

Prof. Dr. Lorenz **JARASS**

Dipl. Kaufmann (Univ. Regensburg), M.S. (School of Engineering, Stanford Univ., USA)
Hochschule RheinMain Wiesbaden

c/o Dudenstr. 33, D - 65193 Wiesbaden

T. 0611 / 188540-7, Fax -8, Email: mail@JARASS.com, http://www.JARASS.com

1

2

3

4

5

6

dena-Netzstudie-II:

Annahmen rechtswidrig, Ergebnisse irreführend

7

Gliederung

8

1 Netzausbau: Nicht zu viel und nicht zu wenig.....2

9

1.1 Wirtschaftliche Zumutbarkeit als Begrenzung für Netzausbau und
Windenergieeinspeisung 2

10

1.2 Bestimmung des wirtschaftlich zumutbaren Netzausbaus 2

11

1.3 Optimierung vor Netzverstärkung vor Netzneubau 3

12

2 Fallbeispiele für die Netzanbindung von Windparks4

13

2.1 Netzanbindung von Onshore-Windparks 4

14

2.2 Netzanbindung von Offshore-Windparks 5

15

2.3 Erhöhter Fernübertragungsbedarf 5

16

3 Dena-Netzstudien und Energieleitungsausbaugesetz.....7

17

3.1 dena-Netzstudie-II: Annahmen rechtswidrig, Ergebnisse sachwidrig 7

18

3.2 Beispiel Südthüringenleitung 8

19

4 Offene Fragen9

20

4.1 Netzausbau und Speicher 9

21

4.2 Bau von Pumpspeicherkraftwerken in Südthüringen und Nordbayern? 9

22

23

Jarass/Obermair/Voigt:

24

Windenergie – Zuverlässige Integration in die Energieversorgung.

25

2., vollständig neu bearbeitete Auflage, Springer-Verlag 2009.

1 Netzausbau: Nicht zu viel und nicht zu wenig

1.1 Wirtschaftliche Zumutbarkeit als Begrenzung für Netzausbau und Windenergieeinspeisung

Es existiert sowohl im Erneuerbare-Energien-Gesetz als auch im Energiewirtschaftsgesetz die eindeutige Vorschrift, dass zur Übertragung erneuerbarer Energien der Netzbetreiber zum unverzüglichen Ausbau verpflichtet ist, soweit dieser Ausbau (volks)wirtschaftlich zumutbar ist. Auch Offshore-Netzanbindungen stehen unter dem Vorbehalt 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 Spitzen der **Leistung** 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 Verbrauchern, wo auch sehr seltene Nachfragespitzen durch das Netz abgedeckt werden müssen, um Abschaltungen von Verbrauchern zu verhindern.

1.2 Bestimmung des wirtschaftlich zumutbaren Netzausbaus

Man geht gedanklich im ersten Schritt von einem Netzausbau in Höhe von 100% der installierten Leistung der Windkraftwerke aus, und überlegt dann, wie viel Windenergie und damit Vergütungssummen ausgesperrt werden durch eine Verringerung des Netzausbaus. Sind die ausgesperrten Vergütungssummen kleiner als die Verringerung der Netzausbaukosten, so verringert man den Netzausbau, weil so volkswirtschaftlich Kosten verringert 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:** **zusätzlicher** volkswirtschaftlicher Nutzen der zusätzlich möglichen Windenergieeinspeisung
gleich ist den
- **Grenzkosten:** **zusätzliche** volkswirtschaftliche Kosten für die zusätzlich zu erstellende Übertragungsleistung des Netzes.

1 Wirtschaftlich zumutbar ist der Ausbau bis zu diesem Optimum aber nur, wenn der Ge-
2 samtnutzen der Windenergieeinspeisung deutlich größer ist als die Gesamtkosten für
3 Netzausbau und Errichtung der Windkraftwerke.

