

-Ing. habil. Heinrich BRAKELMANN  
jr. L. JARASS, M.S. (Stanford University, USA)

D:\2013\Energie\Wiesmoor\Angebot, 14.02.2013, Anschreiben, v1.1.docx  
Wiesbaden, 14. Februar 2013

Herrn Mag. Art. Edgar F. WEISS  
Am Nielsenpark 12  
26639 Wiesmoor  
T. 04944/7300, Mobil 0171/2671672

110kV-Leitung im Bereich Wiesmoor  
Ihr Schreiben vom 11. Februar 2013, Tel. vom 13. Februar 2013 mit Prof. JARASS  
Angebot für ein wissenschaftliches Gutachten zu  
Geplante 110kV-Leitung im Raum Wiesmoor: Technische und wirtschaftliche Möglichkeiten  
einer Erdkabellösung

Sehr geehrter Herr WEISS!

(1) Haben Sie vielen herzlichen Dank für die sehr aussagekräftigen Unterlagen. Gerne las-  
sen wir Ihnen, wie vereinbart, ein Angebot für ein wissenschaftliches Gutachten zukommen  
zu "Geplante 110kV-Leitung im Raum Wiesmoor: Technische und wirtschaftliche Möglichkei-  
ten einer Erdkabellösung".

(2) Das wissenschaftliche Gutachten wird von Prof. Dr.-Ing. habil. Heinrich BRAKELMANN  
und Prof. Dr. Lorenz JARASS erarbeitet. Auftragnehmer ist die ATW-Forschung GmbH,  
Wiesbaden, die schon mehr als 50 Projekte im Energiebereich durchgeführt hat (vgl. Punkt 3  
des Angebots).

(3) Die Kosten betragen insgesamt 29.700 € zzgl. 19% MWSt. (vgl. den Zeit- und Kostenplan  
in Punkt 4 des Angebots). Das Angebot beinhaltet eine Präsentation der Ergebnisse durch  
die Auftragnehmer.

(4) Mit den Arbeiten kann nach Beauftragung, frühestens aber Ende März 2013, begonnen  
werden.

Mit den besten Grüßen, auch von Prof. BRAKELMANN und Prof. JARASS, verbleiben wir

Anna Jarass  
Dipl. Volkswirtin  
A. Jarass

Dipl. Volkswirtin A. JARASS, Geschäftsführerin

Anlage: Angebot (zweifach)

P.S.: Prof. JARASS ist von 26. Februar bis 19. März 2013 in Urlaub.

c/o ATW - Forschung, Dudenstr. 33, D - 65193 Wiesbaden  
T. 0611 / 188540-7, Fax -8, Email: mail@ATW-Forschung.de, http://www.ATW-Forschung.de  
GF Dipl. Volkswirt A. Jarass, HR B 6748 Wiesbaden

Prof. Dr.-Ing. habil. Heinrich BRAKELMANN  
Prof. Dr. L. JARASS, M.S. (Stanford University, USA)

D:\2013\Energie\Wiesmoor\Angebot, 14.02.2013, Anschreiben, v1.1.docx  
Wiesbaden, 14. Februar 2013

Herrn Mag. Art. Edgar F. WEISS  
Am Nielsenpark 12  
26639 Wiesmoor  
T. 04944/7300, Mobil 0171/2671672

110kV-Leitung im Bereich Wiesmoor  
Ihr Schreiben vom 11. Februar 2013, Tel. vom 13. Februar 2013 mit Prof. JARASS  
Angebot für ein wissenschaftliches Gutachten zu  
Geplante 110kV-Leitung im Raum Wiesmoor: Technische und wirtschaftliche Möglichkeiten  
einer Erdkablösung

Sehr geehrter Herr WEISS!

Let die wissenschaftl. Gutachten bei ATW

(1) Haben Sie vielen herzlichen Dank für die sehr aussagekräftigen Unterlagen. Gerne las-  
sen wir Ihnen, wie vereinbart, ein Angebot für ein wissenschaftliches Gutachten zukommen  
zu "Geplante 110kV-Leitung im Raum Wiesmoor: Technische und wirtschaftliche Möglichkei-  
ten einer Erdkablösung".

(2) Das wissenschaftliche Gutachten wird von Prof. Dr.-Ing. habil. Heinrich BRAKELMANN  
und Prof. Dr. Lorenz JARASS erarbeitet. Auftragnehmer ist die ATW-Forschung GmbH,  
Wiesbaden, die schon mehr als 50 Projekte im Energiebereich durchgeführt hat (vgl. Punkt 3  
des Angebots).

(3) Die Kosten betragen insgesamt 29.700 € zzgl. 19% MWSt. (vgl. den Zeit- und Kostenplan  
in Punkt 4 des Angebots). Das Angebot beinhaltet eine Präsentation der Ergebnisse durch  
die Auftragnehmer. *Bimto = 35.343,00€*

(4) Mit den Arbeiten kann nach Beauftragung, frühestens aber Ende März 2013, begonnen  
werden.

Mit den besten Grüßen, auch von Prof. BRAKELMANN und Prof. JARASS, verbleiben wir

*A. Jarass*

Dipl. Volkswirtin A. JARASS, Geschäftsführerin

Anlage: Angebot (zweifach)

P.S.: Prof. JARASS ist von 26. Februar bis 19. März 2013 in Urlaub.

## Angebot

für ein wissenschaftliches Gutachten zu

### **Geplante 110kV-Leitung im Raum Wiesmoor: Technische und wirtschaftliche Möglichkeiten einer Erdkabellösung**

#### Inhalt

1	1	Problemstellung und Zielsetzung.....	2
2		1.1 Problemstellung	2
3		1.2 E.ON-Netz lehnt eine Erdkabellösung ab	2
4		1.3 Zielsetzung des Gutachtens	3
5	2	Arbeitsplan.....	4
6		2.1 Prüfung und Ergänzung der Planungsunterlagen	4
7		2.2 Erarbeitung einer Erdkabellösung	4
8	3	Zeit- und Kostenplan.....	5
9		3.1 Zeitplan	5
10		3.2 Kostenplan	5
11	4	Durchführung der Arbeiten .....	6
12		4.1 Prof. Dr.-Ing. habil. Heinrich BRAKELMANN	6
13		4.2 Prof. Dr. Lorenz JARASS, M.S. (Stanford University, USA)	6
14		4.3 ATW-Forschung GmbH	7

# 1 Problemstellung und Zielsetzung

## 1.1 Problemstellung

Die E.ON-Netz GmbH, Bayreuth, beabsichtigt als zuständiger Netzbetreiber im Bereich Wiesmoor einen teilweisen Neubau einer 110kV-Freileitung. Hierzu liegt eine "Planfeststellungsunterlage" vom 04.04.2012 von E.ON-Netz vor mit dem Titel "Leitungsertüchtigung 110-kV-Leitung Conneforde-Wiesmoor".

Die Stadt Wiesmoor hat mit Schreiben vom 16.07.2012 eine Vielzahl von Einwendungen erhoben und eine Reihe von ganz konkreten Fragen gestellt, insbesondere zu

- gesundheitliche Auswirkungen,
- elektrische und magnetische Felder,
- Standfestigkeit der Masten,
- Abstand Leitung-Boden/Bebauung,
- vorsorgeorientierte Planung und Ausführung,
- Trassierungsstrom,
- Wirtschaftlichkeit,
- städtebauliche Gesichtspunkte,
- betroffene Grundstücke, Grunddienstbarkeiten,
- Anwendung des § 43h Energiewirtschaftsgesetz (EnWG),
- Kommunale Zielsetzung – Alternativen.

Das Schreiben der Stadt Wiesmoor belegt, dass durch die Leitungsplanung beträchtliche soziale Kosten entstehen, die zwar nicht sofort in Euro und Cent im Haushalt der Stadt Wiesmoor anfallen, aber das Entwicklungspotenzial und die Lebensqualität des Raums Wiesmoor beträchtlich beschädigen können. Würden keine beträchtlichen sozialen Kosten durch die geplante Leitung erwartet, würde sich weder die Stadt Wiesmoor noch seine Bürgerinnen und Bürger mit dieser Leitungsplanung beschäftigen.

Bereits kurzfristig können diese sozialen Kosten zu einer wesentlichen Entwertung der betroffenen Grundstücke führen, langfristig zu einer generellen Abwertung des Raums Wiesmoor.

