

Atomausstieg verändert auch den Stromhandel Erneuerbare bringen tiefgreifende Veränderungen der Marktstruktur

Die Energiewende in Deutschland hat dem deutschen Strommarkt schon weitreichende Veränderungen und Preissprünge beschert. Mit dem starken Zubau von erneuerbaren Energien und dem Wegfall der traditionellen Grundlastkraftwerke wird sich der Markt in den nächsten Jahren noch weiteren tiefgreifende Veränderungen gegenüber sehen. So gehen Händler und Analysten gleichermaßen davon aus, dass die Struktur der Spitzenlast- und Grundlastpreise in der Zukunft hinfällig werden könnte.

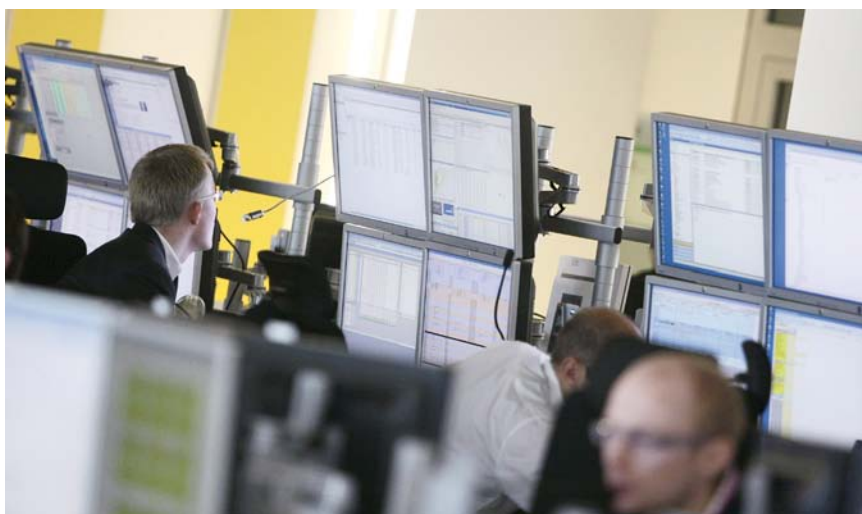
„Wenn die traditionellen Kraftwerke erst mal weggefallen sind, dann werden sie durch erneuerbare Energien ersetzt werden. Das wird die Preisstrukturen am Markt verändern“, sagt ein Händler, der für ein großes deutsches Stadtwerk tätig ist. „Ich denke, dass man dann nicht mehr auf Spitzen- und Grundlastzeiten schaut, sondern es wird Zeiten mit hoher Last und Zeiten mit niedriger Last geben.“

Denn zu den traditionellen Peak-Zeiten über Mittag wird die Solarenergie die Preisspitzen mehr und mehr abfangen, so wie es teilweise schon heute der Fall ist. Mit dem erwarteten Zubau an Photovoltaik-Anlagen wird sich die-

ser Effekt noch verstärken, so dass der Spitzennachfrage künftig auch eine Spitzenproduktion gegenübersteht und sich die Preise über die Mittagsstunden sinken werden. So geht Mark Lewis, der Commodities-Analyst der Deutschen Bank davon aus, dass die Photovoltaik-Kapazität bis zum Jahr 2015 auf 26.161 MW von aktuell mehr als 18.000 MW steigen wird.

Auch der Rohstoff-Analyst Emmanuel Fages, der für die Researchabteilung der französischen Bank Société Générale arbeitet, geht davon aus, dass sich die Preisstruktur am Strommarkt grundlegend ändern wird.

Mehr: Seite 3



Händler und Analysten erwarten, dass sich mit wachsendem Anteil der Erneuerbaren am Energiemix die Differenz zwischen Grund- und Spitzenlast aufheben wird.
Foto: E.ON

Brennelementesteuer RWE und E.ON reichen Klage ein

Der Streit um den Atomausstieg spitzt sich zu: Die Energiekonzerne RWE und E.ON haben die erste Klage gegen die umstrittene Brennelementesteuer eingereicht. Eine RWE-Sprecherin sagte am Mittwoch, die sogenannte Sprungklage der Konzerne sei bereits am Dienstag dem Finanzgericht München zugestellt worden. Konkret geht es um die Besteuerung neuer Brennstäbe, die vor wenigen Wochen im Reaktor Gundremmingen zum ersten Mal eingesetzt wurden. Der Reaktor ist ein Gemeinschaftskraftwerk von RWE und E.ON. Ein E.ON-Sprecher erklärte, formal klage zwar RWE: „Das Vorgehen ist aber mit uns abgestimmt.“

Mit ihrem Vorgehen drücken die Konzerne im Atomstreit aufs Tempo. Denn sie verzichteten darauf, die ihnen gesetzlich zustehenden Fristen auszunutzen und legten gleichzeitig mit dem Widerspruch beim Hauptzollamt Augsburg Sprungklage beim Finanzgericht München ein. Ziel sei es, die Zahlung der Steuern zurückhalten zu können, hieß es in Essen.

Der dritte von der Brennelementesteuer betroffene deutsche Kernkraftwerksbetreiber EnBW hält sich dagegen noch alle Wege offen. Ein Unternehmenssprecher sagte, eine Entscheidung über die Klage werde erst nach dem 15. Juli fallen.

Die Steuer war von der Bundesregierung im Zuge der Laufzeitverlängerung der Atomkraftwerke eingeführt worden. RWE rechnet in diesem Jahr dadurch mit Belastungen in Höhe von bis zu 400 Mio EUR.

Aus dem Inhalt

Teldafax-Insolvenz Schlechte Aussichten	6
Rheinenergie Gaskraftwerke im Visier	7
Gastbeitrag Stromspeicherung im Gasnetz	9

Kraftwerksbau

Neue Hoffnung für Kohlekraftwerk Datteln

Die Bemühungen um den Weiterbau des umstrittenen E.ON-Kohlekraftwerks in Datteln (Kreis Recklinghausen) haben eine weitere Hürde genommen. Die Verbandsversammlung des Regionalverbands Ruhr (RVR) beschloss die Fortsetzung des Regionalplanänderungsverfahrens für den Kraftwerksstandort, wie der Verband mitteilte.

Das nordrhein-westfälische Oberverwaltungsgericht in Münster hatte im September 2009 den Bebauungsplan des E.ON-Projekts für unwirksam erklärt. Nach seiner Fertigstellung sollte das Kraftwerk mit einer Leistung von rund 1.050 MW eines der größten Steinkohlekraftwerke Europas werden. Die Gesamtinvestition beträgt rund 1,2 Mrd EUR. Bei Umweltschützern stieß die Entscheidung des RVR auf scharfe Kritik.

Quartalsbilanz

Atomausstieg belastet Vattenfall mit 1,1 Mrd EUR

Der schwedische Energieversorger Vattenfall sieht wegen des deutschen Atomausstiegs beträchtliche Belastungen auf sich zukommen. Abschreibungen auf den Buchwert stillgelegter Kraftwerke sowie Rückstellungen für Anlagenrückbau und Entsorgung von Brennstäben werden im zweiten Quartal mit 10 Mrd SEK (1,1 Mrd EUR) zu Buche schlagen, teilte die Vattenfall Europe AG mit.

Die Entscheidung der Bundesregierung vom 6. Juni, bis zum Jahr 2022 aus der Atomkraft auszusteigen, dürfte laut Vattenfall den Bundestag passieren und Mitte Juli in Kraft treten. Dem Beschluss zufolge dürfen die beiden Kernkraftwerke Brunsbüttel und Krümmel nicht wieder angefahren werden. Vattenfall ist mit 66,7% am Kraftwerk Brunsbüttel bzw mit 50% am Kraftwerk Krümmel beteiligt und Betreiber beider Anlagen. Weitere Details will Vattenfall in seinem Halbjahresbericht am 28. Juli veröffentlichen.

Atomausstieg

Mainova erwartet mehr Wettbewerb bei Erzeugung

Der Atomausstieg bis zum Jahr 2022 bietet nach Einschätzung des Regionalversorgers Mainova die Chance auf mehr Wettbewerb im deutschen Erzeugungsmarkt. So könnten weitere Marktteilnehmer als die bisherigen vier großen Energiekonzerne am Markt der Stromerzeugung teilnehmen, sagte der Mainova-Vorstandsvorsitzende Constantin Alsheimer auf der Hauptversammlung des Unternehmens in Frankfurt.