4 **1.3 Optimierung vor Netzverstärkung vor Netzneubau**

5 Eine Erhöhung der Übertragungsleistung im bestehenden Netz kann auf allen Span-
6 nungsebenen je nach Bedarf in drei aufeinander folgenden Stufen von jeweils höherem
7 Kostenaufwand erreicht werden [Jarass/Obermair/Voigt 2009, Kap. 4]:

- 8 • Netzoptimierung des bestehenden Systems, z.B. durch Erhöhung der verwendeten
9 Spannung, durch Regelung des Lastflusses mittels Querregler oder durch Nutzung vor-
10 übergehend vorhandener Netzreserven mittels Leitungsmonitoring.
- 11 • Netzverstärkung von bestehenden Leitungen, insbesondere von Freileitungen, indem
12 z.B. an 'hot spots' herkömmliche Leiterseile durch Hochtemperaturleiterseile ersetzt
13 werden, am besten in Kombination mit Leitungsmonitoring.

14 Schließlich, falls Netzoptimierung und Netzverstärkung nicht ausreichen, Neubau einer
15 kompletten Stromleitung:

- 16 • auf 110-kV-Niveau im Regelfall als Erdkabel kostengünstig ausführbar bei Vermeidung
17 langer Gerichtsverfahren mit den Anliegern von geplanten Freileitungstrassen;
- 18 • auf 380-kV-Niveau
 - 19 ○ als Freileitung,
 - 20 ○ bei Querung besonders sensibler Landschaft ggf. auch als Teilverkabelung,
 - 21 ○ auf ganzer Länge Gleichstromerkabel.

22 Für den Neubau von 380-kV-Trassen gibt es ab 2009 Vorgaben zur Teilverkabelung [En-
23 LAG 2009, § 2].

2 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 als Erdkabel.

(2) Anbindung von Offshore-Windparks: Unterseeische Übertragung und an Land möglichst küstennahe Einspeisung in das Höchstspannungsnetz durch Gleichstrom-Seekabel, im ersten Schritt mit ca. 400 MW Übertragungsleistung je System, ab 2012 mit über 800 MW Übertragungsleistung.

(3) Erhöhter Fernübertragungsbedarf: Massiv erhöhter Fernübertragungsbedarf im Verbundnetz von den Schwerpunkten der Erzeugung, die an und vor den Küsten liegen, 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 sind 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 [Heuck/Dettmann/Schulz 2007, Kap. 4.14]. 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 [Jarass/Obermair/Voigt 2009, Tab. 10.1].

2.1 Netzanbindung von Onshore-Windparks

110-kV-Anbindung von Onshore-Windparks an einen starken Übergabepunkt (meist 380-kV-Höchstspannungsnetz): Als technische Alternative kommt je nach Bedarf eine Verstärkung bestehender regionaler Leitungen mit Hochtemperaturleiterseilen 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 [Jarass/Obermair/Voigt 2009, Kap. 10.3.1]. Für windschwächere und topografisch stärker gegliederte Gebiete, z.B. weit südlich der Küste oder im Mittelge-

1 birge, resultiert ein Ausbaubedarf des Netzes von deutlich unter 90% der in der betrachte-
2 ten Region insgesamt installierten Windleistung.

3 **2.2 Netzanbindung von Offshore-Windparks**

4 Anbindung der großen neuen Offshore-Windparks bis zur Küste und dann weiter bis zum
5 380-kV-Höchstspannungsnetz: Als technische Alternative kommt nur ein Neubau mit See-
6 kabeln in Frage, für längere Strecken zwingend in Gleichstromausführung, ebenso die
7 Fortführung an Land als Gleichstromerkabel; typische Leitungslängen sind 100 km bis
8 200 km.

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

16 Die wirtschaftlich zumutbare Grenzleistung der Netzanbindung liegt im Bereich von **80%**
17 **bis 85%** der insgesamt installierten Generatorleistung der Offshore-Windkraftwerke [Ja-
18 rass/Obermair/Voigt 2009, Abb. 10.5]. Nach einigen Jahren Betriebserfahrung mit den Anlagen
19 wird man sehen, ob der Wert eher etwas größer oder etwas kleiner gewählt werden sollte.

20 Eine Bewertung der Windenergie nicht mit EEG-Einspeisetarifen, sondern zu Börsen-
21 preisen würde den Wert der Windenergie gerade zu Starkwindzeiten deutlich verringern
22 und damit auch den wirtschaftlich zumutbaren Netzausbau.

