



NEWS LETTER

Juni 2013

6/2013

Die Energiewende und ihre Folgen im europäischen Strommarkt – Teil 2 Monatsrückblick: Strompreisentwicklung im Mai 2013 Thüga erwirbt 39 Windenergieanlagen mit einer Leistung von 87,6 MW Optimaler Start für Green City Energies erstes Bürgerwindpark-Projekt Capital Stage AG erwirbt 74,9% der Anteile an 8 MW-Windpark MunichRe erwirbt schwedische Windparks mit insgesamt 30 MW Deutsch-türkisches Joint Venture Enerjisa bringt 143-MW-Windpark ans Netz Bürgerwindpark-Projekt vergibt 90 Mio. €- Auftrag an REpower Systems Siemens liefert 48 Windturbinen für 144 MW-Park in Schweden Nordex baut Marktführerposition in Pakistan weiter aus Zufriedenheit bei den deutschen Offshore-Betreibern Studie der Roland Berger Strategy Consultants zur Situation der Offshore-Branche Seit Leistung vom Wetter abhängt, ist der Wetterbericht mehr als ein Wetterbericht 9 Mio. € Gewinn machen 2012 zum erfolgreichsten Geschäftsjahr der Abo Wind Google übernimmt Makani Power EEG-Umlagenkonto schafft es nicht aus den negativen Zahlen

Die Energiewende und ihre Folgen im europäischen Strommarkt – Teil 2

Ansatzpunkte für eine Systemverbesserung

von Alexander Timm

Ein unbeschränkter europäischer Strommarkt scheint die ideale Lösung für die Integration der regenerativen Energien unter langfristiger Optimierung der Kosten für alle Beteiligten zu sein. Bereits im letzten Leitartikel wurde am Beispiel Deutschlands und Frankreichs dargestellt, inwiefern sich der Gedanke eines gemeinsamen Strommarktes auf Basis einer „europäischen Kupferplatte“ momentan auf die Großhandelspreise auswirken würde: Preisspitzen würden gekappt, Tiefstände auf alle beteiligten Länder übertragen werden. Auch Schwankungen in der Produktion könnten so wesentlich besser austariert werden.

Die Einrichtung eines solchen grenzübergreifenden Systems und eines

entsprechenden Marktes ist nur mit hohem technischen sowie finanziellen Aufwand und erheblichem Koordinierungsbedarf zu realisieren. Dabei gilt es einerseits, den Ausbau des Übertragungsnetzes abzustimmen, andererseits den Kraftwerkspark schrittweise auf den zunehmenden Anteil der Erneuerbaren auszulegen. Genauso geht die Schaffung eines einheitlichen Stromhandelsplatzes mit enormen Hürden einher, denn jedes Land besitzt bisher eigene Marktmechanismen, auch zur Förderung regenerativer Energien. Diese Problematiken sollen im Folgenden betrachtet werden.

Netzausbau

Die Schaffung großer Übertragungskapazitäten zwischen den Einzelstaaten

ist wesentlicher Bestandteil der Funktionsfähigkeit eines europäischen Binnenstrommarktes. Derzeit sind einem solchen System die Grenzen insbesondere aufgrund fehlender Trassen zum Stromaustausch gesetzt, schließlich erfolgt auch die Stromerzeugung bisher in der Regel auf nationaler Ebene zur Deckung des Eigenbedarfs. Exporte in das benachbarte Ausland sind mit höheren Transportkosten für die Abnehmer, aber auch Leitungsverlusten und somit der Vergeudung fossiler Primärenergieträger behaftet. Umso größer jedoch der Anteil erneuerbarer Energien wird, umso weniger fallen Durchleitungsverluste umwelttechnisch ins Gewicht, sodass auch der Stromtransport über viele Hunderte Kilometer, beispielsweise in einem europäischen HGÜ-Supergrid, vertretbar wird. Der Verband europäischer Übertragungsnetzbetreiber, Entso-E, ermittelte in einem Zehnjahresplan zum Ausbau des Stromnetzes Europas einen Bedarf an neuen Leitungen von mehr als 42.000 km Länge. Doch die Realisierung eines solchen Netzes erfordert enorme Investitionen, deren Finanzierung bisher nicht geklärt ist.

Kraftwerkspark

Eine weitere wichtige Säule eines europäischen Strommarktes ist die Mo-



dernisierung und Flexibilisierung des Kraftwerksparkes. Ein Teil der fluktuierenden Einspeisung kann bereits durch den Ausbau des Übertragungsnetzes innerhalb Europas über weite Entfernungen hinweg ausgeglichen werden. Dennoch ist es wichtig, schnell, aber auch dauerhaft zur Verfügung stehende Erzeugungsleistung bereitstellen zu können, um die Versorgungssicherheit weiterhin zu gewährleisten. Träge Grundlasterzeuger, wie z.B. Atom- und Braunkohlekraftwerke, passen künftig nicht mehr in das Gesamtkonzept und werden dabei mit Voranschreiten der europäischen Energiewende zunehmend überflüssig. Stattdessen sind beispielsweise effiziente Gaskraftwerke bevorzugt einzusetzen. Diese weisen allerdings hohe Grenzkosten auf und können sich auf dem derzeitigen Strommarkt mit seinen niedrigen Strompreisen speziell in Mitteleuropa kaum behaupten, was sich für deren Betreiber akut als erhebliches wirtschaftliches Problem herausstellt.

Vergütung erneuerbarer Energien

Letztendlich gilt es auch zu klären, wie man die Vergütung von Strom aus erneuerbaren Kraftwerken innereuropäisch harmonisieren kann. Derzeit bedarf es noch einer Förderung mittels gesetzlicher Mechanismen, um die höheren Stromgestehungskosten solcher Anlagen zu begleichen. Dabei werden von den Staaten diverse Ansätze verfolgt, die sich in Förderungsdauer, -höhe sowie -bedingungen unterscheiden. Die meisten Länder Europas fördern die Ökostromerzeugung nach Vorbild des deutschen EEG über feste Einspeisevergütungen, teilweise existieren aber auch Quotenmodelle mit Grünstromzertifikaten. Beide Modelle haben dabei Vorteile aber auch ihre

Tücken: Zwar hat man beim EEG-Modell ein hohes (aber unkontrolliertes) Ausbautempo erreichen können, doch schnellen die Kosten für die Verbraucher bei zu langsamer Anpassung der Vergütung in die Höhe, wie bei der EEG-Umlage in Deutschland geschehen. Nach dem Quotenmodell würde der Ausbau der Erneuerbaren Energien wesentlich planbarer von stattem gehen, doch dieses stellt ein wesentlich höheres Investitionsrisiko aufgrund der Abhängigkeit von Strom- und Zertifikatsmärkten dar.

