

21./22. Handelsblatt Jahrestagung Energiewirtschaft 2014/2015

Energiewirtschaft

Mit Beiträgen von:



EU-Warenverkehrsfreiheit – eine neue EEG-Sollbruchstelle?

Univ.-Prof. Dr. iur. Christian Koenig LL.M., Direktor, Zentrum für Europäische Integrationsforschung an der Universität Bonn



Der Energiebinnenmarkt – Reform oder Auslaufmodell?

Erik von Scholz, Vorsitzender des Vorstandes, GDF SUEZ Energie Deutschland AG



Wer finanziert die Energiewende?

Dr. Norbert Schwieters, Global Energy, Utilities & Mining Leader, PwC AG WPG



Vorsicht mit Kapazitätsmärkten

Andreas Mundt, Präsident, Bundeskartellamt



Kapazitätsmarkt: nicht ohne Wasserkraft!

Kurt Rohrbach, Präsident, Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen VSE



Flexibilitäten hebeln – Demand Response Management als neues Wachstumsfeld

Markus Gerds, Senior Principal – Resources Management Consulting, Accenture



Erdgas als verlässlicher Partner der Energiewende

Eldar Sætre, Executive Vice President for Marketing, Processing and Renewable Energy, Statoil ASA



Verpflichtende Direktvermarktung für alle

Dr. Constantin H. Alsheimer, Vorsitzender des Vorstandes, Mainova AG



Vernetzung steht an erster Stelle

Ton Doesburg, Vorsitzender des Vorstandes, Alliander AG



Mit Anmeldemöglichkeit für die Jahrestagung Energiewirtschaft 2015

Nähere Informationen im Internet:
www.handelsblatt-energie.de

Konzeption und Organisation:

EUROFORUM
Quality in Business Information

Handelsblatt

Substanz entscheidet.

Unser klimaneutrales Erdgas für Stadtwerke und Industrie - praktisch einfach besser



Wir liefern klimaneutrales Erdgas an Stadtwerke und Industrieunternehmen. Unbürokratisch, bedarfsgerecht und natürlich mit Zertifikat. Ergänzen Sie mit unserem günstigen Komplettangebot Ihr Portfolio und sichern Sie sich so die Basis für eine klimaschonende Erdgasnutzung.

Rufen Sie uns an,
wir erstellen Ihnen gerne ein Angebot.
Tel. +49 | 69 | 3003 222
verkauf@gas-union.de



Mit Sicherheit mehr Energie.

Inhaltsverzeichnis:

EU-Warenverkehrsfreiheit – eine neue EEG-Sollbruchstelle?	4-5
Univ.-Prof. Dr. iur. Christian Koenig LL.M., Direktor, Zentrum für Europäische Integrationsforschung an der Universität Bonn	
Der Energiebinnenmarkt – Reform oder Auslaufmodell?	6-7
Erik von Scholz, Vorsitzender des Vorstandes, GDF SUEZ Energie Deutschland AG	
Wer finanziert die Energiewende?	8
Dr. Norbert Schwieters, Global Energy, Utilities & Mining Leader, PwC AG WPG	
Vorsicht mit Kapazitätsmärkten	9
Andreas Mundt, Präsident, Bundeskartellamt	
Kapazitätsmarkt: nicht ohne Wasserkraft!	10-11
Kurt Rohrbach, Präsident, Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen VSE	
Flexibilitäten hebeln – Demand Response Management als neues Wachstumsfeld	12-13
Markus Gerds, Senior Principal – Resources Management Consulting, Accenture	
Erdgas als verlässlicher Partner der Energiewende	14-15
Eldar Sætre, Executive Vice President for Marketing, Processing and Renewable Energy, Statoil ASA	
Verpflichtende Direktvermarktung für alle	16
Dr. Constantin H. Alsheimer, Vorsitzender des Vorstandes, Mainova AG	
Vernetzung steht an erster Stelle	17
Ton Doesburg, Vorsitzender des Vorstandes, Alliander AG	
Sponsoren und Aussteller der 21. Handelsblatt Jahrestagung Energiewirtschaft 2014 ...	18-19
Teilnehmerstruktur der 21. Handelsblatt Jahrestagung Energiewirtschaft 2014	11
Stimmen zur 21. Handelsblatt Jahrestagung Energiewirtschaft 2014	13
Anmeldemöglichkeit zur 22. Handelsblatt Jahrestagung Energiewirtschaft 2015	20

Der Newsletter zum Branchentreff:

Über **1.200** Teilnehmer
(aus über **700** Unternehmen
und über **20** Ländern),
davon **75%** aus der Energie-
wirtschaft.



Hohe Aufmerksamkeit
in der Medienlandschaft.
Über **140** Journalisten
waren in 2014 akkreditiert.



Impressum:

Handelsblatt Veranstaltungen
c/o EUROFORUM Deutschland SE
Prinzenallee 3
40549 Düsseldorf
V.i.S.d.P.
Dipl.-Volkswirtin Christina Sternitzke
Mitglied der Geschäftsleitung
EUROFORUM Deutschland SE
Telefon: +49 (0)211 9686 – 3400
Christina.sternitzke@euroforum.com

EU-Warenverkehrsfreiheit - eine neue EEG-Sollbruchstelle?



Univ.-Prof. Dr. iur. Christian Koenig LL.M. (LSE)

Der Kompromiss mit der Europäischen Kommission zur Beendigung des EU-Beihilfeverfahrens über das EEG-Umlagensystem nimmt Gestalt an. Für Superminister Sigmar Gabriel scheint es gut zu laufen. Er kann die gefundene Lösung nun im Sinne einer äußersten Kompromisslinie der Kommission als verhandlungspolitisch maximal mögliches Ergebnis gegenüber den hiervon enttäuschten Ländern und den betroffenen Industrien zur Verteidigung von Förderkürzungen und -beschränkungen instrumentalisieren, welche ihm – insgeheim oder auch ganz offen – ohnehin nicht schwer fallen. Zumindest die politische Strategieoption, die Mitverantwortung für unpopuläre, innerstaatlich ohnehin anstehende Förderkürzungen und -beschränkungen über die Kommission zu spielen, versöhnt zumindest gewieftete Wirtschafts- und Industrieminister europaweit mit dem sonst so unbeliebten EU-Beihilferecht.

Doch das EU-Recht kann auch für böse Überraschungen sorgen, etwa dann, wenn mit der Generaldirektion Wettbewerb der Kommission ein nur das EU-Beihilferecht betreffender Kompromiss gefunden worden ist, unabhängig davon die Generaldirektion Binnenmarkt aber einen Verstoß gegen die Warenverkehrsfreiheit oder das Vergaberecht moniert und gegebenenfalls als Druckmittel ein EU-Vertragsverletzungsverfahren androht.

So könnten schon bald für die EEG-Reform wieder dunkle Wolken am Himmel des Binnenmarktes aus Richtung der Warenverkehrsfreiheit aufziehen. Denn der Grünstrom ist wie jedes andere handelbare Gut eine Ware, die im Binnenmarkt ohne Beschränkungen und (verschleierte) Diskriminierungen grenzüberschreitend zwischen den Mitgliedstaaten zirkulieren soll. Damit könnten nach der sog. Dassonville-Formel des EuGH tatsächliche oder potenzielle, unmittelbare wie mittelbare, mehr oder weniger gut verschleierte territoriale Beschränkungen des Zugangs zu den

nationalen Förderregelungen für grüne Energie mit dem Grundsatz des freien Warenverkehrs kollidieren. EuGH-Generalanwalt Yves Bot hat am 28.01.2014 nach der Vorlage eines schwedischen Gerichtes an den EuGH im Fall Ålands Vindkraft den Luxemburger Richtern einen begründeten Entscheidungsvorschlag unterbreitet (Rechtssache C 573/12). Der Fall betrifft eine schwedische Regelung zur Grünstromförderung, nach der nur Erzeugungsanlagen auf schwedischem Territorium Förderzertifikate zugeteilt werden, die Elektrizitätsversorgungsunternehmen sowie bestimmte Nutzer in einer festgelegten Quote nach Maßgabe der von ihnen gelieferten oder verbrauchten Gesamtstrommengen obligatorisch erwerben müssen. Dem Luxemburger Verfahren liegt eine Klage von Ålands Vindkraft auf Zuteilung der Förderzertifikate in Schweden vor einem dortigen Gericht zugrunde, mit welcher der finnische Erzeuger auch den Vorteil des Zertifikatsverkaufs und damit zusätzliche Einnahmen (Produktionsprämien) in Schweden erhalten würde. Die Windenergieanlagen von Ålands Vindkraft sind zwar an das schwedische Stromverteilernetz angeschlossen, stehen aber auf finnischem Territorium.

Brisant für die Zukunft des Erneuerbare-Energien-Gesetzes wird die anstehende Entscheidung des EuGH im Fall Ålands Vindkraft deshalb, weil sie – nicht auf das EU-Beihilferecht, sondern den freien Warenverkehr gestützt – dem Kompromiss mit der Kommission zur Beendigung des EU-Beihilfeverfahrens über das EEG-Umlagensystem nicht nur Rückenwind verleiht, sondern vielmehr auch allen indirekten Versuchen, im Rahmen der EEG-Reform verschleiert doch wieder eine rein inländische Grünstromförderung abzusichern, in die regulatorische Breitseite schießen könnte. Zwar wird das EEG keine offene territoriale Beschränkung auf eine inländische Grünstromförderung nach der EEG-Reform mehr vorsehen, nachdem das Grünstromprivileg der Elektrizitätsversorgungsunternehmen (§ 39 EEG) wegfallen wird. Bisher sieht § 39 EEG einen stark verringerten EEG-Umlagesatz vor, wenn das Elektrizitätsversorgungsunternehmen 50 % seines Stromportfolios von inländischen Erzeugern von grünem Strom bezogen hat. Auch nach der Abschaffung des Grünstromprivilegs muss sich die EEG-Reform davor hüten, verschleierte (indirekte) Diskriminierungen oder de facto Beschränkungen nach der Dassonville-Formel des EuGH auf eine inländische Grünstromförderung (etwa im Rahmen von Zertifizierungssystemen) aufrechtzuerhalten.

