

Resumen

Las tecnologías renovables y, más concretamente, las tecnologías de generación eléctrica basadas en fuentes de energía renovables constituyen un pilar básico en la transición energética necesaria para lograr los objetivos del Acuerdo de París, y su coste es un elemento relevante en la misma. El objetivo de este trabajo es identificar los rangos de costes nivelados probables de dichas tecnologías en el futuro, con especial atención a las tecnologías eólicas y solares. La revisión sistemática de la literatura ha permitido identificar 25 documentos con predicciones de los costes nivelados a futuro en distintos países del mundo. Nuestros resultados muestran un rango de costes en 2030 para la eólica terrestre de entre 16 y 129 €/MWh, entre 43 y 178 €/MWh para la eólica marina, entre 31 y 152 €/MWh para la solar fotovoltaica de techo y entre 14 y 117 €/MWh para la solar termoeléctrica. Los rangos de costes a 2050 serían menores, y a un nivel inferior: entre 15 y 40 €/MWh para la eólica terrestre, 25 y 80 €/MWh para la eólica marina, 9 y 83 €/MWh para la solar fotovoltaica y 45 y 101 €/MWh para la solar termoeléctrica. Estos costes futuros suponen reducciones considerables con respecto a los costes actuales. En términos porcentuales, las mayores reducciones esperadas tendrán lugar en la eólica marina y la solar fotovoltaica, seguida de la solar termoeléctrica y la eólica terrestre.

Palabras clave: energías renovables, electricidad, fotovoltaica, solar termoeléctrica, eólica, costes nivelados.

Abstract

Renewable energy technologies and, more specifically, renewable electricity generation technologies are a main pillar of the energy transition which is needed to achieve the targets of the Paris Agreement, and their costs will be a relevant element of this transition. The aim of this article is to identify the expected ranges of levelised electricity costs (LCOE) of those technologies in the future, with a specific focus on the wind and solar technologies. The systematic review of the literature has allowed us to identify 25 documents with predictions of the levelised electricity costs in different countries in the world in the future. Our results show different cost ranges for the different technologies: in 2030 these will be between 16 and 129 €/MWh for wind on-shore, 43 and 178 €/MWh for wind off-shore, 31 and 152 €/MWh for roof-top solar PV, 14 and 117 €/MWh for ground-mounted PV and 44 and 105 €/MWh for solar thermal electricity. In 2050, the ranges will be shorter and at lower levels: 15 and 40 €/MWh for wind on-shore, 25 and 80 €/MWh for offshore wind, 9 and 83 €/MWh for PV and 45 and 101 €/MWh for solar thermal electricity. These future costs involve considerable reductions with respect to current costs. In percentage terms, the greatest expected cost reductions will occur in wind off-shore and solar PV, followed by solar thermal and wind on-shore.

Keywords: renewable energy, electricity, solar thermal electricity, solar PV, wind on-shore, cost ranges.

JEL classification: Q41, Q47, Q55.

¿CUÁL SERÁ EL COSTE DE LAS TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA RENOVABLE EN EL FUTURO?

Pablo DEL RÍO

CSIC

Christoph P. KIEFER

Fraunhofer ISI

I. INTRODUCCIÓN

La descarbonización de los sistemas energéticos representa un elemento fundamental de la transición energética necesaria para lograr los objetivos del Acuerdo de París, adoptado por 196 países en 2015 y que entró en vigor en 2016. Los Gobiernos acordaron entonces limitar el calentamiento mundial muy por debajo de 2 °C, y preferiblemente a 1,5 °C, en comparación con los niveles preindustriales (United Nations Framework Convention on Climate Change (2022)). En la Unión Europea (UE), la Ley de Cambio Climático, el Pacto Verde Europeo y el programa «Objetivo 55» establecen drásticas reducciones de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en las próximas décadas. La Ley de Cambio Climático establece el objetivo último de alcanzar la neutralidad climática de aquí a 2050. El Pacto Verde Europeo es un paquete de iniciativas políticas cuyo objetivo es situar a la UE en el camino hacia una transición ecológica, con el objetivo último de alcanzar dicha neutralidad. Con la adopción del paquete «Objetivo 55», la UE y sus Estados miembros se comprometen a reducir las emisiones netas de GEI de la UE en 2030 en al menos un

55 por 100 con respecto a los valores de 1990 (Comisión Europea, 2022). Como tres cuartas partes de las emisiones globales de GEI están relacionadas con el sector energético (Comisión Europea, 2022), este sector está en el centro de los esfuerzos para combatir el cambio climático.

Por otro lado, también en 2015, la ONU aprobó la Agenda 2030 sobre el Desarrollo Sostenible. La agenda incluye diecisiete objetivos de desarrollo sostenible (ODS), y la energía es uno de ellos. Concretamente, el ODS número 7 busca garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna. Una de sus metas (la 7.2) trata «de aquí a 2030, aumentar considerablemente la proporción de energía renovable en el conjunto de fuentes energéticas» (Naciones Unidas, 2022).

Por tanto, que se consigan ambos objetivos (Acuerdo de París y Agenda 2030) depende de que tenga lugar una gran transformación en nuestros sistemas globales de producción y consumo de energía. Las tecnologías renovables y, más concretamente, las tecnologías de generación eléctrica basadas en fuentes de energía renovable constituyen un pilar básico en esa transición hacia un siste-

ma energético descarbonizado, junto con la eficiencia energética. Por ejemplo, según la Agencia Internacional de las Energías Renovables (IRENA, por sus siglas en inglés), para cumplir con los objetivos del Acuerdo de París, la capacidad instalada anualmente de generación eólica debería multiplicarse por tres en la próxima década (de 109 GW en 2018 a 300 GW en 2030 y 360 GW en 2050), y la de generación fotovoltaica por cuatro (de 54 GW en 2018 a 200 GW en 2030 y 240 GW en 2050) (IRENA, 2019c). Según la misma fuente, la participación de las renovables en la generación eléctrica debería incrementarse desde el 25 por 100 en 2018 al 57 por 100 en 2030 y al 86 por 100 en 2050. Para IRENA (2019b), la difusión acelerada de las renovables, en combinación con una profunda electrificación y un incremento en la eficiencia energética, podrían lograr el 90 por 100 de las reducciones de emisiones de CO₂ relacionadas con la energía que se necesitan para que, en 2050, el mundo se encuentre en una senda que permita cumplir los objetivos de París. Una difusión acelerada de la energía solar fotovoltaica (FV) podría dar lugar a una reducción de 4,9 gigatoneladas de emisiones de CO₂ en 2050, lo que representa el 21 por 100 del potencial total de mitigación de emisiones en el sector energético. IRENA (2019b) plantea un crecimiento de la FV a nivel global desde los 480 GW en 2018 a 2.840 GW en 2030, y a 8.519 GW en 2050. Por otro lado, la difusión acelerada de la eólica, ligada a un proceso de electrificación, podría contribuir a más de una cuarta parte de las reducciones de emisiones necesarias en 2050. La eólica terrestre y marina generarían un 35 por

100 de las necesidades totales de electricidad, y serían la primera fuente de generación eléctrica en 2050 (IRENA, 2019a). Esto es solo posible con un considerable aumento de la instalación de proyectos eólicos en las próximas décadas. Supondría un incremento de la capacidad global instalada de energía eólica terrestre desde los 542 GW en 2018 a 1.787 GW en 2030 y 5.044 GW en 2050, y un crecimiento de la eólica marina desde los 23 GW en 2018 a 228 GW en 2030 y 1.000 GW en 2050. Obviamente, esto exige que la cadena de valor de la industria eólica esté preparada para un incremento tan significativo de la instalación de esta tecnología en las próximas décadas.

Otros documentos están en la misma línea. Por ejemplo, la Agencia Internacional de la Energía (IEA, por sus siglas en inglés) espera que, dependiendo del escenario considerado, la energía eólica multiplique por entre tres y cinco su capacidad instalada a nivel mundial en 2040 con respecto a 2019 (y multiplique por entre cuatro y seis su generación). En Europa, el crecimiento también sería muy sustancial (entre dos y tres veces más capacidad eólica y entre tres y casi cinco veces más generación eólica en 2040) (IEA, 2021). Existe un consenso amplio, en particular en la literatura que utiliza modelos de sistemas energéticos (por ejemplo IEA, 2021; IPCC, 2022), en que la energía eólica y la solar fotovoltaica serán las renovables con un mayor potencial de difusión mundial. Se espera que sean las que hagan una contribución mayor a la penetración renovable en 2030-2050, dados sus relativamente bajos costes relativos con respecto a otras renovables e, incluso, a los combustibles fósiles.

Existe también un acuerdo amplio acerca del papel central de la electrificación en este esfuerzo de mitigación, pues se espera que una creciente proporción del suministro de energía baja en carbono se produzca a través de la electricidad en el futuro (Levi y Pollitt, 2015). El sector eléctrico juega un papel central en esta transición energética con una gran penetración de renovables, al menos por una doble razón. Por un lado, es el sector energético donde el coste de penetración de las renovables es menor (con respecto a otros sectores, como el del transporte). Por otro lado, la electrificación de la economía, que implica un mayor uso de electricidad en los sectores industriales, transporte y residencial, se ha identificado como un pilar fundamental en la descarbonización. La completa descarbonización del sector eléctrico constituye un objetivo fundamental en muchos países de la UE.

Obviamente, esa mayor penetración de renovables debe tener en cuenta los tres criterios para lograr un sistema energético sostenible (el denominado «trilema»): descarbonización, seguridad del suministro y asequibilidad. Este último criterio implica que los costes deben ser razonables y, en todo caso, los menores posibles, de forma que se adopten las tecnologías renovables más baratas en diferentes horizontes temporales (eficiencia dinámica).

