero pueden aumentar el costo total del sistema hasta un 40%.



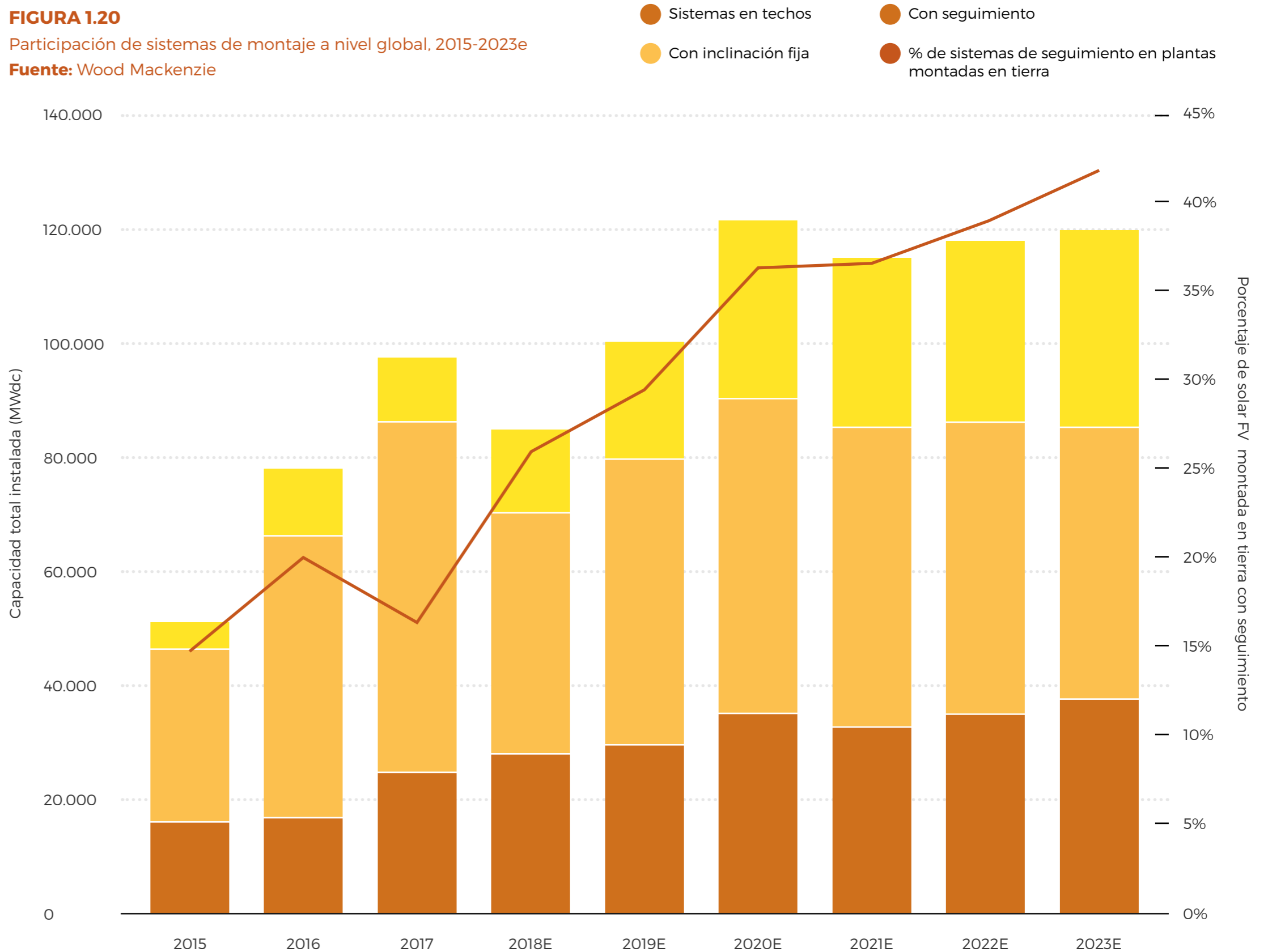
Los sistemas acimutales, así como los sistemas inclinados de un solo eje, tienen un desempeño y costos que se encuentran entre los seguidores de un solo eje horizontal y los de doble eje.



FIGURA 1.20

Participación de sistemas de montaje a nivel global, 2015-2023e

Fuente: Wood Mackenzie



WPI - TENDENCIAS GLOBALES DE COSTOS

Debido a su complejidad, los costos adicionales y mayores requerimientos de espacio para el seguimiento de doble eje y de tipo acimutal, los seguidores horizontales de un solo eje dominan el mercado global de sistemas de seguimiento. Durante 2017, los seguidores de un solo eje representaron más del 99% del suministro total de estos equipos, mayor al 98% en 2016 y 95% en 2015. Respecto a su desarrollo futuro, los seguidores de doble eje y acimutales mantendrán su nicho de mercado, a menos que se presenten innovaciones tecnológicas agresivas y subsecuentes reducciones de costos.



BALANCE DE PLANTA (BOP)

En un mercado de productos genéricos, los costos de los equipos en un contrato llave en mano dependen principalmente de tres factores:

- Uso de seguidores de un solo eje
- Requerimientos de contenido local
- Proteccionismo comercial

Estos tres factores no son mutuamente excluyentes y en muchos países sus efectos se multiplican para producir costos por encima del promedio.

La oportunidad más inmediata que se observa para reducir los costos de un sistema fotovoltaico a escala industrial es la instalación de sistemas de 1,500 Vdc. Los sistemas de voltaje más alto permiten tramos de módulos conectados en serie más largos, lo cual permite usar menos cajas de conexiones, menor cableado y excavación y por lo tanto menores costos de mano de obra. Dependiendo de la geografía, la arquitectura con un voltaje de 1500 Vdc, en lugar de 1000 Vdc, permite reducir el costo hasta US\$0.06/Wdc. En procesos de subastas competitivas o esquemas de licitación, no sería lógico diseñar sistemas con este tipo de desventaja en costos. Adicionalmente, con la proliferación de las arquitecturas de 1500 Vdc que se inició en el año 2015, ya casi no existen actores en la industria que continúen considerando riesgos a esta tecnología.

Sin embargo, se continuará viendo algún uso de la tecnología de 1000 Vdc en la China y otros mercados de bajo costo, donde los ahorros en mano de obra son marginales.

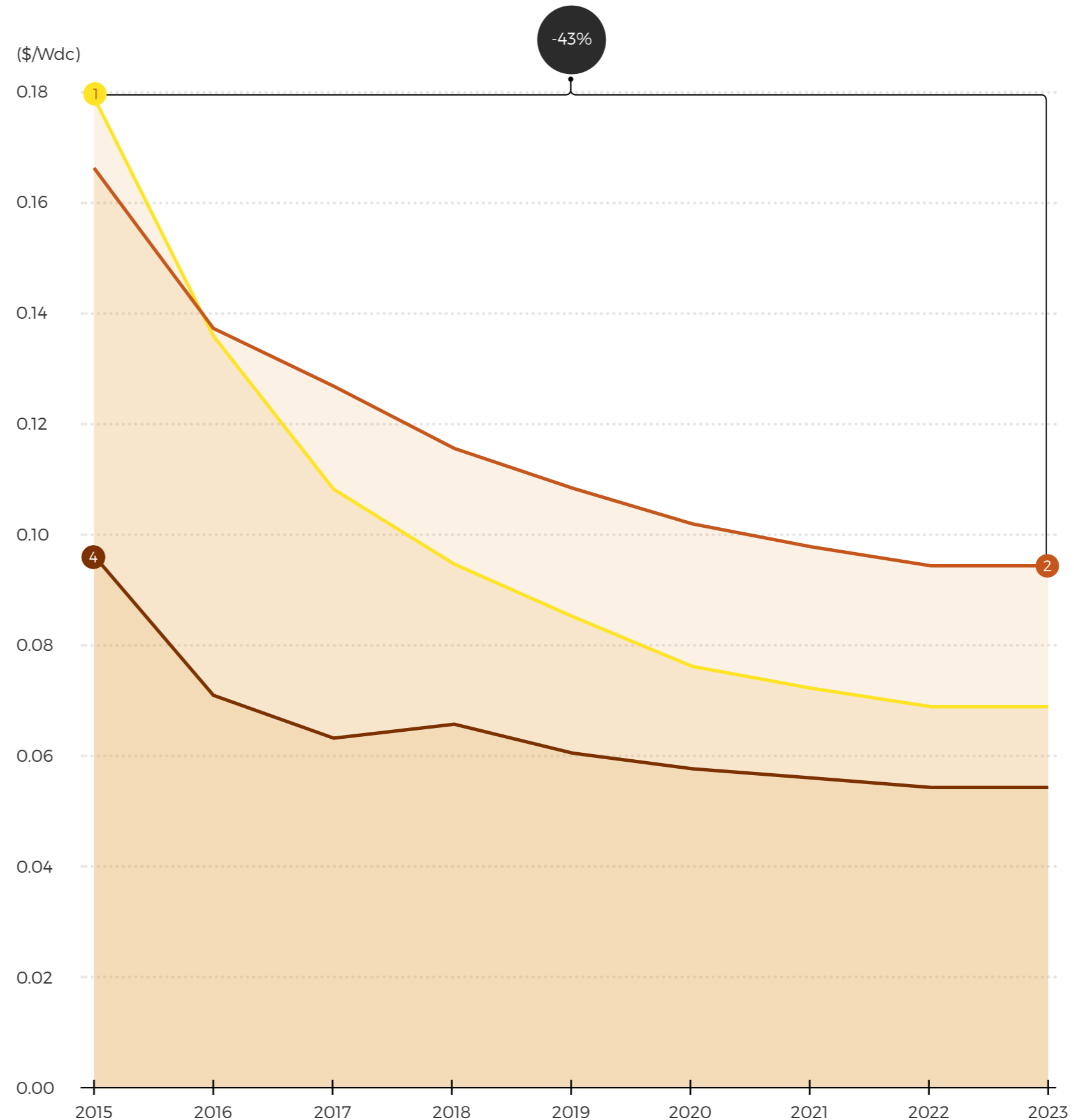


FIGURA 1.21

Precios de sistemas de montaje FV a nivel global (\$/W), 2015-2023e

Fuente: Wood Mackenzie

- 1 Techo
- 2 Seguimiento
- 4 Inclinación fija





CADENA DE SUMINISTRO

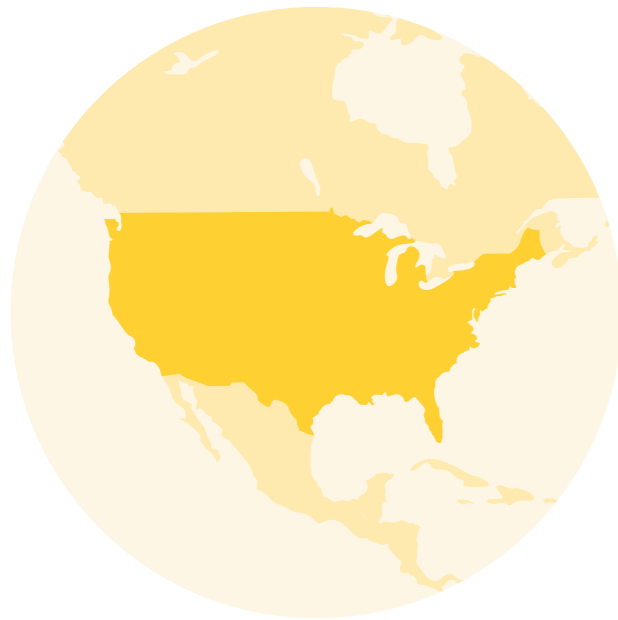
En un análisis caso por caso, algunos mercados tienen con frecuencia licitaciones que requieren políticas de contenido local, incluyendo la India y Turquía. Las licitaciones en Francia tienen requerimientos sobre la intensidad del carbono, aspecto que beneficia a menudo a los fabricantes europeos. Las licitaciones CRE4 en Francia dan prioridad a los módulos fabricados con procesos bajos en carbono para sistemas fotovoltaicos en techos y proyectos a escala industrial conectados

a red. Los proyectos adjudicados en este proceso de licitación requieren tener una certificación de carbono menor a cierto límite en kg de CO₂/KW – calculado mediante un procedimiento diseñado por la Agencia Ambiental y de Gestión Energética (ADEME) de Francia.

De otro lado, se tiene usualmente un acceso a un financiamiento con intereses más bajos cuando se utiliza contenido doméstico. Sin embargo, un desarrollo de la cadena local de suministro a menudo implica que los componentes importados tendrán aranceles adicionales, impuestos para incentivar la compra de contenidos producidos en el país. No obstante, todavía existen casos donde los componentes importados

son menos costosos que los equipos fotovoltaicos producidos localmente; esto se debe a los gastos adicionales asociados con la construcción y mantenimiento de fábricas domésticas, junto con los costos de los materiales para la producción. En el caso de Brasil, donde a pesar de la presencia de una cadena de suministro para módulos e inversores domésticos, los promotores de proyectos pueden adquirir componentes importados si escogen no solicitar financiamiento del banco de desarrollo local (BNDES) u otras entidades estatales. Lo cierto es que el precio de estos componentes, incluyendo el impuesto de valor agregado y los aranceles de importación, podría ser igual o menor que los productos domésticos.

Existen varios tipos de proteccionismo mercantil en los principales mercados de energía solar.



Estados Unidos

En el año 2018 se inició la implementación de aranceles de importación de celdas solares, módulos, acero e inversores.



India

El 30 de julio del 2018, el gobierno de la India instituyó un impuesto de salvaguarda del 25% sobre celdas y módulos durante dos años.



Turquía

Tiene un arancel de importación de hasta el 35% para los proveedores de módulos de China que no cumplan con las leyes antidumping del país.



Unión Europea

El sistema de mínimos precios de importación de la Unión Europea fue abolido en septiembre del 2018. Como resultado, los precios de los módulos en los países de la unión son ahora similares a los del resto del mundo.



ALMACENAMIENTO DE LA ENERGÍA



PERSPECTIVA GLOBAL
PÁGINA 33



**ESTIMACIÓN DE
REDUCCIÓN DE COSTOS**
PÁGINA 34



**OPORTUNIDADES PARA LA
REDUCCIÓN DE COSTOS**
PÁGINA 36

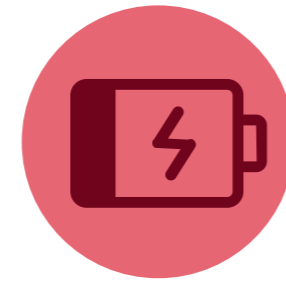


El costo de los componentes del balance del sistema de las tecnologías de almacenamiento (exceptuando baterías de iones de litio) varía en función de la densidad energética de la tecnología.

Para la elaboración de este informe, Wood Mackenzie solamente examinó los sistemas de baterías con iones de litio. Sin embargo, debido al despliegue de un gran número de sistemas de almacenamiento de energía de mayor duración, otras tecnologías de almacenamiento sin iones de litio ganarán participación en el mercado en los próximos cinco años.

Los requerimientos de los componentes del Balance del Sistema (BOS) para las diferentes tecnologías de almacenamiento varían significativamente, y los costos de varios componentes BOS están basados en la densidad energética de la tecnología de almacenamiento respectiva.

Tecnología de almacenamiento

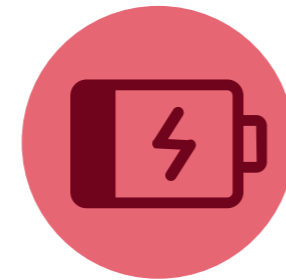


Plomo-ácido y otras baterías excluyendo las de flujo



Costos más altos/bajos en comparación con sistemas de iones de litio

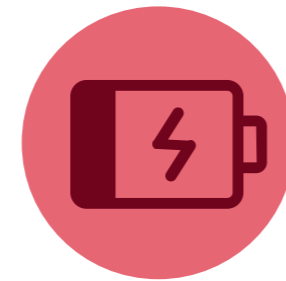
Mayores costos del contrato llave en mano que se ve compensado por menores costos de equipos y componentes ya que estas baterías presentan una densidad menor de energía y potencia que los iones de litio



Baterías de flujo



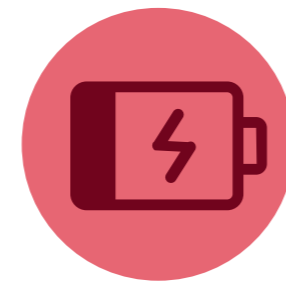
Costos BOS similares a los de las baterías de litio. La menor densidad de energía implica mayores costos de contratos llave en mano y cerramiento, pero menores costos de enfriamiento y otros equipos.



Volantes



Bajos costos de BOS, ya que este tipo de sistemas generan directamente corriente alterna y tienen alta densidad de energía.



Aire comprimido



Bajos costos de BOS debido a una alta capacidad de potencia.



FIGURA 1.22

Comparación de costos BOS para sistemas de almacenamiento (excluyendo iones de litio).

Fuente: Wood Mackenzie



PERSPECTIVA GLOBAL

La capacidad global de almacenamiento de energía aumentará casi cinco veces en los próximos cinco años, creciendo más de 400 MW cada año. En términos de MWh anuales, el mercado crecerá de 4,8 GWh en 2018 a 33 GWh en el 2023. Los Estados Unidos continuarán siendo líder en el mercado durante este período e implementarán 36.5GWh del 2018 al 2023 para un total de 37,6 GWh en el período 2013 al 2023. La China le sigue, con instalaciones de 15,3 GWh durante el mismo período de tiempo.

2013-2023 Capacidad Acumulada

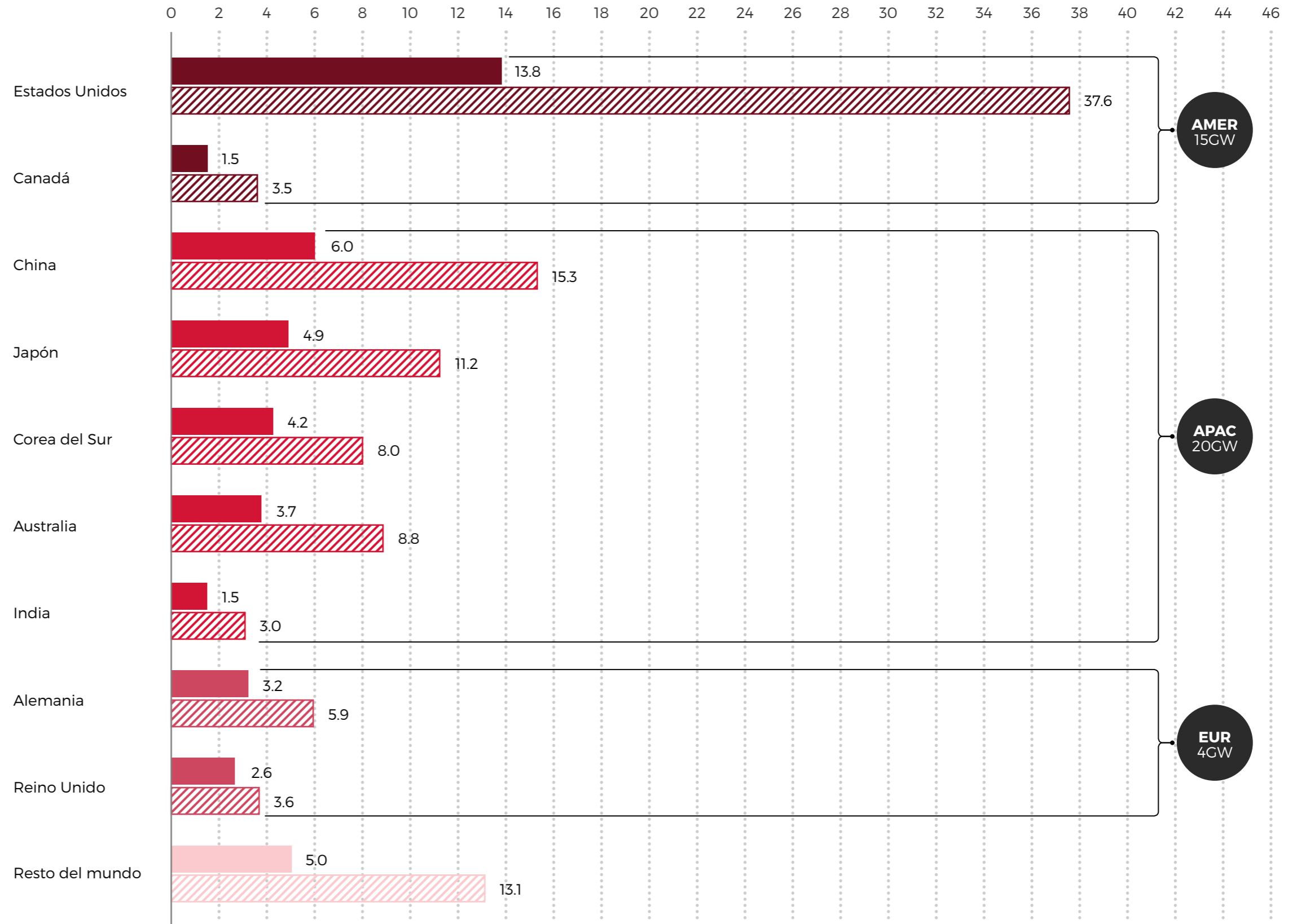


FIGURA 1.23

Capacidad de almacenamiento en los principales mercados, (2013-2023)

Fuente: Wood Mackenzie

■ GW
 ▨ GWh



ESTIMACIÓN DE REDUCCIÓN DE COSTOS

Existen variaciones de costo dependiendo de la capacidad en potencia y energía de los sistemas.

Los costos de sistemas de almacenamiento modelados en este estudio corresponden a sistemas en el rango de 5-10 MW, 4 horas de duración y conectados en redes externas de distribución o transmisión (*front-of-the-meter*). Los sistemas menores a 5 MW tienen un incremento por lo general de un 15% en su precio, mientras que aquellos con más de 10 MW muestran un descuento entre 10% y 20%, dependiendo de su capacidad de potencia. Esto se debe a que muchos de los componentes del balance del sistema (BOS), así como los sistemas de conversión de potencia, componentes de cerramiento del sistema, software y controles tienen economías de escala y por lo tanto descuentos para aquellos sistemas de mayor tamaño.



FIGURA 1.24

Descuentos y sobrepagos para distintas duraciones y tamaños de sistema (%)

Fuente: Wood Mackenzie



Duración del Sistema

Duración del Sistema	Descuento	Sobrepago
30 minutos	-	-
2 horas	5% por contenedorización	10% EPC
4 horas	15% por contenedorización	25% EPC
6 horas	20% por contenedorización	30% EPC



Descuento



Sobrepago



Tamaño del Sistema

Tamaño del Sistema	Descuento	Sobrepago
1 MW a 5 MW	-	15%
5 MW a 10 MW	-	-
10 MW a 20 MW	10%	-
20 MW a 50 MW	15%	-
> 50 MW	20%	-



Descuento



Sobrepago



WPI - TENDENCIAS GLOBALES DE COSTOS

Los sistemas de mayor duración reciben descuentos por contenedorización y rebajas en los costos EPC, ya que los costos de los componentes muestran economías de escala según la capacidad del sistema. Por lo tanto, para los sistemas con más baterías existe una mayor posibilidad de lograr un descuento, debido a la disminución del valor del CAPEX/MW total y de los márgenes asociados.

Los precios del sistema llave en mano difieren de los precios de almacenamiento todo incluido. Precio del sistema llave en mano + costos de interconexión = precio del sistema todo incluido.

Los precios del sistema de almacenamiento **llave en mano** se refieren al precio del sistema en general, como indicado por el vendedor tipo EPC (*Engineering, Procurement and Construction*), después de la instalación del sistema e inmediatamente previo a su interconexión. Estos costos son en general muy comunes para sistemas distintos, por lo que se han vuelto el estándar más utilizado en la actualidad para comparar los precios de los sistemas de almacenamiento.

La mayoría de integradores e instaladores del sistema de almacenamiento usan esta forma de comparar precios para estimar el costo de cualquier proyecto específico. Debido a la variabilidad de los costos de interconexión, los sistemas mayormente se comparan entre sí en base a su precio llave en mano.

Los precios del sistema de almacenamiento **todo incluido** reflejan el precio que el promotor del proyecto indica como el costo total luego de la interconexión. Estos costos no pueden ser replicados con facilidad en otros proyectos similares, debido a la falta de uniformidad en los costos de interconexión.

Esta es una manera menos utilizada para la comparación de precios, y es más pertinente para las empresas de servicios públicos u operadores de sistemas de almacenamiento para terceros, a fin de evaluar el potencial de inversión y/o el precio de un sistema de almacenamiento interconectado. Estos costos incluyen los de interconexión, pero no incluyen otros costos adicionales como costos de originación del proyecto, margen del promotor del proyecto y otros gastos administrativos.

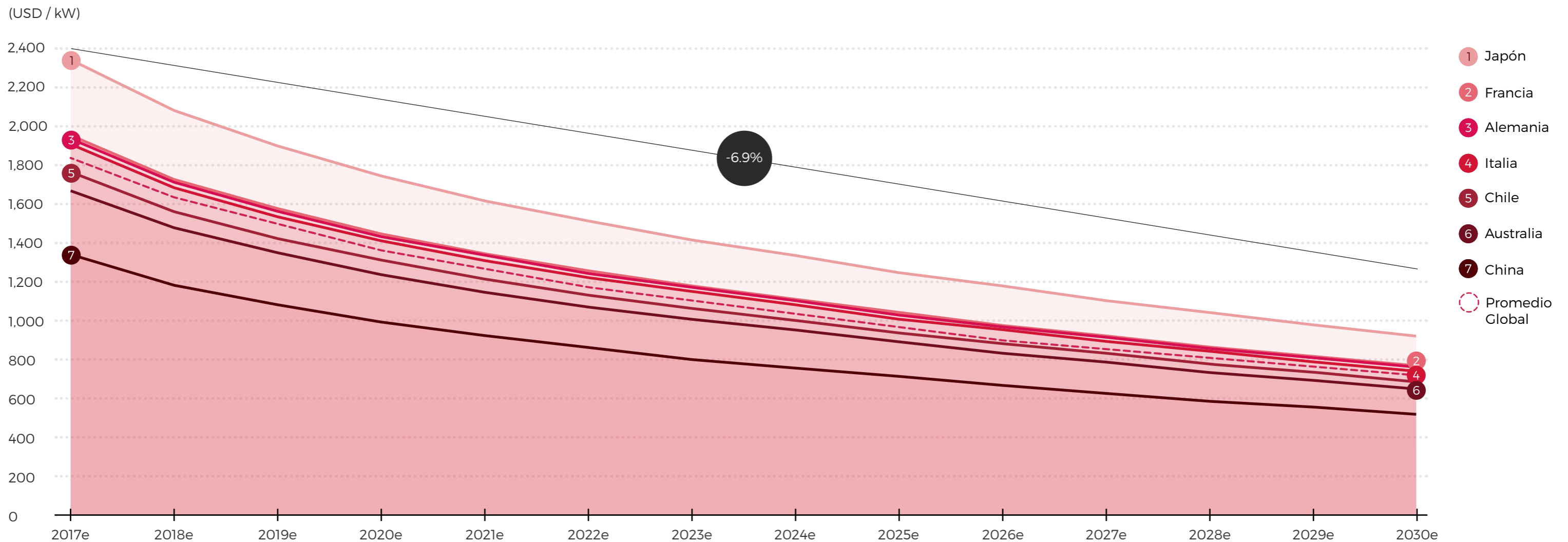


FIGURA 1.25

Proyección de costos de capital (CAPEX) para sistemas de almacenamiento en mercados clave, 2017-2030e, USD/kW

Fuente: Wood Mackenzie

*Nota: Valores para sistemas llave en mano.





OPORTUNIDADES PARA LA REDUCCIÓN DE COSTOS

A diferencia de la mayoría de las tecnologías donde los precios del sistema aumentan junto con una mayor potencia en megavatios, los precios de los sistemas de almacenamiento de energía son únicos debido a que dependen tanto de la potencia (MW) como la energía (MWh) del sistema. El precio de las baterías aumenta con la energía, mientras que para los componentes del balance del sistema (BOS) la relación potencia-energía juega un papel fundamental al momento de determinar los costos totales.

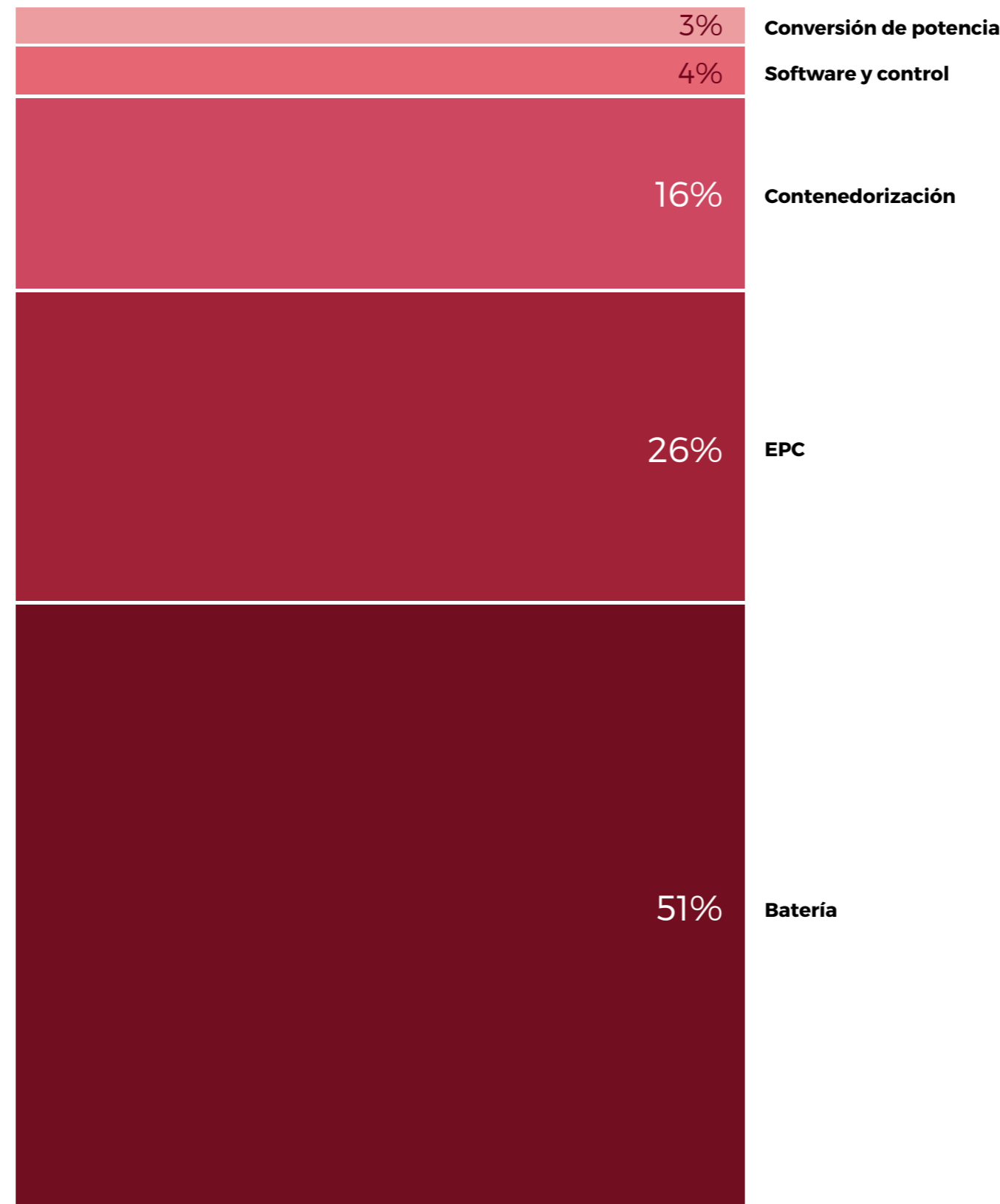


BATERÍAS

Históricamente, los precios de las baterías han descendido rápidamente. La tasa de reducción del precio ha sido más del 20% anual desde el año 2010.

Wood Mackenzie estima que los precios de las baterías con tecnología de iones de litio caerán 34% del 2018 hasta el 2023, y 57% del 2018 al 2030. La definición de precios de baterías aquí considerada incluye el precio de las baterías con tecnología de iones de litio, el cableado eléctrico, la estructura de montaje y el sistema de gestión y control de las baterías.

Contribución al costo del sistema



Existen diferentes factores y variables que causarán las futuras reducciones del precio de las baterías. Estos factores incluyen el crecimiento de la demanda de vehículos eléctricos, mejoras en la densidad energética de las celdas de baterías, y la expansión en la fabricación de baterías a un tamaño que haga parecer mínima la producción actual.

Los costos del balance del sistema (BOS) representan más del 40% del precio llave en mano para sistemas de almacenamiento de 4 horas de duración, y más del 50% para sistemas de 2 horas o de 30 minutos.

En los siguientes cinco años se experimentará un crecimiento de métodos de almacenamiento a una velocidad nunca antes vista. Como resultado, los integradores de sistemas estarán enfocados en disminuir el costo de los componentes de contenedorización al eliminar la redundancia de equipos, estandarizar el diseño de los sistemas y fomentar la innovación en las diferentes arquitecturas.

El precio del encapsulamiento (ya sea de metal o concreto) así como el costo de varios otros componentes y equipos son denominados costos de contenedorización. Sin importar el tipo del sistema de encapsulamiento, estos costos de contenedorización contribuyen de forma significativa al costo acumulado del sistema.



FIGURA 1.26

Desglose de los costos típicos de un sistema de almacenamiento de energía

Fuente: Wood Mackenzie



BALANCE DE PLANTA (BOP)

Los equipos complementarios a las baterías como tal y sus controles brindarán la oportunidad más grande para disminuir costos a futuro, especialmente los inversores y el software para el manejo del sistema de almacenamiento de energía.

Aunque los costos de contratos llave en mano ya se han beneficiado al utilizar la experiencia adquirida por proveedores que operan en la industria de energía solar, estos costos seguirán declinando en forma constante a medida que el mercado de almacenamiento continúe creciendo y que los instaladores ganen más experiencia.

En los próximos dos a tres años, se espera un mayor predominio de colaboraciones entre los proveedores de tecnología de baterías y los proveedores de equipos complementarios del sistema.

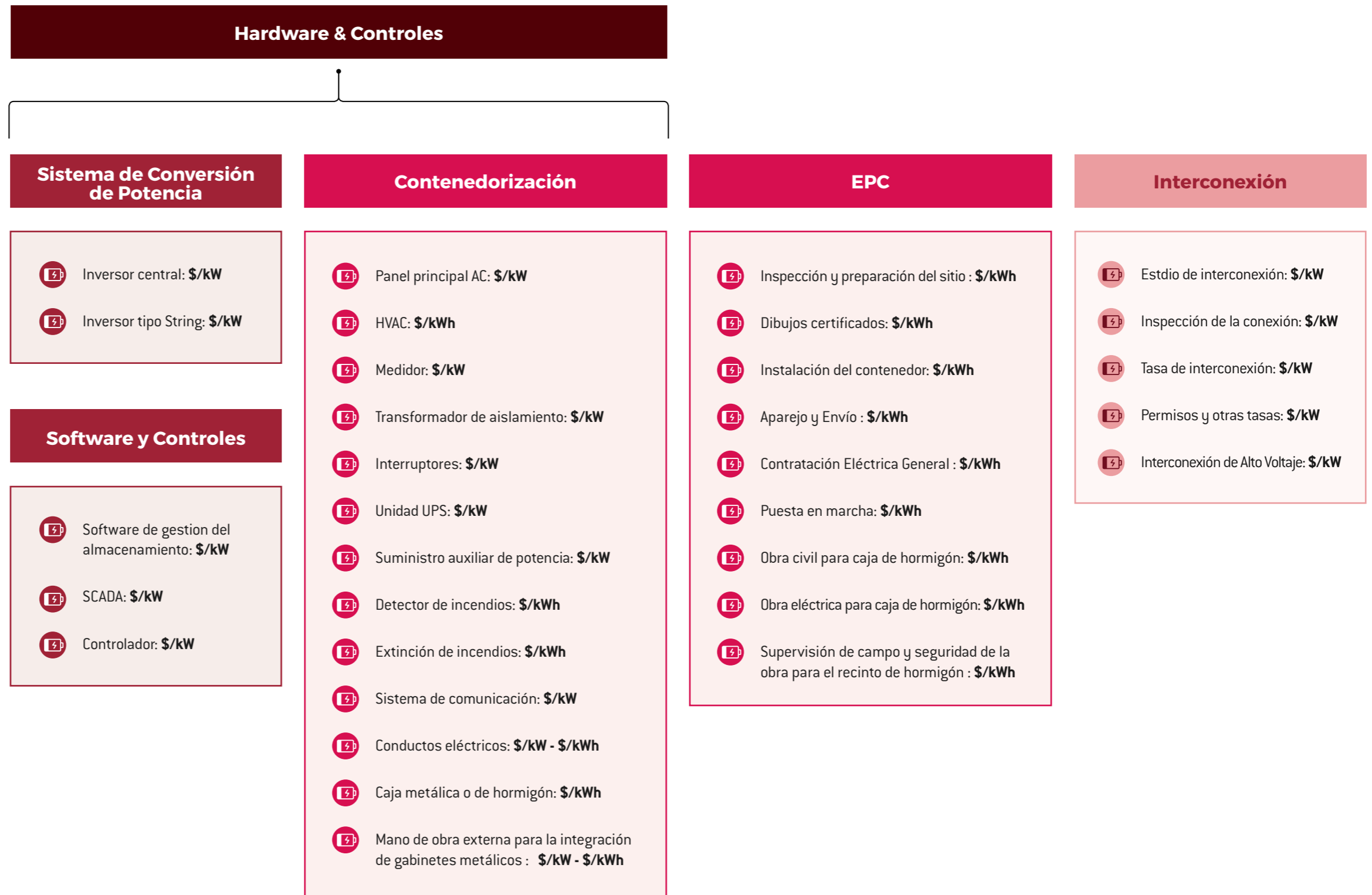
Los costos de los subcomponentes del balance del sistema aumentan de acuerdo a la relación potencia-energía del proyecto de almacenamiento.



FIGURA 1.27

Estructura de Costos

Fuente: Wood Mackenzie





CADENA DE SUMINISTRO

Se espera que los precios de las materias primas tengan un profundo impacto sobre los precios a futuro de las baterías con iones de litio. Algunos de estos materiales necesarios para las baterías, como el níquel y el cobalto, han aumentado sus precios de manera significativa en los últimos dos años.

- **Litio:** se estima en un escenario base que el abastecimiento de litio en el largo plazo sea el adecuado. Se está entrando en la actualidad en un período prolongado de sobreabastecimiento de litio, principalmente como resultado de un suministro proveniente de nuevas minas de roca dura.
- **Cobalto:** La verdadera prueba para un suministro estable de cobalto se dará en el largo plazo. Hacia el 2025, el mercado entrará en déficit, y es difícil saber a día de hoy dónde se encontrarán nuevas fuentes. Es por esto que el reciclaje tendrá un rol cada vez más importante para el futuro abastecimiento de cobalto.
- **Níquel:** Las inversiones poco atractivas para extraer el níquel, además de largos plazos de desarrollo para los proyectos mineros de este material, causarán una mayor brecha en la provisión de este metal en la siguiente década.



INCREMENTO DE LA PRODUCCIÓN

Cada vez que se duplica la capacidad de producción, se reduce el costo de las baterías de un 5% al 8%. Varias compañías han anunciado nueva capacidad de producción de baterías con

iones de litio para el 2025, cuadruplicando la capacidad actual, permitiendo así nuevas economías de escala.

La mayor parte de esta capacidad se encontrará en China (actualmente con el 60%) como resultado de la política de este gobierno en cuanto al uso de vehículos eléctricos. Históricamente, el gobierno chino ha ofrecido subsidios a los fabricantes de baterías con iones de litio con capacidades de producción mayores de 8 GWh, a fin de fortalecer esta industria, pero las reglas fueron revisadas recientemente para dar apoyo a los vehículos eléctricos que ofrezcan un mayor rango de distancia por carga.

Con base en las nuevas normas para vehículos eléctricos aprobadas en el 2018, aquellos vehículos eléctricos con un rango de autonomía menor a 150 kilómetros por carga no serán candidatos para estos subsidios; adicionalmente, los requerimientos mínimos de la densidad energética de las baterías para poder recibir el subsidio aumentaron de 90 Wh/kg a 105 Wh/kg.



MEJORAS EN LA DENSIDAD ENERGÉTICA

Históricamente, los fabricantes de baterías han logrado un aumento del 3% al 5% en la densidad energética con cada nueva generación de celdas de baterías, lo cual ocurre cada dos a tres años. A medida que la demanda continúe creciendo, la competencia del mercado llevará a mejoras en la densidad energética, causando así mayores reducciones de los precios.

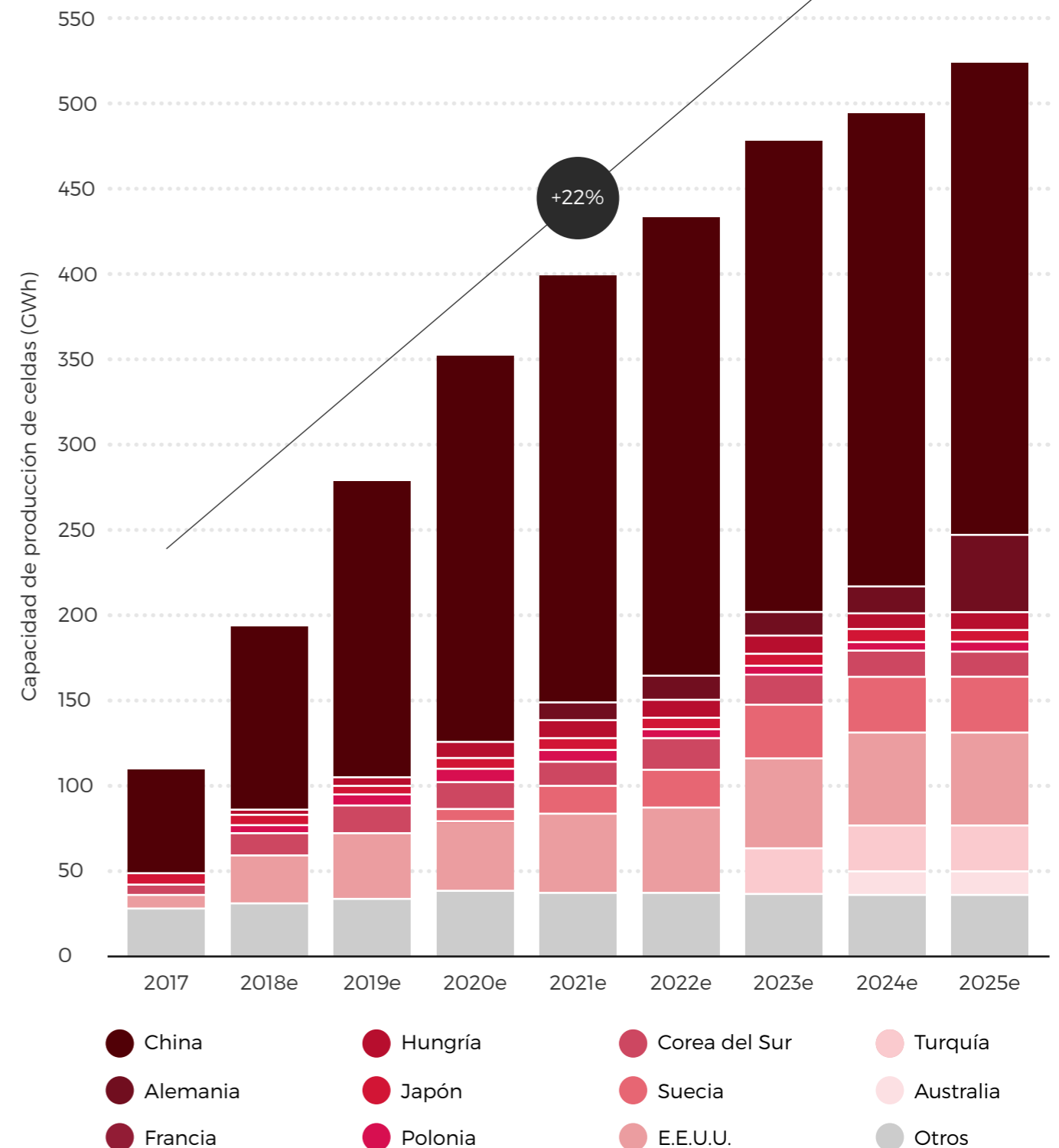
Actualmente los fabricantes continúan experimentando con nuevas composiciones químicas, modificando los cátodos, ánodos e incluso los materiales de los electrolitos para lograr mayores densidades energéticas. Se espera que los precios de las baterías bajen aún más con la comercialización de tecnologías de iones de litio con una mucha mayor densidad energética.



FIGURA 1.28

Capacidad de fabricación de celdas y adiciones de capacidad anunciadas

Fuente: Wood Mackenzie





02

METODOLOGÍA



ENERGÍA EÓLICA TERRESTRE

Los costos de capital se estiman para un sistema típico con aerogeneradores de una potencia mayor a 3 MW y una capacidad instalada total en el rango de 50 a 100 MW.



ENERGÍA EÓLICA MARINA

En el caso de la energía eólica marina los costos de capital se estiman para un proyecto típico con aerogeneradores de una potencia de 7 MW y una capacidad instalada total de 400 MW y cimentaciones de tipo monopilote.



TECNOLOGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

Los costos de capital se estiman para sistemas típicos conectados a red con tecnología de polisilicio, seguidores de un solo eje y una capacidad instalada entre 10 y 20 MW.



ALMACENAMIENTO DE LA ENERGÍA

Los costos de capital se estiman para un sistema de baterías de iones de litio a cielo abierto con capacidad instalada de 10-50 MW y cuatro horas de duración. Wood Mackenzie utiliza una metodología tipo bottom-up para monitorear y elaborar informes sobre precios del sistema de almacenamiento. Se han entrevistado a actores de la industria dedicados a diversas actividades, incluso proveedores de tecnología de almacenamiento, proveedores de inversores, integradores de sistemas, empresas de contratación llave en mano, promotores de proyectos y representantes de empresas eléctricas, y se han recopilado datos sobre los precios de todos los componentes principales del sistema de almacenamiento. Para cada categoría de

costos, se reúne información mediante múltiples entrevistas a dichos actores con el fin de formular un promedio. Los precios en este informe corresponden a sistemas de almacenamiento de iones de litio conectados a red en el rango de 5-10 MW con una duración de descarga de 4 horas, salvo que se especifique lo contrario. A los sistemas con capacidad inferior a 5 MW o mayor a 10 MW y con duración de descarga superior a una hora se les aplicaron primas de descuento. Wood Mackenzie solo determina el CAPEX o costos de contingencia para activos de almacenamiento completamente instalados y no computa los gastos operativos incurridos de forma constante para el

mantenimiento del sistema y/o la administración de los activos de almacenamiento (incluso licencias de software, garantías de cumplimiento y otras garantías). Para evitar confusiones, definimos “precio” y “costo” desde la perspectiva de un promotor de proyectos. Debido a que el promotor de proyectos vende el sistema, consideramos el “precio” final que el promotor de proyectos atribuye al propietario del sistema. Los costos adicionales no estándar varían según el tipo de proyecto y se excluyeron de este informe: microrredes, otros costos adicionales como los costos de originación del proyecto, margen del promotor del proyecto y otros gastos administrativos.



ENERGÍA EÓLICA

Metodología de evaluación del impacto en el CAPEX

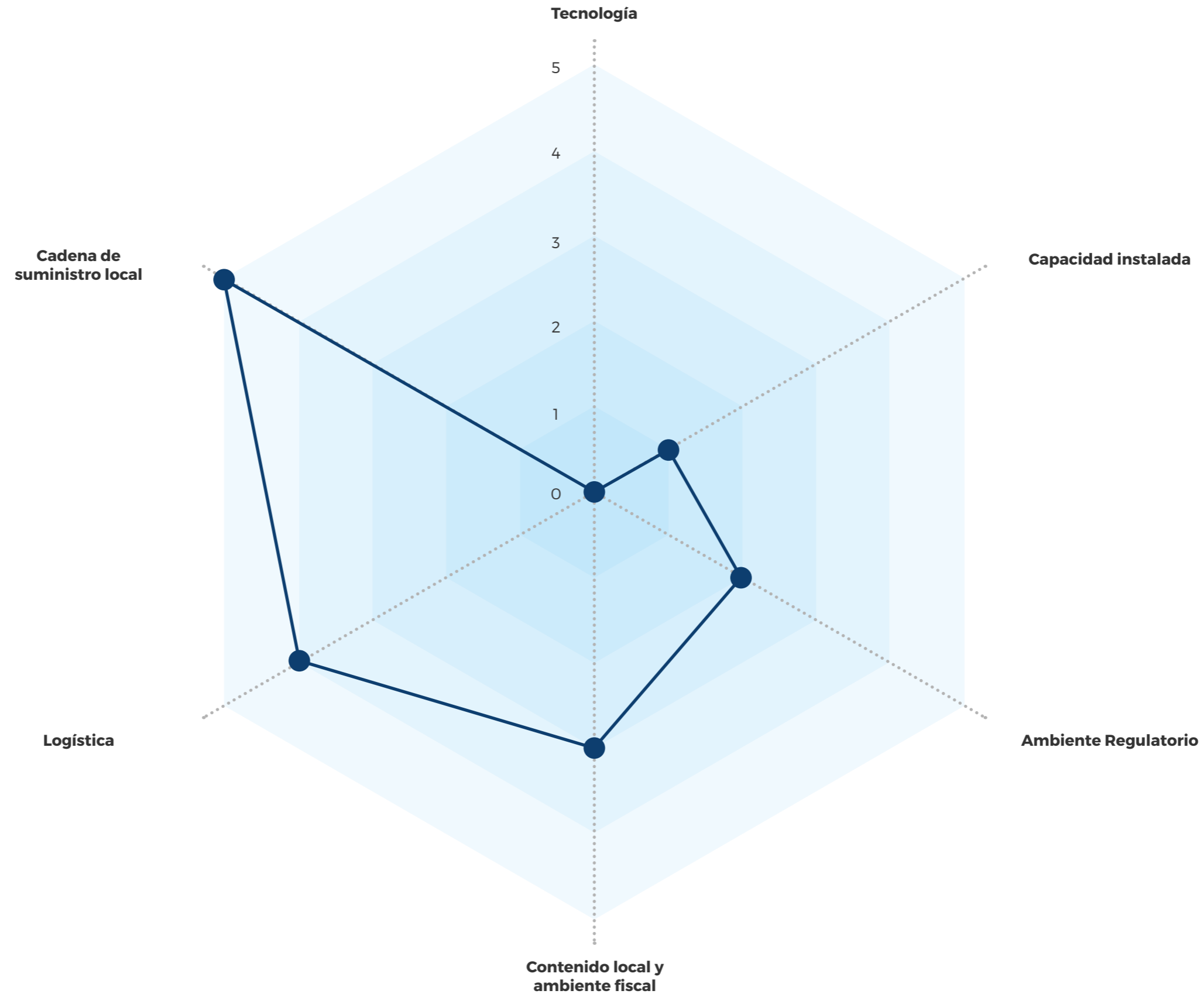


FIGURA 2.1

Principales factores de reducción del CAPEX

Fuente: Wood Mackenzie

0 No favorable para reducción CAPEX



5 Favorable para reducción CAPEX



ENERGÍA EÓLICA TERRESTRE

1. TECNOLOGÍA

- 5 = Instalación de aerogeneradores de última generación (más de 3 MW).
- 3 = Instalación de aerogeneradores con potencia limitada (2-3 MW).
- 1 = Instalación de modelos de aerogeneradores obsoletos (2 MW).

2. CAPACIDAD INSTALADA (ECONOMÍA DE ESCALA PARA EL BOP)

- 5 = Capacidad instalada significativa (más de 5 GW) y fuerte presencia local de empresas de contratación llave en mano y disponibilidad de grúas.
- 3 = Capacidad instalada moderada y alguna presencia local de empresas de contratación llave en mano y disponibilidad de grúas.
- 1 = Capacidad instalada baja y presencia local limitada de empresas de contratación llave en mano y disponibilidad de grúas.

Nota: Los mercados que necesitan importar grúas y otros servicios poseen costos de BOP más altos.

3. AMBIENTE REGULATORIO

- 5 = Ambiente regulatorio favorable para la energía eólica: por ejemplo, subastas, metas de energía renovable, etc.
- 3 = Presencia de algunas políticas favorables para la energía eólica.
- 1 = No se establecen regulaciones específicas sobre energía eólica.

4. RCL – REQUERIMIENTOS DE CONTENIDO LOCAL Y AMBIENTE IMPOSITIVO

- 5 = No se establecen RCL y el ambiente impositivo es favorable (no hay impuestos o aranceles de importación).
- 3 = Incentivos para la producción parcial de contenido local y/o presencia de impuestos a la importación.
- 1 = Se establecen fuertes normas de RCL y/o alta presencia de impuestos a la importación.

5. CONDICIONES LOGÍSTICAS

- 5 = Sitios de emplazamiento de proyectos con acceso relativamente fácil. No existen grandes inconvenientes de transporte.
- 3 = Sitios de emplazamiento de proyectos con algunas complicaciones de acceso. Existen algunos inconvenientes de transporte.
- 1 = Sitios de emplazamiento de proyectos con grandes complicaciones de acceso. Existen inconvenientes de transporte.

Nota: Las condiciones logísticas tienen impacto sobre el transporte y la instalación.

6. CADENA DE SUMINISTRO LOCAL

- 5 = El país cuenta con varias plantas de producción (+3) que proveen al mercado eólico nacional.
- 3 = El país cuenta con algunas de plantas de producción que proveen al mercado eólico nacional.
- 1 = El país no cuenta con plantas de producción que provean al mercado eólico nacional.



ENERGÍA EÓLICA MARINA

Evaluación de impacto de factores para reducción de CAPEX

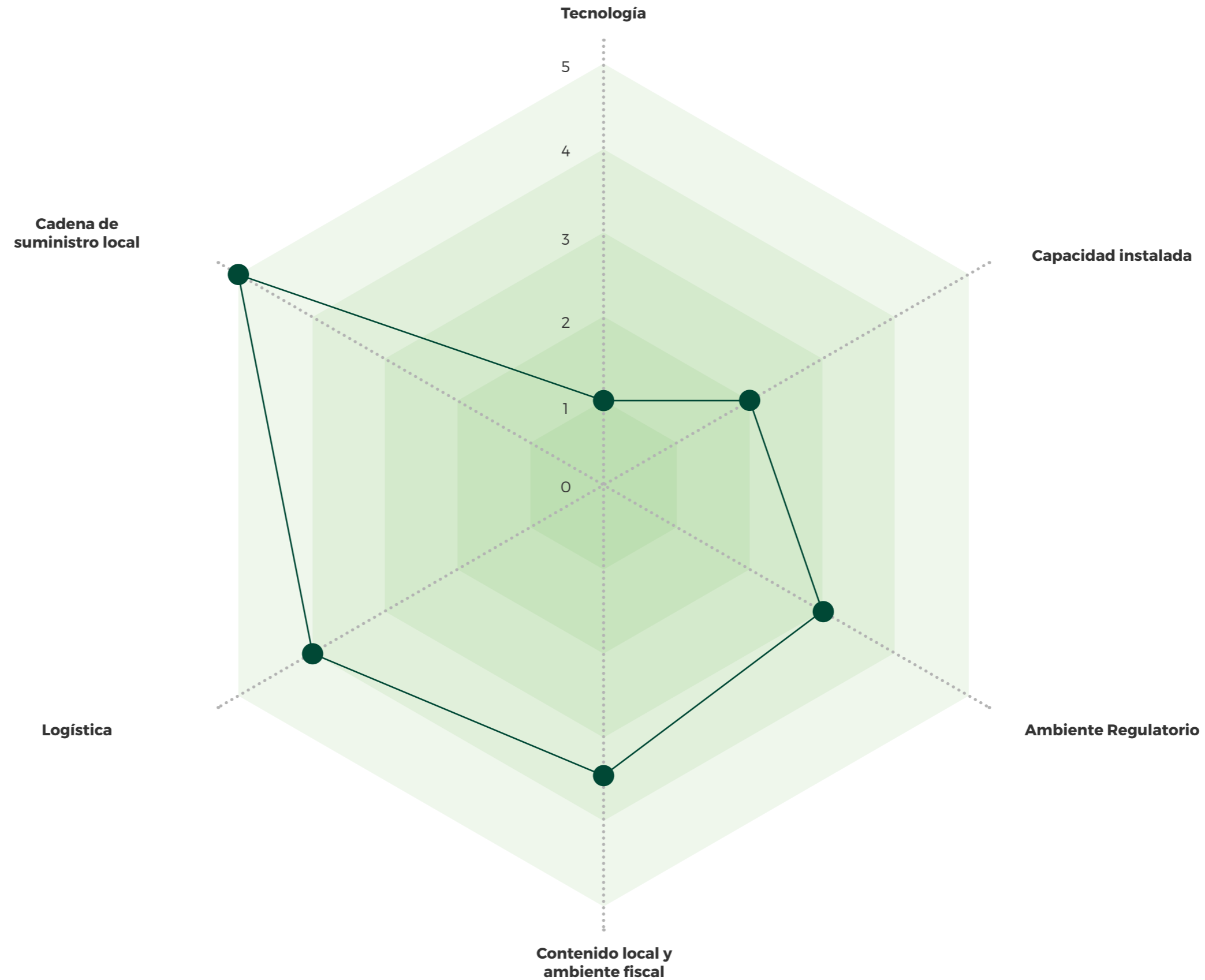


FIGURA 2.2

Principales factores de reducción del CAPEX

Fuente: Wood Mackenzie

0 No favorable para reducción CAPEX



5 Favorable para reducción CAPEX



ENERGÍA EÓLICA MARINA

1. TECNOLOGÍA

- 5 = Instalación de aerogeneradores de última generación.
- 3 = Instalación de aerogeneradores con potencia limitada.
- 1 = Instalación de modelos de aerogeneradores obsoletos.

2. CAPACIDAD INSTALADA (EXPERIENCIA MARINA LOCAL)

- 5 = Capacidad instalada significativa y fuerte presencia local de promotores de proyectos experimentados y buques instaladores.
- 3 = Capacidad instalada moderada y alguna presencia local de promotores de proyectos experimentados.
- 1 = Capacidad instalada baja y presencia local limitada de promotores de proyectos experimentados.

Nota: Los mercados que necesitan importar buques y otros servicios poseen costos de BOP más altos.

3. AMBIENTE REGULATORIO

- 5 = Ambiente regulatorio favorable para la energía eólica marina, por ejemplo, subastas, metas, etc.
- 3 = Presencia de algunas políticas favorables para la energía eólica marina
- 1 = No se establecen regulaciones específicas sobre energía eólica marina.

4. RCL – REQUERIMIENTOS DE CONTENIDO LOCAL Y AMBIENTE IMPOSITIVO

- 5 = No se establecen RCL y el ambiente impositivo es favorable (no hay impuestos o aranceles de importación).
- 3 = Incentivos para la producción parcial de contenido local y/o presencia de impuestos a la importación.
- 1 = Se establecen fuertes normas de RCL y/o alta presencia de impuestos a la importación.

5. PROFUNDIDAD DEL AGUA Y DISTANCIA A LA COSTA

- 5 = Los sitios de emplazamiento de los proyectos se encuentran cerca de la costa y en aguas poco profundas.
- 3 = Los sitios de emplazamiento de los proyectos se encuentran a una distancia moderada de la costa y en aguas relativamente profundas.
- 1 = Los sitios de emplazamiento de los proyectos se encuentran lejos de la costa y en aguas profundas.

Nota: Las cimentaciones diseñadas para aguas profundas son las más costosas y el costo de los cables es directamente proporcional a su longitud.

6. CADENA DE SUMINISTRO LOCAL

- 5 = El país cuenta con plantas de producción que proveen a la industria eólica marina y/o se encuentra cerca de un mercado con experiencia marina.
- 3 = El país no cuenta con plantas de producción que provean a la industria eólica marina y/o no se encuentra cerca de un mercado con experiencia marina.
- 1 = El país no cuenta con plantas de producción que provean a la industria eólica marina y no se encuentra cerca de un mercado con experiencia marina.



ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

Evaluación de impacto de factores para reducción de CAPEX

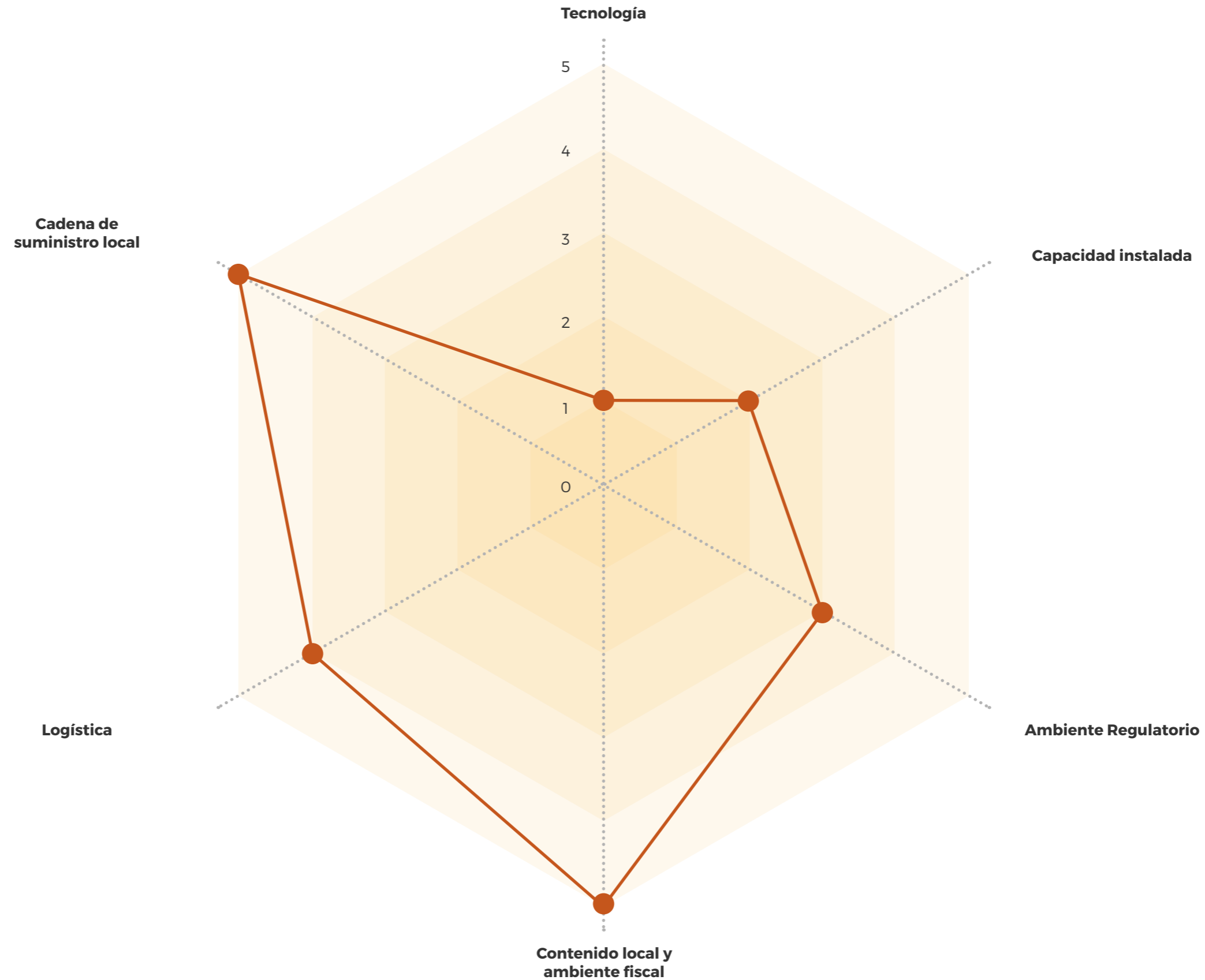


FIGURA 2.3

Principales factores de reducción del CAPEX

Fuente: Wood Mackenzie

0 No favorable para reducción CAPEX



5 Favorable para reducción CAPEX



ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

1. TECNOLOGÍA

- 5 = Implementación de tecnología de última generación (seguidores, material).
- 3 = Implementación de tecnología limitada.
- 1 = Implementación de tecnología más antigua.

2. CAPACIDAD INSTALADA (ECONOMÍA DE ESCALA PARA EL BOP)

- 5 = Capacidad instalada significativa y fuerte presencia local de empresas de contratación llave en mano.
- 3 = Capacidad instalada moderada y alguna presencia local de empresas de contratación llave en mano.
- 1 = Capacidad instalada baja y presencia local limitada de empresas de contratación llave en mano.

3. AMBIENTE REGULATORIO

- 5 = Ambiente regulatorio favorable para la energía eólica (por ejemplo, subastas, metas de energía renovable, etc.)
- 3 = Presencia de algunas políticas favorables para la energía solar fotovoltaica
- 1 = No se establecen regulaciones específicas sobre energía solar.

4. RCL – REQUERIMIENTOS DE CONTENIDO LOCAL Y AMBIENTE IMPOSITIVO

- 5 = No se establecen RCL y el ambiente impositivo es favorable (no hay impuestos o aranceles de importación).
- 3 = Incentivos para la producción de contenido local parcial y/o presencia de impuestos a la importación.
- 1 = Se establecen fuertes normas de RCL y/o alta presencia de impuestos a la importación.

5. CONDICIONES LOGÍSTICAS

- 5 = Sitios de emplazamiento de proyectos con acceso relativamente fácil. No existen grandes inconvenientes de transporte.
- 3 = Sitios de emplazamiento de proyectos con algunas complicaciones de acceso. Existen algunos inconvenientes de transporte.
- 1 = Sitios de emplazamiento de proyectos con grandes complicaciones de acceso. Existen inconvenientes de transporte.

Nota: Las condiciones logísticas tienen impacto sobre el transporte y la instalación.

6. CADENA DE SUMINISTRO LOCAL

- 5 = El país cuenta con varias plantas de producción (+3) que proveen al mercado nacional de energía solar fotovoltaica.
- 3 = El país cuenta con algunas plantas de producción que proveen al mercado nacional de energía solar fotovoltaica.
- 1 = El país no cuenta con plantas de producción que provean al mercado nacional de energía solar fotovoltaica.



ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA

Evaluación de impacto de factores para reducción de CAPEX

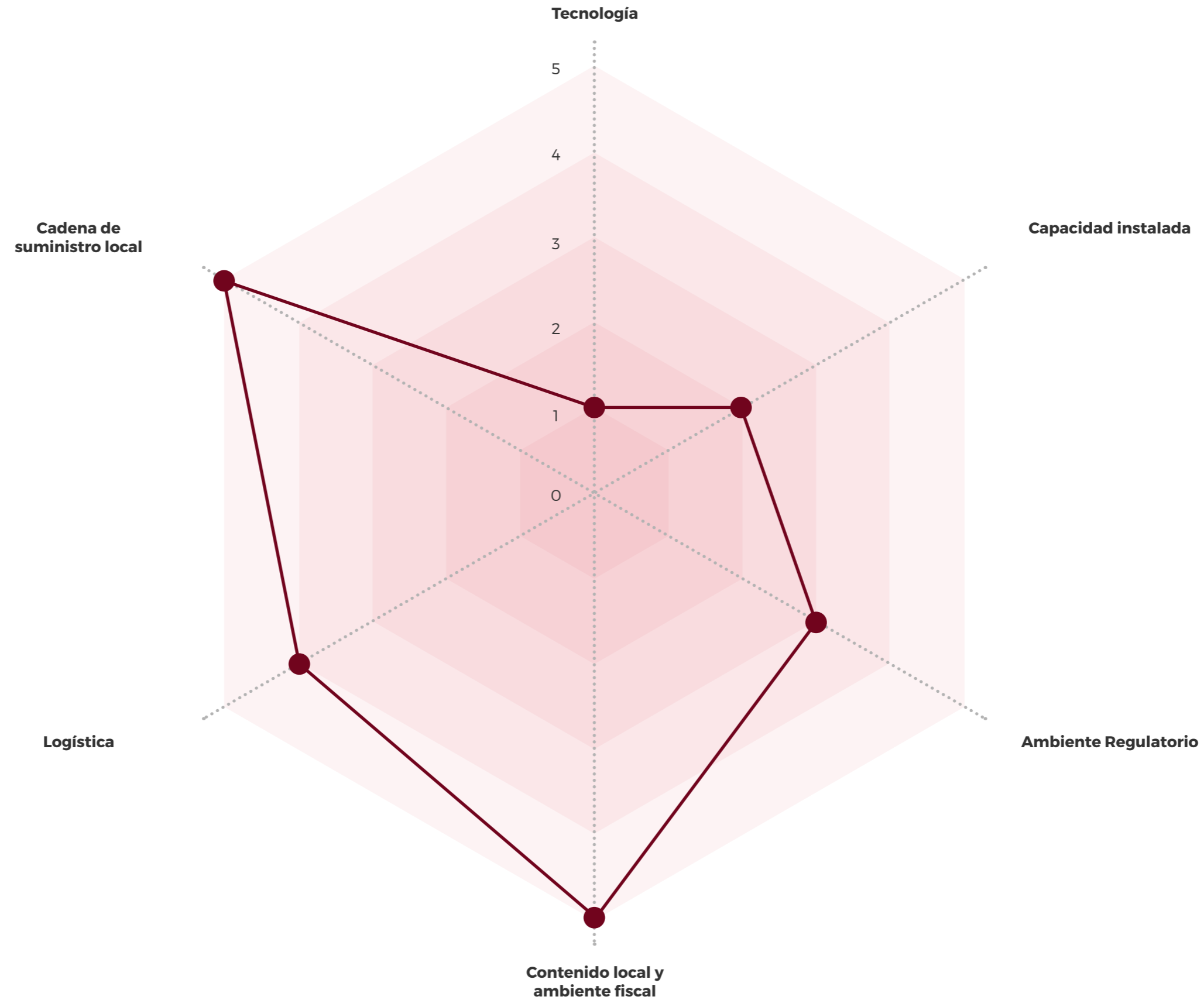


FIGURA 2.4

Principales factores de reducción del CAPEX

Fuente: Wood Mackenzie

0 No favorable para reducción CAPEX



5 Favorable para reducción CAPEX



ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA

1. TECNOLOGÍA

- 5 = Instalación de grandes sistemas en contenedores (>10 MW).
- 3 = Instalación de sistemas medianos (2-10 MW).
- 1 = Instalación de pequeños sistemas de almacenamiento (<2 MW).

2. CAPACIDAD INSTALADA (ECONOMÍA DE ESCALA PARA EL BOP)

- 5 = Capacidad instalada significativa (+1 GW) y fuerte presencia local de empresas de contratación llave en mano.
- 3 = Capacidad instalada moderada y alguna presencia local de empresas de contratación llave en mano.
- 1 = Capacidad instalada baja y presencia local limitada de empresas de contratación llave en mano y disponibilidad de grúas.

3. AMBIENTE REGULATORIO

- 5 = Ambiente regulatorio favorable para el almacenamiento, por ejemplo, subastas, reformas del mercado mayorista, metas, etc.
- 3 = Presencia de algunas políticas favorables para el almacenamiento.
- 1 = No se establecen regulaciones específicas sobre el almacenamiento.

4. RCL – REQUERIMIENTOS DE CONTENIDO LOCAL Y AMBIENTE IMPOSITIVO

- 5 = No se establecen RCL y el ambiente impositivo es favorable (no hay impuestos o aranceles de importación).
- 3 = Incentivos para la producción de contenido local parcial y/o presencia de impuestos a la importación.
- 1 = Se establecen fuertes normas de RCL y/o alta presencia de impuestos a la importación.

5. CONDICIONES LOGÍSTICAS

- 5 = Sitios de emplazamiento de proyectos con acceso relativamente fácil. No existen grandes inconvenientes de transporte.
- 3 = Sitios de emplazamiento de proyectos con algunas complicaciones de acceso. Existen algunos inconvenientes de transporte.
- 1 = Sitios de emplazamiento de proyectos con grandes complicaciones de acceso. Existen inconvenientes de transporte.

Nota: Las condiciones logísticas tienen impacto sobre el transporte y la instalación.

6. CADENA DE SUMINISTRO LOCAL

- 5 = El país cuenta con varias plantas de producción (+3) que proveen al mercado de almacenamiento nacional.
- 3 = El país cuenta con algunas plantas de producción que proveen al mercado de almacenamiento nacional.
- 1 = El país no cuenta con plantas de producción que provean al mercado eólico nacional.



METODOLOGÍA DE WOOD MACKENZIE

RECOPILOCIÓN DE DATOS



FIGURA 2.5

Flujos internos de información sobre los mercados energéticos

N/A: no aplicable

FUENTES DE INFORMACIÓN

Los analistas de investigación de Wood Mackenzie realizan una investigación extensa y detallada sobre sus respectivos campos de especialización y utilizan una amplia variedad de fuentes, pero sólo se adquiere la información a entidades que son propietarias de la misma y tienen los derechos sobre ella.

Al realizar estimaciones sobre los fundamentos de la oferta y demanda de los mercados energéticos, los informes Energy Markets utilizan más de 1.000 fuentes de información, tanto públicas como privadas. La información histórica se basa en datos de la AIE, aunque se suelen ajustar si se cuenta con datos más precisos.

FUENTES DE INFORMACIÓN INTERNA

Los informes Energy Markets se desarrollan mediante un trabajo conjunto con más de 400 analistas de Wood Mackenzie especializados en el sector/materia prima específico. Si bien las fuentes de información internas varían según el país, la tabla que consta a continuación indica qué información es orientada por los expertos de Wood Mackenzie con conocimiento profundo de la materia.

	Carbón	Petróleo	Gas	Electricidad	Nuclear	Hidrocarburos	Otros comb. sólidos	Otros renovables	Calor
Producción indígena	✓	✓	✓	N/A	✓	✓		✓	N/A
Posición de importación neta	✓		✓	✓	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Bunkers / Stocks	✓	✓	✓	N/A	N/A	N/A		N/A	N/A
Generación eléctrica	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	N/A
Otras pérdidas y ganancias	✓	✓	✓	✓	N/A	N/A		N/A	
Industria y uso no energético	✓	✓	✓	✓	N/A	N/A			
Transporte	N/A	✓	✓	✓	N/A	N/A	✓	N/A	N/A
Sector residencial / comercial	✓	✓	✓	✓	N/A	N/A			



FUENTES DE INFORMACIÓN EXTERNA

Los informes suelen utilizar más de 1.000 publicaciones externas como fuentes de información histórica y como ayuda para guiar las estimaciones. Si bien una gran cantidad de estas publicaciones están disponibles al público, los analistas también tienen contactos en el área de investigación con casi todos los tipos de organizaciones involucradas en la industria energética. Los tipos de datos externos clave son los siguientes:

- **Agencia Internacional de la Energía (AIE)** – Los modelos utilizan cifras de la AIE en sus datos históricos. No obstante, los analistas suelen modificar los datos obtenidos de la AIE cuando disponen de datos más precisos.
- **Contactos personales** - Con el transcurso de los años, los analistas han desarrollado contactos en organismos regulatorios, compañías energéticas, bancos de inversión, usuarios de energía industriales, compañías mineras y petroleras.
- **Organizaciones gubernamentales** - Los analistas utilizan datos procedentes de diversos ministerios y reguladores gubernamentales.
- **Medios locales** - Los periódicos y medios locales suelen brindar información útil sobre el estado de desarrollo de los proyectos de energía y sobre cambios en las regulaciones y políticas.
- **Informes de compañías** - Memorias anuales, comunicados de prensa, relaciones con los inversores, como así también presentaciones ante la SEC u otros mercados de valores.
- **Medios específicos de la industria** - Nuestros analistas revisan con regularidad una amplia variedad de publicaciones y materiales de conferencias específicos de la industria.

VALIDACIÓN DE LA INFORMACIÓN

Los modelos son calibrados para asegurar que la oferta de energía sea igual a la demanda de energía. Nuestros datos se someten a comparaciones anuales para asegurar un análisis consistente y las estimaciones se cotejan con pronósticos de dominio público, como los procedentes de ministerios de gobierno, compañías estatales de servicios públicos, etc.

ALCANCE DE LA COBERTURA

Energy Markets cubre el análisis de 92 mercados y del 98% de la demanda de energía global. De los 92 mercados analizados, 34 tienen un “informe de país completo”. Un “informe de país completo” suele constar de alrededor de 40 a 60 páginas. Los 57 mercados restantes se cubren mediante un “resumen de país” que tiene entre 5 y 10 páginas de extensión. Todos los mercados se modelan completamente adoptando el mismo enfoque basado en principios fundamentales y todos los datos están disponibles en la herramienta.

PROCESO DE ACTUALIZACIÓN

CICLO DE ACTUALIZACIÓN/ CRONOGRAMA DE PUBLICACIÓN

Wood Mackenzie actualiza el análisis de cada país por lo menos una vez al año. Los mercados más grandes se actualizan dos veces al año. Cuando es posible, el análisis se actualiza junto con otros equipos de investigación. Por ejemplo, Estados Unidos se actualiza cuando los analistas de gas y energía de Wood Mackenzie actualizan sus pronósticos. Los mercados se priorizan dependiendo de cuándo fueron actualizados por última vez o en respuesta a un suceso importante específico, como un terremoto o una guerra civil. Se dan a conocer datos ocho veces por año.

VALIDACIÓN DEL ANÁLISIS

Para asegurar un análisis robusto, nuestros datos son sometidos a un riguroso control de calidad interno y externo. Los procesos clave de validación de datos incluyen:

- **Verificación** - Todos los análisis son verificados por al menos un analista más. Numerosos mercados son verificados por diversos analistas, incluidos expertos con un profundo conocimiento de la materia prima específica.
- **Validación externa** - Los clientes y contactos proporcionan feedback constante sobre nuestros análisis.

PASOS CLAVE - ANÁLISIS DE PAÍS

El análisis de país de Wood Mackenzie se basa en un análisis detallado de la demanda sectorial y en pronósticos sobre producción energética. En general, los datos históricos proceden de la AIE y las estimaciones pertenecen a Wood Mackenzie. Si bien cada país y cada sector es diferente, se utiliza una metodología de modelado similar independientemente de la extensión del análisis escrito.

En general se adopta un enfoque ascendente (bottom-up) para pronosticar la demanda de cada combustible en cada sector:

- **Industria** - Se realiza un seguimiento de las grandes plantas industriales y los subsectores industriales son considerados y alineados con otras investigaciones de Wood Mackenzie (por ej., la demanda de combustible para la producción de acero es proporcionada por los analistas del acero de Wood Mackenzie).



- **Transporte** - La demanda de productos del petróleo, de biocombustible y de gas natural se pronostica utilizando diversos factores de transporte, como eficiencia del parque automotriz, exigencia de uso de biocombustibles y millas recorridas por los vehículos.

- **Residencial/comercial** - La demanda está dada por indicadores macroeconómicos como el PIB, la riqueza, la población, los hogares, la urbanización, etc., como así también por supuestos respecto de incrementos en la eficiencia, índices de electrificación, etc.

Dentro de cada pronóstico de combustible sectorial, se toman en cuenta las políticas y regulaciones en materia de energía, la infraestructura, la competencia entre combustibles, la intensidad en el uso de energía y otros motivadores de la demanda. Debido a que la electricidad es una fuente de energía singular, se utiliza una metodología diferente. Una vez pronosticada la demanda energética sectorial y consideradas las pérdidas técnicas y no técnicas, los analistas monitorean las incorporaciones de centrales de energía y las transacciones. En la mayoría de los mercados los analistas monitorean centrales de energía individuales y estiman la eficiencia de la central y los factores de utilización de las plantas. Si bien la metodología exacta utilizada para pronosticar incorporaciones de centrales energéticas y producción de electricidad varía dependiendo del mercado, nuestro análisis considera los siguientes factores:

- Disponibilidad y costo de los combustibles consumidos
- Planes del gobierno y de las compañías de servicios públicos
- Políticas ambientales

- Demanda máxima de potencia y márgenes de reserva
- Estructura del mercado eléctrico (es decir, si está liberalizado, regulado, etc.)
- Infraestructura de transmisión y distribución.

Una vez pronosticada la demanda de energía, se realiza un pronóstico detallado de oferta de energía para carbón, petróleo, gas natural y combustibles sólidos (CSO, por ejemplo, madera). En todos los mercados la oferta de energía doméstica debe ser igual a la demanda de energía doméstica en los modelos. Al pronosticar la producción energética los analistas consideran los siguientes factores:

- Producción comercial existente
- Producción futura
- Actividad de exploración
- Infraestructura
- Niveles de inversión

MODELOS

Wood Mackenzie desarrolló un modelo macroenergético propio basado en Excel. La utilización del modelo varía dependiendo de los factores específicos que motivan la demanda energética en cada mercado, pero en general la demanda energética se pronostica mediante regresiones econométricas correspondientes a cada subsector. Además, para ciertos sectores como el transporte, los pronósticos se realizan mediante un modelo de transporte individual de Wood Mackenzie y luego se los integra al modelo macroenergético, con las iteraciones que corresponda. Las cifras sobre generación de energía se basan en incorporaciones de centrales de energía específicas y consideran el comercio de electricidad, los factores de planta y la eficiencia de la central. Las estimaciones sobre producción energética se desarrollan con otros equipos dentro de Wood Mackenzie y consideran proyectos específicos, recursos por explotar y rondas de otorgamiento de licencias. Los modelos también consideran las limitaciones de infraestructura, la política energética y el PIB. los siguientes factores:

- Producción comercial existente
- Producción futura
- Actividad de exploración
- Infraestructura
- Niveles de inversión





03

ANÁLISIS DE LAS TENDENCIAS DE COSTOS EN LOS MERCADOS LOCALES

Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Colombia, Ecuador, México, Panamá, Perú y Uruguay



MÉXICO
PÁGINA 57



BRASIL
PÁGINA 74



CHILE
PÁGINA 93



ECUADOR
PÁGINA 110



ARGENTINA
PÁGINA 124



BOLIVIA
PÁGINA 142



URUGUAY
PÁGINA 155



PERÚ
PÁGINA 170



PANAMÁ
PÁGINA 186



COLOMBIA
PÁGINA 199



Las subastas llevan los precios de la energía eólica a bajos niveles históricos en toda América Latina.

Las subastas competitivas de energía con múltiples tecnologías se han convertido en el principal factor impulsor de la firma de contratos de compraventa de energía (PPA, por sus siglas en inglés) para el desarrollo de la energía eólica en América Latina. Argentina y México realizaron las primeras rondas de subastas en 2016 y se sumaron así a Brasil, Chile y Perú como mercados que adjudican contratos de compraventa de energía utilizando este mecanismo.

Uno de los precios récord alcanzados en una subasta para energía eólica en América Latina y uno de los más bajos del mundo fue adjudicado a la compañía eléctrica ENEL con una oferta de

340,72 MXN/MWh (USD 17,73/MWh) en la tercera subasta para contratos a largo plazo llevada a cabo en México en noviembre de 2017. También se establecieron nuevos récords individuales para energía eólica ofertada en subastas realizadas en Argentina en noviembre de 2017, así como en rondas de subastas consecutivas en Brasil entre diciembre de 2017 y abril de 2018. Los precios ofertados en la subasta chilena de 2017 también alcanzaron niveles bajos récord para dicho mercado, aunque todas las ofertas que incluyeron capacidad de generación de energía eólica eran parte de portafolios con múltiples tecnologías.

Hacia fines de 2017, la capacidad operativa acumulada de generación de energía eólica superó los 21,5 GW en América Latina. En 2016 y 2017 se observó una caída anual en la incorporación de nueva capacidad de generación en cada uno de los cuatro mayores mercados de América Latina: Brasil, México, Chile y Uruguay. El mercado brasileño se contrajo un

20% tras el impacto negativo de los dos años en los cuales no se adjudicaron nuevos contratos de compraventa de energía eólica mediante subasta, entre finales de 2015 y noviembre de 2017. Del mismo modo, el mercado uruguayo se contrajo un 20% ante la ausencia de nuevas subastas competitivas durante más de cinco años, mientras este pequeño mercado sudamericano alcanza un nivel de penetración anual de energía eólica del 35%, lo cual limitará la incorporación de nueva capacidad de generación de energía eólica a gran escala. Tanto el mercado chileno como el mexicano se contrajeron en 2017 pero se recuperarán notablemente en 2018 y 2019 gracias a las robustas carteras de proyectos que ya se encuentran operativas, en construcción o en las últimas etapas de desarrollo.

Los promotores de proyectos conectarán 43 GW de nueva capacidad de generación de energía eólica en América Latina hasta el año 2027.





Diversos mecanismos de mercado permiten que la energía solar fotovoltaica compita en América Latina sin subsidios.

A fines de 2017, la capacidad instalada de energía solar fotovoltaica en América Latina era levemente superior a 7 GWdc. Wood Mackenzie estima que entre 2018 y 2024 se sumarán 44 GW de capacidad instalada en la región, incremento que se verá liderado por mercados clave como Chile, México, Brasil y Argentina. En cada uno de estos mercados, así como en todos los demás que forman parte de este estudio, la energía solar compite en un entorno libre de subsidios, donde existen regulaciones que le permiten participar en subastas competitivas o aprovechar oportunidades de libre mercado para competir con otras tecnologías.

En el caso de las subastas, la energía solar fotovoltaica representó casi el 50% de los contratos de compraventa y suministro de energía, con una reducción sustancial de costos durante un período de 5 años. En mercados como Perú, que introdujo algunas de las primeras rondas de subastas en América Latina, los precios promedio de los contratos de compraventa de energía cayeron de USD 170/MWh en 2011 a USD 48,50/MWh en 2016. En Brasil los precios cayeron más del 60%, pasando de USD 88/MWh en 2014 a USD 35/MWh en 2018 en las últimas rondas de la subasta A-4. Por último, en México, donde el desarrollo de la energía solar era escaso antes del año 2017, las primeras rondas promediaron los USD 48/MWh y rápidamente cayeron en un año y medio a USD 21/MWh. Este último precio ubicaría la energía solar por debajo de la energía producida en centrales que utilizan carbón o gas natural en términos de costo nivelado de la electricidad (LCOE).

En México y Argentina las metas de energía limpia alientan tanto a los grandes consumidores de electricidad como a los

organismos de regulación a encontrar soluciones basadas en energía renovable. Los mecanismos de libre mercado o los mecanismos bilaterales permiten que los generadores de energía solar fotovoltaica celebren contratos con compradores para satisfacer toda su demanda o una parte de ella a través de un mercado regulado a un precio inferior o que compita con los precios nodales o mayoristas de esa región en particular.

Todos estos mecanismos de apoyo y factores de impulso coincidieron de manera positiva con la reducción en los costos de los sistemas de energía fotovoltaica. La eficiencia de los módulos ha crecido de forma sostenida durante los últimos años y se pasó a utilizar PERC monocristalino y finalmente tecnología bifacial. Las arquitecturas con tensiones de 1.500 V y los sistemas de seguimiento de un solo eje también están alcanzando el punto óptimo de reducir los precios a la vez que aumentan la eficiencia. Como consecuencia de ello, los promotores de proyectos están aprovechando los mejores costos para satisfacer su demanda y así poder competir por contratos de compraventa de energía con precios competitivos.

La energía solar fotovoltaica recién está comenzando a tener un impacto sustancial en los diversos mercados energéticos de la región. Una vez que los promotores de proyectos adquieran mucha más experiencia en los ciclos de conceptualización, desarrollo y adquisiciones en algunos de estos mercados incipientes, las economías de escala podrían determinar precios para la energía fotovoltaica aún menores que los que hemos presenciado hasta ahora.

Las políticas y oportunidades en materia de almacenamiento de energía son limitadas en América Latina.

En la actualidad, las tecnologías de almacenamiento de energía continúan siendo incipientes en América Latina. Las oportunidades de mercado pueden clasificarse en tres categorías:



Mercados de energía

Chile es el único mercado de América Latina donde el almacenamiento puede participar en los mercados mayoristas, pero incluso este país tiene limitaciones con respecto a los mecanismos disponibles en el mercado para la monetización de este servicio. En otros mercados, como Colombia y México, existen escasas propuestas en manos de sus organismos de regulación que sirvan para generar señales en el mercado que incentiven el almacenamiento.



Generación de energía renovable no variable

Mientras que en los Estados Unidos se han adjudicado gran cantidad de contratos de compraventa de energía solar con almacenamiento, la adopción de energía renovable despachable ha sido lenta en la mayoría de los demás mercados, incluso en América Latina. Gracias a la abundante disponibilidad de recurso solar y eólico los costos nivelados podrían ser realmente bajos al sumar el almacenamiento. Wood Mackenzie prevé que es probable que Chile y México sean los primeros mercados de América Latina donde se adjudiquen este tipo de contratos. De hecho, Chile ya tiene un proyecto de “energía solar de noche” aprobado para participar en el proceso de subastas de energía renovable.



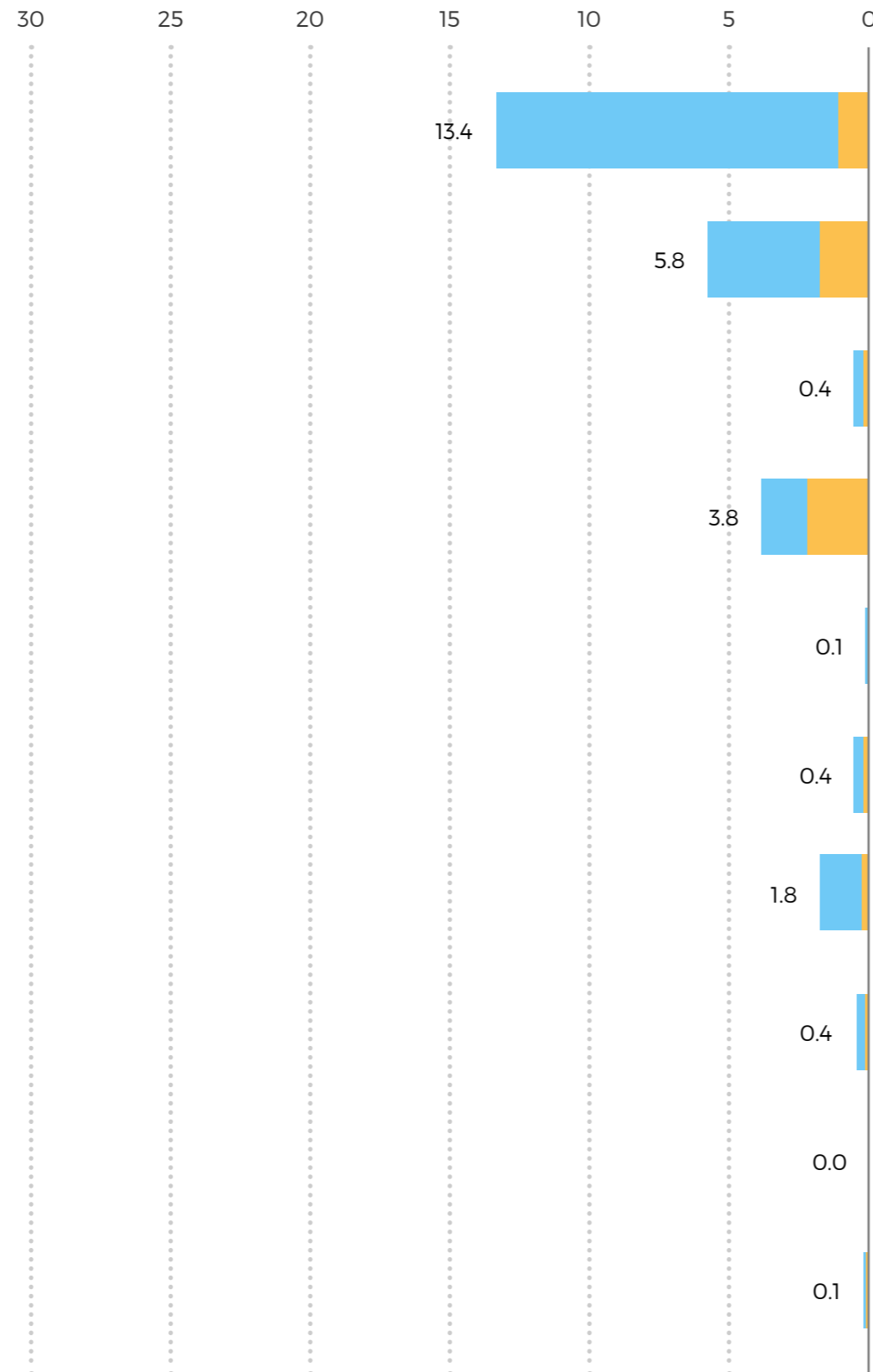
Gestión de la factura de electricidad mediante sistemas de almacenamiento detrás del medidor (“behind the meter”)

Si bien el segmento de sistemas de almacenamiento detrás del medidor ha sido históricamente muy fragmentado y en general se ha focalizado en oportunidades de mercado para sistemas no conectados a la red, la calidad de la energía y la posibilidad de acceso a múltiples canales de ingresos puede conducir a un resurgimiento en el desarrollo de este tipo de proyectos en grandes segmentos industriales en múltiples mercados. En México se han producido avances prometedores en los últimos meses, desde la instalación de un sistema de almacenamiento de 12 MW por parte de Arroyo Energy como parte de una microrred en una fábrica automotriz, hasta la creación por parte de BYD y Pireos Capital de un fondo para instalar sistemas con capacidad de almacenamiento de 100 MWh.



- Eólica
- Solar
- Almacenamiento

Capacidad instalada Acumulada al 2017 (GW)



Nueva capacidad estimada: 2018-2027e (GW)

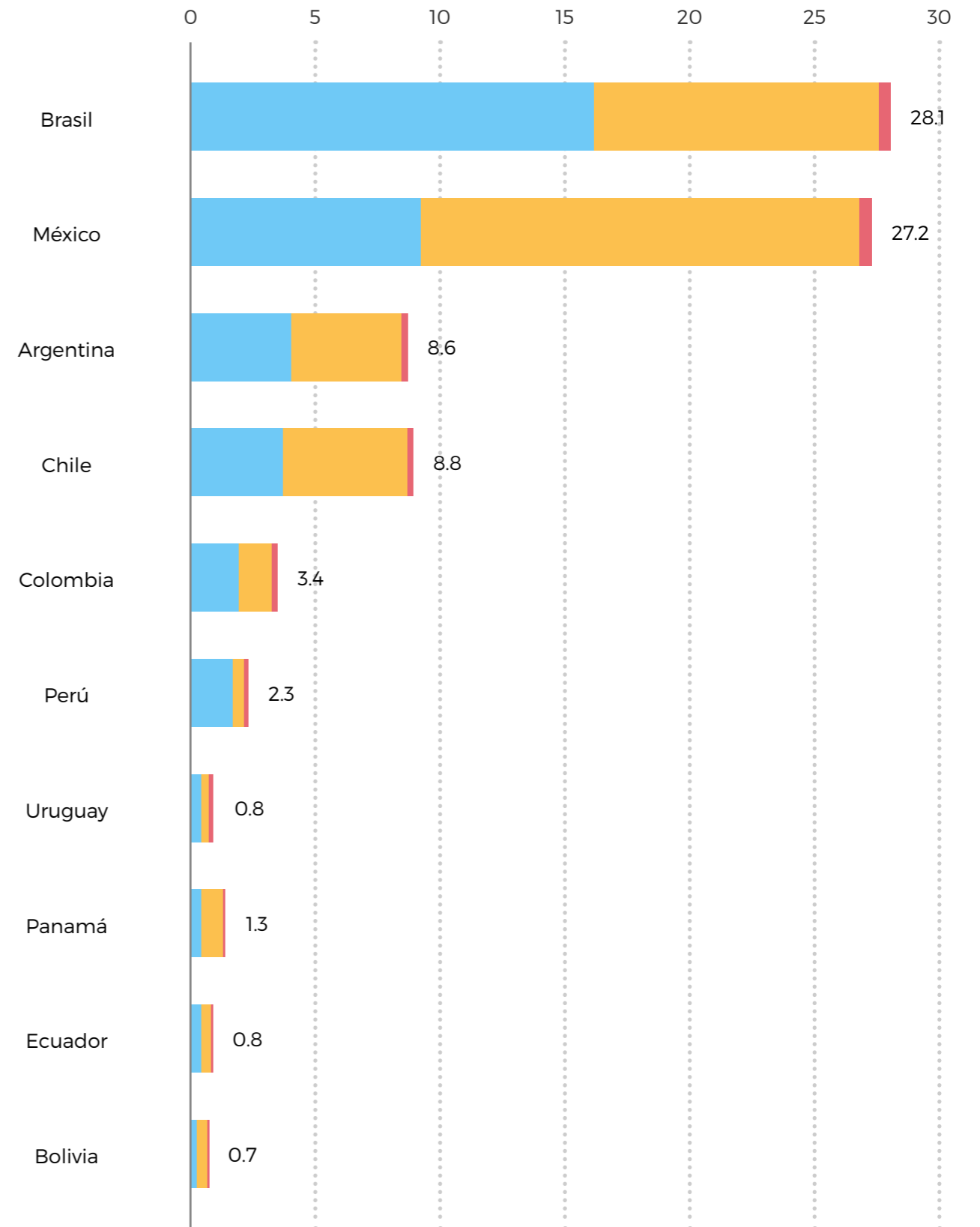


FIGURA 3.1
Escenario Regional. Tecnologías:
Eólica, Solar y Almacenamiento
Fuente: Wood Mackenzie



MÉXICO



ENERGÍA EÓLICA
PÁGINA 59



ENERGÍA EÓLICA MARINA
PÁGINA 64



ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA
PÁGINA 66



ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA
PÁGINA 70

PROYECTO SOLAR FV GUANAJUATO, SAN MIGUEL DE ALLENDE, MÉXICO, CORTESÍA X-ELIO



México posee una meta del 35% de generación de energía limpia para el año 2024, 40% para 2035 y 50% para 2050. Para apoyar el logro de esta meta, se han llevado a cabo subastas para generación de energía a largo plazo.

	Disponible	Impacto en CAPEX	
INCENTIVOS FISCALES	Exención de impuestos de importación	Sí	<ul style="list-style-type: none"> Los suministradores de módulos FV están exentos del 15% de la tarifa de importación si disponen de bodegas de almacenamiento locales
	Exención de impuesto sobre la renta	No	
	Impuesto al carbono	No	
	Depreciación acelerada	No	<ul style="list-style-type: none"> El incentivo disponible para los contratos de autoabasto legados expira si los proyectos no han entrado en operación hasta finales de 2019.
	Otros incentivos fiscales	No	
MECANISMOS DE APOYO	Licitaciones	Sí	<ul style="list-style-type: none"> Las licitaciones de contratos de largo plazo para electricidad, capacidad y certificados de energías limpias (CELs) se iniciaron en marzo de 2016. Las ofertas se priorizaron con base en precios nodales marginales para los siguientes 15 años. Las licitaciones son neutrales tecnológicamente sin especificación de cuotas. El esquema de licitaciones creó en su momento un ambiente muy competitivo, incrementando la presión de costos en toda la cadena de suministro.
	Acceso a la red eléctrica	No	<ul style="list-style-type: none"> Las tarifas de transmisión se modificaron luego del proceso de Reforma Energética, son las mismas para todas las tecnologías y dependen de si el punto de conexión está por encima o debajo de 220kV.
	Precio garantizado	No	<ul style="list-style-type: none"> El porteo tipo estampilla postal aún se aplica para pequeños productores y autogeneradores.
	Cuota/portafolio estándar	Sí	<ul style="list-style-type: none"> No existe una cuota específica para eólica marina o almacenamiento. No existe una cuota específica para solar FV, sin embargo hay metas de participación de energías limpias de 20% al 2018 y 35% al 2024.
PROGRAMAS ESPECIALES	Renegociación NAFTA	Sí	<ul style="list-style-type: none"> La renegociación del tratado de libre comercio NAFTA debería tener un impacto mínimo en los costos de capital de la eólica. Los desarrolladores y fabricantes generalmente importan los componentes críticos localmente o de otros mercados, no de los Estados Unidos. Los proveedores de aerogeneradores especialmente han venido importando góndolas y torres de otros mercados a pesar de tener fábricas en Estados Unidos. La gran demanda a corto plazo en el mercado de Norteamérica va a reducir la disponibilidad de componentes y equipo de logística para exportación a México. La renegociación del tratado de libre comercio NAFTA debería tener un impacto mínimo en los costos de capital de la energía solar. Los desarrolladores y fabricantes generalmente importan los paneles solares de otros mercados, principalmente China, el SE asiático e inclusive Europa, donde los costos son mucho menores que en Estados Unidos. En el corto plazo la sobreoferta de módulos a nivel internacional mantendrá los precios para módulos tipo Tier 2 y 3 alrededor de los US\$0.20/W.
	Programas Especiales	No	
	Requisito de Contenido Local	No	<ul style="list-style-type: none"> A pesar de que no se han anunciado medidas de protección de manera oficial, es probable que la administración actual las esté considerando.



FIGURA 3.2

Energía renovable y análisis de políticas de almacenamiento en México

Fuente: Wood Mackenzie, DOF, SENER, INE, CRE

Bajo impacto en reducción de CAPEX

Alto impacto en reducción de CAPEX



ENERGÍA EÓLICA

El esquema de subastas ha sido el principal factor de reducción de CAPEX de la energía eólica en México pero las recientes cancelaciones generan incertidumbre.

Debido a una acelerada reducción en CAPEX, no es probable que México continúe mostrando el mismo ritmo de reducción de costos durante los próximos años, pero sí se mantendrán bajos los costos de aerogeneradores y de BOP. La experiencia del país en la industria eólica, una cadena de suministro local fuerte y los bajos costos laborales le permiten a México alcanzar estos bajos niveles de precios de los aerogeneradores y de BOP.

Es probable que continúe el ambiente competitivo entre los actores de la industria si el nuevo gobierno mantiene el esquema de subastas. Se espera que los costos se reduzcan a un ritmo más estable después de las fuertes reducciones ocurridas cuando se estableció el sistema de subastas.