Das Schreiben der Stadt Wiesmoor belegt zudem, dass die geplante Leitung im Stadtgebiet direkt über eine ganze Reihe von Häusern verläuft. Nicht zuletzt auch deshalb enthält das Schreiben ganz konkrete Vorschläge für Erdkabelösungen.

Abschließend wird in dem Schreiben festgestellt: "Rat und Verwaltung der Stadt Wiesmoor haben sich mit der Materie in den letzten Monaten intensiv auseinandergesetzt. Erklärter und einstimmiger Wunsch ist es, die bestehende Hochspannungsfreileitung aus dem Wiesmoorer Kerngebiet zu entfernen. Eine Verlegung des Umspannwerkes aus dem Zentrum Wiesmoors heraus in südlicher Richtung mit einer daran gebundenen neuen Trassenführung in Form einer Erdverkabelung ist Zielsetzung von Rat und Verwaltung."

## 1.2 E.ON-Netz lehnt eine Erdkabelösung ab

Auch nach verschiedenen Gesprächen und Anhörungen, in denen die Argumente der Stadt Wiesmoor vorgetragen wurden, lehnt E.ON-Netz weiter eine Erdkabelösung ab. In mündlichen Erläuterungen wurde v.a. auf die angeblich enorm höheren Kosten verwiesen, ohne dass allerdings hierzu von E.ON-Netz belastbare Unterlagen vorgelegt wurden.

1 Auch durch den neuen § 43h EnWG, der jedenfalls bei 110kV-Neubauten grundsätzlich eine  
2 Verkabelung vorsieht, sieht sich E.ON-Netz nicht zu einer Erdkablösung veranlasst, obwohl  
3 die geplante Leitung in einer Reihe von Fällen direkt über bestehende Häuser verläuft. Selbst  
4 bei 380kV-Höchstspannungsleitungen ist bei einer Annäherung von weniger als 400 m eine  
5 Erdkablösung vorzusehen, wie die vorgesehene Erdkablösung bei der geplanten 380kV-  
6 Leitung Wahle-Mecklar im Raum Göttingen zeigt, obwohl bei diesen Höchstspannungsleitungen  
7 eine Erdkablösung immer sehr viel teurer ist als eine Freileitungsausführung.

### 8 **1.3 Zielsetzung des Gutachtens**

9 Nachdem E.ON-Netz im laufenden Planfeststellungsverfahren nachhaltig jedwede Erdkablö-  
10 sung ablehnt mit pauschalen und nicht näher belegten Angaben zu technischen Problemen und  
11 untragbaren Kostenmehrungen, sieht sich die Stadt Wiesmoor gezwungen, durch ein wissen-  
12 schaftliches Gutachten die technischen und wirtschaftlichen Möglichkeiten einer Erdkablösung  
13 für die geplante 110kV-Leitung im Raum Wiesmoor erarbeiten zu lassen.

## 2 Arbeitsplan

Der nachfolgende Arbeitsplan folgt direkt aus den vorher aufgelisteten Problemlagen und Zielsetzungen.

### 2.1 Prüfung und Ergänzung der Planungsunterlagen

#### 2.1.1 Untersuchung der vorliegenden Begründungen

In einem ersten Schritt sollen die vorliegenden Unterlagen erhoben und bewertet werden. Dabei erfolgt insbesondere die Aufarbeitung aller Unterlagen, insbesondere der bisher vom Vorhabenträger E.ON-Netz zur Verfügung gestellten Unterlagen. Ergänzung der energiewirtschaftlichen und energietechnischen Angaben durch sonstige in der wissenschaftlichen Literatur veröffentlichte Angaben.

#### 2.1.2 Erarbeitung eines Fragenkatalogs

Die gemäß dem Stand der Technik und der bei derartigen Planungen üblichen Unterlagen zu den technischen und wirtschaftlichen Möglichkeiten einer Erdkabellösung wurden bisher vom Vorhabenträger E.ON-Netz nicht zur Verfügung gestellt. Entsprechend werden offene Fragen zusammengestellt und ein detaillierter Fragenkatalog zu den noch offenen Fragen erarbeitet. Dieser Fragenkatalog bietet dann die Grundlage eines Schreibens, das die Stadt Wiesmoor mit der Bitte um Beantwortung an die für das Planfeststellungsverfahren zuständige Behörde, den Vorhabenträger E.ON-Netz etc. schickt.

Bei unbefriedigender Beantwortung ggf. Anforderung präziserer und besser belegter Antworten.

### 2.2 Erarbeitung einer Erdkabellösung

Auf der Grundlage der von der Stadt Wiesmoor skizzierten Vorschläge erfolgt die Erarbeitung einer umsetzbaren Erdkabellösung.

#### 2.2.1 Technische Umsetzung

In einem ersten Schritt werden die im einzelnen erforderlichen technischen Schritte für eine Erdkabellösung erarbeitet und dargestellt. Dabei wird auch untersucht, ob und inwieweit eine geänderte Trassenführung den technischen Aufwand verringern würde.

Zudem werden die Belastungen durch elektromagnetische Felder durch die einzelnen Alternativen bestimmt.

Als Ergebnis werden die einzelnen technischen Alternativen dargestellt und bewertet.

#### 2.2.2 Kosten einer Erdkabellösung

In einem zweiten Schritt werden die Kosten der einzelnen Alternativen erarbeitet und dargestellt, unterschieden in Investitionskosten und Vollkosten (inkl. Betriebskosten). Diese Kosten werden auch in Bezug gesetzt zu den Kosten der von E.ON-Netz vorgeschlagenen Freileitungslösung.

#### 2.2.3 Zusammenfassung

Abschließend erfolgt eine Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse des wissenschaftlichen Gutachtens.

### 3 Zeit- und Kostenplan

#### 3.1 Zeitplan

Mit den Arbeiten kann umgehend nach Auftragserteilung, frühestens aber Ende März, begonnen werden.

Das Gutachten ist veröffentlichungsreif aufbereitet mit

- Überblick (1-2 Seiten),
- Darstellung der Ergebnisse (ca. 30 Seiten zzgl. Anhang).

#### 3.2 Kostenplan

Für die Erstellung des wissenschaftlichen Gutachtens fallen pauschal 28 Personentage a' 1.050 € zzgl. MWSt. an. Dies schließt eine Präsentation der Ergebnisse beim Auftraggeber ein. Für die Präsentation der Ergebnisse beim Auftraggeber fallen pauschal 300 € Reisekosten an.

**Als Gesamtkosten ergeben sich damit 29.700 € (zzgl. 19% MWSt.).**

Das Angebot beinhaltet eine Präsentation der Ergebnisse durch die Auftragnehmer vor Ort.

Nicht eingeschlossen ist die Teilnahme an weiteren Anhörungen, Präsentationen etc.. Bei Bedarf fallen für Vorbereitung und Teilnahme 2 Tagessätze zzgl. Reisekosten an. Falls der Vorhabenträger eine Stellungnahme zu unserem Gutachten erstellt und die Stadt Wiesmoor hierzu von uns eine Gegenäußerung anfordert, würde diese voraussichtlich mit 4 Tagessätzen berechnet.

Die Haftung des Auftragnehmers für Sachmängel beschränkt sich auf die Anwendung wissenschaftlicher Sorgfalt sowie auf die Einhaltung der anerkannten Regeln der Technik; sie ist begrenzt auf die Höhe der Auftragssumme. Der Auftragnehmer übernimmt keine Gewähr für das tatsächliche Erreichen des angestrebten Gutachtenziels/-ergebnisses. Die Haftung der Vertragspartner, ihrer gesetzlichen Vertreter und Erfüllungsgehilfen gegenüber Ansprüchen aus Vertragsverletzungen oder aus Delikt ist beschränkt auf Schäden, die vorsätzlich oder grob fahrlässig verursacht wurden, und in jedem Fall beschränkt auf die Höhe der Auftragssumme.

Zahlungszeitpunkte:

- ½ bei Auftragserteilung,
- ½ nach Fertigstellung und Abnahme.

## 4 Durchführung der Arbeiten

Das wissenschaftliche Gutachten wird von Prof. Dr.-Ing. habil. Heinrich BRAKELMANN (federführend) und Prof. Dr. Lorenz JARASS, (M.S. Stanford University, USA) erarbeitet. Auftragnehmer ist die ATW-Forschung GmbH, Wiesbaden, die schon mehr als 50 Projekte im Energiebereich durchgeführt hat.

