

---

## Stellungnahme

---

**Prof. Dr. L. JARASS, M.S.** (Stanford Univ./USA), [www.JARASS.com](http://www.JARASS.com)  
University of Applied Sciences Wiesbaden, DCSM - Informatik  
**Prof. Dr. Gustav M. OBERMAIR**  
Universität Regensburg

Wiesbaden, 10. Dezember 2008

1  
2  
3 **Ausschuss für Wirtschaft und Technologie des Deutschen Bundestages**

4 **Öffentliche Anhörung** am Montag, 15.12.2008 zum Entwurf eines  
5 Gesetzes zur Beschleunigung des Ausbaus der Höchstspannungsnetze, Drs. 16/10491,  
6 sowie zu Anträgen der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN, Drs. 16/10590  
7 und der Fraktion DIE LINKE, Drs. 16/10842  
8  
9

---

10 **Erhöhung der Übertragungsleistung der Höchstspannungsnetze –**  
11 **Optimierung vor Verstärkung vor Neubau**

12 **Kurzfassung**

- 13 · Erhöhung der Übertragungsleistung der Höchstspannungsnetze erforderlich.  
14 · Erhöhung der Übertragungsleistung und Versorgungssicherheit vielfach ohne Netzneubau mög-  
15 lich durch Leitungsmonitoring und Hochtemperaturseile.  
16 · Der Regierungsentwurf berücksichtigt nicht das gesetzlich mehrfach verankerte Kriterium der  
17 'Wirtschaftlichen Zumutbarkeit' als Begrenzung für Netzausbau und für Windenergieeinspeisung.  
18 · Für Offshore-Windenergie ist ein ganz neuartiges Höchstleistungsnetz erforderlich.  
19 · Priorisierung von Erdkabeln auch im 380-kV-Höchstspannungsbereich sinnvoll.  
20 · Netzneubau v.a. erforderlich, weil Betreiber konventioneller Kraftwerke – im Widerspruch zur  
21 Klimaschutzpolitik von Bundesregierung und EU – auch bei Starkwind weiter einspeisen wollen.  
22 · Die dena-Netzstudie I ist rechtlich wie technisch überholt und kann nicht als Begründung für Art  
23 und Umfang des erforderlichen Netzausbaus dienen.  
24

25 **Siehe auch**

26 Jarass/Obermair/Voigt: Windenergie - Zuverlässige Integration in die Energieversorgung  
27 Springer-Verlag Berlin/Heidelberg/New York, erscheint ca. März 2009  
28

1	<b>Gliederung</b>	
2		
3	Kurzfassung .....	1
4	1 Inhalt des Gesetzentwurfs .....	3
5	2 Höhe und technische Ausführung der notwendigen Erhöhung der Übertragungsleistung	
6	gemäß gesetzlichen Vorgaben und heutigem Stand der Technik neu bestimmen.....	3
7	3 Erhöhung der Versorgungssicherheit und Übertragungsleistung vielfach <i>ohne</i> Netzneubau	
8	möglich durch Leitungsmonitoring und Hochtemperaturseile .....	4
9	4 'Wirtschaftliche Zumutbarkeit' als Begrenzung für Netzausbau und für	
10	Windenergieeinspeisung wird nicht berücksichtigt, obwohl gesetzlich vorgegeben .....	4
11	5 Für Offshore-Windenergie ganz neuartiges Höchstleistungsnetz erforderlich.....	5
12	6 Priorisierung von Erdkabeln auch im 380-kV-Höchstspannungsbereich sinnvoll .....	5
13	7 Netzneubau teilweise nur für klimaschutzwidrigen Weiterbetrieb konventioneller Kraftwerke	
14	geplant.....	6
15	8 Die dena-Netzstudie I ist rechtlich wie technisch überholt und kann nicht als Begründung für	
16	Art und Umfang des erforderlichen Netzausbaus dienen .....	6
17	9 TEN-E-Richtlinie schreibt weder Umfang noch Art der Erhöhung der Übertragungsleistung	
18	vor.....	7
19	Materialien.....	7
20	Zu 3 : Erhöhung von Versorgungssicherheit und Übertragungsleistung durch Leitungsmonitoring	
21	und Hochtemperaturseile möglich <i>ohne</i> Netzneubau .....	7
22	Zu 4 : Wirtschaftliche Zumutbarkeit als Begrenzung für Netzausbau und für	
23	Windenergieeinspeisung.....	11
24	Fallbeispiel zu 3 und 4 : 380-kV-Höchstspannungsleitung vom Raum Halle über Erfurt nach	
25	Nordbayern.....	14
26	Zu 6 : Netzneubau – Freileitung versus Erdkabel .....	16
27	Zu 8 : Die dena-Netzstudie I ist rechtlich wie technisch überholt und kann nicht als Begründung für	
28	Art und Umfang des erforderlichen Netzausbaus dienen .....	18
29	Literaturhinweise .....	20

## 1 Inhalt des Gesetzentwurfs

Der Regierungsentwurf geht davon aus, dass der zügige Ausbau des Anteils erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung, der verstärkte grenzüberschreitende Stromhandel und neue konventionelle Kraftwerke den raschen Ausbau des Höchstspannungsnetzes in Deutschland dringend erforderlich machen. Die Liste der 24 Vorhaben, für die nach § 1(1) des Entwurfs ein vordringlicher Bedarf besteht, beruht auf der 2005 fertiggestellten dena-Netzstudie I [dena 2005a], die nach den Vorgaben der Übertragungsnetzbetreiber ohne die vorgeschriebene Kosten-Nutzen-Analyse und ohne Berücksichtigung des heutigen Stands der Technik erstellt wurde. Nach denselben Vorgaben wurden auch die in den TEN-E-Leitlinien [EP 2007] benannten 'Vorhaben von Europäischem Interesse' bezüglich Deutschland ausgewählt; diese Vorhaben sind überwiegend auch in der dena -I-Liste enthalten.

Mit dem vorgelegten Energieleitungsausbaugesetz werden also die genannten 24 von den Übertragungsnetzbetreibern angezeigten Vorhaben im 380-kV-Höchstspannungsnetz – alle in Freileitungsausführung – ohne vorherige ergebnisoffene Alternativenüberprüfung per Gesetz als notwendig eingestuft. In der Begründung zum Regierungsentwurf heißt es zu diesem außergewöhnlichen planwirtschaftlichen Vorgehen: „Das 'Ob' der energiewirtschaftlichen Notwendigkeit kann somit im Nachhinein nicht mehr in Frage gestellt werden.“ Die zentrale Frage, ob eine raumbedeutsame Maßnahme notwendig ist, wird damit einer Überprüfung, insbesondere auch durch die grundsätzlich zuständigen Behörden der Bundesländer entzogen. Ähnlich bei der Verkürzung des Rechtswegs: Erst- und letztinstanzlich soll für die genannten Vorhaben allein das Bundesverwaltungsgericht zuständig sein. Für einige wenige Einzelfälle wird die Möglichkeit einer (Teil)Verkabelung eingeräumt und die Umlegung der Mehrkosten geregelt.

Zu diesem Gesetzentwurf wird im Folgenden Stellung genommen:

## 2 Höhe und technische Ausführung der notwendigen Erhöhung der Übertragungsleistung gemäß gesetzlichen Vorgaben und heutigem Stand der Technik neu bestimmen

Unbestritten macht der Ausbau der erneuerbaren Energieträger, v.a. der Windenergie, eine schrittweise Erhöhung der Übertragungsleistung der Höchstspannungsnetze in den nächsten 20 Jahren notwendig. Es ist Ziel der Bundesregierung, die **onshore** installierte Windenergieeinspeisung deutlich zu erhöhen, von rund 23 GW installierter Windleistung in 2008 auf einen Endausbau von über 35 GW in 2020. Für diesen massiven Ausbau der Windenergie ist wegen der starken Konzentration des Ausbaus im Norden und Osten Deutschlands und der starken Fluktuation der Windenergie eine Neukonzeption und Verstärkung des Höchstspannungsnetzes v.a. in Nord-Süd-Richtung erforderlich. Ebenso erfordert die technische und wirtschaftliche Optimierung des europäischen Verbundnetzes eine Verstärkung einiger Verbindungen insbesondere zu den Nachbarländern Norddeutschlands.

Die erforderlichen Maßnahmen unterliegen allerdings allgemeinen rechtlichen Bedingungen, die in dem Regierungsentwurf nicht ausdrücklich außer Kraft gesetzt wurden:

- 1 · Das optimale Ausmaß der Erhöhung der Übertragungsleistung bestimmt sich gemäß  
2 EnWG und EEG nach dem Kriterium der wirtschaftlichen Zumutbarkeit: Der zusätzliche  
3 volkswirtschaftliche Nutzen vermehrter möglicher Einspeisung muss die zusätzlichen  
4 volkswirtschaftlichen Kosten des Netzausbaus übersteigen. Dieser auch in den EU-  
5 Richtlinien geforderte Kosten-Nutzen-Vergleich liegt für die 24 Vorhaben des Regier-  
6 ungsentwurfs nicht vor.
- 7 · Die genaue Positionierung und umweltschonende technische Ausführung der volkswirt-  
8 schaftlich optimierten Erhöhung der Übertragungsleistung ist dann nach dem gesetzlich  
9 vorgegebenen Grundsatz 'Netzoptimierung vor Netzverstärkung vor Neubau' zu planen  
10 unter Berücksichtigung des heutigen Stands der Technik.

### 11 **3 Erhöhung der Versorgungssicherheit und Übertragungsleistung vielfach ohne** 12 **Netzneubau möglich durch Leitungsmonitoring und Hochtemperaturseile**

13 Bei einer windbedingten Erhöhung der Übertragungsleistung des Netzes ist nach dem Er-  
14 neuerbare-Energien-Gesetz ein Leitungsneubau nur dann wirtschaftlich zumutbar, wenn  
15 die kostengünstigeren Lösungen Netzoptimierung (z.B. durch Temperaturmonitoring) und  
16 Netzverstärkung (z.B. durch Hochtemperaturseile) nicht ausreichen. Für eine Erhöhung  
17 der Übertragungsleistung des betroffenen Stromnetzes ('Netzausbau') sollten also zuerst  
18 die kostengünstigeren Möglichkeiten genutzt werden, dann erst die teureren.

19 Dieser Grundsatz ist explizit gesetzlich festgelegt [EEG 2008, § 5(4), § 9(1)] und wird auch im  
20 vorliegenden Gesetzentwurf noch einmal ausdrücklich bekräftigt [ELAG 2008, Art. 2, Satz 1].

### 21 **4 'Wirtschaftliche Zumutbarkeit' als Begrenzung für Netzausbau und für Wind-** 22 **energieeinspeisung wird nicht berücksichtigt, obwohl gesetzlich vorgegeben**

23 Bei der Übertragung von elektrischer Energie aus Wind kann man die **Entsorgungssicher-**  
24 **heit** im öffentlichen Netz sehr viel kleiner halten als die **Versorgungssicherheit** der Strom-  
25 **verbraucher**, weil man die Einspeisung der Windenergieanlagen im Netzstörfall kurzfristig  
26 zurückregeln kann im Gegensatz zur Nachfrage der Stromverbraucher. Vattenfall und  
27 E.ON, aber auch die dena-Netzstudie I gehen bei ihren Netzausbauplanungen von einer  
28 maximal zu übertragenden Windleistung in Höhe von 90% der in ihrer Regelzone installier-  
29 ten Windleistung aus. Eine derartige simultane Einspeisung kam aber z.B. in der Vatten-  
30 fall-Regelzone selbst im windstarken Jahr 2007 nur einmal für eine Viertelstunde vor.

31 Um Fehlinvestitionen und damit vermeidbare Kosten für alle Stromverbraucher zu verhin-  
32 dern, sieht das EnWG z.B. in § 11(1) und das EEG 2008 in § (9) wie auch schon das EEG  
33 2004 eine wichtige Einschränkung vor: „Der Netzbetreiber ist nicht zur Optimierung, zur  
34 Verstärkung und zum Ausbau seines Netzes verpflichtet, soweit dies wirtschaftlich unzu-  
35 mutbar ist.“

36 Diese gesetzliche Anweisung zu einer gewissen Beschränkung der Höhe des Netzaus-  
37 baus drückt eigentlich nur die wirtschaftliche Selbstverständlichkeit aus, dass für sehr sel-  
38 tene kurze Spitzen der **Leistung** der möglichen Erzeugung, die selbst in ihrer Summe nur  
39 äußerst wenig Energie (= Leistung mal Zeit) erbringen, keine zusätzliche Übertragungskapazität  
40 geschaffen werden muss. Es ist offensichtlich unsinnig, z.B. für seltene und kurz-  
41 zeitige Windspitzen Leitungsverstärkungen oder gar Leitungsneubauten durchzuführen.

1 Eine statistische Analyse der Windenergieeinspeisung in das 380-kV-Netz der Vattenfall-  
2 Regelzone hat beispielsweise gezeigt, dass bei optimiertem Netzausbau durch das dann  
3 erforderliche Abregeln seltener Leistungsspitzen weit weniger als 1% der möglichen jährli-  
4 chen Windenergieausbeute 'ausgesperrt' wird.

