



NEWS **LETTER** Mai 2013

5/2013

Die Energiewende und ihre Folgen im europäischen Strommarkt Monatsrückblick: Strompreisentwicklung im April 2013 Strompreisbremse weiter ausgebremst ESWE erwirbt Windpark in Unterfranken Hessische WPE pachtet Flächen der Gemeinde Birstein im Main-Kinzig-Kreis RWE veräußert Windpark-Anteile in Großbritannien „Beyond Petroleum“ bald Geschichte 2013 - weltweites Flautenjahr der Windindustrie? GE übernimmt von Vestas die weltweite Marktführer-Position Enercon mit geschätztem Gewinn von über 500 Mio. € Großauftrag für Siemens Frankreichs Windenergie-Branche erhält endlich Rückenwind

Die Energiewende und ihre Folgen im europäischen Strommarkt

Warum die Erneuerbaren den Strompreis drücken

von Alexander Timm

Die positive Resonanz und gezielte Nachfragen zu dem seit Jahresanfang erscheinenden Strompreissrückblick möchten wir an dieser Stelle zum Anlass nehmen, Triebkräfte und Mechanismen, die hinter der Preisentwicklung der europäischen Strommärkte stehen, näher zu beleuchten.

Am EPEX Spotmarkt der Energie- und Strombörse EEX werden Stundenkontrakte für den aktuellen Tag (Intraday) sowie den Folgetag (Day Ahead) gehandelt. Der Strompreis wird im Voraus für die 24 Stunden des nächsten Tages festgelegt, wobei alle bis 12 Uhr eingetroffenen Angebote berücksichtigt werden. Gehandelt wird der Strom bisher auf drei verschiedenen Marktgebieten in vier Ländern mit eigenen Indizes, nämlich Deutschland/Österreich (Phelix), Schweiz (Swissix) und Frankreich (namenloser Index). Die zwei wichtigsten Kennzahlen des Spotmarkthandels sind die Grundlast- und Spitzenlasttarife, die an der Strombörse als Day Base und Day Peak bezeichnet werden. Der Day Base-Tarif des jeweiligen Marktgebietes stellt den ungewichteten Mittelwert aller 24 Spotmarktstundenpreise eines Tages dar. Day Peak ist der einfache Durchschnitt der Strompreise der Stunden 9 bis 20, also jener Tageshälfte, in der die Stromnachfrage bzw. Netzaus-

lastung besonders hoch ist. Neben dem Spotmarkt sind an der Strombörse auch langfristige Termingeschäfte möglich, bei denen Kunden sich bis zu sechs Jahre im Voraus mit Strom eindecken können.

Entscheidend für die Preisbildung am Spotmarkt ist die sogenannte Merit-Order oder auch Einsatzreihenfolge der Kraftwerke. Dabei werden alle am Markt teilnehmenden Erzeugungseinheiten bzw. Kraftwerke zunächst nach ihren Grenzkosten, die hauptsächlich vom eingesetzten Brennstoff, dem Anlagenwirkungsgrad und der Technologie abhängen, vom günstigsten zum teuersten Kraftwerk, sortiert. Die niedrigsten Grenzkosten weisen dabei die Atomkraftwerke auf, gefolgt von Braun-

kohle- sowie Steinkohlekraftwerken. Die höchsten Grenzkosten besitzen gas- und ölgefeuerte Kraftwerke. Das letzte Kraftwerk der Aufreihung, das noch zur Deckung der Stromnachfrage benötigt wird, bestimmt mit seinen Grenzkosten den Börsenstrompreis der jeweiligen Stunde.

Das Lastprofil in Deutschland hat einen charakteristischen Verlauf und hängt wesentlich von den Faktoren Werktag/Feiertag sowie Jahreszeit und Temperatur ab. Nachts ist die Netzlast deutlich geringer als tagsüber, genauso wie der Strombedarf im Winter signifikant höher ist als im Sommer. Da die einzelnen Jahres- und Tagesphasen sich hinsichtlich der bereitzustellenden Leistung um mehrere Gigawatt unterscheiden, un-

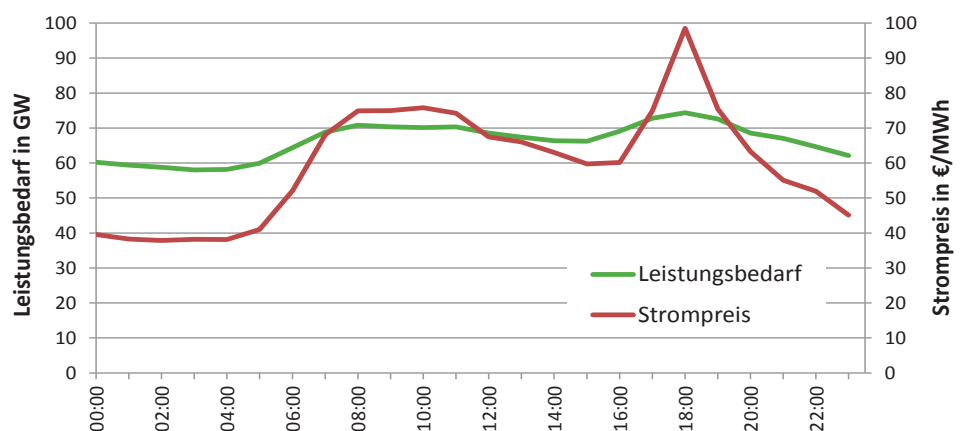


Abbildung 1: Zusammenhang zwischen Stromnachfrage und Strompreis in Deutschland

terliegt auch der Strompreis deutlichen Schwankungen, weil nach der Merit-Order entweder mehr bzw. teurere oder weniger bzw. günstigere Kraftwerke zum Einsatz kommen. Das Strompreisprofil folgt damit in etwa dem der Last, was aus Abbildung 1 hervorgeht, in der der typische Lastgang eines Wintertages dargestellt ist.