### 4.1 Prof. Dr.-Ing. habil. Heinrich BRAKELMANN

Prof. Dr.-Ing. habil. Heinrich BRAKELMANN lehrt an der Universität Duisburg-Essen im Bereich Energietransport und Energiespeicherung und hat mehr als 30 Jahre Erfahrung auf diesen Gebieten. Prof. BRAKELMANN war und ist in zahlreiche bedeutende Kabelprojekte als Berater und Gutachter eingebunden, oft auch im Zusammenhang mit Fragen zu elektromagnetischen Feldern. Er war Mitglied des Arbeitskreises CIGRE SC 21 sowie deutscher Repräsentant in den CIGRE-WGs B1-05 („Transient effecting long cables“), WG B1.23 („Impact of EMF on Current Ratings and Cable“) und WG B1.41 („Long term performance of soil and backfill of cable systems“). Er führt inzwischen die Beratungsfirma CCB Cable Consulting, Rheinberg und ist Mitglied im Beirat der Netzplattform „Zukunftsfähige Netze“ des Bundeswirtschaftsministeriums.

Einschlägige Forschungsprojekte aus der letzten Zeit:

- (1) Studie: Freileitung oder Kabel?
- (2) Neues bipolares HVAC-Kabelsystem.
- (3) PowerTubes – innovatives Kabel- und Installationssystem (ew, H. 25-26, Dezember 2011, S. 74-81).

Prof. BRAKELMANN hat über 200 Veröffentlichungen sowie vier Buchpublikationen zu Themen der Kabeltechnik sowie der Hochspannungs- und Hochstromtechnik. Einige besonders einschlägige Veröffentlichungen und Gutachten seien hier genannt (vgl. die Auflistung unter <http://www.ets.uni-duisburg-essen.de>, Veröffentlichungen Brakelmann):

- (4) Trassenoptimierung mit Windenergie-Störungsmanagement.
- (5) Neues sechsphasiges System hoher Übertragungsleistung für VPE-isolierte HVAC-See- und Landkabel.
- (6) Besondere Aspekte bei der Auslegung von Kabeltrassen zur Übertragung von Windenergie. In: Netzanbindung von Offshore-Windparks. Technik, Planung, Genehmigung, Ausblick.
- (7) Netzverstärkungstrassen zur Übertragung von Windenergie: Freileitung oder Kabel?
- (8) Kostenvergleich alternativer Ausführungen windbedingter Netzverstärkungsmaßnahmen im Hochspannungsnetz in Schleswig-Holstein.

### 4.2 Prof. Dr. Lorenz JARASS, M.S. (Stanford University, USA)

Prof. Dr. Lorenz JARASS lehrt an der Hochschule RheinMain, Wiesbaden, und ist seit mehr als 30 Jahren im Bereich Windenergie und Stromnetze tätig. Er ist Autor von 7 Büchern und über 60 Aufsätzen im Bereich Energie. In den letzten Jahren hat er eine Reihe von einschlägigen Gutachten und Forschungsprojekten im Energiebereich erarbeitet, u.a. (vgl. die Auflistung unter [www.JARASS.com](http://www.JARASS.com), Energie):

- (1) Welchen Netzbau erfordert die Energiewende?
- (2) Windenergiebedingter Netzausbau – nicht zu viel und nicht zu wenig!
- (3) Wirtschaftliche Zumutbarkeit der Netzanbindung von Windenergieanlagen.



- 1 (4) Neuer EEG-Ausgleichsmechanismus kann den Ausbau der Erneuerbaren Energien gefährden!
- 2
- 3 (5) Efficient Grid Extension for Strongly Fluctuating Energy Sources.
- 4 (6) Erdkabel statt Freileitung – Kooperation zwischen Stadt Plettenberg und SEWAG.
- 5 (7) Mehr Übertragungsleistung in Höchstspannungsnetzen. Optimierung geht vor Verstärkung
- 6 und Neubau.
- 7 (8) Upgrading the Grid for Wind Energy – Optimization Before Reinforcement Before Building
- 8 New Lines.
- 9 (9) Improved Allocation through Environmental Taxes?
- 10 (10) Marktgemäße Netznutzungsentgelte statt Nettosubstanzerhaltung.
- 11 (11) Netzeinbindung von Windenergie: Erdkabel oder Freileitung?
- 12 (12) Wirtschaftliche Zumutbarkeit des Netzausbaus für Erneuerbare Energien.

### 13 4.3 ATW-Forschung GmbH

14 Die ATW-Forschung GmbH wurde 1977 gegründet, um Forschungs- und Beratungsvorhaben  
15 durchzuführen. Die ATW-Forschung hat seit 1977 mehr als 80 Projekte durchgeführt für Indust-  
16 rie, nationale Regierungen und internationale Institutionen (EU, OECD, Weltbank). Ein Teil der  
17 Projekte wurde im Ausland in Kooperation mit Unterauftragnehmern durchgeführt. Die Arbeiten  
18 bezogen sich wesentlich auf länderübergreifende Untersuchungen und Vergleiche (auch EU-  
19 weit) zu ökonomischen Daten, Besteuerung, Umweltaspekten, Infrastruktur-Investitionen sowie  
20 zu Energie und Stromnetzen.

21 In den letzten Jahren hat die ATW-Forschung GmbH, Wiesbaden, u.a. verschiedene größere  
22 Arbeiten im Energie- und Netzbereich sowie zu windenergiebedingten Netzausbaumaßnahmen  
23 durchgeführt im Auftrag von Bundes- und Landesministerien, Energieversorgungsunternehmen  
24 sowie von Städten und Gemeinden:

- 25 (1) Erdkabellösung Quickborn – 380kV-Teilverkabelung in einem sensiblen Siedlungsbereich:  
26 technische und wirtschaftliche Möglichkeiten.
- 27 (2) Integration der erneuerbaren Energien: Optimierung und Beschleunigung des Netzaus-  
28 baus.
- 29 (3) 380kV-Freileitung Bertikow–Neuenhagen (Uckermarkleitung): Notwendigkeit und Alternati-  
30 ven.
- 31 (4) Planfeststellungsverfahren 380-kV-Leitung Vieselbach–Altenfeld, 1. Planänderung.
- 32 (5) Windenergie – Zuverlässige Integration in die Energieversorgung.
- 33 (6) Wirtschaftliche Zumutbarkeit der Netzanbindung von Offshore-Windenergieanlagen.
- 34 (7) Notwendigkeit der geplanten 110kV-Verbindung in Plettenberg und technische Alternativen  
35 zu einem Freileitungsneubau.
- 36 (8) Notwendigkeit der geplanten 380kV-Verbindung Raum Halle – Raum Schweinfurt.
- 37 (9) Vattenfall Europe AG – Wo werden die Gewinne erwirtschaftet?
- 38 (10) Wirtschaftliche Zumutbarkeit des Netzausbaus für Windenergie.
- 39 (11) Angemessene Netznutzungsentgelte mit sinnvollen Anreizwirkungen.
- 40 (12) Netzeinbindung von Windenergie in Schleswig-Holstein.

41  
42 Wiesbaden, 14. Februar 2013

43   
44 Dipl. Volkswirtin A. JARASS, Geschäftsführerin

# Windenergiebedingter Netzausbau – nicht zu viel und nicht zu wenig!

Lorenz Jarass

*Die Netzbetreiber sind gesetzlich zur unverzüglichen Erhöhung der Übertragungsleistung (Netzausbau) für erneuerbare Energien verpflichtet, allerdings nur, soweit dies (volks)wirtschaftlich zumutbar ist. Die dena-I-Netzstudie aus 2005 bspw. berechnet den erforderlichen Netzausbau für 90 % der insgesamt installierten Nennleistung aller Windkraftwerke, eine Situation, die etwa einmal pro Jahr vorkommt. Ein Netzausbau für wenige Windspitzen widerspricht aber offensichtlich der gesetzlich gebotenen wirtschaftlichen Zumutbarkeit des Netzausbaus. Es stellt sich die Frage, inwieweit ein Leitungsneubau ohne vorherige Netzoptimierung und Netzverstärkung bestehender Leitungen, die in der dena-I-Netzstudie unberücksichtigt geblieben sind, gesetzlich zulässig ist.*

Der Bedarfsplan des Energieleitungsausbaugesetzes basiert wesentlich auf der (fehlerhaften) dena-I-Netzstudie. Werden nun ohne weitere Prüfung die im Energieleitungsausbaugesetz vorgesehenen Leitungsneubauten realisiert, sind Fehlinvestitionen beim Netzausbau, überhöhte Netznutzungsentgelte bei den Netzbetreibern und unnötige Strompreiserhöhungen zu befürchten.

