

Jashari, Adelina; Lippelt, Jana; von Schickfus, Marie-Theres

Article

Kurz zum Klima: Unerwartet schnell fallende Preise für Wind- und Solarenergie - Hintergründe, Auswirkungen und Perspektiven

ifo Schnelldienst

Provided in Cooperation with:

Ifo Institute – Leibniz Institute for Economic Research at the University of Munich

Suggested Citation: Jashari, Adelina; Lippelt, Jana; von Schickfus, Marie-Theres (2018) : Kurz zum Klima: Unerwartet schnell fallende Preise für Wind- und Solarenergie - Hintergründe, Auswirkungen und Perspektiven, ifo Schnelldienst, ISSN 0018-974X, ifo Institut - Leibniz-Institut für Wirtschaftsforschung an der Universität München, München, Vol. 71, Iss. 04, pp. 60-67

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/175176>

Standard-Nutzungsbedingungen:

Die Dokumente auf EconStor dürfen zu eigenen wissenschaftlichen Zwecken und zum Privatgebrauch gespeichert und kopiert werden.

Sie dürfen die Dokumente nicht für öffentliche oder kommerzielle Zwecke vervielfältigen, öffentlich ausstellen, öffentlich zugänglich machen, vertreiben oder anderweitig nutzen.

Sofern die Verfasser die Dokumente unter Open-Content-Lizenzen (insbesondere CC-Lizenzen) zur Verfügung gestellt haben sollten, gelten abweichend von diesen Nutzungsbedingungen die in der dort genannten Lizenz gewährten Nutzungsrechte.

Terms of use:

Documents in EconStor may be saved and copied for your personal and scholarly purposes.

You are not to copy documents for public or commercial purposes, to exhibit the documents publicly, to make them publicly available on the internet, or to distribute or otherwise use the documents in public.

If the documents have been made available under an Open Content Licence (especially Creative Commons Licences), you may exercise further usage rights as specified in the indicated licence.

Adelina Jashari, Jana Lippelt und Marie-Theres von Schickfus

Kurz zum Klima:

Unerwartet schnell fallende Preise für Wind- und Solarenergie – Hintergründe, Auswirkungen und Perspektiven¹

Erneuerbare Energien (EE) spielen eine zunehmend wichtige Rolle im Energiesystem: 2016 betrug ihr Anteil am globalen Primärenergieverbrauch 9%, nachdem sie seit 2000 mit 4% pro Jahr doppelt so schnell wuchsen wie der Primärenergiebedarf (vgl. IEA 2017).² Bereits 2015 waren weltweit 156 GW in sämtlichen Sparten erneuerbarer Energien installiert worden. Dabei hatte China mit rund 44% den weitaus größten Anteil am Ausbau erneuerbarer Energien (vgl. Abb. 1, oben). Weitere 10% bzw. 7% entfielen dabei auf die USA und Japan, gefolgt von Deutschland und Indien (je knapp 5%). Allein die installierte Wind- und Solarkapazität stieg 2016 weltweit um 126 Gigawatt (GW) und lag damit im Bereich der neu installierten Kapazitäten für fossile Brennstoffe.

Die Geschwindigkeit und das Ausmaß dieses Wachstums übertrafen die Erwartungen aus Szenarien und Prognosen bei weitem. Noch dazu sorgten 2016 und 2017 die fallenden Preise für EE-Kapazitäten für Schlagzeilen. In vielen Ländern wurden erstmals Auktionen zur Festsetzung der Subventionssummen durchgeführt. Die dabei erfolgreichen Gebote lagen deutlich unter den bisherigen Einspeisetarifen und sanken von Auktion zu Auktion weiter – in Einzelfällen bis auf 0ct/MWh. Im Folgenden werden die Hintergründe dieser Entwicklungen genauer beleuchtet und skizziert, welche Bedeutung sie für Zukunftserwartungen im Hinblick auf den Ausbau erneuerbarer Energien haben.

BISHERIGE FEHLEINSCHÄTZUNGEN DES AUSBAUS

Bisherige Einschätzungen stehen im starken Kontrast zur realen Entwicklung insbesondere der Photovoltaik. Herkömmliche Modelle, wie sie beispielsweise für Zukunftsszenarien der Internationalen Energieagentur (im World Energy Outlook), des WBGU oder Greenpeace genutzt werden, gehen von 5–17% Energieanteil durch PV für das Jahr 2050 aus. Tatsächlich hat PV die höchste Wachstumsrate und steilste Lernkurve aller EE-Technologien. Ein kürzlich in *Nature Energy* erschienener Artikel (vgl. Creutzig et al. 2017) verdeutlicht die bisheri-

gen Fehleinschätzungen: Alle untersuchten Szenarien lagen unterhalb der tatsächlichen Entwicklung der installierten Kapazität; bei Aktualisierungen wurde zwar jeweils die realisierte Kapazität als neuer Ausgangspunkt angenommen, das Wachstum aber wiederum unterschätzt. Als Gründe zeigt der Artikel vor allem die Förderungspolitik, steile technologische Lerneffekte sowie Kostensteigerungen von Technologien, die in Konkurrenz mit PV-Technologien stehen, auf:

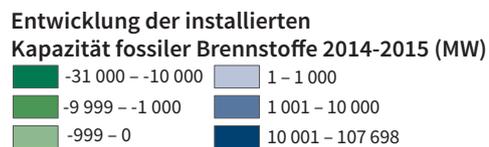
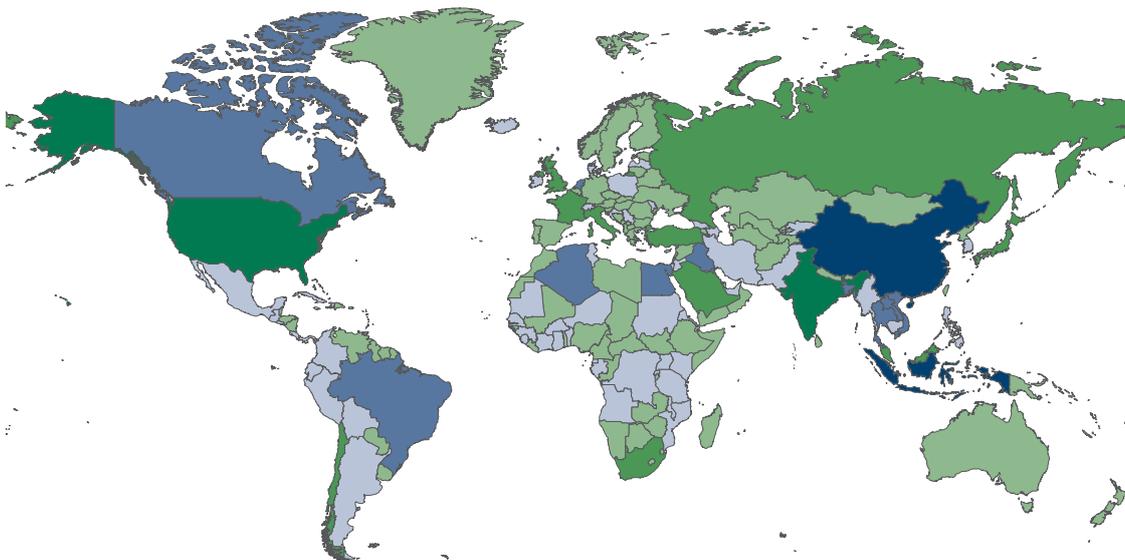
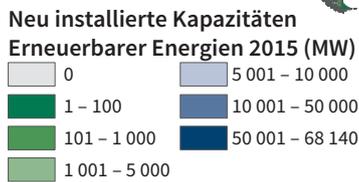
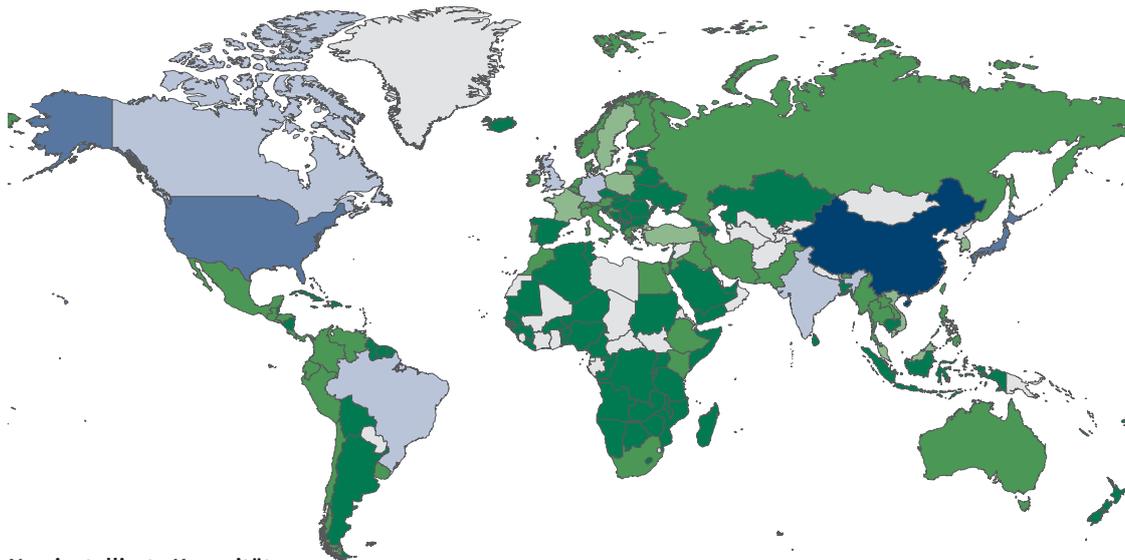
- Aufgrund politischer Präferenzen wurden in vielen Ländern technologiespezifische Förderungszahlungen (insbesondere Einspeisetarife für PV) eingeführt. Diese sorgten dafür, dass sich PV als risikoarme und langfristige Investition anbot und der PV-Markt stark wuchs. Das führte z. B. in Deutschland zu privatem Kapitalzufluss von Hausbesitzern und kleinen Interessensgruppen. Derartige technologiespezifische Fördermodelle und Präferenzen kleiner Marktteilnehmer sind in den Prognosemodellen allerdings nicht abgebildet. Elektrizitätsmarktmodelle und integrierte Energiemodelle optimieren den Energiemix, indem sie Systemkosten minimieren und von Elektrizität als homogenem Gut ausgehen. Charakteristischerweise repräsentieren sie stilisierte klimapolitische Maßnahmen wie einen CO₂-Preis. Daher waren Prognosen eines beschleunigten Wachstums, das auf technologiespezifischen Unterstützungsmaßnahmen und politischen und individuellen Präferenzen beruhte, nicht möglich.
- Der prozentuale Preisrückgang für Module bei einer Verdopplung der installierten Kapazität – die Lernrate – liegt für PV bei durchschnittlich 22,5%, und damit deutlich höher als die durchschnittliche Lernrate für andere Technologien. Damit potenzieren sich Fehleinschätzungen bezüglich des Ausbaus, da höhere installierte Kapazitäten sehr schnell zu niedrigeren Kosten führen und der Ausbau dadurch weiter beschleunigt wird.
- In den Modellen waren die Annahmen über Kosten, Potenzial und Akzeptanz von alternativen CO₂-Minderungstechnologien übermäßig optimistisch. Aus der Perspektive des gesamten Energiesystems implizierten diese Annahmen einen zu pessimistischen Ausblick für PV. Ein Beispiel hier-

¹ Lea Mayer und Markus Zimmer leisteten wertvolle Beiträge. Für Einblicke in das Marktumfeld bei Offshore Wind danken wir besonders Gunnar Herzig von der CLIFI GmbH – Climate Finance Advisory.

² Diese Zahlen beinhalten nicht die traditionelle Nutzung von Biomasse in offenen Feuern o.ä. – wie sie in vielen Entwicklungsländern praktiziert wird –, da diese Art der Nutzung sowohl gesundheitsschädigend ist als auch der Idee der Nachhaltigkeit erneuerbarer Energie widerspricht.

Abb. 1

Entwicklung erneuerbarer Energien und fossiler Brennstoffe



Quelle: IRENA (2017b); UN Statistics Division (2017).

für sind die optimistischen Annahmen von Technologien bezüglich Kohlenstoffabscheidung und -speicherung.

Creutzig et al. (2017) berechnen eine neue Schätzung für die zukünftigen PV-Kapazitäten, indem sie ein bestehendes globales Modell mit den aktu-

ellen PV-Kapazitäten von 2016 aktualisieren und weitere Preissenkungen im Einklang mit bisherigen Lernraten annehmen. Im Ergebnis schätzen sie den Anteil von PV an der weltweiten Stromerzeugung für das Jahr 2050 auf 30% bis 50%, während beispielsweise der Weltklimarat in einem Szenarienvergleich von 5 bis 17% Stromerzeugungsanteil ausgeht.