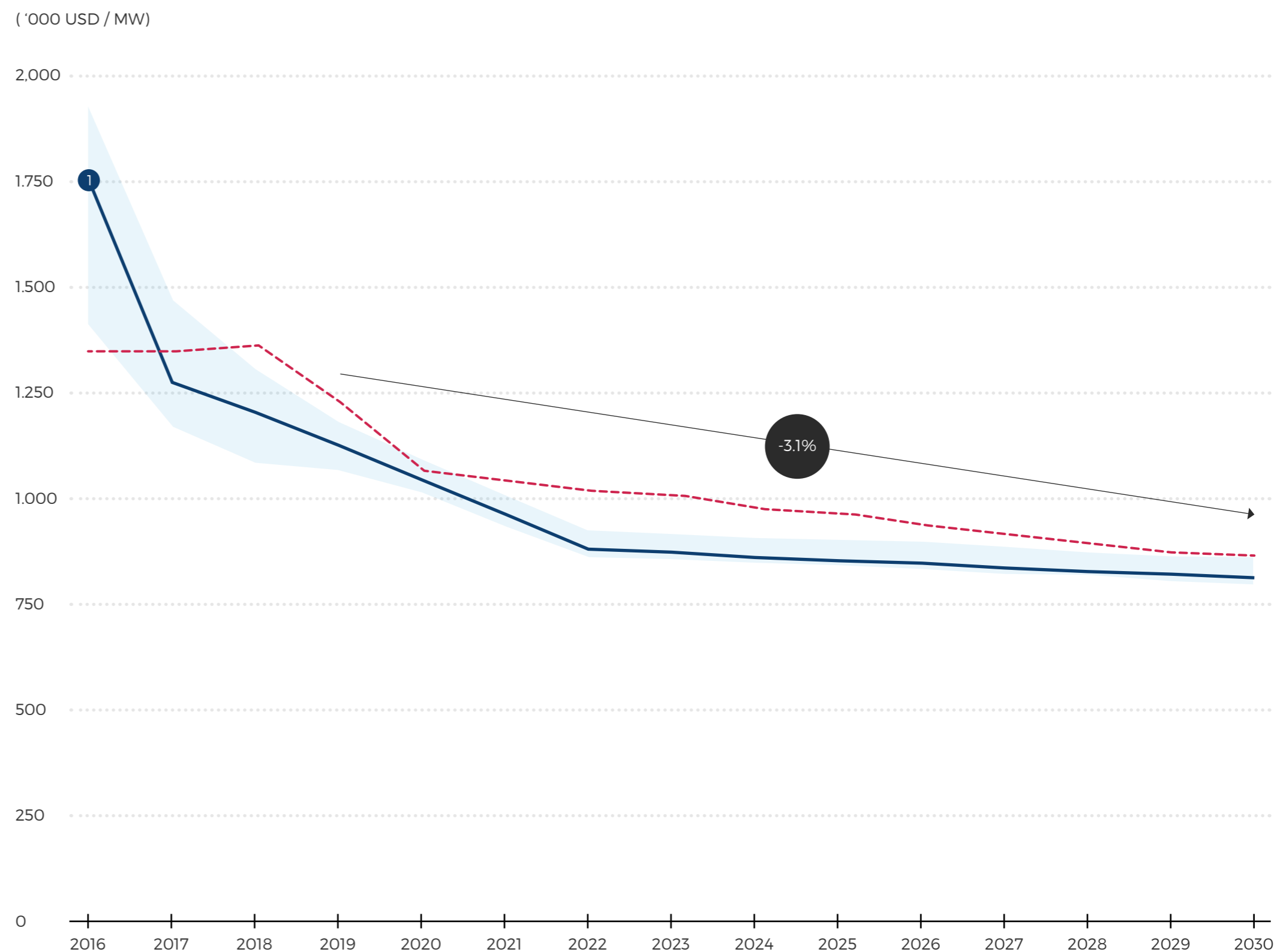


FIGURA 3.3

Estimación de reducción de CAPEX durante 2019-2030e, kUSD/MW

Fuente: Wood Mackenzie

*Nota: El año indica la fecha de entrada en operación.

La zona sombreada indica el rango de CAPEX. CAGR = %

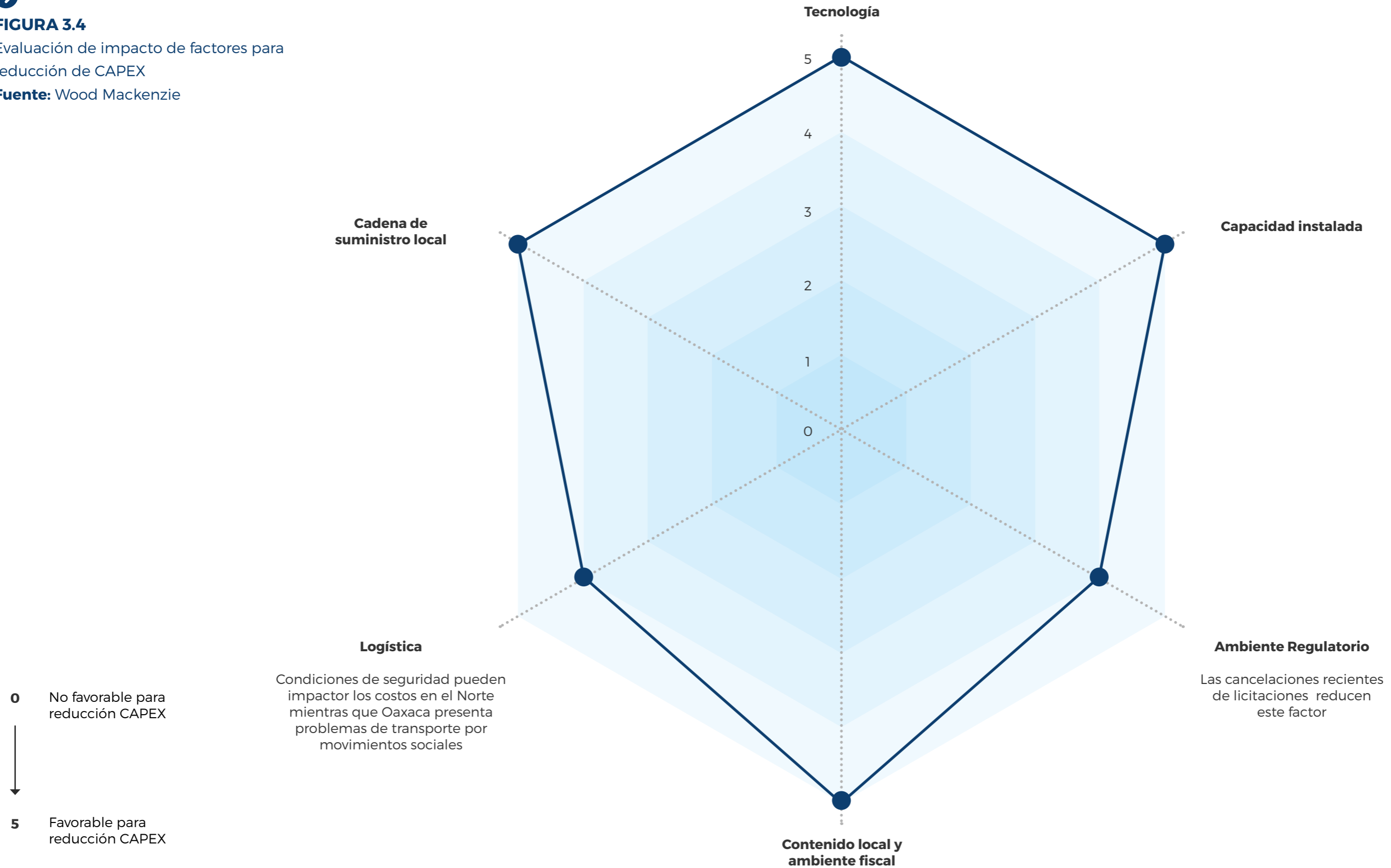
1 Promedio México ○ Promedio Global



FIGURA 3.4

Evaluación de impacto de factores para reducción de CAPEX

Fuente: Wood Mackenzie





La estrategia de múltiples canales de ingresos utilizada por los participantes en las licitaciones dificulta la estimación del costo nivelado de la electricidad (LCOE).

Los precios de los aerogeneradores se han vuelto más competitivos en México durante la etapa de subastas, pero esta dinámica no es suficiente para explicar la abrupta caída en el precio de oferta de la energía eólica durante un período de 18 meses en un mercado relativamente maduro, que posee recursos eólicos fuertes, aunque no excelentes. En la actualidad, la mayoría de los proyectos se están desarrollando fuera de Oaxaca, región rica en recursos eólicos, en sitios Clase II y III.

El modelo de Wood Mackenzie para calcular el costo nivelado de la energía eólica en México, que tiene en cuenta los precios vigentes de los equipos, los costos de BOP y los recursos eólicos, arroja un rango entre USD 29/MWh y USD 61/MWh. Si bien este rango es competitivo frente a otras tecnologías del mercado, no coincide con los precios de las ofertas ganadoras de la subasta del año 2017.

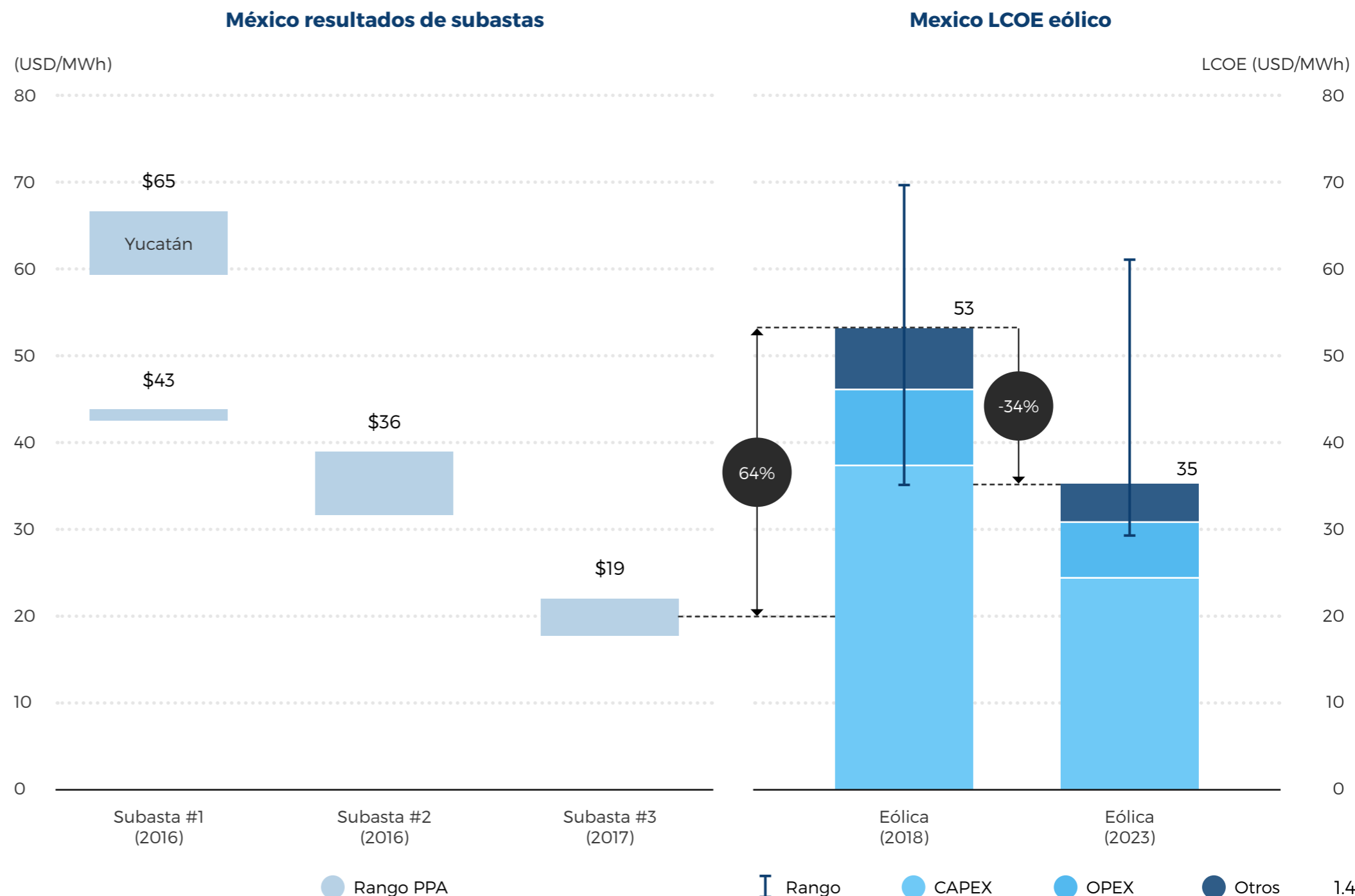
Para poder competir con otros promotores de proyectos de energía eólica y oferentes de energía solar fotovoltaica, los proyectos adjudicados en las subastas deberán contar con canales de ingresos adicionales para ser económicamente viables. Algunos promotores incluyen en sus ofertas menos electricidad que los correspondientes Certificados de Energía Limpia (CELs), lo cual indica que parte de la producción de sus proyectos se venderá de forma paralela mediante un contrato bilateral, presumiblemente a un precio más alto.

El CAPEX tendría que ser de un orden de USD 300/MW para alcanzar un costo nivelado de la electricidad de USD 19/MWh, lo cual no es posible en la actualidad. El CAPEX para proyectos con fecha de operación comercial en 2020 (subasta de 2017) se estima en aproximadamente USD 980/MW, tres veces más de lo que indican las estimaciones de Wood Mackenzie.



FIGURA 3.5

Resultado de Subastas en México vs. Costo Nivelado de Electricidad (LCOE) Fuente: Wood Mackenzie



***Nota:** Las ofertas en Yucatán reportaron precios más altos debido a precios nodales estimados mayores y se describen de manera separada por considerarse como excepcionales. Los precios arriba de las barras indican precios promedio.



La reciente reforma energética implementada en México aumentó la visibilidad del mercado y la seguridad comercial para los actores de la industria y atrajo hacia el mercado la atención de los proveedores de componentes que buscan optimizar costos. La combinación de la alta demanda del mercado regional y los bajos costos laborales locales hace que México sea muy atractivo para invertir en la fabricación de tecnología eólica.

Dos fabricantes de equipos originales poseen plantas locales de fabricación de torres, y un fabricante de palas provee a diversos fabricantes de aerogeneradores a través de sus instalaciones en el norte de México. Todos los proyectos ubicados en esta región pueden alcanzar costos finales más bajos para los aerogeneradores, ya que al tener proveedores locales disminuyen los costos de transporte, en especial en comparación con los componentes importados.

Las plantas de producción en esta región también se ven beneficiadas por la frontera con los Estados Unidos y optimizan costos cuando exportan a dicho país. La proximidad y el fácil comercio entre los Estados Unidos y México han sido muy favorables en este período de demanda pico en los Estados Unidos debida a la próxima eliminación del incentivo impositivo en ese país (PTC).

Los precios de subasta extremadamente bajos en México han llevado a que éste país dependa fuertemente de la región de Asia-Pacífico y España, especialmente para el suministro de góndolas. El suministro de palas y torres tiene mejores perspectivas, en especial con la participación de líderes de la industria como TPI y Trinity, quienes todavía se encuentran bien posicionados para satisfacer la demanda de los proyectos locales y a la vez aprovechar las economías de escala de las operaciones de exportación a los Estados Unidos.



FIGURA 3.6

Cadena de suministro. Número de centros de manufactura Fuente: Wood Mackenzie

	Góndolas	Palas	Torres	Tren de potencia
A final de 2018	0	1	4	1
Planificado	0	0	0	0



FIGURA 3.7

Nueva capacidad anual estimada (GW) Fuente: Wood Mackenzie
 *Nota: El año indica la fecha de entrada en operación. El porcentaje (%) corresponde a la tasa compuesta de crecimiento anual (CAGR, por sus siglas en inglés).

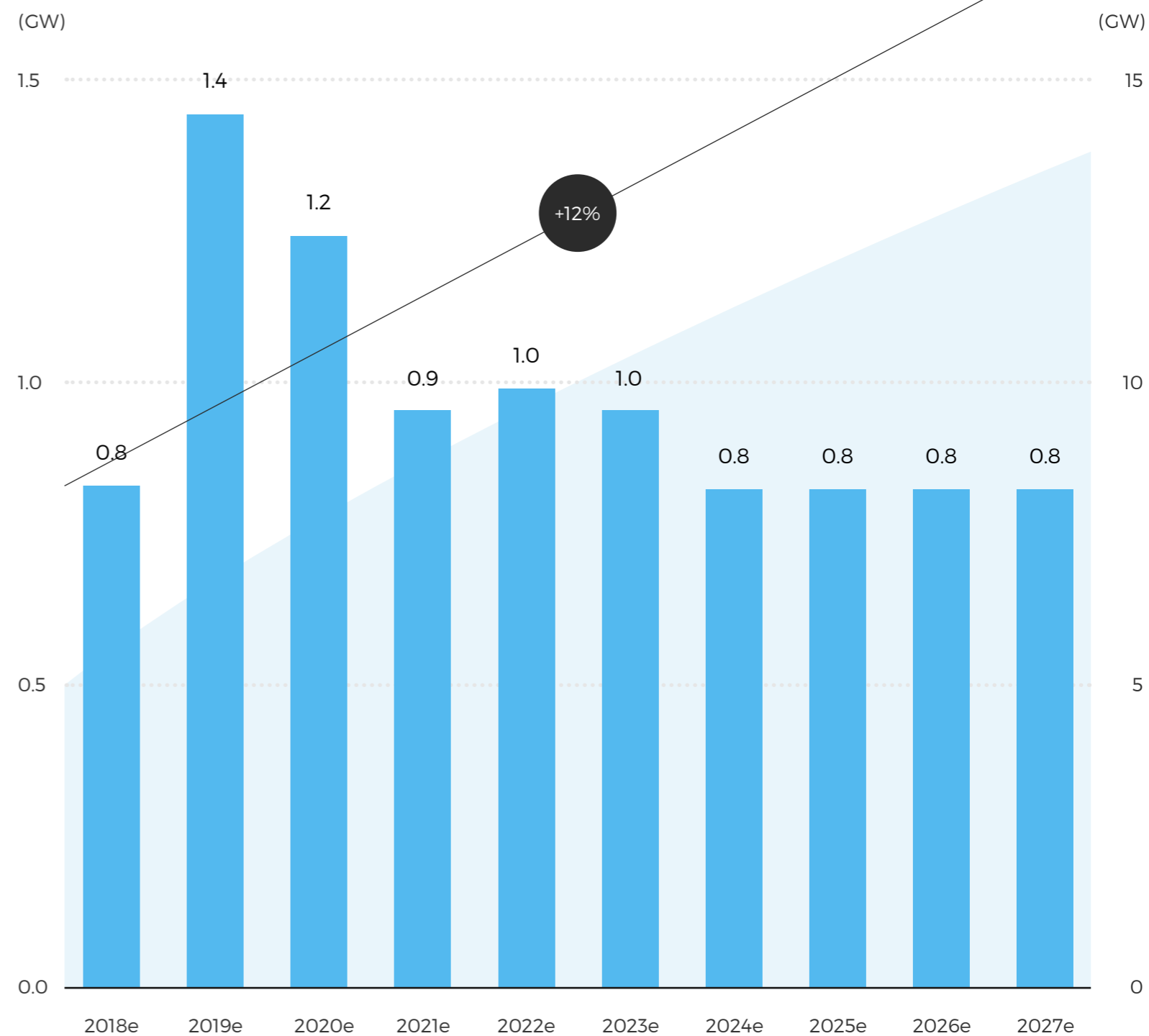
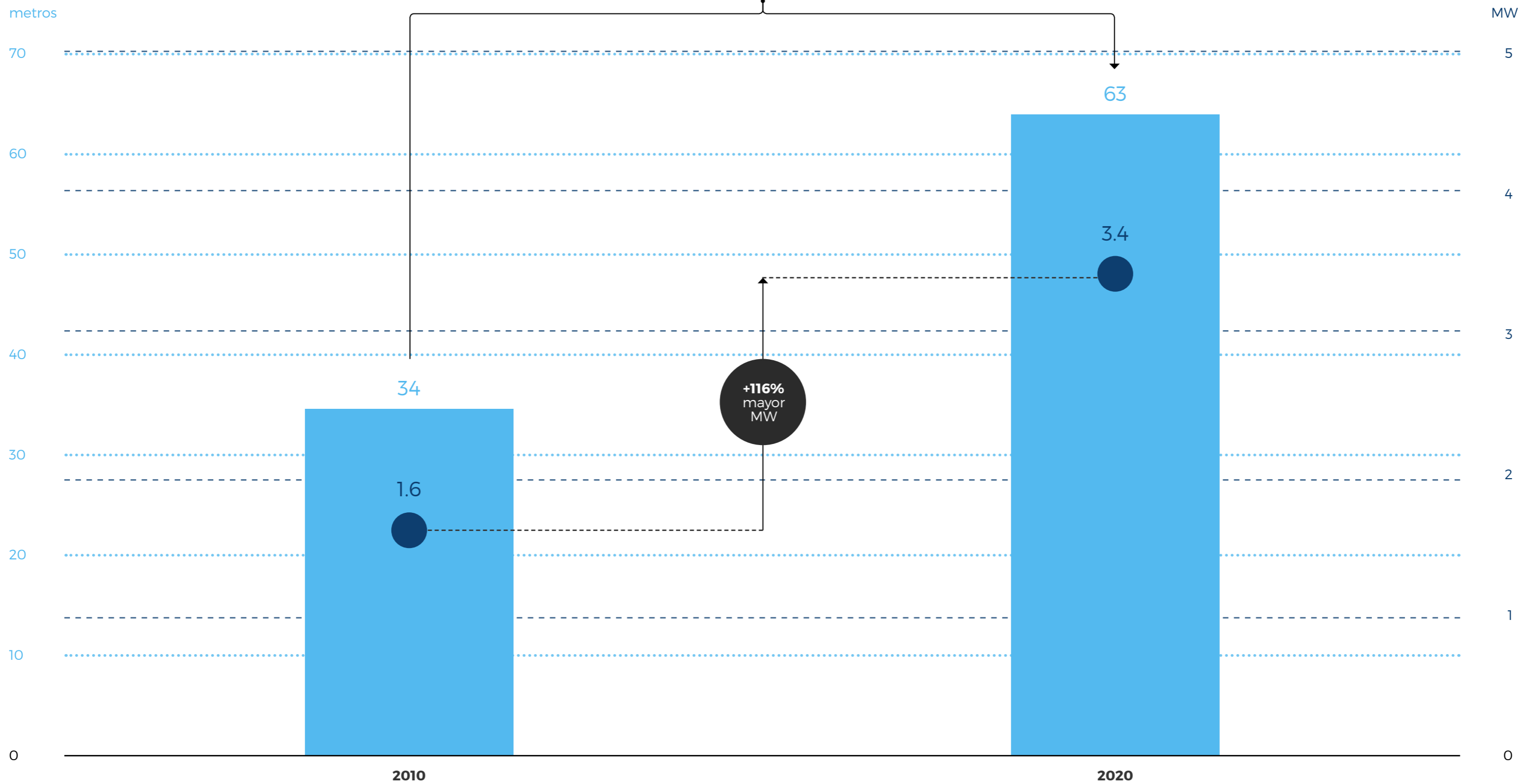




FIGURA 3.8

Avance en tecnología del aerogenerador **Fuente:** Wood Mackenzie

- Potencia nominal (MW)
- Longitud de pala (m)





ENERGÍA EÓLICA MARINA

Wood Mackenzie prevé que no se incorporará nueva capacidad eólica marina en el mercado mexicano de energía renovable en los próximos 15 años.

La proximidad con Estados Unidos puede apalancar la gran experiencia de la industria offshore en México y ayudar a acelerar el período de reducción de CAPEX en este último país.

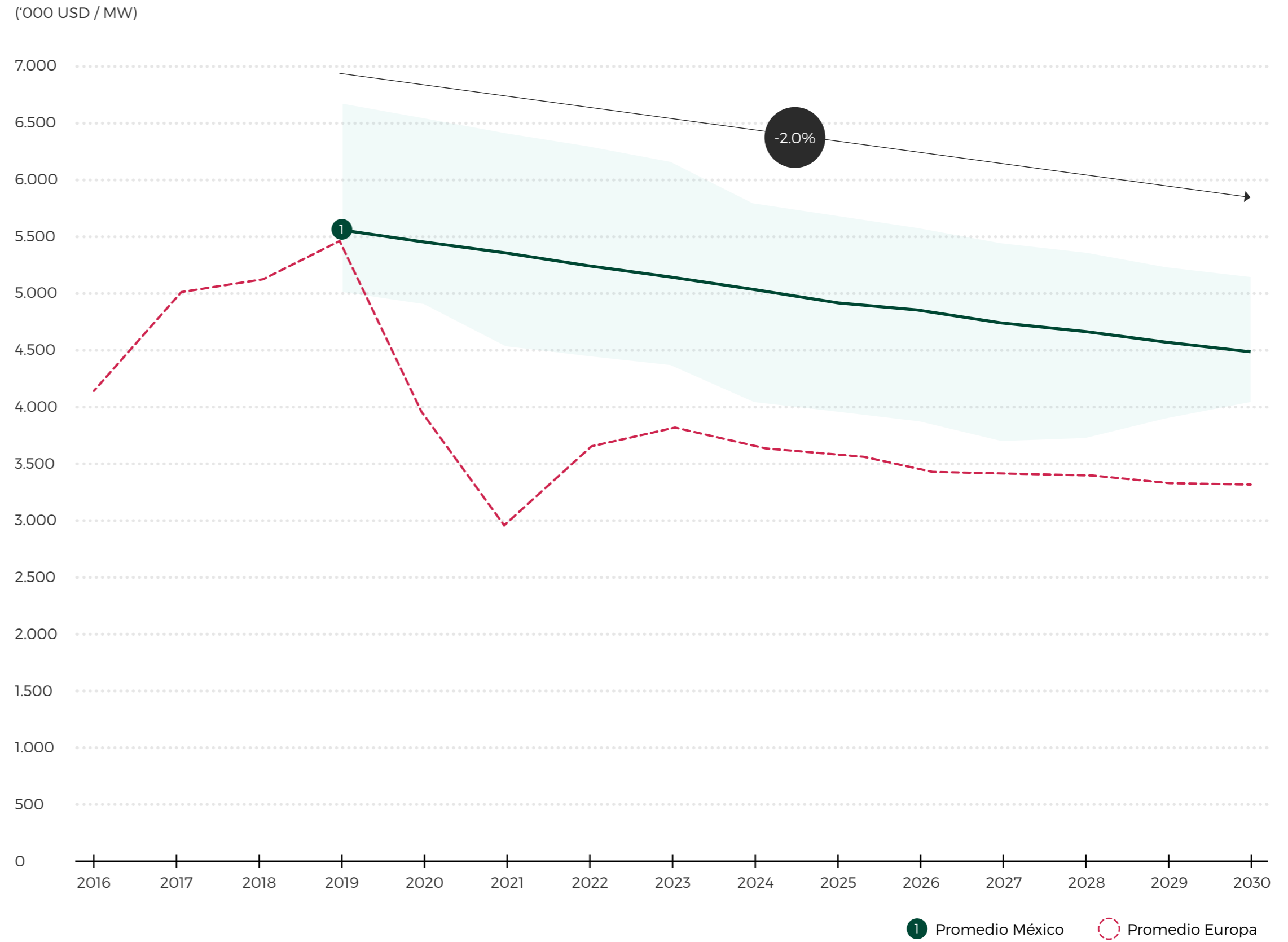


FIGURA 3.9

Estimación de CAPEX eólica marina durante 2019-2030e, kUSD/MW

Fuente: Wood Mackenzie

***Nota:** El año indica la fecha de entrada en operación. El cálculo de CAPEX está basado en plantas comerciales, a pesar de que solo se instalarán proyectos pilotos en mercados emergentes. La zona sombreada indica el rango de CAPEX. %=CAGR.

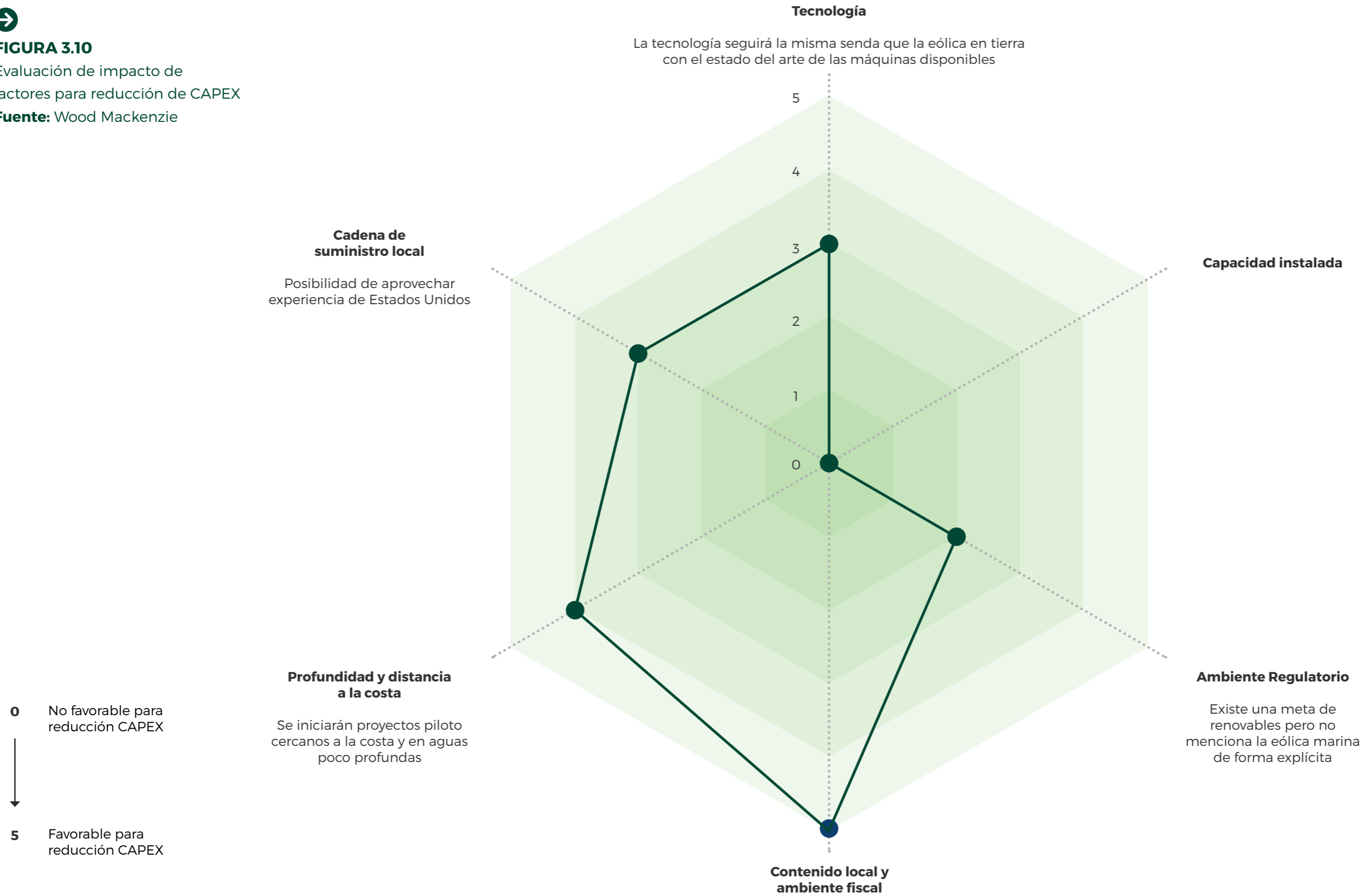
1 Promedio México Promedio Europa



FIGURA 3.10

Evaluación de impacto de factores para reducción de CAPEX

Fuente: Wood Mackenzie





ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

El CAPEX en México está entre los más bajos del mundo debido a que los costos blandos son relativamente bajos. La mano de obra, un importante componente de los costos blandos, es mucho más barata en México que en otros mercados de América Latina que están protegidos por convenios laborales.

En México no existen requisitos de contenido nacional para sus centrales de energía solar fotovoltaica y se importan libremente módulos de China y del sudeste asiático. Al igual que en India y China, que son mercados más baratos en términos de CAPEX, los módulos pueden representar casi el 17% del costo total del sistema. Esta cifra puede incrementarse con la adopción de módulos mono-PERC y bifaciales.

Los menores costos de los módulos en México permiten a los promotores lograr que los proyectos con dificultades lleguen a ser viables desde el punto de vista financiero. Los proveedores con depósitos de almacenamiento de módulos ya están exentos del pago del arancel de importación de 15%. Los fabricantes están aumentando el período típico de garantía a 12 años para que los compradores obtengan un 20% más de valor sobre el producto gracias a los dos años adicionales de garantía.

La tecnología de seguimiento de un solo eje está ganando mucha mayor preponderancia en los proyectos de gran escala en México. Los seguidores pueden aumentar los factores de capacidad en un 5-10%, pero también aumentan el CAPEX. Los promotores de proyectos pueden bajar su CAPEX al aumentar la escala de un proyecto y por los descuentos otorgados por los fabricantes al comprar más unidades de un mismo componente.

Las responsabilidades en los contratos llave en mano (EPC) varían según el mercado. En México, los contratos llave en mano implican la compra de los componentes para los proyectos, por lo tanto, si un contrato de compraventa de energía se celebra a un precio mucho más bajo, existe riesgo de que se compren materiales más baratos y de menor calidad para cubrir los márgenes del desarrollador del proyecto.



FIGURA 3.11

Estimación de CAPEX solar FV durante 2019-2030e, USD/W Fuente: Wood Mackenzie

*Nota: El año indica la fecha de entrada en operación. %=CAGR.

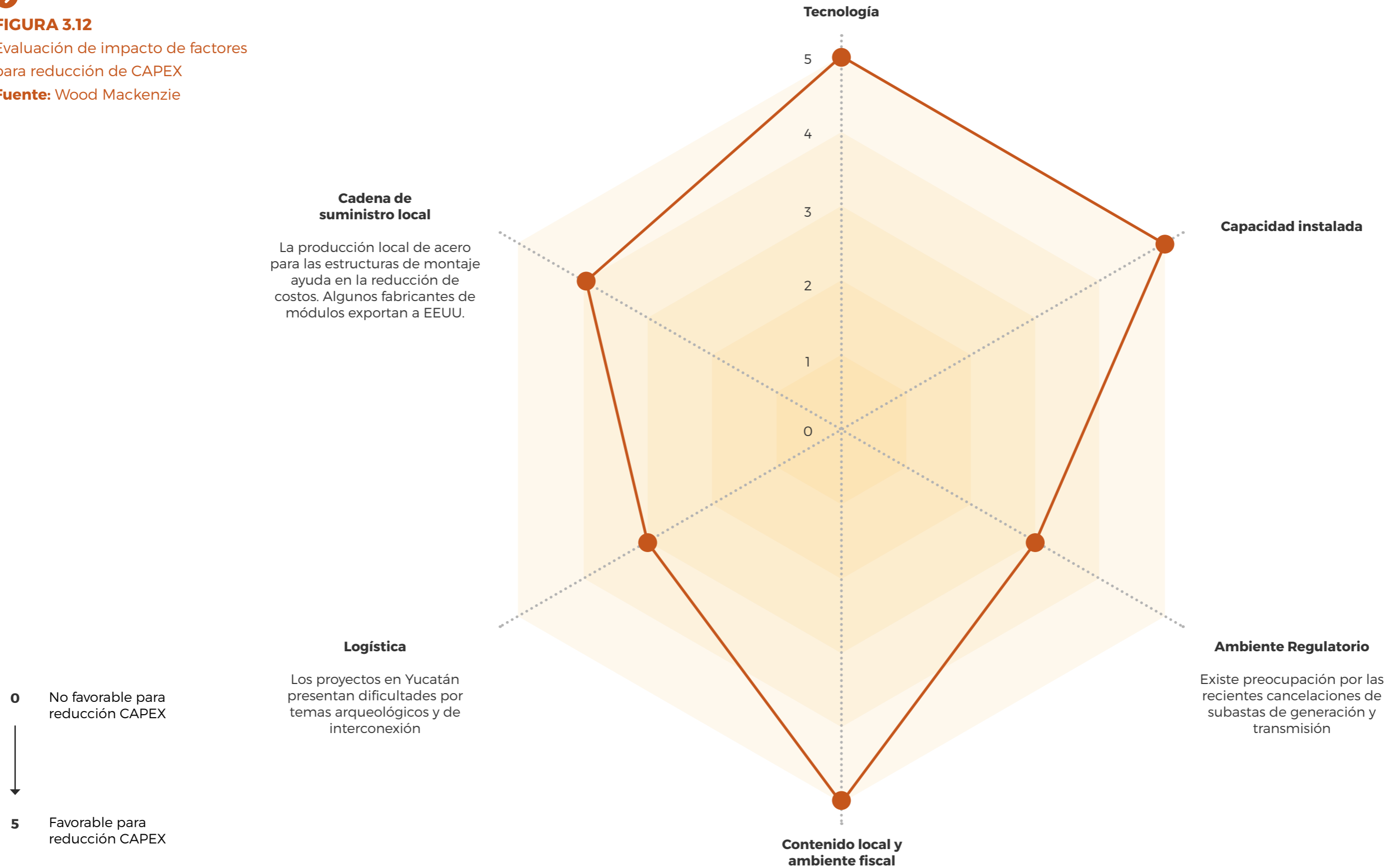




FIGURA 3.12

Evaluación de impacto de factores para reducción de CAPEX

Fuente: Wood Mackenzie





Las subastas competitivas luego de tres rondas aceleran la caída de los precios de los proyectos fotovoltaicos.

La industria de la energía solar fotovoltaica se apoyó fuertemente en las subastas de energía a largo plazo entre 2016 y 2018 para reducir de forma significativa las tarifas de la energía solar fotovoltaica y, consecuentemente, el CAPEX. Se contrataron casi 6 GWdc de energía solar fotovoltaica en tres rondas.

La energía solar ha superado a la eólica tanto en precios como en acceso a la transmisión existente en áreas con abundantes recursos. En la actualidad, los costos (totales) de la energía solar fotovoltaica a escala comercial son en promedio menores a USD 0,90/W, contra USD 1,10/W de la energía eólica. Para el año 2022, la energía solar fotovoltaica reducirá su CAPEX a USD 0,75/W, a la vez que aumentará sus factores de planta de un rango de 28%-32% a más de 40% mediante un aumento en la eficiencia de los seguidores e inversores y la introducción de módulos bifaciales.

La última ronda de subastas, que dio como resultado un precio de USD 21/MWh, planteó muchos interrogantes sobre posibles retornos por fuera del contrato adjudicado. Incluso considerando los costos de sistemas al 2021, y distintas fechas de entrada en operación comercial los ahorros son modestos y continúan arrojando

tasas internas de retorno de un dígito, del orden del 5% al 7%.

En cierto sentido, el mercado mexicano ha superado la etapa de las subastas, lo cual no significa que no constituyan un mecanismo de contratación importante, sino que no facilitarán por el momento reducciones adicionales de CAPEX para la energía solar fotovoltaica de manera sostenible. La muy reciente cancelación de las subastas a largo plazo generó por primera vez incertidumbre sobre la trayectoria que seguirán los costos de inversión de capital.

En México, la futura demanda de energía solar fotovoltaica proviene de contrataciones privadas y productores independientes de energía (IPP).

Los proyectos solares pueden celebrar contratos de compraventa de energía bilaterales y competir en una estructura de mercado mayorista con precios contratados que reflejen las estimaciones de precios marginales locales (PML) en la región. Los usuarios habilitados de más de 1 MW pueden participar en este mercado. En México esto es importante ya que este mercado puede generar contratos de compraventa de energía privados con precios en el rango de los USD 30-40/MWh, lo cual elimina parte del riesgo al que están expuestos los promotores, empresas contratistas y proveedores de componentes.



FIGURA 3.13

Nueva capacidad anual estimada (GW) en México Fuente: Wood Mackenzie

*Nota: El año indica la fecha de entrada en operación

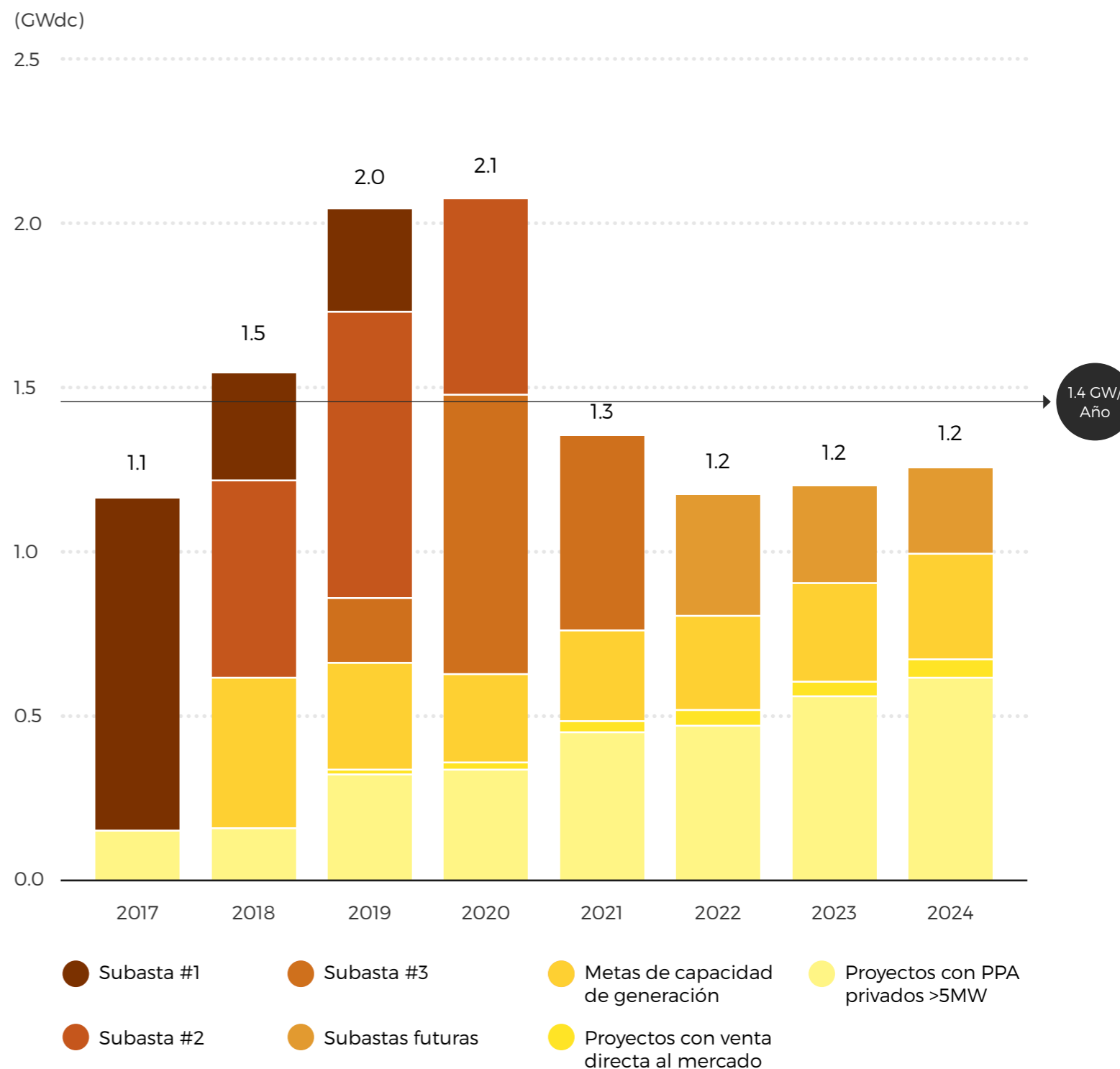
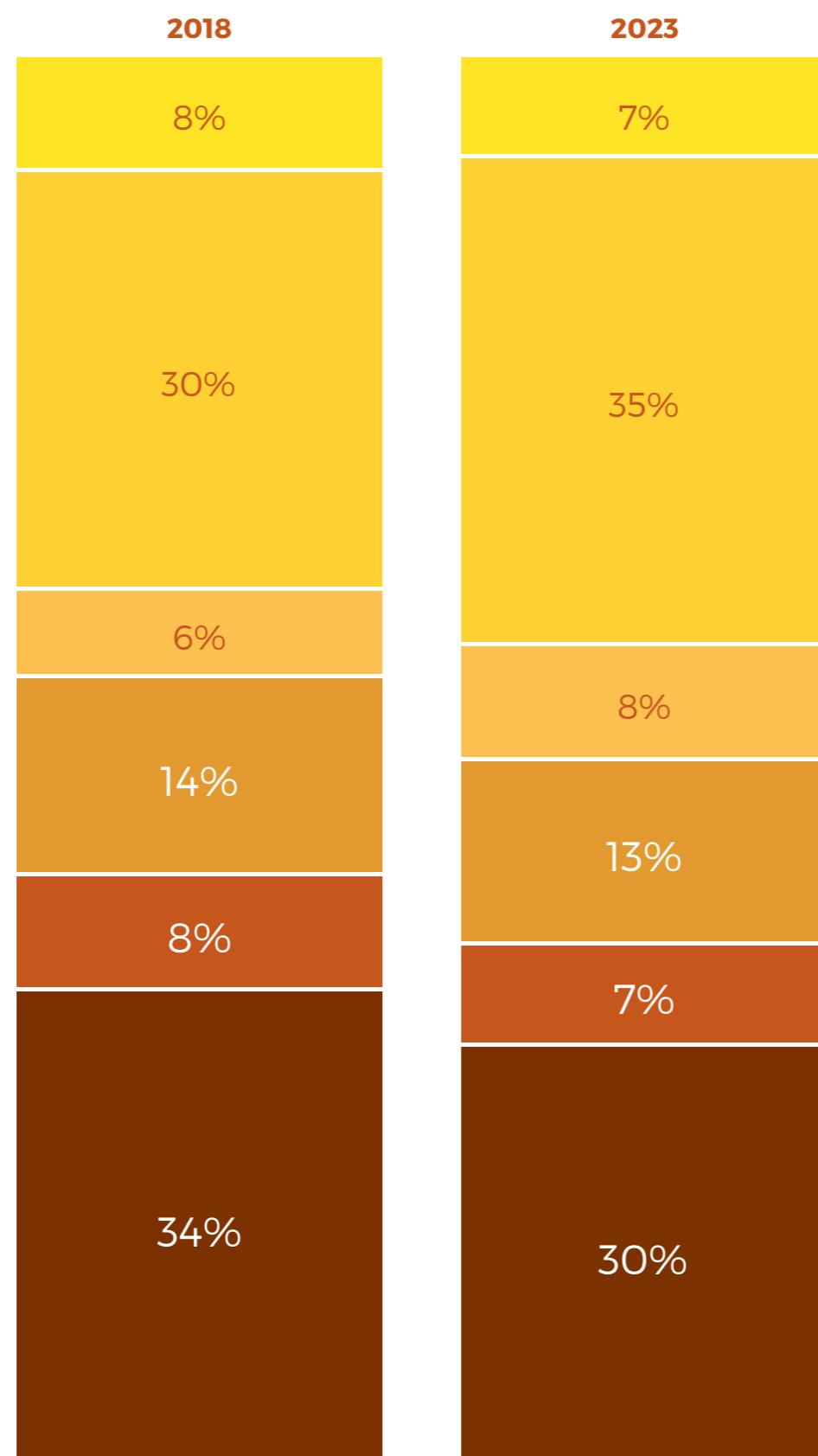




FIGURA 3.14

Desglose del CAPEX
2018 vs 2023 (%)

Fuente: Wood Mackenzie



- Costos de desarrollo
- Costos blandos
- Sistema eléctrico
- Estructuras de montaje
- Inversor
- Módulo

Se necesitaron reducciones considerables de CAPEX para que los contratos adjudicados en subastas fueran viables para los promotores, pero en el mercado libre se espera un aumento del 10-15% en CAPEX debido a un rebote en las tarifas.

No se estima que los contratos de compraventa de energía privados reemplacen completamente los portafolios de proyectos subastados, pero puede ocurrir una caída inicial de proyectos anunciados en 2021 antes de que la cartera se regenere. Wood Mackenzie prevé una caída de las instalaciones de energía solar fotovoltaica a escala comercial una vez que la cartera subastada se desarrolle hasta su fecha de operación comercial, lo cual permitirá que las empresas constructoras renegocien mejores condiciones con los promotores y fabricantes para nuevos proyectos.

Si bien México cuenta con varias plantas de fabricación de módulos, ninguna de ellas es fa-

bricante de nivel 1 (*Tier 1*), con la excepción de SunPower, y por lo general suministran a numerosos proyectos de generación distribuida o que se encuentran en un rango de perfil más bajo. SunPower envía la mayoría de los módulos desde su planta en Baja California a los Estados Unidos para satisfacer la demanda de este país. Los principales distribuidores, como Krannich, Exel Solar y SDE, importan componentes de fabricantes chinos y europeos para satisfacer la creciente demanda en el mercado, a medida que crece la cantidad de proyectos en construcción. Aunque la cadena de suministro se considera limitada en el mercado mexicano, no es tan imprescindible para obtener financiamiento o precios más bajos, debido a la ausencia de aranceles de importación altos y requerimientos de contenido nacional. Por lo tanto, el contar con producción nacional no ofrece ventajas significativas como medida para reducir el CAPEX.



FIGURA 3.15

Cadena de suministro. Número de centros de manufactura

Fuente: Wood Mackenzie

	Módulos	Inversores	Seguidores	Balance de Sistema
A final de 2018	2	4	3	Varios
Planificado	1	0	0	0



ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA

Los contratos de suministro eléctrico en el mercado de corto plazo (tipo *merchant*) y posibles reformas energéticas facilitarían el desarrollo del almacenamiento.

La creciente penetración de las energías eólica y solar fotovoltaica, combinada con una reducción en los costos de los sistemas de baterías, ofrece una oportunidad significativa para que el almacenamiento satisfaga la demanda pico futura en México. A medida que crezca el mercado mexicano en la siguiente década, los costos blandos (costos de ingeniería, compras y construcción, costos de interconexión y los correspondientes costos laborales) disminuirán más rápido que en el mercado estadounidense, lo cual llevará a una caída en los precios de los sistemas de almacenamiento en México por debajo de los valores de los Estados Unidos hacia el año 2028.

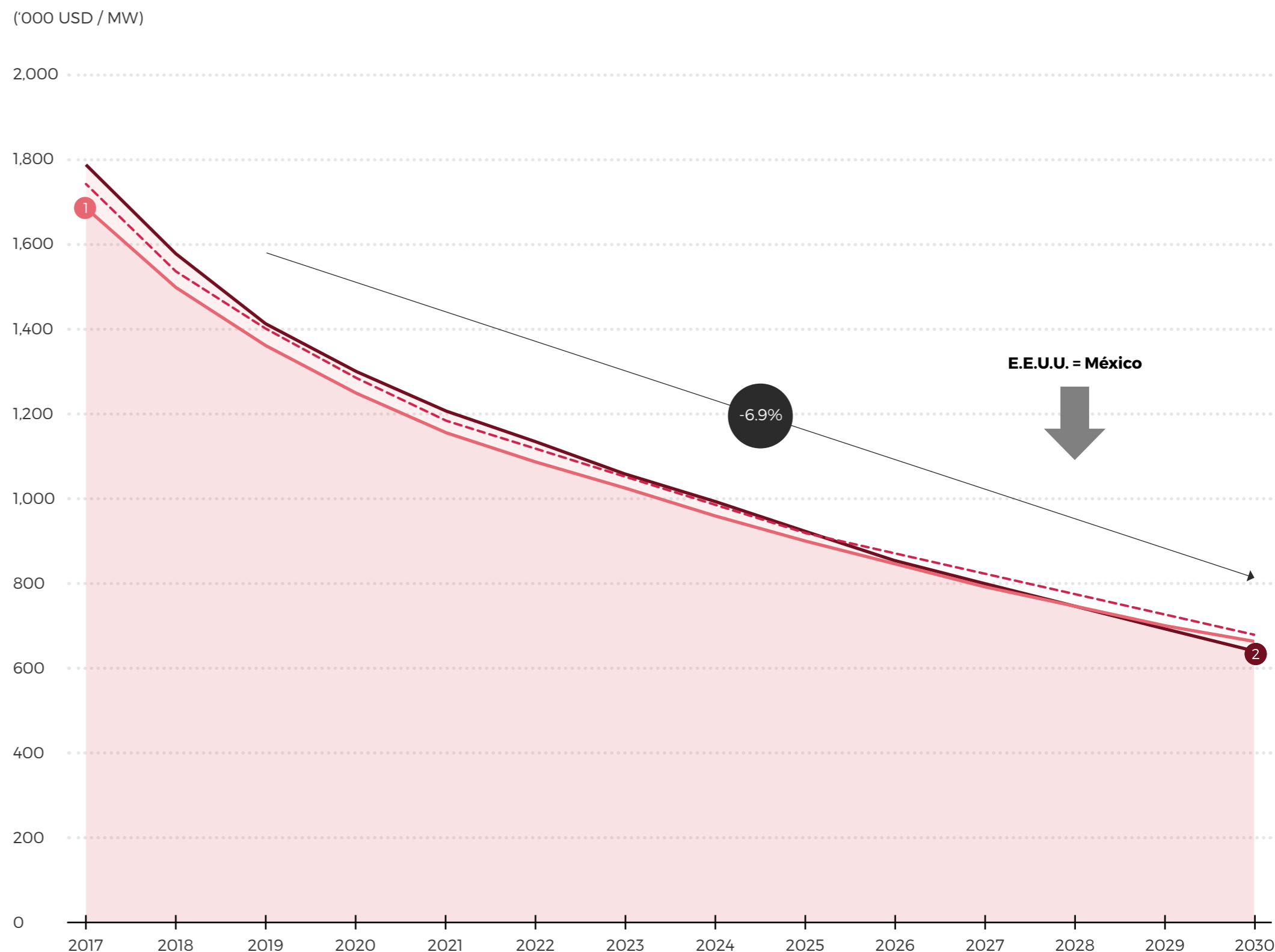


FIGURA 3.16

Estimación de CAPEX Almacenamiento durante 2019-2030e, kUSD/MW

Fuente: Wood Mackenzie

*Nota: El año indica la fecha de entrada en operación. %=CAGR

1 E.E.U.U.

2 México

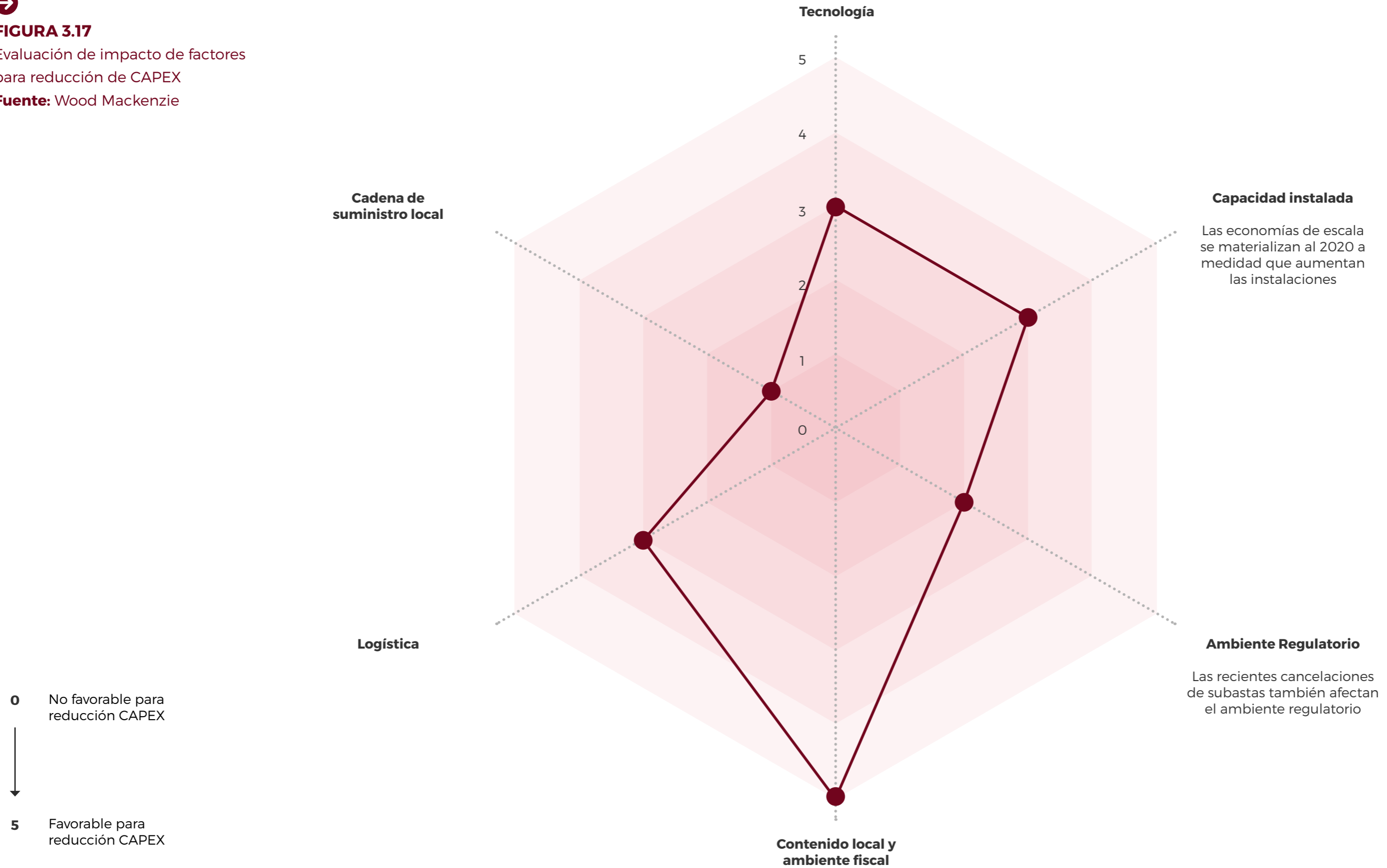
○ Promedio Global



FIGURA 3.17

Evaluación de impacto de factores para reducción de CAPEX

Fuente: Wood Mackenzie





Aún sin reformas energéticas significativas, el mercado de almacenamiento de energía en México puede comenzar a desarrollarse.

El almacenamiento de energía es un mercado muy emergente en México. Wood Mackenzie aún no proyecta la implementación masiva de almacenamiento por parte de los países de América Latina, pero espera que estos mercados comiencen a operar en este segmento a comienzos de la década de 2020. El mayor factor que pueda impulsar el mercado de almacenamiento en México será la necesidad de contar con recursos flexibles para permitir una mayor participación de energías renovables competitivas, es decir, energía solar y eólica.

La Comisión Reguladora de Energía de México (CRE) estima un potencial de almacenamiento de más de 2 GW en el país. No obstante, hasta el momento México solo ha implementado dos sistemas de almacenamiento de más de 10 MW:



Aura Solar III (30 MW de energía solar fotovoltaica + 10,5 MW/7 MWh de almacenamiento)



Microrred en fábrica automotriz (microrred de 130 MW con 12 MW/12 MWh de almacenamiento)

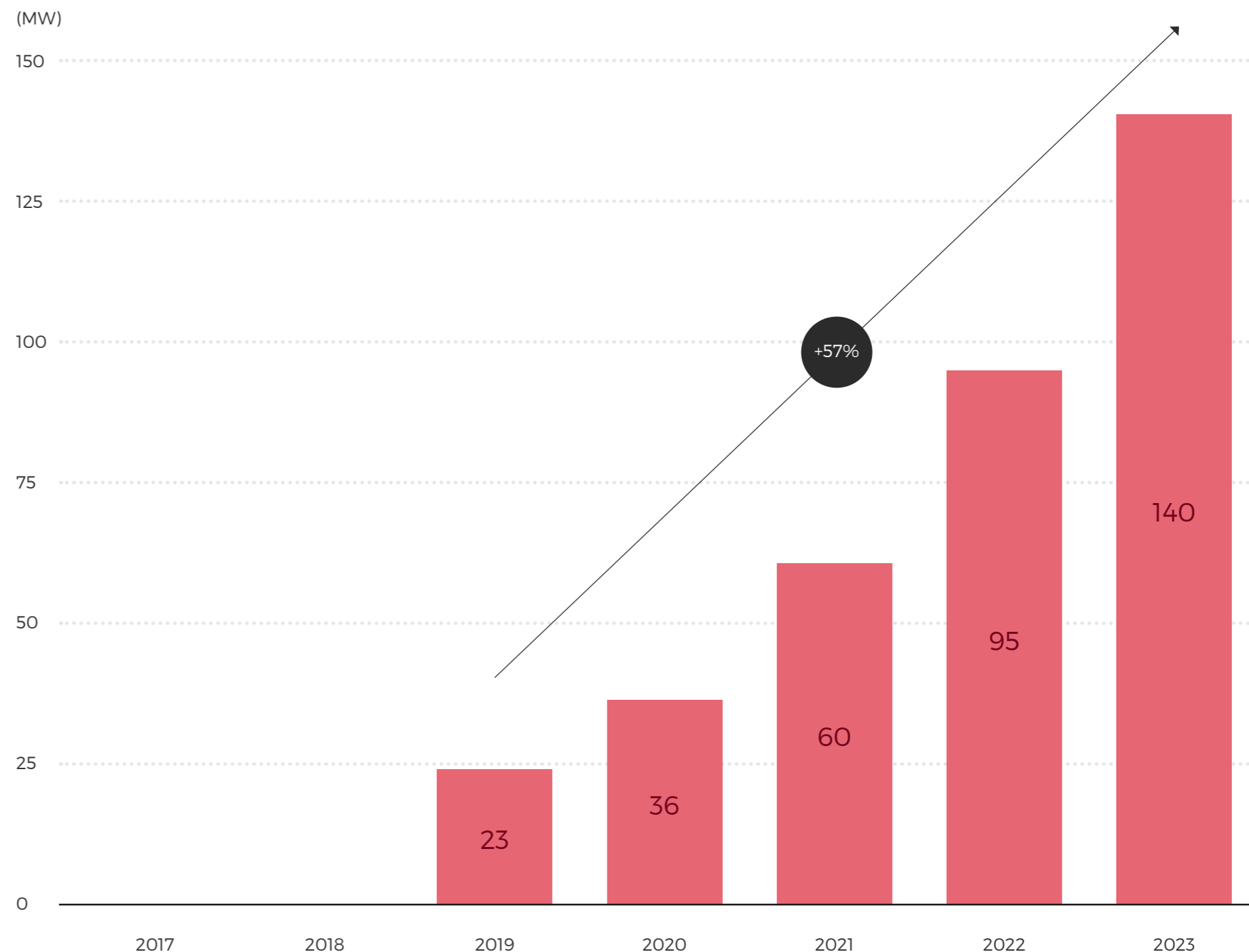
Los sistemas de baterías son una opción interesante para los sistemas aislados, como Baja California Sur, donde la red depende de combustibles fósiles costosos. En esta región, la generación de energía solar, combinada con baterías, sería una estrategia económica viable a largo plazo. Los abundantes recursos solares en dicha zona, junto con el almacenamiento, podrían dar lugar a proyectos que se autoabastezcan, y reducir así la congestión en las líneas de transmisión existentes. La Península de Yucatán presenta una perspectiva similar, con precios elevados y zonas de red congestionadas debido a los limitados puntos de conexión a la red nacional más amplia.

La demanda por parte de clientes comerciales e industriales, que impulsó el mercado de energía renovable en México hasta la conclusión de la reforma energética, puede ser un fuerte aliado para la implementación de almacenamiento en sistemas aislados, especialmente ahora que los actores del mercado prevén incertidumbres sobre el futuro comportamiento de las tarifas de la CFE.



FIGURA 3.18

Estimación de futura capacidad instalada de almacenamiento. **Fuente:** Wood Mackenzie



***Nota:** Las cifras no pretenden ser un pronóstico pero sí una estimación de posible nueva capacidad de proyectos de almacenamiento. ; % = CAGR



El mercado para el almacenamiento será incipiente sin reformas a nivel regulatorio



● Áreas potenciales para proyectos de almacenamiento

○ Proyectos existentes



FIGURA 3.19

Áreas potenciales para proyectos de almacenamiento de energía en México

Fuente: Wood Mackenzie



BRASIL



ENERGÍA EÓLICA
PÁGINA 77



ENERGÍA EÓLICA MARINA
PÁGINA 82



ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA
PÁGINA 86



ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA
PÁGINA 90

TURBINAS EÓLICAS EN GUAMARÉ,
RÍO DE JANEIRO, BRASIL



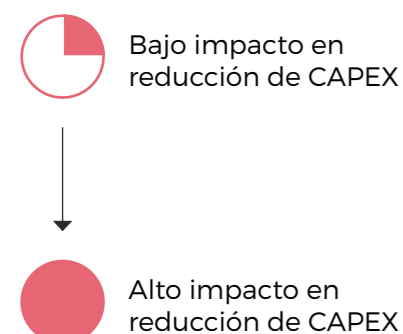
La prolongada recesión económica ocurrida en Brasil desde 2014 hasta 2016 redujo la demanda de electricidad, lo cual tuvo un impacto negativo en el volumen de nueva capacidad de energía renovable adjudicada mediante contratos de compraventa en subastas realizadas en 2015 y 2016. Luego de entrar en recesión en 2014, la economía brasileña se contrajo un 3,5%, tanto en 2015 como en 2016. La crisis económica estuvo acompañada de inestabilidad política lo que generó una fuerte contracción económica siendo esta la principal causa de la caída en nuevas instalaciones de energía renovable entre 2019 y 2022.



FIGURA 3.20

Energía renovable y análisis de políticas de almacenamiento en Brasil


Fuente: Wood Mackenzie, ANEEL, BNDES, EPE, MME




	Disponible	Impacto en CAPEX	
INCENTIVOS FISCALES	Exención de impuestos de importación	Sí	<ul style="list-style-type: none"> La exención de impuestos de importación para equipos eólicos está en el rango de 2%-10%. En el 2015 una ley prevé exenciones fiscales para componentes de aerogeneradores. El nivel promedio de tarifas de importación para módulos fotovoltaicos es de alrededor del 14%. Existen exenciones de impuestos de importación a nivel estatal en forma del programa ICMS. Las exenciones fiscales a la importación de equipos solares fotovoltaicos se sitúan entre el 2% y el 10%. Las exenciones de impuestos de importación para equipos eléctricos de almacenamiento de energía se encuentran en el rango del 2% al 10%.
	Exención de impuesto sobre la renta	Sí	<ul style="list-style-type: none"> Las exenciones fiscales estatales para la energía eólica y solar se establecieron en 1997. Inicialmente previstas para un año, las exenciones se han prorrogado desde entonces.
	Impuesto al carbono	No	
	Depreciación acelerada	No	
MECANISMOS DE APOYO	Otros incentivos fiscales	Sí	<ul style="list-style-type: none"> Los incentivos fiscales para las energías renovables incluyen un régimen general para el desarrollo de infraestructuras, exenciones fiscales a la importación y exenciones fiscales estatales (ICMS). Sólo son elegibles los proyectos de electricidad y cogeneración a partir de energía renovable. Para beneficiarse de REIDI se requiere una aprobación proyecto por proyecto, sujeta a condiciones. El REIDI suspende, por 5 años, la recaudación de los impuestos de tipo PIS/Cofin en el suministro de bienes e insumos para proyectos de infraestructura, habilitados por el respectivo ministerio del sector económico del proyecto y por el Ministerio de Hacienda. El objetivo del Programa Brasil Inova Energía es brindar apoyo en forma de donaciones y préstamos blandos. La línea de crédito de Inova puede cubrir hasta el 90% de los costos del proyecto aceptado. El 10% restante de los costes debe ser financiado por la empresa.
	Licitaciones	Sí	<ul style="list-style-type: none"> Las subastas se llevan a cabo con el fin de suscribir contratos de suministro de electricidad tanto a corto como a largo plazo. Por lo general, se clasifican según la fecha de entrada en operación después de la subasta; A-5 para los proyectos que se van a entrar en operación dentro de cinco años, A-3 para los proyectos que se van a operar dentro de tres años y A-1 para las subastas que normalmente se llevan a cabo en las plantas existentes. Adicionalmente, existen subastas de reserva (LERs) para equilibrar el mix de generación del sistema, promover nuevas tecnologías o considerar proyectos previamente contratados que pueden no ser ejecutados. Las subastas LER normalmente tienen un plazo de entrega de dos a tres años después del evento. La energía eólica ha participado con éxito en las subastas LER, A-3 y A-5. Las subastas crean un entorno más competitivo, aumentando la presión sobre los precios a lo largo de toda la cadena de valor y de suministro.









La nueva capacidad de generación de energía renovable será propiciada fundamentalmente por los contratos de compraventa de electricidad adjudicados en subastas a largo plazo para satisfacer la demanda proyectada por las empresas de distribución en el mercado regulado. El Ministerio de Minas y Energía (MME), la Empresa de Investigación Energética de Brasil (EPE) y la Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica (CCEE) organizan estas subastas. Las subastas que se centran en la compra de electricidad generada por centrales nuevas se clasifican como A-3, A-4, A-5 y A-6, lo cual hace referencia al período entre la realización de la subasta y el cumplimiento del plazo de operación comercial, es decir, entre tres y seis años. Históricamente, la tecnología para generación de energía eólica y otras tecnologías renovables también han participado en subastas de energía de reserva (LER), organizadas para comprar electricidad y fomentar la estabilidad del sistema. En la práctica, el gobierno brasileño con frecuencia ha utilizado este mecanismo para fomentar el desarrollo de la cadena de suministro de industrias específicas, tales como la energía eólica y solar. De esta forma, las subastas tipo LER eran mecanismos políticos para brindar la visibilidad en el mercado necesaria para atraer inversiones en fábricas y crear empleo, con especial concentración en la región poco desarrollada del nordeste.

 Bajo impacto en reducción de CAPEX



 Alto impacto en reducción de CAPEX

	Disponible	Impacto en CAPEX	
MECANISMOS DE APOYO	Acceso a la red eléctrica	Sí	 <ul style="list-style-type: none"> Los proyectos adjudicados en subastas A-4 y A-6 pueden conectarse antes de la entrada en operación y obtener ingresos del mercado antes del inicio del PPA, los desarrolladores pueden obtener un beneficio que se refleja en menor CAEPX como resultado de estos beneficios anticipados. No existe riesgo de vertimientos forzados (curtailment).
	Mercado Libre Fotovoltaico	Sí	 <ul style="list-style-type: none"> Los promotores pueden obtener en el mercado libre mejores precios estabilizando de esta forma el CAPEX en vez de disminuir rápidamente a partir de subastas competitivas. Brasil está cambiando cada vez más hacia esquemas de libre mercado/contratos de suministro bilaterales entre el proveedor y el comprador en vez de subastas.
	Cuota/portafolio estándar	No	 <ul style="list-style-type: none"> No hay cuota específica para solar fotovoltaica o energías renovables.
PROGRAMAS ESPECIALES	Programas Especiales	No	 <ul style="list-style-type: none"> Existen varios programas para generación distribuida a nivel estatal (Minas Gerais, Goiás, Ceará, Santa Catarina), pero no para la generación fotovoltaica a gran escala.
	Financiación Concesional	Sí	 <ul style="list-style-type: none"> El financiamiento preferencial es proporcionado por el Banco Nacional de Desarrollo de Brasil (BNDES), con bajo interés para proyectos de energías renovables que cumplan con los requisitos de contenido local. Con el tiempo, el requisito de contenido local ha evolucionado de un enfoque cuantitativo (60% CL) a un enfoque cualitativo, con acceso a financiamiento preferencial dependiendo de los elementos del proyecto que sean locales.
	Requisito de Contenido Local	Sí	 <ul style="list-style-type: none"> En el 2017, BNDES anunció una importante revisión de su tasa de interés básica a largo plazo (TJLP). Durante un período de 5 años, el TJLP será sustituido por un tipo de interés básico vinculado a los bonos del Tesoro ajustados a la inflación. El Banco de Desarrollo Regional de la Región Nordeste - BNB volvió a entrar en el sector en 2018. El BNB ofrece préstamos a tipos más competitivos que el BNDES, aunque los préstamos siguen sujetos a las mismas normas de contenido local. En el caso de la energía solar fotovoltaica, existe un requisito obligatorio sobre los materiales del bastidor de los módulos, los componentes eléctricos (DC y cajas de combinadores/string box), la estructura metálica (soportes y seguidores) para acceder al BNDES y otros fondos de propiedad estatal. El requisito de contenido local para los módulos se reduce de un 60% para 2019, 50% para 2020-2022 y 30% para 2023 en adelante. El requisito de contenido local es opcional para los inversores hasta diciembre de 2019, pero es obligatorio a partir de enero de 2020. Los elementos opcionales son el vidrio, la lámina posterior, la caja de empalmes y las celdas. Los requisitos de contenido local en total aumentan del 80% al 2019 al 90% para 2020-2022 y luego disminuyen al 70% a partir de 2023.



ENERGÍA EÓLICA

La reciente disminución del precio de oferta de la energía eólica se da gracias a una importante reducción en el precio de los equipos.

Las considerables reducciones en el precio de los aerogeneradores contribuyeron a los precios récord ofertados con éxito por los promotores de proyectos eólicos en las tres subastas realizadas entre diciembre de 2017 y abril de 2018. Las órdenes de compra de nuevos aerogeneradores en Brasil habían caído estrepitosamente luego de los dos años de ausencia de la energía eólica en las subastas, entre septiembre de 2015 y diciembre de 2017.

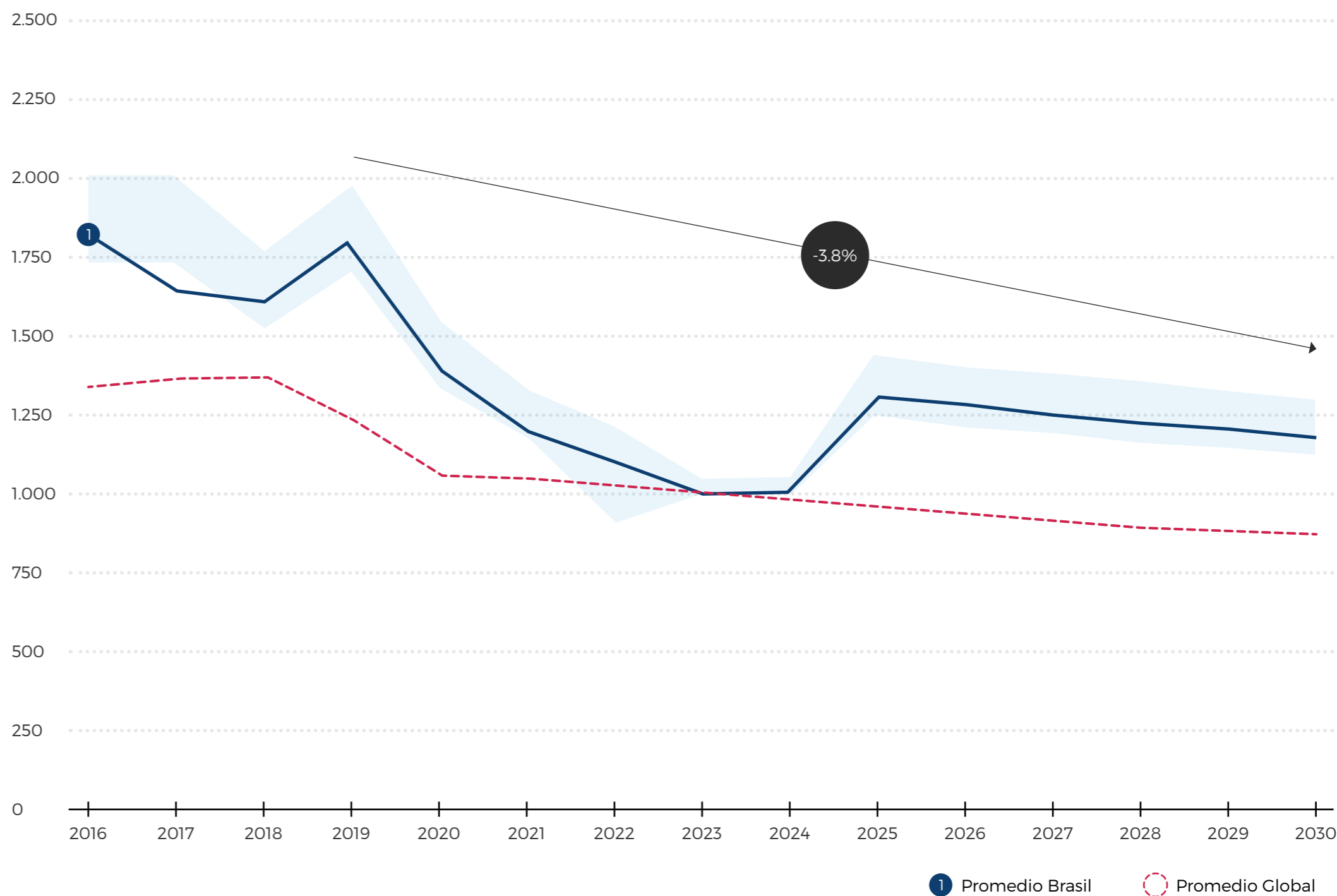
Además de cargar con exceso de capacidad en el exterior, los fabricantes de aerogeneradores con plantas de producción en Brasil tuvieron dificultades para establecer estrategias de costos competitivos para poder exportar de manera rentable durante la inminente caída del mercado. En consecuencia, el precio de los aerogeneradores por MW instalado se desplomó, pasando de más de BRL 5 millones/MW a fines de 2015 a menos de BRL 2,5 millones/MW para algunos proyectos licitados en la subasta de diciembre de 2017. Esta dinámica se vio exacerbada por la presencia de seis fabricantes de aerogeneradores (Enercon, GE, Nordex Group, Siemens Gamesa, Vestas y WEG) con plantas de producción en Brasil, una cantidad excesiva para el tamaño anual del mercado.



FIGURA 3.21

Estimación de reducción de CAPEX durante 2019-2030e, kUSD/MW **Fuente:** Wood Mackenzie

('000 USD / MW)



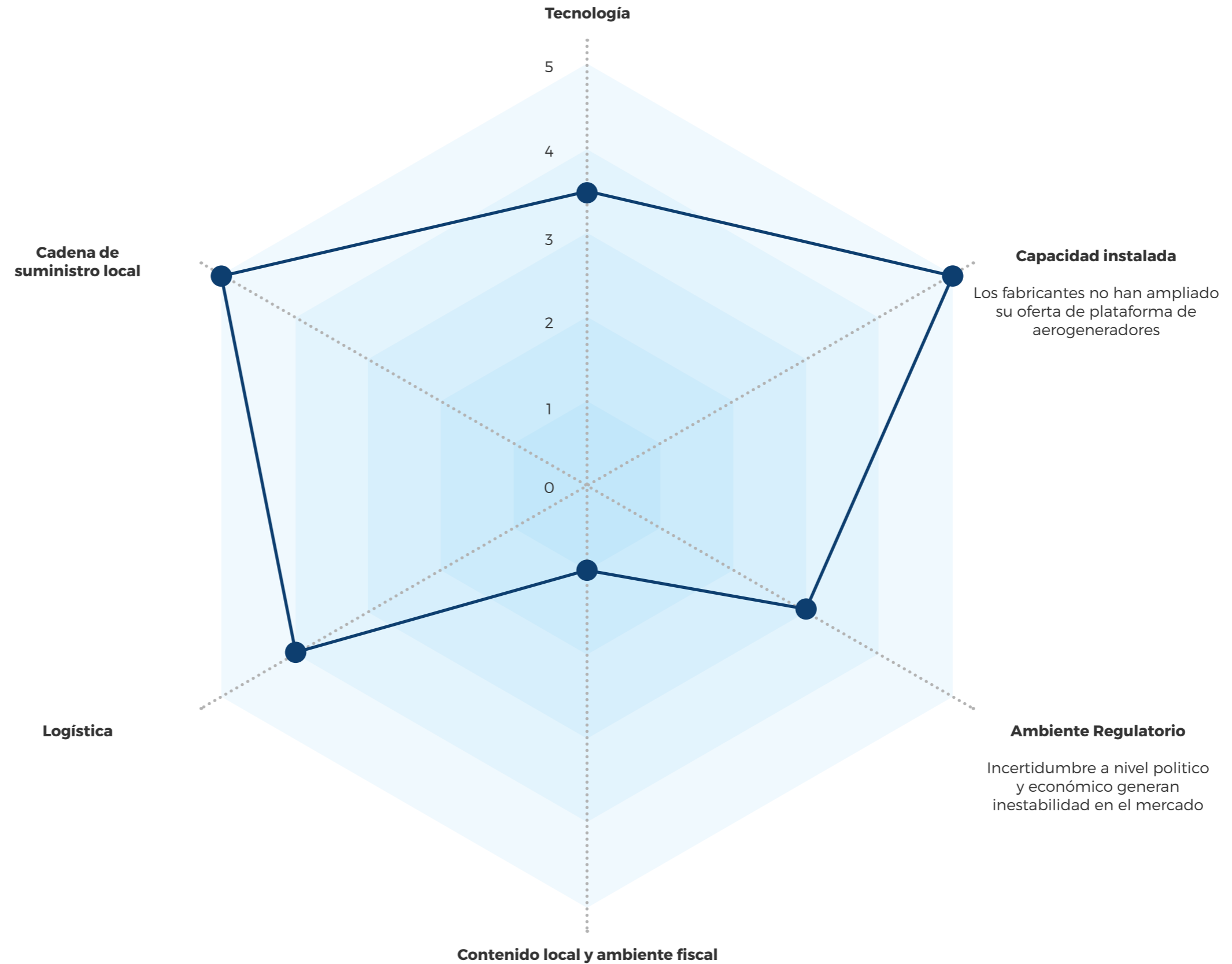
***Nota:** El año indica la fecha de entrada en operación. La zona sombreada indica el rango de CAPEX. %=CAGR



FIGURA 3.22

Evaluación de impacto de factores para reducción de CAPEX

Fuente: Wood Mackenzie



Los requisitos de contenido local limitan la reducción en CAPEX



El precio de los aerogeneradores llegó a un mínimo luego de dos años de ausencia de la energía eólica en las subastas.

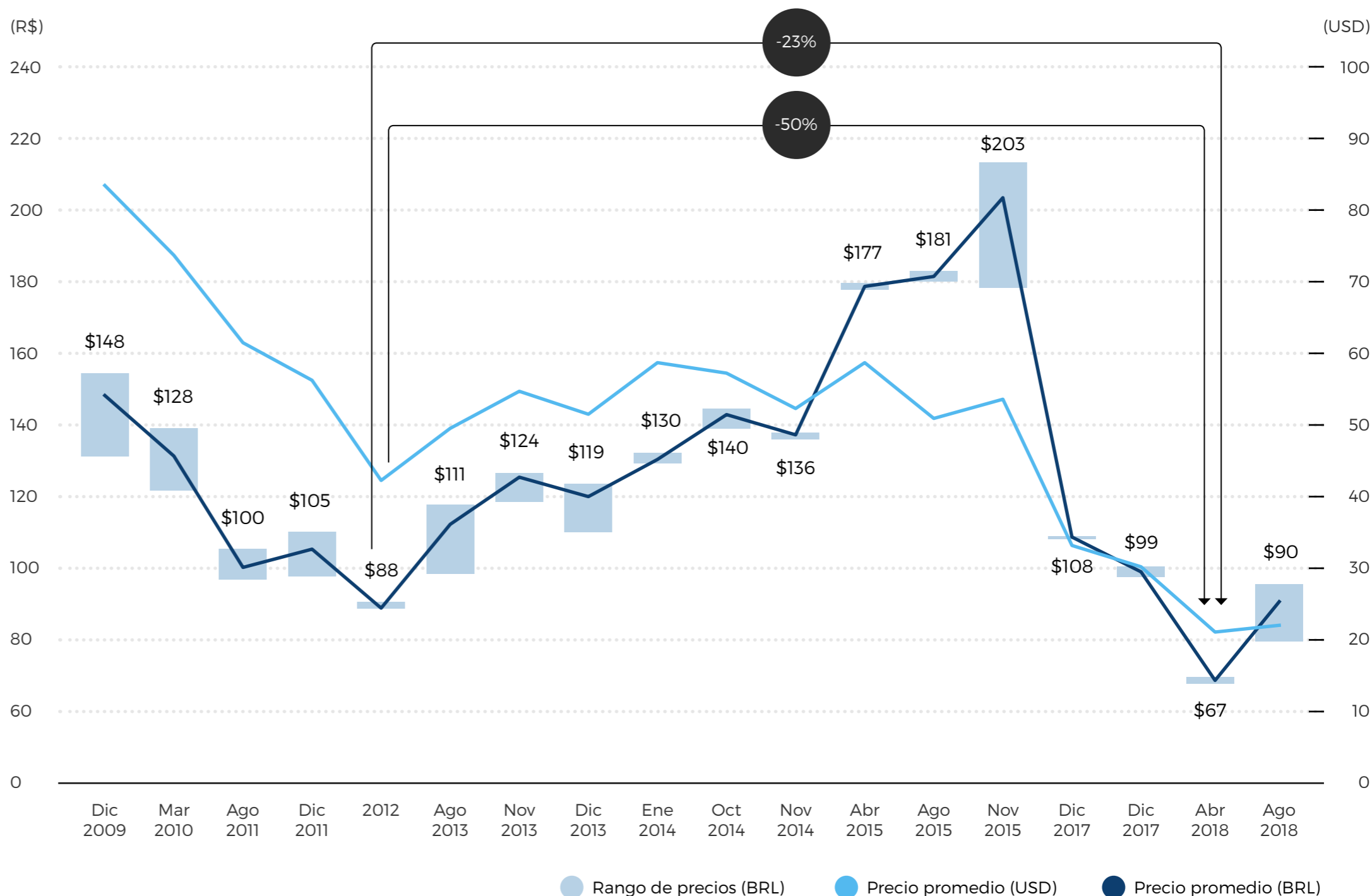
Estos niveles muy bajos de precio de los aerogeneradores son insostenibles en el largo plazo. Los fabricantes de aerogeneradores y componentes deben procurar rentabilidad para continuar siendo viables. Esta estrategia de precios solo se mantendrá hasta que se vislumbre la recuperación de los volúmenes de capacidad anual mediante subastas. Esta estrategia de márgenes de rendimientos financieros mínimos se extendió a la cadena de suministro de subcomponentes, ya que los fabricantes de aerogeneradores procuraban obtener precios con descuento garantizando volumen durante la prolongada baja del mercado. La cotización de aerogeneradores a este nivel de precios es una estrategia particularmente riesgosa si se tiene en cuenta que la mayoría de las plataformas de aerogeneradores ofrecidas a los promotores de proyectos en estas subastas aún no han sido fabricadas en Brasil. Más aún, los fabricantes de aerogeneradores tendrán que coordinar sus compras y controlar la cadena de suministro local para que los aerogeneradores cumplan con los contenidos mínimos nacionales establecidos por el BNDES. Esto es importante, ya que el tamaño de las nuevas plataformas, la mayoría de las cuales supera el umbral de 4 MW, no tiene precedentes en el mercado.

De todas formas, la fijación de precios agresivos continuará en 2019, debido a que la cadena de suministros de Brasil aún no vislumbra una recuperación completa del mercado. A largo plazo, el precio de los aerogeneradores se estabilizará y se recuperará, lo cual empujará hacia arriba los precios de la energía eólica en las subastas.



FIGURA 3.23

Precios de licitaciones en BRL y USD (tasa de cambio vigente del momento) del 2009 al 2018 **Fuente:** Wood Mackenzie, CCEE, Oanda



***Nota:** Precio en USD calculado según la tasa de cambio del precio promedio en el día de la licitación.



El mercado brasileño es diferente a los demás mercados de América Latina, ya que los contratos de compraventa de energía se celebran en moneda local y no en dólares. Esto lo hace menos atractivo a los inversionistas extranjeros, en especial a las entidades que no están interesadas en la exposición al real brasileño. Además, los contratos de compraventa en reales brasileños complican la importación de equipos para aerogeneradores y, por lo tanto, dificultan una mayor optimización del CAPEX. Si bien varios fabricantes de aerogeneradores comenzaron a ofrecer cotizaciones para equipos importados a los promotores de proyectos en 2017 sin financiamiento del BNDES, los aranceles de importación, el riesgo cambiario que afecta los costos y las condiciones favorables determinaron que el BNDES continúe siendo una opción más atractiva. El riesgo cambiario se puede mitigar mediante la compra de componentes nacionales.

Brasil cuenta con una cadena de suministro muy robusta, impulsada por el requisito de contenido local para acceder a tasas de financiamiento subsidiadas y a mejores condiciones a través de los bancos estatales de desarrollo BNDES y BNB. Las plantas de

producción se encuentran distribuidas por todo el país, aunque la mayor concentración está en el noreste, donde se sitúa la mayoría de los proyectos.

Esta fuerte presencia de los fabricantes de componentes para aerogeneradores eólicos ofrece ventajas al mercado y a la vez representa un riesgo para los proveedores. Cualquier modificación en el mecanismo de incentivo de compra de energía eólica, como sucedió con la reciente cancelación de subastas, puede tener un impacto negativo en el futuro de las plantas de producción, ya que los componentes exportados desde Brasil no son competitivos en comparación con otras alternativas disponibles a nivel global.

La ejecución de proyectos se ve facilitada por la cadena de suministros existente, la cual incluye fábricas de góndolas, torres y palas, con la ventaja de que puede contribuir a reducir los costos de logística. Sin embargo, la fabricación local no se traduce necesariamente en una optimización de los precios de los aerogeneradores, ya que limita la capacidad de los fabricantes para acceder a una cadena de suministro global, donde pueden existir mejores costos de componentes.



FIGURA 3.24

Número de plantas de manufactura **Fuente:** Wood Mackenzie

	Góndolas	Palas	Torres	Tren de potencia
A final de 2018	7	5	11	4
Planificado	0	0	0	0

***Nota:** Tren de potencia incluye multiplicadoras y generadores.



FIGURA 3.25

Nueva capacidad anual estimada (GW) **Fuente:** Wood Mackenzie

***Nota:** El año indica la fecha de entrada en operación. %=CAGR

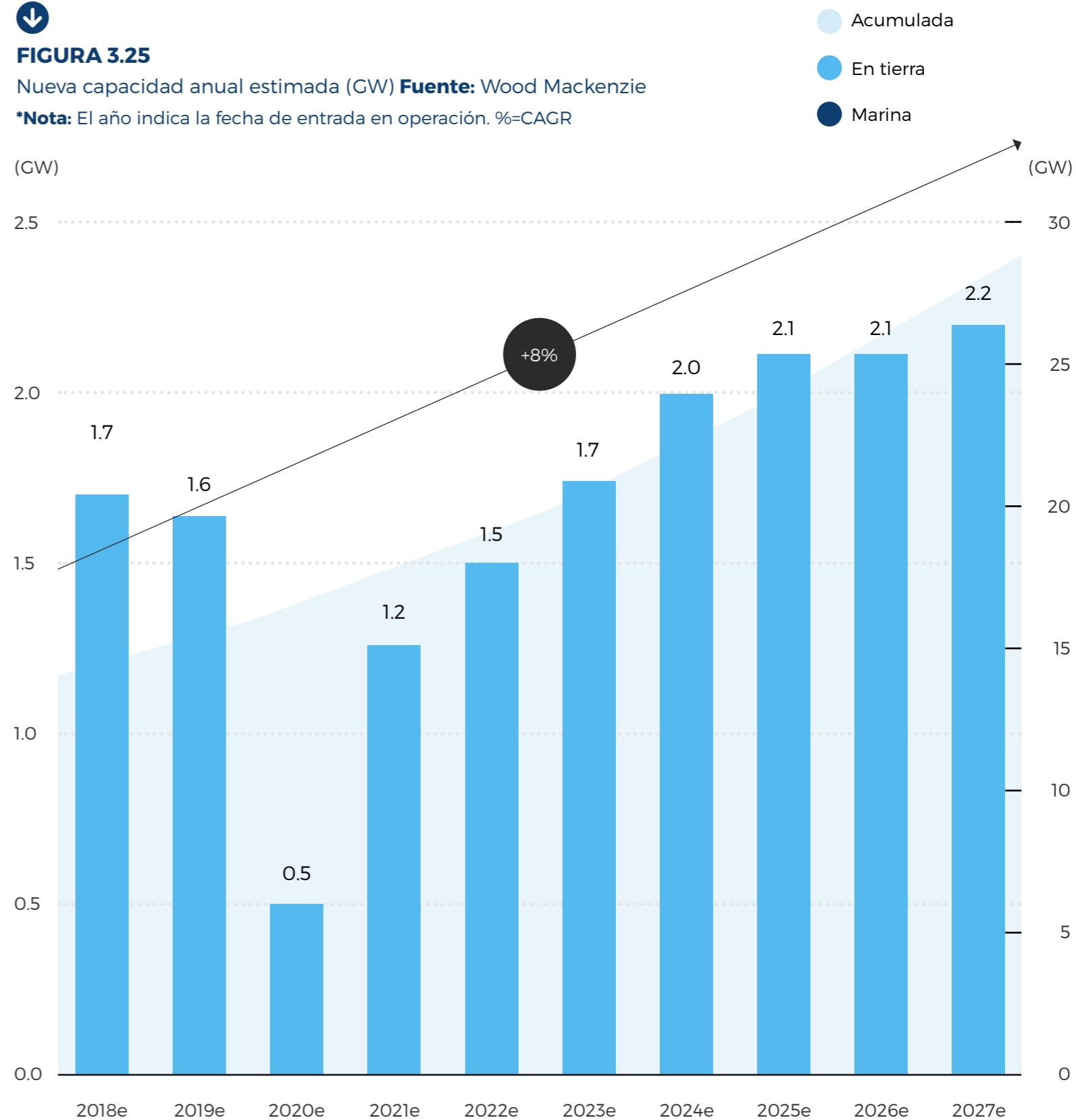
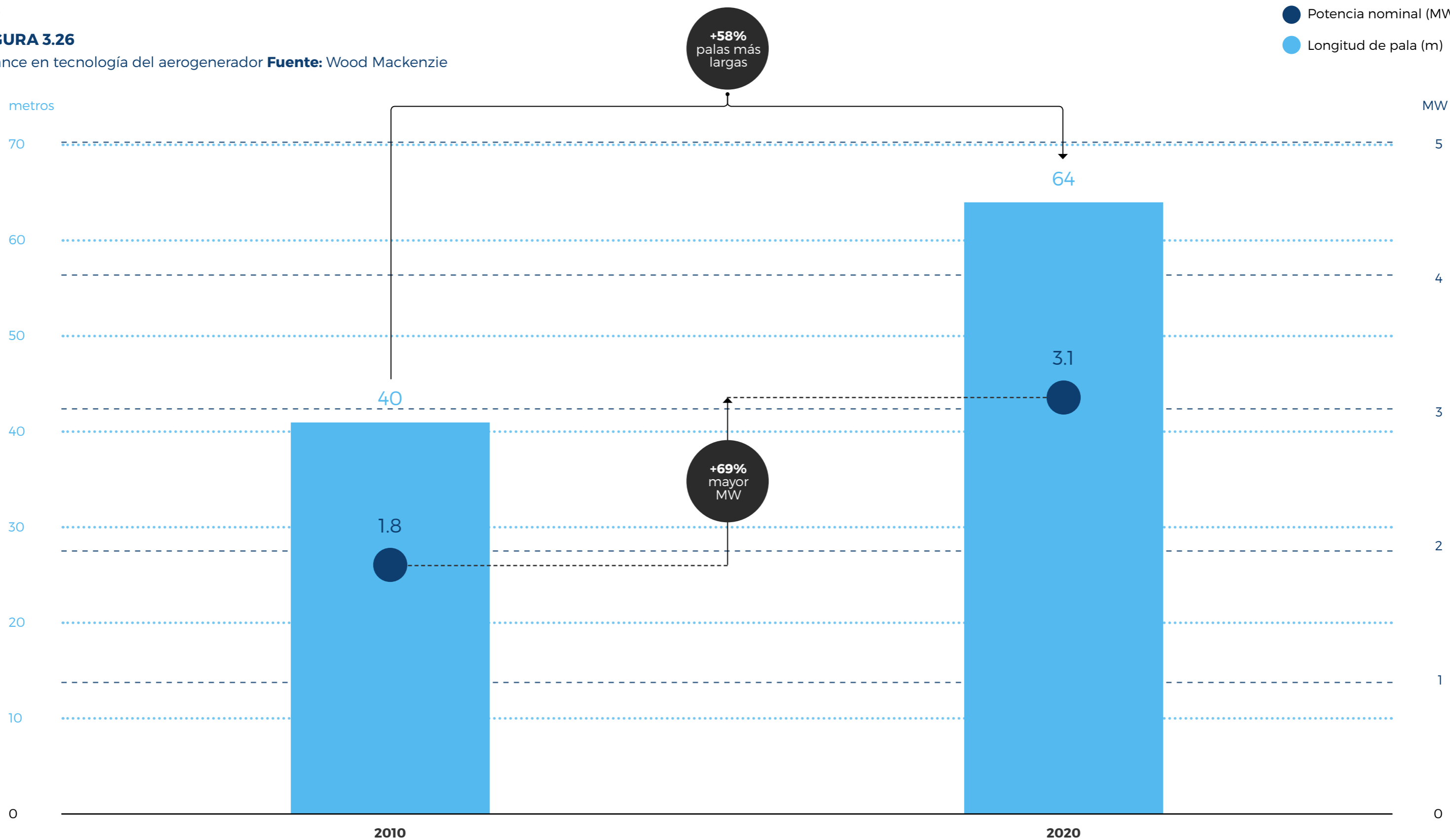




FIGURA 3.26

Avance en tecnología del aerogenerador **Fuente:** Wood Mackenzie

- Potencia nominal (MW)
- Longitud de pala (m)





ENERGÍA EÓLICA MARINA

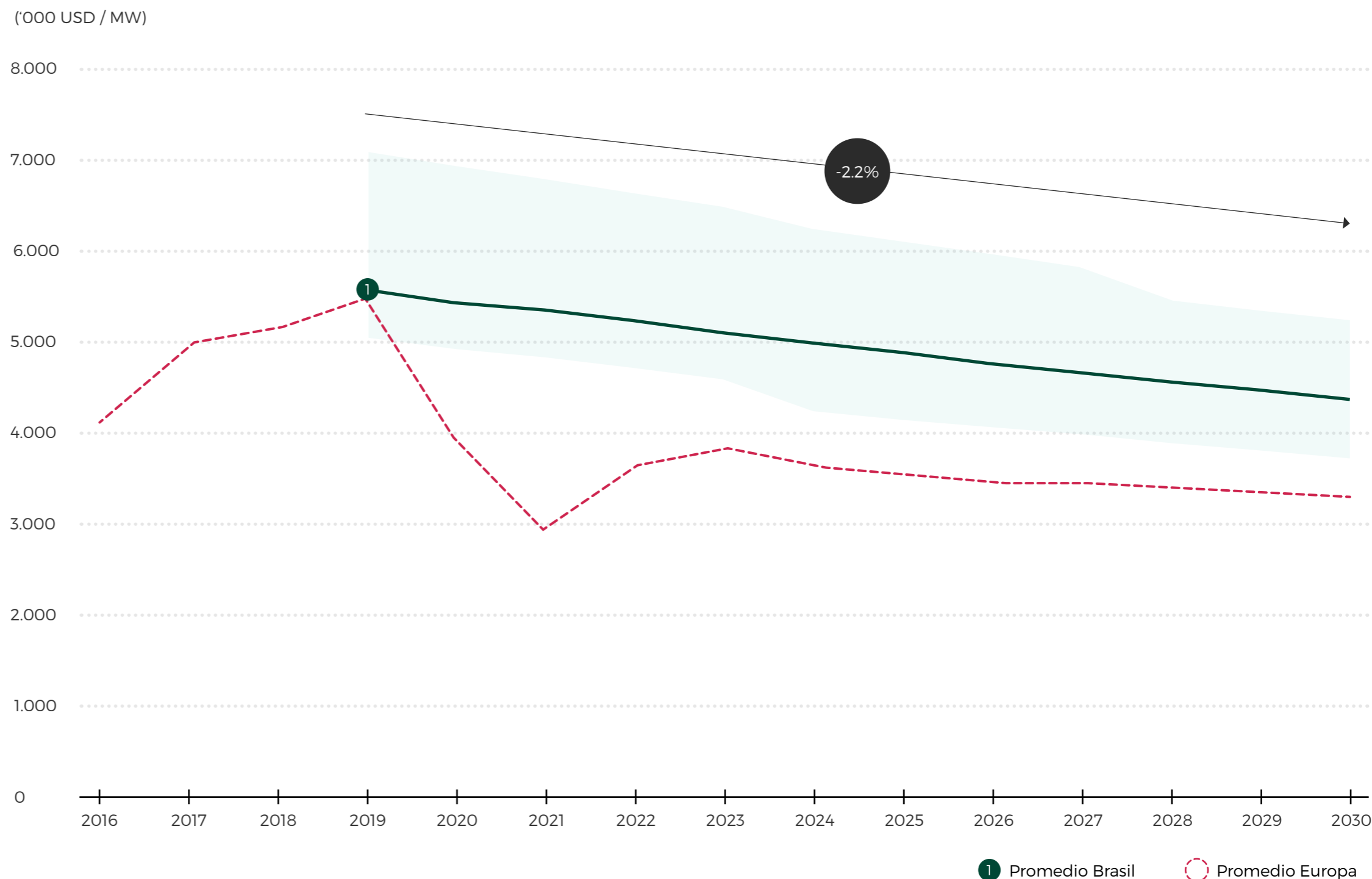
A pesar de que no se esperan proyectos eólicos marinos a escala comercial en Brasil hasta el año 2030, el país podría ser el primero de la región en presenciar la entrada en operación de un proyecto piloto en este período.

Las áreas ricas en recursos eólicos marinos se sitúan cerca de las zonas donde se encuentra el mayor potencial eólico terrestre, y donde muchos de los fabricantes de aerogeneradores líderes ya han construido plantas de producción. También se encuentran cerca de zonas con alta densidad demográfica, lo cual reduce la necesidad de largas líneas de transmisión, y son zonas que también poseen aguas poco profundas que se extienden hasta 200 km desde la costa. El 27% de los 210 millones de habitantes de Brasil vive en ciudades y pueblos costeros, lo cual significa que la energía podría generarse cerca de donde se encuentra la demanda.



FIGURA 3.27

Estimación de CAPEX eólica marina durante 2019-2030e, kUSD/MW **Fuente:** Wood Mackenzie



***Nota:** El año indica la fecha de entrada en operación. El cálculo de CAPEX está basado en plantas comerciales, a pesar de que solo se instalarán proyectos pilotos en mercados emergentes. La zona sombreada indica el rango de CAPEX. %=CAGR



FIGURA 3.28

Evaluación de impacto de factores para reducción de CAPEX

Fuente: Wood Mackenzie

Cadena de suministro local

La profundidad del agua varía entre los 5 y los 50 metros a lo largo de la línea costera y existe una gran cantidad de áreas cuya profundidad es de hasta 15 metros. La escasa profundidad del agua permite el uso de las tecnologías de instalación de cimentaciones más viables desde el punto de vista económico utilizadas en la actualidad para las plataformas petroleras, con las cuales Brasil tiene una larga experiencia.

