



Bundesverband
WindEnergie e.V.

3. Fachgespräch der Clearingstelle EEG
17. Oktober 2008, Berlin

Netzanschluss und Netzausbau Die Sicht der Anlagenbetreiber

Ralf BISCHOF

Vorstand **Bundesverband Erneuerbare Energie (BEE)**
Geschäftsführer **Bundesverband WindEnergie (BWE)**



www.wind-energie.de

Gliederung

- **Veränderung in der Erzeugungskapazität**
- **Stand des Netzausbaus**
- **Lösungsvorschläge**
- **Erdkabel**
- **Einspeisemanagement im EEG 2009**
- **Optimierung des Netzbetriebs**



Bundesverband
WindEnergie e.V.

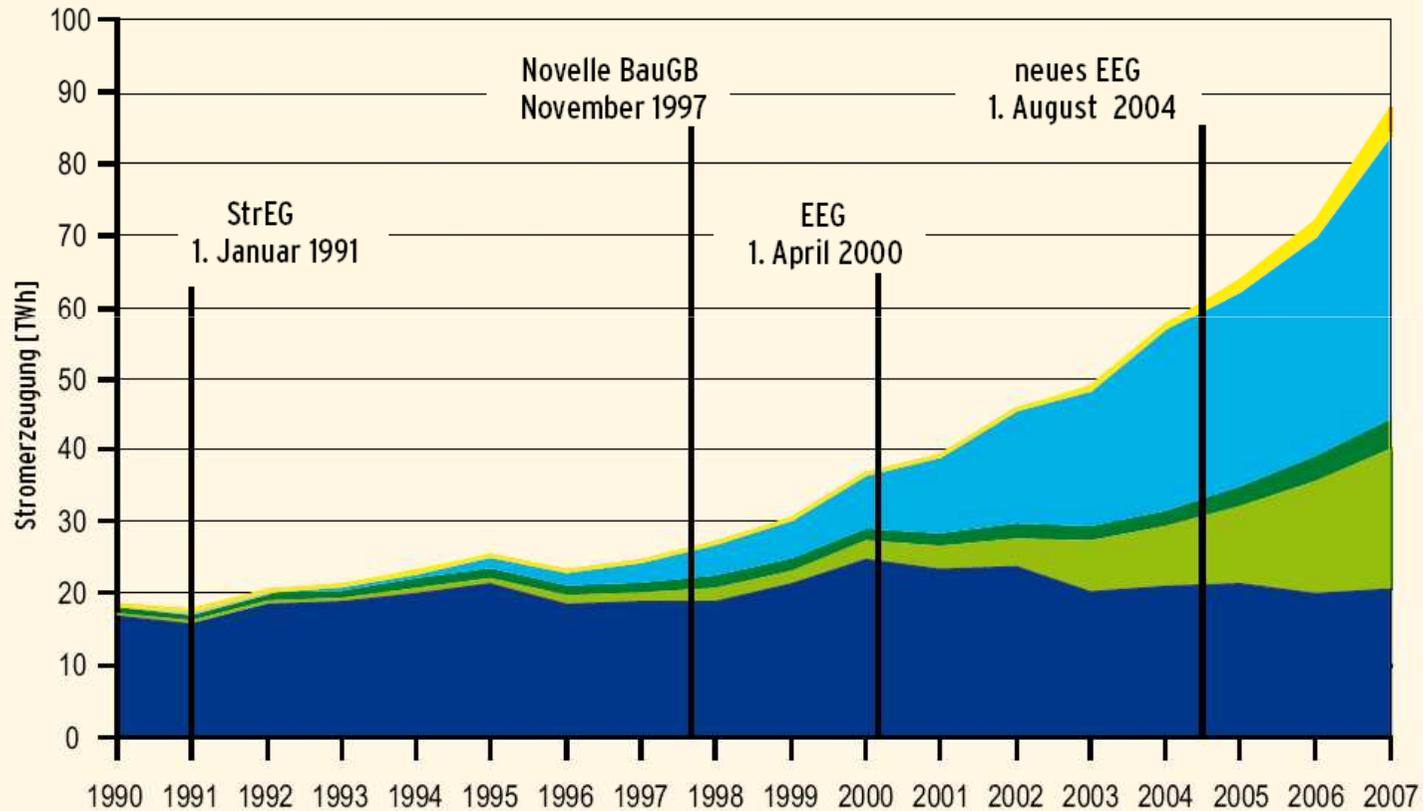
Veränderungen in der Erzeugungskapazität



www.wind-energie.de

Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland

- Photovoltaik
- Windenergie
- biogener Anteil des Abfalls
- Biomasse
- Wasserkraft



Bundesministerium
für Umwelt, Naturschutz
und Reaktorsicherheit

Kapazitätsentwicklung (Leistung)

Verbrauch (2005, BDEW)

- Höchstlast 76,7 GW
- Mindestlast 43,2 GW

Kapazitätsentwicklung (Leistung)

Verbrauch (2005, BDEW)

- Höchstlast 76,7 GW
- Mindestlast 43,2 GW

Installierte Leistung EE Ist (AG EE-Stat)

- 2003 20,7 GW
- 2006 30,9 GW **(+ 10,2 GW in drei Jahren!)**

Kapazitätsentwicklung (Leistung)

Verbrauch (2005, BDEW)

- Höchstlast 76,7 GW
- Mindestlast 43,2 GW

Installierte Leistung EE Ist (AG EE-Stat)

- 2003 20,7 GW
- 2006 30,9 GW **(+ 10,2 GW in drei Jahren!)**

Installierte Leistung EE in Zukunft laut BMU-Leitstudie 2007

- 2010 39,9 GW (davon 30,0 GW Wind+PV)
- 2020 59,9 GW (davon 47,3 GW Wind+PV)

Kapazitätsentwicklung (Leistung)

Verbrauch (2005, BDEW)

- Höchstlast 76,7 GW
- Mindestlast 43,2 GW

Installierte Leistung EE Ist (AG EE-Stat)

- 2003 20,7 GW
- 2006 30,9 GW **(+ 10,2 GW in drei Jahren!)**

Installierte Leistung EE in Zukunft laut BMU-Leitstudie 2007

- 2010 39,9 GW (davon 30,0 GW Wind+PV)
- 2020 59,9 GW (davon 47,3 GW Wind+PV)

Szenarien **nur Wind** 2020

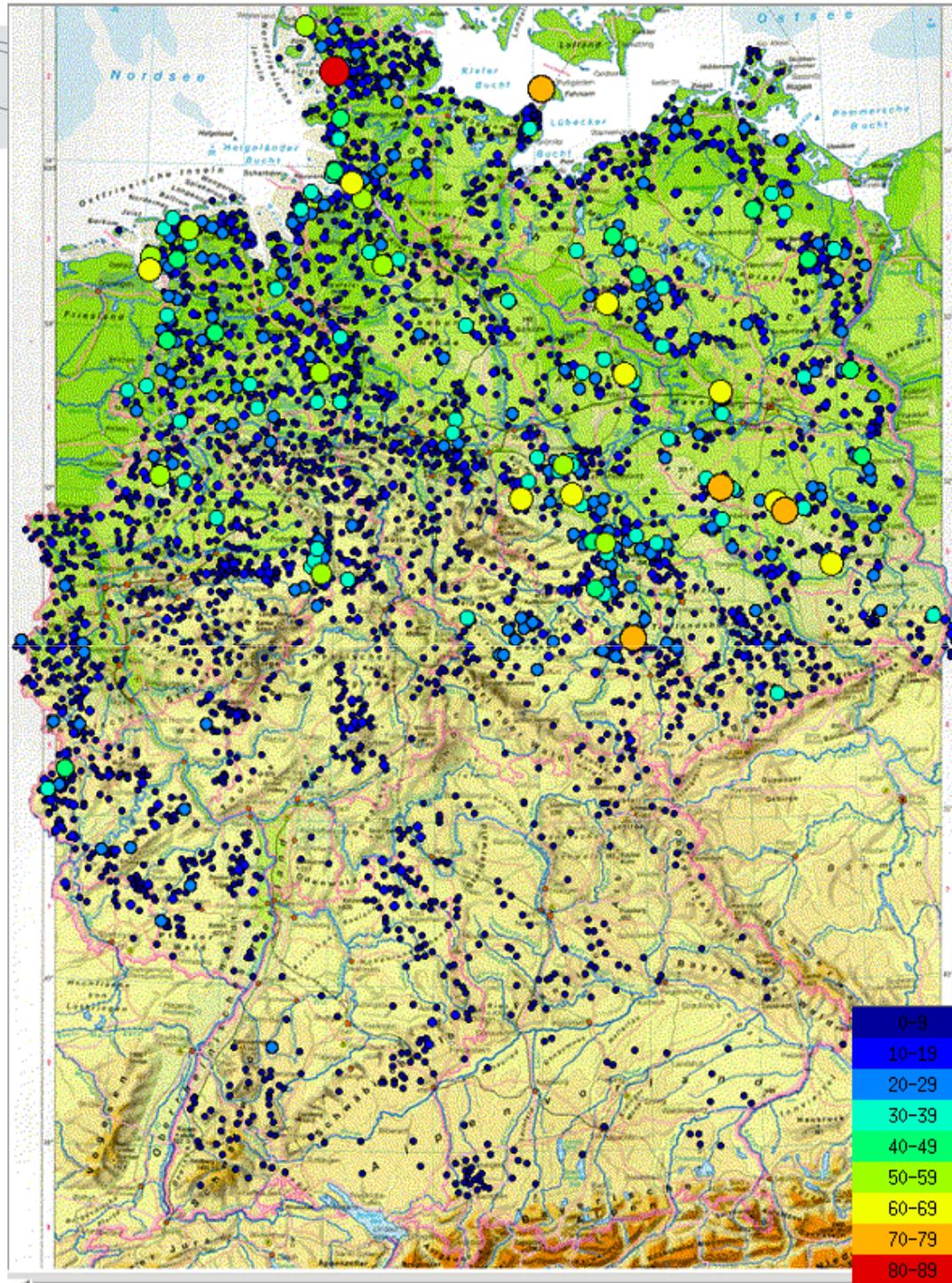
- Dena-Netzstudie: 48,2 GW
- BWE: ca. 55 GW **(+ 30 GW in 12 Jahren!)**



www.wind-energie.de



Bundverband
WindEnergie e.V.