ERGEBNISSE VON EE-AUKTIONEN: ÜBERRASCHUNGEN BEI DEN KOSTEN

Seit einigen Jahren werden in mehr und mehr Ländern Subventionen für EE auf Basis von Auktionen vergeben, d.h., die Vergütungen für Betreiber neuer EE-Anlagen beruhen nicht mehr auf festen Einspeisetarifen. Stattdessen schreiben die Länder eine bestimmte Kapazität aus, und die Förderung pro Megawattstunde (MWh) erzeugten Stroms hängt anschließend von den Geboten der Auktionsteilnehmer ab. Die Auktionen offenbarten, dass die tatsächlichen Kostensenkungspotenziale bei Solar- wie auch bei Windenergie noch deutlich größer waren als häufig erwartet.

Es ist an dieser Stelle wichtig zu betonen, dass die Auktionsgebote sämtliche Kosten der Installation und des Betriebs der Anlagen decken müssen: Während die weiter oben erwähnten Lernraten üblicherweise z.B. von Modulpreisen ausgehen – also den reinen Materialkosten für die Technologie –, stecken in den Auktionspreisen auch die Kosten für die Installation vor Ort und die Wartung sowie häufig auch für Landnutzung und Netzanschluss. Dieser zweite Kostenblock profitiert weniger von der Technologieentwicklung und nimmt insofern aufgrund der fallenden Modulpreise einen immer größeren Anteil an den Gesamtkosten ein.³ Umso bemerkenswerter ist es, dass auch die Gesamtkosten für Erneuerbare einen derartigen Rückgang aufweisen.

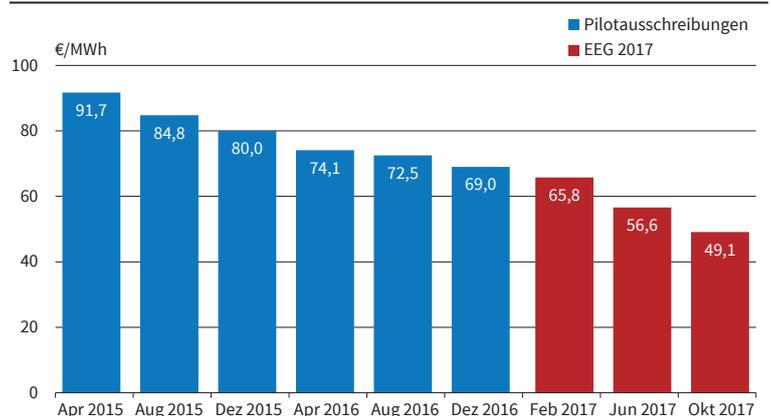
In Deutschland wurde die Förderung für Projekte der Photovoltaik und Windenergie im Rahmen des EEG 2017 ab einer Größe von 750 kW auf Auktionen umgestellt. Die Betreiber mit den niedrigsten Geboten bekommen den Zuschlag für ihre Windkraft- oder Photovoltaikanlage, bis die ausgeschriebene Kapazität erschöpft ist. Der gebotene »anzulegende Wert« ist dabei die fixe Summe aus den im Monatsdurchschnitt erzielten Börsenerlösen der Anlagen und der Marktprämie, die sicherstellt, dass die Betreiber mindestens den »anzulegenden Wert« erhalten (vgl. Next Kraftwerke 2017). Da die Subventionen der erneuerbaren Energie vom Staat über die Ökostromumlage auf die Verbraucher umgelegt werden, profitieren diese über den Strompreis von niedrigeren Zuschlagswerten durch Auktionen.

Dabei konnten die Subventionen bereits bei der ersten Windkraftauktion im Mai 2017 von ehemals bis zu 90 Euro/MWh auf unter 50 Euro/MWh gesenkt werden, bei der zweiten Auktion im Oktober waren die Zuschlagswerte noch geringer und betragen im

³ Aktuell (Februar 2018) beträgt der Spotpreis für ein PV-Modul etwa 300 000 Euro/MW (<http://pvinsights.com/index.php>).

Abb. 2

Entwicklung der Auktionspreise bei Ausschreibungen für Photovoltaik-Freiflächenanlagen in Deutschland



Quelle: BMWi (2017).

© ifo Institut

Durchschnitt 42,8 Euro/MWh (vgl. BMWi 2017). An der Auktion im Bereich der Photovoltaik können Betreiber von geplanten Freiflächenanlagen oder Anlagen auf Gebäuden und sonstigen baulichen Anlagen teilnehmen (vgl. BMWi 2016). Da schon seit 2015 Pilotauktionen für Photovoltaik durchgeführt werden, sieht man deutlich, wie der Preis von Auktion zu Auktion sank und momentan ebenfalls unter 50 Euro/MWh liegt (vgl. BMWi 2017).

Tabelle 1 zeigt eine Übersicht über EE-Auktionen, die weltweit durchgeführt wurden. Leider sind ländervergleichende Daten bisher nur für 2016 verfügbar; einzelne Berichte zu Auktionsergebnissen 2017 zeigen, dass der Trend zu sinkenden Geboten unvermindert anhält und schon neue Rekorde aufgestellt wurden. Zur besseren Einordnung wird auch der durchschnittliche Strommarktpreis 2016 je Land angegeben, soweit verfügbar. Dieser Preis ist ein Indikator für die Vergütung, die Anlagenbetreiber ohne Subventionen erhalten könnten, wenn sie ihren Strom direkt am Markt verkaufen würden.

Eine weitere interessante Vergleichsmarke sind die Preisabnahmegarantien, die für das neue Atomkraftwerk »Hinkley Point C« in Großbritannien, das 2023 ans Netz gehen soll, ausgehandelt wurden. Wie 2015 öffentlich wurde, garantiert die britische Regierung dem Betreiberkonsortium für 35 Jahre umgerechnet etwa 105 Euro/MWh, was weit jenseits der meisten Auktionsergebnisse für Wind- und Solarenergie liegt.