Abbildung 2 soll die Preisbildung anhand eines fiktiven Kraftwerksparks und hypothetischen Grenzkosten der einzelnen Erzeugungsanlagen verdeutlichen. Unter der Annahme, dass am Markt ein Leistungsbedarf von 40 Gigawatt (GW) besteht, ergibt sich nun ein Strompreis bzw. Market-Clearing-Price von 62 €/MWh als Resultat der Grenzkosten des letzten zur Lastdeckung nötigen Kraftwerkes, das in diesem Beispiel ein Gas- und Dampfturbinenkraftwerk ist. Alle Kraftwerke mit niedrigeren Grenzkosten werden ebenfalls zur Stromproduktion herangezogen und erhalten ebendiese Vergütung, wodurch deren Betreiber teils hohe Margen einfahren können.

Mit zunehmender Bedeutung der erneuerbaren Energien in Deutschland und ihrem stetig wachsenden Anteil an der Stromerzeugung hat sich die Einsatzreihenfolge des Kraftwerksparks deutlich verändert. Dies liegt vor allem daran, dass regenerative Energieträger mit Grenzkosten von 0 € noch vor allen anderen Kraftwerken in die Merit-Order eingereiht werden, da ihre Kosten in der Regel durch die EEG-Vergütung, die letztendlich durch die Endabnehmer gezahlt wird, gedeckt sind. Zusätzlich besteht für sie mit Blick auf den Klimaschutz Einspeisevorrang.

Die Berücksichtigung erneuerbarer Einspeisung ist in Abbildung 3 dargestellt. Es wird angenommen, dass der Kraftwerkspark und dessen Grenzkosten aus dem ersten Beispiel unverändert blei-

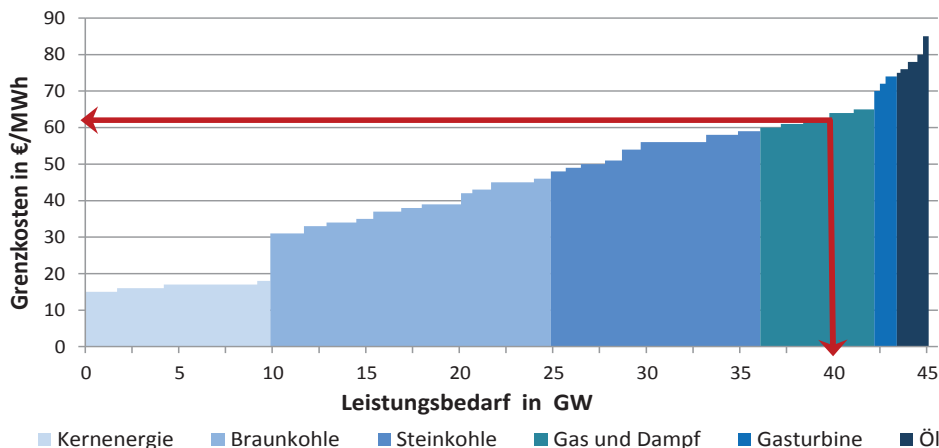


Abbildung 2: Merit-Order eines fiktiven konventionellen Kraftwerksparks, Strompreisermittlung über Leistungsbedarf

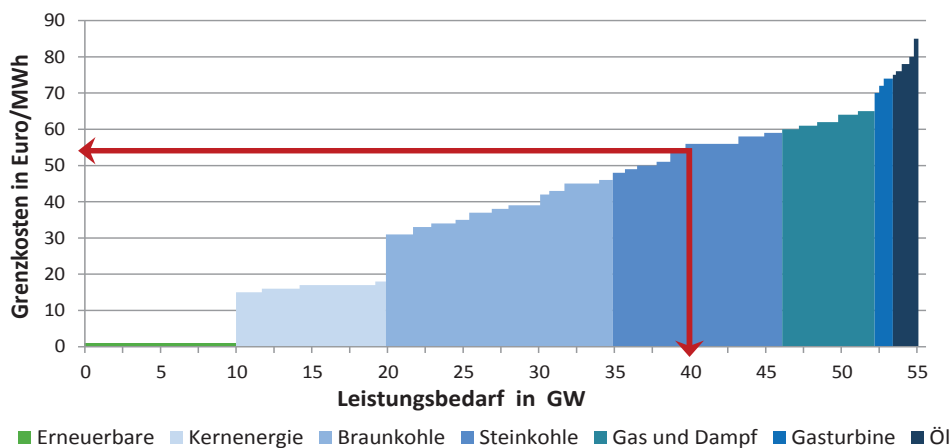


Abbildung 3: Merit-Order eines fiktiven Kraftwerksparks mit Einspeisung erneuerbarer Energien

ben, aber nun Windkraft-, Photovoltaik- und Biomasseanlagen mit einer Leistung von 10 GW einspeisen. Dadurch verschiebt sich auch die Anordnung der Kraftwerke in der Merit-Order eingereiht werden, da ihre Kosten in der Regel durch die EEG-Vergütung, die letztendlich durch die Endabnehmer gezahlt wird, gedeckt sind. Zusätzlich besteht für sie mit Blick auf den Klimaschutz Einspeisevorrang. Die Berücksichtigung erneuerbarer Einspeisung ist in Abbildung 3 dargestellt. Es wird angenommen, dass der Kraftwerkspark und dessen Grenzkosten aus dem ersten Beispiel unverändert blei-

werke der Unterschied zwischen deren Grenzkosten und dem gesunkenen Börsenstrompreis um 8 €/MWh geringer aus, wodurch sich deren Einnahmen, und damit deren Marge, erheblich verringern.

Die Kostenersparnis für Abnehmer von Strom, gemeint sind hier EVUs und industrielle Großabnehmer, nicht Privatkunden, die sich letztendlich durch die Verdrängung teurer Kraftwerke aus dem Markt ergibt, wird als Merit-Order-Effekt betitelt. Dieser Effekt trug laut einer Analyse des Fraunhofer ISI (2011) in den Jahren 2006 bis 2010 zu

einer Minderung des Phelix Day Base-Tarifes zwischen 5,3 und 6,1 €/MWh bei und führte somit zu einer Entlastung von insgesamt 18 Mrd. € im Bereich der Strombeschaffung.

