



Einem geschenkten Gaul ...

Wie wurden eigentlich die zitierten Stromgestehungskosten berechnet?

Strompreisrückblick

Januar 2018

Meldungen

- ◆ EEG-Novelle des Bundesrates nach den Höhen und Tiefen des Jahres 2017
- ◆ 4initia unterstützte EWE beim Verkauf der Speicher-Tochterfirma E3/DC
- ◆ juwi verkauft saarländischen Windpark Perl an AREAM
- ◆ Quaero European Infrastructure Fund kauft zwei Windparks in Frankreich von WKN
- ◆ CEE erweitert Wind-Portfolio
- ◆ Der irische Staatsfonds ISIF und Capital Stage investieren gemeinsam in irische EE
- ◆ Energiespeicher von Siemens Gamesa
- ◆ Größer werdende Rotoren an Windenergieanlagen
- ◆ Zweite Riesen-Batterie von Tesla in Australien gebaut
- ◆ Ausschreibungsergebnisse & Zinssätze



Einem geschenkten Gaul ...

Wie wurden eigentlich die zitierten Stromgestehungskosten berechnet?

Von Alexandra Masherova und Sebastian Eberhardt

Die Festlegung

Mit großer Sorge hat die Windenergiebranche wohl der Verkündung der Bundesnetzagentur (BNetzA) zum Maximalgebotspreis für die 2018er Ausschreibungen am 29.11.2017 entgegengesehen. Umso erfreuter, wenn nicht erstaunter, war dann die Verkündung von 6,3 ct/kWh für einen 100-%-Standort.

Seit Ende des Sommers befürchtete die Branche die Verankerung des Vergütungsverfalls durch das Höchstgebot für 2018. Der Aufschrei der Branche war wie immer unkoordiniert und nicht einstimmig und forderte alles von der Rückkehr in die Festvergütung bis zur relativ harmlosen kurzfristigen Begrenzung der Bürgerenergieprivilegien oder Sonderausschreibungen. Spätestens nach der dritten Ausschreibungsrunde war eindeutig klar, dass sich nach dem festgelegten „automatischen“ Kalkulationsweg – dem Durchschnitt der Grenzgebotswerte der letzten drei Ausschreibungsrunden zuzüglich eines Aufschlags von 8 % – ein Höchstwert für 2018 von 5,0 ct/kWh ergeben würde. Bei diesem Tarifniveau, das sich im besten Fall aus den optimistischen Erwartungen bezüglich der Preisen von Windenergieanlagen (WEA) und Energieerträgen für 2021 erklärt, wäre für die zur Teilnahme an den ersten beiden Runden 2018 zugelassenen genehmigten Projekte teilweise keine Realisierung möglich. Somit könnte es schnell, spätestens in der zweiten Ausschreibung 2018, dazu kommen, dass es zu wenige Gebote geben würde, um das Ausschreibungsvolumen auszuschöpfen. Mit der Befürchtung,

damit klar zur Verfehlung der Ausbauziele beizutragen, begründete die BNetzA die Notwendigkeit ihres Eingriffs. Der zweite, „manuelle“ Weg der Festlegung des Höchstgebotes gemäß § 85a Absatz 1 EEG sieht eine maximale Abweichung von 10 % vom bestehenden Wert vor. Somit ergibt sich das neue Maximum von 6,3 ct/kWh.

Soweit, so gut. Offensichtlich, logisch, angemessen – zumindest für die Projektentwickler. Und vor allem nicht weiter erklärungsbedürftig, da die 6,3 ct/kWh gleichbedeutend mit mehr als 8 ct/kWh für einen 70-%-Standort fast schon zu schön sind, um wahr zu sein. Wahr sind sie auf jeden Fall. Aber wie kommt die BNetzA zur Erkenntnis, 5,0 ct/kWh als Höchstgrenze wäre für die aktuellen Genehmigungen zu knapp? Worauf ruht ihre Präventionsmaßnahme – oder handelt es sich dabei um eine langsame Reaktion auf eine längst bekannte Sachlage?

Wir haben uns auf die Suche nach dem Hintergrund dieser Entscheidung der BNetzA gemacht und fassen hier kurz unsere "Ermittlung" zusammen. Wir haben uns gefragt: „Wer steht dahinter? Welche Methode wurde angewendet? Welche Annahmen liegen dem Ergebnis zugrunde?“

Die Quelle

„Die Stromgestehungskosten von heute verfügbaren Windenergieanlagen liegen etwa bei 5,6 ct/kWh für 100-% Standorte“, wird es in der Festlegung des Höchstwerts für die Ausschreibungen für Windenergie an Land des Jahres 2018 nach § 85a Absatz 1 EEG¹ vom 29.11.2017 begründet. Die BNetzA bedient sich dabei der Studie der Deutschen WindGuard GmbH (WindGuard) „Kostendruck und Technologieentwicklung im Zuge der ersten Ausschreibungsrunden für die Windenergie an Land“² vom – Achtung – 28.09.2017.