## 5 **5 Für Offshore-Windenergie ganz neuartiges Höchstleistungsnetz erforderlich**

6 Offshore sollen 2020 bis zu 10 GW Windleistung installiert werden, bis 2030 bis zu 25  
7 GW. Die hierfür benötigten Erhöhungen der Netzkapazitäten erfordern ein ganz neuartiges  
8 Höchstleistungsnetz und können keinesfalls durch einen stückweisen Ausbau des beste-  
9 henden 380-kV-Drehstromnetzes geschaffen werden, wie auch die dena-Netzstudie I be-  
10 tont. Insbesondere sind starke Transportkapazitäten zu errichten

- 11 · von der Küste nach Süddeutschland und weiter zu Verbrauchern und Speichern im ge-  
12 samten südlichen und westlichen Europa sowie
- 13 · zwischen den von den Nordsee-Anrainerstaaten geplanten Windkraftwerken.

14 In herkömmlicher 380-kV-Drehstromtechnik wären hierfür bis 2030 eine Vielzahl von zu-  
15 sätzlichen Leitungen mit je vielen Hunderten Kilometern erforderlich. Eine Ausführung als  
16 Freileitung erscheint kaum durchsetzbar, Erdkabel für 380-kV-Drehstrom sind aus physi-  
17 kalisch-technischen Gründen für Strecken über 50 km keinesfalls verwendbar. Es wird  
18 vielmehr vermutlich eine Variante der erdgebundenen Höchstspannungs-Gleichstromüber-  
19 tragung mit Spannungen bis 1 Mio. Volt weiterentwickelt und eingesetzt werden müssen.

20 Der Anschluss des ersten kommerziellen Offshore-Windparks nördlich von Borkum wird  
21 per Gleichstromkabel von der 'Steckdose' im Meer bis zur Anbindung an das Höchst-  
22 spannungsnetz an Land realisiert. Auch deshalb erscheint es sinnvoll, eine Weiterführung  
23 per Gleichstromleitung nach Süden zu planen.

## 24 **6 Priorisierung von Erdkabeln auch im 380-kV-Höchstspannungsbereich sinnvoll**

25 Bei einem Neubau von 110-kV-Hochspannungsleitungen sind grundsätzlich Erdkabel ge-  
26 genüber Freileitungen zu bevorzugen, weil sie schneller realisierbar sind, geringere Um-  
27 weltbelastungen verursachen und nicht nennenswert teurer sind.

28 Die im Gesetzentwurf vorgesehene Möglichkeit des Baus von Erdkabeln auch im 380-kV-  
29 Höchstspannungsbereich erscheint sinnvoll. Bedenklich erscheint allerdings, dass alle in §  
30 2 des Gesetzentwurfs vorkommenden Bezugnahmen auf Erdkabel nur als Kann-Vorschrift  
31 formuliert sind. Wird dann im Planfeststellungsverfahren aus dem „Kann“ ein „Muss“?

32 Zur Gewinnung ausreichender Betriebserfahrungen ist insbesondere der Vorschlag zu  
33 begrüßen, Hochspannungs-Gleichstromübertragungssysteme zu errichten [ELAG 2008, Art. 3  
34 (3e)] zu errichten. Dabei wäre es sehr sinnvoll, auch die von der Küste bis nach Walle ge-  
35 planten Neubauten in dieser Technik zu errichten, da dann durchgängig von den Offshore-  
36 Steckdosen im Meer bis nach Mecklar eine Gleichstromübertragung möglich wäre mit der  
37 Option, die Leitung weiter nach Süden zu verlängern ohne kostenaufwändige zusätzliche  
38 Gleich-Wechsel-Richter.

39 Der Einsatz von Erdkabeln im deutschen Höchstspannungsnetz soll im Rahmen von vier  
40 Pilotprojekten ermöglicht werden. Zudem besteht nun explizit die Möglichkeit, realisierbare

1 Netzplanungen auf der Basis moderner Übertragungstechnologien wie Gleichstrom-  
2 Erdkabel und bipolare Drehstrom-Erdkabel vorzulegen und umzusetzen. Ein Großteil der  
3 bisher geplanten und letztlich wohl ohnehin unrealisierbaren Freileitungsplanungen würde  
4 so obsolet. Damit würde für die Windenergieinvestoren die Planungssicherheit deutlich  
5 erhöht und eine wesentliche Grundlage für den weiteren Ausbau insbesondere der Offsho-  
6 re-Windenergie gelegt.

## 7 **Netzneubau teilweise nur für Klimaschutzwidrigen Weiterbetrieb konventioneller 8 Kraftwerke geplant**

9 Die Transportkapazität von der Küste nach Süden und mittelfristig zwischen den neuen  
10 europäischen Offshore-Windparks bildet derzeit einen Engpass für die weitere Entwick-  
11 lung des Windenergieausbaus. Diese Situation wird verschärft durch die Absicht der EU,  
12 den Stromhandel europaweit zu verstärken, und die erhebliche Anzahl geplanter neuer  
13 fossiler Großkraftwerke an der deutschen Küste.

14 Die Notwendigkeit neuer Leitungen ist allerdings wesentlich verursacht, weil die Energie-  
15 versorger bei Starkwindeinspeisung und Starklast ihre konventionellen Kraftwerke nicht  
16 angemessen zurückfahren [Vattenfall 2007]. Die regionale Versorgung wäre in diesem Fall  
17 schon durch erneuerbare Energieträger, Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) und ggf. erforderliche  
18 Stützkraftwerke ausreichend sichergestellt, die vorhandenen Fernleitungen wären  
19 durch erneuerbare Energieträger ausgelastet. Nur für den weiträumigen Abtransport des  
20 dann überschüssigen konventionellen Stroms sind deshalb neue Leitungen erforderlich.  
21 Damit wird die Klimaschutzpolitik der Bundesregierung und der EU konterkariert, die die  
22 erneuerbare Energieträger ja gerade deshalb privilegiert, um die konventionelle Stromer-  
23 zeugung und die damit verbundenen Umweltbelastungen zu reduzieren.

24 Der Netzneubau ist also v.a. erforderlich, weil die Betreiber konventioneller Kraftwerke –  
25 im Widerspruch zur Klimaschutzpolitik von Bundesregierung und EU – auch bei Starkwind  
26 weiter einspeisen wollen.

## 27 **8 Die dena-Netzstudie I ist rechtlich wie technisch überholt und kann nicht als Be- 28 gründung für Art und Umfang des erforderlichen Netzausbaus dienen**

29 Der in §1(1) des Gesetzentwurfs eingeführte Bedarfsplan und die als Anlage beigefügte  
30 Liste von 24 Höchstspannungsleitungen „erfolgte auf Basis der Vorhaben, die in den TEN-  
31 E-Leitlinien und der dena-Netzstudie I enthalten ist“ [ELAG 2008, S. 32]:

- 32 · Die dena-Netzstudie I aus 2005 berücksichtigte jedenfalls in mehreren Bereichen weder  
33 vorhandene technische Alternativen zur Verstärkung des Stromnetzes (wie z.B. Lei-  
34 tungsmonitoring und Hochtemperaturseile) noch gesetzliche Vorgaben zur Begrenzung  
35 von Netzausbau und Windenergieeinspeisung („wirtschaftliche Zumutbarkeit“, vgl. An-  
36 hang) und kann deshalb sicher nicht als Beleg für die Notwendigkeit der im Gesetz auf-  
37 geführten Leitungen dienen.
- 38 · Die dena-Netzstudie I leitet aus der fehlenden Regelbarkeit älterer Windenergieanlagen  
39 einen so genannten ‘Spannungstrichter’ im Raum Hamburg ab und begründet daraus  
40 die Notwendigkeit neuer Leitungen. Stattdessen sollten diese Altanlagen in ihrer über-

1 wiegenden Mehrheit entsprechend den heute geltenden Vorschriften nachgerüstet wer-  
2 den. Dies ist im Regelfall auch deutlich kostengünstiger als ein Leitungsneubau.

### 3 **9 TEN-E-Richtlinie schreibt weder Umfang noch Art der Erhöhung der** 4 **Übertragungsleistung vor**

5 Die im Anhang des Gesetzentwurfs genannten Leitungen Nr. 1, 3, 4, 9 und 12 sind Vorga-  
6 ben gemäß den Leitlinien für transeuropäische Energienetze [EP 2007, Art. 6 (1)]. Für diese  
7 transeuropäischen Übertragungsleitungen gemäss TEN-E-Richtlinie werden in der Richtli-  
8 nie Kosten-Nutzen-Analysen verlangt: Für „Vorhaben von gemeinsamem Interesse“ wird  
9 u.a. gefordert, das Vorhaben müsse „potenziell wirtschaftlich tragfähig“ sein. Weiterhin  
10 heißt es dort: „Die Bewertung der wirtschaftlichen Tragfähigkeit stützt sich auf eine Kos-  
11 ten-Nutzen-Analyse, die alle Kosten und Nutzeffekte berücksichtigt, auch die mittel-  
12 und/oder langfristigen und solche, die mit Umweltaspekten, der Versorgungssicherheit und  
13 dem Beitrag zum wirtschaftlichen und sozialen Zusammenhalt zusammenhängen.“

14 Bisher wurde z.B. von Vattenfall für die in den TEN-E-Leitlinien benannte 380-kV-  
15 Südwest-Kuppelleitung durch Südthüringen eine derartige Kosten-Nutzen-Analyse nicht  
16 vorgelegt, und auch für die (wenigen) anderen in den TEN-E-Leitlinien benannten Leitun-  
17 gen wurden derartige Kosten-Nutzen-Analysen nicht benannt. Erst nach Vorliegen dieser  
18 Kosten-Nutzen-Analysen können Umfang und Art der erforderlichen Netzverstärkungen  
19 beurteilt werden.

20 In der TEN-E-Richtlinie bleibt offen, in welcher technischen Ausführung diese Netzverstär-  
21 kungen durchgeführt werden sollen: Netzoptimierung, Netzverstärkung, Netzneubau als  
22 Freileitung oder als Erdkabel? Aus der TEN-E-Richtlinie kann also z.B. nicht gefolgert  
23 werden, dass die Südwest-Kuppelleitung durch Südthüringen in Freileitungsausführung  
24 mit zwei oder gar vier Stromkreisen ausgeführt werden muss.

## 25 **Materialien**

### 26 **Zu 3 : Erhöhung von Versorgungssicherheit und Übertragungsleistung durch Lei-** 27 **tungsmonitoring und Hochtemperaturseile möglich ohne Netzneubau**

#### 28 **(1) Netzoptimierung vor Netzverstärkung vor Netzneubau ist gesetzlich geboten**

29 Bei der Übertragung von elektrischer Energie aus Wind kann man die **Entsorgungssicherheit** im öffentlichen  
30 Netz sehr viel kleiner halten als die **Versorgungssicherheit** der Stromverbraucher, weil man die Einspeisung  
31 der Windenergieanlagen im Netzstörfall kurzfristig zurückregeln kann im Gegensatz zur Nachfrage der  
32 Stromverbraucher. Bei einer windbedingten Erhöhung der Übertragungsleistung des Netzes ist nach dem  
33 Erneuerbare-Energien-Gesetz ein Leitungsneubau nur dann wirtschaftlich zumutbar, wenn die kostengünsti-  
34 geren Lösungen Netzoptimierung (z.B. durch Temperaturmonitoring) und Netzverstärkung (z.B. durch Hoch-  
35 temperaturseile) nicht ausreichen.

36 Eine Erhöhung der Übertragungsleistung im bestehenden Netz kann auf allen Spannungsebenen je nach  
37 Bedarf in drei aufeinander folgenden Stufen von jeweils höherem Kostenaufwand erreicht werden, so wie  
38 von E.ON-Netz schon 2006 programmatisch vorgesehen [Leitungsmonitoring 2006; Jarass/Obermair 2007;  
39 Jarass/Obermair 2008a]:

- 40 • Netzoptimierung des bestehenden Systems, z.B. durch Erhöhung der verwendeten Spannung, durch  
41 Regelung des Lastflusses mittels Querregler oder durch Nutzung meist vorhandener Netzreserven durch  
42 Einsatz von Leitungsmonitoring;

- 1 • Netzverstärkung von bestehenden Leitungen, insbesondere bei Freileitungen, indem z.B. herkömmliche  
 2 Leiterseile durch Hochtemperaturleiterseile ersetzt werden, am besten in Kombination mit Leitungsmoni-  
 3 toring.

4 Falls Netzoptimierung und Netzverstärkung nicht ausreichen:

- 5 • Neubau einer kompletten Stromleitung; ein Neubau ist auf 110-kV-Niveau im Regelfall als Erdkabel kos-  
 6 tengünstig ausführbar zur Vermeidung langer Gerichtsverfahren mit den Anliegern von Freileitungstras-  
 7 sen; für den Neubau von 380-kV-Trassen müssen Vorgaben zur Verkabelung gemacht werden, um so  
 8 Betriebserfahrungen zu gewinnen.