Se espera que los costos se alineen de alguna manera con los valores más altos de la curva de CAPEX de Europa, aunque la curva de reducción de costos se está moviendo a un ritmo mucho más lento, debido a la falta de desarrollos eólicos marinos de importancia.

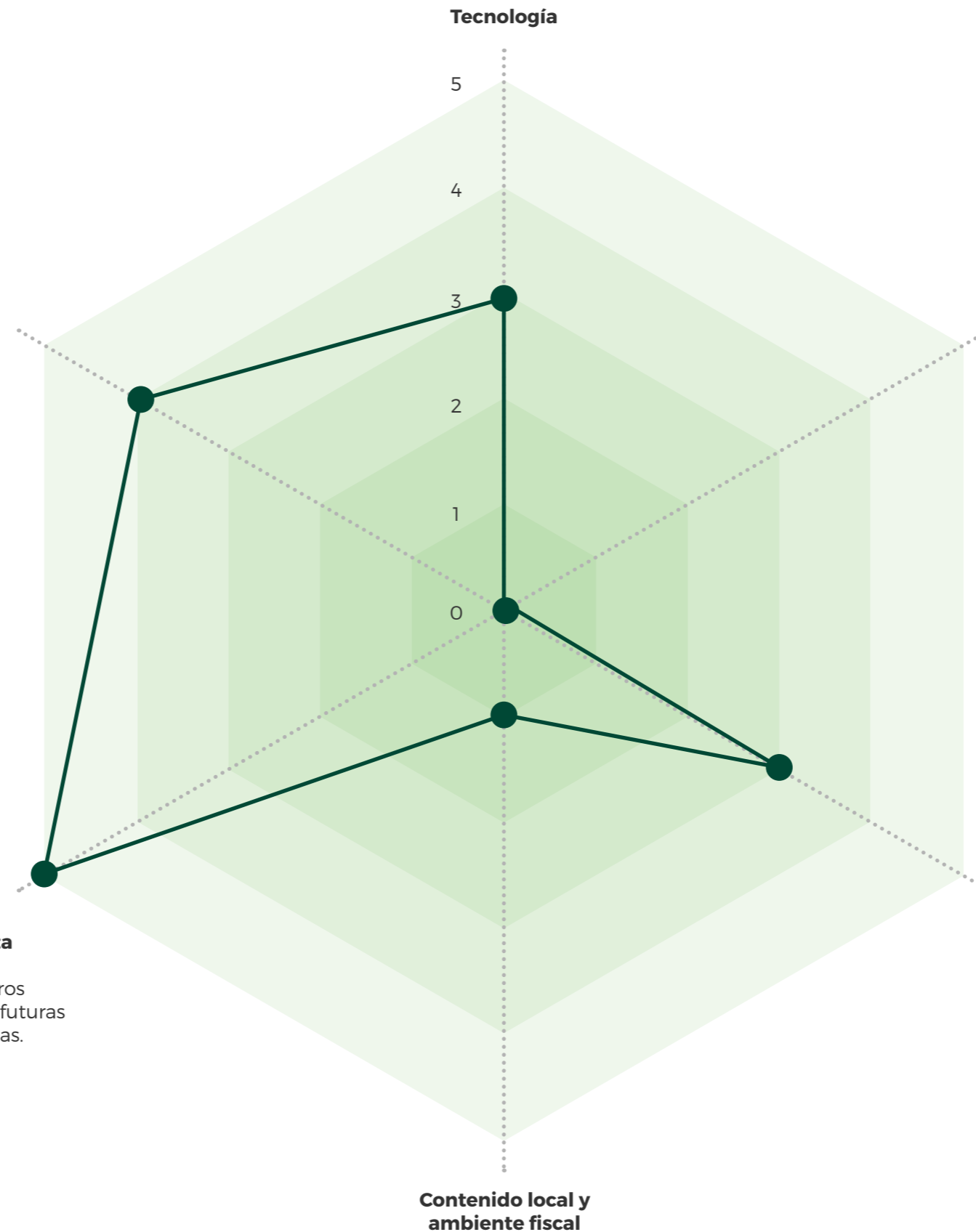
Profundidad y distancia a la costa

Los proyectos costeros existentes favorecen las futuras instalaciones marinas.

Capacidad instalada

Ambiente Regulatorio

ABEEólica expresa la necesidad de redactar una normativa para la energía eólica marina en los próximos 3 años



0 No favorable para reducción CAPEX



5 Favorable para reducción CAPEX



Las condiciones generales favorables apuntan a un desarrollo promisorio, aunque aún lejano, de proyectos eólicos marinos.

Faltan muchos años para que ocurra un desarrollo comercial de proyectos eólicos marinos, ya que todavía hay disponibilidad de terrenos con abundante recurso eólico, más baratos y adecuados para proyectos en tierra firme. Sólo se ha explotado una pequeña parte del potencial existente en Brasil (aproximadamente 15 GW de 350 GW, de acuerdo con el Atlas de potencial eólico de CEPEL).



FIGURA 3.29

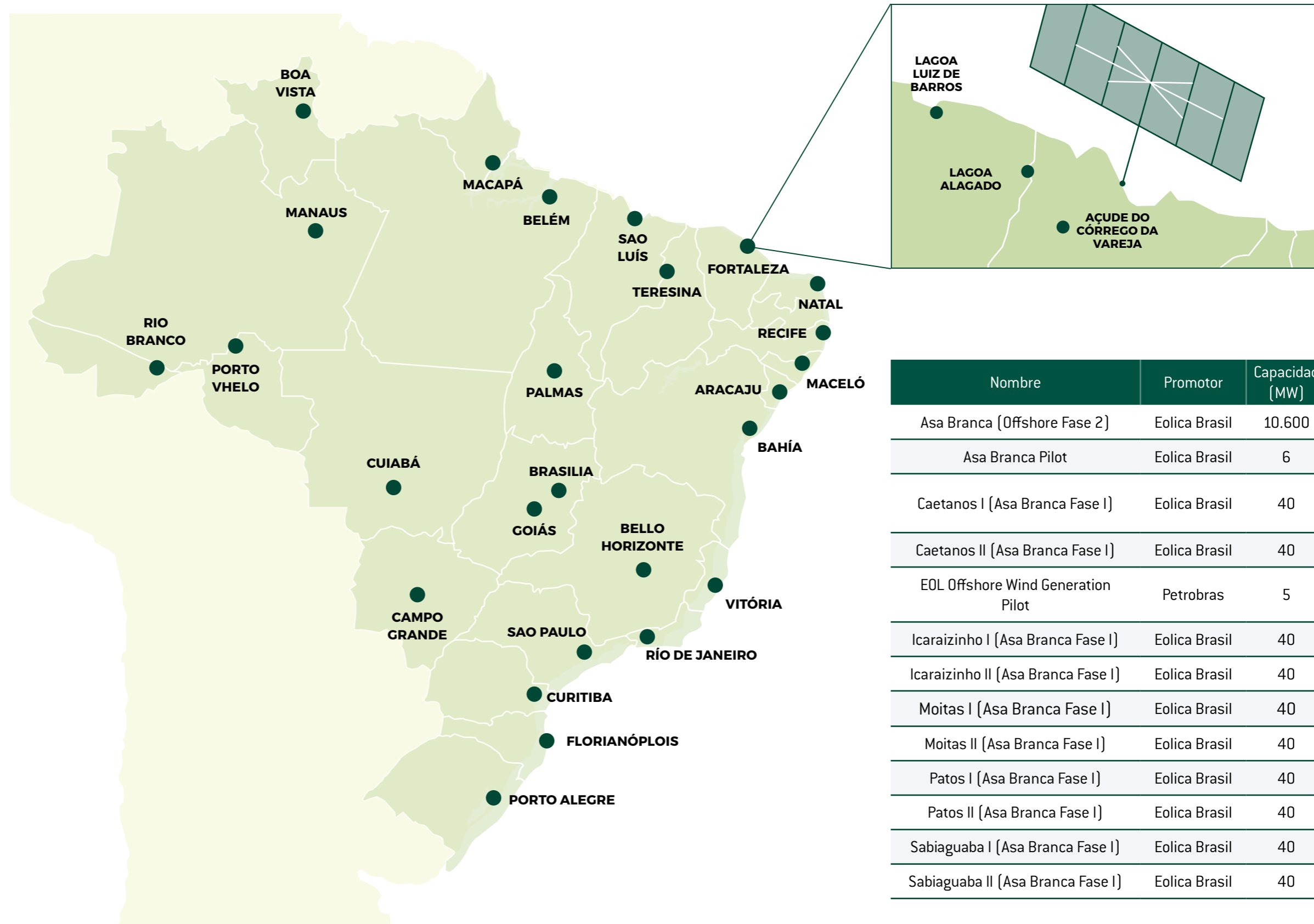
Factores habilitadores de la energía eólica marina en Brasil

Fuente: Wood Mackenzie



El Congreso podría aprobar un proyecto para regular el desarrollo eólico marino en 2019, ya que el Ministerio de Energía conformó recientemente un grupo de trabajo para discutir cómo fomentar el sector de energía eólica en aguas marinas. El territorio marítimo no es privado, pertenece al país y no se puede alquilar de la misma forma como se hace en tierra firme. Brasil tendría que subastar bloques para exploración, como lo hace con el petróleo, y luego realizar una subasta de energía para contratar la energía que puede producirse. Este proceso podría llevar varios años, ya que el sistema brasileño puede ser lento y burocrático.

Respecto a desarrollos futuros, el proyecto eólico marino Asa Branca está en fase de planificación desde 2012 pero sin avances significativos. Para mediados de 2021, la empresa petrolera estatal brasileña Petrobras tiene planes de instalar la primera turbina eólica marina del país, un modelo de 5 MW, cerca de la costa noreste de Brasil.



Nombre	Promotor	Capacidad (MW)
Asa Branca (Offshore Fase 2)	Eolica Brasil	10.600
Asa Branca Pilot	Eolica Brasil	6
Caetanos I (Asa Branca Fase I)	Eolica Brasil	40
Caetanos II (Asa Branca Fase I)	Eolica Brasil	40
EOL Offshore Wind Generation Pilot	Petrobras	5
Icaraizinho I (Asa Branca Fase I)	Eolica Brasil	40
Icaraizinho II (Asa Branca Fase I)	Eolica Brasil	40
Moitas I (Asa Branca Fase I)	Eolica Brasil	40
Moitas II (Asa Branca Fase I)	Eolica Brasil	40
Patos I (Asa Branca Fase I)	Eolica Brasil	40
Patos II (Asa Branca Fase I)	Eolica Brasil	40
Sabiaguaba I (Asa Branca Fase I)	Eolica Brasil	40
Sabiaguaba II (Asa Branca Fase I)	Eolica Brasil	40

FIGURA 3.30
Inventario de proyectos eólicos marinos - Brasil

Fuente: Wood Mackenzie, CERNE



ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

Luego de tres rondas de subastas competitivas se ha acelerado la caída de los precios de sistemas solares FV, aunque la reducción de CAPEX puede ser más lenta que en otros mercados, debido al proteccionismo comercial.

En Brasil las subastas se realizan en reales, lo cual plantea un riesgo financiero en caso de que la moneda no tenga un buen desempeño frente al dólar. Esta condición de las subastas fue respaldada por el Ministerio de Energía con el fin de promover una cadena de suministro de energía solar fotovoltaica local de forma que los promotores obtuviesen financiamiento de bancos brasileños, como el Banco de Brasil, el BNDES y el Banco del Nordeste.

La reducción en los precios de los sistemas FV está causando una reducción en los costos observados en las subastas. Los costos para un sistema solar fotovoltaico brasileño en la segunda mitad de 2018 eran de USD 1/W para las empresas proveedoras de contratos llave en mano. Al sumar un 10% de costos del terreno, de interconexión, líneas de transmisión, asesoramiento geotécnico y gastos administrativos del desarrollador, los costos totales de capital para un sistema solar FV en 2018 ascendían a alrededor de USD 1,10/W.

Para el año 2023, el CAPEX de la energía solar fotovoltaica se reducirá a USD 0,94/W, a la vez que aumentarán los factores de planta de un rango de 28%-32% a mucho más de 40% gracias al aumento en la eficiencia de los seguidores e inversores y la introducción de módulos bifaciales en áreas de alta radiación del nordeste de Brasil. Los avances tecnológicos causarán una leve desaceleración de la reducción de CAPEX a medida que los productos alcanzan ciertas economías de escala.



FIGURA 3.31

Estimación de CAPEX solar FV durante 2019-2030e, USD/W **Fuente:** Wood Mackenzie

***Nota:** El año indica la fecha de entrada en operación. %=CAGR

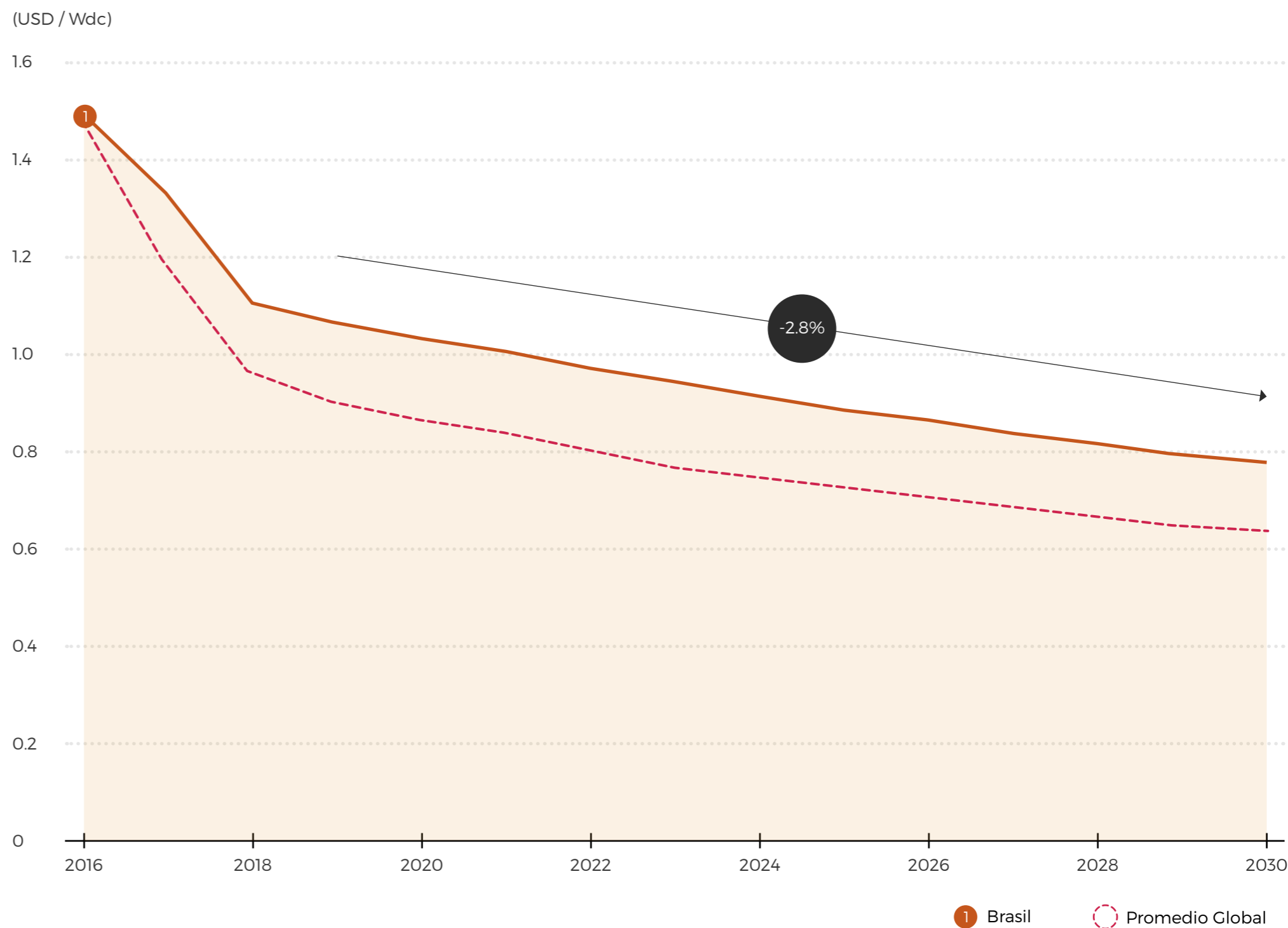
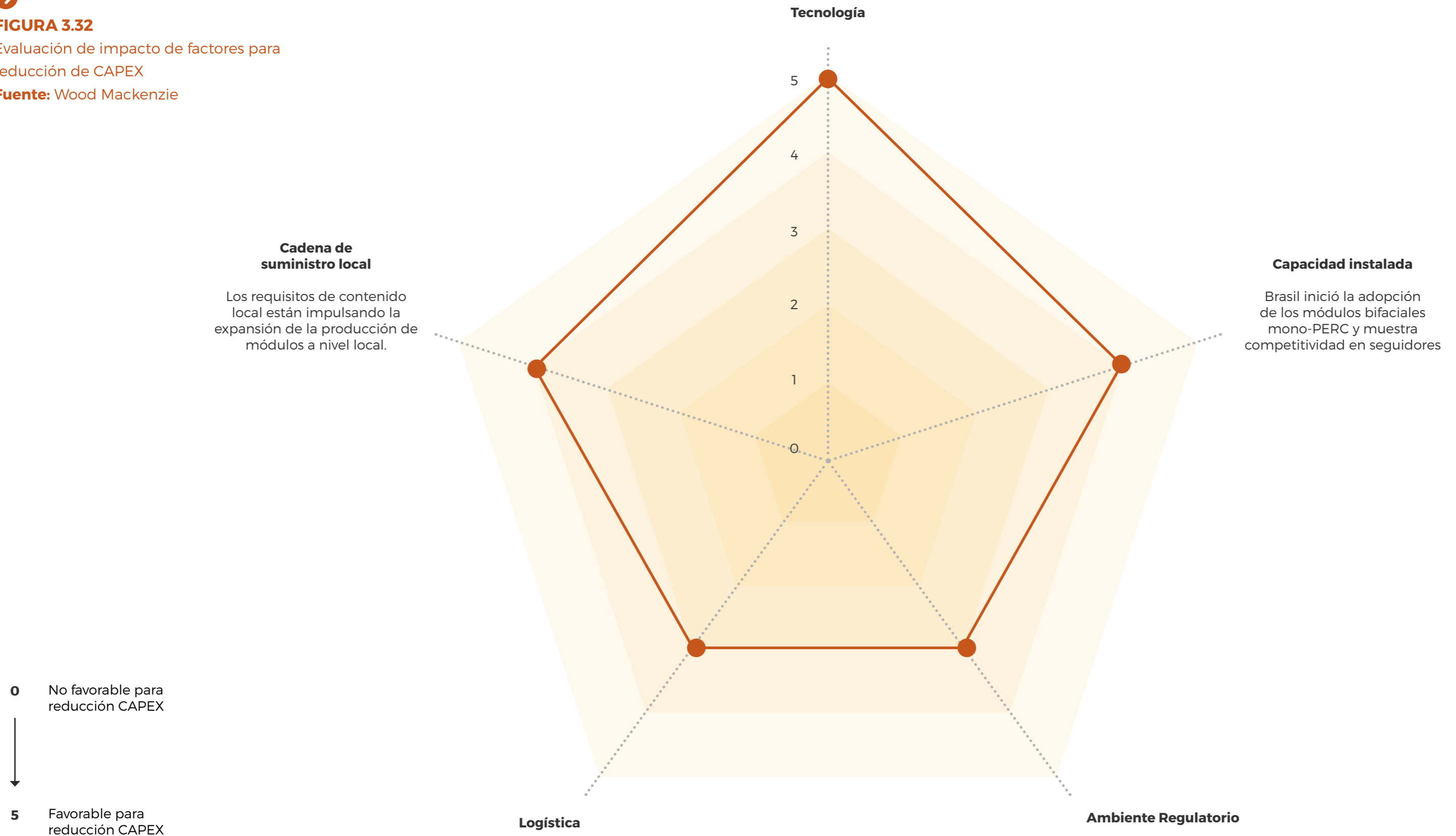




FIGURA 3.32

Evaluación de impacto de factores para reducción de CAPEX

Fuente: Wood Mackenzie





Recientemente, las tasas de interés del BNDES para préstamos para energía solar fotovoltaica se redujeron del 1,7% al 0,9% para proyectos que tienen hasta un 70% de componentes nacionales. En un caso, un proyecto logró un 80% de contenido local en su CAPEX al eliminar el componente opcional de la celda solar.

Dado que los proyectos de la ronda A-4 se pueden interconectar antes de la fecha de operación comercial, obtendrán una prima al vender al mercado spot pero también desaprovecharán las disminuciones de costos del sistema y los avances tecnológicos que puedan ocurrir más cerca de la fecha de entrega.

Brasil también pasará a tener un 50% de generación distribuida en el mercado solar para el año 2024.

El mercado de Brasil se está restableciendo luego de la paralización de 2016, cuando sufrió su peor crisis económica en décadas. El CAPEX es más alto que en otros mercados, debido a la fabricación nacional, pero a medida que la cartera de proyectos y las economías de escala se afianzan, se espera una reducción más abrupta de CAPEX que en otros países de América Latina.



FIGURA 3.33

Nueva capacidad anual estimada (GW)

Fuente: Wood Mackenzie

*Nota: El año indica la fecha de entrada en operación. Proyectos de gran escala (>5MW).

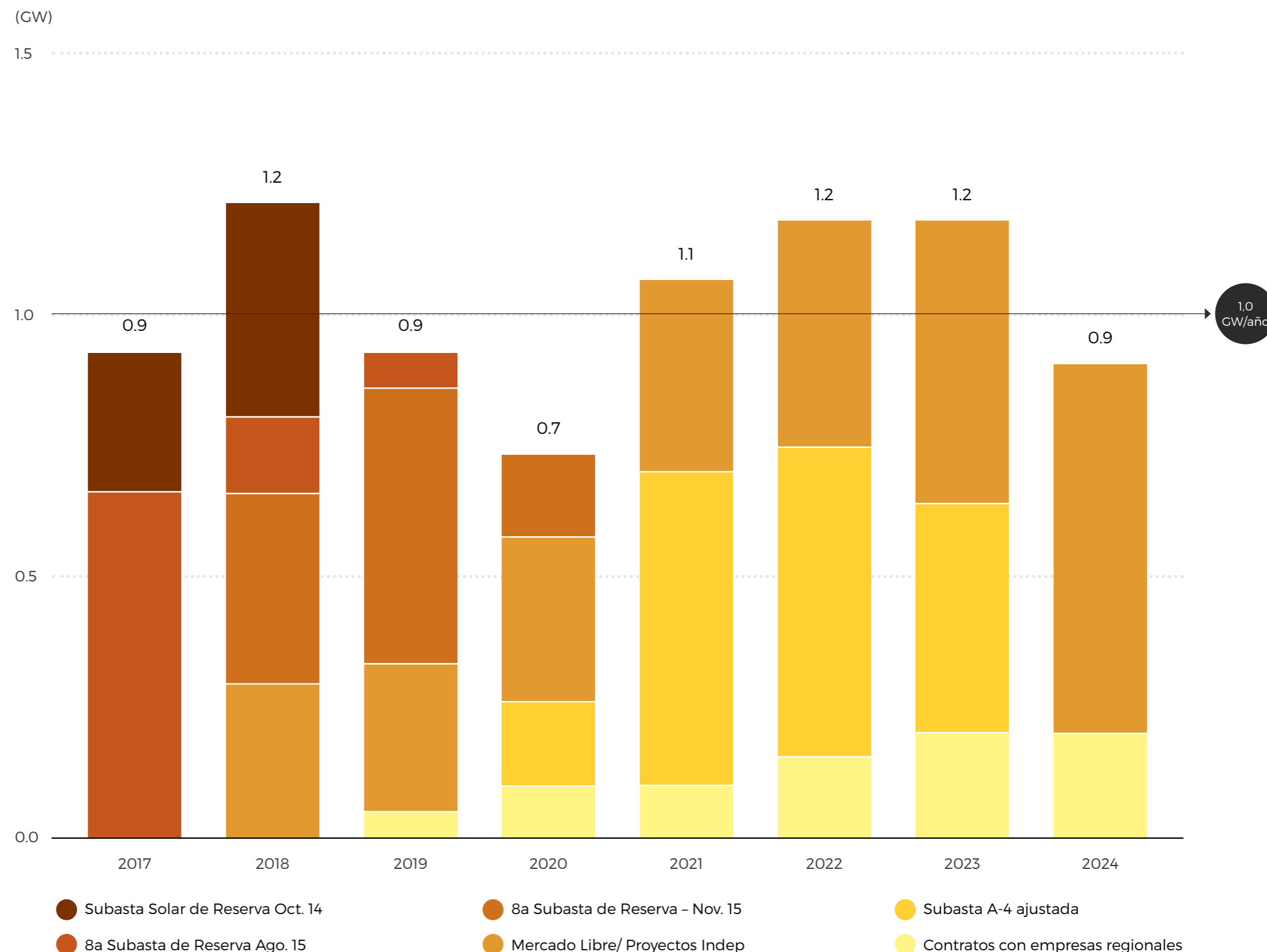
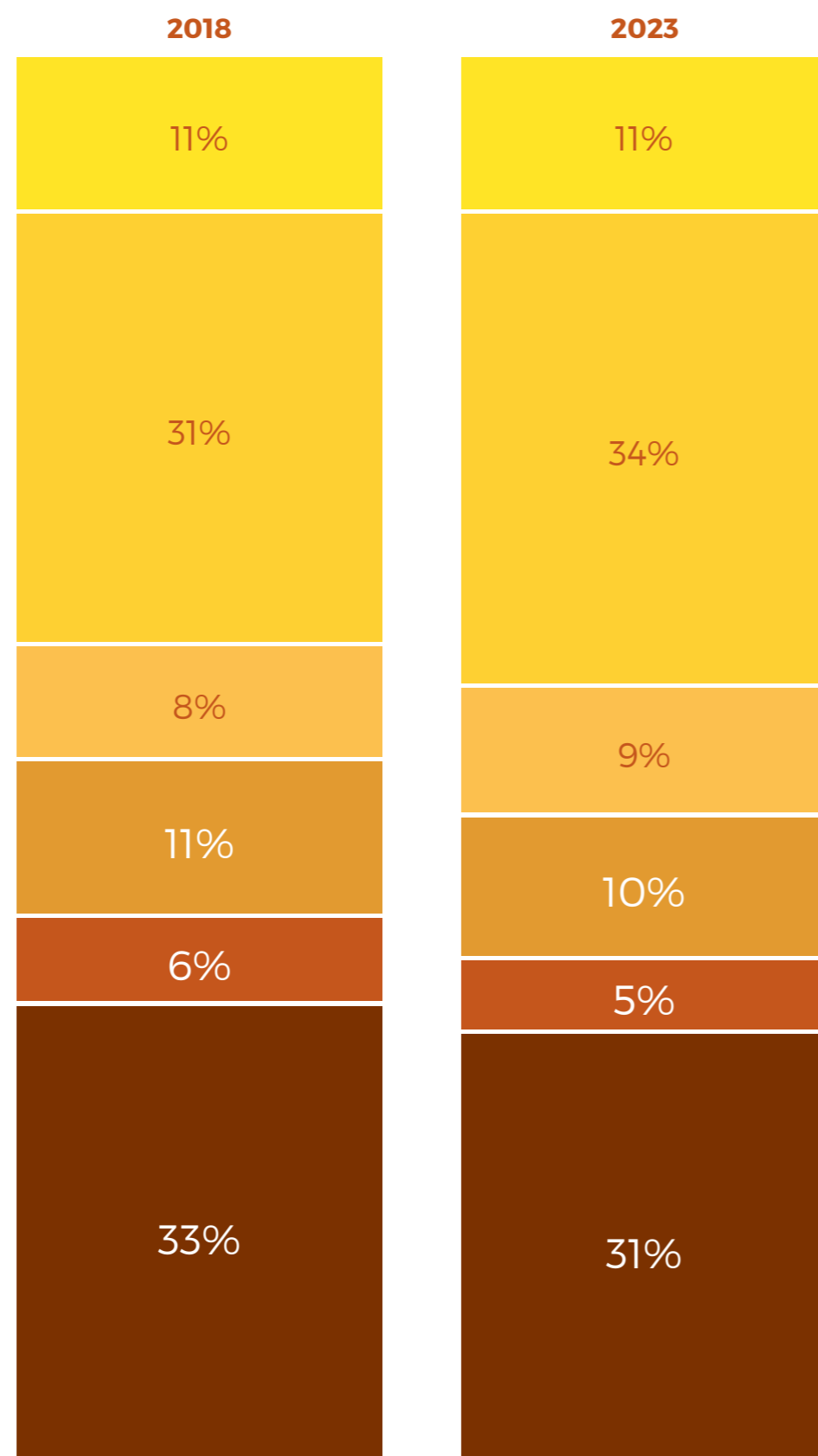




FIGURA 3.34

Desglose del CAPEX
2018 vs 2023 (%)

Fuente: Wood Mackenzie



- Costos de desarrollo
- Costos blandos
- Sistema eléctrico
- Estructuras de montaje
- Inversor
- Módulo

La cadena de suministro de Brasil es un factor determinante en la evolución de los costos en el mercado.

Brasil ha implementado un importante mecanismo proteccionista con el objetivo de propiciar el crecimiento de la cadena de suministro local. Los requisitos de contenido especifican hasta el 70% de componentes solares de producción nacional para poder acceder a tasas de interés bajas del BNDES, lo cual en última instancia implica precios de componentes más altos para los promotores que procuran financiamiento brasileño.

Dado que los módulos de energía solar fotovoltaica constituyen la mayor parte del sistema, es más fácil comprar paneles de producción nacional para un sistema si se utiliza el financiamiento del BNDES. Esto ocurrió cuando Canadian Solar abrió su planta de producción en São Paulo y se asoció con EDF para financiar proyectos como el complejo Pirapora. El costo de fabricación de paneles en Brasil (en especial los de nivel 1)

es más alto en promedio que en buena parte del mundo. Brasil y Japón poseen porcentajes similares de costos de los módulos sobre el costo del proyecto.

Se espera que a medida que se vayan desarrollando los proyectos y bajen los costos de producción, los porcentajes del CAPEX correspondiente a los módulos también disminuyan.

En el mercado brasileño los promotores utilizan principalmente seguidores de un solo eje. La saturación de fabricantes europeos y norteamericanos como Convert Italia y NexTracker posibilita un CAPEX competitivo debido a economías de escala. Las relaciones con los promotores (Convert Italia con ENEL) también pueden tener un impacto en las reducciones de CAPEX en el mercado.

Los fabricantes líderes están utilizando inversores de 1500 V. Huawei, SMA y ABB son líderes en el suministro de inversores.



FIGURA 3.35

Capacidad de plantas de fabricación en Brasil (MWdc) Fuente: Wood Mackenzie

Supplier	Component	2018	2019E	2020E	2021E	2022E	2023E
BYD Solar	Module	200	200	200	200	200	200
Canadian Solar	Module	400	400	400	400	400	400
Chint	Module	200	200	200	200	200	200
EcoSolifer	Module	100	100	100	100	100	100
Globo Brazil	Module	180	180	180	180	180	180
JA Solar	Module	300	300	300	300	300	300
S4 Solar	Module	200	200	200	200	200	200
Tecnometal	Module	25	25	25	25	25	25



ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA

La confiabilidad de la red y la posible reforma del mercado energético impulsan el almacenamiento.

En el año 2016 el regulador de Brasil, la Agencia Nacional de Energía Eléctrica de Brasil (ANEEL), puso en marcha una hoja de ruta de inversión de tres años para que las empresas del sector eléctrico pudieran invertir en investigación y desarrollo de almacenamiento de energía. Debido a este énfasis en I+D, la mayoría de los sistemas instalados por las empresas como parte del programa fueron sistemas de baja capacidad y en general instalados como respaldo de plantas solares o para integrar otro tipo de energía renovable variable. ANEEL aprobó más de 20 proyectos como parte del programa. Dentro de las principales barreras para una adopción masiva del almacenamiento de energía basado en baterías en Brasil se encuentran la falta de un mercado de servicios auxiliares y los abundantes reservorios de agua.

En términos de costos, dado que el país no posee una política de almacenamiento importante, los precios de los sistemas continuarán siendo más altos que la media mundial. Brasil no posee ningún requisito de contenido local específico para el almacenamiento, pero cualquier potencial proyecto de energía solar más almacenamiento deberá hacer frente a un CAPEX más alto debido a los requisitos de contenido local para la energía solar.



FIGURA 3.36

Estimación de CAPEX Almacenamiento durante 2019-2030e, kUSD/MW **Fuente:** Wood Mackenzie

***Nota:** El año indica la fecha de entrada en operación. %=CAGR

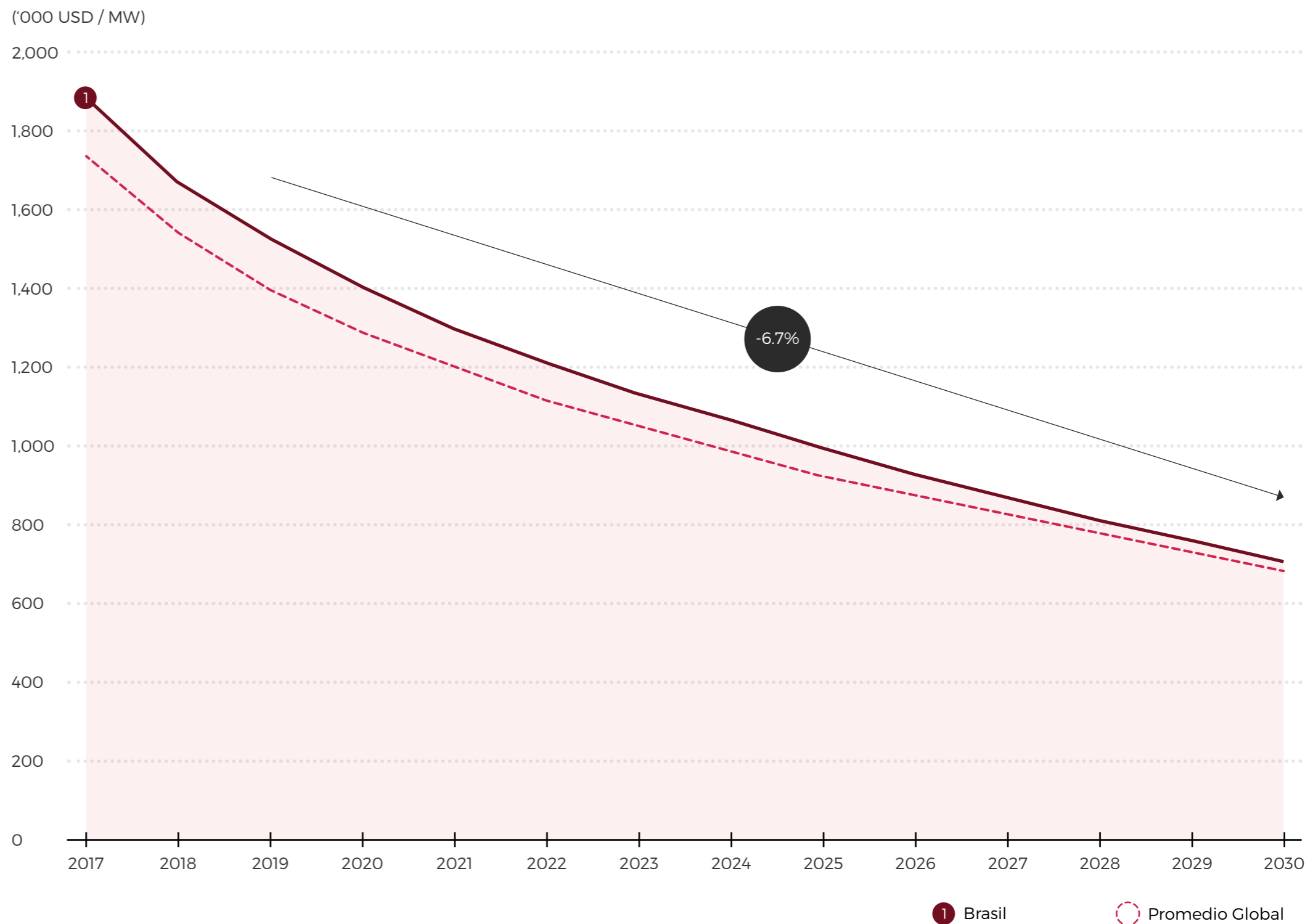
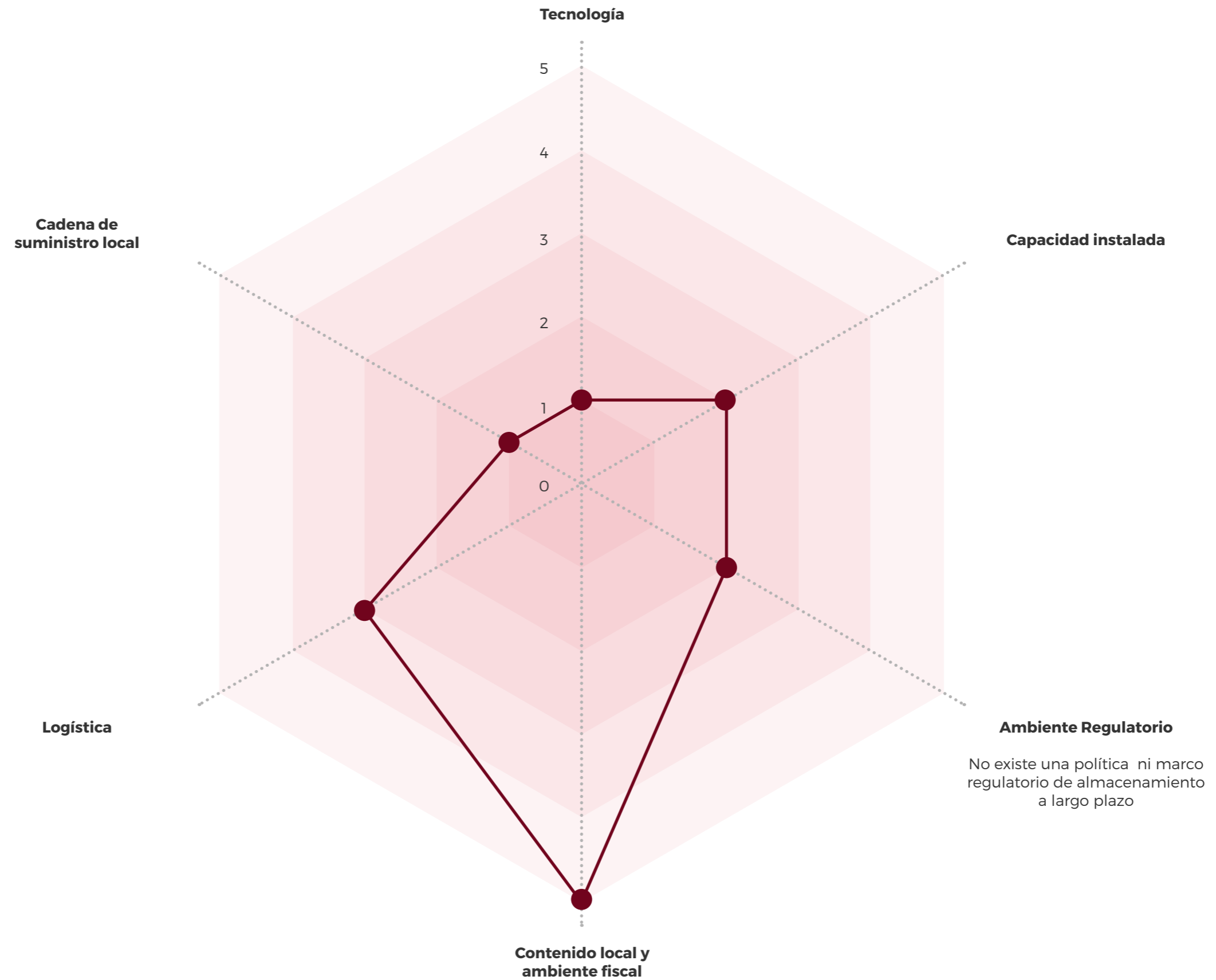




FIGURA 3.37

Evaluación de impacto de factores para reducción de CAPEX

Fuente: Wood Mackenzie





Sin embargo, la prevalencia de las grandes centrales hidroeléctricas en la matriz energética limita el mercado para el almacenamiento basado en baterías, aun si la energía renovable continúa creciendo en Brasil.

Por otro lado, la presencia de abundante recurso solar, junto con el almacenamiento, podrían impulsar la implementación de proyectos de autoabastecimiento y reducir así la congestión en las líneas de transmisión existentes.

Los segmentos residencial y comercial e industrial serán impulsados principalmente por la necesidad de confiabilidad y energía de respaldo.

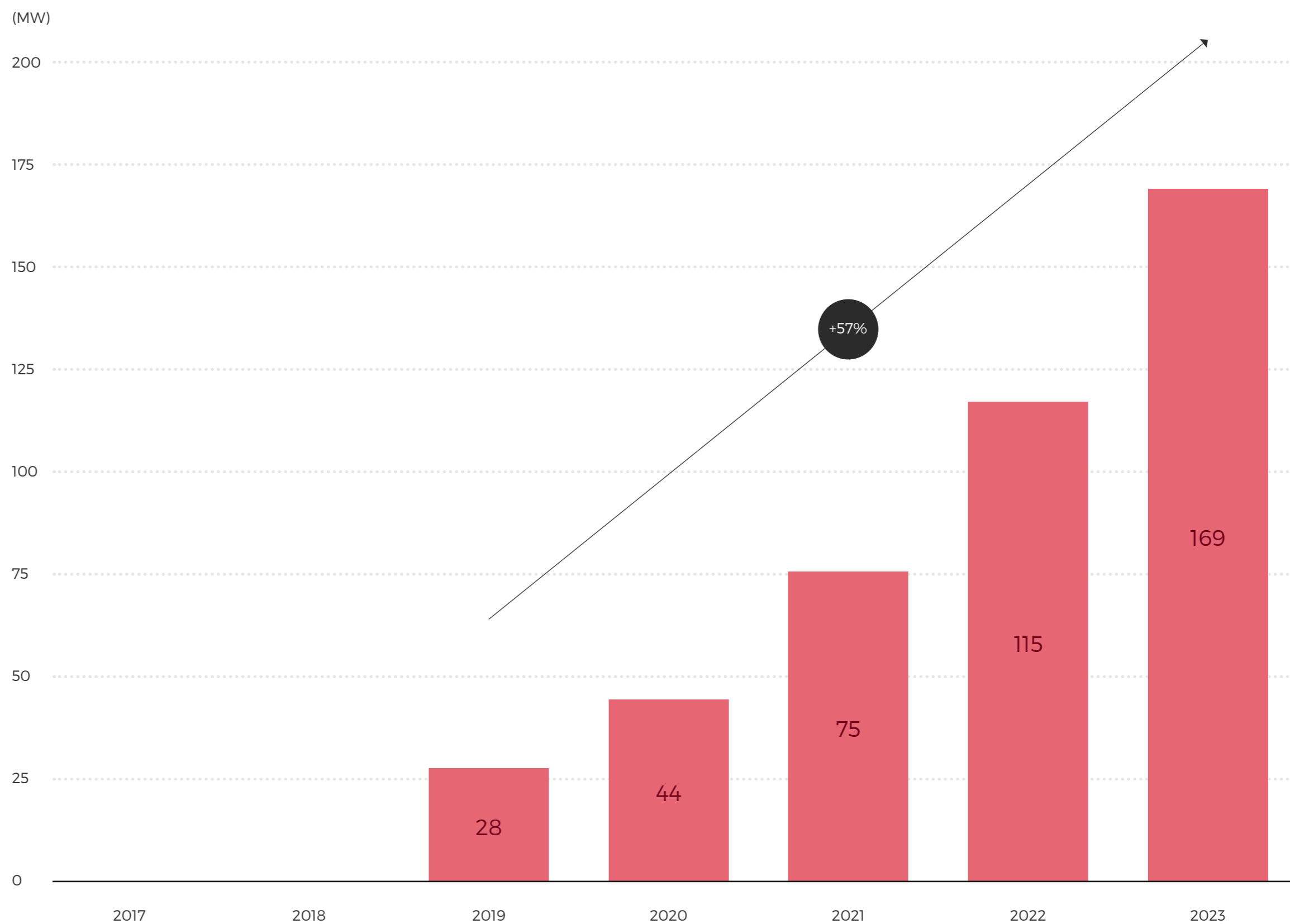


FIGURA 3.38

Estimación de futura capacidad instalada de almacenamiento.

Fuente: Wood Mackenzie

*Nota: Las cifras no pretenden ser un pronóstico pero sí una estimación de posible nueva capacidad de proyectos de almacenamiento. %=CAGR



CHILE



ENERGÍA EÓLICA
PÁGINA 95



ENERGÍA EÓLICA MARINA
PÁGINA 99



ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA
PÁGINA 101



ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA
PÁGINA 105

PLANTA DE ENERGÍA SOLAR EN
EL DESIERTO DE ATACAMA, CHILE



Chile posee una ambiciosa meta a largo plazo de energía limpia que implica un 60% de generación renovable para el año 2035 y un 70% para el año 2050. Estas admirables metas se describen en el plan estratégico "Energía 2050", lanzado en 2016 y ratificado por el documento de corto plazo recientemente publicado, emitido en 2018. El gobierno también llegó a un acuerdo con las empresas generadoras más grandes del país para una moratoria sobre nueva capacidad de generación a carbón en enero de 2018. Además, los planes incluyen la eliminación de toda la generación a carbón existente para el año 2050.

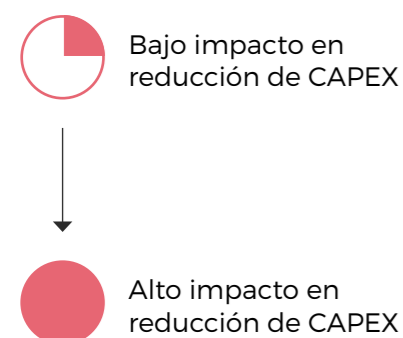
La demanda de electricidad crecerá de forma constante pero moderada en Chile hasta el año 2027. La demanda de carga eléctrica se expandió abruptamente en Chile en 2017 y ascendió a 74,1 TWh, lo cual representa un aumento del 7,3% en comparación con el año anterior. Se espera que el crecimiento de la demanda anual se expanda a 96,2 TWh para el año 2027, lo cual representa un aumento del 30% en el volumen de mercado. El crecimiento en la demanda de electricidad será impulsado por una expansión económica saludable a una tasa levemente inferior al 2,17% para 2027. La mayor demanda de electricidad, combinada con el vencimiento de los contratos de compraventa de energía existentes, impulsará el volumen de demanda de energía renovable en futuras subastas.



FIGURA 3.39

Energía renovable y análisis de políticas de almacenamiento en Chile

Fuente: Wood Mackenzie, IEA, CNE



	Disponible	Impacto en CAPEX		
INCENTIVOS FISCALES	Exención de impuestos de importación	No	○	<ul style="list-style-type: none"> Promedio de tarifas de importación del 1% del valor total del proyecto para los principales componentes de proyectos fotovoltaicos a gran escala
	Exención de impuesto sobre la renta	No	○	
	Impuesto al carbono	Sí	○	<ul style="list-style-type: none"> Chile promulgó un impuesto al carbono en octubre de 2014 que se implementó en 2018. El impuesto es de 5 USD/ton de CO₂ y se aplica al 55% de las emisiones. Proceso de descarbonización actualmente en discusión.
	Depreciación acelerada	No	○	
	Otros incentivos fiscales	No	○	
MECANISMOS DE APOYO	Licitaciones	Sí	●	<ul style="list-style-type: none"> Chile viene realizando subastas de energía de manera competitiva desde 2006. La edición más reciente se realizó en 2017 para 2.2 TWh de generación con entrada en operación en 2024. Los promotores ganadores presentaron ofertas de bloques de energía que incluyen varias tecnologías, como eólica, fotovoltaica y geotérmica. Las subastas chilenas son únicas en el sentido de que contienen cuotas de suministro de energía por bloques, parciales y de 24 horas.
	Acceso a la red eléctrica	No	○	<ul style="list-style-type: none"> Acceso prioritario de proyectos PMGD (3-10 MW) a los nodos de transmisión. Los activos de PMGD pueden disfrutar del mecanismo de precio estabilizado para disfrutar de ingresos semi-contratados a largo plazo y obtener valor mediante financiamiento sobre una cartera agregada. Posibilidad de vertimientos forzados para proyectos fotovoltaicos a gran escala en zonas con restricciones en la transmisión.
	Precio garantizado	Sí	◐	<ul style="list-style-type: none"> El mercado de servicios auxiliares está abierto a la participación del almacenamiento, sin embargo, el almacenamiento no puede participar como activo de generación.
	Cuota/portafolio estándar	Sí	◑	<ul style="list-style-type: none"> Chile tiene una meta del 20% de energías renovables no convencionales en el mercado para el año 2025, mientras que la meta al 2050, la participación de estas aumentaría al 70%, aunque esta meta no es vinculante.
PROGRAMAS ESPECIALES	Mercado de Certificados	Sí	◑	<ul style="list-style-type: none"> Chile que cuenta con un sistema puro de certificados de energía renovable. Bajo el actual régimen de apoyo, las partes que están sujetas a la obligación pueden cumplirla mediante la obtención de certificados verdes, ya sean emitidos a ellas o adquiridos en el mercado. Además, las empresas generadoras que no cumplan con la cuota renovable serán sancionadas con una multa de aproximadamente US\$27 por cada MWh renovable faltante. Esta multa se incrementa US\$41 aproximadamente, por cada MWh faltante si la empresa persiste en incumplir la cuota.
	Política Industrial Preferente	Sí	◐	<ul style="list-style-type: none"> CORFO ha enfocado su política en la cadena de suministro de litio
	Programas Especiales	No	○	<ul style="list-style-type: none"> Algunas provincias de Chile (Bio-Bio, O'Higgins, Maule) tienen incentivos a nivel estatal para proyectos fotovoltaicos de menor escala.
	Requisito de Contenido Local	No	●	



ENERGÍA EÓLICA

Las grandes brechas de tiempo que existen entre el período de subastas y la ejecución real de los proyectos pueden ejercer presiones de reducción de precios entre los promotores de proyectos.

Los proyectos correspondientes a los últimos contratos adjudicados en el marco de la subasta del 2017 recién se implementarán en 2024, lo cual retardará la reducción del CAPEX en comparación con otros mercados de subastas en América Latina.

Los bajos precios ofertados que prevalecieron en las subastas a largo plazo en 2016 y 2017 han generado preocupación sobre la viabilidad económica de algunos de los proyectos ganadores. Los precios ofertados cayeron significativamente entre las rondas de subasta de 2014 y 2017. En la ronda de 2014, las dos únicas ofertas de energía eólica que se registraron fueron de USD 100,65/MWh y USD 113,22/MWh, mientras que las ofertas en la subasta de agosto de 2016 cayeron a USD 43,12/MWh. En la

ronda de 2017, todos los proyectos eólicos se ofertaron como parte de portafolios con múltiples tecnologías, lo cual imposibilita la comparación directa. Sin embargo, el precio promedio ofertado cayó de USD 47,60/MWh a USD 32,50/MWh en la subasta de 2016. El precio ofertado para los proyectos eólicos es agresivo si tenemos en cuenta el nivel moderado de los recursos eólicos existentes en el país.

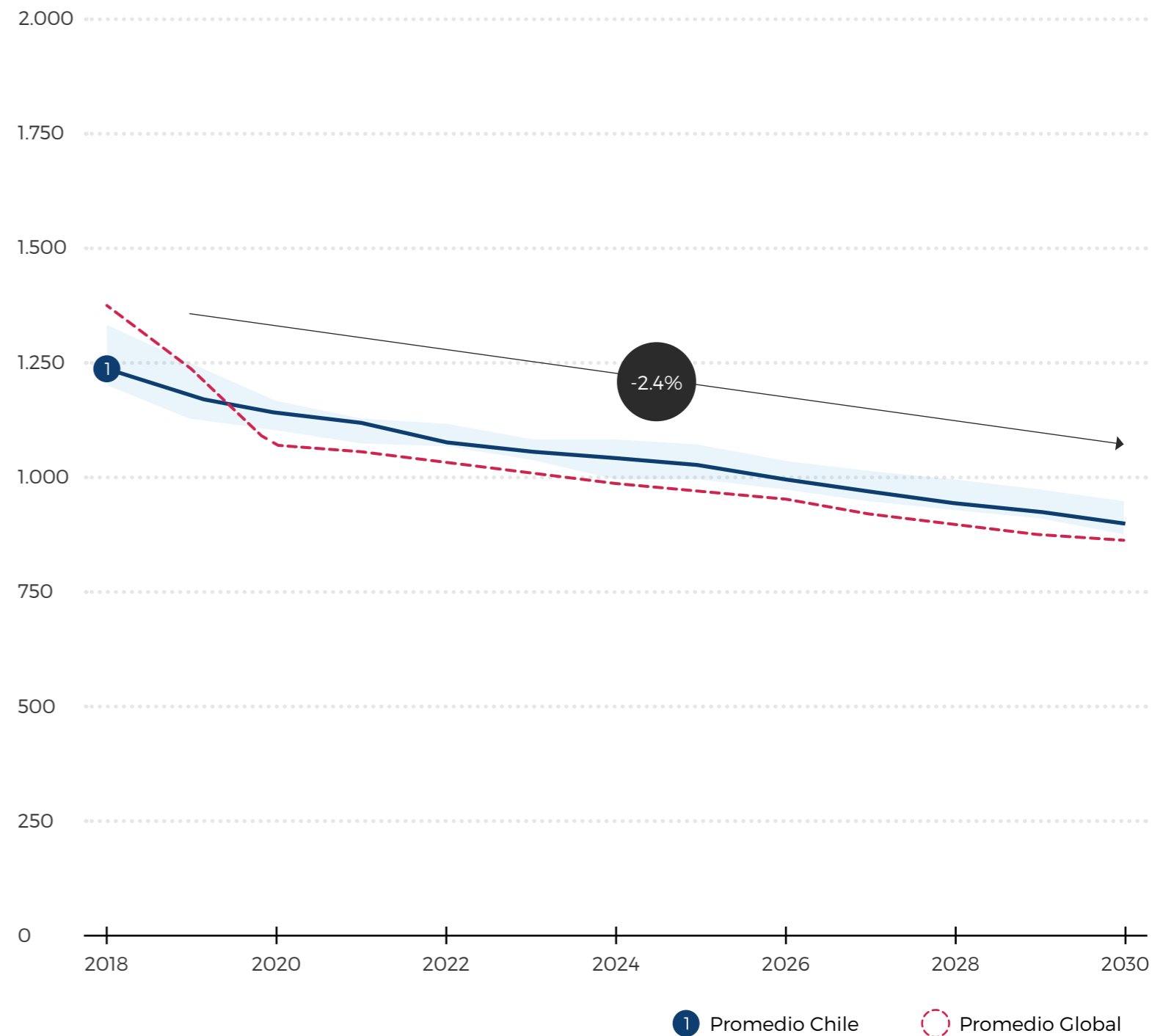
A diferencia de países vecinos como Brasil, Argentina y Perú, donde se observan con frecuencia proyectos ofertados en las subastas con factores de planta de más del 50%, la mayoría de los proyectos a escala comercial en operación tienen factores de planta por debajo de 35%. En este contexto, algunas ofertas presentadas en la ronda de 2016 parecen demasiado bajas, en especial aquellas ofrecidas directamente por Mainstream o a través de su sociedad con Actis, Aela. En septiembre de 2018, Mainstream anunció que buscaría un socio inversor para ayudar en la ejecución del portafolio de 1,3 GW de proyectos de energía renovable, presumiblemente originados en la subasta de 2016. De manera consecuente, el gobierno chileno triplicó los bonos de garantía en la subasta de 2017 para asegurar la ejecución de la capacidad correspondiente asignada en la misma.



FIGURA 3.40

Estimación de reducción de CAPEX durante 2019-2030e, kUSD/MW **Fuente:** Wood Mackenzie

('000 USD / MW)



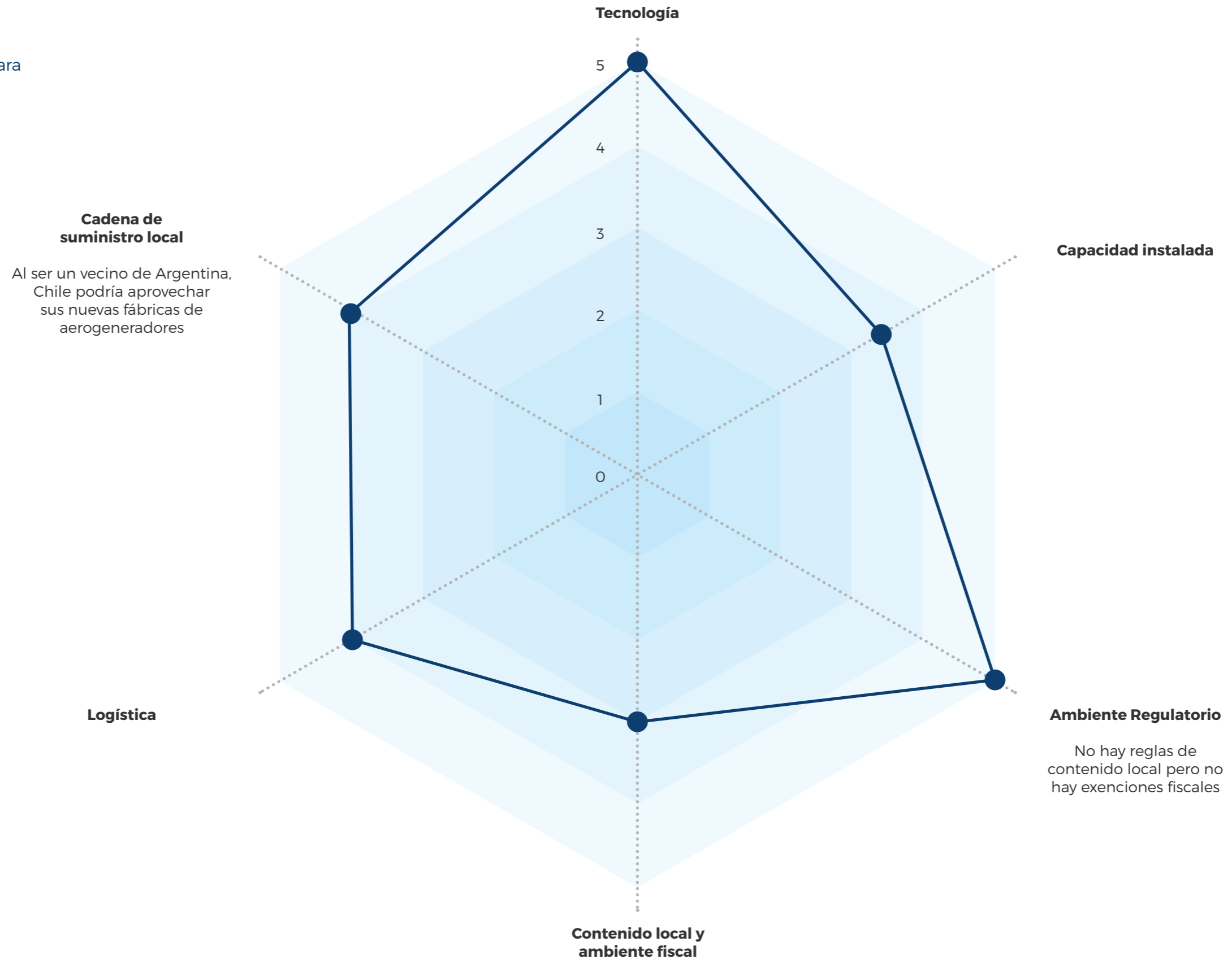
*Nota: El año indica la fecha de entrada en operación. La zona sombreada indica el rango de CAPEX. %=CAGR



FIGURA 3.41

Evaluación de impacto de factores para reducción de CAPEX

Fuente: Wood Mackenzie





Las fechas de entrada en operación comercial lejanas en el tiempo han facilitado las ofertas de precios agresivas.

Los relativamente bajos factores de planta del país motivan el uso de rotores más grandes y torres más altas. El mayor CAPEX asociado a los aerogeneradores más grandes se ve compensado por su mayor capacidad en términos de generación eléctrica. Por otro lado, el hecho de que las torres sean más altas limita una mayor reducción de CAPEX, ya que el uso de torres de concreto de más de 120 metros tiene un costo de alrededor del 20% más que las torres tubulares de acero regulares.

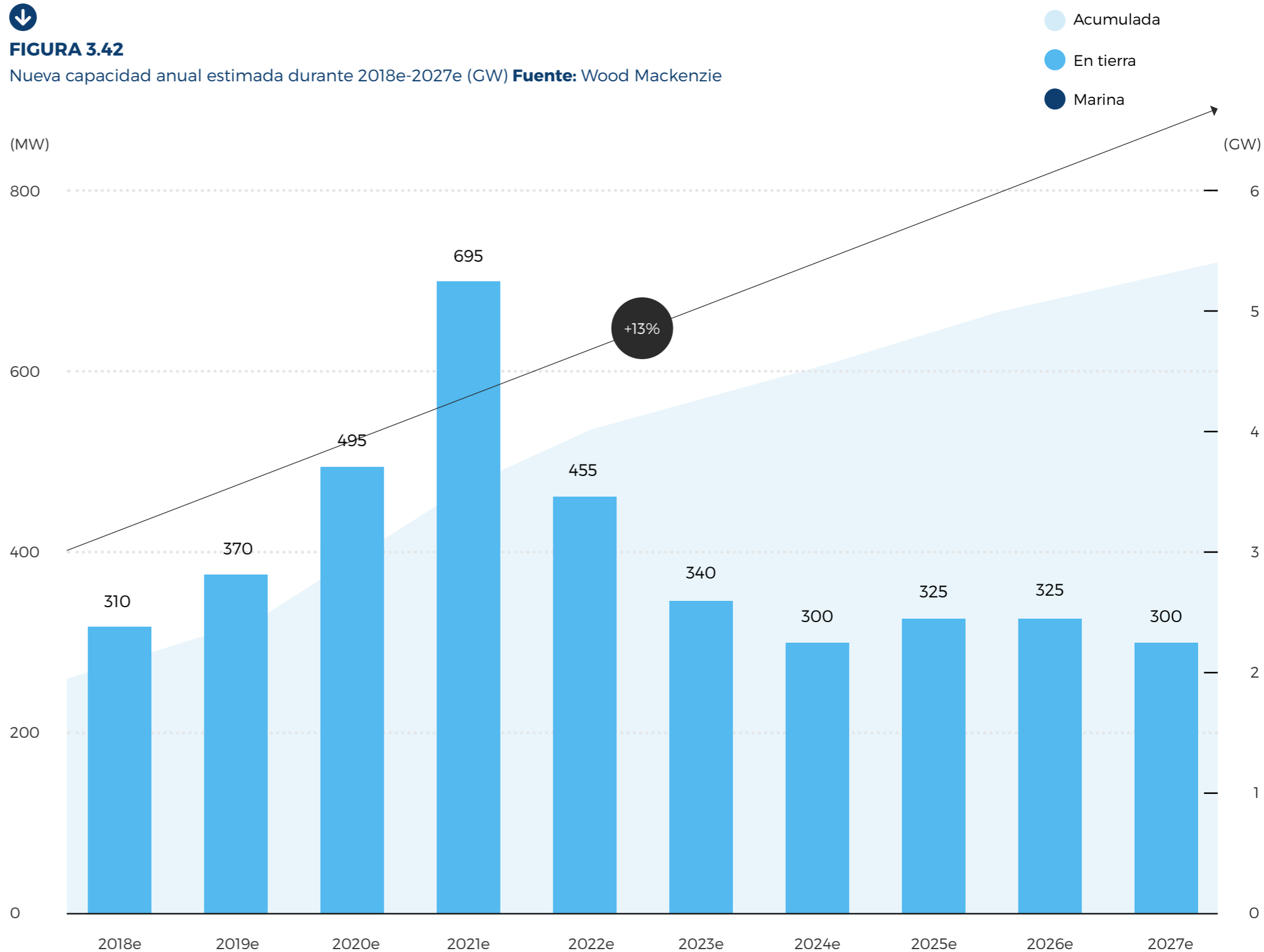
Sin embargo, las reducciones en el precio de los equipos y el aumento de eficiencia de los aerogeneradores hacen que algunos emplazamientos que parecían inviables en términos de margen financiero ahora sean viables. Los operadores de activos para generación de energía eólica han demostrado aumentos sustanciales en factores de planta en nuevos parques eólicos a través de la instalación de modelos de aerogeneradores con rotores más grandes.

Se espera que el precio de los aerogeneradores por MW instalado en el mercado chileno baje al menos un 15% en promedio durante los cinco años que van de 2018 a 2023. Las subastas de 2017 adjudicaron contratos de compraventa de energía para proyectos con fechas de operación comercial en 2023 y se sabe que los promotores han sido extremadamente agresivos en las últimas subastas para asegurar una cuota de mercado en el país. Esto significa que las ofertas de los promotores se basaron en una expectativa futura sobre la reducción en el precio de los aerogeneradores y costos de BOP al momento en que se realicen los pedidos en firme de equipos y servicios.



FIGURA 3.42

Nueva capacidad anual estimada durante 2018e-2027e (GW) Fuente: Wood Mackenzie



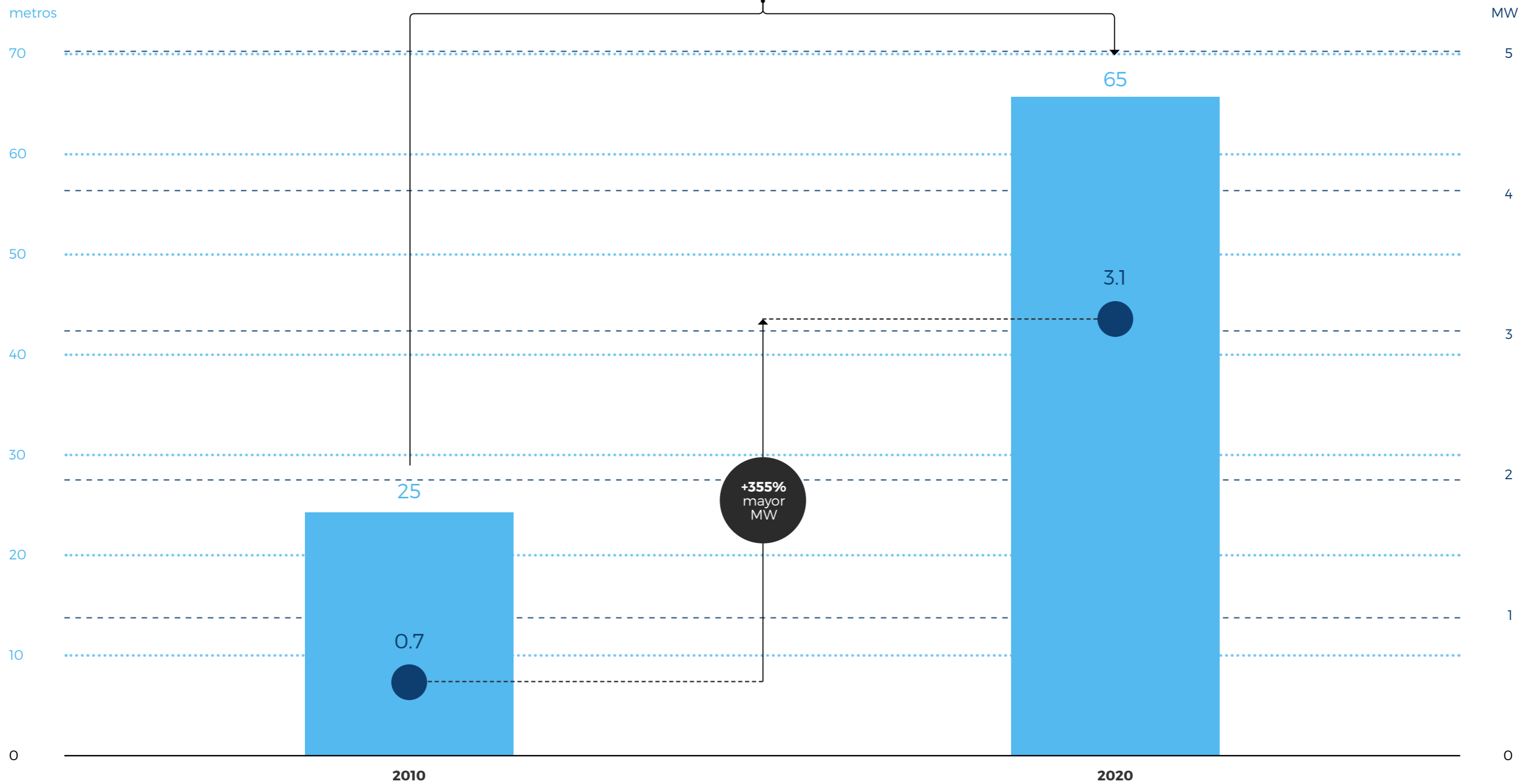
*Nota: El año indica la fecha de entrada en operación. %=CAGR



FIGURA 3.43

Avance en tecnología del aerogenerador Fuente: Wood Mackenzie

- Potencia AG (MW)
- Longitud de pala (m)





ENERGÍA EÓLICA MARINA

Chile no cuenta con ninguna planta de producción más allá de las fábricas de torres de concreto que se montan in situ durante la construcción del proyecto. Estas fábricas son móviles y se desmontan una vez finalizados los proyectos.

No existen planes en materia de generación eólica marina en Chile durante el período analizado.

Si bien no se prevé que se desarrollen centrales eólicas marinas en un futuro cercano en Chile, se estima que las proyecciones de costos tengan valores similares a los proyectos europeos de alto nivel.



FIGURA 3.44

Estimación de CAPEX eólica marina durante 2019-2030e, kUSD/MW

Fuente: Wood Mackenzie

*Nota: El año indica la fecha de entrada en operación. El cálculo de CAPEX está basado en plantas comerciales, a pesar de que solo se instalarán proyectos pilotos en mercados emergentes. La zona sombreada indica el rango de CAPEX. %=CAGR

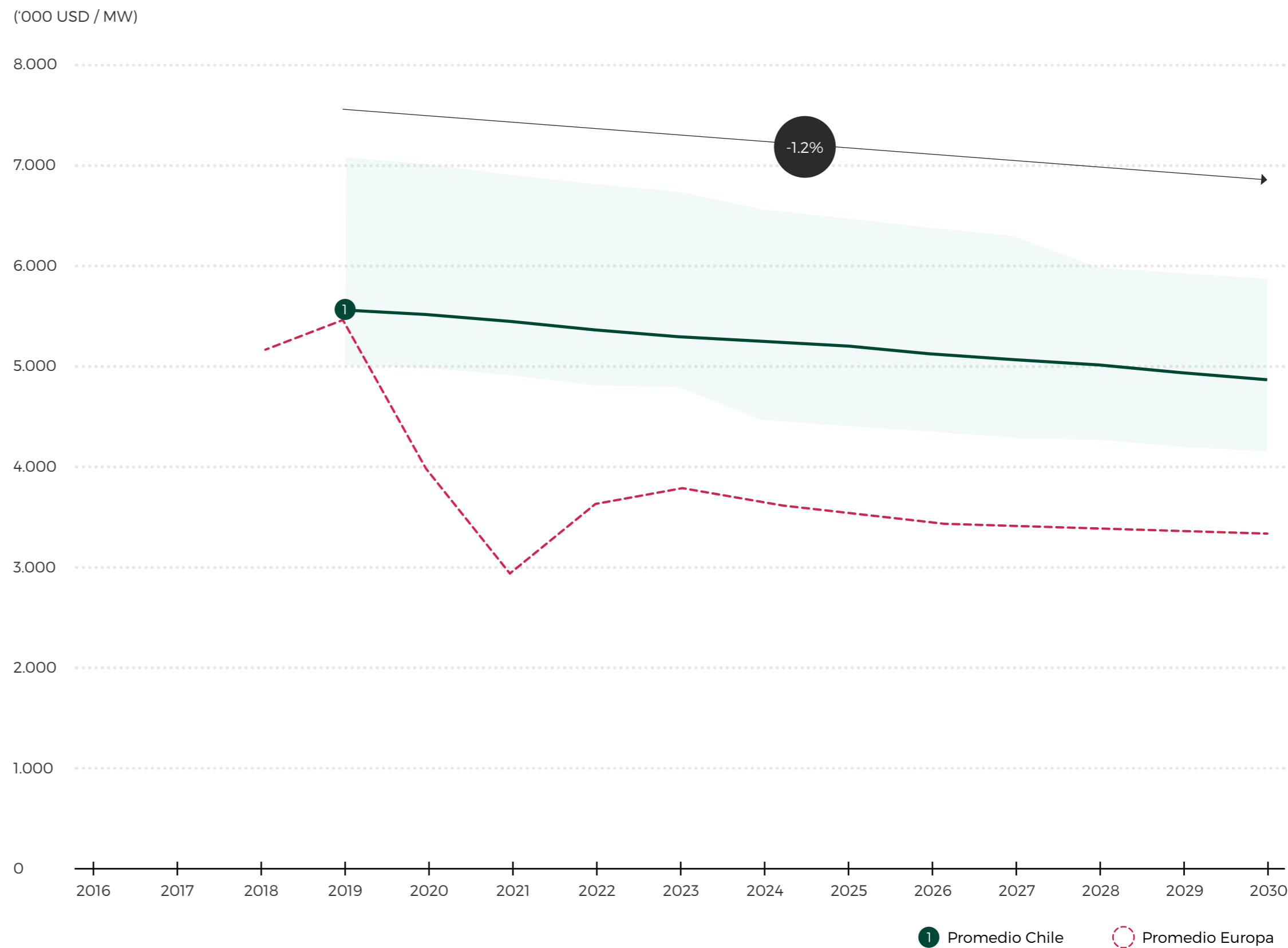
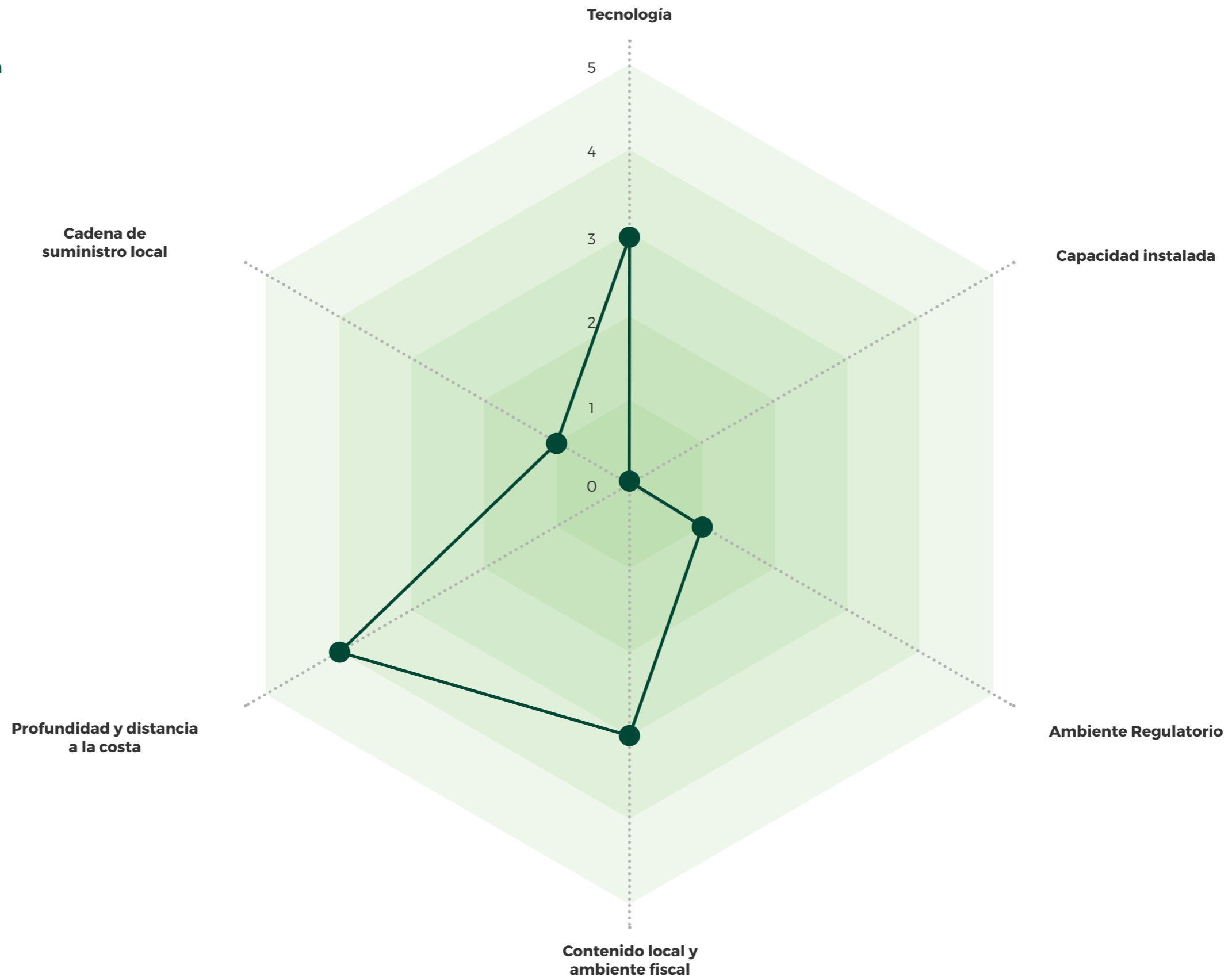




FIGURA 3.45

Evaluación de impacto de factores para reducción de CAPEX

Fuente: Wood Mackenzie





ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

Los costos laborales en Chile tienen un impacto sobre el CAPEX levemente superior al promedio global.

En la actualidad, el CAPEX en Chile ronda USD 1/W y fluctúa según la escala, el factor de planta y la calidad de los materiales. Debido a que los costos blandos son más altos.

Para los proyectos de más de 10 MW, el proceso de obtención de permisos es largo y costoso, lo cual aumenta el promedio de costos totales. Muchos promotores optan por proyectos de Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD), con capacidad menor a 10 MW, con un impacto mínimo en los nodos de transmisión en áreas densamente pobladas. A medida que más promotores agreguen portafolios de PMGD y eviten el proceso de obtención de permisos ambientales, se podrán producir mayores reducciones de CAPEX en las obras y se ahorrará dinero durante el ciclo de vida del proyecto.

Para el año 2023, el CAPEX de la energía solar fotovoltaica disminuirá a USD 0,85/W y a la vez aumentarán los factores de planta de un rango de 28%-32% a mucho más del 40%. Este avance será posible incrementando la eficiencia a través de los seguidores e inversores e introduciendo módulos bifaciales.



FIGURA 3.46

Estimación de CAPEX solar FV durante 2019-2030e, USD/W **Fuente:** Wood Mackenzie

*Nota: El año indica la fecha de entrada en operación. %=CAGR

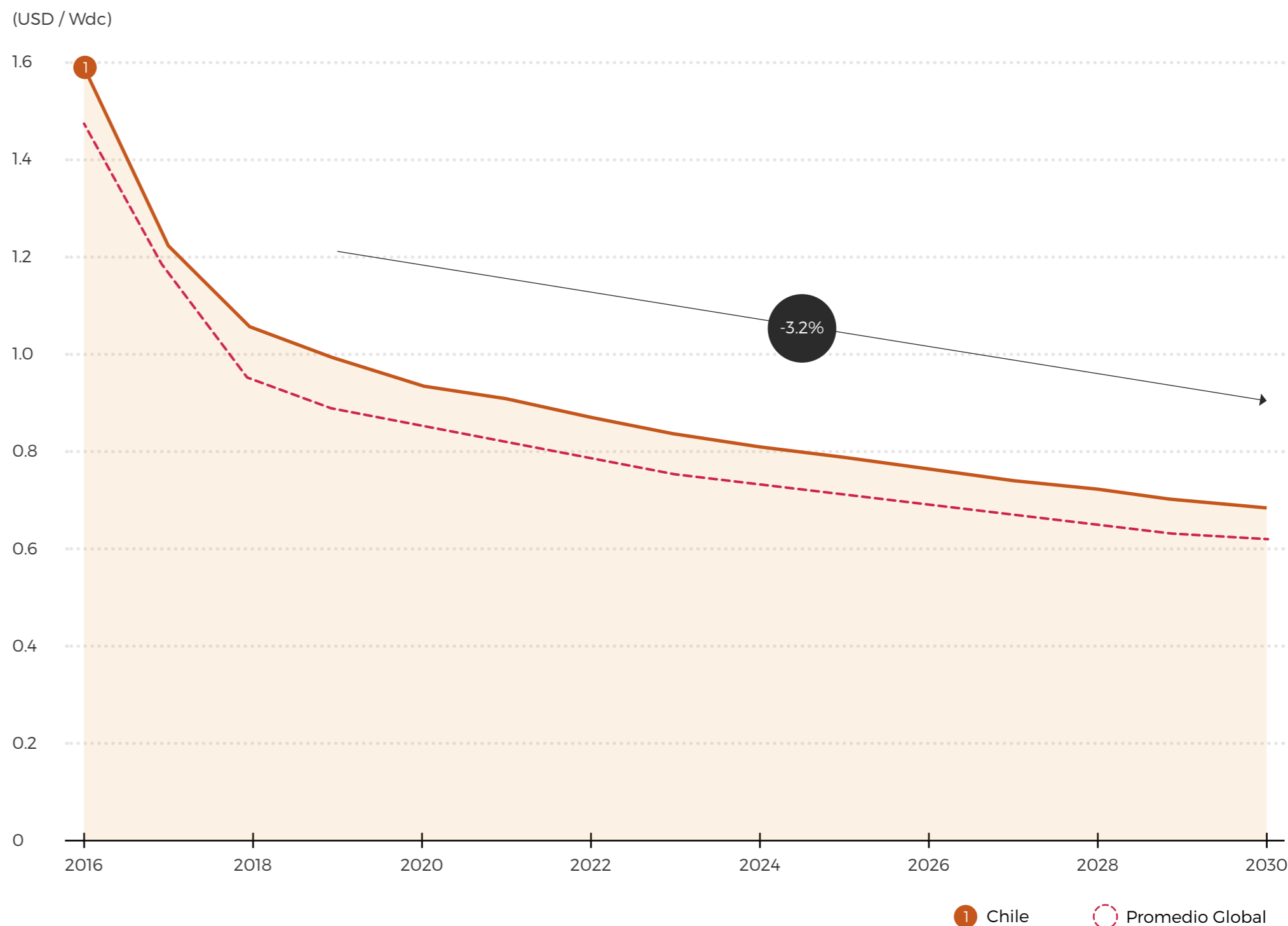




FIGURA 3.47

Evaluación de impacto de factores para reducción de CAPEX

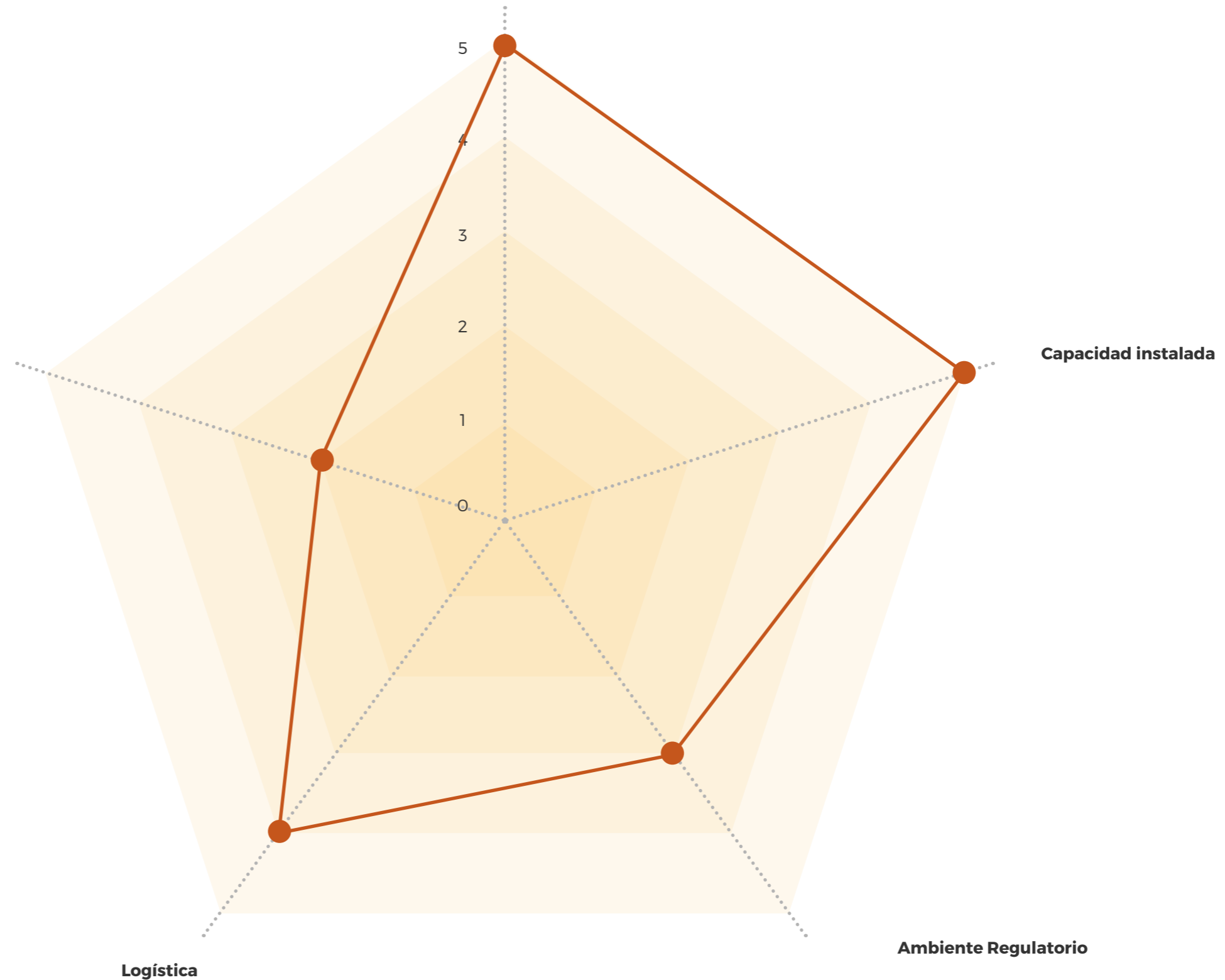
Fuente: Wood Mackenzie

Tecnología
 Los factores de planta en Atacama están entre los más altos del mundo (30-35%) y continuarán aumentando con el avance en nuevas tecnologías.

Cadena de suministro local
 La cadena de suministro de los principales componentes (seguidor, módulo, inversor) se importa en gran medida, ya que Chile no cuenta con plantas de fabricación de sistemas FV.

Ambiente Regulatorio
 Chile no tiene ningún proyecto de ley de apoyo específico a la energía fotovoltaica

0 No favorable para reducción CAPEX
 ↓
 5 Favorable para reducción CAPEX





Chile no depende de las subastas de energía renovable como otros grandes mercados de América Latina. En Chile menos del 20% de la cartera de proyectos de energía solar fotovoltaica proviene de subastas. El mercado se nutrió principalmente de proyectos de venta al mercado de corto plazo (tipo merchant) hasta el año 2017 y posteriormente de proyectos de PMGD (3 -10MW).

Cuando los precios del mercado de corto plazo son más altos, representan tasas internas de retorno de dos dígitos, pero cuando los precios se desploman debido a la abundancia de generación en la red chilena, los promotores pueden acercarse a USD 0/MWh en algunos casos. Debido a que se finalizó la interconexión entre la red del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) y las redes del Sistema Interconectado Central (SIC), es mucho más probable que los precios se estabilicen en todo el país, tanto para proyectos vendiendo electricidad en el mercado de corto plazo como a largo plazo.

Los precios ofertados en subastas en los últimos años han disminuido de USD 61/MWh a un piso de USD 23/MWh en 2017. Sin embargo, las subastas en Chile exigen mucha más planificación y poseen plazos de espera para la fecha de entrada en operación comercial de hasta siete años. Como consecuencia de ello, las proyecciones de CAPEX pueden tener un impacto considerable en la tecnología que sea seleccionada finalmente por los promotores para sus proyectos.

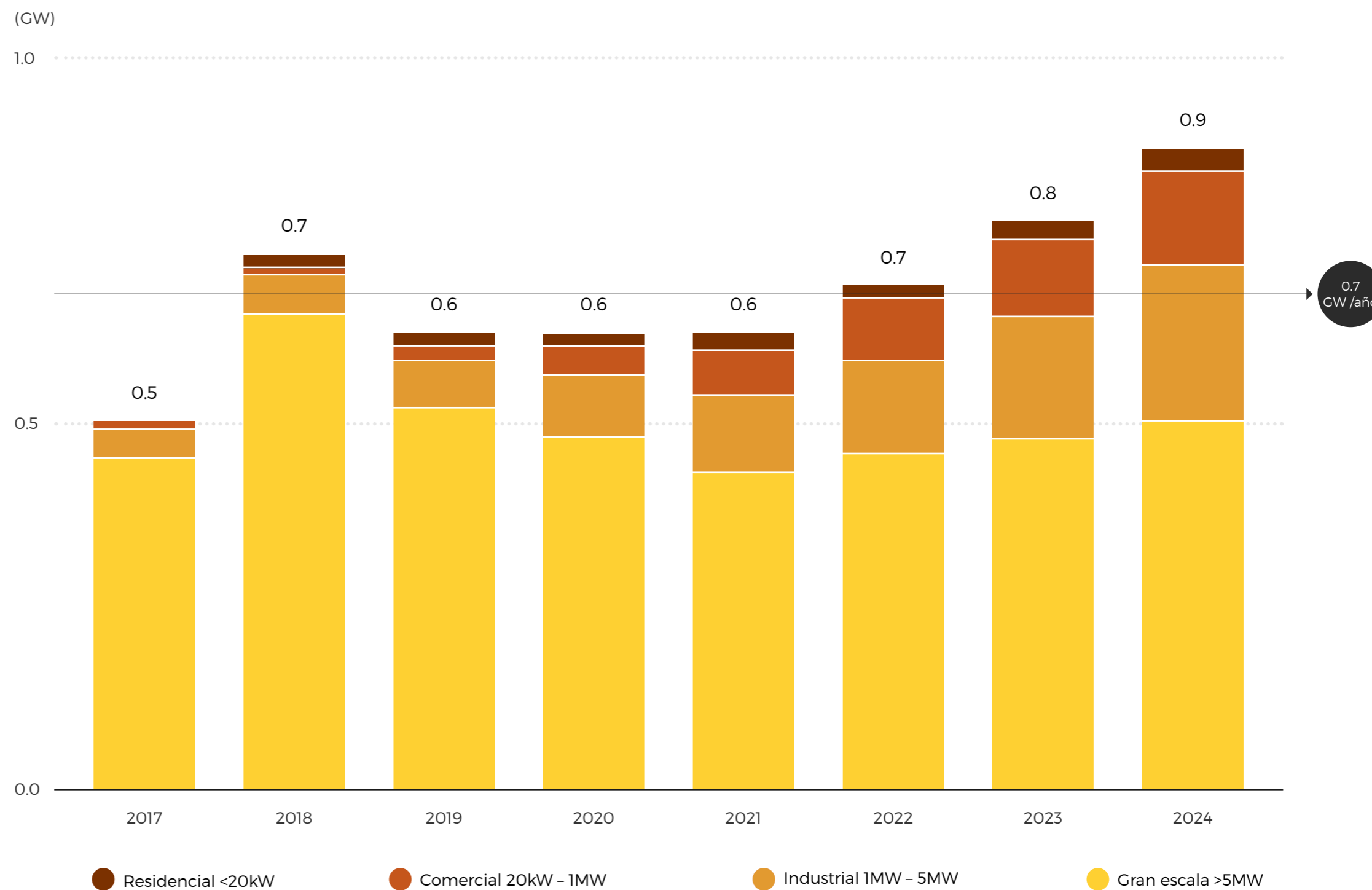
Los proyectos que ofertan en las subastas son agnósticos en cuanto a la tecnología, es decir que pueden utilizar una combinación de diferentes tecnologías para cumplir con los requisitos de generación o de energía firme de la oferta. La energía solar puede combinarse con el almacenamiento o con ciclos combinados si los proyectos se ofertan con sistemas que pueden generar electricidad durante la noche o en bloques de 24 horas.



FIGURA 3.48

Nueva capacidad anual estimada(GW) Fuente: Wood Mackenzie

*Nota: El año indica la fecha de entrada en operación





Los costos de los módulos en Chile representan uno de los porcentajes más bajos sobre el costo total del sistema en la región.

En Chile no existen requisitos de contenido nacional para sus centrales de energía solar fotovoltaica y se importan libremente módulos de China y del sudeste asiático. Los módulos tienden a representar una porción menor del costo total con relación a otros países de América Latina, debido a que los promotores de proyectos han podido ahorrar en costos gracias a la escala de los proyectos. Históricamente, el mercado ha estado representado por proyectos de más de 50 MW.

Chile es un mercado con una capacidad instalada total de 22 GW entre todas las tecnologías de generación eléctrica. La energía solar representa cerca de 3 GW de la capacidad instalada total, pero la demanda de las empresas eléctricas está pasando de proyectos más grandes a proyectos de

PMGD, los cuales pueden reducir los costos de los promotores al evitar largos tiempos de trámite para su interconexión. Wood Mackenzie prevé cerca de 7 GW de energía solar fotovoltaica instalada para el año 2024 en Chile, con una mayor participación futura proveniente de la energía solar fotovoltaica distribuida, a medida que los nodos del sistema principal se vayan saturando.

El seguimiento con un solo eje está cobrando mucha más preponderancia para los proyectos de gran escala en Chile. El mercado chileno está saturado con vendedores de seguidores europeos y norteamericanos, lo cual causa que el precio de este componente sea uno de los más agresivos del mundo. La ausencia de una cadena de suministro para equipos de generación de energía solar fotovoltaica no tiene un gran impacto en el componente del precio, ya que factores como un mercado establecido, la facilidad para hacer negocios y la falta de aranceles de importación les permiten a los proveedores ofrecer precios más competitivos. Los proveedores de contratos llave en mano pueden apalancar costos levemente más bajos de los componentes, pero de todos modos pagan un porcentaje más alto en costos blandos.

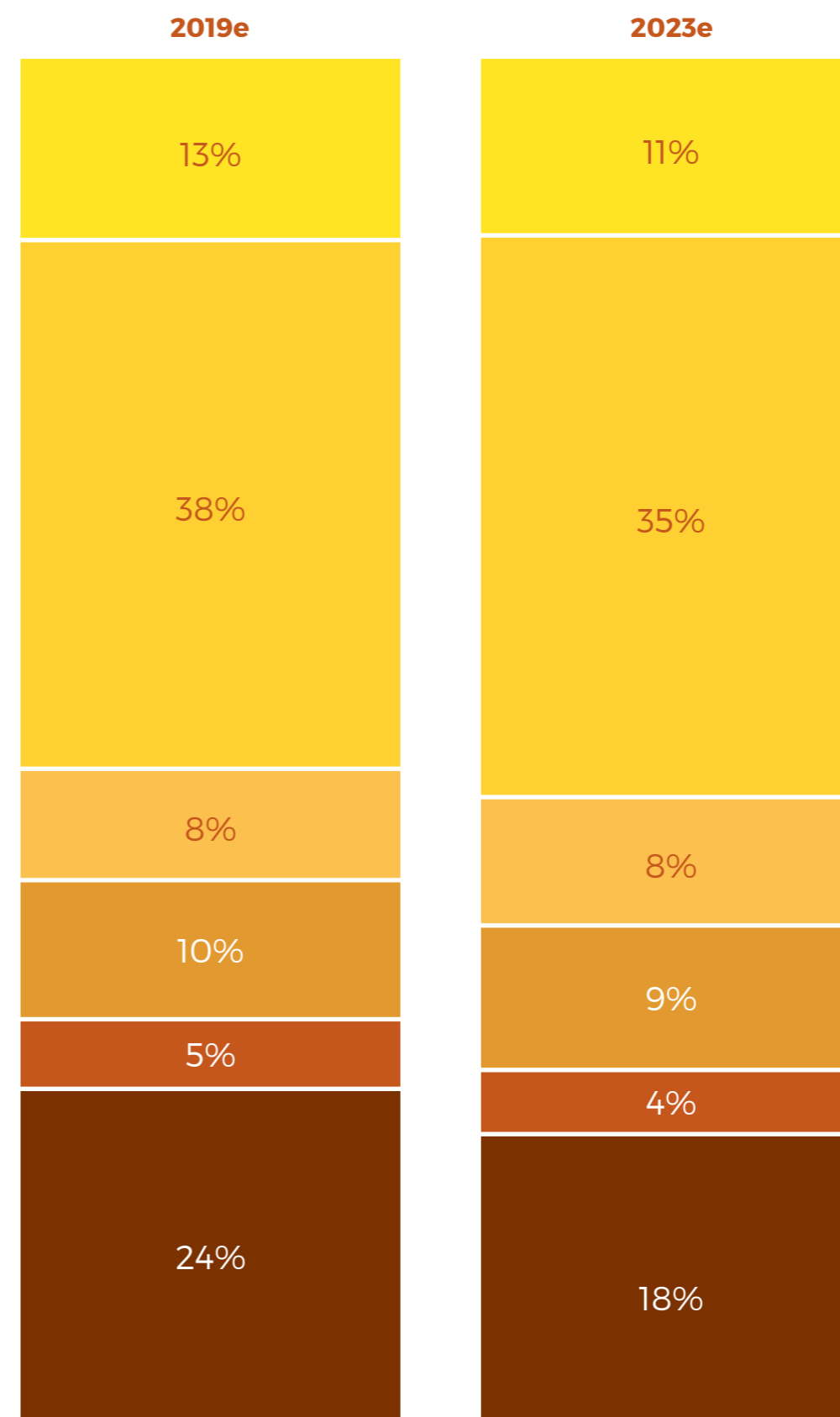


FIGURA 3.49

Desglose del CAPEX
2018 vs 2023 (%)

Fuente: Wood Mackenzie

- Costos de desarrollo
- Costos blandos
- Sistema eléctrico
- Estructuras de montaje
- Inversor
- Módulo



ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA

Chile es el mercado de almacenamiento de energía con mayor madurez en América Latina.

El productor independiente de energía AES ya ha desarrollado múltiples activos de almacenamiento para servicios complementarios, lo cual convierte a Chile en el mercado de almacenamiento de energía más desarrollado de la región. La política de contratación preferencial de Chile permitirá el uso de baterías de iones de litio más baratas, lo cual dará como resultado una disminución más rápida en los costos al comienzo de la próxima década.