23 Die Offshore-Windenergie kann nicht in Norddeutschland verbraucht werden, sondern
24 muss zukünftig zu den weit entfernt liegenden Verbrauchsschwerpunkten in West- und
25 Süddeutschland sowie zu Speicherkraftwerken nach Norwegen oder in die Alpen übertra-
26 gen werden. Bei anteiliger Berücksichtigung dieser Übertragungskosten, die im folgenden
27 Fallbeispiel dargestellt werden, sinkt der wirtschaftlich zumutbare Netzausbau auf weit
28 unter 80% der insgesamt installierten Generatorleistung aller Offshore-Windparks.

29 **2.3 Erhöhter Fernübertragungsbedarf**

30 Verstärkungen oder Neubauten im Bereich der 380-kV-Höchstspannungsfernleitungen zur
31 Übertragung von Windenergie aus den Küstenregionen zu den Verbrauchsschwerpunkten
32 und Speicherkraftwerken im Westen und Süden Deutschlands. Typische Leitungslängen
33 sind 200 km bis über 500 km.

34 Technische Alternativen sind je nach Bedarf

- 35 • Leitungsoptimierung, z.B. mittels Leitungsmonitoring,
- 36 • Verstärkung bestehender Leitungen, z.B. mittels Hochtemperaturleiterseilen,
- 37 • Leitungsneubau
 - 38 o als Freileitung,

- 1 o bei Querung besonders sensibler Landschaft ggf. auch als Teilverkabelung,
- 2 o auf ganzer Länge Gleichstromerkabel.

3 Der wirtschaftlich zumutbare Netzausbau im Bereich der 380-kV-Höchstspannungsfernlei-
4 tungen ist abhängig von der erforderlichen Leitungslänge und der verwendeten Leitungs-
5 art. Sie liegt z.B. für die geplante Südthüringenleitung von Erfurt nach Redwitz bei weniger
6 als 65% der maximal abzuführenden Windleistung [Jarass/Obermair/Voigt 2009, Kap. 10.3.3].

7 Wichtig: Die Begrenzung bedeutet nicht, dass jede einzelne Windenergieanlage auf z.B.
8 65% ihrer individuellen installierten Leistung reduziert wird. Nur bei momentan sehr hohem
9 simultanen Windangebot in größeren Gebieten der Regelzone, was im Mittel sehr selten
10 und nur für kurze Zeitabschnitte vorkommt, kann die zur 380-kV-Ebene durchgeleitete
11 Windleistung die Grenzlast des Netzes von z.B. 65% der installierten Gesamtleistung der
12 Windgeneratoren überschreiten. Nur während dieser seltenen und meist kurzen Perioden
13 müssen die Windkraftwerke soweit heruntergeregelt werden, dass die momentan zulässi-
14 ge Belastbarkeit des Netzes nicht überschritten wird.

15 Wird diese Belastbarkeit durch Temperaturmonitoring der 380-kV-Leitungen gemessen
16 und variabel geregelt, so treten solche Beschränkungen der Einspeisung (‘Einspeisemanage-
17 ment’) noch seltener auf.

18

3 Dena-Netzstudien und Energieleitungsausbaugesetz

3.1 dena-Netzstudie-II: Annahmen rechtswidrig, Ergebnisse irreführend

Die Ende November 2010 fertiggestellte dena-Netzstudie-II behauptet

- einen zusätzlichen Trassenbedarf von 3.600 km,
- bei Verwendung von Hochtemperaturleiterseilen von nur 1.700 km bei allerdings dann fast doppelt so hohen Kosten.

Die Annahmen der dena-Netzstudie-II sind rechtswidrig, ihre Ergebnisse sachwidrig:

(1) Die dena-Netzstudie-II [dena 2010] geht wie die dena-Netzstudie-I von einem Leitungsausbau in Höhe von 90% der insgesamt installierten Windkraftwerke aus. Dies erfordert eine Erhöhung der Übertragungsleistung auch für eine nur einmalig auftretende Windspitze. Dies ist, wie vorher gezeigt, offensichtlich wirtschaftlich unzumutbar und steht damit im Widerspruch sowohl zum Energiewirtschaftsgesetz als auch zum Erneuerbare-Energien-Gesetz.