9 Für eine Erhöhung der Übertragungsleistung des betroffenen Stromnetzes (‘Netzausbau’) sollten also zuerst  
 10 die kostengünstigen Möglichkeiten genutzt werden, dann erst die teureren. Dieses Prinzip war bisher schon  
 11 allgemein („kostengünstig“) gesetzlich vorgegeben. Netzoptimierung vor Netzverstärkung vor Neubau ist seit  
 12 2009 nun explizit gesetzlich festgelegt [EEG 2008, § 5(4), § 9(1)]. Und auch im vorliegenden Gesetzentwurf in  
 13 Art. 2, Satz 1 für das EnWG nochmals explizit bestätigt.

14 Die Forderung der Kostengünstigkeit war bisher schon allgemein im Energiewirtschaftsgesetz vorgegeben,  
 15 ab 2009 ist Netzoptimierung vor Netzverstärkung vor Neubau nun explizit gesetzlich vorgegeben [EEG 2008,  
 16 § 5 (4) und § 9 (1)]. Auch Leitungsmonitoring und Hochtemperaturseile wurden im Gesetzgebungsverfahren  
 17 explizit benannt [EEG-Umweltausschuss 2008, S. 34]: „Stand der Technik sind derzeit insbesondere:

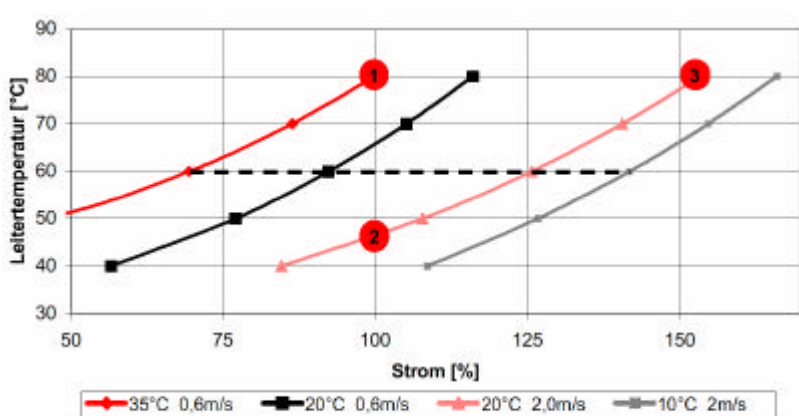
- 18 · die Anwendung der saisonalen Fahrweise auf allen Netzebenen,  
 19 · der Einsatz lastflusssteuernder Betriebsmittel,  
 20 · der Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen bis 150°C und  
 21 · die Anwendung des Freileitungsmonitoring auf der 110-kV-Ebene. Aufgrund der hohen Dynamik im Be-  
 22 reich der Netzoptimierung ist mit einer kurz- und mittelfristigen Fortschreibung des Stands der Technik zu  
 23 rechnen.“

24 Mit diesen Vorgaben hat der Gesetzgeber nun Vorschläge umgesetzt, die u.a. von Autoren dieser Stellung-  
 25 nahme im Auftrag des Umweltministeriums erarbeitet [Jarass/Obermair 2007] und anschließend auch vom  
 26 Bundesverband WindEnergie in die öffentliche Diskussion eingebracht wurden.

## 27 (2) Netzoptimierung durch Freileitungsmonitoring

28 Der Zusammenhang zwischen Umgebungstemperatur, Windgeschwindigkeit und zulässige Leitungsbelas-  
 29 tung wurde untersucht und dabei beträchtliche Übertragungspotenziale festgestellt [Brakelmann 2005]. Die-  
 30 se Abschätzungen werden durch neue Untersuchungen der dena-Netzstudie II bestätigt:

### 31 Leitertemperatur in Abhängigkeit der Strombelastung 32 für vier verschiedene Varianten der Umgebungsbedingungen



33

34

35 Quelle: [dena 2008a, S. 151].

36 Die für herkömmliche Leitersseile maximal zulässige Leitertemperatur von 80°C wird im gezeigten Beispiel  
 37 nur bei den extremen Norm-Wetterdingungen von 35°C und 0,6 m/s Windgeschwindigkeit quer zum Leiter-  
 38 seil erreicht. Ohne Leitungsmonitoring ist die Berücksichtigung dieses Extremwerts durchaus gerechtfertigt,  
 39 weil an wenigen Stunden im Hochsommer derartige Wettersituationen tatsächlich vorkommen [Ja-  
 40 rass/Obermair 2007, S. 98, Tab. 6.10].

41 Besonders versorgungssicher kann die Steuerung durch Freileitungsmonitoring durchgeführt werden, also  
 42 durch eine laufende Überwachung (‘online’) der Temperatur der Leiterseile selbst, nicht nur der Umge-



1 bungstemperatur, was in fast allen Betriebsfällen eine weitere Erhöhung der tatsächlich übertragbaren Leistung ermöglicht [E.ON-Netz 2006e, Temperaturmonitoring 2006]. Bereits 2004 wurden alle Details der Netzoptimierung und Netzverstärkung zur Vermeidung eines Netzneubaus erläutert und ihre Auswirkungen quantifiziert [Brakelmann 2004a, S. 18-23; ECOFYS 2006, Teil I, Abschn. 2.3, Tab. S. 23].

5 Dem Netzbetreiber entstehen neben der erhöhten Übertragungsleistung weitere sicherheitstechnische und wirtschaftliche Vorteile:

- 7 · erhöhte Betriebssicherheit, weil kritische Situationen rechtzeitig erkannt werden;
- 8 · sofortige Erkennung von Eislast am Seil;
- 9 · sichere Kontrolle des Seildurchhangs etwa bei Kreuzungen mit Straßen und Wasserwegen;
- 10 · Änderung der Lastverteilung seltener erforderlich, dadurch verminderter Einsatz von Regelenergie.

11 Freileitungsmonitoring-Systeme mit Übertragung in die zuständige Netzleitstelle sind u.a. in den USA auf der Hoch- und Höchstspannungsebene seit Jahren im Einsatz. Eine Verstärkung der übrigen Netzkomponenten, z.B. temperaturfeste Seilklemmen und entsprechende Dimensionierung und Steuerbarkeit des zulässigen Höchststroms von Schaltern, Sicherungen, Drosseln etc. ist unabdingbar zur Nutzung des Leitungsmonitorings.

16 Auch bei 380-kV-Freileitungen ist die Übertragungsleistung durch die thermische Grenzlast begrenzt, also durch die Stromdichte, bei der die Leiterseile sich unzulässig erwärmen würden. Deshalb ist grundsätzlich auch im 380-kV-Netz durch Temperaturmonitoring eine deutliche Erhöhung der Übertragungsleistung in den meisten Stunden des Jahres erreichbar, soweit die übrigen Komponenten des Netzes dies zulassen; andernfalls müssten Schalter, Transformatoren etc. ausgewechselt oder verstärkt werden, Maßnahmen, die auch bei Neubau einer Leitung in vielen Fällen durchgeführt werden müssten [Brakelmann 2004a, S. 17-23]. E.ON-Netz hat entsprechend seit 2007 Vorbereitungen für Temperaturmonitoring auch bei 380-kV-Leitungen getroffen.

24 Bei Freileitungsmonitoring von überregionalen 380-kV-Leitungen ist eine Echtzeitmessung an der Leitung für eine volle Auslastung der Leitungen bei voller Übertragungssicherheit unabdingbar. Bei Freileitungsmonitoring durch Nutzung von Wetterstationen müssen gerade in stark bewaldeten und inhomogenen Gebieten erhebliche pauschale Sicherheitsabschläge angesetzt werden, die zwar deutlich niedriger sind als ohne Freileitungsmonitoring, aber deutlich größer als bei Freileitungsmonitoring mit Echtzeitmessung an der Leitung.

29 Freileitungsmonitoring erhöht bei sehr langen, von den Windenergieanlagen weit entfernt stehenden 380-kV-Leitungen die Übertragungskapazität nicht mehr so stark wie bei nahe den Windparks befindlichen 110-kV-Leitungen, weil dann starke Einspeisungen der Windenergieanlagen einerseits und Wind bzw. niedrige Temperatur entlang der gesamten Leitung andererseits deutlich geringer zeitlich korreliert sind. Im Klartext: Wenn an der Küste Starkwind bei niedrigen Temperaturen herrscht bei entsprechend hoher Windenergieeinspeisung, kann es im Einzelfall im deutschen Mittelgebirge durchaus windstill und sehr warm sein, so dass in diesem Fall durch Temperaturmonitoring keine nennenswerte Erhöhung der Fernübertragungsleistung ermöglicht werden kann. Mittlerweile liegen detaillierte Untersuchungen zu dieser wichtigen Frage vor [Lange/Focken 2008, S. 6]: „... die Strombelastbarkeit liegt im Mittel erheblich über dem Normwert, wenn eine hohe Windeinspeisung vorliegt. ... Die kritischen Abschnitte der Freileitungen („Hotspots“), bei denen lokale Effekte die Strombelastbarkeit stark mindern können, stellen einen Engpass dar, wenn die Strombelastbarkeit der gesamten Leitung erhöht werden soll. Daher liegt es nahe, mindestens für diese Abschnitte eine Überwachung der Leiterseiltemperatur, d.h. ein Temperaturmonitoring, einzusetzen, wie es beispielsweise an einzelnen Leitungen im E.ON-Netzgebiet schon der Fall ist. Darüber hinaus wäre für Hotspots mit sehr ungünstigen Bedingungen, z.B. lange Waldschneisen mit hohem und dichtem Baumbestand, auch der Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen zu prüfen, die dauerhaft mit einer höheren Temperatur als die von der Norm vorgesehenen 80°C betrieben werden können.“

### 46 (3) Netzverstärkung durch Hochtemperaturseile

47 Die übliche Auslegung für Hoch- und Höchstspannungsfreileitungen sieht Betriebstemperaturen von etwa 48 75°C im Normalbetrieb und bis zu 100°C für kürzere Spitzenlasten vor. Bei Überschreiten dieser Temperaturen werden die zulässigen Durchhänge überschritten und damit der minimale Bodenabstand nicht sicher 49 eingehalten, v.a. aber altern die Seile, der permanente Durchhang nimmt zu, die Reißfestigkeit nimmt ab.

51 Heute bieten die großen Hersteller Seile an, die durch Materialwahl, Aufbau und Vorbehandlung die oben 52 genannten Temperaturen auf deutlich über 120°C im Dauerbetrieb und auf über 200°C für kürzere Spitzenlast steigern lassen, ohne dass die Mindestabstände zum Erdboden unterschritten werden, v.a. aber ohne 53 die Langzeitstabilität der Seile zu beeinträchtigen.

1 Auch fast alle Hochtemperaturseile bestehen wie die Standard-Aluminium-Stahl-Seile (Al/St) aus einer  
2 Stahlseele, die mit einem dickeren Mantel aus vielen Aluminiumadern zu einem Seil verdrillt sind. Bei den  
3 Hochtemperaturseilen werden aber Material und Aufbau anders gewählt:

- 4 · Die Seele besteht aus einem Seil aus hochtemperaturfestem Stahl, oder, für kurze Strecken, einer ther-  
5 misch noch stärker belastbaren Legierung.
- 6 · Der Mantel besteht aus thermisch vorbehandelten und mechanisch vorgestreckten Aluminiumadern und  
7 ist so aufgebaut, dass die mechanische Zugspannung des Seils ausschließlich von der relativ ermü-  
8 dungsfreien Stahlseele getragen wird.
- 9 · Der Übergang der durch den Stromfluss im gesamten Querschnitt erzeugten Wärme an die Seiloberflä-  
10 che wird optimiert, indem z.B. die einzelnen Aluminiumadern nicht als Drähte mit kreisförmigem Quer-  
11 schnitt ausgebildet sind, sondern mit trapezförmigem Querschnitt, so dass die Adern sich flächenmäßig  
12 berühren.

13 Hochtemperaturseile werden seit 1969 eingesetzt [Hochtemperaturseile 2007a, S. 42]. Nach einer Befra-  
14 gung durch den zuständigen Verband Conseil International des Grands Réseaux Électriques (CIGRE) mit  
15 Antworten von 71 Energieversorgungsunternehmen aus 15 Ländern werden bei fast 85% der Unternehmen  
16 die gängigen Al/St-Seile verwendet, aber in wachsendem Umfang in vielen Ländern auch Hochtemperatur-  
17 seile. Die langjährigen Erfahrungen in einigen Ländern zeigen, dass das Seilzubehör ('Armatoren') wie  
18 Klemmen, Übergangsverbindungen, Isolatoren und Aufhängungen der thermischen Mehrbelastung unver-  
19 ändert oder mit geringfügigen Modifikationen gewachsen ist. In Japan, das mit extremer Bevölkerungsdichte  
20 und hoher Industrialisierung eine besonders hohe Dichte des Energiebedarfs bei äußerst beschränkten ra-  
21 turräumlichen Ressourcen aufweist, sodass neue Leitungen kaum mehr durchsetzbar sind, sind etwa 70%  
22 des Bestands an Hoch- und Höchstspannungsleitungen mit einer Gesamtlänge von 39.900 km mittlerweile  
23 mit Hochtemperaturseilen bespannt, weitere 4.000 km sind projektiert [Hochtemperaturseile 2007a, S. 32]. In  
24 den USA sind nach Schätzungen rund 10.000 km installiert [Hochtemperaturseile 2007b, Tab. 2, p. 35].

