



NEWS **LETTER** März 2013

3/2013

Quo Vadis Energiewende Monatsrückblick: Strompreisentwicklung im Februar 2013 IWB erwirbt 15 Windkraftanlagen von Saxovent-Notus Gruppe Größter Windpark Bayerns mit erster Anlage am Netz Mainova kauft 23,4 MW-Solarpark in Schleswig-Holstein Finanzierungsverträge für Offshore-Windpark Butendiek unterzeichnet Bau des Offshore-Projektes Riffgat schreitet voran Windreich unter Druck Deutsche Bahn wird immer grüner Comeback der Kohlekraftwerke

Quo Vadis Energiewende

Diskussion um die Strompreisbremse alarmiert die Branche der Erneuerbaren Energien

von Matthias Pallutt

Was Ende Januar mit einer Äußerung von Umweltminister Altmaier zur Deckelung der EEG-Umlage begann, hat inzwischen innerhalb der Branche der Erneuerbaren Energien weite Kreise gezogen. Offenbar waren Altmaiers Vorschläge nur die Andeutung eines grundsätzlichen Umschwenkens innerhalb der Regierungskoalition hinsichtlich der Gestaltung der politischen Leitlinien des Ausbaus der Erneuerbaren Energien.

Seither haben sich Wirtschaftsminister Rösler und Umweltminister Altmaier auf gemeinsame Vorschläge zur Umgestaltung der Ökostromförderung geeinigt, womit die beabsichtigten Änderungen jedoch immer noch recht vage bleiben. Der drastische Anstieg der EEG-Umlage von 3,59 ct/kWh auf 5,28 ct/kWh hat offenbar dazu geführt, dass in der Energiepolitik die Akzente stärker bei der Begrenzung des Strompreisanstieges als beim Umbau der Energieversorgung gesetzt werden. Ob die im Raum stehenden Vorschläge dazu geeignet sind, erscheint aus heutiger Sicht jedoch fraglich.

Die Vorschläge im Detail...

Ausgangspunkt ist das formulierte Ziel, die derzeitige EEG-Umlage in Höhe von 5,28 ct/kWh im Jahr 2014 zu stabilisieren und danach nur noch eine Steigerung um 2,5% p.a. zuzulassen. Um dies zu erreichen, soll die Vergütung

für Neuanlagen, die ab 1. August 2013 in Betrieb gehen, in den ersten fünf Monaten ab ihrer Inbetriebnahme auf den Marktwert des Stroms reduziert werden, was auf eine Absenkung auf ca. 4 ct/kWh bis 5 ct/kWh hinausläuft. Welcher Logik dieser Vorschlag folgt, sei dahin gestellt. Photovoltaikanlagen sind von dieser Regelung jedoch ausdrücklich ausgenommen. Ab dem sechsten Monat sollen Onshore-Windanlagen eine Vergütung von 8 ct/kWh erhalten. Die bisher gewährten Boni für Systemdienstleistungsfähigkeit und Repowering sollen ersatzlos gestrichen werden. Zusätzlich soll das Referenzertragsmodell, das die Dauer der erhöhten EEG-Vergütung regelt, überarbeitet werden, wobei konkrete Vorschläge dazu noch fehlen. Die Vergütung für Photo-

voltaik wird weiterhin nach dem bestehenden monatlichen atmenden Deckel abgesenkt. Alle anderen Erneuerbaren Energien (im Wesentlichen Wind-offshore und Biogas) müssen sich auf eine allgemeine Absenkung des Einspeisetarifs um 4% einstellen.

Für alle Anlagen, die vor dem 1. August 2013 in Betrieb genommen wurden, soll 2014 für die Dauer von einem Jahr die Vergütung pauschal um 1,5% gesenkt werden. Bestandsanlagen haben nach wie vor die Wahl zwischen Direktvermarktung und fester Einspeisevergütung. Für alle anderen Anlagen mit einer Leistung von mehr als 150 kW ist die Direktvermarktung hingegen obligatorisch, wobei die gewährte Managementgebühr, erst zum Jahreswechsel angepasst, entfallen soll. Biogasanlagen



soll darüber hinaus der Gülle-Bonus, der bis zu 4 ct/kWh betragen konnte, mit Wirkung vom 1. August 2013 ersatzlos gestrichen werden.

