

e.on

Netz

Windenergieboom in Deutschland - Konsequenzen für die Stromnetze

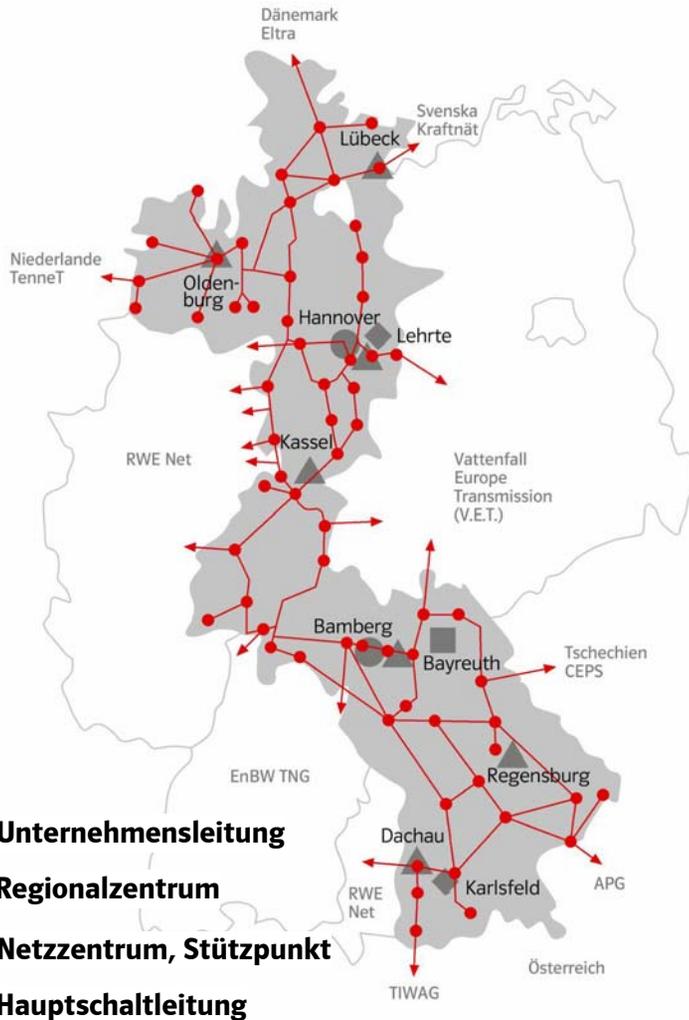
Dipl.-Ing. M. Fuchs und Dipl.-Wirtsch.-Ing. M. Boxberger
E.ON Netz GmbH, Bayreuth

AK „Energie“ der DPG - 17.10.2003, Bad Honnef

Gliederung

- (1) Profil des E.ON-Übertragungsnetzes**
- (2) Stand des Windkraft-Ausbaus**
- (3) Verantwortlichkeiten beim Windkraft-Ausbau**
- (4) Windausbau und Netzkapazitäten**
- (5) Windausbau und Regelenergie**
- (6) Netzkosten**
- (7) Fazit**

E.ON-Übertragungsnetz von Flensburg bis Garmisch-Partenkirchen



Kennzahlen E.ON Netz 2002

Kunden	230 Netzkunden¹, 200 Händler
Gebiet	140.000 km²
Leitungslänge (380/220/110 kV)	32.500 km
Jahreshöchstlast	20.000 MW
Jahrestransportleistung²	138.000 GWh
Mitarbeiter	2.000