25 Hochtemperaturseile sind also weltweit erprobte Technologie und werden mittlerweile auch in Deutschland  
26 verstärkt eingesetzt, wie die dena-Netzstudie II ausführt:

- 27 · „Bei einem Betrieb bei 150°C können mit TACSR-Leitern bis zu 150% des Betriebsstromes eines Stan-  
28 dard-Aluminium-Stahl-Leiters, bei 80°C betrieben, erreicht werden. *TACSR-Leiter sind in Deutschland er-  
29 probt und eingesetzt.*“ [dena 2008a, S. 138f.].
- 30 · „Bei einem Betrieb bei 150°C können mit GTACSR-Leitern bis zu 150% des Betriebsstromes eines Stan-  
31 dard-Aluminium-Stahl-Leiters, bei 80°C betrieben, erreicht werden. GTACSR-Leiter sind weltweit erprobt  
32 und eingesetzt. In Deutschland werden derzeit die ersten Leitungen mit GTACSR ausgerüstet.“ [dena  
33 2008a, S. 140f.].

34 Bei einem möglichen Dauerbetrieb bei 150°C kann schon mit den preisgünstigeren der verfügbaren Hoch-  
35 temperaturseile die Grenzlast eines 380-kV-Systems von den heute zulässigen 1,8 GVA pro System auf fast  
36 3 GVA (also auf das gut Eineinhalbfache) gesteigert werden, beim Einsatz hochfester Stähle auch mehr.  
37 Kurzzeitige Belastungen bis zu nahezu 200°C Betriebstemperatur und damit Belastungen oberhalb 4 GVA  
38 sind möglich.

39 Die Möglichkeit einer erheblichen kurzzeitigen Zusatzbelastung ist besonders für den Abtransport von Wind-  
40 energie wichtig: Im Störfall führen daraus resultierende erhebliche Zusatzbelastungen zu keinerlei Ver-  
41 sorgungsproblemen, innerhalb weniger Minuten kann die Windenergieeinspeisung so reduziert werden, dass  
42 auch bei anhaltender Störung ein weiterer Störfall sicher beherrscht werden kann. Damit ist das Gesamtsys-  
43 tem (n-1)-sicher, auch wenn im Normalfall **alle** vorhandenen Leitungen voll mit Windenergie ausgelastet  
44 sind.

45 Doppelte Übertragungsleistung bedeutet, dass durch die Leitung auch ein doppelt so starker Strom fließt;  
46 doch die Leitungsverluste steigen mit dem Quadrat der Stromstärke. Würde die bei Umrüstung einer Leitung  
47 auf Hochtemperaturseile und Leitungsmonitoring mögliche doppelte Stromstärke stattdessen auf zwei her-  
48 kömmliche Leitungen verteilt, so hätten diese Leitungen jeweils ein Viertel des Verlusts der Hochtemperatur-  
49 leitung, beide Leitungen zusammen also halb so viele Verluste. Anders ausgedrückt: Gegenüber zwei Lei-  
50 tungen mit je einfacher Stromstärke, die damit die gleiche Transportleistung aufweisen wie die Hochtempe-  
51 raturleitung, hat die Hochtemperaturleitung also die doppelten Verluste.

52 Die höheren Leitungsverluste pro übertragene Kilowattstunde, die also bei den hohen zulässigen Strombe-  
53 lastungen von Hochtemperaturseilen mit Freileitungsmonitoring auftreten, fallen bei überwiegender Übertra-  
54 gung von Windenergie allerdings weniger ins Gewicht: Wegen der stark schwankenden Einspeisung fällt die  
55 Auslegungsleistung der Leitung nur in 20% bis 30% der Jahresstunden an. Damit treten die gerade bei Voll-

1 auslastung starken Verluste der Hochtemperaturleitung nur selten auf, und wenn sie auftreten, steht ein  
 2 großes Überangebot an Windenergie zur Verfügung, so dass keine erhöhte Produktion der konventionellen  
 3 Kraftwerke und damit auch kein zusätzlicher CO<sub>2</sub>-Ausstoß zur Kompensation der Verluste nötig ist.

4 Die genaue Höhe des zusätzlichen Verlusts der Hochtemperaturleitung und ihr monetärer Wert kann nur für  
 5 jeden Einzelfall auf der Basis der voraussichtlichen Lastdauerlinie der Leitung und der daraus resultierenden  
 6 Vollverluststunden bestimmt werden, tritt aber bei überwiegendem Windenergietransport gegenüber den  
 7 Vorteilen deutlich in den Hintergrund.

#### 8 **(4) Kostenvergleich: Optimierung und Netzverstärkung versus Netzneubau**

9 Das in den USA verwendete Hochtemperaturseil ACSS mit EHS-Stahlseele soll gut das Doppelte der her-  
 10 kömmlichen Al/St-Seile kosten [Jarass/Obermair 2008, Tab. 5.3, Zeile 2.1.a]. Die reinen Seilkosten der her-  
 11 kömmlichen Leitungen machen rund 20% der gesamten Investitionskosten für eine 380-kV-Leitung aus. Die  
 12 Verdoppelung der Seilkosten für Hochtemperaturseile erhöht also die gesamten Investitionskosten der Lei-  
 13 tung auf etwa 120% bis 125% der herkömmlichen Leitung, zusätzlich fallen für Echtzeit-  
 14 Freileitungsmonitoring noch rund 10% an [Jarass/Obermair 2008, Abschn. 5.3.4]. Alles in allem resultieren  
 15 gut 30% Mehrinvestitionen für eine Erhöhung der Transportkapazität um 60% bis 100%; Hochtemperatursei-  
 16 le kosten also pro GW weniger als die Hälfte eines Leitungsneubaus.

17 Selbst wenn für den Einsatz solcher hochbelastbarer Spangen im Gesamtsystem zusätzliche Investitionen  
 18 erforderlich sind (z.B. für Transformatoren mit Schrägregelung, neue Schalter, stärkere Drosseln  
 19 etc.), so sind schon die einzelwirtschaftlichen Kosten einer solchen Netzverstärkung jedenfalls wesentlich  
 20 geringer als die von Neubaustrecken. Rechnet man die sozialen Kosten der Landschaftsinanspruchnahme  
 21 und die unübersehbaren Kosten jahrelanger verwaltungsgerichtlicher Auseinandersetzungen um Neubau-  
 22 strecken hinzu, so bleibt unverständlich, warum Netzbetreiber in Deutschland nicht stärker den international  
 23 erprobten Weg der Netzverstärkung über Optimierung und Verstärkung der bestehenden Leitungen gehen.

### 24 **Zu 4 : Wirtschaftliche Zumutbarkeit als Begrenzung für Netzausbau und für Wind- 25 energieeinspeisung**

#### 26 **(1) Wirtschaftliche Zumutbarkeit als Verhältnismäßigkeit von volkswirtschaftlichen Nutzen 27 und Kosten**

28 Schon die massive Erhöhung der Zahl und v.a. der Nennleistung der bestehenden Windenergieanlagen  
 29 führte in den letzten Jahren zu wachsenden Engpässen bei der Stromübertragung. Der ab 2009 nach der  
 30 EEG-Novellierung zu erwartende weitere Zubau onshore, der Ersatz bestehender kleinerer Anlagen durch  
 31 deutlich größere Anlagen (Repowering) und der Beginn der Offshore-Nutzung haben für die erforderliche  
 32 Erhöhung der Übertragungsleistung in den kommenden Jahren Konsequenzen für drei verschiedene Fall-  
 33 gruppen, die technisch und wirtschaftlich ganz unterschiedliche Anforderungen an die Netzbetreiber als Trä-  
 34 ger aller erforderlichen Maßnahmen stellen:

- 35 · Anbindung von Onshore-Windparks, meist durch 110-kV-Hochspannungsleitungen:  
 36 zusätzliche Einspeisung durch neue sowie durch Repowering vergrößerte Onshore-Windparks;
- 37 · Anbindung von Offshore-Windparks, im ersten Schritt durch 145-kV-Gleichstrom-Seekabel:  
 38 unterseeische Übertragung und an Land möglichst küstennahe Einspeisung in das Höchstspannungs-  
 39 netz;
- 40 · Nord-Süd-Übertragung, meist durch 380-kV-Höchstspannungsleitungen:  
 41 massiv erhöhter Fernübertragungsbedarf im Verbundnetz von den Schwerpunkten der Erzeugung, die an  
 42 und vor den Küsten liegen, zu den Verbrauchsschwerpunkten vorwiegend im Westen und Süden  
 43 Deutschlands und zu Speicherkraftwerken in den Mittelgebirgen und in den Alpen, später eventuell auch  
 44 in Norwegen und Schweden.

45 Zum einen sind die relevante Spannungsebene (zwischen 110 kV und 380 kV) und die verfügbare Leitungs-  
 46 technik (Freileitung oder Erdkabel, Seekabel oder Rohrleitung, Drehstrom oder Gleichstrom) in jedem der  
 47 drei Fälle unterschiedlich. Zum anderen ist die zeitliche und statistische Charakteristik, also etwa die Dauer-  
 48 leistung-Kurve der zu übertragenden Energie in jedem der drei Fälle verschieden.

49 Das Erneuerbare-Energien-Gesetz legt nicht nur in der Fassung von 2004, sondern auch in der neuen Fas-  
 50 sung von 2008 mit aller Klarheit fest, dass die Netzbetreiber die Abnahme, Übertragung und Verteilung des  
 51 Stroms aus erneuerbaren Energien sicherstellen müssen [EEG 2008, § 8 (1)]. Falls Engpässe in der Über-  
 52 tragungsleistung der Netze bestehen, ist die Rechtslage definiert [EEG 2008, § 9 (1)]: „Netzbetreiber sind auf

1 Verlangen der Einspeisewilligen verpflichtet, unverzüglich ihre Netze entsprechend dem Stand der Technik  
2 zu optimieren, zu verstärken und auszubauen.“

3 Hinsichtlich des Netzausbaus enthält das Gesetz aber ähnlich wie die Fassung 2004 eine wichtige **Ein-**  
4 **schränkung** [EEG 2008, § 9 (3)]: „Der Netzbetreiber ist nicht zur Optimierung, zur Verstärkung und zum  
5 Ausbau seines Netzes verpflichtet, soweit dies wirtschaftlich unzumutbar ist.“ Diese Einschränkung der Ver-  
6 pflichtung der Netzbetreiber wird schon im Energiewirtschaftsgesetz, dem grundlegenden Gesetz des ge-  
7 samten neuen Energierechts betont [EnWG 2008, § 11 (1), Satz 1]: „Betreiber von Energieversorgungsnet-  
8 zen sind verpflichtet, ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz diskriminie-  
9 rungsfrei zu betreiben, zu warten und bedarfsgerecht auszubauen, soweit es wirtschaftlich zumutbar ist.“  
10 Damit ist ein grundsätzlicher volkswirtschaftlicher Tatbestand angesprochen: Eine Investition ist dann opti-  
11 mal, wenn der ermöglichte zusätzliche Nutzen gleich ist den volkswirtschaftlichen Kosten („Pareto-  
12 Optimum“).

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

## 22 **(2) Richtgrößen für Netzausbau und für dynamische Begrenzung von** 23 **kurzzeitigen Erzeugungsspitzen**

24 Eine detaillierte Studie zur wirtschaftlichen Zumutbarkeit des windenergiebedingten Netzausbaus  
25 [Jarass/Obermair 2007] bestätigte das Ergebnis: Um jenseits des volkswirtschaftlichen Optimums liegende  
26 Überinvestitionen zu Lasten der Stromverbraucher, auf die die Kosten nach EEG über die Netznutzungsent-  
27 gelte überwältigt werden, zu vermeiden, ist bei extrem hohem Windenergieangebot oder aber bei Netzstörun-  
28 gen – also seltenen Ereignissen von kurzer Dauer – eine Beschränkung der Windenergieeinspeisung recht-  
29 lich geboten und bei den neueren großen Windenergieanlagen auch technisch vorgesehen.

30 Solche Eingriffe in die Leistungsabgabe der Windenergieanlagen sind unter dem Stichwort  
31 ‘Erzeugungsmanagement’ in den letzten Jahren verschiedentlich vorgenommen worden. Entgegen einer  
32 weit verbreiteten Meinung, die auf einer unzutreffenden Gesetzesinterpretation beruht, muss nicht auch die  
33 seltene höchste Spitze der Windenergieerzeugung bis zur letzten Kilowattstunde unter allen Umständen  
34 stets eingespeist werden können. Solche kurzzeitigen Eingriffe sind vielmehr dann vom Erneuerbare-  
35 Energien-Gesetz abgedeckt und sogar geboten, wenn eine Netzverstärkung zu noch höherer Übertragungs-  
36 leistung das volkswirtschaftliche Optimum überschreitet, also im Sinne des Gesetzes einen wirtschaftlich  
37 unzumutbaren Ausbau des Netzes darstellt [EEG 2008, § 9 (3)].