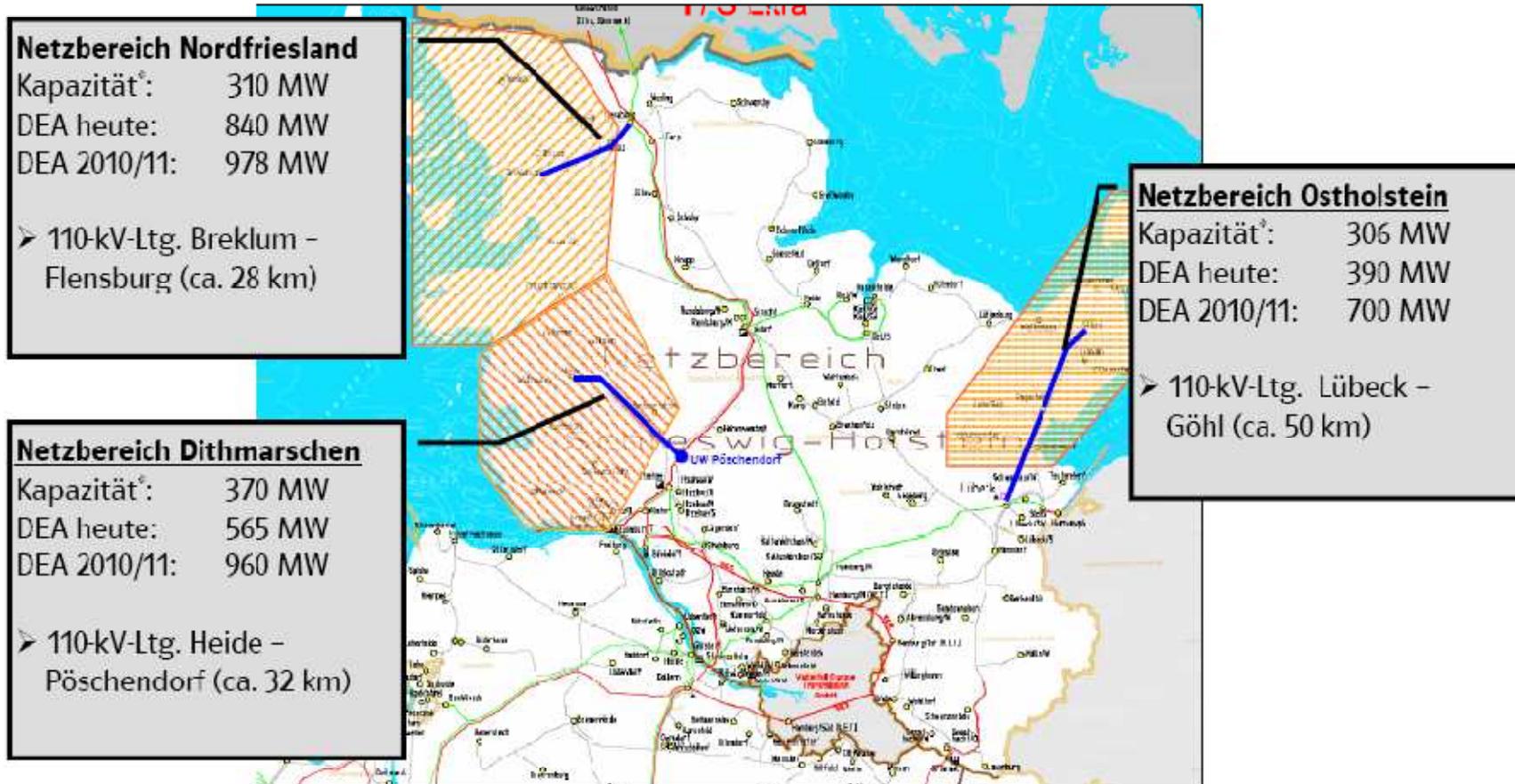
Bundesverband
WindEnergie e.V.

Stand Netzausbau



www.wind-energie.de

110-kV-Netzausbau dringend notwendig



▶ Onshore-Windstrom übersteigt Netzkapazitäten bereits heute!

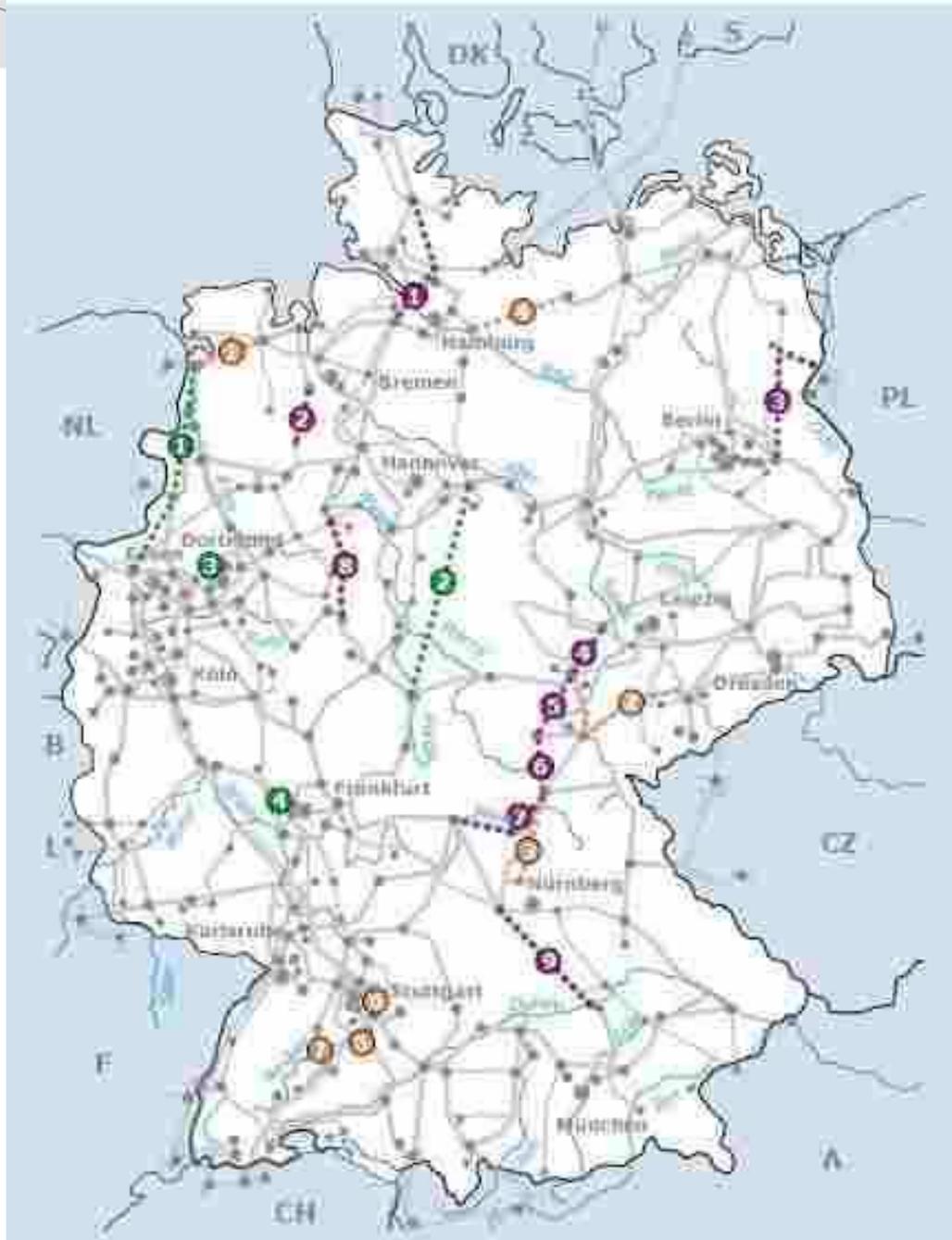
[§] (n-1)-sichere Übertragungskapazität im 110-kV-Netz, Ausbaustand 2008



www.wind-energie.de



Bundverband
WindEnergie e.V.



9. Januar 2008

Kurth: „Mittelfristig sind Engpässe nicht auszuschließen“

haben. Die Gründe für diesen Bedarf sind vor allem die Netzauslastung aufgrund der zunehmenden Windenergieerzeugung sowie der Anstieg der Stromtransite.

allerdings entstehen beim Ausbau der Netze durch die Dauer der Genehmigungsverfahren nicht vorhersehbare Verzögerungen. Viele wichtige

Umsetzungszeiten für neue Freileitungen: 10+x Jahre

Folgen:

- EE- und Klima-Ziele werden nicht erreicht
- Liquidität im Stromhandel fehlt → höhere Kosten
- Redispatch/Erzeugungsmanagement → höhere Risiken/Kosten
- Lastflüsse über Nachbarländer
- Reserven für Systemstabilität werden kleiner

Gründe für Verzögerungen

Planungen durch Netzbetreiber zu spät begonnen

- technisch und politische Dynamik unterschätzt
- EEG fordert Anlagengenehmigung

Gründe für Verzögerungen

Planungen durch Netzbetreiber zu spät begonnen

- technisch und politische Dynamik unterschätzt
- EEG fordert Anlagengenehmigung

Bedarf wird von regionalen Instanzen bestritten

- “Entwicklung Offshore-Wind deutlich verzögert”
- “Neue Leitungen dienen nur Handel von grauem Strom”

Gründe für Verzögerungen

Planungen durch Netzbetreiber zu spät begonnen

- technisch und politische Dynamik unterschätzt
- EEG fordert Anlagengenehmigung

Bedarf wird von regionalen Instanzen bestritten

- “Entwicklung Offshore-Wind deutlich verzögert”
- “Neue Leitungen dienen nur Handel von grauem Strom”

Planung und Genehmigungsverfahren dauern zu lange

- Raumordnung, Planfeststellung, UVP
- Enteignung von Grundeigentümer



Bundesverband
WindEnergie e.V.

Lösungsvorschläge



www.wind-energie.de

Lösungen für Verzögerungen

Planungen durch Netzbetreiber zu spät begonnen

- vorausschauende Netzplanung gesetzlich verankern

Lösungen für Verzögerungen

Planungen durch Netzbetreiber zu spät begonnen

- vorausschauende Netzplanung gesetzlich verankern

Bedarf wird von regionalen Planungsinstanzen bestritten

- Realistische Ausbau-Szenarien
- Feststellung des Bedarfs

Lösungen für Verzögerungen

Planungen durch Netzbetreiber zu spät begonnen

- vorausschauende Netzplanung gesetzlich verankern

Bedarf wird von regionalen Planungsinstanzen bestritten

- Realistische Ausbau-Szenarien
- Feststellung des Bedarfs

Planung und Genehmigungsverfahren zu lange

- Verfahrensbeschleunigung?
- Erdkabel



Bundesverband
WindEnergie e.V.