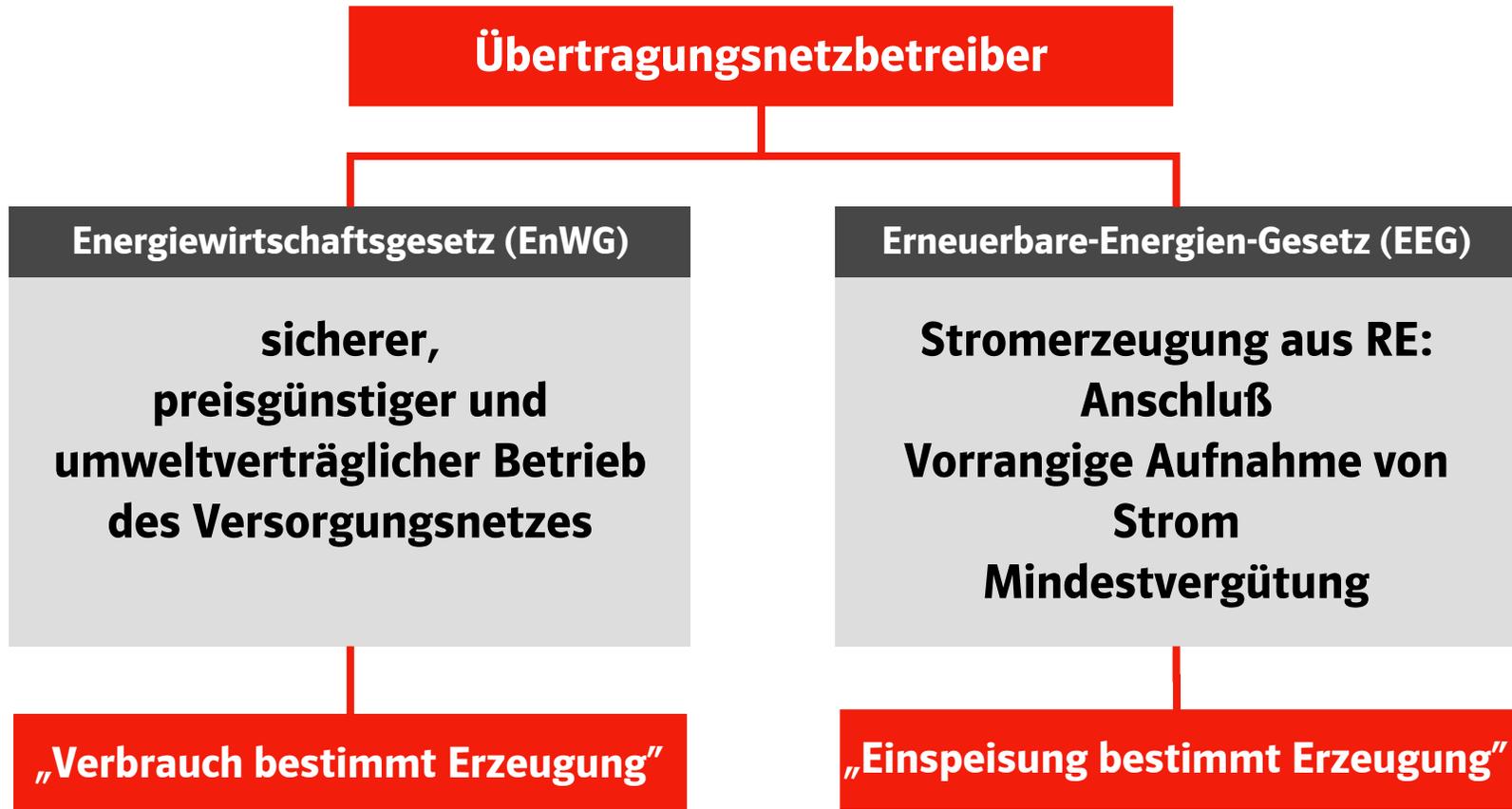
¹ z. B. ReVU, KoVU, Großindustrie

² einschließlich Netzverluste

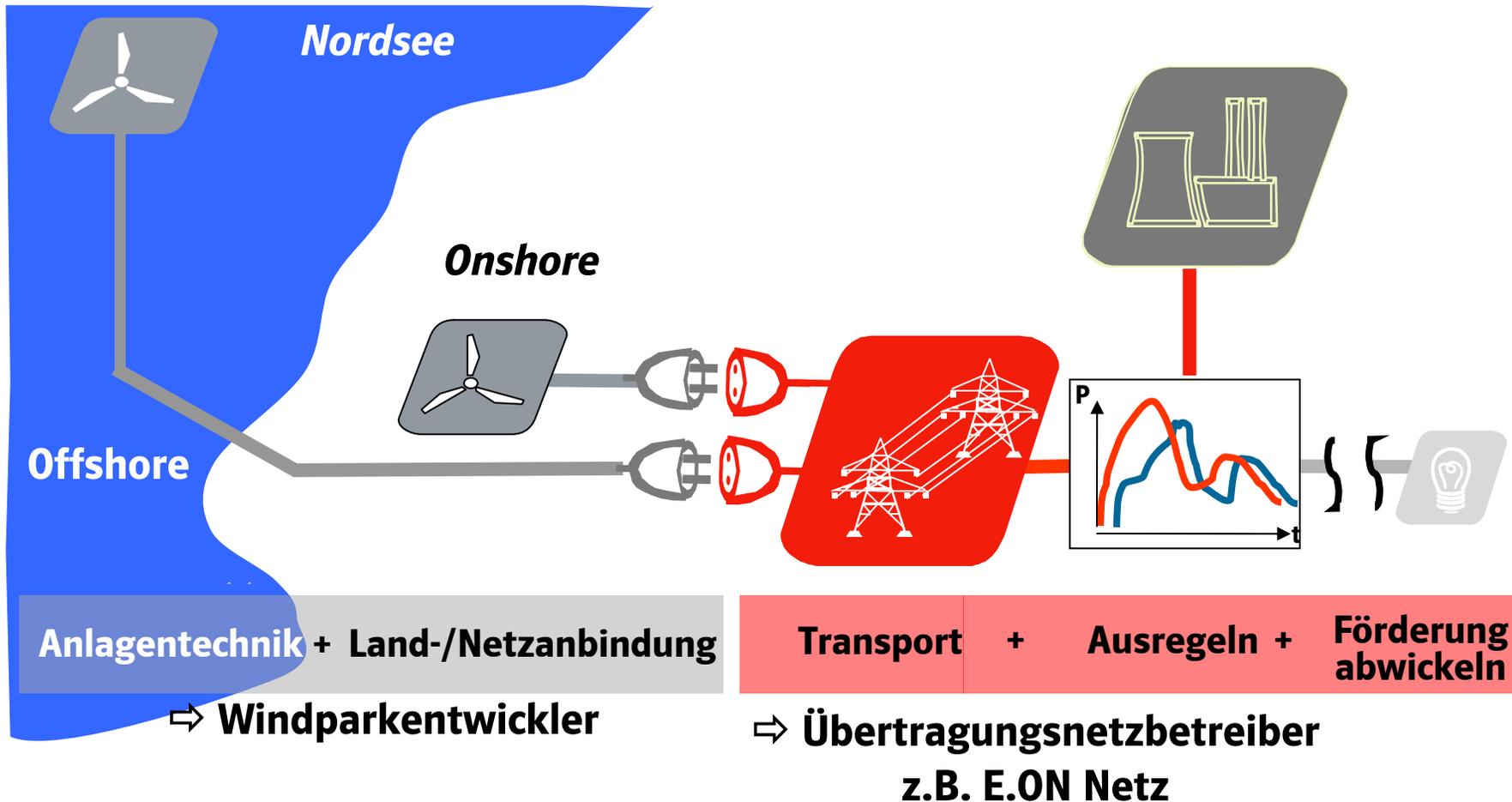
Die Dimension: Deutschland führend bei Windenergienutzung