Zum Zeitpunkt der Festlegung ist von der Studie in der Branche jedoch keine Spur. Eine Nachfrage bei WindGuard ergab nur den Verweis auf den Auftraggeber. Dabei könnte man bei der angesagten Transparenz der Vergütung im Ausschreibungssystem fast eine Veröffentlichung mit einer Diskussion und mit Stellungnahmen erwarten. Auf Nachfrage von 4initia am 01.12.2017 bei der BNetzA bzgl. dieser „geheimen“ Studie wurde an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) verwiesen, welches diese in Auftrag gegeben hätte und bis zum 08.12.2017 veröffentlichen wollte. Eine Nachfrage am 11.12.2017 beim BMWi ergab, dass die Anfrage bitte schriftlich einzureichen sei. Am 19.12.2017 kam dann die Antwort mit einem Download-Link³. Mittlerweile ist die Studie vom 28.09.2017 sogar auf der Webseite des Herausgebers, der WindGuard, verfügbar.

Die Formel

Die Diskussionsgrundlage bei WindGuard bilden die durchschnittlichen Stromgestehungskosten (engl. Levelized Cost of Electricity, LCOE), was als ein fundierter Ansatz zu begrüßen ist. In der Windbranche ist diese Bewertung momentan noch wenig gebräuchlich, obwohl sie sich für die Ermittlung des Gebotspreises nahezu perfekt anbietet.

$$StGK = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{A_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{M_{el}}{(1+i)^t}}$$

Dabei ist:

<i>StGK</i>	durchschnittliche Stromgestehungskosten über die gesamte Nutzungsdauer [€/MWh]
I_0	Gesamtinvestition [€]
A_t	Betriebskosten zum Zeitpunkt t [€]
M_{el}	jährlicher Energieertrag [MWh]
i	kalkulatorischer Zinssatz [%]
n	Nutzungsdauer in Jahren
t	Jahr der Nutzungsdauer

Berechnung von Stromgestehungskosten⁴

Die Berechnung der LCOE erfolgt auf Basis der Kapitalwertmethode, bei der die Aufwendung für Investition und die Zahlungsströme von Einnahmen und Ausgaben während der Laufzeit der Anlage durch Diskontierung auf einen gemeinsamen Bezugszeitpunkt berechnet werden. Die Verbarwertung in Zukunft zu leistender Zahlungen in Form von jährlichen Betriebskosten ist aus finanzmathematischer Sicht nicht zu beanstanden, was jedoch für die Diskontierung der zukünftigen Energieerträge, vor allem aus physikalischer Sicht, weniger der Fall ist. Da hinter den jährlichen Energieerträgen jedoch implizit die Einnahmen aus dem Verkauf dieser Energie stehen, muss der Barwert einer Einnahme geringer sein, je weiter diese in der Zukunft liegt. Hier beugt sich die Physik der Finanzmathematik.

Die projektspezifischen Finanzierungskonditionen können explizit durch die Verwendung der gewichteten durchschnittlichen Kapitalkosten (engl. Weighted Average Cost of Capital, WACC) an Stelle des kalkulatorischen Zinssatzes einbezogen werden. Somit ist sichergestellt, dass die Stromgestehungskosten die Renditeerwartung von sowohl Fremdkapital- als auch

Eigenkapital Gebern (FK und EK) abbilden. Somit lässt sich über die LCOE-Methode sehr zielgenau die projektspezifisch notwendige Vergütungshöhe ermitteln bzw. über die Anwendung des Gütefaktors und die damit verbundene Normierung auf einen 100-%-Standort die notwendige Gebotshöhe.

Die Kostensituation

Für ein sinnvolles Ergebnis braucht jede Rechenmethode noch einen plausiblen Input. Die Prognose der Stromgestehungskosten von aktuell zur Ausschreibung zugelassenen Projekten basiert auf der LCOE-Kalkulation der WindGuard aus 2015. Diese wiederum stellt eine Aktualisierung der Studie zur Kostensituation aus 2013 dar. Für einen Windpark mit Inbetriebnahme (IBN) in 2016/17 kalkuliert die Studie aus 2015 durchschnittliche Stromgestehungskosten eines 100-% Standorts von 6,7 ct/kWh. Die Hauptparameter wurden durch Prognosen und Umfragen bei WEA-Herstellern und Fachexperten ermittelt und umfassen u. a. die Gesamtinvestitionskosten von durchschnittlich ca. 1,6 Mio. €/MW und EK Renditen von 8,0 % bei einem Anteil an der Investition von 15 %. Der FK-Zinssatz steigt in den damaligen Annahmen nach zehn Jahren von 2,5 % auf 5,0 %, die Darlehenslaufzeit beträgt maximal 17 Jahre. Insgesamt sind die Finanzierungskosten (für EK und FK) eines 100-%-Standortes somit deutlich höher, als es in den darauffolgenden Jahren und auch heute der Fall ist.