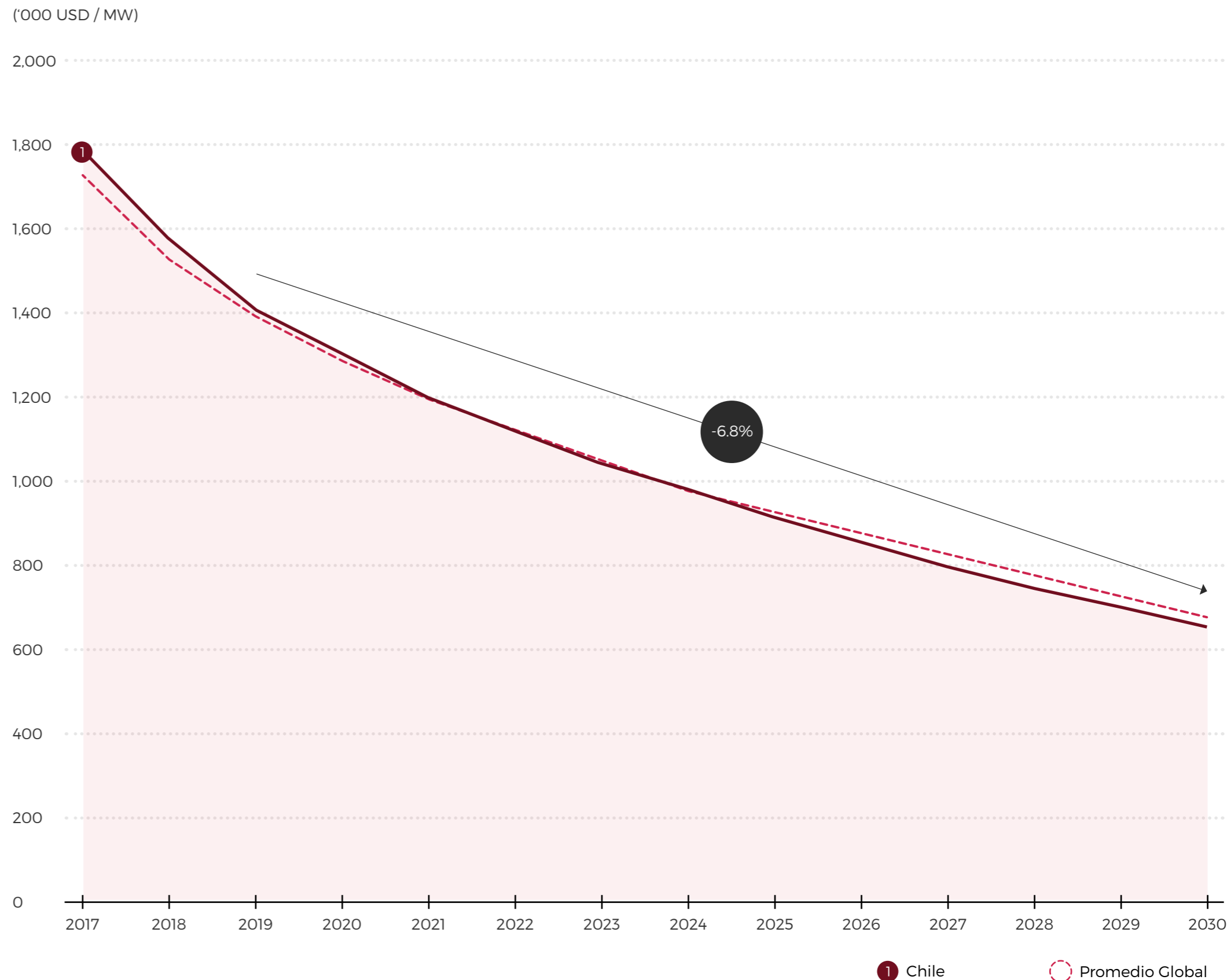


FIGURA 3.50

Estimación de CAPEX Almacenamiento durante 2019-2030e, kUSD/MW

Fuente: Wood Mackenzie

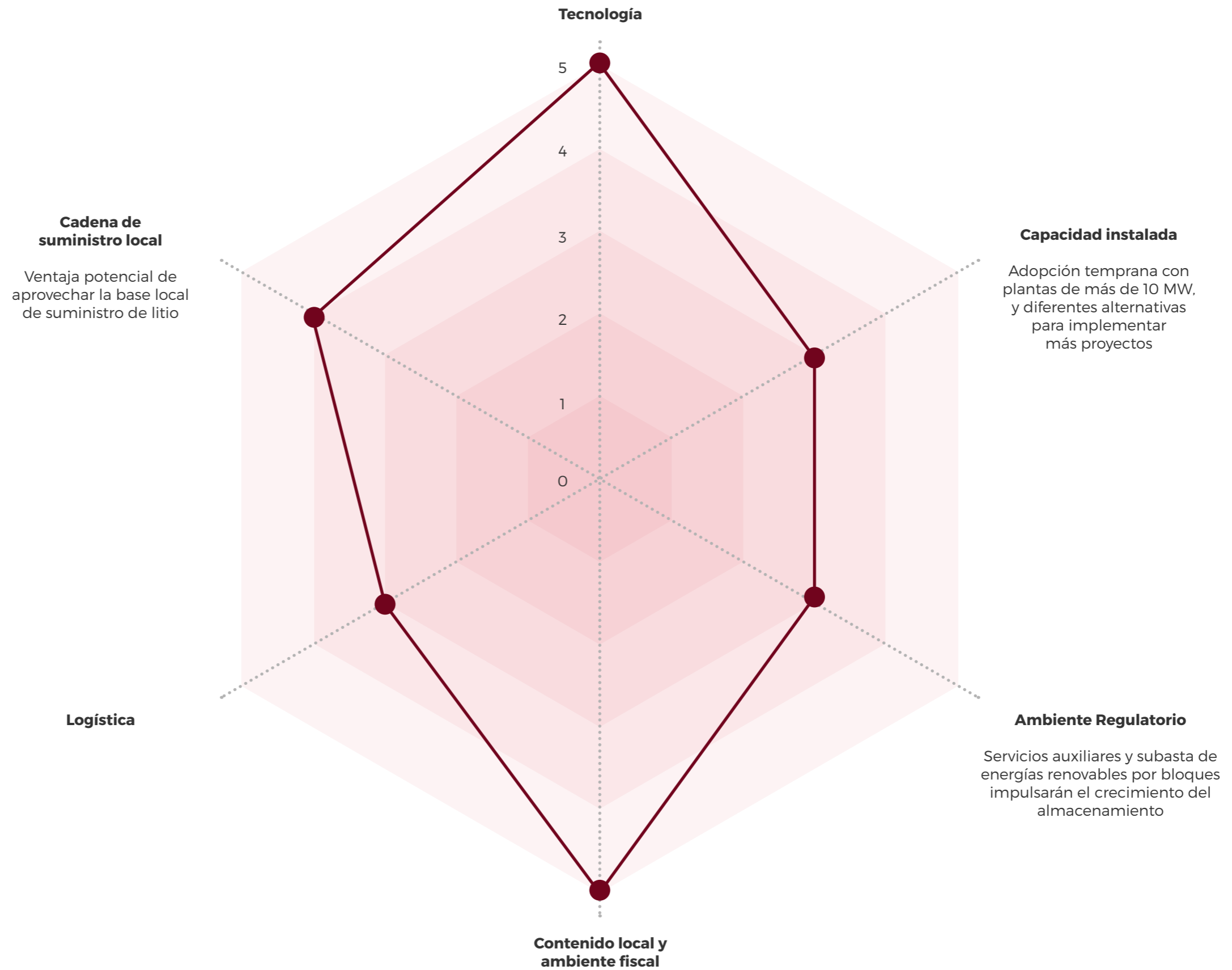
*Nota: El año indica la fecha de entrada en operación. %=CAGR



FIGURA 3.51

Evaluación de impacto de factores para reducción de CAPEX

Fuente: Wood Mackenzie



0 No favorable para reducción CAPEX

5 Favorable para reducción CAPEX



El mayor impulsor del mercado de almacenamiento en Chile será la necesidad de recursos flexibles para permitir una mayor penetración de energía renovable variable, es decir, energía solar y eólica. Chile solía tener una red aislada conformada por cuatro redes separadas y no interconectadas, una de las cuales suministraba energía al 78% del sistema y las otras eran relativamente pequeñas.

En 2017 Chile creó un mercado mayorista nacional unificado. El almacenamiento todavía no puede participar en el mercado mayorista como la generación. Sin embargo, se ha implementado una reforma de servicios complementarios:



Los requisitos obligatorios de conexión para centrales de generación, introducidos en 2015 debido al aumento de energía renovable variable, han estimulado algunas inversiones en almacenamiento.



Las centrales conectadas a redes de transmisión deben cumplir con requisitos en cuanto a servicios auxiliares y otros servicios del sistema. Esto ha llevado, por ejemplo, a que AES Gener construya tres proyectos de almacenamiento con un total de 52 MW, trabajando en coordinación con centrales térmicas.

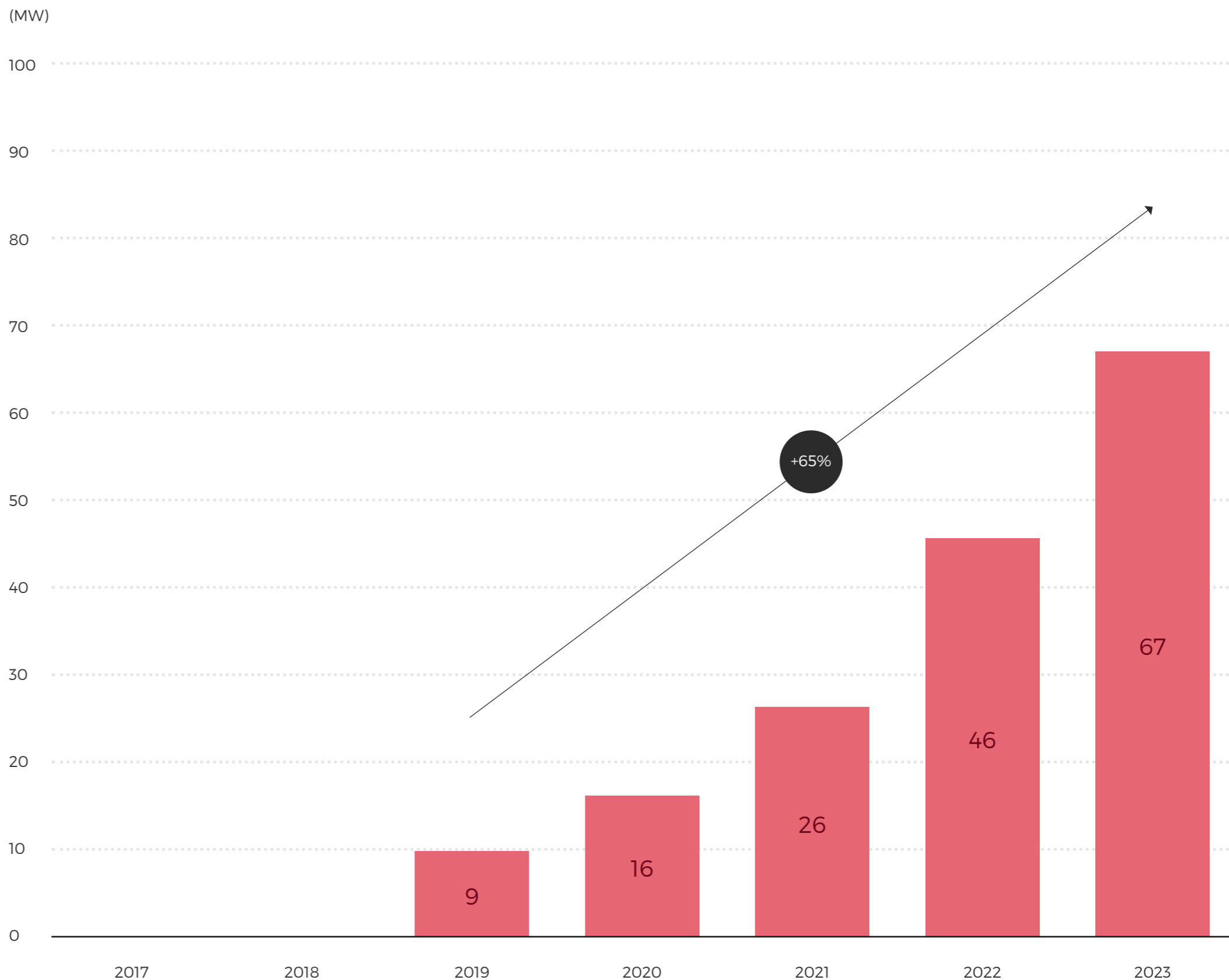


FIGURA 3.52

Estimación de futura capacidad instalada de almacenamiento.

Fuente: Wood Mackenzie

***Nota:** Las cifras no pretenden ser un pronóstico pero sí una estimación de posible nueva capacidad de proyectos de almacenamiento. . %=CAGR



Chile es el mercado de almacenamiento de energía más avanzado en América Latina

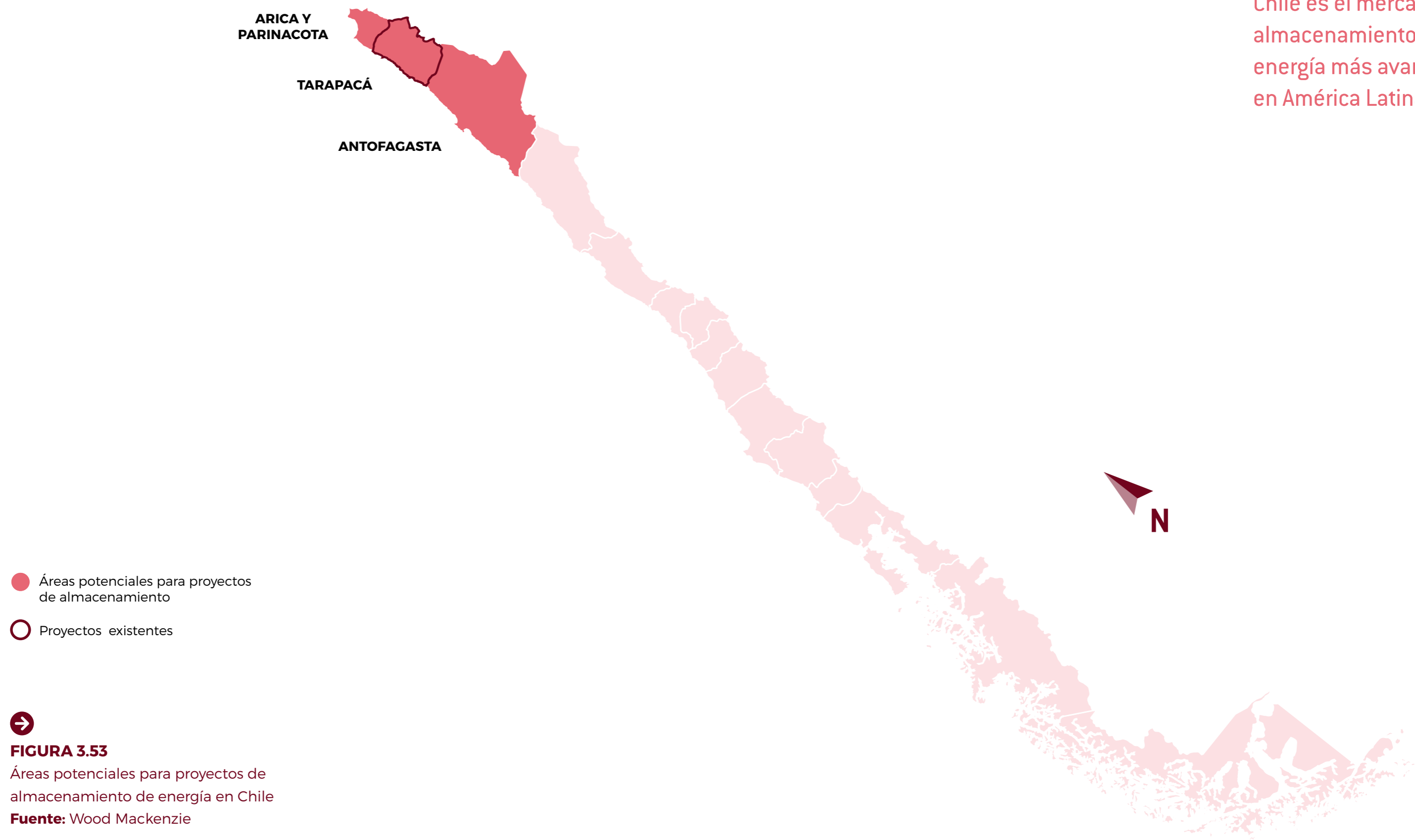


FIGURA 3.53
Áreas potenciales para proyectos de almacenamiento de energía en Chile
Fuente: Wood Mackenzie



Los abundantes recursos solares el área norte, junto con el almacenamiento, podrían propiciar el desarrollo de proyectos de autoabastecimiento y reducir así la congestión en las líneas de transmisión existentes, en especial en el sistema de transmisión SIC. Recientemente, varios proyectos de energía solar junto con almacenamiento han participado en una subasta de bloques de energía.

Es probable que los clientes comerciales e industriales, en especial las industrias pesadas (incluso la minería), constituyan una oportunidad para el desarrollo de almacenamiento, ya que estas industrias son grandes consumidores de energía que necesitan soluciones de suministro eléctrico confiable y económico.

Chile es el segundo mayor productor de litio en el mundo y apunta a participar en la cadena secundaria de suministro.

Además de ser el mercado de almacenamiento más avanzado de América Latina, Chile juega un papel importante en la cadena de suministro de baterías de iones de litio, ya que es el segundo mayor productor de litio del mundo. De hecho, era el mayor productor hasta hace poco tiempo, pero ya no lo es debido a que entraron en actividad más minas de roca dura en Australia en los últimos años.

CORFO, la agencia de desarrollo gubernamental, no ha ocultado la ambición del país de participar en el procesamiento de litio. Recientemente, CORFO contrató capacidad minera de SQM y Albemarle, los dos mayores productores de salmuera de litio de Chile. Como parte de los contratos, ambos productores deberán vender el 25% de su producción de litio a precios preferenciales a empresas que procesan litio en Chile. La producción de Albemarle ya se subastó a Samsung SDI y POSCO, mientras que la producción de SQM se subastará en 2019.

Si bien todavía es incierto hasta dónde llegarán las ambiciones de Chile con respecto al procesamiento, no es descabellado esperar que se tomen más medidas para colocar a Chile en el mapa de la fabricación de baterías.

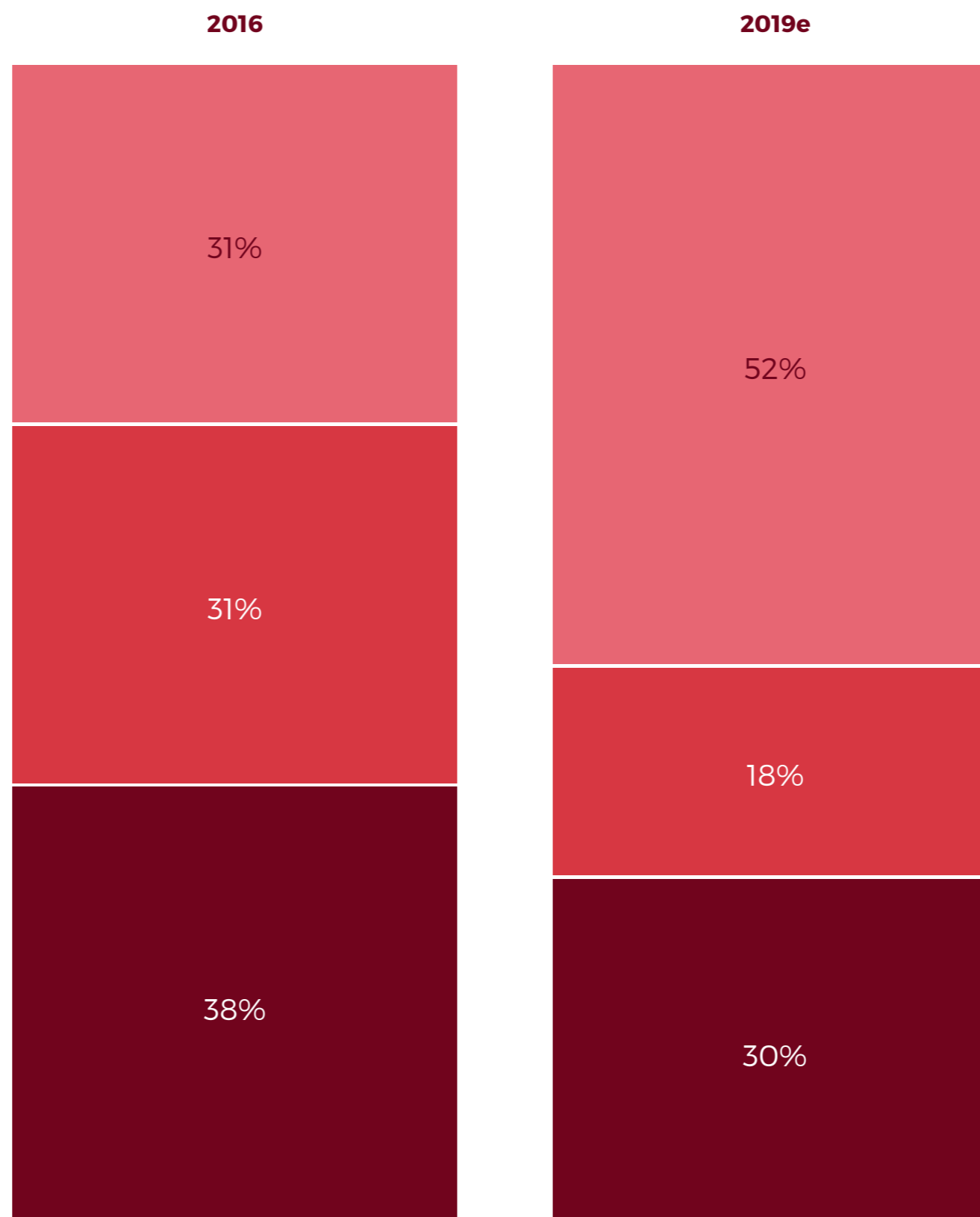


FIGURA 3.54

Suministro global de litio (% equivalente en carbonato de litio)

Fuente: Wood Mackenzie Battery Raw Materials Service

- Australia
- Chile
- Otros



ECUADOR



ENERGÍA EÓLICA
PÁGINA 112



ENERGÍA EÓLICA MARINA
PÁGINA 115



ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA
PÁGINA 117



ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA
PÁGINA 121

ESTACIÓN DE ENERGÍA EÓLICA, INMACULADA
CONCEPCION DE LOJA, LOJA ECUADOR



En la actualidad, el país andino no posee políticas que establezcan mecanismos y metas para promover la generación de energía renovable no hidroeléctrica. La inversión y planificación de nueva capacidad de generación se ha enfocado en la expansión de la base hidroeléctrica de Ecuador. Ante la ausencia de políticas que lo exijan o subastas competitivas, la construcción de futuros proyectos de energía renovable a escala comercial estará limitada a proyectos ocasionales respaldados por entidades estatales.

Ecuador era uno de los únicos países de América Latina que utilizaba un esquema de feed-in-tariff para la energía renovable. Este esquema se estableció en el año 2000 y se realizaron varias revisiones a su reglamentación con respecto a las tecnologías y tarifas aceptables. Finalmente, fue discontinuado por completo en el año 2014.

	Disponible	Impacto en CAPEX	
INCENTIVOS FISCALES	Exención de impuestos de importación	Sí	<ul style="list-style-type: none"> Exención de impuestos para equipos de energía renovable importados
	Exención de impuesto sobre la renta	Sí	<ul style="list-style-type: none"> Exención de impuesto sobre la renta a 5 años para promotores y generadores con energías renovables.
	Impuesto al carbono	No	
	Depreciación acelerada	No	
	Otros incentivos fiscales	No	
MECANISMOS DE APOYO	Licitaciones	No	<ul style="list-style-type: none"> Ecuador solía tener un esquema de precios fijos garantizados (feed-in tariff) que oscilaba entre 117 y 129 USD/MWh pero expiró en 2016. El esquema de subasta realizado en 2013 ha sido cancelado sin señales de nueva realización. [*]
	Acceso a la red eléctrica	Sí	<ul style="list-style-type: none"> Despacho prioritario
	Precio garantizado	No	
	Cuota/portafolio estándar	No	<ul style="list-style-type: none"> Resolución CONELEC 041/13 establece hasta 217 MW eólicos, solares, y otras renovables no convencionales (no vinculante). Objetivo aún no alcanzado del 90% de energía hidroeléctrica para 2017
PROGRAMAS ESPECIALES	Generación distribuida	Sí	<ul style="list-style-type: none"> Medición neta para sistemas residenciales y comerciales se incrementó a 300 kW en el cuarto trimestre de 2018. Aumento de la medición neta para sistemas industriales de hasta 0.5 MW La introducción de componentes a través de sistemas de energía fotovoltaica distribuida también puede reducir los costes de las plantas a gran escala.
	Iniciativa de Redes Inteligentes	Sí	<ul style="list-style-type: none"> El Ministerio de Electricidad y Energía Renovable de Ecuador inició un programa de redes inteligentes en 2013. El almacenamiento de energía forma parte de esta iniciativa.
	Requisito de Contenido Local	No	

[*] El Ministerio de Energía y Recursos Naturales no Renovables ha lanzado en julio de 2019 una nueva convocatoria para un proceso de selección de firmas para construir y operar proyectos solares y eólicos específicos por una capacidad aproximada de 500MW, adjudicando contratos tipo PPA por 20 (solar) y 25 años (eólica) con la empresa estatal de electricidad (CELEC) como comprador único de la energía.



FIGURA 3.55

Energía renovable y análisis de políticas de almacenamiento en Ecuador

Fuente: Wood Mackenzie, CONELEC

Bajo impacto en reducción de CAPEX



Alto impacto en reducción de CAPEX



ENERGÍA EÓLICA

Los recursos eólicos desarrollables en Ecuador son atractivos pero limitados.

No se han instalado nuevos proyectos de energía eólica en Ecuador desde que la empresa estatal de servicios públicos CELEC conectó al proyecto Villonaco de 16,5 MW en 2013.

Ecuador posee 1,7 GW en recursos eólicos desarrollables y viables desde el punto de vista económico, de acuerdo con un atlas de recursos eólicos publicado por el gobierno en 2013. Este recurso se encuentra muy concentrado en la Cordillera de los Andes y está ubicado principalmente en la provincia de Loja. Poco más de la mitad del total es ejecutable a corto plazo, aunque el estudio solo tuvo en cuenta los sitios con velocidad de viento promedio mayor a 7 m/s. Goldwind, el proveedor de aerogeneradores del proyecto Villonaco, anunció que la central generó en el año 2015 un 50% por encima de la producción estimada antes de su construcción. Esto correspondió a un impresionante factor de planta del 64% en 2015.

Ecuador no posee políticas que establezcan mecanismos y metas para fomentar la generación de energía renovable no hidroeléctrica.

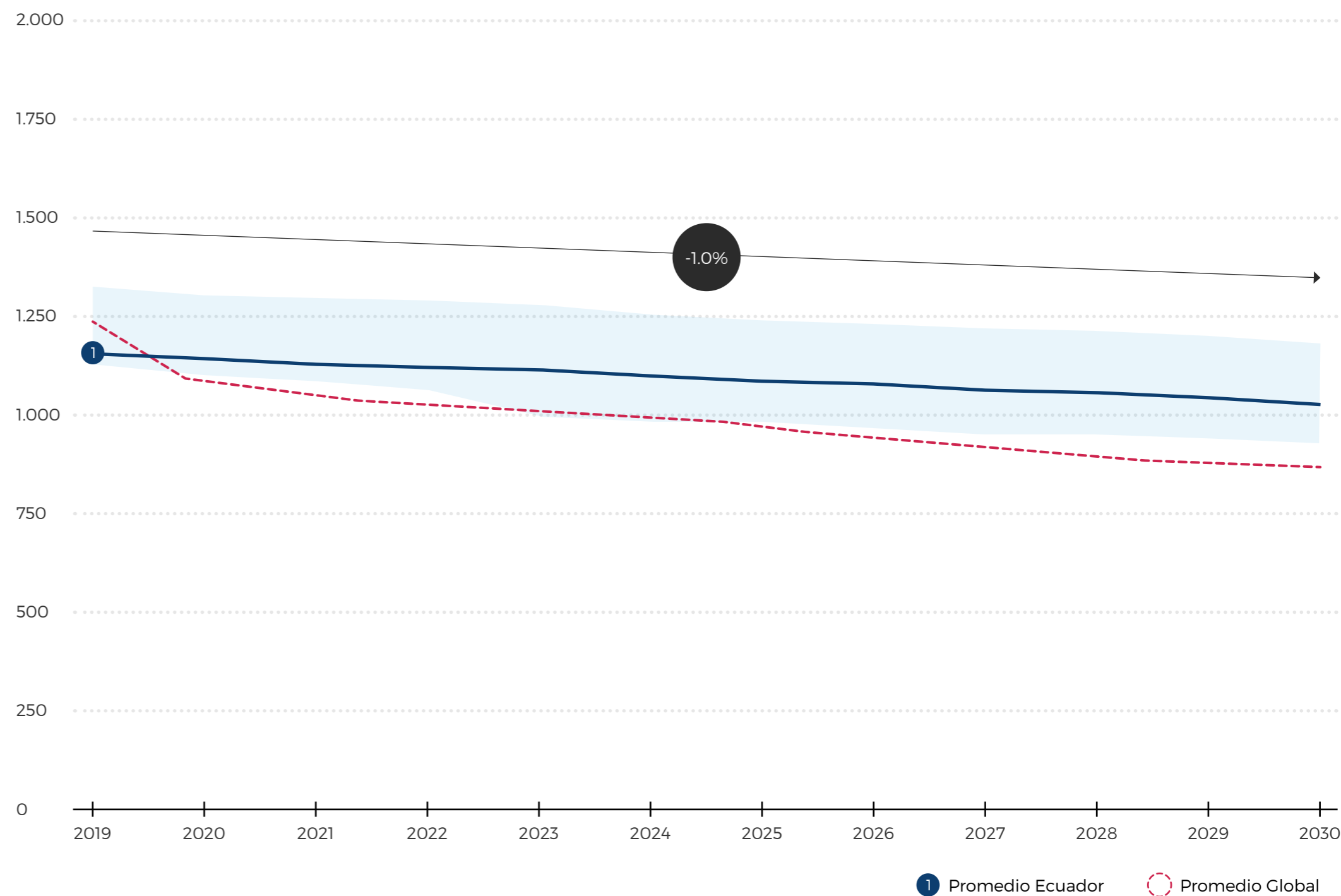
Debido a la escasa trayectoria eólica en el país y a la falta de un esquema competitivo de adquisición de energía renovable, los niveles de CAPEX aún son conservadores y presentan una limitada proyección de reducción.



FIGURA 3.56

Estimación de reducción de CAPEX durante 2019-2030e, kUSD/MW **Fuente:** Wood Mackenzie

('000 USD / MW)



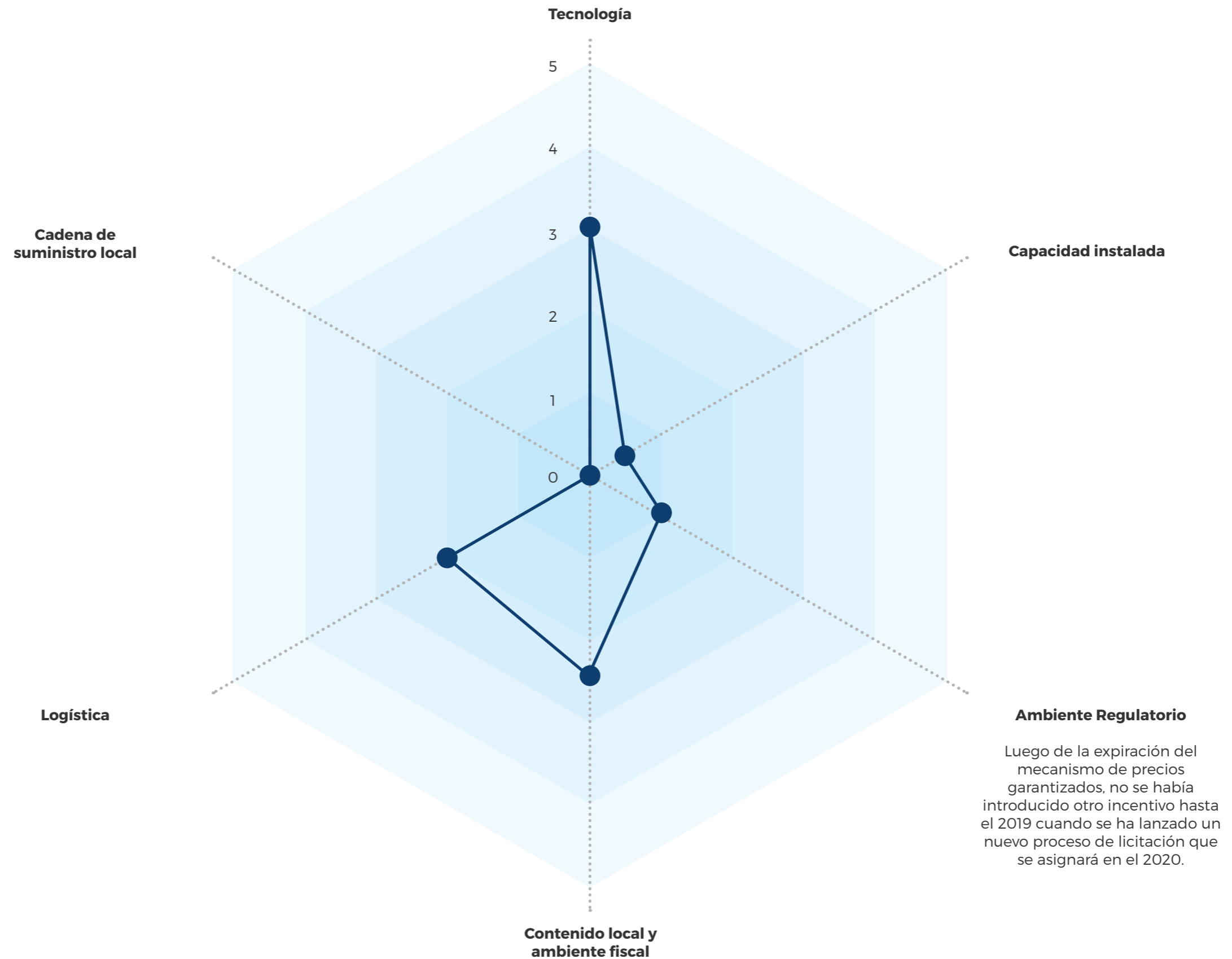
***Nota:** El año indica la fecha de entrada en operación. La zona sombreada indica el rango de CAPEX. %=CAGR



FIGURA 3.57

Evaluación de impacto de factores para reducción de CAPEX

Fuente: Wood Mackenzie





Wood Mackenzie prevé que para el año 2027 entrarán en operación 475 MW de proyectos de energía eólica. La alta productividad del único proyecto eólico del país justifica, desde el punto de vista económico, la construcción de una ampliación ya planificada que sumaría 44 MW y una potencial tercera fase del proyecto Villonaco. Sin embargo, es probable que el proyecto de 50 MW de Huascachaca, que ya cuenta con permiso y posee aprobación formal del contrato, sea el próximo proyecto de energía eólica a escala comercial construido en Ecuador. Este proyecto fue desarrollado por la empresa de servicios públicos Elecaustro, que cuenta con respaldo estatal, y tiene como objetivo su puesta en servicio en el segundo semestre de 2019, aunque es más probable que la conexión se realice en 2020.

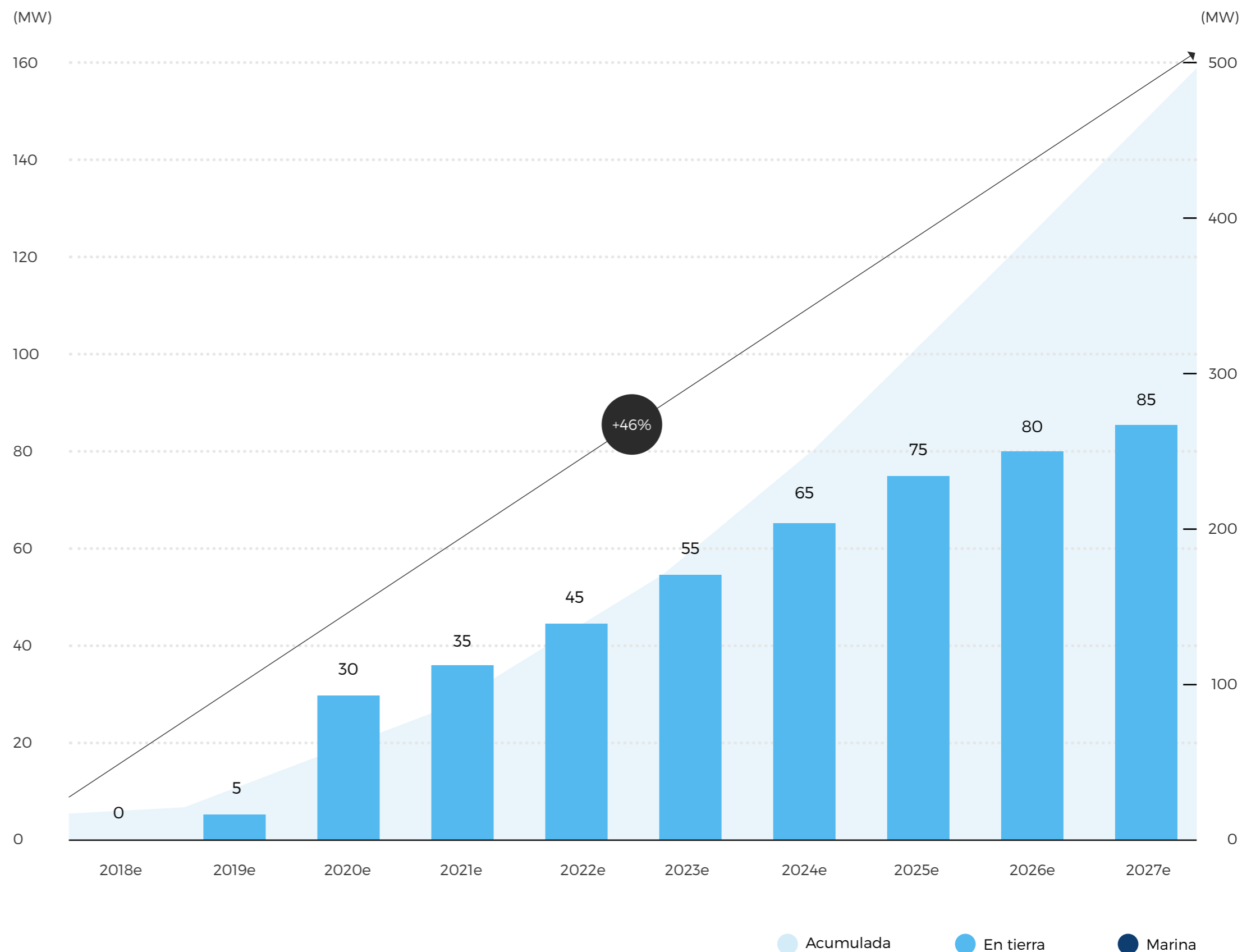


FIGURA 3.58

Nueva capacidad anual estimada durante 2018e-2027e (MW)

Fuente: Wood Mackenzie

*Nota: El año indica la fecha de entrada en operación



ENERGÍA EÓLICA MARINA

No existen planes en materia de proyectos eólicos marinos en Ecuador durante el período analizado.

El desarrollo eólico en tierra firme se encuentra en una etapa muy temprana (capacidad instalada total = 17 MW), por lo cual el desarrollo eólico marino es un escenario muy distante en el plan energético del país. Los costos seguirán las tendencias generales a nivel regional y global y permanecerán por encima del nivel de CAPEX promedio de los mercados con mayor experiencia.



FIGURA 3.59

Estimación de CAPEX eólica marina durante 2019-2030e, kUSD/MW

Fuente: Wood Mackenzie

*Nota: El año indica la fecha de entrada en operación. El cálculo de CAPEX está basado en plantas comerciales, a pesar de que solo se instalarán proyectos pilotos en mercados emergentes. La zona sombreada indica el rango de CAPEX. %=CAGR

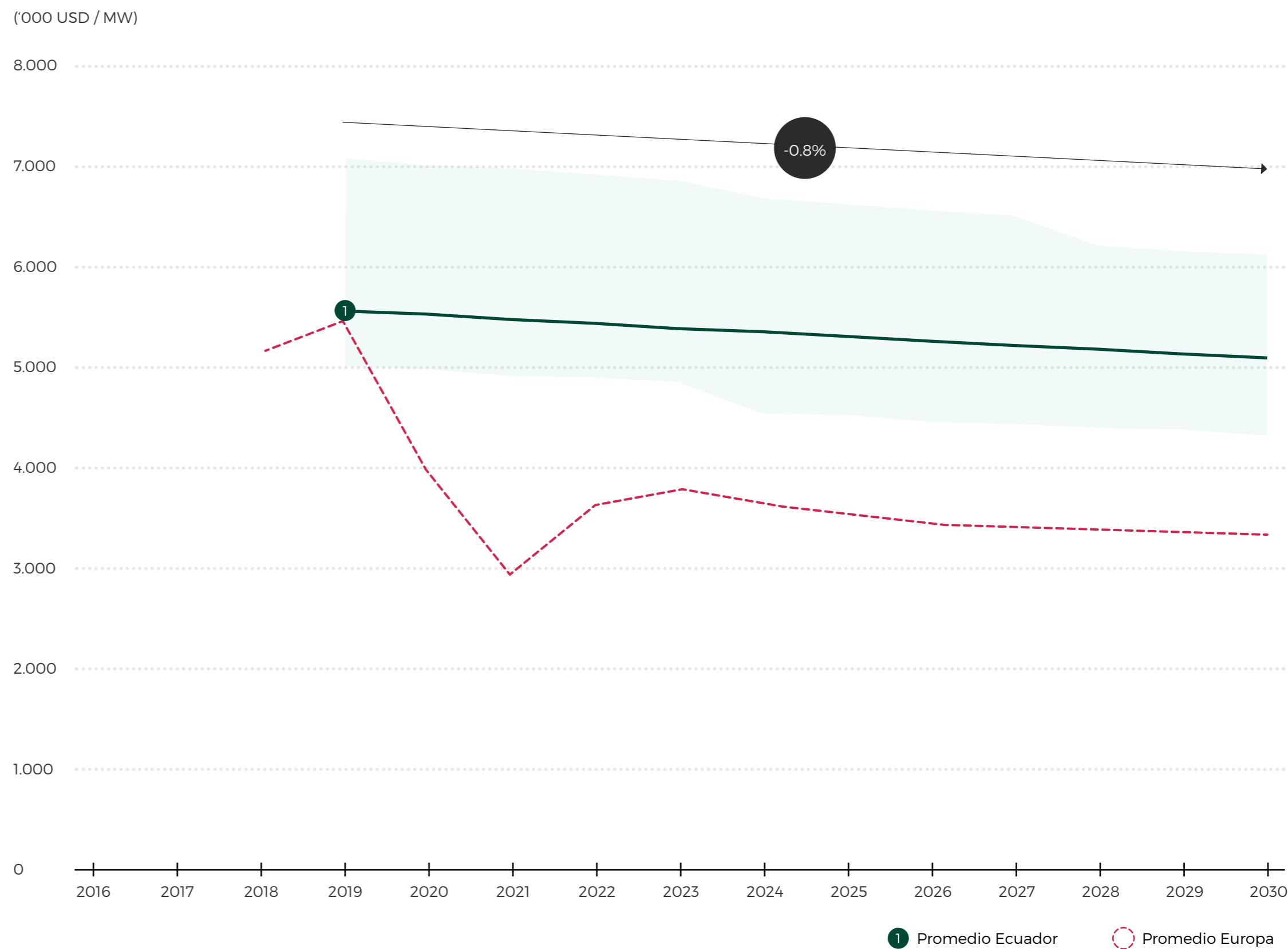
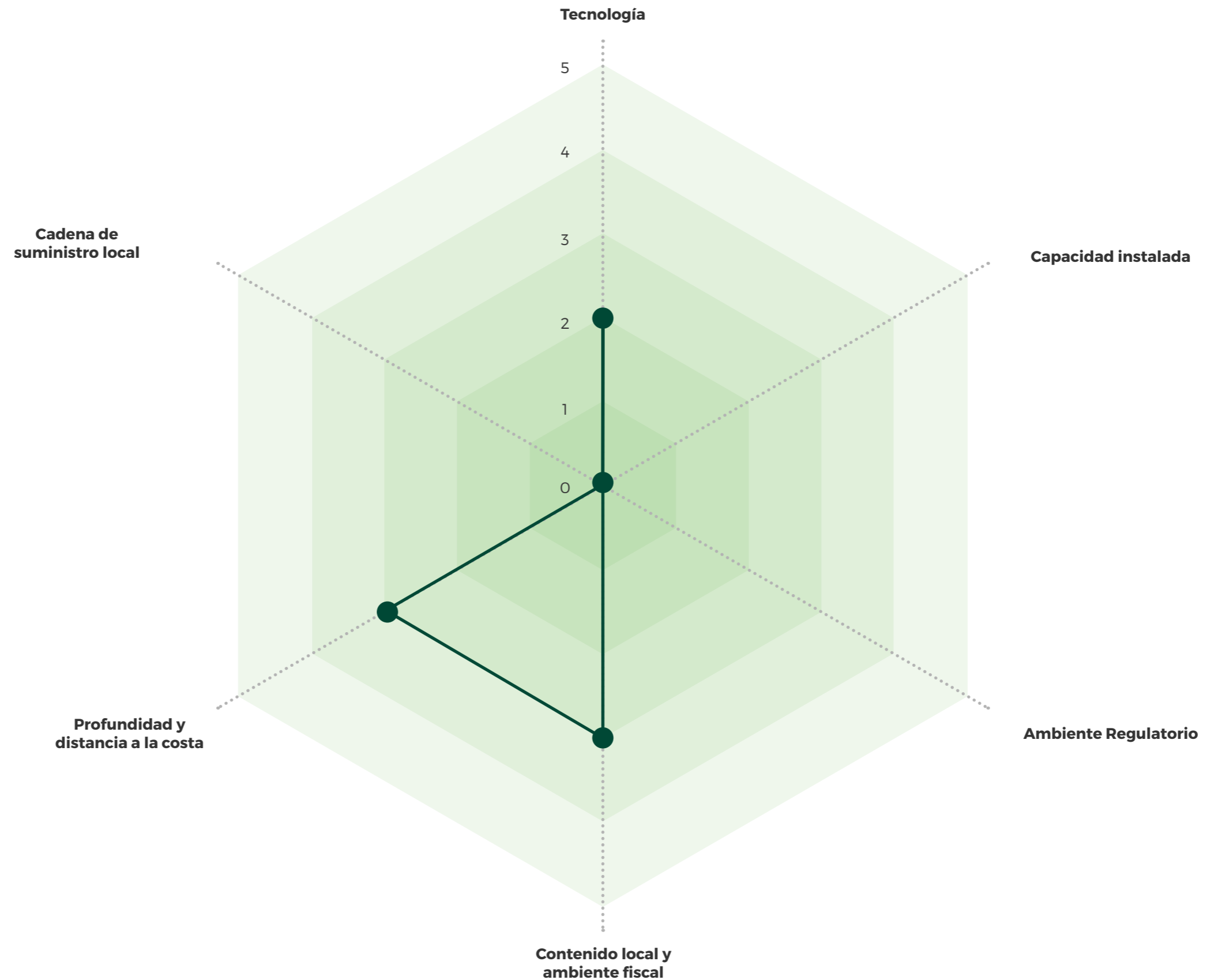




FIGURA 3.60

Evaluación de impacto de factores para reducción de CAPEX

Fuente: Wood Mackenzie



0 No favorable para reducción CAPEX



5 Favorable para reducción CAPEX



ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

Se prevé que el CAPEX se reduzca drásticamente en Ecuador.

En un mercado en desarrollo como el del Ecuador es muy difícil cuantificar el CAPEX debido a la inexistencia de un portafolio de proyectos en etapa de desarrollo y proyectos en operación a gran escala. Por lo tanto, se espera que los precios sean más altos que el promedio mundial, debido a la escasa capacidad instalada y experiencia en desarrollo de proyectos.

Aunque el CAPEX en Ecuador es más elevado que en otros mercados con mayores carteras de proyectos en desarrollo y mayor acceso a la cadena de suministro, la baja mundial en los costos también afectará a mercados menos desarrollados como Ecuador. La calidad de los componentes utilizados en el mercado determinará en última instancia la mayoría de las reducciones de CAPEX. Dado que la mayoría de los proveedores de alto perfil todavía no operan en el mercado, los costos bajos de sistemas solares fotovoltaicos (aproximadamente USD 1/MW) pueden ser engañosos.



FIGURA 3.61

Estimación de CAPEX solar FV durante 2015-2030e, USD/W

Fuente: Wood Mackenzie

*Nota: El año indica la fecha de entrada en operación. %=CAGR

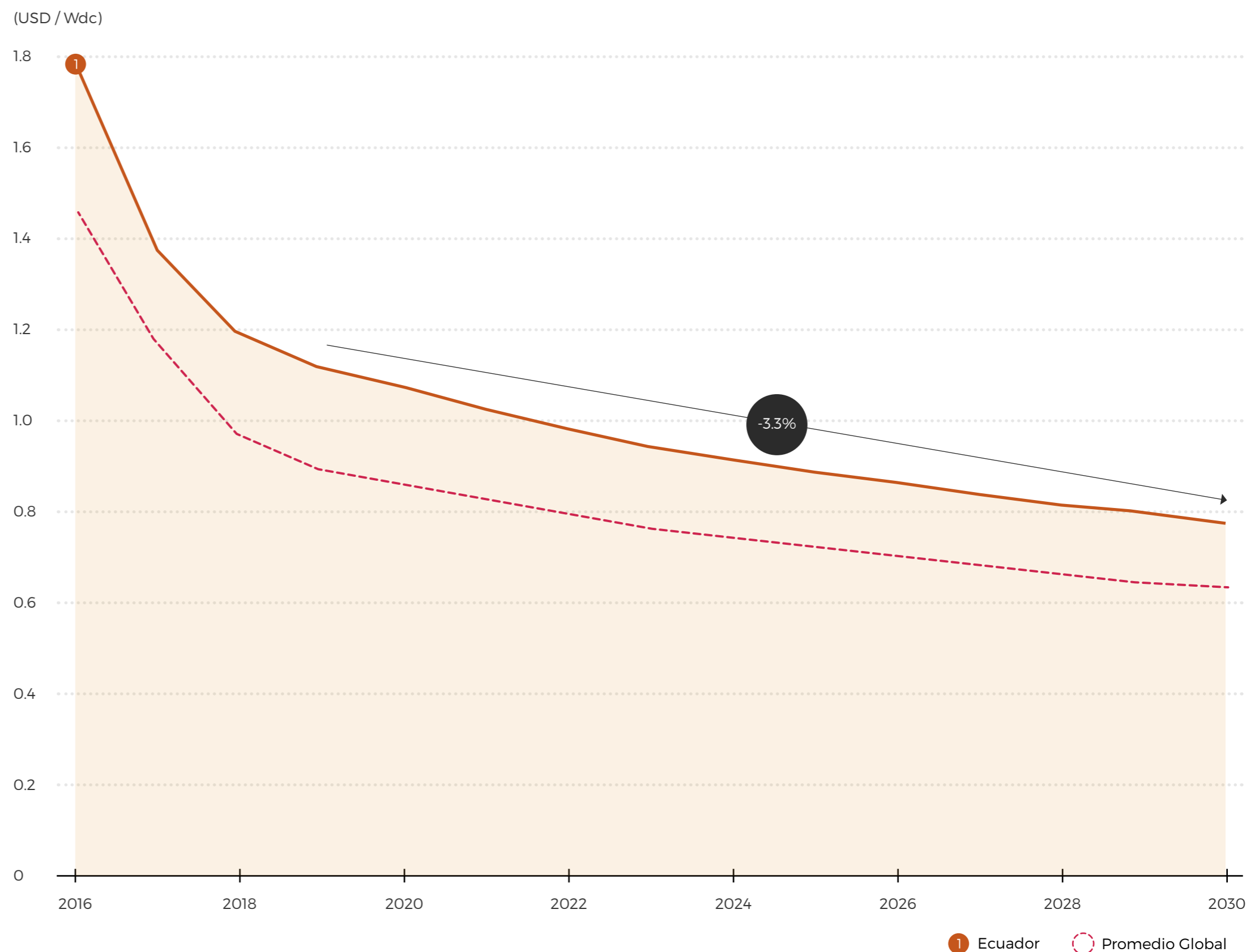


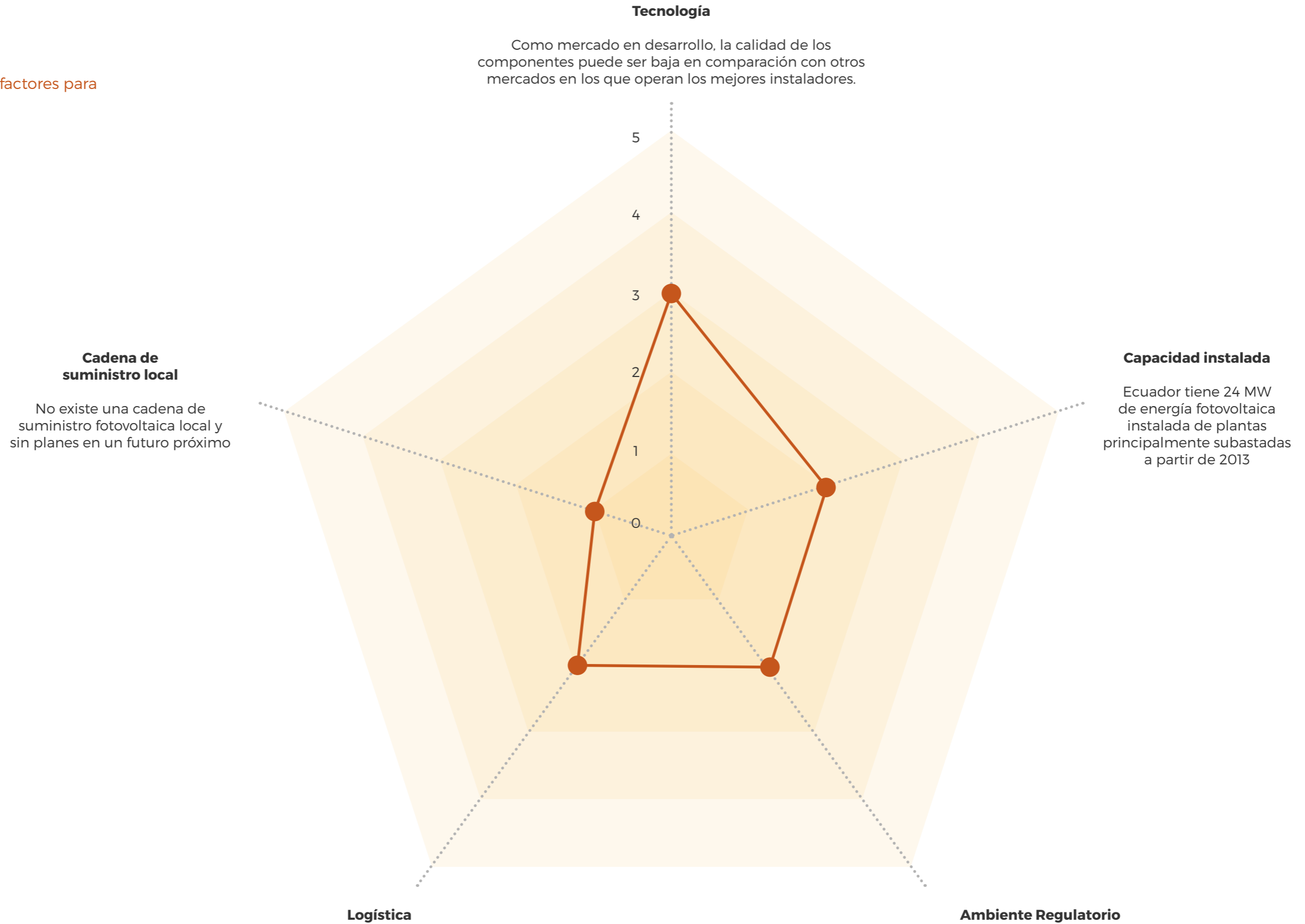


FIGURA 3.62

Evaluación de impacto de factores para reducción de CAPEX

Fuente: Wood Mackenzie

0 No favorable para reducción CAPEX
 ↓
 5 Favorable para reducción CAPEX





Se prevé que los módulos representen un mayor porcentaje del CAPEX en Ecuador, debido a la falta de una cadena de suministro local.

Los promotores pueden ahorrar en costos si utilizan proyectos que emplean módulos de calidad inferior (Tier 2 y 3), aunque estos paneles pueden representar un mayor riesgo de degradación. La menor calidad puede hacer que los costos se trasladen a gastos operativos afectando la composición del LCOE.

Dado que Ecuador es una economía en desarrollo, la mano de obra puede ser más barata que en otros mercados establecidos de Sudamérica, pero es probable que se requieran recursos adicionales para capacitación y gastos administrativos.

Los proyectos de energía solar fotovoltaica más grandes podrían tener mayores dificultades en cuanto a la búsqueda de emplazamientos adecuados y la obtención de permisos dadas las características de la geografía en la parte central y oriental del país. Como consecuencia de ello, puede ser más adecuado desarrollar proyectos de 20 MW o menos, lo cual reduce las posibilidades de optimización del CAPEX debido a la falta de economías de escala.

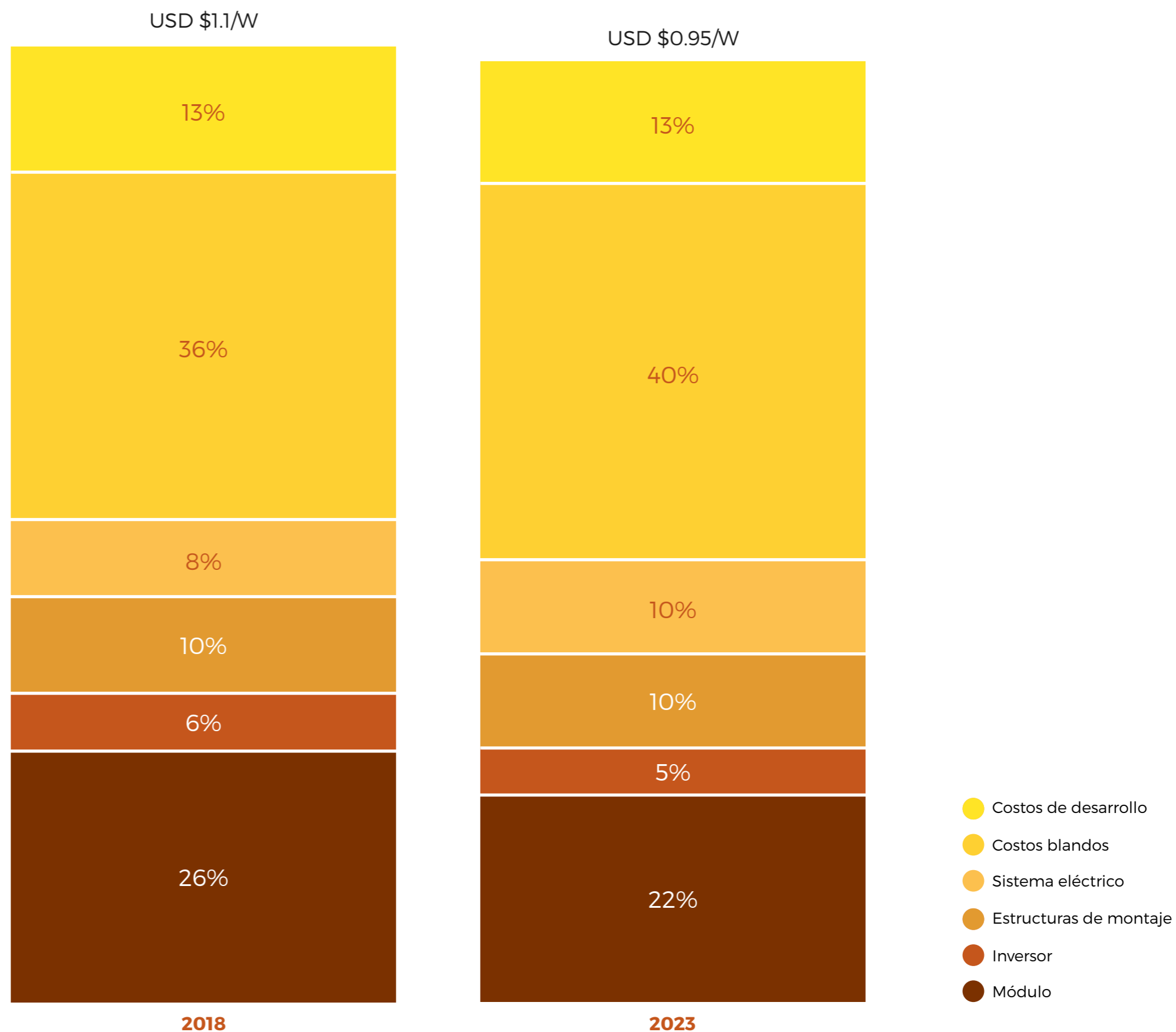


FIGURA 3.63

Desglose del CAPEX 2018 vs 2023 (%)

Fuente: Wood Mackenzie



Ecuador posee potencial para reducir el CAPEX mediante el crecimiento de la cartera de proyectos.

Wood Mackenzie prevé que Ecuador instalará el 75% de la capacidad total proyectada de 320 MW para el año 2024 a través de proyectos a escala comercial y que el resto proceda de generación distribuida, dada la reciente ampliación de la ley de medición neta.

Hasta 2018, parece difícil imaginar perspectivas acerca de un aumento en la energía solar fotovoltaica, dada la insignificante cantidad de energía fotovoltaica desarrollada que fue subastada en 2013. Sin embargo, Ecuador puede intentar incorporar energía solar fotovoltaica a la red, igual que otros mercados de América Latina fuertes en energía hidroeléctrica [como Brasil y Colombia] que están intentando diversificar su matriz de generación energética.

Ecuador tiene dificultades para desarrollar la energía renovable debido a que posee una de las tarifas de electricidad más bajas de América Latina y una baja demanda. La mayor parte de la demanda de Ecuador se satisface con 4 GW de energía hidroeléctrica y 2,4 GW de energía termoeléctrica.

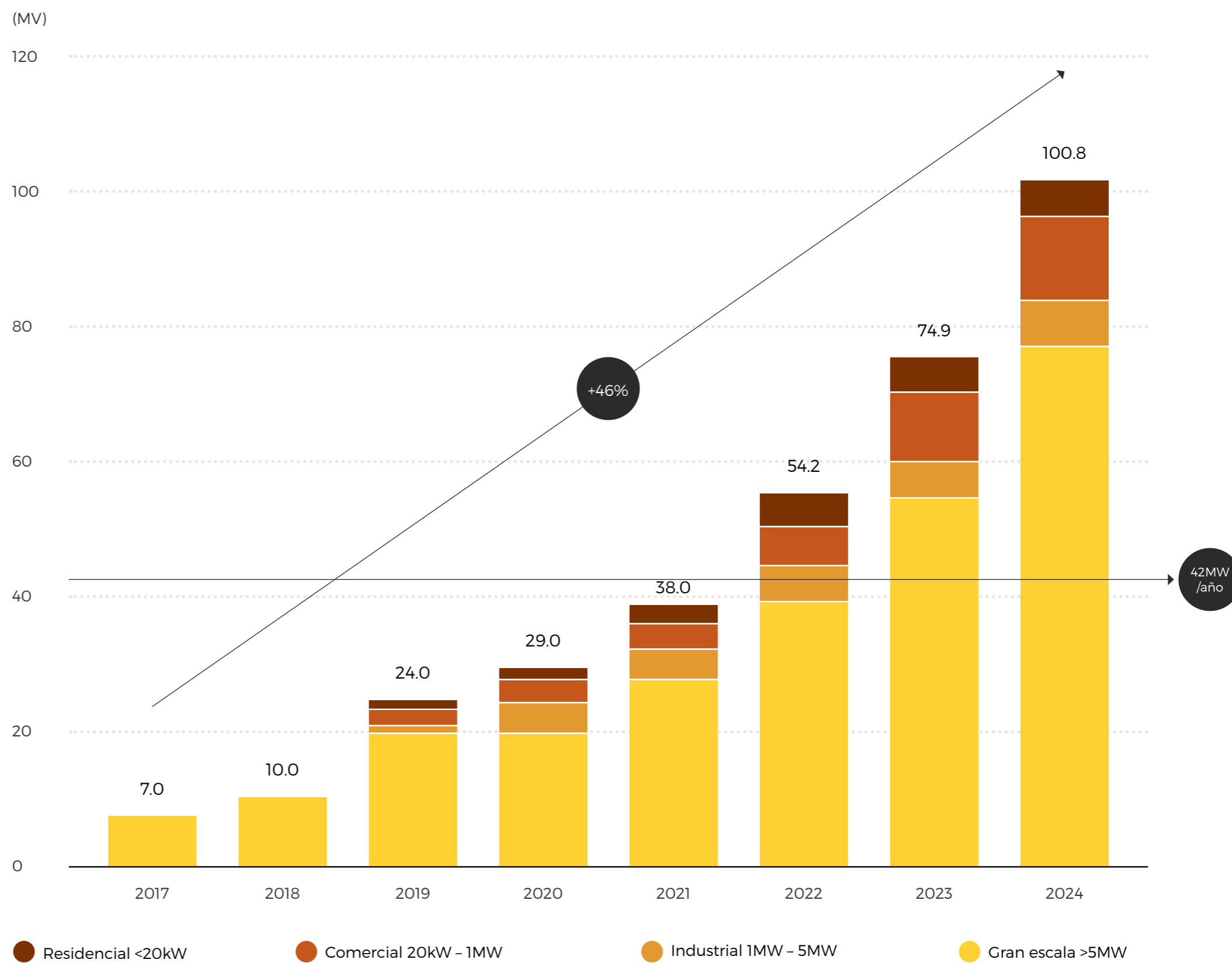


FIGURA 3.64

Nueva capacidad anual estimada (MW)

Fuente: Wood Mackenzie

*Nota: El año indica la fecha de entrada en operación. %=CAGR



ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA

Las limitadas oportunidades de mercado para el almacenamiento mantendrán los costos de almacenamiento de energía de Ecuador por encima de los valores globales.

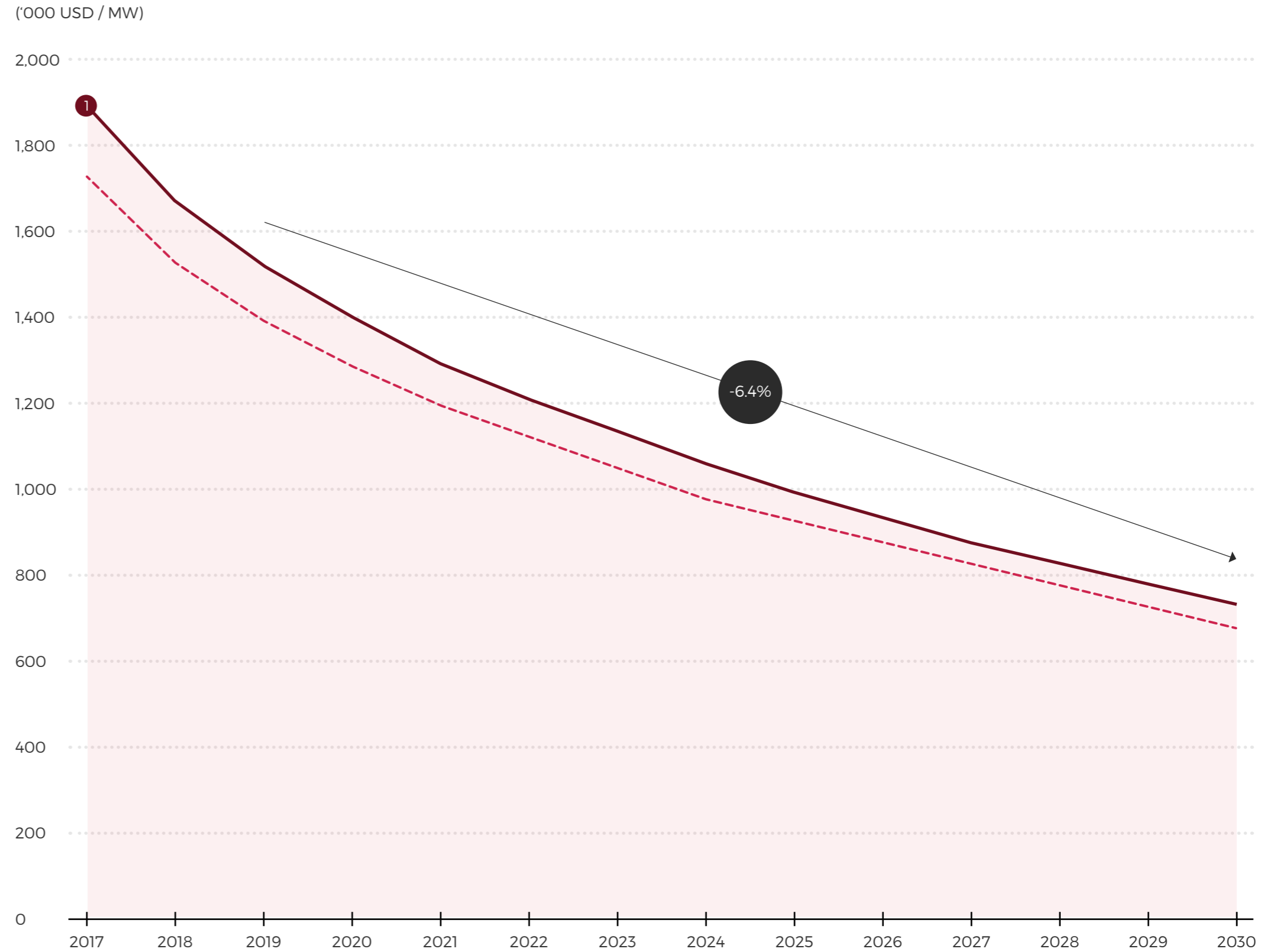


FIGURA 3.65

Estimación de CAPEX Almacenamiento durante 2019-2030e, kUSD/MW

Fuente: Wood Mackenzie

*Nota: El año indica la fecha de entrada en operación. %=CAGR

1 Ecuador

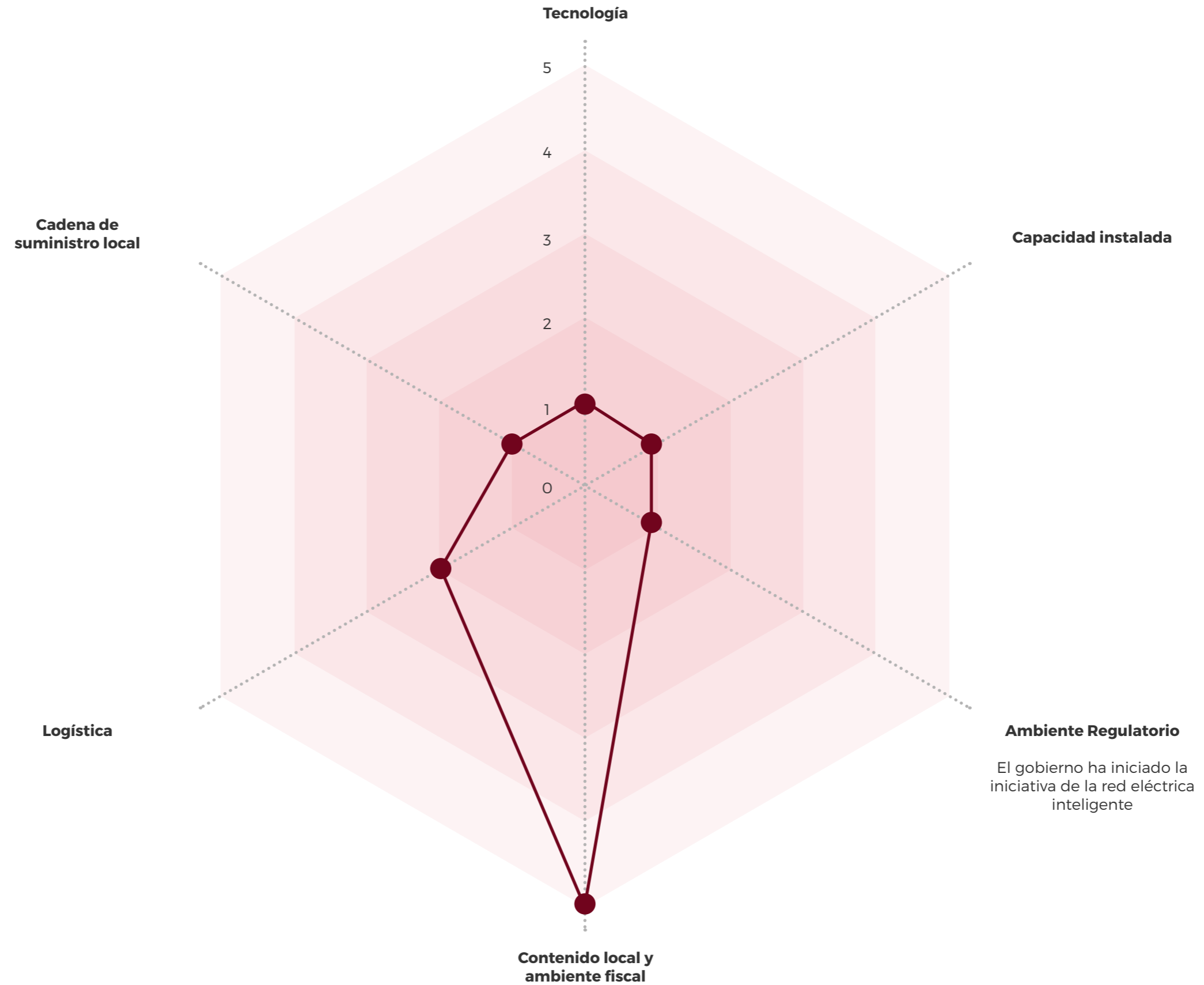
○ Promedio Global



FIGURA 3.66

Evaluación de impacto de factores para reducción de CAPEX

Fuente: Wood Mackenzie





Ecuador tiene oportunidades de almacenamiento limitadas, en su mayoría relacionadas con la iniciativa sobre redes inteligentes.

Ecuador no posee planes inmediatos de almacenamiento y, dado el pequeño tamaño del mercado, será aún menos relevante en el contexto de América Latina. Wood Mackenzie no prevé la implementación de proyectos de almacenamiento en Ecuador.

El Programa Redes Inteligentes Ecuador (REDIE) será el mayor impulsor del mercado de almacenamiento en Ecuador.

El programa REDIE se dividió en tres etapas; si bien la primera no incluyó almacenamiento, se espera que la segunda y la tercera etapa ofrezcan oportunidades de almacenamiento limitadas.



Etapa II (2018-22): Implementación de tecnologías y controles avanzados



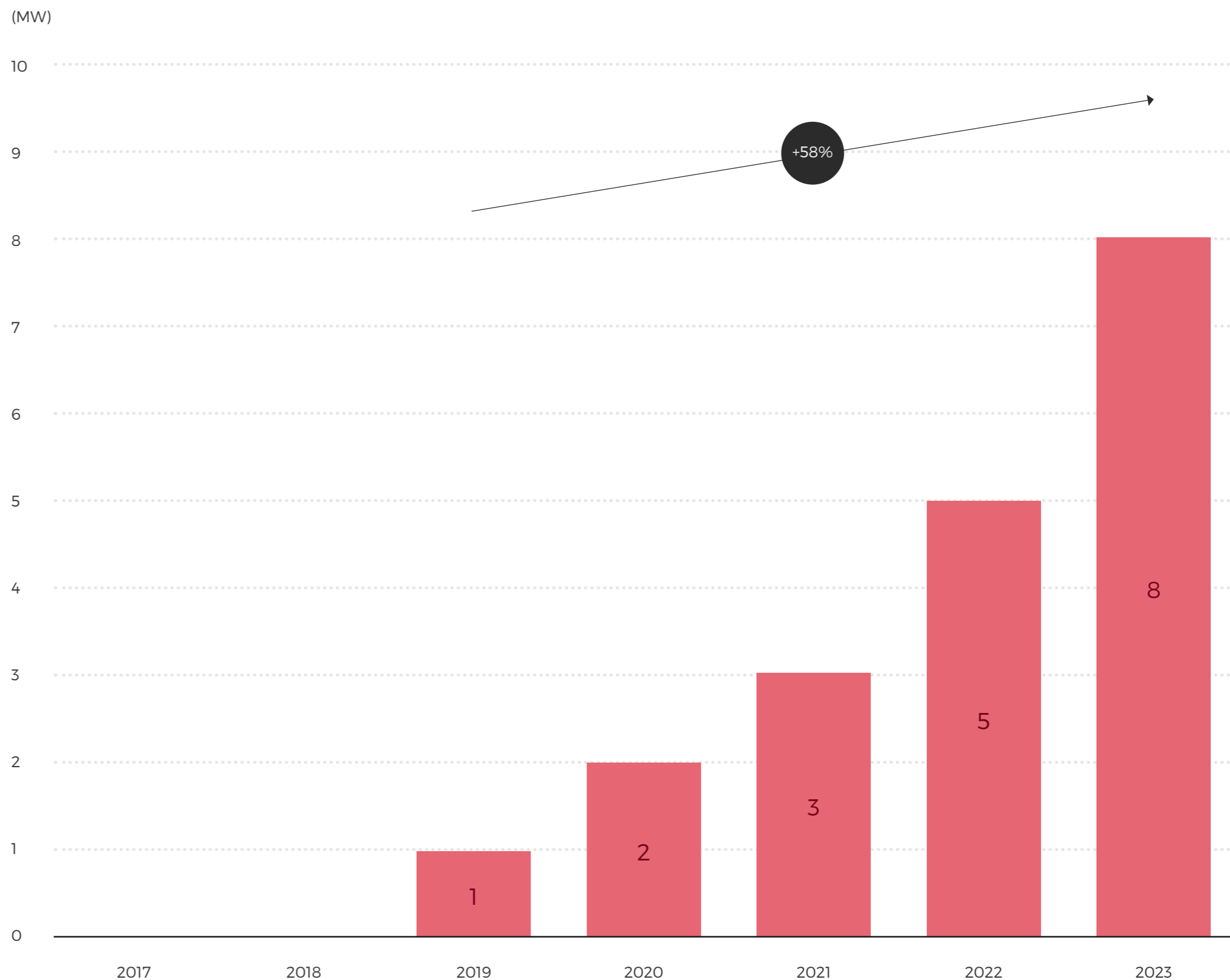
Etapa II (2023-30): Microrredes, monitoreo de área amplia y gestión de la demanda.



FIGURA 3.67

Estimación de futura capacidad instalada de almacenamiento. **Fuente:** Wood Mackenzie

***Nota:** Las cifras no pretenden ser un pronóstico pero sí una estimación de posible nueva capacidad de proyectos de almacenamiento. %=CAGR





ARGENTINA



ENERGÍA EÓLICA
PÁGINA 127



ENERGÍA EÓLICA MARINA
PÁGINA 131



ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA
PÁGINA 133



ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA
PÁGINA 138

SISTEMA FOTOVOLTAICO, PATAGONIA ARGENTINA



El desarrollo de la energía renovable en Argentina se apoyará principalmente en el mecanismo de subastas de energía renovable organizadas para alcanzar la meta de 20% de energía renovable para el año 2025. Esta meta fue aprobada en el año 2015 mediante la ley 27.191 y tuvo un amplio apoyo político durante el gobierno que termina funciones en 2019. La Subsecretaría de Energía Renovable realizó la primera subasta bajo lo que se conoció como el programa RenovAr, en octubre de 2016 para adjudicar contratos de compra-venta de energía con el operador estatal CAMMESA.

	Disponible	Impacto en CAPEX	
INCENTIVOS FISCALES	Exención de impuestos de importación	Sí	<ul style="list-style-type: none"> Equipos y materiales importados (41 componentes relacionados con energías renovables) están exentos de aranceles hasta finales de 2022. Los aerogeneradores totalmente ensamblados con una capacidad superior a 700 kW se gravarán al 14%. La exención del 14% se extiende hasta finales de 2018 para la energía solar a gran escala, con posibilidad de prórroga hasta 2019 y más allá (no está claro).
	Exención de impuesto sobre la renta	Sí	<ul style="list-style-type: none"> Exención del impuesto a las ganancias mínimas presuntas. Los proyectos de energía renovable están exentos del impuesto a los dividendos
	Impuesto al carbono	No	
	Depreciación acelerada	No	<ul style="list-style-type: none"> Depreciación acelerada de los activos de energía renovable durante un período de tres años para las inversiones realizadas antes de 2017.
	Otros incentivos fiscales	Sí	<ul style="list-style-type: none"> Deducciones del impuesto sobre la renta por la carga financiera Créditos fiscales por el uso certificado de contenido local Acceso a un fondo fiduciario renovable (FODER) para el uso de contenido local en los proyectos.
MECANISMOS DE APOYO	Licitaciones	Sí	<ul style="list-style-type: none"> El mecanismo de subasta de RenovAr ha tenido dos rondas hasta ahora, con su primera edición en 2016. Otorga PPAs a 20 años con el operador del mercado estatal CAMMESA. A finales de 2018 se anunció una ronda MiniRen para los proyectos <10MW. Estará finalizado para el segundo trimestre de 2019. Se espera que a finales de 2019 se realice una tercera edición de RenovAR, que podría incluir la capacidad de transmisión. Los PPAs son necesarios en el mercado argentino junto con las garantías contractuales. Es poco probable que muchos proyectos vayan directamente al mercado, por lo que se necesitarán nuevas subastas.
	Acceso a la red eléctrica	No	<ul style="list-style-type: none"> No hay riesgo de vertimientos forzados, pero podría suponer un riesgo si no se analiza la infraestructura en las zonas de congestión. Las rondas RenovAR establecen cuotas por región para el acceso prioritario a la transmisión Si dos o más proyectos solicitan el mismo punto de interconexión, se dará prioridad a los proyectos que tengan un factor de planta mayor.
	Cuota/portafolio estándar	Sí	<ul style="list-style-type: none"> Metas de energía renovable del 8% en 2018 y del 20% de la generación total de electricidad para 2025. Se apoya en la Ley 27.191 y el Decreto 531/2016. El objetivo se estima en 10 GW por el gobierno argentino y supondría una inversión en 9,2 GW de nueva capacidad de energía renovable. La Subsecretaría de Energías Renovables de Argentina establece cuotas de tecnología antes de cada ronda de subastas del programa RenovAR Anteriormente existían cuotas para energía fotovoltaica de hasta 900 MW en la Ronda 2, y 300 MW para la próxima ronda de mini-RenovAR.



FIGURA 3.68

Energía renovable y análisis de políticas de almacenamiento en Argentina

Fuente: Wood Mackenzie, IEA, eólica, MECON, CAMMESA

Bajo impacto en reducción de CAPEX

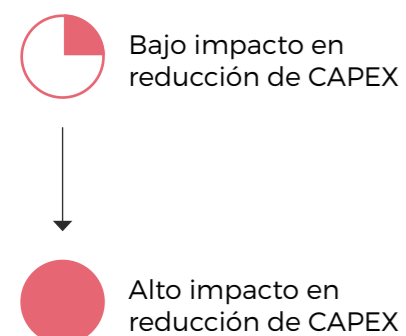


Alto impacto en reducción de CAPEX



La energía eólica ha sido la principal tecnología de generación en cada ronda de subastas, tanto en términos de potencia nominal como en volumen de electricidad adjudicada. Las tecnologías no compiten de forma directa entre sí, ya que el gobierno establece cuotas para cada subasta en cada ronda del programa RenovAr. Además, se establecen cuotas regionales para cada tecnología teniendo en cuenta las limitaciones del sistema de transmisión, lo cual crea una disparidad de precios en los rangos de las ofertas ganadoras. Los precios de las ofertas de energía eólica también fueron inferiores al precio de las demás tecnologías en cada ronda, aunque la energía solar fotovoltaica ha ido cerrando la brecha de forma gradual. Sin embargo, la cuota de energía solar fotovoltaica ha aumentado en cada ronda posterior. La potencia nominal adjudicada de energía solar fotovoltaica aumentó del 35% en la ronda 1.0 al 41% en la ronda 2.5. De todas formas, gracias a los factores de planta, que promediaron más de 46% en los emplazamientos subastados, se le adjudicó a proyectos de energía eólica más del 60% del total de la electricidad luego de las distintas rondas del programa.

	Disponible	Impacto en CAPEX	
PROGRAMAS ESPECIALES	Facilidades financieras	Sí	<ul style="list-style-type: none"> • Establecimiento de un fondo fiduciario específico de energía renovable (FODER) para apoyar la financiación de proyectos • Los grandes consumidores (>300kW de demanda media) pueden optar por no participar y contratar energía para cumplir directamente con el 20% de la obligación.
	Esquema MATER	Sí	<ul style="list-style-type: none"> • Los grandes consumidores de energía pueden elegir entre 1) el sistema de compra conjunta (Compras Conjuntas a través de CAMMESA y el programa RenovAr), 2) un PPA privado, o 3) el desarrollo de un proyecto de autogeneración o un proyecto de cogeneración. La autogeneración no implica automáticamente el almacenamiento, pero los clientes que necesitan energía despachable pueden optar por la adición de almacenamiento. • Se espera que los PPAs privados sean la forma preferida de cumplir con la meta de energía renovable, ya que los términos y condiciones de los PPAs pueden acordarse libremente entre las partes contratantes. La única excepción es que el precio no puede superar los 113 USD/MWh. Esto podría tener un impacto significativo en el CAPEX si los proyectos están firmando contratos mucho más caros que los contratos de RenovAR.
	Programas Especiales	Sí	<ul style="list-style-type: none"> • Se introducen incentivos de generación distribuida específicos para cada estado y ahora a nivel nacional en forma de medición neta. El efecto multiplicador del suministro de proveedores a proyectos de mayor envergadura puede tener un impacto positivo.
	Requisito de Contenido Local	Sí	<ul style="list-style-type: none"> • Requisito de Contenido Local a partir del 35% en 2020 para obtener beneficios fiscales y fiscales.





ENERGÍA EÓLICA

El mercado eólico se consolidó en 2016, a partir de la implementación del programa RenovAr. El CAPEX siguió las tendencias de las subastas regionales y comenzó con niveles muy bajos.

Históricamente, el financiamiento de los proyectos ha sido la principal barrera para la inversión en nueva capacidad de generación en Argentina. El histórico evento de no pago de la deuda externa y la expropiación de activos de energía aislaron a la Argentina de los mercados de deuda globales y disuadieron a los inversionistas extranjeros hasta el año 2015.

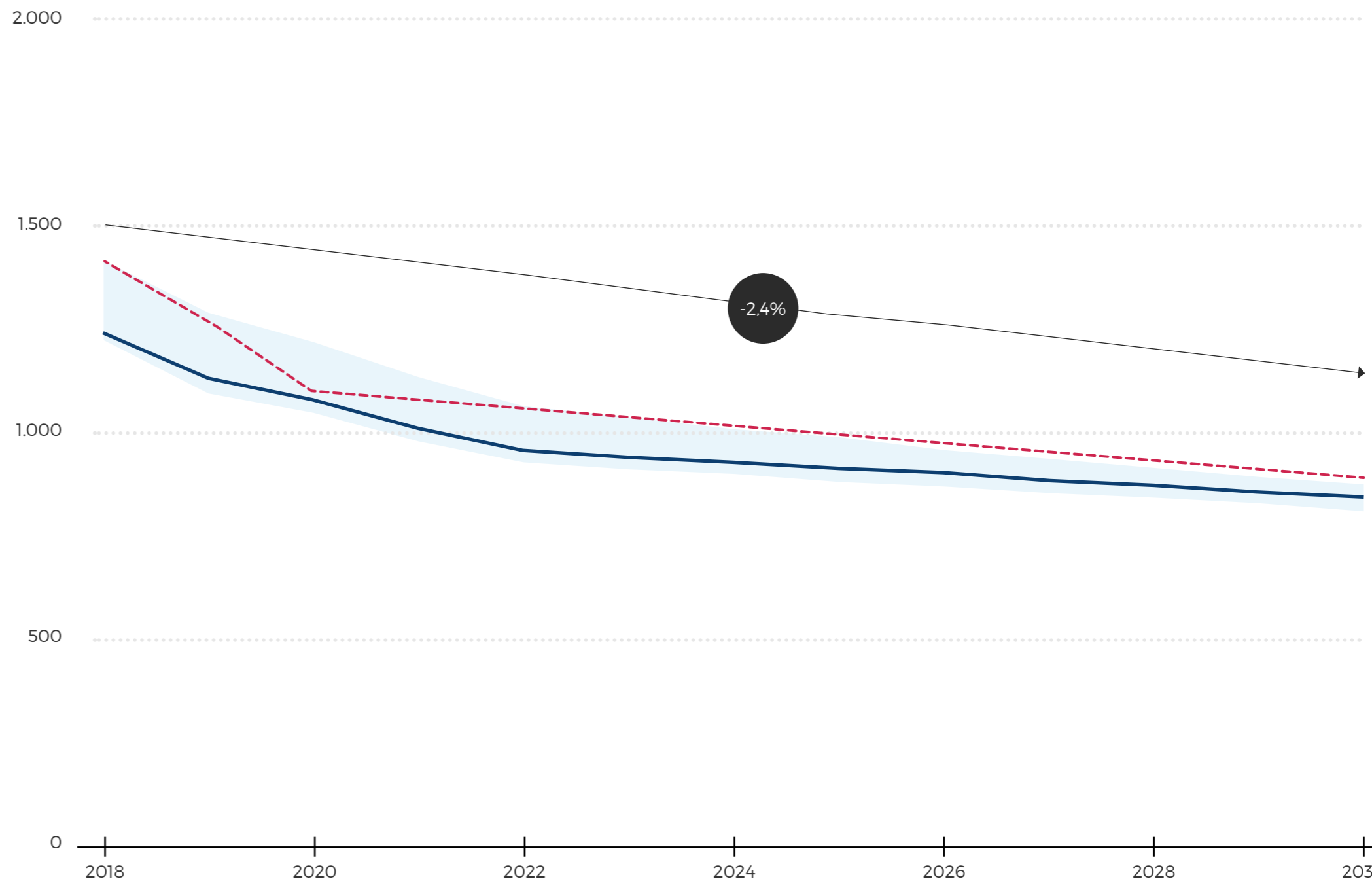
En 2015, el gobierno actual rápidamente logró acuerdos sobre la deuda a largo plazo, lo cual constituyó una señal del compromiso del nuevo gobierno de pagar los préstamos en curso. Este fue un paso fundamental, teniendo en cuenta que la contraparte de los contratos del programa RenovAr, el operador estatal CMMESA, depende en gran medida del financiamiento estatal para permanecer en funcionamiento. En consecuencia, existe una prima de alto riesgo en Argentina, lo cual se refleja en CAPEX más altos que en muchos otros mercados de la región. Esto se traduce en un precio de los contratos de compraventa de energía más alto que el promedio, en comparación con otros grandes mercados de América Latina, a pesar de poseer recursos eólicos similares o superiores.



FIGURA 3.69

Estimación de reducción de CAPEX durante 2019-2030e, kUSD/MW

('000 USD / MW)



Fuente: Wood Mackenzie

Nota: El año indica la fecha de entrada en operación. La zona sombreada indica el rango de CAPEX. %=CAGR

● Promedio Argentina ○ Promedio Global



FIGURA 3.70

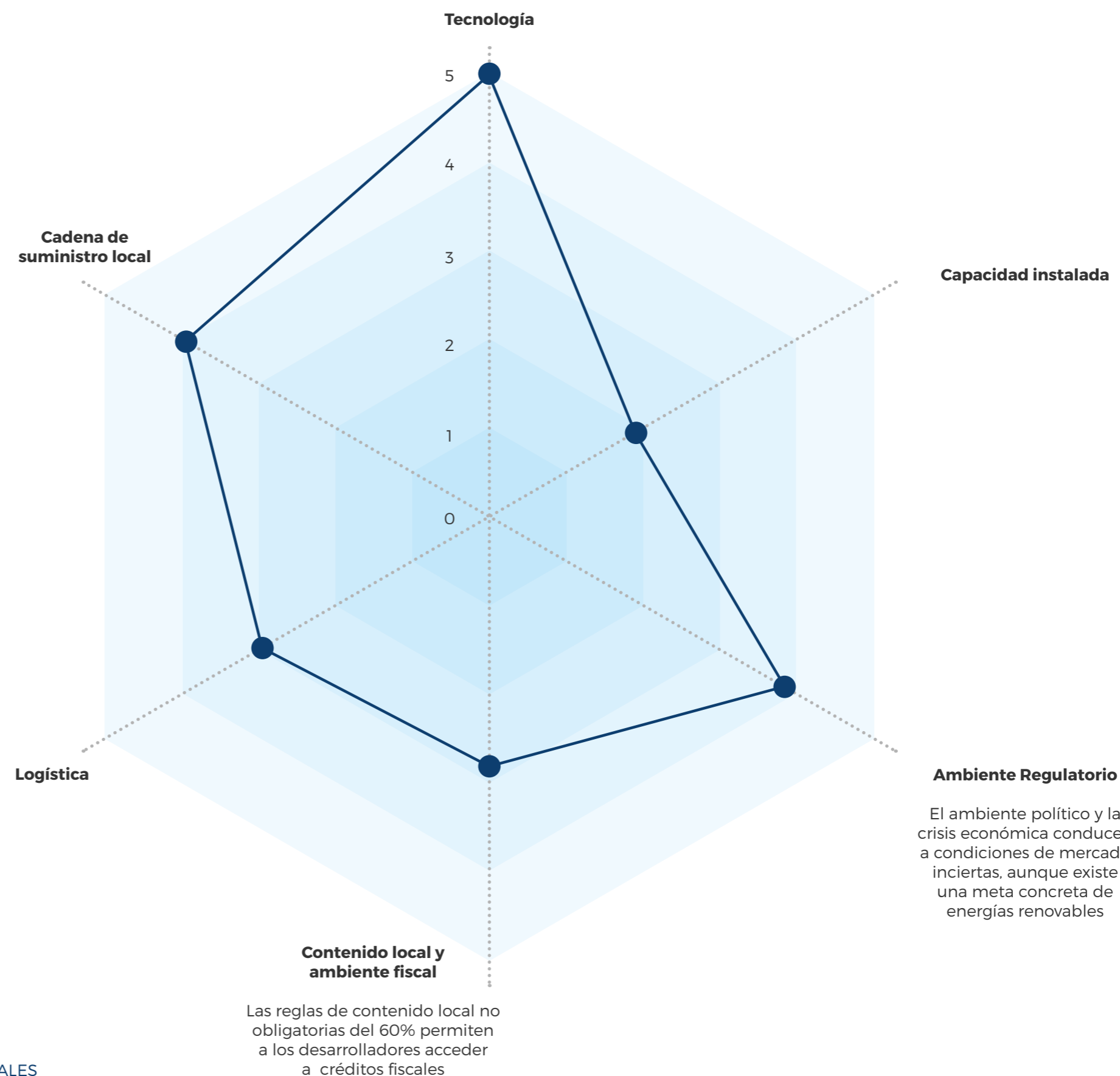
Evaluación de impacto de factores para reducción de CAPEX

Fuente: Wood Mackenzie

La industria experimentó una fuerte reducción de CAPEX inmediatamente después de la introducción de las subastas competitivas. Se espera una curva más suave después del año 2022, en sintonía con otros mercados regionales impulsados por las subastas.

Se espera una reducción en los precios de BOP a medida que los parques eólicos comiencen a construirse, a pesar de los altos costos de mano de obra en Argentina asociados con los altos impuestos y la importante presencia de organizaciones sindicales. Tanto la experiencia de las empresas ejecutoras de los contratos llave en mano locales, como la capacidad instalada contribuirán a esta reducción en el costo. Los fabricantes de aerogeneradores ya están ofertando a niveles muy bajos y absorbiendo algún riesgo. Los contratos de compraventa de energía firmados en la segunda ronda del programa RenovAr fueron un 27% más bajos que en la primera subasta (USD 41/MWh contra USD 56/MWh). Sin embargo, los valores de CAPEX no se modificaron mucho, ya que las ofertas de los fabricantes originales de equipos ya están considerando el suministro local de algunos componentes. Esto implica que algunos proyectos de las rondas 2 y 2.5 podrían llegar a ser no bancables desde el punto de vista financiero.

El gobierno considera un CAPEX de referencia de USD 1,4 millones/MW para calcular el monto máximo de beneficios fiscales que puede obtener un proyecto eólico. Esto significa que todo proyecto con un CAPEX por encima de esta base de referencia no podrá obtener todos los beneficios disponibles.



- 0 No favorable para reducción CAPEX
- 5 Favorable para reducción CAPEX



Las subastas de Argentina han logrado crear un portafolio de proyectos en etapa de desarrollo para acompañar sus limitadas regulaciones sobre contenido local. Vestas inauguró su planta de ensamblaje de góndolas y bujes en noviembre de 2018 para cumplir con el contenido local, mientras que Nordex Acciona ya comenzó a trabajar para abrir su propia planta, la cual se estima que comenzará a operar en el año 2019. Nordex Acciona también anunció sus planes para dos plantas de producción de torres. Las instalaciones se focalizarán en torres de secciones de concreto, aunque todavía no se conoce la fecha específica.

En Argentina se pueden fabricar todos los componentes con facilidad, dada su alta tasa de industrialización. Sin embargo, los pronósticos sobre futura inversión dependerán de las regulaciones sobre contenido local, ya que los volúmenes previstos de 300-400 MW por año después de 2020 no se consideran suficientes para atraer inversiones.

Las instalaciones de IMPSA, fabricante que ha sufrido un proceso de reestructuración luego de dificultades económicas, son un buen punto de partida para los nuevos participantes del mercado, ya que pueden aprovechar la infraestructura existente. En la actualidad, IMPSA cuenta con una planta de fabricación de generadores en operación en el país.