Die entscheidende vom EuGH zu beantwortende Frage lautet: Sind territoriale Beschränkungen des Zugangs zu den nationalen Förderregelungen für grüne Energie mit den Anforderungen des Grundsatzes des freien Warenverkehrs vereinbar? Generalanwalt Bot hat diese Frage nun bereits im Grundsatz verneint und den Ausschluss von Grünstromerzeugern aus anderen Mitgliedstaaten von der nationalen Förderung als Verstoß gegen die EU-Warenverkehrsfreiheit bewertet. Auch die rechtlich im Rang un-



ter der Warenverkehrsfreiheit stehende EU-Richtlinie 2009/28 über erneuerbare Energien, die territoriale Förderbeschränkungen durch die Mitgliedstaaten zulässt, erklärt Generalanwalt Bot insoweit für (teil)ungültig.

Eine Rechtfertigung der Beschränkung der Warenverkehrsfreiheit aus zwingenden Gemeinwohlgründen mit dem von Schweden geltend gemachten Ziel, eine Destabilisierung der nationalen Regelungen für grüne Zertifikate im Fall einer Öffnung für in anderen Mitgliedstaaten niedergelassene Erzeuger zu vermeiden, verwirft der Generalanwalt, da ein solches Risiko nicht nachgewiesen worden sei. Auch das schwedische Argument, dass das Verbot territorialer Förderbeschränkungen die Mitgliedstaaten um die Kontrolle der Zusammensetzung ihres Energiemix brächte, verwirft er.

Einen winzigen Wermutstropfen bietet der Generalanwalt den Mitgliedstaaten an: Das EU-Verbot territorialer Beschränkungen rein inländischer Grünstromfördersysteme soll erst nach einer Übergangsfrist von zwei Jahren nach der Verkündung des – auch im Ministerium von Sigmar Gabriel – heiß erwarteten Luxemburger Urteils gelten. ■

MORE THAN
AUTOMATIC BANKING

BK 01 Zahlungsmanagement – Lassen Sie mehr Zahlungsposten automatisch richtig buchen.

Effektive Zuordnung von Zahlungseingängen zu offenen Posten: Das BK 01 Verfahren interpretiert Zahlungen schon bei ihrem Eingang. Es optimiert sie in Bezug auf die Vorgaben der Verrechnungssteuerung und die konkreten offenen Posten. So wird der Klärungsaufwand in jedem Fall geringer. Die übrigen Klärungsfälle werden detailliert analysiert und transparent dargestellt, was auch in diesem Bereich die Bearbeitung signifikant beschleunigt.

Verfügbar in zwei integrierten Anwendungen:
BK 01 mit SAP for Utilities® und BK 01 mit kVASy®.

Mehr unter www.aareal-bk01-zahlungsmanagement.com

Umfassend
weiter-
entwickelte
Lösung!



Aareal Bank

Der Energiebinnenmarkt - Reform oder Auslaufmodell?



Erik von Scholz,

Vorsitzender des Vorstandes, GDF SUEZ Energie Deutschland AG

Die meisten Diskussionen um den Energiebinnenmarkt drehen sich um Erzeugung und Netzinfrastruktur. Doch sind das wirklich die wichtigsten Perspektiven? Wo bleiben dabei die 500 Millionen EU-Bürgerinnen und Bürger, die Verbraucher? Sollten sie nicht das Herzstück der Bestrebungen zur Vollendung des Energiebinnenmarktes sein? Kernpunkte der Energiemarktliberalisierung waren schließlich die Einführung von Wettbewerb und der diskriminierungsfreie Zugang zu den Verbrauchern. Die Konsumenten in ganz Europa sollten ihren Energieanbieter frei wählen können. Wettbewerb sollte die Monopolrenditen abschmelzen und dafür sorgen, dass Energie für den Verbraucher günstiger wird, auch mit Blick auf die internationale Wettbewerbsfähigkeit der Industrie.

Was haben die Kunden vom Binnenmarkt?

Tatsächlich hat die Liberalisierung den Kunden eine bisher nicht dagewesene Vielfalt an Energielieferanten gebracht. Doch mit den neuen Möglichkeiten hat sich auch ihre Erwartungshaltung geändert. Sie suchen keine Pauschallösungen, sondern wollen zunehmend unabhängiger sein und mitgestalten. Sie wollen keine Lieferanten, sondern Energiepartner. Sie erwarten von der Energiebranche passende Lösungen und mehr Flexibilität in einem immer komplexeren Umfeld.

Von den versprochenen Preiseffekten ist bei den Kunden allerdings nicht viel angekommen, denn die meisten Mitgliedsstaaten haben Energie als „Fundraising Instrument“ entdeckt. Neue staatliche Abgaben und Umlagen haben die Wettbewerbseffekte mehr als kompensiert.

Zudem hat das Zusammen- und Wechselspiel zwischen Politik und Energieversorgern, das Hin- und Herschieben des „Schwarzen Peters“, die Kunden verunsichert und den Blick auf den Nutzen des Binnenmarktes verstellt.

Wäre es also überraschend, wenn die heutige Realität des Energiebinnenmarktes die Kunden mit einer beachtlichen Erwartungslücke zurück gelassen hätte? Es scheint mehr als zweifelhaft, dass die Kunden den Nutzen des europäischen Energiebinnenmarktes überhaupt erkennen können.

Wie steht es um die großen Energieversorger?

Für die großen Energieversorger – Utilities – war die Schaffung des Energiebinnenmarktes verbunden mit bisher nie dagewesenen Eingriffen in ihre Eigentumsrechte und Beschränkungen der unternehmerischen Entscheidungsfreiheiten. Die Folgen: Umfassende strategische Neuausrichtung, gravierende Änderungen der Geschäftsmodelle und tiefgreifende Umstrukturierungen.

Viele Unternehmen sind den Weg vom nationalen zum europäischen Player gegangen, manche trotzig nach dem Motto,

„was ich im Inland verliere, hole ich mir im Ausland wieder“. Manchmal ging der Weg auch wieder zurück.

Allein die 20 größten europäischen Utilities haben in den letzten beiden Jahren einen Wertverlust von 500 Mrd. € erlitten. Dieser Wertverlust ist die Bewertung der internationalen Kapitalmärkte und keine subjektiv gefühlte Befindlichkeitsstörung der Branche. Die Situation in der konventionellen Erzeugung ist europaweit desaströs. Ansätze, die das strukturelle Problem des Wettbewerbs subventionierter und nicht subventionierter Erzeugung lösen, sind politisch nicht gewollt.

Zusammenfassend kann man sagen: Die Anpassung an den Energiebinnenmarkt war für die Utilities kostenspielig und aufreibend. Da der Markt gravierende Funktionsstörungen aufweist, stehen viele Energieversorger vor einem Scherbenhaufen. Vor diesem Hintergrund haben sich 12 der größten europäischen Energieversorger für eine übergreifende Reform der EU-Energiepolitik stark gemacht. Sie fordern Transparenz beim Strompreis für den Kunden, das Ende von Subventionen für marktreife Technologien sowie die Einführung von europäischen Leitlinien für Kapazitätsmechanismen. Ebenso unterstützen sie ein funktionierendes ETS und ein ambitioniertes Treibhausgas-Reduktions-Ziel für 2030.

Welchen Beitrag leisten die europäischen Netzbetreiber?

Das Unbundling hat dem Netzbetrieb erstmals eigenes Leben eingehaucht. Durch eine umfassende Regulierung haben die Netzbetreiber die Systemverantwortung erhalten – und damit eine herausragende Marktrolle. Mit der zunehmenden Diskussion über Versorgungssicherheit haben sich Rolle und Selbstbewusstsein der Übertragungsnetzbetreiber weiter verändert.





WIR VERHELFFEN GRÜNER ENERGIE ZUM DURCHBRUCH



Allerdings lässt sich mit dem Argument der Versorgungssicherheit derzeit nahezu jeder Eingriff in die wettbewerblichen Bereiche durchsetzen. Hier wären wir dann bei der Hirshleifer-Frage: „Who regulates the regulator?“ Denn Investitionen in Netzinfrastruktur sind in vielen Konstellationen austauschbar mit einem Zugriffsrecht auf Erzeugungspositionen. Trittbrettfahren zu Lasten der Erzeugungsseite erspart eigenes Investment und damit Eigenkapital und Risiko.

Auf der europäischen Ebene stellt sich immer noch die Frage nach dem Ausbau der europäischen Netzinfrastruktur. Doch statt neue, grenzüberschreitende Übertragungskapazitäten zu schaffen, werden lediglich Verfahren eingeführt, um die Engpässe an den bestehenden Grenzkuppelstellen besser zu nutzen.

Welche Rolle kommt den Stadtwerken zu?

Die pluralistische Struktur der Branche in Deutschland ist einzigartig. Mittlerweile haben wir etablierte dynamische Akteure im Bereich der erneuerbaren Energien. Und die Stadtwerke, die vor 15 Jahren als Auslaufmodell gesehen wurden, sind präsenter denn je. Kein Energieversorgungsunternehmen in Europa weist eine stärkere Nähe zum Kunden und eine größere Kundenloyalität auf als die Stadtwerke. Mit dem Kunden als Zentrum aller strategischen Überlegungen und dem gewachsenen und nachhaltigen Vertrauen zwischen Kunden und Versorger werden die Stadtwerke mehr und mehr zum Innovationstreiber der Branche. Denn Innovation im europäischen Binnenmarkt ist nur möglich durch enges Zusammenspiel zwischen Kunden und Versorgern. Im Umkehrschluss ist eine dynamische kundennahe Energieversorgungsstruktur eine wichtige Voraussetzung für einen funktionierenden europäischen Binnenmarkt. Insoweit werden die Stadtwerke auch weiterhin ihren wichtigen Beitrag zur Entwicklung des Europäischen Binnenmarktes leisten.