Für die Prognose der neusten LCOE wurden diese Haupttreiber aktualisiert, wodurch die LCOE der Windparks mit IBN in 2017/18 auf 5,6 ct/kWh (100-%-Standort) sinken. Leider sind die Parameter dieser Kalkulation nicht wie früher komplett nachvollziehbar und aufgeschlüsselt aufgeführt. Die rasante Reduktion der Stromgestehungskosten (IBN 2016/17 zu 2017/18) von mehr als 16 % soll sich aus folgenden Punkten ableiten lassen:

- Einerseits zeigt die Analyse der in 2017 genehmigten und gemeldeten Anlagentypen, dass die 4-MW-Klasse in den Windmarkt Einzug hält. Das alleine führt zwar noch zu keiner Kostenreduktion, die sinkende spezifische Flächenleistung, die diese Anlagentypen aufweisen, jedoch schon. Im Mittel ergibt sich für die fünf am häufigsten genehmigten Anlagentypen aus 2017 eine spezifische Flächenleistung von 292 W/m², was leicht unter den ermittelten 302 W/m² aller in 2017 genehmigten Typen liegt. Im Rahmen der Sensitivitätsanalyse wurde das Kostensenkungspotenzial durch eine sinkende spezifische Flächenleistung auf ca. acht Prozent geschätzt.

- Legt man andererseits die Kostentendenzen der Jahre 2011 – 2016 bzw. 2013 – 2016 zugrunde, was aufgrund des vergleichbar niedrigen Fremdkapitalzinsniveaus dieser Jahre durchaus gerechtfertigt erscheint, sind durchschnittliche Stromgestehungskosten von 5,2 ct/kWh bzw. sogar 4,9 ct/kWh für 2019 zu erwarten.

Insgesamt kam WindGuard zum Schluss, dass es bei einem – damals noch nicht festgelegten – Höchstwert von möglicherweise 5 ct/kWh in 2018 durchaus Projekte geben sollte, deren Stromgestehungskosten darunterliegen. Es wurde deutlich darauf hingewiesen, dass Projekte mit älteren Genehmigungen schlechte Realisierungschancen hätten, „was den Wettbewerb deutlich einschränken würde“. Eine klare Notwendigkeit oder Empfehlung zum Eingriff durch die BNetzA lässt sich aus der Studie jedoch nicht ableiten. Trotzdem ist die kalkulierte Wirtschaftlichkeit der Windprojekte stark an die „alte“ Struktur mit hohen Gewinnen und Margen für Betreiber und Planer angelehnt.

Die Auswirkung

Zusammenfassend kann konstatiert werden, dass die Übertragung der im Wesentlichen „alten“ Wirtschaftlichkeit bei der Prognose für die 2018er Ausschreibungen und die daraus resultierende Festlegung des Höchstwertes bei 6,3 ct/kWh seitens der Regierung ein erfreuliches Zeichen für die Branche ist – sofern die Branche es sieht oder sehen möchte! Die kürzlich (am 02.02.2018) vom Bundesrat vorgeschlagene Verlängerung des Moratoriums von Bürgerenergiegesellschaften (BEG) und Erhöhung des Ausschreibungsvolumens in 2018 sollten nun auch die Skeptiker und Pessimisten unter Projektentwicklern wachrütteln.

Sollte sich das Unterbieten jedoch fortsetzen, helfen die durch WindGuard ermittelten Stromgestehungskosten vor allem kleinen Markt- und Ausschreibungsteilnehmern eher wenig, sich auf die Wettbewerbssituation bei den kommenden Ausschreibungen vorzubereiten. Das wirft die Frage auf, ob sich ein kleiner Projektierer an den Markteinschätzungen der WindGuard und der BNetzA orientieren und mit einem Gebot mit Bezug zu den durchschnittlichen LCOE von 5,6 ct/kWh, also in seinen Augen mit einem „marktkonformen“ Preis, ins Rennen gehen kann. Ob der Wettbewerbsdruck bei den kommenden Ausschreibungsrunden, zumindest ohne BEG, ein Antasten der Höchstwerte zulassen wird und dies als ein Zeichen für die noch mögliche Lukrativität des deutschen Windenergiegeschäfts gesehen werden kann, wird sich kurzfristig zeigen.

Quellen

- 1 Bundesnetzagentur, Festlegung des Höchstwerts für die Ausschreibungen für Windenergie an Land des Jahres 2018 nach § 85a Absatz 1 EEG vom 29.11.2017. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen_2017/Onshore/Festlegung17_1.pdf?__blob=publicationFile&v=1
- 2 Deutsche WindGuard, Kostendruck und Technologieentwicklung im Zuge der ersten Ausschreibungsrunden für die Windenergie an Land, http://www.windguard.de/_Resources/Persistent/f8bf7df1562bc14cd1ba52c5b2b8cb779d7df7fb/2017-09-28-kostendruck-und-technologieentwicklung-im-zuge-der-ersten-ausschreibungsrunden-fuer-die-windenergie-an-land.pdf
- 3 Deutsche WindGuard, Kostendruck und Technologieentwicklung im Zuge der ersten Ausschreibungsrunden für die Windenergie an Land, Link zur ersten Veröffentlichung der Studie: https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Studien/kostendruck_und_technologieentwicklung_im_zuge_der_ersten_ausschreibungsrunden_fuer_die_windenergie_an_land.pdf?__blob=publicationFile&v=2
- 4 Deutsche WindGuard, Kostensituation der Windenergie an Land in Deutschland UPDATE. http://www.windguard.de/_Resources/Persistent/97073b8b6b69ea37fda7b3a70e7b1f4a410db79e/Kostensituation-der-Windenergie-an-Land-in-Deutschland-UPDATE-20151214.pdf
- 5 Bundesrat beschliesst EEG-Änderung. <http://www.windbranche.de/news/nachrichten/artikel-35010-bundesrat-beschliesst-eeg-aenderungen-zur-windenergie-an-land>

