

"We are the first generation to feel the impacts of climate change and we are the last generation to do something about it."
Jay Inslee - governor of Washington state

NEWS **LETTER**

Dezember 2015

12/2015

Rätselraten um Rückbaukosten Strompreisrückblick November 2015 Enercity übernimmt 52-MW-Windpark Groß Eilstorf Stadtwerke Stuttgart erwerben zwei Windparks in Brandenburg Energiekontor AG verkauft Windpark Appeln Saskatchewan plant 800 MW Zubau in Windenergie China baut Windpark in Argentinien GE schließt Kauf der Energiesparte von Alstom ab Neue technologische Entwicklungen bei Enercon und Senvion Windrekord in Deutschland EEG-Abreglung auf Rekordhoch Ausbau der Windenergie in Deutschland deutlich unter Vorjahresniveau

Rätzelraten um Rückbaukosten

Eine Kalkulation für neue Windparks problematisch

Von Alexandra Masherova

Das Thema Rückbau von Windenergieanlagen rückt in Deutschland von Jahr zu Jahr mehr in den Fokus. Im Jahr 2014 wurden 544 Windenergieanlagen zurück gebaut, dies entspricht insgesamt rund 364 MW. Im ersten Halbjahr 2015 wurden 158 Windmühlen abgerissen. Auf den ersten Blick sieht dies im Vergleich zum Vorjahr nach wenig aus. Es ist jedoch zu berücksichtigen, dass der meiste Abbau zum Jahresende stattfindet. Zum einen hängt der Rückbau mit der Errichtung neuer Anlagen im Rahmen des Repowerings zusammen. Besonders in diesem Jahr ist viel Zubau inkl. Repowering bis zur ersten Degression der EEG-Vergütung am 01.01.2016 zu erwarten. Zum anderen wird bei den Windparks, die das 20. volle Betriebsjahr erreichen, die noch bis zum 31.12. gesicherte EEG-Vergütung erwirtschaftet.

Nach dem Stand der Altersstruktur aus dem letzten Jahr ist fast ein Viertel des Gesamtbestandes in Deutschland, gemessen in WEA-Anzahl, älter als 15 Jahre. Gemessen in Leistung ist der Anteil natürlich wesentlich geringer, da zu den alten Maschinen auch alte Anlagen der kW-Klasse (also unter 1 MW) gehören. Beim Thema Rückbau geht es aber hauptsächlich um Masse statt Klasse. In den nördlichen Bundesländern mit der längsten Windenergiegeschichte sind nach Statistiken aus dem letzten Jahr über 5.000 Windkraftanlagen mehr als

15 Jahre alt, rund 70% haben die Hälfte der geplanten Betriebszeit hinter sich. Immer mehr Windparks kommen von Jahr zu Jahr zum Betriebsende oder in das potenzielle Repowering-Alter, das für 2014 im Durchschnitt bei 17 Jahren lag. An windstarken Standorten lohnt sich das Repowering unter Umständen noch früher. Zum Beispiel, wenn ein starker Zubau mit modernen großen Turbinen in Hauptwindrichtung die geplanten Erträge für den alten Park unmöglich macht, oder beim frühen Auslaufen der erhöhten Anfangsvergütung.

Allgemein sind die Gründe für Repowering vielfältig: Neue Anlagen haben deutlich bessere Energieerträge und eine höhere Netzverträglichkeit als die Altanlagen. Zudem kann durch die Verringerung der Anlagenanzahl die Immissionsbelastung verringert werden. Dazu zählt auch die optische Wirkung der Anlagen:

Die geringere Drehzahl sorgt für eine verträglichere optische Wahrnehmung. Während ältere Windkraftanlagen noch eine Drehzahl von 40-60 U/min haben, beträgt die Drehzahl bei modernen Anlagen 10-20 U/min. Ein weiterer Vorteil von Repowering ist die Tatsache, dass die Standortsuche entfällt und die vorhandene Infrastruktur, wie Zuwegung und Netzanschluss, ggf. genutzt werden kann. Der Zugang zu den bereits erschlossenen ertragsreichen Flächen und überhaupt die Flächenknappheit werden für ein Wachstum des Anteils des Repowerings an der Gesamtinstallation sorgen – bereits im letzten Jahr hatte das Repowering einen Anteil von rund 24% am Bruttozubau.