GRÜNDE FÜR DEN PREISRÜCKGANG

Einige global gültige Faktoren haben zum Verfall der Auktionspreise beigetragen: Zunächst sind die Komponenten für Solar- und Windanlagen immer günstiger geworden. Vom letzten Quartal des Jahres 2015 fielen die durchschnittlichen Solarmodulpreise innerhalb eines Jahres um ca. 29%. Aber auch im Windbereich sind die Kosten pro MWh durch immer größere Turbinen und Effizienzgewinne stark gesunken (vgl. REN21 2017). Diese Kostensenkungen lassen

Tab. 1

EE-Auktionsergebnisse 2016 weltweit

| Land | Wind | | PV | | Großhandelsstrompreis 2016 |
|-------------|------------------------------------|--|--|--|----------------------------|
| | Ausgeschriebene Kapazität | Auktionsergebnis | Ausgeschriebene Kapazität | Auktionsergebnis | |
| Kanada | 299,5 MW | Euro 60,47/MWh | 140 MW | Euro 108,47/MWh | Euro 11,08/MWh |
| Mexiko | 1) 394 MW 2) 1 038 MW | 1) Euro 49,99/MWh 2) Euro 32,36/MWh | 1) 1 691 MW 2) 1 853 MW | 1) Euro 40,76/MWh 2) Euro 28,74/MWh | Euro 43,12/MWh |
| Peru | 162 MW | Euro 34,08/MWh | 184,5 MW | Euro 43,48/MWh | Euro 13,25/MWh |
| Chile | 1 500 MW | Euro 40,95/MWh | 300 MW | Euro 34,17/MWh | Euro 65,72/MWh |
| USA | – | – | 26 MW | Euro 33,44/MWh | Euro 26,89/MWh |
| Brasilien | – | – | – | – | Euro 77,32/MWh |
| Argentinien | 1) 707 MW 2) 766 MW | 1) Euro 53,69/MWh 2) Euro 48,17/MWh | 1) 400 MW 2) 518 MW | 1) Euro 53,96/MWh 2) Euro 49,62/MWh | Euro 63,28/MWh |
| Italien | Onshore: 800 MW Offshore: 30 MW | Euro 62,64/MWh Euro 153,48/MWh | – | – | Euro 42,78/MWh |
| Dänemark | Offshore: 950 MW | Euro 54,59/MWh | 21,6 MW | Euro 17,35/MWh Prämie auf Großhandelspreis für Strom | Euro 27,04/MWh |
| Niederlande | Offshore: 1400 MW | Euro 62,28/MWh | – | – | Euro 32,24/MWh |
| Deutschland | – ^a | – | 1) 128 MW 2) 130 MW 3) 163 MW 4) 200 MW | Euro 75,93/MWh Euro 73,22/MWh Euro 65,71/MWh Euro 63,36/MWh | Euro 28,20/MWh |
| Marokko | 850 MW | Euro 27,12/MWh | 170 MW | Euro 54,23/MWh | – |
| UAE | – | – | Dubai: 800 MW AD: 1 170 MW | Euro 27,03/MWh Euro 21,87/MWh | – |
| Zambia | – | – | 73 MW | Euro 60,92/MWh | – |
| Indien | – | – | 6 800 MW | Euro 64,54/MWh | Euro 47,79/MWh |
| China | – | – | 1 000 MW | Euro 70,41/MWh | Euro 54,09/MWh |
| Russland | 610 MW | Preis unbekannt | – | – | – |

^a In Deutschland erfolgten die ersten Windauktionen erst 2017. Siehe mehr zu den Windauktionen in Deutschland in Abschnitt Realisierungsquoten.

Quelle: Darstellung des ifo Instituts, basierend auf IRENA (2017a), OECD (2018), Global Climatescope (2016) und weiteren länderspezifischen Statistiken für Strompreise (Quellen auf Anfrage). Umrechnung in Euro auf Basis von Jahresdurchschnitten aus Bundesbank (2017).

sich unter anderem auf die oben erwähnten hohen Zubauraten gerade in Entwicklungsländern und die damit verbundenen Lerneffekte zurückführen. Dazu kommt das historisch niedrige Zinsniveau, unter dessen Einfluss immer mehr auch institutionelle Anleger nach neuen Investitionsmöglichkeiten suchen – und von den garantierten Förderzahlungen angezogen werden. Eine weitere Rolle spielt der steigende Wettbewerb zwischen den Projektierern und die Tatsache, dass sich unter ihnen inzwischen einige staatlich unterstützte Firmen tummeln, die bei der Projektfinanzierung weitere Vorteile haben (so z.B. der italienische Energiekonzern Enel oder der Staatskonzern

Masdar aus Abu Dhabi, niedrigster Bieter bei der Auktion 2017 in Saudi-Arabien, s.u.).

Zudem entfalteten die Ausschreibungen und die Bekanntgabe der Gewinngebote eine große Öffentlichkeitswirksamkeit. Marktbeobachter und -teilnehmer konnten die Ergebnisse nutzen, um zu einer genaueren Einschätzung der künftig realisierbaren Preise zu gelangen – möglicherweise ein Grund, warum die Preise von Auktion zu Auktion weiter sanken: Bei Solar-PV-Auktionen folgten nach 40,76 Euro/MWh im März 2016 in Mexiko Gebote für 34,17 Euro/MWh im August 2016 in Chile und 39,65 Euro/MWh im März 2017 in Dubai. Aufsehenerregend war schließ-

Box 1

PV-Auktionen weltweit*Dänemark*

Eine Pilotauktion für Photovoltaik im Dezember wurde mit DDK 128,89/MWh (15,56 Euro/MWh) gewonnen (vgl. Danish Energy Agency 2017). Dieser Wert ist eine Prämie, die auf den Großhandelspreis für Strom gerechnet wird. Die Bieter sind verpflichtet ein passendes Gebiet zu finden, das sie im Gebot angeben. Gleichzeitig sind sie für den Erhalt aller relevanten Genehmigungen für den Bau der Installationen und der Genehmigung für die Netzanbindung verantwortlich. Bei den Auktionen bieten sie um Preisauflschläge auf den Marktpreis für produzierte Energien aus PV Anlagen. Ein Preisauflschlag wird für 20 Jahre ab Netzanschluss der PV-Installationen gewährleistet. Erfolgreiche Bieter müssen zwei Jahre nach Vertragsabschluss PV-Anlagen ans Netz anschließen; es besteht allerdings die Möglichkeit auf Verlängerung. Das Geschäftsrisiko und Kosten für die PV Installationen liegen beim Bieter (vgl. Danish Energy Agency 2016).