38 Das angestrebte volkswirtschaftliche Optimum lässt sich nach Abschluss des angemessenen Netzausbaus  
39 zumindest näherungsweise dann einhalten, wenn die sehr seltenen und kurzen simultanen Leistungsspitzen  
40 der Windenergieeinspeisung in kritischen Situationen, also v.a. bei Starkwind und gleichzeitig geringer  
41 Stromnachfrage in der betroffenen Netzregion, durch zeitabhängige Drosselung der abgegebenen Leistung  
42 jeweils so begrenzt werden können, wie es die momentane Höchstaufnahmeleistung des bereits Kosten-  
43 Nutzen-optimiert ausgebauten Netzes zulässt [ECOFYS 2006, S. 3-5].

44 Angestrebtes Ergebnis ist Maßstab und Ermächtigung für eine, von der momentanen Netzbelastung abhän-  
45 gige und gegenüber den Betreibern der Windenergieanlagen zu begründende dynamische Begrenzung der  
46 momentan zulässigen Einspeisung bei kurzzeitigen Erzeugungsspitzen. Überschreiten die hierdurch ent-  
47 gangenen Einspeisevergütungen allerdings im mehrjährigen Mittel die Nutzen-Kosten-Verhältnismäßigkeit,  
48 so ist das Netz offensichtlich unzureichend ausgebaut und die Übertragungsleistung ist unverzüglich zu er-  
49 höhen.

## 50 **(3) Ergebnis**

51 Der Gesetzgeber hat keine Regelungen zur operationalen Umsetzung des Begriffs der wirtschaftlichen Zu-  
52 mutbarkeit gemacht, weder in EEG 2008 noch in EEG 2004. Allerdings nennt die offizielle Gesetzesbegrün-  
53 dung zum EEG 2004 zwei verschiedene Faustregeln zum Vergleich von Gesamtnutzen und Gesamtkosten,

1 die der Beurteilung der wirtschaftlichen Zumutbarkeit von windbedingten Netzausbaumaßnahmen dienen  
2 sollen.

3 Beide Faustregeln sind für windenergiebezogene Investitionen nicht ausreichend, weil wegen der stark fluk-  
4 tuierenden Windenergie der Grenznutzen der Netzanbindung, also der zusätzliche Nutzen pro zusätzlicher  
5 Netzanschlussleistung in €/kW, bei Annäherung an die installierte Nennleistung der Windparks drastisch  
6 abnimmt. In einem solchen Fall sind nicht nur der Gesamtnutzen und die Gesamtkosten zu vergleichen, das  
7 Optimum der Höhe einer Investition ergibt sich vielmehr korrekt dort, wo der **Grenznutzen** einer Netzanbin-  
8 dung ihren **Grenzkosten** gleichkommt ('Pareto-Optimum'). Als Nebenbedingung muss *zugleich* gelten, dass  
9 der volkswirtschaftliche Gesamtnutzen des Netzausbaus bis zu diesem Optimum größer ist als seine Ge-  
10 samtkosten, da sonst ganz offensichtlich die Maßnahme für die Gesamtgesellschaft mehr Kosten als Nutzen  
11 brächte.

12 In den Fällen, in denen man zu dem Ergebnis kommt, dass jedenfalls das „Ob“ der Netzanbindung nicht  
13 mehr in Frage steht, weil eine dahingehende wirtschaftliche Zumutbarkeit gegeben ist, ist also grundsätzlich  
14 in einem zweiten Schritt zu bestimmen, in welchem Umfang der wirtschaftlich zumutbare Netzanschluss zu  
15 erfolgen hat: „wie viel“.

16 Empirische Daten, v.a. die bei den Betreibern vorliegenden Leistung-Dauer-Kurven von Windenergieanlagen  
17 gegebener technischer Auslegung in einer gegebenen Standortregion, können mit den exakten Methoden  
18 der ökonomischen Grenznutzentheorie kombiniert werden. Daraus ergeben sich die für die realisierten und  
19 geplanten Windparks an einem bestimmten Einspeisepunkt relevanten Ergebnisse:

- 20 • Richtwerte für den volkswirtschaftlich optimalen Netzausbau, zu dem der Netzbetreiber in der betroffenen  
21 Region gesetzlich verpflichtet ist;
- 22 • Abschätzungen für die auch nach optimiertem Netzausbau noch zumutbaren gelegentlichen Leistungs-  
23 beschränkungen, die – zeitlich variabel und nachfrageabhängig – erforderlich bleiben, um Überinvestitio-  
24 nen zu vermeiden.

25 Für die drei Standardfälle ergeben sich:

- 26 • **110-kV-Anbindung von Onshore-Windparks** an einen starken Übergabepunkt (meist 380-kV-  
27 Höchstspannungsnetz), wobei als technische Alternative je nach Bedarf eine Verstärkung bestehender  
28 regionaler Leitungen mit Hochtemperaturseilen und Leitungsmonitoring oder ein Neubau als Freileitung  
29 oder als Erdkabel in Frage kommen; typische Leitungslängen 20 km bis 40 km: **Leitungsausbau im Re-  
30 gelfall mit über 95% der anzuschließenden Windleistung.**
- 31 • **Anbindung der großen neuen Offshore-Windparks** bis zur Küste und dann weiter bis zum 380-kV-  
32 Höchstspannungsnetz. Dabei kommt als technische Alternative nur ein Neubau mit Seekabeln in Frage,  
33 für längere Strecken zwingend in Gleichstromausführung, die Fortführung an Land dann wohl auch als  
34 Gleichstrom-Erdkabel; typische Leitungslängen sind 100 km bis 200 km: **Leitungsausbau im Regelfall  
35 mit über 85% der anzuschließenden Windleistung.**
- 36 • **Verstärkungen oder Neubauten im Bereich der 380-kV-Höchstspannungsfernleitungen** zur Über-  
37 tragung von Windenergie aus den Küstenregionen zu den Verbrauchsschwerpunkten und Speicherkraft-  
38 werken im Westen und Süden: Technische Alternativen sind je nach Bedarf eine Verstärkung bestehen-  
39 der Leitungen mit Hochtemperaturseilen und Leitungsmonitoring oder ein Neubau als Freileitung oder bei  
40 Querung besonders sensibler Landschaft auch als Teilverkabelung; typische Leitungslängen sind 100 km  
41 bis über 500 km. Wenn zukünftig 20 GW und mehr Offshore-Windenergie über Hunderte von Kilometern  
42 bis weit nach Westen und Süden zu übertragen sind, werden sowohl nach dem Stand der Technik als  
43 auch zum Schutz der Landschaft auf ganzer Länge Gleichstromkabel eingesetzt werden müssen: **Lei-  
44 tungsausbau im Regelfall mit höchstens 65% der in der Region installierten Windleistung.**

#### 45 **Fallbeispiel zu 3 und 4 : 380-kV-Höchstspannungsleitung vom Raum Halle** 46 **über Erfurt nach Nordbayern**

47 Vattenfall plant eine neue 380-kV-Leitung **durch** das grüne Herz Deutschlands, den **Thüringer Wald**, quer  
48 über den Rennsteig auf einer bis zu **100 m breiter Trasse und bis über 100 m hohen Masten** und weiter  
49 durch die alte **Kulturlandschaft östlich von Coburg**. Erklärter Hauptzweck dieser geplanten Leitung ist es  
50 nach Vattenfall, etwa die Hälfte der maximal im Vattenfall-Gebiet erzeugbaren Windleistung in das südlich  
51 benachbarte E.ON-Gebiet weiterzuleiten. Im Raumordnungsverfahren für den südthüringischen Abschnitt  
52 Vieselbach/Erfurt - Altenfeld/Großbreitenbach wenden sich ein Großteil der betroffenen Städte und Gemein-  
53 den deutlich gegen die Weiterführung der Leitung durch den Thüringer Wald und verlangen Begründungen

1 für die Notwendigkeit dieses Projekts. Der zuständige Netzbetreiber Vattenfall Transmission Europe (VE-T)  
2 hat derartige **Begründungen** außer in einigen pauschalen Angaben über Windenergieeinspeisung in das  
3 gesamte VE-T-Gebiet von der Ostsee bis Oberfranken **nicht vorgelegt**. Das für das Raumordnungsverfahren  
4 zuständige Thüringer Landesverwaltungsamt erklärte zu den kritischen Stellungnahmen der betroffenen  
5 Städte und Gemeinden im März 2007: „Auf die von einer Vielzahl der Beteiligten und der Öffentlichkeit **an-**  
6 **gezwifelte Notwendigkeit** des Vorhabens wird ... **nicht weiter eingegangen**.“

7 Deshalb haben **33 Landräte, Oberbürgermeister und Bürgermeister sowie Bürgerinitiativen aus Süd-**  
8 **thüringen und Oberfranken** Mitte 2007 ein **Gutachten** zur Notwendigkeit der beantragten Leitung in **Auf-**  
9 **trag gegeben** [Jarass/Obermair 2008]. Das Gutachten kommt zu den folgenden **Ergebnissen**:

### 10 **(1) Bis zum Endausbau der Windenergie auf dem Festland 2015/2020** 11 **reicht die bestehenden Übertragungsleistung aus**

12 Die bis zum Endausbau der Windenergie auf dem Festland 2015/2020 vorgesehene zusätzliche Übertra-  
13 gung von einigen GW im Vattenfall-Höchstspannungsnetz und mithin der vom EEG vorgesehene Windener-  
14 gieexport in die alten Bundesländer kann über die bestehenden Höchstspannungsleitungen versorgungssi-  
15 cher übertragen werden, sofern die Begrenzung der Einspeisung der wenigen kurzen Windspitzen gemäß  
16 dem EEG-Gebot der wirtschaftlichen Zumutbarkeit des Netzausbaus berücksichtigt wird (‘Einspeiseman-  
17 agement’). Aus der **zusätzlichen Windenergieeinspeisung** ergibt sich demnach **keine beweiskräftige Be-**  
18 **gründung für die Notwendigkeit** der geplanten Leitung. Es sind höchstens sehr seltene, kurzzeitige Be-  
19 grenzungen der Windenergieeinspeisung vorzunehmen.

### 20 **(2) Deutliche Steigerung der Übertragungsleistung ohne Neubau möglich durch** 21 **Netzoptimierung und Netzverstärkung**

22 **Durch Netzoptimierung** sowie durch **Netzverstärkung** mittels laufender Temperaturüberwachung der Lei-  
23 terseile (‘Leitungsmonitoring’) und durch Neubeseilung jedenfalls des kritischen Leitungsabschnitts Remp-  
24 tendorf - Redwitz mit Hochtemperaturseilen kann die **mittlere Belastbarkeit um** mindestens **50%**, die **kurz-**  
25 **zeitige Übertragungsleistung um über 100%** gesteigert werden. Diese Umbauten können in wenigen  
26 windarmen Monaten mit einem Bruchteil der Kosten des von Vattenfall geplanten Neubaus einer 380-kV-  
27 Leitung durch den Thüringer Wald durchgeführt werden. Neubau statt Aufrüstung der bestehenden Leitung  
28 wäre im Widerspruch zum EEG und zum EnWG, die explizit Netzoptimierung vor Netzverstärkung vor Netz-  
29 neubau vorsehen.

### 30 **(3) Der geplante Netzausbau geht weit über die wirtschaftlich zumutbare Grenze hinaus**

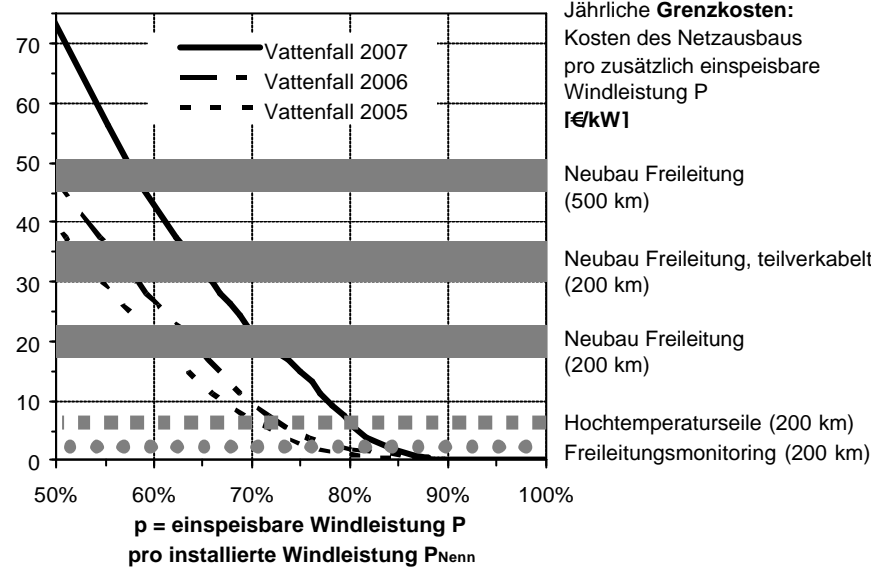
31 Vattenfall und E.ON, aber auch die dena-Netzstudie I gehen bei ihren Netzausbauplanungen von einer ma-  
32 ximal zu übertragenden Windleistung in Höhe von 90% der in ihrer Regelzone installierten Windleistung aus.  
33 Eine derartige simultane Einspeisung kam z.B. in der Vattenfall-Regelzone selbst im windstarken Jahr 2007  
34 nur einmal für eine Viertelstunde vor. Das Netz darf aber gemäß EEG und EnWG nur bis zur Grenze der  
35 wirtschaftlichen Zumutbarkeit ausgebaut werden, nämlich so, dass der Wert der zusätzlich möglichen **Wind-**  
36 **energieeinspeisung** höher ist als die zusätzlichen Netzausbaukosten.