Beim Repowering, vor allem bei Standorten, die eins zu eins ersetzt werden, kommt es zu wesentlichen Kostensparnissen im Rückbau der Altanlagen,



da diese faktisch in einen Ersatzbau umgewandelt wird. Die Kosten für Errichtungs- und Rückbauinfrastruktur wie temporäre Wege und Kranstellflächen sowie für Erdarbeiten und Kraneinsatz fallen dann nur einmal an und können bereits von der Baufinanzierung des Nachfolgewindparks abgedeckt werden. Generell entstehen beim Rückbau Kosten für Kraneinsatz, temporäre Zuwegung, Transport, Logistik etc. sowie für das eigentliche Recycling der Komponenten. Hier kann man mobile und immobile Hauptkomponenten einer WEA unterscheiden: Während das Maschinenhaus und die Rotorblätter an einem neuen Standort weiter laufen können, können Turm und Fundament nicht umziehen und nur soweit möglich recycled werden. Die mobilen Komponenten wie Getriebegruppe oder Generatorteile können als komplette Second-hand-Anlage oder als Ersatzteile wiederverwendet oder ebenfalls recycled werden. Ihr Schicksal hängt vor allem vom WEA-Typ, Alter und Zustand ab. Nicht funktionsfähige, zu alte Komponenten sowie Komponenten seltener, nicht mehr bestehender Anlagentypen können nur durch Erlöse aus Recycling der Wertstoffe die Rückbaukosten reduzieren. Höchstes Wertpotenzial haben gut erhaltene Anlagen etablierter, bewährter WEA-Typen mit ausreichend Design-Restlaufzeit. Die aus wirtschaftlichen Repowering-Gründen abgebauten Enercons, Vestas, GEs etc. finden ihr zweites Leben hauptsächlich in Ost- und Südeuropa, Zentralasien und im Mittleren Osten.

Bei der geplanten maximalen Betriebsdauer eines Windparks muss auf jeden Fall zunächst mit dem wertniedrigsten Szenario kalkuliert werden, dem Rückbau. Je nach Bauweise, vor allem abhängig vom Getriebekonzept und Turmtyp, sind die eingesetzten Materialien und vor allem deren Gewichtsanteile sehr unterschiedlich. Davon hängen die Entsorgungskosten von glasfaserverstärktem Kunststoff (GfK), Beton und Elektroschrott und die Recyclingerlöse der Metalle ab. Unter den Hauptmaterialien ist GfK, verwendet in Gondeln und den Rotorblättern, das Material mit den höchsten Entsorgungskosten pro Gewichtseinheit. Das Gesamtgewicht dieser Komponente liegt bei den meisten WEA jedoch unter 50 t. Fundament und Turm weisen einen großen Anteil an Beton auf, welcher verhältnismäßig günstig entsorgt werden kann, allerdings in großer Masse anfällt. Erlöse werden vor allem durch den Verkauf von Edelmetallen wie Kupfer erzielt, aber auch Aluminium, Stahl oder Elektrobauteile können gewinnbringend dem Recycling zugeführt werden. Der größte Kostenfaktor ergibt sich durch Krankosten und Personal auf der Baustelle. Der benötigte Krantyp und die Komplexität der Baustelle sind standortabhängig. Auch ein Puffer für Unvorhergesehenes muss mitkalkuliert werden. Aus der bereits gesammelten Rückbauerfahrung nennen die Fachfirmen folgende technische Gründe für unerwartet hohe Rückbaukosten:

- viel Korrosion => andere Krantechnik erforderlich für nicht lösbare Schraubverbindungen
- viel Dichtmittel => Erschwerung der Demontage
- härterer Beton im Fundament als erwartet => evtl. Lockerungssprengungen nötig

- Einbau ungleicher Komponenten während eines Komponententausches, höheres Gewicht einzelner Komponenten
- längere Transportzeit als erwartet (Verzögerungen aufgrund von Prüfungen der Genehmigungen)
- zu kleine Wege und Kranstellflächen für die Kräne.