Strompreisrückblick

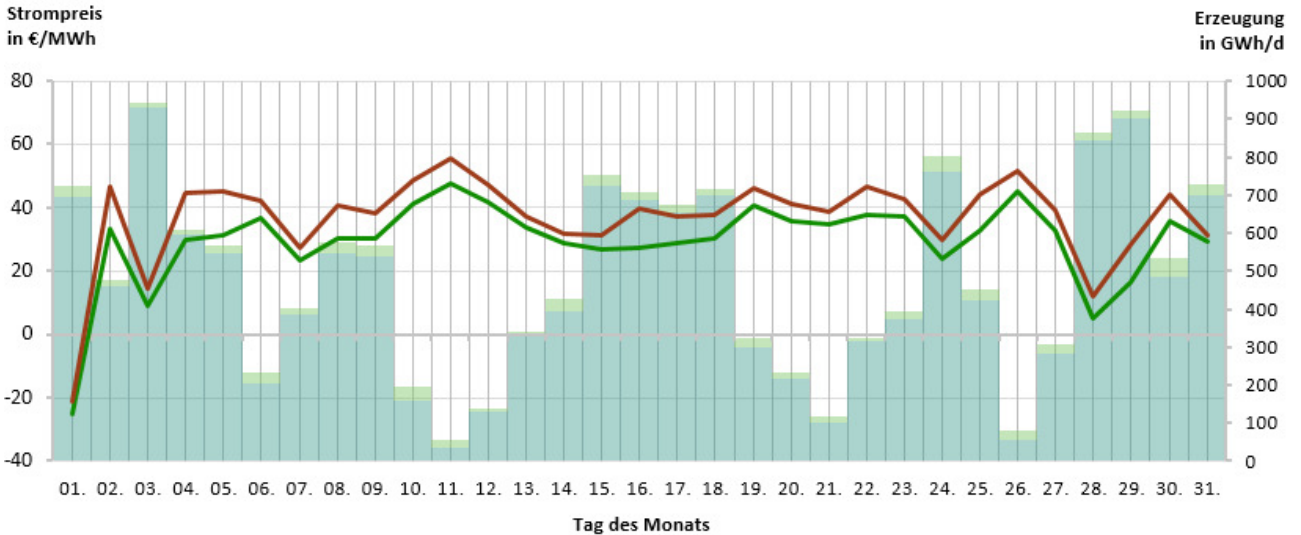
Januar 2018

Die Stromproduktion durch Windenergieanlagen (WEA) im Januar 2018 lag mit 14,45 TWh nur geringfügig unterhalb der WEA-Stromproduktion im Rekordmonat Dezember 2017 (14,70 TWh). Im Vergleich zum Januar des Vorjahres bedeutet dies eine Erhöhung um knapp 85 %. Diese hat ihre Ursache vornehmlich in den besseren Windverhältnissen, aber ebenfalls im eklatanten WEA-Leistungszubau im Jahr 2017. Im Gegensatz dazu fiel die Einspeisung aus Photovoltaikanlagen mit 0,73 TWh jahreszeittypisch gering aus (Januar 2017: 0,80 TWh). Somit speisten Wind und Sonne im letzten Monat zusammen 15,18 TWh ein. Mit 942 GWh trat das Maximum dabei am Mittwoch, den 03.01. auf, dabei hatte die Windstromerzeugung einen Anteil von fast 99 % der beiden Erneuerbaren. Im Vergleich dazu lag das Erzeugungsminimum, aufgetreten am Donnerstag, den 11.01., bei lediglich 56 GWh.

Market and Price	Day Ahead - Phelix Day Base	Intraday - Hourly Continuous
Average	29,46 €/MWh	29,52 €/MWh
Min	- 25,30 €/MWh	- 50,68 €/MWh
Max	47,73 €/MWh	58,77 €/MWh

Wie schon im Dezember 2017 traten im Januar 2018 wieder negative Tagesstrompreise beim Day-Ahead-Handel auf. Dabei notierte das Monatstief am Neujahrstag, mit -25,30 €/MWh im Base-Load bzw. -21,46 €/MWh im Peak-Load. Neben dem feiertagsbedingten geringeren Stromverbrauch lag der Grund hierfür vor allem in der vergleichsweise hohen Windenergieerzeugung an diesem Tag. Die Monatshöchstpreise notierten am Donnerstag, den 11.01., mit 47,73 €/MWh im Base- bzw. 55,55 €/MWh im Peak-Load. Diese wurden begleitet von einer extrem geringen Windstromerzeugung von lediglich 35 GWh (Monatstagesmittel: 466 GWh). Bezogen auf den gesamten Januar lagen die Preise für Base- bzw. Peak-Kontrakte mit 29,46 €/MWh bzw. 36,79 €/MWh etwa auf dem Niveau des Vormonats (30,77 €/MWh bzw. 38,05 €/MWh).