Schaffung eines europäischen Strommarktes

Neue Marktmechanismen für die langfristige Zusammenführung der Strommärkte Europas mit optimaler Kombination erneuerbarer Energien sowie flexibler und effizienter Kraftwerke zum Ausgleich der Fluktuationen sind unabdingbar. Ebenso müssen Investitionen in regenerative Stromerzeugungsanlagen finanzierbar sein und auch preisverträglich für alle Verbraucher gestaltet werden können.

Dabei wäre es selbstverständlich von Vorteil, wenn sich die Stromgestehungskosten der Erneuerbaren Energien dank technologischen Fortschritts weiter dem Niveau des Großhandelsstrompreises annähern. Schon heute ist es möglich, mit einer Photovoltaikanlage im sonnenreichen Südeuropa oder einem Windpark an einem guten Standort in Mitteleuropa zu Großhandelspreisen erneuerbaren Strom zu produzieren. Doch damit weiterhin der Gedanke der dezentralen Stromerzeugung vorherrscht und alle Beteiligten gleichermaßen an der Energiewende Europas partizipieren können, sollte man sich von einer Konzentration von EE-Kraftwerken an bestimmten Stand-

orten distanzieren. Vielmehr ist eine standortabhängige Indexierung der Vergütung denkbar, wie sie beispielsweise auch in Deutschland schon diskutiert worden ist, wobei folglich einheitliche Grundtarife als Basiswert festgelegt werden sollten. Bei der Debatte zur Wirtschaftlichkeit einer überwiegend regenerativen Stromerzeugung darf auch nicht außer Acht gelassen werden, dass sich die Kosten eines konventionellen Kraftwerksparkes aufgrund des weltweiten Energiehungers in den kommenden Jahren signifikant erhöhen werden. Allein schon aus diesem Grund werden sich die Erneuerbaren Energien künftig über den regulären Strommarkt finanzieren können. Dazu kommt weiterhin, dass der europäische CO₂-Zertifikatehandel, dessen Aufgabe es ursprünglich war, klimaschädliche Anlagen durch emissionsabhängige Aufwendungen zu belasten und so schneller aus dem Markt zu drängen, momentan komplett eingebrochen ist. Bei Einrechnung der externen Umweltfolgekosten der herkömmlichen Energieerzeugung würde auch hier die endgültige Marktreife der regenerativen Energien erheblich näher rücken, darum gilt es, den CO₂-Handel schnellstmöglich zu reanimieren.

Die Schaffung einer neuen Handelsplattform für flexible Kraftwerke oder auch Speichereinheiten wird häufig mit dem Begriff des Kapazitätsmarktes umschrieben. Dabei wird allein für

die Vorhaltung von Kraftwerksleistung eine Prämie gezahlt, um so die geringe Auslastung wegen seltener Einsätze zum Ausgleich von plötzlichen Lastschwankungen oder längeren ungünstigen Witterungsperioden mit geringer EE-Erzeugung wirtschaftlich möglich zu machen. Inwieweit ein solcher Schattenkraftwerkspark in Europa vorgehalten werden muss, hängt natürlich von der zukünftigen Entwicklung der Speichertechnologien, intelligentem Lastmanagement und nicht zuletzt von der Verflechtung der Stromnetze ab.

Die Vision eines einheitlichen europäischen Strommarktes charakterisiert sich durch enorme Komplexität und erfordert einen bestens durchdachten Masterplan. Aufgrund des enormen Investitionsbedarfes in die Elektrizitätsversorgung der Zukunft wird man sich dabei aber in Europa schon bald von weiter sinkenden bzw. permanent niedrigen Börsenstrompreisen verabschieden müssen. Allerdings würde eine weiterhin konventionelle Stromerzeugung auf Basis fossiler Energieträger mit ihren Folgen für Klima und Umwelt die Allgemeinheit auf Dauer vermutlich stärker belasten. Gesamteuropäisches Ziel sollte es daher sein, die Gewinnung elektrischer Energie schnellstmöglich auf erneuerbare Energiequellen umzustellen, da deren Ressourcen unbegrenzt zur Verfügung stehen. Nur gemeinsam kann der Kontinent diese Jahrhundertaufgabe unter dem Gedanken der Nachhaltigkeit sowie des Umwelt- und Klimaschutzes bewältigen. Jedes Land leistet dabei seinen eigenen wichtigen Beitrag, Deutschland kommt dabei die Rolle zu, als Industrieland die Machbarkeit einer 100%igen Umstellung auf Erneuerbare Energien zu beweisen.

Monatsrückblick: Strompreisentwicklung im Mai 2013

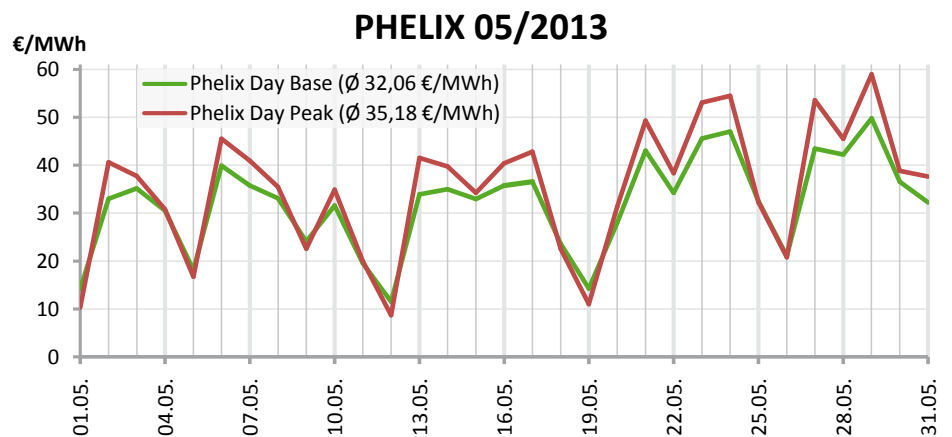
Wonnemonat war kein Sonnenmonat – PV-Stromerzeugung bleibt hinter Erwartungen zurück