FIGURA 3.71

Número de centros de manufactura **Fuente:** Wood Mackenzie

	Góndolas	Palas	Torres	Tren de potencia
A final de 2018	1	0	1	1
Planificado	2	0	2	0

***Nota:** Tren de potencia incluye multiplicadoras y generadores



FIGURA 3.72

Nueva capacidad anual estimada durante 2018e-2017e (GW) **Fuente:** Wood Mackenzie

***Nota:** El año indica la fecha de entrada en operación. %=CAGR

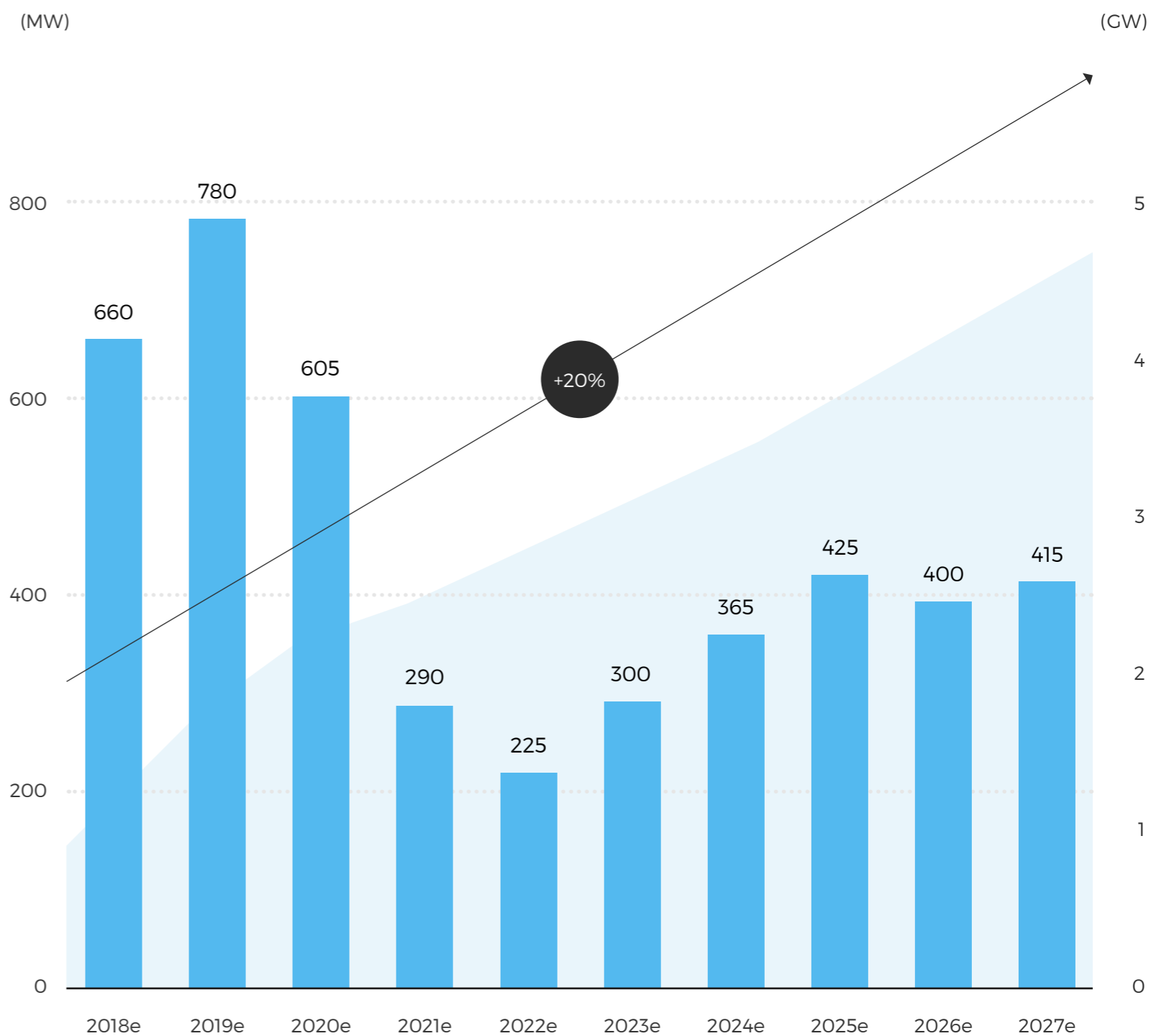
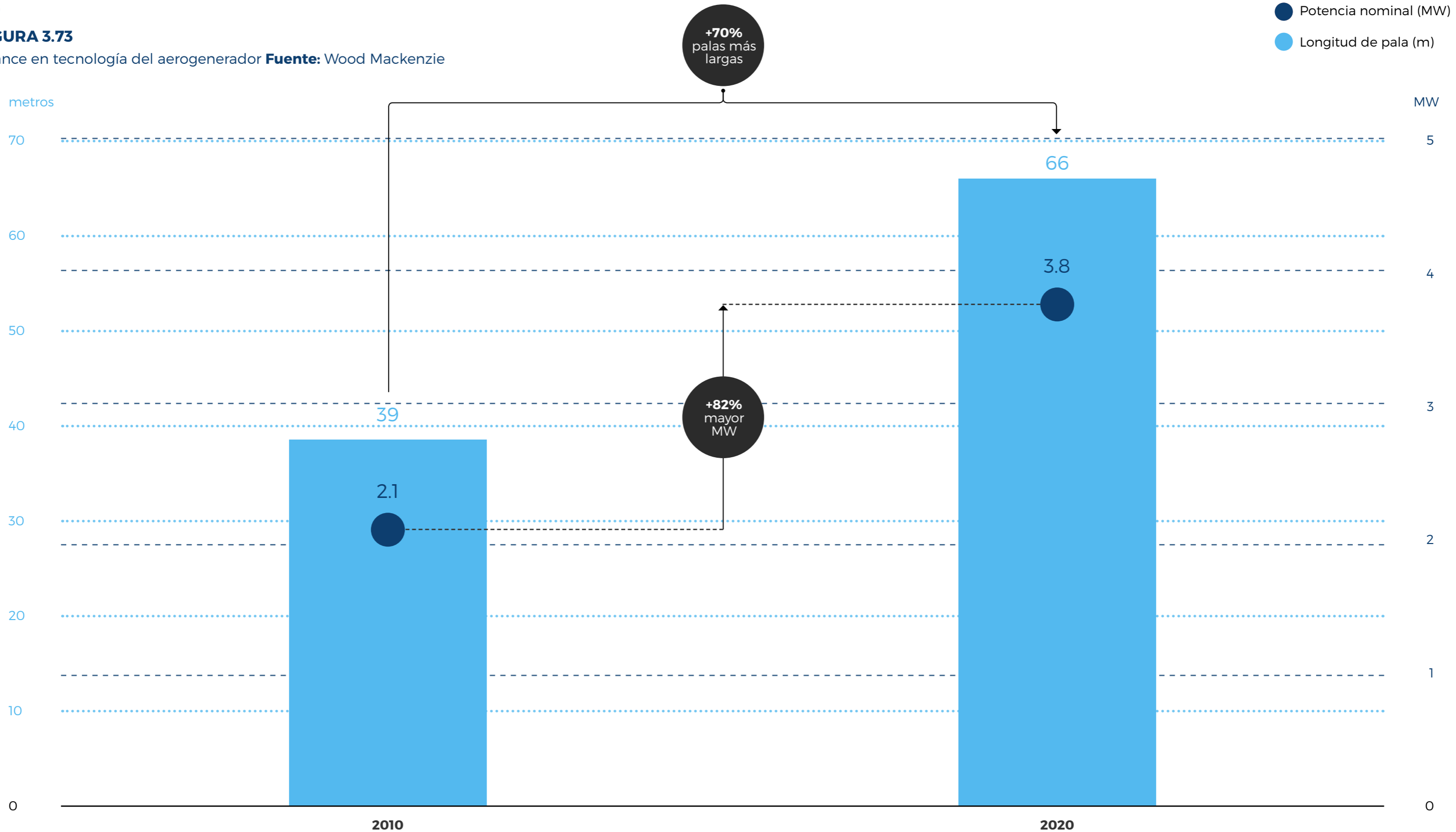




FIGURA 3.73

Avance en tecnología del aerogenerador **Fuente:** Wood Mackenzie

- Potencia nominal (MW)
- Longitud de pala (m)



*Nota: El año indica la fecha de entrada en operación



ENERGÍA EÓLICA MARINA

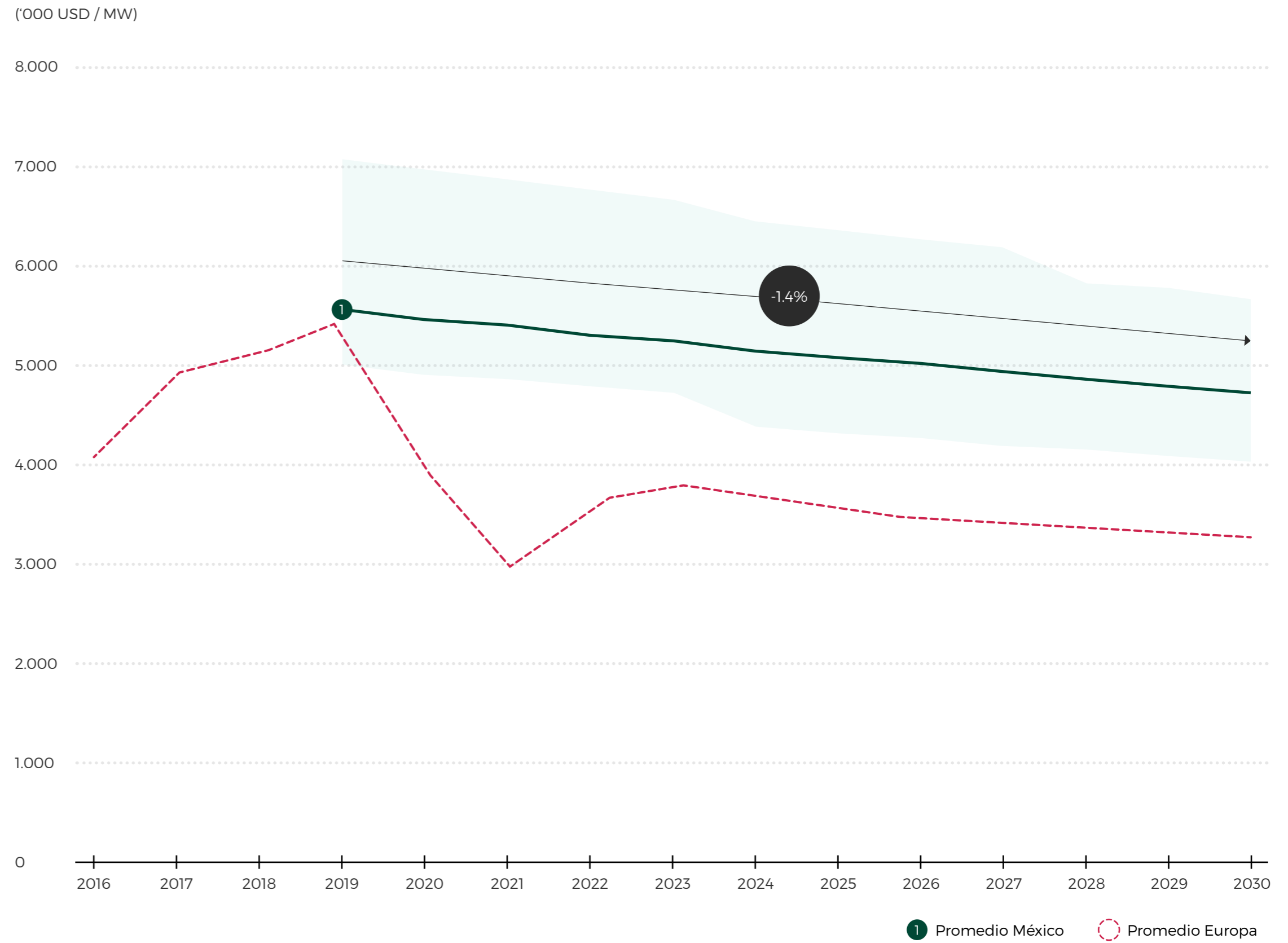


FIGURA 3.74

Estimación de CAPEX eólica marina durante 2019-2030e, kUSD/MW

Fuente: Wood Mackenzie

***Nota:** El año indica la fecha de entrada en operación.

El cálculo de CAPEX está basado en plantas comerciales, a pesar de que solo se instalarán proyectos pilotos en mercados emergentes. La zona sombreada indica el rango de CAPEX. %=CAGR



FIGURA 3.75

Evaluación de impacto de factores para reducción de CAPEX

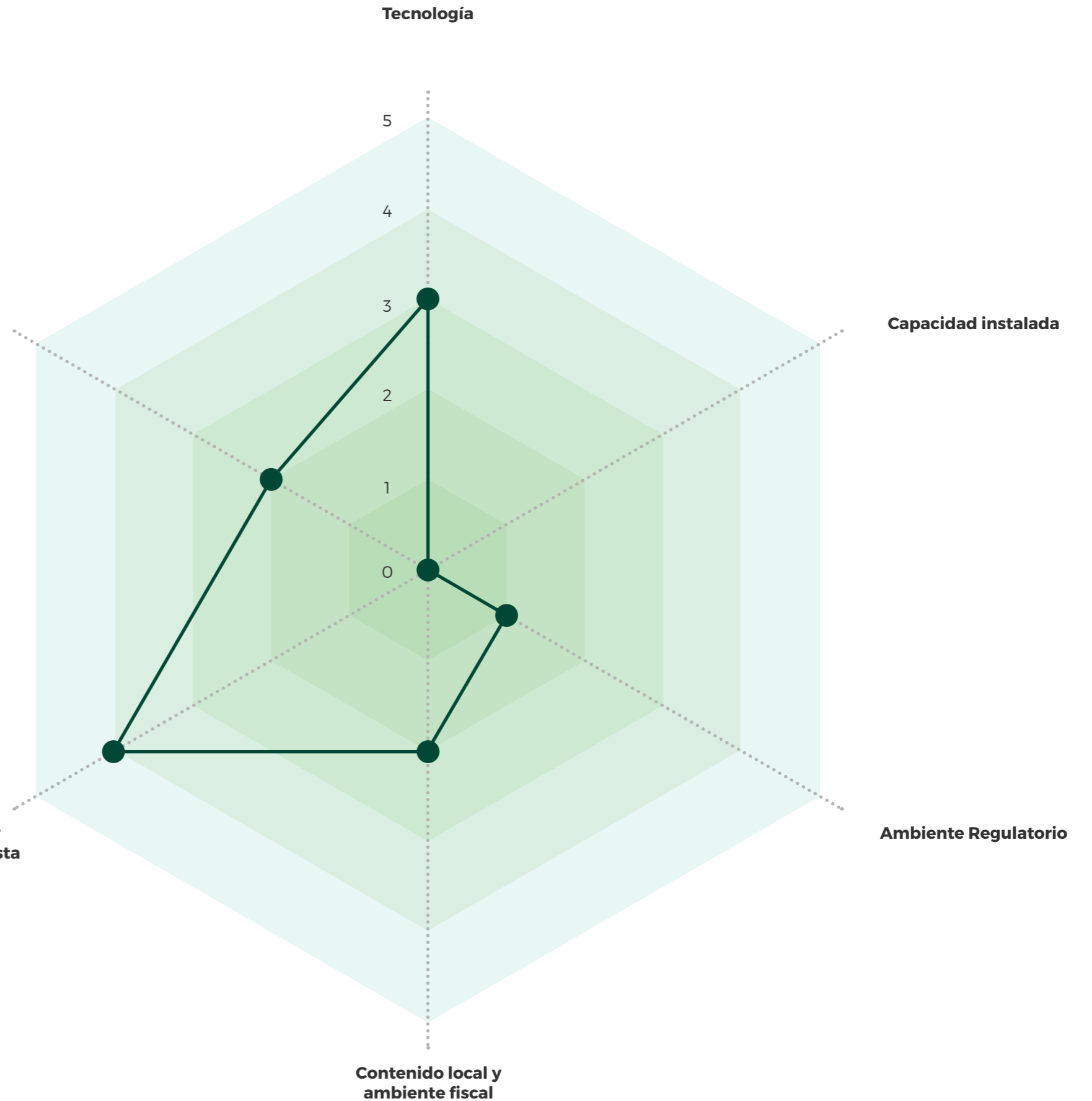
Fuente: Wood Mackenzie

La energía eólica terrestre aún se encuentra en etapa de consolidación y no hay expectativas de que el mercado marino despegue a corto plazo.

La energía eólica marina no es parte de la meta actual de energía renovable y del mecanismo de subastas y no se menciona en absoluto en los documentos de planificación pública. Por lo tanto, no se proyecta capacidad marina para Argentina en el mediano o largo plazo.

Cadena de suministro local

La falta de una fuerte exploración petrolera local en alta mar limita la capacidad de gestionar grandes componentes



0 No favorable para reducción CAPEX



5 Favorable para reducción CAPEX



ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

Las reformas del mercado originaron una pronunciada caída del CAPEX en el mercado argentino.

El programa RenovAr comenzó a funcionar en 2016, con dos rondas exitosas que incluyen extensiones que agregaron un total de casi 1.900 MW de energía solar fotovoltaica a la cartera de proyectos a desarrollar. Los tamaños de los sistemas van desde 400 MW en el proyecto Cauchari en Jujuy hasta proyectos de tan solo 1 MW. Cada ronda posterior del RenovAr observó precios de proyectos cada vez más competitivos en el incipiente mercado, lo cual plantea una preocupación sobre la viabilidad financiera de los mismos. La tasa de inflación en Argentina es del 15%-24% por año de acuerdo con el INDEC. Por lo tanto, los costos de los parques solares fotovoltaicos calculados con respecto a la etapa de planificación aumentarán en la fase de instalación de la central.

El promedio de costos totales para los sistemas es apenas superior a USD 1/W. Argentina, al igual que Chile, posee sindicatos fuertes y uno de los costos de mano de obra más altos de Sudamérica, lo cual contribuye a que los costos blandos representen más del 40% de los costos totales para el año 2023. Esto tendrá un impacto negativo en el cálculo del costo nivelado de la electricidad (LCOE) de los proyectos de energía solar fotovoltaica, por lo cual es común en Argentina negociar los contratos de compraventa de energía en dólares estadounidenses. Los contratos del programa RenovAr están expresados en dólares estadounidenses por si la moneda sufre una devaluación, por lo tanto, los contratos con proveedores en Argentina también se negocian casi siempre en dólares para asegurar que las ganancias no se negocien en pesos argentinos, moneda que ha mostrado gran volatilidad.



FIGURA 3.76

Estimación de CAPEX solar FV durante 2019-2030e, USD/W Fuente: Wood Mackenzie

*Nota: El año indica la fecha de entrada en operación

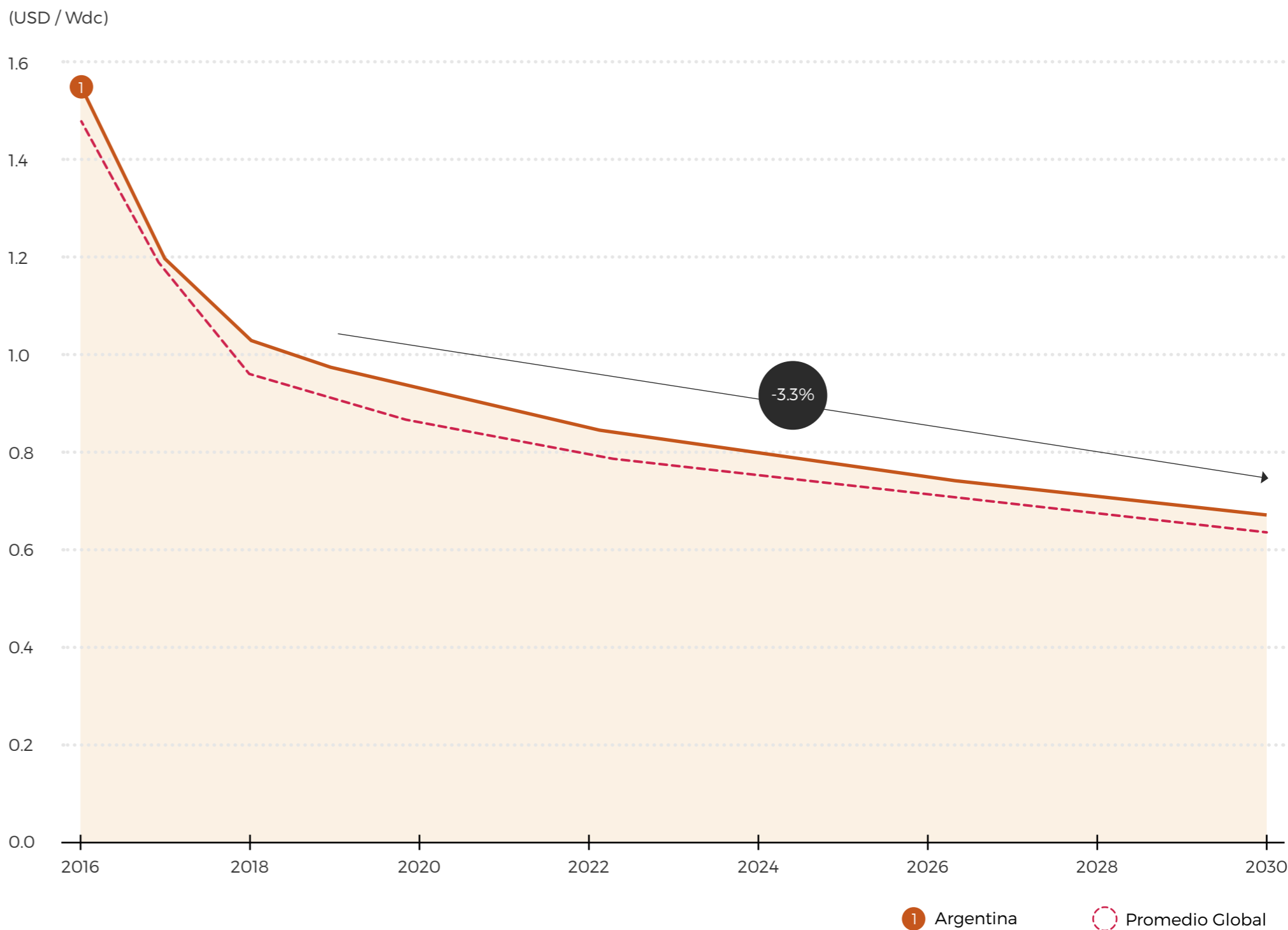




FIGURA 3.77

Evaluación de impacto de factores para reducción de CAPEX

Fuente: Wood Mackenzie

Tecnología
 inversores de 1500 V de los principales proveedores y sistemas de seguimiento de un solo eje son comunes en Argentina

Cadena de suministro local

Capacidad instalada

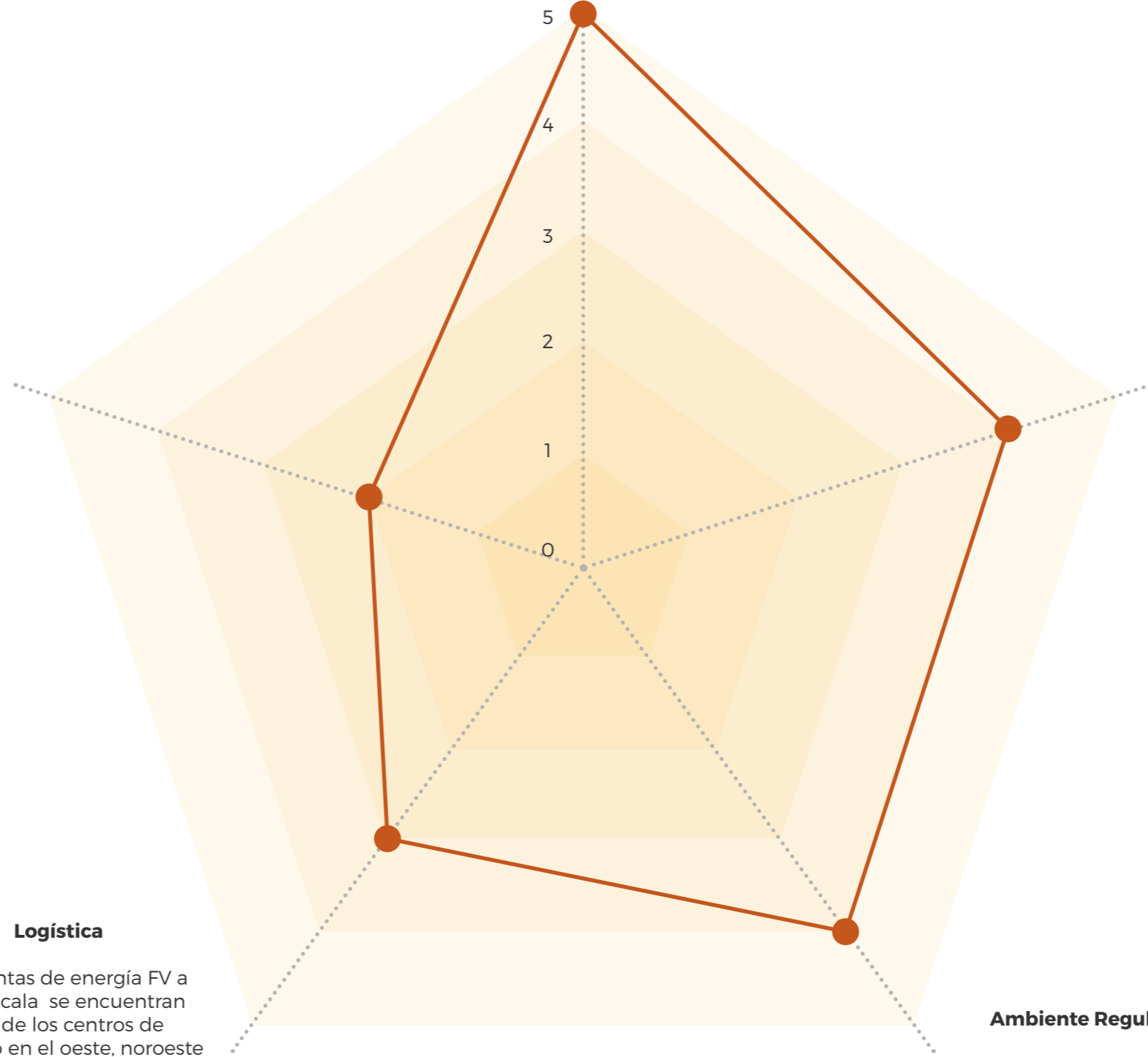
Logística

Las plantas de energía FV a gran escala se encuentran lejos de los centros de consumo en el oeste, noroeste del país, lo que plantea algunos problemas de suministro

Ambiente Regulatorio

La tercera ronda recientemente anunciada podría contar con una licitación de capacidad de transmisión asociada

0 No favorable para reducción CAPEX
 ↓
 5 Favorable para reducción CAPEX





Los precios más bajos de los contratos de compra-venta de energía subastados en las rondas del programa RenovAr fueron muy competitivos, lo cual expone a los contratistas con acuerdos tipo llave en mano a los precios de los componentes, al igual de lo que sucede en México.

La mini ronda de 300 MW del programa RenovAr en 2019 agregará proyectos a escala comercial en el rango de los 10-20 MW, y una ley de medición neta a nivel nacional abrirá posibilidades para la generación distribuida, siempre y cuando disminuyan los subsidios en ciertos territorios de distribución. La mini ronda incluirá en el bloque 350 MW de energía eólica y solar, 25 MW de biomasa, 15 MW de biogás y 10 MW procedentes de pequeñas centrales hidroeléctricas. El objetivo es tener proyectos de menor escala, entre 500 kW y 10 MW, para que no se requiera transmisión adicional e infraestructura de distribución en una red ya sobrecargada y antigua.

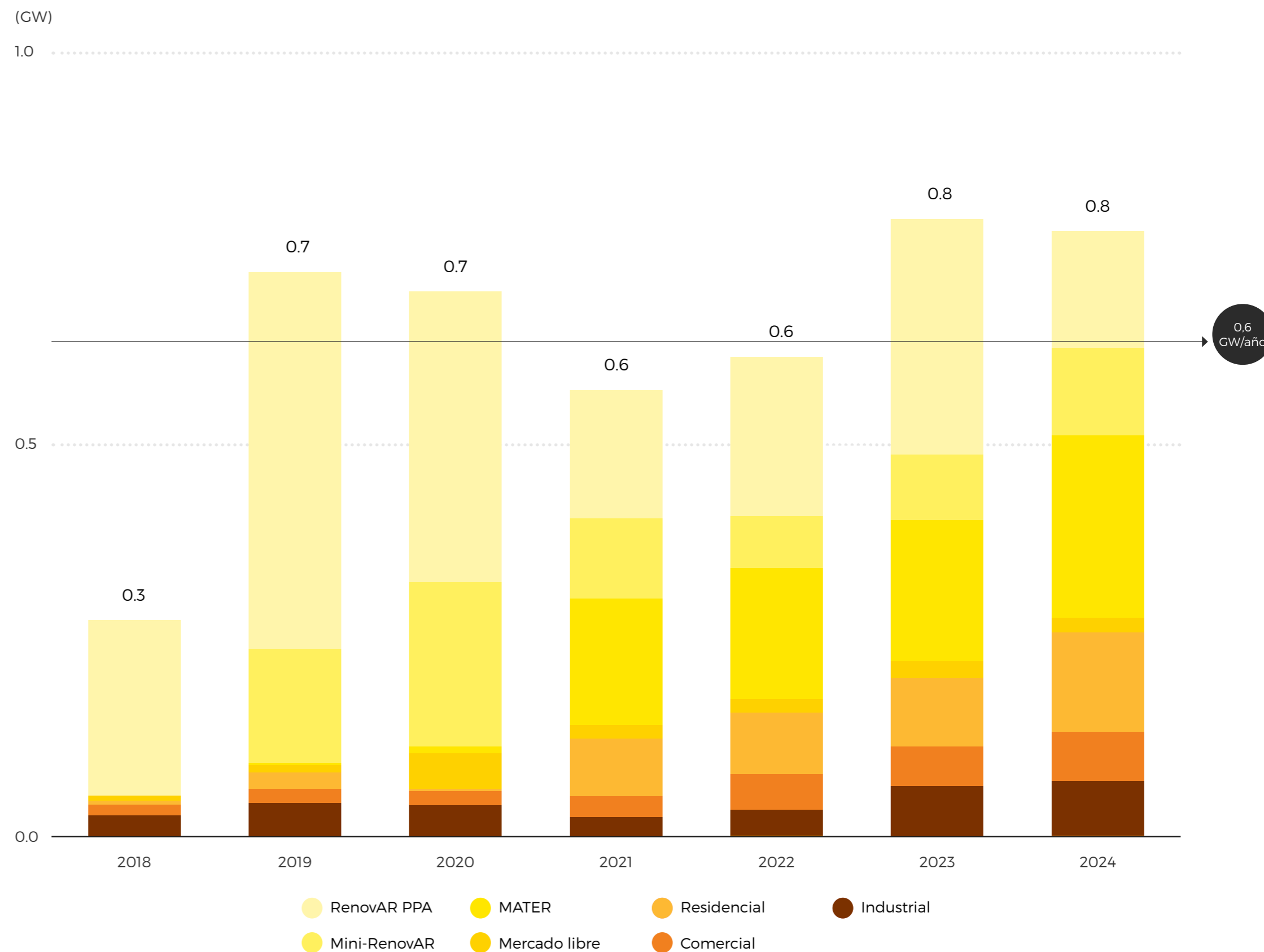


FIGURA 3.78

Nueva capacidad anual estimada (GW)

Fuente: Wood Mackenzie

*Nota: El año indica la fecha de entrada en operación

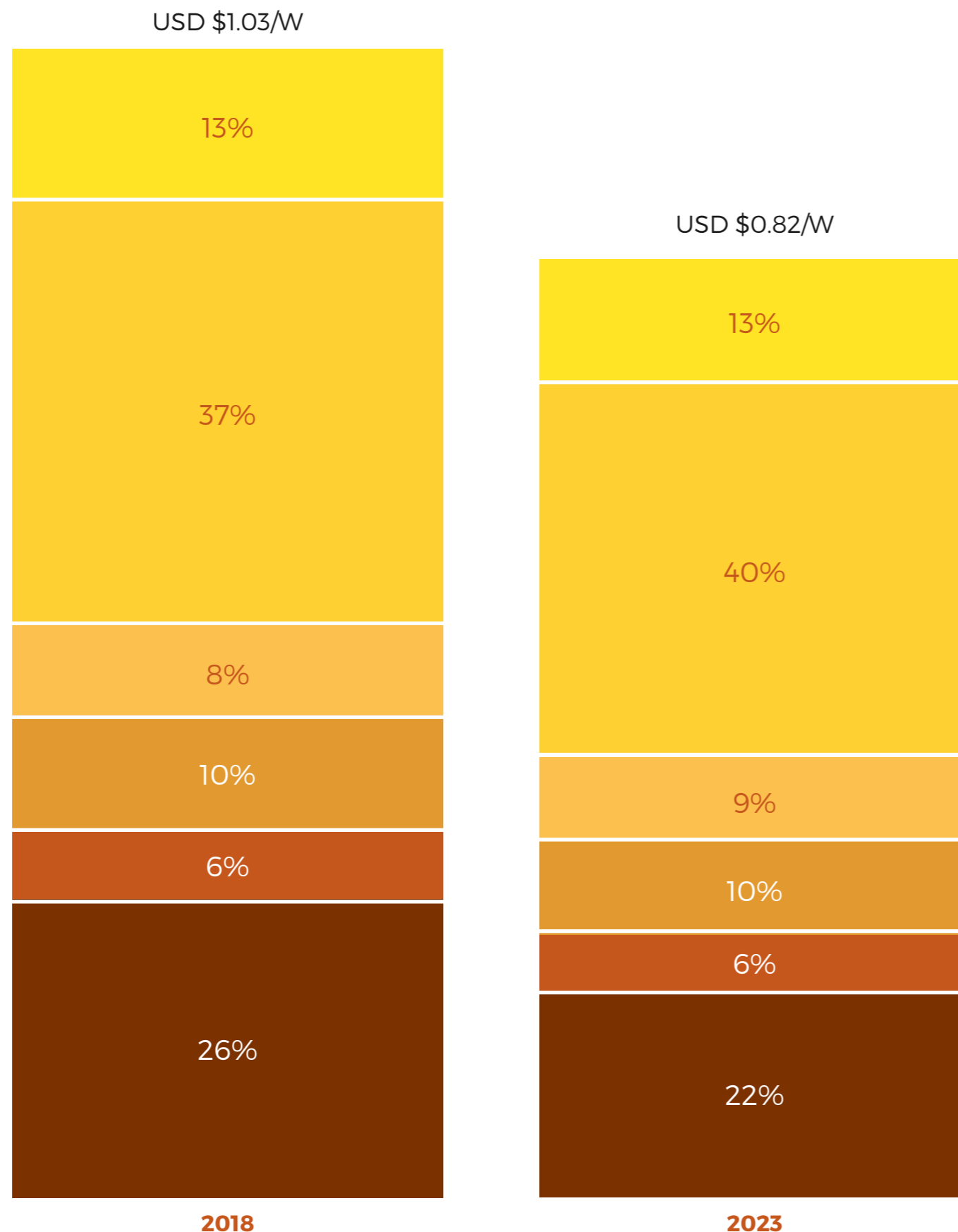


FIGURA 3.79

Desglose del CAPEX
2018 vs 2023 (%)

Fuente: Wood Mackenzie

- Costos de desarrollo
- Costos blandos
- Sistema eléctrico
- Estructuras de montaje
- Inversor
- Módulo



Los proyectos introducidos en el mini RenovAr tendrán mayores CAPEX debido a que son más pequeños y no pueden aprovechar las economías de escala.

Los inversionistas que no se atreven a participar en las subastas del gobierno pueden optar por invertir en un mercado privado de compraventa de energía denominado Mercado a Término de Energía Eléctrica de Fuentes Renovables (MATER), para los usuarios de electricidad con requerimientos energéticos de más de 300 kW. Se trata en general de proyectos del lado de la red de distribución de los clientes y gozarán de un precio similar al precio de venta minorista de la electricidad en los territorios de distribución en los cuales se encuentran. Si un proyecto MATER se encuentra por ejemplo ubicado en Córdoba, donde los precios minoristas son más caros, los contratos podrían ser más caros y, por lo tanto, los costos del proyecto también pueden reflejar un valor más alto.

El país posee cerca de 2.100 grandes consumidores. Empresas como Aluar Aluminio Argentino y Toyota Argentina ya han tomado medidas para incorporar energía renovable a sus operaciones.



El CAPEX disminuye a medida que se introducen proyectos a mayor escala en Argentina.

Las provincias de Jujuy, Salta y Catamarca, situadas en el noroeste argentino, poseen una de las mejores radiaciones solares de América Latina, con proyectos solares con factores promedio de planta mayores al 30%. Dado que estas zonas son remotas y poseen ricos recursos, han despertado gran interés en el desarrollo de proyectos, debido a que el costo de los terrenos y de las licencias y permisos de instalación son más bajos que en otras zonas del país. Existe gran interés por parte de bancos y capitales chinos (Shanghai Electric Power y el Export-Import State Bank) de adquirir una parte significativa de la cuota de este mercado.

Los proveedores que cuentan con actividades en China como Talesun, Jinko y Canadian Solar podrían negociar mejores precios para la compra de módulos (menos de \$0,2/W), ya que son muy activos en el suministro de módulos Tier-1 a proyectos de gran escala. Varias de estas empresas chinas también poseen participación mayoritaria en proyectos como Cauchari en Jujuy, por lo que podrían obtener mejores precios de módulos en comparación con el precio promedio argentino.

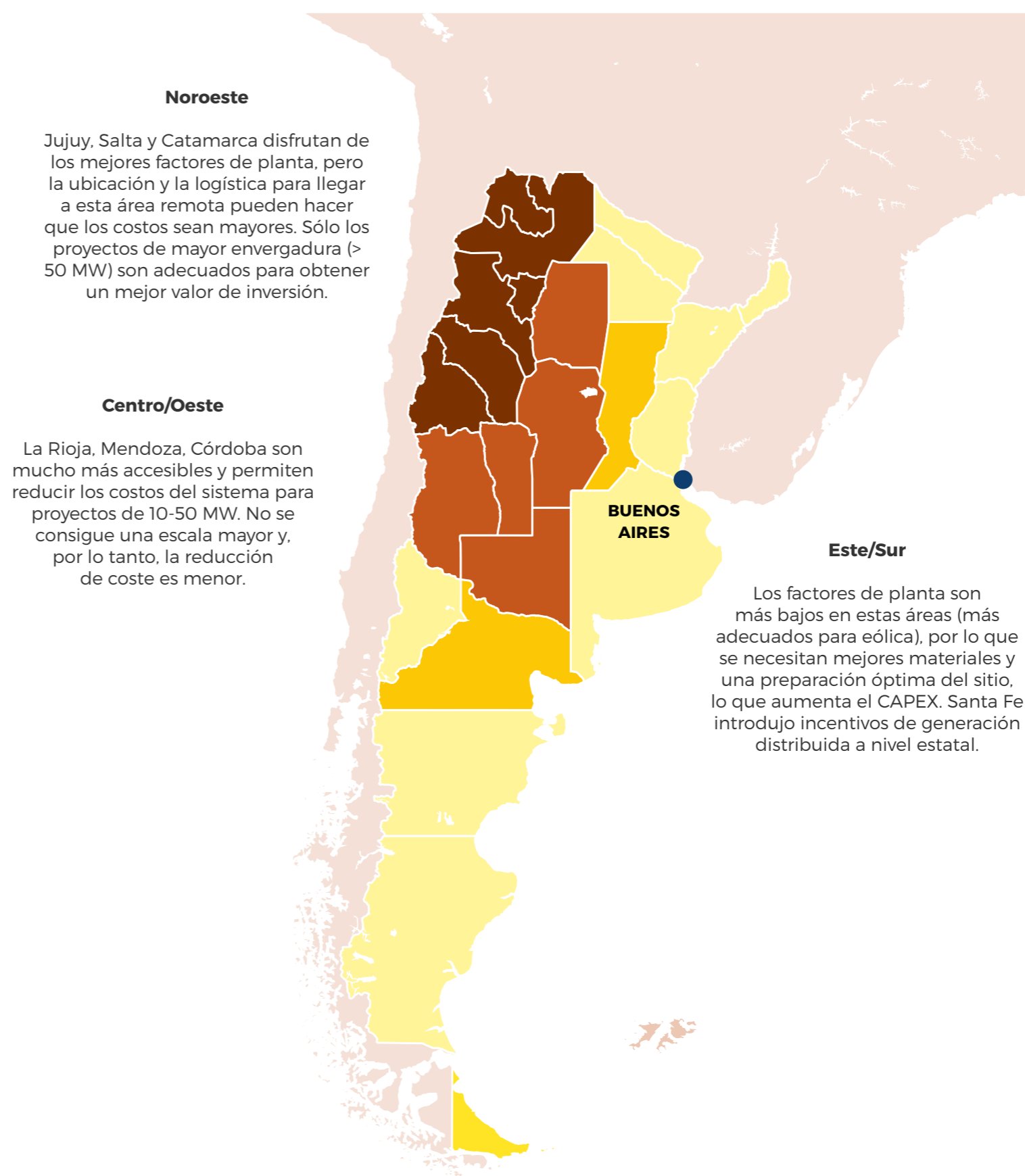
No se espera que la cadena de suministro en Argentina se desarrolle como lo ha hecho en Brasil para satisfacer las necesidades del mercado. Establecer plantas de fabricación en un mercado volátil es una tarea difícil. Para evitar demoras en los proyectos, el gobierno extendió la exención del impuesto a la importación del 14% hasta fines de 2018 y podría hacerlo nuevamente en 2019.



FIGURA 3.80

Ubicaciones de proyectos solares en Argentina

Fuente: Wood Mackenzie





ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA

Argentina presenta un desarrollo importante de almacenamiento con instalaciones reversibles de bombeo de agua, pero no de almacenamiento con baterías.

Argentina es, a nivel mundial, el cuarto mayor proveedor de mineral de litio obtenido a partir de salmuera de litio de bajo costo. El país tiene la oportunidad de aprovechar su cadena de suministro y, por lo tanto, optimizar los costos del sistema de almacenamiento, pero tiene una limitada necesidad de esta tecnología en la actualidad. Si bien Argentina ha promovido la energía solar y la eólica, entre otras energías renovables, mediante incentivos y subastas, el país soluciona sus necesidades de almacenamiento mediante instalaciones reversibles de bombeo de agua (pumped hydro storage). Sin una importante oportunidad de mercado, los precios permanecerán por encima del promedio mundial.

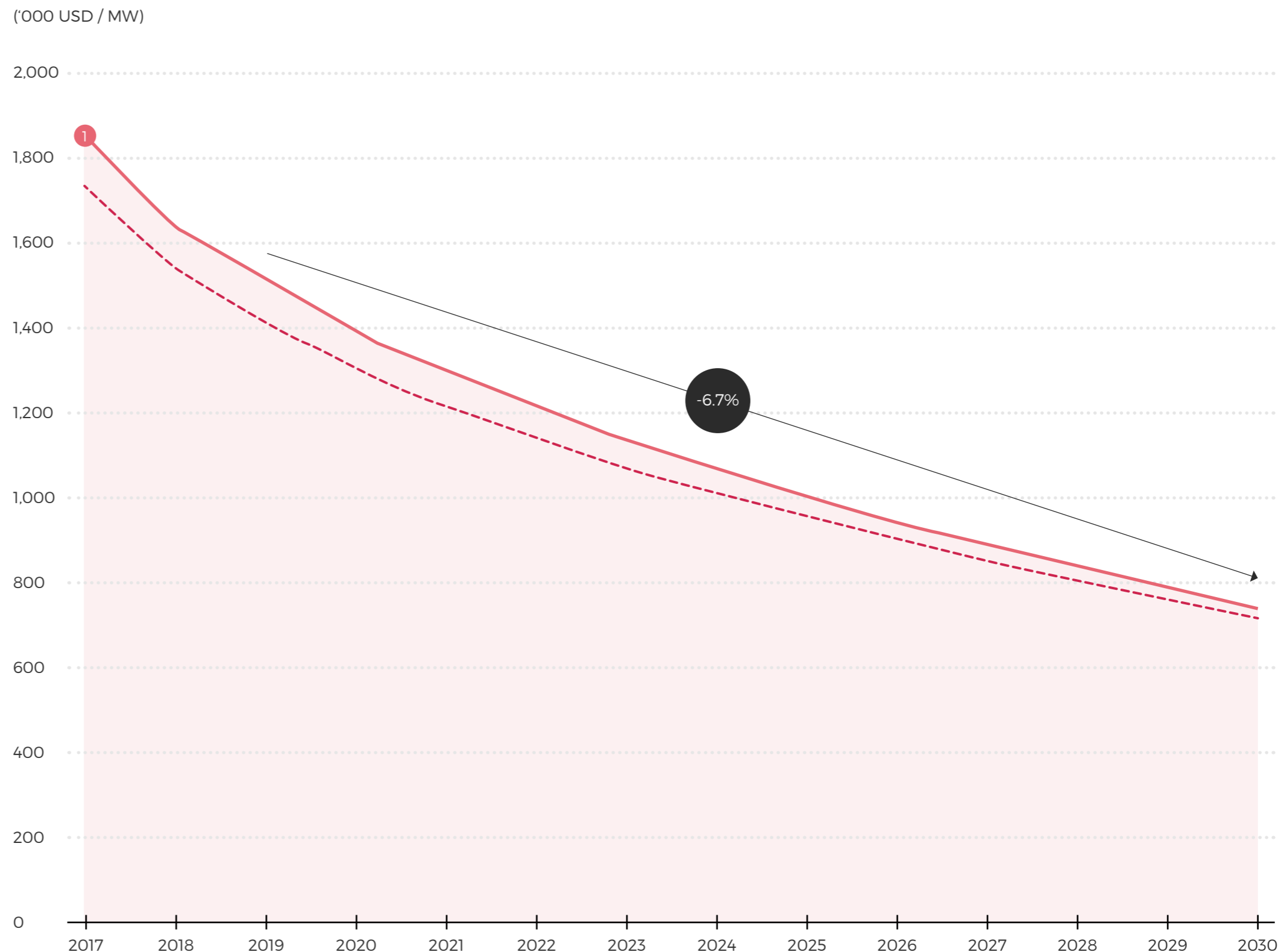


FIGURA 3.81

Estimación de CAPEX Almacenamiento durante 2019-2030e, kUSD/MW

Fuente: Wood Mackenzie

*Nota: El año indica la fecha de entrada en operación



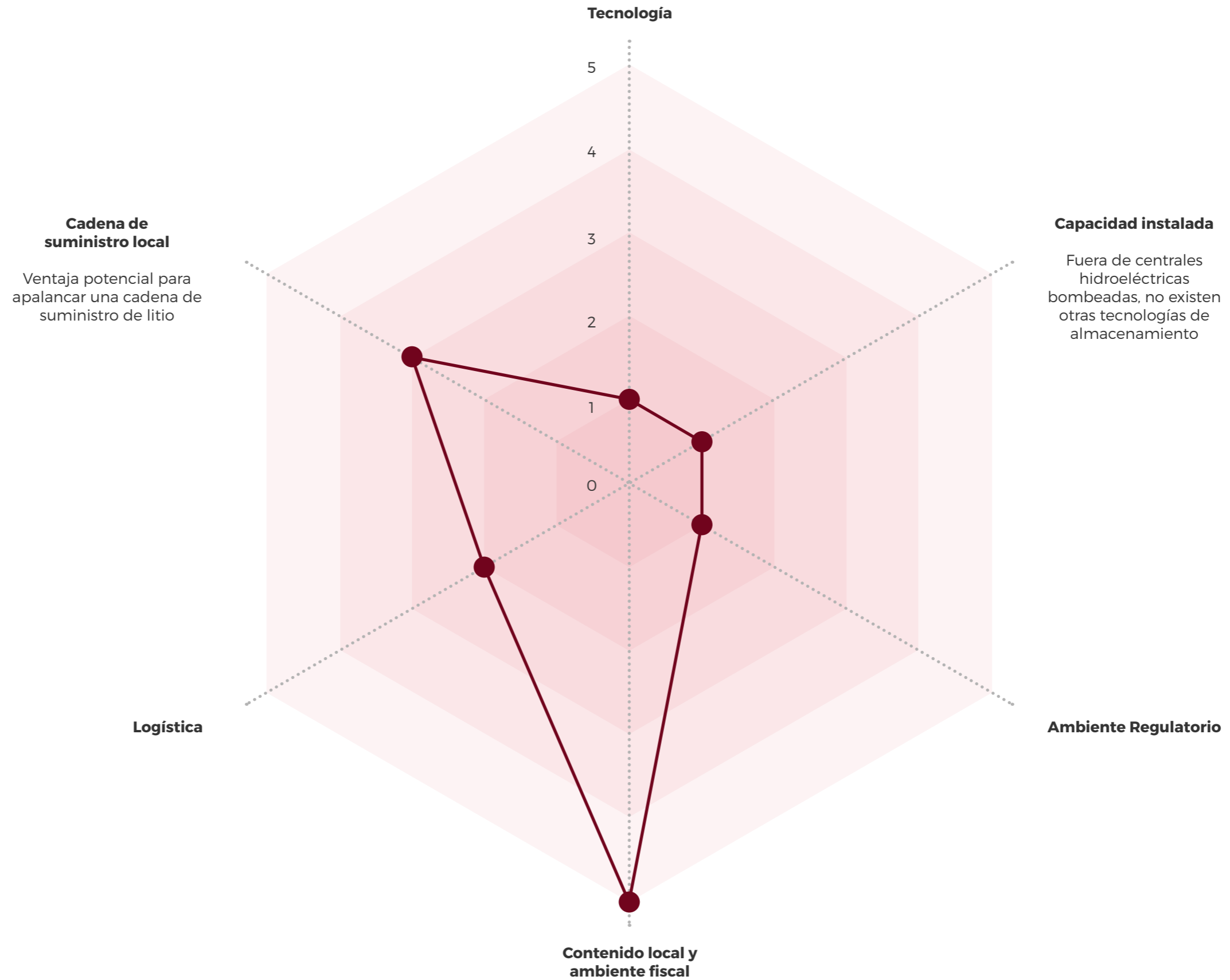
1 Argentina ○ Promedio Global



FIGURA 3.82

Evaluación de impacto de factores para reducción de CAPEX

Fuente: Wood Mackenzie





Hasta el momento, las oportunidades de almacenamiento se han materializado a través del potencial de proyectos de energía solar y almacenamiento en el noroeste argentino, el cual posee uno de los niveles de radiación solar más altos del mundo (similar a la vecina región de Atacama en Chile).

A largo plazo, el almacenamiento podría volverse relevante a medida que el país se acerque a la meta del 25% de energía renovable e incorpore más energía renovable a una red vulnerable y con frecuencia congestionada.

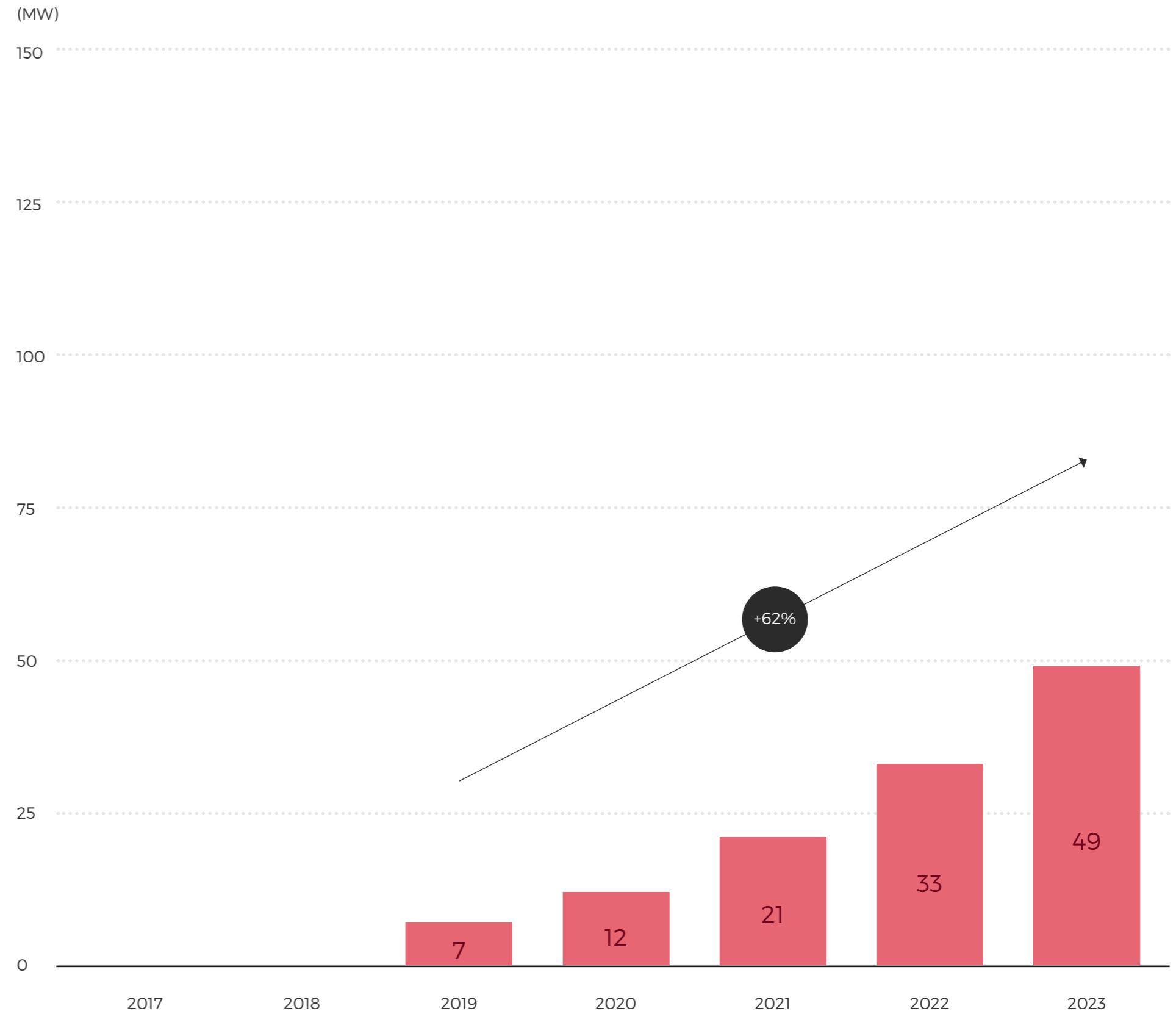


FIGURA 3.83

Estimación de futura capacidad instalada de almacenamiento.

Fuente: Wood Mackenzie

***Nota:** Las cifras no pretenden ser un pronóstico pero sí una estimación de posible nueva capacidad de proyectos de almacenamiento. % = CAGR



- Áreas potenciales para proyectos de almacenamiento
- Proyectos existentes



FIGURA 3.84

Áreas potenciales para proyectos de almacenamiento de energía en México

Fuente: Wood Mackenzie





BOLIVIA



ENERGÍA EÓLICA

PÁGINA 144



ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

PÁGINA 147



ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA

PÁGINA 151

PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA,
VILLA BUSH BOLIVIA



El gobierno boliviano, a través de un documento de planificación, estableció un ambicioso plan para convertir su generación a base de combustibles fósiles en generación a base de recursos renovables para el año 2025. El plan prevé un parque generador compuesto en un 74% de tecnologías renovables para el año 2025, aunque este objetivo no es vinculante. La inversión en nueva capacidad de generación tiene como fin cubrir tanto la creciente demanda nacional como las metas de exportación de electricidad. A corto plazo, el gobierno boliviano estableció una meta de 540 MW de nueva capacidad de generación renovable para el año 2020. Este plan incluye la conexión de 200 MW de nueva capacidad de energía eólica.

	Disponible	Impacto en CAPEX	
INCENTIVOS FISCALES	Exención de impuestos de importación	Sí	<ul style="list-style-type: none"> Exenciones fiscales a la importación de equipos de energía renovable que no pueden ser fabricados localmente 5% de aranceles de importación para paneles fotovoltaicos e inversores
	Exención de impuesto sobre la renta	No	
	Impuesto al carbono	No	
	Depreciación acelerada	No	
	Otros incentivos fiscales	Sí	<ul style="list-style-type: none"> Exenciones del Impuesto sobre el Valor Agregado (IVA) para los equipos de energía renovable, caso por caso.
MECANISMOS DE APOYO	Licitaciones	No	<ul style="list-style-type: none"> Las centrales renovables de Oruro, Uyuni y Potosí se implementaron con Elecnor a través de una convocatoria de propuestas competitiva a través de ENDE. Rondas posteriores aún no han sido anunciadas, pero tendrían un impacto significativo en los precios del CAPEX.
	Meta de participación de Energías Renovables	Sí	<ul style="list-style-type: none"> El gobierno boliviano estableció en el año 2015 un ambicioso plan a través de un documento de planificación del gobierno para la transición de su matriz de generación de combustibles fósiles a energía renovable para el año 2025. El plan establece un portafolio de generación de energía compuesto por un 74% de tecnologías renovables para el año 2025, aunque este objetivo no es vinculante. En el corto plazo, el gobierno boliviano ha establecido una meta de 540MW de nueva capacidad de generación renovable para 2020. Este plan incluye la conexión de 200MW de potencia eólica.
	Precio garantizado	No	
	Cuota/portafolio estándar	No	<ul style="list-style-type: none"> Bolivia tiene planes para añadir a la base de capacidad existente de 2,6 GW unos 411 MW solares para 2020, aunque esto parece ser difícil sin un número significativo de proyectos en desarrollo o adjudicados mediante subastas.
PROGRAMAS ESPECIALES	Licitaciones de compañías eléctricas	Sí	<ul style="list-style-type: none"> La empresa estatal de servicios públicos ENDE ha lanzado licitaciones para servicios de construcción de proyectos de energía eólica en el pasado.
	Generación Distribuída/ Aislada	No	<ul style="list-style-type: none"> Bolivia tiene una de las cuotas más bajas de clientes conectados a la red, con un 71%, generando oportunidades en el mercado no conectado a red, pero no tiene un impacto considerable en el mercado de plantas a gran escala conectadas a red.
	Requisito de Contenido Local	No	

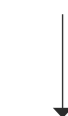


FIGURA 3.85

Análisis de la política de energía renovable y almacenamiento de Bolivia

Fuente: Wood Mackenzie, ENDE, Ministerio de Energía

Bajo impacto en reducción de CAPEX



Alto impacto en reducción de CAPEX



ENERGÍA EÓLICA

La ausencia de metas vinculantes de energía renovable limita la competencia para impulsar la reducción de CAPEX. El desarrollo de la energía eólica será impulsado principalmente por la empresa de servicios públicos estatal ENDE.

En Bolivia, el CAPEX correspondiente a energía eólica ha seguido el ritmo de reducción global, aunque no se prevé que Bolivia alcance cifras menores a largo plazo debido a la limitada capacidad proyectada y a las restricciones logísticas.

La cartera de proyectos eólicos a desarrollar es principalmente planificada por la empresa estatal de servicios públicos ENDE, propietaria del único parque de energía eólica de Bolivia. El primer proyecto tuvo una inversión total de USD 40 millones, lo cual representa cerca de USD 1,7 millones/MW. Los equipos llegaron a un puerto de Chile (Arica) y luego se transportaron al emplazamiento del proyecto en Qollpana.

ENDE ha priorizado y avanza con tres parques eólicos: San Julián, Warnes y El Dorado. Vestas anunció que obtuvo pedidos en junio de 2018 para estos tres proyectos por parte de ENDE. Los parques corresponden a 108 MW y la puesta en servicio está planificada para el año 2020. El CAPEX cayó casi un 40% en comparación con el proyecto anterior, con un lapso de cuatro años entre ambas operaciones.

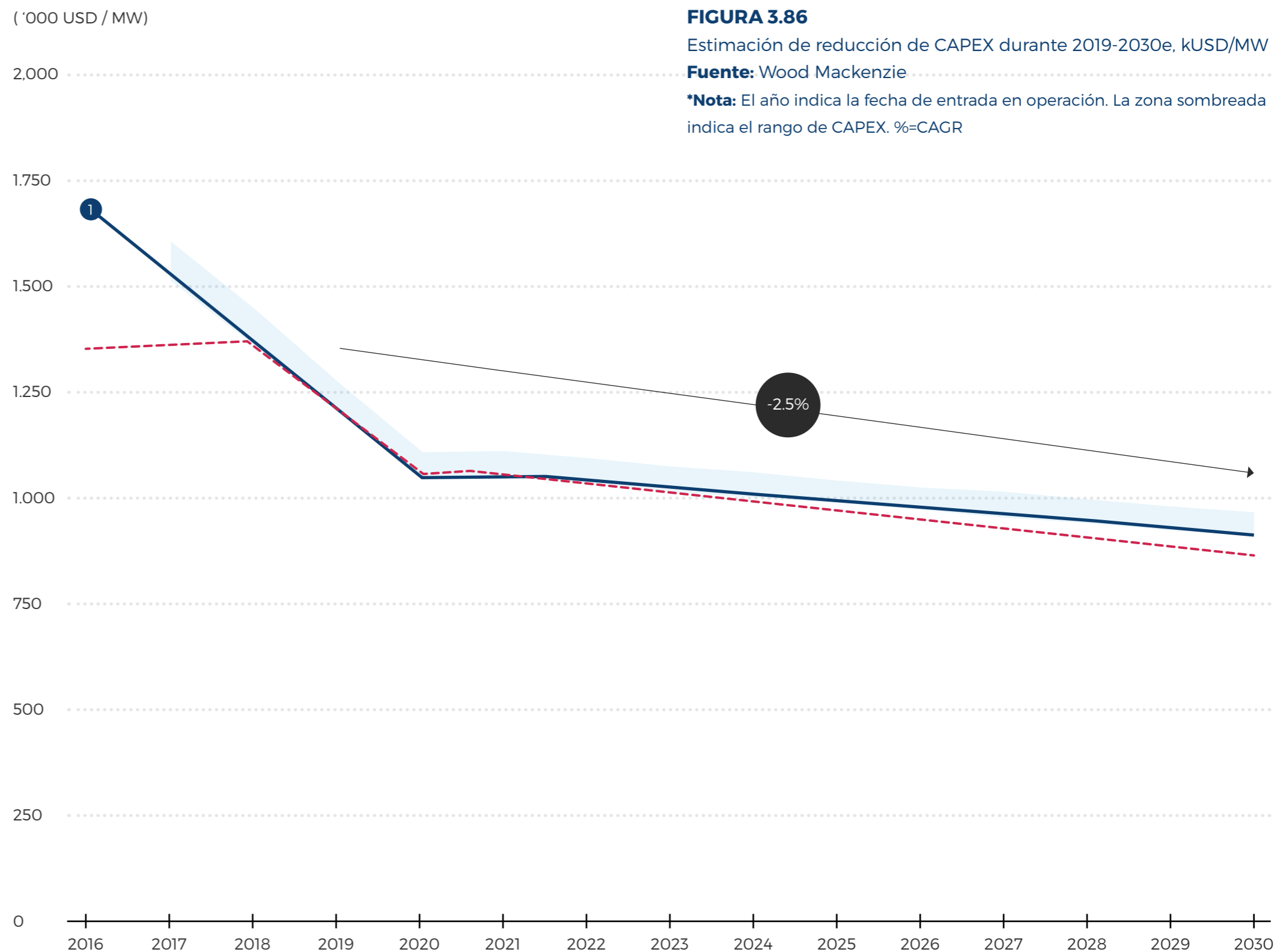


FIGURA 3.86

Estimación de reducción de CAPEX durante 2019-2030e, kUSD/MW

Fuente: Wood Mackenzie

*Nota: El año indica la fecha de entrada en operación. La zona sombreada indica el rango de CAPEX. %=CAGR

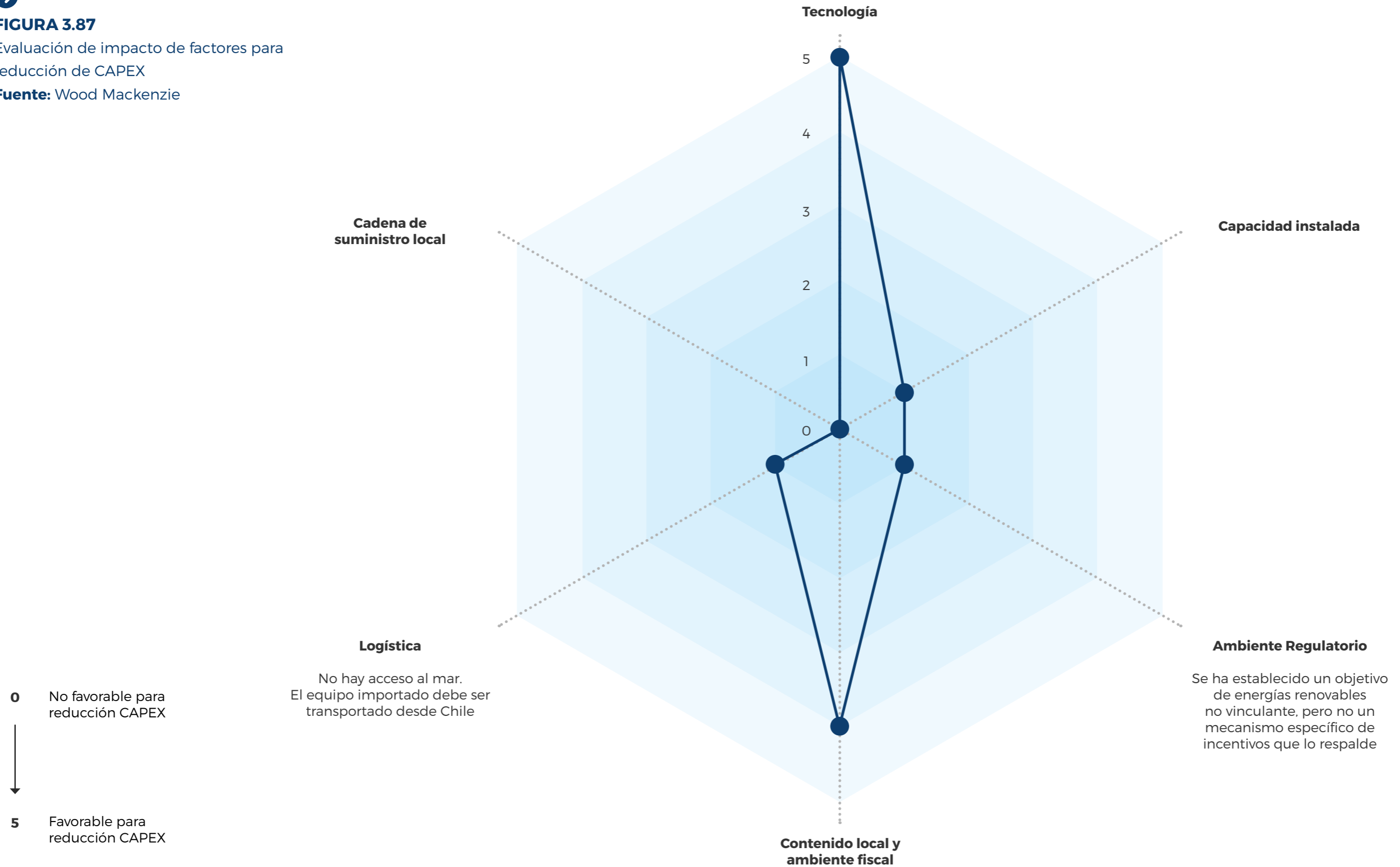
1 Promedio Bolivia Promedio Global



FIGURA 3.87

Evaluación de impacto de factores para reducción de CAPEX

Fuente: Wood Mackenzie





Bolivia no posee ninguna planta de fabricación de tecnología eólica y se prevé que se importen los aerogeneradores completos. Dado que el país no cuenta con acceso al mar, todas las importaciones se realizan de manera terrestre vía Chile. No existen planes de producción local, ya que las proyecciones de este país no contemplan dicha inversión.

ENDE realiza subastas para elegir proveedores de aerogeneradores, siendo el único mecanismo competitivo para el suministro de tecnología para proyectos eólicos. La reducción del costo de BOP es limitada debido a la baja capacidad instalada, falta de economías de escala y de empresas experimentadas para el transporte y el ensamblaje de aerogeneradores.



FIGURA 3.88

Número de plantas de manufactura **Fuente:** Wood Mackenzie

	Góndolas	Palas	Torres	Tren de potencia
A final de 2018	0	0	0	0
Planificado	0	0	0	0

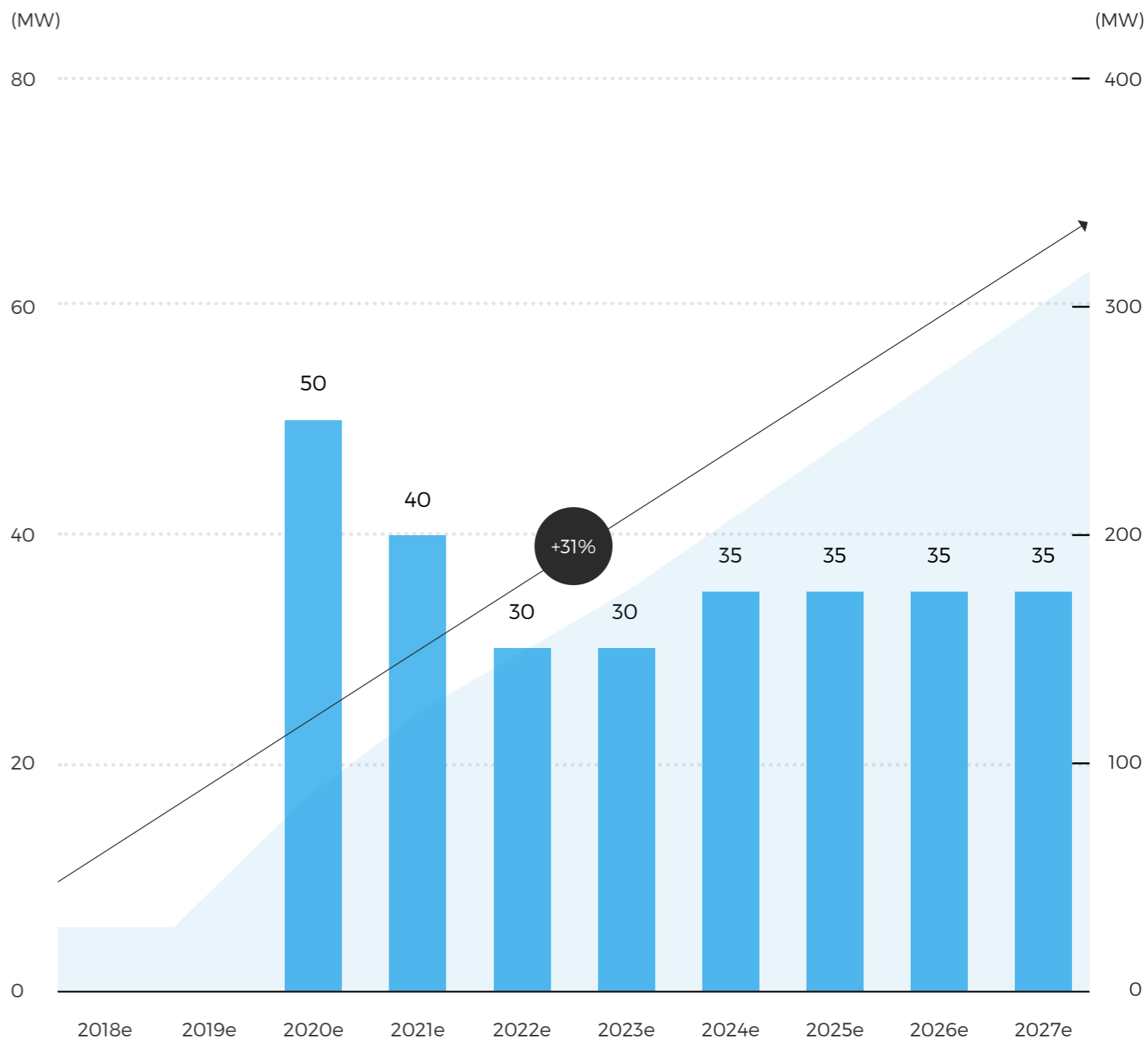
***Nota:** Tren de potencia incluye multiplicadoras y generadores.



FIGURA 3.89

Nueva capacidad anual estimada (GW) **Fuente:** Wood Mackenzie

***Nota:** El año indica la fecha de entrada en operación





ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

Debido a la ausencia de políticas, las reducciones de CAPEX en Bolivia no se concretan rápidamente.

Hasta el momento, no existe ningún proceso de adquisiciones de energía solar fotovoltaica en Bolivia. Con Potosí y la etapa I de Oruro concluidas, solo resta la etapa II de Oruro (50 MW) como el mayor proyecto a escala comercial en desarrollo. El gobierno ha dado distintos mensajes sobre los planes futuros de construcción de proyectos de energía solar fotovoltaica, pero se prevé que el aumento de la producción de energía hidroeléctrica evitará que las energías no convencionales renovables tengan una mayor participación en el mercado.

La falta de desarrollo de proyectos de energía solar fotovoltaica a gran escala en Bolivia hará que el CAPEX disminuya mucho más lentamente que en otras partes de la región, debido a la falta de experiencia en desarrollo y de proveedores activos en el mercado. Uyuni (en el departamento de Potosí) tiene una capacidad nominal de 60 MWdc y se concluyó en el tercer trimestre de 2018. Según el costo del proyecto informado, el costo por kilovatio instalado fue de USD 1.033/kW (USD 1,03/W). Una posible explicación acerca del menor costo del sistema es que no incluye los costos del promotor del proyecto que informe del valor total del proyecto. Además, es posible que se hayan utilizado componentes de menor calidad para llegar a un valor de CAPEX más de USD 0.2 /MW por debajo de la estimación para Bolivia.

Debido a que se trata de un mercado rico en gas natural, los precios de la energía mayoristas y minoristas se sitúan entre los niveles más bajos de toda América Latina. Considerando el costo nivelado de la electricidad correspondiente a estos dos tipos de energía, no se ve factible que la energía solar compita con el gas natural en los próximos años



FIGURA 3.90

Estimación de CAPEX solar FV durante 2019-2030e, USD/W Fuente: Wood Mackenzie

*Nota: El año indica la fecha de entrada en operación. %=CAGR

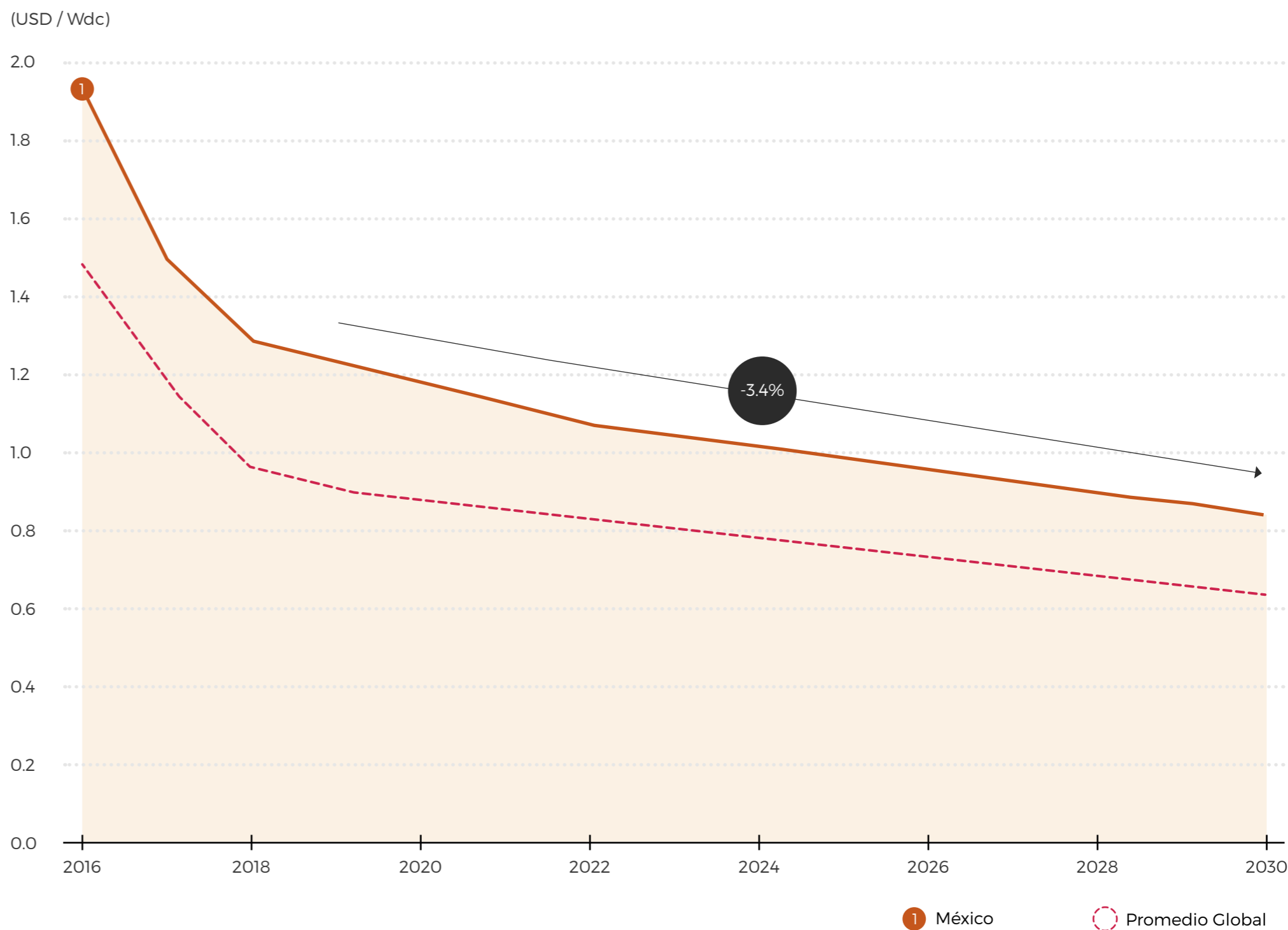




FIGURA 3.91

Evaluación de impacto de factores para reducción de CAPEX

Fuente: Wood Mackenzie

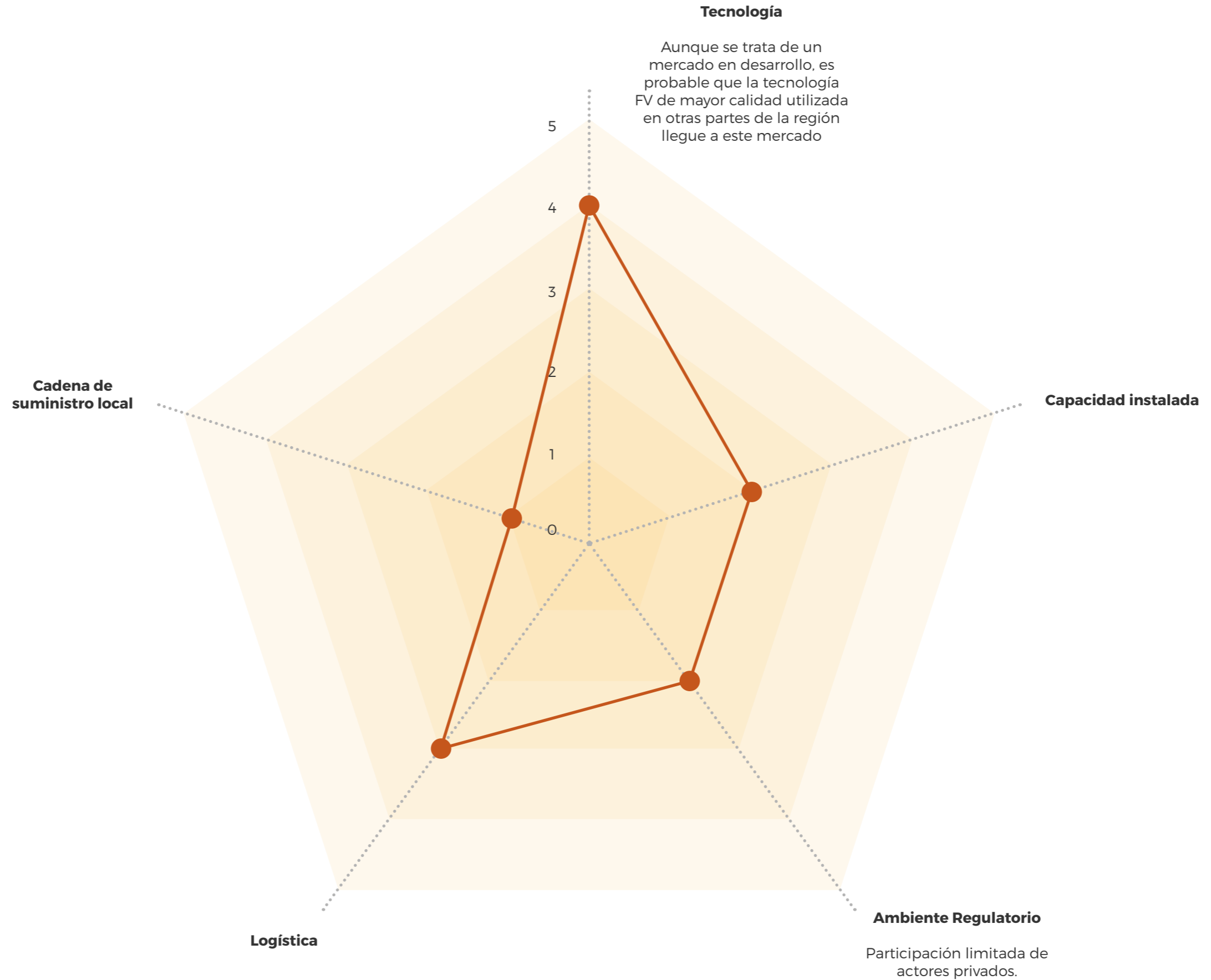


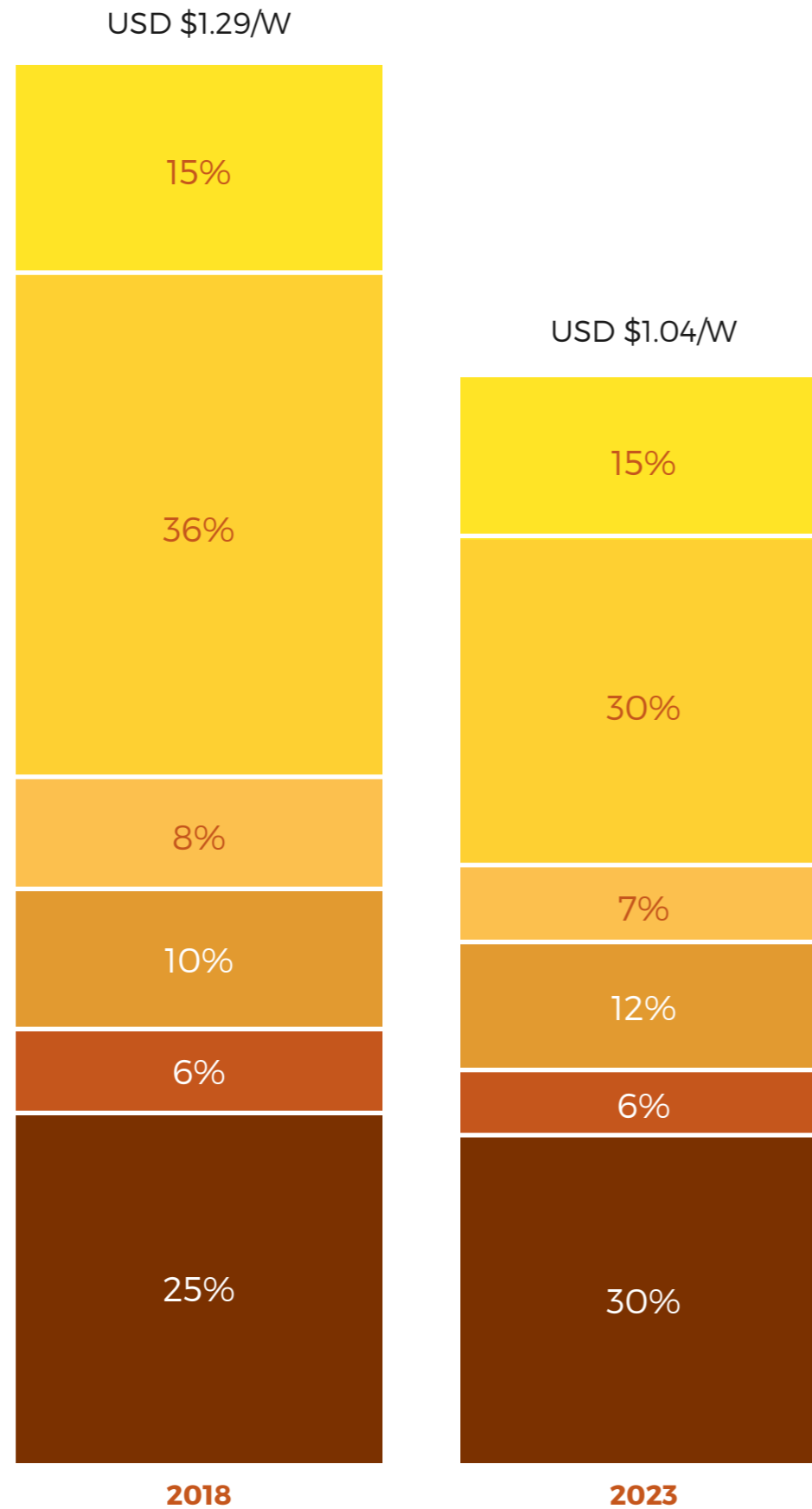


FIGURA 3.92

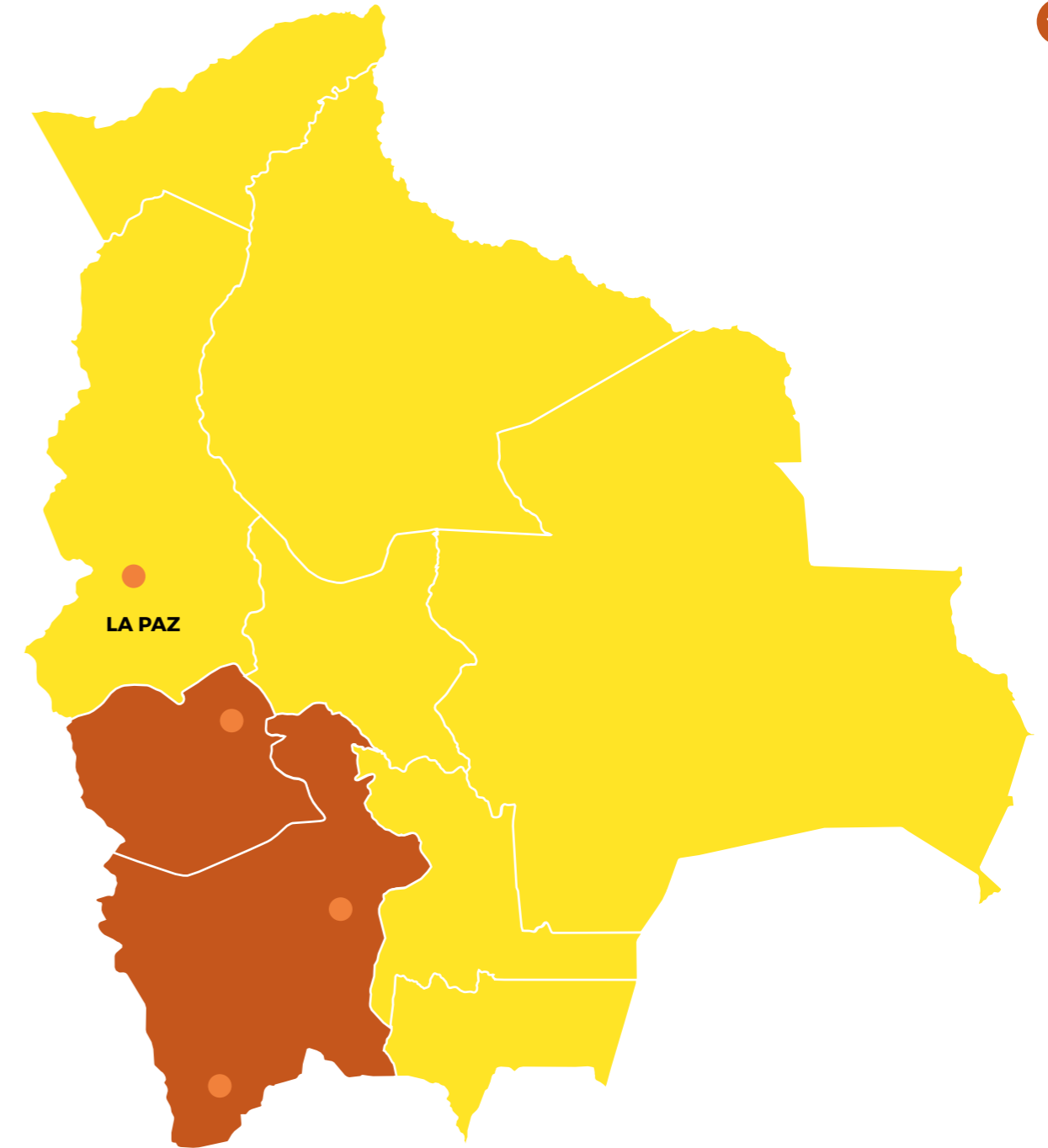
Desglose del CAPEX
2018 vs 2023 (%)

Fuente: Wood Mackenzie

La participación de los costos blandos en el CAPEX disminuye a medida que se establece una dinámica de desarrollo



- Costos de desarrollo
- Costos blandos
- Sistema eléctrico
- Estructuras de montaje
- Inversor
- Módulo



Potosí, Oruro y el Sur de La Paz

Se encuentran en áreas de irradiación horizontal global (GHI) superiores a 1000 kWh/m2/año. Con el equipo adecuado, esto podría dar lugar a factores de capacidad superiores al 30%.



FIGURA 3.93

Área focal de desarrollo de energía solar fotovoltaica en Bolivia

Fuente: Wood Mackenzie



FIGURA 3.94

Nueva capacidad anual estimada (MW)

Fuente: Wood Mackenzie

Nota: El año indica la fecha de entrada en operación.

BASE INSTALADA
110 MW

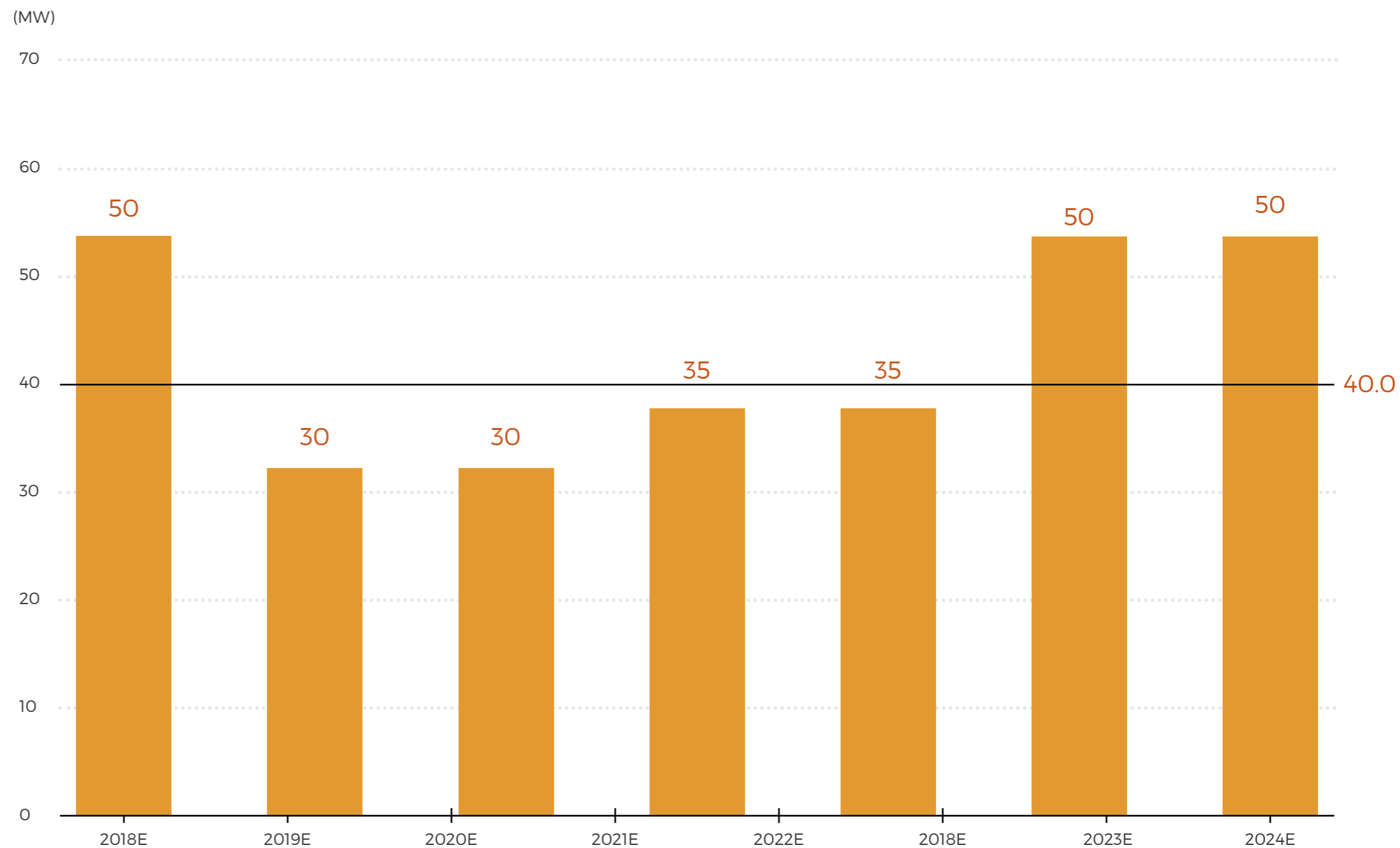
TOTAL CAPACIDAD
ESTIMADA 2019-2024
230 MW

En Bolivia, la incidencia de los costos blandos disminuye a medida que se establece el ciclo de desarrollo.

La energía solar a gran escala se encuentra principalmente confinada al tercio del territorio del país situado en el sudoeste, donde la radiación es mayor, pero los costos de logística, y de licencias de instalación y construcción también se ven inflados debido a la ausencia de grandes centros urbanos. Se prevé que los costos bajen como lo hacen en muchos mercados a medida que se finalicen más proyectos grandes; además, los costos de desarrollo suelen disminuir a medida que los plazos de implementación de los proyectos se acortan.

Se prevé que los costos de los módulos disminuyan para el año 2023 pero aumente un 5% su incidencia sobre el CAPEX total. La disminución en el costo de los módulos no será muy pronunciada debido a que es probable que Bolivia comience a utilizar paneles mono-PERC y bifaciales de mayor calidad en los próximos cinco años.

La tecnología de seguimiento de un solo eje en las centrales de mayor escala también aumentará el balance estructural de los componentes del sistema en el mercado.





ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA

Bolivia será un mercado de sistemas de almacenamiento no conectado a la red.

Bolivia será un mercado menor pero tiene la oportunidad de capitalizar una de las mayores reservas de litio del mundo. Se prevé que los precios de los sistemas en el país se acerquen al promedio mundial a medida que Bolivia construya su cadena de suministro de tecnología de almacenamiento a mediados de la próxima década.



FIGURA 3.95

Estimación de CAPEX Almacenamiento durante 2019-2030e, kUSD/MW **Fuente:** Wood Mackenzie

***Nota:** El año indica la fecha de entrada en operación. %=CAGR

('000 USD / MW)

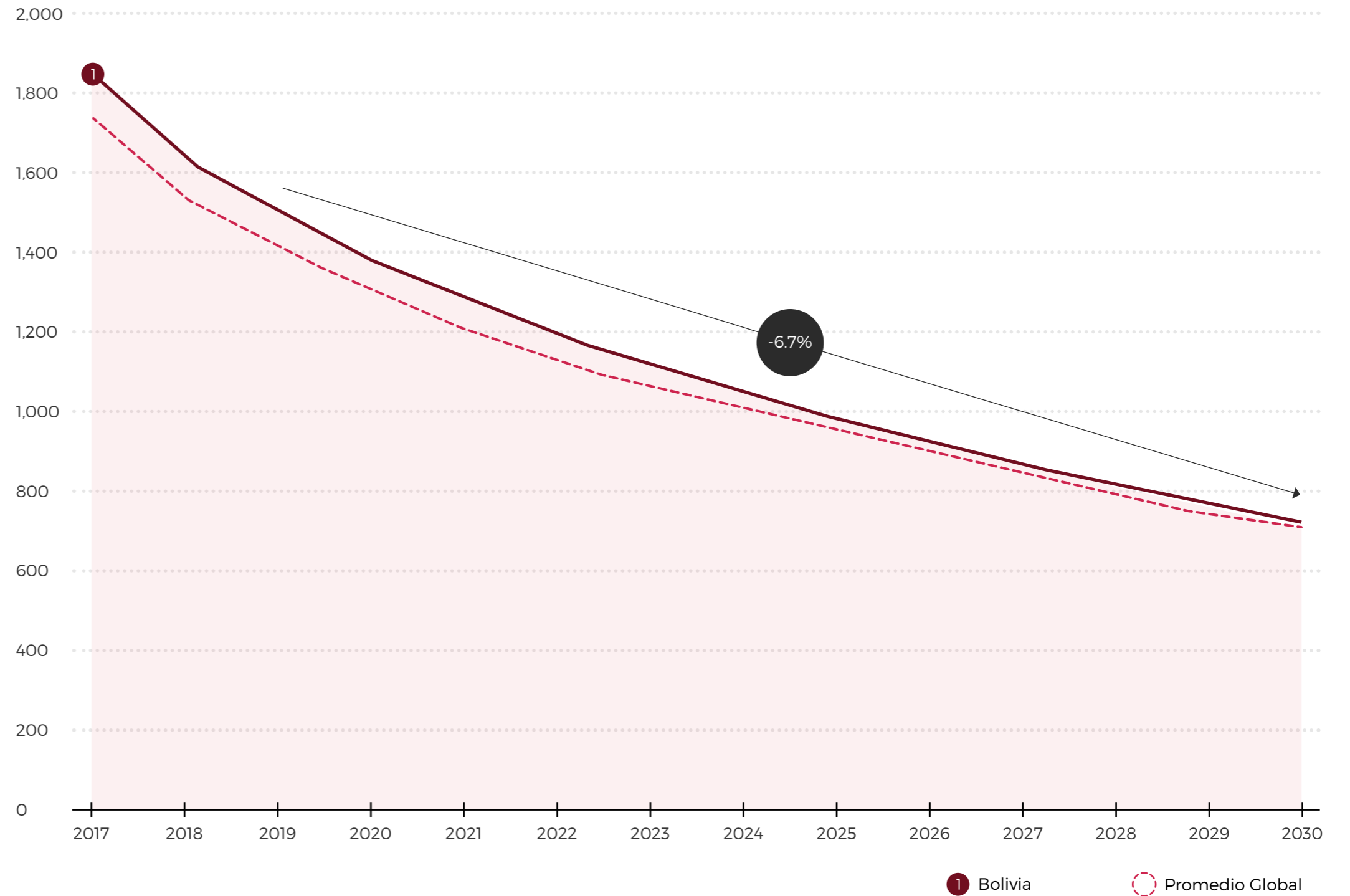
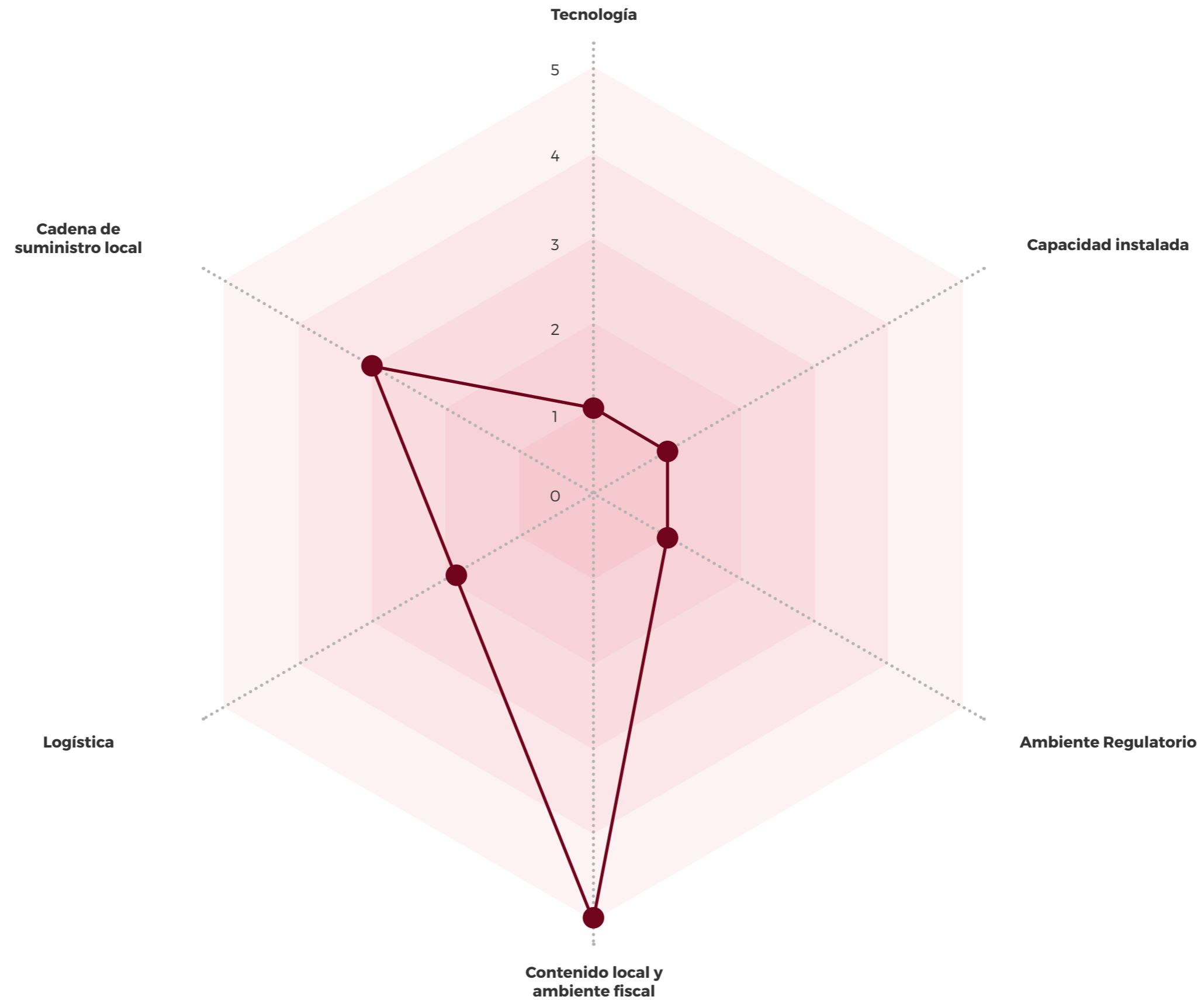




FIGURA 3.96

Evaluación de impacto de factores para reducción de CAPEX

Fuente: Wood Mackenzie



0 No favorable para reducción CAPEX

5 Favorable para reducción CAPEX



En Bolivia se encuentra el salar de Uyuni, una de las mayores reservas de litio sin explorar conocidas, que comenzará a proveer litio al mercado a mediados de la próxima década. Recientemente el país firmó un memorando de entendimiento con empresas alemanas para instalar plantas de procesamiento de litio y, eventualmente, de fabricación de cátodos.

Bolivia instaló varios proyectos de microrredes en sectores del norte del país, pero no posee ninguna política formal de almacenamiento. El hecho de que el país posea una baja tasa de electrificación del 71%, crea oportunidades para la instalación de sistemas no conectados a la red, que representa uno de los posibles mercados más grandes para el almacenamiento.

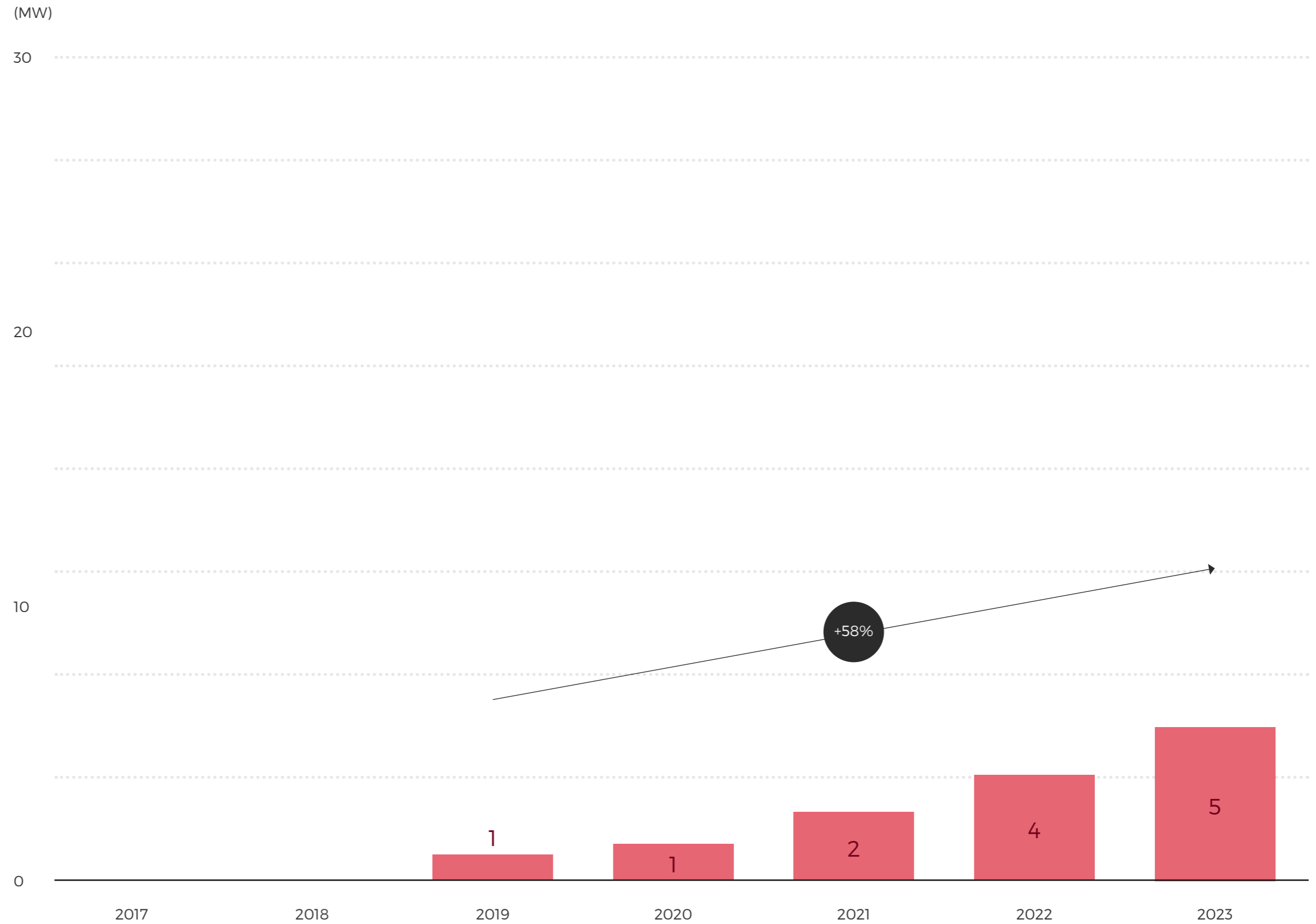
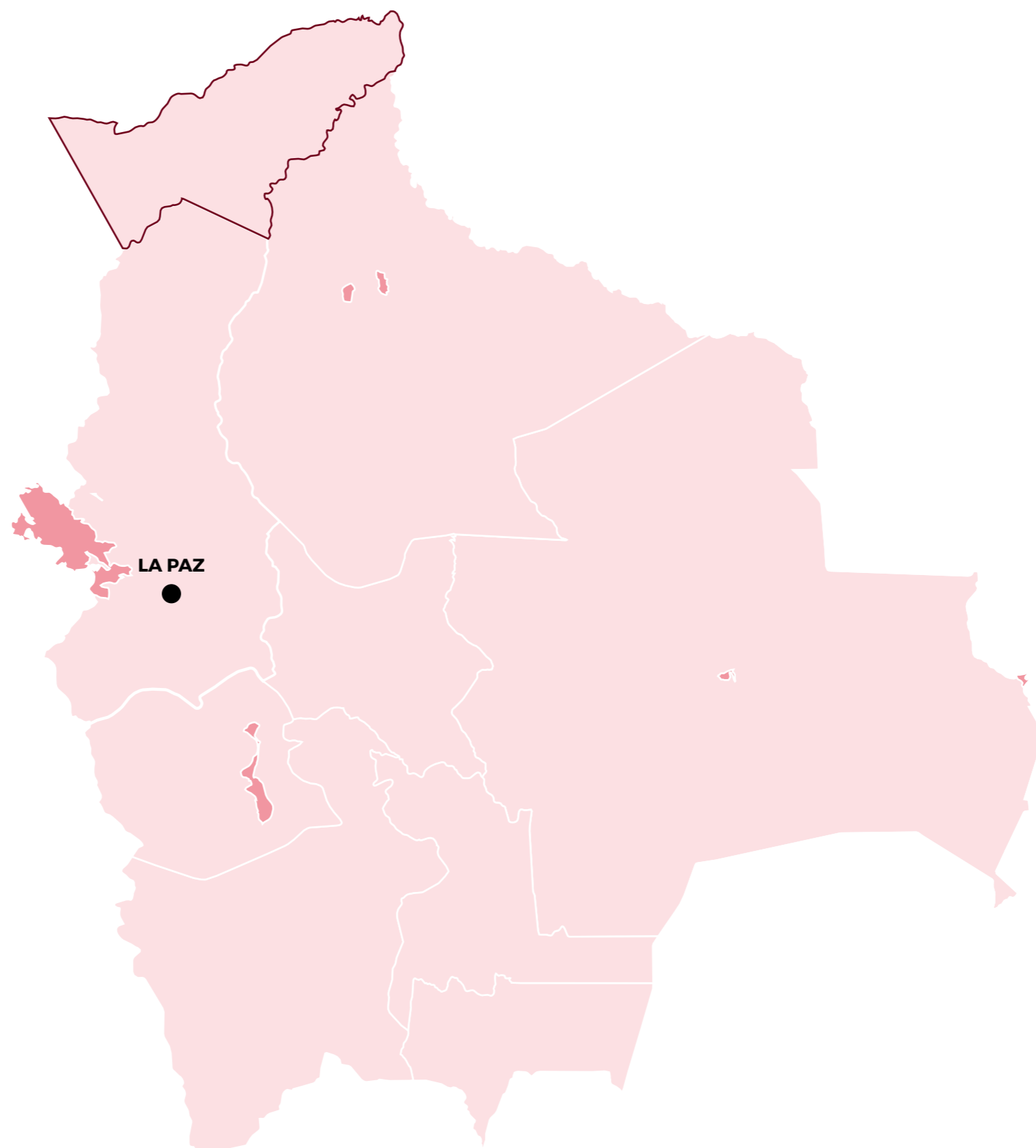


FIGURA 3.97

Estimación de futura capacidad instalada de almacenamiento.