PHELIX Januar 2018

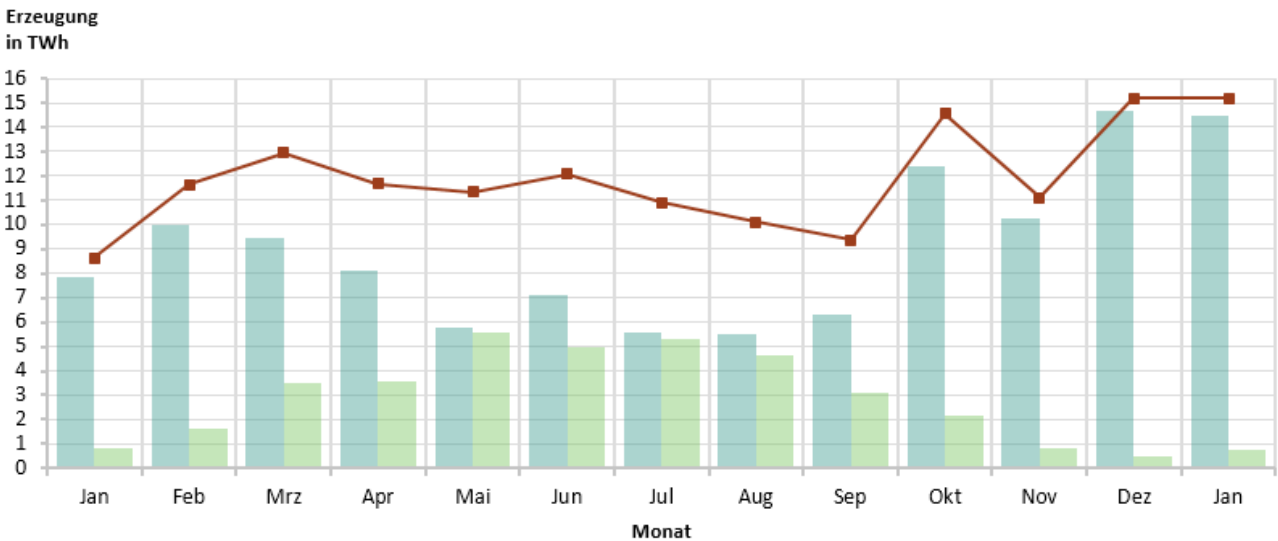


■ PV-Stromerzeugung (0,73 TWh)
■ Windstromerzeugung (14,45 TWh)

— Phelix Day Base (Ø 29,46 €/MWh)
— Phelix Day Peak (Ø 36,79 €/MWh)

Quellen: EPEX SPOT, 50Hertz, Amprion, TenneT TSO, TransnetBW

Monatssummen von Windenergie- und Solarstromerzeugung der letzten 13 Monate



■ Photovoltaik

■ Windenergie

—■— Summe

Quellen: 50Hertz, Amprion, TenneT TSO, TransnetBW

Meldungen

EEG-Novelle des Bundesrates nach den Höhen und Tiefen des Jahres 2017

Rund 6.500 MW auf 2.000 Windenergieanlagen wurden in 2017 in Deutschland in Betrieb genommen: 5.334 MW an Land und 1.250 MW auf See. Diese Rekordzahl ist der als historisch zu bezeichnenden Zubauzahl für Wind onshore zu verdanken: das vergangene Jahr hat den bisherigen Spitzenwert aus 2014 um 12 % getoppt.

Abzüglich Stilllegung von 467 MW erreicht der kumulierte Bestand Wind onshore zum Ende 2017 die 50-GW-Marke. Als die zweitwichtigste Stromquelle Deutschlands mit einem Anteil an der Nettostromerzeugung von voraussichtlich knapp 19 %, zählt Windenergie 28.675 Anlagen an Land mit einer Gesamtleistung von 50.777 MW. Die weiteren 1.169 Windräder mit 5.387 MW Leistung sind in der Nord- und Ostsee installiert.

Mit einer 12 % höheren Produktionskapazität (on- und offshore) zum Ende des Jahres als zum Jahresanfang konnten 2017 ca. 102,6 TWh Strom erzeugt werden – rund 34 % über dem Vorjahr. Aus diesen beiden Blickwinkeln – Zubau und Windaufkommen – war 2017 ein außerordentlich erfolgreiches Jahr für die Windenergie.