In den letzten Jahren haben sich insbesondere mit dem rasanten Ausbau der Photovoltaik im Tagesverlauf merkliche Veränderungen des Spotmarktstrompreises aufgrund der regenerativen Energieerzeugung ergeben: Mussten Abnehmer vor einigen Jahren zur Mittagszeit, also zum Bedarfsmaximum eines Tages, für Strom noch die höchsten Preise zahlen, so korreliert heute die Einspeisung aus Photovoltaikanlagen gut mit der mittäglichen Lastspitze und deckt bzw. überdeckt diese sogar. Daraus resultiert ein geringerer Börsenstrompreis in den Mittags- und Nachmittagsstunden, da insbesondere teure Erzeugungsanlagen auf Öl- und Erdgasbasis, aber auch Steinkohlekraftwerke nicht mehr zur Nachfragedeckung benötigt und aus dem Markt gedrängt werden.

Auch die Wind- und Bioenergie tragen maßgeblich zur dauerhaften Senkung des Börsenstrompreises bei. Die Biogas- und Biomassekraftwerke erzeugen mit einer konstanten Einspeiseleistung von etwa 3 bis 4 GW Strom, was eine Art erneuerbare Grundlast darstellt und ganzjährig preismindernde Effekte auf den Strompreis nach sich zieht. Mithilfe der Windenergie, die ihre Produktionsmaxima im Winterhalbjahr erreicht, kann insbesondere in dieser Periode, in der die Stromnachfrage und entsprechend auch der Strompreis hoch sind, ein preisreduzierender Effekt festgestellt werden.

Insbesondere für Großabnehmer, beispielsweise aus dem Bereich der energieintensiven Industrien, müssten sich somit die merklich geringeren Strom-

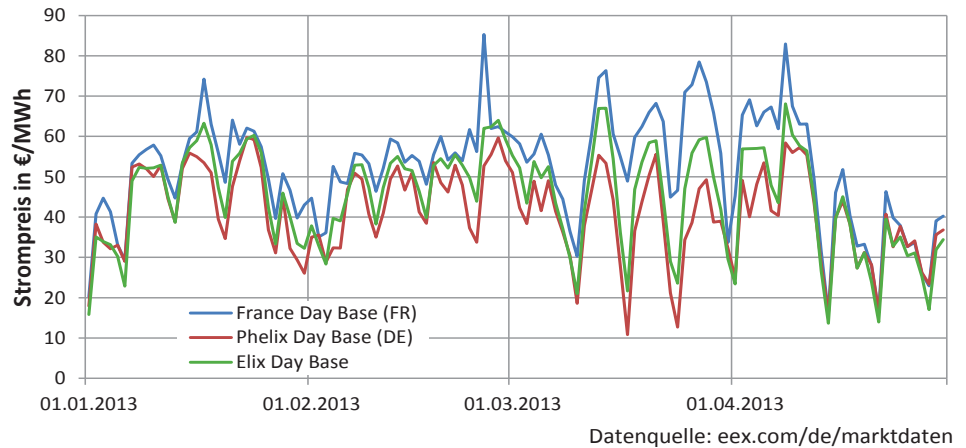


Abbildung 4: Gegenüberstellung der Börsenstrompreise in Deutschland, Frankreich sowie Elix, Januar – April 2013

preise in Deutschland zum Beispiel ggü. Frankreich als Standort- und Wettbewerbsvorteil herausstellen. In Abbildung 4 wird deutlich, dass der Börsenstrompreis in Frankreich (blaue Kurve) im Jahre 2013 bisher stets über dem deutschen Indexwert (rote Kurve) lag. Während der Phelix Day Base nie die 60 €/MWh-Marke überschritten hat, gab es im französischen Index mehrmals Preissprünge auf über 80 €/MWh. Ein synthetischer Index, der für diese Marktgebiete berechnet wird, ist der Elix bzw. European Electricity Index, der als Referenzwert für einen unbeschränkten europäischen Binnenstrommarkt fungiert, was in erster Linie bedeutet, dass keine Handelsengpässe aufgrund fehlender Leitungskapazitäten existieren. Er soll die Vorteile eines zukünftigen Systems aufzeigen, bei dem elektrische Energie nicht nur national, sondern auch im großen Maßstab über Ländergrenzen hinweg gehandelt wird, wovon die Beteiligten durch niedrigere Kosten für den Bezug von Strom erheblich profitieren können. Legt man den Elix (grüne Kurve) nun neben die beiden vorher erwähnten Indizes, so stellt man fest, dass insbesondere die

französischen Preisspitzen gekappt und gleichzeitig die Tiefststände aus dem deutschen Markt erhalten bleiben.

Die Preisentwicklung der Strommärkte zeigt, dass die Kapazitäten der erneuerbaren Energien in Deutschland inzwischen ein Niveau erreicht haben, dass bei günstigen Wetterlagen so viel Elektrizität zu Grenzkosten von 0 € in den deutschen Strommarkt eingespeist wird, dass diese weder allein in Deutschland verbraucht, noch in die Nachbarländer exportiert werden kann. Dies führt dazu, dass sich der deutsche Strommarkt stärker von den Strommärkten der Nachbarländer abkoppelt. Erst eine Ausweitung transnationaler Leitungs- bzw. Netzkapazitäten könnte hier wieder für eine Normalisierung sorgen. Dies würde jedoch voraussetzen, dass das Projekt der Energiewende von der deutschen auf die europäische Agenda gehoben würde. Doch dies ist augenblicklich nicht absehbar: Polen und Tschechien arbeiten derzeit an der Einführung von Phasenschiebern, die die Einspeisung von deutschem EE-Strom in die eigenen Strommärkte verhindern soll.

Monatsrückblick: Strompreisentwicklung im April 2013

Erstmals über 60% des Strombedarfes an einem Werktag durch regenerative Energien gedeckt

Nachdem Mitteleuropa im April den langen Winter endgültig hinter sich gelassen hat, verringerte sich auch der Spotmarktpreis für Elektrizität aufgrund der gesunkenen Stromnachfrage deutlich.