(2) Die dena-Netzstudie-II berücksichtigt zwar, im Gegensatz zur dena-Netzstudie-I aus 2005, Freileitungsmonitoring und Hochtemperaturleiterseile, die gerade für die Übertragung von Windenergie besonders gut geeignet sind: Bei Starkwind in Norddeutschland können grundsätzlich die bestehenden Leitungen nach Süden mehr Leistung übertragen, da sie bei derartigen Wetterlagen häufig großräumig zusätzlich gekühlt werden.

(3) Für die Übertragung von erneuerbaren Energien ist kein durchgängiger Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen erforderlich, sondern nur für besonders windgeschützte Leitungsabschnitte mit potentiell hoher Sonneneinstrahlung. Für diese meist kurzen Abschnitte ist ein Austausch der bestehenden Leiterseile in lastschwachen Zeiten leicht möglich, ähnlich wie bei Leiterseilreparaturen. "Zeit- und kostenintensive Provisorien" – wie in der dena-Netzstudie-II behauptet – sind deshalb nicht erforderlich. Bei Verwendung geeigneter Hochtemperaturleiterseile ist KEINE Erhöhung der bestehenden Maste – wie in der dena-Netzstudie-II behauptet – erforderlich. Unter Berücksichtigung dieser Fakten sind – im Gegensatz zu den Behauptungen der dena-Netzstudie-II – windenergiebedingte Netzverstärkungen durch Hochtemperaturleiterseile auf bestehenden Leitungen deutlich kostengünstiger als ein Netzneubau.

(4) Durch Messung der Leiterseiltemperatur ('Freileitungsmonitoring') kann eine potentielle Überschreitung der zulässigen Leiterseiltemperatur zuverlässig erfasst und durch vorübergehende Drosselung der Windenergieeinspeisung eine Überschreitung der Leiterseiltemperatur gesichert verhindert werden. Wenn aber nun – wie von der dena-Netzstudie-II rechtswidrig gefordert – jede erzeugbare kWh erneuerbare Energie übertragen werden müsste ("vollständige Integration erneuerbarer Energien"), müssten statt Drosselung der Windkraftwerke zusätzliche Leitungen gebaut werden. Der Nutzen von Temperaturmonitoring wird damit weitgehend wegdefiniert und die Kosten der Netzverstärkung lägen gemäß dena-Netzstudie-II über den Kosten des Leitungsneubaus: die absurde und rechtswidrige

1 dena-Vorbedingung einer vollständigen Übertragung auch von seltenen Windenergiespitzen führt zum absurden Ergebnis, dass die kostengünstige Netzverstärkung mittels Freileitungsmonitoring und Hochtemperaturleiterseile scheinbar teurer ist als der kostenaufwändige Netzneubau.

2
3
4
5 (5) Laut dena-Netzstudie-II verringern auch Stromspeicher nahe den großen Windkraftwerken die Leitungsnotwendigkeiten nur wenig. Dieses unsinnige Ergebnis resultiert ebenfalls aus der – rechtswidrigen – Forderung der dena-Netzstudie-II, jede erzeugbare kWh erneuerbare Energie übertragen zu müssen. Bei längerer Starkwindlage laufen auch größere Speicher irgendwann voll, und für den dann verbleibenden müssten trotz Speicher zusätzliche Leitungen gebaut werden. Der Nutzen von Speichern wird damit weitgehend wegdefiniert.

6
7
8
9
10
11
12 (6) Ganz zum Schluß der Zusammenfassung argumentiert die dena-Netzstudie-II zu Recht: "... stellt die Drosselung von Windenergieanlagen in windstarken und lastschwachen Zeiten eine wichtige Möglichkeit der Gesamtsystemoptimierung dar und sollte vertieft untersucht werden." Warum hat die dena-Netzstudie-II dies nicht in ihren Berechnungen berücksichtigt? Zur Einhaltung der gesetzlich vorgeschriebenen wirtschaftlichen Zumutbarkeit des Netzausbau ist eine Drosselung der Windergieeinspeisung v.a. bei drohenden Netzengpässen nämlich zwingend erforderlich.