Bei der wirtschaftlichen Bewertung im Rahmen der Projektentwicklung oder einer Transaktion ist allerdings eine Kostenannahme für den Rückbau am Ende der geplanten Betriebslaufzeit nötig. Diese bestimmt die Höhe der Rückbaureserve und bis zur Genehmigungserteilung die Höhe der Rückbauavalprovision. Die tatsächliche Höhe der Rückbaukosten von modernen Anlagen der 3-MW-Klasse ist noch unbekannt und bleibt eine relativ subjektive Annahme in der Größenordnung von 100.000 bis 300.000 Euro. Die Kostenschätzungen der Hersteller Vestas, Senvion, Nordex und GE für ihre gängigen Modelle mit 2,3 MW- bis 3,3 MW-Generator und 120 m bis 140 m hohem Turm variieren mit Werten zwischen 85.000 und 140.000 Euro auch signifikant. Neben den Unterschieden in der Bauausführung der Anlagen liegt dies an den angenommenen Preisprognosen für Entsorgung bzw. für Recyclingmaterial. Auch in einer kurzfristigen Betrachtung unterliegen die Schrottpreise starken Preisschwankungen und sind sowohl von Region als auch der Saison abhängig. Nahezu ähnlich verhält es sich mit den Kosten für die Entsorgung. Diese sind stark von der Konjunktur abhängig und können daher innerhalb eines Jahres um bis zu 30% schwanken. In Zukunft werden sich die Kosten und Erlöse für die Entsorgung aufgrund der Weiterentwicklung des Recyclings sowie Lern- und Skaleneffekte bei den Fachfirmen weiter verändern.

Komponente	Erlöse	Kosten	Saldo in €
Rotor	Stahlschrott	Entsorgung GFK	-30.000
Gondel	Kupfer, Stahlschrott	Entsorgung GFK	+25.000
Turm (Stahlteile)	Stahlschrott, Aluminium, Kupfer	-	+30.000
Turm (Betonteile)	Bewehrung, Spannstahl	Entsorgung Beton	-10.000
Schaltanlage, Trafo	Elektroschrott	-	-5.000
Fundament	Bewehrung	Entsorgung Beton	-30.000
Kranstellfläche	-	Entsorgung Schotter	-10.000
Baustelle	-	Personal, Kran, Diverses	-100.000
Gesamt pro WEA			-130.000

Bei einer vergleichenden Wirtschaftlichkeitsrechnung für die Auswahl des WEA-Typen werden die Differenzen in den Schätzungen der Hersteller durch die Annahme eines universellen Kostensatzes vernachlässigt. Bei dieser Vorgehensweise finden jedoch weder die Unterschiede in der Bauweise und dem Materialeinsatz, noch in den Materialpreisprognosen Berücksichtigung. Korrekt wäre die Kalkulation der Rückbaukosten auf Basis der Angaben der Hersteller zu den Gewichten der Baustoffe und einer Annahme zu den Preisen pro Tonne der verbauten Recycling- bzw. Entsorgungsstoffe. So ist es elementar unterschiedlich, ob ein Beton- oder Stahlurm rückzubauen ist. Während für das Betonrecycling aktuell (noch) hohe Kosten anfallen, kann bei der Verschrottung eines Stahlurmes von Erlösen ausgegangen werden.