Auf der Ebene der Stromverbraucher soll die Mindestumlage der privilegierten stromintensiven Unternehmen ab 1. Januar 2014 angehoben werden. Außerdem sollen Branchen, die nicht im intensiven internationalen Wettbewerb stehen, aus der besonderen Ausgleichsregelung herausgenommen werden. Dadurch würden die Kosten der Energiewende auf etwas mehr Schultern verteilt. Wie hoch die Mindestumlage angehoben werden soll und wer aus der Privilegierung herausfällt, ist momentan allerdings noch nicht näher dargestellt worden.

Durch das gesamte Maßnahmenbündel sollen insgesamt ca. 1,8 Mrd. € eingespart bzw. umverteilt werden.

... was sie bedeuten,...

Trotz der dargestellten Einzelmaßnahmen sind die Vorschläge in Summe noch recht vage und wirken weder in sich geschlossen noch aufeinander abgestimmt. Entsprechend schwierig ist es, daraus auf die damit verfolgte Strategie zu schließen. Relativ ungeschoren kommen noch die offshore-Windenergie und die Photovoltaik davon. Klar ist auch, dass aber bereits Porzellan zerschlagen wurde. Sofern es wirklich um eine Begrenzung des Strompreisanstieges gegangen wäre, hätte man von der im Rahmen von EEG-Novellen üblichen Vorgehensweise einer beschleunigten Tarifabsenkung Gebrauch machen können. Wenn es darum gegangen wäre, pauschal das Ausbautempo einzudämmen, wäre auch eine Einschränkung der Kreditvergabe der bundeseigenen KfW zu überdenken gewesen. Warum also diese Summe von Maßnahmen, die zum einen

zu einer retroaktiven Tarifrückführung führen, womit Deutschland bei Investoren nun seinen Ruf riskiert, einmal gewährte Einspeisevergütungen nicht mehr verlässlich einzuhalten und zum zweiten mehrere Einzelmaßnahmen mit zeitlicher Befristung enthalten? Momentan muss man die Vorschläge wohl eher als gezielte Maßnahme zur Verunsicherung aller Marktteilnehmer, die aktuell insbesondere bei den Banken wirkt, sowie als in Kauf genommenen Wahlkampf-kollateralschaden interpretieren. Zu unausgegoren und in sich widersprüchlich erscheinen diese Vorschläge gerade im Hinblick auf die jüngst beschlossene erweiterte Haftung der Stromkunden bei verzögerten offshore-Anbindungen. Dass der größte Verlierer nach den momentanen Vorschlägen ausgerechnet die onshore-Windenergie ist, die von allen Erneuerbaren Energien die preiswerteste ist, erscheint daher umso rätselhafter. Mit einer Absenkung der Einspeisevergütung auf 8 ct/kWh können günstige Standorte in Norddeutschland sicher immer noch gewinnbringend betrieben werden. Ein weiterer Ausbau der Windenergie in Süddeutschland, also dort, wo die Atomkraftwerke vom Netz gehen werden, demnach verbrauchsnahe, würde damit jedoch ausfallen.

... und wann Sie umgesetzt werden könnten

Die Bundesregierung will die momentanen Vorschläge kurzfristig zu einem Gesetzentwurf verdichten und noch in dieser Legislaturperiode durch das Parlament bringen. Wie schnell dieses Gesetz rechtskräftig wird, hängt jedoch entscheidend davon ab, ob es auch vom Bundesrat gebilligt werden muss. Sofern dies der Fall ist, erscheint eine Umsetzung eher unwahrscheinlich, da die Regierungskoalition im Bundesrat erstens

keine Mehrheit mehr hat und selbst konservativ regierte Bundesländer, wie Bayern bereits Widerstand angekündigt haben. In diesem Fall wäre es wohl eher die Bundestagswahl, die Klarheit zu den weiteren Rahmenbedingungen des Ausbaus der Erneuerbaren Energie brächte. Jede andere als eine schwarz-gelbe Koalition würde die gegenwärtigen Vorschläge wohl ohnehin hinfällig werden lassen.