Los costes son, obviamente, un indicador vital para la planificación y la toma de decisiones de los Gobiernos (Ram *et al.*, 2018). La importancia de determinar esos costes no tiene solo que ver con la carga económica que asume la sociedad como

consecuencia de la transición energética. Es relevante también como variable determinante de la ambición de la propia transición. Como afirman Wiser *et al.* (2016, p. 1), parte de la incertidumbre sobre la contribución de la energía eólica al futuro *mix* energético tiene que ver con la incertidumbre sobre sus costes. Las estimaciones de costes de la electricidad son un insumo crucial para los análisis de políticas y tienen una considerable influencia tanto en la dirección y objetivos de la política como en el propio diseño de la política para lograr esos objetivos (Gross *et al.*, 2013). El potencial de reducción de costes futuros de las tecnologías renovables, y en particular de las energías eólica y solar FV, influye en la adopción de la tecnología y de las políticas de apoyo (Williams *et al.*, 2017). Resulta esencial que los decisores públicos tengan información correcta sobre esos costes, de forma que se diseñen políticas de apoyo de forma apropiada y no se despilfarran recursos públicos (Rubio-Domingo y Linares, 2021).

Por tanto, identificar costes probables de las tecnologías renovables en el futuro tiene una importancia innegable para la política pública. Ayudarán a los decisores públicos a tomar decisiones que les permitan diseñar sus escenarios energéticos futuros. Gross *et al.* (2013) observan que hay un cierto grado de circularidad en la relación entre las estimaciones de costes y la política, pues las percepciones de los costes actuales y futuros de las tecnologías de generación eléctrica pueden influir en las decisiones sobre qué tecnologías se consideran apropiadas para el apoyo público, y a su vez ese apoyo público puede

contribuir a que la tecnología se difunda, lo que a su vez contribuye a reducir sus costes. Aunque la estimación de los costes y, en particular, sus aspectos metodológicos es una cuestión muy debatida (véase, por ejemplo, Gross *et al.*, 2013), sigue existiendo un elevado grado de incertidumbre sobre cuáles serán los costes futuros de la generación renovable (Levi y Pollitt, 2015, p. 48).

Además de la relevancia para la toma de decisiones públicas, el tema tiene una clara importancia académica, pues dichos costes son un insumo en los modelos de sistemas energéticos. Como los costes futuros de la tecnología juegan un papel crucial en la determinación de los resultados de esos modelos, resulta esencial tener predicciones fiables (Way, Mealy y Farmer, 2021).

Por todo ello, el objetivo de este trabajo es identificar los rangos de costes probables de dichas tecnologías en el futuro, con especial atención a las tecnologías eólicas (terrestre y marina) y solares (fotovoltaica y termoeléctrica). Para ello, se lleva a cabo una revisión sistemática de la literatura, en la que se identifican los estudios más relevantes a nivel mundial y se recogen las predicciones de costes nivelados de la electricidad (*LCOE*, por sus siglas en inglés, o *levelized electricity costs*). El *LCOE* recoge todos los costes de una planta de electricidad, y es el resultado de dividir la suma de los costes descontados de la planta por la suma de la generación eléctrica a lo largo de su vida útil, lo que da lugar a un coste unitario medio para la planta (véase sección segunda para más detalles sobre su cálculo). Históricamente, los decisores públicos se han centrado en el uso

del *LCOE* y, en menor medida, en los costes de capital (o CAPEX) (Gross *et al.*, 2013).

El coste de dichas tecnologías renovables se ha reducido considerablemente en la última década, y hoy en día pueden considerarse competitivas con respecto a las tecnologías de generación eléctrica convencional (que utiliza combustibles fósiles), como muestra IRENA (2021). Esta evolución se ha basado en innovaciones tecnológicas tales como el uso de materiales más baratos y con mejor rendimiento, un menor consumo de materiales, procesos de producción más eficientes, mayores eficiencias o la producción automatizada en masa de componentes (Kost *et al.*, 2021, p. 6). Aunque se espera que los costes de las renovables se reduzcan en el futuro como resultado de desarrollos tecnológicos y economías de escala (Way, Mealy y Farmer, 2021), su enorme peso en la descarbonización del sector eléctrico en los próximos años hace que sea relevante cuestionarse cuáles serán esos costes en el futuro, habida cuenta de la preocupación por los costes de la transición hacia sistemas energéticos descarbonizados.

Existen varios métodos para predecir los costes futuros de las tecnologías renovables (véase sección segunda). Tres de los más utilizados son preguntar a expertos (para derivar valores probables de los costes futuros de las tecnologías renovables), los modelos ingenieriles y las curvas de aprendizaje. Por tanto, la revisión incluirá estos tipos de estudios.

La razón de centrarse en las tecnologías eólicas y solares tiene que ver con la importancia, arriba mencionada, que previsible-

mente jugarán esas tecnologías en la transición energética. Dado su dinamismo y rápidas reducciones de costes, solo se analizan los estudios más recientes (desde 2015).

Este artículo cubre un vacío en la literatura pues no existe, que sepamos, una revisión sistemática de los estudios sobre el tema, al menos reciente. De hecho, existen relativamente pocos trabajos que analicen los costes a futuro de las tecnologías renovables. Como afirman Ram *et al.* (2018, p. 690), la gran mayoría de las estimaciones de *LCOE* no aportan una visión de la evolución a largo plazo de esos costes que ayuden a desarrollar planes públicos y agendas futuras.

El artículo está estructurado de la siguiente forma. La siguiente sección aporta una breve discusión sobre el *LCOE*, sus ventajas e inconvenientes como métrica y los métodos para predecir esos costes. La sección tercera describe la metodología utilizada en este trabajo, basada en una revisión sistemática de la literatura. Los resultados de esta revisión se incluyen y analizan en la sección cuarta. El artículo finaliza con las conclusiones.

II. EL LCOE

1. Definición y componentes

El concepto de los costes nivelados de generación eléctrica (*LCOE*) es una forma estándar de calcular los costes (directos) de la generación eléctrica renovable. El *LCOE* se define como la ratio de los costes totales (medidos en euros) con respecto a la generación esperada (medida en MWh) durante toda la vida útil de la instalación, expresados en términos de valor presen-

te (Nuclear Energy Agency & International Energy Agency, 2005). Permite comparar los costes de diferentes proyectos de generación eléctrica y, por ende, de diferentes tecnologías de generación.

El *LCOE* se calcula según la siguiente fórmula estándar (Nuclear Energy Agency & International Energy Agency, 2005, p. 174):

$$LCOE = \frac{\sum [(I_t + M_t + F_t)(1+r)^{-t}]}{\sum [E_{\text{anual}} (1+r)^{-t}]}$$

Donde:

LCOE = Costes nivelados de la electricidad de la instalación durante toda su vida útil.

I_t = Gastos de inversión.

M_t = Costes de operación y mantenimiento.

F_t = Costes de combustible.

E_{anual} = Electricidad generada.

r = Tasa de descuento.

Los anteriores componentes del *LCOE* se refieren a estimaciones en años determinados. Los costes de capital se amortizan en pagos anuales equivalentes. Lógicamente, los costes de combustible son inexistentes en el caso de las renovables (excepto en el caso de la biomasa).

El *LCOE* recoge los costes directos de las renovables. Estos incluyen los *costes de inversión*, que incluyen los costes de la tecnología (turbinas o paneles fotovoltaicos, su transporte e instalación), terrenos, conexión a red (cables, subestación...), obra civil (cimentación, caminos, edificios...) y otros costes (Rathmann, 2011; Wiser *et al.*, 2011), los *costes de capital* (coste medio ponderado de capital o *WACC*, por sus siglas en inglés, determi-

nado por el tipo de interés para la deuda y los fondos propios necesarios para cubrir el coste de inversión y el coeficiente de endeudamiento –la ratio de endeudamiento y fondos propios– [Rathmann, 2011]) y los *costes variables* (que incluyen el combustible (solo para la biomasa), los costes de mantenimiento y reparación, seguros, impuestos y servicios de predicción (Wiser, Barbose y Holt, 2011)).

A estos costes directos habría que sumar los costes indirectos para obtener los costes para el sistema. Los costes indirectos, que no forman parte del *LCOE*, incluyen los *costes de los servicios de ajuste*. Estos tienen lugar porque la generación eléctrica con renovables es incierta debido a desviaciones de la generación eléctrica renovable real con respecto a la programada y la necesidad de reserva rodante y ajustes intradiarios para garantizar la estabilidad del sistema. Son costes para asegurar que el sistema eléctrico puede responder flexiblemente a los cambios en la demanda en un determinado momento. Incluyen también los *costes de perfil* (que se deben a la variabilidad de la generación eléctrica renovable y son fundamentalmente costes de respaldo, *back-up*, o capacidad adicional de tecnologías gestionables necesaria debido a un menor crédito de capacidad de la generación eléctrica renovable no gestionable) y los *costes de red*. Estos últimos están relacionados con el refuerzo o extensión de las redes de transmisión o distribución, así como la gestión de la congestión, e incluye el redespacho necesario para gestionar situaciones de elevada carga en la red (Breitschopf y Held, 2013; Khatib y Difiglio, 2016; Ueckerdt *et al.*, 2013) (1).