## 1 Wirtschaftlich zumutbarer windbedingter Netzausbau

Jährlicher **Grenznutzen:**

Zusätzliche Vergütungssumme pro  
zusätzlich einspeisbare Windleistung P

[€/kW]



2

3 Quelle: [Jarass/Obermair/Voigt 2009, Tab. 10.5].

4 Für das Fernleitungsnetz der Vattenfall-Regelzone liegt diese **Grenze bei max. 65%** der dort insgesamt  
5 installierten Windgeneratorkennleistung, wie die folgende Abbildung zeigt.

6 Bei dieser Netzauslegung müsste durch Einspeisemanagement im Mittel weit weniger als 1% der erzeugbaren  
7 Windenergie 'ausgesperrt' werden. Auch wenn die Betreiber der Windenergieanlagen die dadurch nicht  
8 eingespeiste Windenergie vergütet bekommen, würden die Stromkunden – trotz der Entschädigungszahlungen –  
9 aufgrund der noch deutlich höher liegenden so vermiedenen Netzausbaukosten netto deutlich sparen.

## 10 (4) Für Offshore- Windenergienutzung ganz neuartiges Höchstleistungsnetz erforderlich

11 Aber braucht man die geplante neue Höchstspannungsleitung durch den Thüringer Wald nicht doch irgend-  
12 wann, wenn weit vor den Küsten im offenen Meer die Windenergie massiv ausgebaut wird? Die nach einem  
13 massiven Ausbau der Offshore-Windenergie benötigten Erhöhungen der Netzkapazitäten erfordern ein ganz  
14 neuartiges Höchstleistungsnetz und können keinesfalls durch einen stückweisen Ausbau des bestehenden  
15 380-kV-Drehstromnetzes geschaffen werden, wie auch die dena-Netzstudie I betont.

## 16 (5) Die geplante Leitung behindert den Klimaschutz

17 Die von Vattenfall aufgrund gesetzlicher Vorschriften vorgelegten Lastflussprojektionen für 2012 geben é-  
18 nen Hinweis für den wahren Hintergrund der Leitungsplanung [Vattenfall 2007i]: Die geplante Leitung ist  
19 nicht windbedingt, sondern würde Vattenfall einen vollen Weiterbetrieb konventioneller Kraftwerke auch bei  
20 starker Windenergieeinspeisung ermöglichen. Bei starker Windenergieeinspeisung müssen aber die konven-  
21 tionellen Kraftwerke soweit wie technisch möglich zurückgefahren werden, sonst kann die Windenergieein-  
22 speisung nicht sinnvoll zur CO<sub>2</sub>-Minimierung genutzt werden. Die von Vattenfall geplante Leitung ist also

- 23 • schlecht für den Klimaschutz,
- 24 • für die Bewohner Südthüringens eine massive und unnötige Beeinträchtigung,
- 25 • für Vattenfall aber ein gutes Geschäft.

## 26 (6) Geplante 380-kV-Leitung nicht notwendig und wirtschaftlich nicht zumutbar

27 Der geplante Neubau einer 380-kV-Leitung Vieselbach/Erfurt - Altenfeld - Redwitz/Oberfranken ist demnach  
28 in jedem Fall nicht notwendig und zudem wirtschaftlich nicht zumutbar. Weder der massive Eingriff in Natur  
29 und Landschaft noch die Kosten für die Stromkunden, die die Leitung bezahlen müssten, sind vertretbar.  
30 Auch deshalb wird nun versucht, mittels eines Leitungsausbaugesetzes die energiewirtschaftliche Notwen-  
31 digkeit der Leitung vorzugeben. Eine derartige Vorgabe widerspricht den im EEG und EnWG gemachten  
32 Vorgaben zur wirtschaftlichen Zumutbarkeit von Leitungsausbauten und den dort gemachten Vorgaben zu

1 'Optimierung vor Netzverstärkung vor Neubau', was auch im vorliegenden Gesetzentwurf noch einmal be-  
2 kräftigt wird [ELAG, 2008, Art. 2, Satz 1].

### 3 **Zu 6 : Netzneubau – Freileitung versus Erdkabel**

4 In Deutschland war es – von Ausnahmen abgesehen – in der Vergangenheit stets üblich, im Hoch- und  
5 Höchstspannungsnetz Freileitungen zu errichten. Der zunehmende Widerstand gegen diese Art des Strom-  
6 transports in den vergangenen Jahren und Jahrzehnten führt in Verbindung mit der Summe aller Verfah-  
7 rensvorschriften und Beteiligungsrechten zwangsläufig zu einer langjährigen Zeitspanne, bevor mit einer  
8 Umsetzung rechtssicher begonnen werden kann.

#### 9 **(1) Technische Aspekte einer Verkabelung**

10 Die regionalen Übertragungsnetze werden in Deutschland fast ausschließlich als 110-kV-Netze betrieben  
11 (Hochspannungsnetz), die überregionale Übertragung geschieht heute immer stärker auf der 380-kV-Ebene  
12 (Höchstspannungsnetz). Für beide Spannungsebenen sind bis heute Freileitungen vorherrschend. Im 110-  
13 kV-Bereich werden insbesondere in sensiblen Regionen mehr und mehr auch Erdkabel eingesetzt, so wie es  
14 im Mittelspannungsbereich schon seit Langem üblich ist. Kunststoffisolierte VPE-Kabel (vernetztes Poly-  
15 ethylen) sind weltweit der bewährte technische Standard. Im 380-kV-Bereich hingegen sind bisher Erdkabel  
16 nur im innerstädtischen Bereich auf kurzen Strecken im Einsatz.

17 Erfahrungen bei verschiedenen Projekten in Deutschland belegen, dass die Realisierung der Infrastruktur-  
18 verbesserung in Gestalt von Freileitungsbauten im Hoch- und Höchstspannungsnetz auf erhebliche Wider-  
19 stände stößt: bei den Naturschutzverbänden ebenso wie generell in der Bevölkerung. Diese Widerstände  
20 führen zu zeitlich erheblichen Verzögerungen bei der Umsetzung als notwendig erkannter Maßnahmen.  
21 Dabei muss betont werden, dass sich der Widerstand in aller Regel nicht gegen Leitungen als solche richtet,  
22 sondern gegen Freileitungen. Erdkabelösungen, die den gleichen Zweck erfüllen, werden durchweg als  
23 notwendig akzeptiert.

24 Die offizielle Störungsstatistik [Verfügbarkeitsstatistik 2005, S. 16-22] zeigt, dass die Versorgungssicherheit  
25 der Verbraucher durch den Einsatz von Erdkabeln nicht vermindert, sondern im Gegenteil erhöht wird: Bei  
26 heutiger Kabel- und Kabelverlegungstechnik ist, v.a. im ländlichen Bereich, in dem die windbezogenen Lei-  
27 tungen überwiegend verlaufen, die Störungshäufigkeit äußerst gering und die Reparaturdauer im Durch-  
28 schnitt kurz genug, um Kabelleitungen versorgungssicherer als Freileitungen zu machen.

29 Für Höchstspannungsleitungen von größerer Länge kommen zur Verlegung unter der Erde oder unter dem  
30 Meeresgrund wohl nur zwei neuartige technische Lösungen in Frage:

- 31 · Bipolarkabel nach Brakelmann [Brakelmann 2006a; Brakelmann 2006b] kompensieren mit Hilfe von Spezi-  
32 altransformatoren und dreimal je zwei entgegengesetzt gepolten Kabeln pro Stromkreis statt drei Ein-  
33 fachkabeln die kapazitiven Effekte und vermeiden damit die daraus resultierenden Probleme wie Blind-  
34 strom, extremen Kurzschlussstrom etc..
- 35 · HGÜ (Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung) in erdgebundenen gasgefüllten Stahlrohren mit Innen-  
36 leiter für Spannungen von 300 kV bis 600 kV vermeiden naturgemäß die Probleme der Wechselstrom-  
37 bzw. Drehstromtechnik und können bei 600 kV wohl pro Rohrleiter etwa ebenso viel Grenzleistung über-  
38 tragen wie ein Stromkreis einer typischen 380-kV-Drehstromleitung.

39 Welche Mehrkosten sich aus einer geeigneten Verkabelung bzw. Verrohrung ergeben, wird von den erforderlichen  
40 Umplanungen und technischen Lösungen im Einzelnen abhängen. Es gibt noch wenig großtechnische  
41 Erfahrungen mit Zwischenverkabelungen von 380-kV-Leitungen in vermaschten Netzen. Bei der anste-  
42 henden Realisierung der neuen Höchstspannungsleitungen für die Übertragung von Offshore-Windenergie  
43 wird sich zeigen, ob in besonders schützenswerter Landschaft oder nahe an Siedlungen Teilverkabelungen  
44 in **Drehstromtechnik** sinnvoll sind oder ob sinnvoller Weise solche Leitungen nicht besser von vorneherein  
45 als ganzes mit **Gleichstromkabeln** ausgeführt werden müssen.

#### 46 **(2) Umweltaspekte von Freileitung versus Erdkabel**

47 Zu den umweltbezogenen Vor- und Nachteilen von Freileitung versus Erdkabel:

- 48 · Offensichtlich ist die Umweltbelastung durch Erdkabel im Vergleich zu Freileitungen in fast allen Fällen  
49 vernachlässigbar gering. Weder der Vogelflug noch die landschaftlich-ästhetische Qualität wird durch  
50 Erdkabel beeinträchtigt.



- 1 · Ob die elektromagnetischen Felder unter Freileitungen, die bis zu einem Abstand von einigen Masthöhen
- 2 messtechnisch gerade noch nachweisbar sind, irgendeine biologische Wirkung haben, ist bis heute äu-
- 3 ßerst umstritten. Fest steht jedenfalls, dass die elektromagnetischen Felder über Erdkabel schon im Ab-
- 4 stand weniger Meter auf extrem niedrige Werte abgefallen sind.
- 5 · Eine geringfügige Erwärmung und Austrocknung des Bodens über einem mit Dauerstrom belasteten Erd-
- 6 kabel lässt sich durch geeignete Verlegung jedenfalls vermindern. Die von Bebauung, tiefwurzelnden
- 7 Pflanzen und hochwachsenden Bäumen freizuhaltende Fläche ist bei Kabelausführung mit 4 m bis 6 m
- 8 wesentlich schmaler als bei 110-kV-Freileitungen mit 20 m bis 40 m. In beiden Fällen muss eine Zu-
- 9 fahrtsstrasse für Reparaturen freigehalten werden.
- 10 · Erdkabel haben gegenüber Freileitungen aufgrund der Wärmekapazität des umgebenden Mediums (Ma-
- 11 gerbeton und/oder Erdreich) eine für Stunden bis wenige Tage reichende Überlastkapazität, was bei der
- 12 Übertragung der stark fluktuierenden Windenergie von besonderem Vorteil ist.

13 Freileitungen sind gegenüber Erdkabeln in zweifacher Hinsicht höhere externe Kosten zuzuschreiben:

- 14 · Durch Landschaftsbeeinträchtigungen, die v.a. in Küstenlandschaften, Erholungsgebieten und wenig
- 15 industrialisierten Regionen stark ins Gewicht fallen und erheblichen Widerstand in der Bevölkerung her-
- 16 vorrufen; dies wiederum führt zu
- 17 · langwierigen und kostenträchtigen Genehmigungsverfahren, die überdies die durch die Leitung ange-
- 18 strebte Einspeisung von Windenergie und den damit erzielbaren volkswirtschaftlichen Nutzen um Jahre
- 19 blockieren [Jarass/Obermair 2005c, S. 49-51].

20 Untersuchungen zur Quantifizierung von Landschafts- und Umweltbelastungen von Freileitungen haben

21 soziale Kosten von 0,1 Mio. €/km bis 0,3 Mio. €/km Freileitung je nach Bauausführung und Art der durch-

22 schnittenen Landschaft ergeben [Jarass/Obermair 2005c, S. 48/49], dagegen vernachlässigbare soziale

23 Kosten für VPE-Erdkabel, sofern sie nicht durch Naturschutz- oder Feuchtgebiete verlegt werden.

24 Hinzu kommen weitere Vorteile der Erdkabel: Zwar ist die biologische Wirkung von Magnetfeldern, insbe-

25 sondere auf den Menschen, ein Feld komplexer wissenschaftlicher Fragen mit sehr kontroversen Antworten.

26 Gerade deshalb ist es sehr vernünftig, niedrige Grenzwerte festzulegen und generell technische Lösungen

27 zu wählen, bei denen das Magnetfeld mit der Entfernung rasch abnimmt. Dies ist bei Erdkabeln, nicht aber

28 bei Freileitungen der Fall: In einigen Metern Entfernung von der Kabeltrasse ist – bei je gleicher übertragener

29 Leistung – das Magnetfeld eines Erdkabels schon schwächer als in etwa 100 m Entfernung von einer Freilei-

30 tung.