Monatsrückblick: Strompreisentwicklung im Februar 2013

Geringe Einspeisung erneuerbarer Energien hält Strompreise auf hohem Niveau

Im Februar 2013 hatten die für die regenerativen Energien ungünstigen Wetterverhältnisse hohe Strompreise am EPEX-Spotmarkt der EEX zur Folge. Während in den ersten Tagen des Monats die hohe Einspeisung aus Windenergie die Preise für 1 MWh Grundlaststrom (PHELIX Day Base) auf Beträge zwischen 30 € und 40 € fallen ließ, stieg in der darauffolgenden Periode bis zum Monatsende der Indexpreis werktags um mehr als 60% auf etwa 45 € bis 60 € an. Der wesentliche Grund dafür waren die für Februar unterdurchschnittlichen Windverhältnisse: seit dem 6. Februar erreichte die Leistung der Windenergieeinspeisung nur an zwei Tagen Werte

von mehr als 10 GW, nämlich am 11.02. und 23.02. Die über ganz Deutschland anhaltende Flaute am Wochenende des 16.02. und 17.02. sorgte für die seit langem geringste Leistungsbereitstellung aus Windenergie: über einen Zeitraum von mehr als 24 Stunden speisten die knapp 23.000 Windkraftanlagen in Deutschland mit weniger als 200 MW Gesamtleistung in das Netz ein. Damit konnte der Strombedarf nur zu etwa 0,5% gedeckt werden, rund 50 GW mussten durch konventionelle Kraftwerke bereitgestellt werden. Spitzenlaststrom (PHELIX Day Peak) kostete die Abnehmer im Mittel zwischen 50 €/MWh und 60 €/MWh, das Maximum am Spotmarkt wurde am 27.02. mit einem Indexpreis von 70,60 €/MWh Peak-Strom erreicht. In der Regel liegen die Preise für Spitzenlaststrom aufgrund der hohen Einspeisung aus Photovoltaikanlagen zur Peak-Zeit nur geringfügig über denen des Grundlaststroms. Da allerdings häufiger Schneefall sowie anhaltend dichte Bewölkung die solaren Erträge stark minderten, stieg der Preisunterschied auf bis zu 11 €/MWh am 27.02. an. Nachdem bereits der Januar 2013 der dunkelste Monat seit Beginn der Wetteraufzeich-

nungen war, blieb auch die Einstrahlung im Februar unter den Erwartungen. So wurden in den Mittagsstunden meist nur zwischen 2 GW bis 4 GW Photovoltaikleistung bereitgestellt. Die Maximale PV-Stromerzeugung konnte am 10. Februar mit etwa 8 GW beobachtet werden.

Im Vergleich zum Januar blieb der Börsenstrompreis am Spotmarkt nahezu gleich: dieser belief sich im ersten Monat des Jahres für PHELIX Day Base auf durchschnittlich 43,31 €/MWh und für PHELIX Day Peak auf 51,58 €/MWh. Im Februar kostete 1 MWh Grundlaststrom im Mittel 44,62 €, Spitzenlaststrom konnte für 51,29 €/MWh erworben werden.

Mit Voranschreiten der Energiewende und steigender Bedeutung regenerativer Energien bei der Stromversorgung Deutschlands wird am Monat Februar 2013 sehr gut deutlich, dass auch der Ausbau von Speichertechnologien und eines transeuropäischen Stromnetzes eine hohe Priorität genießen muss. Zwei der wesentlichen Eckpfeiler der Erneuerbaren, nämlich die Windenergie und die Photovoltaik, hätten auch in Zukunft unter Annahme der Verdoppelung der bisher in Deutschland installierten

Leistung nicht einmal annähernd den Strombedarf im Februar decken können. So musste wiederholt in hohem Maße konventionelle Kraftwerksleistung abgerufen werden, welches negative Auswirkungen auf Umwelt und Klima zur Folge hat und durch die Energiewende ursprünglich eingedämmt werden sollte.