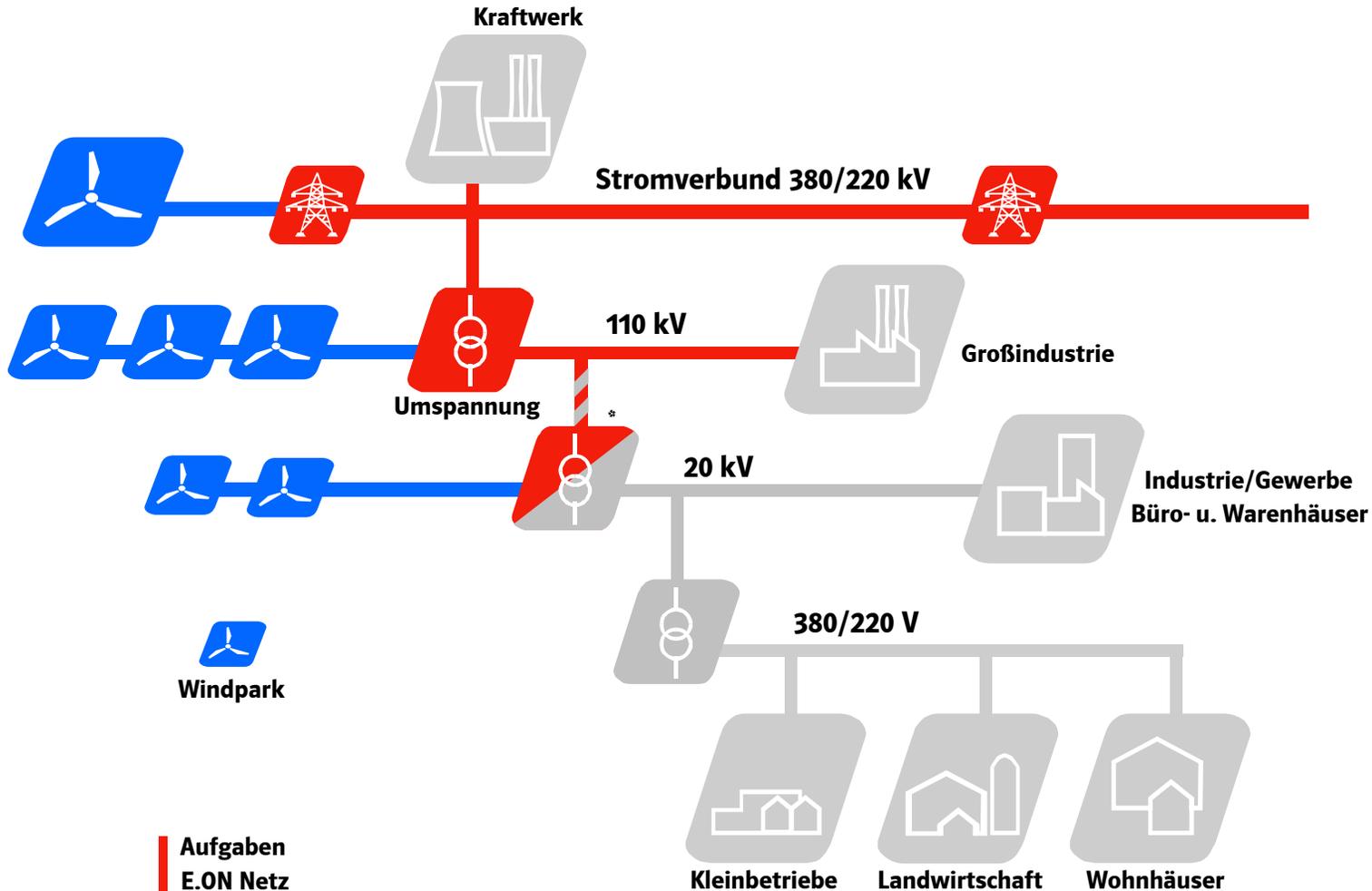
Aufgaben als Netzbetreiber



Vom Wind bis in die Steckdose: klare Aufgabenteilung



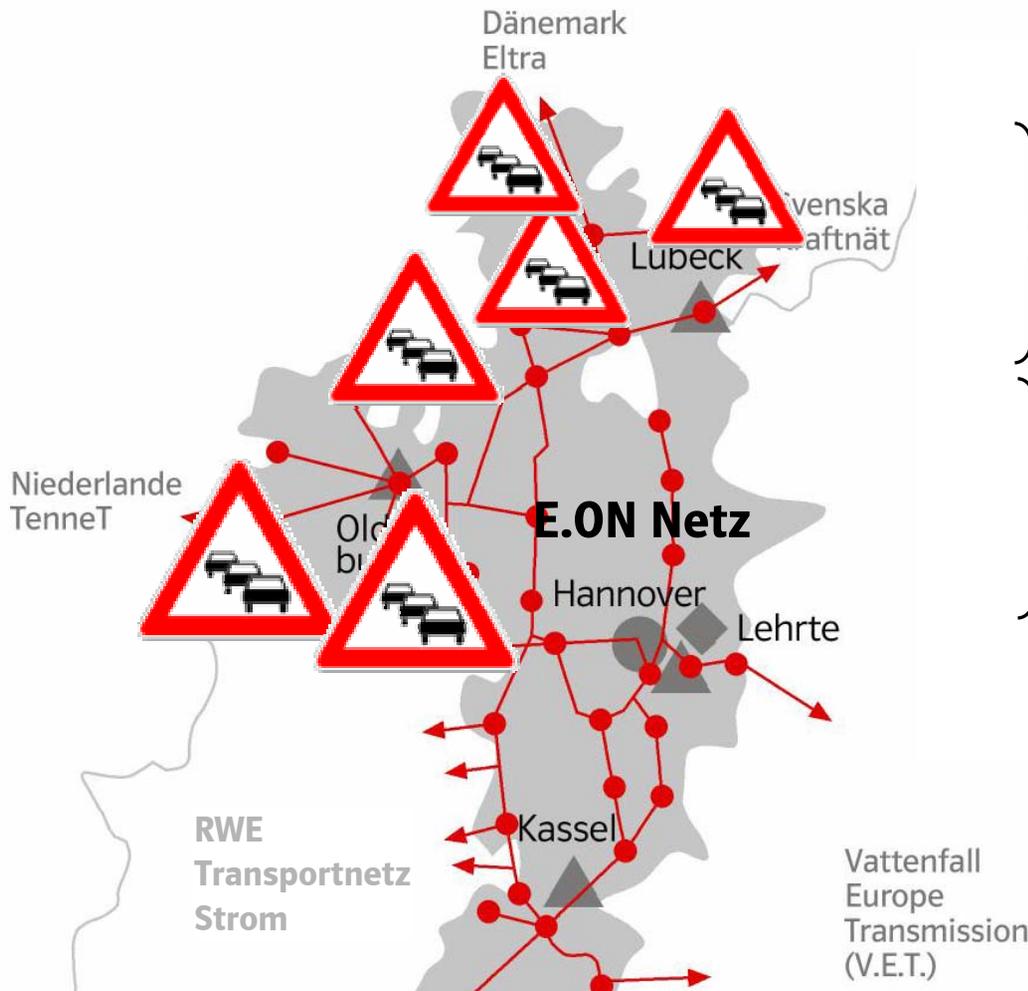
Vom Kraftwerk in die Steckdose - der Weg des Stroms



Aufgaben
E.ON Netz

* in Bayern betreibt ENE die Umspannung 110/20kV

Windbedingte Netzengpässe in E.ON-Netz-Regelzone



Bis 2006/2008:

Schleswig-Holstein:

110 km neue HS-Leitungen,
Kosten ca. 70 Mio. €

Niedersachsen:

180 km neue HÖS- u. HS-Leitungen,
Kosten ca. 120 Mio. €

**Deutschlandweit bis zu 1.400 km
windbedingter neuer Hoch- und
Höchstspannungsleitungen bis
2016 erforderlich**

(IAEW, 2003)