2. Ventajas y desventajas del LCOE como métrica

El LCOE es una métrica comúnmente utilizada y relativamente fácil de calcular. Existe un consenso general acerca de sus aspectos positivos, y diferentes autores ponen el énfasis en algunos de estos. Por ejemplo, para Wiser *et al.* (2016, p. 3), «el LCOE se utiliza regular y apropiadamente para evaluar el coste unitario de las tecnologías de generación eléctrica, y minimizar el LCOE es un objetivo fundamental de la industria eólica y de la inversión en I+D». Para IEA (2020, p. 5), el LCOE es «una métrica establecida, transparente e intuitiva, utilizada ampliamente en la toma de decisiones públicas, la modelización y la discusión pública». Ram *et al.* (2018, p. 689) defienden que el LCOE «permite normalizar los costes en un formato consistente a lo largo de décadas y tipos de tecnología y aporta mucha flexibilidad para incluir muchos factores y parámetros con el objetivo de aportar perspectivas amplias de costes. Por ello, se ha convertido en el estándar *de facto* para la comparación de costes entre los diferentes actores como decisores públicos, analistas y grupos de interés». El IPCC, en español, Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (2022) afirma que «la literatura utiliza el LCOE porque permite una comparación consistente de tendencias de los costes de las tecnologías energéticas» (IPCC, 2022, cap. 13, p. 63). «El LCOE es útil porque normaliza los costes por unidad de servicio suministrado. Es útil para caracterizar opciones a grandes rasgos» (IPCC, 2022, cap. 6, p. 65). Para Kost *et al.* (2021, p. 37), «el alto nivel de transparencia y claridad es una

de las razones por las que esta métrica del coste ha prevalecido. Al mismo tiempo, el método es capaz de reflejar los factores clave de los costes de producción de la vida de la planta en un solo número. Desde un punto de vista económico, el LCOE incluye los factores más importantes que contribuyen a la evaluación económica de un proyecto. Como el LCOE es un único número, reduce la complejidad y permite una comparación rápida y fácil de las diferentes alternativas». Para Gross *et al.* (2013, p. 15), las estimaciones del LCOE cumplen diferentes funciones: 1) una comparación de alto nivel de las tecnologías de generación y de su rendimiento y perspectivas; 2) una evaluación de la eficiencia en costes de la contribución de nuevas tecnologías a varios objetivos de política y la posible justificación para la intervención pública; 3) una perspectiva aproximada del nivel de subvención necesario para promover tecnologías individuales; 4) una evaluación del potencial valor de las inversiones necesarias para promover la innovación, por ejemplo, a través de la creación de mercados para permitir el aprendizaje por la práctica; y 5) aportar un insumo para algunos modelos económicos del sistema eléctrico. Para Aldersey-Williams y Rubert (2019, p. 170), el LCOE «aporta conocimiento sobre el mínimo precio exigido por un proyecto para lograr una rentabilidad objetivo».

Sin embargo, cuenta con varias desventajas (véase, por ejemplo, Aldersey-Williams y Rubert, 2019 para más detalle). El LCOE tradicional no recoge los costes indirectos, únicamente los costes directos. Por ejemplo, no tiene en cuenta los costes adicionales para el sistema como consecuen-

cia de una mayor integración de renovables variables en la red. En general, puede afirmarse que el LCOE no tiene en cuenta el «valor» de la electricidad, es decir, es ciego con respecto al «cuándo», «dónde» y «cómo» de la generación eléctrica, cuestión cada vez más importante con una mayor penetración de renovables variables. Trata a toda la generación eléctrica como un bien homogéneo con un precio único (Joskow, 2011, p. 1).

Varios documentos han criticado el LCOE en base a estos argumentos (2). Por ejemplo, IEA (2020, p. 33) considera que «en sistemas eléctricos con una gran proporción de renovables variables, deben complementarse consideraciones de costes con consideraciones de valor o, de forma equivalente, tener en cuenta los costes del sistema en lugar de los costes a nivel de planta. (...) Los costes verdaderos de una tecnología dependerán también de su porcentaje de penetración y de sus características técnicas, así como de los costes y características técnicas de todas las demás tecnologías en el sistema, en lugar de solo de la suma descontada de sus costes de inversión y costes variables a nivel de planta». Graham *et al.* (2018, p. 23) afirman que el LCOE «debe ampliarse, teniendo en cuenta el mayor énfasis en las renovables variables en el sistema eléctrico y sus costes de ajuste (*balancing costs*) adicionales, que no están recogidos en el cálculo del LCOE (...), conforme se incrementa la penetración de las renovables variables, lo que es muy probable que ocurra dada su continua reducción de costes. Se necesitará añadir más capacidad de ajuste (*balancing capacity*) por motivos de fiabilidad del sistema. Por tanto, se

espera que el *LCOE* sea cada vez menos útil como medida comparativa del coste de las tecnologías y como indicador de los precios de la electricidad». Para Veronese, Manzolini y Moser (2021, pp. 9252-9253), «el enfoque más utilizado para calcular el *LCOE* no tiene en cuenta la interacción de la nueva planta de generación eléctrica con el sistema energético existente y supone, indirectamente, que la planta está aislada del sistema. Esto es erróneo en escenarios con una alta penetración de tecnologías renovables variables pues no se tienen en cuenta los costes relativos a la sobreproducción, el refuerzo de la red y los esfuerzos adicionales que las plantas de generación convencional existentes tienen que hacer para satisfacer la demanda de electricidad que no está cubierta de forma instantánea por la generación renovable variable (...). La formulación clásica del *LCOE* no es capaz de reflejar los desafíos técnicos y económicos que deben afrontarse con un significativo aumento de la producción de electricidad renovable variable en términos de estabilidad de la red y del cambio en las condiciones operativas de las plantas térmicas de generación, lo que eventualmente afecta al mercado eléctrico y a los precios». Gross *et al.* (2013) consideran los aspectos sistémicos como uno de los tres tipos de factores no capturados por el *LCOE*. Estos incluyen los costes de transmisión y otros costes de red tales como el impacto en el ajuste del sistema (*system balancing*) y en los requerimientos de seguridad del sistema; el impacto en la seguridad energética a nivel del país/sistema; el grado de flexibilidad/controlabilidad de la generación y la idoneidad de diferentes modos de operación (servicios de ajuste o de base)

e impactos de la variación de la demanda. Para IPCC (2022, cap. 6, p. 65), «los costes reales de implantación de las plantas [de generación eléctrica renovable] pueden incluir elementos adicionales [al *LCOE*], por ejemplo los costes de gestión de las redes eléctricas con una gran penetración de renovables variables». No obstante, a pesar de la importancia de incluir los costes indirectos, el *LCOE* sigue recogiendo un elevado porcentaje de los costes para el sistema, entre dos tercios y tres cuartos en el estudio de Veronese, Manzolini y Moser (2021) (3).

Como consecuencia de esas deficiencias observadas en el *LCOE* convencional, se han propuesto otras métricas que intentan corregirlas incluyendo alguno o algunos de los costes indirectos, teniendo en cuenta la cuestión del valor mencionado más arriba. Una de ellas es el *LCOE* sistémico, que trata de incluir los costes de integración que pueden combinarse con el *LCOE* para tener en cuenta los impactos de añadir nueva generación variable en los sistemas eléctricos existentes (Veronese, Manzolini y Moser, 2021). Existen otros intentos más recientes para ir más allá de la formulación clásica del *LCOE*, tales como los costes nivelados evitados de la electricidad (*levelized avoided cost of electricity*) desarrollado por la Energy Information Administration y el *LCOE* ajustado por el valor (o *VALCOE*), desarrollado por la IEA (véase Veronese, Manzolini y Moser, 2021).

Algunos autores consideran que el CAPEX es más útil para evaluar la evolución tecnológica y, por tanto, la necesidad de apoyo público (Rubio-Domingo y Linares, 2021). Identificar el

CAPEX puede ser particularmente relevante en el caso de las tecnologías renovables, en las que los costes fijos representan un elevado porcentaje de los costes totales (y, por tanto, un *proxy* adecuado del volumen de inversión total necesaria para lograr objetivos de renovables). Sin embargo, el CAPEX es una representación incompleta de los costes totales de producir electricidad, y es la razón por la que se utiliza más el *LCOE* (Gross *et al.*, 2013).

3. Métodos para proyectar el futuro de los *LCOE*

A grandes rasgos, los métodos de estimación del *LCOE* en el sector eléctrico pueden agruparse en técnicas *bottom-up* (modelos ingenieriles o encuestas a expertos) o métodos *top-down* basados en las curvas de aprendizaje (o experiencia) (Gross *et al.*, 2013). Sin embargo, las alternativas son en realidad más amplias y, en todo caso, deben verse como complementarias (Levi y Pollitt, 2015). Como observan Williams *et al.* (2017), la predicción de los costes futuros de las tecnologías renovables debe basarse en diferentes enfoques. En los siguientes apartados se aporta una breve descripción de estos métodos.

El método de las curvas de aprendizaje

En este método, se utilizan los resultados del *LCOE* en un determinado año y, teniendo en cuenta tasas de aprendizaje previamente calculadas en base a la relación entre la reducción de los costes unitarios en el tiempo de una tecnología y su capacidad instalada acumulada, se realizan proyecciones de costes a futuro.

Por ejemplo, una tasa de aprendizaje del 10 por 100 indica que los costes se reducen en un 10 por 100 cada vez que la capacidad instalada acumulada se dobla. El *LCOE* para un año futuro se calcula aplicando la tasa de aprendizaje al coste actual en un futuro escenario de capacidad instalada acumulada.

Sin embargo, la utilización de curvas de aprendizaje para estimar los *LCOE* futuros ha sido criticada por varios autores (4). Por un lado, existen ciertos desafíos en el cálculo. Lo más importante es que las tasas de aprendizaje pueden variar en el tiempo conforme las tecnologías maduran (mientras que el método presupone tasas de aprendizaje fijas) y existen dificultades en proyectar la difusión de la tecnología (es decir, para calcular la capacidad acumulada a la que las tasas de aprendizaje se aplican). Como mencionan Wiser *et al.* (2021) y Way *et al.* (2021), se supone que las tendencias pasadas se mantendrán en el futuro. Sin embargo, puede ocurrir que las tasas de aprendizaje no se comporten como se espera, o que se vean compensadas por otros factores (Gross *et al.*, 2013). Wiser *et al.* (2016) observan que también han sido criticadas por simplificar muchos de los mecanismos causales que han dado lugar a las reducciones de costes y por ello consideran que las tasas de aprendizaje son una herramienta imperfecta para comprender los determinantes de las reducciones de costes pasados y, por ende, para predecir los costes futuros. No obstante, para Williams *et al.* (2017, p. 434), el enfoque de la curva de aprendizaje aporta un argumento empírico para el apoyo público continuo a las tecno-

logías renovables, pues este puede dar lugar a beneficios a largo plazo a través de una electricidad más barata.