Zahlreiche Feiertage und die damit verbundene niedrige Stromnachfrage haben den Strompreis im Physical Electricity Index (Phelix) im Mai deutlich abgesenkt. So lag am 1. Mai der Spotmarktpreis für Grundlaststrom (Day Base) bei lediglich 14,20 €/MWh und bei 10,33 €/MWh für Spitzenlaststrom (Day Peak). In den restlichen Tagen der ersten Maiwoche wurden Tagesmittelwerte zwischen 18 und 35 €/MWh für Grundlaststrom sowie 17 und 41 €/MWh im Spitzenlastbereich erzielt. Die Leistung der Photovoltaikanlagen erreichte im Tagesmaximum am Mittag zwischen 11 und 15 GW, am 5. Mai sogar 22 GW. Die Einspeiseleistung der Windenergieanlagen war gering und bewegte sich im Bereich deutlich unterhalb von 5 GW.

In der zweiten Maiwoche vom 06. bis 13. Mai sanken die Börsenstrompreise für Base- und Peakstrom von anfangs 40 bzw. 45 €/MWh auf 33,12 €/MWh bzw. 35 €/MWh ab. Die PV-Leistung

bewegte sich dabei zwischen maximal 10 und 20 GW. Die Stromerzeugung aus Windenergieanlagen unterlag starken Schwankungen und erfolgte mit 2 bis 9 GW. Am zweiten Maiwochenende erreichten die Preise für Strom ihren Monatstiefstwert, wobei am 12. Mai die Erlöse für Grundlaststrom bei 11,49 €/MWh lagen und für die Abnahme von Spitzenlaststrom sogar nur 8,68 €/MWh aufgebracht werden mussten. Zur Monatsmitte verhielten sich die Tagespreise im Phelix relativ konstant. So wurden zwischen dem 13. und 17. Mai etwa 33 bis 36 €/MWh für die Abnahme von Grundlaststrom fällig und Peakstrom wurde für 34 bis 43 €/MWh, je nach PV-Einspeisung des Tages, gehandelt. Es wurden in der Tagesspitze am Mittag meist kombinierte Einspeiseleistungen von PV- und Windstrom zwischen 15 und 20 GW erreicht, am 15. Mai ersetzten die Erneuerbaren mit ihrer Stromproduktion sogar fast 30 GW herkömmlicher Kraftwerksleistung, weswegen die Indexwerte an diesem Tag auch geringfügig niedriger ausfielen.

Ab der vierten Maiwoche herrschte in Deutschland unverhältnismäßig kühles Wetter mit starker Bewölkung, weswegen die PV-Anlagen ihre Leistung nur zu maximal einem Drittel ausschöpfen



Quelle: eex.com/de/Marktdaten

konnten. Aufgrund der erhöhten Stromnachfrage und der geringen Erzeugung aus regenerativen Kraftwerken kam es zu einem Anstieg des Strompreises auf bis zu 47 €/MWh (Day Base) bzw. 54 €/MWh (Day Peak). Am Mittwoch, dem 22. Mai, sank der Strompreis im Tagesmittel jedoch auf unter 40 €/MWh ab, da die Windenergieanlagen mit Höchstwert von bis zu 16,6 GW zur Stromerzeugung beitragen konnten. Am Wochenende blieben die Preise für Grund- und Spitzenlaststrom im Bereich zwischen 20 und 30 €/MWh. Windstrom wurde dabei mit 5 bis 10 GW Leistung eingespeist, die Solarstromerzeugung erreichte wegen der dichten Bewölkung über der gesamten Bundesrepublik am 26. Mai allerdings kaum mehr als 6,5 GW im Tagesmaximum.

In den letzten Maitagen blieben die Börsenstrompreise am Spotmarkt der EEX weiterhin auf vergleichsweise hohem Niveau. Dies ist vor allem auf die geringe Windstromeinspeisung zurückzuführen, die vom 27. bis 30. Mai mit deutlich unter 3 GW, stundenweise sogar nur mit 0,5 GW erfolgte. Weiterhin blieb auch die PV-Stromerzeugung niedrig und lag im Tagesmaximum bei durchschnittlich 10 GW. Für den Erwerb von Grundlaststrom mussten in diesem Zeitraum rund 37 bis 43 €/MWh bezahlt werden, Spitzenlaststrom kostete ca. 38 bis 59 €/MWh. Der 31. Mai wiederum war mit 8 bis 11 GW WEA-Leistung deutlich windreicher, als die vorangegangenen Tage, weswegen der Day Base-Tarif sich zum Monatsende auf 32 €/MWh mäßigte und der Day Peak-Strom für 37 €/MWh gehandelt wurde.

Im Mittel kostete eine Megawattstunde Grundlaststrom im Mai 32,06 € und war somit ca. 15% günstiger, als noch im Vormonat. Der durchschnittliche Preis für Spitzenlaststrom ist um 14% gesunken

und lag bei 35,18 €/MWh.

Im Monat Mai blieb insbesondere die Photovoltaik aufgrund der ungünstigen Wetterlagen deutlich hinter den Erwartungswerten zurück. So konnten die Solaranlagen in Deutschland nach Auswertung der Daten der EEX zusammen ca. 3,53 Mrd. kWh Strom erzeugen, was etwa 13% unter dem Mai-Rekord des Vorjahres 2012 von 4 Mrd. kWh liegt. Damals bemaß sich zudem die PV-Leistung auf lediglich 27 GW und war somit noch etwa ein Fünftel niedriger, als die heutige PV-Leistung von 33 GW. Wäre der diesjährige Mai ähnlich sonnig wie im letzten Jahr geworden, so hätten durchaus bis zu 5 Mrd. Wh PV-Strom generiert werden können.

Thüga erwirbt 39 Windenergieanlagen mit einer Leistung von 87,6 MW

Eigene Projektentwicklung und Expansion ins europäische Ausland werden erwogen

Die Thüga Erneuerbare Energien GmbH & Co. KG hat gemeinsam mit der ESWE

Versorgungs AG (ESWE) von der wpd onshore GmbH & Co. KG in Summe sieben Windparks in Mecklenburg-Vorpommern, Brandenburg, Hessen, Sachsen-Anhalt und Thüringen mit einer Leistung von 87,6 MW erworben. Auf die Thüga Erneuerbare Energien entfallen davon 58,4 MW, auf die ESWE hingegen 29,2 MW. 22 Windenergieanlagen stammen vom Hersteller Enercon, 17 hingegen von Vestas.