In der ersten Aprilwoche bewegte sich der Börsenstrompreis im für Deutschland relevanten Phelix (Physical Electricity Index) werktags zwischen 40 und 53 €/MWh im Grundlastbereich (Phelix Day Base) sowie zwischen 40 und 63 €/MWh für Spitzenlaststrom (Phelix Day Peak). Die Leistung der Stromerzeugung der Windenergieanlagen bewegte sich überwiegend im unteren Leistungsbereich bis 5 GW, wobei am 3. April eine Erzeugungsspitze von 10,5 GW erreicht wurde. Die Einspeisung aus Photovoltaikanlagen erfolgte zur Mittagszeit meist mit einer maximalen Leistung von 15 GW, am 5. und 6. April blieb diese jedoch aufgrund dichter Bewölkung auf einem niedrigen Niveau von nur 5

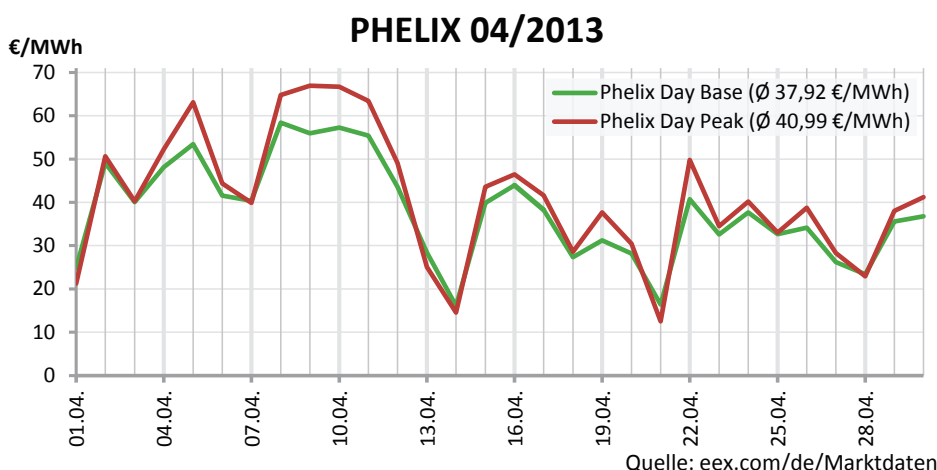
bzw. 8 GW, was insbesondere den Peak-Strom verteuerte.

In der zweiten Aprilwoche erreichte der Phelix seine höchsten Monatswerte für Grund- und Spitzenlaststrom. So wurden in der Zeit vom 8. bis 11. April für den Day Base-Tarif zwischen 55 und 58 €/MWh fällig, der Kauf von Spitzenlaststrom kostete die Abnehmer zwischen 63 und 68 €/MWh. Dies stellt für den Monat April hohe Preise dar. Der Grund lag unter anderem in der Abschaltung zweier Atomkraftwerke aufgrund der jährlichen Revisionen, weswegen deren Erzeugungskapazitäten dem Markt nicht zur Verfügung standen und so teurere Kraftwerke zur Deckung der anhaltend hohen Stromnachfrage eingesetzt werden mussten. Die regenerative Stromerzeugung kam im Windenergiesektor auf Spitzenwerte von 13,5 GW am 13. April sowie auf eine Leistung zwischen 9 und 18 GW im Bereich der solaren Stromgewinnung. Ab der Monatsmitte pendelte sich der Spotmarktpreis schließlich als Folge eines deutlichen Temperatursprunges nach oben und dem dadurch sinkenden Bedarf an elektrischer Energie auf einem gewöhnlichen Niveau ein. Die Preisunterschiede zwischen Grundlast- und Spitzenlaststrom verringerten sich dabei aufgrund der höheren Stromer-

zeugung aus Photovoltaikanlagen deutlich. Vom 15. bis 17. April erreichte die Solarstromproduktion Leistungen zwischen 17 und 22 GW, die Windstromerzeugung verlief fluktuierend mit 2 bis 9 GW. Für etwa 38 bis 46 €/MWh konnte Strom im Tageschnitt erworben werden. Am 18. April wurde ein historischer Meilenstein der erneuerbaren Energieerzeugung in Deutschland erreicht. Wasserkraft, Biomasse, Photovoltaik und Windenergie produzierten an diesem Tag zwischen 11 und 15 Uhr mit einer Gesamtleistung von ca. 40 GW Strom, sodass in diesem Zeitfenster schließlich ein Anteil an der Stromerzeugung von über 60% realisiert wurde – ein neuer Spitzenwert an einem verbrauchsstarken Werktag. Aufgrund der hohen regenerativen Einspeisung verringerte sich auch der Strompreisdurchschnitt infolge des Merit-Order-Effektes auf 27,35 €/MWh (Grundlast) und 28,57 €/MWh (Spitzenlast).

Zum Wochenende des 20. und 21. April verbuchte der Phelix an letzterem Tag den Tiefststand des Monats. Day Base-Strom kostete Abnehmer 16,39 €/MWh, Day Peak-Strom konnte im Schnitt für nur 12,50 €/MWh erworben werden.

An den restlichen Apriltagen erfolgte die Solarstromerzeugung in Ihrem Tagesmaximum meist im Bereich deutlich über 10 GW, wobei am 24. April mit dem Monatshöchstwert von 23 GW PV-Leistung bereitgestellt werden konnte. Die Windenergieerzeugung war mäßig und belief sich meist auf Werte unter 5 GW. Grundlaststrom kostete werktags



32 bis 40 €/MWh und Spitzenlaststrom zwischen 33 und 49 €/MWh.

Der Monatsmittelwert für eine Megawattstunde Grundlaststrom betrug im April 37,92 €, für Spitzenlaststrom mussten durchschnittlich 40,99 €/MWh bezahlt werden, was einer Absenkung von 3% bzw. 5% im Vergleich zum Vormonat März entspricht.

