



NEWS LETTER

April 2015

4/2015

Die Generalprobe Sonnenfinsternis und ihr Einfluss auf die Erneuerbaren Strompreisrückblick März 2015 50Hertz erweitert jährliche Investitionen Die Dortmunder Energie- und Wasserversorgung GmbH erhöht eigenen Anteil der Erneuerbaren Deutsche Versicherer kündigen größeres Interesse an der Energieinfrastruktur AN Auch Stadtwerke München stecken in der Krise Transaktion des Windparkportfolios Atlantic abgeschlossen Repowering des Windparks Schleiden Neue Strommarktsituation macht auch RWE zu schaffen Offshore-Windenergie auf dem Weg zur Wettbewerbsfähigkeit mit den Konventionellen Verschiedene Nachrichten aus der internationalen nachhaltigen Wirtschaft Matthias Willenbacher verlässt Vorstand der juwi AG

Die Generalprobe Sonnenfinsternis und ihr Einfluss auf die Erneuerbaren

Von Lucas Neidhardt

Am 20. März 2015 war auf der Nordhalbkugel eine Sonnenfinsternis zu beobachten. Wobei in Zentraleuropa, Nordafrika und Nordwestasien der Mond nur zu einem Teil die Sonne verdeckte, war in nördlicheren Breitengraden, beispielsweise in Spitzbergen, eine totale Sonnenfinsternis zu beobachten. Aufgrund der niedrigen Sonnenhöhe, die an keinem der betroffenen Orte 18° überstieg, war der Kernschatten mit mehr als 400 km besonders breit. Der Bedeckungsgrad in Mitteleuropa reichte von 60% bis 85%. So wurde beispielsweise in Berlin die Sonne zu maximal 74% um 10:47 mitteleuropäische Zeit (MEZ) durch den Mond verdeckt. Insgesamt dauerte die partielle Sonnenfinsternis in Berlin zwei Stunden und 20 Minuten von 9:38 MEZ bis 11:58 MEZ an.

Die diesjährige Sonnenfinsternis war bereits im Vorfeld des 20. März ein Ereignis, das in den Fokus von Medien und Übertragungsnetzbetreibern gerückt war. Keine Sonnenfinsternis zuvor hatte eine solche Aufmerksamkeit auf sich gezogen. Der Hauptgrund waren die Photovoltaikanlagen, auf welche die geringere Einstrahlungsstärke der Sonne während der Teilfinsternis einen großen Einfluss hatte. Erstmals wurde die Problematik der Netzstabilität angesprochen, da aktuell im Vergleich zur



letzten Sonnenfinsternis im Jahr 2011 mehr als doppelt so viel PV-Leistung (>38,5 GWp) in Deutschland installiert ist. Darüber hinaus war der Sonnenstand während der letzten Sonnenfinsternis am 04. Januar 2011 niedriger, was eine geringere Einstrahlungsstärke zur Folge hatte.

Problematik:

Mit einer erhöhten installierten PV-Leistung geht ein erhöhter Leistungsgradient bei Absinken und Ansteigen der Solareinstrahlung einher. Der Leistungsgradient beschreibt mit welcher Geschwindigkeit dies geschieht. Unterschiedliche Studien wurden im Vorfeld der Sonnenfinsternis erstellt, die eine Änderung von bis zu -400 MW/min bzw.

+700 MW/min prognostizierten. Das entspräche dem 7-fachen eines üblichen Leistungsgradienten, der durch den Sonnenaufgang bzw. -untergang entsteht. Alle Studien sind zu dem gleichen Ergebnis gekommen, dass der negative Gradient am Anfang des Naturereignisses geringer als der positive Gradient am Ende ausfallen würde. Dies ist dadurch zu erklären, dass zum Ende der Sonnenfinsternis der Sonnenstand höher ist als zu Beginn.

Eine Aufgabe der Übertragungsnetzbetreiber ist es, dafür zu sorgen, dass Angebot und Nachfrage in dem deutschen Stromnetz übereinstimmen. Ein Indikator ist die Normfrequenz, die in Europa 50 Hz entspricht. Ist mehr Last im Netz als Erzeugung, sinkt die

Netzfrequenz und umgekehrt. Damit die Stabilität der Netze gewährleistet ist, darf die Frequenz kurzzeitig um maximal +/- 800 mHz schwanken.