Nach dem in diesem Jahr bereits erworbenen Windpark Tempelfelde/Willmersdorf mit 35 MW und dem Anteil von 74,9% am Windparks Olbersleben mit 10 MW, erweitert Thüga mit dieser Transaktion das eigene Windparkportfolio gegenüber 2012 auf rund 204 MW. Bis 2020 will die Thüga Erneuerbare Energien eine Milliarde Euro vornehmlich in Windenergieanlagen investieren. Die Thüga Erneuerbare Energien will ihren Wachstumskurs weiter fortsetzen. Dazu soll auch eigene Projektentwicklung beitragen, die bereits in 2012 beschlossen wurde. „Wir wollen besonders unseren Partnern die Chance ermöglichen, im Verbund kommunale Windflächen zu entwickeln und Windparks zu betreiben. Gleichzeitig prüfen wir eine Ausweitung unserer Aktivitäten in benachbarte europäische Län-



der“, skizziert Dr. Dahlke die weiteren Wachstumsoptionen.

Optimaler Start für Green City Energies erstes Bürgerwindpark-Projekt

Vorzeitige Schließung des Fonds zu erwarten

Green City Energy ist mit seinem ersten reinen Bürgerwindpark erfolgreich gestartet. 230 Anleger haben seit Beginn der Emission des Beteiligungsangebotes Ende Januar bereits über 50 Prozent des Kommanditkapitals gezeichnet. Green City kann sich freuen: Der Platzierungsverlauf ist bestens, die Anleger investierten bislang rund 3,5 Mio. €, und der Baubeginn des Windparks Bayerischer Odenwald erfolgte bereits Anfang März. Mit der Errichtung der ersten Windenergieanlagen des Typs Nordex N117 konnte schon drei Wochen früher als geplant begonnen werden, die vorbereitenden Bodenarbeiten wurden trotz lang andauernder winterlicher Witterung fristgemäß durchgeführt. Spätestens im Oktober soll die Inbetriebnahme des Windparks folgen. „Der Windpark Bayerischer Odenwald ist im Bau und das Darlehen der finanzierenden Bank bereits ausbezahlt, das sind für viele Interessenten starke Argumente für eine Beteiligung.“ kommentiert Marina Dietweger, Bereichsleiterin ökologische Geldanlagen bei Green City Energy. Das Interesse seitens der Anleger steige auch, seit die Debatte um die Strompreisbremse vom Tisch sei. Anleger können sich ab einer Mindesteinla-



ge von 10.000 € beteiligen, für Bürger aus der Region ist bereits ab 2.000 € der Erwerb von Anteilen möglich. Außerdem profitieren die Beteiligten von einer gesetzlich gesicherten Vergütung und einer durchschnittlich zu erwartenden jährlichen Ausschüttung von 6,5%. Green City Energy geht auf Grund des hohen Interesses von einer vorzeitigen Schließung des Fonds aus.

Capital Stage AG erwirbt 74,9% der Anteile an 8 MW-Windpark

IPP Portfolio wächst damit auf fast 193 MW

Die Hamburger Capital Stage AG investiert weiter auch verstärkt in Windkraft. Deutschlands größter Solarparkbetreiber konnte mit dem Erwerb von 74,9% der Anteile an einem Windpark in Thüringen sein IPP Portfolio um weitere acht MW auf knapp 193 MW ausbauen. Der Windpark Olbersleben ist bereits seit Dezember 2012 in Betrieb und wurde von Projektierer Boreas Energie

entwickelt. Die Capital Stage AG übernimmt die Windpark-Anteile direkt von dem Projektentwickler. Der Vollzug der Verträge wurde noch aufgeschoben. Ein renommiertes deutsches Kreditinstitut übernimmt die non-recourse Finanzierung. Die Vestas-Anlagen sollen jährlich Umsatzerlöse von über 1,8 Mio € erzielen.

MunichRe erwirbt schwedische Windparks mit insgesamt 30 MW

Versicherer verstärkt Investitionen in Erneuerbare im Rahmen seines RENT-Programms

MunichRe hat über sein Vermögensmanagement Meag drei Windparks in Schweden erworben. Der weltweit größte Rückversicherer übernimmt die Anlagen mit einer Gesamtleistung von 30 MW vom schwedischen Windenergieentwickler Eolus Vind AB. Dieser wird auch künftig für das Management und den Betrieb der Windkraftanlagen verantwortlich bleiben. Die Münchner

Rückversicherer kaufen die Windparks im Rahmen ihres RENT-Programms (Renewable Energies and New Technologies). „Durch RENT diversifizieren wir unser Portfolio weiter um nachhaltige Investments mit überschaubaren Risiken und attraktiven Erträgen“, erläutert Meag-Geschäftsführer Holger Kerzel. Die MunichRe plant, in den nächsten Jahren insgesamt 2,5 Mrd. € in erneuerbare Energien und Energieinfrastruktur zu investieren. Die gesamte Anlagesumme des Unternehmens liegt bei rund 230 Mrd. €.

Deutsch-türkisches Joint Venture Enerjisa bringt 143-MW-Windpark ans Netz

Energiewende in der Türkei dennoch in weiter Ferne

Enerjisa schloss im Mai die Errichtung eines 143-MW-Windparks in der nordwesttürkischen Provinz Balikesir ab. Das Joint Venture der türkischen Sabanci Holding und des deutschen Energiekonzerns E.on hat mit seinem ersten gemeinsamen Projekt einen der stärksten Windparks der Türkei installiert. Die 52 Anlagen leisten die Versorgung von rund 170.000 türkischen Haushalten mit grünem Strom. Die Kosten des Projektes belaufen sich nach Angaben von Güler Sabanci auf rund 153 Mio. €. Enerjisa wurde bereits 1996 von der Sabanci Holding ins Leben gerufen, im vergangenen Jahr erwarb E.on 50% der Anteile des Unternehmens. E.on-Chef Johannes Teysen erklärte dabei zum Ziel, Ener-