## Wirtschaftliche Zumutbarkeit

Seit Längerem gibt es nachhaltige Auseinandersetzungen bezüglich Umfang und Art der Erhöhung der Übertragungsleistung der Stromnetze [1]: Betreiber von Windparks klagen z. B. gegen Regionalnetzbetreiber aufgrund unzureichender Einspeisemöglichkeiten und daraus resultierender zeitweiser Abschaltungen („Einspeisemanagement“), oder Gebietskörperschaften verklagen ihre Landesverwaltungen, sofern diese den Verbundnetzbetreibern landschaftsbeeinträchtigende Freileitungsneubaustrecken genehmigen wollen. Ein Teil der Leitungen wird dabei als nicht zwingend erforderlich, jedenfalls aber nicht als windenergiebedingt angesehen, d. h. ihr Bau deshalb auch nur als Erdkabelausführung akzeptiert. Deshalb ist ein transparentes, rationales Verfahren zur Bestimmung der angemessenen technischen Umsetzung der Erhöhung der Übertragungsleistung und zur Einengung des Bandes zwischen „zu viel“ und „zu wenig“ bei der windenergiebedingten Verstärkung des Stromnetzes auf der Grundlage einer volkswirtschaftlichen Optimierung anzustreben.

## Technische Optimierung

Eine Erhöhung der Übertragungsleistung im bestehenden Netz kann auf allen



Auch beim windkraftbedingten Netzausbau muss die Balance zwischen dem politisch Gewünschten und dem wirtschaftlich Zumutbaren gewahrt bleiben  
Foto: Getty Images

Spannungsebenen je nach Bedarf in drei aufeinander folgenden Stufen von jeweils höherem Kostenaufwand erreicht werden [2]:

■ Netzoptimierung des bestehenden Systems, z. B. durch Erhöhung der verwendeten Spannung, durch Regelung des Lastflusses mittels Querregler oder durch Nutzung vorübergehend vorhandene Netzreserven mittels Leitungsmonitoring.

■ Netzverstärkung von bestehenden Leitungen, indem z. B. herkömmliche Leiterseile durch Hochtemperaturleiterseile ersetzt werden, am besten in Kombination mit Leitungsmonitoring.

■ Schließlich, falls Netzoptimierung und Netzverstärkung nicht ausreichen: Neubau

einer kompletten Stromleitung; auf 110-kV-Niveau im Regelfall als Erdkabel kostengünstig ausführbar zur Vermeidung langer Gerichtsverfahren mit den Anliegern von geplanten Freileitungstrassen; auch für den Neubau von 380-kV-Trassen gibt es ab 2009 Vorgaben zur Teilverkabelung [3].

## Bestimmung des wirtschaftlich zumutbaren Netzausbaus

Es existiert sowohl im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) als auch im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) die eindeutige Vorschrift, dass zur Übertragung erneuerbarer Energien der Netzbetreiber zum unverzüglichen Ausbau verpflichtet ist, soweit dieser (volks)wirtschaftlich zumutbar ist. Auch Offshore-Netzanbindungen stehen unter dem Vorbe-

halt der wirtschaftlichen Zumutbarkeit, da sie Teil des Energieversorgungsnetzes sind.

Diese Anweisung zu einer gewissen Beschränkung der Höhe des Netzausbaus drückt eigentlich nur die wirtschaftliche Selbstverständlichkeit aus, dass für sehr seltene kurze Leistungsspitzen der möglichen Erzeugung, die selbst in ihrer Summe nur äußerst wenig Energie (= Leistung mal Zeit) erbringen, keine zusätzliche Übertragungskapazität geschaffen werden muss. Entgegen einer weit verbreiteten EEG-Interpretation muss als unvermeidliche Folge dieses gesetzlichen Gebots der Wirtschaftlichkeit die Einspeisung bei solchen Spitzen kurzzeitig heruntergeregelt werden. Andernfalls würden die Stromverbraucher, die die Erhöhung der Übertragungskapazität letztlich bezahlen müssen, unnötig belastet. Dies steht im Gegensatz zum Netzausbau für die Versorgung von Kunden, bei denen auch sehr seltene Nachfragespitzen durch das Netz abgedeckt werden müssen, um Abschaltungen von Verbrauchern zu verhindern.

Ob eine Maßnahme zur Netzanbindung wirtschaftlich zumutbar ist und insbesondere wie weit, d. h. bei welcher Höhe, bei welchen volkswirtschaftlichen Kosten und bei welchem finanziellen Risiko die wirtschaftliche Unzumutbarkeit einsetzt, kann allerdings nur beurteilt werden, wenn ein objektiver quantitativer Maßstab zur Beurteilung der wirtschaftlichen Zumutbarkeit nach den allgemeinen Regeln der Ökonomie angewandt wird.

### Faustregeln

Der Gesetzgeber hat keine Regelungen zur operationalen Umsetzung des Begriffs der wirtschaftlichen Zumutbarkeit erlassen, weder im Erneuerbare-Energien-Gesetz noch im Energiewirtschaftsgesetz. Allerdings nennt die offizielle Gesetzesbegründung zum EEG 2004 zwei verschiedene Faustregeln, die der Beurteilung der wirtschaftlichen Zumutbarkeit von windenergiebedingten Netzausbaumaßnahmen dienen sollen:

*Faustregel 1:* Vergütungssummen müssen deutlich größer sein als die Netzanbindungskosten. Bei der Netzanbindung von Windkraftwerken sind – auch bei der kostenintensivsten Netzanbindung von Offshore-

Windkraftwerken – die Vergütungssummen für die eingespeiste Windenergie immer deutlich größer als die Netzanbindungskosten. Damit wird die durch Faustregel 1 definierte Grenze für wirtschaftliche Unzumutbarkeit sicher nicht erreicht. Aber: Müsstest neben den Kosten für die Netzanbindungen nicht auch die Kosten für die mittelfristig zusätzlich erforderlichen Fernleitungsverbindungen nach Süddeutschland und nach Norwegen mitberücksichtigt werden?

*Faustregel 2:* Netzanbindungskosten dürfen 25 % der Investitionskosten für Windkraftwerke nicht übersteigen. Bei Onshore-Windkraftwerken wird Faustregel 2 erfüllt. Bei Offshore-Windkraftwerken betragen die Investitionskosten für die Netzanbindung bis zu 1100/kW und damit bis etwa einem Drittel der geschätzten Investitionskosten der geplanten Offshore-Windkraftwerke, für die von etwa 3000/kW ausgegangen wird. Damit liegen die Kosten der Netzanbindung höher, als Faustregel 2 erlaubt. Der zuständige Netzbetreiber sollte deshalb vorab sicherstellen, dass die Bundesnetzagentur die Netzanbindungskosten akzeptiert.

### Objektive Bestimmung des wirtschaftlich zumutbaren Netzausbaus

Bei den Faustregeln werden nur der Gesamtnutzen und die Gesamtkosten miteinander verglichen. Offen bleibt die Frage, bis zu welcher Grenzleistung in diesen Fällen das Netz ausgebaut werden soll, so dass das Kosten-Nutzen-Optimum erreicht wird. Diese Frage lässt sich nur anhand des Vergleichs von Grenznutzen und Grenzkosten beantworten. Das Optimum der Höhe einer Investition ergibt sich nämlich dort, wo der Grenznutzen einer Netzanbindung ihren Grenzkosten gleichkommt („Pareto-Optimum“). Als Nebenbedingung muss zugleich gelten, dass der volkswirtschaftliche Gesamtnutzen des Netzausbaus bis zu diesem Optimum größer ist als seine Gesamtkosten, da sonst ganz offensichtlich die Maßnahme für die Gesamtgesellschaft mehr Kosten als Nutzen brächte [4].

