



Ergebnisse der dena-Netzstudie

Dr.-Ing. Martin Hoppe-Kilpper

**Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration
von Windenergie in Deutschland**

Ziele der Bundesregierung zum Klima- und Umweltschutz in der Energiewirtschaft

Minderung der Treibhausgasemissionen bis 2008/2012
um 21% im Vergleich zu 1990 durch:

- Ausbau regenerativer Energien:
 - mindestens 12,5 % bis 2010 und
 - mindestens 20 % bis 2020

- Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung mit dem Ziel der Senkung von CO₂-Emissionen um zusätzlich 10 Mio. t bis 2005 und 23 Mio t bis 2010

- Deutliche Steigerung der Energieeffizienz auf der Nachfrageseite in den kommenden Jahren

Entwicklung einer Strategie zur Integration regenerativer Energien in das Verbundsystem

Ziele der Studie:

- Entwicklung eines Konzepts zur Integration der Windenergie in das elektrische Versorgungssystem
- Optimierung des Netz- und Kraftwerksverbunds
- Weiterentwicklung des vorhandenen Gesamtsystems
- Ableitung von Handlungsbedarf

Gliederung der Studie:

1. Entwicklung von Szenarien zum Windenergieausbau und anderer Erneuerbarer Energien (Fotovoltaik, Biomasse, Wasser, Geothermie)
2. Auswirkungen auf Ausbau und Sicherheit des Höchstspannungs-Verbundnetzes (380 / 220 kV)
3. Auswirkungen auf Kraftwerkspark, Regel-/Reserveenergie, Kosten und CO₂-Emissionen

Projektstruktur

Projektsteuerungsgruppe (Leitung dena):

Zentralverband Elektrotechnik und Elektronikindustrie

Verband der Elektrizitätswirtschaft

Offshore Forum Windenergie

RWE TSO

EWE

E.ON Netz

Vattenfall Europe Transmission

Offshore-Bürger-Windpark Butendiek

Plambeck Neue Energien

Verband der Netzbetreiber

Bundesverband Windenergie

ENOVA

WINKRA

VDMA, Power Systems

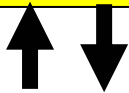
Wirtschaftsverband Windkraftwerke

BMU

BMWA

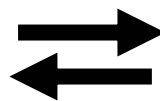
Projekt

VGB PowerTech



Fachbeirat (Leitung dena):