Maßnahmen:

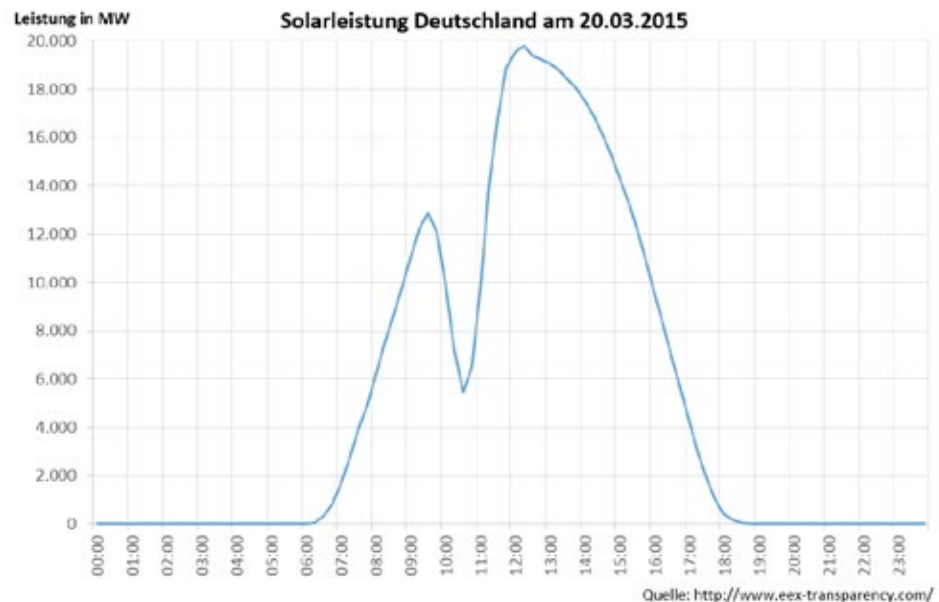
Um während der Sonnenfinsternis den oben beschriebenen Anforderungen gerecht zu werden, wurden folgende Maßnahmen getroffen.

- Die Schaltstellen von Übertragungsnetz, Verteilnetz und Strommarkt wurden mit speziell geschultem Personal aufgestockt.
- Zusätzlich zu den üblichen ca. 4,2 GW positiver und 4,5 GW negativer Minuten- und Sekundärreserveleistung (MRL und SRL) wurden zusätzlich 3,8 GW positive und 2,8 GW negative MRL und SRL auktioniert, die das Netz im Bedarfsfall stabilisieren konnten.
- Innerhalb des europäischen Verbundnetzes wurde Strom importiert und exportiert.
- Energieintensive Unternehmen wurden im Zuge von Lastmanagementmaßnahmen angewiesen, ihren Strombedarf zu reduzieren, beispielsweise eine Metallschmelze in Nordrhein-Westfalen.
- Die Kraftwerkseinsatzplanung wurde an die Erzeugungsprognosen angepasst, so zum Beispiel mit schnell einsetzbaren Gaskraftwerken.
- Stromspeicher, vor allem die Pumpspeicherkraftwerke, wurden in Anspruch genommen.
- Auch mögliche Kraftwerksausfälle wurden modelliert.

Ergebnis:

Der Einbruch der Solarleistung wurde trotz des Eintretens des worst-case Szenarios überschätzt, da das Wetter in vielen Teilen Deutschlands sonnig

war. Wie der untenstehenden Grafik zu entnehmen ist, kam es während der Verschattung lediglich zu einem Absinken um rund 7,5 GW, von 12,9 auf 5,4 GW, mit einem negativen Leistungsgradienten von ca. 110 MW/min in Gesamtdeutschland. Darauf folgte in den nächsten 70 Minuten ein Anstieg um ca. 14,4 GW mit einem positiven Leistungsgradienten von ca. 200 MW/min.



Dank einer langen Vorbereitungsphase, in der sich alle relevanten Akteure und Marktteilnehmer für das Ereignis wappeten, wurde die bereitstehende Regelleistung nur in einem geringen Maß in Anspruch genommen. Im Verlauf der ersten Rampe (Absinken der PV-Leistung) mussten lediglich 1,6 GW hochgefahren werden (im 15-Minutenintervall 10:15 Uhr bis 10:30 Uhr). Auch in der zweiten Rampe wurde der Spitzenabruf von 1,6 GW nicht übertroffen. Ebenfalls halfen die detaillierten Solarprognosen, die Fahrweise der Kraftwerke an die Sonnenfinsternis anzu-

passen. Weiterhin war die extrem niedrige Windproduktion von Vorteil. Diese pendelte um 500 MW und hatte so trotz ihrer Volatilität keinen großen Einfluss auf die Netzstabilität. So herrschte am 20. März eine vergleichsweise hohe und planbare Residuallast vor.

Die Bereitstellung der Regelleistung kostete ca. 3,5 Mio. €, was im Vergleich zu den Kosten, die während eines Orkans anfallen können, wenig ist.

Wenn bei extrem hoher Windproduktion geregelt werden muss, können die Kosten auf über 10 Mio. € steigen.