Man geht gedanklich im ersten Schritt von einem Netzausbau in Höhe von 100 % der in-

stallierten Leistung der Windkraftwerke aus und überlegt dann, wie viel Windenergie und damit Vergütungssummen durch eine Verringerung des Netzausbaus ausgespart werden. Sind die ausgesparteten Vergütungssummen kleiner als der Rückgang der Netzausbaubaukosten, so verringert man den Netzausbau, weil so volkswirtschaftlich Kosten gesenkt werden und entsprechend ein größerer Netzausbau wirtschaftlich nicht zumutbar wäre.

Es ist für jeden Anwendungsfall das volkswirtschaftliche Optimum des Netzausbaus für die Gesamtheit der in ein bestimmtes Teilnetz einspeisenden bzw. geplanten und genehmigten Windparks abzuschätzen. Das Optimum ist erreicht, wenn der Grenznutzen, d. h. der zusätzliche volkswirtschaftliche Nutzen der extra möglichen Windenergieeinspeisung den Grenzkosten, d. h. den zusätzlichen volkswirtschaftlichen Kosten für die extra zu erstellende Übertragungsleistung des Netzes gleich ist. Wirtschaftlich zumutbar ist der Ausbau bis zu diesem Optimum aber nur, wenn der Gesamtnutzen der Windenergieeinspeisung deutlich größer ist als die Gesamtkosten für Netzausbau und Errichtung der Windkraftwerke.

### Fallbeispiele für die Netzanbindung von Windparks

Die Netzanbindung von Windenergie kann in drei verschiedene Standardfälle unterschieden werden:

*1. Anbindung von Onshore-Windparks:* Zusätzliche Einspeisung durch neue sowie durch Repowering vergrößerte Onshore-Windparks. Anbindung meist durch 110-kV-Hochspannungsleitungen, Neubau im Regelfall als Erdkabel.

*2. Anbindung von Offshore-Windparks:* Unterseeische Übertragung und an Land möglichst küstennahe Einspeisung in das Höchstspannungsnetz. Anbindung im ersten Schritt durch 145-kV-Gleichstrom-Seekabel, später über 300 kV.

*3. Erhöhter Fernübertragungsbedarf:* Massiv erhöhter Fernübertragungsbedarf im Verbundnetz von den Schwerpunkten der Erzeugung, die an und vor den Küsten lie-

gen, zu den Verbrauchsschwerpunkten vorwiegend im Westen und Süden Deutschlands und zu Speicherkraftwerken in den Mittelgebirgen und in den Alpen, sowie in Norwegen und Schweden. An Land meist durch 380-kV-Höchstspannungsleitungen oder als Gleichstromerdkabel, auf See als Gleichstromseekabel.

Zum einen ist die relevante Spannungsebene (zwischen 110 kV und 380 kV) und die verfügbare Leitungstechnik (Freileitung oder Erdkabel, Seekabel oder Rohrleitung, Drehstrom oder Gleichstrom) in jedem der drei Fälle unterschiedlich [5]. Zum anderen ist die zeitliche und statistische Charakteristik, also etwa die Dauer-Leistung-Kurve, der zu übertragenden Energie in jedem der drei Fälle verschieden.

Für die drei Fallbeispiele Onshore-Windpark, Offshore-Windpark, erhöhter Fernübertragungsbedarf wird nun der wirtschaftlich zumutbare Netzausbau dargestellt. Dabei spielen folgende drei Größen eine wesentliche Rolle:

- Dauer-Leistung-Kurve der Windenergieeinspeisung,
- EEG-Vergütung für Windenergie,
- Kosten der Netzverstärkung [6].

Bei der 110-kV-Anbindung von Onshore-Windparks an einen starken Übergabepunkt (meist 380-kV-Höchstspannungsnetz) kommt als technische Alternative je nach Bedarf eine Verstärkung bestehender regionaler Leitungen mit Hochtemperaturseilen und Leitungsmonitoring oder ein Neubau als Freileitung oder als Erdkabel in Frage; typische Leitungslängen sind 20 km bis 40 km.

Der wirtschaftlich zumutbare Netzausbau liegt wegen der hohen zeitlichen Korrelation der regionalen Windenergieproduktion im Bereich von 90 % bis 95 % der Nennleistung des anzuschließenden Windparks [7]. Für windschwächere und topografisch stärker gegliederte Gebiete, z. B. weit südlich der Küste oder im Mittelgebirge, resultiert ein Ausbaubedarf des Netzes von deutlich unter 90 % der in der betrachteten Region insgesamt installierten Windleistung.

Jährlicher Grenznutzen: Vergütungssumme pro Erhöhung der einspeisbaren Windleistung  $P$  [€/kW]

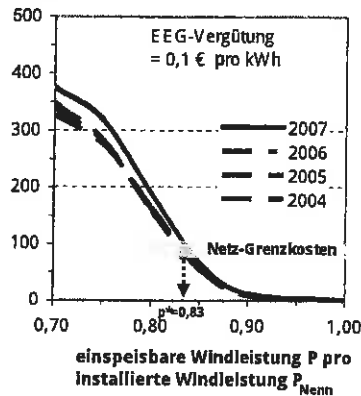


Abb.: Wirtschaftlich zumutbare Netzanbindung für einen Windpark am Offshore-Standort FINO1 nördlich Borkum Quelle: [13]

Bei der Anbindung der großen neuen Offshore-Windparks bis zur Küste und dann weiter bis zum 380-kV-Höchstspannungsnetz kommt als technische Alternative nur ein Neubau mit Seekabeln in Frage, für längere Strecken zwingend in Gleichstromausführung, ebenso die Fortführung an Land als Gleichstromerdkabel; typische Leitungslängen sind 100 km bis 200 km. Es ist bei allen zukünftigen Offshore-Anbindungen zu prüfen, inwieweit nach einer geeigneten Bündelung die Weiterführung per Gleichstrom nach Süden sinnvoll erscheint.

Die Offshore-Netzanbindung besteht aus vom öffentlichen Netz vollständig getrennten reinen Windenergie-Entsorgungsleitungen. Sie werden deshalb nicht (n-1)-gesichert als Doppelleitungen, sondern nur als Einfachleitungen mit etwa den halben Kosten von zwei Systemen ausgeführt. Bei einem Kabelschaden sind zwar sehr lange Reparaturdauern zu erwarten, mittelfristig wird aber bei Annäherung an das Ausbauziel jeder Netzknoten im Meer („Steckdose“) mit mehreren Kabeln ans Festland angeschlossen und damit annähernd die Versorgungssicherheit eines vermaschten Systems aufweisen.

Die Abbildung zeigt die resultierende Grenznutzen-Leistung-Kurve für einen 400-MW-Windpark (40 Windenergieanlagen Repower-126m/5MW, Abstand: 7 Ro-

tordurchmesser) unter Berücksichtigung der technischen Verfügbarkeit für vier Jahre (2004 bis 2007). Zudem sind die jährlichen Netz-Grenzkosten als horizontales Band von rechts her im Bereich von 110/kW (zukünftig vielleicht 80/kW) eingezeichnet.

Wie in der Abbildung dargestellt, liegt unter den zugrunde gelegten Annahmen die wirtschaftlich zumutbare Grenzleistung der Netzanbindung im Bereich von 80 % bis 85 % der insgesamt installierten Generatorleistung der Offshore-Windkraftwerke. Nach einigen Jahren Betriebserfahrung mit den Anlagen wird man sehen, ob der Wert eher etwas größer oder etwas kleiner gewählt werden sollte. Eine Bewertung der Windenergie nicht mit EEG-Einspeisetarifen, sondern zu Börsenpreisen würde den Wert der Windenergie gerade zu Starkwindzeiten deutlich verringern und damit auch den wirtschaftlich zumutbaren Netzausbau.

Die Offshore-Windenergie kann nicht in Norddeutschland verbraucht werden, sondern muss zukünftig zu den weit entfernt liegenden Verbrauchsschwerpunkten in West- und Süddeutschland sowie zu Speicherkraftwerken nach Norwegen oder in die Alpen übertragen werden. Bei antelliger Berücksichtigung dieser Übertragungskosten, die im Folgenden dargestellt werden, sinkt der wirtschaftlich zumutbare Netzausbau auf weit unter 80 % der insgesamt installierten Generatorleistung aller Offshore-Windparks.