Saudi-Arabien

In diesem Jahr wurde ein Zuschlag für PV-Projekte zu 16,8 Euro/MWh vergeben. In Saudi-Arabien wird im Moment nur 1% der Energie aus erneuerbaren Quellen gewonnen, doch das Land plant, in den nächsten zehn Jahren 30 Projekte in Wind und Solarenergie zu realisieren. Dieser Zuschlag war das erste Projekt in diesem Programm (vgl. Dipaola 2017). Detaillierte Vertragskonditionen der Auktionen sind bisher nicht öffentlich zugänglich. Allerdings wird den erfolgreichen Bietern kostenfrei Land sowie der Netzanschluss zur Verfügung gestellt. Die Größe der Projekte lässt Hersteller Skalenerträge erwarten, gleichzeitig sprechen günstige Finanzierungsbedingungen für den Rückgang der Auktionspreise.

lich die Auktion in Saudi-Arabien, wo ein Gebot für 16,82 Euro/MWh den Zuschlag bekam.⁴ Die Ergebnisse in einzelnen Ländern lassen sich allerdings nur bedingt miteinander vergleichen. Bekanntermaßen unterscheiden sich die Länder in ihren naturräumlichen Gegebenheiten, so dass natürlich Chile oder Dubai eine ganz andere Sonneneinstrahlung aufweisen als beispielsweise Deutschland. Abgesehen davon hängen die Ergebnisse aber auch stark vom Design

der Auktionen und den rechtlichen Rahmenbedingungen ab (einen Eindruck von der Vielfalt der regulatorischen Ausgestaltungsmöglichkeiten vermitteln die Beispiele zu PV- und Windauktionen weltweit in Box 1 und 2).

SONDERFALL OFFSHORE WIND?

Die Offshore-Windbranche nimmt unter den erneuerbaren Energien eine Sonderstellung ein. Jahrelang galt der Offshore-Bereich als schwieriger und teurer als Onshore-Wind; im deutschen EEG lag die durchschnitt-

⁴ Der durchschnittliche Großhandelspreis für Strom lag in Saudi-Arabien 2011 bei etwa 11 Euro/MWh, so dass das Gebot als beinahe subventionsfrei betrachtet werden kann (vgl. Newbery 2016).

Box 2

Windauktionen weltweit*Indien*

Seit 2016 finden auch in Indien Auktionen für Windenergie statt. Bei der ersten Auktion im Februar lag der Preis bei ₹ 3,46/kWh (46 Euro/MWh) und bei der zweiten Auktion im Oktober sogar bei ₹ 2,64/kWh (35 Euro/MWh) (vgl. IRENA 2017a). Auch in Indien ist ein negativer Preistrend mit leichter Volatilität beobachtbar. Es existieren State-level Auktionen, die im Vergleich zu anderen Auktionen zu höheren Auktionspreisen führen. Gründe dafür sind unter anderem höhere Grundstückskosten, relativ niedrigere Strahlenbelastung bei PV-Anlagen und ungünstigere Bonität der Abnehmer. Neben den State-level-Auktionen finden landesweite Auktionen statt, die 2016 öfter durchgeführt wurden. Charakteristisch für diese Auktionen ist die Bankfähigkeit öffentlicher Einrichtungen als Abnehmer, die das Risiko der Investoren vermindern. Dies wirkt sich dämpfend auf die Preise aus (vgl. IRENA 2017a).

Marokko

In Marokko wurde 2016 eine Kapazität von 850 MW für 24 Euro/MWh vergeben. Die erfolgreichen Bieter sind verantwortlich für das Design, die Finanzierung, die Konstruktion, Betrieb und Wartung für die Projekte und haben dafür weniger als 20 Jahre Zeit. Das Ziel ist es, bis 2020 2 GW Windenergie ans Netz anzuschließen. Diese Verpflichtung löst zum einen großes Vertrauen der Investoren aus, zum anderen rechnet man im Zuge dessen mit zuverlässigen Abnehmern. Diese Faktoren beeinflussen dementsprechend die Rückgänge der Auktionspreise (vgl. IRENA 2017a).

liche Vergütung für Anlagen, die 2016 in Betrieb gingen, bei etwa 100 Euro/MWh. Doch im Fall von Offshore-Wind hat die Einführung von Auktionen tatsächlich zu einem radikalen Umdenken geführt. Nachdem in den Niederlanden und in Dänemark schon 2016 Ergebnisse von 72,2 Euro/MWh bzw. 49,9 Euro/MWh erzielt worden waren, prognostizierten Beobachter für die erste deutsche Offshore-Auktion im März 2017 Werte zwischen 60 und 90 Euro/MWh. Tatsächlich aber reichten zwei Bewerber (die deutsche EnBW und die dänische DONG Energy) Nullgebote ein: Sie waren bereit, völlig auf staatliche Förderung zu verzichten, und bewarben sich de facto nur um die Installations- und Betriebserlaubnis. Ihre Einnahmen werden allein aus der Vermarktung des Stroms an der Börse kommen.

Die Nullgebote markieren eine Zäsur. Nicht nur hat Offshore-Wind die beiden »klassischen« erneuerbaren Technologien, Onshore-Wind und Solarenergie, überholt und gezeigt, dass Erneuerbare ohne Subventionen auskommen können. Zudem signalisierte das Auktionsergebnis, dass ein subventionsfreier Ausbau von Offshore-Wind auch an anderen Standorten möglich sein könnte. Die Niederlande reagierten auf das deutsche Auktionsergebnis, indem sie ihre nächste Ausschreibung im Dezember 2017 änderten: Sie setzten für die Bebauung des Abschnitts »Hollandse Kust Zuid« kurzerhand ein Höchstgebot von 0 Euro fest und erhielten Bewerbungen von Statoil, innogy und Vattenfall (vgl. ReNews 2017; Technisch Weekblad 2018). Im März 2018 wird auf Basis der technischen Details in den Geboten der Gewinner bekanntgegeben.