Erdkabel



www.wind-energie.de

Erkabel als Alternative zu Freileitung I

Im Verteilnetz (110 kV)

- Contra: - Mehrkosten ?
 - Pro: - Akzeptanz in der Bevölkerung
- Zielerreichung EE und KWK
- höhere Versorgungssicherheit
- Vorteile überwiegen Nachteile
- **Vollverkabelung** (nur für neue Trassen)

Mehrkosten – 110 kV (Hochspannung / Verteilnetz)

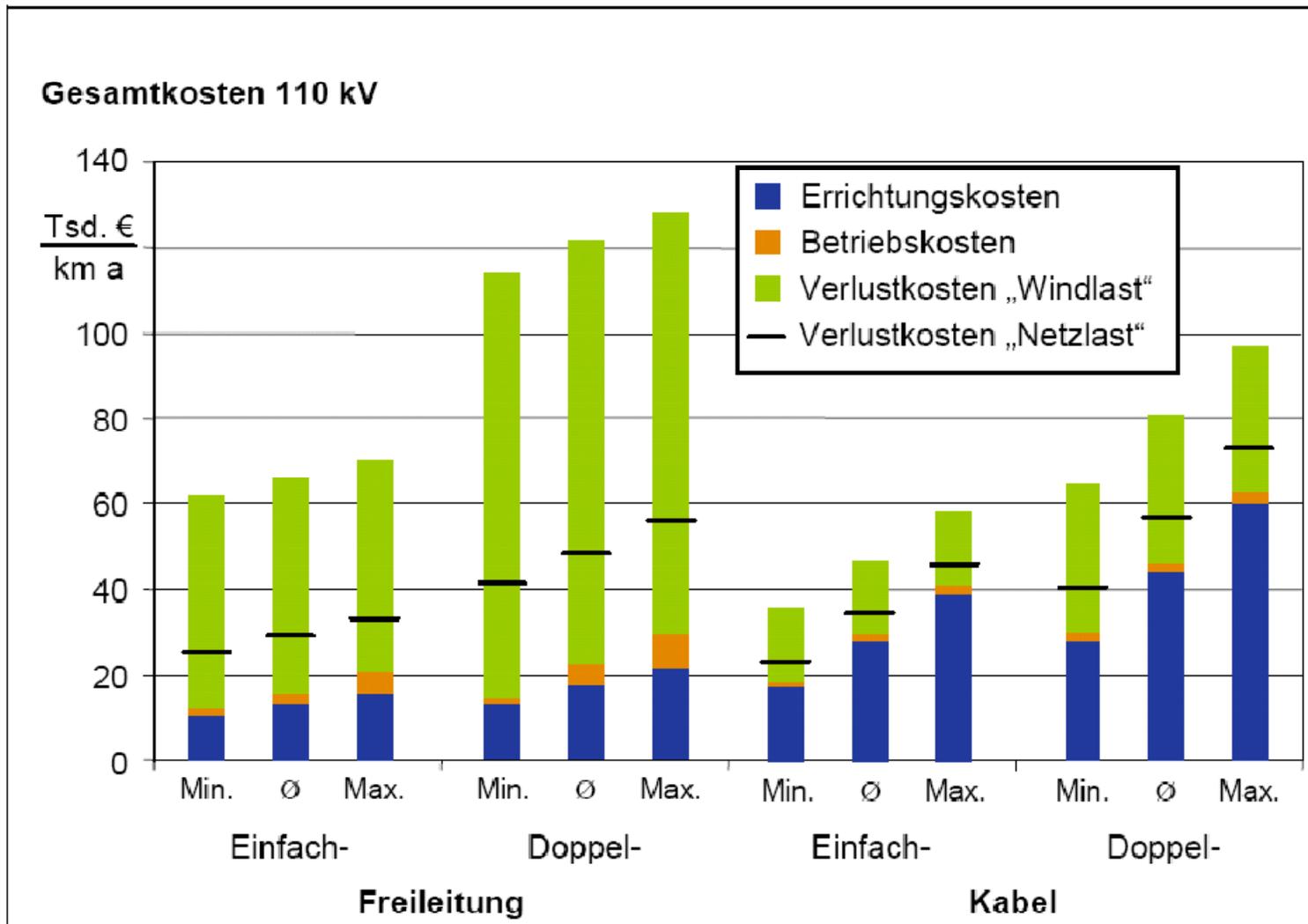


Bild 10.13: Annuitätische Gesamtkosten für 110-kV-Leitungssysteme

Erkabel als Alternative zu Freileitung II

Im Übertragungsnetz (380kV)

Contra: - Mehrkosten Faktor 2 – 4

Pro: - Akzeptanz in der Bevölkerung
- Zielerreichung EE und KWK
- Beschleunigung: mehr Liquidität im Stromhandel

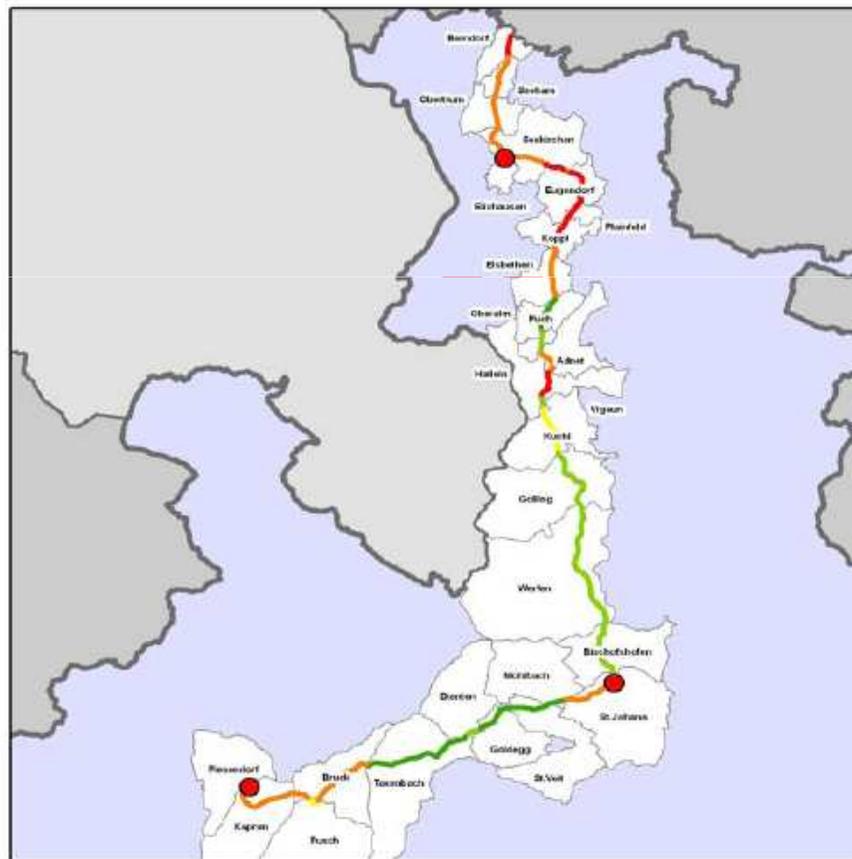
→ Vor- und Nachteile im Einzelfall abwägen

→ **Teil-Verkabelung in definierten Abschnitten** (Bebauung, Naturschutz)

Beispiel: Niedersächsisches Erdkabelgesetz
www.netzausbau-niedersachsen.de

Beispiel für Bereich bei Teilverkabelung (Österreich)

Ergebnis Trassenbewertung 380-kV-Freileitung



0 5 10 20
Kilometer

N

Legende

-  sehr geringe Konfliktvermeidung durch Verkabelung
-  geringe Konfliktvermeidung durch Verkabelung
-  durchschnittliche Konfliktvermeidung durch Verkabelung
-  hohe Konfliktvermeidung durch Verkabelung
-  sehr hohe Konfliktvermeidung durch Verkabelung
-  Netzstation (380 kV Oberspannung)
-  Gemeindegrenze
-  Land Salzburg



Mehrkosten – 380 kV (Höchstspannung / Übertragungsnetz)

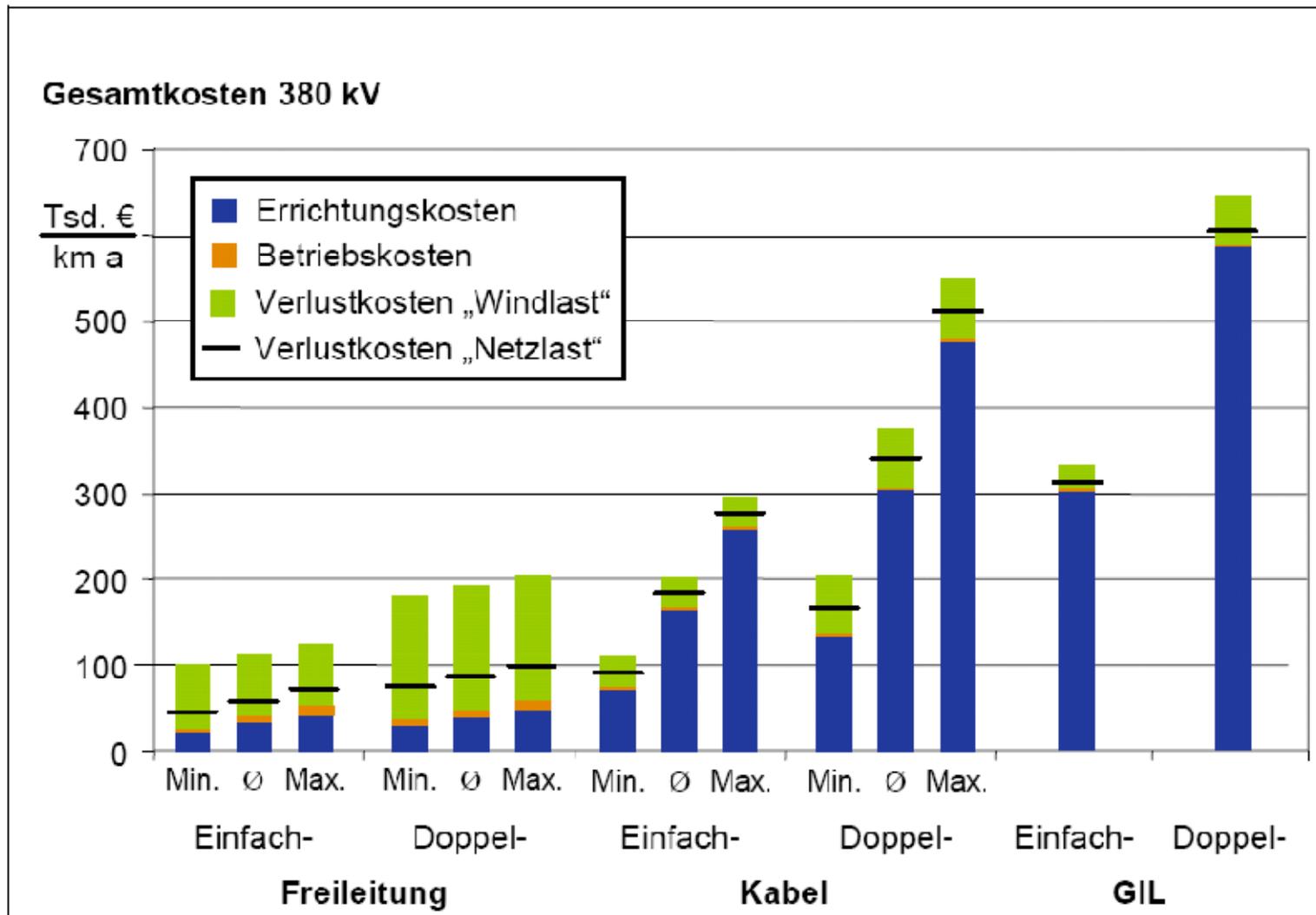
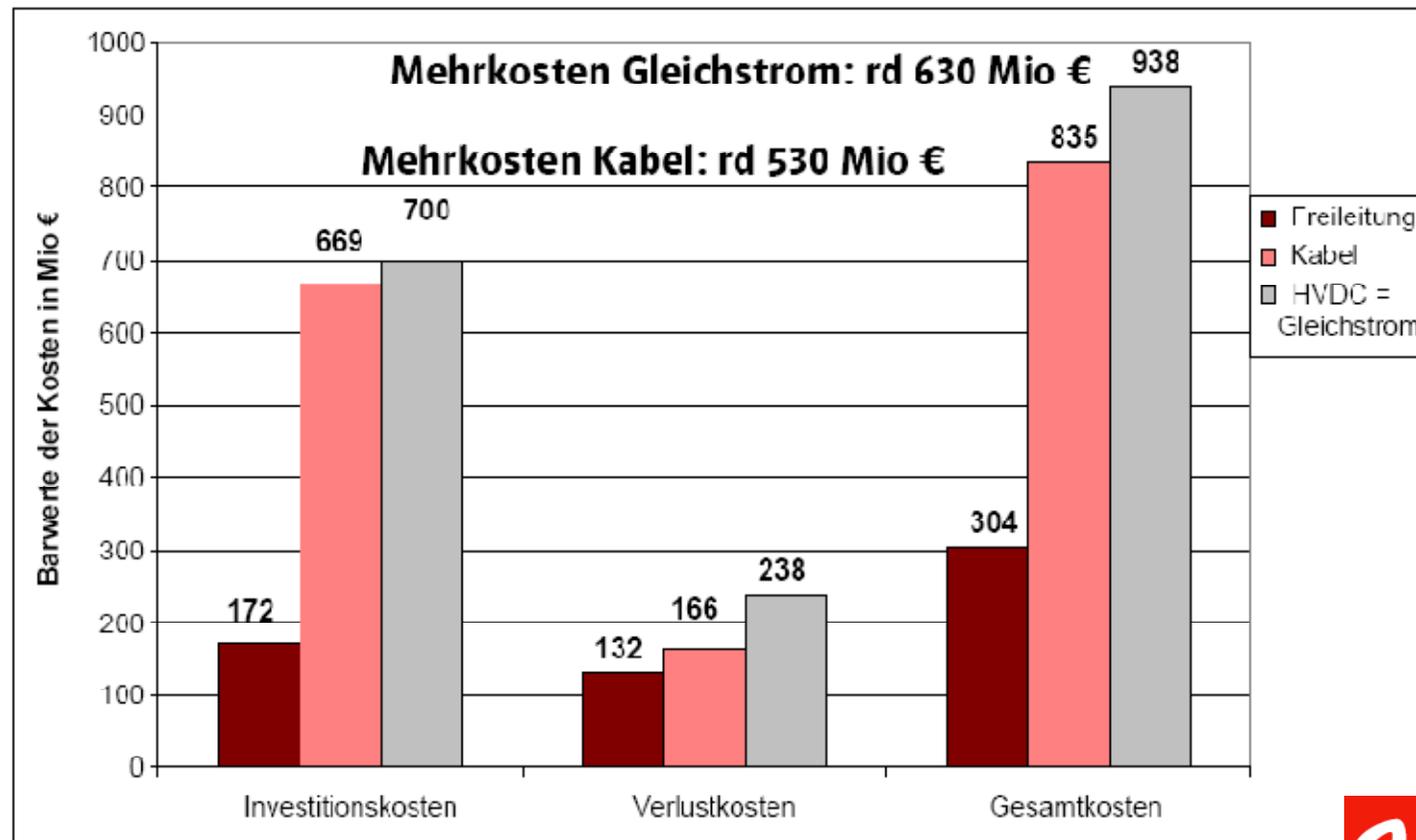