Encuestas a expertos

Las elicitaciones son encuestas estructuradas a expertos a los que se les pide que aporten estimaciones probabilísticas de los costes futuros de las tecnologías, utilizando la mejor información disponible para ellos en el momento de la elicitación. Se han utilizado con frecuencia para predecir los costes futuros de las tecnologías y para apoyar la toma de decisiones bajo incertidumbre (Meng *et al.*, 2021, p. 4). Como es un método para recoger conocimiento y evaluar las estimaciones probabilísticas sobre cantidades inciertas, es diferente a otros tipos de encuestas. Deben seguir un protocolo estricto y robusto para asegurar que se recoge la información de los expertos que no está disponible de otra forma a la vez que se minimizan posibles sesgos. Los protocolos de elicitación robustos utilizan principios de la teoría de la decisión, el análisis de riesgo, la psicología, la estadística y la economía para mitigar los posibles sesgos (Cooke, 1991; Hogarth, 1987) (5).

Este método se ha aplicado en el campo de las tecnologías renovables con el objetivo de predecir las trayectorias de costes de esas tecnologías (Wiser *et al.*, 2016) o para cuantificar las relaciones entre las variables de interés cuando no existen datos directamente observables (Río *et al.*, 2020). Las elicitaciones tienen un número de puntos débiles. El principal es la existencia de sesgos de motivación o cognitivos que afectan a las respuestas de los expertos y que

pueden dar lugar a estimaciones excesivamente optimistas o pesimistas de esos costes (Wiser *et al.*, 2021). Es imposible eliminar completamente estos sesgos y tampoco es fácil identificar su existencia (Wiser *et al.*, 2016). Además, las encuestas son muy intensivas en tiempo y pueden diferir entre sí con respecto al protocolo adoptado (Meng *et al.*, 2021); es decir, puede haber dificultades de comparación de diferentes elicitaciones obtenidas con diferentes métodos (Levi y Pollitt, 2015).

Sin embargo, cuando se hace bien, el método puede aportar un conocimiento valioso sobre la visión de los expertos, complementando otras metodologías (Wiser *et al.*, 2016). Es particularmente interesante cuando no hay datos disponibles o cuando las tecnologías son emergentes (Meng *et al.*, 2021) y cuando las condiciones futuras pueden ser muy diferentes a las pasadas (Wiser *et al.*, 2021). Lo más importante, quizá, es que permiten evaluar la incertidumbre sobre el futuro. El conocimiento obtenido de las elicitaciones puede utilizarse para caracterizar explícitamente la incertidumbre sobre los costes de forma probabilística (Levi y Pollitt, 2015, p. 49). En este sentido, Wiser *et al.* (2021, p. 558) sentencian: «la elicitación a expertos constituye uno de los pocos métodos que permiten estimar directamente la probabilidad de diferentes resultados. No hay razón para creer que es menos apropiado que otros métodos».

Evaluaciones ingenieriles

Las evaluaciones ingenieriles suelen desagregar el coste total de una tecnología en sus componentes para analizar su

contribución a los costes totales. Se identifica el peso de cada uno de los componentes en los costes totales, así como la evolución de estos y, a partir de esas evaluaciones, se calcula el coste total de la tecnología en el futuro.

Las evaluaciones ingenieriles comparten una serie de aspectos positivos con las curvas de aprendizaje (Gross *et al.*, 2013; Wiser *et al.*, 2016): 1) permiten desagregar y analizar los factores técnicos e ingenieriles que están detrás de las reducciones de costes potenciales de las tecnologías energéticas (lo que a su vez permite modelizar el impacto de avances tecnológicos determinados e identificar el efecto de distintos factores en el *LCOE*); 2) no necesitan basarse en tendencias previas de reducciones de costes; 3) tienen una mayor capacidad para aportar conocimiento sobre posibles discontinuidades tecnológicas y, por tanto, en anticipar cambios tecnológicos radicales frente a los cambios incrementales; 4) ofrecen ventajas en las fases iniciales de la difusión tecnológica (tecnologías menos maduras), en los que la ausencia de datos de difusión es un elemento en contra de las curvas de aprendizaje.

Como puntos negativos de las evaluaciones ingenieriles, se pueden mencionar (Gross *et al.*, 2013; Wiser *et al.*, 2016; Wiser *et al.*, 2021): 1) las evaluaciones basadas en opiniones de expertos pueden estar abiertas a interpretación, manipulación o a un excesivo optimismo; 2) las evaluaciones también están expuestas a error, tanto sobre como parametrizar los costes de un producto o proceso como sobre los datos utilizados para cada parámetro; 3) normalmente requieren un diseño sofisticado; 4)

raramente aportan probabilidades de diferentes resultados; y 5) necesitan hacer muchos supuestos inciertos.

Resultados de las subastas

Recientemente, algunos estudios han utilizado los datos sobre subastas o *PPA* (*power purchase agreement*, por sus siglas en inglés), para estimar los costes futuros de las tecnologías renovables, aunque el período que suele considerarse es muy corto (unos cinco años) (Wiser *et al.*, 2021). Un ejemplo de este tipo de análisis es el llevado a cabo por Rubio-Domingo y Linares (2021) para quienes las estimaciones que utilizan algunos de los métodos anteriores no son necesariamente realistas, pues no tienen en cuenta los desarrollos del mercado o de la industria. Estos autores estiman reducciones del CAPEX de la energía eólica marina hasta 2026 basándose para ello en datos de las pujas ganadoras en subastas recientes, llegando a la conclusión de que esos costes se reducirían en un 50 por 100 entre 2020 y 2026, con una curva de aprendizaje rápidamente descendente. Los autores siguen un proceso de ingeniería inversa. Utilizan las pujas ganadoras (en \$/MWh) y suponen que esta es la cantidad que el inversor necesitaría recibir para que el parque eólico marino fuera rentable (para una determinada tasa de descuento). A partir de ahí, proceden hacia atrás para calcular el CAPEX.

Comparación de los métodos

El debate sobre cuál de los métodos anteriores es más adecuado para predecir la evolución futura de los costes de diferentes tecnologías renovables sigue abierto y se ha centrado en la

comparación entre los métodos basados en las curvas de aprendizaje y los basados en las elicitaciones a expertos. En este sentido, Wiser *et al.* (2021) llega a la conclusión de que, en el pasado, las elicitaciones no han predicho peor la evolución de los costes de la eólica que los modelos basados en curvas de aprendizaje y evaluaciones ingenieriles. No obstante, Meng *et al.* (2021) muestran que los métodos de predicción basados en modelos han sido superiores a las elicitaciones a expertos. Los rangos de predicción de costes de estos autores para 2019 reflejaron los costes reales de forma más certera que las elicitaciones. Sin embargo, también observan que todos los métodos infraestimaron el progreso tecnológico en casi todas las tecnologías, resultado que los autores atribuyen a los cambios estructurales en el sector energético (Meng *et al.*, 2021, p. 1).

Las ventajas e inconvenientes de los distintos métodos sugieren que lo mejor es combinarlos, considerándolos complementarios. La gran ventaja de las elicitaciones a expertos con respecto a los otros métodos es que son capaces de identificar la probabilidad de diferentes estimaciones de costes. Sin embargo, en las curvas de aprendizaje y los análisis basados en subastas hay un claro vínculo empírico a los datos reales, mientras que las evaluaciones ingenieriles contienen una considerable riqueza en los detalles tecnológicos (Wiser *et al.*, 2021).

III. METODOLOGÍA: REVISIÓN SISTEMÁTICA

De acuerdo con el objetivo de este estudio, que trata de identificar los rangos futuros de costes probables de las tecno-

logías de generación eléctrica renovable solares y eólicas, se ha realizado una revisión sistemática de la literatura. El proceso utilizado sigue estrechamente las recomendaciones de Sovacool, Axsen y Sorrell (2018) para esta metodología.

Al igual que los metanálisis, las revisiones sistemáticas están muy estructuradas, pero son más descriptivas y pueden incluir evidencia tanto cuantitativa como cualitativa. Con respecto a las revisiones narrativas clásicas, las revisiones sistemáticas utilizan un diseño de investigación explícito y replicable, buscan ser comprensivas en la revisión de la literatura y reducir el sesgo en la selección de los estudios (Sovacool, Axsen y Sorrell, 2018, p. 23). Algunos autores sostienen que las revisiones sistemáticas están en la cima de la lista de métodos de revisión de la literatura más rigurosos (Huebner *et al.*, 2017; Khan *et al.*, 2003; Sovacool, Axsen y Sorrell, 2018). Las revisiones sistemáticas suelen seguir cinco fases: 1) planteamiento de la pregunta de investigación; 2) búsqueda de la literatura disponible con términos de búsqueda predefinidos; 3) utilización de criterios explícitos para incluir y excluir estudios; 4) determinación y ejecución de una estrategia de codificación o de un protocolo analítico; y 5) análisis o síntesis de la evidencia obtenida.

Por supuesto, como cualquier otra metodología, esta también tiene sus limitaciones. Como afirman Gross *et al.* (2013, p. 11) un desafío claro es «mantener el número de cadenas de búsqueda a un nivel gestionable sin perder trabajos relevantes para la revisión». Para Sovacool, Axsen y Sorrell (2018, p. 23) «el

principal inconveniente de las revisiones sistemáticas es que son intensivas en el uso de recursos y tiempo. No son, por tanto, óptimas en circunstancias en las que los recursos son limitados o para campos en los que la evidencia es escasa o desigual. Además, son más adecuadas para cuestiones de investigación más específicas, en lugar de problemas multidimensionales. Tienden a utilizar un enfoque aditivo para sintetizar los resultados de investigación, lo que puede negar la naturaleza complementaria de diferentes estudios y perspectivas. Además, no se asegura que una revisión sistemática no tenga sesgo o sea comprensiva. La inclusión y codificación de artículos es sensible a los criterios de selección del investigador».

En un primer paso, se ha definido una estrategia de búsqueda de artículos, informes u otros tipos de publicaciones que aporten explícitamente una predicción directa de los *LCOE* a futuro de las tecnologías solar fotovoltaica, solar termoeléctrica, eólica terrestre y eólica marina.