„Der Prüfstein für ein höheres Maß an Wettbewerb“ wird laut Alsheimer davon abhängen, „ob die neuen Rahmenbedingungen auch für kleinere Marktteilnehmer hinreichende Anreize zur Teilhabe am Marktgeschehen bereithalten“. Der Mainova-Chef erwartet durch den stärkeren Wettbewerb auch preisdämpfende Signale im Strommarkt. Voraussetzung dafür sei die Verlässlichkeit der Energiegewende. Bis 2015 will der Frankfurter Energieversorger etwa 500 Mio EUR in den Ausbau eigener Kapazitäten im Bereich Strom- und Wärmeerzeugung bereitstellen.

Pipelinebau

Erster Strang der Ostseepipeline fertig

Der erste Leitungsstrang der deutsch-russischen Ostseepipeline ist fertiggestellt. Die drei separat verlegten Teilabschnitte der knapp 1.300 Kilometer langen Trasse seien in den vergangenen Wochen unter Wasser miteinander verbunden worden, teilte das Betreiberkonsortium Nord Stream mit. Im Sommer soll der Leitungsstrang an die Anlandungsbereiche in Russland und Deutschland angebunden werden. Das erste sibirische Erdgas wird voraussichtlich im Herbst nach Europa fließen. Zum Abschluss der mehr als einjährigen Verlegearbeiten hatten Spezialtaucher in bis zu 110 Metern Tiefe die Leitungsabschnitte im Finnischen Meerbusen sowie vor der schwedischen Insel Gotland miteinander verbunden.

Versorgung

Gazprom strebt in den europäischen Strommarkt

Gazprom strebt in den europäischen Strommarkt. Der russische Energiekonzern verhandele mit europäischen Versorgern über den Betrieb von Kraftwerken in der Region, sagte der stellvertretende Gazprom-Vorstandsvorsitzende Alexander Medwedew. Die EU hatte dazu aufgerufen, neue Versorgungskapazitäten zum Ersatz von Atomkraft zu schaffen. „Wir wollen uns nicht nur als Lieferant sondern auch als Betreiber in der Strombranche betätigen“, sagte Medwedew. Bis Jahresende wolle Gazprom wichtige Stromprojekte in Europa ankündigen.

Smart Grids

RWE testet in der Eifel intelligentes Stromnetz

Der Energiekonzern RWE hat in einem Modellversuch in der Eifel sein intelligentes Stromnetz in Betrieb genommen. Auf einer Fläche von 170 Quadratkilometern im Kreis Bitburg-Prüm werde der Essener Konzern das neue, „Smart Grid“ genannte Stromverteilnetz zunächst drei Jahre lang testen, teilte RWE mit. Das 3 Mio EUR teure Projekt soll prüfen, wie die Stromversorgung stabil bleibt, wenn in den kommenden Jahren zunehmend Strom aus erneuerbaren Energiequellen eingespeist wird.

Bisher hatte es in den ländlichen Gebieten keiner aufwändigen Netzinfrastruktur bedurft, um die Stromversorgung stabil zu halten. Seitdem aber gerade auf dem Land immer mehr Windkraft- und Photovoltaikanlagen hinzukommen, sind auch die Anforderungen an das Stromnetz gestiegen.

Aktuell speisen laut RWE im Raum Trier mehr als 5.500 große und kleine Anlagen Strom in die Verteilnetze – Tendenz steigend. Vor fünf Jahren seien es erst 800 Anlagen gewesen. Die Strommenge, die aus erneuerbaren Quellen fließt, variere jedoch sehr stark, was die Versorgungsstabilität gefährden könnte.

Fortsetzung von Seite 1

Kalenderjahre könnten ab Winter wieder auseinander driften

„Wir beobachten schon seit einiger Zeit, dass sich die Unterschiede zwischen den Peak-Preisen und den Off-Peak-Preisen immer mehr angleichen“, schreibt Fages in einem Bericht an seine Kunden. Er verweist dabei auf die wachsende Solarkapazität, die den Bedarf nach thermischer Produktion zu bestimmten Zeiten im Jahr abfängt. „Die Preissignale, die von den Peak- und Base-Preisen ausgehen, werden keine Anreize mehr bieten, in neue thermische Kapazitäten zu investieren“, schreibt der französische Analyst. „Was der Strommarkt braucht ist eine neue Art der Preisfindung um sich auf die neue Ära der erneuerbaren Energien anzupassen.“ Denn die neue Preisfindung wird auch dazu beitragen, dass sich der Neubau von thermischen Kapazitäten, vor allem für Gas, nicht mehr lohnt.

Kapazitätsprämie könnte Investoren anziehen

Zumindest in Deutschland könnte sich schon eine Lösung hierfür abzeichnen. Denn die Branche fordert schon seit längerem von der Politik die Einführung einer Kapazitätsprämie, die den Bau von neuen Anlagen attraktiv macht. Die Investoren würden dabei eine Prämie dafür erhalten, dass sie Kapazitäten für den Markt bereit halten.

Auch der Stadtwerke-Händler geht davon aus, dass die Veränderungen im Erzeugungsmix dazu führen werden, dass sich die Peak-Preise und die Base-Preise immer weiter angleichen. „Man wird das dann so nicht mehr aufteilen, sondern nur noch schauen, dass zu bestimmten Zeiten eine bestimmte Nachfrage bedient werden muss“, sagte er.

Aber auch schon aktuell lassen sich Strukturen im Markt erkennen, die vor dem Atommoratorium selten auftraten, sich aber seither manifestiert haben. So handelt in den letzten Wochen und Monaten das Kalenderjahr 2012 fast auf gleicher Höhe wie

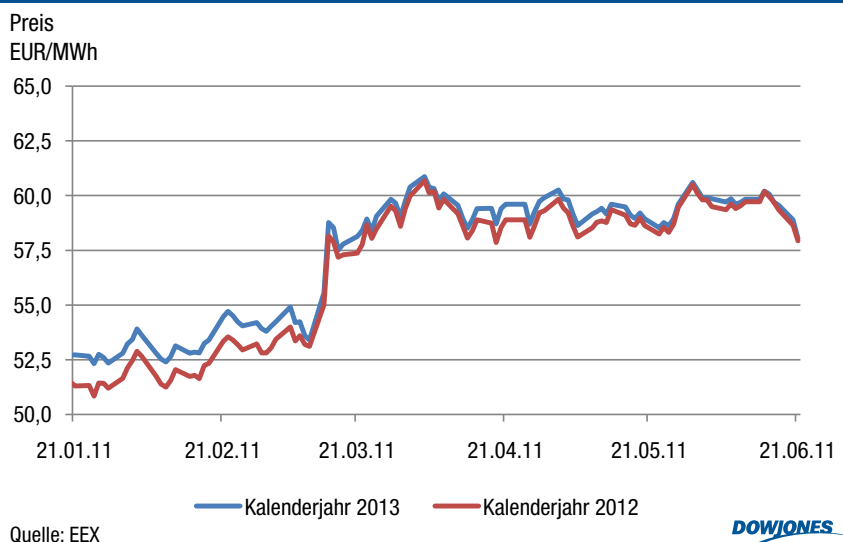
die Folgejahre 2013 und 2014. Aktuell liegt der Preisunterschied zwischen den Kalenderjahren im außerbörslichen OTC-Markt bei rund 10 Cent pro Megawattstunde, während vor dem Abschalten der Atomkraftwerke der Aufschlag etwa 30 Cent betrug.

Analysten sehen die Annäherung in der Abschaltung der Kernreaktoren in Deutschland begründet, die den Preis für das Kalenderjahr 2012

der Niedrigzinspolitik angekündigt. Schon im Juli könnte ein zweiter Zinsschritt für das Jahr 2011 stattfinden.

„Da man Strom nicht speichern kann, betrachtet der Markt die Kurve der Kalenderjahre als Zinskurve“, sagte Commodities-Analyst Fages. Deswegen sei die Kurve im Moment relativ flach. „Damit die Preisunterschiede wieder auseinander

Strom-Futures Phelix Baseload an der EEX



steigen ließ, während sich die beiden Folgejahre weniger weit nach oben bewegt haben. Zum anderen tragen auch die immer noch sehr tiefen Zinsen am Kapitalmarkt dazu bei, die in der Regel die Preise der Folgejahre immer mindestens um die Kapitalkosten für ein Jahr erhöhen. Dieser Zinsaufschlag wird in der Regel mit 30 Cent pro Jahr veranschlagt, durch den Anstieg im Frontjahr ist er jedoch auf wenige Cent zusammengeschrumpft. Dies sind die Kosten, die entstehen, wenn man heute den Kauf von Strom für morgen vorfinanziert und auf das verwendete Kapital Zinsen zahlt.

Allerdings hat die Europäische Zentralbank (EZB) schon ein Ende

derlaufen, müssten wir einen Kurswechsel bei der EZB sehen, wie er im Moment schon angedeutet wird“, sagt Fages. Bis zum Jahresende sollte der Markt außerdem teilweise eingepreist haben, dass in den kommenden Jahren neue Erzeugungskapazitäten gebraucht werden, was die Preise treiben wird.