4 x Windbranche, 4 x Netz- und Kraftwerksbranche, 2 x Anlagenhersteller

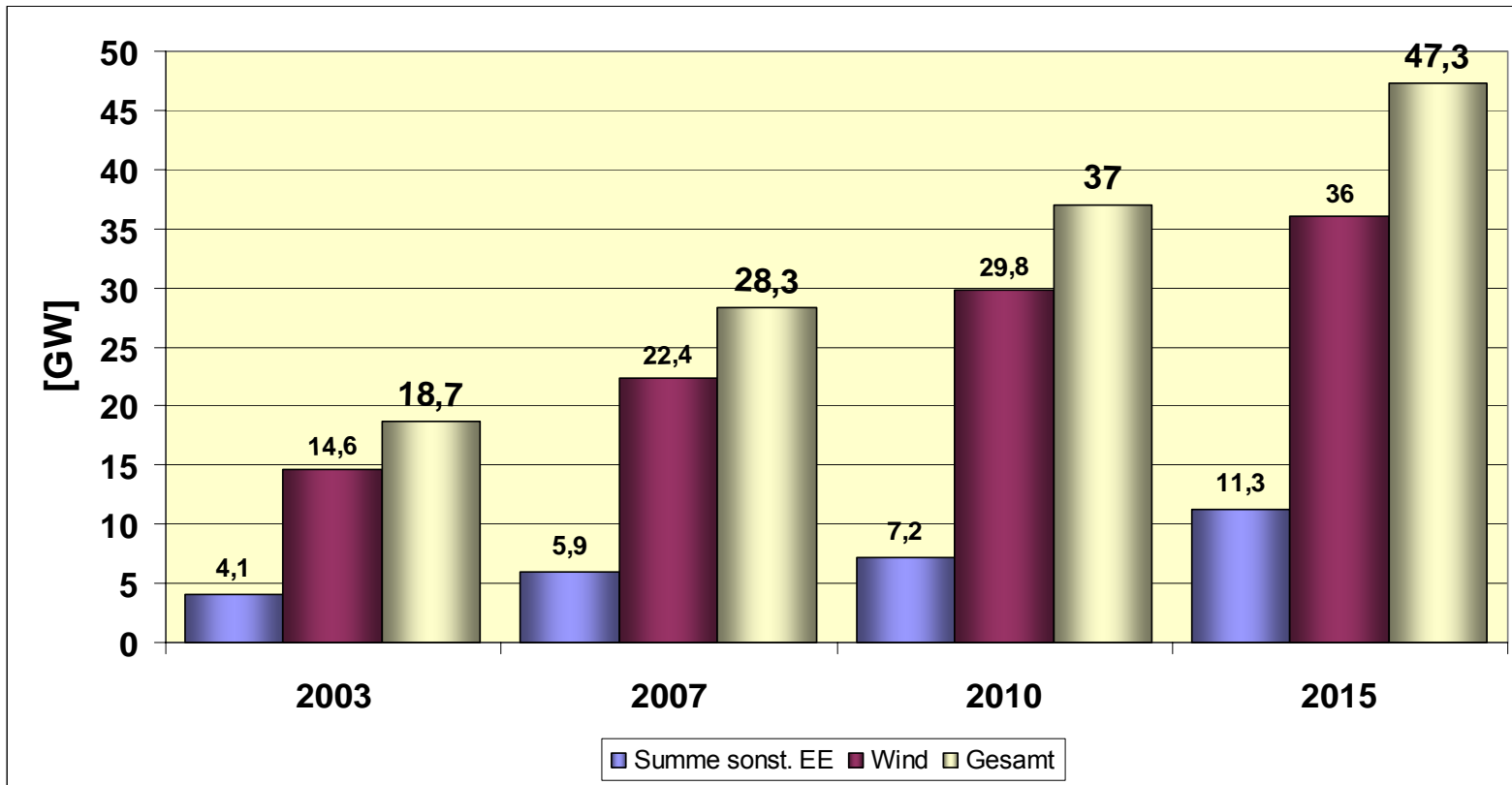


Erstellung der Studie durch Konsortium um das Energiewirtschaftliche Institut der Universität Köln (DEWI, E.ON Netz, RWE TSO, VE-TSO, EWI)