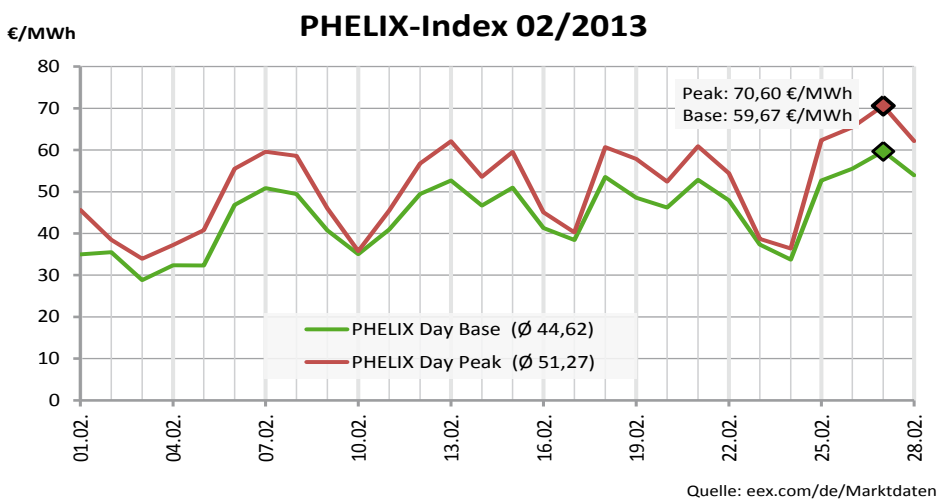
IWB erwirbt 15 Windkraftanlagen von Saxovent-Notus Gruppe

Schweizer Energieversorger erhöht sein Windkraft-Portfolio um 30 MW

Der Schweizer Energieversorger IWB (Industrielle Werke Basel) hat Ende Januar 2013 von der Saxovent-Notus Gruppe 15 Windkraftanlagen in Sachsen-Anhalt übernommen. Über den Kaufpreis wurde Stillschweigen vereinbart.

Die Windräder befinden sich etwa 5 km südwestlich von Halle (Saale) im Windpark Große Schanze, der seit Sommer 2012 nach und nach den Betrieb aufgenommen hat. Insgesamt drehen sich 21 Vestas V90 (MK8 GridStreamer) mit einer Gesamtleistung von 42 MW in Große Schanze. Allein die 15 verkauften Windenergieanlagen sollen künftig rund 69 Mio. kWh pro Jahr erzeugen, und damit die Versorgung von rund 19.000 Haushalten mit Ökostrom ermöglichen.

Die Realisierung der Windenergieanlagen erfolgte durch die Saxovent-Notus Gruppe in Zusammenarbeit mit der Terawatt Planungsgesellschaft, die auch die technische Betriebsführung weiter übernimmt. Die Saxovent-Notus Gruppe wurde ebenfalls mit der kaufmänni-



schen Betriebsführung der 15 Anlagen beauftragt.

Größter Windpark Bayerns mit erster Anlage am Netz

Einweihung des 19,2 MW-Windparks Zöschingen voraussichtlich Anfang Mai

Das erste Windrad des künftig größten Windpark Bayerns ist am Netz. Nach Aussagen der Projektgesellschaft Vensol Neue Energien sollen auch die restlichen sieben Windräder des Windparks Zöschingen in den nächsten zwei Monaten fertiggestellt werden.

Die offizielle Einweihung des 19,2 MW-Parks ist für Anfang Mai vorgesehen, teilte das Unternehmen aus Babenhäusen im Unterallgäu mit. Die 180 m hohen Windräder mit einem Rotordurchmesser von 117 m erzielen zusammen jährlich rund 40 Mio. kWh Strom. Damit lassen sich etwa 12.000 Haushalte versorgen.

Das Projekt hat ein Investitionsvolumen von insgesamt rund 32 Mio. €.

Mainova kauft 23,4 MW Solarpark in Schleswig-Holstein

Bis 2015 will der hessische Versorger rund 500 Mio. € in Erneuerbare investieren

Die Frankfurter Mainova AG hat 23,4 MW des Solarparks im schles-



wig-holsteinischen Eggebek von der Hamburger Investmentgesellschaft Aquila Capital übernommen. Dafür investierte das Unternehmen nach eigenen Angaben einen niedrigen zweistelligen Millionenbetrag. Die erworbenen Anlagen gehören zu einem der größten Solarparks Deutschlands. Auf dem Gelände des ehemaligen NATO-Flughafens Eggebek produzieren Photovoltaikanlagen mit einer Gesamtleistung von 85 MW seit Ende 2011 Sonnenstrom. Verkäufer Aquila Capital hatte sich bereits im Jahr 2011 ganze 60 MW für einen Fonds gesichert.

Mainova erwartet mit ihrem Anteil von 23,4 MW rund 22 Mio. kWh Strom pro Jahr zu erzeugen, ausreichend für die Versorgung von rund 6.300 Haushalten. Mit dem Kauf hat sich das Solar-Portfolio des größten Energieversorgers Hessens mehr als verdreifacht, zum Jahresanfang 2013 lag die Gesamtleistung noch bei rund 10 MW.