Die nachfolgende Grafik beschreibt mit dem blauen Graph, wie sich die Netzfrequenz während der Sonnenfinsternis im Vergleich zu einem beliebigen Tag (oranger Graph) verhalten hat. Daraus werden zweierlei Dinge ersichtlich. Erstens verhielt sich die Frequenz während der Verschattung unauffällig und ohne Ausreißer, wie an dem Vergleichstag. Zweitens ist die Ordinatenachse so skaliert, dass sie den Bereich abdeckt, in dem die Netz-

frequenz unbedenklich pendeln dürfte. Somit wird erkenntlich, dass es noch ausreichend Puffer für Schwankungen gegeben hätte.

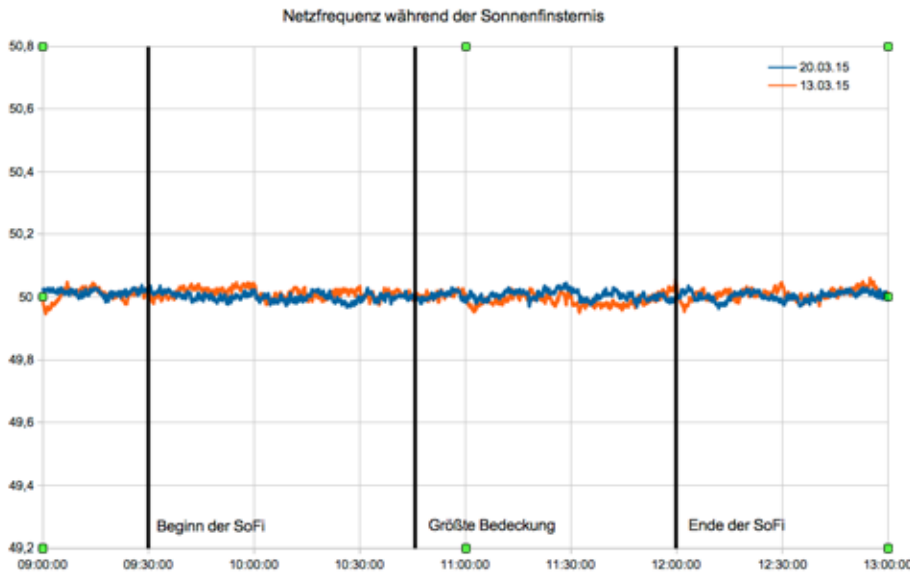
einer Sonnenfinsternis auf das Wetter. Er kam zu dem Ergebnis, dass dort, wo der Kernschatten die Erde verdunkelt, die Temperaturen sinken und um

konkreten Ergebnisse:

- Die Windgeschwindigkeit im Kernschatten sank im Durchschnitt um 0,7 m/s.
- Die Windrichtung drehte um 17° gegen den Uhrzeigersinn.
- Weiterhin wurde eine Temperaturabnahme von 1°C dokumentiert.

Um noch genauere Ergebnisse zu erzielen, wurde das diesjährige „NEWEx – National Eclipse Weather Experiment“ in England ins Leben gerufen. Erstmals war die Bevölkerung aufgerufen an den Beobachtungen mitzuwirken, um so möglichst viele Daten zu sammeln. Bisher liegen keine konkreten Ergebnisse vor, jedoch haben alleine über 200 Schulen an dem Experiment teilgenommen.

Nach dem bisherigen Stand der Forschung hat eine Sonnenfinsternis einen marginalen Einfluss auf die Windenergie. Deshalb sind die Ergebnisse des NEWEx mit Spannung zu erwarten, um zukünftig in den Erzeugungsprognosen auch die Windenergie während einer Sonnenfinsternis genauer vorhersagen zu können.



Zusammenfassend ist zu sagen, dass ein planbares Ereignis, wie die Sonnenfinsternis vom 20. März, nach dieser Generalprobe für die Netzstabilität als unproblematisch zu betrachten ist. Die nächste Sonnenfinsternis am 10. Juni 2021 wird nur einen maximalen Bedeckungsgrad von 13% in Deutschland aufweisen. Trotz der erwarteten höheren installierten PV-Leistung in 2021, sollte auch diese Sonnenfinsternis für die Netzstabilität unkritisch verlaufen, nicht zuletzt dank der diesjährigen Erfahrung. Weitaus problematischer zu betrachten sind unvorhersehbare Wettereinflüsse, wie beispielsweise Saharastaub oder eine Aschewolke, hervorgerufen durch einen Vulkanausbruch.