Bild 10.12: Annuitätische Gesamtkosten für 380-kV-Leitungssysteme

Kosten Erdkabel 380 kV

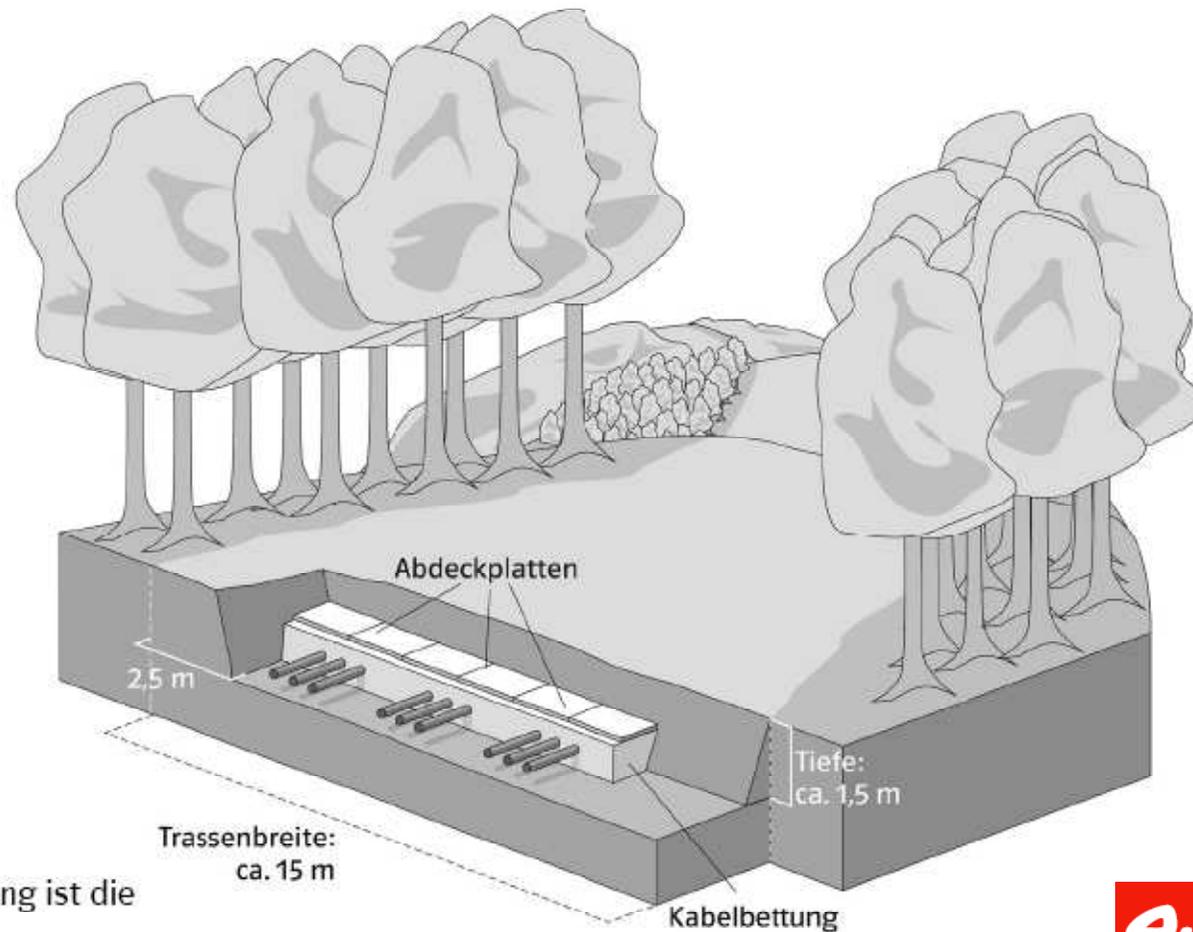
Wahle-Mecklar (Länge 190 km):

Investitions-, Verlust- und Gesamtkosten (Barwerte)



Versachlichung der Diskussion mit ersten Erfahrungen?

Kabeltrasse



Während der Kabelverlegung ist die doppelte Trassenbreite erforderlich



Bundesverband
WindEnergie e.V.

Verwaltung des Mangels

Einspeisemanagement im EEG 2009



www.wind-energie.de

§ 11 (1) Einspeisemanagement

- (1) Netzbetreiber sind unbeschadet ihrer Pflicht nach § 9 ausnahmsweise berechtigt, an ihr Netz angeschlossene Anlagen mit einer Leistung über 100 Kilowatt zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien, Kraft-Wärme-Kopplung oder Grubengas zu regeln, soweit
1. andernfalls die Netzkapazität im jeweiligen Netzbereich durch diesen Strom überlastet wäre,
 2. sie sichergestellt haben, dass insgesamt die größtmögliche Strommenge aus Erneuerbaren Energien und aus Kraft-Wärme-Kopplung abgenommen wird, und
 3. sie die Daten über die Ist-Einspeisung in der jeweiligen Netzregion abgerufen haben.

Die Regelung der Anlagen nach Satz 1 darf nur während einer Übergangszeit bis zum Abschluss von Maßnahmen im Sinne des § 9 erfolgen.



§ 6 Anschlussvoraussetzungen

Anlagenbetreiberinnen und -betreiber sind verpflichtet,

1. Anlagen, deren Leistung 100 Kilowatt übersteigt, mit einer technischen oder betrieblichen Einrichtung
 - a) zur ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung bei Netzüberlastung und
 - b) zur Abrufung der jeweiligen Ist-Einspeisung auszustatten, auf die der Netzbetreiber zugreifen darf, und



§ 66 Übergangsbestimmungen

(1) Für Strom aus Anlagen, die vor dem 1. Januar 2009 in Betrieb genommen worden sind, sind an Stelle von § 6, § 20 Abs. 2, § 21 Abs. 2, § 23 Abs. 1 und 3, §§ 24 bis 26 Abs. 1, §§ 27, 28 Abs. 1, 29 Abs. 1, 2 §§ 30, 32, 33 sowie der Anlagen 1 und 3 die Vorschriften des Erneuerbare-Energien-Gesetzes vom 21. Juli 2004 (BGBl. I S. 1918) in der am 31. Dezember 2008 geltenden Fassung mit folgenden Maßgaben anzuwenden:

1. Die technischen und betrieblichen Vorgaben des § 6 Nr. 1 müssen ab dem 1. Januar 2011 eingehalten werden.

...



§ 12 Härtefallregelung

- (1) Der Netzbetreiber, in dessen Netz die Ursache für die Notwendigkeit der Regelung nach § 11 Abs. 1 liegt, ist verpflichtet, Anlagenbetreiberinnen und -betreibern, die aufgrund von Maßnahmen nach § 11 Abs. 1 Strom nicht einspeisen konnten, in einem vereinbarten Umfang zu entschädigen. Ist eine Vereinbarung nicht getroffen, sind die entgangenen Vergütungen und Wärmeerlöse abzüglich der ersparten Aufwendungen zu leisten.
- (2) Der Netzbetreiber kann die Kosten nach Absatz 1 bei der Ermittlung der Netzentgelte in Ansatz bringen, soweit die Maßnahme erforderlich war und er sie nicht zu vertreten hat. Der Netzbetreiber hat sie insbesondere zu vertreten, soweit er nicht alle Möglichkeiten zur Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau des Netzes ausgeschöpft hat.
- (3) Schadensersatzansprüche von Anlagenbetreiberinnen und -betreibern gegen den Netzbetreiber bleiben unberührt.