Bis dahin sieht er das Kalenderjahr 2012 bei 62,80 EUR/MWh, für 2013 bei 67 EUR/MWh in der Grundlast, was einem Preisunterschied von mehr als 4 EUR entspricht. Bis zum Jahr 2015 könnten die Preise sogar auf bis auf 75 EUR/MWh ansteigen, schätzt Fages.

Julia Mengewein

Zwei Millionen Verbraucher betroffen Bei über 70 Gasversorgern ziehen die Preise im Sommer an

Für die kommenden Monate Juli und August haben etwa 70 Gasanbieter steigende Preise um bis zu 18% angekündigt. Laut dem Vergleichsportaal Check24 erhöhen 66 Unternehmen ihre Tarife, Toptarif meldet mindestens 72 Versorger mit Preissteigerungen. Energieexperten zufolge kommen im Herbst weitere Anbieter hinzu.

In der Spitze bedeute das für einen durchschnittlichen Vier-Personen-Haushalt mit einem Verbrauch von 20.000 kWh einen jährliche Mehrbelastung von etwa 276 EUR, teilen die beiden Dienstleister mit. Im Schnitt liegen die Erhöhungen bei 10,1% (Toptarif) und 10,5% (Check24). Das bedeute bei einem Verbrauch von 20.000 kWh eine Mehrbelastung von 133 EUR (Toptarif) oder 138 EUR (Check24).

Laut Check24 sind etwa zwei Millionen Verbraucher von den Erhöhungen betroffen. Das sei etwa jeder zehnte Privathaushalt mit Gasversorgung. Allein 420.000 EnBW-Kunden müssten mit einer Preissteigerung von knapp 10% oder 128 EUR rechnen. Die deutlichsten Erhöhungen mit 18,1% oder 276 EUR erwarteten die Kunden der Gemeindewerke Münchweiler a.d. Rodalb in Rheinland-Pfalz.

„Mit Beginn der Heizsaison dreht sich die Preisschraube weiter“

Die rund 70 Versorger, die für Sommer höhere Preise angekündigt haben, würden wohl erst „die Vorhut“ sein, vermutete der Energieexperte des Verbraucherportals Verivox, Thorsten Storck. Vermutlich zu Beginn der Heizsaison im Oktober würden weitere Versorger an der Preisschraube drehen. „Weit über 100“ der mehr als 800 Gaslieferanten in Deutschland könnten am Ende ihre Preise erhöht haben, überwiegend seien dies die örtlichen Grundversorger.

Da sich mittlerweile jedoch auch Anbieter ihr Gas kurzfristig am Spot-Markt besorgten, würden die Unterschiede zwischen den Versorgern

„immer größer“, sagte der Verivox-Experte. Die Bereitschaft der Verbraucher, ihren Versorger tatsächlich zu wechseln, bleibe mit einer Wechselquote von aktuell 10% aber weiterhin niedrig.

Das Vergleichsportaal Check24 hat außerdem ermittelt, dass der durchschnittliche Gaspreis zwischen Juni 2010 und Juni 2011 um 4% gestiegen ist (siehe Tabelle). Vor allem Grundversorger hätten ihre Preise erhöht – in

der Grundversorgung durchschnittlich um 4%, beim günstigsten Alternativtarif um 5%. Die jeweils zehn günstigsten Alternativversorger pro Netzgebiet erhöhten dagegen im Schnitt nur um 1,8%.

Am deutlichsten seien die Gaspreise im vergangenen Jahr in Berlin gestiegen. Dort erhöhte der Grundversorger Gasag um 14%. Auch in Bremen (+12%) und im Saarland (+8%) zahlen Kunden deutlich mehr für Gas. In Hamburg blieben die Preise beim einzigen Grundversorger E.ON Hanse das ganze Jahr konstant, in Thüringen (-2%), Schleswig-Holstein (-1%) und Sachsen (-0,5%) fielen die Preise.

Doch trotz gesunkener Preise zahlten Verbraucher in Thüringen deutschlandweit mit 1.545 EUR am meisten. Danach folgten Sachsen mit 1.493 EUR und das Saarland mit 1.479 EUR. Am günstigsten sei das Gas mit 1.256 EUR für Kunden in Schleswig-Holstein.

Jahresvergleich Juni 2010/11 Gaspreise nach Bundesländern (Grundversorgung)

(Sortiert nach Preis* Juni 2011) Bundesland	Preis Juni 2010* (EUR)	Preis Juni 2011* (EUR)	Differenz (EUR)	Differenz (Prozent)
Thüringen	1.578,31	1.545,31	-33,01	-2,09
Sachsen	1.500,86	1.493,42	-7,44	-0,50
Saarland	1.372,28	1.479,28	107,00	7,80
Mecklenburg-Vorpommern	1.386,64	1.468,11	81,47	5,88
Rheinland-Pfalz	1.389,26	1.455,84	66,58	4,79
Brandenburg	1.340,81	1.431,73	90,92	6,78
Sachsen-Anhalt	1.388,16	1.423,99	35,83	2,58
Nordrhein-Westfalen	1.325,75	1.390,40	64,65	4,88
Berlin	1.209,04	1.375,64	166,60	13,78
Baden-Württemberg	1.329,72	1.364,91	35,19	2,65
Hessen	1.328,38	1.362,72	34,34	2,59
Bremen	1.211,91	1.357,65	145,74	12,03
Bayern	1.291,88	1.336,42	44,53	3,45
Hamburg	1.320,90	1.320,90	0,00	0,00
Niedersachsen	1.221,94	1.262,91	40,97	3,35
Schleswig-Holstein	1.272,63	1.256,49	-16,14	-1,27
Deutschland gesamt	1.325,55	1.378,55	53,00	4,00
Deutschland Ost	1.452,73	1.476,51	23,78	1,64
Deutschland West	1.300,33	1.358,76	58,43	4,49

*Durchschnittlicher Gaspreis der Grundversorgungstarife für 20.000 kWh, Stand: 15.6.2011

Quelle: CHECK24

Energielieferungen gestoppt Teldafax offenbar vor dem endgültigen Aus

Nach dem Stopp der Strom- und Gaslieferungen an seine Kunden steht der insolvente Energiediscounter Teldafax offenbar vor dem endgültigen Aus. Medienberichten zufolge haben mittlerweile mehr als 400 Netzbetreiber Teldafax den Zugang zu ihren Leitungen gekündigt. Damit dürfte die Wiederaufnahme der Geschäftstätigkeit so gut wie ausgeschlossen sein.

Verbraucher haben Sonderkündigungsrecht

Das Troisdorfer Unternehmen hatte Ende vergangener Woche bekanntgegeben, dass die Strom und Gaslieferungen an die Kunden vorläufig eingestellt werden. Sämtliche Kunden werden ab vergangenen Samstag von den örtlichen Grundversorgern beliefert. Die finanzielle Lage von Teldafax erlaube zu den gegenwärtigen Vertragsbedingungen keine weitere Belieferung, begründete Insolvenzverwalter Biner Bähr den dramatischen Schritt.

Erst wenige Tage zuvor hatte Bähr angekündigt, dass die ununterbrochene Belieferung der Kunden mit Strom und Gas vorrangig sei. „Selbstverständlich beliefern wir unsere Kunden weiter“, hatte sein Sprecher Wolfgang Weber-Thedy gesagt. Die Teldafax-Kunden haben nach Angaben

von Weber-Thedy wegen des Lieferstopps nun ein Sonderkündigungsrecht. Machen sie davon allerdings keinen Gebrauch, bestehe das Vertragsverhältnis weiter und lebe wieder auf, falls Teldafax die Belieferung wieder aufnehme, sagte er. Bähr sprach ausdrücklich nur von einem „Moratorium“ bei der Belieferung. Er sei in intensiven Verhandlungen mit strategischen Investoren, um den Geschäftsbetrieb kurzfristig wieder auf eine solide Grundlage zu stellen.

Allerdings dürfte ein Neustart für Teldafax auf weitere große Hindernisse treffen, denn nach Angaben der Bundesnetzagentur hat das Unternehmen nach der Umstellung der Kunden auf die Ersatzversorgung keinen Anspruch darauf, dass sie wieder zu ihm zurückgestellt werden. Die ohnehin zuletzt stark geschrumpfte Kundenbasis dürfte damit weiter erodieren.

Der seit Monaten ums Überleben kämpfende Stromdiscounter hatte nach eigenen Angaben in seinen besten Zeiten fast 800.000 Kunden. Am Dienstag hatte das Unternehmen Insolvenz beim Amtsgericht Bonn angemeldet. Bähr hatte daraufhin drei Tage lange alle Optionen geprüft. Offensichtlich wollte er danach nicht das Risiko eingehen, durch eine Weiterführung des Geschäfts die Konkursmasse zu schmälern.