Strompreisbremse weiter ausgebremst

Kürzung der Ökostromvergütung bleibt Politikum

Dass es noch vor der Bundestagswahl zu einer Einigung zwischen Bund und Ländern beim Thema Strompreisbegrenzung kommen wird, scheint allmählich utopisch. Ein angesetztes Treffen mit den Chefs der Staatskanzleien wurde erst kürzlich vom Kanzleramt abgesagt, da eine Einigung derzeit „nicht in Sicht“ sei, wie eine Regierungssprecherin gegenüber der dpa begründete. Dabei scheint die Problematik mehr als wahlkampfartig, jeder sucht derzeit die Schuld beim anderen. Für Bundeswirtschaftsminister Philipp

Rösler sind die rot-grün regierten Länder die Verantwortlichen, vor allem die Grünen hätten keine Bereitschaft zu Kürzungen der Ökostromvergütung signalisiert. Doch die hatten sich eigentlich mit einer Senkung um 25% einverstanden gezeigt. Dennoch scheint Grünen-Fraktionschef Jürgen Trittin erfreut über die aktuelle Entwicklung: „Es ist gut, dass Altmaiers und Röslers Ausbaubremse vor dem Aus steht. Alleine ihre Ankündigung hat zehntausende von Arbeitsplätzen und Investitionen in Milliardenhöhe gefährdet“.

Wahre Freude dürfte zunächst jedoch bei der Industrie aufkommen, die wegen möglichen Kürzungen ihrer Privilegien bei der EEG-Umlage in Aufruhr geraten war.

„Hier geht es vor allem um ungerechtfertigte Industrieprivilegien, um die EEG-Umlagebefreiungen für Stromerzeugung aus fossilen Kraftwerken und um den Wälzungsmechanismus, der die EEG-Umlage erhöht, je stärker die erneuerbare Energien die Börsenpreise senken.“, kritisiert der Grünen-Energiepolitiker Hans-Josef Fell. „Das Problem ist nun, dass die von der Regierung Merkel in den letzten EEG-Novellen geschaffenen Kostentreiber, die nichts mit dem Ausbau der erneuerbare Energien zu tun haben, weiter bestehen bleiben“.

Dabei sollte eigentlich in Gesprächen zwi-

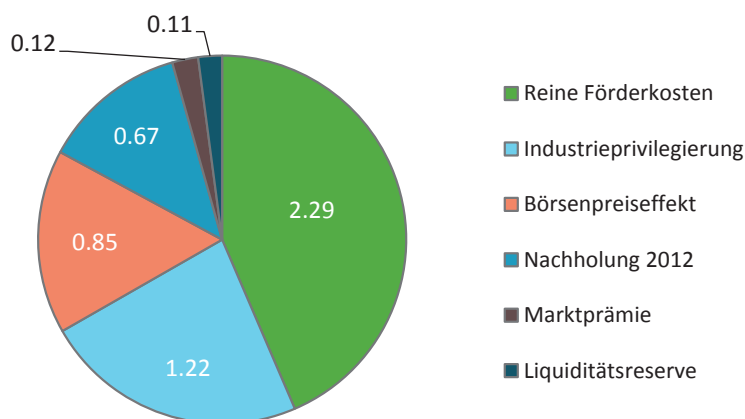
schen Bundesregierung und Ländern bis Mai noch ein Kompromiss gefunden werden, die Belastungen für Stromkunden zu beschränken, nachdem sich ein Scheitern der sogenannten „Strompreisbremse“ bereits beim Energiegipfel im Kanzleramt Ende März angekündigt hatte. Statt zu einer Einigung für eine Maßnahme zur Reduzierung der Kosten zu gelangen, wurden auf dem Gipfeltreffen bereits mögliche Eingriffe in die Rechte bestehender Erneuerbaren-Anlagen definitiv ausgeschlossen, um keine Investoren zu verschrecken. Für den BDEW stellt die Absetzung der Gespräche ein „fatales Signal“ für die Energiewende dar.

SPD-Generalsekretär Hubertus Heil hält der schwarz-gelben Regierung vor, dass sie ihr Handeln nur wegen der Bundestagswahl einstelle und damit bei Verbrauchern und Wirtschaft Verunsicherung hervorrufe. Er verkündete auch die Bereitschaft der SPD, noch vor der Sommerpause weiter über Maßnahmen gegen die drohende Erhöhung der Ökostrom-Umlage zu verhandeln.

Der bayerische Landesumweltminister Marcel Huber fordert ebenso „Sofortmaßnahmen zur Entlastung der Verbraucher“. Seine Ansicht, dass der Staat an steigenden Strompreisen nicht mitverdienen dürfe, weil dadurch mehr Mehrwertsteuereinnahmen entstehen, teilt vor allem auch die SPD.

Eine gerechte Kostenverteilung ohne den Erneuerbaren-Ausbau zu behindern, scheint eigentlich die Forderung aller Seiten. Noch steht parteipolitisches Taktieren vor dem Interesse, die deutschen Stromverbraucher zu entlasten. Gegenüber der Nachrichtenagentur Reuters fasste der stellvertretende Bundestagsfraktions-Vorsitzende der SPD, Ulrich Kelber, kurz zusammen: „Das eigentliche Problem ist, dass die Regierung selbst sich nicht einig ist“.

Zusammensetzung der EEG – Umlage 2013 (5,277 ct/EUR)



Quelle: BmU

ESWE erwirbt Windpark in Unterfranken

Inbetriebnahme des ABO Wind-Projektes für Herbst vorgesehen

Die ESWE Versorgungs AG erwirbt 100% der Geschäftsanteile an der ABO Wind WP Uettingen, einem kleinen Windpark rund 20 km westlich von Würzburg. Die drei Windenergieanlagen des Typs Nordex N117 werden zur Zeit von dem Wiesbadener Projektierer ABO Wind AG in der bayrischen Gemeinde Uettingen errichtet, die Inbetriebnahme des Windparks ist für Herbst vorgesehen. Die Anlagen besitzen je 2,4 MW Nennleistung und werden somit rund 19 GWh Strom pro Jahr produzieren. Damit ließe sich künftig rund ein Prozent des Strombedarfs der Stadt Wiesbaden decken, der jährliche CO₂-Ausstoß wird dabei um mehr als 11.500 t reduziert. Der Projektwert des Windparks liegt bei rund 14 Mio. €. Bereits beteiligt war die ESWE AG bislang am für die Einspeisung benötigten Umspannwerk. Mit dem Erwerb des kleinen Windparks in Unterfranken gründete das Wiesbadener Unternehmen nun eigens die ESWE Windpark GmbH.