Windenergie:

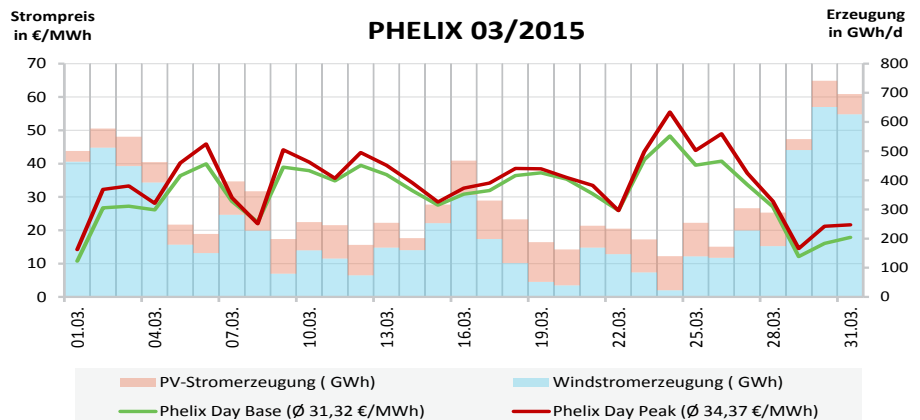
Erstmals 1906 untersuchte der Amerikaner Henry Helm Clayton die Einflüsse

den abgekühlten Bereich ein schwacher, kurzlebiger Zyklon entsteht. Erst 93 Jahre später wurde die Theorie durch ein Forschungsprojekt von Dr. Karen Aplin von dem Rutherford Appleton Laboratory und Dr. Giles Harrison von der University of Reading nachgewiesen. Sie untersuchten die auftretenden Wetterphänomene mithilfe von zwei Wettermessstationen in unterschiedlichen Gegenden Englands während der totalen Sonnenfinsternis in 1999.

Die neuste Studie zu dem Thema stammt aus dem Jahr 2012. In dieser wurden Realdaten von 121 Wetterstationen zum Zeitpunkt der Sonnenfinsternis von 1999 mit einem neuentwickelten, hochauflösenden Wettermodell verglichen. Das Modell konnte darüber Auskunft geben, wie sich die einzelnen Parameter in England verhalten hätten, wäre es zu keiner Sonnenfinsternis gekommen. So entstanden die ersten

Strompreisrückblick März 2015

Auch der März 2015 hat einen neuen Rekord in Bezug auf die eingespeiste Energie aus den beiden Erneuerbaren Solar und Wind aufgestellt. Insgesamt 10,2 TWh elektrische Energie wurden durch Deutschlands PV-Module und Windkraftanlagen im vergangenen Monat ins Netz eingespeist. So viel wie nie zuvor. Im Vergleich zum Februar 2015 entspricht das einer Steigerung von 55%. An insgesamt sieben Tagen konnte die PV-Produktion die Windproduktion übertreffen. Interessanterweise auch am 20. März, trotz der Sonnenfinsternis. Dies weist auf die besonders schwachen Windverhältnisse an diesem Tag hin. Denn durch die Verschattung während der Sonnenfinsternis konnten knapp 10% weniger Strom durch die PV-Module eingespeist werden. Die besonders hohe Produktion der Erneuerbaren im März machte sich auch bei den Großhandelsstrompreisen im Marktgebiet Deutschland/Österreich bemerkbar. Der Monatsdurchschnitt lag bei günstigen 31,32 €/MWh, was einer Vergünstigung von 15% zum Vormonat entspricht. Eine Megawattstunde Strom wurde im Phelix Day Peak Tarif durchschnittlich zu 34,37 €/MWh gehandelt.

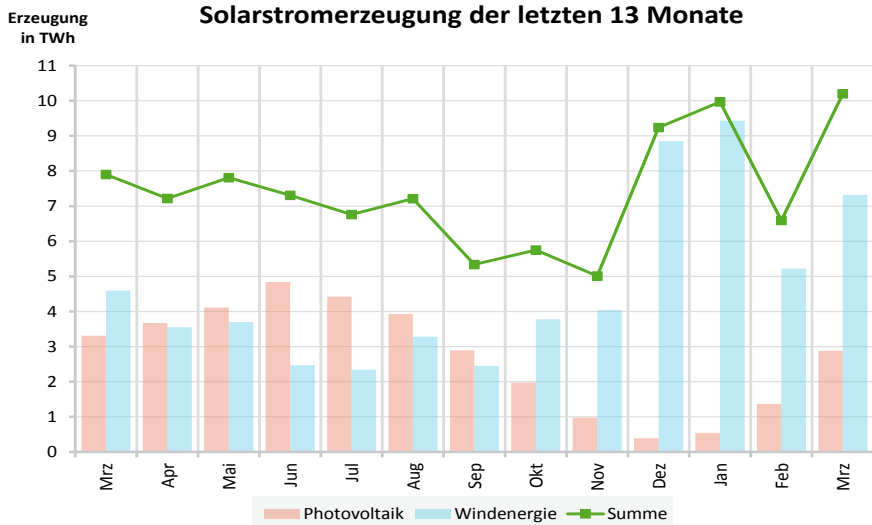


Die niedrigsten Strompreise des Monats waren jeweils am Anfang und Ende zu beobachten, als Deutschlands Windparks begünstigt durch Sturmtiefs besonders viel elektrische Energie bereitstellen konnten. In den ersten vier Tagen des Monats fegten die beiden Sturmtiefs „Xeno“ und „Yoda“ über Deutschland hinweg und bescherten