jisa bis zum Jahr 2020 mit mindestens 10% am türkischen Erzeugermarkt zu etablieren. Dies würde einer Kapazität von rund 8.000 MW entsprechen. Gemeinsam investiert wurden bisher bereits fast zehn Mrd. \$. Zur Eröffnung des neuen Windparks betonte der türkische Energieminister Taner Yildiz jedoch in seiner Rede die weitere Fokussierung der Türkei auf den Ausbau der Atomkraft. „Das Wachstum der Türkei ist schneller als das Wachstum der Investitionen in erneuerbare Energien“, meint Energieminister Yildiz und verweist auf die Bedeutung der Atomenergie für das Land. Japan erhielt erst kürzlich den Zuschlag für den Bau des zweiten türkischen Atomkraftwerks mit einem Auftragsvolumen von rund 22 Mrd. \$. Mit dem Bau von insgesamt drei neuen Atomreaktoren will Ankara künftig milliardenhohe Einsparungen beim Energieimport machen. Derzeit ist die Türkei zu großen Teilen abhängig vom russischen und iranischen Gasimport.

Bürgerwindpark vergibt 90 Mio. € - Auftrag an REpower Systems

Geschäftsbereich Bürgerwindpark immer bedeutender für REpower

Für das Geschäft von REpower Systems SE stellen Bürgerwindparks mittlerweile einen wesentlichen Teil des deutschen Geschäfts dar, im letzten Finanzjahr 2012/13 ganze 50%. Mitte Mai schloss der Windanlagenhersteller mit der Bürgerwindpark im Kirchspiel Medelby GmbH & Co. KG einen Vertrag über

die Lieferung von 27 Windkraftanlagen für vier Projekte mit einem Auftragsvolumen von mehr als 90 Mio. €. Verkauft wurden 13 Anlagen des Typs 3.2M114 auf 123 Metern Nabenhöhe, elf REpower 3.2M114 auf 93 Metern Nabenhöhe, zwei REpower MM92 auf 80 Metern Nabenhöhe und eine MM92 auf 100 Metern Nabenhöhe. Die Auslieferung soll im kommenden Jahr erfolgen. Weiterhin wurde ein Servicevertrag für 15 Jahre mit Option auf Verlängerung um weitere fünf Jahre Laufzeit unterzeichnet. Der Bürgerwindpark Medelby wird im Norden Schleswig-Holsteins, nahe der Grenze zu Dänemark, errichtet. In Baden-Württemberg baut REpower Systems SE derzeit bei Buchen im Neckar-Odenwald-Kreis am bisher größten Bürgerwindpark des Bundeslandes. Fünf Anlagen des Typs REpower 3.2M114 mit einer Gesamtleistung von 16 MW sollen hier bald ans Netz gehen und jährlich rund 28 Mio. kWh Strom produzieren. Damit ließen sich etwa 7.500 Haushalte versorgen.

Siemens liefert 48 Windturbinen für 144 MW-Park in Schweden

Anteil des deutschen Unternehmens am schwedischen Markt wächst rasant

Siemens kann sich erneut über einen Großauftrag aus Schweden freuen. Für

das Projekt Sidensjö bestellte das Unternehmen Nordisk Vindkraft bei dem deutschen Hersteller 48 getriebelose Windturbinen mit einer Leistung von jeweils 3 MW und einem Rotordurchmesser von 113 Metern. Die Inbetriebnahme des 144 MW-Parks etwa 500 Kilometer nördlich von Stockholm ist für Frühjahr 2015 vorgesehen. Siemens soll zunächst für einen Zeitraum von 15 Jahren auch die Wartungsarbeiten übernehmen. Nach Angaben des Unternehmens wird Sidensjö eines der größten Windkraftprojekte Schwedens. Nordisk Vindkraft aus Göteborg realisiert das Projekt im Auftrag der Stadtwerke München. Die Anlagen werden sechs Kilometer westlich der Stadt Västernorrland in der gleichnamigen Region errichtet. Siemens baut damit seinen stetig wachsenden Anteil am schwedischen Markt weiter aus. Nach eigenen Angaben lieferte Siemens bereits über 420 Windenergieanlagen mit einer Leistung von knapp 1.200 MW nach Schweden. Bis zum Jahr 2020 wird in Schweden mit einem Anstieg der Windstromproduktion von derzeit 7,1 Mrd. kWh auf 15 bis 20 Mrd. kWh gerechnet. In den vergangenen drei Jahren wuchs die installierte Leistung um 240% auf 3.475 MW.

Nordex baut Marktführerschaft in Pakistan weiter aus

Bereits zweiter Auftrag zur Errichtung eines 50 MW-Park

Nordex baut sein Engagement in Pakistan weiter aus. Nach der Fertigstellung seines ersten pakistanischen Windparks erhielt das Unternehmen nun einen bereits finanzierten Folgeauftrag für einen 50 MW-Windpark. Dafür wird Nordex 20 Großturbinen vom Typ N100/2500 liefern, eine „Hot-Climate“-Version der Windanlagen, die eigens für Märkte mit besonders heißen Umweltbedingungen produziert wird. Das 50 MW-Projekt „FWEL II“ in der Provinz Sindh wird Nordex mit seinem lokalen Partner Descon Engineering, Karachi, errichten und bereits im kommenden Jahr schlüsselfertig übergeben. Für vorläufig fünf Jahre übernehmen Descon und Nordex die Servicearbeiten an den Anlagen. Mehrheitseigentümer des rund 80 km von Karachi entfernt gelegenen Windparks ist mit 55% die Fauji Foundation, für welche Nordex bereits im vergangenen Jahr den 50 MW-Park „Jhimpir“ baute. Des weiteren sind mit 25% der internationale

Infrastruktur-Fonds Cap Asia und zu 20% die Tapal Gruppe an dem Windpark „FWEL II“ beteiligt. Internationale Banken stellen mehrheitlich das Fremdkapital. Mit dem Bau des ersten Pilotprojekts „Jhimpir“ im Jahr 2012 und der Gründung einer eigenen Landesgesellschaft in Islamabad konnte sich Nordex erfolgreich am pakistanischen Markt etablieren. Mit dem neuen Windpark „FWEL II“ baut das Unternehmen nun seine Marktführerschaft in Pakistan weiter aus. „Ich bin froh, dass mit diesem Projekt ein erster Teil unseres 250 MW großen Rahmenvertrags zur Ausführung kommt. Und es zeigt auch, welches Potenzial der Markt Pakistan für Nordex noch bereit hält“, erklärt Lars Bondo Krogsgaard, Vorstand der Nordex SE.