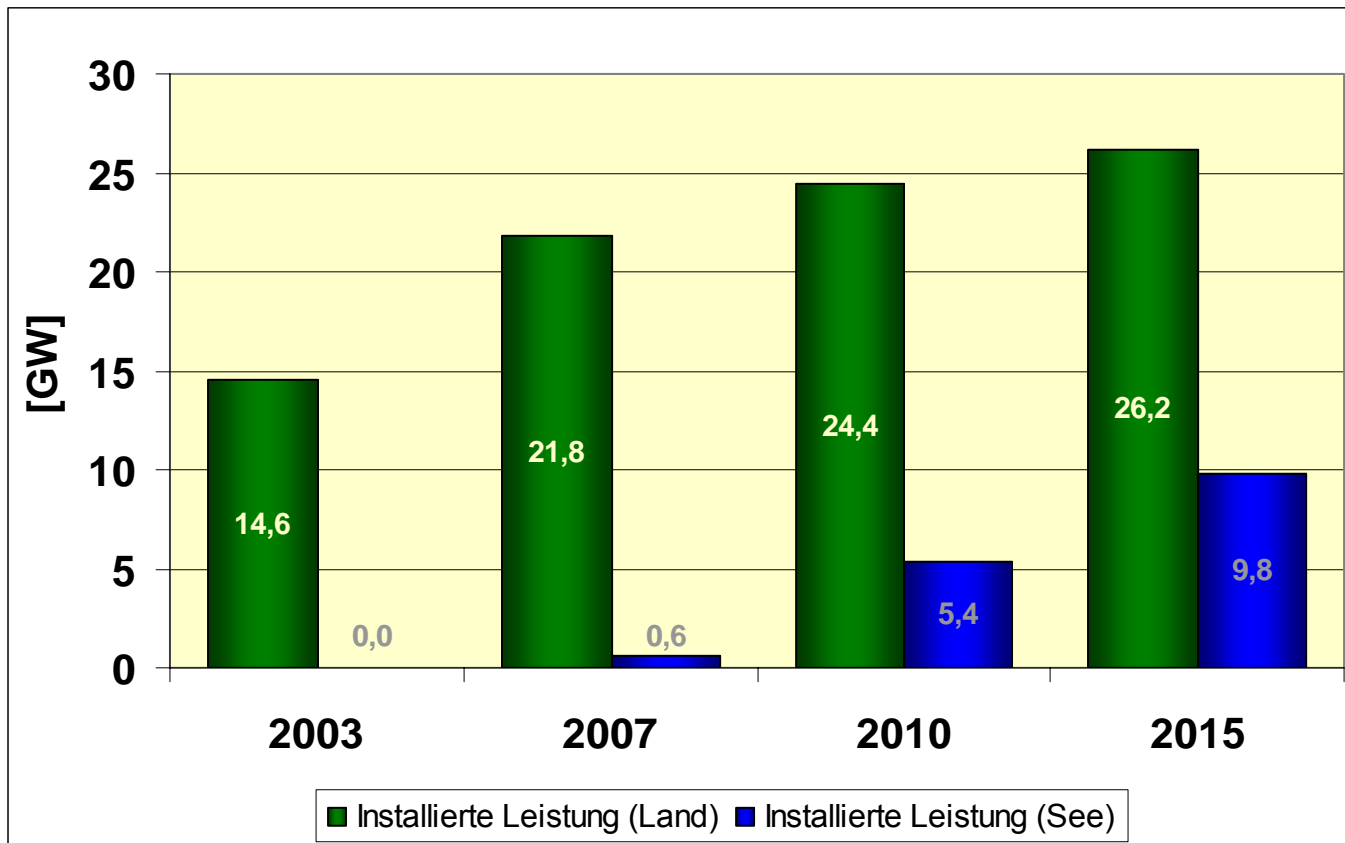


Studienbegleitenden Plausibilitätsprüfung von Zwischen- und Endergebnissen durch externe Sachverständige:
Prof. Schmid (ISET, Kassel) und Dr. Schmiege (Firma DIgSILENT)