### Erhöhter Fernübertragungsbedarf

Für Verstärkungen oder Neubauten im Bereich der 380-kV-Höchstspannungsfernleitungen zur Übertragung von Windenergie aus den Küstenregionen zu den Verbrauchsschwerpunkten und Speicherkraftwerken im Westen und Süden Deutschlands sind typische Leitungslängen 200 km bis über 500 km. Technische Alternativen sind dafür je nach Bedarf die Leitungsoptimierung, die Verstärkung bestehender Leitungen mit Hochtemperaturseilen und Leitungsmonitoring, der Leitungsneubau als Freileitung, ggf. bei Querung besonders sensibler Landschaft auch als Teilverkabelung, oder der Einsatz von Gleichstromerdkabeln auf ganzer Länge.

Wenn zukünftig über 20 GW Offshore-Windenergie allein aus Deutschland über Hunderte von Kilometern bis weit nach Westen (Belgien, Frankreich) und Süden (Speicherkraftwerke in Österreich und Schweiz) sowie nach Nordosten (Speicherkraftwerke in Norwegen und Schweden) zu übertragen sind, erscheint ein zusätzliches nordwesteuropäisches Overlay-Netz als geeignet und sinnvoll, so wie es die Europäische Kommission im Rahmen einer Projektplanungsgruppe derzeit vorantreibt. Viele der derzeitigen Planungen im deutschen 380-kV-Höchstspannungsnetz würden damit eventuell überflüssig.

Der wirtschaftlich zumutbare Netzausbau im Bereich der 380 kV Höchstspannungsfernleitungen ist abhängig von der erforderlichen Leitungslänge und der verwendeten

Leitungsart. Sie liegt z. B. für die Südthüringen-Leitung von Erfurt nach Redwitz bei weniger als 65 % der maximal abzuführenden Windleistung [8].

Die Begrenzung bedeutet nicht, dass jede einzelne Windenergieanlage auf z. B. 65 % ihrer individuellen installierten Leistung reduziert wird. Nur bei sehr hohem simultanen Windangebot in größeren Gebieten der Regelzone, was im Mittel sehr selten und nur für kurze Zeitabschnitte vorkommt, kann die zur 380-kV-Ebene durchgeleitete Windleistung die Grenzlast des Netzes von z. B. 65 % der installierten Gesamtleistung der Windgeneratoren überschreiten. Während dieser seltenen und meist kurzen Perioden müssen die Windkraftwerke so weit heruntergeregelt werden, dass die momentan zulässige Belastbarkeit des Netzes nicht überschritten wird.

Wird diese Belastbarkeit durch Temperaturmonitoring der 380-kV-Leitungen gemessen und variabel geregelt, so treten solche Beschränkungen der Einspeisung („Einspeisemanagement“) noch seltener auf.

### **Gleichstrom-Erdkabel oder Wechselstrom-Freileitungen?**

Als pauschale Begründung für den geplanten massiven Ausbau des 380-kV-Wechselstromnetzes in Deutschland werden gerne der zukünftige massive Ausbau von Offshore-Windkraftwerken und ein über die bisherigen Planungen hinausgehender Ausbau von Onshore-Windkraftwerken genannt. Für die Netzeinbindung dieser zukünftigen Windenergiekapazitäten wird man aber ganz andere technische Lösungen benötigen, wie zusätzliche Speicher in Verbindung mit

Hochspannungs-Gleichstrom-Overlaynetzen im internationalen Verbund. Dies wird auch durch die bisher vorliegenden Ergebnisse der dena-II-Netzstudie bestätigt, die ca. Ende 2010 vorliegen wird. Die Regierungen der Nordseeanrainerstaaten arbeiten bereits mit Unterstützung der EU an derartigen Lösungen. Zudem stellt sich die Frage, ob ein stückweiser Ausbau des deutschen Höchstspannungs-Wechselstromnetzes wirklich zielführend ist. Hierzu ein Beispiel:

Die ersten deutschen Offshore-Windkraftwerke in der Nordsee nördlich von Borkum wurden mit 145-kV-PVC-Gleichstrom-Seekabeln an das norddeutsche Verbundsystem angebunden. Weitere Offshore-Windkraftwerke sollen zukünftig mit erheblich leistungsstärkeren 320-kV-PVC-Gleichstrom-Seekabeln an das Umspannwerk Diele (bei Emden) angebunden werden. Von dort ist eine neue 380-kV-Wechselstromleitung zum Umspannwerk Niederrhein (nördliches Ruhrgebiet) im Antragsverfahren, aus Umweltgründen mit einer Vielzahl von (teuren und störanfälligen) Teilverkabelungen. Es stellt sich die Frage, ob man nicht besser die Gleichstromkabel gleich bis zum Umspannwerk Niederrhein weiterführen sollte.

### Dena-Netzstudien und Energieleitungsausbaugesetz

Die dena-I-Netzstudie aus 2005 [9] hält den Neubau von 850 km 380-kV-Leitungen v. a. in Norddeutschland, aber auch in Zentral- und Süddeutschland für erforderlich. Sie berechnet den erforderlichen Netzausbau für 90 % der insgesamt installierten Nennleistung aller Windkraftwerke, was etwa einmal pro Jahr vorkommt. Ein Netzausbau für wenige Windspitzen widerspricht offensichtlich der gesetzlich gebotenen wirtschaftlichen Zumutbarkeit des Netzausbaus. Freileitungsmonitoring und Hochtemperaturseile blieben bei der dena-I-Netzstudie völlig unberücksichtigt. Es stellt sich die Frage, inwieweit ein Leitungsneubau gesetzlich ohne vorherige Netzoptimierung und Netzverstärkung bestehender Leitungen zulässig ist.

Zudem lassen die dena-I-Abschätzungen unberücksichtigt, dass die externen Kosten von Freileitungen (Landschaftsbelastung, Strah-

lung, langjährige Gerichtsverfahren wegen des Widerstands der Bevölkerung etc.) sehr hoch sind, die von Erdkabeln hingegen sehr niedrig. Die Einbeziehung dieser externen Kosten in die Kosten-Nutzen-Analyse lässt die Vorteile von Alternativen zu einer Freileitungsausführung deutlich hervortreten, wie auch die beiden studienbegleitenden Stellungnahmen feststellen. Es bleibt abzuwarten, inwieweit die bis ca. Ende 2010 fertig gestellte dena-II-Netzstudie diese Fehler behebt und geltendes Recht und den Stand der Technik angemessen berücksichtigt.

### Energieleitungsausbaugesetz

In den EnLAG-Bedarfsplan vom 21.8.2009 [10] wurde eine Erhöhung der Übertragungsleistung im Bereich eines Großteils der in der dena-I-Netzstudie geforderten Räume aufgenommen und deren „energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf“ gesetzlich festgelegt. In der Gesetzesbegründung wird im Wesentlichen auf die (fehlerhaften) Ergebnisse der dena-I-Netzstudie verwiesen sowie pauschal ein wachsender europäischer Stromhandel und zusätzliche Anschlussnotwendigkeiten für konventionelle Kraftwerke erwähnt.

Bei vier Leitungen können auf Antrag Teilverkabelungen erfolgen, deren Mehrkosten bundesweit umgelegt werden können. Mittlerweile gibt es bereits eine Reihe von Teilverkabelungsprojekten gemäß EnLAG [11]. Der wissenschaftliche Dienst des Deutschen Bundestages vertritt die Meinung, dass die im EnLAG enthaltenen detaillierten Angaben zu Ausführungsvarianten unzulässig sind und es z. B. Ländern wie Niedersachsen, Thüringen und Brandenburg weiterhin freisteht, Landesgesetze zur Erdverkabelung beizubehalten bzw. zu erlassen.

Die in den Leitlinien für transeuropäische Energienetze enthaltenen Räume wurden in den EnLAG-Bedarfsplan aufgenommen [12]. In den EU-Leitlinien für transeuropäische Energienetze wird allerdings u. a. eine Bewertung der wirtschaftlichen Tragfähigkeit gefordert, gestützt auf eine Kosten-Nutzen-Analyse. Bisher wurden für die in den EU-Leitlinien enthaltenen deutschen Neubauplanungen keine derartigen Kosten-Nutzen-Analysen vorgelegt. Zudem bleibt in den Leitlinien offen, in welcher technischen

Ausführung diese Netzverstärkung durchgeführt werden soll: Netzoptimierung, Netzverstärkung, Netzneubau als Freileitung oder als Erdkabel.