Hessische WPE pachtet Flächen der Gemeinde Birstein im Main-Kinzig-Kreis

Bürgerbeteiligung an den drei geplanten Windkraftanlagen vorgesehen

Die Gemeinde Birstein hat entschieden, drei Windenergieanlagen auf gemeindeeigenen Flächen errichten zu lassen. Der Pachtvertrag für das Gelände wurde bereits von der Hessischen Windpark Entwicklungs GmbH (WPE) unterzeichnet, der gemeinsamen Tochtergesellschaft der ABO Wind AG und der Mainova AG.

Bereits 2014 sollen die Windräder am Netz sein. Die Anlagen sollen jährlich bis zu 20 Mio. kWh Strom produzieren, genügend für die Versorgung von 8.000 Haushalten.

Auch eine Bürgerbeteiligung ist angedacht, ob in Form einer Genossenschaft, einer Direktanleihe oder eines Sparkassenbriefes ist noch offen. Alle Pachteinnahmen werden vollständig der Gemeindekasse zu Gute kommen.

Bereits im Herbst soll mit der Rodung der Waldflächen begonnen werden.

Birstein hat auf den neu ausgewiesenen 400 ha Windkraftvorrangflächen drei Anlagen auf kommunalem Grund gestatten, ebenfalls sollen dort weitere acht private Anlagen entstehen.

Die Kommune im Main-Kinzig-Kreis öffnete sich bereits sehr früh den Erneuerbaren, schon 1996 wurden hier die ersten Windenergieanlagen in Betrieb genommen. Mit den elf neuen Windkraftanlagen steigert sich Birstein um 100% auf insgesamt 22 Anlagen.

RWE veräußert Windpark-Anteile in Großbritannien

Erlös von rund 195 Mio. € soll in neue regenerative Projekte fließen

Der Energiekonzern RWE hat 49,9% der Anteile an dem 90 MW Offshore-Windpark Rhyll Flats und 41% der Anteile am 60 MW starken Onshore-Windpark Little Cheyne Court an die UK Green Investment Bank und die Fondsgesellschaft Greencoat UK Wind verkauft. Die Mehrheitsanteile an den beiden Windparks in Großbritannien verbleiben jedoch weiterhin bei RWE Innogy, der RWE-Tochter für Erneuerbare.

Der Verkauf bringt RWE einen Erlös von rund 195 Mio. €, die das Unternehmen wiederum in regenerative Projekte investieren will. Die RWE Innogy GmbH baut damit weiter die enge Zusammenarbeit mit privaten und öffentlichen Investoren für die Realisierung möglichst vieler Vorhaben aus. „Unser Ziel ist es, über Beteiligungsmodelle zusätzliches Kapital für den Ausbau erneuerbarer Energien in ganz Europa zu generieren.“, sagt Dr. Hans Bunting, Vorsitzender



der Geschäftsführung der RWE Innogy GmbH. „Die Energiewende in Europa braucht viele Schultern.“

RWE kann bereits auf eine langjährige Erfahrung im Bereich der Offshore-Projekte in Europa zurückgreifen. Laut Schätzung der RWE Innogy konnte das Unternehmen zusammen mit verschiedensten Investoren bisher europaweit Entwicklungsprojekte mit einer Gesamtleistung von rund 12 GW realisieren. Des Weiteren ermöglicht RWE Innogy gegenwärtig über das Gemeinschaftsunternehmen Green Gecco insgesamt 29 deutschen Stadtwerken eine Beteiligung an erneuerbaren Projekten.

„Beyond Petroleum“ bald Geschichte

BP zieht sich aus Windenergie-Branche zurück

Der britische Konzern BP galt bislang in den USA als einer der größten Betreiber von Windrädern. Nun kehrt das Unternehmen den Erneuerbaren den Rücken, sein gesamtes Windkraft-Portfolio in den USA steht zum Verkauf. Dazu zählen Anteile an 16 bereits angeschlossenen Windparks in neun US-Bundesstaaten mit einer Gesamtkapazität von 2.600 MW, sowie weitere Projekte, die noch in der Entwicklungsphase sind.

Der geschätzte Erlös aus den Verkäufen liegt bei rund 1,5 Mrd. \$. Insgesamt plant BP Geschäftsteile im Wert von rund 38 Mrd. \$ zu veräußern, um die enormen Kosten der Öl-Katastrophe im Golf von Mexiko aus dem Jahr 2010 begleichen zu können. Zu dieser war es nach der Explosion der BP-Bohrinsel

„Deepwater Horizon“ gekommen war. In den letzten Jahren vermarktete „British Petroleum“ seine Abkürzung BP als „Beyond Petroleum“, um sein Engagement im Bereich der Erneuerbaren zu betonen. Inzwischen liegt der Fokus wieder auf dem eigentlichen, derzeit gewinnbringenderen Öl-Geschäft. Andere Öl-Konzerne ziehen sich ebenfalls aus der Erneuerbaren-Branche zurück, seit diese mit Subventionskürzungen und Preisverfall zu kämpfen hat. Eine Betrachtung der jährlichen Gesamt-Investitionen BP's von mehr als 20 Mrd. \$ zeigt die tatsächliche Größe des bisherigen Engagements der Briten: Seit 2005 hatte BP pro Jahr etwa eine Mrd. \$ in erneuerbare Energien investiert.

2013 - weltweites Flautenjahr der Windindustrie?