Ökostromnachfrage flaut nicht ab Hamburg Energie hat 35.000 Stromkunden

Der stadteigene Versorger Hamburg Energie hat aktuell 35.000 Strom- und 5.500 Gaskunden. Damit seien die Kundenziele für das Gesamtjahr 2011 bereits zur Jahresmitte „in greifbarer Nähe“ gerückt, wie Geschäftsführer Michael Beckereit anlässlich der Bilanzvorlage mitteilte. Bis Jahresende will der Versorger 40.000 Strom- und 10.000 Gaskunden versorgen.

Seit der Atomkatastrophe von Fukushima seien die Wechselzahlen zu Hamburg Energie um das Zwei- bis

Dreifache angestiegen, erklärte er weiter. Bisher flaute die verstärkte Nachfrage nach Ökostrom nicht ab. Zum Jahresende versorgte der im Jahr 2009 gegründete kommunale Versorger 20.000 Strom- und 3.500 Gaskunden.

Auch ökonomisch sieht sich die Tochter von Hamburg Wasser im Plan. Für das Geschäftsjahr 2010 sei der Verlust mit 3,2 Mio EUR rund ein Drittel niedriger ausgefallen als vorgesehen. Im Jahr 2012 solle erstmals einen Überschuss erwirtschaftet werden.

Zugewinn Flexstrom profitiert von Teldafax-Krise

Von der drohenden Pleite des Energielieferanten Teldafax, der einen Insolvenzantrag gestellt hat, profitiert vor allem der Billiganbieter Flexstrom. „Wir haben allein an einem Tag 3.000 neue Verträge geschlossen“, sagte ein Unternehmenssprecher. Im Gegensatz zu Teldafax verkaufte Flexstrom Strom und Gas aber nicht unter dem eigenen Einkaufspreis, sagte er. Im Jahr 2009 habe Flexstrom nach Steuern einen Gewinn von 4,3 Mio EUR erwirtschaftet, im vergangenen Jahr seien es 10 Mio EUR gewesen, „für 2011 sind 12 Mio EUR Gewinn geplant“.

Ohne Aufschlag Stadtwerke Neustadt stellen auf Ökostrom um

Die Stadtwerke in Neustadt an der Weinstraße wollen ihren kompletten Strombezug für die nächsten drei Jahre auf Ökostrom umstellen. Alle Kunden erhalten ab 1. Juli automatisch ohne Mehrkosten Strom aus erneuerbaren Energien, wie das Unternehmen mitteilte. Die Energie werde überwiegend aus Wasserkraft innerhalb Europas gewonnen. Zugleich wolle das Unternehmen mit einem neuen Stromtarif den Weg zu einer „atomstromfreien“ Stadt weiter unterstützen. Kunden müssten dann einen Aufschlag von 0,71 cts brutto pro Kilowattstunde Strom bezahlen. Mit dem Geld sollen Anlagen für erneuerbare Energien finanziert werden.

Preise N-Ergie schlägt bei Fernwärme 9% auf

Der Nürnberger Versorger N-Ergie erhöht zum 1. Juli die Fernwärmepreise um rund 9%. Aufgrund des massiven Anstiegs der Erzeugungskosten im Zuge der steigenden internationalen Energienotierungen könnten die jetzigen Preise nicht mehr gehalten werden, teilte N-Ergie mit. In den vergangenen zwei Jahren seien die Fernwärmepreise stabil gewesen.

Rechtsanwalt Markus Ladenburger, Becker Büttner Held

Bei der Teldafax-Insolvenz werden vermutlich viele leer ausgehen

Rechtsanwalt Markus Ladenburger aus dem Münchner Büro der Kanzlei Becker Büttner Held erklärt im Interview mit Dow Jones Energy Weekly wie Netzbetreiber nach dem Insolvenzantrag des Billigstromanbieters Teldafax und dem vollzogenen Stopp der Energielieferungen an die Kunden vorgehen sollen. Und welche Chancen sie haben, an ihr Geld zu kommen.

Nach der Teldafax-Insolvenz stehen bei vielen Netzbetreibern noch Rechnungen für Netznutzungsentgelte aus. Was müssen die Unternehmen tun, um an ihr Geld zu kommen?

Da bleibt momentan erstmal nur Warten, ob das Insolvenzverfahren tatsächlich eröffnet wird. Das ist dann der Fall, wenn Teldafax zahlungsunfähig oder überschuldet ist. Reicht allerdings die Insolvenzmasse voraussichtlich nicht aus, um den Insolvenzverwalter und das Gericht zu bezahlen, wird das Verfahren nicht eröffnet und das Unternehmen aus dem Handelsregister gelöscht.

Was passiert dann mit den Gläubigern und deren Forderungen?

Wird das Verfahren nicht eröffnet, gehen die Gläubiger leer aus.

Sehen Sie diese Gefahr?

Ich kenne zwar die Bücher nicht, befürchte aber eine hohe Ausfallquote.

Was passiert, wenn noch Geld da ist und das Verfahren eröffnet wird?

Dann werden zuerst das Gericht und der Insolvenzverwalter bezahlt. Auch die nach der Verfahrenseröffnung entstehenden Kosten, beispielsweise für Personal oder Mieten, werden vorrangig bezahlt. Danach erst werden die vorher entstandenen Forderungen der Gläubiger bedient, wenn sie diese Forderungen zur Insolvenztabelle angemeldet haben.

Was müssen Netzbetreiber tun, um noch eine Chance auf Zahlung der ausstehenden Entgelte zu haben?

Sie müssen nach Verfahrenseröffnung ihre Forderungen zur Insolvenztabelle anmelden. Danach können sie nur hoffen, dass noch Geld da ist. Für die Netzbetreiber ist es aber auch wichtig, dass sie – sofern noch nicht passiert – Teldafax den Netz-

zugang kündigen. Die Kunden fallen dann in die Ersatzversorgung. Falls sie sich nicht weiter melden, rutschen Haushaltskunden nach drei Monaten automatisch in die Grundversorgung. Sondervertragskunden müssen sich innerhalb dieser Frist einen neuen Lieferanten suchen.

Warum ist die Kündigung des Netzzugangs so wichtig?

Weil andernfalls Netzzugang zu gewähren ist, ohne dass eine Gegenleistung in Form von Netznutzungsentgelten erbracht wird.

Wie können Netzbetreiber sich vor künftigen Pleiten von Energieanbietern schützen?

Einen generellen Schutz gibt es nie. Wichtig ist, dass Zahlungsrückstände schnell und konsequent geltend gemacht werden. Daneben sollte stets von einer Vorauszahlungsklausel im Netznutzungsvertrag Gebrauch gemacht werden, sobald erste Anhaltspunkte für Zahlungsschwierigkeiten beim Energieanbieter vorliegen.

Sehen Sie die Teldafax-Insolvenz als Einzelfall?

Nein. Es gibt durchaus Anzeichen aus dem Markt, dass sich gegenwärtig mindestens ein weiterer bundesweit tätiger Energieanbieter in Zahlungsschwierigkeiten befindet.

Interview: Martine Pfeifer

12.975 MW
13.468 MW
657 MW
17.459 MW
7.309 MW

Wind- und Solar-Leistungsprognosen

Meteomedia. Das Wetter

Infopoint auf dem
BDEW Kongress 2011
28. - 30. Juni 2011 · www.bdew.de

Meteomedia GmbH
Bessemerstraße 80
D-44793 Bochum
T +49 234 97 88 440
F +49 234 97 88 450
energy@meteomedia.de
www.meteomedia-energy.de



Kraftwerkspläne der Rheinenergie Anfragen zu Gaskraftwerk sind „schlagartig gestiegen“

Der Kölner Regionalversorger Rheinenergie ist nach wie vor auf der Suche nach Partnern für sein geplantes Gas- und Dampfturbinenkraftwerk mit einer Leistung von maximal 1.200 MW am Standort Köln-Niehl. Seit den jüngsten Beschlüssen zur Energiewende seien die Anfragen bezüglich einer Beteiligung an dem rund 1 Mrd EUR teuren GuD-Projekt „schlagartig gestiegen“, sagte der Rheinenergie-Vorstandsvorsitzende Dieter Steinkamp anlässlich der Bilanzvorlage in Köln.