### Erhöhung der Übertragungsleistung statt Neubau von Freileitungen

Grundsätzlich gibt es also für die energiewirtschaftliche Notwendigkeit der im Energieleitungsausbaugesetz aufgelisteten Neubauvorhaben keine technisch unterlegten Begründungen in der für derartige kostspielige Investitionen üblichen und notwendigen Argumentationstiefe. Nun könnte man einwenden: Mag ja alles so sein, aber in den EnLAG-Bedarfsplan wie auch in den EU-Leitlinien wurden nun einmal Erhöhungen der Übertragungsleistung für eine Reihe von Regionen aufgenommen und deren „energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf“ gesetzlich festgelegt. Man sollte dabei aber nicht übersehen, dass dabei weder Umfang noch Art noch die technische Ausführung der Erhöhung der Übertragungsleistung festgelegt wurde. Im EnLAG-Bedarfsplan steht zwar „Neubau“, aber ganz offensichtlich ist eine Erhöhung der Übertragungsleistung in den jeweils benannten Gebieten gemeint (zudem wären Detailvorgaben dem Bundesgesetzgeber nach Auffassung des wiss. Dienstes des Deutschen Bundestages nicht erlaubt).

Es stellt sich deshalb die Frage, inwieweit ein Leitungsneubau ohne vorherige Netzoptimierung und Netzverstärkung bestehender Leitungen gesetzlich zulässig ist. Ein Leitungsneubau würde sonst zu unnötigen Strompreiserhöhungen insbesondere in Ostdeutschland führen, wo bereits derzeit die Strompreise deutlich höher liegen als in Westdeutschland. Werden nun ohne weitere Prüfung die im Energieleitungsausbaugesetz vorgesehenen Erhöhungen der Übertragungsleistungen als Leitungsneubauten realisiert, sind Fehlinvestitionen beim Netzausbau, überhöhte Netznutzungsentgelte bei den Netzbetreibern und unnötige Strompreiserhöhungen zu befürchten.

## Anmerkungen

- [1] Jarass, L.; Obermair, G. M.; Voigt, W.: Windenergie – Zuverlässige Integration in die Energieversorgung. 2., vollständig neu bearbeitete Auflage, Springer-Verlag, Juni 2009, Kap. 10.1; <http://www.JARASS.com>; Rubrik Energie, A. Bücher und umfangreiche Gutachten.
- [2] Jarass et al., a. a. O. (Fn. [1]), Kap. 4.
- [3] BMWi: Gesetz zur Beschleunigung des Ausbaus der Höchstspannungsnetze: Energieleitungsausbaugesetz – EnLAG. <http://www.bmw.de/BMWi/Navigation/Service/gesetze,did=300658.html?view=renderPrint>
- [4] Jarass et al., a. a. O. (FN [1]), Kap. 10.
- [5] Heuck, K., Dettmann, K.-D., Schulz, D.: Elektrische Energieversorgung – Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie für Studium und Praxis. Vieweg Verlag, Wiesbaden, 7., vollständig überarbeitete und erweiterte Auflage, 2007, Kap. 4.14.
- [6] Jarass et al., a. a. O. (Fn. [1]), Tab. 10.1.
- [7] Jarass et al., a. a. O. (Fn. [1]), Kap. 10.3.1.
- [8] Jarass et al., a. a. O. (Fn. [1]), Kap. 10.3.3.
- [9] dena: Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020. Durchgeführt im Auftrag der Deutschen Energieagentur; Berlin, Februar 2005.
- [10] BMWi, a. a. O. (Fn. [3]).
- [11] Hermann, M.: Zum Stand der Kabelprojekte gemäß EnLAG. Sitzung des Steuerungskreises „Forum Netzintegration Erneuerbare Energien“ bei DUH – Deutsche Umwelthilfe am 10.3.2010 in Berlin.
- [12] Europaparlament: Entscheidung Nr. 1364/2006/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 6.9.2006 zur Festlegung von Leitlinien für die trans-europäischen Energienetze und zur Aufhebung der Entscheidung 96/391/EG und der Entscheidung Nr. 1229/2003/EG, Artikel 6 (1). [http://lex.europa.eu/smartapi/cgi/sga\\_doc?smartapi!celexplus!prod!DocNumber&lg=de&type\\_doc=Decision&an\\_doc=2006&nu\\_doc=1364](http://lex.europa.eu/smartapi/cgi/sga_doc?smartapi!celexplus!prod!DocNumber&lg=de&type_doc=Decision&an_doc=2006&nu_doc=1364)
- [13] Jarass et al., a. a. O. (Fn. [1]), Abb. 10.5.

---

*Prof. Dr. L. Jarass, M. S., Hochschule Rhein-Main Wiesbaden  
mail@JARASS.com*



# ENERGIEWIRTSCHAFTLICHE TAGESFRAGEN

ZEITSCHRIFT FÜR ENERGIEWIRTSCHAFT · RECHT · TECHNIK UND UMWELT

10 · 2010

**WÄRMEPUMPEN:**

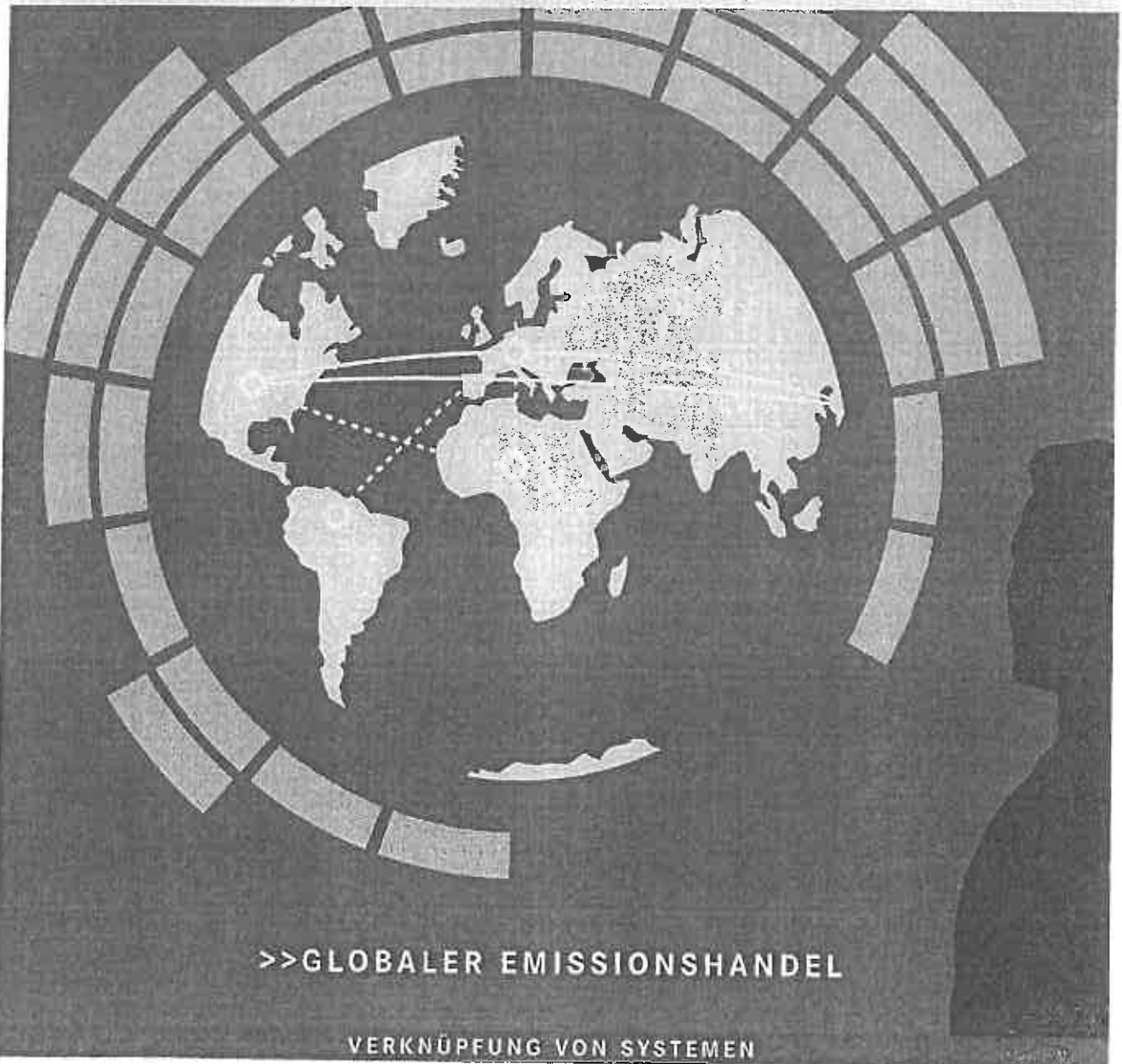
**POTENZIAL UND  
PERSPEKTIVEN  
IN DEUTSCHLAND**