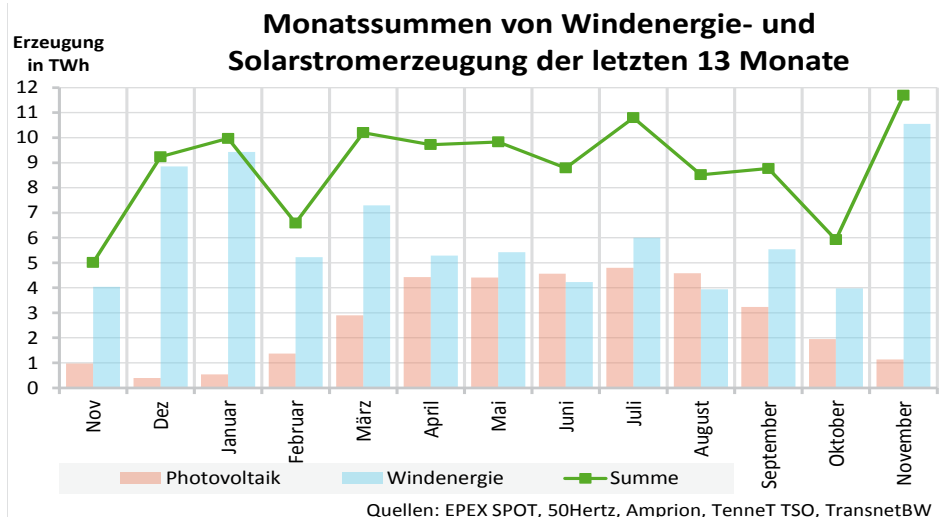
Auch die Genehmigungsbehörden benötigen eine Schätzung der Rückbaukosten, um mittels einer Sicherheitsleistung, zumindest in Form einer selbstschuldnerischen Bürgschaft der Bank, den Rückbau inklusive der Beseitigung der Bodenversiegelung sicherzustellen. Bei der LUGV Süd (Landesamt für Umwelt, Gesundheit und Verbraucherschutz) zum Beispiel findet man folgende Vorgehensweise: 40% der Herstellungskosten der WEA werden als fiktiv anrechenbarer Bauwert berücksichtigt (§ 3 Abs.

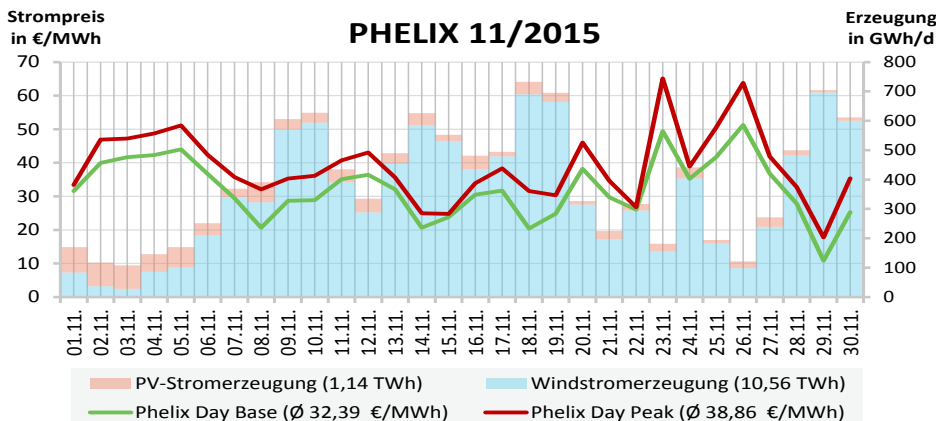
2 Satz 3 BgBauGebO). Davon werden 10% als erforderliche Sicherheitsleistung angesetzt. Bei einer Anlage im Wert von vier Millionen Euro muss der Betreiber 160.000 € für Rückbau vorsehen. Die Hessische Landesregierung kalkuliert hingegen mit dem Satz 1.000 € pro Meter der Nabenhöhe. Bei der gleichen Anlage, angenommen sie hat einen 140 m hohen Turm, kommen in Hessen 140.000 € zusammen. Hier besteht heutzutage noch kein einheitliches Vorgehen. Bei einer Abweichung zwischen Sicherheitsleistung und Herstellerschätzung wird in der Regel der höhere Wert der Bewertung eines genehmigten Windparks zugrunde gelegt. Aus der Perspektive eines 20- bzw. bei manchen Anlagen 30-jährigen Betriebs und angesichts der wechselhaften

Konjunktur ist es kaum möglich, eine zutreffende Kalkulation der Rückbaukosten schon in der Planungsphase eines Windparks durchzuführen. Dazu kommen die starke Innovationskraft und die generelle Anstrengung, Ressourceneffizienz in der Windenergiebranche auszubauen, die zu günstigeren und umweltfreundlicheren technischen Lösungen führen können. Es kommt eher darauf an, die Entwicklung der Rückbaukosten zu beobachten, um eigene Schätzungen zu validieren und die Höhe der Rückbaureserve gegebenenfalls anpassen zu können. Hierfür wäre mehr Transparenz im jungen Markt wünschenswert.