Para identificar la literatura académica, se ha realizado una búsqueda en Web of Science (WoS) y Scopus, dos bases de datos de literatura habitualmente utilizados para revisiones, que son complementarias entre sí. La estrategia de búsqueda se basa en la siguiente consulta o *search query*: (cost OR *LCOE*) AND (wind OR solar OR fotovoltaic OR CSP) AND (future OR 2030 OR 2050), que se ha aplicado al «tema (*topic*)», es decir a título, resumen y palabras clave de las publicaciones. La búsqueda se realizó en marzo de 2022 y ha resultado en 9981 (WoS) y 13.451 (Scopus) publicaciones potencialmente relevantes.

Dado el gran número de resultados, estos se filtraron para incluir solo publicaciones recientes (de 2015 en adelante) y en inglés. La razón de circunscribir la búsqueda a un período reciente tiene que ver con las incertidumbres sobre la evolución de costes de estas tecnologías. Es necesario tener en cuenta únicamente los estudios más recientes, pues las dinámicas de las tecnologías de generación renovable hacen que los datos y cálculos se queden obsoletos con facilidad. Y esto es cierto con independencia del método de la sección segunda que se utilice (curvas de aprendizaje, enfoques ingenieriles o elicitaciones a expertos). Por ejemplo, con respecto a las primeras, Way, Mealy y Farmer (2021, p. 77) observan que «como los parámetros de la curva de aprendizaje no cambian, modificar el coste inicial tiene el efecto de desplazar la curva de aprendizaje hacia abajo, lo que tendría grandes implicaciones para el coste de la transición al reducir las medias y las medianas». Con respecto a las elicitaciones a expertos, Wiser *et al.* (2021, p. 555) argumentan que «dados los cambios sustanciales observados en la industria eólica en los últimos cinco años, se necesita una evaluación actualizada, pues las predicciones antiguas se han quedado obsoletas». Son raras las perspectivas recientes sobre los costes de capital (CAPEX) futuros que no se han actualizado para tener en cuenta el desarrollo dinámico de los costes en el pasado (Sens, Neurling y Kaltschmitt, 2022).

Como resultado de aplicar los filtros mencionados, se han obtenido 637 (WoS) y 2.172 (Scopus) publicaciones potencialmente relevantes. Se eliminaron algunos documentos que estaban

CUADRO N.º 1

RESULTADOS PARA CADA PASO DE LA ESTRATEGIA DE BÚSQUEDA DE LITERATURA

NÚMERO DE PUBLICACIONES	WoS	SCOPUS
Total resultados de la consulta	9.981	13.451
Período de publicación: de 2015 hasta marzo de 2022	6.918	7.918
Tipo de publicación: documentos en inglés (se excluyen «proceedings»)	5.645	5.151
Área: Energía y relacionados	637	2.172
Suma de publicaciones potencialmente relevantes		2.809
Sin duplicados		2.480
Screening manual del título		351
Screening manual de las palabras clave y del resumen		75
Lectura de la publicación completa		33
Resultados finales (literatura académica)		33

Fuente: Elaboración propia.

duplicados en ambos motores de búsqueda, dando lugar a 2.480 documentos (suma de resultados de ambos motores de búsqueda). Todas estas publicaciones se han sometido a un proceso de examen (*screening*) manual. Primero, se han excluido aquellas que, según su título y de forma inequívoca, no son relevantes para este estudio; segundo, en un *screening* manual de las palabras clave y del resumen se han mantenido aquellas publicaciones que hacen mención a «LCOE» o «coste» explícitamente y en las tecnologías renovables anteriormente mencionadas y se han excluido aquellas publicaciones que solo hacían referencia a precios (por ejemplo en el mercado mayorista), a modelizaciones de sistemas energéticos integrados, a costes de electricidad en general, a LCOE de tecnologías de almacenamiento (baterías) o de electrolisis, etc. En caso de duda, la publicación siempre se ha mantenido. Tercero, en una lectura completa del documento correspondiente se ha identificado si aporta información relevante a este estudio, en cuyo caso se ha mantenido. Finalizado el

proceso, el número de documentos relevantes ha sido de 33. Los detalles pueden consultarse en el cuadro n.º 1.

Para identificar la literatura profesional, o literatura «gris», se ha realizado una búsqueda general adicional en Google con la misma consulta o *search query*. Además, se han consultado directamente las páginas web de los organismos relevantes en el ámbito (por ejemplo, IEA, IRENA, etc.). En total, se han identificado nueve informes relevantes para este estudio.

Por último, se han llevado a cabo dos búsquedas complementarias. En una se han incluido combinaciones de términos relevantes (tales como «costes», «LCOE», «eólica», «electricidad», «solar», etc.) en los motores de búsqueda de las diez principales revistas internacionales que abordan los aspectos económicos de la energía. Por otro lado, se ha seguido un proceso de *snowballing*, es decir de consulta de fuentes potencialmente relevantes citadas en publicaciones ya incluidas en el estudio. Como

resultado de todo este proceso, la búsqueda de literatura académica y profesional ha dado lugar a cincuenta publicaciones.

Una lectura final detenida de esas cincuenta referencias ha llevado a elegir únicamente veinticinco de ellas, que forman parte de nuestra selección definitiva. Los criterios de exclusión de esas referencias han sido los siguientes: 1) aunque algunas de ellas se refieren a los costes de las tecnologías, no se refieren al LCOE, sino a otro tipo de costes (costes para el sistema) o se refieren solo a una categoría de costes (CAPEX); 2) algunas no predicen el coste a futuro, sino que analizan el coste actual o evalúan tendencias pasadas; y 3) algunas no se centran en las tecnologías solares o eólicas.

IV. RESULTADOS

Como resultado de la revisión sistemática de la literatura, se han encontrado veinticinco documentos en los que se incluye una predicción del LCOE a futuro (cuadro n.º 2). Se trata

de un número relativamente bajo de estudios sobre el tema, sobre todo teniendo en cuenta la relevancia de la discusión sobre los costes futuros en el actual debate sobre la transición energética. La mayoría de esos estudios están publicados en revistas internacionales, aunque posiblemente los estudios más influyentes sean los publicados por organismos internacionales (como la IEA o IRENA). Los primeros normalmente se refieren a un ámbito geográfico concreto (país), mientras que el foco de estos últimos suele ponerse en un gran conjunto de países (y, por ende, en el nivel mundial).

La gran mayoría de los estudios utilizan el método de la curva de aprendizaje, siendo muy minoritarios los que utilizan métodos alternativos tales como evaluaciones ingenieriles, datos a partir de subastas o elicitaciones a expertos.

A nivel geográfico, muchos estudios tienen un foco mundial. Con respecto al resto, dominan los estudios en EE. UU., seguidos de algunos países europeos (Alemania, Reino Unido e Italia), China y otros (Canadá, Australia, India y Chile). La mayor parte de los estudios son sobre eólica y, en menor medida, sobre la FV. La CSP está claramente infrarrepresentada. No existe, *a priori*, una relación entre tecnología y zona geográfica.

En cuanto a los años elegidos para la predicción, estos suelen ser 2050 y 2030, aunque varios estudios incluyen años intermedios (2025, 2035 o 2040) e incluso un período más largo de tiempo (2070 o 2100, como es el caso de Way, Mealy y Farmer [2021]).

CUADRO N.º 2
ESTUDIOS SOBRE EL LCOE FUTURO DE LAS TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA RENOVABLE

ESTUDIO	TECNOLÓGICO, TEMPORAL Y ÁMBITO GEOGRÁFICO	METODOLOGÍA
1. Wiser <i>et al.</i> (2021)	Eólica (3 tipos) 2050 Mundo	Elicitación a expertos
2. Ram <i>et al.</i> (2018)	Todas las tecnologías de generación eléctrica renovable (TGER) 2030 Mundo (G20)	Modelo ingenieril
3. Kost <i>et al.</i> (2021)	Todas las TGER 2040 Alemania y mundo (sin especificar, disponibilidad de buenos recursos naturales)	Curva de aprendizaje
4. IEA (2020)	FV, eólica 2025 24 países	Datos reales de plantas que entran en funcionamiento en 2025
5. IRENA (2019a)	FV 2030 y 2050 Mundo	No disponible
6. IRENA (2019b)	Eólica 2030 y 2050 Mundo	No disponible
7. EIA (2021)	Eólica y FV 2026, 2040 y 2050 EE. UU.	<i>NEMS Electricity Market Module (EMM)</i>
8. Way, Mealy y Farmer (2021)	FV y eólica terrestre 2030, 2050, 2070 y 2100 Global	Enfoque de la curva de aprendizaje
9. IRENA (2016)	Eólica y FV 2025 Mundo	Enfoque híbrido: enfoque de curvas de aprendizaje y enfoque ingenieril <i>bottom-up</i>
10. Stehly, Beiter y Duffy (2020)	Eólica terrestre y marina 2030 EE. UU.	Definición de objetivos de costes basados en análisis
11. Murphy <i>et al.</i> (2019)	FV y CSP 2030 EE. UU.	Definición de objetivos de costes basados en análisis
12. Stark <i>et al.</i> (2015)	FV, eólica 2025 EE. UU., Alemania y China	Cálculo basado en el modelo <i>SAM (system advisor model)</i>
13. Wiser <i>et al.</i> (2016)	Eólica 2030 y 2050 Mundo	Enfoque de elicitación a expertos
14. Williams <i>et al.</i> (2017)	Eólica 2030 Mundo	Enfoque de la curva de aprendizaje
15. Tu <i>et al.</i> (2019)	Eólica 2025 China	Enfoque de la curva de aprendizaje
16. DECC (2016)	Eólicas, FV 2030 Reino Unido	Opiniones de actores del ámbito de la industria + informes externos + internal data
17. Dehghani-Sanij <i>et al.</i> (2022)	Eólica 2040 Canadá	Enfoque predictivo lineal
18. Graham <i>et al.</i> (2021)	Eólica, FV, CSP 2050 Australia	Enfoque de la curva de aprendizaje

CUADRO N.º 2 (CONTINUACIÓN)
ESTUDIOS SOBRE EL LCOE FUTURO DE LAS TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA RENOVABLE