Der Blick auf die wesentlichen Beteiligten legt den Schluss nahe, dass der Europäische Energiebinnenmarkt zum Auslaufmodell zu werden droht. Mit einem „Weiter so“ wird ihm über kurz oder lang die Luft ausgehen. Gefragt ist jetzt ein pragmatischer und dynamischer Ansatz anstelle des akademischen Anspruchs. Wir brauchen einen neuen Anlauf und neue Kräfte. Vor allem brauchen wir neues Vertrauen. Wir brauchen Marktteilnehmer, die bei neuen Regeln nicht als erstes Risikovorsorge betreiben müssen, sondern Marktchancen sichten. Wir brauchen übersichtliche, widerspruchsfreie europäische Marktregeln und wir brauchen die Zurückhaltung der nationalen Politik beim „government take“ oder beim Konterkarieren europäischer Regeln durch nationale Gegenmaßnahmen. Dann wird der Mehrwert des Binnenmarktes auch beim Kunden ankommen. Nur über mehr Freiheiten des Marktes werden die Europäischen Ziele eine Chance erhalten. ■



Die Gala für technischen Fortschritt. Am 4. Mai 2014 in München.

Seien Sie dabei als Aussteller, Partner, Sponsor oder Preisanwärter. Erleben Sie live auf der Bühne die besten Innovationen in den Kategorien Automobilität, Bauen & Wohnen, Energie, Galileo Wissenspreis (ProSieben), Kommunikation, Lifestyle, Luftfahrt, Produktion, Recycling & Ressourcen sowie Wasser & Abwasser. Gekürt von einer unabhängigen Jury aus Wirtschaft, Wissenschaft und Unterhaltung. www.greentec-awards.com

hosted by



resources. innovations. solutions.

Medienpartner

BOHERTZ
GROUPAIRBUS
GROUP

ECOVER



Käfer

VARTA
Micro Group

wilo

NH
HOTEL GROUP

NOW



PORSCHE



TUV NORD

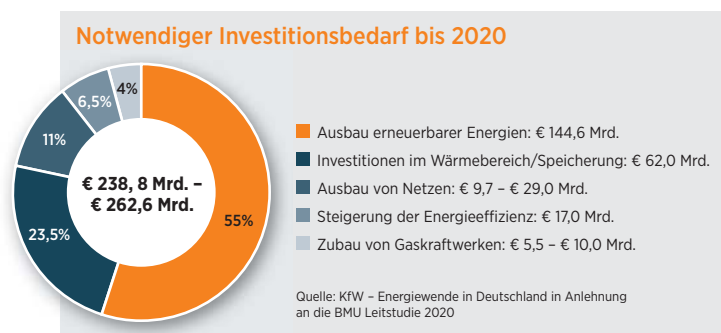
VARTA
Micro GroupVARTA
Micro Group

Wer finanziert die Energiewende?



Dr. Norbert Schwieters,
Global Energy, Utilities & Mining Leader, PwC AG WPG

Laut Schätzungen des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit und der Kreditanstalt für Wiederaufbau sind bis 2020 Investitionen in Höhe von etwa 240 bis 260 Milliarden Euro und bis 2050 von weiteren 390 Milliarden Euro für das Gelingen der Energiewende erforderlich. Der überwiegende Teil der Investitionen wird für den weiteren Ausbau der Energieerzeugungskapazitäten, den dadurch bedingten Aus- und Umbau der Energienetze sowie Investitionen im Wärmebereich und in die Energiespeicherung benötigt.



Auf den ersten Blick scheint die Verantwortung für die Finanzierung der Energiewende bei den überregionalen Energieversorgungsunternehmen, Stadtwerken und Stadtwerksverbänden sowie den Netzbetreibern zu liegen. Allerdings ist momentan die Ertragslage der großen Energieversorger angespannt und es werden zahlreiche Restrukturierungsprogramme durchgeführt. Die Energieversorgungsunternehmen dürften daher nicht in der Lage sein, den Ausbau erneuerbarer Erzeugungskapazitäten sowie den Aus- und Umbau von Übertragungs- und Verteilnetzen alleine umzusetzen.

Institutionelle Investoren könnten vor diesem Hintergrund einen wichtigen Beitrag zur Lösung des Finanzierungsproblems leisten. Aktuell sind angesichts der allgemein niedrigen Zinsen und des steigenden Bedarfs an langfristigen Anlagemöglichkeiten Infrastrukturinvestments für institutionelle Investoren hoch interessant. Diese Investments liefern vergleichsweise stabile Renditen und bieten zudem die Möglichkeit, die Abhängigkeit von den volatilen Kapitalmärkten zu verringern.

Beispielsweise hat die Allianz im vergangenen Jahr ihre Investitionen in den europäischen Ökostrommarkt verstärkt. Allianz Capital Partners erwarb Anteile an neun Windparks mit einem Gesamtwert von 400 Millionen Euro. Auch 2014 werden erneuerbare Energien in Deutschland, Frankreich und Italien für die Allianz zu den bevorzugten alternativen Assetklassen gehören, kündigte David Jones, Head of Renewable Energy bei Allianz Capital Partners, an.

Ein weiteres Beispiel für das Interesse institutioneller Investoren ist das Erdgasunternehmen Ferngas Nordbayern GmbH. Dieses verkaufte E.ON im vergangenen Jahr an den europäischen Infrastrukturfonds der First State Investments, eine Tochter der Commonwealth Bank of Aus-

tralia. Ferngas Nordbayern ist Eigentümer eines Hochdruck-Erdgasleitungsnetzes im nordöstlichen Teil von Bayern.

Auch bei ausländischen institutionellen Investoren sind deutsche Energieprojekte auf Interesse gestoßen. Der dänische Pensionsfonds Copenhagen Infrastructure Partners investiert 384 Millionen EUR in einen 900-Megawatt-Netzanschluss des Stromnetzbetreibers Tennet für Windparks in der deutschen Nordsee.

Obwohl der Gesetzgeber die Kapitalanlage in erneuerbare Energien massiv unterstützt und mit dem EEG gut prognostizierbare Erträge bei vergleichsweise überschaubaren Risiken bietet, haben deutsche Versicherungsunternehmen bis Anfang 2013 weniger als ein Prozent ihrer Kapitalanlagen in erneuerbare Energie Projekte investiert (Quelle: Gesamtverband der Deutschen Versicherungswirtschaft e.V.).

Für diese Zurückhaltung gibt es im Wesentlichen drei Gründe:

- Die garantierte Einspeisevergütung durch das EEG steht mit der bevorstehenden Reform zur Diskussion. Der Koalitionsvertrag schützt zwar „Altanlagen“ vor einer Verschlechterung, aber welche Konsequenzen die vielfältigen Regelungsvorschläge für neue Investitionen haben werden, lässt sich noch nicht abschätzen.
- Als Investitionsbremse erweist sich bislang auch die Regulierung institutioneller Investoren. Das Versicherungsaufsichtsrecht kennt die Anlageklassen „erneuerbare Energien“ oder „allgemeine Infrastruktur“ nicht und auch das Investitionsaufsichts- und -steuerrecht bietet keinen verlässlichen und praktikablen Rechtsrahmen für die Kapitalanlage in erneuerbare Energien.
- Der wesentliche Grund für die Investitionszurückhaltung liegt jedoch bei den Versicherungen und Fonds selbst. Sie sind Investitionen in leicht handelbare Anlagen gewöhnt und müssen sich auf eine völlig neue Anlageklasse einstellen. Dazu gehört die Ausarbeitung neuer Bewertungsmodelle, Anlagerichtlinien und Investmentstrategien. Das notwendige Know-how müssen die Investoren häufig erst aufbauen, da ihnen Personal mit spezifischen Erfahrungen in der Energiewirtschaft fehlt.

Fazit: Für das Jahr 2014 zeichnet sich ein besseres Umfeld für das M&A-Geschäft ab. Wir rechnen bei vielen energiepolitischen Themen in Europa mit mehr Klarheit. Das sollte das Vertrauen insbesondere der institutionellen Investoren erhöhen und infolgedessen das Transaktionsgeschäft beleben. Die Herausforderungen bei der Finanzierung der Energiewende sind ohne die Beteiligung von Versicherungen und Fonds nicht zu bewältigen. Im anhaltenden Niedrigzinsumfeld ist ihr Interesse an Infrastrukturinvestments in beispielsweise erneuerbare Energien Projekte oder regulierte Netze, mit gut prognostizierbaren Erträgen bei vergleichsweise überschaubaren Risiken, nach wie vor vorhanden. Teilweise könnte jedoch ein Mangel an attraktiven Projekten und die aufsichtsrechtlichen Anforderungen bei den institutionellen Investoren für diese neue Anlageklasse die Investitionsbereitschaft hemmen. ■

Vorsicht mit Kapazitätsmärkten



Andreas Mundt,
Präsident, Bundeskartellamt

Aus der aktuellen Marktsituation folgern viele Marktteilnehmer, dass der Strommarkt, wie er heute aussieht, nicht in der Lage ist, ausreichend Investitionsanreize für den Neubau von Kraftwerken bereitzustellen. Der Zubau erneuerbarer Energien verschärft die ohnehin existierende „Missing-Money“-Problematik. Ergebnis seien zu niedrige Preise sowie eine Abnahme der Zahl von Benutzungsstunden und damit letztlich dauerhafte Rentabilitätsprobleme. Marktversagen und Blackouts werden prophezeit.