Fuente: Wood Mackenzie

***Nota:** Las cifras no pretenden ser un pronóstico pero sí una estimación de posible nueva capacidad de proyectos de almacenamiento. %=CAGR



● Áreas potenciales para proyectos de almacenamiento

○ Proyectos existentes



FIGURA 3.98

Áreas potenciales para proyectos de almacenamiento de energía en Bolivia

Fuente: Wood Mackenzie



URUGUAY



ENERGÍA EÓLICA
PÁGINA 157



ENERGÍA EÓLICA MARINA
PÁGINA 160



ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA
PÁGINA 162



ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA
PÁGINA 166

PANELES SOLARES. ISLA CORRITI,
PUNTA DEL ESTE, URUGUAY



El gobierno uruguayo ha utilizado subastas inversas para contratar energía renovable no tradicional para alcanzar la meta del 15% de energía limpia para 2015, lo cual logró ese mismo año. Desde 2009 hasta 2013, UTE realizó varias subastas que culminaron con la instalación de cerca de 2 GW de energía limpia. La energía eólica y la solar representaron el 33% de la generación total en el país durante el primer trimestre de 2019, por lo que no se realizaron más subastas desde ese momento ni hay planes de realizarlas en el futuro, aunque la política aún se encuentra vigente.

	Disponible	Impacto en CAPEX	
INCENTIVOS FISCALES	Exención de impuestos de importación	Sí	<ul style="list-style-type: none"> Reducción de aranceles de importación para todos los equipos solares y eólicos. El beneficio para los equipos eólicos se introdujo el 15 de octubre de 2013. Reducción al 12% en aranceles de importación de todos los equipos de proyectos solares.
	Exención de impuesto sobre la renta	Sí	<ul style="list-style-type: none"> Reducción del impuesto sobre la renta para la generación de energía renovable. La reducción de impuestos disminuye en función de la fecha de inicio de la actividad. Las empresas pueden recuperar hasta el 100% de una inversión mediante la exención de impuestos sobre factores como la generación de empleo, el aumento de las exportaciones, el aumento del valor añadido nacional, el uso de tecnologías limpias, el aumento de la I+D y la innovación y el impacto del proyecto en la economía.
	Impuesto al carbono	No	
	Depreciación acelerada	No	
	Otros incentivos fiscales	Sí	<ul style="list-style-type: none"> La exención del IVA para la generación eólica (resolución 67/002 del 8 de febrero de 2002) prevé la exención del impuesto al valor agregado para los equipos de energía renovable compuestos de/ incluyendo: torre, turbina, panel de control, transformador e inversor de potencia.
MECANISMOS DE APOYO	Licitaciones	Sí	<ul style="list-style-type: none"> El gobierno de Uruguay ha estado utilizando subastas inversas para contratar 300MW de energía eólica de una meta de 500MW de energía renovable ya alcanzada en 2015. Por lo tanto, no se realizan más subastas, aunque la política sigue en vigor. Es posible que no se esperen rondas futuras en el corto plazo. La mayor parte de la energía fotovoltaica existente proviene de las rondas 2013-2014.
	Acceso a la red eléctrica	Sí	<ul style="list-style-type: none"> Los promotores ahorran los peajes de transmisión durante el periodo de vigencia de los PPAs adjudicados a través de UTE. UTE debe garantizar el despacho prioritario de la electricidad generada en las plantas solares fotovoltaicas
	Precio garantizado	No	
	Cuota/portafolio estándar	No	
PROGRAMAS ESPECIALES	Generación distribuída	Sí	<ul style="list-style-type: none"> Proyectos de microgeneración bajo medición neta de hasta 150kW son posibles en Uruguay Los proyectos que no inyectan en la red califican para autoconsumo (no se instalan contadores bidireccionales).
	Requisito de Contenido Local	No	<ul style="list-style-type: none"> Los proyectos adjudicados en subastas que utilizan contenido local podrían alcanzar hasta un 40% de prima en los proyectos, pero con la falta de una cadena de suministro en Uruguay, es difícil prever que la energía fotovoltaica se beneficie con este incentivo.



FIGURA 3.99

Energía renovable y análisis de políticas de almacenamiento en Uruguay

Fuente: Wood Mackenzie, ADME, UTE, Rose Norton Fulbright, MIEM

Bajo impacto en reducción de CAPEX

Alto impacto en reducción de CAPEX



ENERGÍA EÓLICA

El alto nivel de penetración de la energía eólica en Uruguay inhibe la incorporación futura de proyectos a gran escala comercial.

El año 2018 constituyó el cuarto año consecutivo de contracción del mercado desde que Uruguay llegó a un pico de 421 MW de nueva capacidad puesta en servicio en 2014. El único proyecto a escala comercial que debía conectarse en Uruguay en 2018 era Cerro Grande, situado en Sierra de los Ríos, con 52 MW de capacidad instalada. Aparte de este proyecto, no hay más proyectos a escala comercial en construcción ni anunciados.

La falta de competencia en el mercado y la ausencia de oportunidades para nuevos proyectos a escala comercial dejan a la industria eólica sin espacio ni interés en trabajar en reducir el CAPEX.

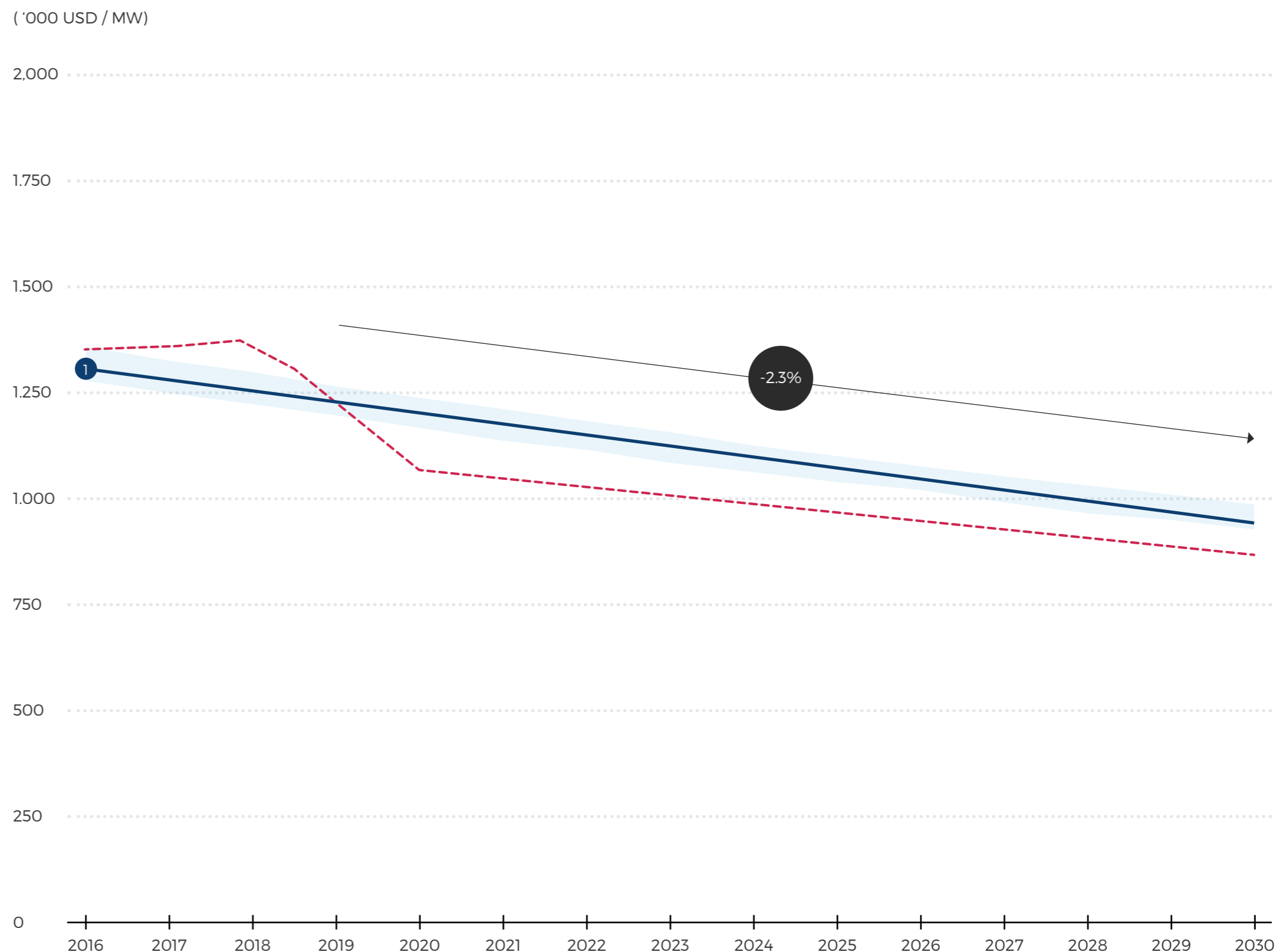


FIGURA 3.100

Estimación de reducción de CAPEX durante 2019-2030e, kUSD/MW

Fuente: Wood Mackenzie

*Nota: El año indica la fecha de entrada en operación.

La zona sombreada indica el rango de CAPEX. CAGR = %

1 Promedio Uruguay ○ Promedio Global



FIGURA 3.101

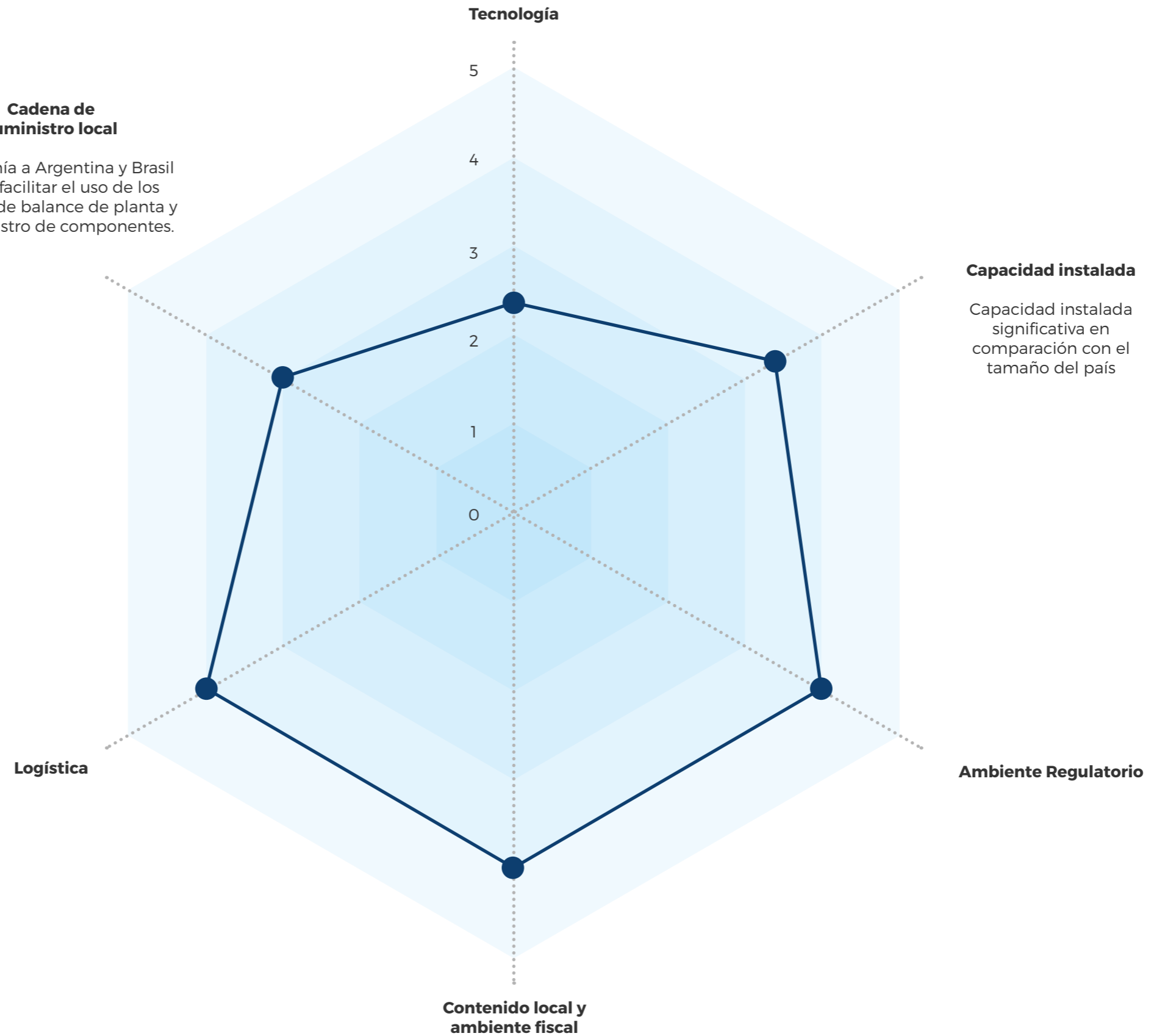
Evaluación de impacto de factores para reducción de CAPEX

Fuente: Wood Mackenzie

La capacidad eólica puesta en servicio representó el 31% del total de 4,84 GW de generación total en Uruguay a comienzos del año 2018. La generación eólica representó el 40% de la producción eléctrica en Uruguay durante los primeros siete meses de 2018. Este alto nivel de penetración de la energía eólica limita la necesidad de construir más proyectos a escala comercial en el país. La empresa estatal de servicios públicos UTE, la cual se espera que participe de forma directa como comprador en todos los futuros contratos de compraventa de energía eólica a escala comercial en el país, no ha anunciado nuevos proyectos desde 2013.

Ya existe un mercado de exportación de electricidad y su futura expansión es limitada. Las exportaciones de electricidad representaron el 12% de la producción nacional de electricidad en 2017.

Cadena de suministro local
La cercanía a Argentina y Brasil puede facilitar el uso de los recursos de balance de planta y el suministro de componentes.



0 No favorable para reducción CAPEX



5 Favorable para reducción CAPEX



El crecimiento de la demanda de electricidad solo promoverá instalaciones con capacidad limitada.

La demanda de electricidad cayó a 10,8 TWh en 2017 y fue la primera caída desde 2008. Representa una disminución del 3% con respecto a 2016 y se debió principalmente a una disminución en la temperatura promedio en comparación con 2016. La demanda futura de crecimiento de la electricidad será impulsada por un moderado crecimiento económico; Wood Mackenzie estima un crecimiento anual promedio del 3,1% hasta el año 2027. De todos modos, Uruguay posee el segundo PIB per cápita más alto de América Latina, lo cual limita el aumento del crecimiento en la demanda de electricidad. Se estima que el crecimiento de la demanda de electricidad impulsará un proyecto adicional de energía eólica a nivel comercial cada dos o tres años.

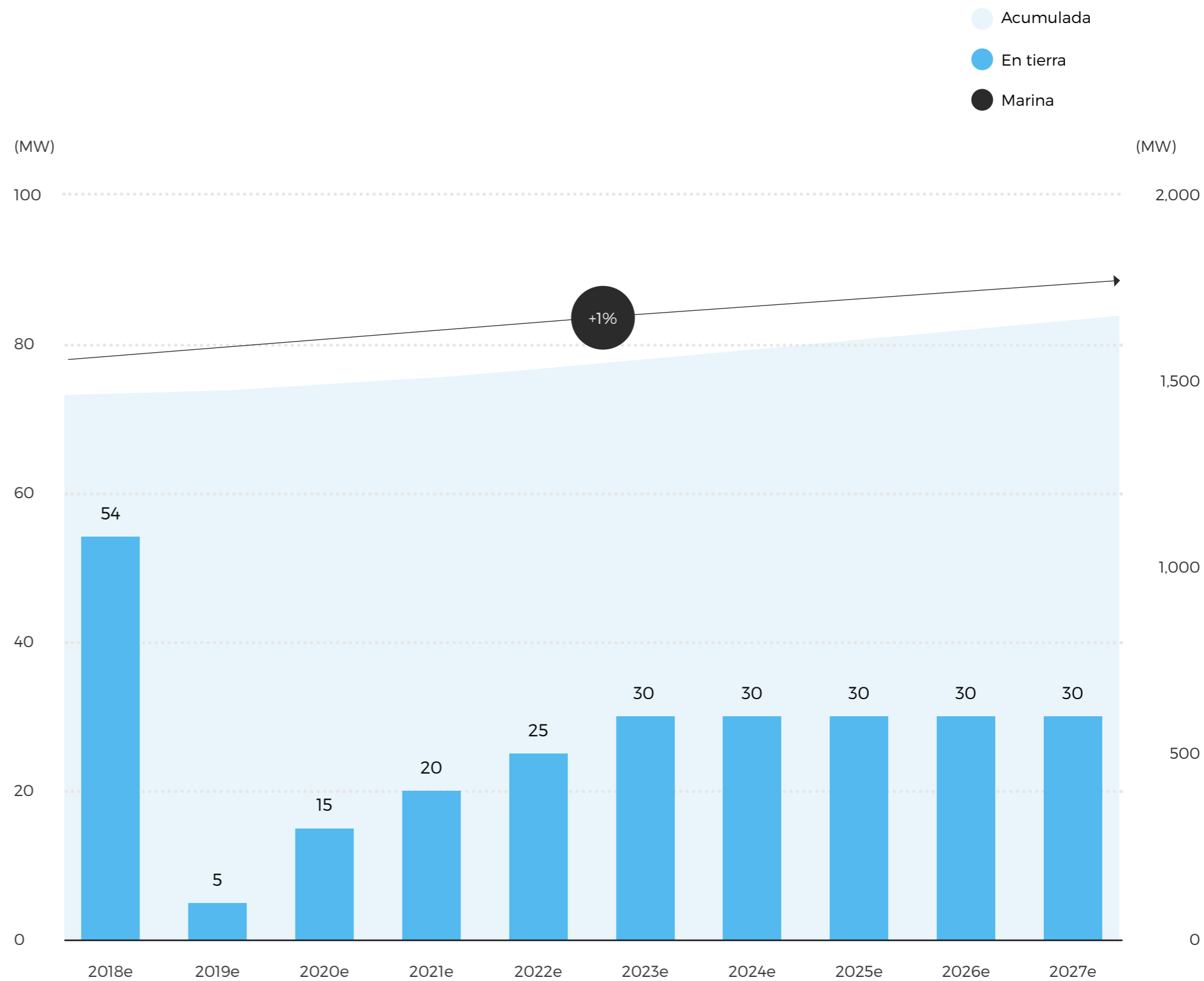


FIGURA 3.102

Nueva capacidad anual estimada durante 2018e-2027e (MW) **Fuente:** Wood Mackenzie

Nota: El año indica la fecha de entrada en operación. %=CAGR



ENERGÍA EÓLICA MARINA

La energía eólica marina no está contemplada en plan actual de energía renovable.

Se prevé que la proyección de CAPEX para energía eólica marina en Uruguay disminuya un 1,5% por año, ya que no se estiman nuevos proyectos.

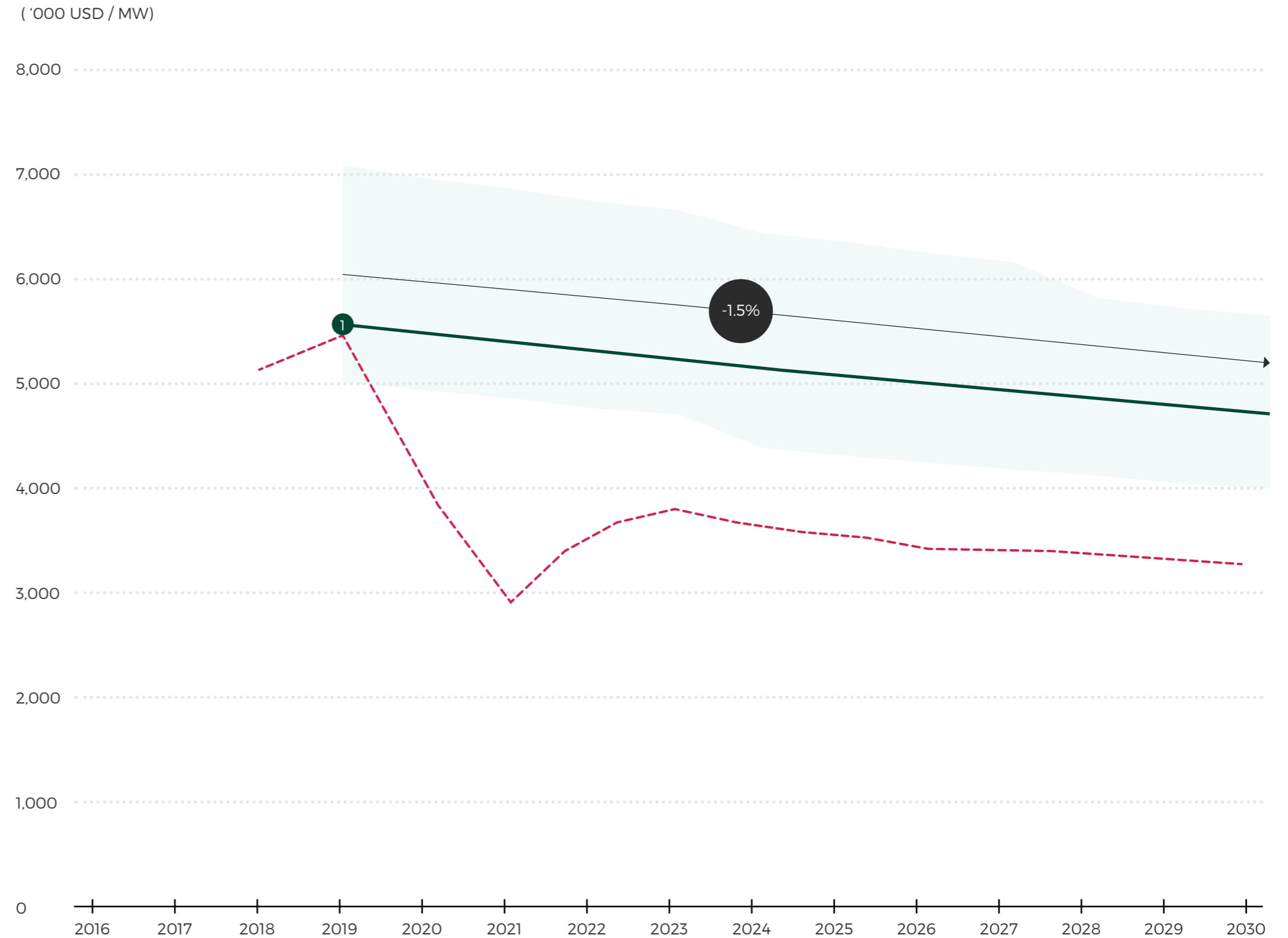


FIGURA 3.103

Estimación de CAPEX eólica marina durante 2019-2030e, kUSD/MW

Fuente: Wood Mackenzie

***Nota:** El año indica la fecha de entrada en operación. El cálculo de CAPEX está basado en plantas comerciales, a pesar de que solo se instalarán proyectos pilotos en mercados emergentes. La zona sombreada indica el rango de CAPEX. %=CAGR

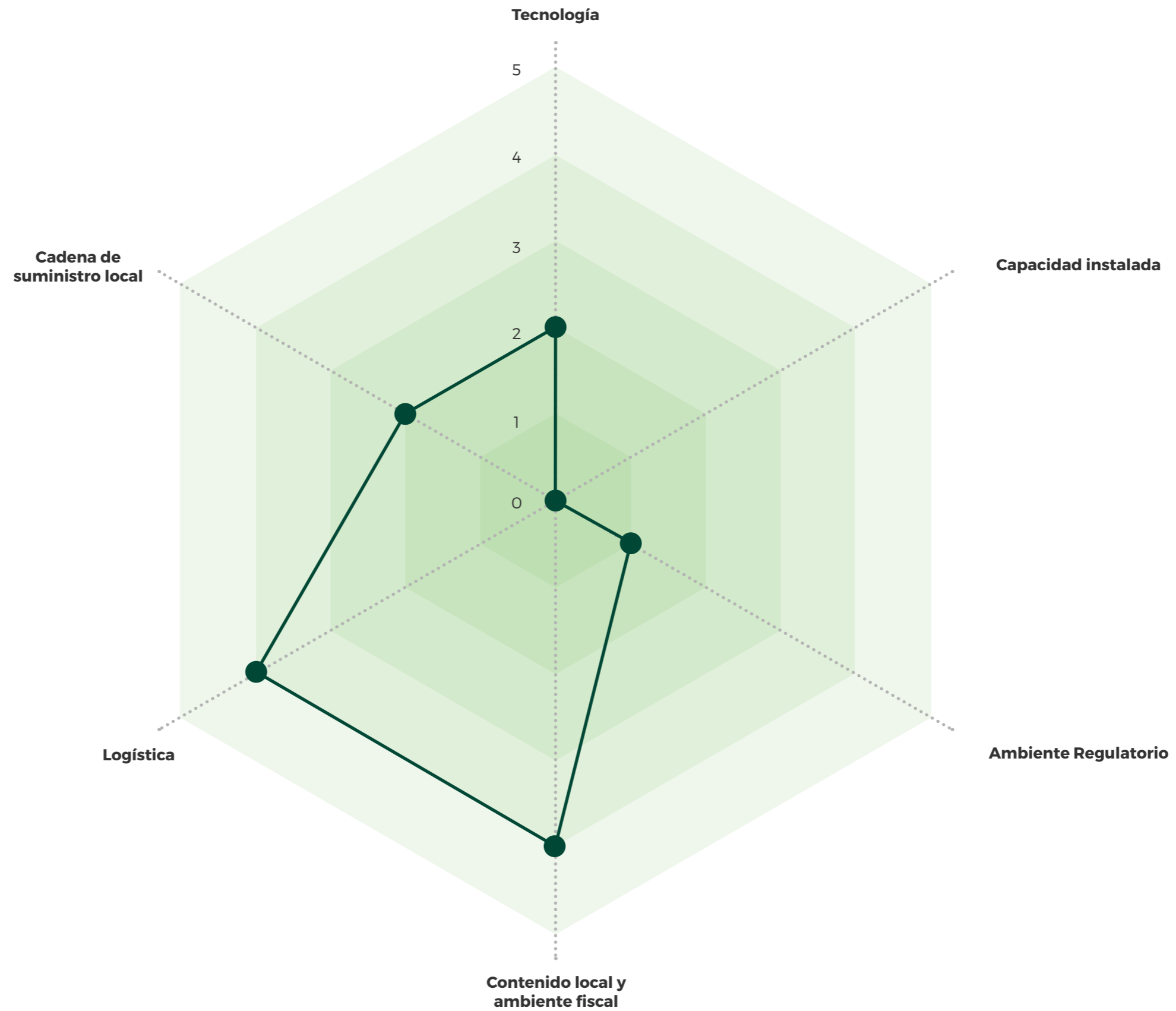
① Promedio Uruguay ○ Promedio Europa



FIGURA 3.104

Evaluación de impacto de factores para reducción de CAPEX

Fuente: Wood Mackenzie



0 No favorable para reducción CAPEX

5 Favorable para reducción CAPEX



ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

Debido a la falta de demanda de energía solar fotovoltaica en Uruguay aumenta el CAPEX debido a la inexistencia de economías de escala.

En el mercado uruguayo existen tres mecanismos que determinan el crecimiento de la energía solar fotovoltaica:

1. Microgeneración: instalaciones de medición neta en bajo voltaje, de hasta 150 kW (menos de 6 kW no requiere autorización previa);
2. Autoconsumo sin tope de tamaño del sistema, sin inyección a la red;
3. Proyectos de gran escala para generación de energía solar fotovoltaica.

Uruguay no posee los mecanismos de adquisición que tienen otros mercados de América Latina para contratar grandes cantidades de energía fotovoltaica. Además, debido al crecimiento relativamente plano de la demanda de electricidad, será difícil concretar proyectos más grandes de energía solar fotovoltaica, tanto desde el punto de vista de la planificación como de la factibilidad técnica. Esto hará que el CAPEX se mantenga más estable que en los mercados más grandes, debido a que no existe la escala necesaria para empujar los costos hacia abajo.

El Naranjal y Del Litoral cuentan con 76 MWp en total y serán los complejos más grandes en Uruguay por algún tiempo. Con una capacidad instalada total de 4,84 GW en todo el mercado, procedente principalmente de energía hidroeléctrica, será difícil promover proyectos de energía solar fotovoltaica más grandes en Uruguay con la aprobación de la UTE.



FIGURA 3.105

Estimación de CAPEX solar FV durante 2019-2030e, USD/W Fuente: Wood Mackenzie

*Nota: El año indica la fecha de entrada en operación %=CAGR

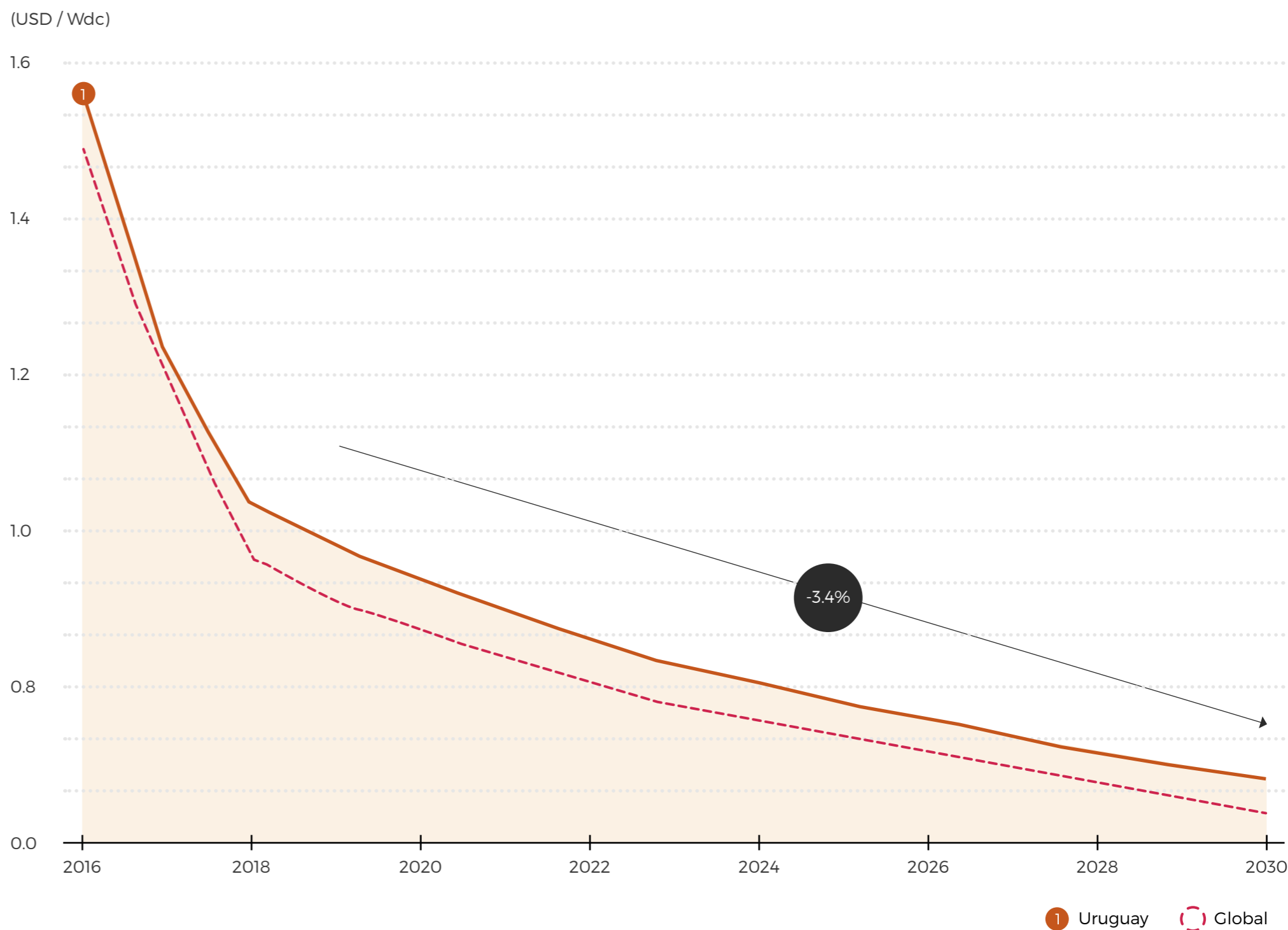




FIGURA 3.106

Evaluación de impacto de factores para reducción de CAPEX

Fuente: Wood Mackenzie

Esto tendrá un doble efecto en el CAPEX. Los proyectos más pequeños, de menos de 20 MW, tendrán mayor prevalencia dentro de los proyectos a escala comercial debido a cuestiones relacionadas con la adquisición de terrenos y la facilidad de construcción. Sin embargo, los proyectos más pequeños también están sujetos a mayores CAPEX porque no pueden aprovechar los precios “por volumen”. Además, dado que los proyectos de generación conectados a red son muy pocos y distantes entre sí, tendrán costos más altos ya que son en términos relativos un nicho de mercado.

Los precios de las tarifas eléctricas continúan siendo altos, entre los más altos, oscilando entre USD 0,17/kWh y USD 0,25/kWh. Aunque la generación distribuida no posee una participación significativa en el mercado, los instaladores de Brasil, y ahora de Argentina, pueden recurrir a Uruguay para ganar participación, tal vez reduciendo los costos del sistema como forma de atraer clientes.

Los últimos grandes proyectos concluidos en Uruguay en 2017 fueron El Naranjal, de 59 MW, Menafra, de 20 MW, y Del Litoral, de 17 MW, que anteriormente era de propiedad de SunEdison y luego pasó a manos de Terraform Global y finalmente a Atlas.

Con contratos de compraventa de energía ya firmados, estos proyectos concluidos en 2017 tuvieron costos todo incluido de USD 1,5/W, lo cual representa cerca de un 16% más que la estimación sobre CAPEX en Uruguay para 2017. Dado que los contratos de compraventa de energía para los proyectos se licitaron en 2014 y debido al cambio de titularidad primero al yielco y luego a Atlas, puede haber existido incertidumbre en ese momento entre los proveedores en el momento de su construcción aumentando los costos finales.

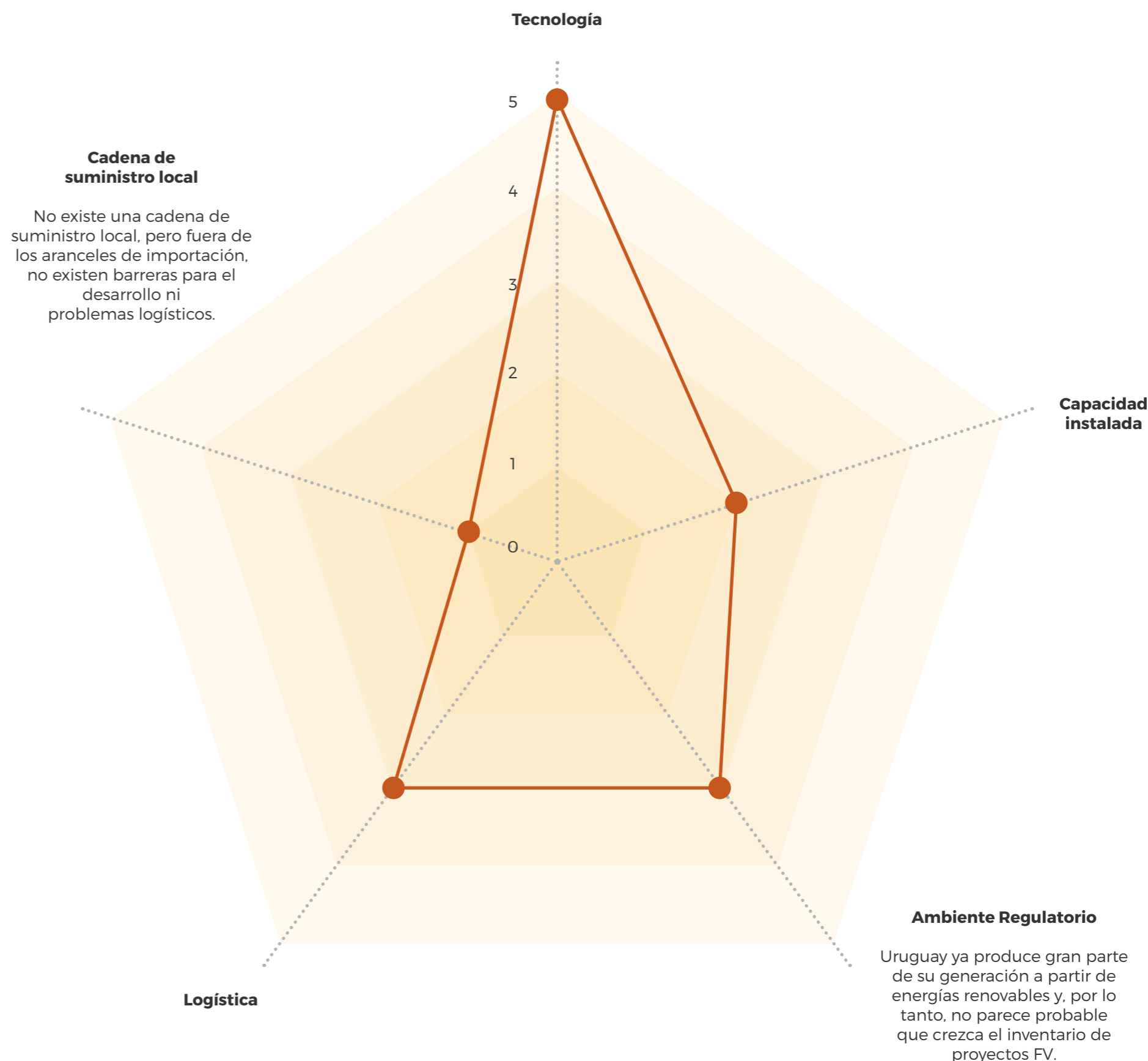
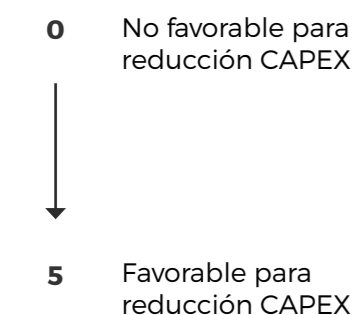




FIGURA 3.107

Desglose del CAPEX
2018 vs 2023 (%)

Fuente: Wood Mackenzie

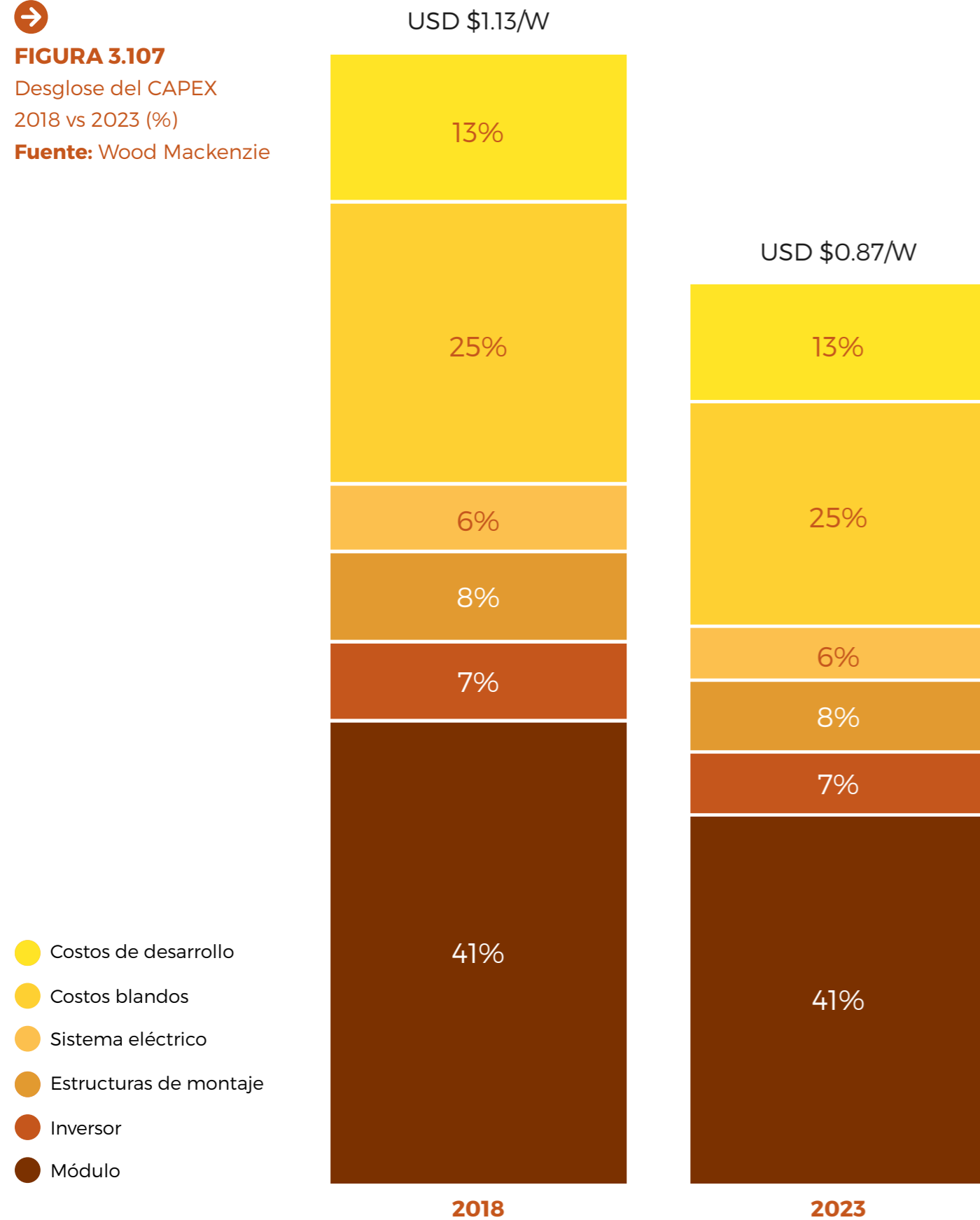
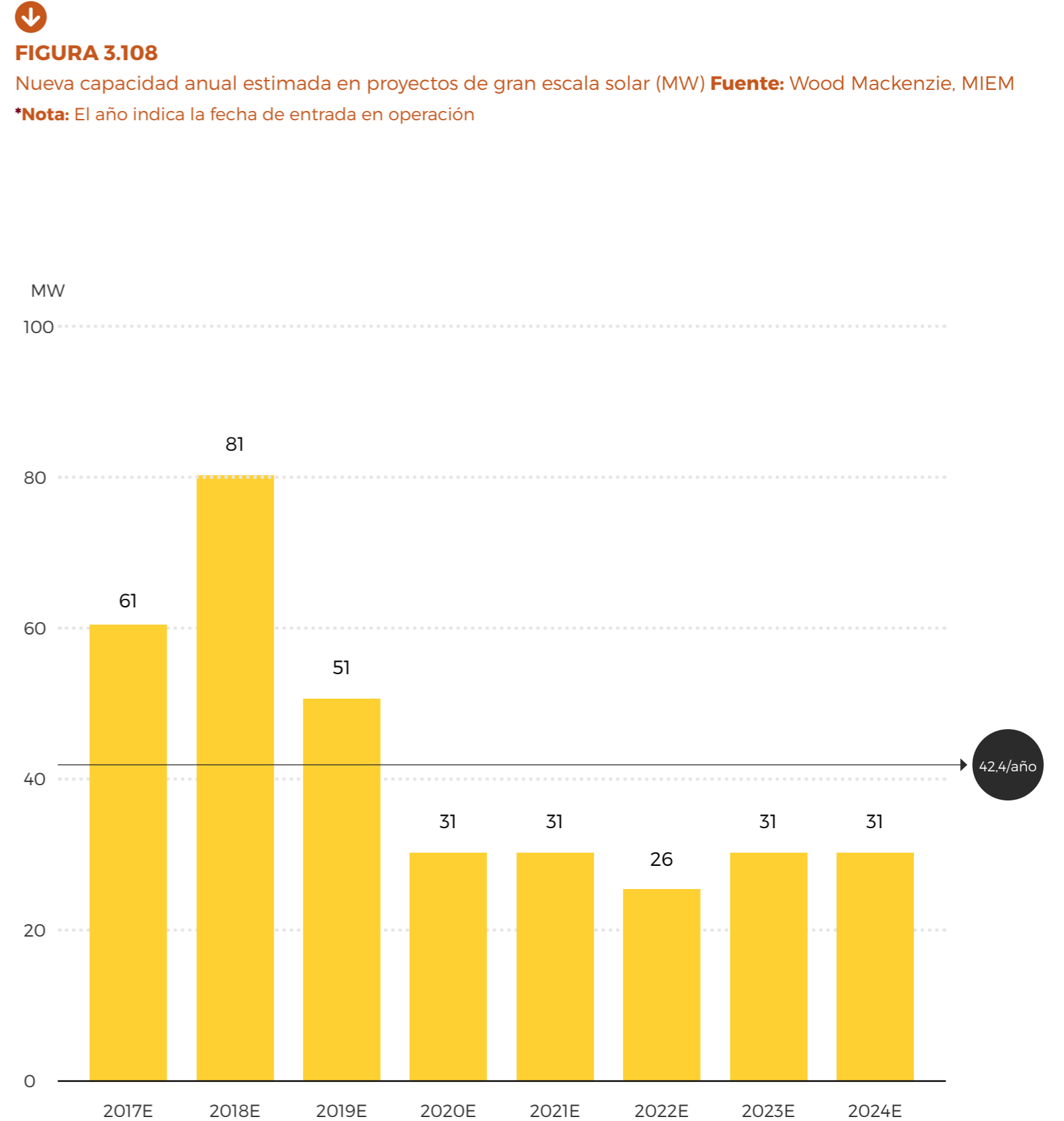


FIGURA 3.108

Nueva capacidad anual estimada en proyectos de gran escala solar (MW) Fuente: Wood Mackenzie, MIEM

*Nota: El año indica la fecha de entrada en operación





Los costos de los módulos e inversores representan cerca de un 50% del CAPEX.

Uruguay importa casi todos los componentes del sistema solar fotovoltaico. El proveedor de los módulos para Del Litoral y El Naranjal fue Trina Solar (Tier 1), mientras que Ingeteam suministró los inversores. El arancel de importación del 12% sobre los módulos e inversores agregó una pequeña prima al CAPEX del mercado.

Los costos de los módulos y los inversores representan casi la mitad del CAPEX del proyecto, debido a los aranceles de importación y a la falta de canales de suministro establecidos en el mercado. Los costos de los módulos permanecerán más altos que el promedio en los próximos cinco años debido al avance tecnológico.

Los costos de mano de obra en Uruguay son competitivos, ya que la economía y el mercado son extremadamente estables en comparación con los países vecinos, pero es posible ahorrar en otros costos administrativos. Los promotores de proyectos pueden ahorrar en cargos asociados a la red durante la vigencia de los contratos de compraventa, aunque todos los generadores de energía renovable pagan cargos de conexión y de refuerzos de red.

Para contrarrestar factores de planta no tan altos, se emplean componentes de mayor calidad y mejorar el rendimiento pero de esta forma se aumenta el CAPEX.

El noroeste de Uruguay (Salto, Río Negro) es el más propicio para el desarrollo de solar FV, siendo la irradiancia la más alta en comparación con otras partes del país, sin embargo, incluso este potencial es un 30-40% más bajo que los mejores sitios en Brasil, Argentina y Chile.

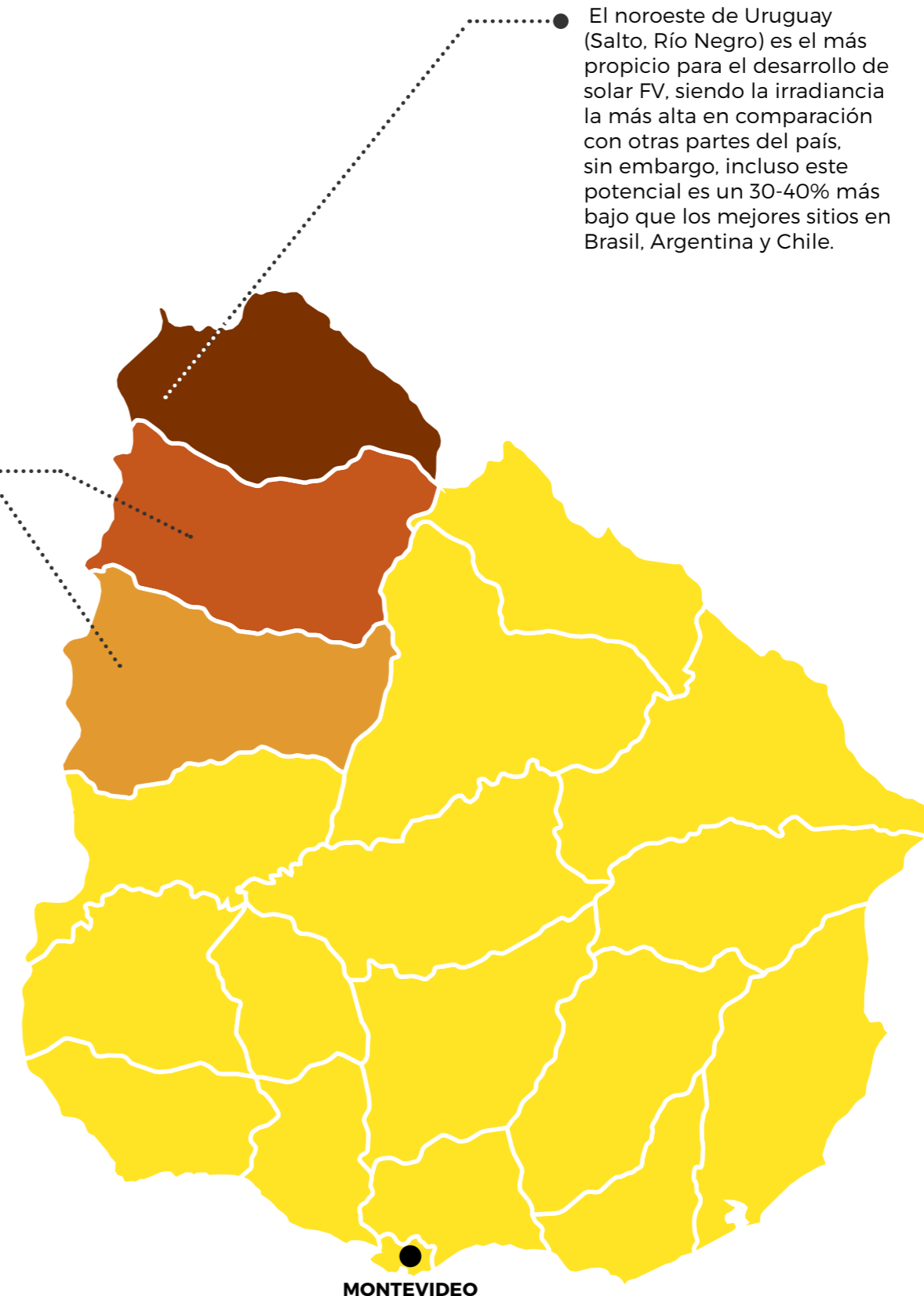


FIGURA 3.109

Sitios de desarrollo solar en Uruguay



ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA

Las oportunidades de almacenamiento son limitadas, debido a la fuerte interconexión con países vecinos y a los abundantes recursos hídricos.

El CAPEX para los sistemas de almacenamiento en Uruguay para el año 2025 se estima en menos de USD 1 millón/MW, en consonancia con otros mercados de la región.

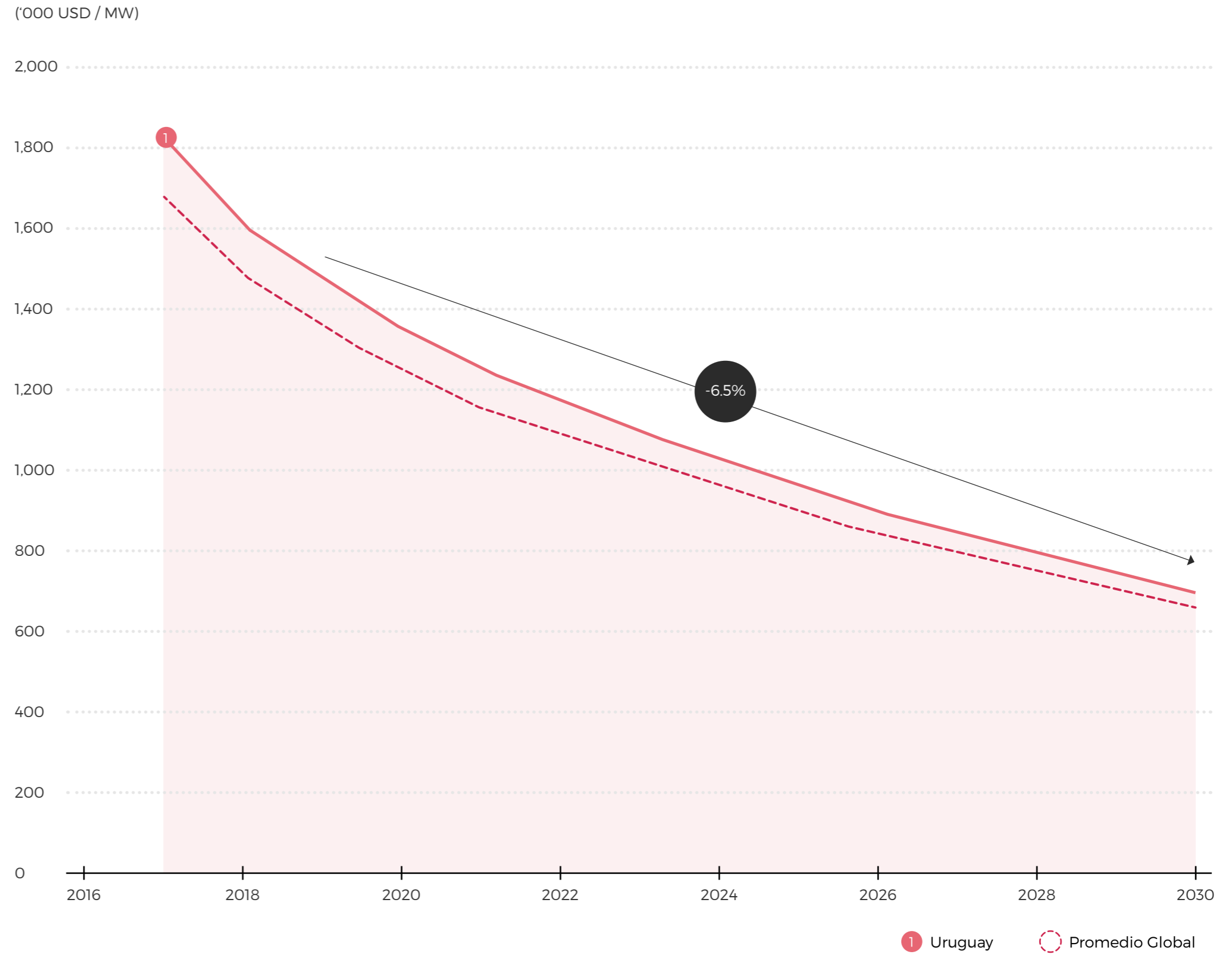


FIGURA 3.110

Estimación de CAPEX Almacenamiento durante 2019-2030e, kUSD/MW

Fuente: Wood Mackenzie

*Nota: El año indica la fecha de entrada en operación. %=CAGR



FIGURA 3.111

Evaluación de impacto de factores para reducción de CAPEX

Fuente: Wood Mackenzie

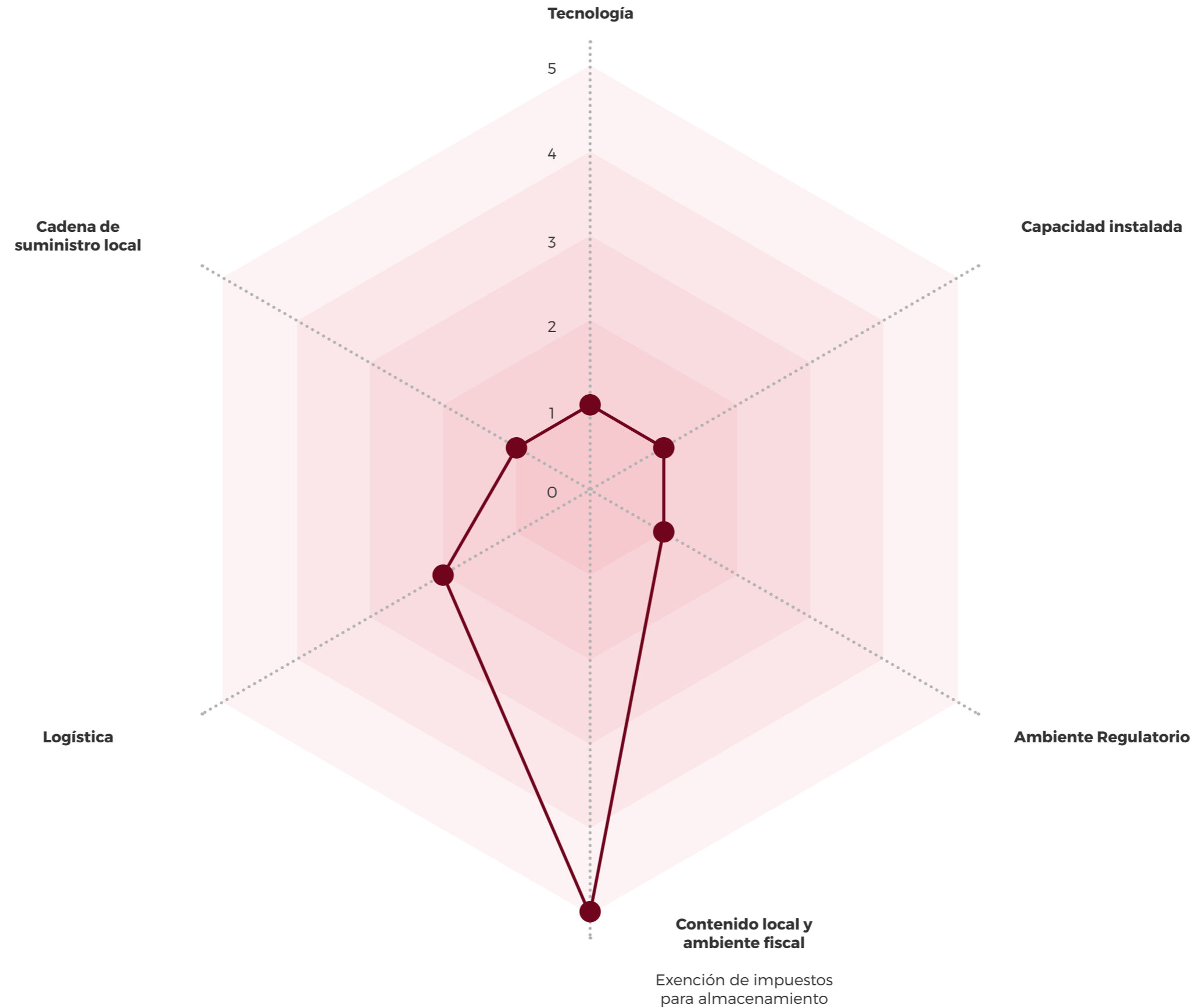
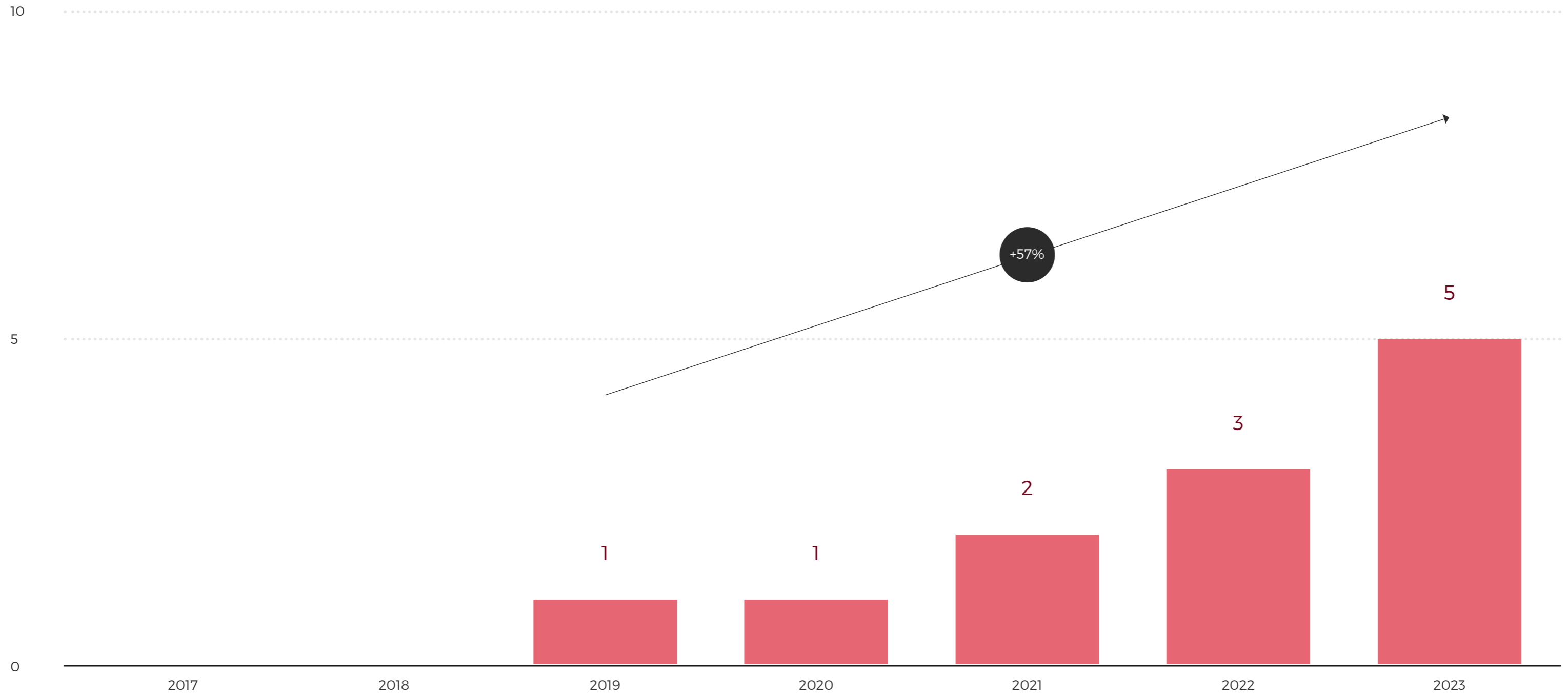




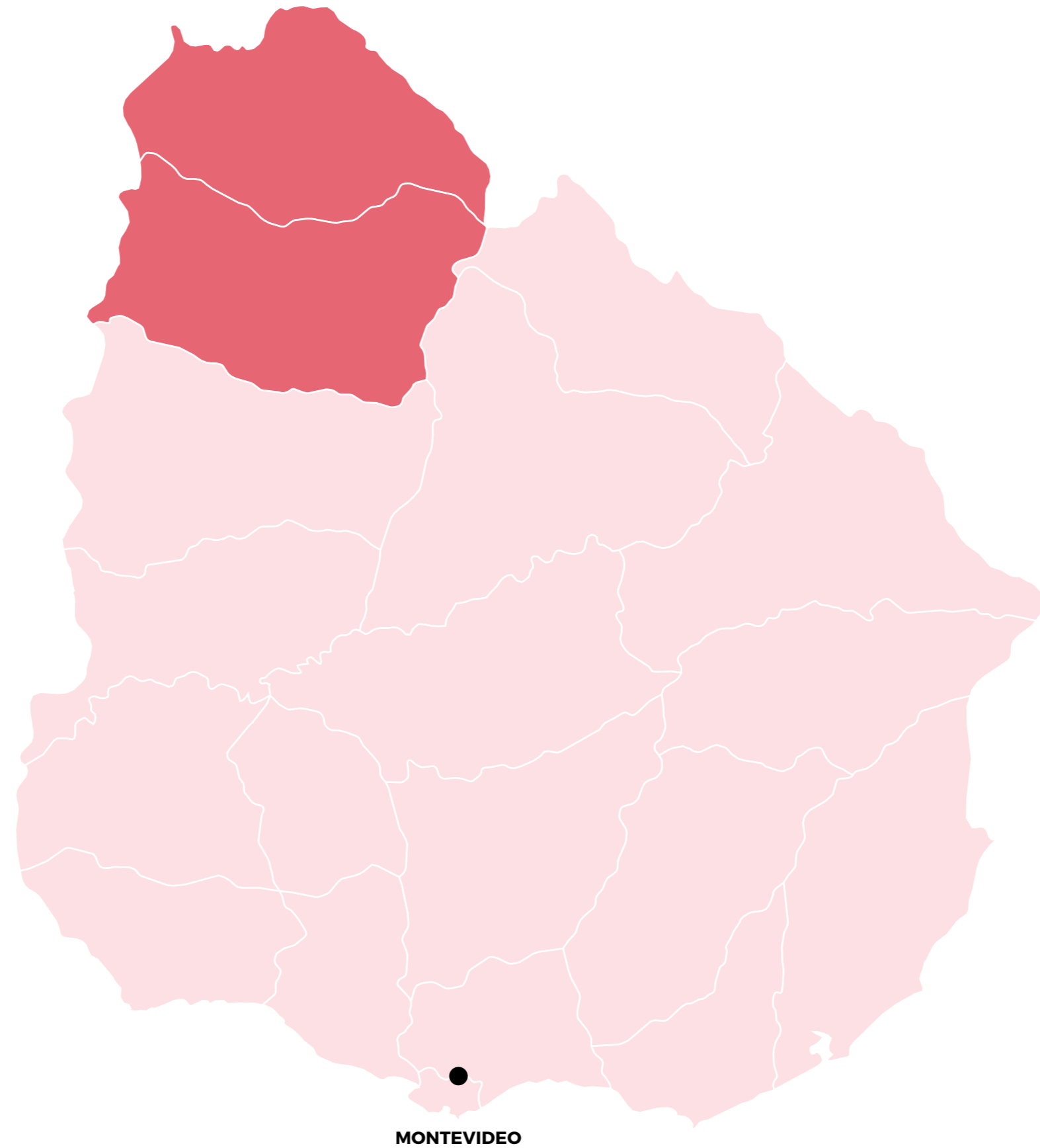
FIGURA 3.112

Estimación de futura capacidad instalada de almacenamiento. **Fuente:** Wood Mackenzie

(MW)



***Nota:** Las cifras no pretenden ser un pronóstico pero sí una estimación de posible nueva capacidad de proyectos de almacenamiento. % = CAGR



● Áreas potenciales para proyectos de almacenamiento

○ Proyectos existentes



FIGURA 3.113

Áreas potenciales para proyectos de almacenamiento de energía en México

Fuente: Wood Mackenzie



PERÚ



ENERGÍA EÓLICA
PÁGINA 172



ENERGÍA EÓLICA MARINA
PÁGINA 175



ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA
PÁGINA 177



ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA
PÁGINA 182

TURBINAS EÓLICAS EN NAZCA, PERÚ



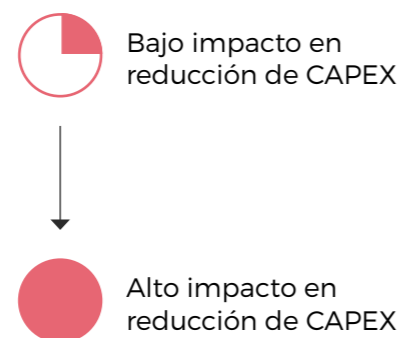
El desarrollo de energía renovable en Perú se fomentó con una modesta meta del 5% de energía limpia (excluyendo la hidroeléctrica de gran escala) establecida por el gobierno mediante el Decreto 1002 de mayo de 2008. Este mecanismo es responsable de todos los proyectos de energía renovable a escala comercial en operación en el país. El gobierno peruano realiza subastas cada dos años para obtener electricidad a partir de energía eólica, energía solar fotovoltaica, biomasa y pequeñas centrales hidroeléctricas. Mediante dichas subastas, el Ministerio de Minas y Energía (MINEM) adjudica contratos de compraventa de energía a 20 años para adquirir electricidad según sus metas de energía renovable, aunque las pequeñas centrales hidroeléctricas no se tienen en cuenta para el cumplimiento de dicha meta. Las cuotas para cada tecnología se establecen antes de cada ronda, y cada una compite dentro de su propio pool de precios. Mediante dichas subastas, se adquirieron 6,1 TWh de generación anual, que corresponde a más de 1,2 GW de capacidad renovable, lo cual incluye proyectos por 394 MW de energía eólica y 281 MW de energía solar fotovoltaica, mediante la ronda más reciente que culminó en 2016.

La energía eólica fue una de las tecnologías más favorecidas en las subastas.

El Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería de Perú (Osinergmin) ha realizado cuatro subastas de energía renovable desde su edición

inaugural en 2009. La energía eólica participó como tecnología en cada ronda, salvo la de la tercera edición celebrada en 2013. Ese año, las autoridades energéticas peruanas optaron por llevar a cabo una edición de energía hidroeléctrica exclusivamente. En la ronda más reciente, que comenzó en 2015, se adquirieron 739 GWh de generación anual de energía eólica a partir de tres proyectos, con un total de 162 MW de capacidad. Este volumen correspondió al 57% de toda la electricidad vendida en la subasta y que cumple con la meta. Dicho valor superó la cuota original del 44% destinada a energía eólica, debido a la capacidad sobrante de biomasa que no fue adjudicada en esta ronda.

FIGURA 3.114 Energía renovable y análisis de políticas de almacenamiento en Perú
Fuente: Wood Mackenzie, Osinergmin, MINEM



	Disponible	Impacto en CAPEX	
INCENTIVOS FISCALES	Exención de impuestos de importación	Sí	●
	Exención de impuesto sobre la renta	No	○
	Impuesto al carbono	No	○
	Depreciación acelerada	Sí	○
	Otros incentivos fiscales	No	○
MECANISMOS DE APOYO	Licitaciones	Sí	●
	Acceso a la red eléctrica	Sí	○
	Precio garantizado	No	○
	Cuota/portafolio estándar	Sí	◐
	Generación distribuida	Sí	○
PROGRAMAS ESPECIALES	Requisito de Contenido Local	No	●

- No existen tarifas de importación para los componentes fotovoltaicos (inversores, módulos).

- El Decreto No. 1058 permite la depreciación acelerada (para efectos del impuesto sobre la renta) de hasta el 20% de las inversiones en maquinaria, equipos y construcción civil para la generación de energía renovable.

- Perú organiza subastas bienales de renovables para cumplir con su meta del 5% de ER diferente a la hidroeléctrica de gran escala. La quinta edición de estas subastas renovables estaba prevista para diciembre de 2017, pero se ha retrasado indefinidamente debido al cumplimiento anticipado del objetivo.
- Sin embargo, cuando las subastas han tenido lugar, han sido capaces de reducir los contratos PPA a precios competitivos, forzando la reducción de CAPEX en el mercado.
- Los licitantes deben presentar garantías equivalentes a 50.000 USD/MW. Si se selecciona, el monto de la garantía aumenta a 250.000 USD/MW.

- Los generadores de electricidad renovable conectados a la red tienen garantizada la distribución y el acceso prioritario a la red de transmisión y un precio estable durante un periodo de veinte años.

- Cada una de las cuatro subastas ha incluido cuotas para energía eólica, solar, biomasa y pequeñas centrales hidroeléctricas, excepto la tercera edición, que fue sólo de pequeñas centrales hidroeléctricas.

- Se introdujo un esquema de facturación neta para proyectos de hasta 200 kW y se estabilizó el precio de barra para proyectos de 200 kW a 10 MW.
- Precios de barra: los propietarios de los proyectos pueden firmar un contrato PPA a través del mercado spot estabilizado ("precios de barras") en lugar de a través del esquema puro de mercado, asegurando la conexión a la red en media tensión.



ENERGÍA EÓLICA

La subasta de 2016 estableció un nuevo récord de precio bajo, tanto para la energía eólica como para la solar en América Latina.

El año 2016 fue un punto de inflexión para el LCOE eólico y solar en América Latina, determinado por los resultados de la subasta en Perú. Gracias a dicha subasta, entre 2009 y 2016, se produjo una rápida caída en el precio de las ofertas, tanto para los promotores de proyectos de energía eólica como para los de energía fotovoltaica. El precio ofertado ganador para energía eólica cayó por debajo de los USD 38/MWh en la subasta de enero de 2016, un récord para América Latina en ese momento.

Significó una baja del 46% respecto del precio de la ronda anterior. La caída a USD 48/MWh para la energía solar fotovoltaica en la misma ronda fue mayor y llegó al 60%. En esta ronda, la energía eólica mantuvo una ventaja en el precio comparada con la solar, aunque ambas tecnologías compitieron en pools de precio separados.

Perú cuenta con recursos de energía eólica de nivel mundial, lo que favoreció esta subasta altamente competitiva. Los factores de planta de las ofertas de energía eólica ganadoras en las tres subastas en las que participó la tecnología promediaron entre el 46% y el 53%. Las ofertas no ganadoras de energía eólica en la ronda de 2016 estuvieron entre USD 39/MWh y USD 64/MWh. Estos precios indican que dichos proyectos podrían haber ganado en el mercado energético mayorista de Perú si hubieran podido participar como tecnología de manera individual.

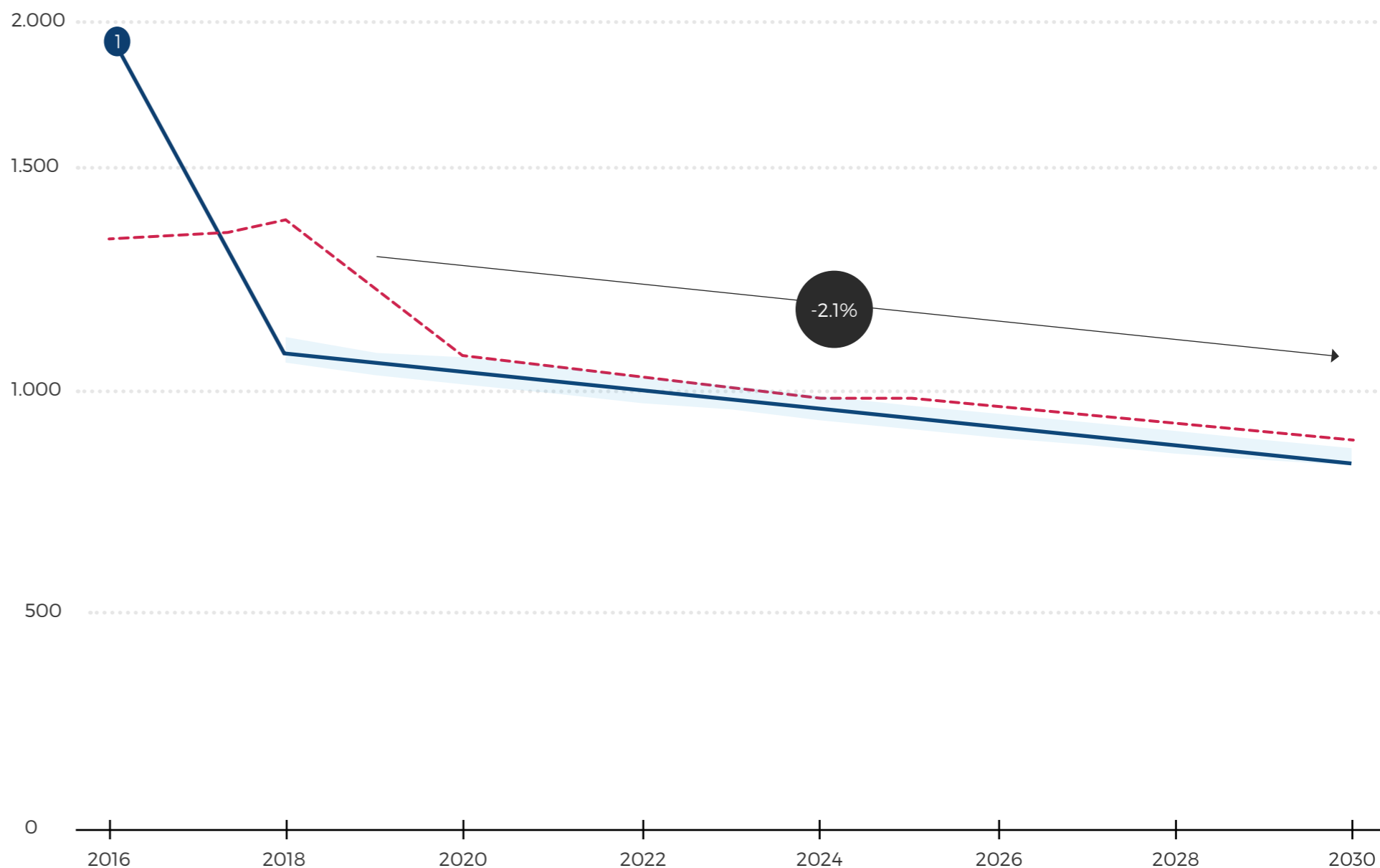


FIGURA 3.115

Estimación de reducción de CAPEX durante 2019-2030e, kUSD/MW

Fuente: Wood Mackenzie

('000 USD / MW)



*Nota: El año indica la fecha de entrada en operación.

La zona sombreada indica el rango de CAPEX. %=CAGR

1 Promedio Perú

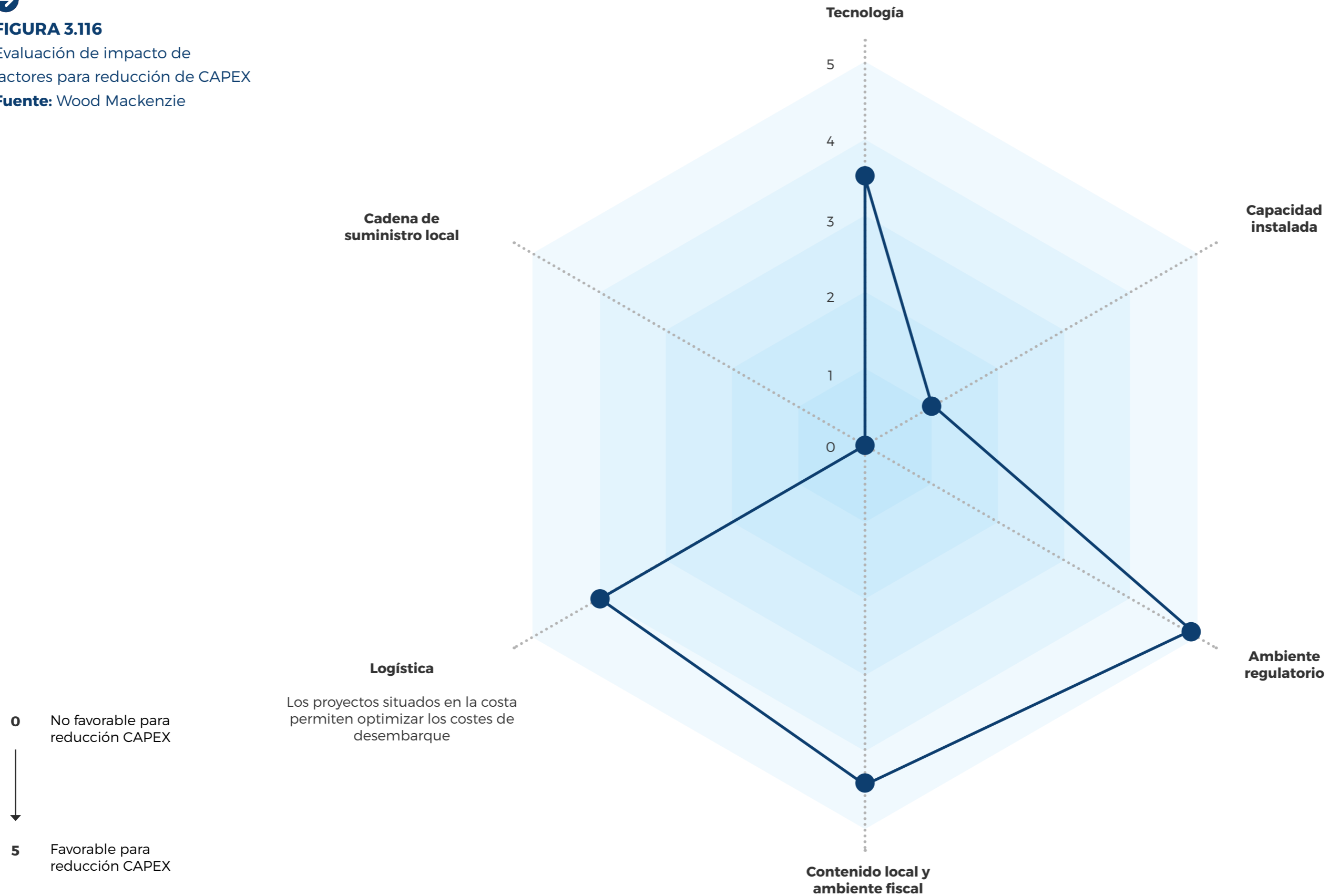
○ Promedio Global



FIGURA 3.116

Evaluación de impacto de factores para reducción de CAPEX

Fuente: Wood Mackenzie





El cumplimiento previsto de la meta del 5% aplaza de manera indefinida la quinta ronda de subastas. La quinta subasta de energía renovable, que se había planificado para 2017, fue postergada para el año siguiente. La electricidad a partir de energía renovable obtenida en las rondas de subastas previas permite que Perú cumpla con la meta del 5% durante algún momento del 2019. Aunque esta capacidad no está totalmente en operación aún, es probable que esta dinámica elimine la necesidad de celebrar una nueva ronda de subastas hasta, al menos, el presente año 2019.

Posiblemente la propuesta de aumentar la meta de generación de energía renovable implique retomar las subastas. El MINEM revisará la meta de energía renovable de Perú cada cinco años. El gobierno peruano no incrementó la meta en el año 2013 y mantuvo el umbral del 5% en 2018. Sin embargo, en agosto de 2018, el Ministro de Energía y Minas declaró que la intención del gobierno era llevar la meta al 15% de generación de energía renovable para el año 2030. Si se aprueba, será necesario adquirir cerca de 1,2 GW adicionales de capacidad de energía eólica nueva para ese año. El incremento de la meta servirá para retomar el proceso de las subastas.

Recientemente, el MINEM propuso revisar la normatividad y expresó que tanto la energía solar como las tecnologías eólicas deberían ser aceptables para competir suministrando energía firme. Se está analizando esta propuesta, pero aún no fue aprobada. Si se aprueba, será beneficioso para las energías renovables en las próximas subastas.

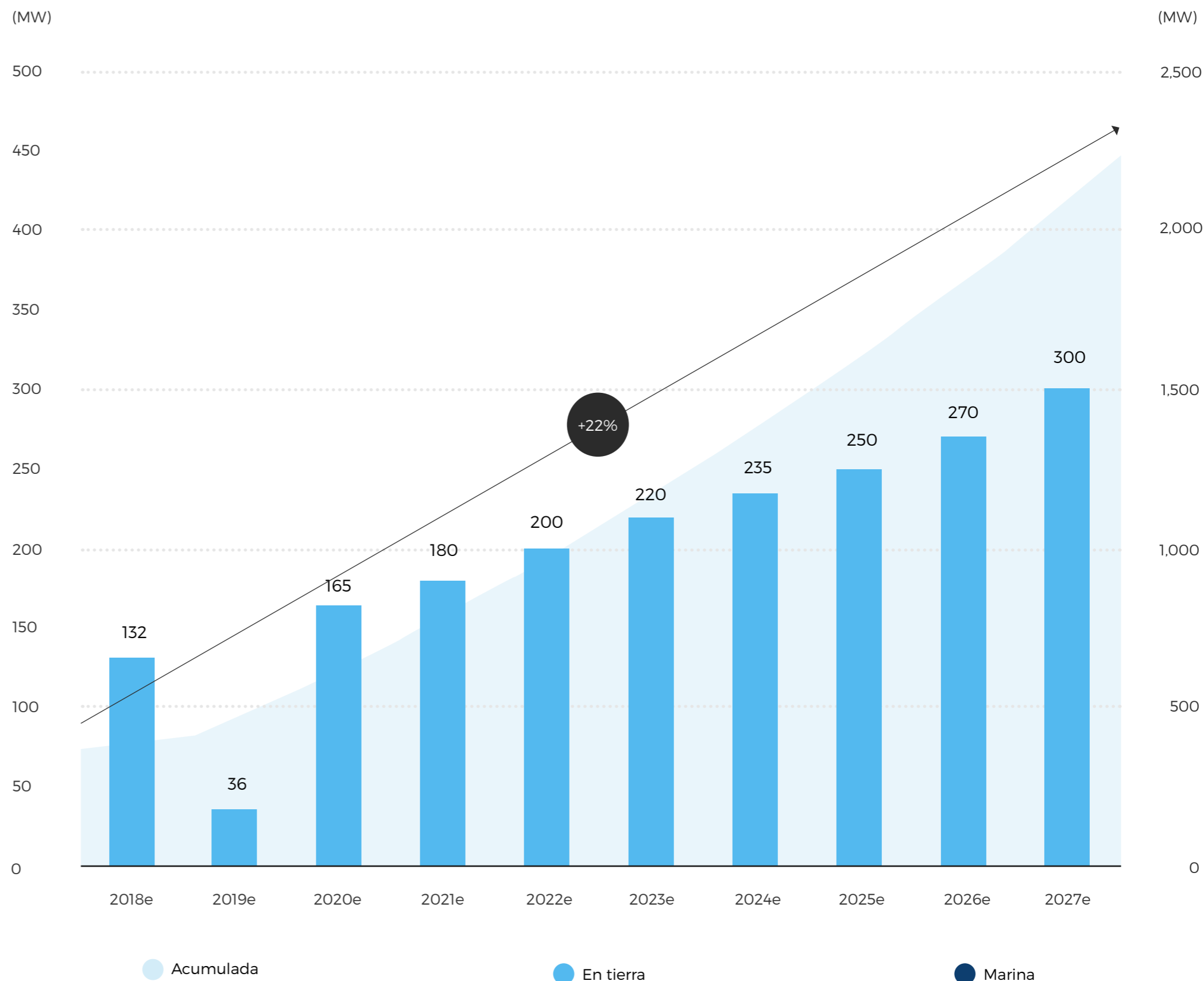


FIGURA 3.117

Nueva capacidad anual estimada durante 2018E-2027E (MW)

Fuente: Wood Mackenzie

*Nota: El año indica la fecha de entrada en operación. %=CAGR



ENERGÍA EÓLICA MARINA

Actualmente, no se discute de manera activa sobre la energía eólica marina en Perú.

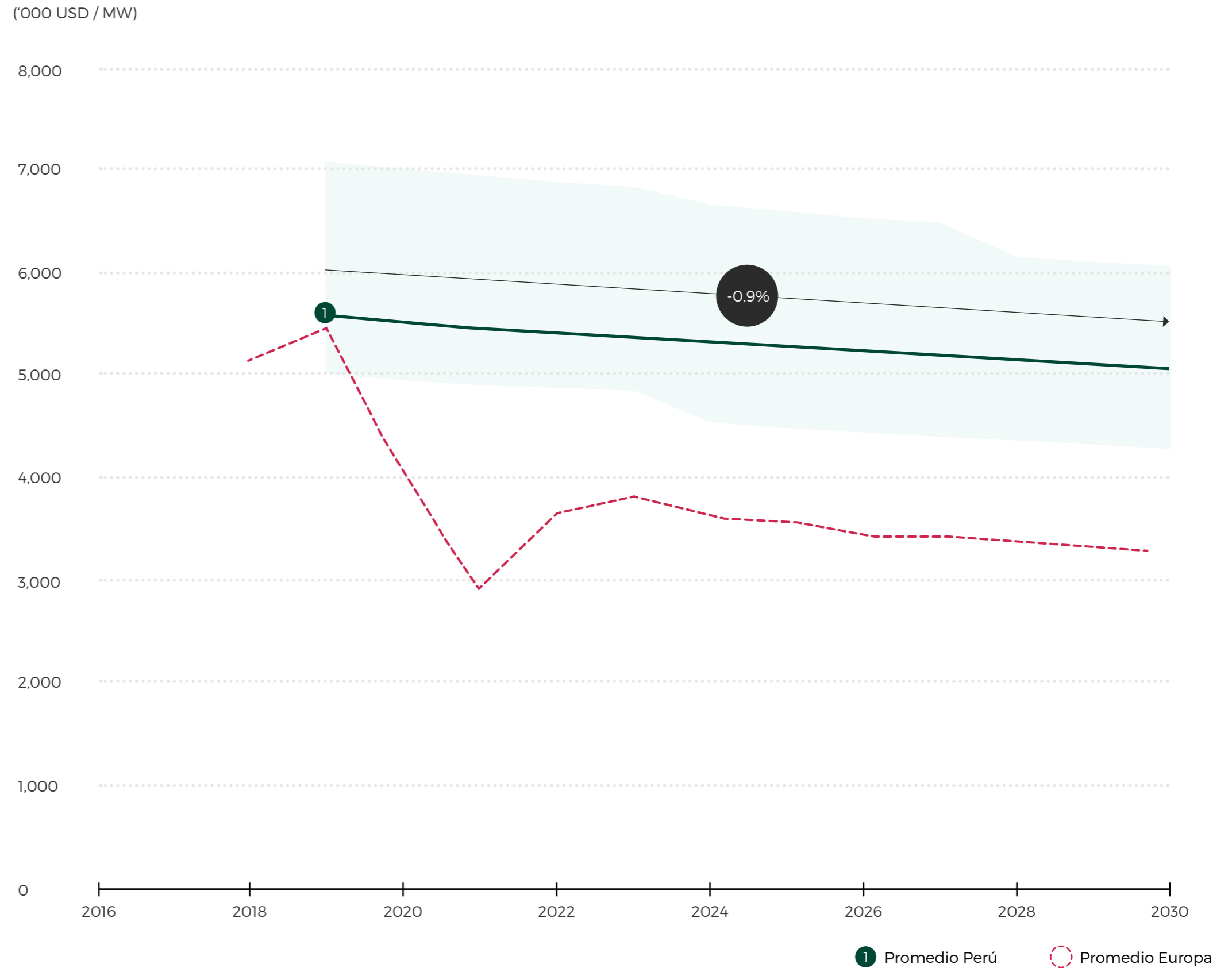


FIGURA 3.118

Estimación de CAPEX eólica marina durante 2019-2030e, kUSD/MW

Fuente: Wood Mackenzie

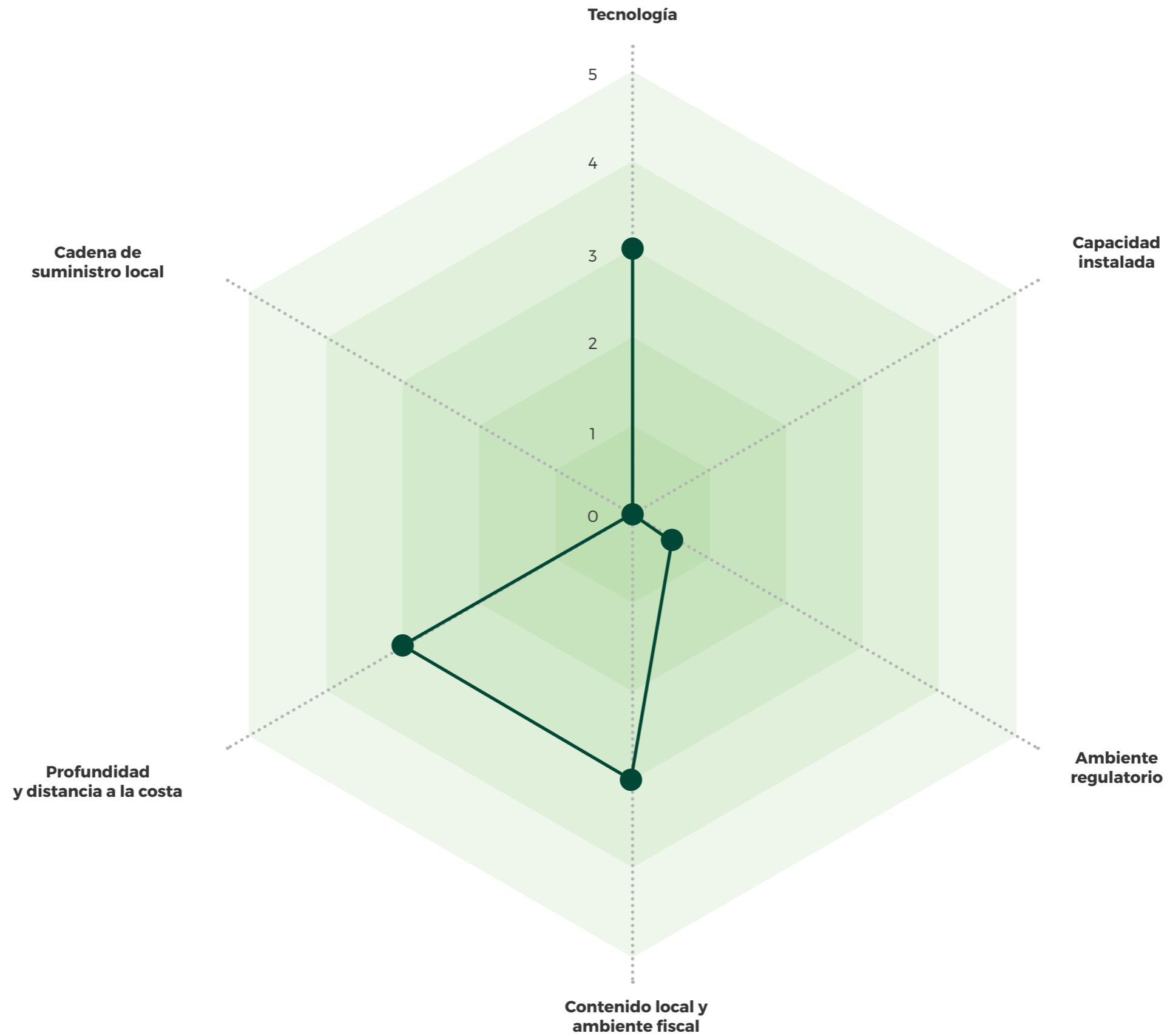
***Nota:** El año indica la fecha de entrada en operación. El cálculo de CAPEX está basado en plantas comerciales, a pesar de que solo se instalarán proyectos pilotos en mercados emergentes. La zona sombreada indica el rango de CAPEX. %=CAGR



FIGURA 3.119

Evaluación de impacto de factores para reducción de CAPEX

Fuente: Wood Mackenzie



0 No favorable para reducción CAPEX



5 Favorable para reducción CAPEX



ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

El CAPEX de la energía solar fotovoltaica a escala comercial en Perú logra mejoras debido al mecanismo de subastas de contratos de compraventa de electricidad.

El CAPEX de Perú se basa en la información de algunos proyectos a gran escala que construyeron promotores de proyectos establecidos en el mercado. Los promotores ENEL, Engie, Solarpack y X-Elio establecieron portafolios de proyectos en diversos lugares de la región, con los cuales pueden ofrecer cobertura y garantías a sus inversiones. En el ofreció USD 35/MWh en la primera subasta de México; Solarpack ofreció USD 29/MWh en Chile; Engie ofreció USD 20,70/MWh y X-Elio, USD 23,31/MWh en México. Estas bajas ofertas en otros mercados constituyen un ejemplo de cómo los costos de capital se pueden apalancar a través de proveedores y firmas especializadas en contratos tipo llave en

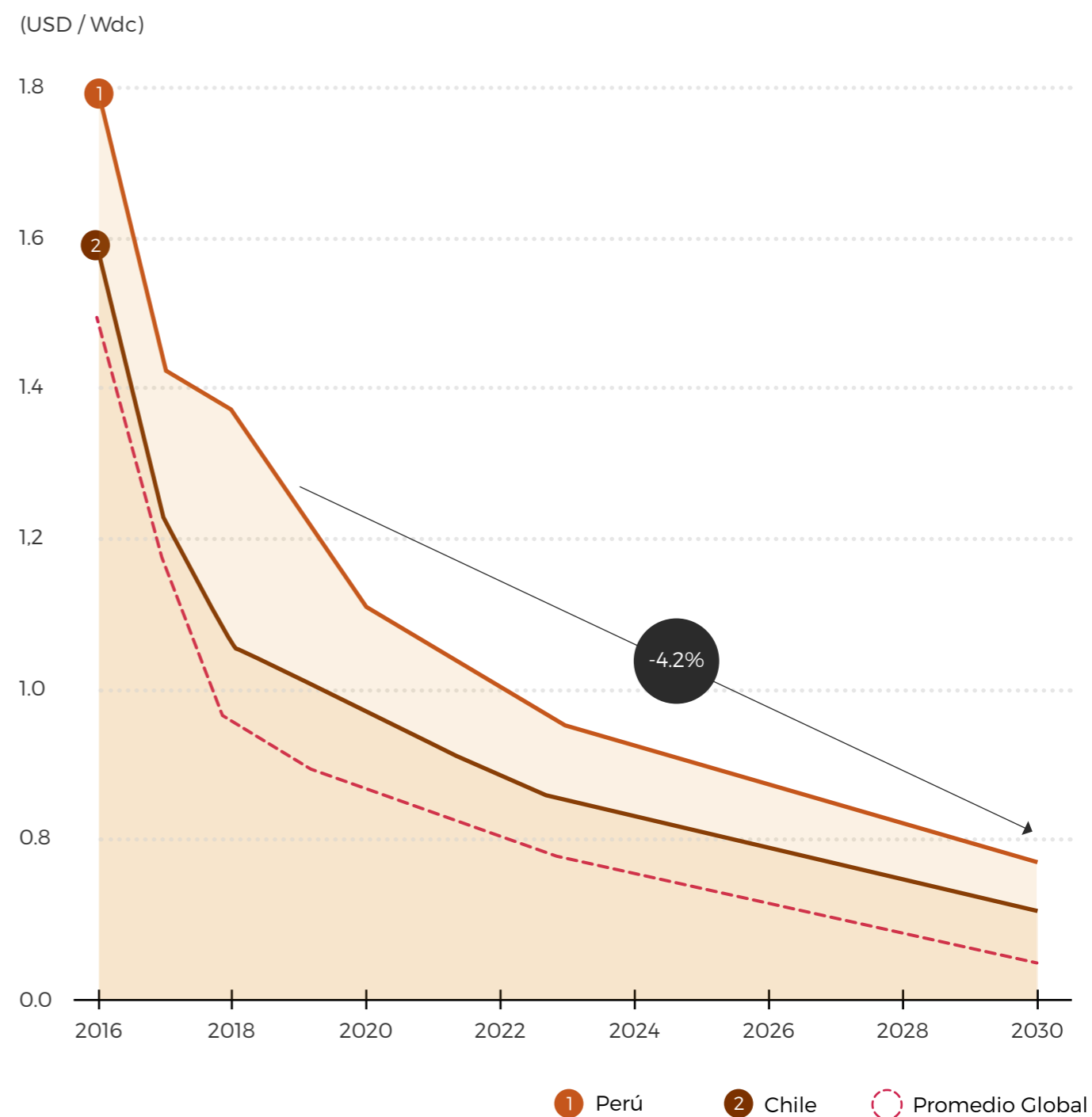
mano. Las ofertas agresivas en mercados no tan establecidos como el de Perú, en el cual un precio promedio de USD 48/MWh puede ganar, demuestran que, para obtener retorno de la inversión (aunque sea bajo), los promotores buscarán componentes y mano de obra más baratos.

Los precios de la energía en la siguiente subasta podrían rondar los USD 30-40/MWh; es decir, serían similares a los del mercado en Argentina. Esto implicaría una disminución del CAPEX por debajo de USD 1/W en el mercado para 2022 si la fecha de operación comercial se cumple 2-3 años luego de la oferta. Dado que las subastas favorecen la generación a mayor escala, los promotores de proyectos pueden aprovechar CAPEX aún más bajos mediante la construcción de un alto volumen de capacidad. Entre 2018 y 2023, el CAPEX se reducirá en casi todos los componentes del sistema de energía solar fotovoltaica. Lo más importante es quizás la reducción de USD 0,10/W en los módulos durante los próximos cinco años, teniendo en cuenta los avances tecnológicos en módulos bifaciales y más económicos.