uns eine hohe Durchschnittsleistung der Windkraftanlagen von 18,9 GW. Am Morgen des 02. März herrschte sogar eine Spitzenleistung von 24,5 GW vor. Gleichzeitig begann der vergangene Monat mit sehr günstigen 10,75 €/MWh im Tagesdurchschnitt. In den folgenden drei Wochen pendelte der Börsenpreis um einen durchschnittlichen Wert von 32,55 €/MWh. Lediglich das erste vollständige Wochenende brachte eine signifikante Preissenkung mit sich. So konnte Strom am Sonntag den 08. März im Mittel zu 22,48 €/MWh erworben werden. Eine leichte Steigerung der Stromproduktion der Erneuerbaren im Vergleich zu den vorausgegangenen Tagen, sowie die typische geringe Last am Sonntag, brachten den Preissturz mit sich.

Der 18. März war großflächig sonnig in Deutschland, sodass an diesem Mittwoch die höchste Menge an elektrischer Energie durch die PV-Module produziert wurde. Ein Großteil der insgesamt 149,8 GWh entstanden in den wenigen Stunden der Mittagszeit. So konnte von 12:00 bis 13:00 Uhr eine mittlere Leistung von ca. 21,66 GW gemessen werden. Die letzte vollständige Arbeitswoche wies die Monatshöchstpreise des Phelix auf. Am 24. März kostete die Megawattstunde Strom zwischen-

Monatssummen von Windenergie- und Solarstromerzeugung der letzten 13 Monate



zeitlich 98,12 € (19:00 bis 20:00 Uhr), jedoch im Tagesdurchschnitt weitaus moderatere 48,28 €. Beide Preise bildeten die Maxima des Monats.

Die letzten Tage des Monats gestalteten sich in vielerlei Hinsicht als spannend. Zunächst wurde ein weiterer Rekord aus den Wintermonaten gebrochen. Denn als die Ausläufer des Sturmtiefs „Niklas“ uns am 30. März erreichten, produzierte ein Großteil (zwischenzeitlich rund 80%) der deutschen Windkraftanlagen auf Nennleistung. So konnten insgesamt an diesem Tag 651,4 GWh elektrische Energie aus der Energie des Windes umgewandelt werden. Kein Tag zuvor hatte so viel Windenergie mit sich gebracht. Ein Tag später, als der Sturm mit seiner vollen Stärke über Deutschland wütete, konnten nur noch 628,2 GWh eingespeist werden, da viele Windparks aufgrund von Sturmabschaltung keinen Strom generierten. Ein gängiger Richtwert der Sturmabschaltung beträgt 25 m/s, was 90 km/h entspricht. An diesem Tag wurde mancherorts die doppelte Windgeschwindigkeit gemessen. Die hohe Menge an erneuerbarem Strom brachte niedrige Börsenstrompreise mit sich. So lag der Phelix Day Base Tarif in

den letzten drei Tagen des Monats bei durchschnittlich 15,34 €/MWh.

50Hertz erweitert jährliche Investitionen

Grundvoraussetzung für einen kontinuierlichen Ausbau der Erneuerbaren

Der für Ostdeutschland zuständige Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz steigerte seine jährliche Investitionssumme von 254 Mio. € in 2012 auf 402 Mio. € in 2013 und 572 Mio. € in 2014. Das Niveau von 2014 soll in den kommenden zehn Jahren aufrechterhalten werden. Damit möchte 50Hertz der stetig wachsenden Leistung an Erneuerbaren gerecht werden. Diese ist besonders im Osten Deutschlands sehr hoch, der Ökostromanteil im vergangenen Jahr betrug 42%. 308 Mio. €, ein Großteil der Investitionen 2014, floss in den Anschluss von Offshore-Windparks. Ein in der Ostsee gelegener Windpark soll künftig über eine weitere Trasse das deutsche Netz mit Skandinavien verbinden, um so deutsche Leistungs-

überschüsse in den dort vorhandenen Speicherkapazitäten zu nutzen. Ein Ausbauprojekt, das letztes Jahr bereits abgeschlossen wurde, ist eine 46 km lange 380 kV Freileitung, die in Sachsen errichtet wurde. Ein weiteres Bauvorhaben in Brandenburg wird derzeit nicht weitergeführt, da eine Klage gegen den Planfeststellungsbeschluss vor dem Bundesverwaltungsgericht vorliegt. Das Projekt soll eine bestehende 220 kV Leitung auf 115 km Länge durch eine 380 kV Höchstspannungsleitung ersetzen, um so mehr Ökostrom aus der Uckermark Richtung Berlin leiten zu können. Ab 2016 sollen Phasenschieber bei den Leitungen Richtung Polen und Tschechien installiert werden, die es ermöglichen, ungewollte Ströme in die Nachbarländer zu stoppen. Zurzeit werden die Stromnetze dort oftmals durch den deutschen Ökostrom massiv belastet. Die gestiegenen Investitionen fordern ebenfalls mehr Personal, sodass die Mitarbeiterzahl von 757 Ende 2012 auf 893 Ende 2014 angestiegen ist. Der Gewinn des Unternehmens verringerte sich nur leicht von 166 Mio. € in 2013 auf 161 Mio. € in 2014.