Zufriedenheit bei den deutschen Offshore-Betreibern

Leistungsprognosen wurden 2012 übertroffen

Die nicht unumstrittene Offshore-Branche erfährt derzeit Stärkung dank ihrer anhaltend guten Leistungsbilanzen. EnBW lag im Betriebsjahr 2012 mit seinem Offshore-Windpark Baltic 1 rund 6% über den eigenen Erwartungen. Die 21 Windturbinen mit jeweils 2,3 MW Leistung kamen im vergangenen Jahr auf rund 4.200 Volllaststunden. An 8.200 von 8.760 möglichen Stunden produzierten die Siemens-Anlagen in der Ostsee Strom, davon 1.500 Stunden mit voller Leistung. „Das ist im Onshore- und Photovoltaikbereich nicht möglich“, kommentiert Werner Götz, Technik-Vorstand der EnBW Er-



neuerbare und Konventionelle Erzeugung AG, gegenüber der Nachrichtenagentur dpa. Die erfreuliche Bilanz des rund 16 km vor der Halbinsel Fischland-Darß-Zingst errichteten Offshore-Parks Baltic 1 lässt die Energie Baden-Württemberg mit Optimismus bei ihrem zweiten Offshore-Projekt Baltic 2 voranschreiten. Für die Installation von 80 Windturbinen rund 32 km nördlich der Insel der Rügen sind die Arbeiten in vollem Gange. Derzeit wird von Netzbetreiber 50Hertz das Seekabel verlegt, die Fundamente sollen laut EnBW voraussichtlich ab Sommer gesetzt werden. Bereits für das kommende Jahr 2014 ist die Inbetriebnahme der 3,6-MW-Anlagen vorgesehen. Mit Baltic 2 liege man bislang gut im Zeitplan.

Auch der erste deutsche Offshore-Windpark Alpha Ventus lag mit seiner Jahresbilanz für 2012 weit über den Erwartungen. Laut dem Betreiber-Konsortium des Testfeldes erzielte Alpha Ventus 4.463 Volllaststunden im vergangenen Jahr und speiste 267,8 GWh Strom ins Übertragungsnetz ein. Die Verfügbarkeit der Offshore-Anlagen lag bei durchschnittlich 96,5%. Die Erträge im Jahr 2012 liegen damit zwar auf dem Niveau des Betriebsjahres 2011, übersteigen die ursprüngliche Prognose jedoch um 15,3%. Im Jahr 2011 sorgten die Wintermonate für besonders hohe Ausbeute, im Jahr 2012 verteilten sich die Erträge hingegen recht gleichmäßig auf das gesamte Jahr. Für das erste Quartal 2013 können die Betreiber EWE, E.ON und Vattenfall erneut eine positive Bilanz ziehen, die zwölf Windenergieanlagen von Alpha Ventus speisten von Januar bis März über 63 GWh in das Übertragungsnetz ein. Auch wenn dies ungefähr der produ-

zierten Strommenge des Vorjahreszeitraumes 2012 entspricht, erwartet die Betreibergesellschaft DOTI für das laufende Jahr 2013 eine geringere Verfügbarkeit der Anlagen, da ab Mai Wartungs- und Servicearbeiten am Windpark durchgeführt werden sollen. „Es ist nach etwas mehr als zwei vollständigen Betriebsjahren immer noch zu früh, um eine Regel ablesen zu können und die Ertragsprognosen in Zukunft dauerhaft nach oben zu korrigieren. Dennoch zeigt der verlässlich gute Ertrag von Alpha Ventus, dass wir mit der Offshore-Windenergie auf dem richtigen Weg sind.“ betont Wilfried Hube, Geschäftsführer der DOTI. Die zwölf 5-MW-Anlagen rund 45 Kilometer vor der Küste Borkums speisen bereits seit 2010 kontinuierlich grünen Strom ins deutsche Übertragungsnetz ein, 2011 und 2012 konnten mit jeweils rund 267 Mio. kWh produzierten Strom ca. 70.000 Vier-Personen-Haushalte versorgt werden. Das Offshore-Pilotprojekt mit sechs Anlagen des Typs Areva Wind M5000 sowie sechs Anlagen vom Typ REpower 5M zeigt somit ebenso wie Bard 1 rechnerisch die Berechtigung, den Ausbau der Windkraftnutzung auf See trotz enormer Kosten weiter voranzutreiben.

Studie der Roland Berger Strategy Consultants zur Situation der Offshore-Branche

In Europa Verdopplung der jährlichen Investitionen bis 2020 prognostiziert

Eine neue Studie der Roland Berger Strategy Consultants gibt einen positiven

Ausblick auf die Entwicklungsmöglichkeiten der Offshore-Windindustrie in den kommenden sieben Jahren, verweist aber auch auf die Notwendigkeit, die Energiegewinnungskosten deutlich zu senken, um gegenüber anderen Energieerzeugungsarten wettbewerbsfähig zu werden.

“Offshore Wind toward 2020 – on the Pathway to Cost Competitiveness” prognostiziert der Offshore-Sparte bis zum Jahr 2020 ein Anwachsen des weltweiten Investitionsvolumens auf 130 Mrd. €, 40 GW Offshore-Leistung sollen bis dahin vor den europäischen Küsten installiert sein. Europa sieht Berger in einer Vorreiterrolle beim Ausbau der Offshore-Windenergie. Nach Einschätzung der Strategy Consultants werden sich die jährlichen Investitionen hier bis 2020 ungefähr verdoppeln: Derzeit fließen in Europa pro Jahr rund sieben Mrd. € in Offshore-Projekte, 2020 werden es voraussichtlich mehr als 14 Mrd. € sein. Für Asien prognostiziert die Studie einen Anstieg des jährlichen Investitionsvolumens von heutigen 1,6 Mrd. € auf rund 5 Mrd. €.