Auch im Offshore-Bereich haben einige international gültige Faktoren zum Preisverfall beigetragen – die Offshore-Technologie wird immer günstiger und leistungsfähiger. Da z.B. die deutschen 0-Euro-Projekte der Auktion 2017 erst in den Jahren 2024 bzw. 2025 fertiggestellt werden müssen, können die Projektentwickler auch zukünftige Technologieverbesserungen einberechnen.⁵ Außerdem macht sich wie überall das niedrige Zinsniveau bemerkbar. Dennoch unterscheidet sich die Situation bei Offshore-Projekten strukturell vom Onshore- und Solarbereich. Offshore-Windkraftwerke ähneln von der Größe und vom Investitionsvolumen her eher traditionellen Großkraftwerken; allein die Entwicklung kann mit 10 bis 30 Mio. Euro zu Buche schlagen. Dadurch sind gerade hier Großkonzerne aktiv, die zu Projekten dieser Größenordnung in der Lage sind und die sich mit dem »klein-klein« der dezentralen Erneuerbaren ohnehin lange schwer getan hatten. Seit sich das technische Risiko in den letzten fünf Jahren vermindert hat, machen die Größe der Projekte und ihrer Betreiber die Offshore-Anlagen auch zu

attraktiven Investitionen für institutionelle Investoren wie Versicherungen oder Pensionsfonds, die sich aufgrund der hohen Transaktionskosten aus kleineren Projekten eher heraushalten. Während also – gerade in Deutschland – der dezentrale Ausbau von Wind- und Solarenergie zu einer größeren Rolle von Kleinanlegern im Energiesektor geführt hat, sind im Offshore-Bereich die traditionellen Großinvestoren dominant.

Relevant sind zudem strategische Erwägungen der Marktteilnehmer in einem Umfeld, in dem einzelne Großprojekte dominieren und die Konzessionen knapp sind. Dadurch ist es für die Projektierer entscheidend, überhaupt ein Projekt in der Pipeline zu haben: Nur dann lassen sich Personal und Know-how im Unternehmen halten. Sehr niedrige Gebote können also aus strategischen und organisatorischen Gründen sinnvoll sein. Hinzu kommt, dass wohl viele Marktteilnehmer erwarten, einen Großteil der Parks nach der Installation zu verkaufen. Somit spielt der erwartete Strompreis für sie kaum eine Rolle. Für asiatische, oft staatlich finanzierte Investoren ist es ein Wert an sich, große europäische EE-Projekte in ihrem Portfolio zu haben, so dass es von dieser Seite eine große Nachfrage gibt.

REALISIERUNGSQUOTEN

Bei der Bewertung der jüngsten Auktionsergebnisse bei PV, Onshore- und Offshore-Wind steht das größte Fragezeichen im Moment hinter der Frage nach der Realisierung der Projekte, für die geboten wurde. Bei Veröffentlichung der Rekordgebote äußerten viele Beobachter Zweifel, ob die Projektierer zu diesen Preisen ihrer Umsetzungsverpflichtung nachkommen können. Da die meisten Auktionen noch nicht lange zurückliegen, gibt es bisher nur für Deutschland, Frankreich, Brasilien und Südafrika gesicherte Daten zu Realisierungsraten.

In Deutschland wurden bereits 90% der dritten Ausschreibungsrunde für PV-Anlagen ans Netz abgeschlossen. 40 Anträge auf Förderberechtigung gingen rechtzeitig ein. Für diese Berechtigung müssen die Anlagen in Betrieb sein und pünktlich ans Netz gehen. Vier Anträge sind verspätet eingegangen. In diesen Fällen erlöschen die Zuschläge, und es werden Strafzahlungen fällig. Für Anlagen, die gebaut werden, jedoch nicht rechtzeitig ans Netz gehen, fällt zwar die Marktpremie weg, und sie erhalten die Strafzahlung; allerdings besteht die Möglichkeit, bei der nächsten Ausschreibung eine Förderung zu erhalten (vgl. Bundesnetzagentur 2018).

Bei Ausschreibungen für Onshore-Windanlagen gibt es in Deutschland Sonderregelungen. Diese betreffen Bürgerenergiegesellschaften, die sich ohne Vorliegen einer Bau- und Betriebsgenehmigung bewerben dürfen und sich darum erst im Zuschlagsfall kümmern müssen. Dadurch wird die Realisierungsfrist auf 4,5 Jahre ausgeweitet, der geplante Netzanschluss verschiebt sich um ca. zwei Jahre. Grund für diese Sonderregelung ist die Absicht des Gesetzgebers, Bürgern aus den betroffenen Gebieten die Möglichkeit zur

⁵ Zudem können sie zu teilweise geringen Pönalen aus den Projekten aussteigen, falls die technische Entwicklung unter den Erwartungen bleibt. Aus diesem Grund wurde insbesondere für die deutschen Nullgebote vermutet, dass für die Auktionsteilnehmer der Realloptionswert aus dem Zuschlag ausschlaggebend war (Huebler et al. 2017). Allerdings gilt dieses Argument für die niederländische 0-Euro-Auktion nur bedingt, denn dort sind die Fertigstellungszeiträume deutlich kürzer (Bekanntgabe des Gewinners März 2018, Fertigstellung 2022) und damit der Realloptionswert niedriger.

Marktteilnahme zu gewähren. Allerdings könnten die verlängerten Fristen zu Unsicherheit bezüglich der Realisierung dieser Projekte führen und Investitionslücken auslösen. Die Ausnahmeregel für Bürgerenergiegesellschaften betraf in der ersten Ausschreibungsrunde für Onshore-Wind rund 92% der Zuschläge (vgl. Enervis 2017).

In Brasilien lagen die rechtzeitige Realisierungsquote 2016 bei 14% und die verspätete Realisierung bei 89%. Die Gründe betreffen beispielsweise den Netzausbau und die Einhaltung von Umweltverträglichkeitsauflagen. Mit einer Anpassung des Auktionsdesigns könnten diese Faktoren kontrolliert werden, allerdings beeinflussen Projektmanagement und Insolvenz ebenfalls die termingerechte Realisierung. In Frankreich wurden 44% der Projekte realisiert. Welche Faktoren die termingerechte Fertigstellung beeinflussen, konnten, nicht untersucht werden, da die Unternehmen, die die Zuschläge erhalten haben, namentlich nicht genannt wurden (vgl. Bayer et al. 2016). Südafrika dagegen realisierte alle Projekte rechtzeitig.

Um die Realisierungsquoten zu erhöhen, greifen die Länder zu verschiedenen Maßnahmen. In Brasilien werden von den Teilnehmern der Auktionen umfangreiche Nachweise eingefordert, zum Beispiel ein positiver Umweltverträglichkeitsbescheid, die Netzzugangsgenehmigung oder Windgutachten unabhängiger Behörden. In Frankreich bedarf es für PV-Kleinanlagen in Gebäuden lediglich eines ausgefüllten vorgegebenen Formulars zur CO₂-Bewertung. In Brasilien, Italien und Dänemark müssen zusätzlich Garantien als Sicherheit eingereicht werden (vgl. Agora Energiewende 2014). Außerdem gibt es in Brasilien, den Niederlanden, Dänemark und China Strafzahlungen. In Frankreich fällt diese bei PV-Kleinanlagen in Gebäuden weg, allerdings wird die Zuschlagsdauer verkürzt.