§ 4 Gesetzliches Schuldverhältnis

- (1) Netzbetreiber dürfen die Erfüllung ihrer Verpflichtungen aus diesem Gesetz nicht vom Abschluss eines Vertrages abhängig machen.
- (2) Von den Bestimmungen dieses Gesetzes darf unbeschadet des § 8 Abs. 3 nicht zu Lasten der Anlagenbetreiberin oder des Anlagenbetreibers und des Netzbetreibers abgewichen werden.



Neuer Ansatz: Optimierung des Erzeugungsmanagement („Einspeisemanagement“)

Netzanalysen zeigen: Werden nur WEA in der Nähe eines Engpasses gedrosselt – statt alle Neuanlagen in einem großen Netzgebiet – reduziert sich die verlorene Energiemenge auf weniger als ein Fünftel!

→ **Minimierung der gesamtwirtschaftlichen Kosten**



Technisch optimales Erzeugungsmanagement

	Stufenweise Abschaltung	Prioritätsprinzip	technisch optimaler Einsatz
Erwartungswert der Leistungsbegrenzung	1.030 MW	1.000 MW	200 MW
Häufigkeit des Einsatzes	100 h/a	100 h/a	100 h/a
Erwartungswert der nicht eingespeisten Energie	103.000 MWh/a	100.000 MWh/a	20.000 MWh/a

Tabelle 2.4: Vergleich der drei EZM-Strategien für WEA-Einspeiseszenario 4

Neuer Ansatz: Optimierung des Erzeugungsmanagement („Einspeisemanagement“)

Netzanalysen zeigen: Werden nur WEA in der Nähe eines Engpasses gedrosselt – statt alle Neuanlagen in einem großen Netzgebiet – reduziert sich die verlorene Energiemenge auf weniger als ein Fünftel!

→ **Minimierung der gesamtwirtschaftlichen Kosten**

Aber: Dadurch werden regelmäÙg auch „Altanlagen“ betroffen

→ **Härtefallregelung in § 12**

Weiterer Effekt: Abschaltungen gehen in Wirtschaftlichkeitsanalyse für Netzausbau ein

→ **Beschleunigung**



Bewertung der Regelung zum Einspeisemanagement im EEG 2009

1. Deutliche Minimierung der verlorenen EEG-Strommengen
2. Investitionssicherheit und Vertrauensschutz durch Härtefallklausel
3. Minimierung des Konflikts mit KWK-Einspeisern
4. Anreiz für beschleunigten Netzausbau – auch zu höheren Investitionskosten
5. Umsetzung in der Praxis wird noch viele Fragen aufwerfen (§ 13 EnWG, Nachweis, „stall-WEA“)





Bundesverband
WindEnergie e.V.

Optimierung Netzbetrieb



www.wind-energie.de

§ 9 EEG 2009 - Erweiterung der Netzkapazität

- (1) Netzbetreiber sind auf Verlangen der Einspeisewilligen verpflichtet, unverzüglich ihre Netze entsprechend dem Stand der Technik **zu optimieren, zu verstärken und auszubauen**, um die Abnahme, Übertragung und Verteilung des Stroms aus Erneuerbaren Energien oder Grubengas sicherzustellen. Sie müssen Anlagenbetreiberinnen und -betreiber unverzüglich unterrichten, sobald die Gefahr besteht, dass ihre Anlage nach § 11 Abs. 1 Satz 1 geregelt wird; dabei sind der zu erwartende Zeitpunkt, der Umfang und die Dauer der Regelung mitzuteilen. Der Netzbetreiber veröffentlicht die Informationen nach Satz 2 unverzüglich auf seiner Internetseite und bezeichnet dabei die betroffenen Netzregionen und den Grund für die Gefahr.
- (2) Die Pflicht nach Absatz 1 Satz 1 erstreckt sich auf sämtliche für den Betrieb des Netzes notwendigen technischen Einrichtungen sowie die im Eigentum des Netzbetreibers stehenden oder in sein Eigentum übergehenden Anschlussanlagen.
- (3) Der Netzbetreiber ist nicht zur Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau seines Netzes verpflichtet, soweit dies wirtschaftlich unzumutbar ist

Aus der Begründung des Bundestages zu § 9 EEG 2009

Die Einfügung in § 9 Abs. 1 Satz 1 dient dazu, Begriffe zu konkretisieren. Stand der Technik sind derzeit insbesondere:

- die Anwendung der saisonalen Fahrweise auf allen Netzebenen,*
- der Einsatz lastflusssteuernder Betriebsmittel,*
- der Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen bis 150°C und*
- die Anwendung des Freileitungs-Monitoring auf der 110 kV-Ebene.*

Aufgrund der hohen Dynamik im Bereich der Netzoptimierung ist mit einer kurz- und mittelfristigen Fortschreibung des Stands der Technik zu rechnen.



Weitere Möglichkeiten für Optimierung und Verstärkung

Freileitungs-Monitoring im Übertragungsnetz

Spannungserhöhung

Masterhöhungen bei Freileitungen

Einspeise-Netze

- nur für die Abführung von EE-Einspeisung in HöS-Netz
 - keine Forderung n-1 für Verbraucher
 - Optimierung auf Betreiberseite
- geringere Kosten

“Intertripping”

- Einhaltung n-1-Sicherheit durch schnell-abschaltbare dezentrale Erzeuger

...

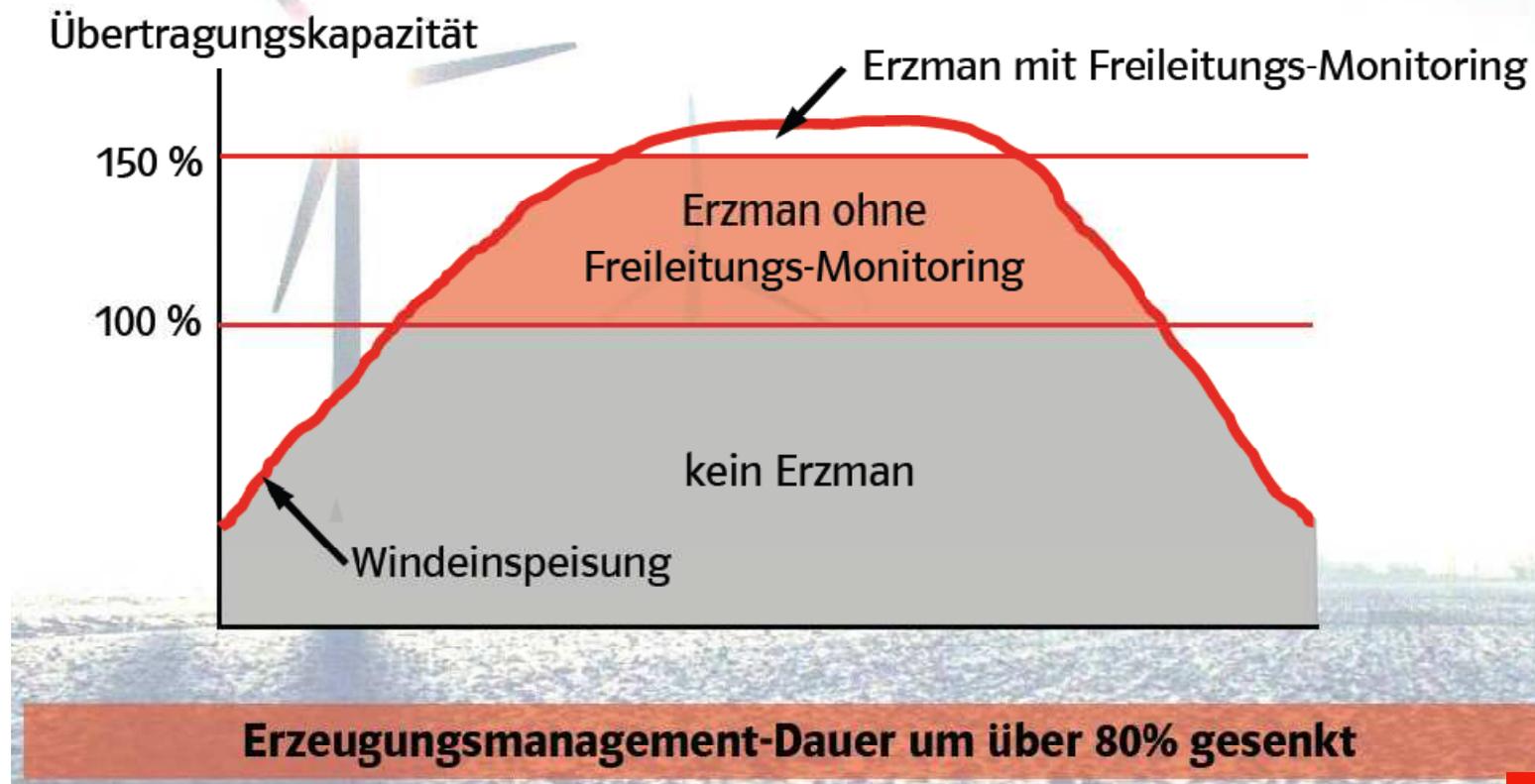
Leiterseil-Monitoring (Temperatur-Monitoring)

Abhängigkeit der Strombelastbarkeit von Klimagrößen

Lufttemperatur	Windgeschwindigkeit (senkrecht zum Leiter)	Strombelastbarkeit (normiert)
35°C	0,6 m/s	100 % bisher Stand der Technik
20°C	0,6 m/s	115 %
20°C	2 m/s	150 %