In die Kritik und in die Krise geraten war die Offshore-Industrie vor allem wegen ihrer enorm hohen Kosten. Da neue Offshore-Projekte tendenziell immer größer und komplexer werden, sind künftig noch höhere Investitionen notwendig. Derzeit betriebene Offshore-Windparks verfügen über eine durchschnittliche Kapazität von rund 200 MW, bereits bei den aktuell neu genehmigten Windparks liegt die durchschnittliche Leistung inzwischen bei rund 340 MW. Zunehmen wird bei den



Neuinstallationen auch der Abstand zur Küste, wodurch meist die Wassertiefe steigt. Chancen, die Konkurrenzfähigkeit der Offshore-Windenergie zu steigern, sieht Marcus M. Weber, Partner von Roland Berger Strategy Consultants, in neuen Fundamentvarianten, einer effizienteren Fertigung der Anlagen in Kleinserien, sowie in der Nutzung spezieller Errichtungsschiffe. Größere Windturbinen würden helfen, die Gestehungskosten weiter zu senken. Weiteres Kostensenkungspotenzial sieht die Studie bei Wartungs- und Instandhaltungsarbeiten. Diese stellen bei aktuellen Offshore-Projekten mit durchschnittlich 28% den größten Kostenfaktor dar. Die Ausgaben für die Turbinen liegen bei rund einem Viertel der Gesamtkosten eines Offshore-Parks. Derzeit nimmt die Entwicklung eines Offshore-Projektes bis zur Fertigstellung noch sieben bis zehn Jahre in Anspruch. Wird die Herausforderung gemeistert, die Erzeugungskosten für Offshore-Windenergie bis zum Jahr 2020 um rund 30% zu senken, prognostiziert Bergers Studie einen Energiepreis von 9 Cent/kWh. Zur Zeit kostet eine kWh Offshore-Strom etwa 14 Cent. Weber erachtet es als sehr wichtig, „dass die Branche schnell kos-

tensenkende Industrialisierungseffekte realisiert und die Politik verlässliche Rahmenbedingungen schafft.“ Aus seiner Sicht ist die Offshore-Windenergie eine tragende Säule der Energiewende. „Derzeit müssen Unternehmen, die in Offshore investieren, noch vergleichsweise hohe Risiken auf sich nehmen“, so Weber. Neben technischen Innovationen braucht die Branche vor allem auch neue Finanzierungsmodelle. Gegenwärtig werden 70% aller Offshore-Windparks weltweit von den großen Energieversorgern direkt finanziert. Strategische Investoren sind zu rund 19% an Offshore-Projekten beteiligt, Finanzinvestoren bilden mit nur 11% die Minderheit. Um ihre Kapitalbindung und ihr strategisches Risiko zu minimieren, versuchen die Energieunternehmen schon heute verstärkt Finanzinstitutionen wie Banken und Versicherungen, aber auch Stadtwerke als Minderheitsinvestoren in ihre Offshore-Vorhaben zu involvieren. Künftig wird dies dringend notwendig sein, um die hohen Investitionen überhaupt bewältigen zu können. Doch dafür braucht die Offshore-Industrie dringend stabile politische Rahmenbedingungen. „Besteht kein Vertrauen in die langfristige Perspektive dieser

Technologie, so drohen der Branche in den kommenden Jahren existenzielle Probleme“, warnt Weber.

Seit Leistung vom Wetter abhängt, ist der Wetterbericht mehr als ein Wetterbericht

Präzise Prognosen fehlen vor allem noch für Photovoltaik

Mit dem Wachstum der erneuerbaren Energiemärkte wächst auch die Bedeutung von Wetterprognosen. Energiehändler und Netzbetreiber sind auf die Vorhersagen angewiesen, um zu wissen, wie viel Ökostromeinspeisung täglich zu erwarten ist. Die Netzbetreiber müssen die Netzauslastung richtig einschätzen können. Ist mit viel Wind und Sonnenstrom im Netz zu rechnen, muss die Leistung der fossilen Blöcke rechtzeitig heruntergefahren werden. Einer der führenden Anbieter von Energieleistungsprognosen in Deutschland ist das Unternehmen energy & meteo systems (emsys), das weltweit für Windparks mit einer Gesamtleistung von über 80 GW die Vorhersagen liefert. Basierend auf den Prognosen von rund einem Dutzend nationaler Wetterdienste, errechnet emsys mit eigenen mathematischen Programmen und Modellen möglichst präzise Ergebnisse. „Beim Blick auf den nächsten Tag weichen unsere Prognosen für große Portfolios über das gesamte Jahr gesehen nur noch unter vier Prozent ab.“ verkündet Matthias Lange, einer der beiden Gründungsgesellschafter von emsys. Die Verlässlichkeit der Vorhersagen ist besonders für die Übertragungs-

netzbetreiber von großer Bedeutung, da diese auch für das EEG-Bilanzkreismanagement verantwortlich sind. „Die Prognosen sind ein unverzichtbarer Bestandteil für das Funktionieren der Energiewende.“, meint der Geschäftsführer und promovierte Physiker Lange weiter. Auch wenn die Qualität der Wetterdienste stetig besser wird, sind die Launen der Natur weiter ein schwer zu berechnender Faktor. So werden beispielsweise morgendliche Bodennebel für emsys immer wieder zum Problem, wenn sie unvorhersehbar in den Tälern hängen bleiben und so die Prognosen für die Solarleistung verklären. Oder wenn eine plötzliche Richtungsänderung einer Tieffront eintritt, und damit die Windstromspeisung und folglich den Intraday-Handel beeinflusst. Der Zugriff auf Online-Daten der Windturbinen macht inzwischen ein rasches Eingreifen möglich. Großen Nachholbedarf gibt es hingegen noch bei der Photovoltaik. Für die bundesweit 1,3 Mio. Solaranlagen existieren derzeit nur zwei Prognosedienstleister, die für ganz Deutschland Vorhersagen anbieten. Gerechnet wird vorrangig mit kumulierten Ertragswerten, ein Online-Zugriff ist hier noch in weiter Ferne. Auch die Gasversorger zählen neben der Öko-Strombranche zunehmend zu den wichtigen Kunden der Wetterdienstleister. Unternehmen wie der Deutsche Wetterdienst arbeiten ständig an der Verbesserung ihrer Wettermodelle, um den Bedürfnissen der Energiewirtschaft entgegen zu kommen. Der Energieriese Vattenfall greift derzeit noch zusätzlich auf die Expertise fünf eigener Meteorologen an verschiedenen Standorten zurück. Gute Wetterfrösche sind also wieder gefragt denn je, seit Wettervorhersagen mit Leistungsprognosen einhergehen.