Bis zum Jahr 2015 will die Mainova AG mindestens 20% ihres Stroms CO₂-neutral produzieren und plant dafür Investitionen von insgesamt rund 500 Mio. € im Bereich der regenerativen Energien zu tätigen.

Mit 75,2% sind die Stadtwerke Frank-

furt am Main Holding Hauptaktionär der Mainova AG, 24,4% der Anteile befinden sich im Besitz der Münchener Beteiligungsgesellschaft Thüga.

Finanzierungsverträge für Offshore-Windpark Butendiek unterzeichnet

wpd-Gruppe will mit Installation der Anlagen im Frühjahr 2014 beginnen

Für die wpd-Gruppe geht es bei der Realisierung des Offshore-Windprojekts Butendiek in die heiße Phase. Wie das Unternehmen bekannt gab, sind die Verträge für die Gesamtfinanzierung des Projektes unterzeichnet, die Installation der Offshore-Anlagen soll im Frühjahr 2014 beginnen.

80 Siemens-Turbinen des Typs SWT 3.6-120 mit einer installierten Gesamtleistung von 288 MW sollen für den Windpark rund 32 km westlich der Insel Sylt errichtet werden. Das Gesamtinvestitionsvolumen für das Projekt liegt bei rund 1,3 Mrd. €.

wpd wird erstmalig neben dem Projekt-

management während der Bauphase auch die technische Betriebsführung sowie die kaufmännische Geschäftsführung in der Betriebsphase übernehmen.

Mit Butendiek zeigt sich wpd zum zweiten Mal auch für den Bau eines Offshore-Windpark verantwortlich. Dennoch kann die Unternehmensgruppe auf große Erfahrung als Projektierer im europäischen Offshore-Markt zurückgreifen. Bislang wurden bereits acht Projekte in Deutschland, Schweden und Finnland entwickelt, auch in Frankreich ist wpd mit mehreren Offshore-Vorhaben erfolgreich am Markt vertreten. Mit derzeit 18 Offshore-Windprojekten und einer Gesamtleistung von rund 10 GW zählt wpd zu den bedeutendsten Offshore-Entwicklern weltweit. In das deutsche Nordsee-Projekt Butendiek wird wpd auch als Gesellschafter einsteigen. Marguerite Fund, Siemens Financial Services, Industriens Pension und PKA beteiligen sich als weitere Investoren an dem Offshore-Park, welcher bezüglich der Faktoren Windvorkommen, Wassertiefe und Küstenentfernung zu den attraktivsten Projekten in der deutschen Nordsee zählt. wpd profitiert bei seinem Windprojekt Butendiek von dem KfW-Programm Offshore-Windenergie. Die gesamte Fremdkapitalfinanzierung soll unter der Führung von KfW IPEX, UniCredit und der Bremer Landesbank stattfinden. Ein Konsortium mit der European Investment Bank, der KfW Förderbank, dem dänischen Eksport Kredit Fonden und weiterer kommerzieller Banken (BayernLB, HeLaBa, HSH Nordbank, ING, Rabo Bank und SEB) ist vorgesehen.

Bau des Offshore-Projektes Riffgat schreitet voran

EWE plant bis Sommer 2013 die Errichtung aller 30 Anlagen

Mit der Installation und Inbetriebnahme des Umspannwerks für den Meereswindpark Riffgat ist EWE im Monat Februar ein großer Schritt in der Realisierung seines Offshore-Projektes gelungen. Der 2035 t schwere Stahlbau konnte wie geplant auf die bereits seit 2012 in der Nordsee verankerte Jacket-Unterkonstruktion gesetzt werden. Das Umspannwerk misst eine Höhe von 36 m und wurde in den Niederlanden gebaut.

Acht der insgesamt 30 Windkraftanlagen werden voraussichtlich bereits im April errichtet, bis August soll der Bau aller Offshore-Anlagen abgeschlossen sein.

Riffgat wird eine Gesamtleistung von 108 MW produzieren, ausreichend für die Versorgung von rund 120.000 Haushalten. Das neue Umspannwerk auf hoher See macht eine verlustarme Übertragung des Stroms ins Umspannwerk Emden/Borssum möglich, von dort gelangt die Windenergie ins Stromnetz des Festlands. 30 von 50 km Seekabel sind bereits verlegt, die Arbeiten an den letzten 20 km laufen derzeit.