Die Tiefen des Jahres betreffen natürlich die Ausschreibungsergebnisse. Wenn der massive Zubau eine eher prognostizierte Entwicklung ist, so hatte wohl niemand vor einem Jahr mit dem derart starken Verfall der zukünftigen Vergütung gerechnet – von dem Anfang des Jahres noch möglichen Höchstwert für Ausschreibungen von 7,0 ct/kWh für einen 100-%-Standort (oder leicht darunter) auf 3,82 ct/kWh Höchstgebot in der dritten Runde. Darauf kam auch eine rekord-schnelle Reaktion der Regierung/Verwaltung: die Festlegung eines abweichenden Höchstwertes für 2018 auf 6,3 ct/kWh (statt 5,0 ct/kWh) Ende November und nun, Anfang Februar, die vom Bundesrat vorgelegte EEG-Änderung. Die vorgeschlagenen Maßnahmen – Aussetzung des Bürgerenergieprivilegs bis Mitte 2019 (für fünf Wind-Ausschreibungsrunden) und Verlegung eines Teils der Gebotsmenge (von 2022 auf 2018) – können die Vergütung wieder auf ein profitables Niveau für aktuell geplante Projekte wachsen lassen. In den nächsten sechs Wochen ist eine Stellungnahme der Bundesregierung und anschließend die Entscheidung des Bundestages zu erwarten – wir bleiben gespannt.

Status des Windenergieausbaus an Land	Leistung [MW]	Anzahl WEA
Brutto-Zubau im Jahr 2017	5.333,53	1.792
davon Repowering (unverbindlich)	951,77	315
Abbau im Jahr 2017 (inkl. Nachmeldungen) (unverbindlich)	467,27	387
Netto-Zubau im Jahr 2017	4.866,26	1.405
Kumulierter WEA-Bestand Status: 31.12.2017 (unverbindlich)	50.776,93	28.675

Quelle: Status Windenergieausbau an Land 2017, Analyse der Deutschen WindGuard, <http://www.windguard.de/Resources/Persis-tent/23f0cbcd629af2a24f59e562abbf-0d2a936d3abb/Factsheet-Status-Windenergieausbau-an-Land-2017.pdf>

4initia unterstützte EWE beim Verkauf der Speicher-Tochterfirma E3/DC

Im Zuge der strategischen Neuausrichtung hat sich die EWE AG von ihrem Tochterunternehmen, der E3/DC GmbH, getrennt. Die EWE hat sich dabei vom Berliner Ingenieurbüro und Transaktionsberater 4initia GmbH unterstützen lassen. 4initia war gemeinsam mit ihrem Kooperationspartner Fieldstone GmbH für die Transaktion zuständig.

Käufer der vor sieben Jahren gegründeten E3/DC ist die Hager Gruppe. Die Hager Gruppe mit Sitz in Blieskastel ist ein unabhängiges, inhabergeführtes Familienunternehmen. Mit Kunden in 136 Ländern beschäftigt die Hager Gruppe 11.400 Mitarbeiter, erwirtschaftet einen Umsatz von rund 1,9 Mrd. € und gehört zu den führenden Anbietern von Lösungen und Dienst-

leistungen für elektrotechnische Installationen in Wohn-, Industrie- und Gewerbeimmobilien.

E3/DC entwickelt und produziert Energiespeichersysteme für Solarstrom. Als Nr. 2 im deutschen Markt zeichnen sich die E3/DC-Systeme durch die Schaffung einer hohen Unabhängigkeit vom Stromnetz über die Speicherung und Nutzung von eigenerzeugtem Strom aus. Mit knapp 80 Mitarbeiter ist man an den Standorten Osnabrück, Göttingen, München und im nordrhein-westfälischen Wetter vertreten.

Strategisch verlässt EWE damit die Herstellungsstufe von Produkten und fokussiert sich stärker auf die Erbringung von Dienstleistungen. Für E3/DC eröffnet sich mit dem neuen Netzwerk der internationale Markt und das Gewerbekunden-Segment.

juwi verkauft saarländischen Windpark Perl an AREAM

Der Windpark befindet sich an der deutsch-luxemburgisch-französischen Grenze im Landkreis Merzig-Wadern und ist das erste gemeinsame Projekt der beiden Unternehmen. Der Park umfasst sechs Enercon Anlagen vom Typ E-115 mit einer Leistung von je 3 MW. Die ersten drei Anlagen sind bereits am Netz. Bis Ende März sollen alle Anlagen ans Netz gehen und mit einer Leistung von insgesamt 18 MW

ca. 19.000 Haushalte mit Strom versorgen.

Nach einer sechsjährigen Entwicklungszeit und mit umfangreichen Ausgleichsmaßnahmen für Natur- und Landschaftsschutz wurde das Projekt 2016 genehmigt und fällt somit unter die Übergangsanlagen-Regelung des EEG. Die technische Betriebsführung wird von dem Projektentwickler juwi durchgeführt, die kaufmännische Betriebsführung von der AREAM GmbH übernommen.

Quaero European Infrastructure Fund kauft zwei Windparks in Frankreich

Der Husumer Windparkprojektor WKN AG, Teil der PNE WIND-Gruppe, hat Ende 2017 die französischen Windenergieprojekte Longèves und Riaucourt an den französischen Infrastrukturfonds Quaero European Infrastructure Fund verkauft.