Der Regionalversorger selbst wolle für sich eine Leistung von etwa 300 MW bauen. Es gebe „mehrere ernst zu nehmende Interessengruppen“, die das Vorhaben nun eingehend prüfen, sagte der Vorstandschef ohne Namen nennen zu wollen. Die Mannheimer MVV Energie AG, an der die Rheinenergie mit 16,3% beteiligt ist, gehöre aber nicht dazu. Das Unternehmen habe an Investitionen in Gaskraftwerke kein Interesse und wolle sich ganz auf seine Beteiligung am Bau des neuen 900-MW-Steinkohleblocks 9 der Grosskraftwerk Mannheim AG (GKM) konzentrieren.

400 MW ohne Partner geplant

Bei einer erfolglosen Suche nach weiteren Partnern werde der Regionalversorger das GuD-Projekt am Standort Köln-Niehl höchstwahrscheinlich im Alleingang realisieren, sagte der Vorstandschef. In einem solchen Fall werde für rund 350 Mio EUR ein 400-MW-Block errichtet, wobei eine auskoppelbare Wärmeleistung von 300 MW vorgesehen ist. Geplant seien Wirkungsgrade von bis zu 60%. Rheinenergie verfügt am selben Standort bereits über ein GuD-Kraftwerk mit 420 MW aus dem Jahr 2005.

Die endgültige Bauentscheidung wolle der Versorger bis spätestens zum Jahresende treffen, sagte Steinkamp. Dabei setzt das Unternehmen auch auf eine Verbesserung der politischen Rahmenbedingungen. Da die konventionellen Kraftwerke angesichts des Einspeisevorrangs der

Erneuerbaren tendenziell immer weniger Strom produzierten, stelle sich die Frage, wie diese systemrelevanten Kraftwerke am Ende wirtschaftlich betrieben werden könnten. „Bis zu einer funktionierenden Marktintegration der Erneuerbaren muss der Gesetzgeber da unbedingt für einen Ausgleich sorgen“, sagte Steinkamp.

Mit kurzfristigen gesetzlichen Initiativen für eine Kapazitätsprämie rechnet der Unternehmenschef aber nicht. Die Bundesregierung solle allerdings das 25%-Ziel für die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) beibehalten, die Förderdauer für KWK nicht an das Alter, sondern an die Benutzungsstunden der Anlagen koppeln sowie die Höhe der KWK-Förderung von der Effizienz der Kraftwerke abhängig machen, forderte er.

Mit dem neuen Gaskraftwerk werde Rheinenergie das vor fünf Jahren anvisierte Ziel einer Verdopplung der Eigenenergieerzeugungskapazität erreichen, sagte Steinkamp. Seitdem haben die Kölner Investments in Windkraftanlagen in der Größenordnung von 100 MW getätigt, die Beteiligung an dem im Herbst ans Netz gehenden spanischen Solarkraftwerk Andasol 3 eingeleitet und sich mit 250 MW an dem Steinkohlekraft-

werk in Rostock beteiligt. Die Eigenenergieerzeugungsquote von derzeit knapp 50% soll mit der neuen GuD-Anlage auf rund 66% klettern.

In Zurückhaltung übt sich das Unternehmen weiterhin bei Offshore-Windparks. Bisher habe sich der Vorstand aufgrund der schwer zu kalkulierenden Risiken klar gegen Windprojekte auf See entschieden. Zwar werde das Thema angesichts der von der Bundesregierung gerade beschlossenen neuen Förderbedingungen nochmals neu bewertet. „Doch wir bleiben relativ zurückhaltend“, sagte Steinkamp.

Beim Jahresergebnis für 2010 konnte Rheinenergie eine spürbare Verbesserung im Vergleich zu 2009 vermelden. So kletterte das Ergebnis vor Zinsen, Steuern und Abschreibungen (EBITDA) auf 327 Mio EUR von zuvor 283 Mio EUR. Das Unternehmensergebnis vor Ertragssteu-



Das bestehende Heizkraftwerk der Rheinenergie in Köln-Niehl – das GuD-Kraftwerk liefert Strom und Fernwärme für die Kölner Innenstadt. Foto: Rheinenergie

ern stieg um 26 Mio EUR auf 236 Mio EUR. Der Umsatz inklusive des Energiehandels belief sich auf gut 4 Mrd EUR (Vj 4,5). Mit dem 2010 erreichten Gewinn habe Rheinenergie wieder an das Niveau der Vorjahre anknüpfen können, nachdem 2009 durch „negative Einmaleffekte“ belastet gewesen sei, sagte Finanzvorstand Dieter Hasel. Für die Bilanz des Jahres 2009 hatten die Kölner Wertberichtigungen auf die 16,3%-Beteiligung an der MVV Energie AG vorgenommen.

Klaus Hinkel

Gespräch mit RWE-Power-Chef Lambertz „Kraftwerke müssen flexibler und kostengünstiger laufen“

Der Umbau der Energieversorgung – weg vom Atomstrom und hin zu erneuerbaren Energien – wird das Geschäftsmodell der klassischen Stromerzeuger gravierend verändern. Nach Ansicht von Johannes Lambertz, der beim Essener RWE-Konzern die Kraftwerkssparte Power führt, wird der schnelle und flexible Einsatz einzelner Anlagen zunehmend wichtig. RWE hat deshalb ein Programm zur Senkung der Kosten und Erhöhung der Flexibilität in den Kraftwerken gestartet.

„Es wird durch den Ausbau der erneuerbaren Energien zwar zu temporären Überkapazitäten kommen – bei hohem Wind- und Sonnenangebot. Gleichzeitig drohen aber Engpässe, eben wenn Wind und Sonne über längere Strecken ausfallen“, sagte Lambertz im Gespräch mit Dow Jones. „Deswegen ist es wichtig, dass der konventionelle Kraftwerkspark, wenn die erneuerbaren Energien nicht produzieren, die entsprechende Leistung flexibel anbieten kann.“

Atomausstieg wird die „Rahmenbedingungen ändern“

Der von der Bundesregierung geplante Atomausstieg bis zum Jahr 2022 verändert die Rahmenbedingungen in Deutschland und im benachbarten Ausland entscheidend, ist sich Lambertz sicher. Über Dekaden hinweg haben die großen Energiekonzerne mit ihren Kraftwerken hauptsächlich durch Kohleverfeuerung und Kernspaltung Strom erzeugt. Allein im vergangenen Jahr sorgten Kohle- und Atomkraftwerke mit 4 Mrd EUR für mehr als die Hälfte des Betriebsergebnisses beim Essener RWE-Konzern.

Bis zum Jahr 2020 will Deutschland nun gut ein Drittel seines Stroms aus erneuerbaren Energien gewinnen, das ist doppelt so viel wie im vergangenen Jahr. Im Jahr 2030 liegt das Ziel bei 50%, 20 Jahre später bei 80%. „Es wird Zeiten geben, wo der ganze konventionelle Kraftwerkspark gefordert ist. Es wird aber auch Zeiten geben, wo nur die Hälfte oder sogar nur 10%

gefordert sind. Dann stellt sich die Frage: Welcher Block geht ans Netz?“ In einer solchen Situation sind Versorger im Vorteil, für die sich das Anfahren einer Anlage auch bei kleinen Spitzenlasten lohnt. „Die Konkurrenz unter diesen konventionellen Kraftwerksblöcken wird dramatisch zunehmen“, erwartet Lambertz.

Versorger müssen künftig das Problem lösen, ihre Anlagen bei sinkenden Einsatzzeiten möglichst rentabel zu fahren. „Wenig genutzte Anlagen müssen mit ihren geringen Benutzungsstunden ihre Vollkosten decken“, sagte Lambertz. Kraftwerken, die das nicht schaffen, drohe mittelfristig das Aus. Der Manager rechnet mit Schließungen im gesamten deutschen Markt.

„Insbesondere wird das Kraftwerke mit sehr schlechtem Wirkungsgrad treffen, weil sie mehr Primärenergie und mehr CO₂-Zertifikate brauchen, sowie Anlagen, die wenig flexibel sind“, benennt Lambertz die Auswahlkriterien. Wegen der gestiegenen Steinkohlepreise dürften Kraftwerke für diesen Brennstoff wohl als erstes abgeschaltet werden.

RWE sieht Lambertz bei dieser Auslese gut positioniert. Knapp die Hälfte seiner Kohlekraftwerke werden mit Braunkohle befeuert, und weil der Konzern den Brennstoff selbst im

Rheinischen Revier fördert, ist er bei gut einem Fünftel seiner Kapazitäten von über 50 Gigawatt (GW) nicht vom Weltmarkt abhängig. RWE will diesen Anteil noch ausbauen. Derzeit entstehen in Neurath zwei Braunkohleblöcke mit jeweils 1,1 GW Leistung. Ein weiterer Block der sogenannten BoA-Klasse (Braunkohlenblöcke mit optimierter Anlagentechnik) ist für den Standort Niederaußem in Planung, wo in diesem Jahr der Genehmigungsprozess gestartet werden soll.