FIGURA 3.120

Estimación de CAPEX solar FV durante 2015-2030e USD/W **Fuente:** Wood Mackenzie, Enel, Engie, OSINERGMIN



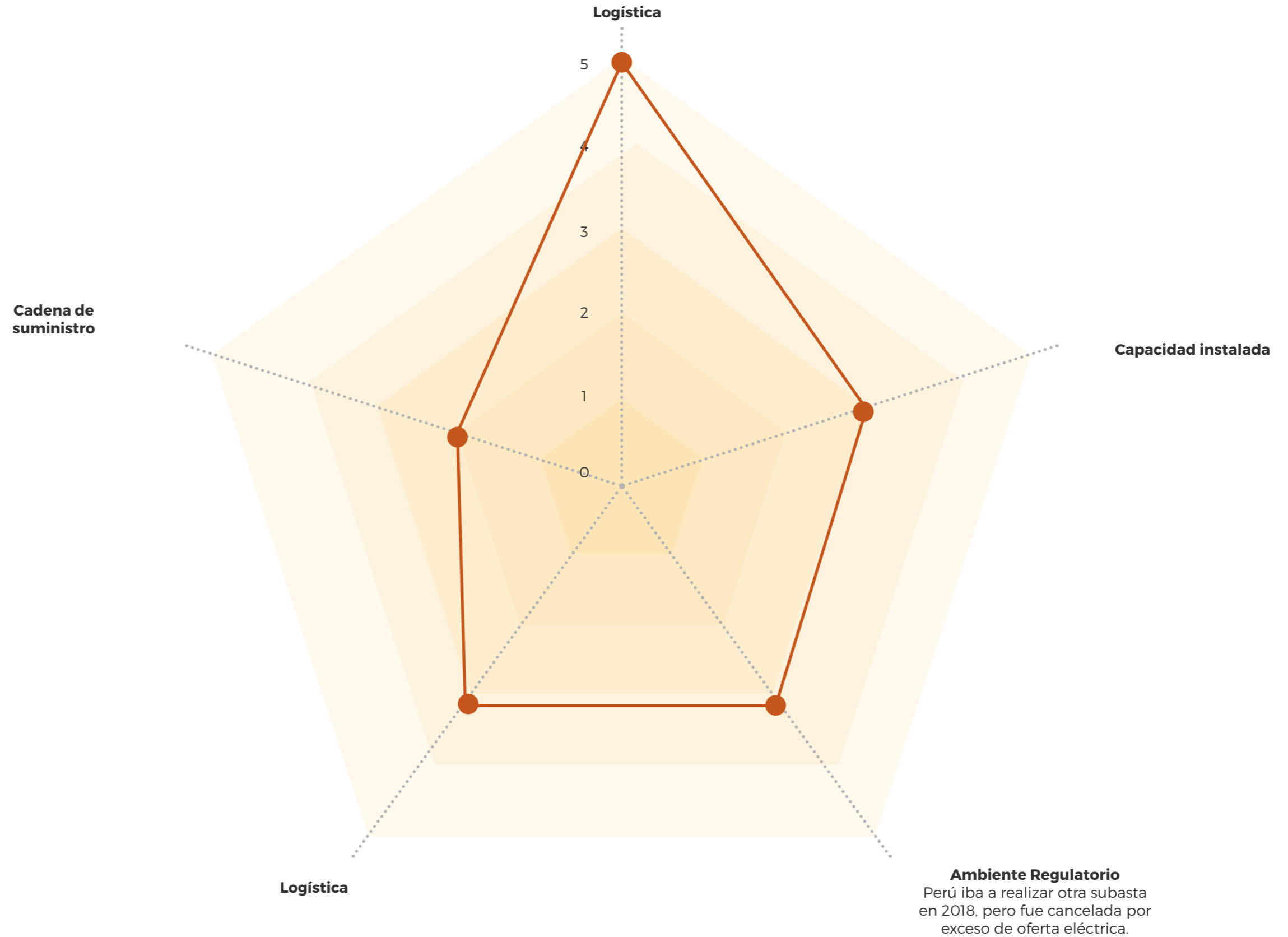
*Nota: Dates indicate projects COD. %=CAGR



FIGURA 3.121

Evaluación de impacto de factores para reducción de CAPEX

Fuente: Wood Mackenzie



0 No favorable para reducción CAPEX

5 Favorable para reducción CAPEX



Hasta ahora, los módulos en el mercado eran de tipo policristalino en lugar de monocristalino. Es posible que el cambio a mono, y específicamente a mono-PERC, tenga un efecto sobre la proporción del costo del módulo en el CAPEX total, en particular si continúa la escasez de suministros y los proveedores tipo Tier-1 apuntan a los mercados de mayor tamaño. La diferencia entre mono y policristalino se torna cada vez más importante, en especial porque muchos proveedores están cerrando sus líneas de producción para módulos policristalinos.

Los promotores de proyectos también podrán ahorrar en costos de desarrollo (interconexiones, adquisición de tierras) y en costos blandos, ya que el mercado crece a escala y la mayor experiencia adquirida para la construcción de proyectos de energía solar fotovoltaica aumenta la eficiencia mientras disminuye el CAPEX.

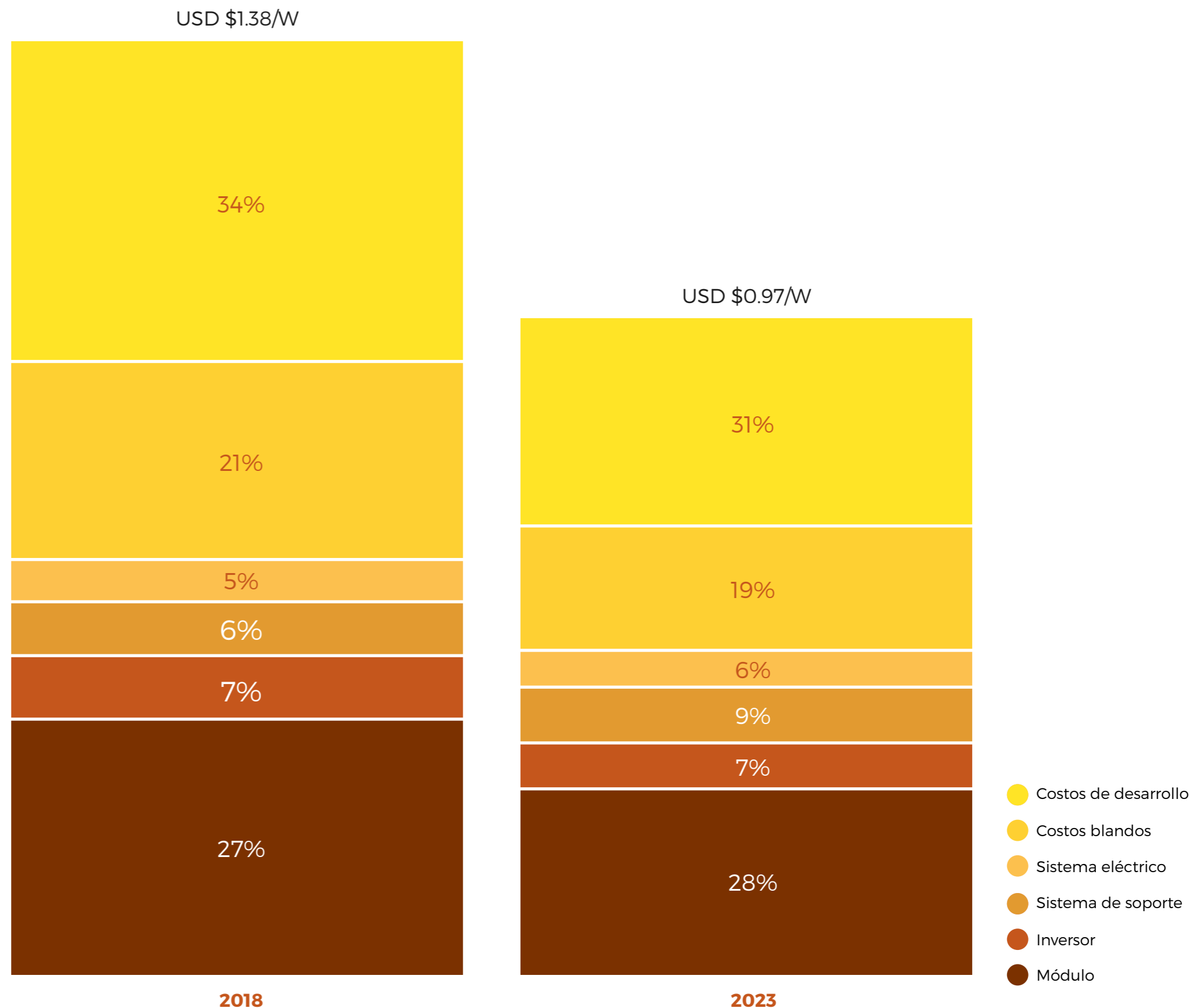


FIGURA 3.122

Desglose de CAPEX por componente 2018 vs 2023 (0.97 %)

Fuente: Wood Mackenzie



Las ofertas agresivas a través de subastas han presionado la reducción de CAPEX

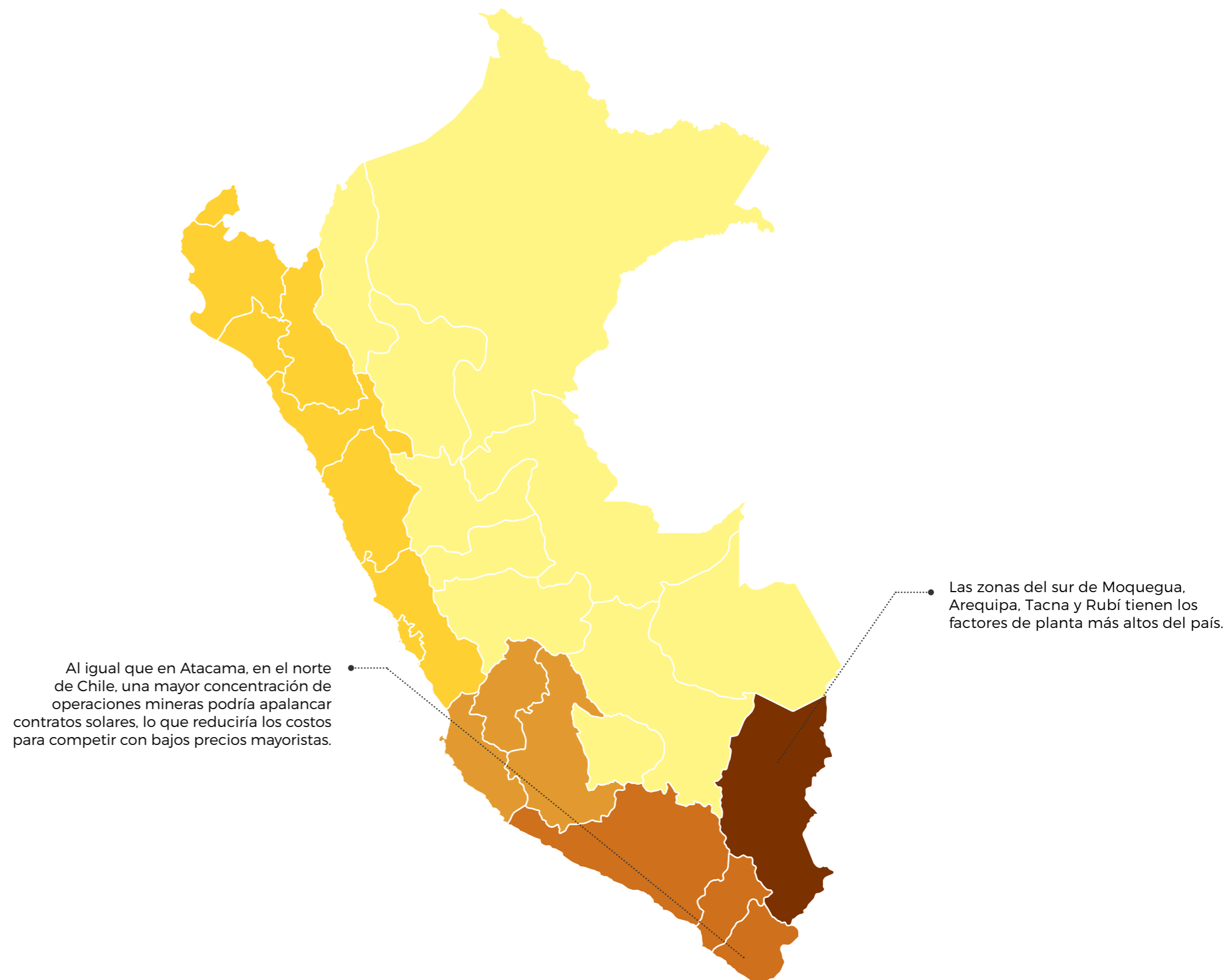


FIGURA 3.123

Área focal de desarrollo de energía solar fotovoltaica en Perú

Fuente: Wood Mackenzie



La demanda de energía solar fotovoltaica en Perú proviene, principalmente, de proyectos de mayor envergadura y de sistemas de energía solar no conectados a la red.

La subasta realizada en 2016 por OSINERGMIN adjudicó 184,5 MW de capacidad fotovoltaica. Las rondas de 2017 y 2018 se cancelaron debido a un exceso de capacidad de generación. Se espera una próxima ronda para 2019. Wood Mackenzie prevé que este mecanismo seguirá motivando la adquisición de energía solar fotovoltaica, aunque no se deben concentrar todas las expectativas en las subastas de este tipo de energía. Actualmente, a la energía solar fotovoltaica no se le puede asignar energía firme y, por ende, es difícil suscribir contratos de suministro eléctrico bilaterales con compradores. Como alternativa, los propietarios de proyectos de energía solar fotovoltaica podrían contratar energía firme de centrales termoeléctricas y vender generación mediante un contrato. Esta medida resultaría costosa y aumentaría el CAPEX como consecuencia de tener que acomodar este compromiso. Los proyectos que venden al mercado spot también presentan dificultades ya que los precios no superan los USD 8-10/MWh en este mercado. Los propietarios de proyectos pueden vender en un mercado estable de "precios de barras", con valores de USD 45/MWh mediante un contrato de compraventa.

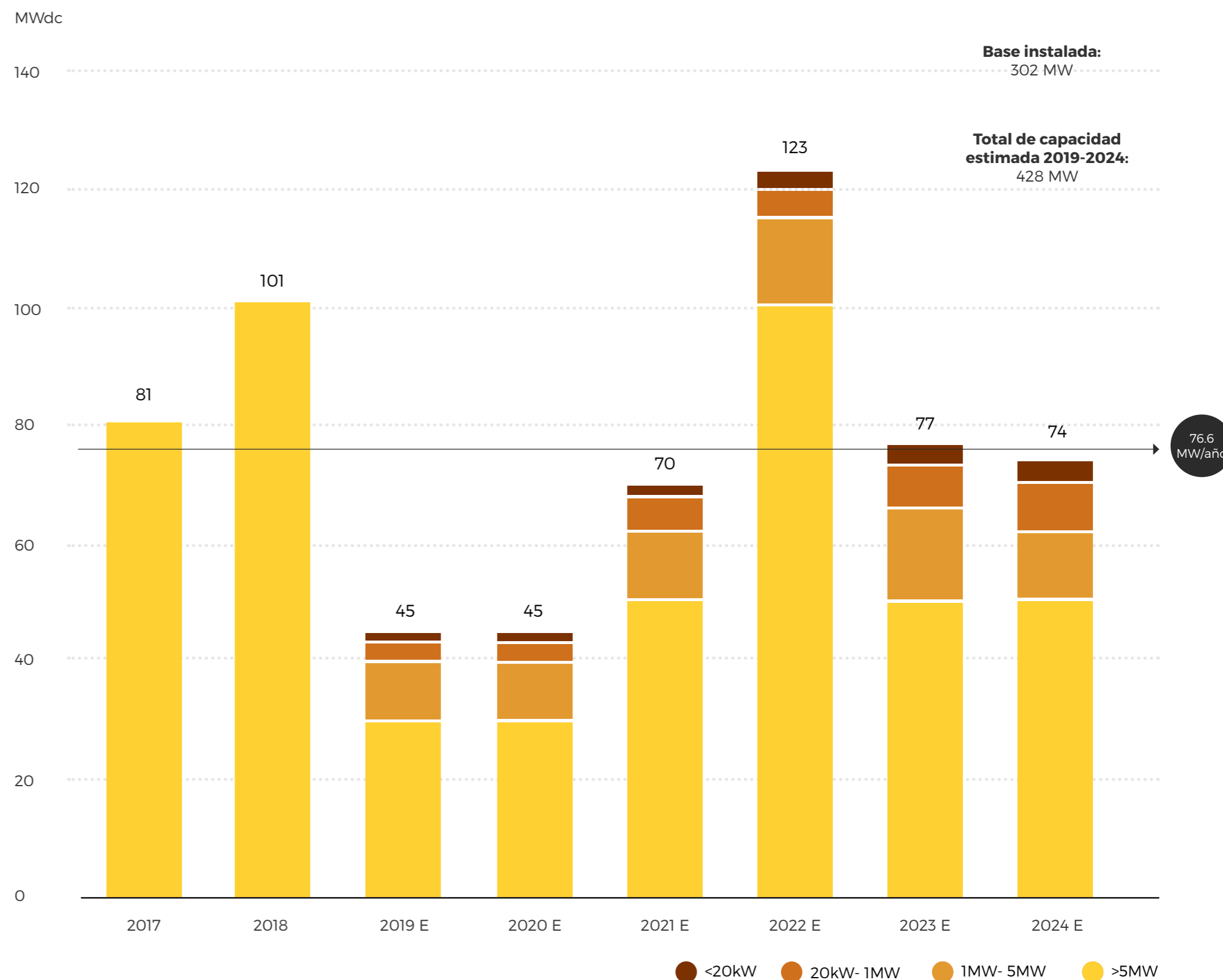


FIGURA 3.124

Nueva capacidad anual estimada (MWdc)

Fuente: Wood Mackenzie, MINEM

*Nota: El año indica la fecha de entrada en operación



ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA

Perú será en un mercado menor de almacenamiento durante los próximos años.

Por el momento, este país no ha demostrado tener una política fuerte de almacenamiento. Si no se fomenta esta política, los precios del sistema continuarán por encima de los precios promedio internacionales.

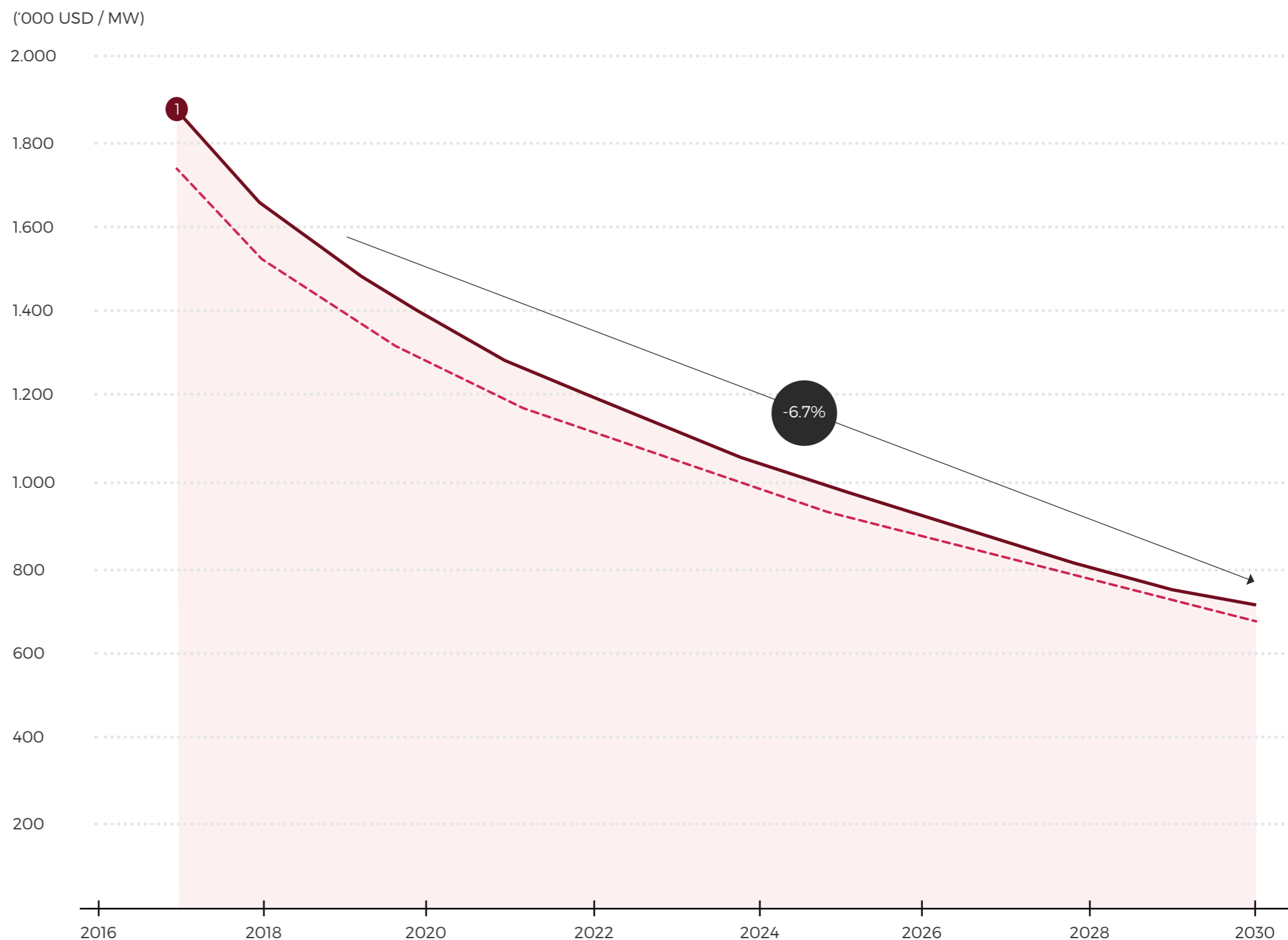


FIGURA 3.125

Estimación de CAPEX Almacenamiento durante 2019-2030e, kUSD/MW

Fuente: Wood Mackenzie

*Nota: El año indica la fecha de entrada en operación. %=CAGR

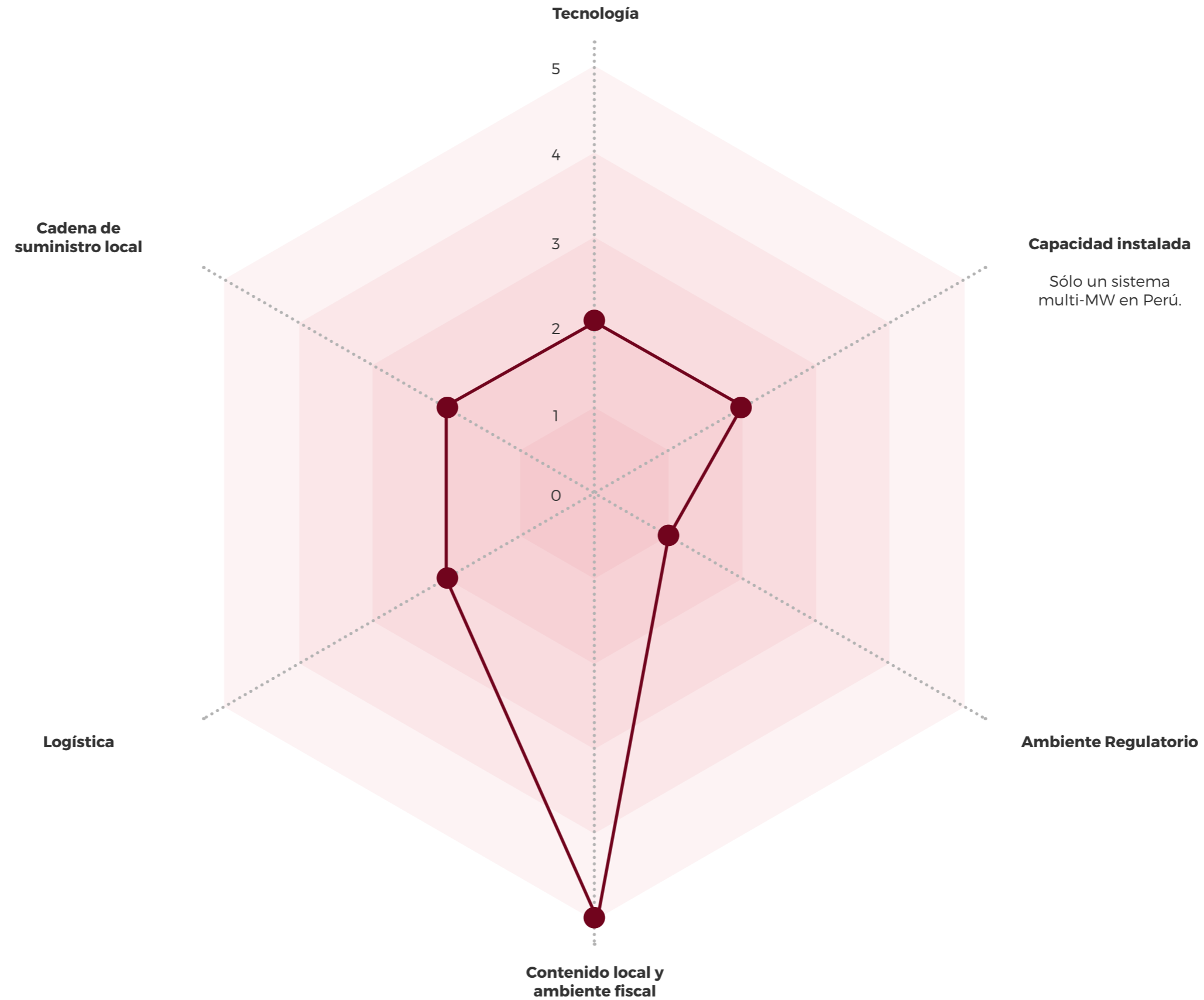
1 Promedio Perú 2 Promedio Global



FIGURA 3.126

Evaluación de impacto de factores para reducción de CAPEX

Fuente: Wood Mackenzie



0 No favorable para reducción CAPEX



5 Favorable para reducción CAPEX



El mayor sistema de almacenamiento conectado a la red de Perú entrará en línea en 2018, siguiendo los planes de ENEL de incorporar un sistema de almacenamiento de 14 MW en la provincia del Callao. Se espera que este activo regule la frecuencia primaria del sistema de interconexión nacional (SEIN).

Aunque en el pasado Perú promocionó subastas de energía solar en zonas aisladas, no hay oportunidades inmediatas de que el almacenamiento participe de dichas subastas, aunque podría ser una herramienta para adoptar este tipo de tecnología en el futuro.

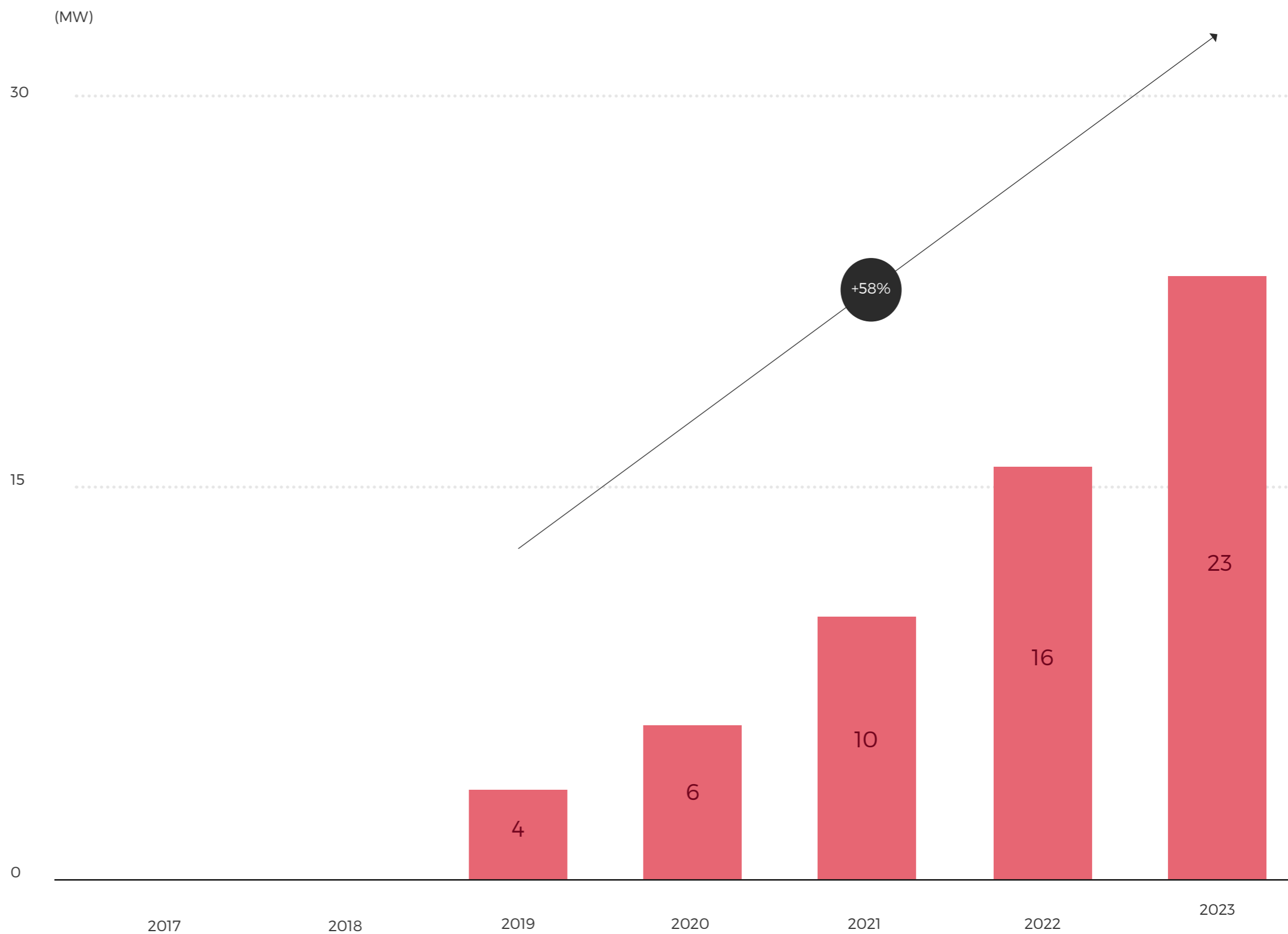


FIGURA 3.127

PEstimación de futura capacidad instalada de almacenamiento.

Fuente: Wood Mackenzie

***Nota:** Las cifras no reflejan un pronóstico real, sino más bien una posibilidad de instalaciones de almacenamiento. % = CAGR



● Áreas potenciales para proyectos de almacenamiento

○ Proyectos existentes



FIGURA 3.128

Áreas potenciales para proyectos de almacenamiento de energía en Perú

Fuente: Wood Mackenzie





PANAMÁ



ENERGÍA EÓLICA
PÁGINA 188



ENERGÍA EÓLICA MARINA
PÁGINA 191



ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA
PÁGINA 193



ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA
PÁGINA 196

PLANTA DE ENERGÍA EÓLICA, EN LA
PROVINCIA DE COCLÉ, PANAMÁ



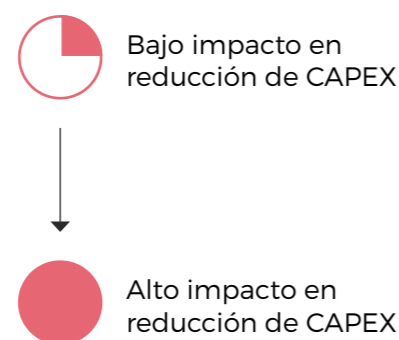
La economía de Panamá es la más desarrollada de América Central. Se prevé que se mantendrá un fuerte crecimiento de la demanda de electricidad durante todo el período proyectado. La generación se inclina ampliamente por la hidroelectricidad. Sin embargo, durante una severa sequía ocurrida en 2015 se produjeron cortes en la red que despertaron preocupación respecto a la alta dependencia de la hidroelectricidad y desincentivaron la incorporación de nueva y mayor capacidad hidroeléctrica. Panamá recurre a la generación térmica, utilizando principalmente combustibles líquidos, para suplir la falta de suministro de energía hidroeléctrica, aunque el perfil complementario estacionario de la generación eólica en el país redujo de manera significativa la necesidad de utilizar combustibles líquidos fósiles durante los meses invernales, cuando los reservorios de energía hidroeléctrica están en su punto más bajo.

ETESA, la empresa estatal de electricidad, contrató capacidad de energía renovable mediante subastas organizadas junto con el ente regulador de energía del país, la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos. ETESA paga una prima del 5% por la energía generada a partir de recursos limpios (biomasa, geotérmica, pequeña generación hidroeléctrica, solar y eólica), por encima del precio de la electricidad. La primera subasta se realizó en 2011, seguida de otra ronda en 2013, con un total de casi 300 MW de capacidad de energía renovable contratada. En 2014, se llevó a cabo una subasta exclusiva de energía solar. Se

adjudicaron cinco proyectos, pero solo uno está actualmente en funcionamiento. ENEL opera cerca de 50 MW de capacidad solar desde 2017 y Engie incorporó 21 MW de energía solar fotovoltaica, pero el proyecto está atravesando un largo proceso de construcción. Una de las razones del retraso es el proceso administrativo de obtención de los permisos necesarios. Los restantes 60 MW aún no fueron desarrollados por SDR y Solpac. Por otro lado, los permisos de concesión otorgados no han producido ninguna capacidad a escala comercial debido a la falta de garantía de los contratos de compraventa de electricidad.

De otro lado, la Contribución Determinada a Nivel Nacional (NDC, por sus siglas en inglés) de Panamá establece una meta del 15% de energía limpia para 2030 y del 30% para 2050.

FIGURA 3.129
Análisis del Sector Panamá
Fuente: Wood Mackenzie, ETESA, ASEP, SNE



	Disponible	Impacto en CAPEX		
INCENTIVOS FISCALES	Exención de impuestos de importación	Sí	●	<ul style="list-style-type: none"> La Ley 45, promulgada en 2004, exime de aranceles de importación a todo equipo, maquinaria y material necesario para la construcción, operación o mantenimiento de una instalación de energía renovable. No se imponen tarifas de importación a los principales equipos fotovoltaicos, como módulos e inversores, lo que puede suponer un ahorro de al menos un 8-10% en comparación con los mercados en los que existen tarifas. Válido durante 10 años a partir de la fecha de puesta en marcha del proyecto.
	Exención de impuesto sobre la renta	Sí	○	<ul style="list-style-type: none"> Descuento del impuesto sobre la renta equivalente a hasta el 25% de la inversión directa en el proyecto, que se aplica al gasto del impuesto sobre la renta del mismo proyecto.
	Impuesto al carbono	No	○	
	Depreciación acelerada	Sí	○	<ul style="list-style-type: none"> Se aplica una depreciación acelerada a todos los equipos relacionados con la generación de energía eólica.
	Otros incentivos fiscales	No	◐	<ul style="list-style-type: none"> Exención del IVA para sistemas de hasta 500kW Exención de todos los impuestos por 15 años a todas las empresas con sede en Panamá que producen equipos de energía eólica. Incentivos fiscales para la construcción, operación y mantenimiento de proyectos de energía limpia.
MECANISMOS DE APOYO	Licitaciones	Sí	◐	<ul style="list-style-type: none"> Subastas no regulares organizadas por ETESA para adjudicar contratos PPA durante 15 años Energía contratada limitada al 5% del consumo energético del país.
	Acceso a la red eléctrica	No	○	
	Precio garantizado	Sí	◐	<ul style="list-style-type: none"> Los generadores de electricidad renovable reciben una prima del 5% sobre el precio de la electricidad. Proyectos de energía renovable de menos de 10 MW exentos de las tarifas de transmisión o distribución (OPEX) Los proyectos de entre 10 MW y 20 MW no pagan cuotas de transmisión o distribución durante los primeros 10 MW durante 10 años (OPEX).
	Cuota/portafolio estándar	Sí	◐	<ul style="list-style-type: none"> El Plan 2015-2050 esboza un escenario en el que Panamá será renovable en un 70% para el año 2050, sin embargo, el objetivo no es vinculante.
PROGRAMAS ESPECIALES	Generación distribuida	Sí	○	<ul style="list-style-type: none"> Los sistemas de medición neta son posibles en Panamá hasta 500 kW para conectar a la red de distribución y vender el exceso de generación. El excedente es reembolsado por la empresa de distribución del consumidor, al precio medio por kWh que se cobra a los clientes minoristas en el período de 12 meses anteriores. Se eleva el límite de 500 kW si el sistema no inyecta más del 25% del consumo del cliente del sistema en la red.
	Mercado mayorista	Sí	○	<ul style="list-style-type: none"> La negociación de los contratos PPA bilaterales puede mantener los precios a la par con los precios del mercado mayorista, disminuyendo la presión sobre los promotores para que reduzcan significativamente el CAPEX
	Requisito de Contenido Local	No	●	<ul style="list-style-type: none"> Exención de todos los impuestos por 15 años a todas las empresas con sede en Panamá que producen equipos de energía eólica. La empresa puede ser nacional o internacional.



ENERGÍA EÓLICA

Panamá no posee mecanismos basados en políticas ni metas específicas para fomentar la generación de energía renovable no hidroeléctrica.

En la actualidad, existe una cantidad limitada de proyectos de energía eólica en desarrollo. Uno de ellos, anunciado en una subasta en 2013, cuenta con un contrato de energía celebrado por aproximadamente USD 90/MWh. La tendencia de reducción de CAPEX se ve restringida por la suspensión de las subastas planificadas y por el desafío que presenta la topografía, lo cual aumenta el costo de transporte y de BOP.

A pesar de que existen importantes áreas ricas en recursos eólicos en el país, no hay demasiados proyectos en desarrollo, ya que la región se caracteriza principalmente por una vegetación de bosque tropical y difícil topografía. Las áreas con selva aumentan la complejidad del transporte por tierra. Los accesos son difíciles por el terreno montañoso, y esto plantea desafíos relacionados con los costos de la construcción ya que las empresas de BOP cobran una prima por los riesgos de la construcción. La facilidad del transporte marítimo desde Asia o Europa es una ventaja, ya que existen puertos en el Pacífico y en el Caribe, además del Canal de Panamá. Hubo algunos problemas en el principal Puerto de Balboa cuando llegaron los componentes para el primer proyecto, por lo que se utilizó una opción alternativa.

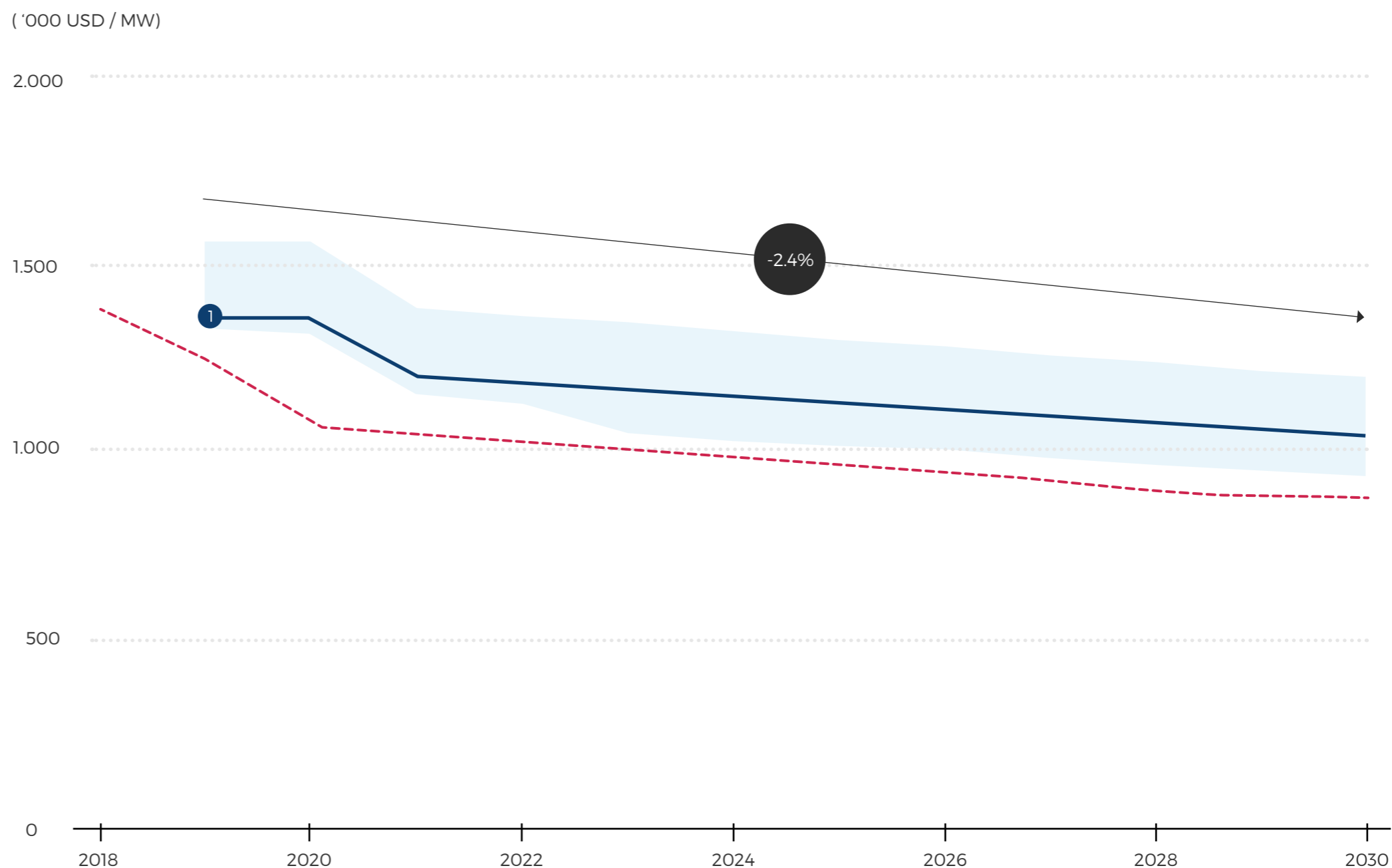
El CAPEX total ronda los USD 1.3 millones/MW, muy por encima del promedio global, con escaso margen de mejora durante los próximos años.



FIGURA 3.130

Estimación de reducción de CAPEX durante 2019-2030e, kUSD/MW

Fuente: Wood Mackenzie



*Nota: El año indica la fecha de entrada en operación.

La zona sombreada indica el rango de CAPEX. %=CAGR

1 Promedio Panamá Promedio Global



FIGURA 3.131

Evaluación de impacto de factores para reducción de CAPEX

Fuente: Wood Mackenzie

Dado que Panamá busca diversificar su matriz energética, con alta participación de la energía hidroeléctrica y del petróleo, la energía eólica parece ser la opción correcta. El costo de inversión de parques eólicos es casi la mitad del costo de nuevas centrales de energía hidroeléctrica, sobre la base del CAPEX. Sin embargo, es necesario un plan consistente de adquisición de energía renovable mediante el cual los agentes del mercado cobren mayor visibilidad y puedan hacer una mayor apuesta en el país. Se realizaron subastas de manera intermitente, sin seguir ningún esquema previsible o establecido previamente, por lo cual la industria no tiene certeza respecto de las fechas de las próximas subastas.

Cadena de suministro local

Logística

El fácil acceso marítimo desde Asia y Europa a través del Canal de Panamá compensa las complicaciones del transporte terrestre debido a la densidad de las áreas boscosas.

Tecnología

Capacidad instalada

Ambiente regulatorio

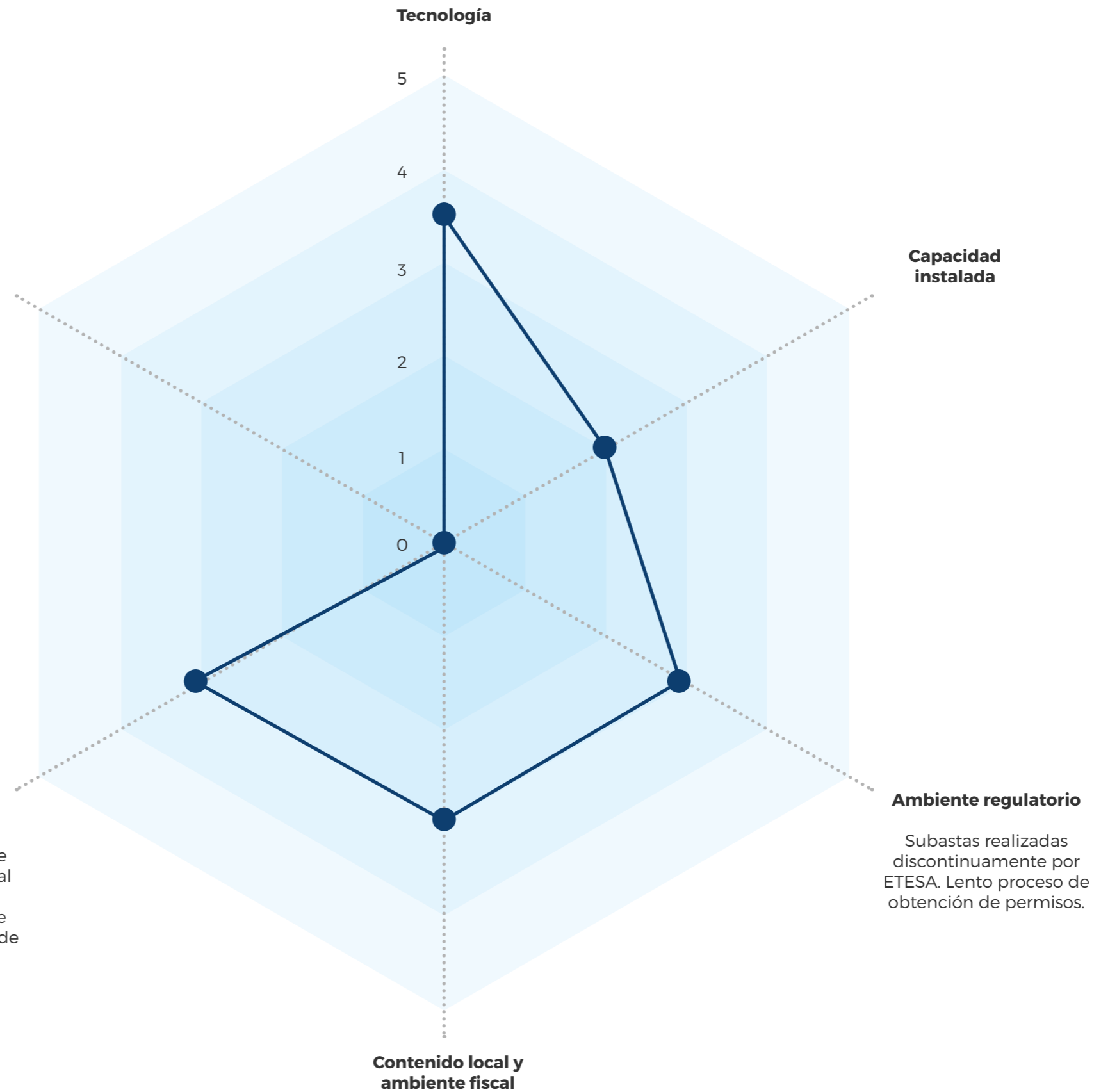
Subastas realizadas discontinuamente por ETESA. Lento proceso de obtención de permisos.

Contenido local y ambiente fiscal

0 No favorable para reducción CAPEX

↓

5 Favorable para reducción CAPEX



EVOLUCIÓN FUTURA DE COSTOS DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES Y ALMACENAMIENTO EN AMÉRICA LATINA



La totalidad de la energía eólica del país se concentra en la provincia de Coclé. Comprende cinco proyectos, con un complejo de 270 MW construido en 2015 y 2016 con aerogeneradores Goldwind. No se prevé un aumento de capacidad hasta 2020, cuando el proyecto Toabré I de 66 MW entre en operación. Posterior al 2020, se prevé que la reducción de costos de la energía eólica incentivará al operador de red del país para que adopte un plan de recursos similar, pero algo menos agresivo que el escenario de “uso intensivo de energías renovables” incluido en su último plan estratégico, el cual mencionaba cerca de 900 MW de capacidad eólica nueva entre 2020 y 2027. Sin embargo, la infraestructura de GNL de Panamá está en rápido proceso de expansión y el gas está bien posicionado para reemplazar el parque de generación a base de combustibles líquidos del país. La terminal de importaciones de Costa Norte terminó de construirse en el tercer trimestre de 2018 y servirá como centro regional para importar GNL, al aprovechar su ubicación cercana a la entrada al Canal de Panamá del lado del Caribe, a través del cual pasa una parte importante del tránsito de GNL con destino a Asia.

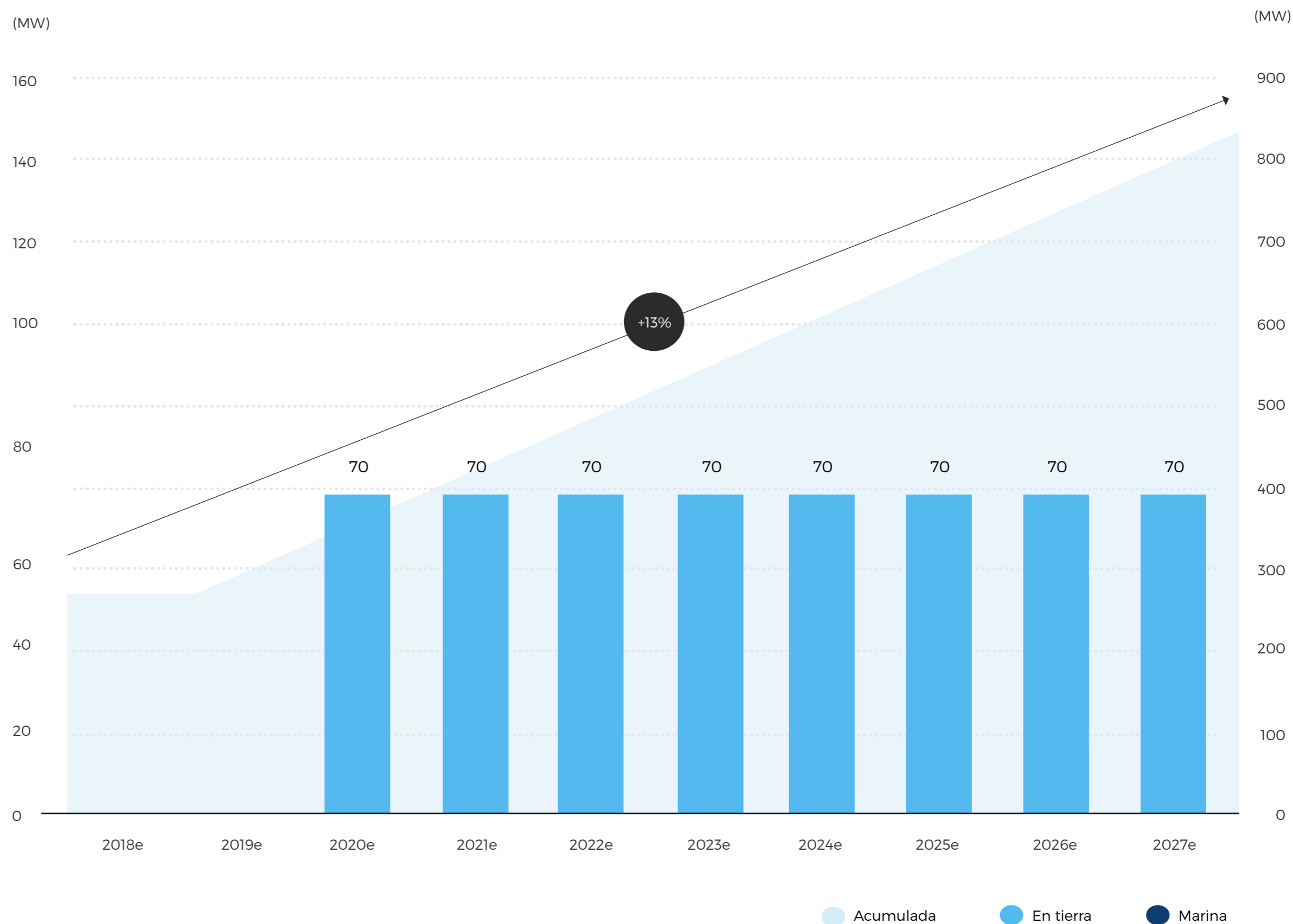


FIGURA 3.132

Nueva capacidad anual estimada durante 2018e-2027e (MW)

Fuente: Wood Mackenzie

***Nota:** El año indica la fecha de entrada en operación. %=CAGR





ENERGÍA EÓLICA MARINA

La energía eólica marina todavía no es un tema de discusión en la industria.

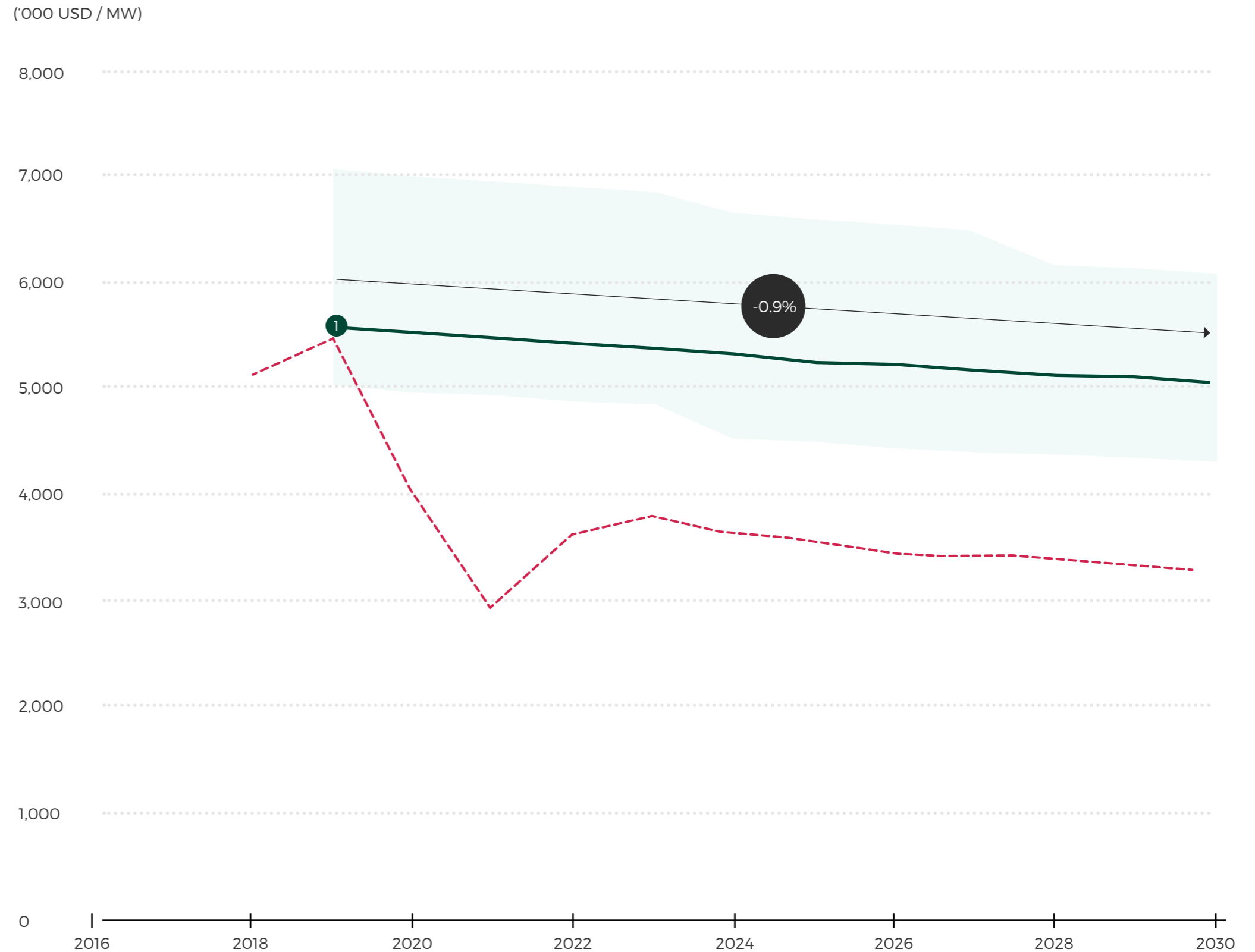


FIGURA 3.133

Estimación de CAPEX eólica marina durante 2019-2030e, kUSD/MW

Fuente: Wood Mackenzie

***Nota:** El año indica la fecha de entrada en operación. El cálculo de CAPEX está basado en plantas comerciales, a pesar de que solo se instalarán proyectos pilotos en mercados emergentes.

La zona sombreada indica el rango de CAPEX. %=CAGR

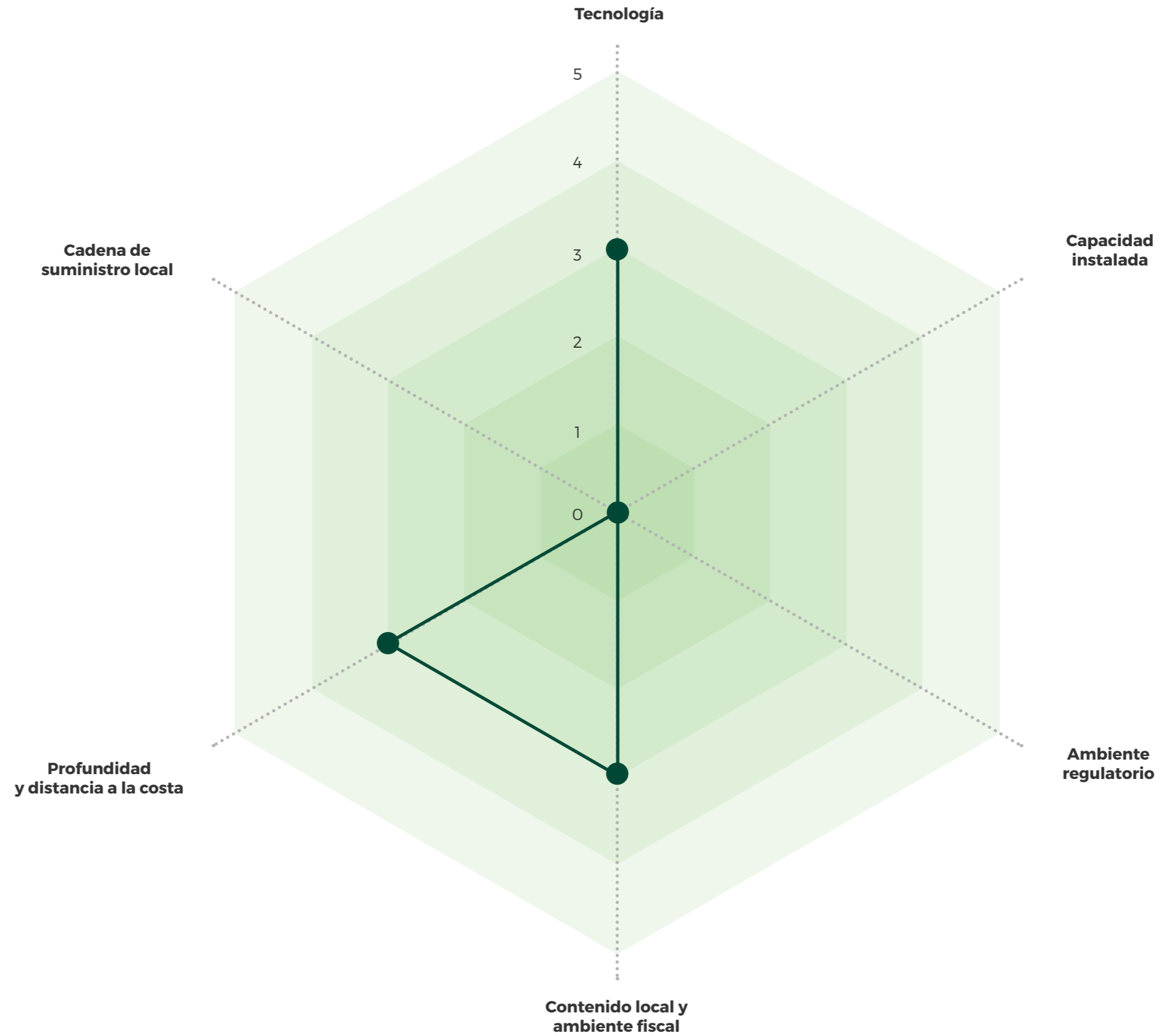
1 Promedio Panamá Promedio Europa



FIGURA 3.134

Evaluación de impacto de factores para reducción de CAPEX

Fuente: Wood Mackenzie



0 No favorable para reducción CAPEX



5 Favorable para reducción CAPEX



ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

Panamá acorta en un 11% la brecha de CAPEX con respecto a los valores globales debido, principalmente, a los avances tecnológicos. Sin embargo, la falta de oportunidades de energía solar fotovoltaica a gran escala limita una mayor reducción de CAPEX.

En la actualidad, Panamá no cuenta con legislación que grave la importación de materiales para energía solar fotovoltaica o que requiera contenido local. Esto significa un ahorro en CAPEX, comparado con mercados que poseen dichas leyes (como Uruguay y Bolivia), de casi USD 0,05-USD 0,07/W, tanto en inversores como en módulos. Dado que Panamá es un mercado pequeño, con rutas navieras importantes, puede beneficiarse con precios reducidos de componentes y ahorro en logística, lo cual se refleja en los costos blandos y en los costos del promotor.

La energía solar puede participar en contratos bilaterales y en subastas para electricidad a escala

comercial. Sin embargo, si bien existen subastas, éstas no constituyen un medio importante para el desarrollo de la energía solar fotovoltaica en el país. En cambio, la energía solar distribuida y los contratos bilaterales seguirán impulsando el mercado. Los contratos adjudicados en 2014 (USD 90/MWh) mediante subastas ya no reflejan los contratos del mercado actual para la energía solar fotovoltaica. Los precios mayoristas del mercado en Panamá promedian los USD 50/MWh, mientras que los contratos adjudicados en la región a través de subastas de energía solar durante 2017 y 2018 promediaron los USD 42/MWh. En futuras subastas en Panamá, se observará que los precios en los contratos caerán casi un 50% respecto de los valores de 2014 para adaptarse a las tendencias de los precios.

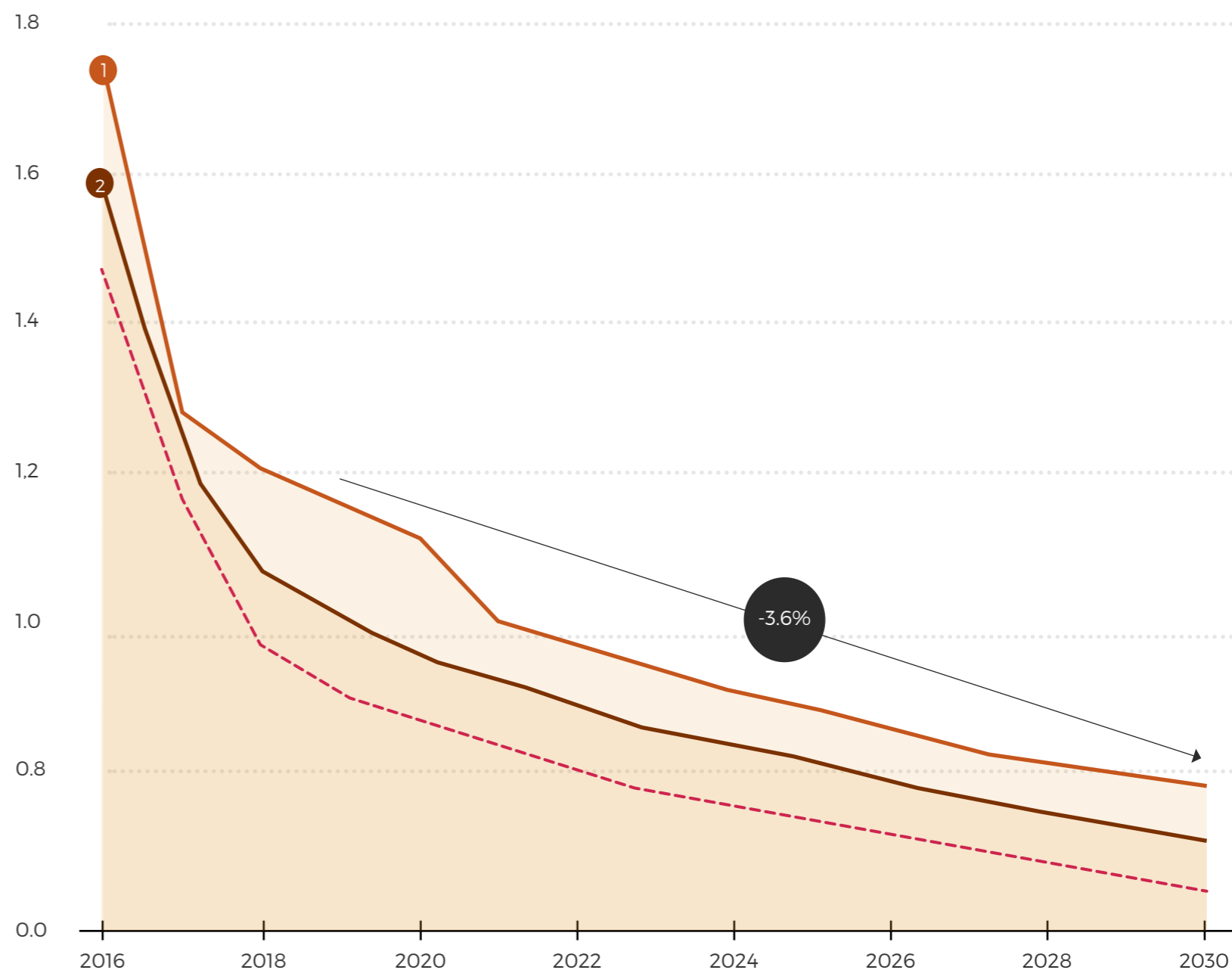
En el gráfico que sigue, se compara la reducción de CAPEX en Chile y en Panamá, ya que ambos países tienen un sistema similar de libre mercado. La economía de Panamá también es relativamente estable, con ventajas en logística debido a sus rutas marítimas. El CAPEX continúa siendo alto ya que las instalaciones a menor escala sólo pueden apalancar menores ahorros.



FIGURA 3.135

Estimación de CAPEX solar FV durante 2019-2030e, USD/W. Fuente: Wood Mackenzie,

(USD / Wdc)



*Nota: El año indica la fecha de entrada en operación. %=CAGR

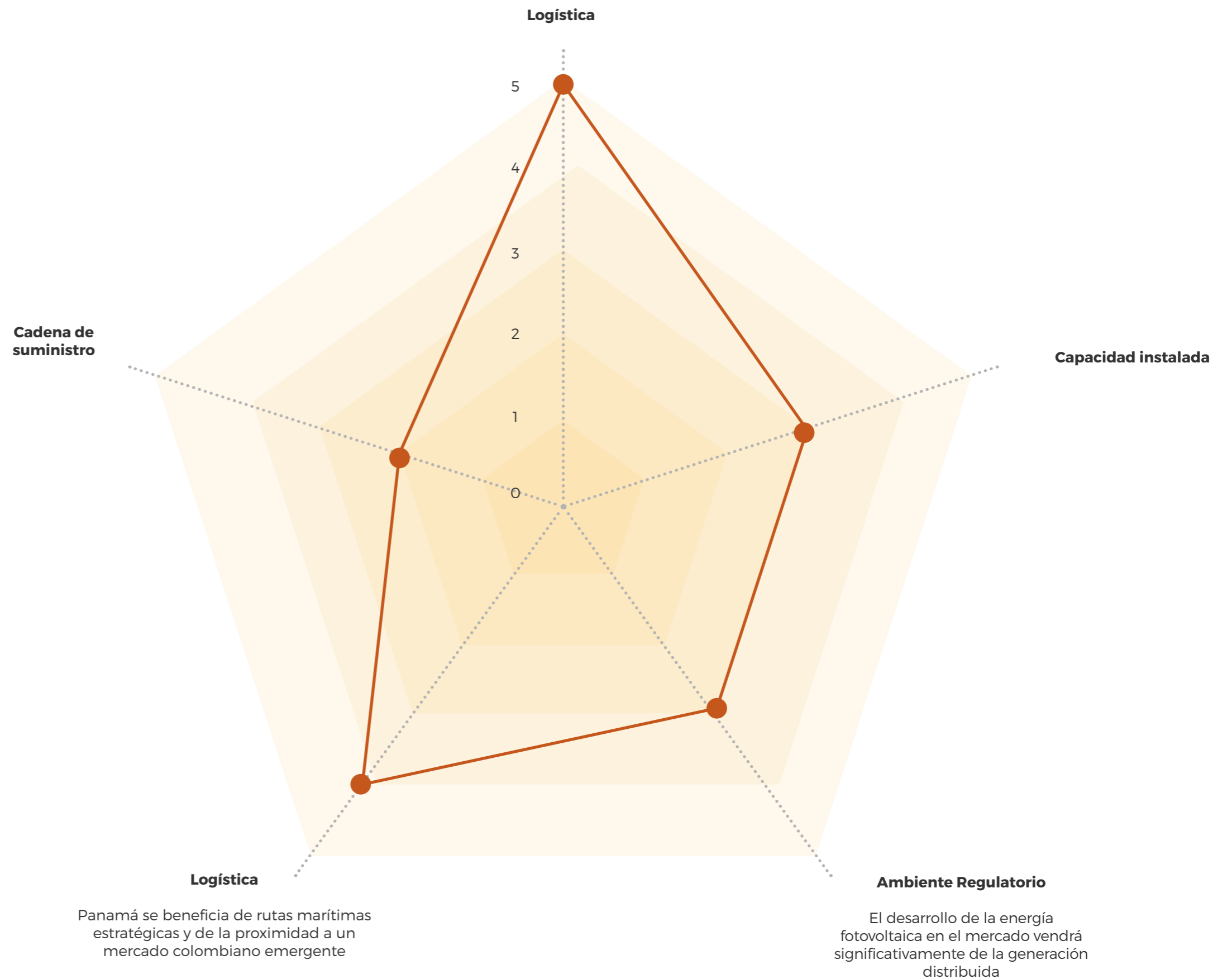
1 Panamá 2 Chile Promedio Global



FIGURA 3.136

Evaluación de impacto de factores para reducción de CAPEX

Fuente: Wood Mackenzie



0 No favorable para reducción CAPEX

5 Favorable para reducción CAPEX



Los proyectos en Panamá están sujetos a limitaciones de espacio y restricciones de la red eléctrica. El complejo Sol de Real de ENEL abarca cinco centrales de energía solar fotovoltaica con capacidades que van desde 5,8 MW a 12,7 MW. La central más grande tiene un costo instalado de USD 0,86/W, mientras que la de menor tamaño tiene un CAPEX de USD 1,86/W, lo que arroja un promedio de USD 1,21/W.

Por ley, los proyectos de energía renovable debajo de los 10 MW están exentos del pago de aranceles de transmisión o distribución (costos operativos). Los proyectos entre 10 MW y 20 MW no pagan aranceles de transmisión o de distribución por los primeros 10 MW durante 10 años.

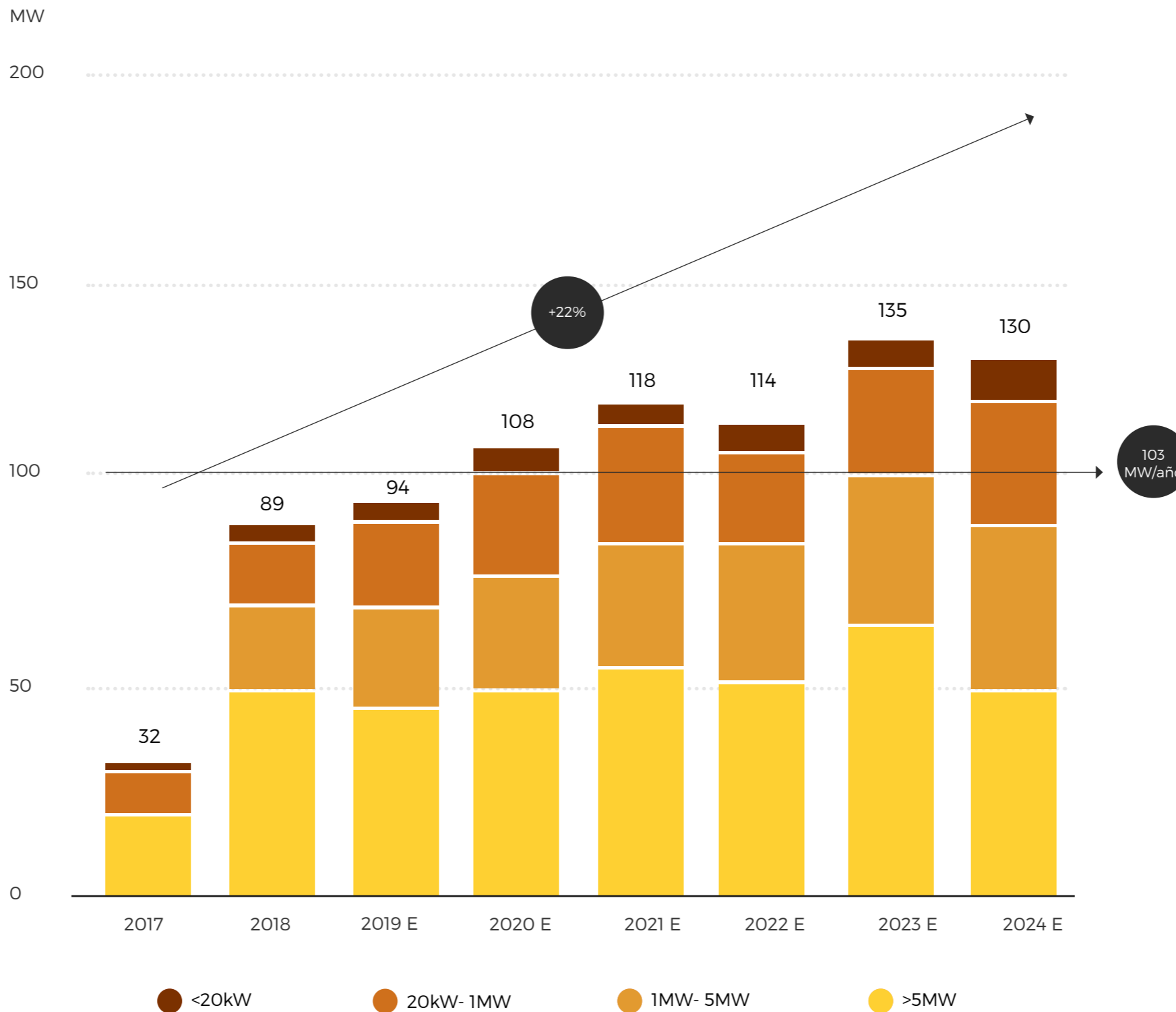
A fines de 2018, Wood Mackenzie reportó un total de 220 MW de energía fotovoltaica interconectada, lo cual incluye generación distribuida. De acuerdo con la Autoridad de los Servicios Públicos (ASEP), la energía solar fotovoltaica conectada a la red tenía una capacidad de 143 MW a fines de 2017, lo cual equivaldría a un crecimiento anual del 50%. La mayor parte de dicho crecimiento se debe a unos pocos proyectos, ya que la mayoría de las centrales de energía solar fotovoltaica de Panamá se construyen con una capacidad inferior a los 20 MW. ASEP ha otorgado licencias permanentes de energía solar fotovoltaica para futuros desarrollos de 345 MW y licencias provisorias de 376 MW. Sin embargo, es improbable que se acelere el desarrollo de proyectos de mayor envergadura, debido a la capacidad existente y planificada en la red a partir de otros recursos.



FIGURA 3.137

Solar Fotovoltaica: Estimación al 2024. Fuente: Wood Mackenzie, IRENA

*Nota: El año indica la fecha de entrada en operación. %=CAGR



Si bien la energía hidroeléctrica y la energía a base de petróleo predominan en la matriz de generación del país, se está construyendo una nueva central térmica de ciclo combinado a gas para incorporar electricidad más barata a la red. Esto coloca la generación de energía fotovoltaica a gran escala en un ambiente de incertidumbre, debido a la falta de mecanismos de apoyo y oportunidades de adquisición.

Panamá reestructuró el sector eléctrico en los últimos 20 años para convertirlo en un mercado mayorista competitivo:



Los proyectos pueden competir en el mercado spot por hora y en el mercado spot de capacidad de generación diaria.



También se pueden celebrar contratos bilaterales entre generadores y compradores. Al igual que en otros mercados, los proyectos de energía solar cuentan con mayor capacidad para negociar precios más cercanos o inferiores a los valores del mercado mayorista, sin integrar distorsiones al mercado. Esto hará que el CAPEX continúe bajando un 4%-5% por año, debido principalmente a los avances tecnológicos y a la dinámica de precios según la oferta y la demanda.



Los contratos bilaterales en Panamá ayudarán a limitar el riesgo y a estabilizar los precios para consumidores finales y, al mismo tiempo, generarán mayor certeza en cuanto al flujo de efectivo para los inversionistas.



ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA

Panamá será un mercado menor de almacenamiento.

Panamá aún no ha dado señales de regulación del mercado de almacenamiento. Con un mercado potencial muy pequeño y sin el apoyo de políticas sobre almacenamiento, el mercado de almacenamiento del país se verá muy restringido, al menos durante los próximos diez años. La penetración de la energía renovable en Panamá es alta, y el país cuenta con cantidad suficiente de energía hidroeléctrica y de interconexiones regionales existentes con Costa Rica y planificadas con Colombia.

Como no hay proyectos de almacenamiento previstos durante el período analizado, los niveles de CAPEX se mantendrán por encima del promedio global hasta que se modifiquen las leyes actuales para permitir condiciones más atractivas para implementar este tipo de tecnología.

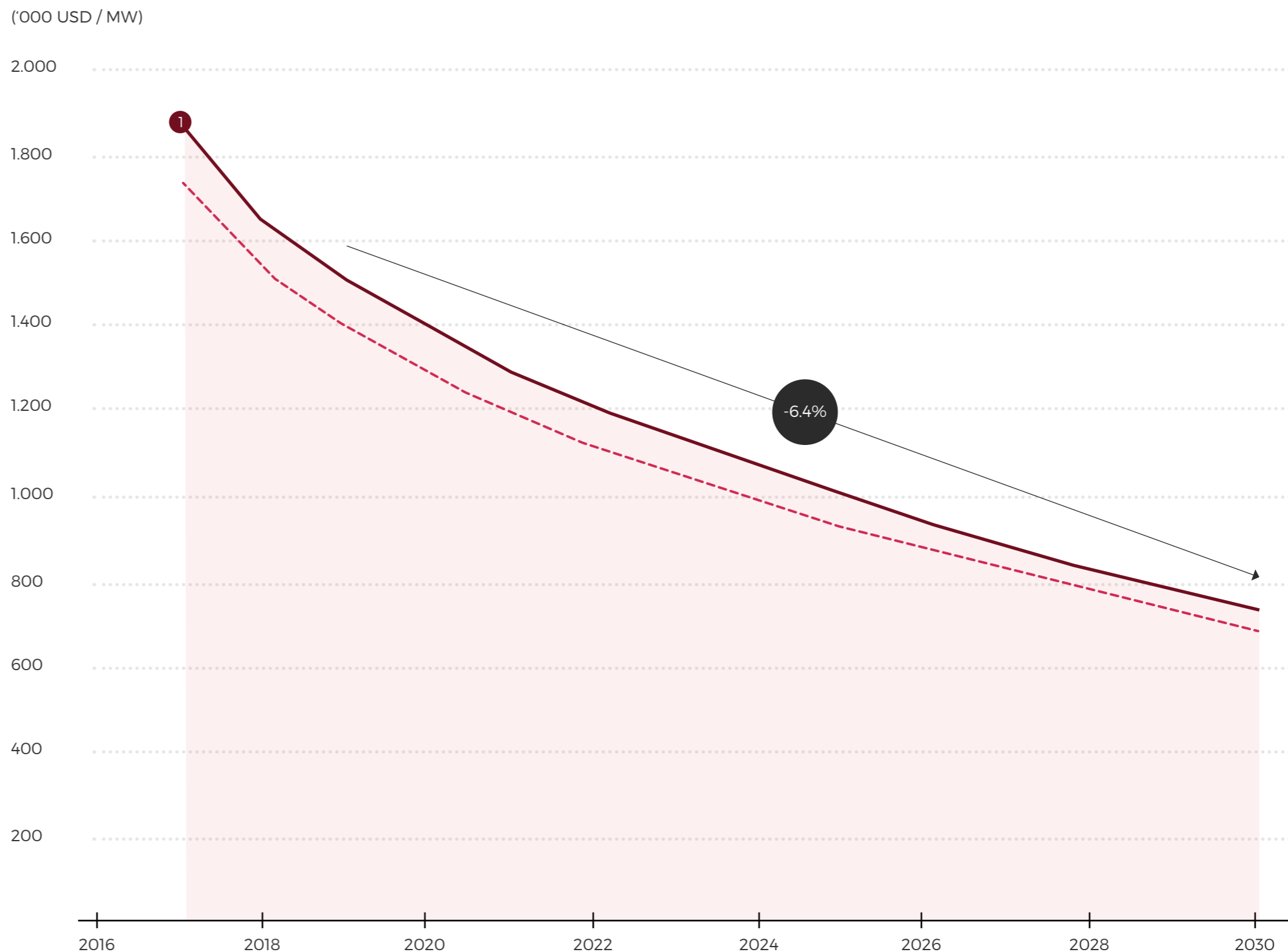


FIGURA 3.138

Estimación de CAPEX Almacenamiento durante 2019-2030e, kUSD/MW

Fuente: Wood Mackenzie

*Nota: El año indica la fecha de entrada en operación. %=CAGR

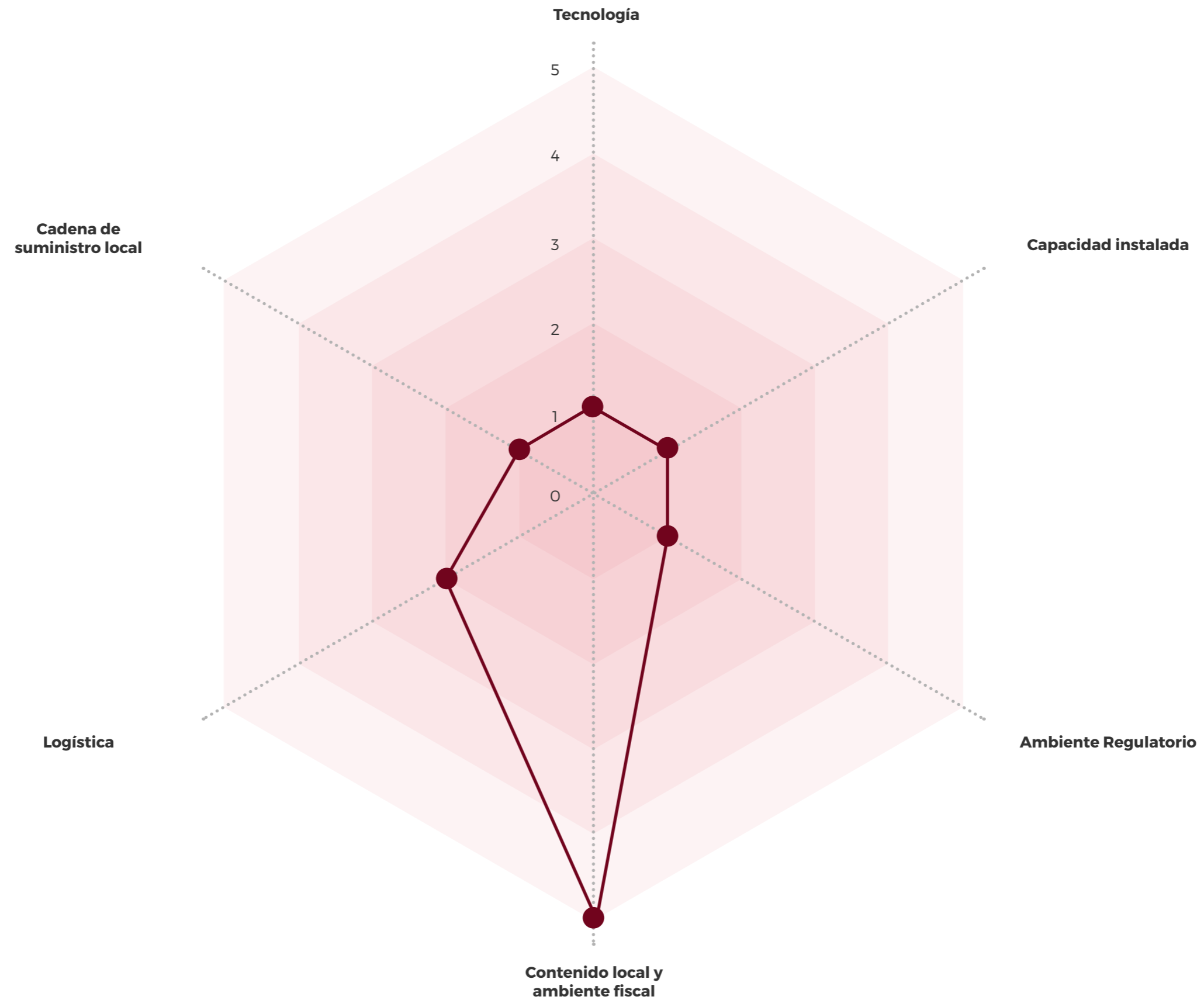
1 Panamá Promedio Global



FIGURA 3.139

Evaluación de impacto de factores para reducción de CAPEX

Fuente: Wood Mackenzie



0 No favorable para reducción CAPEX

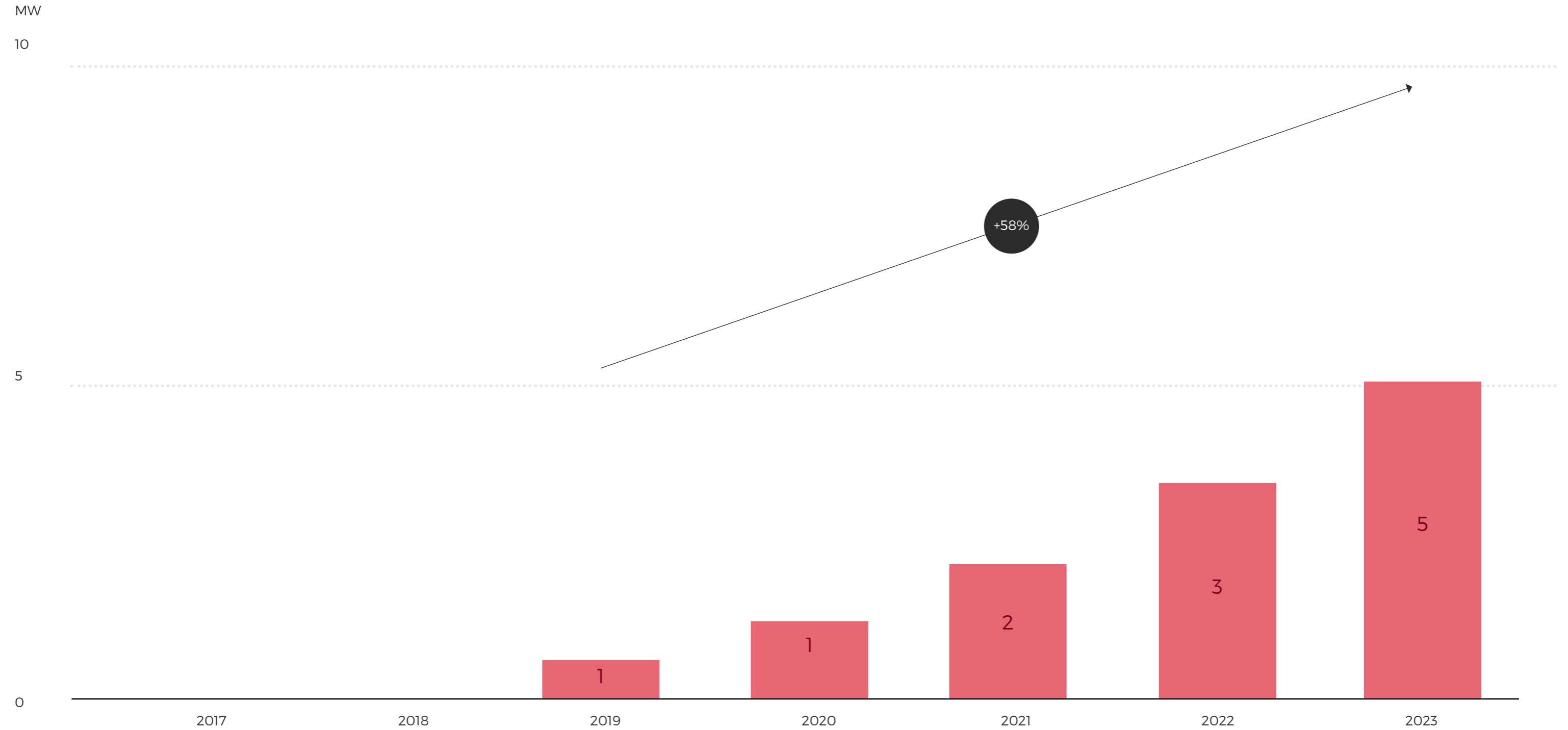
5 Favorable para reducción CAPEX



FIGURA 3.140

Estimación de futura capacidad instalada de almacenamiento. **Fuente:** Wood Mackenzie

***Nota:** Las cifras no reflejan un pronóstico real, sino más bien la posibilidad de instalaciones de almacenamiento. %=CAGR





COLOMBIA



ENERGÍA EÓLICA
PÁGINA 202



ENERGÍA EÓLICA MARINA
PÁGINA 205



ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA
PÁGINA 207



ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA
PÁGINA 212



PANEL SOLAR. LOS HOYOS,
DESIERTO DE LA TATACOA, COLOMBIA



La generación de electricidad en Colombia está dominada por la hidroelectricidad ejerciendo una gran influencia tanto en la planificación del sistema como en las operaciones del mercado. Estudios publicados por la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) de Colombia indican que el recurso de energía eólica desarrollable en el país se complementa en gran medida con su infraestructura hidroeléctrica. Es por esto que el desarrollo de capacidad de energía eólica es prioritario en los estudios de planificación de sistemas energéticos a largo plazo.

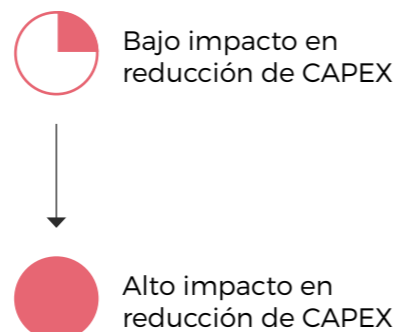
El gobierno colombiano dio a conocer planes preliminares para su primera subasta de energía renovable en agosto de 2018, la cual se realizó durante el primer trimestre de 2019. No hubo ganadores, ya que fue anulada debido a problemas relacionados con criterios de competencia en el mercado eléctrico. Sin embargo, nueva capacidad de generación energía eólica y solar se adjudicó en una subasta posterior para atender la demanda, especialmente, durante las temporadas de baja hidrología (cargo por confiabilidad). Esta subasta se llevó a cabo algunos días después de la subasta de energía renovable (se incentivan las tecnologías renovables mediante criterios específicos de selección en una subasta con neutralidad tecnológica). El Ministerio de Energía planea celebrar otra subasta en la segunda mitad de 2019¹. Después de años de estudios de factibilidad de transmisión y de integración a la red, el gobierno de Colombia finalmente tomó medidas definitivas para abrir el país a la implementación de energías renovables no hidroeléctricas. La implementación de proyectos de energía eólica se podrá concretar mediante un proyecto de inversión en infraestructura de transmisión que fue adjudicado por el gobierno y se espera que finalice su construcción en 2022.

1. Al momento de publicar esta nota ya se conocían los resultados de la subasta exclusiva para energías renovables no convencionales realizada en octubre de 2019 donde se adjudicaron 1010 MW de nueva capacidad eólica y 288 MW de capacidad solar fotovoltaica con inicio de operación en 2022. El Ministerio de Energía anunció que esta capacidad más la adjudicada en la subasta de cargo a proyectos eólicos y solares sumaría más de 2200MW de capacidad de generación de renovables no convencionales al año 2022, superando la meta planteada por Colombia de 1500MW en ese año.



FIGURA 3.141
Energía renovable y análisis de políticas de almacenamiento en Colombia

Fuente: Wood Mackenzie, CREG



	Disponible	Impacto en CAPEX	
INCENTIVOS FISCALES	Exención de impuestos de importación	Sí	<ul style="list-style-type: none"> Exención de aranceles de importación para equipos de energías renovables no producidos localmente. La inclusión del almacenamiento de energía en la ley 1715 no es clara.
	Exención de impuesto sobre la renta	Sí	<ul style="list-style-type: none"> Deducción del impuesto sobre la renta del 50% del valor de la inversión hasta el 50% de la renta imponible durante un máximo de 5 años. No está clara la inclusión del almacenamiento de energía en la ley 1715.
	Impuesto al carbono	Sí	
	Depreciación acelerada	Sí	<ul style="list-style-type: none"> Depreciación acelerada de hasta un 20% anual para inversiones en energía renovable.
	Otros incentivos fiscales	Sí	<ul style="list-style-type: none"> Exención del IVA para equipos y servicios de energías renovables. La inclusión del almacenamiento de energía en ley 1715 no es clara.
MECANISMOS DE APOYO	Licitaciones	Sí	<ul style="list-style-type: none"> Primera subasta centrada en las energías renovables llevada a cabo en el primer trimestre de 2019 y declarada nula por motivos de defensa de la competencia. La segunda subasta está programada para octubre de 2019 con contratos que podrían recibir \$40-50/MWh según estimación. La primera subasta fue tecnológicamente neutral, pero contó con incentivos para las energías renovables a través de criterios específicos de elegibilidad. Los desarrolladores ganadores en la primera subasta recibirían un PPA de 12 años La licitación de cargo por confiabilidad adjudicó contratos de 20 años a ~1,5 GW de energías renovables. Dos plantas solares FV en Cesar a \$15,1/MWh
	Acceso a la red eléctrica	No	<ul style="list-style-type: none"> Interconexión garantizada si hay espacio disponible en el nodo para proyectos de menos de 10 MW



El volumen de electricidad contratada en potenciales rondas futuras aún es poco claro. Colombia propuso recientemente un objetivo formal de 1,5 GW de capacidad de energía renovable no hidroeléctrica para 2022, y de 4 GW para 2030. La elevada implementación de energía hidroeléctrica hace que la meta de energía renovable no convencional sea menos relevante y que el objetivo de alcanzar la estabilidad del sistema sea prioritario. Sin embargo, los documentos de planificación a largo plazo publicados por el Ministerio de Minas y Energía muestran los planes oficiales de hacer una inversión importante en capacidad de generación de energía solar fotovoltaica y eólica, lo cual diversificará y equilibrará la matriz energética del país.

El escenario recomendado en el Plan de Expansión de Referencia Generación Transmisión 2017 - 2031 publicado en 2018 prevé un aumento considerable en las tecnologías de generación de energía renovable. Dicho escenario se basa en la inversión limitada en capacidad de generación de energía con combustibles fósiles, a pesar de que Colombia se encuentra entre los diez mayores productores de carbón. Se propone tan solo 57 MW de nueva generación a base de gas natural

2. Se han introducido algunas modificaciones a los incentivos durante el 2019 como parte del nuevo Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022 y de la licitación exclusiva para energías renovables no convencionales realizada en octubre de 2019. Entre las más importantes se cuentan el aumento del período de deducción del impuesto a la renta de 5 a 15 años, sin superar el 50% de la inversión realizada, la obligación de los comercializadores de comprar entre 8 a 10% de su energía a proyectos de fuentes renovables no convencionales a partir del 2022 y la extensión a 15 años en los contratos de compraventa de energía adjudicados en la subasta.

en el escenario sin nueva capacidad de generación a base de carbón. Asimismo, el plan establece metas de capacidad de generación de energía eólica de 2,9 GW y de energía solar de 1,0 GW para el año 2027. La cifra de energía eólica supera las proyecciones de Wood Mackenzie debido, en especial, al riesgo de ejecución relacionado con la falta de un mecanismo regular de subastas y sus normas estructurales.

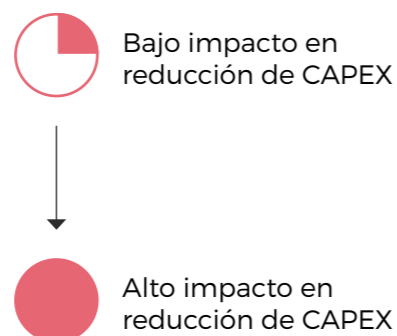
En mayo de 2014, el gobierno colombiano aprobó la Ley 1715, también conocida como Ley de Energías Renovables. La reglamentación asociada aprobada en noviembre de 2014, mediante el Decreto 2143, estableció una serie de incentivos financieros para promover la inversión, como la eliminación de los aranceles de importación sobre equipos de generación de energías renovables, deducción del 50% sobre el impuesto de renta, depreciación acelerada de activos y exención del IVA. Dichos incentivos debían ayudar a mitigar el riesgo asociado a los contratos de compraventa con plazos relativamente cortos de 12 años propuestos en la primera subasta².



FIGURA 3.142

Energía renovable y análisis de políticas de almacenamiento en Colombia

Fuente: Wood Mackenzie, CREG



	Disponible	Impacto en CAPEX	
MECANISMOS DE APOYO	Precio garantizado	No	
	Cuota/portafolio estándar	No	<ul style="list-style-type: none"> Se espera que se añadan 7 GW de ERNC para 2024, sin embargo, se trata de un objetivo no vinculante y las perspectivas para las energías renovables siguen siendo poco prometedoras. El proyecto de norma para la participación del almacenamiento de energía en el sistema interconectado ofrecerá oportunidades en los próximos años
PROGRAMAS ESPECIALES	Generación distribuida	Sí	<ul style="list-style-type: none"> Colombia sigue siendo un mercado interesante para la generación distribuida de hasta 100 kW. Existe facturación neta para proyectos de 100 kW a 1 MW
	Requisito de contenido local	No	



ENERGÍA EÓLICA

La primera edición de la subasta llevada a cabo en febrero de 2019 fue declarada desierta por aplicación de criterios de la competencia y no por falta de interesados en participar de dicha subasta. De hecho, el Ministerio de Energía y Minas declaró que las ofertas recibidas fueron muy competitivas y se mantenía el optimismo respecto a la siguiente ronda que se llevaría a cabo durante el segundo semestre de 2019.

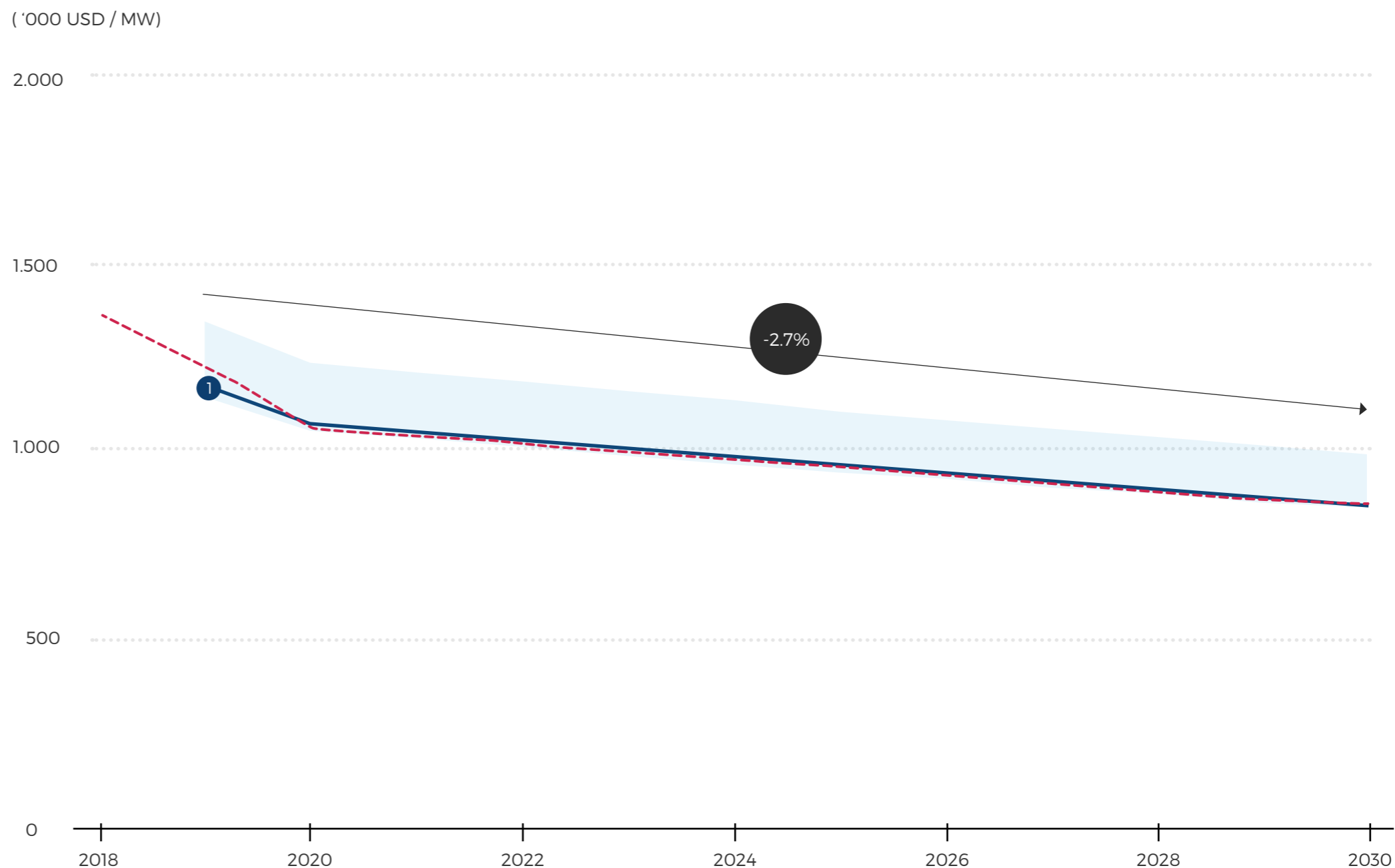
Se espera que Colombia continúe con la misma dinámica de CAPEX que los países latinoamericanos vecinos que realizan subastas, con niveles muy bajos ya al inicio de aproximadamente USD 1,15 millones/MW. Para un país sin experiencia en energía eólica y con el último proyecto de energía eólica instalado en 2004, alcanzar esta cifra constituye un enorme desafío. Debido a la falta de instalaciones de fabricación local, deberán importarse todos los equipos pero contarán con algunos beneficios de exención impositiva y otros incentivos fiscales establecidos por el gobierno con el objetivo de fomentar el desarrollo de estas energías.



FIGURA 3.143

Estimación de reducción de CAPEX durante 2019-2030e, kUSD/MW

Fuente: Wood Mackenzie



*Nota: El año indica la fecha de entrada en operación.