Strompreisrückblick November 2015

Der November 2015 zeichnete sich durch neue Rekorde und große Schwankungen aus. Mit den eingespeisten fast 10,6 TWh Strom überschritt die Windenergie zum ersten Mal die 10-TWh-Schwelle. Die beiden Erneuerbaren Wind und Sonne lieferten mit ca. 11,7 TWh mehr Strom als je zuvor und auch zum ersten Mal mehr als die übliche Hauptstromquelle Braunkohle





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

mit „nur“ 10,2 TWh. Dabei ist der Beitrag der Photovoltaik im dunklen November sehr gering: nur 1,1 TWh kamen in 30 Tagen zusammen, pro Tag wurden im Durchschnitt keine 38 MWh eingespeist. Über das Neunfache produzierten täglich die bundesweit aufgestellten Windenergieanlagen. Allein an den zwei windreichsten Tagen am Ende des Monats speisten die Windparks mehr ein, als die PV-Anlagen während des ganzen Monats. Auch im November kam es vor, dass die maximale Windeinspeisung auf die minimale Nachfrage eines Sonntags traf. Mit den rund 697 TWh, die die Netze von den Windenergieanlagen aufnehmen konnten, fiel der Spotpreis Phelix Day Base am stürmischen Sonntag des 29.11., auf sein Monatsminimum von 10,8 €/MWh. Noch drei Tagen zuvor lag er bei über 50 €/MWh, aber auch die Erneuerbaren-Einspeisung war mit ca. 122 MWh an dem Tag sehr gering. In der gleichen Woche erreichte der Day Peak Preis die höchsten Werte seit fast zwei Jahren – über 60 €/MWh. Der Durchschnittspreis auf der EPEX SPOT für die Region DE/AT liegt jedoch trotzdem unter dem November-Niveau der letzten zwei Jahre, bei 32,4 €/MWh im Tagesdurchschnitt und 38,9 €/MWh für die Hauptnachfragestunden 9-20 Uhr. Der Preisrückgang im Vergleich zum EE-armen Oktober ist nicht

so hoch, wie man erwarten konnte: Bei der fast doppelt so hohen Einspeisung im November aus Wind- und PV-Anlagen sank der Phelix Day Base ggü. Oktober um 18% und Day Peak um 13% und kehrten somit fast auf die Jahresdurchschnittswerte zurück.

Enercity übernimmt 52-MW-Windpark Groß Eilstorf

Windenergie-Kapazität des Unternehmens durch Übernahme verdoppelt

Enercity hat den Windpark Groß Eilstorf übernommen. Der Windpark auf der Gemarkung Walsrode besteht aus 17 WEA des Typs Vestas V112-3.0. Der Windpark wurde Ende 2011 in Betrieb genommen, die Gesamtleistung beträgt 52,3 MW. Mit der Übernahme konnte enercity seine Windenergie-Kapazität mehr als verdoppeln. Insgesamt kann die Stromproduktion aus Windenergie auf 200 Mio. MWh gesteigert werden. Bis zum Jahr 2025 will das Unternehmen über ein Drittel der erzeugten erneuerbaren Energien mit eigenen WEA decken. Die Betriebsführung des Windparks erfolgt ab sofort komplett

durch enercity.

Stadtwerke Stuttgart erwerben zwei Windparks in Brandenburg

Lieskau I und II sollen bis zu 52 GWh pro Jahr produzieren

Die Stadtwerke Stuttgart haben zwei Windparks in Brandenburg gekauft. In den Windparks Lieskau I und II stehen insgesamt sieben WEA des Typs Vestas V112, die jährlich etwa 52.000 MWh Strom produzieren sollen. Geplant und errichtet wurden die Windparks von der Unternehmensgruppe UKA Umweltgerechte Kraftanlagen GmbH. Sie wird auch in Zukunft im Auftrag der Stadtwerke Stuttgart die Betriebsführung übernehmen. Zudem plant die UKA, in der Region noch weitere WEA zu errichten. Die Besonderheit des Standorts ist die Lage in einem Nutzwaldgebiet.