Offshore-Wind wird ohne Netzausbau Transitkapazitäten reduzieren

Windstrom offshore



Transit-Kapazitäten

derzeit

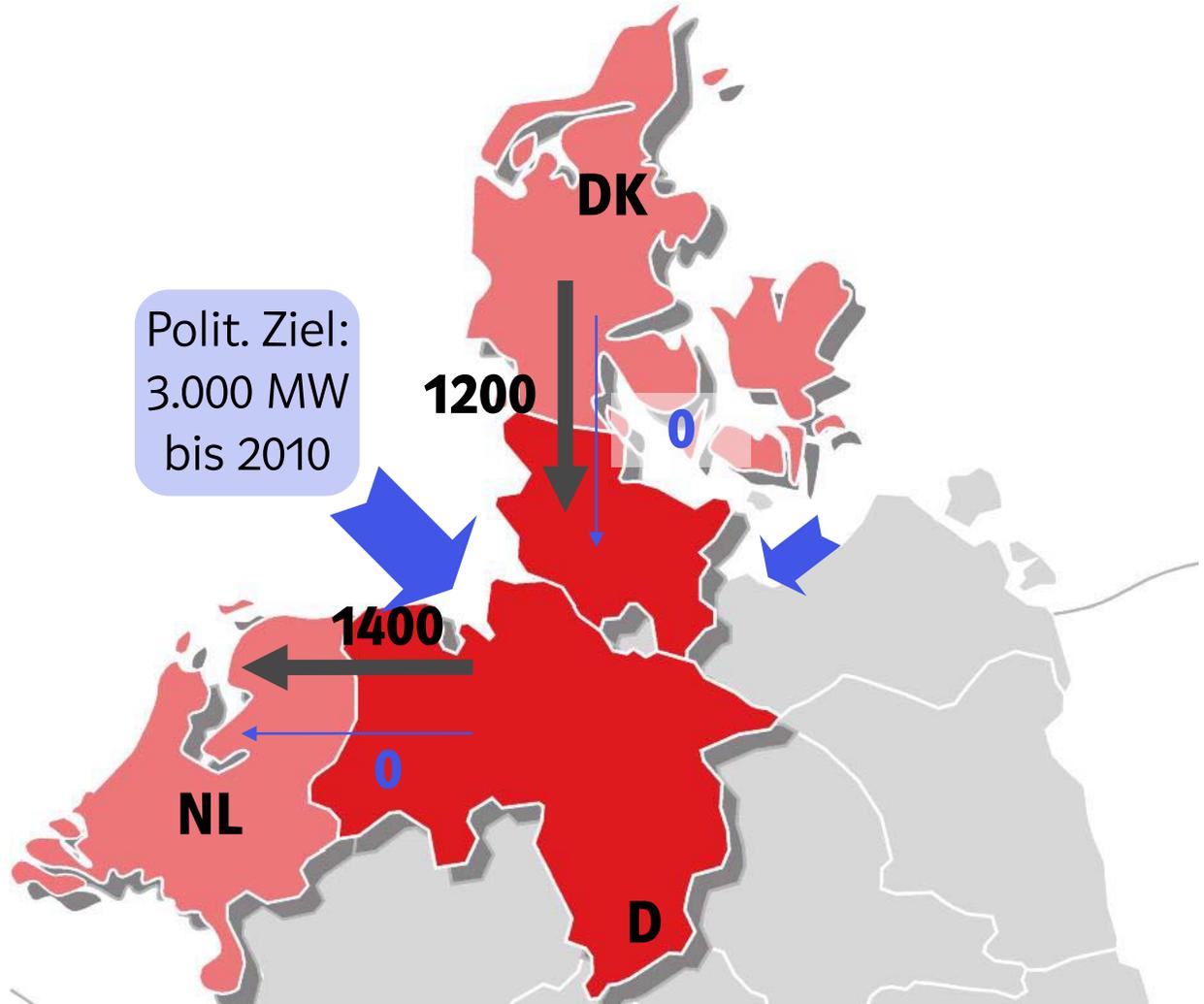
XXXX



XXXX



2010 geschätzt,
bei Starkwind



Übergangskonzept Erzeugungsmanagement

Problem: Netzanschlußbegehren bei unzureichenden Netzkapazitäten

 **Anschlußpflicht gemäß EEG** ↔ **Versorgungssicherheit** 

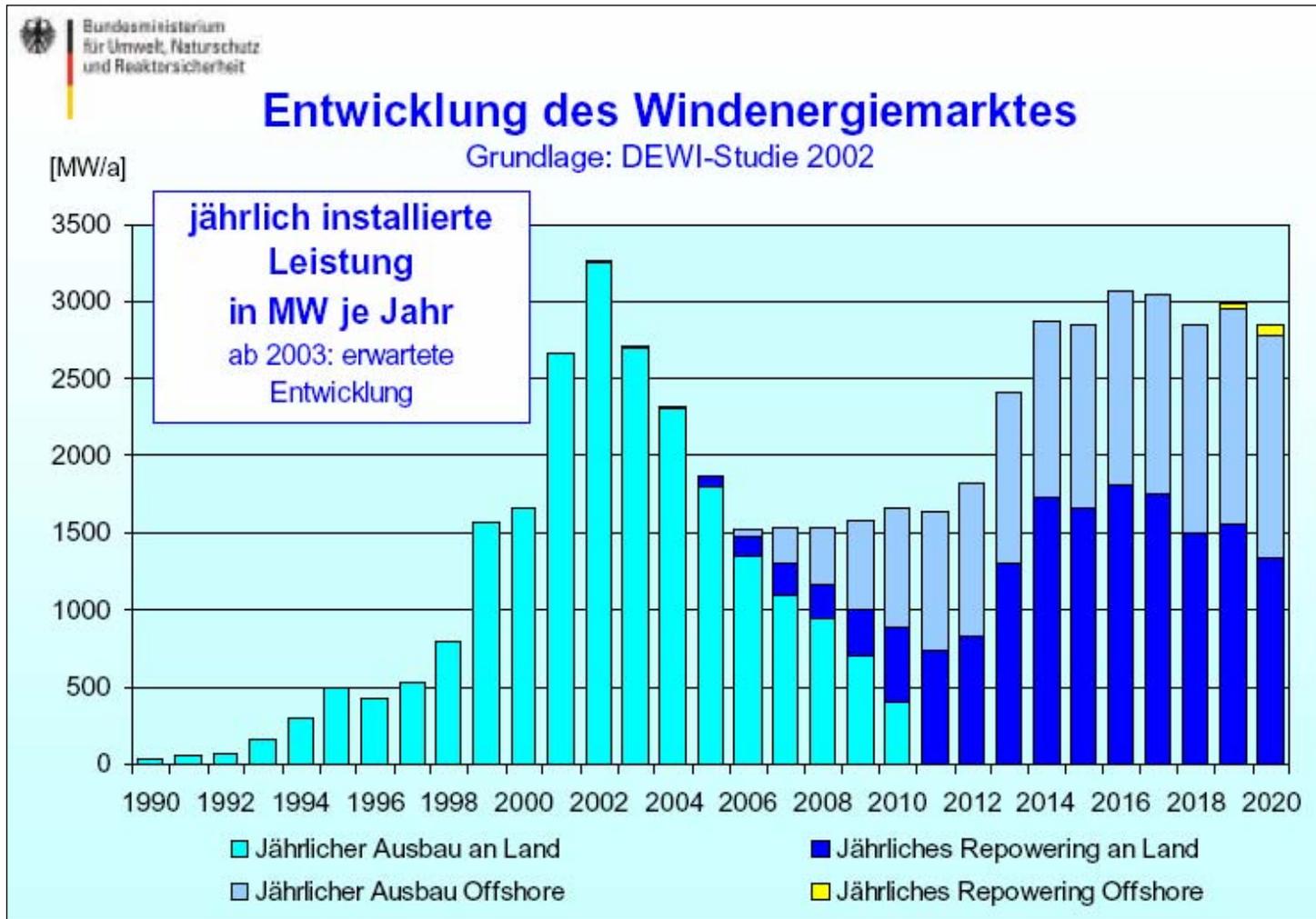
Ziel: Weiterer Windkraftzubau, ohne unzulässige Netzüberlastungen

Lösungsansatz:

Netzanschlußzusagen unter Bedingung,
am Erzeugungsmanagement teilzunehmen
- d. h. zeitweilige Einspeisebeschränkungen für Windpark,
so lange, bis Netzengpässe durch Ausbau behoben sind