AUSBLICK

Die immer weiter fallenden Preise für Erneuerbare-Energien-Projekte und der rasante Ausbau in den vergangenen Jahren werden in der mittleren Frist zu einer Neubewertung des Potenzials von Wind- und Solarenergie führen, auch wenn die tatsächlichen Realisierungsquoten noch abzuwarten sind. Offensichtlich ist es eine Vielzahl an unterschiedlichen Faktoren, die bisher zu immer neuen Rekordergebnissen geführt haben. Einige sind länderspezifisch und v.a. besonderen Aspekten des Auktionsdesigns geschuldet: Teilweise werden bei den Auktionen mehr Ziele verfolgt als nur das Erreichen von EE-Zubau zu möglichst geringen Kosten, wie das deutsche Beispiel mit bevorzugten Bürgerenergiegesellschaften zeigt. Andere Faktoren sind weltweit von Bedeutung: so etwa die aktuellen Niedrigzinsen und die Suche institutioneller Anleger nach sicheren Renditen, ebenso wie die unterschätzten Lernraten in der Wind- und Solartechnologie. Ein Abschwächen dieser Faktoren ist für die nächsten

Jahre nicht in Sicht, könnte aber den Ausblick in der langen Frist ändern.

In aktuelleren Modellen und Szenarien, wie z.B. dem World Energy Outlook 2017 der Internationalen Energieagentur (IEA), wurde die Rolle der Erneuerbaren leicht nach oben angepasst. Je nach Szenario erwartet die IEA, dass der Anteil der Erneuerbaren im Jahr 2040 zwischen 31 und 63% der weltweiten Stromerzeugung liegen wird. (IEA, 2017) Im letztjährigen World Energy Outlook war noch von Anteilen zwischen 29 und 58% ausgegangen worden. Insbesondere die Photovoltaik leistet in den Szenarien von 2017 einen größeren Beitrag zur Stromerzeugung als noch 2016 angenommen, während die relative Bedeutung der Bioenergie abnimmt. Allerdings ist nicht ganz klar, ob diese Anpassung nur den Korrekturen entspricht, wie sie in der Vergangenheit immer vorgenommen wurden, wenn die Wirklichkeit die bisherigen Prognosen überholt hatte; oder ob eine strukturell andere Einschätzung der Kostendegressionen und des Ausbaus Erneuerbarer vorgenommen wurde. Zudem bewegen sich diese Werte immer noch unter den von Creutzig et al. (2017) errechneten Anteilen von 30–50% für allein die Photovoltaik.

Im Moment verbleiben noch einige Fragezeichen für eine abschließende Bewertung. Beispielsweise scheinen die Rekordergebnisse für Solarenergie im Nahen Osten ebenso wie die für Offshore-Windenergie in Europa von einem Bieterwettbewerb getrieben zu sein, in dem Verluste oder sehr geringe Gewinne in Kauf genommen werden, um Marktanteile zu sichern. Es ist schwer zu sagen, ob solche Strategien in Zukunft weiter verfolgt werden.

Der weltweite Erfolg erneuerbarer Energien täuscht zudem nicht über die Tatsache hinweg, dass sich der Ausbau fossiler Brennstoffe in einigen Ländern weiter fortsetzt. So wurden in China im Jahr 2015 neben den regenerativen Energien auch rund 108 GW in Form konventioneller Kraftwerke (ohne Kernenergie) errichtet (vgl. Abb. 1, unten). Ähnliches war – wenn auch in deutlich geringerem Ausmaße – für Kanada und Brasilien zu beobachten (knapp 5 GW bzw. knapp 2 GW neue fossile Kapazität). Auch in anderen Schwellen- und Entwicklungsländern waren 2015 zum Teil deutliche Zubauraten zu verzeichnen. Demgegenüber steht eine zum Teil deutliche Abnahme dieser Kraftwerkskapazitäten in Ländern wie Indien, USA und Russland.⁶ Abzüglich des Rückbaus fossiler Kraftwerke im Zeitraum 2014/2015 betrug die installierte Netto-Kapazität weltweit 81 GW, gut halb so viel wie der Zubau an Erneuerbaren.

Nichtsdestotrotz haben fossile Kraftwerke häufig Lebensdauern von bis zu 50 Jahren, so dass von ihnen zu erwarten ist, dass sie noch sehr lange CO₂ emittieren. Zudem machen Creutzig et al. (2017) deutlich, dass die

⁶ In den USA ist der Rückgang noch auf die Energiepolitik unter Expräsident Obama zurückzuführen (Clean Power Plan). Fast 16 GW, ein Großteil davon aus 94 stillgelegten Kohlekraftwerken, wurden hier zurückgebaut (vgl. Morning Consult 2016).

bisherige Tendenz in Modellen, Wind- und Solarenergie zu unterschätzen, Hand in Hand geht mit der Überschätzung des Potenzials von Biomasse. Der verstärkte und die Erwartungen übertreffende Ausbau von Wind- und Solarkapazität lässt sich also nicht direkt in verringerte Emissionen übersetzen; dafür bedarf es weiterer Anstrengungen im Stromsektor wie auch in anderen Sektoren wie Verkehr und Wärme. Ebenso ist offensichtlich, dass die immer größeren Anteile an intermittierenden, d.h. im Output fluktuierenden, Erneuerbaren eine Anpassung des Energiesystems nötig machen. Insbesondere werden für ihre Systemintegration Speichertechnologien entscheidend sein. Diesem Aspekt wird sich demnächst ein eigener »Kurz zum Klima«-Beitrag widmen.