Die Dortmunder Energie- und Wasserversorgung GmbH erhöht eigenen Anteil der Erneuerbaren

Gamesa wird den Windpark errichten

Die Dortmunder Energie- und Wasserversorgung GmbH (DEW21) investiert einen zweistelligen Millionenbetrag in den Windausbau. Der spanische Windkraftanlagenhersteller Gamesa hat den Zuschlag für den Bau eines schlüsselfer-

tigen Windparks erhalten. Insgesamt 12 MW soll der Windpark leisten, der am windstarken Binnenstandort „Horst“ in der Nähe der niedersächsischen Stadt Schneverdingen errichtet werden soll. Voraussichtlich werden sechs Anlagen mit einem Rotordurchmesser von 97 m und einer Nabenhöhe von 120 m künftig 8.500 Durchschnittshaushalte mit Strom versorgen können. Bis zum Sommer soll beschlossen werden, ob es eine Bürgerbeteiligung bei dem Projekt geben wird. Der Windpark wird voraussichtlich dieses Jahr noch in Betrieb gehen. Bis 2020 möchte DEW21 die eigene Stromerzeugung zu 25% erneuerbar gestalten. Momentan hat der Dortmunder Versorger ein Windparkportfolio von 76 MW.

Deutsche Versicherer kündigen größeres Interesse an der Energieinfrastruktur an

Große Investitionen in die Erneuerbaren zu erwarten

Derzeit ist eine Veränderung im Anlagerhalten der heimischen Versicherer zu beobachten. Bisher haben sich die im Gesamtverband der Deutschen Versicherer (GDV) zusammengeschlossenen Assekuranzen weitestgehend aus der Energiewende herausgehalten. Weniger als 0,5% des gesamten Kapitalanlagenbestandes von 1,4 Bio. € steckt in der Energieinfrastruktur. Das wird sich nun ändern. Der GDV bewertet das „Grünbuch“ der Bundesregierung, das eine Vorschlagsammlung zur Reform des Strommarktes enthält, als positiv. Dieses schafft einen glaubwürdigen

rechtlichen Rahmen für die Investoren. So interessieren sich die Versicherer für Finanzierung der Produktion und Distribution Erneuerbarer Energien. Die künftige Abschätzung möglicher Auswirkungen von Reformen des Strommarktes auf die Investoren ist ebenfalls im „Grünbuch“ verankert. Auch diese Regelung lobt der GDV. Zwei Punkte wurden durch die Versicherer moniert: einerseits sollte die Wertschöpfungskette der Stromwirtschaft wieder mehr durch große Energiekonzerne dominiert werden, denn dies erleichtert die Investitionen. Andererseits sollte es den Behörden untersagt werden, in den tagesaktuellen Strommarkt einzugreifen.

Auch Stadtwerke München stecken in der Krise

Weitere Investitionen in die Erneuerbaren trotzdem geplant

Neben vielen weiteren deutschen Stadtwerken steckt auch die Stadtwerke München GmbH (SWM) in der Krise. Die letzten bekannten Zahlen aus 2013 beziffern die Schulden der SWM auf 2 Mrd. € und stetig sinkenden Gewinn. Diese Tendenz hat sich nun auch für das Jahr 2014 bestätigt. Hauptverantwortlich ist der Preisverfall im Stromhandel durch die Erneuerbaren. Da viele Stadtwerke, so auch München, hauptsächlich konventionelle Kraftwerke betreiben, schreiben sie rote Zahlen, da sie mit den Erlösen aus der Stromvermarktung die hohen Kosten nicht mehr decken können. Deshalb wurde nun ein umfassendes Spar- und

Effizienzprogramm der SWM ins Leben gerufen, das vor allem die internen Kosten und Zusatzleistungen für die Mitarbeiter betreffen soll. Künftig wird das Stadtwerk auf die finanzielle Unterstützung der Stadt angewiesen sein, um andere Geschäftsbereiche, beispielsweise den öffentlichen Nahverkehr, bezahlen zu können. Derweil investieren die Münchener Stadtwerke in teure Offshore-Vorzeigeprojekte, wie die 30%ige Beteiligung am 2 Mrd. € Offshore-Windpark in Wales oder die 49%ige Beteiligung am 1,2 Mrd. € Nordseewindpark Sandbank. In spätestens vier Jahren erhoffen sich SWM, durch den kontinuierlichen Ausbau des erneuerbaren Portfolios wieder Gewinne zu erzielen. Konkret möchten sie bis 2025 so viel Ökostrom produzieren, wie ganz München verbraucht.