31 Aus den genannten Gründen erhöht sich der Druck der öffentlichen Meinung zur generellen Ausführung von

32 Hochspannungsleitungen durch Erdkabel, v.a. auf Strecken erhöhter Umweltsensibilität. So empfahl z.B. die

33 EU-Kommission schon im Dezember 2003 [EU 2003], an sensiblen Stellen den Leitungsbau wegen der na-

34 turschutzrechtlichen Widerstände gegen Freileitungen durch Einsatz von Erdkabeln zu beschleunigen. Zu-

35 dem betonte sie für den Fall einer generellen Politik der Verkabelung die positiven Wirkungen für „... the

36 likely beneficiaries: utilities, their customers, local residents and the wider community“.

### 37 **(3) Wirtschaftliche Aspekte von Freileitung versus Erdkabel**

38 Seit Jahren wird sehr kontrovers diskutiert, ob der Neubau von Leitungen zu einem erheblichen Anteil mit

39 Erdkabeln statt Freileitungen ausgeführt werden kann und soll. Bis auf wenige – innerstädtische – Ausnah-

40 men war es in Deutschland in der Vergangenheit üblich, im Hoch- und Höchstspannungsnetz den Netzaus-

41 bau in Form von Freileitungen auszuführen. Erdkabel seien im Vergleich viel zu teuer und ggf. auch tech-

42 nisch nicht gleichwertig zu realisieren – so hieß und heißt es v.a. auf der Seite der Netzbetreiber. Das Bun-

43 desministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit hat die wesentlichen Argumente zu Netzaus-

44 bau durch Freileitungen und Erdkabel zusammengestellt [BMU 2006a].

45 Die langfristigen gesamtwirtschaftlichen Kosten von 110-kV-Kabeltrassen liegen je nach lokalen Bedingun-

46 gen und entsprechender Ausführung nicht wesentlich über denen von Freileitungen [Jarass/Obermair 2007,

47 Abschn. 3.2.2]. Hierbei spielt zusätzlich eine Rolle, dass das Planungs- und Genehmigungsverfahren für

48 Freileitungen heute durch Einsprüche bis hin zu Gerichtsverfahren mit entsprechenden wirtschaftlichen Ver-

49 lusten um Jahre verzögert wird, teilweise sogar überhaupt nicht zum Abschluss gebracht werden kann, was

50 für Erdkabel nicht der Fall ist [Jarass/Obermair 2005a, Jarass/Obermair 2005b]. Bei den laufenden Kosten

51 fallen neben den üblichen Überwachungs- und Wartungskosten v.a. die Kosten ins Gewicht, die durch die

52 unvermeidlichen elektrischen Verluste (Ohm'scher Widerstand) der Leitungen entstehen. Diese Verluste

53 sind stark vom mittleren Auslastungsgrad der Leitungen und von seiner zeitlichen Variation abhängig.

1 Beim Vergleich der betriebswirtschaftlichen Kosten gehen neben den höheren Investitionskosten der Kabel  
 2 ihre deutlich niedrigeren Verlustkosten wegen des bei gleicher Übertragungsleistung um einen Faktor 3 bis 4  
 3 niedrigeren Ohm'schen Widerstands mit ein. Je nach Zahl der so genannten 'Vollverluststunden' kommt  
 4 man so zum Ergebnis, dass der *Barwert der Kosten* inklusive Betriebs- und Verlustkosten einer 2\*110-kV-  
 5 Freileitung trotz der deutlich niedrigeren Investitionskosten *nicht wesentlich niedriger* ist als der eines zwei-  
 6 systemigen Erdkabels. Eine entsprechende Abschätzung des Verhältnisses der Kosten von Freileitung und  
 7 Erdkabel findet sich in der folgenden Tabelle:

#### 8 **Investitions- und Vollkosten von Erdkabeln als Vielfaches der Kosten von Freileitungen**

9 Spannung	10 Investitionskosten-Faktor		11 Vollkosten-Faktor	
	12 1 System	13 2 Systeme	14 1 System	15 2 Systeme
16 380 kV	17 2 bis 4	18 4 bis 7	19 1,5 bis 3	20 2 bis 3,5
21 110 kV	22 1,5 bis 2,0	23 2,5 bis 4,0	24 0,9 bis 1,8	25 1,2 bis 2,5

26 Quelle: [Brakelmann 2006a, S. 2].

27 In alle Kostenvergleiche geht ein, dass die elektrischen Verluste bei Freileitungen wegen der geringeren  
 28 erforderlichen Leiterquerschnitte und des daraus resultierenden höheren elektrischen Widerstands weitaus  
 29 höher sind als bei gleich leistungsfähigen Erdkabeln. Für die kalkulatorischen Verlustkosten ist es entschei-  
 30 dend, ob sie unter betriebswirtschaftlichen Aspekten mit den normalen Gestehungskosten des Netzbetrei-  
 31 bers (z.B. mit 3,5 ct/kWh bis 6 ct/kWh) oder aber unter energiepolitischen Gesichtspunkten nach EEG als  
 32 'verlorene Windenergie' (z.B. mit 7,5 ct/kWh) bewertet werden [Brakelmann 2006b].

#### 33 **(4) Priorisierung von Erdkabeln auch im 380-kV-Höchstspannungsbereich sinnvoll**

34 Bei einem Neubau von 110-kV-Hochspannungsleitungen sind grundsätzlich Erdkabel gegenüber Freileitun-  
 35 gen zu bevorzugen, weil sie schneller realisierbar sind, geringere Umweltbelastungen verursachen und nicht  
 36 nennenswert teurer sind.

37 Die in den Gesetzesentwürfen vorgesehene Priorisierung von Erdkabeln auch im Höchstspannungsbereich  
 38 erscheint sinnvoll. Zur Gewinnung ausreichender Betriebserfahrungen ist insbesondere der Vorschlag zu  
 39 begrüßen, die geplante Trasse Wahle-Mecklar durchgängig als Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung  
 40 zu errichten. Dabei wäre es sehr sinnvoll, auch die von der Küste bis nach Wahle geplanten Neubauten in  
 41 dieser Technik zu errichten, da dann durchgängig von den Offshore-Steckdosen im Meer bis nach Mecklar  
 42 eine Gleichstromübertragung möglich wäre mit der Option, die Leitung weiter nach Süden verlängern zu  
 43 können ohne kostenaufwändige zusätzliche Gleich-Wechsel-Richter.

44 Der Einsatz von Erdkabeln im deutschen Höchstspannungsnetz soll im Rahmen von vier Pilotprojekten er-  
 45 möglicht werden. Zudem besteht nun explizit die Möglichkeit, realisierbare Netzplanungen auf der Basis  
 46 moderner Übertragungstechnologien wie Gleichstrom-Erdkabel und bipolare Drehstrom-Erdkabel vorzulegen  
 47 und umzusetzen. Ein Großteil der bisher geplanten und letztlich wohl ohnehin unrealisierbaren Freileitungs-  
 48 planungen würde so obsolet. Damit würde für die Windenergieinvestoren die Planungssicherheit deutlich  
 49 erhöht und eine wesentliche Grundlage für den weiteren Ausbau insbesondere der Offshore-Windenergie  
 50 gelegt.

#### 51 **Zu 8 : Die dena-Netzstudie I ist rechtlich wie technisch überholt und kann nicht als 52 Begründung für Art und Umfang des erforderlichen Netzausbaus dienen**

53 Bei der dena-Netzstudie I [dena 2005a; Jarass/Obermair 2008, Kap. 4] war zentrales Ziel die Entwicklung  
 54 von Strategien für die Integration regenerativer Energieträger in die Stromversorgung: „In der dena-  
 55 Netzstudie wurden zunächst Szenarien einer verstärkten Nutzung regenerativer Energieträger für die Jahre  
 56 2007, 2010, 2015 und 2020 erarbeitet. ... Aufbauend auf den Szenarien zum Windenergieausbau wurden  
 57 die Auswirkungen der Windenergie auf die Übertragungsnetze und die Auswirkungen der Windenergieein-  
 58 speisung auf den übrigen Kraftwerkspark untersucht.“ [dena 2005b, S. 4/5]. Die dena-Netzstudie I hält den  
 59 Neubau von 850 km 380-kV-Leitungen v.a. in Norddeutschland, aber auch in Zentral- und Süddeutschland  
 60 für erforderlich.

#### 61 **(1) dena-Netzstudie I lässt gesetzliche Vorgaben unberücksichtigt**

62 Bei dieser Abschätzung blieben allerdings sowohl die sozialen Kosten dieses Ausbaus als auch insbesonde-  
 63 re die Möglichkeiten zur Netzoptimierung und zur Netzverstärkung, etwa durch Freileitungsmonitoring und

1 Hochtemperaturseile, unberücksichtigt. Zudem wird – im klaren Widerspruch zum geltenden EEG-Recht –  
2 die Netzauslegung für den Fall *maximaler* simultaner Einspeisung von Windenergie berechnet [dena 2005a,  
3 S. 83], nämlich 90% der insgesamt installierten Nennleistung aller in einer Region installierten Windenergie-  
4 anlagen. Z.B. kam aber eine simultane Einspeisung von 90% aller in der Vattenfall-Regelzone installierten  
5 Windenergieanlagen auch im windstarken Jahr 2007 nur einmal für eine Viertelstunde vor, und nur während  
6 300 h wurden 70% der installierten Windleistung überschritten, in den windschwächeren Jahren 2005 und  
7 2006 nur während 100 h. Mit anderen Worten: Ein Ausbau des Höchstspannungsnetzes für 90% der insge-  
8 samt installierten Nennleistung der Windenergieanlagen widerspricht der gesetzlich gebotenen wirtschaftli-  
9 chen Zumutbarkeit des Netzausbaus.

10 Zudem lassen die dena-I-Abschätzungen unberücksichtigt, dass die externen Kosten von Freileitungen  
11 (Landschaftsbelastung, Strahlung, langjährige Gerichtsverfahren wegen des Widerstands der Be-  
12 völkerung etc.) sehr hoch sind, die von Erdkabeln hingegen sehr niedrig. Die Einbeziehung dieser externen  
13 Kosten in die Kosten-Nutzen-Analyse lässt die Vorteile von Alternativen zu einer Freileitungsausführung  
14 deutlich hervortreten, wie auch die beiden studienbegleitenden Stellungnahmen feststellen [dena 2005c;  
15 dena 2005d]. Zudem wurden die gesetzlich vorgesehenen Untersuchungen der wirtschaftlichen Zumutbar-  
16 keit des Netzausbaus gänzlich unberücksichtigt gelassen.

## 17 **(2) dena-Netzstudie I lässt technische Alternativen unberücksichtigt**

18 In einer ersten Abschätzung sieht die dena-Netzstudie I für 2020 die Notwendigkeit von weiteren enormen  
19 Übertragungsleistungen vor, von der Nordsee durch ganz Deutschland nach Süddeutschland und weiter  
20 nach Österreich und der Schweiz, letztlich den Aufbau eines ganz neuen 'Overlay-Netzes' [dena 2005a,  
21 Abb. 8-15]. Als erste Schritte werden zwei neue Höchstspannungsleitungen diskutiert:

- 22 · 450 km mit rund 3 GW Dauer-Übertragungsleistung vom Emsland (Umspannwerk Conneforde) in das  
23 nördliche Rhein-Main-Gebiet (Umspannwerk Dauersberg) und
- 24 · 600 km mit rund 5 GW Dauer-Übertragungsleistung von Hamburg (Umspannwerk Brunsbüttel) nach  
25 Nordbayern (Umspannwerk Grafenrheinfeld).

26 Für die technische Ausführung werden ausschließlich Leitungsneubauten diskutiert, neben herkömmlichen  
27 380-kV-Freileitungen auch Erdkabel (z.B. HGÜ), nicht jedoch innovative bipolare Drehstromsysteme. Kos-  
28 tengünstigere Lösungen, wie Netzoptimierung und Netzverstärkung durch Freileitungsmonitoring und Hoch-  
29 temperaturseile auf schon bestehenden Trassen, bleiben bei der dena-Netzstudie I völlig unberücksichtigt.

## 30 **(3) dena-Netzstudie II soll Defizite der dena-Netzstudie I beheben**

31 Die dena-Netzstudie I untersuchte die Auswirkungen des Ausbaus der erneuerbaren Energien auf **20%** der  
32 deutschen Stromversorgung bis zum Jahr **2015**. Die nachfolgende dena-Netzstudie II [dena 2008a] soll die  
33 Auswirkungen des weiteren Ausbaus der erneuerbaren Energien auf **30%** der deutschen Stromversorgung  
34 bis zum Jahr **2020** untersuchen. Dabei sollten folgende Aspekte, die in der dena-Netzstudie I noch unbeach-  
35 tet blieben, berücksichtigt werden, weil sie geltendes Recht darstellen:

- 36 • Netzoptimierung und Netzverstärkung (z.B. Leitungsmonitoring und Hochtemperaturseile): E.ON-Netz hat  
37 bereits Vorbereitungen für Netzoptimierung und Netzverstärkung auch im 380-kV-Netz getroffen.
- 38 • Wirtschaftliche Zumutbarkeit: Netzauslegung nicht für den Extremfall einer 90%-igen Gleichzeitigkeit der  
39 Windenergieeinspeisung, der, wenn überhaupt, nur für wenige Stunden pro Jahr vorkommt. Volkswirt-  
40 schaftlich optimal ist dagegen eine Auslegung für Netzsituationen, die so häufig vorkommen, dass die zu-  
41 sätzliche Netzkapazität, z.B. für einige Hundert Jahresstunden, unverzichtbar ist, wie es dem EEG-Gebot  
42 der wirtschaftlichen Zumutbarkeit einer Netzverstärkung entspricht.