Entwicklung der installierten Leistung aus Erneuerbaren Energien

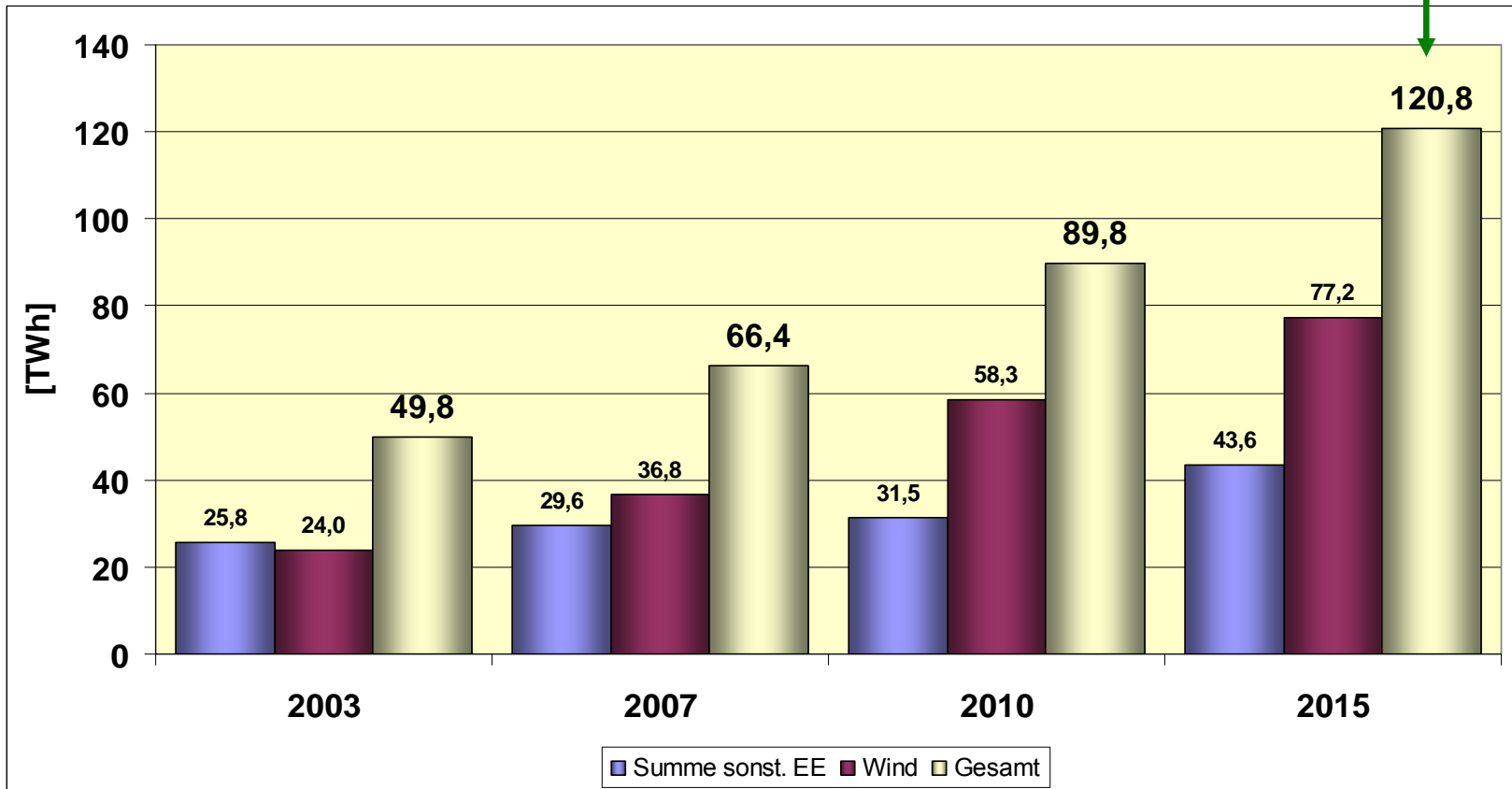


Entwicklung der installierten Leistung aus Windenergie



Entwicklung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien

entspricht 20 % an der gesamten Stromerzeugung



Erforderlicher Ausbau des 220/380 kV Verbundnetzes



Regionale Konzentration führt zu **stark veränderten Leistungsflüssen im deutschen Übertragungsnetz**

Zurückfahren konventioneller Kraftwerksleistung (Starkwind) **reduziert auch Blindleistung. Blindleistung muss lokal ersetzt werden**

WEA zumeist in niedrigen Spannungsebenen, dies begrenzt Beitrag im Höchstspannungsnetz