Energiekontor AG verkauft Windpark Appeln

Verkaufsziel für 2015 nach Veräußerung von fünf Windparks erreicht

Die Energiekontor AG hat kurz nach dem Verkauf des Windparks Lunestedt auch einen Vertrag zur Veräußerung des Windparks Appeln abgeschlossen. Der Windpark im Landkreis Cuxhaven besteht aus vier GE 2.85-103 WEA mit einer Nabenhöhe von 98 m und einer Gesamtleistung von 11,4 MW. Die Inbetriebnahme ist für Ende 2015 geplant. Das Gesamtinvestiti-

onsvolumen für den Windpark liegt bei rund 21 Mio. Euro. Käufer ist die Chorus Clean AG aus Neubiberg bei München, welche auch Solarparks betreibt und seit Oktober an der Börse notiert ist. Mit dem Kauf wurden erstmals Erlöse aus dem Börsengang eingesetzt. Die Energiekontor AG hat damit ihr Verkaufsziel für das Jahr 2015 erreicht. Insgesamt wurden fünf Windparks mit einer Leistung von insgesamt rund 70 MW veräußert.



Saskatchewan plant 800 MW Zubau in Windenergie

Bis 2030 sollen 30% der Stromerzeugung aus Windenergie stammen

Die kanadische Provinz Saskatchewan hat sich ambitionierte Ziele für den Ausbau erneuerbarer Energien gesetzt. Laut Energieminister Bill Boyd soll die Provinz bis 2030 50% des erzeugten Stroms aus erneuerbaren Energiequellen gewinnen. Zur Verwirklichung des Ziels wird der öffentliche Stromversorger SaskPower Technologien für erneuerbare Energien durch gezielte Programme fördern. Der momentane Bestand von etwa 200 MW wird 2016 zunächst mit einer Ausschreibung von 100 MW erweitert. Bis 2030 sollen weitere 800 MW hinzukommen, womit Windkraft 30% der gesamten Stromerzeugung Saskatchewan ausmachen würde. Neben der Windenergie wird auch im Bereich der Photovoltaik zugebaut, zusätzlich sollen Machbarkeitsstudien für Geothermieprojekte erstellt werden. Momentan liegt der Anteil erneuerbarer Energien in Saskatchewan mit 1,1 GW bei 25%. 5% davon werden durch Windenergie bereitgestellt, 20% durch Wasserkraft.

Auch die Provinz Alberta erklärte bis 2030 30% der Stromerzeugung durch erneuerbare Energien breitstellen zu wollen. Dazu soll parallel der Kohleausstieg erfolgen. Im Jahr 2014 stammten noch 55% des in Alberta erzeugten Stroms aus Kohlekraftwerken. Förderprogramme und spezifische Ausbauziele wurden bisher noch nicht bekannt gegeben.

China baut Windpark in Argentinien

200 MW Zubau mit Goldwind-Anlagen geplant

Bereits Anfang 2015 hat die Regierung Argentiniens mit einem Vertreter des chinesischen Windenergie-Zulieferers Sinowind ein Abkommen zum Bau eines 200 MW großen Windparks in Patagonien unterzeichnet. Damit wird in Argentinien zum ersten Mal ein Windpark durch ein chinesisches Unternehmen realisiert. Die Finanzierung der Investitionen von rund 440 Mio. US-Dollar wird den neuesten Berichten zufolge über chinesische Banken laufen. Die WEA sollen vom chinesischen Hersteller Goldwind geliefert werden.

Sinowind selber produziert Rotorblätter. Das Projekt soll im Jahr 2016 ans Netz gehen. Momentan schöpft Argentinien die großen Potentiale für Windenergie im eigenen Land kaum aus. Bis Ende 2014 waren etwa 270 MW installiert, was die Dimension des Projektes für Argentinien verdeutlicht. Das Nachbarland Brasilien hat allein im Jahr 2014 einen Zubau von 2.700 MW verzeichnet, bis Ende 2014 waren dort Windparks mit einer Gesamtleistung von über 5.900 MW am Netz.