Der WP Longèves im Westen Frankreichs besteht aus drei Nordex-Anlagen vom Typ N117 mit einer Leistung von je 3 MW ist Ende 2017 in Betrieb gegangen.

Das Projekt Riaucourt im Nordosten Frankreichs

ist mit fünf WEA geplant. Je nach Anlagentyp wird der Park eine Gesamtleistung von ca. 12 MW erreichen. Das Projekt wurde bereits widerspruchsfrei genehmigt. Ebenfalls ist der Netzanschluss mit einem Energieversorger bereits

vereinbart, sodass 2019 der Bau beginnen kann. Die WKN AG setzt somit ihr erfolgreiches Auslandsgeschäft in der Projektierung von schlüsselfertigen und baureifen WPs weiter fort.

CEE erweitert Wind-Portfolio

Mit dem Windpark Schmölln in Brandenburg hat der Hamburger Asset-Manager CEE sein Portfolio auf nun 630 MW erweitert. Hier kommen vier Anlagen des Typs Vestas V126 mit einer Nabenhöhe von 137 m und einem Rotordurchmesser von 126 m zum Einsatz. Zusammen ergibt sich eine Gesamtleistung von 13,2 MW. Die kaufmännische Betriebsführung übernimmt die CEE Operations GmbH. Für die technische Betriebsführung

wird die juwi Operations & Maintenance GmbH verantwortlich sein. Die juwi Energieprojekte GmbH ist außerdem der Verkäufer des Windparks. Es handelt sich mittlerweile um das sechste Projekt der Partner. Das Portfolio der CEE in Deutschland, Frankreich und Großbritannien hat im Jahr 2017 rund 970.000 MWh generiert, womit rund 230.000 4-Personenhaushalte mit Strom versorgt können.

Der irische Staatsfonds ISIF und Capital Stage investieren gemeinsam in irische EE

Mit dieser Partnerschaft sollen rund 140 Mio. € in Projekte des irischen Projektentwicklers Power Capital angelegt werden. Gemeinsam wird in ein Solarparkportfolio mit einer Gesamtleistung von 140 MW, welches aus 20 Parks besteht, investiert.

So beteiligt sich der irische Staatsfonds erstmalig an Kapitalanlagen im Sektor der Solarenergie in Irland. Realisiert werden diese Projekte an der östlichen bzw. südwestlichen Küste Irlands mit einer Leistung pro Park zwischen 5 und 25 MW. Für 110 MW liegen bereits die Genehmigungen

vor. Die übrigen sollen bereits im ersten Quartal 2018 erfolgen.

Das Ziel der irischen Regierung ist es, bis 2020 etwa 40 % des Stromverbrauchs durch erneuerbare Quellen zu beziehen. Das Beratungsunternehmen KPMG beziffert in einer Studie das Potenzial bzw. den Bedarf des irischen Solarmarktes bis 2030 auf eine zu installierende Leistung von 3.750 MW. Der grüne Strom soll entweder indirekt über einen regulierten Markt und die Einspeisung in das irische Netz oder direkt über Stromabnahmeverträge vermarktet werden.

Energiespeicher von Siemens Gamesa

Siemens Gamesa Renewable Energy hat in Hamburg mit dem Bau eines Windenergiespeichers begonnen. Nach drei Jahren Forschung kommt hier ein neues thermisches Speicherverfahren zum Einsatz. Gebaut wird dieser vollformatige Speicher auf dem Firmengelände von Trimet Aluminium SE und nutzt als „Future Energy System – FES“ erstmals eine Kiesschüttung mit einer Masse von 1.000 t als Speichermedium. Ein durch Windstrom angetriebenes Heizgebläse führt dem Kies Wärme zu. Die Rückwandlung zu Strom wird mit einer Dampfturbine realisiert, welche den benötigten Dampf aus einem Wärmetauscher bezieht. Dieser Generator soll in der Lage sein, über 24 h eine Leistung von 1,5 MW zu erbringen und so

Energie für 1.500 Haushalte oder zur Ladung von 50 Elektroautos zur Verfügung zu stellen.

Von der Technischen Universität Hamburg-Harburg, der Hamburger Energie und Siemens wurde dieses Speicherverfahren zum ersten Mal innerhalb eines Testaufbaus erprobt. Der Speicher hat eine bauchige Form und verjüngt sich zur Ein- und Ausströmrichtung. Mit einer meterdicken Isolierung wird der Behälter mit einem Fassungsvermögen von 800 m³ gegen Wärmeverluste abgesichert. Nach einem Jahr Bauzeit soll die FES-Anlage im kommenden Frühjahr in Betrieb gehen und gemeinsam mit Hamburg Energie betrieben werden.

Größer werdende Rotoren an Windenergieanlagen

Je größer der Rotor einer Windenergieanlage ist, umso effizienter kann diese sein. Zukünftig werden Betreiber so in der Lage sein, völlig ohne Subventionen auszukommen.

Manche Windräder erreichen die Spannweite eines Airbus A380 und sie werden noch weiterwachsen. Die Errichtung von Anlagen dieser Größenordnung wird allerdings immer herausfordernder.