50% mehr Anschlusskapazität im 110-kV-Netz

Ergebnisse Feldversuch Freileitungs-Monitoring
Reduzierung Erzeugungsmanagement



Mehr Kapazität durch saisonale Fahrweise

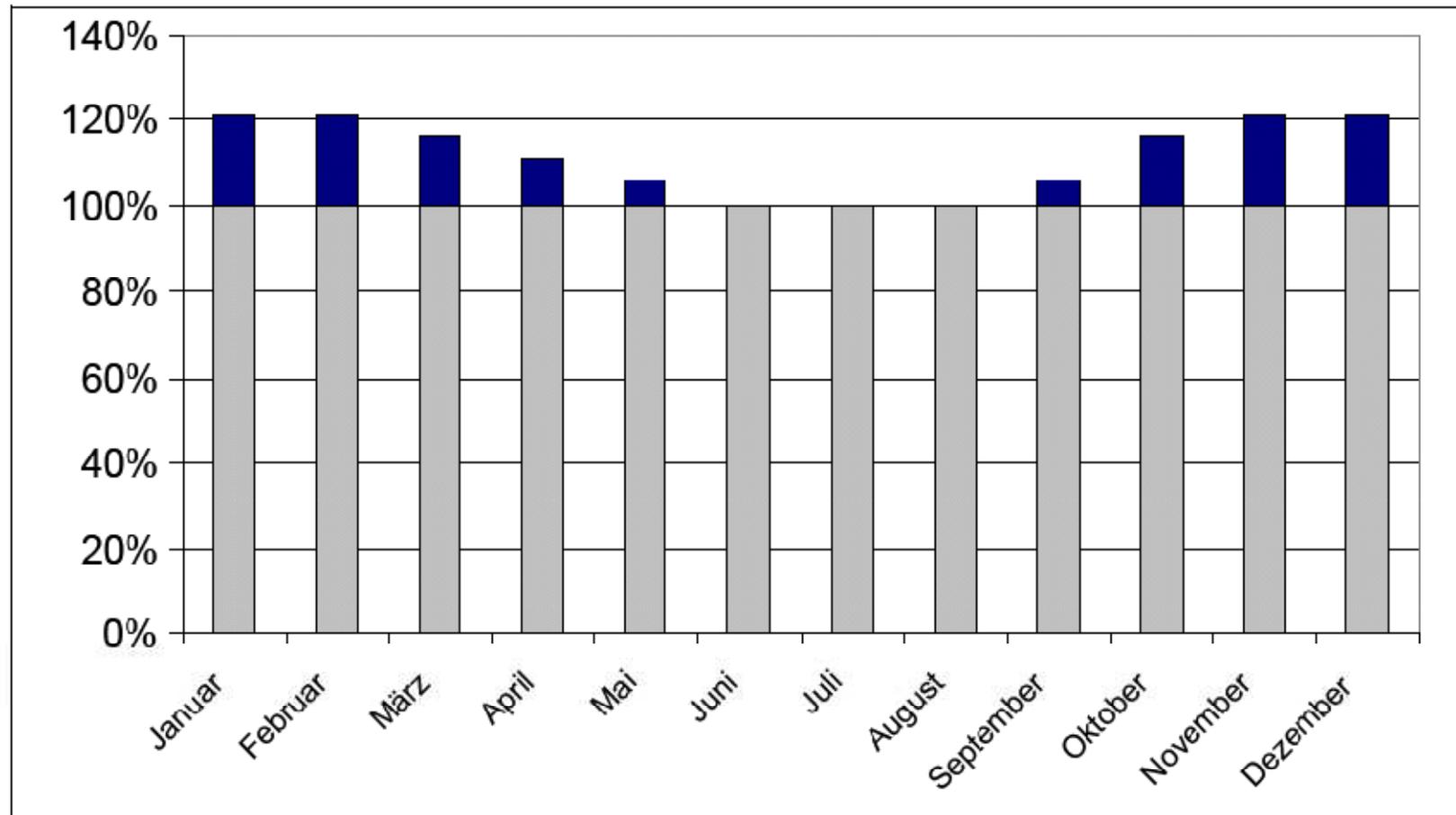
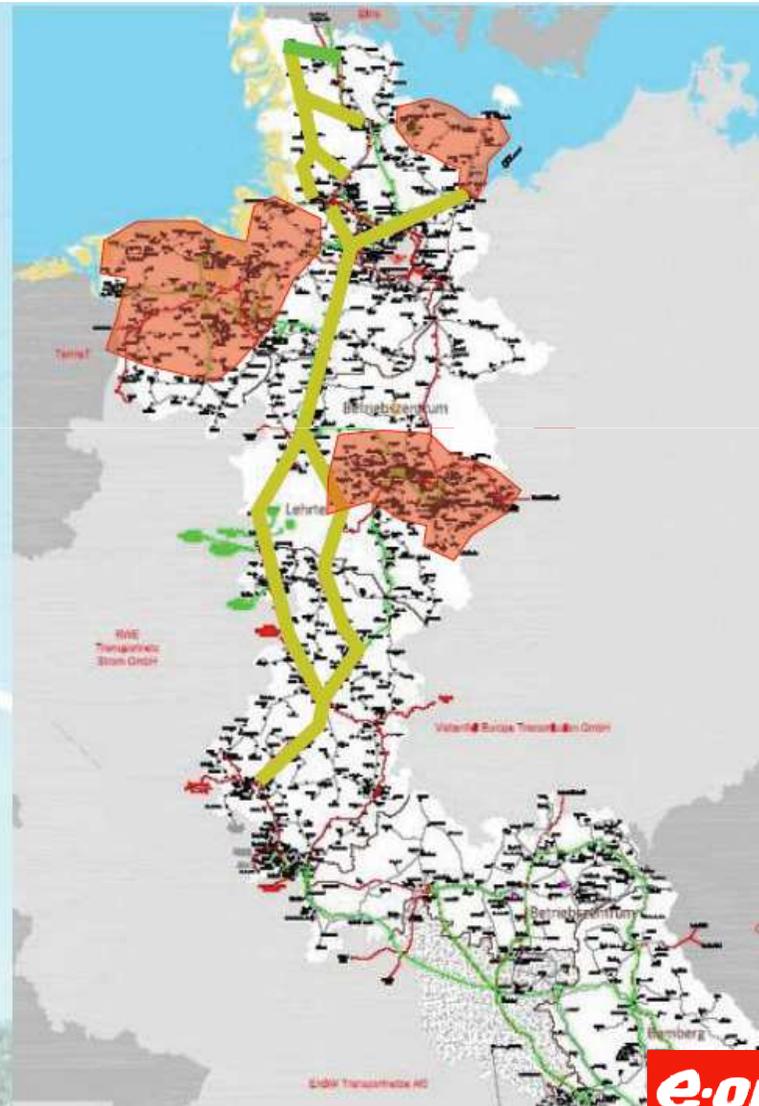


Bild 11.3: Therm. Grenzleistung bei Berücksichtigung der max. monatlichen Tages-temperaturen in Bremen

Leiterseil-Monitoring auch im Übertragungsnetz

Anwendungen

- Feldversuch Flensburg: Erste Realisierung des Monitoring-Konzeptes
- Vorbereitung in Regionen mit hoher Einspeisung aus Windenergieanlagen
- Vorbereitung Höchstspannungsnetz 380-kV und 220-kV Leitungen zwischen Hamburg und Gießen



Aber: Ausbau weiter notwendig

Vorteil Freileitungs-Monitoring

Reduzierung Netzausbau auf Minimum

Regionen Nordfriesland, Dithmarschen, Ostholstein

WEA-Leistung 2010	2677 MW	
(Netzkapazität ohne FLM)	(972 MW)	} 480 MW durch FLM
Netzkapazität mit FLM	1455 MW	
Defizit	- 1222 MW	} Netzausbau

Bewertung der Regelung zur Kapazitätserweiterung im EEG 2009

1. Schnelle Bereitstellung von zusätzlichen Netzkapazitäten durch Optimierung.
2. Optimierung kann Übertragungsfähigkeit etwa verdoppeln.
3. Optimierung kann „Zeit kaufen“ aber Neubau von Trassen nur in den wenigsten Fällen ersetzen.
4. Diskussion um Netzausbau (z.B. durch Erdkabel) bleibt notwendig.





Bundesverband
WindEnergie e.V.

Danke für Ihre Aufmerksamkeit

Bundesverband WindEnergie

Ralf BISCHOF

Marienstrasse 19/20, 10117 Berlin

Tel.: 030-28482-106, Fax: 28482-107

r.bischof@wind-energie.de



www.wind-energie.de



Bundesverband
WindEnergie e.V.

Reserve



www.wind-energie.de



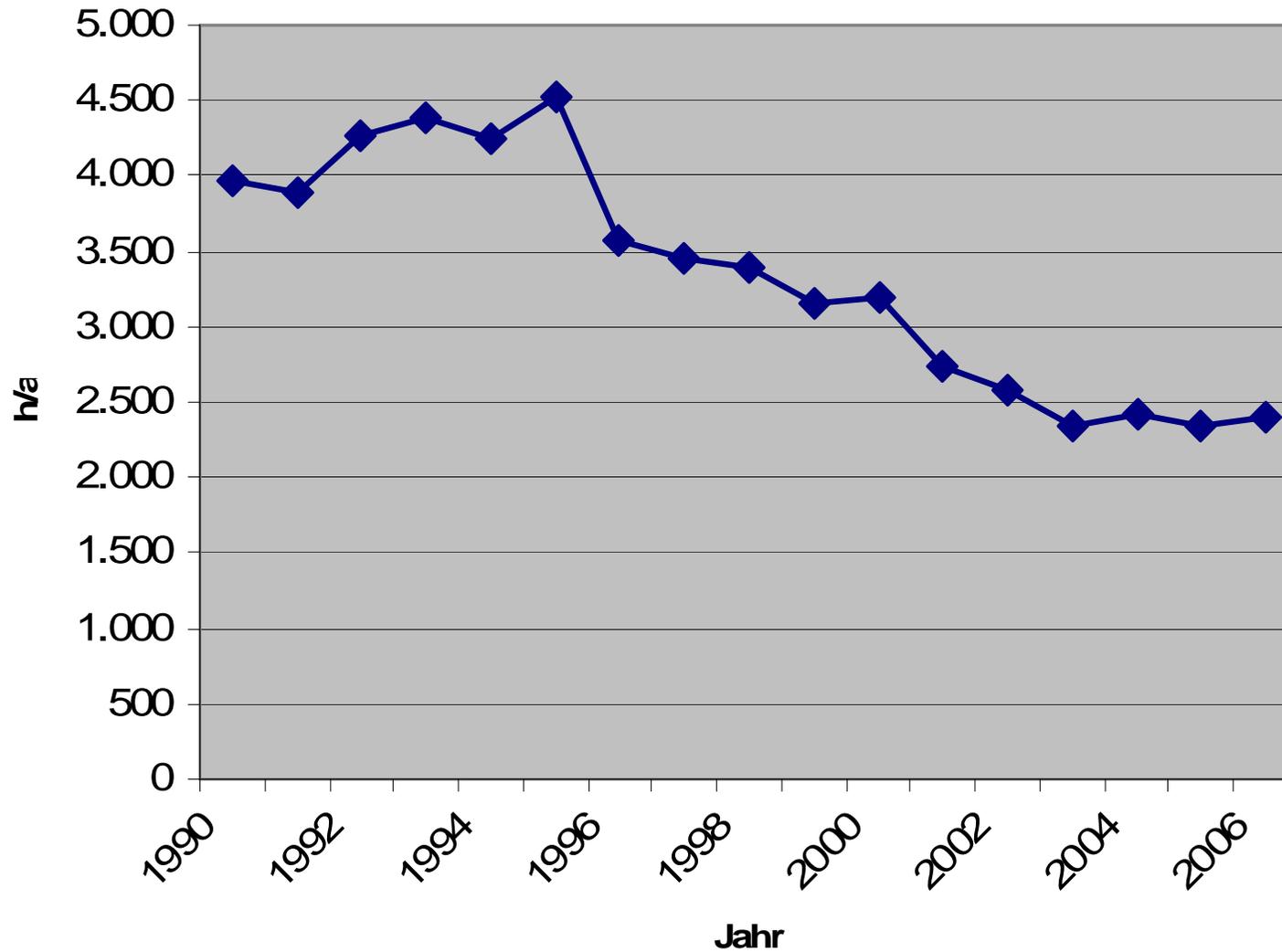
Bundesverband
WindEnergie e.V.