43 Insbesondere wird auch abzuwarten sein, wie die dena-Netzstudie II mit dem ab 2020 von der Bundesregie-  
44 rung vorgegebenen erheblichen weiteren Zubau an Offshore-Windenergie umgehen wird, und ob in die Stu-  
45 die der dann zwingend erforderliche schrittweise Umbau des gesamten Stromerzeugungssystems in Rich-  
46 tung kleinerer, rasch regelbarer dezentraler Kraftwerke statt riesiger, schwer regelbarer Grundlastblöcke  
47 eingehen wird.

48

## Literaturhinweise

[BMU 2006a]

Netzausbau durch Freileitung und Erdkabel. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, September 2006.

[Brakelmann 2004a]

Brakelmann H: Netzverstärkungstrassen zur Übertragung von Windenergie: Freileitung oder Kabel? Im Auftrag des Bundesverbands WindEnergie e.V. – BWE, Rheinberg, Oktober 2004.  
[http://www.wind-energie.de/uploads/media/stud-brakelmann\\_01.pdf](http://www.wind-energie.de/uploads/media/stud-brakelmann_01.pdf)

[Brakelmann 2004a]

Brakelmann H: Netzverstärkungstrassen zur Übertragung von Windenergie: Freileitung oder Kabel? Im Auftrag des Bundesverbands WindEnergie e.V. – BWE, Rheinberg, Oktober 2004.  
[http://www.wind-energie.de/uploads/media/stud-brakelmann\\_01.pdf](http://www.wind-energie.de/uploads/media/stud-brakelmann_01.pdf)

[dena 2005a]

Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020. Durchgeführt im Auftrag der Deutschen Energieagentur – dena, Berlin, Februar 2005.  
<http://www.dena.de/de/themen/thema-kraftwerke/projekte/projekt/netzstudie-i/>  
abgerufen am 11.7.2007

[dena 2005b]

Studie "Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore". Zukunft der Windenergie. Presseerklärung der Deutschen Energieagentur – dena, Berlin, 24.02.2005.  
<http://www.dena.de/de/infos/presse/pressearchiv/pressemeldung/24022005/>  
abgerufen am 11.7.2007

[dena 2005c]

Studienbegleitende Plausibilisierung der Untersuchung: Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020. Erstellt für dena GmbH, Berlin, Schmidt J, Institut für Solare Energieversorgungstechnik e.V. – ISET, Universität Kassel, Januar 2005.

[dena 2005d]

Stellungnahme zum 2. vorläufigen Endbericht Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020. Studienbegleitende Plausibilitätsprüfung, Fachbeirat und Projektsteuerungsgruppe, Schmiege M E, DIgSILENT, Gomaringen, Januar 2005.

[dena 2008a]

Integration Erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015-2020. Konsortium DEWI / EnBW TNG / E.ON Netz / EWI / ISET / RWE TSO Strom / VE-T. Zwischenbericht. Durchgeführt im Auftrag der Deutschen Energieagentur – dena, Berlin, 13. März 2008.

[ECOFYS 2006]

Windenergieerzeugungsmanagement. Abschlussbericht für das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. ECOFYS, Köln; zusammen mit Gassner & Koll., Rechtsanwälte, Berlin; IAEW, Haubrich H-J, RWTH, Aachen; DIW, Berlin, Mai 2006.

[EEG 2008]

Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG). Verabschiedet vom Deutschen Bundestag, 6.6.2008.  
[http://www.bmu.de/erneuerbare\\_energien/downloads/doc/40508.php](http://www.bmu.de/erneuerbare_energien/downloads/doc/40508.php)  
abgerufen am 9.9.2008

[EEG-Umweltausschuss 2008]

Beschlussempfehlung und Bericht zu dem Gesetzentwurf der Bundesregierung – Drucksache 1681/48, 16/8393 – zum Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich und zur Änderung damit zusammenhängender Vorschriften. Drucksache 16/9477, 4.6.2008, S. 22.  
<http://dip21.bundestag.de/dip21/btd/16/094/1609477.pdf>  
abgerufen am 17.7.2008

- 1 [ELAG, 2008]  
2 Entwurf eines Gesetzes zur Beschleunigung des Ausbaus der Höchstspannungsnetze. Gesetzentwurf  
3 der Bundesregierung, BT-Drucksache 16/10491, 07.10.2008.
- 4 [E.ON-Netz 2006e]  
5 Neues Konzept zur Windstrom-Integration. E.ON-Netz stellt Freileitungsmonitoring vor. Pressemitteilung  
6 von E.ON-Netz zur Vorstellung des Netz-Monitoring am 18.9.2006 in Hamburg.  
7 [http://www.eon-netz.com/frameset\\_german/main\\_frameset\\_reloader.phtml?top=http://www.eon-netz.com/Ressources/frame\\_head.jsp&bottom=http://www.eon-netz.com/frameset\\_german/news/news\\_release/news\\_release.jsp](http://www.eon-netz.com/frameset_german/main_frameset_reloader.phtml?top=http://www.eon-netz.com/Ressources/frame_head.jsp&bottom=http://www.eon-netz.com/frameset_german/news/news_release/news_release.jsp)
- 9 [EP 2007]  
10 Leitlinien für die transeuropäischen Energienetze. Legislative Entschließung des Europäischen Parla-  
11 ments zu dem gemeinsamen Standpunkt des Rates im Hinblick auf den Erlass der Entscheidung des Eu-  
12 ropäischen Parlaments und des Rates zur Festlegung von Leitlinien für die transeuropäischen Energie-  
13 netze und zur Aufhebung der Entscheidung 96/391/EG und der Entscheidung Nr. 1229/2003/EG. Straß-  
14 burg, 4. April 2007.  
15 <http://www.europarl.europa.eu/sides/getDoc.do?type=TA&reference=P6-TA-2006-0118&language=DE>  
16 <http://europa.eu/scadplus/leg/de/lvb/l27056.htm>  
17 abgerufen am 29.8.2007
- 18 [EU 2003]  
19 Undergrounding of Electricity Lines in Europe. Background Paper. Commission of the European Commu-  
20 nities, Brussels, 10 December 2003.  
21 <http://europa.eu.int/comm/energy/electricity/publications/doc/undergrounding.pdf>
- 22 [Hochtemperaturseile 2007a]  
23 Heiße Seile – Typenvielfalt und Armaturenvarianten. Papailiou K, Pfisterer – The Power Connection, Fo-  
24 rum Netzbau- und Betrieb, Lübeck-Travemünde, 10./11. Mai 2007.
- 25 [Hochtemperaturseile 2007b]  
26 Considerations relating to the use of high temperature conductors. Compiled by Stephen, R, CIGRE,  
27 Technical Broschure 331, SC, B2, ELECTRA, October 2007, pp. 29-36.
- 28 [Höchstspannungsnetz 2005]  
29 Vergleichende Studie zu Stromübertragungstechniken im Höchstspannungsnetz. Technische, betriebs-  
30 wirtschaftliche und umweltfachliche Beurteilung von Freileitung, VPE-Kabel und GIL am Beispiel der 380-  
31 kV-Trasse Gandersee – St. Hülfe. Oswald R unter Mitarbeit von Müller A und Krämer M, For Wind –  
32 Zentrum für Windenergieforschung, Oldenburg, 20. September 2005.
- 33 [Jarass/Obermair 2005a]  
34 Jarass L, Obermair G M: Netzeinbindung von Windenergie in Schleswig-Holstein. Im Auftrag des Ministe-  
35 riums für Wirtschaft, Arbeit und Verkehr des Landes Schleswig-Holstein, 8. März 2005.  
36 <http://www.JARASS.com>, Energie, A. Bücher und umfangreiche Gutachten
- 37 [Jarass/Obermair 2005b]  
38 Jarass L, Obermair G M: Netzeinbindung von Windenergie – Erdkabel oder Freileitung? In: Energiewirt-  
39 schaftliche Tagesfragen, Heft 6/2005, S. 398-403.  
40 <http://www.JARASS.com>, Energie, B. Aufsätze
- 41 [Jarass/Obermair 2005c]  
42 Jarass L, Obermair G M: Wirtschaftliche Zumutbarkeit des Netzausbaus für Erneuerbare Energien. In:  
43 Zeitschrift für Energiewirtschaft, Heft 1/2005, S. 47-54.  
44 <http://www.JARASS.com>, Energie, B. Aufsätze
- 45 [Jarass/Obermair 2007]  
46 Jarass L, Obermair G M: Wirtschaftliche Zumutbarkeit des Netzausbaus für Windenergie. Untersuchung  
47 im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Überarbeiteter  
48 Schlussbericht, 30. März 2007.  
49 <http://www.JARASS.com>, Energie, A. Bücher und umfangreiche Gutachten
- 50 [Jarass/Obermair 2008]  
51 Jarass L, Obermair G M: Notwendigkeit der geplanten 380-kV-Verbindung Raum Halle - Raum Schwein-  
52 furt. Untersuchung im Auftrag von 33 Landkreisen, Städten, Gemeinden und Bürgerinitiativen aus Süd-  
53 thüringen und Oberfranken. Aktualisierte Fassung vom 21. Juni 2008.  
54 <http://www.JARASS.com>, Energie, A. Bücher und umfangreiche Gutachten

1 [Jarass/Obermair 2008a]

2 Jarass L, Obermair G M: Upgrading the Grid for Wind Energy – Optimization before Reinforcement before Building new lines. Workshop Proceedings, Session No. 9: Grid Technology. DEWEK 2008, 9th  
3 German Wind Energy Conference, Bremen, 26-27 November 2008.  
4 <http://www.JARASS.com>, Energie, B. Aufsätze  
5

6 [Jarass/Obermair/Voigt 2009]

7 Jarass L, Obermair G M, Voigt W: Windenergie – Zuverlässige Integration in die Energieversorgung.  
8 Springer-Verlag Berlin/Heidelberg/New York, ca. März 2009.

9 [Jarass/Obermair 2009a]

10 Jarass L, Obermair G M: Upgrading the Grid for Wind Energy – Economics of High Temperature Conductors with Real Time Temperature Monitoring. Workshop Proceedings, Session CG3, Transmission with  
11 Wind Power. European Wind Energy Conference (EWEC), Marseille, March 18, 2009.  
12 <http://www.JARASS.com>, Energie, B. Aufsätze  
13

14 [Lange/Focken 2008]

15 Lange M; Focken U: Studie zur Abschätzung der Netzkapazität in Mitteldeutschland in Wetterlagen mit  
16 hoher Windeinspeisung. Energy & Meteo Systems, <http://www.energymeteo.com>, Oldenburg, Juli 2008.  
17 [http://www.bmu.de/erneuerbare\\_energien/downloads/doc/42006.php](http://www.bmu.de/erneuerbare_energien/downloads/doc/42006.php)  
18 abgerufen am 25.07.2008

19 [Leitungsmonitoring 2006]

20 Windintegration 2010. Vorstellung des Netzmonitoring. Vortrag von Keussen U, Mitglied der Geschäftsführung der E.ON Netz GmbH, Bayreuth am 18.9.2006 in Hamburg.

22 [Temperaturmonitoring 2006]

23 Eon schafft Platz im Netz. neue energie – das magazin für erneuerbare energien, Heft 10/2006, S. 12.

24 [Vattenfall 2007i]

25 Regionenmodell laut Kraftwerks-Netzanschlussverordnung. Vattenfall Europe Transmission GmbH, Berlin, Stand Mai 2007.  
26 [http://www.vattenfall.de/www/trm\\_de/trm\\_de/178356netzz/898315kraft/index.jsp](http://www.vattenfall.de/www/trm_de/trm_de/178356netzz/898315kraft/index.jsp)  
27 abgerufen am 10.9.2008.  
28

29 [Verfügbarkeitsstatistik 2005]

30 VDN-Verfügbarkeitsstatistik, Berichtsjahr 2005. Verband der Netzbetreiber e.V. – VDN, Berlin, 2006.  
31 [http://www.vdn-berlin.de/global/downloads/Netz-Themen/Versorgungsqualitaet/VDN\\_VS\\_Broschuere\\_2005\\_Nov2006.pdf](http://www.vdn-berlin.de/global/downloads/Netz-Themen/Versorgungsqualitaet/VDN_VS_Broschuere_2005_Nov2006.pdf)

32

33

34 **Siehe auch**

35 **Jarass/Obermair/Voigt: Windenergie - Zuverlässige Integration in die Energieversorgung**  
36 **Springer-Verlag Berlin/Heidelberg/New York, erscheint ca. März 2009**

37