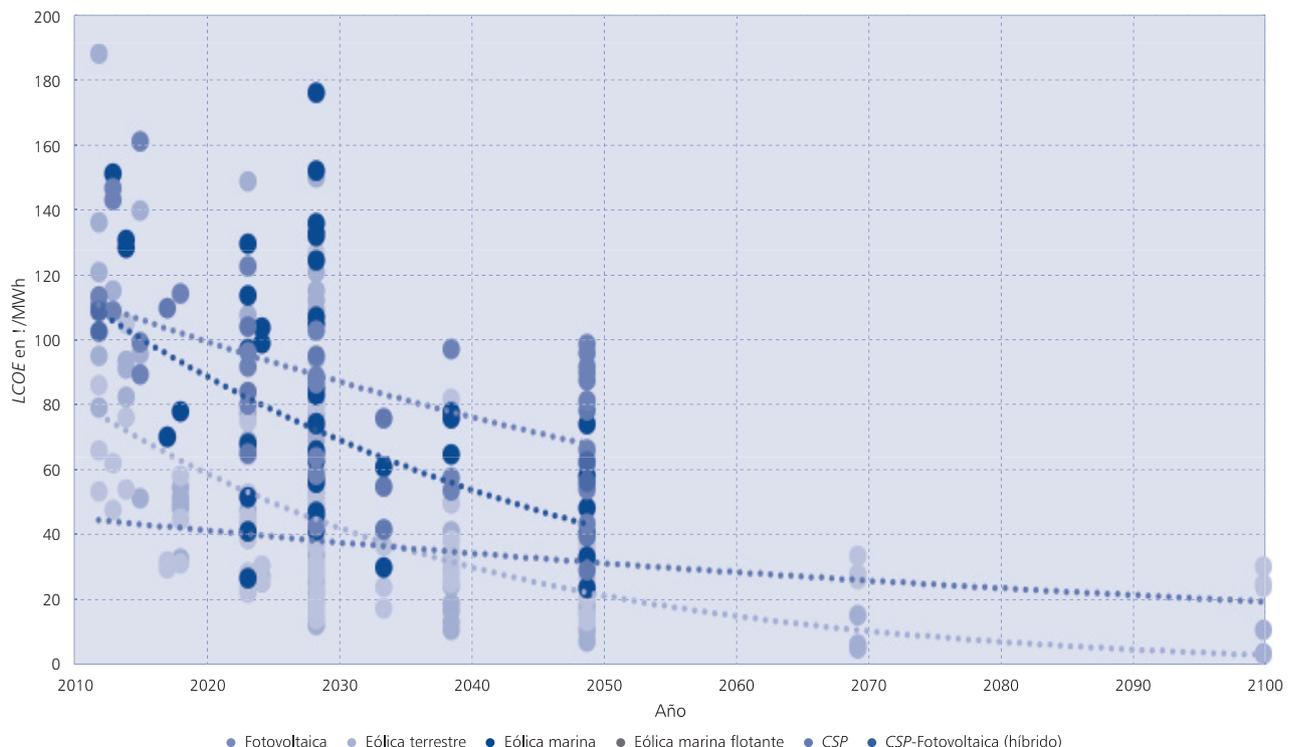
ESTUDIO	TECNOLÓGICO, TEMPORAL Y ÁMBITO GEOGRÁFICO	METODOLOGÍA
19. Sens, Neuling y Kaltschmitt (2022)	Eólica, FV 2050, 2030 Alemania	Enfoque de la curva de aprendizaje
20. Sharma <i>et al.</i> (2018)	CSP 2030, 2040 y 2050 India	Enfoque de la curva de aprendizaje
21. Parrado <i>et al.</i> (2016)	Híbrido CSP-FV, 2050 Chile	Enfoque de la curva de aprendizaje
22. Köberle, Gernaat y Van Vuuren (2015)	CSP y FV 2050 Mundo	Enfoque de la curva de aprendizaje + curvas de costes-oferta
23. Veronese, Manzolini y Moser (2021)	FV 2030 Italia	Enfoque de la curva de aprendizaje
24. Vartiainen <i>et al.</i> (2019)	FV 2050 Varios países europeos	Enfoque de la curva de aprendizaje
25. Zhuang <i>et al.</i> (2019)	CSP 2030, 2050 China	Enfoque de la curva de aprendizaje, incluyendo otros aspectos

Fuente: Elaboración propia.

El gráfico 1 resume los resultados de los estudios incluidos en nuestra revisión con respecto al LCOE esperado de las tecnologías de generación eléctrica renovable consideradas (eólica terrestre, eólica marina, solar fotovoltaica y CSP). Los valores a la izquierda de 2020 son los que los estudios utilizan como año base del LCOE.

Nuestros resultados muestran un rango de costes en 2030 para la energía eólica terrestre de entre 16 y 129 €/MWh; entre 43 y 178 €/MWh para la energía eólica marina; entre 31 y 152 €/MWh para la energía solar fotovoltaica de techo y entre 14 y 117 €/MWh para la de suelo; y de entre 44 y 105 €/MWh para la energía solar termoeléctrica. Los rangos de costes a 2050 se-

GRÁFICO 1
LCOE ESPERADOS DE LAS TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA RENOVABLES



Fuente: Elaboración propia.

rían menores, y a un nivel inferior, de entre 15 y 40 €/MWh para la energía eólica terrestre; de entre 25 y 80 €/MWh para la energía eólica marina; de entre 9 y 83 €/MWh para la energía solar fotovoltaica, y de entre 45 y 101 €/MWh para la energía solar termoeléctrica. Puede observarse que esos rangos de costes son amplios, pues los *LCOE* dependen de muchas variables, entre ellas la calidad del recurso renovable y los costes de financiación, que lógicamente muestran diferencias muy acusadas en diferentes partes del mundo.

Según los resultados de nuestro análisis, los costes de las tecnologías de generación eléctrica renovable experimentarán reducciones considerables con respecto a sus costes actuales. En términos porcentuales, las mayores reducciones tendrán lugar en las energías eólica marina y la solar termoeléctrica, seguidas por las energías solar fotovoltaica y la eólica terrestre, en línea con la idea de que, en principio, las mayores reducciones de costes como consecuencia de las economías de escala dinámicas y los efectos de aprendizaje ligados a la difusión tendrán lugar en aquellas tecnologías menos maduras. Dichas reducciones de costes en las diferentes tecnologías renovables vendrán determinadas por diferentes factores, entre los que figuran la innovación tecnológica, los costes de financiación o la disponibilidad del recurso. Sin embargo, aunque existen contribuciones que discuten los factores que influyen en la evolución de los costes, el objetivo de este trabajo no ha sido identificar los determinantes de las reducciones de costes. En todo caso, solo algunos de los trabajos incluidos en esta revisión

aportan una discusión de dichos determinantes.

Se puede observar cierta convergencia en los valores de los *LCOE* para las distintas tecnologías en 2030 y, sobre todo, en 2050, pero las diferencias entre los respectivos *LCOE* seguirían siendo muy marcadas en ambos años. A nivel mundial, la tecnología con los menores *LCOE* en 2030 sería la energía eólica terrestre, seguida muy de cerca por la FV. La energía eólica marina y la CSP tendrían rangos de costes ligeramente superiores. En 2050, las posiciones relativas de las tecnologías no cambiarían significativamente, aunque las reducciones esperadas en la energía solar fotovoltaica pueden conducir a que esta sea la tecnología con menor coste en 2030.

Debe tenerse en cuenta que el objetivo de este estudio no ha sido realizar una comparación entre los costes esperados por tecnologías y zonas geográficas, pues no existen suficientes referencias para llevar a cabo un análisis con ese nivel de desagregación y algunos de los supuestos de base en esos estudios son distintos (por ejemplo, disponibilidad de recursos renovables y tasas de descuento diferentes). El objetivo ha sido más bien detectar las contribuciones más recientes sobre el tema que proyectan los *LCOE* para el futuro, con la intención de mostrar una imagen general de la situación y de las tendencias de los costes por tecnología.

Además, el *LCOE* es un indicador parcial de la competitividad de la tecnología pues deben tenerse en cuenta también otras variables como, por ejemplo, el nivel de los precios capturados por la tecnología, es decir, si es

capaz de producir en las horas en las que el precio de la electricidad es más elevado. Este puede ser el caso de la energía solar termoeléctrica, pues el almacenamiento le permite tener esa flexibilidad. Desde el punto de vista de los costes para el sistema, la capacidad de generar a demanda (despachabilidad) puede ser un aspecto fundamental para reducir esos costes. Como se mencionó en la sección segunda, la métrica del *LCOE* es ciega a estas consideraciones.

V. CONCLUSIONES

La descarbonización de los sistemas energéticos constituye un elemento fundamental de la transición energética necesaria para lograr los objetivos del Acuerdo de París. Las tecnologías de generación eléctrica basadas en fuentes de energía renovable constituyen un pilar básico en esa transición. La enorme difusión requerida en esas tecnologías será en parte endógena a la evolución de sus costes. Por otro lado, identificar rangos probables de esos costes resulta una tarea crucial para determinar el coste económico total de dicha transición. En este sentido, la rápida reducción prevista en los costes de esas tecnologías, algunos de los cuales ya están en pie de igualdad con sus competidoras fósiles, resulta una buena noticia. Como menciona el IPCC en su último informe de evaluación «los rangos del *LCOE* para las tecnologías bajas en carbono se superponen a los *LCOE* de la generación fósil sin captura y almacenamiento de carbono (*CCS*, *carbon capture and storage*, por sus siglas en inglés). Por ejemplo, los *LCOE* de la solar (a gran escala) y la eólica, hoy y en el futuro, se solapan con los de las nuevas plantas de carbón y gas sin *CCS*» (IPCC, 2022, cap. 6, p.

66). La identificación de esos costes es un insumo importante para la toma de decisiones, aunque la relación es biunívoca, pues las estimaciones de los costes ayudan a establecer la dirección y la forma de la política, pero la política también contribuye a determinar los costes (Gross *et al.*, 2013).