Verstetigung der Einspeisung



www.wind-energie.de

Vollaststunden der EE-Einspeisung



Verstetigung der Einspeisung

(Teure) Neue Infrastruktur für (relativ) wenige Benutzungsstunden?

Anreize für WEA mit hohen Benutzungsstunden

- Hohe Naben-höhen (1 Meter = 1% mehr Ertrag)
- Großer Rotordurchmesser im Vergleich zur Nennleistung

Anreize für regenerative “Kombikraftwerke”

- Einsatz von Biomasse in Flauten
- demand side management

→ Verordnungsermächtigung im EEG 2009

Gesamtwirtschaftliche Optimierung

Langfristig vermiedene Grenzkosten des Netzausbaus

Anreize fehlen

- Großhandelspreise geben dafür keine Signale
- Netznutzungsentgelte weder last- noch “entfernungsabhängig”

Vorschlag: Anreiz im EEG für vermiedene Spitzenleistung - ohne
“Wegwerfen” von EE-Kilowattstunden
(→ hohe Vollaststunden von gepoolten Anlagen)

Verbesserung der Erträge und Verstetigung – Beispiel I

Modellentwicklung eines deutschen Herstellers

Alle Anlagen:

- 2.000 kW Nennleistung
- 98 m Nabenhöhe
- mittlere Windgeschwindigkeit 6,64 m/s (Durchschnitt)

Rotordurchmesser	Prototyp aufgestellt	Ertrag p.a.	Steigerung	Volllaststunden
70,4 m	2002	4,31 GWh/a		2.156 h/a
71,0 m	2003	4,87 GWh/a	+ 13%	2.434 h/a
82,0 m	2005	5,82 GWh/a	+ 35%	2.909 h/a

Verbesserung der Erträge und Verstetigung – Beispiel II

Zusätzlich am gleichen Standort **mit 138 m Nabenhöhe:**

<u>Rotordurchmesser</u>	<u>Prototyp aufgestellt</u>	<u>Ertrag p.a.</u>	Steigerung	<u>Volllaststunden</u>
82,0 m	2005	6,68 GWh/a	+ 55%	3.340 h/a

Nächste Schritt: 90 m Rotordurchmesser?



Biogas Tagesspeicher

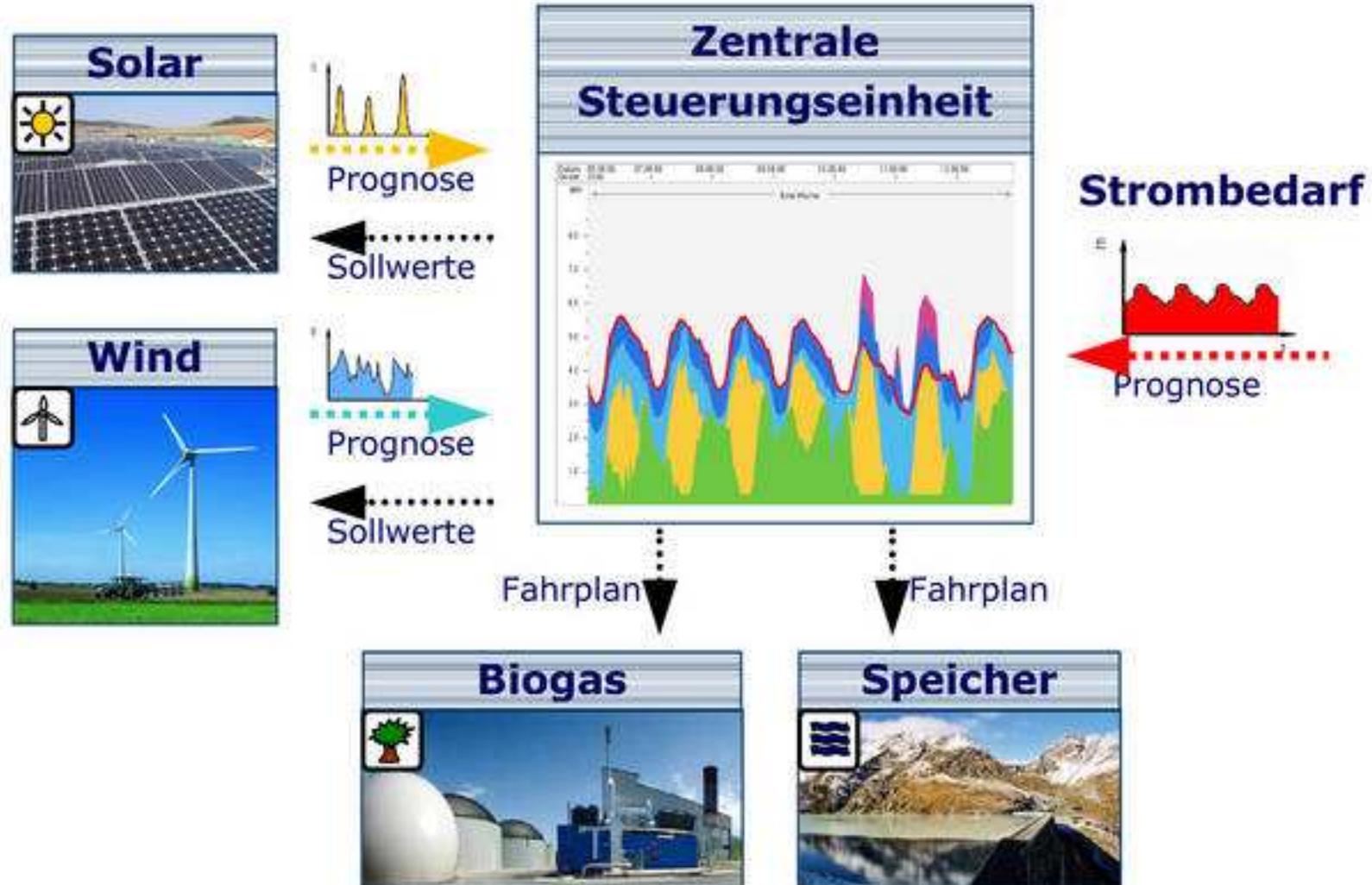
Speicherung vor Ort an der BGA

Schmack
Biogas AG

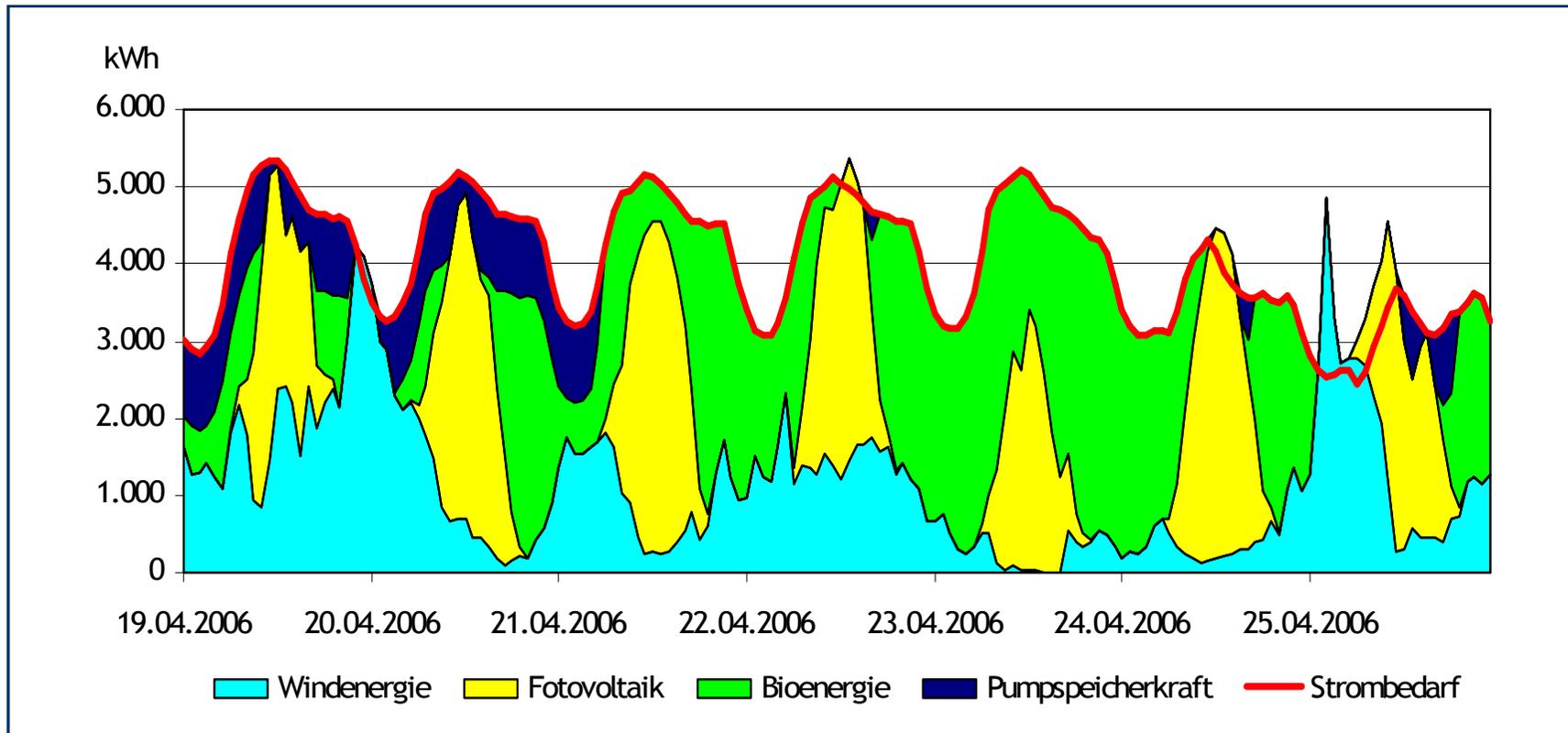


- Drucklose Speicherung => keine Kompressionsverluste
- Speicherung max ca. 2 Tage möglich
- Möglich in Doppelmembranspeichern (Tragluftprinzip) oder im Gasdom

www.kombikraftwerk.de



Die Simulation der Nachfragedeckung



➔ 100 % Strom-Bedarfsdeckung durch Erneuerbare Energien

ENERTRAG AG - II



Einspeisenetz

20 Megawatt Biogas
230 Megawatt Wind

40 km 110-kV-Kabel
75 km 20-kV-Kabel

4 Umspannwerke

Online-Steuerung
aller Anlagen
über Glasfaserkabel

Der Energiemix im
Einspeisenetz ist die
Grundlage für das
Hybrid-Kraftwerk.



Regenerative Modellregion Harz

8

HARZZEIT - 01

MAGAZIN

Wind, Sonne und Biomasse:
Daraus macht der
Harzkreis Strom



Energielandschaft Morbach (Rheinland-Pfalz)





Bundesverband
WindEnergie e.V.