**EMISSIONSHANDEL:**

**INTERNATIONALE  
ENTWICKLUNGEN,  
LINKING**

**REGULIERUNG:**

**AUSWIRKUNGEN  
AUF DIE  
STROMWIRTSCHAFT**







Die internationale Klimapolitik hat sich in eine Sackgasse manövriert. Um eine Lösung zu finden, müssen sowohl starke Gegensätze zwischen Industrie- und Schwellenländern überbrückt, als auch die Kluft zwischen Expertise, Klimaaktivisten und öffentlicher Meinung geschlossen werden. Der globale Emissionshandel spielt dabei eine herausragende Rolle  
S. 8-13



Die Netzbetreiber sind gesetzlich zur unverzüglichen Erhöhung der Übertragungsleistung für erneuerbare Energien verpflichtet, soweit dies wirtschaftlich zumutbar ist. Ein Ausbau für wenige Windspitzen widerspricht aber dieser Zumutbarkeit. Inwieweit ist ein Leitungsneubau ohne vorherige Netzoptimierung und -verstärkung bestehender Leitungen gesetzlich zulässig?  
S. 22-27



Das „Delivery-by-Call“ (DC)-Modell ist ein innovatives System für den Stromvertrieb, das es Verbrauchern unter Einsatz von Smart Metern erlaubt, in kürzesten Zeitabständen zwischen den Angeboten verschiedener Stromanbieter zu wechseln. Seine Einführung könnte zu einer Belebung des Wettbewerbs führen und verbraucherseitige Anreize für die Verbreitung von Smart Metern setzen  
S. 44-47

**EDITORIAL**

Franz Lamprecht Effizienter Weg aus der Sackgasse 1

**KOMMENTAR**

Henning Krumrey Lebenslügen der Energiepolitik 4

**BERICHT AUS BERLIN**

Wolf-Dieter Michaeli Nachbesserungsbedarf 6

**BERICHT AUS BRÜSSEL**

Sabine Froning Kommission plant neue Klimaziele 7

**EMISSIONSHANDEL**

Friedemann Müller Globaler Emissionshandel - Lösung für die Herausforderungen des Klimawandels? 8

Wolfgang Sterk und Florian Mersmann Reif für die Verknüpfung? Emissionshandelssysteme im Überblick 14

Peter Heindl und Andreas Löschel Linking von Emissionshandelssystemen - Chance für einen effizienten Klimaschutz? 18

**ENERGIEPOLITIK**

Lorenz Jarass Windenergiebedingter Netzausbau - nicht zu viel und nicht zu wenig! 22

Matthias Hundt et al. Kernkraftwerke und erneuerbare Energien - die Mär vom „Systemkonflikt“ 28

Hendrik Kondziella et al. Mögliches Aufkommen einer Brennelementesteuer im Kontext der Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke 34

**REGULIERUNG**

Burkhard Pedell und Peter Rötzel Auswirkungen der Anreizregulierung auf die deutsche Stromwirtschaft 38

Silke Mayer et al. Rechtzeitige Identifikation von Chancen und Risiken bei der Bewertung des kalkulatorischen Anlagevermögens 42

**ENERGIEMARKT**

Christian Koenig et al. Das „Delivery-by-Call“-Modell als Katalysator für die Verbreitung von Smart Metering 44

Interview mit Constantin Alsheimer und Marie-Luise Wolff Europäischer Gasmarkt im Umbruch - Herausforderungen für Stadtwerke 48

Christian Häfner et al. Chancen und Risiken der Verlustenergiebeschaffung 50

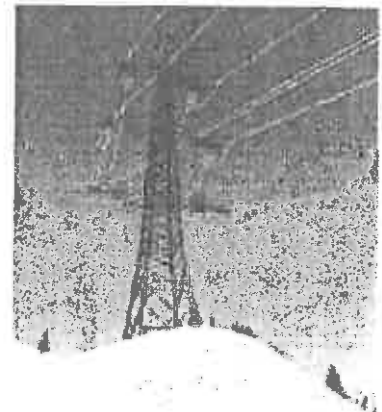
**ENERGIEEFFIZIENZ**

Johannes Ruhland und Ralf Herud Das Investor-Nutzer-Dilemma im deutschen Mietrecht - eine verhaltensökonomische Analyse 54

**ERNEUERBARE ENERGIEN**

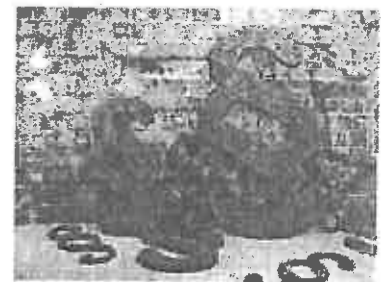
Joachim Seifert und Clemens Felmann Potenzial und Perspektiven von Heizungswärmepumpen in Deutschland 58

<b>EVU/EDU</b>		
André S. Estermann	Zukunftsfähiges Management von Stadtwerken braucht Instrumente	62
Katharina Ganser	Strategische Managementplanungs- und -kontrollsysteme für Energieversorger	66
Michael Kaut und Gabriela Schütz	Erfolgsfaktor Risikomanagement – wirksame Strategien zur Ertragsverbesserung in Energieversorgungsunternehmen	70
<b>IT</b>		
Jan Albin et al.	Bilanzkreismanagement nach GABi Gas – die Datenflut beherrschen	74
Markus Glombik	Effiziente Systemtrennung in der Praxis	78
Dieter Schmitt	Stadtwerke Lindau: Drei Portale festigen Kundenbindung	80
Anke Schäfer und Andreas Dutz	Ganzheitliches Netzcontrolling: Herausforderungen für ein integriertes Asset Management	82
<b>INTERNATIONAL</b>		
Alfons Haber	Stromnetzregulierung – Investitionsförderungen und Anforderungen am Beispiel Österreich	84
<b>RECHT</b>		
Thomas Ax	Kommunen zwischen wettbewerblicher Ausschreibung und Bestandsschutz wirtschaftlicher Verträge	88
Timo Hohmuth und Christian Kahle	CCS-Gesetz reloaded – Der neue Gesetzentwurf zur Demonstration der CO <sub>2</sub> -Abscheidung und -Speicherung	91
<b>STELLENMARKT ENERGIE</b>		
	Personal / Karriere / Informationsbörse	95
<b>RECHTSPRECHUNG UND GESETZGEBUNG</b>		
	Energiewirtschaft	99
<b>NACHRICHTEN</b>		
	Energiewirtschaft / Termine / International / Unternehmen / Zur Person	103
<b>SONSTIGES</b>		
	Oldenburger Gastage: Expertentreff der Gaspolitik und -marktregulierung	26
	Messwesen 2010	33
	6. ICG Branchentreffen Netze	53
	Studie: Deutschen Energiekonzernen drohen Milliardenbelastungen	61
	Problematiken des Kernkraftwerkneubaus	73
	2. BDEW-Innovationsforum der Energiewirtschaft	83
	Impressum/Themenvorschau	104



Im Rahmen der Anreizregulierung ist es möglich, dass notwendige Investitionen in die Netze verzögert werden. In verschiedenen Ländern hat sich eine Reihe unterschiedlicher Ansätze herausgebildet, um der damit einhergehenden Minderung der Versorgungsqualität zu begegnen. Eine Übersicht über die Netzregulierung in Österreich zeigt auf, wie sich Investitionsstaus vermeiden lassen

S. 84-87



Die Energiemarktliberalisierung hat Kommunen die Möglichkeit eröffnet, ihren Strombezug neu zu strukturieren. Grundsätzlich müssen sie ihre Aufträge nach den Regeln des Vergaberechts ausschreiben. Häufig fehlt allerdings das Spezialwissen über den Energiemarkt und die vergaberechtlichen Vorgaben und Fristen, um diesen Prozess optimal zu managen

S. 88-91

Weitere Informationen unter

**Bellagenhinweis:** Diese Ausgabe enthält Bellagen von EW Medien und Kongresse. Wir bitten unsere Leser um Beachtung!