GWEC prognostiziert Rückgang bei Zubau für 2013, aber neuen Aufschwung für 2014

Der Global Wind Energy Council (GWEC) erwartet für dieses Jahr einen enormen Einbruch am Windkraftmarkt. Lag die weltweit neu installierte Leistung im vergangenen Jahr noch bei 44.800 MW, so werden es laut Prognose im laufenden Jahr nur 39.800 MW sein.

Ursächlich für den Rückgang um rund 5.000 MW ist der derzeit geringer ausfallende Zubau in den USA, der im Jahr 2012 bei rekordverdächtigen 13.124 MW lag. Nachdem Senat und Repräsentantenhaus die Windbranche monatelang über eine Ver-

längerung der Production Tax Credit-Regelung im Ungewissen gelassen hatten, kam unter den Windpark-Betreibern zum Jahresende 2012 Hektik auf, ihre neuen Anlagen noch schnell vor dem Auslaufen der Vergünstigungen ans Netz zu bringen. Obwohl die Steuergutschrift für Windkraft-Investoren am 1. Januar doch noch verlängert wurde, rechnen Experten erst in der zweiten Jahreshälfte wieder mit einer Belebung am US-Markt. Prognosen für den dort zu erwartenden Zubau sind aktuell nicht leicht zu treffen, sie schwanken zwischen 2.000 und 7.000 MW.

Positiver hingegen sieht die GWEC die Entwicklungen am deutschen Windmarkt. Hier rechnen die Experten für das laufende Jahr mit einer neu installierten Leistung von bis zu 3.200 MW und bestätigen damit erneut die Vorhersagen des Bundesverbandes Windenergie und der VDMA Power Systems.

Auch China blickt nach den Problemen im Vorjahr optimistisch nach vorn. Nachdem der weltweit größte Windmarkt 2012 nur knapp 13.000 MW zubaute, erwarten die dortigen Windverbände nun rund 18.000 MW an Neuinstallationen.

Der weltweit agierende Windenergieverband GWEC rechnet jedoch bereits im kommenden Jahr mit einem erneuten Aufschwung. Laut der am 17. April in Brüssel vorgestellten Prognose sei ein Zubau von knapp 46.000 MW für 2014 möglich, im Jahr 2015 werde voraussichtlich die 50.000-MW-Schwelle erstmals überschritten.

GE übernimmt von Vestas die weltweite Marktführer-Position

Deutschen Hersteller Siemens, Enercon und Nordex erfolgreich im BTM-Ranking

Der neue weltweit führende Windturbinenhersteller heißt GE. Dies zeigt der jüngst veröffentlichte World Market Update Report von BTM Consult. Der GE-Konzern übernimmt damit nach 12 Jahren die Führung am Markt von der dänischen Vestas-Gruppe, die seit dem Jahr 2000 stets internationaler Marktführer gewesen ist.

GE sicherte sich einen Marktanteil von 15,5%, Vestas lag bei „nur“ 14,0% der weltweit installierten 43.134 MW Windkraft-Leistung. Nach Einschätzung von BTM, einem der führenden Analysten der Windbranche, profitierte GE im vergangenen Jahr vor allem vom rekordverdächtigen Ausbau in den USA mit 13.124 MW.

Auch die deutschen Windturbinenhersteller behaupteten sich 2012 erfolgreich am Markt: Siemens konnte sich mit einem Marktanteil von 9,5% auf Rang drei im BTM-Ranking platzieren,

Enercon landete mit 8,2% auf Platz vier. Noch im Vorjahr lag Siemens mit Rang neun ganze vier Plätze hinter Enercon. Nordex ist nach der BTM-Erhebung der elfgrößte Windturbinenhersteller in der Welt.

Unter den Top 10 landeten auch vier chinesische Hersteller, obwohl der dortige Windmarkt von fehlenden Netzanschlüssen und wachsenden Überkapazitäten geschwächt wurde. China lag 2012 mit einem Neubau von 12.960 MW noch hinter den USA. Die Goldwind-Gruppe, die im Vorjahr 2011 zum ersten Mal einen Platz im BTM-Ranking einnahm, landete nur an siebenter Stelle. Hinter ihr platzierten sich weiterhin die chinesischen Unternehmen United Power, Sinovel und Mingyang. Auch für den US-Windmarkt erwartet die Branche in diesem Jahr einen merklichen Rückgang. Hier wurde die Steuergutschrift Production Tax Credit erst zum Jahresbeginn verlängert, so dass Experten von nur 2.000 bis 7.000 MW neuinstallierter Windkraft-Leistung bis zum Jahresende ausgehen.

Weltweit prognostiziert BTM rund 10% weniger Neuinstallationen in diesem Jahr und stimmt damit mit den Erwartungen von Windenergieverbänden wie dem Global Wind Energy Council über-

ein. Deutschland hingegen wird ein weiterhin wachsender Zubau vorhergesagt. Der Bundesverband Windenergie (BWE) rechnet mit einem Zuwachs im Onshore-Bereich von rund 2.900 MW. Im vergangenen Jahr lag dieser bei 2.330 MW.

Enercon mit geschätztem Gewinn von über 500 Mio. €

Leistungszubau um 3.522 MW im Jahr 2012

Der deutsche Windturbinenhersteller Enercon aus Aurich konnte 2012 trotz aller Schwierigkeiten in der Branche als Rekordjahr verbuchen. Der Umsatz des Unternehmens lag bei 3,7 Mrd. €, der Gewinn wird auf 500 bis 600 Mio. € geschätzt.

Deutschlands führender Turbinenhersteller hält konkrete Zahlen gern zurück, äußerte sich jedoch wie erwartet auf der Hannover Messe zu den Geschäftszahlen: „Wir liegen schon einen Tacken über dem Vorjahresniveau.“, bestätigt Geschäftsführer Hans-Dieter Kettwig. Im Jahr 2011 erwirtschaftete Enercon laut Bundesanzeiger einen Gewinn von 473 Mio. €. Die Ostfriesen sind damit für 2012, neben GE und Siemens, einer der wenigen Gewinner unter den führenden Windturbinen-Lieferanten. Beim Leistungszubau konnte Enercon mit insgesamt 3.522 MW im vergangenen Jahr einen Rekord verbuchen, 1.322 MW wurden allein in Deutschland installiert und stellen hier einen Marktanteil von ca. 53% dar. Nun hat es sich das Unternehmen zum Ziel gemacht, rund 4.000 MW ans Netz zu bringen. In Deutschland sollen in diesem Jahr mehr





als 1.400 MW Windkraft-Leistung hinzukommen.