GE schließt Kauf der Energiesparte von Alstom ab

Französischer Konkurrent wird für 9,7 Mrd. Euro übernommen

Knapp 15 Monate nach der Vereinbarung des Geschäfts hat General Electric den Abschluss des Kaufs der Energiesparte des französischen Konkurrenten Alstom bekanntgegeben. Im vergangenen Jahr hatten sich GE und Siemens eine Bieterschlacht um Alstoms Energiesparte geliefert, bei der sich GE schlussendlich durchsetzen konnte. Nachdem die

Konzerne eingewilligt hatten, den Kaufpreis um 300 Mio. Euro zu senken, hatte die EU-Kommission dem Deal Anfang September zugestimmt. GE musste insbesondere auf die Verträge zur Wartung der Elektrizitätswerke von Alstom verzichten, welche sehr lukrativ sind. Alstom wird sich künftig auf den Transportbereich konzentrieren und übernimmt die Bahnsignalsparte von GE für 700 Mio. Euro.

Neue technologische Entwicklungen bei Enercon und Senvion

Besonders netzverträgliche WEA von Senvion, Schwachwind-Turbinen von Enercon

Enercon und Senvion, zwei der größten WEA-Hersteller in Deutschland, berichten über neue technologische Entwicklungen. Enercon kündigt Turbinen für zwei Leistungsklassen an, welche für Windklasse-III-Gebiete (Schwachwindstandorte) ausgelegt sind. Dabei sollen die neuen WEA eine deutliche Steigerung des Jahresenergieertrages bei Erhaltung eines niedrigen Schalleistungspegels mit sich

bringen. Die WEA E-141 EP4 und E-103 EP2 ergänzen die Produktpalette der 4-MW-Klasse und der 2-MW-Klasse. Mit der E-141 EP4 wird Enercon die WEA mit dem aktuell längsten Onshore-Rotorblatt auf dem Markt anbieten. Das Profil des Rotorblatts soll eine höhere Robustheit gegen Verschmutzungen, eine Optimierung der aerodynamischen Effizienz, sowie niedrige Schallemission aufweisen. Nach Angaben des Auricher Herstellers soll die WEA mit einer Nennleistung von 4,2 MW an relativ windschwachen Standorten mit 6,5 m/s mittlerer Windgeschwindigkeit einen Jahresenergieertrag von über 13 Mio. kWh erwirtschaften und dabei einen Schallemissionswert von 105,5 dB(A) haben. Die E-103 EP2 weist eine Nennleistung von 2,35 MW und einen Schalleistungspegel von 105,0 dB(A) auf. Der Jahresenergieertrag soll in Abhängigkeit von den Windverhältnissen am Standort bis zu zehn Prozent höher sein als bei der E-92. Der Beginn der Serienfertigung beider WEA ist für 2017 geplant. Der Hamburger Hersteller Senvion hat im Kreis Nordfriesland mit seiner ersten installierten 3.4M114 NES (Next Electrical System) erstmals Strom ins Netz eingespeist. Der Anlagentyp wurde konzipiert, um den Stromnetzanforderungen gerecht zu werden, welche ab 2017 durch die

Umsetzung der TAB Hochspannung bei Anschluss an das Hochspannungsnetz gelten. Die neue Anlage baut auf das Design der 3.XM DFIG (Doubly Fed Induction Generator) auf, von der weltweit bereits mehr als 600 installiert wurden. Das neue elektrische System der 3.4M114 NES ermöglicht es zudem, den Rotor im Teillastbereich optimal zu betreiben und so im schalloptimierten Bereich mit höherem Ertrag zu arbeiten.

Windrekord in Deutschland

Windeinspeisung erreicht historischen Höchstwert

Die Windenergieleistung hat am 18. November mit 32.600 MW einen neuen Rekordwert erreicht. Der Übertragungsnetzbetreiber TenneT teilte am 19. November mit, dass knapp 14.000 MW und somit 43% der Gesamtmenge im eigenen Netzgebiet aus Windparks eingespeist wurden. Die Windeinspeisung bewegt sich im TenneT-Gebiet seit dem 9. November zwischen rund 9.000 und 14.000 MW. Der höchste bisher verzeichnete Wert wurde mit 29.000 MW im Dezember 2014 erreicht.