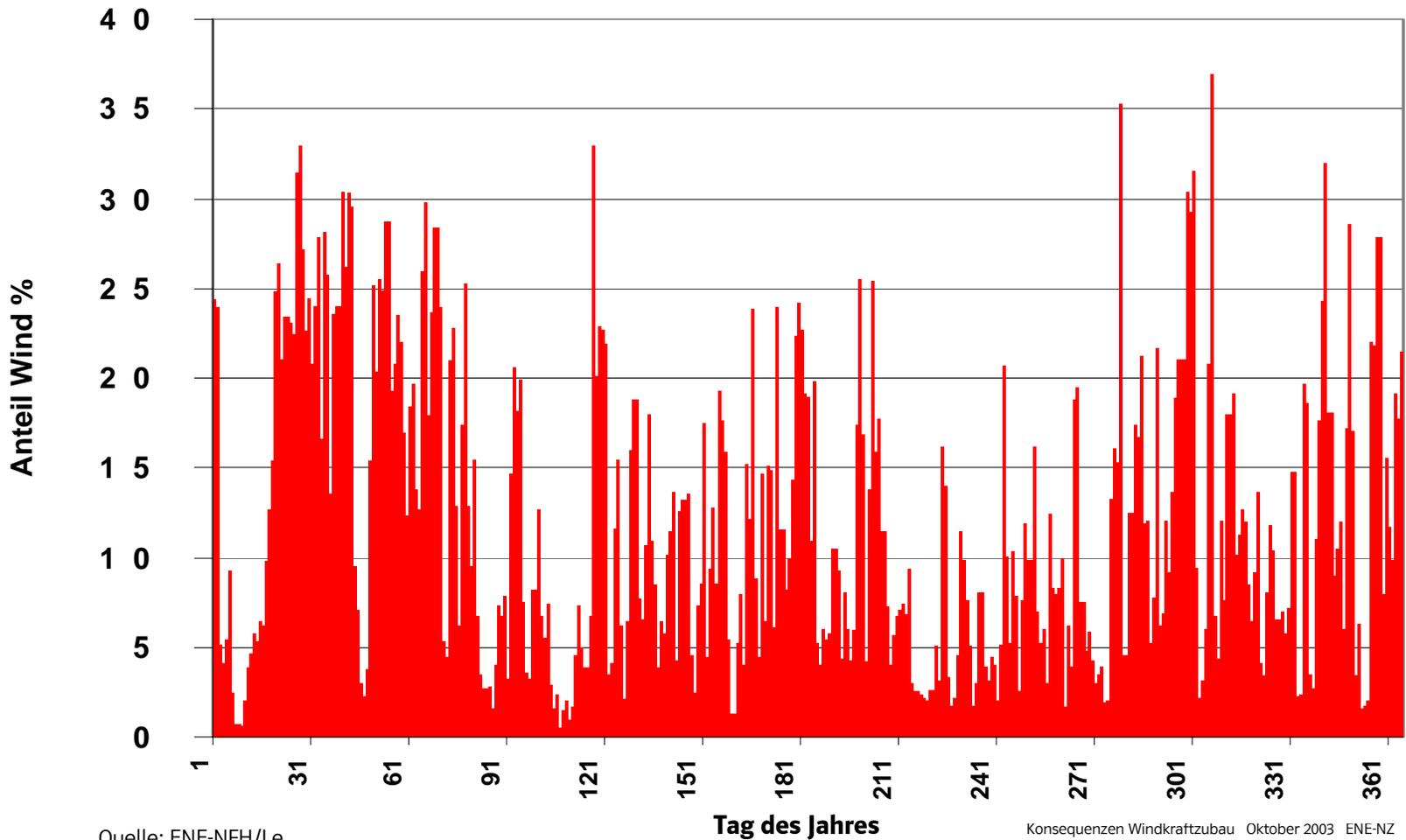
Einsatz: In Schleswig-Holstein in Einführung, in Niedersachsen in Planung