Tatsächlich sind aber viele Fragen offen. Vor allem ist der Markt derzeit von erheblichen Überkapazitäten gekennzeichnet. Sinkende Preise und Stilllegungen sind da eine normale Marktreaktion. Bei Abbau der Überkapazitäten könnte der Markt in Zukunft wieder Preissignale aussenden, die Investitionen in Kraftwerke und andere Flexibilitätsoptionen anreizen. Es ist auch nicht richtig, dass im derzeitigen Marktsystem gesicherte Leistung nicht honoriert wird. Der Strompreis impliziert schon heute eine Leistungskomponente, weil sich der Lieferant verpflichtet, den verkauften Strom zu einem bestimmten Zeitpunkt zu liefern. Sollte es zu Knappheiten kommen, setzt der Strompreis Anreize zur Errichtung und Vorhaltung von Kapazitäten. Es ist daher längst nicht ausgemacht, dass der Markt nicht funktioniert und die Versorgungssicherheit bedroht ist.

In der öffentlichen Debatte stehen denn auch oft nicht die Versorgungssicherheit, sondern die Finanzprobleme von Kraftwerksbetreibern im Vordergrund. Ganz unverständlich sind deren Klagen nicht. Die Branche durchlebt zurzeit einen grundlegenden Wandel. Die Geschäftsmodelle von früher lassen sich nicht einfach fortschreiben. Viele der Probleme sind auf staatliche Eingriffe zurückzuführen. Und die waren in den letzten Jahren häufig und zum Teil erratisch. Vor allem das Hin-und-her beim Atomausstieg war beträchtlich. Und auch der durch staatliche Förderung angereizte massive Ausbau erneuerbarer Energien war in diesem Ausmaß schwer vorhersehbar.

In der Diskussion um Kapazitätsmärkte sollte in jedem Fall sauber getrennt werden, ob es allein um finanzielle Hilfen für Kraftwerke geht oder um die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit. Schließlich gibt es in Deutschland zumindest kurzfristig kein Kapazitätsproblem. Wenn man dennoch ein Instrument einsetzt, das auf Versorgungssicherheit abzielt, muss man sich bewusst sein, dass es zu massiven Verwerfungen kommen kann. Das Risiko von Fehlsteuerung, Fehlanreizen und unnötigen Kosten ist erheblich. So führt ein Kapazitätsmarkt immer auch zu Windfall-Profits bei Kraftwerken, die eine Hilfe eigentlich gar nicht benötigen. Kraftwerke, die sonst aus dem Markt ausscheiden würden, werden künstlich am Leben erhalten. Überkapazitäten werden nicht abgebaut. Der Markt kann sich nicht mehr aus sich selbst heraus helfen. Hinzu kommt, dass die Gefahr eines Regulierungsversagens erheblich ist. Unabhängig vom konkreten Modell sind Regelungsbedarf und Komplexität von Kapazitätsmärkten hoch.

Und ist ein Kapazitätsmarkt erst einmal eingeführt, ist ein Exit nur schwer möglich.

Schließlich besteht ein unübersehbarer Widerspruch zwischen dem Ziel eines europäischen Strombinnenmarktes und der Einführung nationaler Kapazitätsmärkte. Der Wettbewerb der Stromerzeuger wird massiv verzerrt. Die Nase vorn hat nicht derjenige, der den günstigsten Strom erzeugt, sondern der, der das großzügigste nationale Fördersystem hat. Aus dem Wettbewerb um den günstigsten Strom wird ein Wettbewerb der nationalen Fördersysteme. Von der Idee des Binnenmarktes würde nicht viel übrig bleiben. Zwar wird auch von den Befürwortern von Kapazitätsmärkten stets betont, dass eine europäische Einbettung eines Kapazitätsmarktes geboten ist. Wie das gelingen soll, ist aber völlig offen. Eine stärkere Koordinierung in der EU ist dringend erforderlich.

Alles in allem spricht viel dafür, sich nicht überstürzt und erst recht nicht ohne europäische Abstimmung in das Wagnis Kapazitätsmarkt zu begeben. Anstatt die misslichen Folgen bisheriger Interventionen durch einen weiteren umfassenden Markteingriff zu reparieren, sollten zunächst schädliche Regulierungseingriffe korrigiert werden. So ist es richtig, zunächst das EEG grundlegend zu reformieren und die Erneuerbaren in den Markt zu integrieren, bevor man neue Regeln für Kraftwerke aufstellt. Sollte sich die Sorge um die Versorgungssicherheit konkretisieren, steht mit der Strategischen Reserve ein Instrument zur Verfügung, das vergleichsweise flexibel und günstig ist und auch kurzfristig eingeführt werden kann. ■



Kapazitätsmarkt: nicht ohne Wasserkraft!



Kurt Rohrbach,
Präsident, Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen VSE

Schon heute leistet die Wasserkraft der Alpen einen wertvollen CO₂-freien Beitrag an die Energiewende. Ihr Potenzial dazu ist jedoch nicht ausgeschöpft. Sie könnte – etwa wie schon heute im Rahmen der Winterreserve – noch vermehrt für Systemstabilität sorgen. Dafür müssten ihre Dienstleistungen jedoch so entschädigt werden, dass sich auch Investitionen lohnen! In Zukunft soll die Versorgungssicherheit durch Kapazitätsmärkte gewährleistet werden. Gedacht wird dabei in erster Linie an fossil befeuerte Kraftwerke. Wenn ein Kapazitätsmechanismus neben Wirtschaftlichkeits- und Effizienzzielen auch Klima- und Nachhaltigkeitskriterien erfüllen soll, muss er so konzipiert sein, dass Speicher- und Produktionspotenzial der Wasserkraft bestmöglich ausgeschöpft werden.

Der Anteil erneuerbarer Energien an der Stromversorgung soll entsprechend den Zielsetzungen der deutschen Bundesregierung bis 2025 auf 40 bis 45 Prozent steigen, langfristig noch höher. Doch bis es soweit ist, bleibt Deutschland für lange Jahre abhängig von fossilen Energiequellen. Diese Tatsache rückt vor dem Hintergrund der Krim-Krise wieder ins Bewusstsein. Ideen für Alternativen, wie Gaslieferungen aus den Niederlanden, aus Algerien oder per Tanker aus Kanada, schießen gegenwärtig ins Kraut. Angesichts all dieser Gedankenexperimente drängt sich die Frage auf, weshalb das bereits vorhandene, kostengünstige und klimafreundliche Potenzial der Wasserkraft so konsequent ignoriert wird.

Der Ausbau der stochastisch anfallenden Wind- und Solarenergie stellt das Gesamtsystem vor gewaltige Herausforderungen: Kurz- bis mittelfristig ist der bestehende deutsche Kraftwerkspark wohl genügend groß, um die zu erwartende Last zu decken. Es bestehen jedoch erhebliche regionale und saisonale Unterschiede, insbesondere in Süddeutschland drohen im Winterhalbjahr

kurzfristige Engpässe. Die Bundesregierung hat auf diesen Umstand 2013 mit der Reservekraftwerksverordnung (ResKV) reagiert. Diese sichert den Weiterbetrieb systemrelevanter Kraftwerke, die der Betreiber stilllegen will. Für den Winter 2015/16 schätzt die Bundesnetzagentur den Gesamtbedarf an Reservekapazität auf 4800 MW. Die ResKV gilt vorerst bis 2017. Mittelfristig soll gemäß Bundesregierung ein (praktisch ausschließlich fossil geprägter) Kapazitätsmechanismus entwickelt werden. Ob dieser wirklich notwendig ist, wurde bis dato jedoch nicht geklärt! Wenn schweizerische und österreichische Wasserkraftwerke auch über 2017 hinaus in der Lage wären, einen bedeutenden Teil des deutschen Bedarfs an Netzreserve zu decken, dann läge eine ökologische, CO₂-freie und kostengünstige Lösung buchstäblich vor der Haustür.

Kooperation statt aufwändiges Autarkiebestreben

Es ist schwierig nachvollziehbar, weshalb mit dem Kapazitätsmechanismus eine nationale Lösung bevorzugt werden soll, anstatt mit den Nachbarn eine effiziente und wirtschaftliche Kooperation einzugehen. Obwohl theoretisch die Möglichkeit bestünde, wurden bis dato nie schweizerische Wasserkraftwerke als Netzreserve kontrahiert. Die Vermutung liegt nahe, dass bei den Ausschreibungen thermische Kraftwerke bevorzugt werden. Pumpspeicherkraftwerke können aufgrund ihrer technischen Eigenschaften nicht auf unbestimmte Zeit am Stück Energie liefern. Zur Überbrückung von Lastspitzen und Netzengpässen eignet sich diese Leistung jedoch optimal. Sie ist bei einer differenzierten Betrachtung auch kostengünstiger und in jedem Fall klimafreundlicher als das Vorhalten alter Kohle- oder Gaskraftwerke. Dies ist umso relevanter, als dass die Entwicklung des CO₂-Emissionsfaktors für den Strommix in Deutschland in den letzten drei Jahren wieder angestiegen ist. Entsprechend hält das Umweltbundesamt in einer neuen Studie fest, dass weitere Anstrengungen zur Reduzierung der Kohlendioxidemissionen aus der Stromerzeugung notwendig sind, um die deutschen Klimaziele zu erreichen. Das Vorhalten fossiler Kraftwerke wirkt in diesem Licht schon fast anachronistisch.