9 Mio. € Gewinn machen 2012 zum erfolgreichsten Geschäftsjahr der Abo Wind

Weiteres Wachstum der Wiesbadener nicht ausgeschlossen

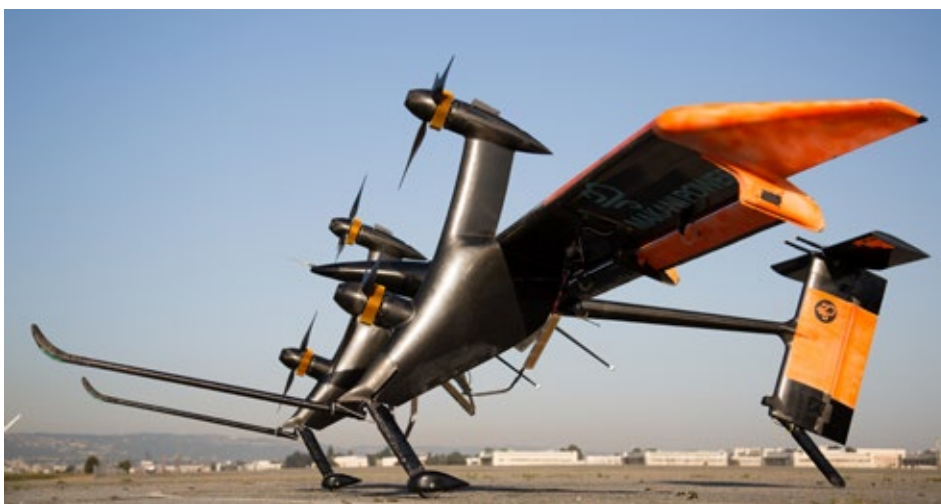
Der Wiesbadener Projektentwickler Abo Wind AG konnte im vergangenen Jahr einen Gewinn von 9 Mio. € erzielen. Damit war das Jahr 2012 das bislang erfolgreichste Geschäftsjahr für Abo Wind seit der Gründung des Unternehmens in der zweiten Hälfte der 1990er Jahre. Der Umsatz lag bei gut 82 Mio. €, insgesamt wurden europaweit Windkraftanlagen mit einer Gesamtleistung von rund 158 MW in Betrieb genommen. Rund 83 MW der neu installierten Leistung entfielen dabei auf den deutschen Markt. Ähnlich große Kapazitäten plant Abo Wind auch in diesem Jahr zu erreichen. In Europa und Argentinien kann das hessische Unternehmen bereits eine Projektpipeline von rund 2.000 MW vorweisen, etwa 350 MW entfallen auf Deutschland. Beteiligungen an der Abo Wind AG besitzen seit 2012 auch der Regionalversorger Mainova mit 10%, sowie die Baden-Würt-

tembergische Versorgungsanstalt für Ärzte, Zahnärzte und Tierärzte (BWVA) mit 5%. Laut Vorstand Jochen Ahn zahlt sich vor allem das langjährige Engagement des Projektentwicklers in der Mitte und im Süden Deutschlands heute aus: „Da nun auch der Süden die Windkraft entdeckt hat, wachsen wird derzeit noch stärker als die Branche.“

Google übernimmt Makani Power

Internetgigant investiert bereits seit 2006 in den Weltmarktführer für Flugwindanlagen

Der Internetriesen Google setzt schon seit langem auf erneuerbare Energien, doch mit seiner neuesten Investition geht das Unternehmen ganz eigene Wege. Mit dem Erwerb von Makani Power übernimmt Google den Weltmarktführer für Flugwindanlagen. Über den Kaufpreis herrscht Stillschweigen. Nach einem Bericht des Magazins „IT-Business“ investierte Google seit 2006 bereits rund 15 Mio. \$ in Makani Power. Die nun erfolgte Übernahme sei



Ausdruck einer "langen und produktiven Partnerschaft zwischen den beiden Unternehmen", heißt auf der Homepage des Windturbinenherstellers. Das Unternehmen stellt fliegende Turbinen her, die nur über ein Kabel mit der Bodenstation verbunden in die Höhe steigen und dort im Flug Strom produzieren. Statt auf feststehenden Türmen kreisen sie in der Luft. Auf diese Weise können starke Winde in hunderten Metern Höhe genutzt werden, die Windausbeute ist extrem effizient. Durch die Leichtbauweise der Turbinen lassen sich mehr als 90% des Gewichts eines herkömmlichen Windrads einsparen. Laut „IT-Business“ soll nun das „Geheimlabor“ Google X an der Weiterentwicklung der Technologie arbeiten. In der Spezial-Abteilung des Suchmaschinen-giganten seien bereits die Datenbrille „Google Glass“ sowie ein selbstfahrendes Auto entwickelt worden.

1.085 Mio. € verzeichnet werden. Ende Dezember hatte das EEG-Umlagenkonto bereits ein Minus von 2.691 Mio. € aufgewiesen. Übertragungsnetzbetreiber TransnetBW rechnet dieses Jahr auch in den Monaten Mai und Juni mit einem weiteren Absinken der Zahlen ins Negative. Eine Erholung des Kontostandes ist mit Blick auf die vergangenen drei Jahre frühestens im November zu erwarten. Im ersten Quartal des Jahres 2013 war das Minus noch rapide geschrumpft, nun dürfte es weiter steigen. Damit verdeutlicht das Umlagekonto das Ungleichgewicht zwischen den Ausgaben für die Förderung der Erneuerbaren und den Einnahmen aus der EEG-Umlage sowie der Vermarktung.

EEG-Umlagenkonto schafft es nicht aus den negativen Zahlen

Selbst der April lag 2013 mit 385 Mio. € im Minus

Das EEG-Umlagenkonto hat es auch im April nicht geschafft, aus dem Minus zu klettern. Nach Angaben der Übertragungsnetzbetreiber verringerte sich dieses zwar von minus 452 Mio. € im März auf minus 385 Mio. € Ende April, jedoch lag es in den drei vorhergehenden Jahren im Monat April stets deutlich im Plus und fiel erst in den Monaten Juni/Juli wieder in den Minusbereich. Im April vergangenen Jahres konnte beispielsweise noch ein Plus von

Bidnachweis:

Seite 11 - Copyright: Makani Power

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.