Offshore-Windenergieanlagen müssen zum Beispiel mit hohem Aufwand auf das Meer transportiert und schließlich sicher am Meeresgrund verankert werden. Die salzhaltige Luft erhöht außerdem den Wartungsaufwand. Für diese Herausforderungen wurden in der Vergangenheit hohe Subventionen in Form von Festvergütung erteilt.

In Zukunft wollen die Betreiber mehrerer in der Nordsee geplanter Windparks nur mit dem Verkauf des Stromes an der Börse auskommen. So verzichteten der Energieversorger EnBW und Dong/Ørsted aus Dänemark bei drei ihrer vier Offshore-Projekte gänzlich auf Subventionen, was für viel Aufsehen sorgte. Ebenso können strategische Erwägungen ein Grund für die Bescheidenheit sein. Die Unternehmen gehen davon aus, dass die Errichtung der Anlagen effizienter und der Strompreis an der Börse steigen wird. Der größte Faktor ist allerdings die zukünftige Verbesserung der Anlagentechnik. Es bleibt insbesondere im Offshore-Sektor ein Spielraum von mehreren Jahren um einen Windpark zu errichten, was den Herstellern Zeit gibt, die Kosten weiter zu senken.

Zweite Riesen-Batterie von Tesla in Australien gebaut

Bei einem Ausfall eines Kohlekraftwerks im Dezember im Bundestaat South Australia übernahm der Netzspeicher „Powerpack“ innerhalb weniger Millisekunden die Energieversorgung. Ein Notstromaggregat hätte bis zu 15 Minuten gebraucht. Der Batteriespeicher ist mit einer australischen Windfarm gekoppelt und ist aktuell der größte weltweit. Mit einer Kapazität von 100 MW kann er über 300.000 Haushalte mit Strom versorgen.

Der Nachbarstaat Victoria war von dem Speicher so begeistert, dass Tesla mit dem Bau einer 20 MW Batterie beauftragt wurde, die ebenfalls

mit einem Windpark gekoppelt sein soll. Nach 100 Tagen Realisierungszeit für das erste Speicherprojekt hat Elon Musk 18 Monate für die zweite Batterie eingeplant. Realisiert werden soll dieses Projekt, wie schon zuvor, mit dem Windpark-Entwickler Neoen.

In Puerto Rico hilft Tesla aktuell beim Wiederaufbau der vom Hurrikan zerstörten Stromversorgung. Dafür wird die bereits existierende Powerpack-Batterie mit bestehenden Solaranlagen verbunden. Die dadurch entstandenen Microgrids versorgen so vorübergehend zwei karibische Inseln mit Energie.

Ausschreibungsergebnisse & Zinssätze

Ergebnisse der letzten Ausschreibung gemäß EEG

Energieträger	Wind	PV
Gebotstermin	01.11.2017	01.10.2017
Zuschlagsvolumen	1.000 MW	222 MW
Höchster Zuschlagswert	3,82 ct/kWh	5,06 ct/kWh
Niedrigster Zuschlagswert	2,20 ct/kWh	4,29 ct/kWh
Mengengewichteter Durchschnitt	3,82 ct/kWh	4,91 ct/kWh

KfW-Programm Erneuerbare Energien, Programmteil "Standard", Preisklasse B

Darlehenskonditionen	Zinssatz	Gültig ab
Laufzeit: 10 Jahre, Tilgungsfreie: 2 Jahre, Zinsbindung: 10 Jahre	2,10 %	13.09.2017
Laufzeit: 15 Jahre, Tilgungsfreie: 3 Jahre, Zinsbindung: 15 Jahre	2,90 %	13.09.2017
Laufzeit: 20 Jahre, Tilgungsfreie: 3 Jahre, Zinsbindung: 10 Jahre	2,55 %	13.09.2017

Landeswirtschaftliche Rentenbank, Programme 255 | 256, Ratendarlehen, Preisklasse B

Darlehenskonditionen	Zinssatz	Gültig ab
Laufzeit: 10 Jahre, Tilgungsfreie: 2 Jahre, Zinsbindung: 10 Jahre	1,70 % 1,85 %	16.01.2018
Laufzeit: 15 Jahre, Tilgungsfreie: 2 Jahre, Zinsbindung: 10 Jahre	1,90 % 2,05 %	16.01.2018
Laufzeit: 20 Jahre, Tilgungsfreie: 3 Jahre, Zinsbindung: 10 Jahre	2,00 % 2,15 %	16.01.2018

Impressum:

4initia GmbH

Adr.: Reinhardtstraße 29, DE-10117 Berlin
 Tel.: +49 30 27 87 807-0
 Fax: +49 30 27 87 807-50
 Email: info@4initia.de

Verantwortlich für diesen Newsletter gemäß
 § 5 TMG, § 55 Abs. 2 RStV:

Torsten Musick, 4initia GmbH, Reinhardtstr. 29,
 10117 Berlin, +49 (0)30 278 78 07-0, www.4initia.de

Redaktionsschluss: 08. Februar 2018