Transparenz senkt volkswirtschaftliche Kosten

Will man bestimmte Technologien bewusst oder unbewusst diskriminieren, kann man dies über entsprechende Kriterien tun. Netzbetreiber müssten deshalb in höherem Maß zu Transparenz bezüglich ihrer Vergabepraxis verpflichtet werden. Denn entscheidend für die Ausgestaltung eines Mechanismus ist auch die Frage, wozu er eigentlich dienen soll! Gilt es einen wochenlangen Dauer-Engpass zu vermeiden oder doch eher ein paar Stunden Ausfall während einer Handvoll Tagen im Jahr, wie es in der jüngeren Vergangenheit der Fall war? Pumpspeicherkraftwerke dürfen deshalb sowohl in einer weiterentwickelten Netzreserve wie auch in einem allfälligen Kapazitätsmechanismus nicht mittels Anforderungen an eine dauerhafte Verfügbarkeit benachteiligt werden.

Wenn schon Kapazitätsmechanismen entwickelt werden, können sie dank innovativen Modellen Zusatznutzen stiften: so wäre denkbar, dem Stromproduzenten neben dem reinen Ausfall-Schutz die Möglichkeit zu bieten, seinen Strom in Überschusszeiten speichern zu lassen und ihn dann bei Bedarf wieder abzurufen. Ein Ansatz wäre, die Netzreserve hin zu einer Kapazitätsoption zu entwickeln, bei der Leistung und Energie während definierter Perioden und Ankündigung hin zu Verfügung stehen. Dazu müssten existierende Kapazitäten und Flexibilitäten von Kraftwerken und Speichern grenzüberschreitend intensiver und effizienter genutzt werden. Damit zur bereits vorhandenen Infrastruktur zusätzliche Wasserkraftwerke hinzukommen, muss ein zukünftiges Marktmodell auch genügend Anreize zu Investitionen geben. Ein rein national ausgestalteter Kapazitätsmechanismus wird dies nicht leisten können. ■

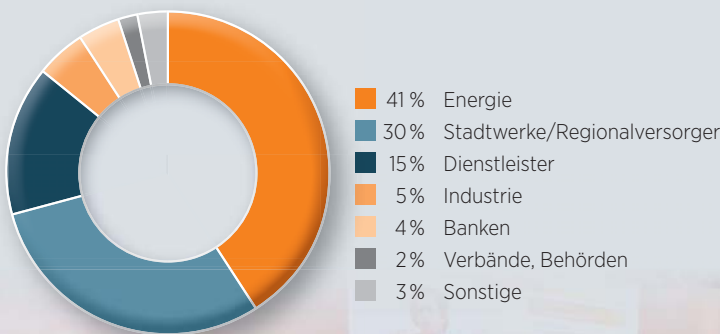
Quelle: Statista 2014

UMWELTBUNDESAMT –2013 – Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 bis 2012, S. 14

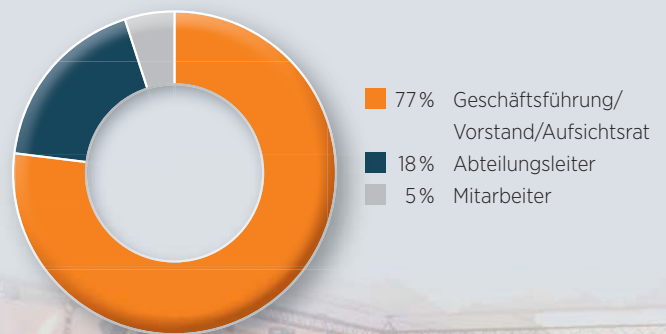
Quelle: http://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/461/publikationen/climate_change_07_2013_icha_co2emissionen_des_dt_strommixes_webfassung_barrierefrei.pdf, April 2014

Teilnehmerstruktur der 21. Handelsblatt Jahrestagung Energiewirtschaft 2014

Branche:



Hierarchie:



Flexibilitäten hebeln - Demand Response Management als neues Wachstumsfeld



Markus Gerds,
Senior Principal – Resources Management Consulting, Accenture

Das Fahrwasser für Versorger ist unruhig geworden: Die Energiewende hat grundlegende Marktveränderungen nach sich gezogen und die Profitabilität vieler Versorger beeinträchtigt. Die Erlöse in den Kerngeschäftsfeldern brechen ein: Nach unseren Prognosen werden die Erlöse in der Energieerzeugung bis 2020 um bis zu 40 Prozent zurückgehen, im klassischen Stromvertrieb sogar um 70 Prozent.

Gleichzeitig eröffnet die Energiewende aber Chancen für Wachstum. Ein Beispiel ist das Geschäft mit Regelleistung. Hier wurden im Jahr 2012 Umsätze in Höhe von ca. 420 Millionen Euro erzielt, dieses Marktvolumen soll bis 2020 auf eine Milliarde Euro wachsen. Grund dieser Kostenexplosion ist der zunehmende Bedarf für Regelleistung – insbesondere durch den steigenden Anteil erneuerbarer Energien. Diese zeichnen sich vor allem durch eine hohe Volatilität aus, was den Bedarf an kurzfristig bereit gestellter Regelleistung stetig und deutlich steigen lässt. Für den Einkauf der Regelleistung zur Gewährleistung der Netzstabilität sind die Übertragungsnetzbetreiber verantwortlich. Diese „entlohnen“ dabei sowohl die Bereitschaft, die Regelleistung anzupassen, als auch die im Bedarfsfall tatsächlich erfolgte Leistungsanpassung.

Der Ansatz: Flexibilität durch gezielte Steuerung industrieller Verbraucher

Als Anbieter der Regelleistung spielen bisher überwiegend Kraftwerksbetreiber, aber auch kleinere Erzeugungseinheiten eine Rolle. Diese müssen dafür mit hohen Kosten verbundene Erzeugungsréserven bereithalten – unter dem Stichwort ‚Kapazitätsmechanismus‘ ein aktuell kontrovers diskutiertes Thema. Dabei lässt sich Regelleistung auch über die Steuerung des Verbrauchs bereitstellen.

Hier setzt Demand Response Management (DRM) an, das sich schon bald zu einem neuen Erlöstreiber für Versorger entwickeln könnte. Dabei spielen vor allem flexible Kapazitäten in energieintensiven Produktionsprozessen eine Rolle. Diese können durch gezielte Steuerung immer dann zu- oder abgeschaltet werden, wenn es zu Netzschwankungen kommt. Bisher haben die industriellen Verbraucher hauptsächlich tageszeitabhängige Unterschiede bei den Strompreisen genutzt und die Produktion entsprechend eingerichtet. In Zukunft können vorhandene Flexibilitäten jedoch viel stärker am Markt für Regelleistung angeboten werden, denn sie lassen sich bei Stromspitzen wie auch Engpässen schnell zu- oder abschalten.

Bei DRM bringen Versorger bisher getrennte Welten zusammen

Das Problem bisher: Industriellen Verbrauchern fehlen meist Kenntnisse über die Vermarktung solcher Flexibilitäten. Hier kommen die Versorger ins Spiel, welche die Kapazitäten von Verbrauchern zu vermarktbareren Portfolios bündeln und dann am Regelleistungsmarkt anbieten. Der Versorger steuert den Pool dezentraler Verbraucher und verdient an der Vermarktung.

Somit werden Versorger zu Mittlern zwischen zwei bisher getrennten Welten, nämlich von Erzeugung und Verbrauch. Das verlängert ihre Wertschöpfungskette: Diese endet künftig nicht mehr am Messpunkt des Kunden, sondern geht weit darüber hinaus.

DRM lebt vom Einsatz innovativer Vertriebsinstrumente

Bei Aufbau und Vermarktung von DRM-Pools aus mehreren dezentralen Verbrauchern sind vor allem detaillierte Kenntnisse der Produktionsprozesse wie auch der Einsatz intelligenter Steuerungs- und Vertriebsinstrumente entscheidend:

1. Auf- und Ausbau eines Pools aus Verbrauchern: Im ersten Schritt müssen die Versorger geeignete Industrieprozesse und -anlagen identifizieren, was umfangreiche Kenntnisse der Produktionsabläufe erfordert. Diese müssen sowohl energieintensiv sein, als auch flexibel gesteuert werden können. Dazu zählen etwa die Papier- und Aluminiumherstellung, Luftzerlegung und die Wasserversorgung. Der Aufbau eines DRM-Pools ist für den Vertrieb des Versorgers eine Herausforderung, denn statt Verkäufer wird er hier zum Einkäufer von flexiblen Energie-Kapazitäten. Dafür müssen die Vertriebsmitarbeiter die Produktionsleiter, für welche der reibungslose Ablauf in der Fertigung oberste Priorität hat, von den Vorteilen von DRM überzeugen. Deshalb ist es zentrales Erfolgskriterium, die Produktionsleiter „in ihrer Welt“ abzuholen. Der „klassische“ Stromvertrieb ist darauf aufgrund seiner Historie aktuell noch nicht vorbereitet.
2. Steuerung des Pools: Es bedarf eines zentralen Steuerungs- und Optimierungstools, das sowohl den Erfordernissen der Produktion als auch den Anforderungen des Marktes für Regelleistung Rechnung trägt. Im Mittelpunkt steht der intelligente Datenaustausch zwischen den Produktionsleitsystemen der industriellen Verbraucher und dem Steuerungssystem des Energieversorgers. Die Produktionsleitsysteme übermitteln Soll-Fahrpläne, in denen die vermarktbareren Flexibilitäten für den Folgetag gekennzeichnet sind. Das Optimierungstool des Energieversorgers sendet Steuersignale zur Anpassung der Produktionsprozesse bei Abruf der Regelleistung. Dies geschieht meist automatisch, jedoch können die Produktionsleiter immer noch kurzfristig von der Vereinbarung zurücktreten, wenn unvorhergesehene Umstände eintreten sollten. Dazu zählt etwa der Ausfall einer Maschine oder Anlage.
3. Vermarktung der Kapazitäten: Die Verbraucher des Pools werden zu vermarktbareren Losen zusammengefasst und gegen die Preise am Markt für Regelleistung optimiert. Hierzu sind umfassende Kenntnisse dieses Marktes erforderlich. Eine Vermarktung von Kapazitäten aus dezentralen Verbrauchern erfordert neben einer entsprechenden Vermarktungsstrategie auch die Entwicklung von geeigneten Optimierungs- und Handelssystemen.