Transaktion des Windparkportfolios Atlantic abgeschlossen

Windpark Skalleberg geht in Betrieb

Der letzte der vier Windparks des Windparkportfolios Atlantic mit dem Namen Skalleberg wurde dem ewz, Elektrizitätswerk der Stadt Zürich, schlüsselfertig übergeben. Somit ist die Transaktion zwischen dem bisherigen Eigentümer Eolus Vind AB und ewz vollzogen. Die drei anderen Wind-

parks Alered, Mungseröd und Ramsnäs sind bereits im Herbst 2014 in Betrieb gegangen. Alle Windparks befinden sich in Südschweden in bewaldeten Gebieten 200 km voneinander entfernt, wodurch sie von unterschiedlichen Windregimen profitieren. Insgesamt leisten die 29 Windkraftanlagen rund 60 MW und versorgen seit Beginn 2015 ausschließlich Google, das mit einer Laufzeit von mindestens zehn Jahren ein Stromkaufvertrag mit Eolus abgeschlossen hat. ewz besitzt einen 51%igen Anteil an der Beteiligungsgesellschaft des Windparkportfolios ewz Atlantic Sverige AB. Der Co-Investor mit 49% an der Beteiligungsgesellschaft ist die Hamburger Investmentgesellschaft Aquila Capital.

Repowering des Windparks Schleiden

13 Enercon Turbinen werden neu errichtet

Der Windpark Schleiden unterläuft zurzeit einem Repowering. 60 Mio. € beträgt das Investitionsvolumen, die größte private Investition in der Region. Die zwölf Altanlagen aus dem Jahr 2000 wurden an ein Unternehmen in Osteuropa verkauft. Der Standort des Windparks befindet sich westlich von Schönesee, im nordrhein-westfälischen Kreis Euskirchen. Enercon hat den Zuschlag zum Bau von 13 Anlagen der 3-MW-Klasse mit einer Nabenhöhe von 135 m und einem Rotordurchmesser von 101 m erhalten. Zum Schutz des Landschaftsbildes hat der Stadtrat sich gegen den Bau von noch höheren Windkraftanlagen entschieden. Mit

einer Gesamtnennleistung von 39 MW wird der Windpark jährlich 85 bis 90 Mio. kWh an elektrischer Energie erzeugen und so die Region zum Exporteur von Grünstrom machen.

Neue Strommarktsituation macht auch RWE zu schaffen

Der Konzern steht jedoch auf mehreren Standbeinen

Nach der vergangenen Bilanzvorlage der RWE wird klar, dass auch dieser Konzern durch die immer stärker werdende Rolle der Erneuerbaren im Strommarkt negativ beeinflusst wurde. Inzwischen sind 35 bis 40% des gesamten konventionellen Kraftwerkspark von RWE als defizitär zu betrachten, da sie unter den gegebenen Marktpreisen von durchschnittlich 32 €/MWh nicht mehr kostendeckend operieren. Die konventionelle Kraftwerkssparte „RWE Generation“ konnte 25% des Gewinnes 2014, nämlich 4 Mrd. €, durch den Handel am Terminmarkt erzielen. Für das Jahr 2015 kalkuliert der Essener Konzern nur noch mit einem Gesamtgewinn von 6,1 bis 6,4 Mrd. € vor Steuern und Abschreibungen im Vergleich zu 7,1 Mrd. € im vergangenen Jahr. Für die Zukunft setzt RWE auf Einsparungen durch Effizienz und auf die Erneuerbaren. Insgesamt wurden bereits 1,4 Mrd. € durch Effizienzmaßnahmen eingespart. Auf der anderen Seite investierte der Konzern 750 Mio. € im vergangenen Jahr insbesondere in den Ausbau der Windenergie, wobei bis 2017 noch 1 Mrd. € folgen soll. Auch im Bereich der Kraftwärmekopplung sowie Energiedienst-

leistungen rund um die „Smarthome“ Produkte ist der Konzern gut aufgestellt. Nicht zuletzt wurde der Online-Vertrieb von Strom „Eprimo“ in den vergangenen Jahren erfolgreich betrieben.