Es de esperar que los costes a futuro varíen por tecnologías y, para una misma tecnología, por zonas geográficas, atendiendo a factores clave de diferenciación como son las condiciones de los recursos renovables existentes en diferentes lugares, así como las condiciones de financiación en distintos países. Sin embargo, no existen suficientes referencias para llevar a cabo un análisis con ese nivel de desagregación. El objetivo de este trabajo ha sido el de identificar los rangos de costes probables de dichas tecnologías en el futuro con una revisión sistemática de los estudios más recientes sobre el tema, con especial atención a las tecnologías eólicas (terrestre y marina) y solares (fotovoltaica y termoeléctrica). Se han identificado veinticinco documentos con predicciones de los costes nivelados a futuro. Dichos documentos centran su atención en distintos países del mundo, en diferentes horizontes temporales y utilizan diferentes metodologías. No obstante, si ha sido posible identificar una serie de tendencias generales con respecto a los *LCOE* esperados en el futuro.

La energía eólica terrestre será previsiblemente la tecnología con los menores *LCOE* en 2030, seguida muy de cerca por la FV, que podría ser la tecnología de menor coste en 2050. La energía eólica marina y la *CSP* tendrían un coste superior a aquellas tanto en 2030 como en 2050.

Estos costes futuros suponen reducciones considerables con respecto a los costes actuales. En términos porcentuales, las mayores reducciones de los costes futuros con respecto a los actuales tendrán lugar en la energía eólica marina y la energía solar fotovoltaica, seguidas de la *CSP* y la energía eólica terrestre.

No obstante, un análisis de los *LCOE* a futuro debe tener en cuenta una serie de limitaciones. Una de ellas es la inevitable incertidumbre que existe sobre la evolución de dichos costes y, por tanto, su nivel a futuro (Levi y Pollitt, 2015). Obviamente, la predicción es un ejercicio siempre complicado. En el caso que nos ocupa, existen algunas variables determinantes de esos costes cuyas tendencias resultan difíciles de establecer con un alto margen de seguridad, incluidas la evolución del precio de las materias primas necesarias para construir proyectos renovables y la evolución de los costes de los combustibles fósiles, que afectan a su vez a las tecnologías con las que compiten las renovables y que, por tanto, influyen en la difusión de estas. Existe incertidumbre sobre la evolución de algunos de los parámetros del *LCOE* a futuro, tales como los costes de inversión, la capacidad instalada futura, las tasas de aprendizaje, las eficiencias en la conversión y los terrenos disponibles para los proyectos de tecnologías renovables (Köberle, Gernaat y Van Vuuren, 2015, p. 749). Otra fuente de incertidumbre son los efectos del tipo de interés. Por ejemplo, Egli, Steffen y Schmidt (2018) concluyen que, además de que los estudios actuales pueden sobreestimar la tasa de aprendizaje tecnológico, el incremento en las tasas de interés puede incremen-

tar los *LCOE* de las tecnologías renovables. Schmidt *et al.* (2019) muestran que un incremento general en el tipo de interés tendría un considerable impacto en los *LCOE*. Otro de los desafíos es que la industria fotovoltaica se está desarrollando tan rápido que es difícil predecir incluso la evolución de los precios a corto plazo (Vartiainen *et al.*, 2019, p. 450). Como afirman Gross *et al.* (2013, p. 3), «las proyecciones de las reducciones de costes son difíciles y a menudo se muestran equivocadas. Quizá el mayor desafío es representar y comunicar la incertidumbre a los que toman las decisiones de política pública, que buscan certidumbre». En este sentido, el método de las elicitaciones a expertos permite evaluar la incertidumbre futura (Wiser *et al.*, 2021).

Además, existen limitaciones del *LCOE* como métrica de los costes y en su uso como *proxy* de los costes de la transición energética en un contexto de incremento de la penetración de tecnologías de generación eléctrica renovable variables y de la importancia del «valor» de la electricidad sobre su coste (en términos de *LCOE*).

Otras limitaciones tienen que ver con nuestro propio enfoque. Algunas son relativas a la metodología de las revisiones sistemáticas. Una revisión sistemática no es una garantía de que sea comprehensiva o sin sesgos, «pues la inclusión y codificación de los artículos es sensible a la selección que hace el investigador de los criterios y conceptos» (Sovacool, Axsen y Sorrell, 2018, p. 22). Además, según Sovacool, Axsen y Sorrell, (2018, p. 23) «la mayoría de las revisiones sistemáticas dan más peso a estudios metodológicamente rigurosos, aun-

que no todos lo hacen». Nuestro trabajo pertenece a este último grupo, es decir, no damos diferentes ponderaciones a diferentes contribuciones. Finalmente, el estudio ha detectado los *LCOE* a futuro, pero no cual es el potencial de generación correspondiente para cada uno de los niveles de coste. Esta es una información tan relevante para la toma de decisiones como la del propio *LCOE*. Desgraciadamente, ningún documento revisado incluye esta información.

Algunas de las limitaciones anteriores sugieren posibles líneas de investigación futuras. En primer lugar, el enfoque adoptado aquí (revisión sistemática de la literatura) debería verse como un primer paso para un metanálisis más profundo. Los metanálisis son de naturaleza cuantitativa, e implican el análisis estadístico de los resultados de varios estudios comparables. En segundo lugar, debería llevarse a cabo un análisis detallado de los factores que inciden en los niveles y reducciones del *LCOE*. Finalmente, deben detectarse y evaluarse los factores de incertidumbre fundamentales con respecto a la evolución de esos costes, analizando como afectan a los resultados.

NOTAS

(1) Los costes de red ocurren no solo porque las plantas de generación eléctrica renovable están localizadas en muchas ocasiones lejos de los centros de carga y puede ser necesario realizar grandes inversiones en transmisión, sino también debido a las restricciones de la red y la gestión de la congestión.

(2) Aparte de la falta de consideración de los costes indirectos, la métrica ha sido objeto de otras críticas. Por ejemplo, ALDERSEY-WILLIAMS y RUBERT (2019, p. 169) comentan que «las debilidades del *LCOE* se centran en la tasa de descuento, los efectos de la inflación y la sensibilidad de los resultados a incertidumbre sobre los costes futuros de las materias primas».

(3) Estos autores muestran que los costes de generación de una planta fotovoltaica

representan entre un 78 por 100 (con almacenamiento) y un 66 por 100 (sin almacenamiento) del coste para el sistema (VERONESE, MANZOLINI y MOSER, 2021).

(4) Para una discusión detallada de las limitaciones del método de las curvas de aprendizaje, véase GROSS *et al.* (2013).

(5) Para más detalles sobre el método, véase RÍO *et al.* (2020).

BIBLIOGRAFÍA

ALDERSEY-WILLIAMS, J. y RUBERT, T. (2019). Levelised cost of energy – A theoretical justification and critical assessment. *Energy Policy*, 124, pp. 169-179.

BREITSCHOPF, B. y HELD, A. (2013). *Guidelines for assessing costs and benefits of RET deployment*. Retrieved from <http://diacore.eu/>

COMISIÓN EUROPEA (2022). *Renewable energy targets*. Retrieved from https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/renewable-energy-directive-targets-and-rules/renewable-energy-targets_en#:~:text=Building por 10020on por 10020the por 1002020 por 10025 por 10020target,possible por 10020upwards por 10020revision por 10020by por 100202023

COOKE, R. M. (1991). Heuristics and Biases. In *Experts in Uncertainty. Opinion and Subjective Probability in Science* (pp. 63-79). New York: Oxford University Press.

DECC (2016). *Review of Renewable Electricity Generation Cost and Technical Assumptions*. London, UK. Retrieved from https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/566718/Arup_Renewable_Generation_Cost_Report.pdf

DEHGHANI-SANIJ, A., AL-HAQ, A., BASTIAN, J., LUEHR, G., NATHWANI, J., DUSSEAULT, M. y LEONENKO, Y. (2022). Assessment of current developments and future prospects of wind energy in Canada. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 50, 101819.

EGLI, F., STEFFEN, B. y SCHMIDT, T. S. (2018). A dynamic analysis of financing conditions for renewable energy technologies. *Nature Energy*, 3(12), pp. 1084-1092.

EIA (2021). *Levelized Costs of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2021*. Retrieved from https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/electricity_generation.pdf

GRAHAM, P. W., HAYWARD, J., FOSTER, J. y HAVAS, L. (2021). *GenCost 2020-21*. Retrieved from <https://publications.csiro.au/rpr/pub?pid=csiro:EP208181&expert=false&sb=RECENT>

GRAHAM, P. W., HAYWARD, J., FOSTER, J., STORY, O. y HAVAS, L. (2018). *GenCost 2018. Updated projections of electricity generation technology costs*. Retrieved from <https://www.csiro.au/~media/News-releases/2018/renewables-cheapest-new-power/GenCost2018.pdf>

GROSS, R., HEPTONSTALL, P., GREENACRE, P., CANDELISE, C., JONES, F. y CASTILLO, A. C. (2013). *Presenting the Future: An assessment of future costs estimation methodologies in the electricity generation sector*. Retrieved from <https://d2e1qxpswcpqz.cloudfront.net/uploads/2020/03/presenting-the-future-electricity-generation-cost-estimation-methodologies.pdf>

HOGARTH, R. (1987). *Judgement and Choice: The Psychology of Decision*. Chichester, New York, Brisbane: Toronto: John Wiley & Sons.

HUEBNER, G. M., NICOLSON, M. L., FELL, M. J., KENNARD, H., ELAM, S., HANMER, C. y JOHNSON, C. (2017). *Are we heading towards a replicability crisis in energy efficiency research? A toolkit for improving the quality, transparency and replicability of energy efficiency impact evaluations*. En Proceedings of the European Council for an Energy Efficient Economy ECEEE 2017 Summer Study on energy efficiency: consumption, efficiency and limits. UKERC: London, UK.