La zona sombreada indica el rango de CAPEX. %=CAGR

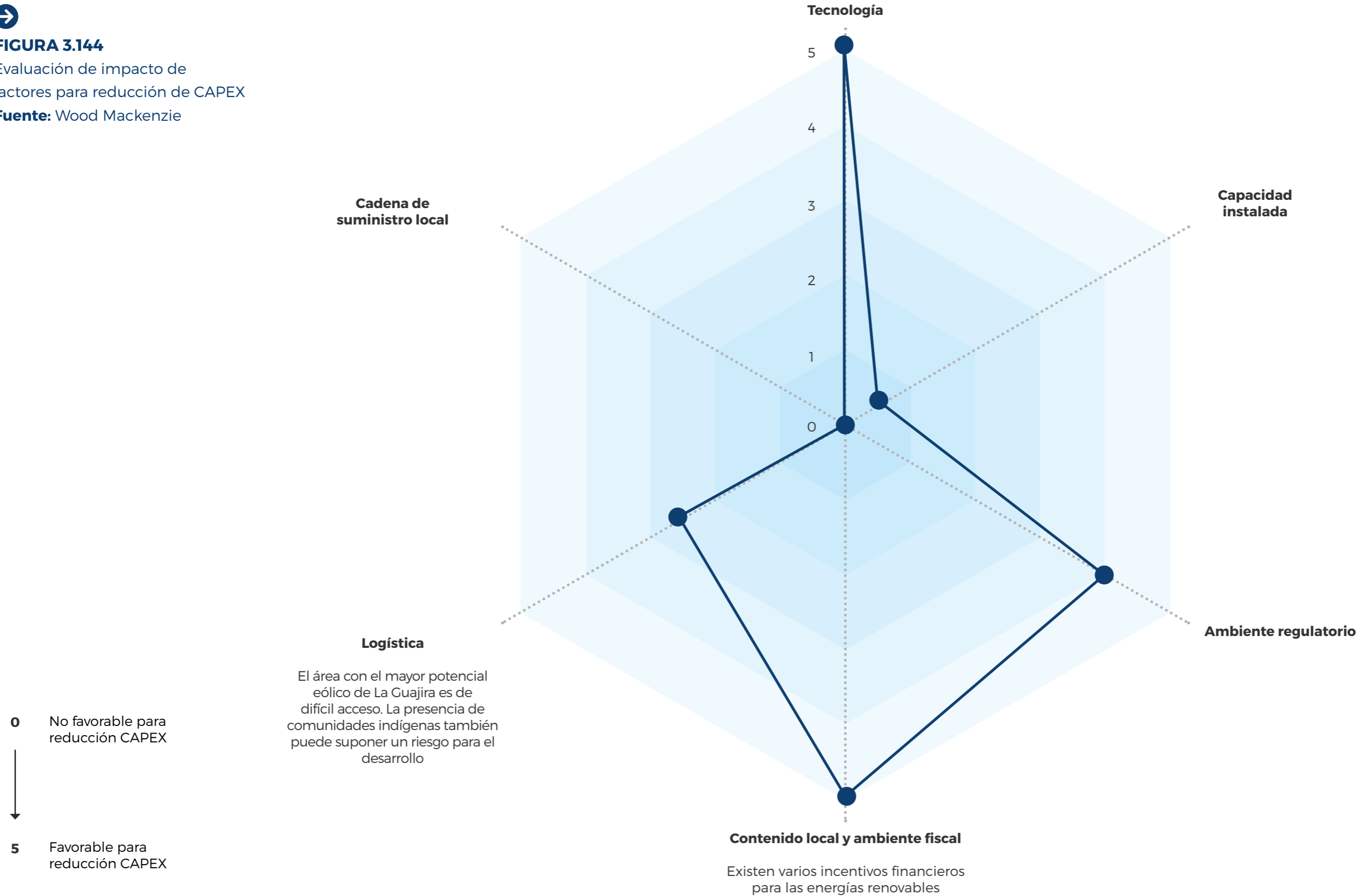
1 Promedio Colombia ○ Promedio Global



FIGURA 3.144

Evaluación de impacto de factores para reducción de CAPEX

Fuente: Wood Mackenzie



EVOLUCIÓN FUTURA DE COSTOS DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES Y ALMACENAMIENTO EN AMÉRICA LATINA



El panorama de la energía eólica en Colombia estará impulsado especialmente por la capacidad adjudicada en los contratos mediante subastas planificadas de energía renovable. El objetivo de la primera subasta era adjudicar contratos para la generación anual de 3,4 TWh que se conectarían en diciembre de 2022. El gobierno colombiano estima que este volumen de compra respaldará la construcción de 1,5 GW de capacidad de generación de energía renovable³.

3. En la subasta realizada en octubre de 2019 se adjudicaron 1298MW de energía solar y eólica correspondientes a 10.2 TWh/día.

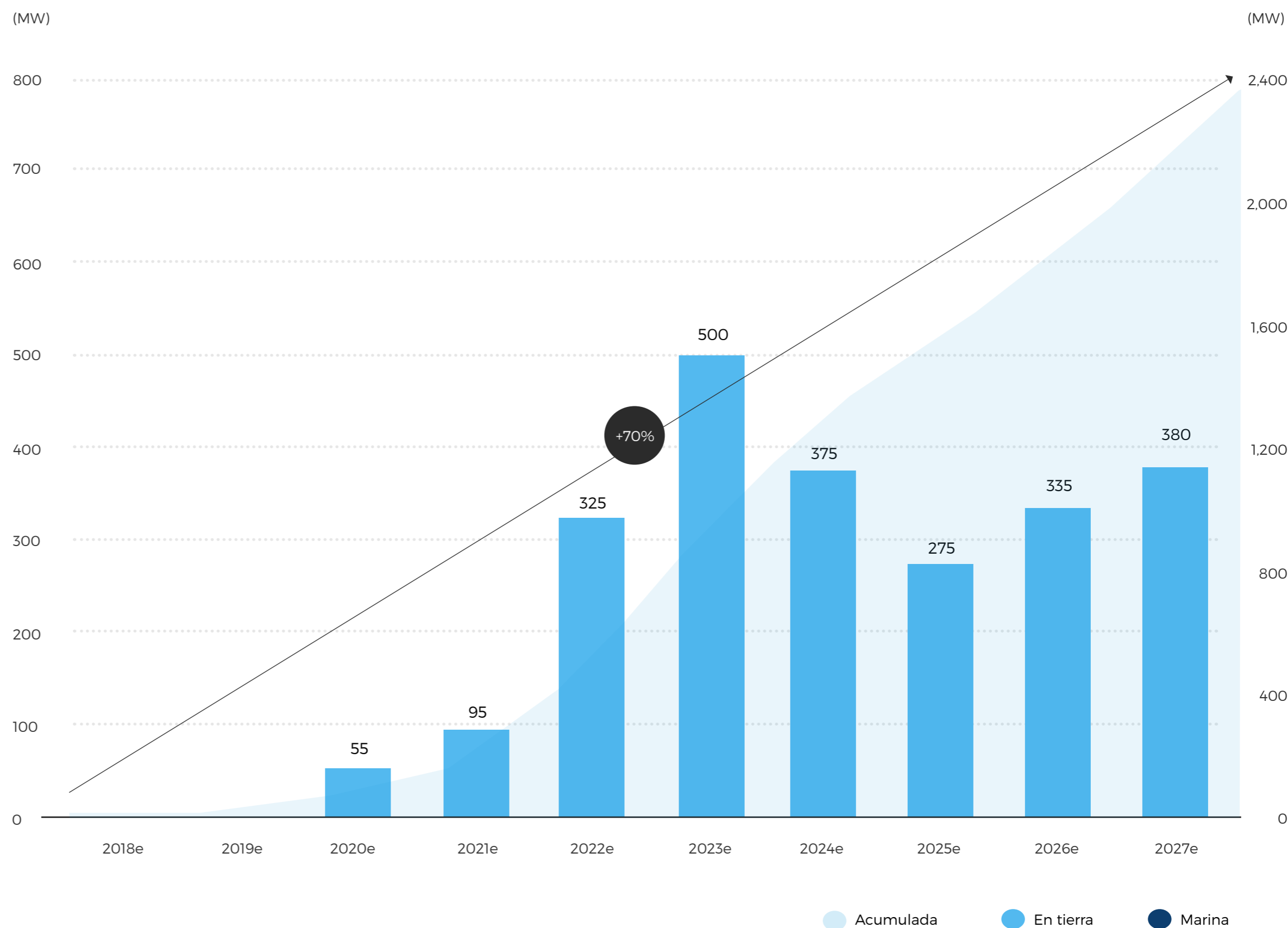


FIGURA 3.145

Nueva capacidad anual estimada durante 2018e-2027e (MW)

Fuente: Wood Mackenzie

***Nota:** El año indica la fecha de entrada en operación. %=CAGR



ENERGÍA EÓLICA MARINA

El desarrollo de la energía eólica marina en Colombia está lejos de concretarse dentro de los próximos 15 años. Como el país aún se encuentra en una etapa inicial de desarrollo de un marco regulatorio para el crecimiento de la energía renovable en general, sería prematuro pensar en la energía eólica marina.

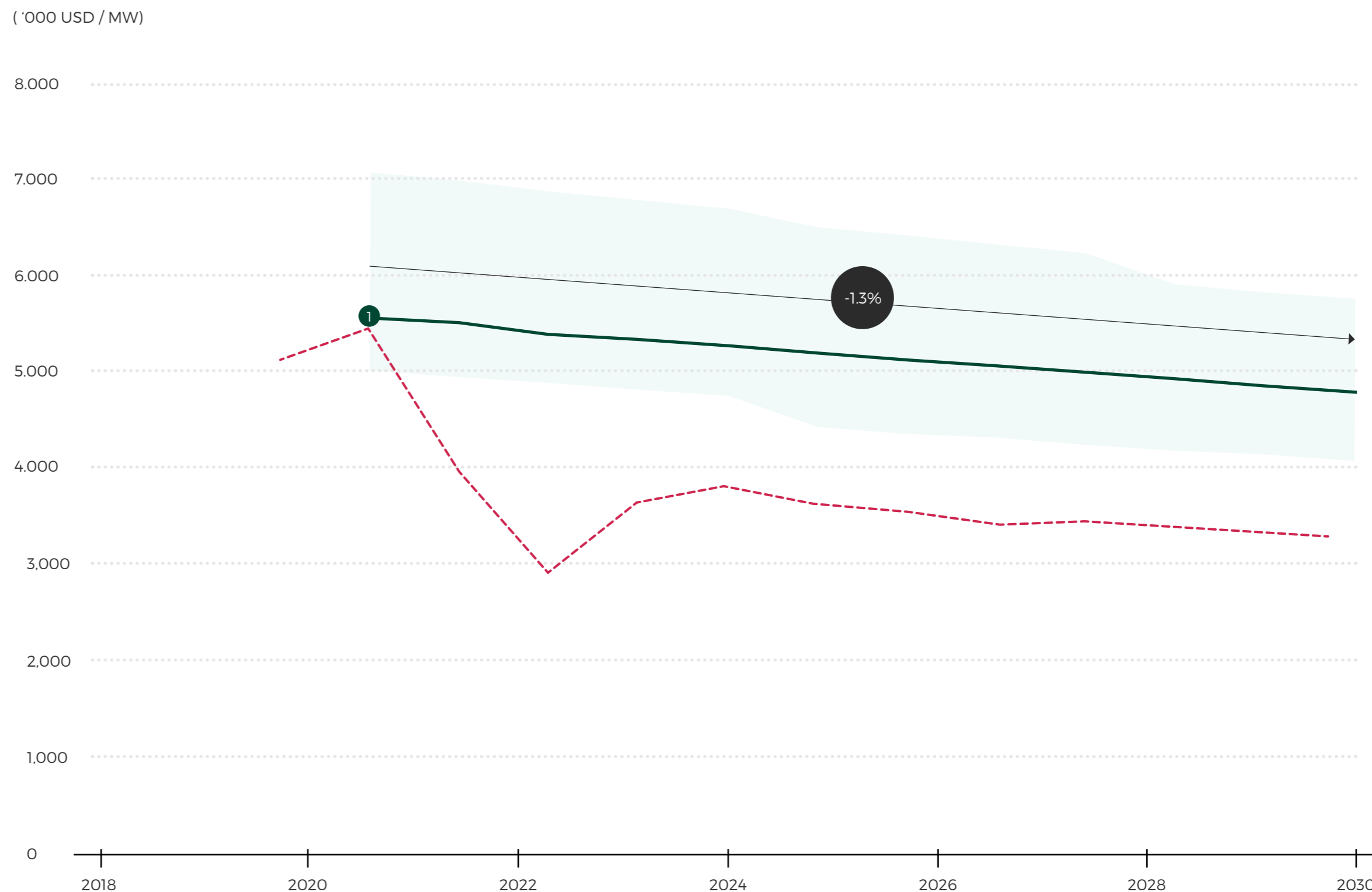


FIGURA 3.146

Estimación de reducción de CAPEX durante 2019-2030e, kUSD/MW

Fuente: Wood Mackenzie

***Nota:** El año indica la fecha de entrada en operación. El cálculo de CAPEX está basado en plantas comerciales, a pesar de que solo se instalarán proyectos pilotos en mercados emergentes. La zona sombreada indica el rango de CAPEX. %=CAGR.

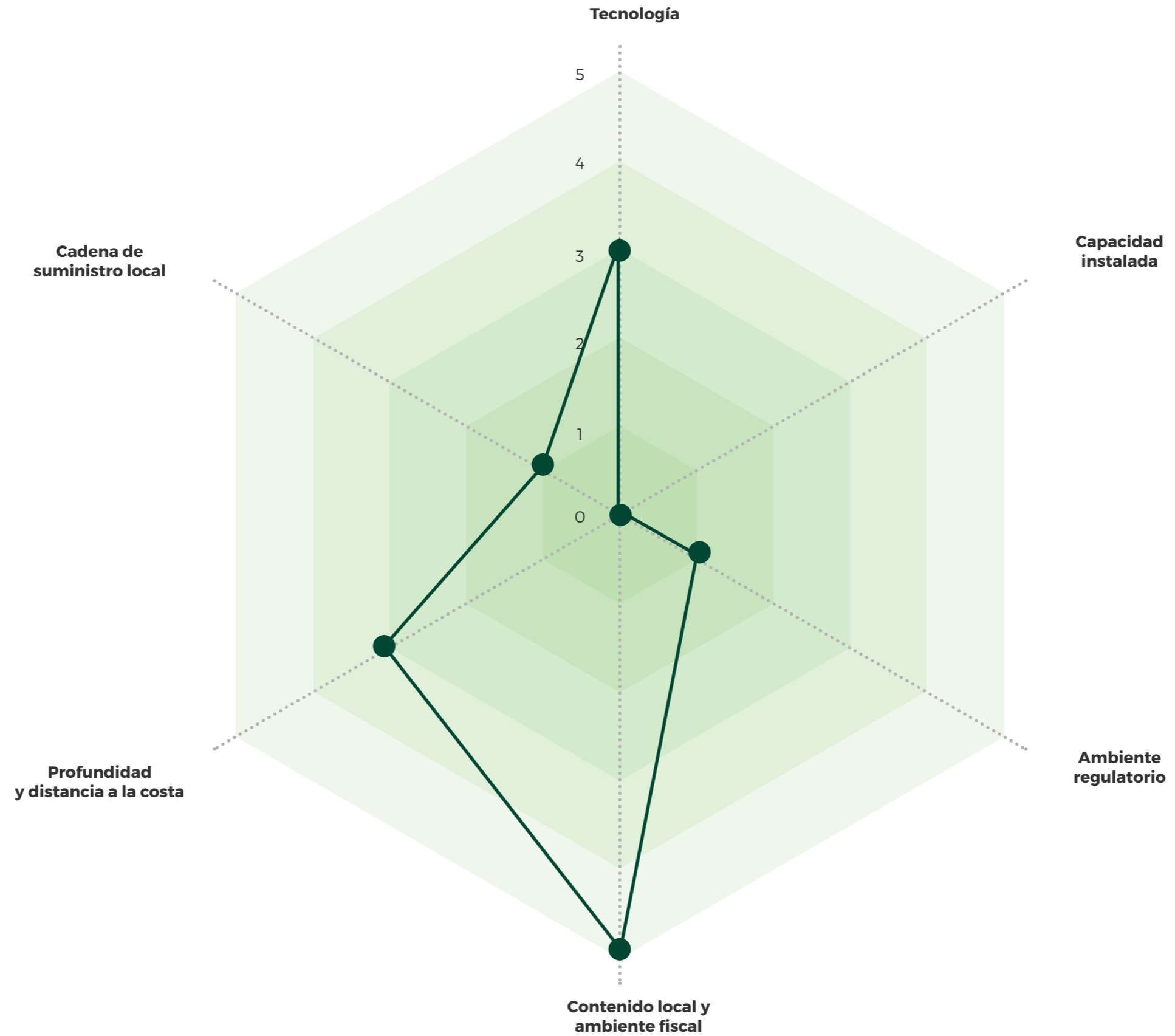
1 Promedio Colombia 2 Promedio Global



FIGURA 3.147

Evaluación de impacto de factores para reducción de CAPEX

Fuente: Wood Mackenzie



0 No favorable para reducción CAPEX



5 Favorable para reducción CAPEX



ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

El CAPEX de la energía solar fotovoltaica a escala comercial en Colombia disminuyó un 65% en el plazo de 15 años.

En Colombia, el CAPEX inicial es alto debido a la falta de desarrollo del mercado. Se reduce esencialmente por la construcción de grandes proyectos y la reducción de los costos de tecnología que disminuyen los costos totales del sistema. Se prevé un inminente ingreso de módulos más grandes y altamente eficientes al mercado colombiano. Muchos fabricantes actuales han decidido cerrar sus líneas de producción de policristalino para concentrarse en módulos más eficientes de mono-PERC y bifaciales. Wood Mackenzie prevé que el costo de los módulos disminuya de USD 0,33/W a USD 0,20/W en 2018, inclusive con la llegada de paneles eficientes (más caros) y las posibles restricciones de suministro.

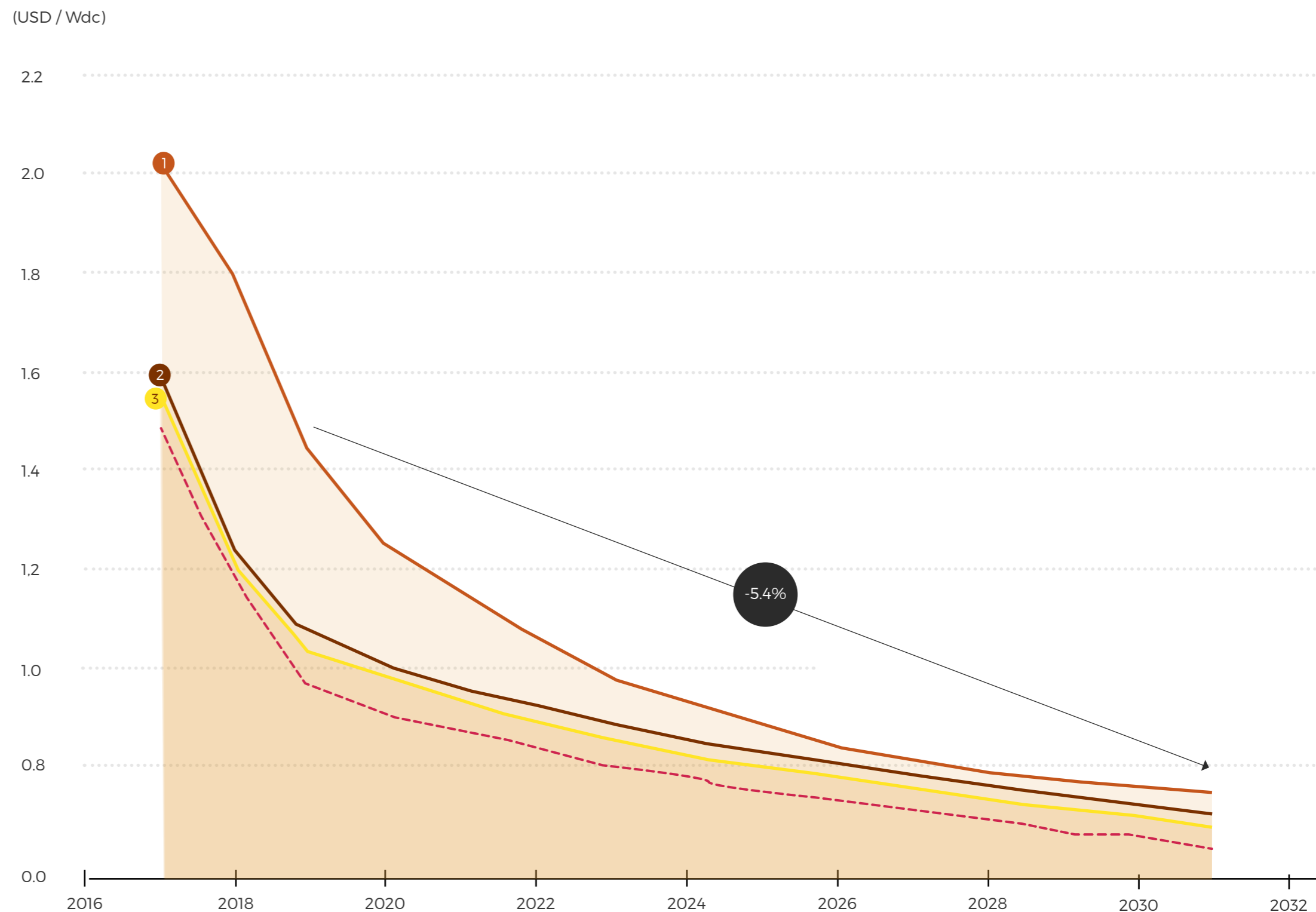


FIGURA 3.148

Evaluación de impacto de factores para reducción de CAPEX

Fuente: Wood Mackenzie

*Nota: El año indica la fecha de entrada en operación. %=CAGR

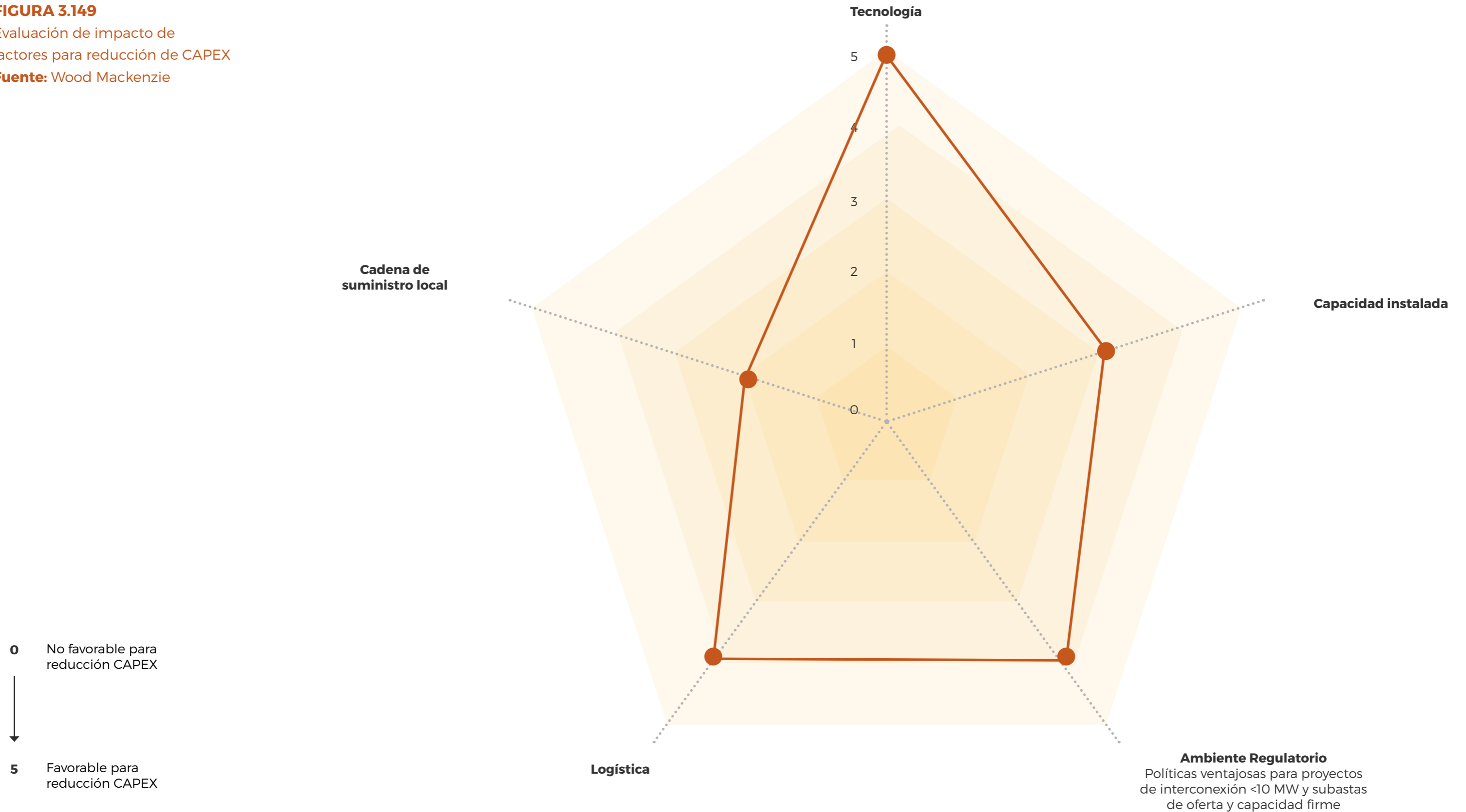
1 Colombia 2 Chile 3 Argentina Promedio Global



FIGURA 3.149

Evaluación de impacto de factores para reducción de CAPEX

Fuente: Wood Mackenzie





El proyecto El Paso de 86 MW de Enel Green Power es el más grande en el mercado colombiano y su CAPEX ya es menor que el promedio. Con USD 0,81/W y fecha de operación comercial para 2019, probablemente el promotor del proyecto ahorró 33% de los costos con las economías de escala, al tener un proyecto con un tamaño mayor que el promedio del mercado colombiano.

Se prevé una reducción importante del CAPEX en módulos e inversores en Colombia.

Las empresas de servicios EPM, ISAGEN y EMGESA controlan más del 65% del mercado. El desarrollo de proyectos de más de 10 MW exige prolongados estudios de interconexión, procesos de adquisición de tierras y estudios de factibilidad. Estos factores aumentan los costos de desarrollo de la energía solar fotovoltaica en el país y, por lo tanto, los costos de los promotores de proyectos se estiman en un 30% del CAPEX en Colombia.

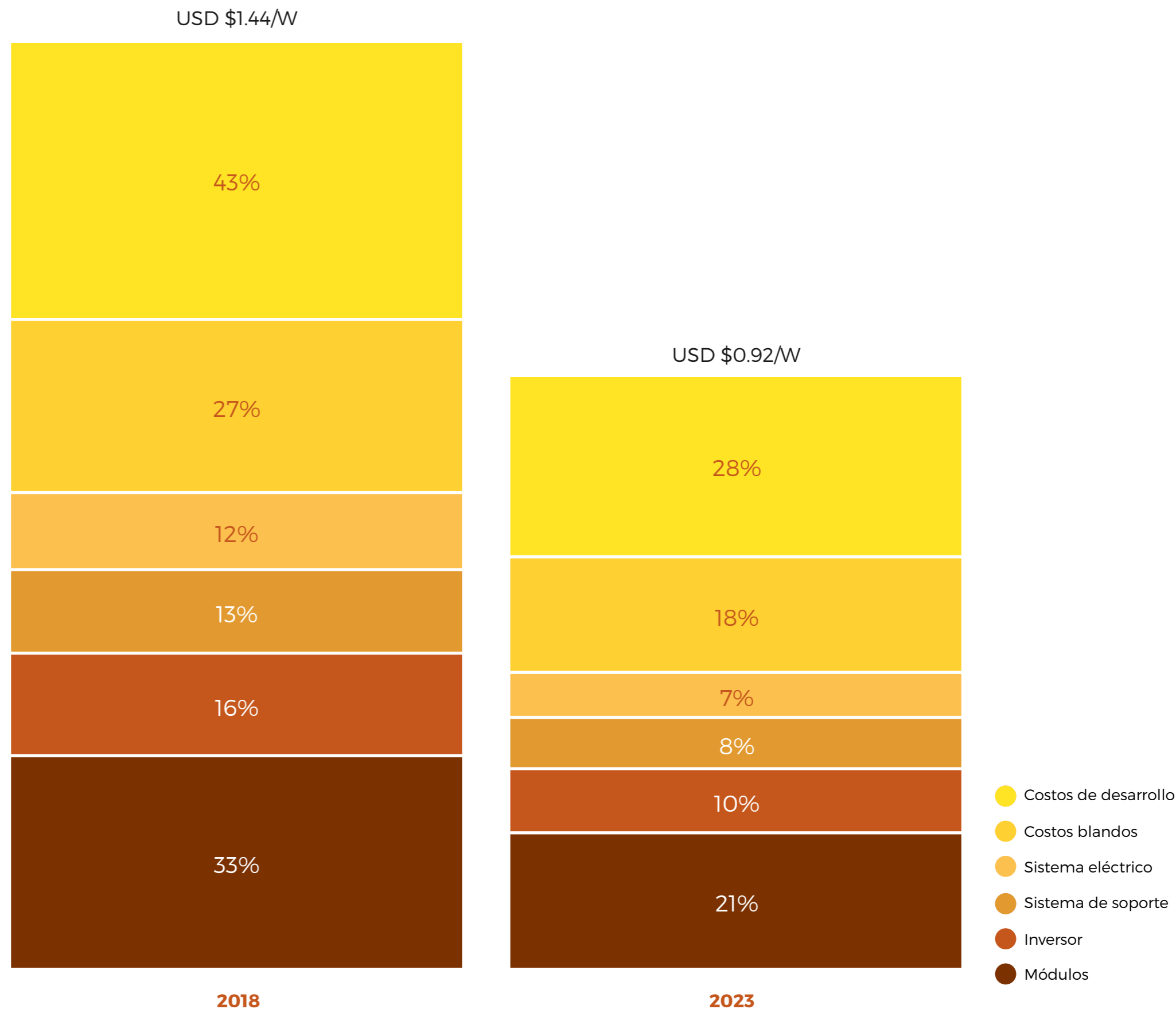


FIGURA 3.150

Desglose de CAPEX por componente 2018 vs 2023 (%)

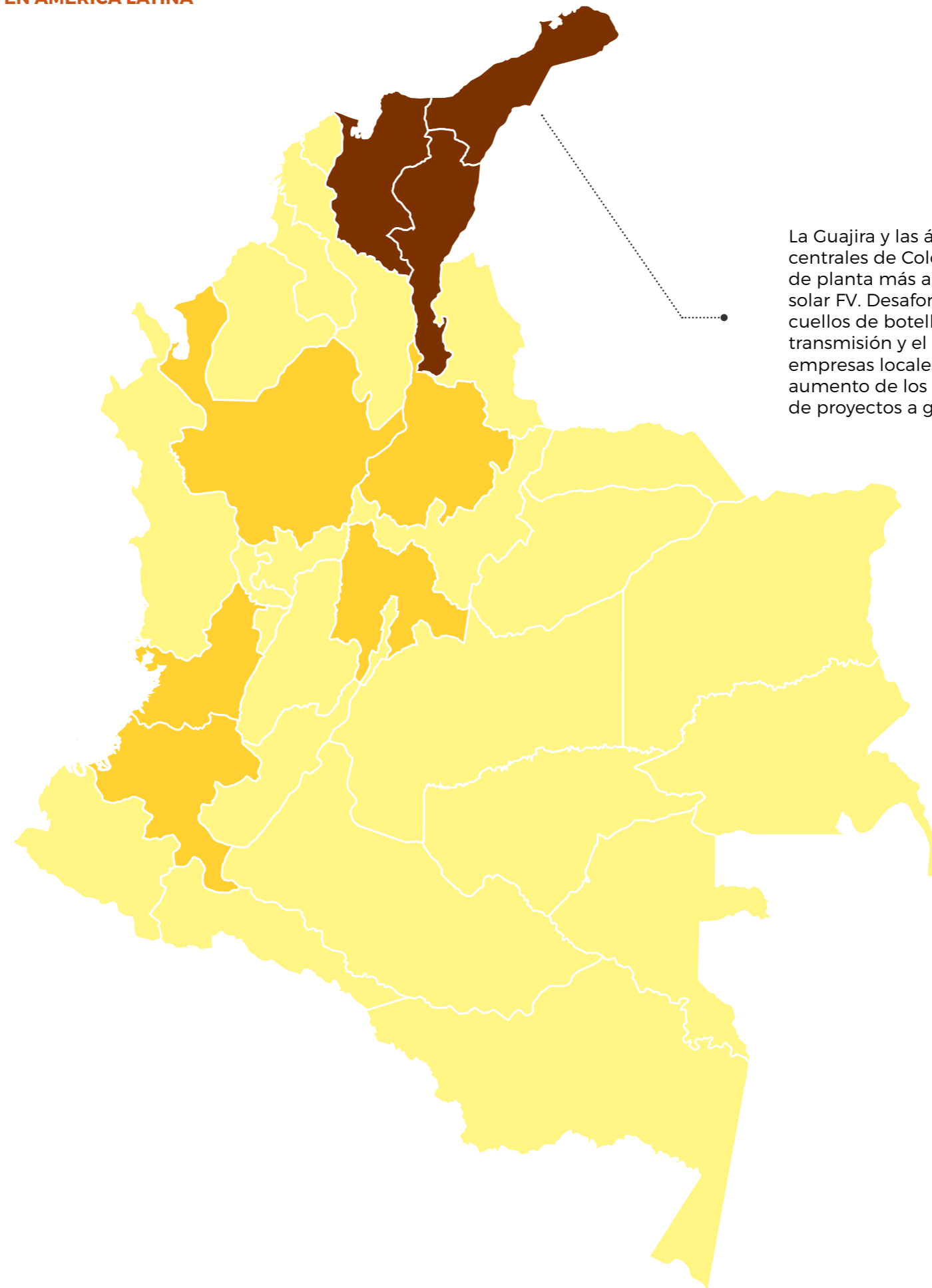
Fuente: Wood Mackenzie



FIGURA 3.151

Área focal de desarrollo de energía solar fotovoltaica en Colombia

Fuente: Wood Mackenzie



La Guajira y las áreas en los valles centrales de Colombia tienen los factores de planta más altos para la energía solar FV. Desafortunadamente, existen cuellos de botella en la capacidad de transmisión y el control del territorio por empresas locales distribuidoras causa un aumento de los costos de interconexión de proyectos a gran escala



El 26 de febrero, Colombia celebró su primera subasta de energía a largo plazo correspondiente a 1.183 GWh anuales, a partir del 1º de diciembre de 2021 y durante 12 años. No se adjudicaron contratos debido a criterios de competencia. Los contratos se pagarían en pesos colombianos (COP) y debían ser agnósticos en cuanto a tecnología. Más importante aún, respecto del CAPEX, los proyectos debían ser de, como mínimo, 10 MW. A pesar de esta distinción, se esperaba que la energía solar fotovoltaica compitiera por grandes proyectos con contratos de apenas USD 40-45/MWh, lo cual coincidiría con los promedios regionales.

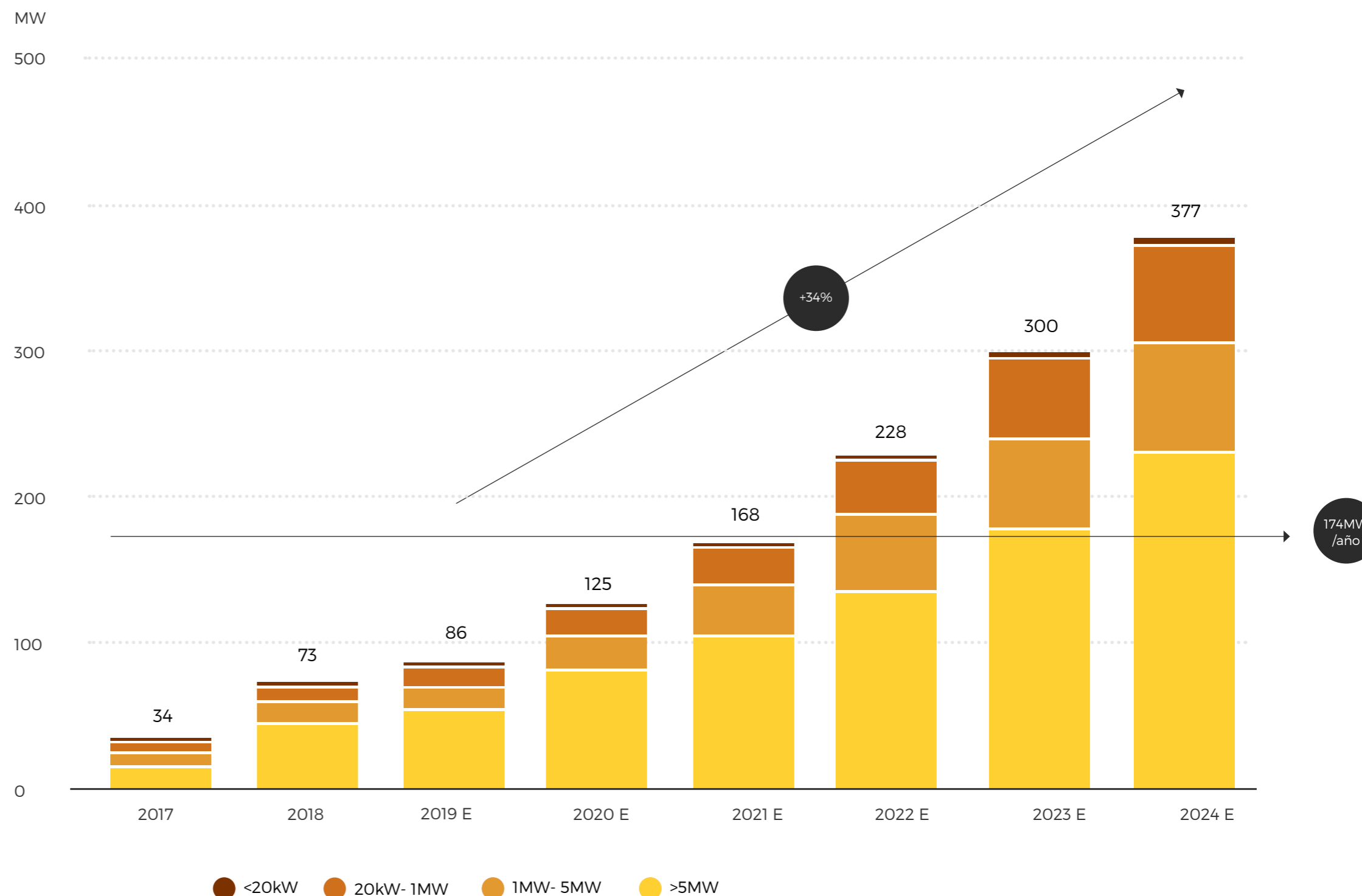
El día siguiente a la subasta cancelada, se adjudicaron dos proyectos de energía solar fotovoltaica para capacidad de generación firme. El Paso y Loma son dos proyectos que Enel Green Power ya tiene en curso en el departamento de Cesar y en territorio de EMGESA. El precio de cierre para capacidad firme fue de USD 15,1/kWh, que es un 11% inferior a los cargos por confiabilidad en la última subasta. Wood Mackenzie redujo su pronóstico sobre energía solar fotovoltaica debido a diversos factores. La energía solar fotovoltaica a escala comercial no está lista para ocupar un lugar central en el mercado colombiano debido a los plazos de tramitación de permisos para proyectos de escala comercial, el predominio de la energía hidroeléctrica y las dificultades de transmisión en áreas de altos recursos. Los proyectos menores de 10 MW se pueden interconectar sin grandes retrasos. Este segmento representará la mayoría de los proyectos de energía solar fotovoltaica a escala comercial en el futuro cercano. Estos proyectos también están sujetos a CAPEX más elevados (al igual que los PMGD en Chile) por la relativa falta de escala. En cambio, se prevé que el mercado colombiano acelere el segmento comercial y el industrial para el desarrollo de energía fotovoltaica gracias a tarifas eléctricas más altas para estos segmentos que el promedio regional (USD 0,15/kWh).



FIGURA 3.152

Solar Fotovoltaica: Estimación al 2024. Fuente: Wood Mackenzie, IRENA

*Nota: El año indica la fecha de entrada en operación. %=CAGR





ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA

El mercado colombiano ha dado algunas señales tempranas de apoyo al mercado de almacenamiento de energía.

A la fecha, Colombia no ha implementado el almacenamiento de energía en la red eléctrica. Sin embargo, en octubre de 2018, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) emitió una circular para que el almacenamiento de energía participara de la red nacional colombiana. La circular fue sometida a consideración de los actores de la industria y se introducirán modificaciones antes de darla a conocer oficialmente a fines de 2019. Mediante la circular, que seguirá vigente hasta diciembre de 2021, se convoca a la participación del almacenamiento en la transmisión, así como en redes de distribución.

Se prevé que los niveles de CAPEX coincidan con los niveles globales para el año 2023, y que Colombia sea uno de los primeros países latinoamericanos con un costo todo incluido del sistema menor a USD 1 millón/MW.

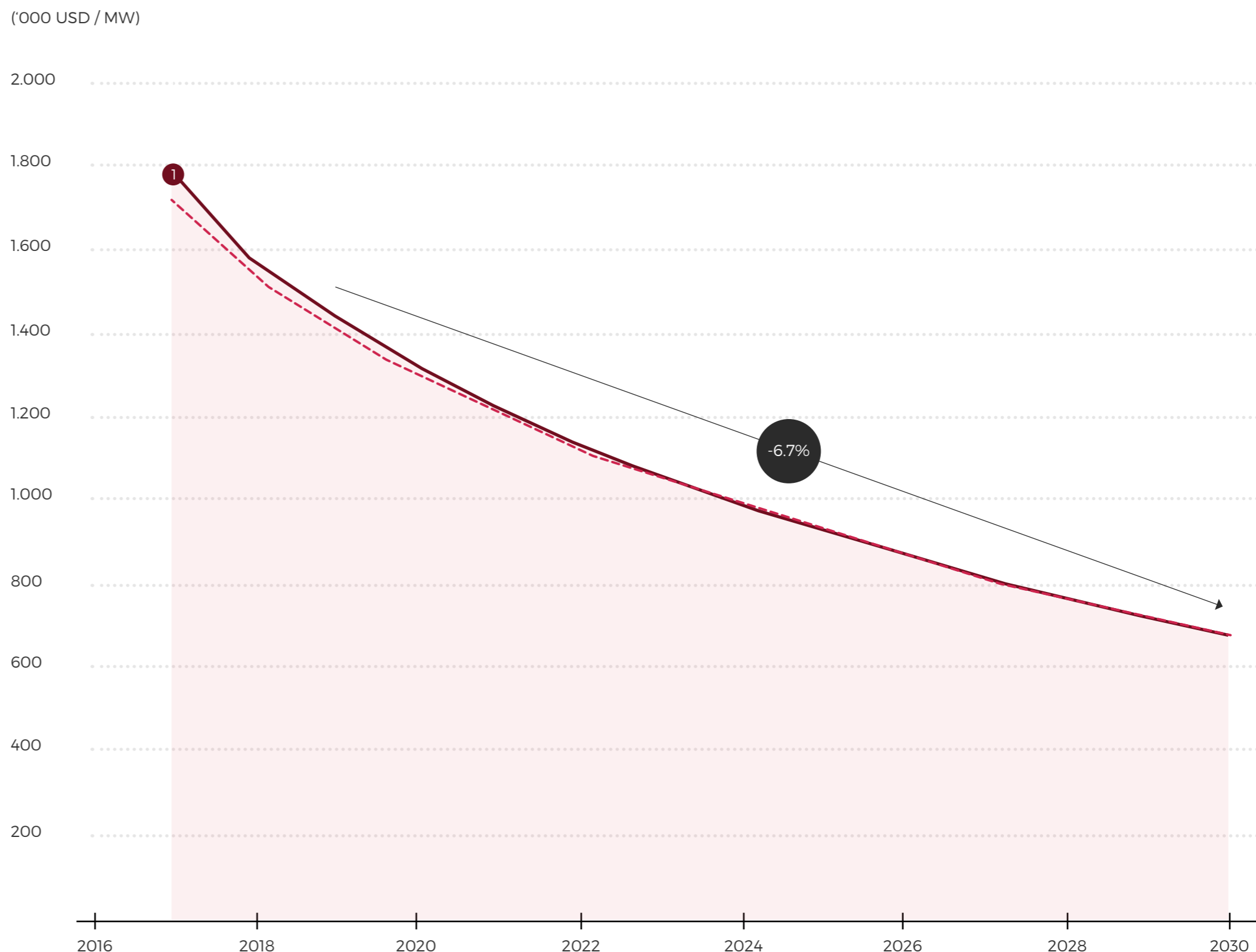


FIGURA 3.153

Estimación de CAPEX Almacenamiento durante 2019-2030e, kUSD/MW

Fuente: Wood Mackenzie

***Nota:** El año indica la fecha de entrada en operación. %=CAGR

1 Colombia Promedio Global



FIGURA 3.154

Evaluación de impacto de factores para reducción de CAPEX

Fuente: Wood Mackenzie

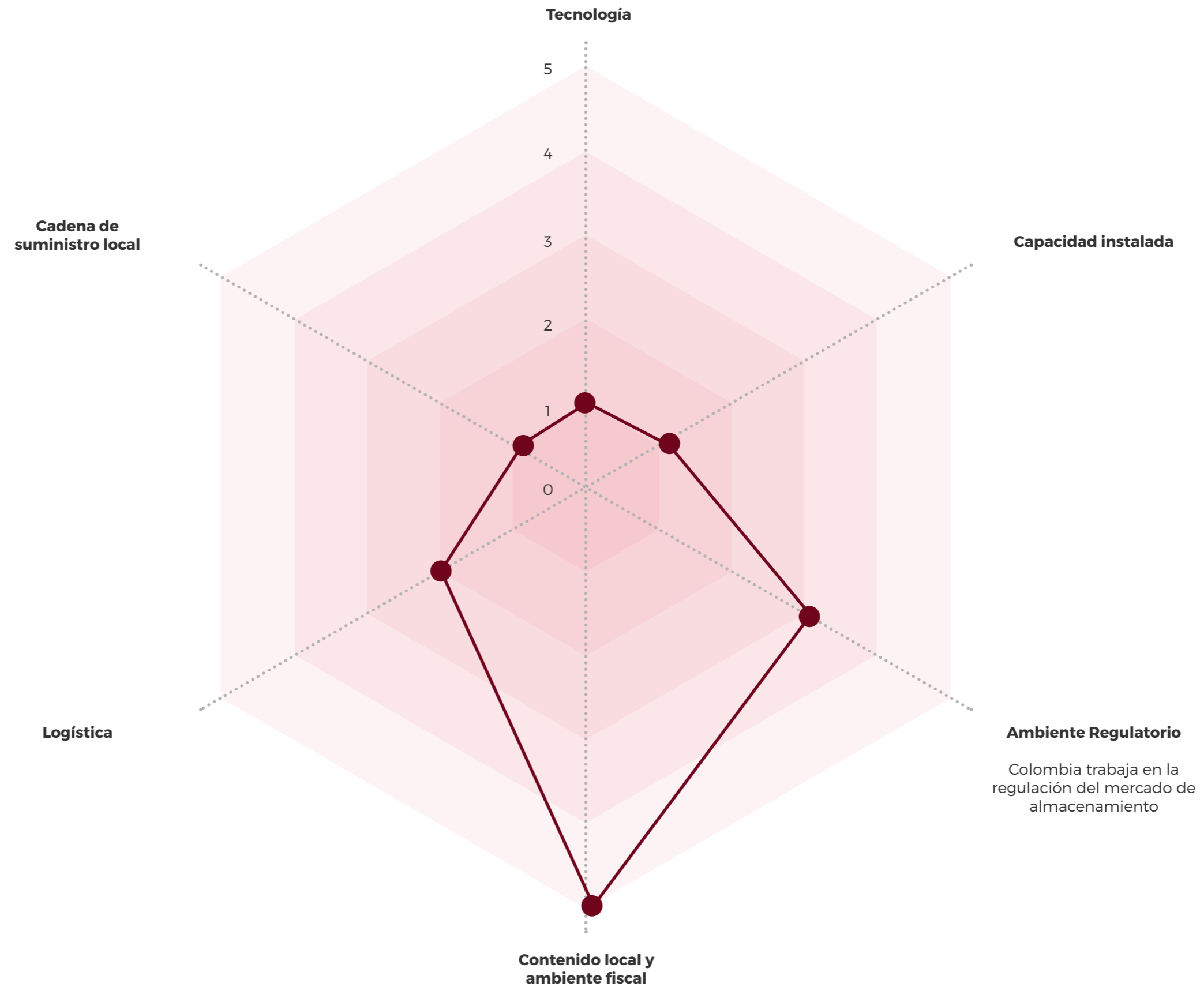
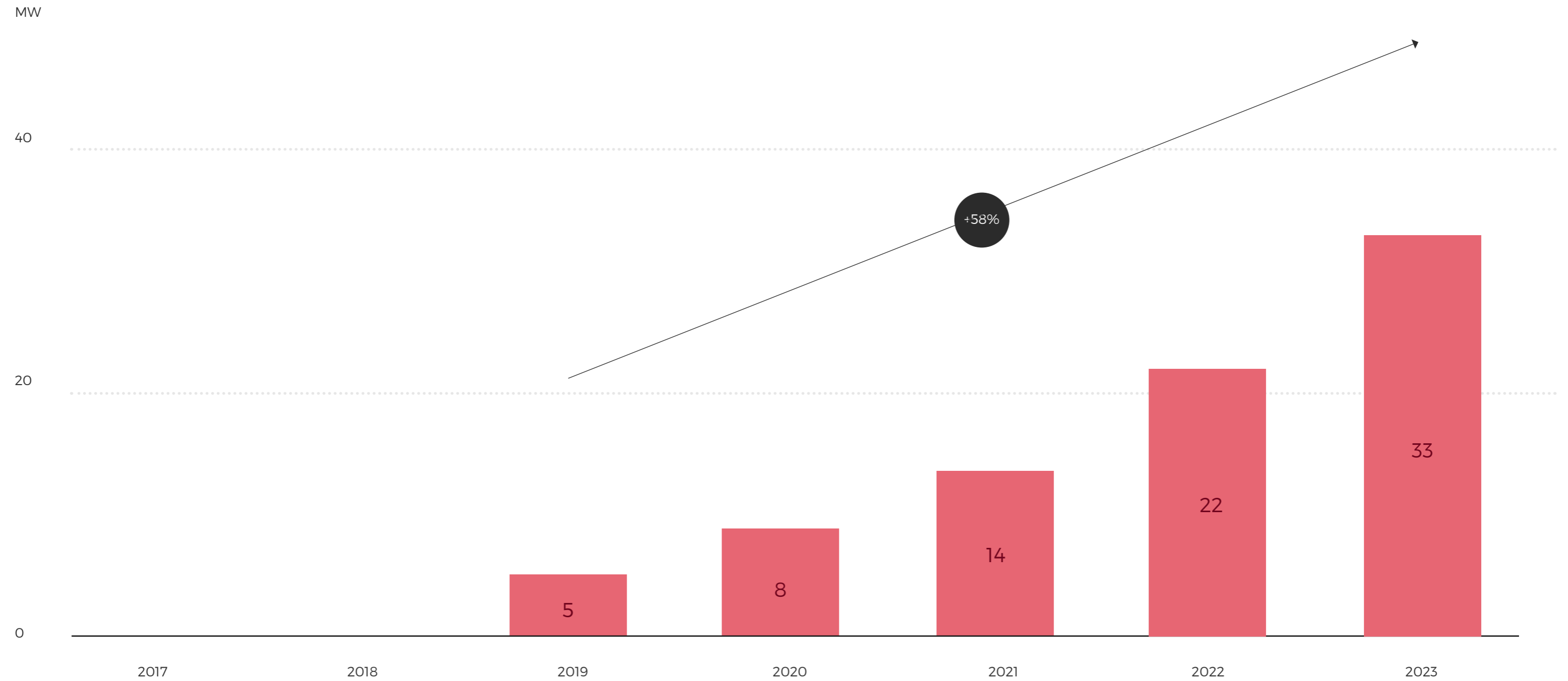




FIGURA 3.155

Estimación de futura capacidad instalada de almacenamiento. %=CAGR. **Fuente:** Wood Mackenzie





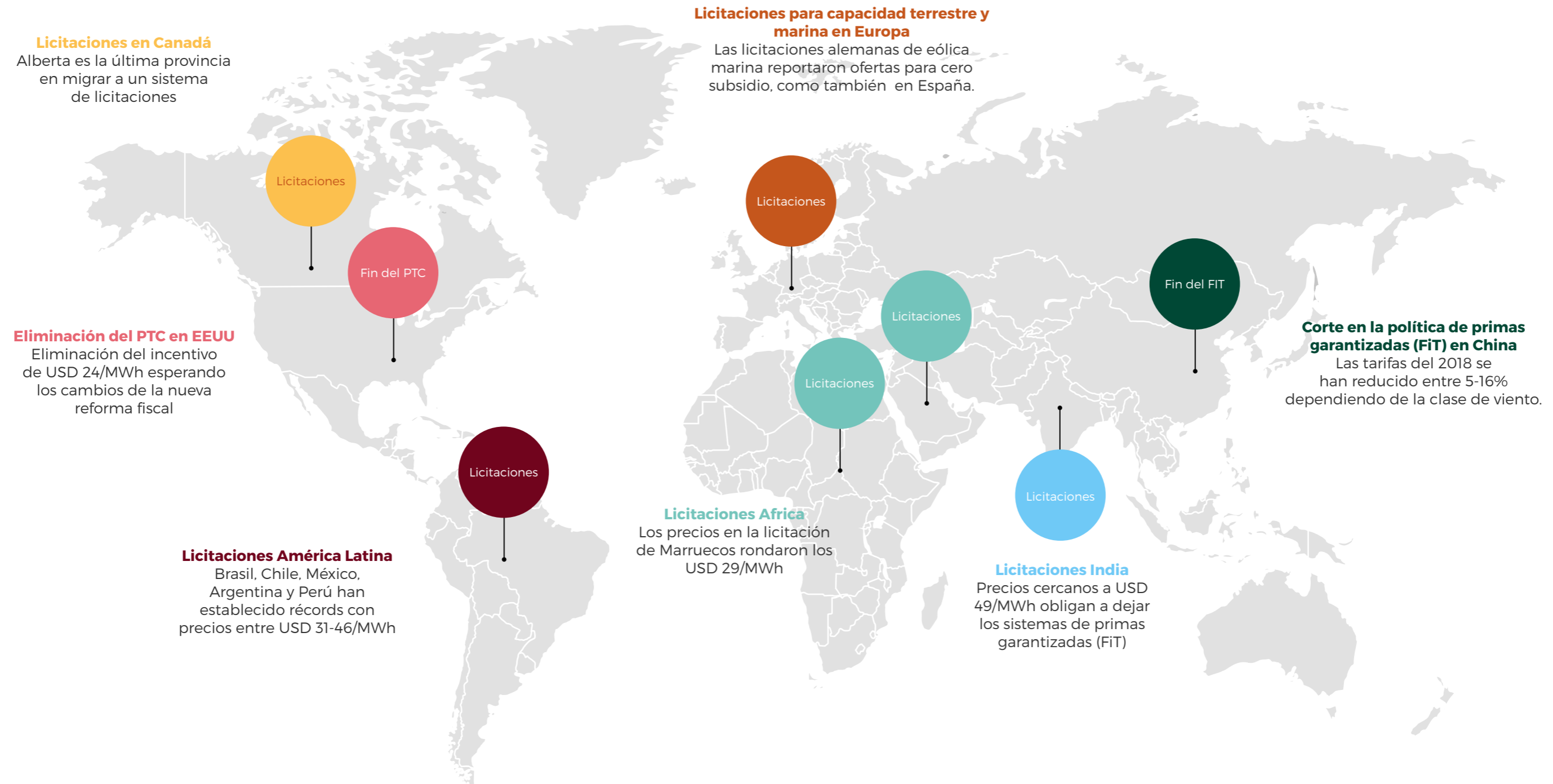
04

CONCLUSIONES



FIGURA 4.1

Impacto de las licitaciones y programas de incentivo en el costo nivelado de la energía eólica **Fuente:** Wood Mackenzie



Las subastas continúan siendo uno de los principales mecanismos que impulsan la incorporación de nueva capacidad de energía renovable en América Latina, lo cual hace disminuir los costos para todas las tecnologías.



Los precios observados en procesos de subasta correspondientes a la energía eólica cayeron a un poco menos de USD 21/MWh en 2017. Esta fue la cifra alcanzada en la tercera subasta de energía renovable realizada en México que llevó a los actores del mercado a preguntarse acerca de las implicaciones que este esquema tiene en la salud de la cadena global de suministro de componentes tecnológicos para energía renovable. La industria está decidida a brindar el máximo resultado al menor costo posible.

Los avances en tecnología para aerogeneradores se ralentizan al tiempo que las plataformas de aerogeneradores rompen el umbral de los 4MW de potencia nominal. La gestión de costos del balance de planta (BOP) cobra mayor relevancia y motiva a los promotores de proyectos a optar por aerogeneradores de mayor tamaño que posibiliten reducir los costos BOP.

La potencia nominal de los aerogeneradores continúa aumentando rápidamente en todos los mercados globales. El crecimiento se aceleró en 2017 debido a que los promotores de proyectos eólicos se inclinan cada vez más por aerogeneradores con mayor potencia nominal. Los aerogeneradores de mayor tamaño dan lugar a economías de escala en los costos de los componentes del balance de planta (BoP, por sus siglas en inglés) y en los costos de operación y mantenimiento, y se han vuelto más rentables debido al desarrollo de la cadena de suministro.

Los costos asociados al BOP pueden optimizarse de forma significativa mediante la instalación de aerogeneradores de mayor tamaño, debido a que se requiere una menor cantidad de cimentaciones y se permite simplificar los accesos a los emplazamientos y los sistemas de transmisión interna de electricidad de los proyectos.

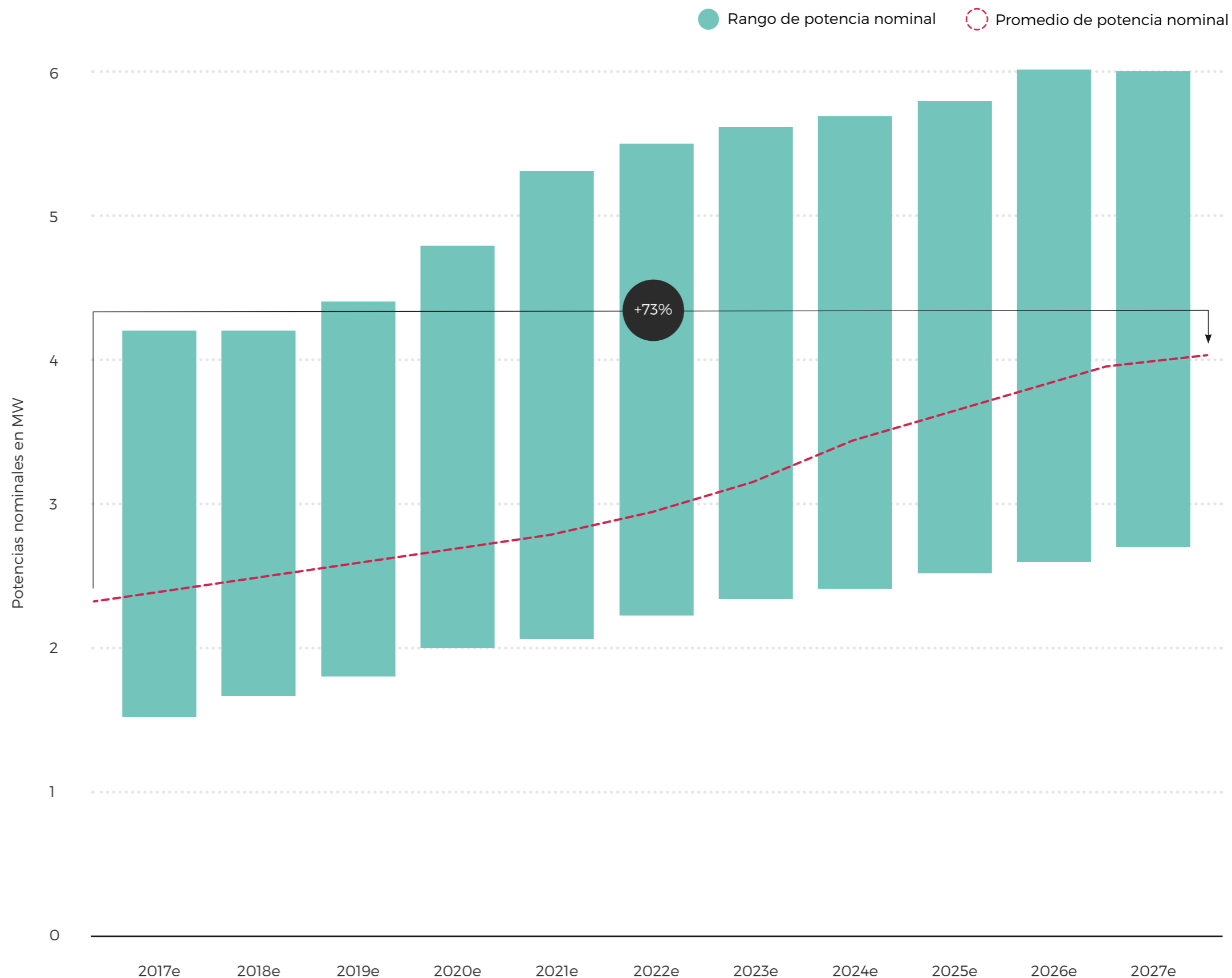


FIGURA 4.2

Tendencia global de la potencia de aerogeneradores en MW para el período 2017-2027e

Fuente: Wood Mackenzie

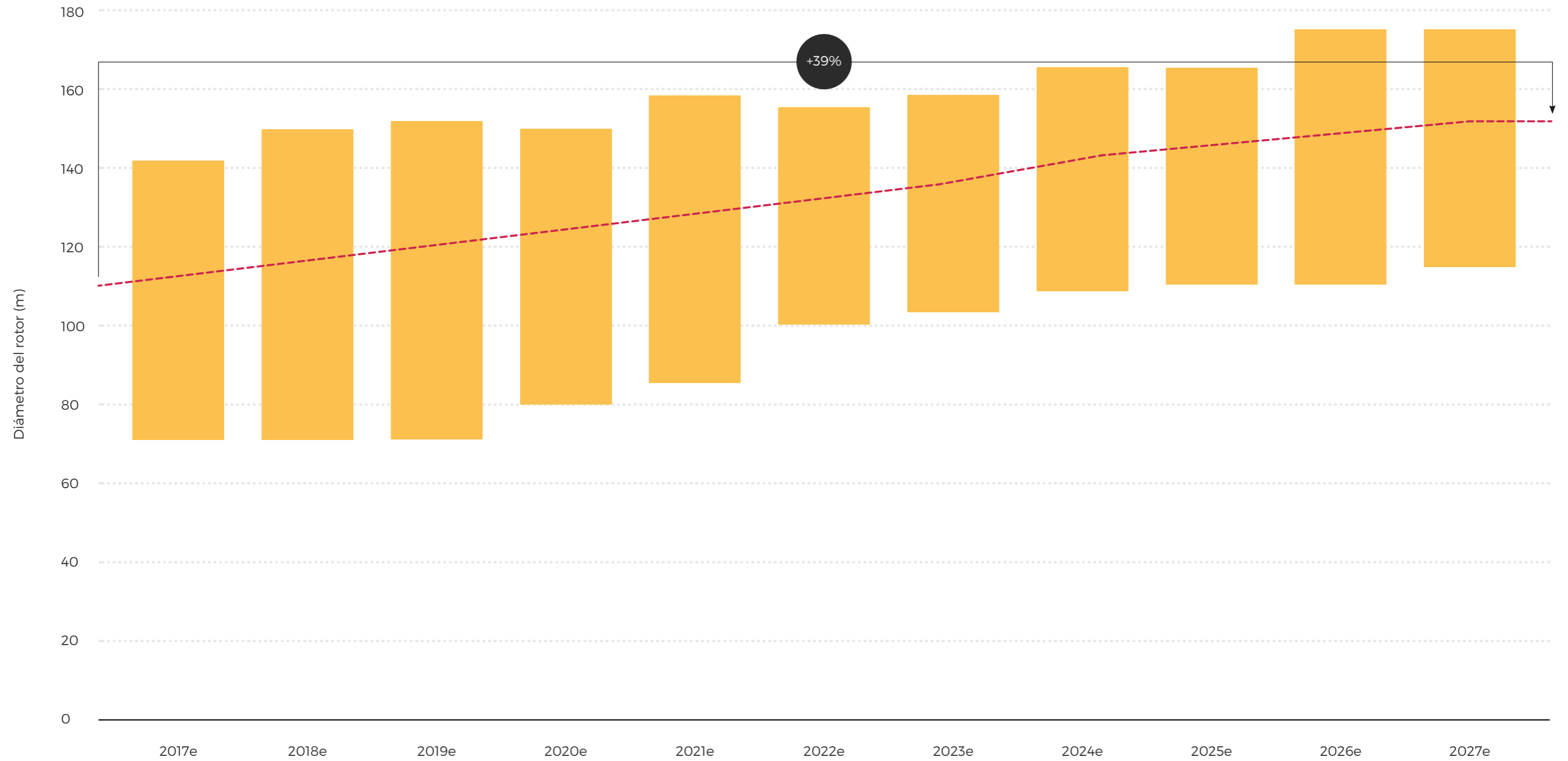


FIGURA 4.3

Tendencia global para el diámetro de rotores en el período 2017-2027e **Fuente:** Wood Mackenzie

● Rango de diámetro del rotor

○ Promedio de diámetro del rotor





ENERGÍA EÓLICA

Los costos en capital (CAPEX) y la producción energética de los aerogeneradores inciden indefectiblemente en la ecuación del LCOE ya que, para mejorar su desempeño, los aerogeneradores deben “ser más grandes” para aumentar la captura de energía de forma significativa, a diferencia de lo que ocurre en muchas otras industrias de alta tecnología, en las que las máquinas son cada vez más pequeñas.

México lidera la carrera por reducir el CAPEX de la tecnología solar y eólica

En la actualidad, Perú presenta el menor CAPEX para tecnología eólica terrestre de la región: USD 1,05 millones/MW, seguido por México. Esto se debe a condiciones óptimas muy específicas presentes en los parques eólicos que resultaron ganadores en las subastas realizadas en Perú, donde los factores de capacidad aumentaron a 53%. No obstante, en el largo plazo se prevé que México logre los menores niveles de CAPEX. Se prevé que en 2030 México logre un CAPEX de USD 0,8 millones/MW, lo cual es posible debido a la existencia de una cadena de suministro local y a los bajísimos costos laborales del país.



FIGURA 4.4

Estimación de costos de capital para la energía eólica en el período 2019-2030e, MM USD/MW **Fuente:** Wood Mackenzie

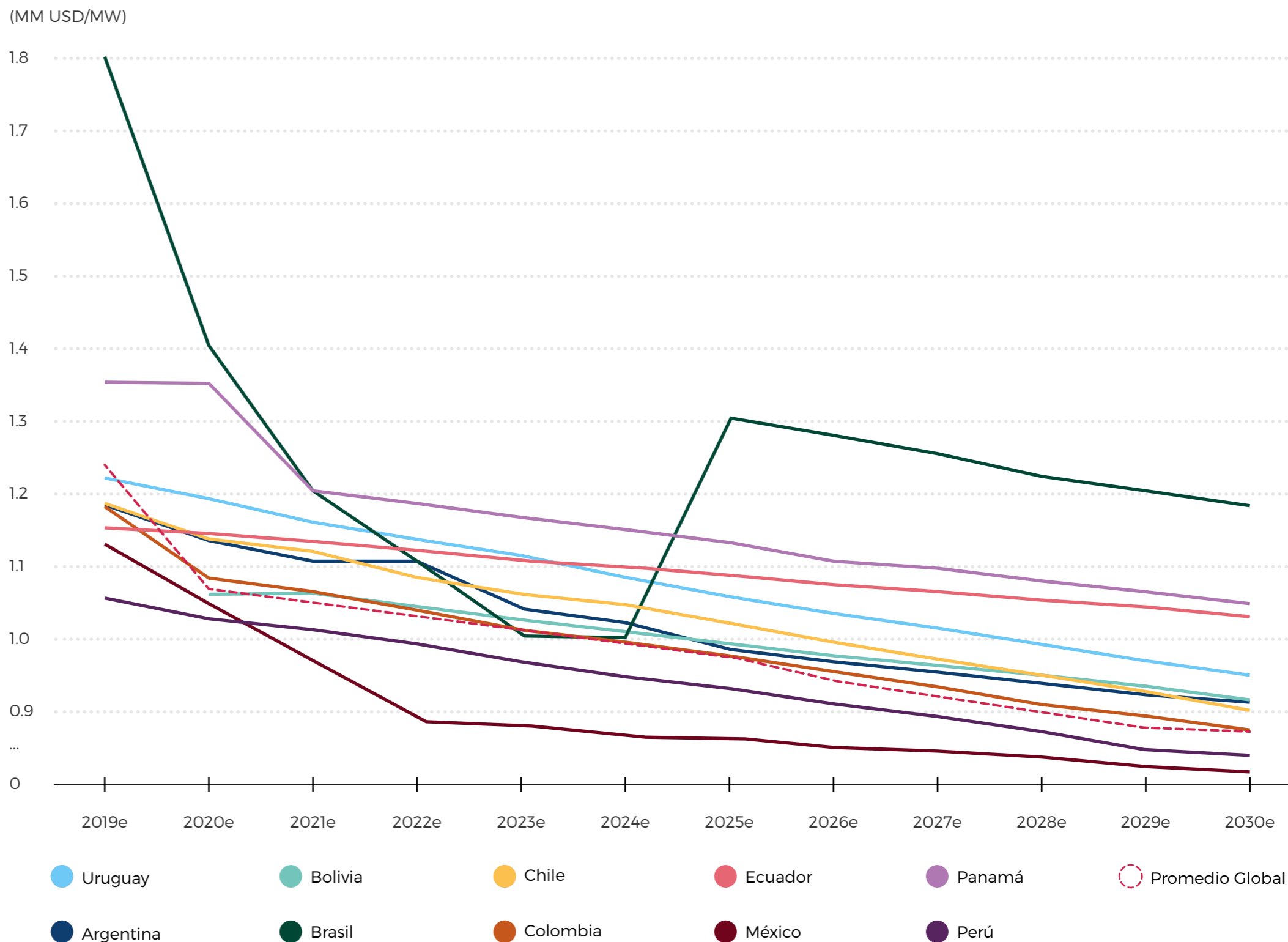
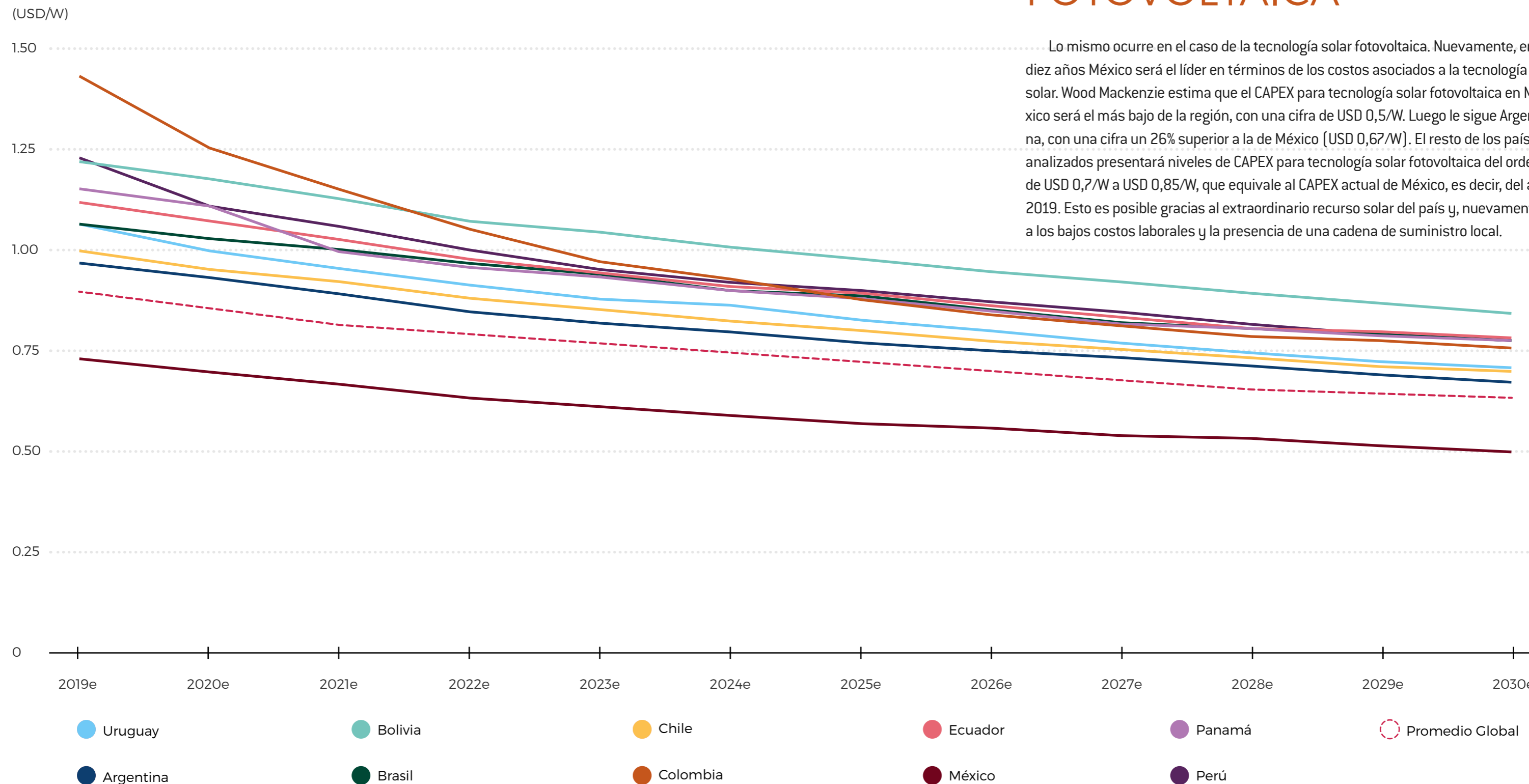




FIGURA 4.5

Estimación de costos de capital para la energía solar FV en el período 2019-2030e, USD/W **Fuente:** Wood Mackenzie



ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

Lo mismo ocurre en el caso de la tecnología solar fotovoltaica. Nuevamente, en diez años México será el líder en términos de los costos asociados a la tecnología solar. Wood Mackenzie estima que el CAPEX para tecnología solar fotovoltaica en México será el más bajo de la región, con una cifra de USD 0,5/W. Luego le sigue Argentina, con una cifra un 26% superior a la de México (USD 0,67/W). El resto de los países analizados presentará niveles de CAPEX para tecnología solar fotovoltaica del orden de USD 0,7/W a USD 0,85/W, que equivale al CAPEX actual de México, es decir, del año 2019. Esto es posible gracias al extraordinario recurso solar del país y, nuevamente, a los bajos costos laborales y la presencia de una cadena de suministro local.



Las normas sobre contenido local limitan las reducciones de CAPEX en Brasil, convirtiéndolo en el mercado más costoso para todas las tecnologías de energía renovable

Las regulaciones sobre contenido local, tanto reales como implícitas, continúan impactando las inversiones en la cadena de valor en todo el mundo, y en América Latina este es el caso de Brasil. El costo de entrega en destino de los componentes de tecnología eólica, luego del impacto de la regulación y normatividad local, es lo que define el LCOE, por lo tanto, la presencia regional de proveedores es importante cuando los márgenes de utilidad son estrechos y la competencia en el mercado es alta.

Las políticas sobre contenido local tienen un impacto directo en el CAPEX, tal como se aprecia en Brasil. Este país es, y continuará siendo, el mercado menos competitivo de la región al compararlo con sus países vecinos. El CAPEX para tecnología eólica terrestre es un 70% superior al de México y casi un 50% superior al promedio mundial. La estricta política sobre contenido local de Brasil continuará sosteniendo el CAPEX para tecnología eólica, solar y de almacenamiento por encima del promedio mundial durante los próximos 10 años. Mientras otros países recurren a una estrategia más económica para abastecerse de componentes principales, Brasil enfrenta una cadena de suministro limitada y con precios elevados, dominada por unos pocos actores que pagan una prima adicional por emplear mano de obra local.

Si bien Argentina también presenta cierto nivel de proteccionismo, es más flexible y permite a los promotores de proyectos cumplir con los requerimientos de las políticas sobre contenido local utilizando otros

métodos que no sean únicamente mediante la adquisición de equipos locales. Wood Mackenzie prevé que en 2030 Argentina estará entre los 5 países con menor CAPEX para tecnologías de energía renovable.

A pesar de los elevados niveles de CAPEX en Brasil, el país presentará un crecimiento y una incorporación de energía renovable importante. Los actuales niveles elevados de CAPEX también ofrecen a la industria local la oportunidad de reducir costos en toda la cadena de valor. En los próximos 10 años, Brasil presentará una caída del 3,8% en su tasa anual compuesta de crecimiento (CAGR, por sus siglas en inglés) para el CAPEX de la tecnología eólica, superando a los demás mercados regionales.

La energía eólica marina aún está lejos de consolidarse en América Latina

A pesar del gran potencial para el desarrollo de energía eólica marina, Wood Mackenzie no prevé que se instale tecnología de este tipo en los próximos 10 años. Es posible que Brasil desarrolle algunos proyectos piloto pero no a escala comercial.

Todos los países de América Latina continúan disponiendo de emplazamientos accesibles y adecuados para el desarrollo de proyectos de energía eólica terrestre, por lo que no resulta económicamente atractivo invertir en tecnología más costosa en el ámbito marino.

El nivel y las tendencias de CAPEX de la región son muy similares debido a que no existe una cadena de suministro establecida y toda la tecnología se importa desde países europeos más experimentados. El CAPEX para tecnología eólica marina se estima en el rango de los USD 4,3-5,1 millones/MW hacia 2030, es decir un 15% por debajo de los niveles de 2019.

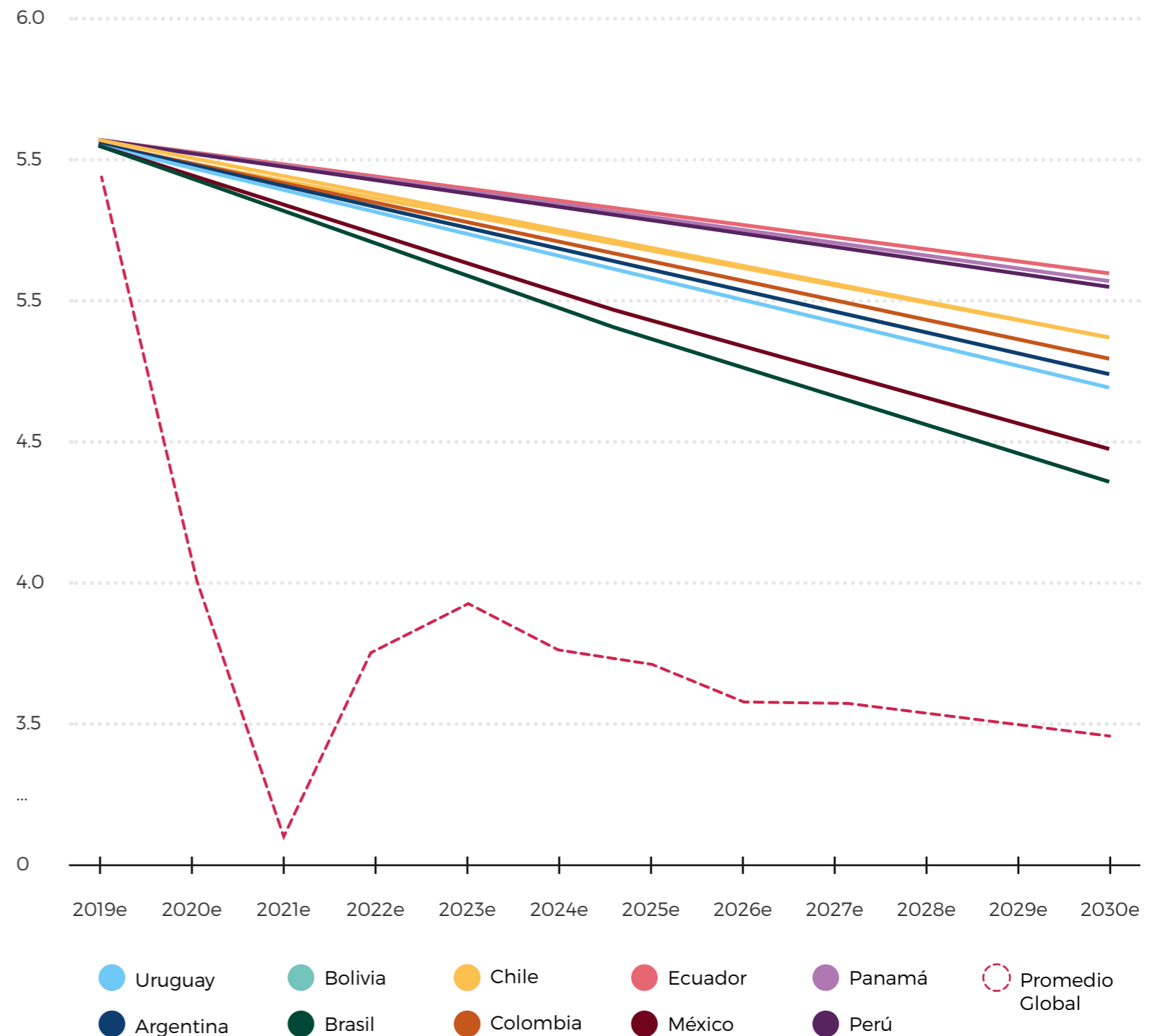


FIGURA 4.6

Estimación de costos de capital para la energía eólica marina en el período 2019-2030e, MM USD/MW

Fuente: Wood Mackenzie

(MM USD/MW)





ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA

La tecnología de almacenamiento de energía con baterías de litio continúa estando en etapas tempranas de desarrollo e implementación

El almacenamiento de energía con baterías continúa abriéndose camino en el mercado global con un valor comercial limitado en numerosos países. Chile es el mercado más prometedor de la región en términos de almacenamiento de energía.

Wood Mackenzie prevé que el CAPEX para tecnología de almacenamiento en América Latina se asemeje mucho más a cifras globales del orden de USD 0,7 millones/MW hacia 2030. Esto implica una reducción del 50% con respecto a los costos de 2019. El hecho de tratarse de tecnología relativamente nueva permite esta pronunciada reducción del CAPEX, ya que existe amplio espacio para una optimización de costos impulsada por la demanda global.

Existe y siempre existió mercado para la energía renovable pero la capacidad de lograr un diferencial positivo de precio para la electricidad “verde” está disminuyendo a medida que las tecnologías de energía renovable sienten la presión de una curva de costos decreciente. La tendencia global hacia los sistemas de licitaciones hizo que el LCOE de la energía renovable se volviera mucho más transparente, llevando a muchos países a abandonar los mecanismos de incentivo costosos que mantenían una estructura de precios más altos para los componentes.

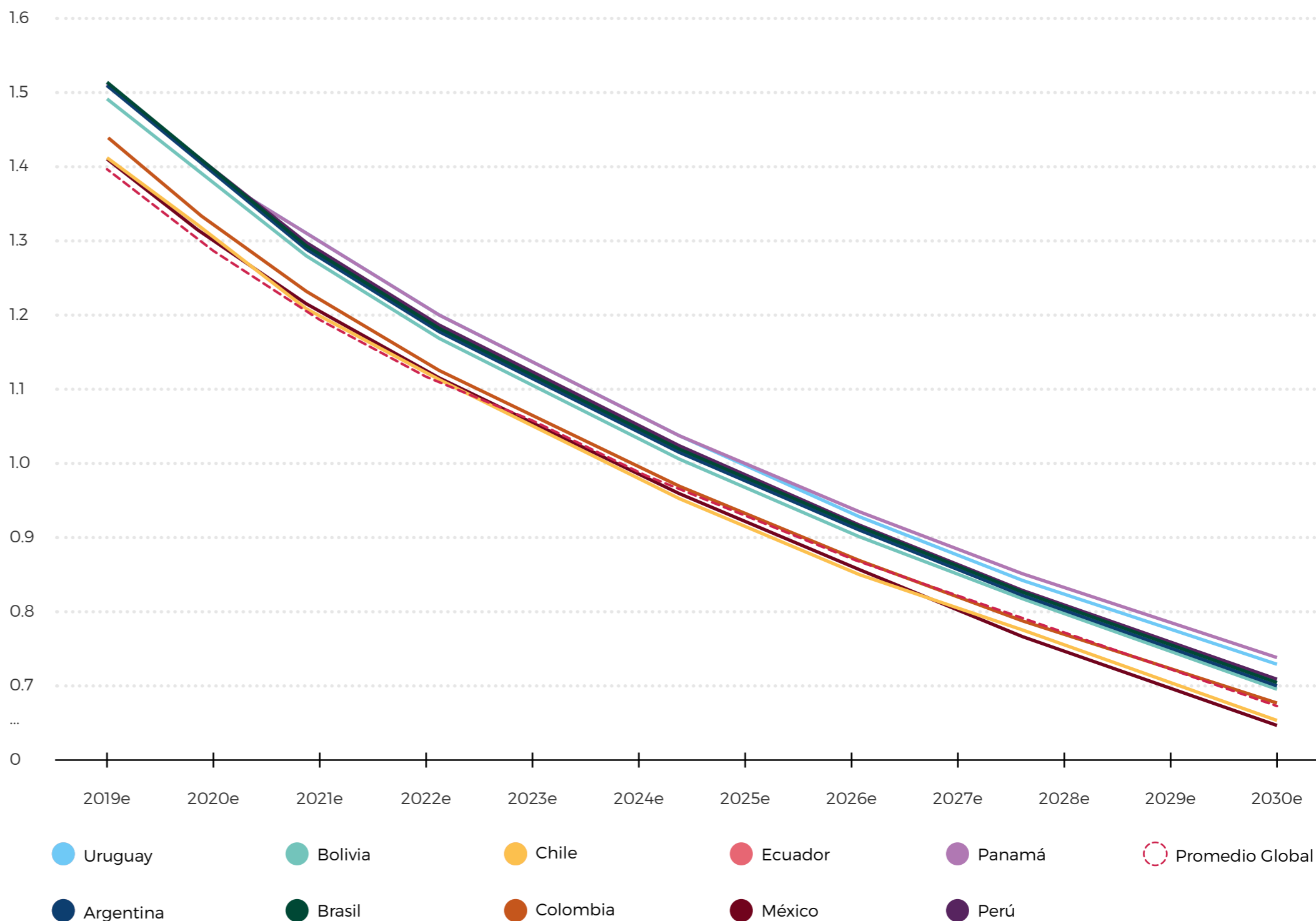
Todos los actores de la industria continuarán enfrentando dificultades para mantener su rentabilidad en un mercado tan competitivo como lo es el mercado energético. Los niveles de reducción de CAPEX tienden a estabilizarse con el transcurso del tiempo, pero definitivamente no harán que el negocio de los fabricantes y promotores de proyectos sea más fácil.



FIGURA 4.7

Estimación de costos de capital para el almacenamiento de energía en el período 2019-2030e, MM USD/MW **Fuente:** Wood Mackenzie

(MM USD/MW)





05

ANEXOS



FIGURA 5.1

Supuestos para el cálculo del costo nivelado de electricidad (LCOE)

Fuente: Wood Mackenzie

LCOE eólico

		2018 En tierra México USD	2023 En tierra México USD
LCOE	Moneda/\$/kWh	53	35
Tamaño de planta MW	MW	160	160
Vida útil de la planta	años	25	25
Plazo medio de ejecución	años	2	2
Potencia nominal	MW	2,6	3.0
Número de turbinas	Unidades	61	53
Altura de la góndola	m	105	125
Energía específica	W/M2	235	235
Diámetro del rotor	m	119	128
Mantenimiento programado	\$/kW/año	25	21
Incremento anual del OPEX	%/año	2%	2%
Precio de suministro de la turbina	\$/MW	0,7	0.7
BOP Costo por MW	\$/MW	0,2	0.2
Velocidad media del viento @ 80m	m/s	7	8
Factor de cizallamiento	(-)	0,20	0.20
Velocidad media del viento @HH	m/s	8	8
Disponibilidad	%	97%	98%
Factor de planta	%	43%	46%

LCOE solar

		2018 En tierra México USD	2023 En tierra México USD
LCOE	\$/MWh	45	33
Capacidad instalada	MW	10	10
Proyecto de vida de diseño	años	25	25
Factor de planta	%		
Degradación energética	%/años	0.5	0.5
Costo total instalado	mm\$/MW		
Cuota de capital	%	25%	30
Costo de la deuda	%	8%	8%
País WACC	%	6%	6%
Costo del capital	%	8%	9%
O&M fijo	\$/kW/año		
Incremento anual del OPEX	%/años	3.5%	3.5%



FIGURA 5.2

Energía Eólica. Evolución de CAPEX

Fuente: Wood Mackenzie

	2019e	2020e	2021e	2022e	2023e	2024e	2025e	2026e	2027e	2028e	2029e	2030e
Global	\$1.2	\$1.1	\$1.0	\$1.0	\$1.0	\$1.0	\$1.0	\$0.9	\$0.9	\$0.9	\$0.9	\$0.9
Argentina	\$1.2	\$1.1	\$1.1	\$1.1	\$1.0	\$1.0	\$1.0	\$1.0	\$1.0	\$0.9	\$0.9	\$0.9
Bolivia	-	\$1.1	\$1.1	\$1.0	\$1.0	\$1.0	\$1.0	\$1.0	\$1.0	\$0.9	\$0.9	\$0.9
Brasil	\$1.8	\$1.4	\$1.2	\$1.1	\$1.0	\$1.0	\$1.3	\$1.3	\$1.2	\$1.2	\$1.2	\$1.2
Chile	\$1.2	\$1.1	\$1.1	\$1.1	\$1.1	\$1.0	\$1.0	\$1.0	\$1.0	\$0.9	\$0.9	\$0.9
Colombia	\$1.2	\$1.1	\$1.1	\$1.0	\$1.0	\$1.0	\$1.0	\$0.9	\$0.9	\$0.9	\$0.9	\$0.9
Ecuador	\$1.2	\$1.1	\$1.1	\$1.1	\$1.1	\$1.1	\$1.1	\$1.1	\$1.1	\$1.0	\$1.0	\$1.0
México	\$1.1	\$1.0	\$1.0	\$0.9	\$0.9	\$0.9	\$0.9	\$0.8	\$0.8	\$0.8	\$0.8	\$0.8
Panamá	\$1.4	\$1.4	\$1.2	\$1.2	\$1.2	\$1.1	\$1.1	\$1.1	\$1.1	\$1.1	\$1.1	\$1.0
Perú	\$1.0	\$1.0	\$1.0	\$1.0	\$1.0	\$0.9	\$0.9	\$0.9	\$0.9	\$0.9	\$0.8	\$0.8
Uruguay	\$1.2	\$1.2	\$1.2	\$1.1	\$1.1	\$1.1	\$1.1	\$1.0	\$1.0	\$1.0	\$1.0	\$0.9



FIGURA 5.3

Energía Eólica Marina. Evolución de CAPEX

Fuente: Wood Mackenzie

	2019e	2020e	2021e	2022e	2023e	2024e	2025e	2026e	2027e	2028e	2029e	2030e
Global (Europa)	\$5.4	\$3.9	\$2.9	\$3.6	\$3.8	\$3.6	\$3.6	\$3.4	\$3.4	\$3.4	\$3.3	\$3.3
Argentina	\$5.6	\$5.5	\$5.4	\$5.3	\$5.2	\$5.2	\$5.1	\$5.0	\$4.9	\$4.9	\$4.8	\$4.7
Bolivia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Brasil	\$5.6	\$5.4	\$5.3	\$5.2	\$5.1	\$5.0	\$4.9	\$4.8	\$4.6	\$4.5	\$4.4	\$4.3
Chile	\$5.6	\$5.5	\$5.4	\$5.4	\$5.3	\$5.2	\$5.2	\$5.1	\$5.0	\$5.0	\$4.9	\$4.9
Colombia	\$5.6	\$5.5	\$5.4	\$5.3	\$5.3	\$5.2	\$5.1	\$5.1	\$5.0	\$4.9	\$4.9	\$4.8
Ecuador	\$5.6	\$5.5	\$5.5	\$5.4	\$5.4	\$5.3	\$5.3	\$5.2	\$5.2	\$5.2	\$5.1	\$5.1
México	\$5.6	\$5.4	\$5.3	\$5.2	\$5.1	\$5.0	\$4.9	\$4.8	\$4.7	\$4.6	\$4.6	\$4.5
Panamá	\$5.6	\$5.5	\$5.5	\$5.4	\$5.4	\$5.3	\$5.3	\$5.2	\$5.2	\$5.1	\$5.1	\$5.0
Perú	\$5.6	\$5.5	\$5.5	\$5.4	\$5.4	\$5.3	\$5.3	\$5.2	\$5.2	\$5.1	\$5.1	\$5.0
Uruguay	\$5.6	\$5.5	\$5.4	\$5.3	\$5.2	\$5.1	\$5.1	\$5.0	\$4.9	\$4.8	\$4.8	\$4.7



FIGURA 5.4

Energía Solar Fotovoltaica. Evolución de CAPEX

Fuente: Wood Mackenzie

	2019e	2020e	2021e	2022e	2023e	2024e	2025e	2026e	2027e	2028e	2029e	2030e
Global	\$0.9	\$0.9	\$0.8	\$0.8	\$0.8	\$0.8	\$0.7	\$0.7	\$0.7	\$0.7	\$0.7	\$0.6
Argentina	\$1.0	\$0.9	\$0.9	\$0.9	\$0.8	\$0.8	\$0.8	\$0.7	\$0.7	\$0.7	\$0.7	\$0.7
Bolivia	\$1.1	\$1.2	\$1.1	\$1.1	\$1.0	\$1.0	\$1.0	\$0.9	\$0.9	\$0.9	\$0.9	\$0.8
Brasil	\$1.1	\$1.0	\$1.0	\$1.0	\$0.9	\$0.9	\$0.9	\$0.9	\$0.8	\$0.8	\$0.8	\$0.8
Chile	\$1.0	\$1.0	\$0.9	\$0.9	\$0.9	\$0.8	\$0.8	\$0.8	\$0.8	\$0.7	\$0.7	\$0.7
Colombia	\$1.4	\$1.3	\$1.2	\$1.1	\$1.0	\$0.9	\$0.9	\$0.8	\$0.8	\$0.8	\$0.8	\$0.8
Ecuador	\$1.1	\$1.1	\$1.0	\$1.0	\$0.9	\$0.9	\$0.9	\$0.9	\$0.8	\$0.8	\$0.8	\$0.8
México	\$0.7	\$0.7	\$0.7	\$0.6	\$0.6	\$0.6	\$0.6	\$0.6	\$0.5	\$0.5	\$0.5	\$0.5
Panamá	\$1.2	\$1.1	\$1.0	\$1.0	\$0.9	\$0.9	\$0.9	\$0.8	\$0.8	\$0.8	\$0.8	\$0.8
Perú	\$1.2	\$1.1	\$1.1	\$1.0	\$1.0	\$0.9	\$0.9	\$0.9	\$0.8	\$0.8	\$0.8	\$0.8
Uruguay	\$1.1	\$1.0	\$1.0	\$0.9	\$0.9	\$0.9	\$0.8	\$0.8	\$0.8	\$0.7	\$0.7	\$0.7



FIGURA 5.5

Almacenamiento de energía. Evolución de CAPEX

Fuente: Wood Mackenzie

	2019e	2020e	2021e	2022e	2023e	2024e	2025e	2026e	2027e	2028e	2029e	2030e
Global	\$1.4	\$1.3	\$1.2	\$1.1	\$1.0	\$1.0	\$0.9	\$0.9	\$0.8	\$0.8	\$0.7	\$0.7
Argentina	\$1.5	\$1.4	\$1.3	\$1.2	\$1.1	\$1.0	\$1.0	\$0.9	\$0.9	\$0.8	\$0.7	\$0.7
Bolivia	\$1.5	\$1.4	\$1.3	\$1.2	\$1.1	\$1.0	\$1.0	\$0.9	\$0.8	\$0.8	\$0.7	\$0.7
Brasil	\$1.5	\$1.4	\$1.3	\$1.2	\$1.1	\$1.1	\$1.0	\$0.9	\$0.9	\$0.8	\$0.8	\$0.7
Chile	\$1.4	\$1.3	\$1.2	\$1.1	\$1.0	\$1.0	\$0.9	\$0.9	\$0.8	\$0.7	\$0.7	\$0.7
Colombia	\$1.4	\$1.3	\$1.2	\$1.1	\$1.1	\$1.0	\$0.9	\$0.9	\$0.8	\$0.8	\$0.7	\$0.7
Ecuador	\$1.5	\$1.4	\$1.3	\$1.2	\$1.1	\$1.1	\$1.0	\$0.9	\$0.9	\$0.8	\$0.8	\$0.7
México	\$1.4	\$1.3	\$1.2	\$1.1	\$1.1	\$1.0	\$0.9	\$0.9	\$0.8	\$0.7	\$0.7	\$0.6
Panamá	\$1.5	\$1.4	\$1.3	\$1.2	\$1.1	\$1.1	\$1.0	\$0.9	\$0.9	\$0.8	\$0.8	\$0.7
Perú	\$1.5	\$1.4	\$1.3	\$1.2	\$1.1	\$1.0	\$1.0	\$0.9	\$0.9	\$0.8	\$0.8	\$0.7
Uruguay	\$1.5	\$1.4	\$1.3	\$1.2	\$1.1	\$1.1	\$1.0	\$0.9	\$0.9	\$0.8	\$0.8	\$0.7



GLOSARIO

Lista de acrónimos

A-3, A-4, A-5, A-6

Subastas de energía en Brasil con plazos para la puesta en servicio de tres, cuatro, cinco y seis años.

CEL

Certificado de Energía Limpia de México

ANEEL

Agencia Nacional de Energía Eléctrica de Brasil
[Agência Nacional de Energia Elétrica]

CELEC

Corporación Eléctrica del Ecuador (empresa de servicios públicos)

APAC

Región de Asia Pacífico

CENACE

Centro Nacional de Control de Energía de México

APeC

Asia-Pacífico, sin China

FP

Factor de planta [%]

BNDES

Banco Nacional de Desarrollo Económico y Social de Brasil
(Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social)

CFE

Comisión Federal de Electricidad de México

BOP

Balance de Planta

CHESF

Companhia Hidro-Elétrica do São Francisco

BRL

Real brasileño

CNE

Comisión Nacional de Energía de Chile

CAGR

Tasa de crecimiento anual compuesta

COD

Fecha de operación comercial

CAMMESA

Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico de Argentina

CPFL

Companhia Paulista de Força e Luz
(empresa privada de servicios públicos de Brasil)

CCEE

Cámara de Comercialización de Energía de Brasil
(Câmara de Comercialização de Energia Elétrica)

CRE

Comisión Reguladora de Energía de México

CREG

Comisión de Regulación de Energía y Gas de Colombia

IB

Base instalada

C&I

Comercial e industrial

INDEC

Instituto Nacional de Estadística y Censos de Argentina



GLOSARIO

Lista de acrónimos

EBOS

Balance eléctrico del sistema

IPP

Productor independiente de energía

EMEA

Región de Europa, Medio Oriente y África

JPS

Empresa de Servicios Públicos de Jamaica
(Jamaican Public Service Company)

EPCI

Ingeniería, compras, construcción e instalación

LCE

Carbonato de litio equivalente

EPE

Empresa de Investigación Energética de Brasil
(Empresa de Pesquisa Energética)

LCOE

Costo nivelado de la electricidad

ETESA

Empresa de Transmisión Eléctrica S.A. (Panamá)

LER

Subasta de energía de reserva de Brasil

FIT

Feed-in-tariff

GNL

Gas natural licuado

FODER

Fondo para el Desarrollo de Energías Renovables de Argentina

MATER

Mercado a Término de Energía Eléctrica de Fuente Renovable (programa argentino para el cumplimiento de los objetivos de energía renovable por parte de los grandes usuarios)

PIB

Producto interno bruto MINEM Ministerio de Energía y Minas de Perú

GENREN

Programa argentino para desarrollar la generación de electricidad a partir de fuentes renovables

MME

Ministerio de Minas y Energía de Brasil (Ministério de Minas e Energia)

HVDC

Corriente continua de alto voltaje

MOU

Memorándum de entendimiento

MXN

Peso mexicano

PPA

Contrato de compraventa de energía/de electricidad

NAFTA

Tratado de Libre Comercio de América del Norte
(North American Free Trade Agreement)



GLOSARIO

Lista de acrónimos

PRODESEN Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional de México	ONS Operador del Sistema Eléctrico de Brasil (Operador Nacional do Sistema Elétrico)	SGRE Siemens Gamesa Renewable Energy
NDAC Nordex Acciona	SBOS Balance estructural del sistema	PMGD Pequeños Medios de Generación Distribuida de Chile
PTC Crédito Impositivo para la Producción de los Estados Unidos (Production Tax Credit)	Osinergmin Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería de Perú	SIC Sistema Interconectado Central de Chile
NPI Introducción de nuevo producto	SDE Programa de promoción de la producción de energía sustentable de los Países Bajos (“Stimulering Duurzame Energieproductie”)	SIGET Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones de El Salvador
REIDI Régimen Especial de Incentivos para el Desarrollo de la Infraestructura de Brasil (Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura)	PXX (P50, P90, P99) Nivel de generación anual de electricidad que se proyecta como XX% excedente del año	USD Dólar estadounidense
O&G Gas y petróleo	SEA Servicio de Evaluación Ambiental de Chile	SING Sistema Interconectado del Norte Grande de Chile
RES Norma sobre Electricidad Renovable	PDE Plan Decenal de Energía de Brasil	UTE Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas de Uruguay
OEM Fabricante de equipos originales	SENER Secretaría de Energía de México	UPME Unidad de Planeación Minero Energética de Colombia
RFP Solicitud de propuestas	PERC Celda del emisor pasivo trasero - Tecnología solar	XM Compañía Expertos en Mercados S.A. E.S.P. de Colombia