Mit der zunehmenden Verbreitung erneuerbarer Energien wird der Bedarf an Regelleistung weiter wachsen – und damit auch der Markt für Demand Response Management. Für Versorger ist das ein spannendes Wachstumsfeld, denn es lässt sich mit vergleichsweise geringem Aufwand erschließen und führt bereits in kurzer Zeit zu Erlösen. ■



Teilnehmerstimmen zur 21. Handelsblatt Jahrestagung Energiewirtschaft 2014:

„Die Tagung für Energiewirtschaft in Kontinentaleuropa!“

Sigrid Ackermann, Head of Business Unit Wind, BKW Energie AG



„Die Jahrestagung ist nach wie vor DER zentrale Szenetreff aller Stakeholder – gerade in der aktuell besonders kritischen Phase der deutschen Energiewirtschaft ist der Austausch mit einer Vielzahl wesentlicher Entscheidungsträger und Experten von hohem Wert.“

Dr. Christof Bauer, Head of Energy Policy and Strategy, Evonik Industries AG



„Nach wie vor die Tagung in Deutschland, auf der Trends und Fachthemen beleuchtet werden. Veranstaltung für Profis, um sich ein Bild zur ‚Lage der Nation‘ machen zu können“

Kurt Rohrbach, Präsident, Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen VSE



Auch nach 15 Jahren: Die Handelsblatt Jahrestagung ist die beste Konferenz im Energiemarkt!

Dr. Jörg Spicker, Head of Market Operations, Swissgrid AG



Erdgas als verlässlicher Partner der Energiewende



Eldar Sætre,

Executive Vice President for Marketing, Processing and Renewable Energy, Statoil ASA

Erdgas ist eine Energiequelle der Zukunft. Laut der Internationalen Energieagentur (IEA) wird die weltweite Nachfrage nach Gas langfristig um 1,6 % pro Jahr steigen. Die heute bekannten und technisch förderbaren Ressourcen können die Nachfrage noch für mehr als 200 Jahre decken. Zurzeit beobachten wir in Asien einen stark wachsenden Bedarf, in den angestammten asiatischen und in neuen Märkten. Auch in den USA steigt der Anteil von Erdgas im Energiemix kontinuierlich. Nur in Europa stagnierte der Verbrauch von Erdgas in den vergangenen Jahren. Zwei Faktoren sind hierfür ausschlaggebend: der Einfluss der Finanz- und Wirtschaftskrise auf die europäische Industrie und das Versagen der europäischen Energiepolitik, einen kohärenten und klar auf CO₂-Reduktion ausgerichteten Regulierungsrahmen zu setzen. Dies zeigt sich insbesondere bei der fehlenden Steuerungswirkung des europäischen Emissionshandels.

Um mit Zuversicht in neue Projekte im Bereich Erdgasproduktion investieren zu können, braucht die Industrie eine stabile, kohärente und verlässliche europäische Energiepolitik. Wenn nun auf europäischer Ebene der Rahmen für die Energie- und Klimapolitik bis 2030 festgelegt wird, kommt es insbesondere darauf an, nur ein übergeordnetes und verbindliches Ziel zu vereinbaren: ein ambitioniertes Ziel zur Minderung der Treibhausgasemissionen. Die von der Europäischen Kommission vorgeschlagenen 40% erscheinen hier angemessen. Auf separate Ziele für erneuerbare Energien und Energieeffizienz sollte verzichtet werden, da diese den Wettbewerb der Technologien um die kostengünstigste Art der Emissionsminderung erschweren.

Erdgas ist wichtig für Deutschland und die Energiewende

In den vergangenen Jahren war Deutschland immer Vorreiter und gleichzeitig Experimentierfeld für innovative Klimapolitik. Trotz der stetig steigenden Kosten der Energiewende ist der deutsche CO₂-Ausstoß in den beiden letzten Jahren wieder angestiegen. Dies liegt vor allem an der verstärkten Nutzung von heimischer Braun- und importierter Steinkohle. Damit rückt das Erreichen des nationalen Ziels, die deutschen Treibhausgasemissionen bis 2020 um 40% gegenüber 1990 zu senken, in weite Ferne. Deutschland hat sich in den vergangenen Jahren zwar unter hohem Kapitalaufwand um den Ausbau der regenerativen Energien bemüht. Der verstärkte Einsatz von Kohle konterkariert diese Bemühungen um eine Verbesserung des Klimaschutzes aber wieder.

Zwar sollen mit der Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) Schwachstellen der Energiewende korrigiert werden. Doch die vorgeschlagenen Subventionskürzungen gehen nicht weit genug: erneuerbare Energien sollten wie andere Mittel zur Emissionssenkung sich im Wettbewerb mit anderen Technologien behaupten müssen. Erneut wird Erdgas als umweltfreundlicher Energieträger, der schnell umsetzbare Möglichkeiten zur CO₂-Reduzierung bietet, außer Acht gelassen. Dabei könnte Erdgas beim Klimaschutz eine tragende Rolle spielen:

- 1) Im Stromsektor sorgt Erdgas für niedrigere Emissionen. Ersetzt man Kohle durch Erdgas in der Grundlast, können die Emissionen auf relativ kostengünstige Weise um über 50% gesenkt werden.
- 2) Erdgas ist ein verlässlicher Partner für die energieintensive deutsche Industrie. Dank verlässlicher Erdgasversorgung bleibt die deutsche Industrie wettbewerbsfähig. So bleibt der Standort Deutschland für die Wirtschaft attraktiv und ist im internationalen Wettbewerb weiter konkurrenzfähig. Arbeitsplätze werden erhalten.
- 3) Die Energiewende findet nicht nur in der Stromerzeugung statt, sondern muss breiter gedacht werden: im Wärmemarkt ist Erdgas etabliert als ein vielseitig einsetzbarer, kosteneffizienter und umweltfreundlicher Energieträger. Erdgasbasierte Heizsysteme bieten das Potenzial zu weiteren Effizienzsteigerungen, die konsequent genutzt werden sollten. Aber Erdgas ist auch für den Transportsektor ein idealer Energieträger. Dank seiner Umweltfreundlichkeit und Kosteneffizienz gibt es hier für Erdgas ein großes Wachstumspotenzial.

Kurzum, um die Ziele der Energiewende zu erreichen, braucht Deutschland einen höheren Anteil von Erdgas im Energiemix. Die Potenziale von Erdgas als gesellschaftlich akzeptiertem, kostengünstigem und nachhaltigem Energieträger sollten konsequent genutzt werden.



Der Beitrag von Norwegen zur deutschen Versorgungssicherheit

Die Krise in der Ukraine bedeutet eine neue Herausforderung für Europas Energiepolitik: Europa diskutiert nun erneut über langfristige Energieversorgungssicherheit und die Importabhängigkeit des Kontinents. Kurzfristig haben Norwegen und Statoil die nötige Flexibilität, um den Gasexport leicht zu erhöhen. Auch mittelfristig wird unsere Gasproduktion etwas ansteigen. Somit werden wir unseren Beitrag zur europäischen Versorgungssicherheit leisten.

Vor dem Hintergrund der Debatte um Versorgungssicherheit in Europa werden auch in Deutschland mögliche Diversifizierungsstrategien neu gedacht. Hierbei sollte man sich bewusst sein, dass circa zwei Drittel des in Deutschland verbrauchten Erdgases aus Westeuropa kommen: insbesondere aus Norwegen (27% des deutschen Gasaufkommens 2013), aus den Niederlanden und aus einheimischer Produktion. Gerade Deutschland und Norwegen blicken auf eine strategische Energiepartnerschaft voller Vertrauen und Verlässlichkeit zurück; diese begann bereits in den 1970er Jahren.

Leider fehlt es in Deutschland bislang an einer klaren und langfristigen Gasmarkt-Strategie. Ein funktionierender Energiemarkt – dank einer Politik, die auf Marktkräfte vertraut und Ziele vorgibt anstatt großzügig Subventionen zu verteilen – und ein klares Bekenntnis der Politik zum umweltfreundlichen Energieträger Erdgas gibt langfristigen Investoren die nötige Sicherheit. Statoil will seinen Beitrag zur Energiewende leisten, allerdings muss diese neu ausgerichtet werden und realistisch bleiben: die Energiewende braucht eine Wende. ■



INHALT UND KONZEPTION

Bei Fragen zur Handelsblatt Jahrestagung Energiewirtschaft steht Ihnen gerne zur Verfügung:



Christina Sternitzke

Mitglied der Geschäftsleitung
EUROFORUM Deutschland SE
Telefon: +49 (0)211.96 86-34 00
E-Mail: Christina.sternitzke@euroforum.com