IEA (2020). *Projected Costs of Generating Electricity*. Paris, France. Retrieved from https://inis.iaea.org/search/search.aspx?orig_q=RN:52007078

IEA (2021). *World Energy Outlook*. Retrieved from <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2021>

IPCC (2022). *6th Assessment report WGIII*. Retrieved from <https://www.ipcc.ch/2022/04/04/ipcc-ar6-wgiii-pressrelease/>

<p>IRENA (2016). <i>The Power to Change: Solar and Wind Cost Reduction Potential to 2025</i> (9789295111974). Retrieved from https://www.irena.org/publications/2016/Jun/The-Power-to-Change-Solar-and-Wind-Cost-Reduction-Potential-to-2025</p> <p>IRENA (2019a). <i>Future of solar photovoltaic. Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects</i>. Abu Dhabi. Retrieved from https://www.irena.org/publications/2019/Nov/Future-of-Solar-Photovoltaic</p> <p>IRENA (2019b). <i>Future of wind. Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects</i>. Abu Dhabi. Retrieved from https://www.irena.org/publications/2019/Oct/Future-of-wind</p> <p>IRENA (2019c). <i>Global Energy Transformation. A Roadmap to 2050</i>. Retrieved from https://www.irena.org/publications/2019/Apr/Global-energy-transformation-A-roadmap-to-2050-2019Edition</p> <p>IRENA (2021). <i>Renewable power generation costs in 2020</i>. Retrieved from https://www.irena.org/publications/2021/Jun/Renewable-Power-Costs-in-2020</p> <p>JOSKOW, P. L. (2011). Comparing the costs of intermittent and dispatchable electricity generating technologies. <i>American Economic Review</i>, 101(3), pp. 238-241.</p> <p>KHAN, K. S., KUNZ, R., KLEIJNEN, J. y ANTES, G. (2003). Five steps to conducting a systematic review. <i>Journal of the Royal Society of Medicine</i>, 96(3), pp. 118-121.</p> <p>KHATIB, H. y DIFIGLIO, C. (2016). Economics of nuclear and renewables. <i>Energy Policy</i>, 96, pp. 740-750.</p> <p>KÖBERLE, A. C., GERNAAT, D. E. H. J. y VAN VUUREN, D. P. (2015). Assessing current and future techno-economic potential of concentrated solar power and photovoltaic electricity generation. <i>Energy</i>, 89, pp. 739-756. doi:10.1016/j.energy.2015.05.145</p> <p>KOST, C., SHAMMUGAM, S., FLURI, V., PEPPER, D., DAVOODI MEMAR, A. y SCHLEGL, T. (2021). <i>Levelized cost of electricity</i></p>	<p><i>renewable energy technologies</i>. Freiburg, Germany. Retrieved from https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/en/documents/publications/studies/EN2021_Fraunhofer-ISE_LCOE_Renewable_Energy_Technologies.pdf</p> <p>LEVI, P. G. y POLLITT, M. G. (2015). Cost trajectories of low carbon electricity generation technologies in the UK: A study of cost uncertainty. <i>Energy Policy</i>, 87, pp. 48-59.</p> <p>MENG, J., WAY, R., VERDOLINI, E. y DÍAZ ANADÓN, L. (2021). Comparing expert elicitation and model-based probabilistic technology cost forecasts for the energy transition. <i>Proc Natl Acad Sci U S A</i>, 118(27). doi:10.1073/pnas.1917165118</p> <p>MURPHY, C., SUN, Y., COLE, W. J., MACLAURIN, G. J., MEHOS, M. S. y TURCHI, C. S. (2019). <i>The potential role of concentrating solar power within the context of DOE's 2030 solar cost targets</i>. Retrieved from https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/71912.pdf</p> <p>NACIONES UNIDAS (2022). <i>Objetivo 7: Garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna</i>. Retrieved from https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/energy/</p> <p>NUCLEAR ENERGY AGENCY & INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (2005). <i>Projected Costs of Generating Electricity—2005 Update</i>. Retrieved from https://www.oecd-ilibrary.org/energy/projected-costs-of-generating-electricity-2005_9789264008274-en</p> <p>PARRADO, C., GIRARD, A., SIMON, F. y FUENTEALBA, E. (2016). 2050 LCOE (Levelized Cost of Energy) projection for a hybrid PV (photovoltaic)-CSP (concentrated solar power) plant in the Atacama Desert, Chile. <i>Energy</i>, 94, pp. 422-430. doi:10.1016/j.energy.2015.11.015</p> <p>RAM, M., CHILD, M., AGHAHOSEINI, A., BOGDANOV, D., LOHRMANN, A. y BREYER, C. (2018). A comparative analysis of electricity generation costs from renewable, fossil fuel and nuclear sources in G20 countries for the period 2015-2030. <i>Journal of Cleaner Production</i>, 199, pp. 687-704. doi:10.1016/j.jclepro.2018.07.159</p>	<p>RATHMANN, M. (2011). <i>Towards triple-A policies: More renewable energy at lower cost. A report compiled within the European research project RE-Shaping (work package 7)</i>. Retrieved from www.reshaping-res-policy.eu</p> <p>RÍO, P. DEL, KIEFER, C. P., MENZIES, C., MARQUARDT, M., FITCH-ROY, O. y WOODMAN, B. (2020). <i>Effects of auctions on RES value chains</i>. Madrid. Retrieved from http://aures2project.eu/wp-content/uploads/2020/10/AURES_II_D4_1_effects_value_chain_upt.pdf</p> <p>RUBIO-DOMINGO, G. y LINARES, P. (2021). The future investment costs of offshore wind: An estimation based on auction results. <i>Renewable and Sustainable Energy Reviews</i>, 148, 111324.</p> <p>SCHMIDT, T. S., STEFFEN, B., EGLI, F., PAHLE, M., TIETJEN, O. y EDENHOFER, O. (2019). Adverse effects of rising interest rates on sustainable energy transitions. <i>Nature Sustainability</i>, 2(9), pp. 879-885.</p> <p>SENS, L., NEULING, U. y KALTSCHMITT, M. (2022). Capital expenditure and levelized cost of electricity of photovoltaic plants and wind turbines—Development by 2050. <i>Renewable Energy</i>, 185, pp. 525-537.</p> <p>SHARMA, C., SHARMA, A. K., MULLICK, S. C. y KANDPAL, T. C. (2018). Cost reduction potential of parabolic trough based concentrating solar power plants in India. <i>Energy for Sustainable Development</i>, 42, pp. 121-128.</p> <p>SOVACOOOL, B. K., AXSEN, J. y SORRELL, S. (2018). Promoting novelty, rigor, and style in energy social science: Towards codes of practice for appropriate methods and research design. <i>Energy Research & Social Science</i>, 45, pp. 12-42. doi:10.1016/j.erss.2018.07.007</p> <p>STARK, C., PLESS, J., LOGAN, J., ZHOU, E. y ARENT, D. J. (2015). <i>Renewable electricity: Insights for the coming decade</i>. Retrieved from https://www.osti.gov/biblio/1176740</p> <p>STEHLY, T., BEITER, P. y DUFFY, P. (2020). <i>2019 Cost of Wind Energy Review</i>. United States. Retrieved from https://www.osti.gov/biblio/1756710</p>
---	---	---

<p>TU, Q., BETZ, R., MO, J., FAN, Y. y LIU, Y. (2019). Achieving grid parity of wind power in China—Present levelized cost of electricity and future evolution. <i>Applied Energy</i>, 250, 1053-1064.</p> <p>UECKERDT, F., HIRTH, L., LUDERER, G. y EDENHOFER, O. (2013). System LCOE: What are the costs of variable renewables? <i>Energy</i>, 63, pp. 61-75.</p> <p>UNITED NATIONS FRAMEWORK CONVENTION ON CLIMATE CHANGE (UNFCCC) (2022). <i>El Acuerdo de París</i>. Retrieved from https://unfccc.int/es/process-and-meetings/the-paris-agreement/el-acuerdo-de-paris</p> <p>VARTIAINEN, E., MASSON, G., BREYER, C., MOSER, D. y ROMÁN MEDINA, E. (2019). Impact of weighted average cost of capital, capital expenditure, and other parameters on future utility-scale PV levelised cost of electricity. <i>Progress in Photovoltaics: Research and Applications</i>, 28(6), pp. 439-453. doi:10.1002/pip.3189</p>	<p>VERONESE, E., MANZOLINI, G. y MOSER, D. (2021). Improving the traditional levelized cost of electricity approach by including the integration costs in the techno-economic evaluation of future photovoltaic plants. <i>International Journal of Energy Research</i>, 45(6), pp. 9252-9269. doi:10.1002/er.6456</p> <p>WAY, R., MEALY, P. y FARMER, D. (2021). <i>Estimating the costs of energy transition scenarios using probabilistic forecasting methods</i>. <i>INET Oxford Working Paper</i>, n.º 2021-01. Retrieved from https://www.inet.ox.ac.uk/files/energy_transition_cost_INET_working_paper_with_S11.pdf</p> <p>WILLIAMS, E., HITTINGER, E., CARVALHO, R. y WILLIAMS, R. (2017). Wind power costs expected to decrease due to technological progress. <i>Energy Policy</i>, 106, pp. 427-435. doi:10.1016/j.enpol.2017.03.032</p>	<p>WISER, R., BARBOSE, G. y HOLT, E. (2011). Supporting solar power in renewables portfolio standards: Experience from the United States. <i>Energy Policy</i>, 39(7), pp. 3894-3905.</p> <p>WISER, R., JENNI, K., SEEL, J., BAKER, E., HAND, M., LANTZ, E. y SMITH, A. (2016). Expert elicitation survey on future wind energy costs. <i>Nature Energy</i>, 1(10), pp. 1-8.</p> <p>WISER, R., RAND, J., SEEL, J., BEITER, P., BAKER, E., LANTZ, E. y GILMAN, P. (2021). Expert elicitation survey predicts 37 por 100 to 49 por 100 declines in wind energy costs by 2050. <i>Nature Energy</i>, 6(5), 555-565. doi:10.1038/s41560-021-00810-z</p> <p>ZHUANG, X., XU, X., LIU, W. y XU, W. (2019). LCOE Analysis of Tower Concentrating Solar Power Plants Using Different Molten-Salts for Thermal Energy Storage in China. <i>Energies</i>, 12(7). doi:10.3390/en12071394</p>
---	--	--