Das Oldenburger Unternehmen EWE errichtet die Anlagen gemeinsam mit dem Partner Enova, welcher zu 10% an dem Projekt beteiligt ist. Mit Riffgat wechselt EWE weiter vom reinen Stromhändler zum selbständigen Stromproduzenten. Für das Unternehmen ist der Nordsee-Windpark das zweite Projekt dieser Art. Bereits be-

teilt ist EWE am deutschen Offshore-Testfeld „Alpha Ventus“, an dem Eon und Vattenfall die weiteren Anteile halten.

Windreich unter Druck

Veräußerung des Windparks Deutsche Bucht zu ungünstigen Konditionen?

Im Oktober letzten Jahres vermeldete Windreich stolz den Verkauf des Windparks „Deutsche Bucht“ an einen Finanzinvestor. Dieser habe die Projektrechte des Windpark erworben und zusätzlich Windreich mit der kompletten Projektrealisierung betraut, wodurch Windreich Erlöse im dreistelligen Millionenbereich zufließen sollten. Wer der Finanzinvestor war, dem man den Windpark verkauft hatte, bleibt allerdings zunächst unklar. Inzwischen steht fest, dass es sich bei dem Käufer um den schottischen Multimillionär, Lord Irvine Laidlaw, handelte, ein Geschäftsmann, der Windreich im Vorfeld der Transaktion bereits 60 Mio. € zu horrenden Zinsen geliehen hatte.

Ein Bericht der FAZ legt nun den Schluss nahe, dass der Verkauf unter Umständen für Windreich nicht so attraktiv war, wie man glauben machen wollte. Demnach diene der Verkauf des Windparks dazu, den ausstehenden Darlehensbetrag von 60 Mio. €, der sich aufgrund von aufgelaufenen Zinsen per Ende September 2012 wohl auf 78,7 Mio. € aufsummiert hatte, zu reduzieren. Nach Recherchen der FAZ belief sich der Zinssatz für das Darlehen von Laidlaw auf ca. 24% p.a., was auch von Windreich nicht bestritten wurde. Die erstaunliche Höhe des Zins-

satzes habe Alleinaktionär Balz damit gerechtfertigt, dass damit eine „heikle Situation“ bei Global Tech I gelöst werden konnte, wodurch dort ein „dramatischer Wertzuwachs“ erzielt worden sei.

Vollständig getilgt habe man den Kredit Laidlaws durch den Verkauf des Windparks „Deutsche Bucht“ dennoch nicht. Es bestünden immer noch Verbindlichkeiten allein gegenüber Laidlaw in Höhe von 43 Mio. €, die nun aber marktüblich mit 8% p.a. zu verzinsen seien. Zusätzlich haben man bestehende Restverbindlichkeiten in Höhe von 15 Mio. € bei der IKB, die noch über Pfandrechte am Windpark verfügte, getilgt.

Insofern kann der Verkauf der Projektrechte am Windpark „Deutsche Bucht“ zumindest kurzfristig die Liquidität von Windreich nicht wesentlich verbessert haben. Für die erwarteten Erlöse in dreistelliger Millionenhöhe muss Windreich nun den Windpark erst noch fertig entwickeln. Dies ist jedoch auch noch mit erheblichem Aufwand verbunden. Immerhin habe sich Windreich im Falle eines profitablen Weiterverkaufs des Windparks eine Gewinnbeteiligung zusichern lassen.

Insgesamt bleibt die Liquiditätssituation für Windreich damit jedoch angespannt. Zum 30.06.2012 war das Unternehmen mit ca. 480 Mio. € verschuldet. Allein 125 Mio. € davon stammen von den Zeichnern der Windreich-Anleihen, deren Kurse inzwischen auf ca. 50%-60% des Ausgabekurses gefallen sind. Damit legt das Gesamtbild schon den Schluss nahe, dass eine Investition mit oder in Windreich augenblicklich als hoch riskant wahrgenommen wird. Ins Bild passt, dass per 04.03.2013 die zwei Mittelstandsanleihen vom Handel an der Stuttgarter Börse ausgesetzt wurden.