LITERATUR

- Agora Energiewende (2014), *Ausschreibungen für Erneuerbare Energien. Welche Fragen sind zu prüfen?*, verfügbar unter: https://www.agora-energie.de/fileadmin/downloads/publikationen/Hintergrund/Ausschreibungsmodelle/Agora_Ausschreibungen_fuer_Erneuerbare_Energien_web.pdf.
- Bayer, B., D. Schäuble und M. Ferrari (2016), »Internationale Erfahrungen mit Ausschreibungen für erneuerbare Energien«, IASS Working Paper, verfügbar unter: http://publications.iass-potsdam.de/pubman/item/escdoc:1760892:7/component/escdoc:1760893/IASS_Working_Paper_2016_1760892.pdf.
- Bundesbank (2017), »Euro-Referenzkurse der Europäischen Zentralbank«, verfügbar unter: https://www.bundesbank.de/Redaktion/DE/Downloads/Statistiken/Aussenwirtschaft/Devisen_Euro_Referenzkurs/stat_euroref.pdf?__blob=publicationfile.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2016), »EEG-Novelle 2017 Kernpunkte des Bundestagsbeschlusses vom 8. Juli 2016«, verfügbar unter: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/E/eeg-novelle-2017-eckpunkte-praesentation.html>.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2017), »Dossier – erneuerbare Energien«, verfügbar unter: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Dossier/erneuerbare-energien.html>.
- Bundesnetzagentur (2018), »Realisierungsrate der dritten Ausschreibungsrunde für Photovoltaik-Freiflächenanlagen«, verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2018/20180109_PVFreiflaechenanlagen.html.
- Clover, I. (2016), »Danish solar auction delivers European low cost of US 1.81 cents/kWh«, *PV-magazine*, verfügbar unter: <https://www.pv-magazine.com/2016/12/28/danish-solar-auction-delivers-european-low-cost-of-us-1-81-centskwh/>.
- Creutzig, F., P. Agoston, J.C. Goldschmidt, G. Luderer, G. Nemet und R.C. Pietzcker (2017), »The underestimated potential of solar energy to mitigate climate change«, *Nature Energy* (2), verfügbar unter: <http://www.nature.com/articles/nenergy2017140>.
- Danish Energy Agency (2016), »Pilot tender of price premium for electricity from solar PV«, verfügbar unter: <https://ens.dk/en/our-services/current-tenders/pilot-tender-price-premium-electricity-solar-pv>.
- Dipaola, A. (2017), »Saudi Arabia gets cheapest bids for solar power in auction«, *Bloomberg Markets*, verfügbar unter: <https://www.bloomberg.com/news/articles/2017-10-03/saudi-arabia-gets-cheapest-ever-bids-for-solar-power-in-auction>.
- Enervis (2017), *Wind-Auktion: Unsicherheit beim Zubau – Politik reagiert kurzfristig*, verfügbar unter: https://enervis.de/wp-content/uploads/2017/12/enerviews_2017_07_Auktion_1_Wind.pdf.
- Erneuerbare Energien (2018), »Realisierungsquote bleibt hoch«, verfügbar unter: <https://www.erneuerbareenergien.de/realisierungsquote-bleibt-hoch/150/406/106089/>.
- ET Bureau (2017), »HC puts Gujarat wind power auction on hold, Economic Times«, verfügbar unter: <https://economictimes.indiatimes.com/industry/energy/power/hc-puts-gujarat-wind-power-auction-on-hold/articleshow/61211612.cms>.
- The Guardian (2015), »Hinkley Point C will cost customers at least £4.4bn«, verfügbar unter: <https://www.theguardian.com/environment/2015/oct/29/hinkley-point-c-nuclear-power-station-cost-customers-4bn>.
- Global Climatescope (2016), »Download Climatescope Model«, verfügbar unter: <http://global-climatescope.org/en/download/data/climatescope-full-2016.csv>.
- Huebler, D., D. Radov und L. Wieshammer (2017), *Hart am Wind: Einsichten aus der Optionsbewertung zu den Ergebnissen der ersten deutschen Offshore-Wind-Ausschreibung und ihren Auswirkungen*, NERA Economic Consulting, verfügbar unter: http://www.nera.com/content/dam/nera/publications/2017/PUB_Offshore_EMI_German_A4_0417.pdf.
- IEA (2016), *World Energy Outlook 2016*, OECD, IEA, verfügbar unter: <http://www.oecd-ilibrary.org/docserver/download/6116221e.pdf?expires=1518085830&id=id&accname=ocid56012597&checksum=A69AEF-F8A95CF71671566A58F3FA9905>.
- IEA (2017), *World Energy Outlook 2017*, OECD, IEA, verfügbar unter: <http://www.oecd-ilibrary.org/docserver/download/6117271e.pdf?expires=1518085868&id=id&accname=ocid56012597&checksum=66019896DA-09997C6E7BB4A059F0D5B2>.
- IRENA (2017a), »Renewable Energy Auctions: Analysing 2016«, verfügbar unter: <http://www.irena.org/menu/index.aspx?mnu=Subcat&PriMenuID=36&CatID=141&SubcatID=3806>.
- IRENA (2017b), *Renewable Energy Statistics 2017*, verfügbar unter: http://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Jul/IRENA_Renewable_Energy_Statistics_2017.pdf.
- IRENA (2017c), *REthinking Energy 2017: Accelerating the global energy transformation*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- Morning Consult (2016), »Coal Plants are shutting down, with or without Clean Power Plan«, verfügbar unter: <https://morningconsult.com/2016/05/03/coal-plants-shutting-without-clean-power-plan/>.
- Next Kraftwerke (2017), »Was ist die Marktprämie?«, verfügbar unter: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/direktvermarktung/marktpraemie>.
- Newbery, D. (2016), »Pricing electricity and supporting renewables in Heavily Energy Subsidized Economies«, EPRG Working Paper 1618, verfügbar unter: http://www.eprg.group.cam.ac.uk/wp-content/uploads/2016/06/1618-Text_upd-1.pdf.
- OECD (2018), »OECD National accounts statistics. PPPs and exchange rates«, verfügbar unter: http://www.oecd-ilibrary.org/economics/data/aggregate-national-accounts/ppps-and-exchange-rates_data-00004-en.
- PV Insights (2018), »Solar PV Module Weekly Spot Price«, verfügbar unter: <http://pvinsights.com/index.php>.
- REN21 (2017), *Renewables 2017 Global Status Report*, verfügbar unter: http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2017/06/17-8399_GSR_2017_Full_Report_0621_Opt.pdf.
- ReNews (2017), »Dutch zero-bid window shuts«, verfügbar unter: <http://renews.biz/109628/dutch-zero-bid-window-shuts/>.
- Technisch Weekblad (2018), »Interesse voor subsidielozе windparken«, verfügbar unter: <https://www.technischweekblad.nl/nieuws/interesse-voor-subsidielozе-windparken-11203/item11203>.
- UN Statistics Division (2017), »Electricity Profiles«, verfügbar unter: <https://unstats.un.org/unsd/energy/Eprofiles/default.htm>.