EEG-Abregelung auf Rekordhoch

Abregelungen 2014 so hoch wie in den Jahren 2009 bis 2013 zusammen

Die Bundesnetzagentur (BNetzA) hat die jährliche Auswertung „EEG-in-Zahlen“ für



2014 veröffentlicht. BNetzA-Präsident Johann Homann teilte mit, dass 2014 so viel Strom aus erneuerbaren Energien abgeregelt wurde, wie in den Jahren 2009 bis 2013 zusammen. „Dies entspricht knapp über einem Prozent der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien mit zunehmender Tendenz“ berichtete Homann weiter. Erstmals enthält der Bericht auch eine detaillierter Auswertung zur Abregelung der Stromerzeugung. Diesem zufolge liegt die Hauptursache der Abregelungen von insgesamt etwa 1,6 TWh in Engpässen im Übertragungsnetz. Vor allem die WEA der nördlichen Bundesländer waren dadurch betroffen. Die Entschädigungszahlungen belaufen sich auf insgesamt rund 82,7 Mio. Euro.

Ausbau der Windenergie in Deutschland deutlich unter Vorjahresniveau

Fachagentur Windenergie an Land geht von ca. 1 GW weniger Zubau als 2014 aus

Die Fachagentur Windenergie an Land prognostiziert für das Jahr 2015 einen deutlichen Rückgang des Zubaus im Vergleich zum Vorjahresniveau. Auf Grundlage der vorliegenden Daten im Anlagenregister der Bundesnetzagentur bis Ende September wird von einem Gesamtbruttozubau von etwa 3.600 MW ausgegangen. Auch wenn dieser Wert der zweithöchste wäre, den

es bis dato bundesweit beim Ausbau der Windenergie gegeben hat, kommt er einem Rückgang von etwa 1.000 MW gegenüber dem Rekordjahr 2014 gleich, in dem ein Zubau von 4.750 MW gemeldet wurde. In den ersten drei Quartalen des laufenden Jahres wurden WEA mit einer Gesamtleistung von 1.820 MW gemeldet. Momentan liegen für den Rest des Jahres Genehmigungen für etwa 800 WEA mit einer Gesamtleistung von 2.160 MW vor. Allerdings ist nicht davon auszugehen, dass alle WEA noch in diesem Jahr ans Netz gehen werden. Das jährliche Zubauziel der Bundesregierung von 2.500 MW wird zwar deutlich überschritten, die Analyse der Fachagentur zweifelt jedoch daran, ob dies auch in den kommenden zwei Jahren noch der Fall sein wird. Vor allem in Bayern und Schleswig-Holstein waren die Genehmigungen für WEA im dritten Quartal deutlich zurückgegangen. Das lag zum einen an der umstrittenen 10-H-Abstandsregelung in Bayern, zum anderen am geänderten Landesplanungsrecht in Schleswig-Holstein. Bayern gehörte in den vergangenen zwei Jahren zu den fünf Bundesländern mit dem größten Zuwachs beim Ausbau der Windenergie. Mehr als ein Viertel der neu installierten Leistung gingen im letzten Jahr in Schleswig-Holstein ans Netz. In den beiden Ländern waren im dritten Quartal jeweils nur 11 MW und 15 MW neu genehmigte Leistung verzeichnet worden. Auch in Brandenburg steht möglicherweise ein Einbruch im Ausbau der Windenergie bevor. Das Oberverwaltungsgericht Berlin-Brandenburg könnte den Landesentwicklungsplan, der zuvor bereits schon einmal aufgehoben wurde, erneut kippen. Als Folge wären auch die Regionalpläne zum weiteren Windenergieausbau hinfällig. Sollte dieses Szenario eintreten, so ist es wahrscheinlich, dass die Landesregierung Brandenburgs zu Einzelgenehmigungsverfahren

übergeht, wie auch Schleswig-Holstein. Den stärksten Zuwachs bei WEA an Land verzeichnete bis Ende Juni 2015 dennoch das Land Schleswig-Holstein mit einem Zubau von 120 MW bzw. einem Anteil von 30% am bundesweiten Zubau in der Windenergie. Die größten Zubauraten bei PV-Anlagen lagen mit 309 MW oder 20% des bundesweiten Zubaus in Bayern. Die durch das EEG geförderten Anlagen kamen Ende Juni 2015 auf eine Gesamtleistung von 89 GW. Die direkte Vermarktung von EEG-Strom am Markt hat auch 2014 zugenommen und 63% der Jahresarbeit von EEG-Anlagen wird dadurch abgedeckt.

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.