Offshore-Windenergie auf dem Weg zur Wettbewerbsfähigkeit mit den Konventionellen

Leicht über 10 ct/kWh sollen an der dänischen Küste ausreichen

Der Vattenfall-Konzern hat die Ausschreibung für den geplanten Offshore-Windpark Horns Rev 3 mit einem äußerst niedrigen Preisangebot von 10,31 ct/kWh gewonnen. Das ist mit Abstand der preiswerteste Park, der bisher geplant wurde. Dieser Preis soll nach voraussichtlicher Inbetriebnahme in 2017 für eine festgesetzte Strommenge ausgezahlt werden. An dem geplanten Standort sollte diese nach elf bis zwölf Betriebsjahren erreicht werden. Zum Vergleich: der preiswerteste Offshore Windpark vor Großbritannien wird immerhin mit 15,33 ct/kWh vergütet und auch im restlichen europäischen Raum sucht das neue 400 MW Projekt seinesgleichen. Auch im Vergleich zu Deutschland, wo sich Offshore-Windparkbetreiber noch bis 2020 entscheiden dürfen, ob ihr Windpark entweder acht Jahre mit 18,4 ct/kWh oder zwölf Jahre mit 15,4 ct/kWh entlohnt wird, steht das neue Projekt günstig dar. Allerdings hat die dritte Ausbaustufe von Horns Rev (bisher 370 MW) günstige Rahmenbedingungen. So ist der Windpark nur 20 km westlich der dänischen Küste

angesiedelt und wird in Wassertiefen von 6 bis 14 m errichtet.

Verschiedene Nachrichten aus der internationalen nachhaltigen Wirtschaft

Großbritannien hat hohe Ausbauzahlen im Erneuerbare-Energien-Sektor

Großbritannien hat im vergangenen Jahr 19,2% der gesamten generierten elektrischen Energie durch Erneuerbare gewonnen. Das bedeutet im Vergleich zu 2013 einen Anstieg von 4,3%. Weiterhin sind die CO₂-Emissionen auf dem Inselstaat in 2014 um 8,4% gesunken, wobei auch der Energieverbrauch insgesamt deutlich niedriger war. Um dem weiteren Zubau der volatilen Erneuerbaren gerecht zu werden, haben sich Übertragungsnetzbetreiber aus Norwegen und Großbritannien auf den Bau eines 730 km langen Unterwasserseekabels geeinigt, das bis zu 1,4 GW transportieren kann. Auch der Solarsektor hat in Großbritannien im vergangenen Jahr einen hohen Zubau erlebt. Aufgrund der endenden Förderungen für Solarkraftwerke größer 5 MW wollten viele Betreiber ihre Kraftwerke vor dem 1. April ans Netz anschließen.

Bis 2016 möchte China einen nationalen CO₂-Emissionshandel aufbauen, der bei Markteintritt die weltweiten Preise stark beeinflussen wird. Mexiko hat sich als erstes Entwicklungsland zu einer Reglementierung im CO₂-Ausstoß entschlossen. Bis 2026 sollen die Emissionen gedeckelt werden, jedoch gibt es noch keine konkreten Zahlen.



Kaliforniens Großkraftwerkspark bestand 2014 erstmals zu über 5% aus Solarkraftwerken und ist mit diesem Erfolg der erste Bundesstaat in den USA. Die britische Green Investment Bank entschied sich jüngst zu Investitionen in Höhe von 298 Mio. \$ für Projekte mit niedrigen CO₂-Emissionen in Afrika und Indien.

Matthias Willenbacher verlässt Vorstand der juwi AG

Unternehmensgründer zieht sich aus dem operativen Geschäft zurück

Mit Matthias Willenbacher zieht sich einer der beiden Gründer der juwi AG aus dem operativen Geschäft zurück. Er ist zum 31.03.2015 aus dem Vorstand des Projektentwicklers ausgeschieden. Der zweite Gründer Fred Jung bleibt als Vorstandsvorsitzender in der operativen Verantwortung und leitet das Unternehmen zukünftig gemeinsam mit den beiden bisherigen Vorstandsmitgliedern Stephan Hansen und Marcus Jentsch. Willenbacher hatte das Unternehmen

1996 gemeinsam mit Jung in Wörrstadt gegründet und in den vergangenen beiden Jahrzehnten zu einer weltweit tätigen Gruppe ausgebaut. Er bleibt weiterhin Miteigentümer der juwi AG und sieht das Unternehmen für die Zukunft gut aufgestellt, nicht zuletzt durch die Ende letzten Jahres geschaffene Partnerschaft mit der Mannheimer MVV Energie.

Haftungsausschluss & Copyright:

Sämtliche Informationen des 4initia Newsletters wurden mit höchster Sorgfalt erstellt. Für die Vollständigkeit, Richtigkeit und Aktualität der Daten kann jedoch keine Gewähr übernommen werden. Alle Inhalte des 4initia Newsletters sind urheberrechtlich geschützt. Jede Verwertung außerhalb der engen Grenzen des Urheberrechts ist ohne Zustimmung von der 4initia GmbH unzulässig. Dies gilt insbesondere für Vervielfältigungen, Speicherung in elektronischen Systemen und das Weiterleiten per E-Mail.