Die neuen Anlagen sind mit ihrem Wirkungsgrad von über 43% so effektiv, dass ihnen Lambertz eine hohe Einsatzzeit prophezeit. Ältere Anlagen wandeln dagegen nur gut 30% der eingesetzten Energiemenge in Strom um. „Unsere neuen Braunkoh-



RWE-Power-Chef Johannes Lambertz sieht den Konzern bei der Energiewende mit seinen Braunkohlekraftwerken gut positioniert. Foto: RWE

leanlagen BoA 1-3 werden deutlich über 7.000 Stunden pro Jahr laufen“, erwartet Lambertz deshalb.

Da RWE lieber die eigenen Anlagen als die der Konkurrenz am Netz sieht, hat das Unternehmen ein Programm zur Senkung der Kosten und Erhöhung der Flexibilität gestartet. So bekommen die 600-MW-Braunkohleblöcke in Niederaußem neue Regelventile und eine neue digitale Steuerung.

Ziel ist, „dass wir auch mit den Bestandsanlagen schnell auf unter 50% Leistung fahren und dann wieder hochfahren können – ohne große Wirkungsgradverluste“, sagte Lambertz.

Martin Rapp

Uwe Albrecht, Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH

Langzeitspeicherung verbindet Strom und Gasnetz

Unser Energiesystem befindet sich im Wandel. Die Ressourcen werden knapper, der Energiebedarf steigt weltweit. Die zunehmende Abhängigkeit Mitteleuropas von Brennstoffimporten treibt den Wunsch nach langfristiger Versorgungssicherheit. Dazu kommen die internationalen Ziele zum Umwelt- und Klimaschutz. Durch den in Folge immer schneller wachsenden Anteil erneuerbarer Energien wird sich unsere Energieversorgung allmählich von einer brennstoffbasierten zu einer strombasierten entwickeln. Möglichkeiten zur Speicherung elektrischer Energie werden im Netz zu einem immer wichtigeren Element. Neben Speichern zur Abdeckung kurzfristiger lokaler Leistungsspitzen und tageszeitlicher Schwankungen sind insbesondere Langzeitspeicher notwendig.

Nur Langzeitspeicher können überschüssigen Strom, den insbesondere Windkraftanlagen erzeugen, aufnehmen und eine Ausgleichsmöglichkeit von Angebotsschwankungen über mehrere Tage und länger bieten. Dafür ist eine Speicherkapazität von mehreren Terawattstunden (TWh) erforderlich. Das ist weit jenseits der Kapazität der heute in Deutschland verfügbaren Speicher – die gesamte Speicherkapazität der deutschen Pumpspeicherwerke liegt derzeit bei etwa 40 GWh. Mit dieser elektrischen Energiemenge könnte der deutsche Strombedarf durchschnittlich etwa 20 Minuten lang gedeckt werden.

Stromversorgung von über einem Tag kann sichergestellt werden

Die chemische Speicherung elektrischer Energie in Form von Wasserstoff ist die einzige Möglichkeit der wirtschaftlichen Speicherung von Energiemengen die größer als 10 GWh sind. Grund hierfür ist die im Vergleich zu den anderen Speichern hohe volumetrische Energiedichte von Wasserstoff und die Tatsache, dass dieser vergleichsweise einfach aus elektrischer Energie hergestellt werden kann. So ist die Wandlung und Speicherung von Energiemengen im Bereich mehrerer Terrawattstunden möglich. Damit kann der Stromverbrauch in Deutschland mehr als einen Tag sichergestellt werden.

Die Umwandlung von Strom in Wasserstoff erfolgt dabei über die Elektrolyse, bei der Wasser in Sauerstoff und Wasserstoff gespalten wird. Entsprechende Großelektrolyseure sind technologisch etabliert und verfügbar. So hat beispielsweise der Technologiekonzern Siemens jüngst die Entwicklung von Elektrolyseuren mit Leistungen bis in den dreistelligen Megawatt-Bereich speziell für die hier beschriebene großtechnische Energiespeicherung bekannt gegeben. Bereits eine Handvoll solcher Anlagen könnten innerhalb eines Jahres über eine Terawattstunde elektrischer Energie umwandeln.

Der so erzeugte Wasserstoff ist aufgrund seiner Reinheit und der hohen Energiedichte ein hochwertiger und nachhaltig erzeugter Energieträger, der für unterschiedliche Zwecke eingesetzt werden kann. Er kann Kraftstoff im Verkehr sein, steht für die industrielle Verwendung zur Verfügung und kann in gleicher Weise wie Erdgas heute zur Strom- und Wärmeerzeugung genutzt werden. Für die Speicherung von Wasserstoff in großem Stil stehen einerseits große Salzkavernen zur Verfügung, wie sie heute bereits insbesondere in Norddeutschland für Erdgas genutzt werden. Andererseits ist auch eine Einspeisung des Wasserstoffs in das Erdgasnetz möglich.

Der Energieinhalt des deutschen Erdgasnetzes mit seinen Speichern und 500.000 km Gasleitungen beträgt



Dr. Uwe Albrecht ist Geschäftsführer der Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (LBST). Aktuell hat sein Beratungsunternehmen für mehrere Bundesländer Studien zu Potenzialen und der möglichen Integration von Wasserstoffspeichern in ein zukünftiges Energiesystem abgeschlossen.

mehr als 200 TWh. Eine direkte Einspeisung von Wasserstoff ins Erdgasnetz bis zu einem Anteil von 5 Volumen-Prozent ist heute innerhalb der geltenden Richtlinien problemlos möglich. Legt man den aktuellen jährlichen deutschen Erdgasverbrauch von etwa 80 Mrd cbm zu Grunde, lassen sich innerhalb dieser Beimischungsgrenze pro Jahr theoretisch etwa 4 Mrd cbm Wasserstoff mit einem Energiegehalt von 12 TWh speichern. Das bedeutet eine Beimischungsmenge von entsprechender etwa 3 TWh zu jedem beliebigen Zeitpunkt.

Eine Beimischung von 10 Volumen-Prozent ist möglich

Die in das Gasnetz eingespeisten Wasserstoffmengen stehen gemischt mit Erdgas im Prinzip für alle Anwendungen zur Verfügung, in denen Erdgas heute auch eingesetzt wird. Die eingespeisten Energiemengen müssen dann nicht als fossiles Gas bezogen werden. Höhere Beimischungsanteile von Wasserstoff mit 10 Volumen-Prozent und mehr sind mit geringen Anpassungen der Netzinfrastruktur prinzipiell möglich. Folgende Auswirkungen einer so hohen Wasserstoffkonzentration sind hierbei zu betrachten: Einige im Rohrleitungsbau eingesetzte Materialien können aufgrund des geringeren Moleküldurchmessers von Wasserstoff höhere Durchlässigkeit aufweisen. ►►

► Auch versprochen einige Stahlsorten stärker. Bei den heute allgemein verwendeten Sorten stellt das jedoch kaum noch ein Problem dar. Daneben müssen die Bestimmung des Brennwertes und die Gasmengenmessung bei höheren Beimischungen entsprechend angepasst werden. Darüber hinaus wären Untersuchungen bei großen Gasturbinen hinsichtlich ihres Brennverhaltens bei höheren Wasserstoffkonzentrationen erforderlich. Diese und damit verbundene Fragestellungen untersucht gerade der Deutsche Verein des Gas- und Wasserfaches (DVGW).

Jenseits der genannten Beimischungsgrenzen ist eine Speicherung erneuerbarer Energien im Gasnetz ohne technische Einschränkungen über die vorherige sogenannte Methanisierung des Wasserstoffs möglich. Hierfür wird der Wasserstoff mit Kohlendioxid in Methan und Wasser überführt. Das dabei resultierende Methan ist identisch mit dem Hauptbestandteil des natürlichen Erdgases und wird daher auch als synthetisches Erdgas oder Synthetic Natural Gas (SNG) bezeichnet. Es kann ohne Einschränkungen in das Gasnetz gespeist werden. Der Methanisierungsprozess ist allerdings mit zusätzlichen Anlagenkosten und weiteren Energieverlusten verbunden.

Wirtschaftliche Überlegungen entscheiden über die Anwendung

Die Entscheidung darüber, ob der aus überschüssigem Ökostrom erzeugte Wasserstoff als Kraftstoff im Verkehr, Rohstoff in der Industrie, für die Rückverstromung in einem Wasserstoff-GuD-Kraftwerk oder die direkte Einspeisung in das Erdgasnetz genutzt wird, ist letztendlich von wirtschaftlichen Überlegungen bestimmt.