Übermorgen:

...



www.wind-energie.de



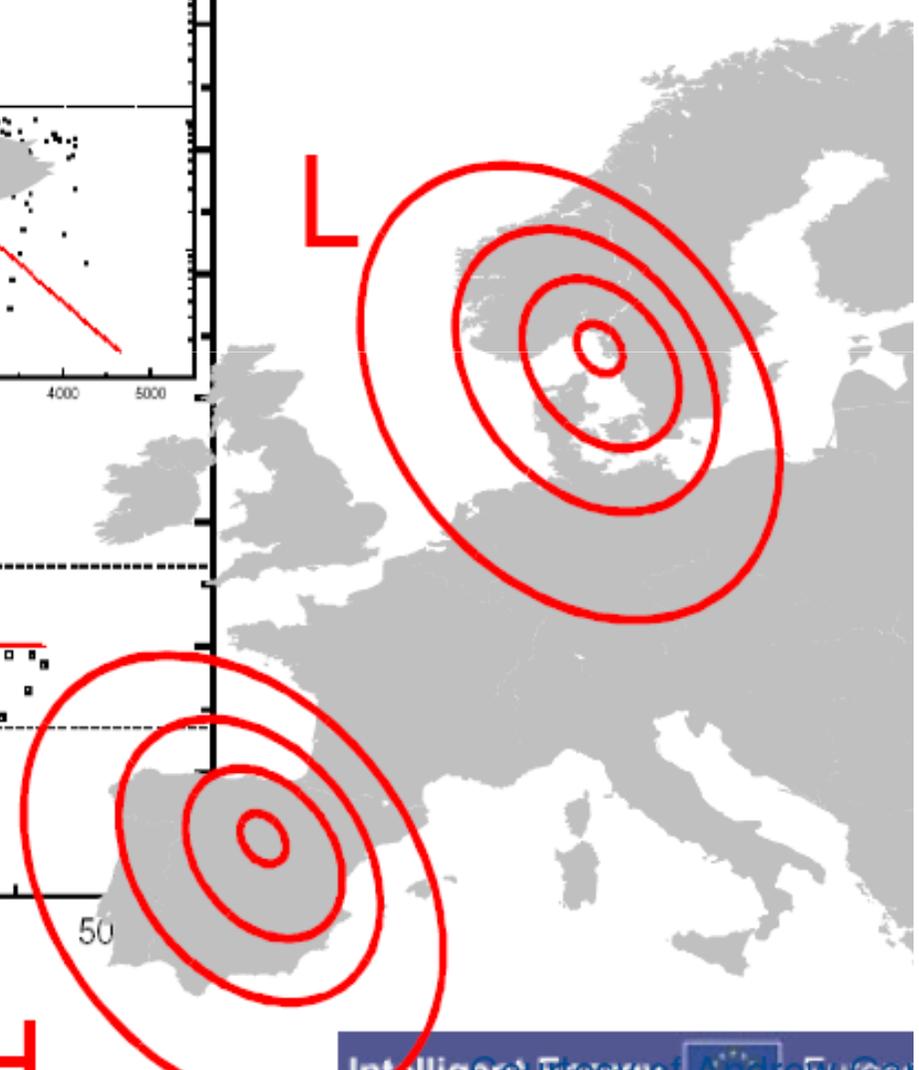
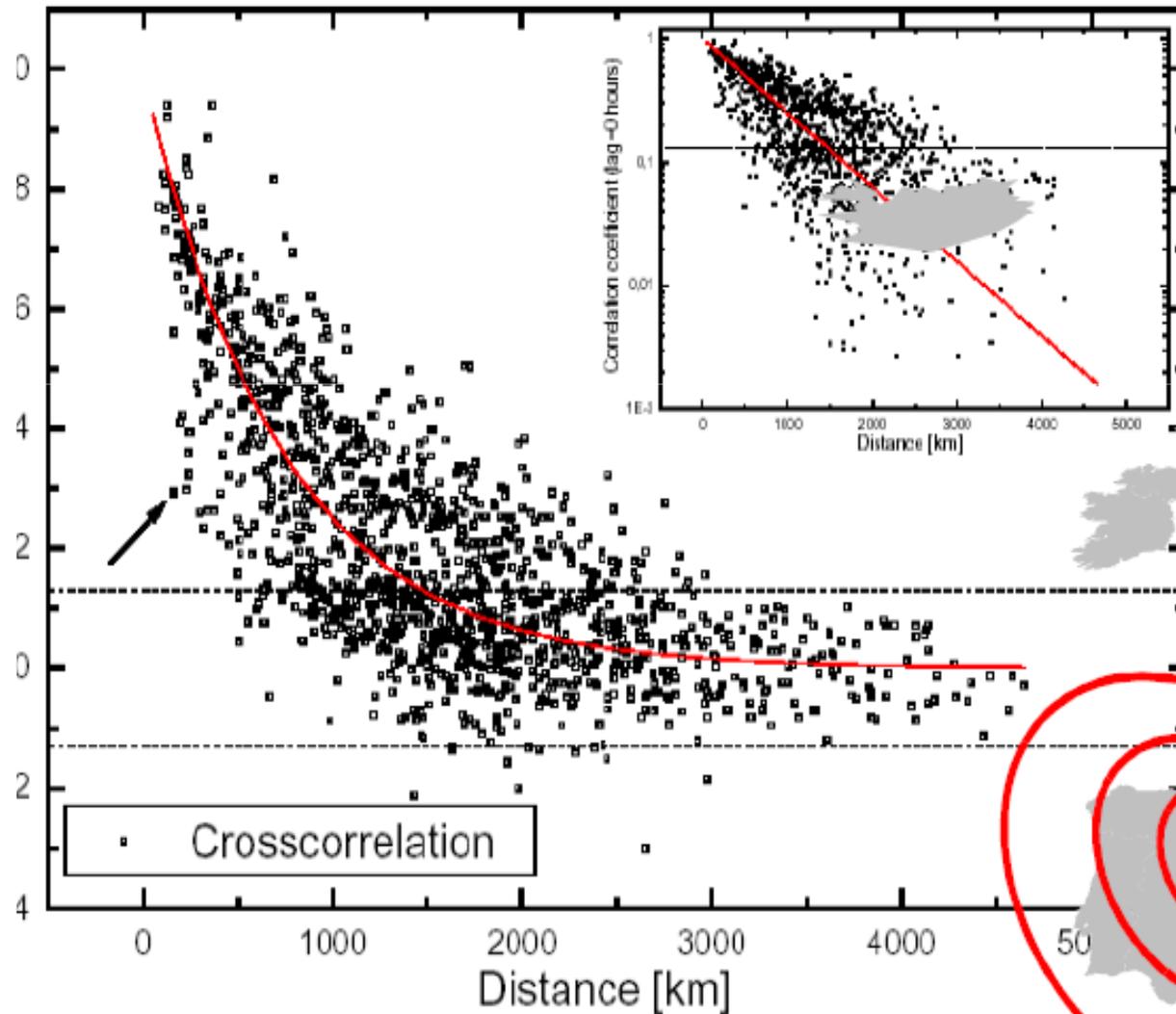
Bundesverband
WindEnergie e.V.

Europäische Dimension



www.wind-energie.de

... most interesting over large distances



Speicherwasserkraft in Skandinavien

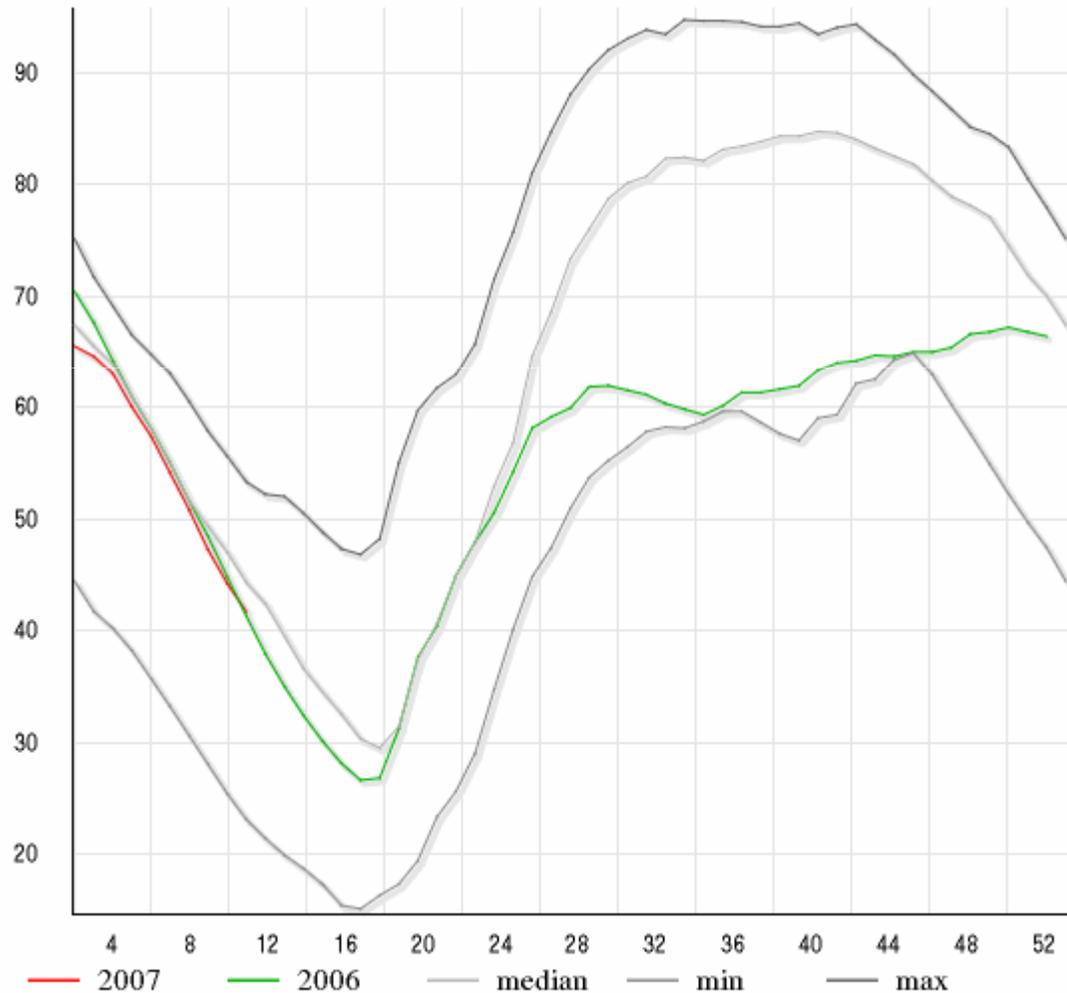
→ Speicherinhalte (100%)

- Norwegen 84 TWh
- Schweden 34 TWh
- Finland 5 TWh

Summe 123 TWh

= 3 Monate des deutschen Stromverbrauchs

Speicherwasserkraft im Nordpool



Quelle: www.nordpool.no
100% = 123 TWh

Example results