Kapazitätsanstieg durch Re-Powering und Offshore

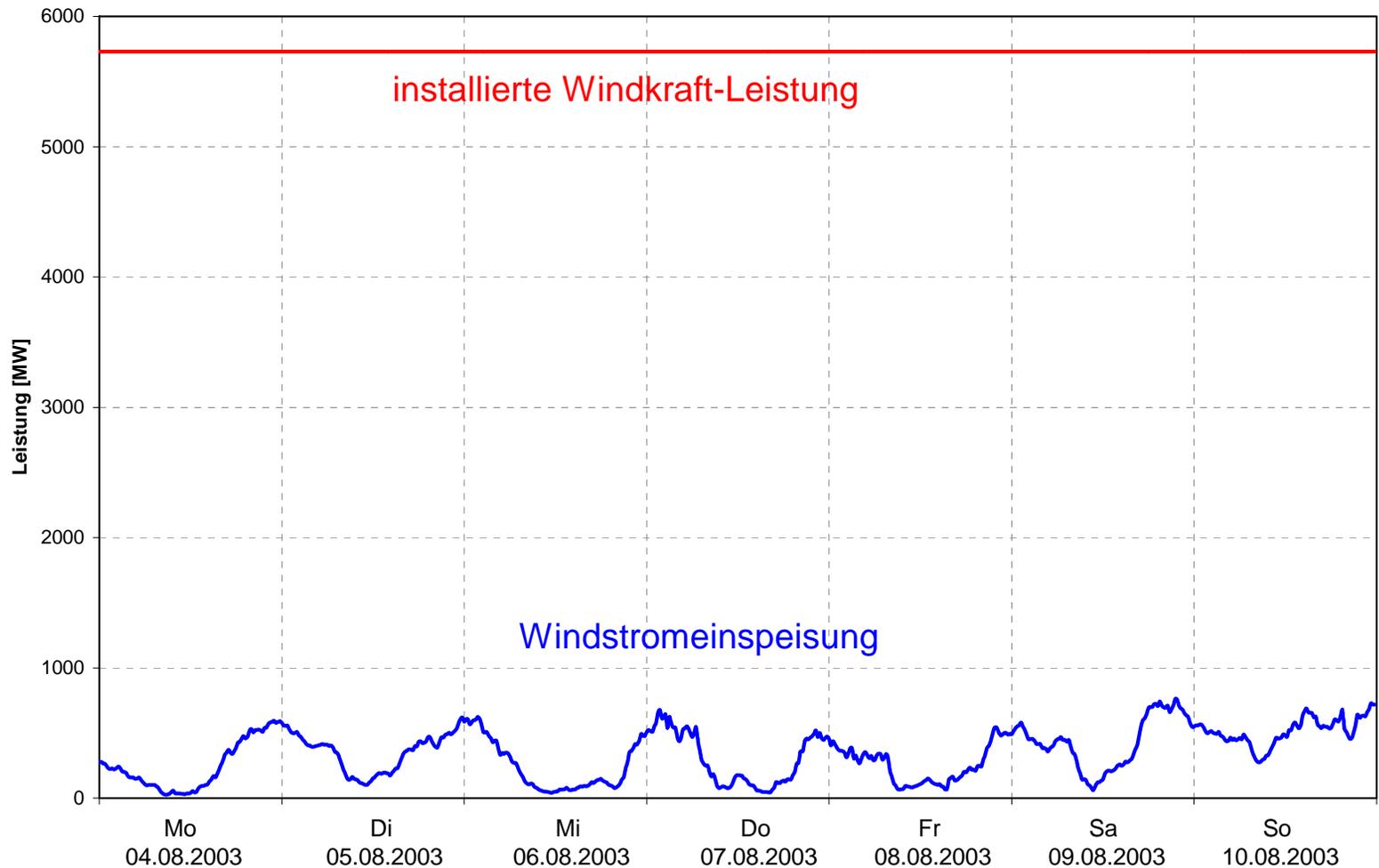


Windstrom-Anteil 2002: Schwankend von 1 bis 35 Prozent

Momentaufnahmen von max. Windleistung und zeitgleichem Verbrauch bei E.ON

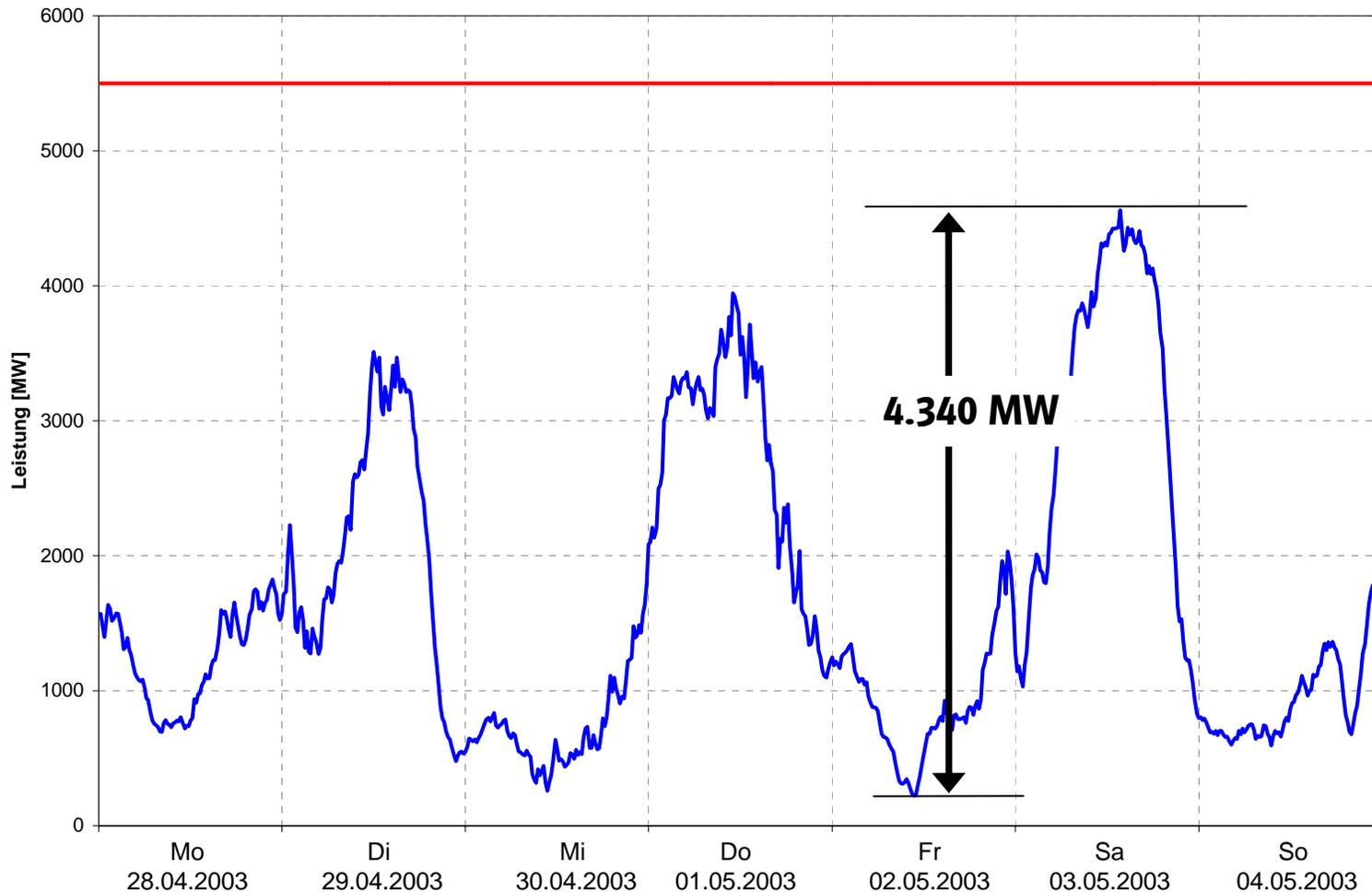


Kaum Beitrag der Windkraft während Hitzeperiode 2003



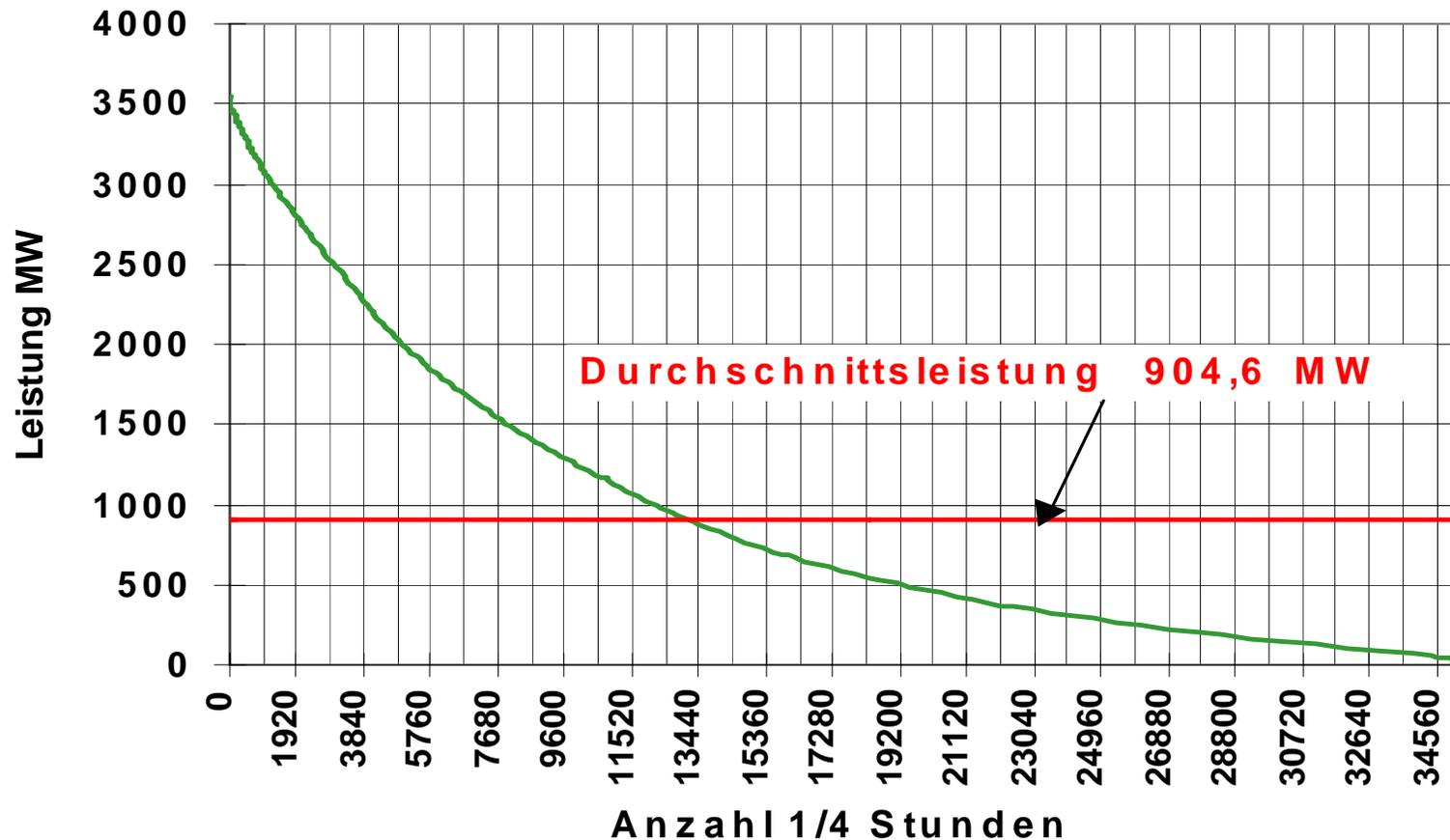
maximale Netzlast in diesem Zeitraum: ca 18.000 MW