Dort wo Wasserstoff seinen Charakter als hochwertiger Energieträger entfalten kann, etwa als Kraftstoff – mit 1 kg oder 11 Normkubikmetern Wasserstoff kann ein Brennstoffzellenfahrzeug etwa 100 km weit fahren – und in bestimmten industriellen Anwendungen, wird voraussichtlich ein höherer Preis erzielt werden

können. Erst wenn von höherwertigen Applikationen keine Nachfrage mehr besteht, wird eine Rückverstromung oder eine Einspeisung in das Erdgasnetz interessant. Maßstab im Fall einer Rückverstromung ist beispielsweise der Spitzenstrompreis, bei Einspeisung ins Gasnetz ist es der aktuelle Großhandelserdgaspreis oder ein höherer Preis, der für regeneratives Erdgas, etwa aus Biogas, vergütet wird.

Bestimmend für die Kosten des erzeugten Wasserstoffs sind die Anlagenkosten des Elektrolyseurs, dessen Auslastung und der zu Grunde liegende Strompreis. Die letzten beiden Faktoren sind eng miteinander verknüpft, da vor allem der Überschussstrom gespeichert werden soll, bei dessen Auftreten die Strompreise entsprechend niedrig sind. Andererseits reduziert eine hohe Auslastung der Anlage die resultierenden Wasserstoffkosten. Bei der Methanisierung kommen noch die damit verbundenen Anlagen- und Betriebskosten dazu.

Im Ergebnis wird ein Anlagenbetreiber also ein Optimum aus möglichst hoher Auslastung und möglichst geringem Strompreis suchen. Mit fallenden Anlagenkosten für die Elektrolyse und steigenden Preisen für Spitzenstrom wird die Wasserstoffspeicherung in den kommenden Jahren zunehmend auch wirtschaftlich interessant.

Mehrere Pilotprojekte erproben inzwischen die damit verbundenen Technologien oder sind angekündigt:

Der Grünstromanbieter Greenpeace Energy bietet seinen Kunden ab Herbst 2011 unter dem Namen „Windgas“ einen Erdgastarif an, in dem ein Beitrag zur Erzeugung von Wasserstoff aus Überschussstrom enthalten ist. Nach Errichtung erster Elektrolyseanlagen soll der Wasserstoff ab dem Jahr 2012 in das Erdgasnetz eingespeist werden.

Gemeinsam mit dem französischen Mineralölunternehmen Total und dem Energieversorger Vattenfall errichtet das auf Nachhaltigkeit spezialisierte Energieunternehmen Enertrag im brandenburgischen Prenzlau ein Hybridkraftwerk. Hier werden die Energiequellen Wind, Wasserstoff und Biogas zu einem Verbund vernetzt. Der

in drei Windturbinen erzeugte Strom wird anteilig zur Herstellung von „grünem“ Wasserstoff eingesetzt. Dieser wird dann zwischengespeichert und in Zeiten hoher Nachfrage und geringem Windenergieangebot in einem Wasserstoff-Biogas-Blockheizkraftwerk zur Strom- und Wärmeproduktion genutzt. Zusätzlich soll der Wasserstoff auch an die Wasserstoff-Tankstellen in Berlin für den laufenden Feldversuch mit Brennstoffzellenfahrzeugen geliefert werden.

Die Juwi-Gruppe, ein Projektentwickler von Erneuerbare-Energie-Anlagen, betreibt gemeinsam mit dem Unternehmen Solarfuel, das die Methanisierungstechnologie entwickelt, eine Laboranlage im Hunsrück. Diese bezieht einen Windpark, einen Elektrolyseur mit angeschlossener Methanisierung und eine Biogasanlage, die das CO₂ liefert, ein.

Der Automobilhersteller Audi will im Nordsee-Windpark Riffgat vier Windräder auf hoher See errichten. Parallel dazu wird in Niedersachsen eine Anlage errichtet, die aus dem Windstrom Wasserstoff und nach Methanisierung auch synthetisches Erdgas erzeugt; beides soll als Kraftstoff eingesetzt werden.

Angebotsschwankungen lassen sich über Tage ausgleichen

Mit weiteren Projekten auf diesem Gebiet ist zu rechnen. Und das ist auch nötig, damit großtechnische Lösungen für die Speicherung elektrischer Energie über längere Zeiträume zuverlässig zur Verfügung stehen, wenn sie in wenigen Jahren aufgrund des steigenden Anteils fluktuierender erneuerbarer Energien im Netz gebraucht werden.

Einzig die chemische Speicherung in Form von Wasserstoff ermöglicht einen Ausgleich von Angebotschwankungen über mehrere Tage und länger. Sie schafft zusätzliche Versorgungssicherheit und erhöht die Unabhängigkeit Deutschlands von Energieimporten. Als klassische Brückentechnologie schafft sie neue horizontale Verbindungen im Energiesystem zwischen Stromnetz, Gasnetz, Industrie und Verkehr. ■

OTC-Strommarkt

Windflaute stützt Strom in der neuen Woche

Mit geringer erwarteten Windeinsparungen sollte der Strommarkt gefestigt in die neue Woche starten. So tendierte der Montagskontrakt am Mittwoch bei 55 EUR bis 58 EUR/MWh im Base, der Dienstag folgte mit 57 EUR auf 59 EUR/MWh. „Das sind die Tage mit wenig Wind, ab Mittwoch sollte es mehr Wind werden“, sagte ein Spot-Händler.

Die Prognosen stehen für den Montag durchschnittlich bei 2,5 GW Wind im System, Dienstag sollten es etwa 5,7 GW sein. Im Unterschied zu den Vorwochen sei die Erzeugungsvorgängbarkeit besser, sagte der Händler weiter.

Laut Daten der Börsentransparenzseite werden für den kommenden Montag insgesamt 53,39 GW an Verfügbarkeit erwartet, für Montag den 20. Juni lag der Wert bei 52,39 GW. Für die Gesamtwoche sei ein Niveau zwischen 54 EUR und 56 EUR/MWh für die Basislast auch gerechtfertigt, sagte ein weiterer Händler.

Die Preise am langen Ende der Kurve haben die Abgaben der Vortage am Mittwoch nicht wieder wettgemacht. Neben dem enttäuschenden Spot-Markt und den etwas günstigeren Kohlepreisen hatte der tiefe CO₂-Preis das lange Ende am Strommarkt in der laufenden Woche belastet. Das Kalenderjahr sei damit wieder an das untere Ende der seit Wochen intakten Range gekommen, sagte der zweite Händler.

Für das Kalenderjahr 2012 könnte das aktuelle Niveau um 57,95 EUR/MWh der Boden erreicht sein, so der Trader, bei der Marke von 57,50 EUR sei die nächste Unterstützung zu sehen. „Im Sommer ist jetzt jedenfalls die Fantasie draußen“, fügte der Händler hinzu. Mehr Hoffnung auf Aufwärtsbewegungen sehe er im Winter. Im Verlauf der Woche tendierten die Spot-Preise um 56 EUR in der Basis- und 63 EUR bis 64 EUR/MWh in der Spitzenlast. Das Kalenderjahr 2012 verlor von 58,60 EUR auf 57,90 EUR/MWh.

Export boomt

Gazprom sieht sich auf Rekordjahr zusteuern

Die russische Gazprom erwartet im laufenden Jahr Rekordeinnahmen im Exportgasgeschäft. In den ersten fünf Monaten 2011 seien die Einnahmen aus dem Gasexport auf 36,3 Mrd USD gestiegen, wie Gazprom mitteilte. Im Gesamtjahr sollten die Rekordniveaus des Jahres 2008 von 81,6 Mrd USD übertroffen werden, hieß es weiter.

Zudem strebe Gazprom in den europäischen Strommarkt. Der russische Energiekonzern verhandele mit europäischen Versorgern über den Betrieb von Kraftwerken in der Region, sagte der stellvertretende Gazprom-Vorstandsvorsitzende Alexander Medwedew. Die EU hatte dazu aufgerufen, neue Versorgungskapazitäten zu schaffen.