Profitieren konnte der Marktführer nicht nur von seiner langjährigen Erfahrung, sondern vor allem auch von seiner Einstellung zu Service und Qualität. Bereits seit den frühen 1990er Jahren konzentriert sich Enercon bei verkauften Windkraftanlagen verstärkt auf Kundenbetreuung und Wartungsaktivitäten, bislang baute das Unternehmen hierzu 342 Servicestationen auf. Allein in diesem Segment konnte Enercon im Jahr 2012 einen Umsatz von 380 Mio. € verzeichnen.

Teil des Erfolgsrezeptes dürften auch die weltweit verteilten Fertigungswerke Enercons sein. Das Unternehmen fertigt seine Rotorblätter in elf eigenen Werken, zehn weitere Produktionsstätten stellen die benötigten Türme her. In den neuen Rotorblattwerken im emsländischen Haren und in Aurich kam es 2012 zu Startschwierigkeiten, die Fertigung lief langsamer als erwartet an. Dadurch gab es bei einigen Windpark-Projekten Verzögerungen von bis zu fünf Monaten.

Doch auch Enercons Zuliefererbetriebe konnten vom Erfolg des Windriesen profitieren: Aufträge mit einem Gesamtvolumen von 2,4 Mrd. € vergab

der norddeutsche Konzern extern. Bis 2016 plant der Marktführer jährlich Investitionen von 500 Mio. € zu tätigen. In den letzten beiden Jahren investierte Enercon insgesamt rund 550 Mio. €, drei Viertel davon allein im Bundesland Niedersachsen.

Bis 2015 will das Unternehmen weiterhin die Stromversorgung im Landkreis Aurich zu 100% mit erneuerbaren Energien decken, exemplarisch, als Vorzeige-Projekt. Dafür benötigt Enercon jedoch die Netze der Kommunen im Nordwesten, was dem bisherigen Netzbetreiber EWE Netz gar nicht gefallen dürfte. Dieser hatte den Kommunen zwischen Ems und Elbe im vergangenen Sommer eine Beteiligung an der eigenen Netztochter mit 25,1% offeriert, bei einer Garantiedividende von 4,75 %. Enercon richtete sich nun Mitte März an die Energienetze Ostfriesland GmbH, an der fast alle Gemeinden des Landkreises Aurich beteiligt sind, und bot genau die gleiche Rendite wie der Oldenburger Netzbetreiber.

Von der Regierung forderte Kettwig auf der Hannover Messe sichere Rahmenbedingungen für den weiteren Windkraftausbau insbesondere auch an Land: „Ohne Onshore gibt es keine bezahlbare Energiewende“. Ebenso plä-

dierte der Geschäftsführer für ein neues EEG-Modell ab 2015. Seine Rolle als Turn-Key-Anbieter für Windparks will Enercon künftig noch ausbauen.

Großauftrag für Siemens

Dong Energy bestellt Anlagen mit insgesamt 584 MW bei den Münchnern

Der dänische Energieversorger Dong erteilte Siemens einen Großauftrag für die Lieferung der fast 100 Windturbinen für seinen neuen Windpark vor der Küste Norderneys. Es wurden Anlagen mit einer Gesamtleistung von 584 MW bei dem deutschen Hersteller bestellt. Bei branchenüblichen 1,5 Mio. € pro MW Leistung dürfte das Auftragsvolumen damit fast 900 Mio. € erreichen. Die modernen Windkraftanlagen erzeugen mit einer Leistung von je sechs MW fast doppelt so viel Strom wie bisherige Modelle mit maximal 3,5 MW.

Frankreichs Windenergie-Branche erhält endlich Rückenwind

Neuer Stromkaufvertrag und Energiewendegesetz sorgen für neue Hoffnung am Markt

In Frankreich kommt endlich eine neue Brise in Sachen Windenergie auf. Nachdem die Branche im vergangenen Jahr vor allem durch ein Tarifdekret in die Krise geraten war, soll nun ein neuer Stromkaufvertrag (contrat d'achat) die Stagnation am Markt beenden.

Bereits am 29. März kündigte die französische Umweltministerin Delphine Batho den neuen Vertrag an, nun erschien die Veröffentlichung auf der Internetseite der EDF. Bereits ab Erhalt des Netzanschlussvertrages (contrat de raccordement) darf nun vorzeitig ein rechtsverbindlicher Abschluss des Stromkaufvertrages erfolgen. Wirksam wird dieser jedoch erst mit der tatsächlichen, industriellen Inbetriebnahme des Windparks, mit der auch die Laufzeit des Tarifs beginnt. Die Finanzierung von Windparkprojekten soll auf diesem Wege erleichtert werden.

In einem ersten Entwurf der EDF ursprünglich angedachte strengere Regelungen für den Stromkaufvertrag konnten die französischen Branchenverbände noch abwenden. Abstimmungsbedarf zwischen der Branche und EDF besteht noch bezüglich der Umsetzung eines neuen, kontradiktorischen Kontrollverfahrens der Anlagen.

Gesetzgeberischen Rückenwind erhielt die Windenergie-Industrie Frankreichs am 11. April auch vom französischen Verfassungsrat (Conseil constitutionnel). Dieser entschied sich für ein französisches Energiewendegesetz.

Die Windvorrangzonen (zone de développement) sowie die Verpflichtung, mindestens fünf Windenergieanlagen zu installieren, sind künftig nicht mehr verfassungsgemäß und keine Voraussetzung für den Erhalt eines Kaufverpflichtungszertifikats. Damit wurden von Seiten der Regierung die größten Hindernisse bei der Entwicklung von Windkraftprojekten in Frankreich ausgeräumt.

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.