Deutsche Bahn wird immer grüner

75% des Fernverkehrs laufen ab April mit Ökostrom

Mit der Übernahme zweier weiterer Windparks erhöht die Deutsche Bahn ihren Grünstromanteil im Energiemix um 2,2% auf 24%. Die 15 Windkraftanlagen im ostfriesischen Krummhörn werden ab 1. März 2013 rund 36 GWh Strom pro Jahr für das Unternehmen produzieren. Betreiber beider Windparks bleibt die EWE Windservice GmbH.

Insgesamt speist DB Energie damit inzwischen selbstproduzierte grüne Windenergie von 48 Anlagen ins eigene Netz ein. Nach Unternehmensangaben lässt sich damit bei einer Jahresproduktion von 140 GWh der jährliche CO₂-Ausstoß um 82.000 t reduzieren. Neben Krummhörn steht bereits seit März 2010 der Windpark Märkisch-Linden für die Deutsche Bahn unter Vertrag, seit Januar 2011 läuft auch das Windprojekt Hoher Fläming in Brandenburg für das Unternehmen. Auch der niedersächsische Windpark Eldorf II liefert seit November 2011 grüne

Energie für den Betrieb der deutschen Bahnen.

Bis zum Jahr 2020 plant die Deutsche Bahn den Anteil emissionsfreier Stromerzeugung in ihrem konzernweiten Bilanzkreis auf 35% anzuheben. Bereits ab dem 1. April 2013 sollen 75% aller Fernverkehrsfahrten dank zusätzlicher Lieferverträge über Ökostrom laufen.

Comeback der Kohlekraftwerke

2013 gehen neue Kohlekraftwerke mit fast 5.300 MW ans Netz

Nach Angaben der Bundesnetzagentur werden in diesem Jahr neue Steinkohle-Kraftwerke mit einer Gesamtleistung von fast 5.300 MW den Betrieb aufnehmen. Wie das Internationale Wirtschaftsforum Regenerative Energien (IWR) in Münster mitteilte, gehen damit im Jahr 2013 mehr neue Kohlekraftwerke ans Netz als jemals zuvor in den letzten 20 Jahren.

„Es ist erstaunlich, dass sich die politische Debatte um die Energiewende derzeit nur auf das Ausbremsen der er-



neuerbaren Energien konzentriert, während gleichzeitig weitgehend unbemerkt neue Kohlekraftwerke mit einer Rekordleistung ans Netz gehen.“ kommentierte IWR-Direktor Dr. Norbert Allnoch. Die acht AKW-Abschaltungen im Jahr 2011 seien bereits heute vollständig kompensiert, der Zuwachs an erneuerbaren Energien und der gleichzeitige Rückgang des Stromverbrauchs hätten die Stromlücke längst geschlossen. Selbst die Stilllegung der nächsten zwei Atomkraftwerke im Jahr 2015 und 2017 mit einer jährlichen Gesamtproduktion von rund 20 Mrd. kWh führe bei einem weiterhin kontinuierlichen Ausbau der regenerativen Energien zu keiner erkennbaren Stromlücke.

Die Bruttostromerzeugung lag in Deutschland im Jahr 2012 nach vorläufigen Angaben mit insgesamt 617,6 Mrd. kWh rund 11 Mrd. kWh unter der Produktionsleistung des Jahres 2010 (628,6 Mrd. kWh). Gleichzeitig stieg der deutsche Stromexport-Überschuss im Jahr 2012 auf 23 Mrd. kWh und erzielte damit einen neuen Rekordwert. Die geringere Stromerzeugung führte zu einer Nettostromlücke aus AKW-Abschaltungen von 30 Mrd. kWh, erneuerbare Energien glichen diese aber mit einem Zuwachs von 32 Mrd. kWh gegenüber dem Jahr 2010 aus.

Laut Planungen sollen alte Steinkohle-Kraftwerke mit insgesamt rund 1.000 MW stillgelegt werden, während neue konventionelle Kraftwerke mit insgesamt 4.300 MW auf einen bereits gesättigten Markt drängen. Auch in den kommenden Jahren werden weiterhin große Kohlekraftwerke realisiert, der Druck auf die Strompreise wird damit voraussichtlich weiter steigen. Derzeit liegen diese für Großabnehmer bereits auf dem Niveau von 2005. „Wer jetzt Grundlaststrom an der Börse bis zum

Jahr 2017 kauft, der zahlt mit knapp über 4 ct./kWh bis zu 55% weniger als 2008 und hat darüber hinaus für die nächsten vier Jahre Preisstabilität.“, prognostiziert Allnoch.

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.