Impressum

Herausgeber und Verlag:

Dow Jones News GmbH, Baseler Arkaden, Wilhelm-Leuschner-Straße 78, 60329 Frankfurt am Main; HRB 58631 Frankfurt

Geschäftsführung:

Dr. Matthias Paul, Volker Schneider, James Rhyu, Adam Tuckman, Andrew Langhoff und Sue Needle

Verantwortlich für den Inhalt:

Lars Hoffmann, Tel.: +49 (0) 69/297 25-4 16, Klaus Hinkel, Tel.: +49 (0) 69/297 25-4 23 Fax: -440, Internet: www.djnewsletters.de

Abonnenten-Service:

service.europe@dowjones.com oder +49(0)69/29725-166

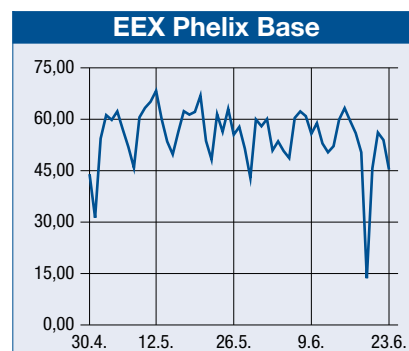
Anzeigenverkauf: +49(0)69/29725-163

E-Mail: anzeigen@dowjones.com

Dow Jones Energy Weekly ist ein Produkt der Dow Jones News GmbH, einer Tochtergesellschaft der Dow Jones International GmbH. Die Business Newsletter stützen sich neben umfangreicher Eigenberichterstattung auf weitere auch international tätige Nachrichtenagenturen sowie bei Charts, Kursen und Preisen auch auf www.aid-net.de. Alle Meldungen werden mit journalistischer Sorgfalt erarbeitet. Für Verzögerungen, Irrtümer und Unterlassungen wird jedoch keine Haftung übernommen. Kopien, Nachdrucke oder sonstige Vervielfältigungen nur mit Genehmigung des Herausgebers.

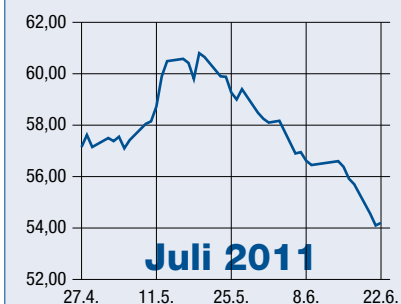
Erscheinungsweise: wöchentlich

Herstellung: atrikom fulfillment GmbH, Haagweg 12, 65462 Ginsheim-Gustavsburg



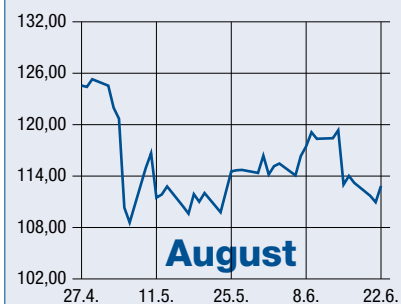
in EUR/MWh
Quelle: EEX

Strom (OTC-Deutschland)



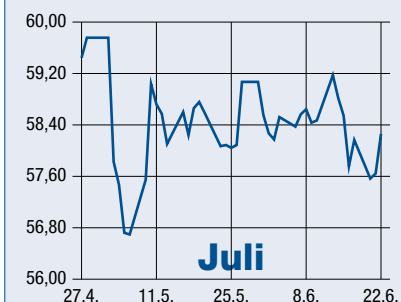
Frontmonat Baseload in EUR/MWh
Mittelwert aus Bid und Ask
Quelle: Dow Jones Newswires

Rohöl (ICE)



Brent Frontmonat in USD/Barrel
Settlementpreise, tagesaktueller Preis bis 17:15 Uhr
Quelle: ICE

Erdgas (ICE)



Natural Gas Frontmonat in pence/therms
Settlementpreise, tagesaktueller Preis bis 17:15 Uhr
Quelle: ICE

Veranstaltungen

„Erneuerbare Energien 2011“

Handelsblatt-Jahrestagung
Ausrichter: Handelsblatt/Euroforum
Termin/Ort: 29./30. August, Berlin
Schwerpunkte u.a.:

- ▶ Neubewertung des Energiekonzeptes nach dem Moratorium
- ▶ Die Novellierung des EEG 2012 im Fokus
- ▶ Strategien für den Netzausbau und die Netzanpassung u.v.m.

Information: Tel. 0211 9686-3438,
E-Mail: anmeldhb@euroforum.com
www.erneuerbare-energien-tagung.de

„RENEXPO 2011“

Internationale Energiefachmesse
Ausrichter: REECO
Termin/Ort: 22.-25. September,
Augsburg
Schwerpunkte u.a.:

- ▶ Netzintegration Erneuerbarer Energien, Stromnetzausbau
- ▶ Dezentrale Mini- und Mikro-Kraft-Wärme-Kopplung
- ▶ Energiespar-Contracting u.v.m.

Information: Tel. 07121 3016-0,
E-Mail: redaktion@reeco.eu
www.renexpo.de

„MaBiS im Praxistest – Bilanzkreisabrechnung Strom“

Konferenz
Ausrichter: IQPC
Termin/Ort: 19.-21. September,
Düsseldorf/Neuss
Schwerpunkte u.a.:

- ▶ Umsetzung der Festlegung MaBiS – Erste Praxiserfahrungen
- ▶ Kommunikationsprozesse
- ▶ Neuartige Entwicklungen im Prozess- und Datenmanagement

Information: Tel. 030 209133-30,
E-Mail: info@iqpc.de
www.mabis-konferenz.de/MM

„Windenergie & Due Diligence“

Seminar
Ausrichter: Bundesverband WindEnergie
Termin/Ort: 21. September, Düsseldorf
Schwerpunkte u.a.:

- ▶ Technische Projektprüfung
- ▶ Juristische und wirtschaftliche Prüfung
- ▶ Einfluss der Due Diligence auf den Kaufvertrag

Information: Tel. 030 28482-178,
E-Mail: info@wind-energie.de
www.wind-energie.de

Ausschreibungen

Zeitz - Strom

Auftraggeber: Stadt Zeitz, Kontakt: Vergabestelle, z.H. Frau Böttner, Altmarkt 1, 06712 Zeitz, Tel. 03441-83351, Fax: 03441-83266, E-Mail: vergabestelle@stadt-zeitz.de

Weitere Auskünfte: Fachbereich Technisches Zeitz, z.H. Frau Hilbert, Altmarkt 16, 06712 Zeitz, Tel. 03441-83419, Fax: 03441-83374, E-Mail: christiane.hilbert@stadt-zeitz.de

Auftragsgegenstand:
Stromlieferung für alle Einrichtungen der Stadt Zeitz und Straßenbeleuchtung
- 82 Lieferstellen ohne Leistungsmessung mit ca. 970 MWh (Kernstadtgebiet)
- 62 Lieferstellen ohne Leistungsmessung mit ca. 195 MW
- 56 Straßenbeleuchtungslieferstellen mit ca. 1.016 MWh (Kernstadtgebiet)
- 34 Straßenbeleuchtungslieferstellen mit ca. 370 MWh (Ortsteile)
- 2 leistungsgemessene Lieferstellen mit ca. 235 MWh (Kernstadtgebiet)
- 1 leistungsgemessene Lieferstelle mit ca. 127 MWh (Ortsteil Theißen)

Aufteilung in Lose: Ja

Lieferzeitraum:
1.1.2012 bis 31.12.2012

Schlussstermine:
Unterlagen - 22.7.2011 (12.00 Uhr)
Angebote - 3.8.2011 (10.00 Uhr)

Bad Tölz - Erdgas

Auftraggeber:
Landkreis Bad Tölz-Wolfratshausen, Kontakt: Sachgebiet 13, z.H. Herr Andreas Sander, Prof.-Max-Lange-Platz 1, 83646 Bad Tölz, Tel. 08041505-437, Fax: 08041505-240, E-Mail: andreas.sander@lra-toelz.de

Auftragsgegenstand:
Erdgaslieferung im Rahmen der Vollversorgung, Gesamtmenge
Los 1 ca. 23,5 GWh,
Los 2 ca. 16,1 GWh

Aufteilung in Lose: Ja

Lieferzeitraum:
Los 1: 1.10.2011 bis 1.1.2015
Los 2: 1.1.2012 bis 1.1.2015

Schlussstermine:
Unterlagen - 14.7.2011 (11.00 Uhr)
Angebote - 25.7.2011 (11.00 Uhr)

Gotha - Strom

Auftraggeber:
Landkreis Gotha, Kontakt: Amt Gebäudeverwaltung, z.H. Frau Anika Kühn, 18.-März-Straße 50, 99867 Gotha, Tel. 03621-214117, Fax: 03621-214410, E-Mail: gebäude@kreis-gth.de

Auftragsgegenstand:
Stromlieferung von ca. **3,65 GWh** pro Jahr.
Entsprechend eines Beschlusses des Kreistages ist die Lieferung von Atomstrom ausgeschlossen.
Der nach § 42 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) vom Elektrizitätsversorgungsunternehmen auszuweisende Anteil radioaktiven Abfalls muss 0 g sein. Die Kohlendioxidemission (CO₂-Emission) pro kWh darf nicht größer als 500 g sein.

Aufteilung in Lose: Ja

Lieferzeitraum:
1.1.2012 bis 31.12.2013

Schlussstermine:
Unterlagen - 2.8.2011 (12.00 Uhr)
Angebote - 9.8.2011 (10.00 Uhr)