13
14
15
16
17
18
19 **Werden nun ohne weitere Prüfung die in der dena-Netzstudie-II sowie die im Leitungsausbaugesetz vorgesehenen Leitungsneubauten realisiert, sind zu befürchten**

- 20
21
22
23
- **Fehlinvestitionen beim Netzausbau,**
 - **überhöhte Netznutzungsentgelte bei den Netzbetreibern und**
 - **unnötige Strompreiserhöhungen.**

24 **3.2 Beispiel Südthüringenleitung**

25 (1) Netzoptimierung und Netzverstärkung bestehender Leitungen mittels Temperaturmonitoring und Hochtemperaturleiterseilen werden im Antrag zum Planfeststellungsverfahren 26 380-kV-Leitung Vieselbach – Altenfeld nicht einmal erwähnt, geschweige denn näher untersucht. Dies steht im klaren Widerspruch zu den gesetzlichen Regelungen.

27
28
29 (2) 50Hertz bestätigt in einer Untersuchung aus 2007 das große Potential von Temperaturmonitoring und Hochtemperaturleiterseilen zur Erhöhung der Übertragungsleistung von bestehenden Leitungen.

30
31
32 (3) Selbst wenn ein entsprechender zusätzlicher Übertragungsbedarf belegt wäre, ist doch 33 50Hertz rechtlich verpflichtet zuerst überprüfen, ob in einem ersten Schritt nicht doch kostengünstiger bestehende Leitungen optimiert und verstärkt werden könnten. Warum hat 34 50Hertz nicht bereits mit entsprechenden Vorarbeiten begonnen und so die Nutzung dieser kostengünstigen und gesetzlich präferierten Technologien vorangetrieben? 35
36

37 (4) Eine Verstärkung der Stromversorgung des Erfurter Kreuzes und von Stadtilm kann, 38 falls erforderlich, kostengünstig über Erdkabel aus dem starken Knotenpunkt Erfurt/Vieselbach erfolgen statt durch neue Freileitungen aus Altenfeld. 39

1 **4 Offene Fragen**

2 **4.1 Netzausbau und Speicher**

3 Im Zusammenhang mit dem weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien wird also der
4 Bau von Energiespeichern erforderlich als die einzig mögliche Maßnahme zur Nutzung der
5 überschüssig erzeugten Energie. Bei einigen Übertragungsnetzbetreibern laufen bereits
6 Studien zu Kostenvergleichen von Speicherausbau versus Netzausbau, und das meist in
7 Verbindung mit konventionellen Kraftwerken.

8 Die zukünftig erforderlichen großen Stromspeicher müssen an Netzknoten gebaut werden.
9 Es wäre zu untersuchen, inwieweit dadurch die Auslegung von windenergiebedingten
10 Ferntransportleitungen geändert werden müsste, auch hinsichtlich der Kombination von
11 zentralen Großspeichern mit kleineren lokalen Speichern.

12 Vielleicht werden in einigen Jahren lokale Speicher nahe von Windparks gebaut, die
13 nachts bei wenig Energiebedarf im Netz geladen werden, um im Tagesverlauf bis zu 100%
14 der Nennleistung bedarfsgerecht anbieten zu können, oder zur Gaserzeugung mittels E-
15 lektrolyse eingesetzt werden. Auch hier wäre zu untersuchen, welche Auswirkungen sich
16 daraus auf den Netzausbaubedarf ergeben würden.

17 Die dena-Netzstudie-II behauptet übrigens, dass auch durch standortnahe Speicher keine
18 Verringerung des Leitungsbedarfs resultiert. Dies beruht auf der rechtswidrigen Annahme,
19 dass jede erzeugbare kWh Windstrom transportierbar sein muss: Nach vielen windstarken
20 Tagen ist der Speicher voll, und es müssen dann zum Abtransport dieser der sehr selten
21 auftretenden Restmengen neue Leitungen gebaut werden.

22 **4.2 Bau von Pumpspeicherkraftwerken in Südthüringen und Nordbayern?**

23 Zwingend erforderlich für die Integration der erneuerbaren Energien sind zusätzliche Spei-
24 chermöglichkeiten. Die einzig derzeit und in absehbarer Zeit verfügbare Technologie sind
25 Pumpspeicherkraftwerke. Südthüringen und Nordbayern bieten hierfür sehr gute topogra-
26 fische Möglichkeiten.