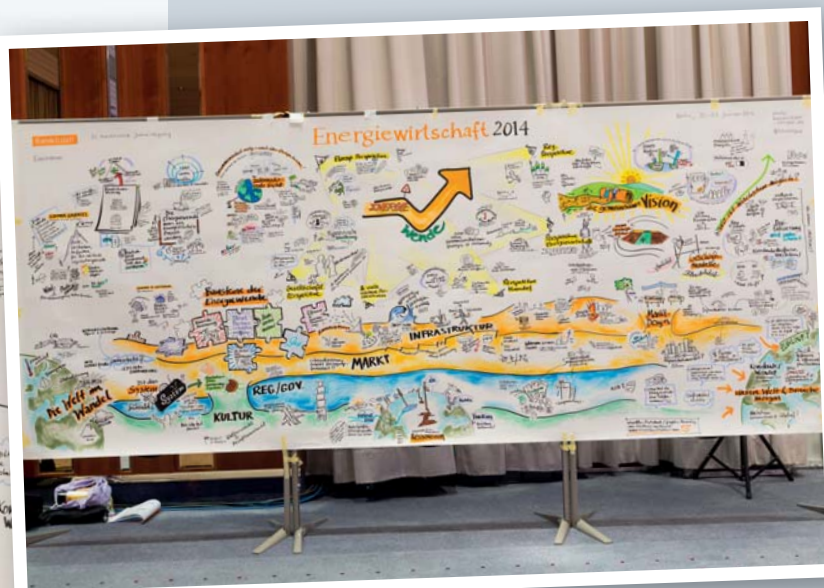
SPONSORING UND AUSSTELLUNG

Ihre Fragen zu Sponsoring- und Ausstellungsmöglichkeiten sowie zur Zielgruppe beantwortet Ihnen gerne:



Christina Westenberger

Sales Director
EUROFORUM Deutschland SE
Telefon: +49 (0)211.96 86-37 18
E-Mail: Christina.westenberger@euroforum.com



Verpflichtende Direktvermarktung für alle



Dr. Constantin H. Alsheimer,
Vorsitzender des Vorstandes, Mainova AG

Mit der Reform des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes (EEG) unternimmt die Bundesregierung den Versuch, die Kostendynamik der Energiewende in den Griff zu bekommen. Für das Gelingen des Jahrhundertprojekts ist das von entscheidender Bedeutung. Die gesellschaftliche Akzeptanz der Energiewende wird nur bestehen bleiben, wenn deren Kosten nicht explodieren.

Von den geplanten Reformmaßnahmen ist vor allem die verbesserte Marktintegration der Erneuerbaren Energien durch die stufenweise Einführung der verpflichtenden Direktvermarktung ein Schritt in die richtige Richtung. Die Pflicht zur Direktvermarktung des Ökostroms verspricht eine verbesserte Systemintegration von Solar- und Windstrom und dadurch letztlich eine kosteneffizientere Umsetzung der Energiewende.

Gegenwärtig sieht die Vermarktung im Regelfall noch so aus, dass die Anlagenbetreiber ihren Ökostrom an den örtlichen Verteilnetzbetreiber verkaufen. Die Verteilnetzbetreiber veräußern diesen Strom ihrerseits an den Übertragungsnetzbetreiber weiter, die den Ökostrom dann am vor- und untertägigen Spotmarkt an der Strombörse vermarkten. Für die Netzbetreiber besteht eine gesetzliche Abnahmepflicht, während die Anlagenbetreiber für jede Kilowattstunde einen festgelegten Vergütungssatz erhalten, der über die EEG-Umlage aufgebracht wird.

Daneben gibt es für die Betreiber von Ökostromanlagen seit 2012 aber auch noch die Möglichkeit, den von ihnen erzeugten Strom direkt an interessierte Abnehmer zu verkaufen. Diese Direktvermarktung wird mit der sogenannten optionalen Marktprämie und mit der sogenannten Managementprämie gefördert. Außerdem erhalten die Anlagenbetreiber bei diesem Vermarktungsmodell den Verkaufserlös für ihren Strom. Auf diese Weise sollen die Anlagenbetreiber veranlasst werden, ihr Stromangebot besser an die Nachfrage anzupassen.

Mit der geplanten EEG-Reform will die Bundesregierung die Direktvermarktung nun stufenweise zum Regelfall machen. Ausgenommen davon sollen aber EE-Kleinanlagen

bleiben. Für neuerrichtete Anlagen mit weniger als 500 KW installierter Leistung bzw. weniger als 250 KW installierter Leistung soll die neue Regelung erst ab 2016 bzw. 2017 gelten. Ökostromanlagen unter 100 KW installierter Leistung sollen sogar dauerhaft von der Pflicht zur Direktvermarktung befreit bleiben. Die Reformpläne der Bundesregierung sehen vor, dass die Eigentümer dieser Anlagen von den Netzbetreibern weiterhin einen fixierten Betrag pro Kilowattstunde als Einspeisevergütung verlangen können.

Für die Systemstabilität der deutschen Energieversorgung wäre es jedoch besser, wenn auch Kleinanlagen unter 100 KW installierter Leistung zur Direktvermarktung verpflichtet würden.

Der Einfluss von EE-Anlagen mit weniger als 100 KWpeak auf die Stabilität des deutschen Stromnetzes geht – jede Anlage für sich genommen – zwar gegen Null, zusammengenommen entfällt auf diese Anlagen aber ein substantieller Anteil der in Deutschland installierten Erzeugungsleistung. Die Relevanz der Kleinanlagen für die Systemstabilität ist deshalb nicht zu unterschätzen.

Zum Stichtag 31. Dezember 2012 betrug die installierte Gesamtleistung aller EE-Anlagen mit einer installierten Nennleistung unter 100 KW zusammengenommen 18.439 MW. Davon entfielen 18.179 MWpeak auf PV-Anlagen. Diese installierte Leistung entspricht – unter idealen Bedingungen – der Leistung von etwa 18 Großkraftwerken.

Im Jahr 2013 betrug der PV-Ausbau deutschlandweit 3.308 MWpeak. Davon entfielen mit 1.423 MWpeak rund 43 Prozent der insgesamt installierten PV-Nennleistung auf Kleinanlagen mit einer Einzelleistung von weniger als 100 KWpeak.

Mit der Pflicht zur Direktvermarktung von Ökostrom aus Kleinanlagen ließe sich also sicherstellen, dass auch kleinere EE-Anlagen künftig ihren Beitrag zur Systemintegration der Erneuerbaren leisten und so mithelfen, die Stabilität des Netzes kosteneffizient zu sichern.

Zudem könnte mit der Einführung der verpflichtenden Direktvermarktung für Kleinanlagen auch die Einführung eines Kapazitätsmarkts ein Stück weit obsolet werden. Aller Wahrscheinlichkeit nach würden sich die Betreiber von Kleinanlagen nämlich Partner suchen, die die Vermarktung ihres Stroms als Dienstleister übernehmen. Für diese Dienstleister könnte es lohnend sein, die volatile Einspeisung von PV-Anlagen und kleinen Windkraftanlagen mit Regelernergie aus flexiblen konventionellen Kraftwerken zu Blockprodukten für den Stromhandel zu veredeln.

Die Markt- und Systemintegration der erneuerbaren Energien würde dadurch zusätzlich befördert werden, mit dem Effekt, dass sich die Energiewende wahrscheinlich kosteneffizienter umsetzen ließe. ■



Vernetzung steht an erster Stelle



Ton Doesburg,
Vorsitzender des Vorstandes, Alliander AG

Neue Dimensionen eröffnen sich für die Energiewirtschaft von der IT-Revolution – und zwar weit stärker als wir uns derzeit bewusst sind. Vernetzung spielt dabei eine – wenn nicht die – zentrale Rolle. Als Netzbetreiber ist es unsere Aufgabe, die Netze intelligent weiter zu entwickeln. Aber darauf wollen wir uns nicht beschränken. Die Energiewende und damit verbunden der Ausbau dezentraler Technologien kann nur im Zusammenspiel mit anderen Bereichen wie Verkehr und Kommunikation funktionieren. Dafür muss die Vernetzung auch im Denken stattfinden.

Vernetzung im Denken heißt: All jene, die sich an der Forschung und Umsetzung neuer Technologien beteiligen, müssen neben ihrem Fachgebiet auch den größeren Zusammenhang sehen. So könnte das Stromnetz einer Stadt allein für sich betrachtet zu einem Smart Grid ausgebaut werden. Aber damit würden Chancen vertan. Ist es nicht sinnvoller und effektiver auch zu bedenken, wie parallel dazu die Elektromobilität vorangetrieben werden kann oder wie öffentliche Anlagen in ein ganzheitliches Energiekonzept eingebunden werden können? Ich denke, unser Ziel sollte sein, Städte und Regionen besser zu vernetzen – sie zu Smart Cities zu machen.

Smart City hat schon begonnen

Leben, arbeiten, denken – vernetzt zu sein, heißt mehr als Prozess A mit Prozess B zu verbinden. Im Falle einer Stadt bedeutet es, dass eine Vielzahl an Lebens- und Wirtschaftsbereichen sinnvoll miteinander verbunden werden. Eine Smart City schont Ressourcen, indem sie zum Beispiel die Verkehrswege intelligenter gestaltet und so den Schadstoffausstoß mindert. Gleichzeitig hilft eine stärkere Vernetzung, ganz alltägliche Abläufe wie die Suche nach einem Parkplatz oder den Kontakt zu Behörden zu vereinfachen.

In einer vernetzten Kommune werden Bereiche wie Verkehr, IT und Energie nicht mehr getrennt sondern möglichst zusammenhängend gedacht. Langfristig besteht die Aufgabe von Unternehmen und auch der Politik darin, Ideen und konkrete Konzepte zusammenzubringen und Synergieeffekte zu erkennen. Unser Ziel sollte sein, dass sich möglichst viele deutsche Städte und Regionen durch eine effiziente Nutzung vorhandener Ressourcen, die intelligente Kombination alltäglicher Prozesse sowie die Offenheit für neue technische Lösungen auszeichnen. Der Energiesektor kann dazu in erheblichem Maße beitragen.