Bsp.: Woche mit starkem Wind – Schwankungen der Windstromproduktion deutlich erkennbar

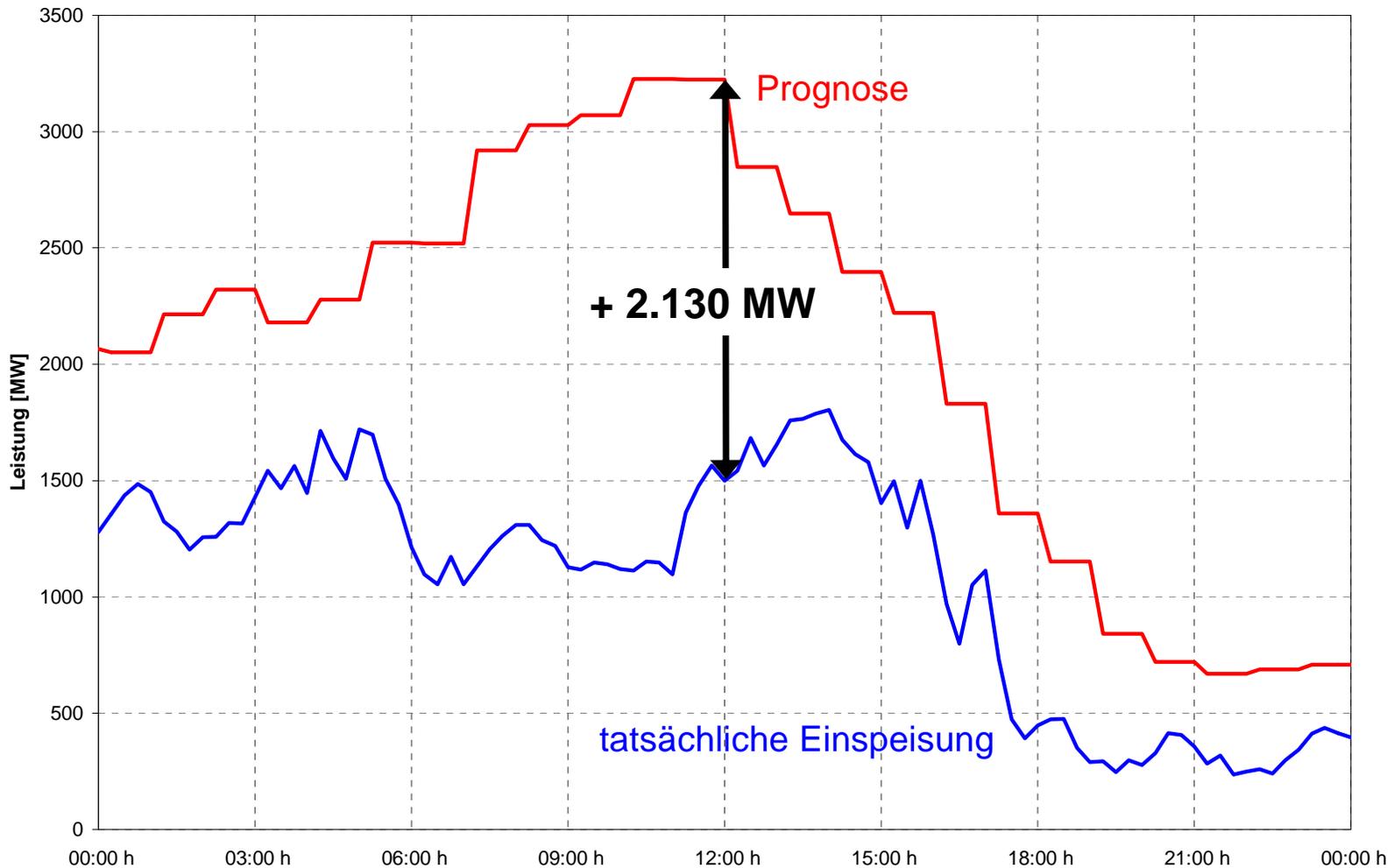


Jahresdauerlinie der Windeinspeisung 2002

(P_{inst} 5.000MW)