Berlin: Politik, Wirtschaft und Wissenschaft treiben Vernetzung voran

Eine deutsche Stadt, die den Weg zu mehr Vernetzung bereits seit einigen Jahren eingeschlagen hat, ist Berlin. Stadtentwicklungssenator Michael Müller hätte die Smart City lieber heute als morgen – 2030 soll Berlin seiner Meinung nach so weit sein. Mit den richtigen Partnern kann dies gelingen. Der kürzlich von der Technologiestiftung Berlin veröffentlichte Report „Smart City Berlin Urbane Technologien für Metropolen“ zeigt, dass in der Hauptstadt bereits viele Projekte angestoßen

wurden. Die derzeitigen Hauptbereiche des smarten Berlins sind demnach Verkehr und Mobilität, Information und Kommunikation sowie Energie- und Umwelttechnik. In mehr als 40 Projekten forschen über 300 Wissenschaftler und Ingenieure aus verschiedenen Disziplinen und entwickeln mögliche Lösungen für ein besser vernetztes Berlin.

Auch Alliander beteiligt sich daran, Berlin zu einer vernetzten Stadt zu machen. Bereits seit 2006 betreibt und wartet die Alliander Stadtlicht GmbH die Berliner Ampelanlagen. Innerhalb von drei Jahren wurden alle Signalmasten modernisiert. Die Stadt Berlin konnte dadurch ihren Energieverbrauch für Ampelanlagen halbieren.

Smart City Amsterdam als Vorbild

Doch um wirklich von einer vernetzten Stadt zu sprechen, müssen die einzelnen Bereiche und Abläufe noch viel stärker zusammengebracht werden. Ein erster Schritt wäre das koordinierte Management der Energienetze. Um das zu erreichen, bewirbt sich Alliander derzeit um die Konzessionen für das Berliner Gas- und Stromnetz.

Als internationales Vorbild kann an dieser Stelle Amsterdam dienen. Dort arbeiten Unternehmen, Institutionen, Forschungseinrichtungen und Privatleute in dem Verbund Amsterdam Smart City (ASC) zusammen, um das Leben und Arbeiten in Amsterdam zu verbessern und zukunftsfähig zu gestalten. Unter anderem geht es dabei um neue Parksysteme, frei verfügbares W-LAN auf öffentlichen Plätzen und die Weiterentwicklung von energieeffizienter Green IT.

Alliander beteiligt sich in Amsterdam an einer Vielzahl der insgesamt 43 Projekten. Die Schwerpunkte unserer Arbeit liegen dabei insbesondere im sparsamen Umgang mit Energie und der Integration neuer technischer Möglichkeiten. Beispielsweise ließen wir in Kooperation mit anderen Unternehmen neuartige Energiemanagementsysteme, die den Verbrauch detailliert aufschlüsseln und anzeigen, von 400 Haushalten testen. In einem weiteren Projekt sorgten wir dafür, dass ausgewählte denkmalgeschützte Gebäude so umgestaltet wurden, dass sie möglichst viel Energie sparen und nahezu energieneutral bewirtschaftet werden können.

Offenheit und Flexibilität entscheiden. Bei einer möglichst umfassenden Zusammenarbeit in der Forschung, Entwicklung und Anwendung neuer Technologien, ist aber eines zu beachten: Wir müssen nicht nur größer denken, wir müssen auch flexibler denken. In den vergangenen Jahren haben insbesondere die Erfahrungen großer Energieversorger gezeigt, dass sich langfristig nicht unbedingt der Stärkste mit seinen Ideen und Produkten durchsetzt. Survival of the Fittest heißt vielmehr, dass sich diejenigen durchsetzen werden, die sich den veränderten Rahmenbedingungen und neuen Erkenntnissen am besten anpassen. Statt sich an Bewährtem festzuklammern, sollte Neues aktiv mitgestaltet werden. Gerade bei Unternehmen der Energiebranche entscheidet diese Offenheit und Flexibilität über Erfolg oder Niederlage. ■

Wir danken unseren Sponsoren und Ausst

Haupt-Sponsoren:



Weitere Partner:



Aussteller und Unternehmenspräsentationen:



ellen für die freundliche Unterstützung

DIE BERLINER ENERGIE | **GASAG**



Wir fördern Zukunft.





Ihr persönlicher Anmeldecode



INFOPOST
Ein Service der Deutschen Post

ALLEMAGNE Port payé

Jetzt bequem online anmelden!

www.handelsblatt-energie.de/anmeldung

- Ja, ich nehme/wir nehmen vom 20. bis 22. Januar 2015 in Berlin teil** (P1200583M013)
zum Preis von € 3.099,- p.P. zzgl. MwSt.
(€ 2.899,- p.P. für Vertreter aus Energie- und Industrieunternehmen)
- Ja, ich nehme/wir nehmen vom 20. bis 22. Januar 2015 in Berlin teil im Extra-Raum mit Video-Live-Übertragung** zum Preis von € 2.599,- p.P. zzgl. MwSt.
(€ 2.399,- p.P. für Vertreter aus Energie- und Industrieunternehmen)
- [Ich kann jederzeit ohne zusätzliche Kosten einen Ersatzteilnehmer benennen.]
[Im Preis sind ausführliche Tagungsunterlagen enthalten.]
- Ich interessiere mich für **Ausstellungs- und Sponsoringmöglichkeiten.**
- Ich möchte als Dankeschön für meine Teilnahme **das Handelsblatt kostenlos für zwei Monate erhalten.**
- Ich möchte meine Adresse wie angegeben korrigieren lassen.
[Wir nehmen Ihre Adressänderung auch gerne telefonisch auf: +49(0)211.96 86-33 33.]

22. Handelsblatt Jahrestagung

Energiewirtschaft 2015

20. bis 22. Januar 2015, Hotel InterContinental Berlin
Budapester Straße 2, 10787 Berlin, Telefon: +49(0)30.26 02-0

Teilnahmebedingungen. Der Teilnahmebetrag für diese Veranstaltung inklusive Tagungsunterlagen, Mittagessen, Pausengetränken und Abendessen pro Person zzgl. MwSt. ist nach Erhalt der Rechnung fällig. Nach Eingang Ihrer Anmeldung erhalten Sie eine Bestätigung. Die Stornierung (nur schriftlich) ist bis 14 Tage vor Veranstaltungsbeginn kostenlos möglich, danach wird die Hälfte des Teilnahmebetrages erhoben. Bei Nichterscheinen oder Stornierung am Veranstaltungstag wird der gesamte Teilnahmebetrag fällig. Gerne akzeptieren wir ohne zusätzliche Kosten einen Ersatzteilnehmer. Programmänderungen aus dringendem Anlass behält sich der Veranstalter vor.

Datenschutzinformation. Die EUROFORUM Deutschland SE und die Handelsblatt GmbH verwenden die im Rahmen der Bestellung und Nutzung unseres Angebotes erhobenen Daten in den geltenden rechtlichen Grenzen zum Zweck der Durchführung unserer Leistungen und um Ihnen postalisch Informationen über weitere Angebote von uns sowie unseren Partner- oder Konzernunternehmen wie der Handelsblatt GmbH zukommen zu lassen. Wenn Sie unser Kunde sind, informieren wir Sie außerdem in den geltenden rechtlichen Grenzen per E-Mail über unsere Angebote, die den vorher von Ihnen genutzten Leistungen ähnlich sind. Soweit im Rahmen der Verwendung der Daten eine Übermittlung in Länder ohne angemessenes Datenschutzniveau erfolgt, schaffen wir ausreichende Garantien zum Schutz der Daten. Außerdem verwenden wir Ihre Daten, soweit Sie uns hierfür eine Einwilligung erteilt haben. Sie können der Nutzung Ihrer Daten für Zwecke der Werbung oder der Ansprache per E-Mail oder Telefax jederzeit gegenüber der EUROFORUM Deutschland SE, Postfach 111234, 40512 Düsseldorf widersprechen.

Zimmerreservierung. Im Tagungshotel steht ein begrenztes Zimmerkontingent zum ermäßigten Preis zur Verfügung. Bitte nehmen Sie die Reservierung direkt im Hotel unter dem Stichwort Handelsblatt-/EUROFORUM-Konferenz vor. Änderungen vorbehalten.

Wir über uns. Handelsblatt Veranstaltungen vermitteln Ihnen in hochkarätigen Konferenzen und Seminaren wichtige Wirtschaftsinformationen zu aktuellen Themen. Wir bieten damit Führungskräften aus Wirtschaft und Industrie Foren für Know-how-Transfer und Meinungsaustausch. Mit der Planung und Organisation der Veranstaltungen haben wir die EUROFORUM Deutschland SE beauftragt.

Oder ausfüllen und faxen an: 0211/9686-4040

1

Name _____

Position/Abteilung _____

Telefon _____ Fax _____

E-Mail _____ Geburtsjahr _____

Die EUROFORUM Deutschland SE darf mich über verschiedenste Angebote von sich, Konzern- und Partner-unternehmen wie folgt zu Werbezwecken informieren: Zusendung per E-Mail: Ja Nein Zusendung per Fax: Ja Nein

2

Name _____

Position/Abteilung _____

Telefon _____ Fax _____

E-Mail _____ Geburtsjahr _____

Die EUROFORUM Deutschland SE darf mich über verschiedenste Angebote von sich, Konzern- und Partner-unternehmen wie folgt zu Werbezwecken informieren: Zusendung per E-Mail: Ja Nein Zusendung per Fax: Ja Nein

Firma _____

Anschrift _____

Anmeldung erfolgt durch _____

Position _____

Datum, Unterschrift _____

Bitte ausfüllen, falls die Rechnungsanschrift von der Kundenanschrift abweicht:

Name _____

Abteilung _____

Anschrift _____

Wer entscheidet über Ihre Teilnahme?

Ich selbst oder Name: _____ Position: _____

Anmeldung und Information

per Fax: +49(0)211.96 86-40 40
 telefonisch: +49(0)211.96 86-33 48 [Ralf Ernst]
 Zentrale: +49(0)211.96 86-30 00
 schriftlich: EUROFORUM Deutschland SE
 Postfach 11 12 34, 40512 Düsseldorf
 per E-Mail: anmeldhb@euroforum.com
 im Internet: www.handelsblatt-energie.de