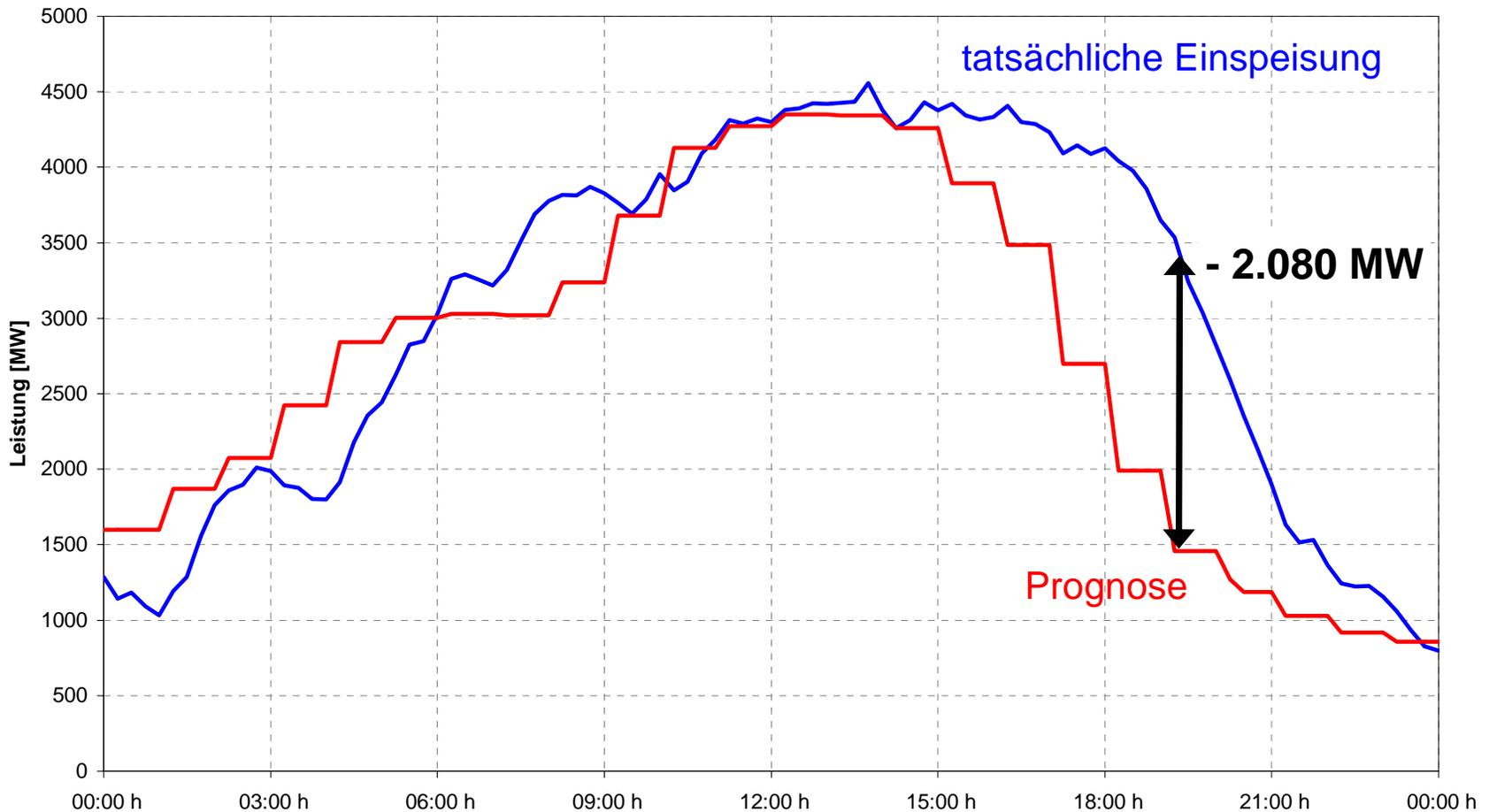


Wind bleibt aus – positive Regelleistung notwendig



Dienstag, 1. Juli 2003

Wind bläst länger als prognostiziert - negative RL nötig
 (⇒ Kraftwerke müssen gedrosselt/abgeschaltet werden)



Windkraftboom in D – Zubauentwicklung und Vergütung

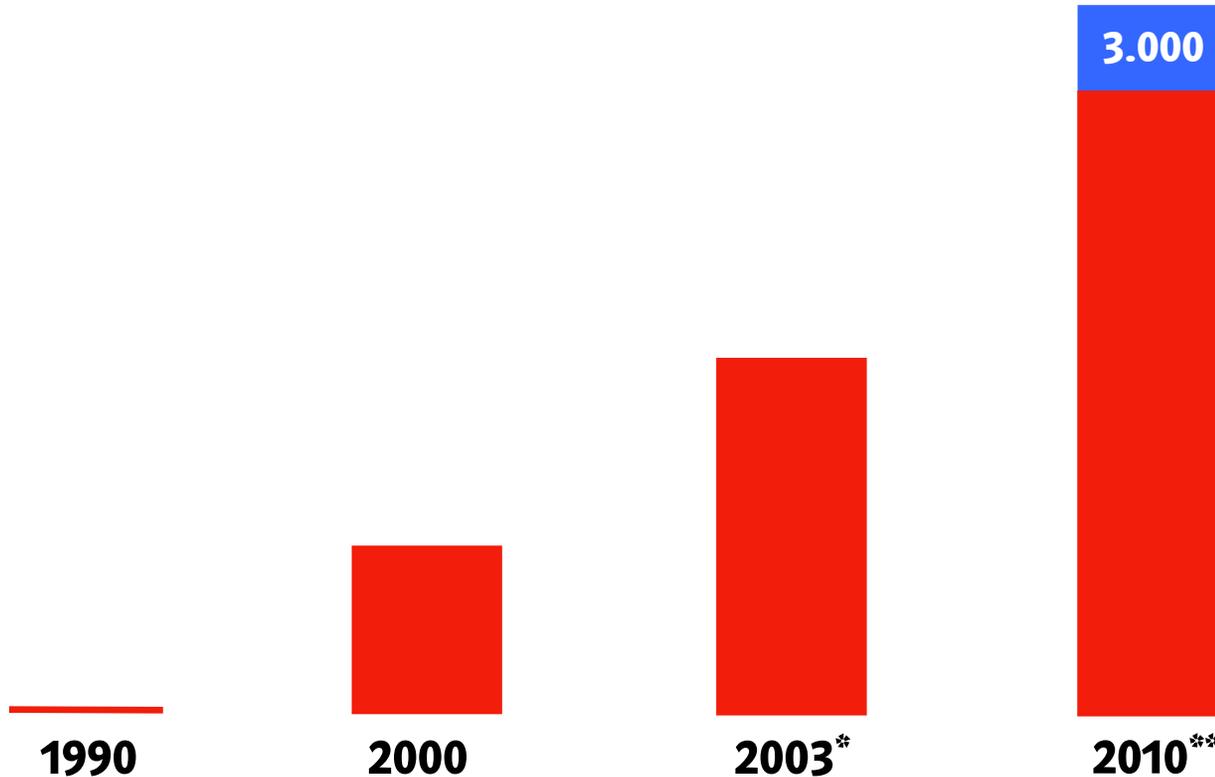
P_{inst} [MW]

70

6.000

12.800

29.000



**Einspeise-
vergütung**

1990 – 2000: 2,2 Mrd. €

2001 – 2010: ca. 26 Mrd. €**

* Stand 30.6.2003 lt. DEWI

** Prognose ENE/VDN

Windfolgekosten ungleich verteilt

- Beispiel E.ON-Regelzone

	Welche Kosten	Wie hoch 2003	Wer zahlt	Wie hoch 2010
	Einspeisevergütung (Wind)*	580 Mio. €	Alle Kunden	> 1 Mrd. €**
	Netzausbau (annuitätisch)	2 Mio. €	Nur Kunden in Regelzone!	~ 40 Mio. €
	Regelenergie	130 Mio. €	Nur Kunden in Regelzone!	↑

* nach Bundesausgleich verbleibend

** Deutschlandweit 2010: > 3.5 Mrd. €

Fazit: Windintegration erfordert Weichenstellungen

1

Windkraftausbau heißt Netzausbau

Genehmigungsverfahren für beides synchronisieren, denn sonst drohen stranded investments!

2

Netzausbau braucht verlässliche Planungsgrundlage

Belastbares Ausbauszenarios Wind (Wann wieviel wo) muß entwickelt werden

3

Windfolgekosten bundesweite verteilen

Kosten windbedingter Regel- und Reserveenergie bundesweit verteilen, sonst nehmen regionale Preisverzerrungen zu