Erforderlicher Ausbau des 220/380 kV Verbundnetzes



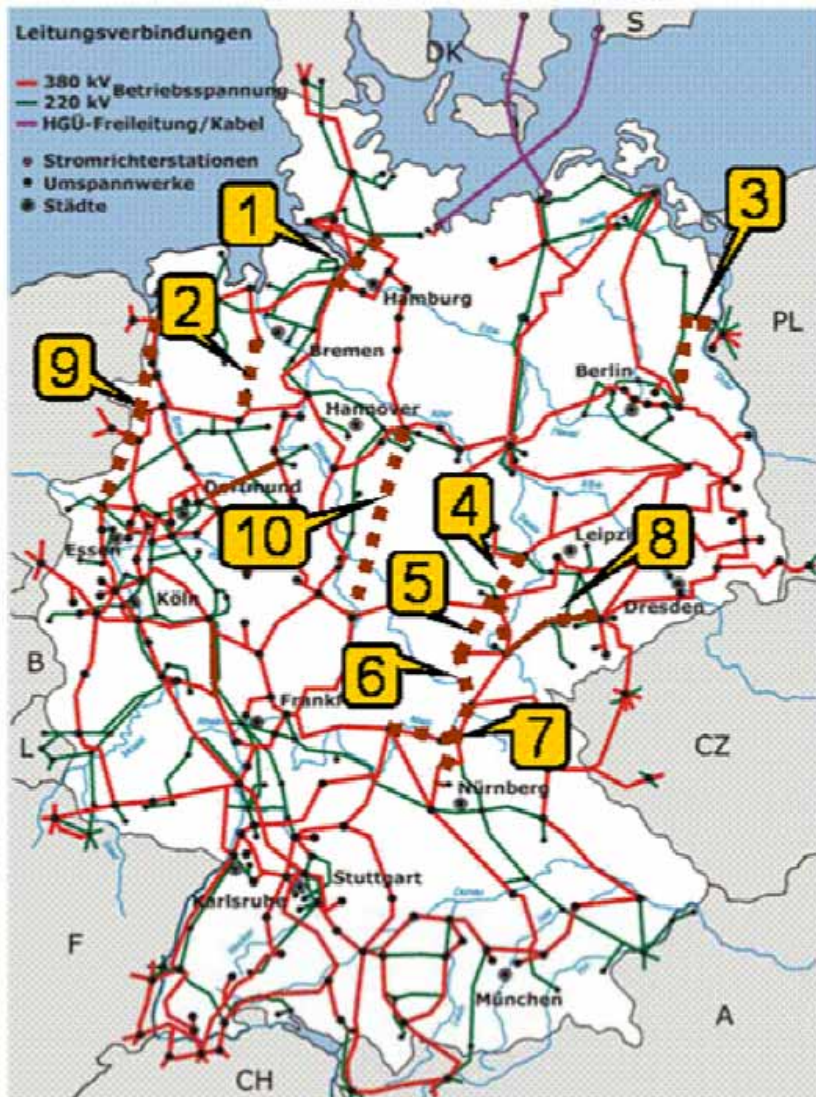
Maßnahmen:

- **Verstärkung** von 392 km des bestehenden Verbundnetzes
- **sowie Bau** von 850 km **neuen** Verbundnetztrassen
- Querregler
- Blindleistungskompensation

Zeitliche Staffelung:

- **Bis 2007:** Verstärkung von 269 km **bestehende Trassen u. 5 km Neubau**
- **2007 bis 2010:** Verstärkung von 97 km **bestehende Trassen sowie** Neubau von 455 km **Verbundnetztrassen**
- **2010 bis 2015:** Verstärkung von 26 km **bestehenden Trassen sowie** Neubau von 390 km **Verbundnetztrassen**

Erforderlicher Ausbau des 220/380 kV Verbundnetzes



bis zum Jahr 2010: 460 km

- | | |
|------------------------------------|--------|
| 1) Hamburg/Nord – Dollern | 45 km |
| 2) Ganderkesee – Wehrendorf | 80 km |
| 3) Neuenhagen – Bertikow/Vierraden | 110 km |
| 4) Lauchstädt – Vieselbach | 80 km |
| 5) Vieselbach – Altenfeld | 80 km |
| 6) Altenfeld – Redwitz | 60 km |
| 7) Netzverstärkung Franken | |
| 8) Netzverstärkung Thüringen | |

bis zum Jahr 2015: zusätzlich 390 km

- | | |
|------------------------|--------|
| 9) Diele – Niederrhein | 200 km |
| 10) Wahle – Mecklar | 190 km |

→ Kosten bis 2007: 0,28 Mrd. €

→ Kosten 2008 – 2010: 0,49 Mrd. €

→ Kosten 2011 – 2015: 0,35 Mrd. €

Systemicherheit und Stabilität



Spannungstrichterproblem:

Nach Netzfehler konzeptgemäßes, unterspannungsbedingtes Abschalten von WEA

Kurzfristiger Ausfall von mehr als 3.000 MW Leistung

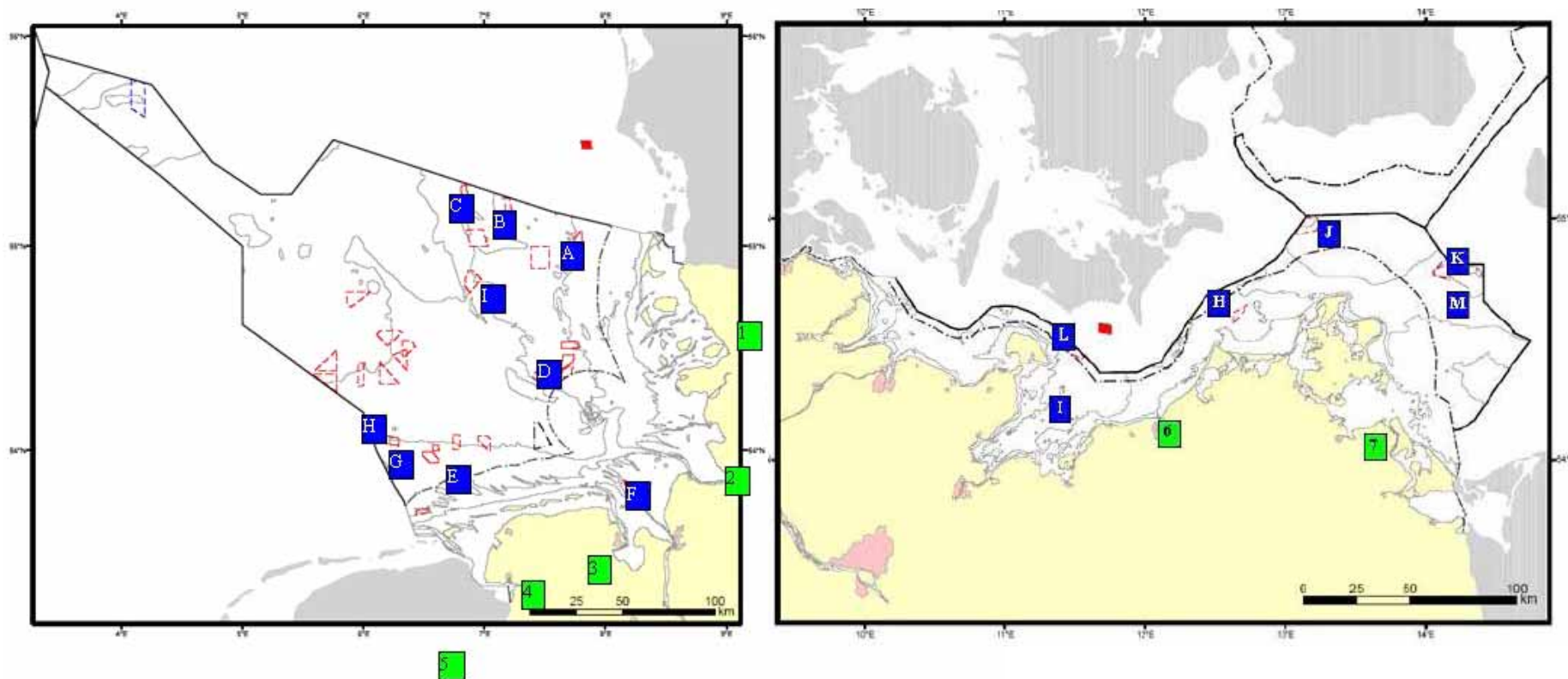
Gegenmaßnahmen:

Überarbeitung der Netzanschlussbedingungen

Nachrüstung von Altanlagen

Einbeziehung anderer EE Anlagen

Offshore- Windparks in Nord- und Ostsee und Lage der Netzanschlusspunkte



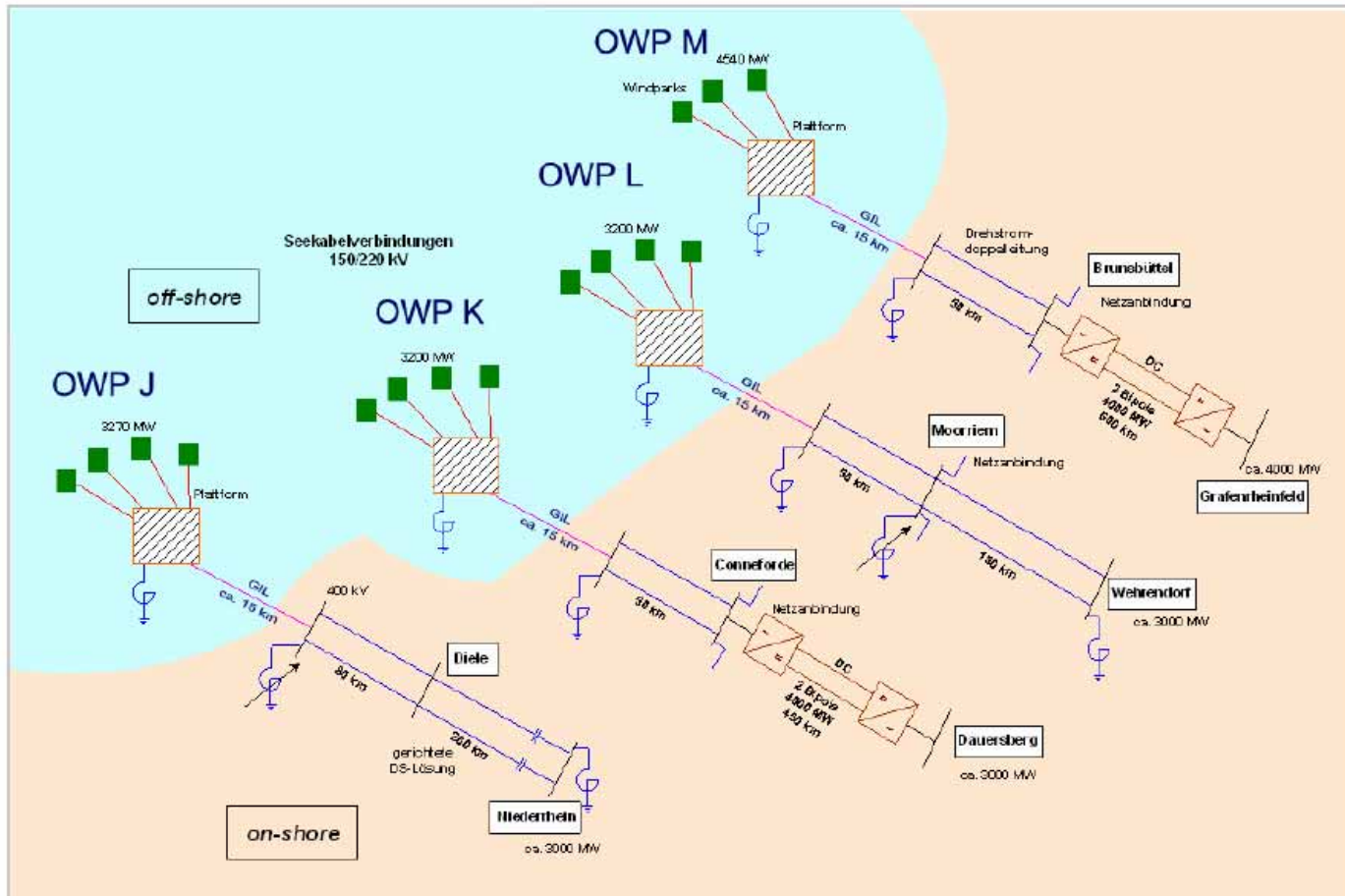
Legende:

A bis M: Offshore Windparks

1 bis 7: Netzanschlusspunkte

(Quelle: dena-Netzstudie)

Gebündelte Anlandung von Offshore-Windstrom



Ausgehend von den Sammelstationen wird der Windstrom jeweils über gemeinsame, gebündelte Leitungen an Land geführt

Investitionen Offshore-Wind

Die Investitionsanteile von Offshore Windparks variieren projektspezifisch in Abhängigkeit z.B. von der Wassertiefe und der Küstenentfernung¹⁾:

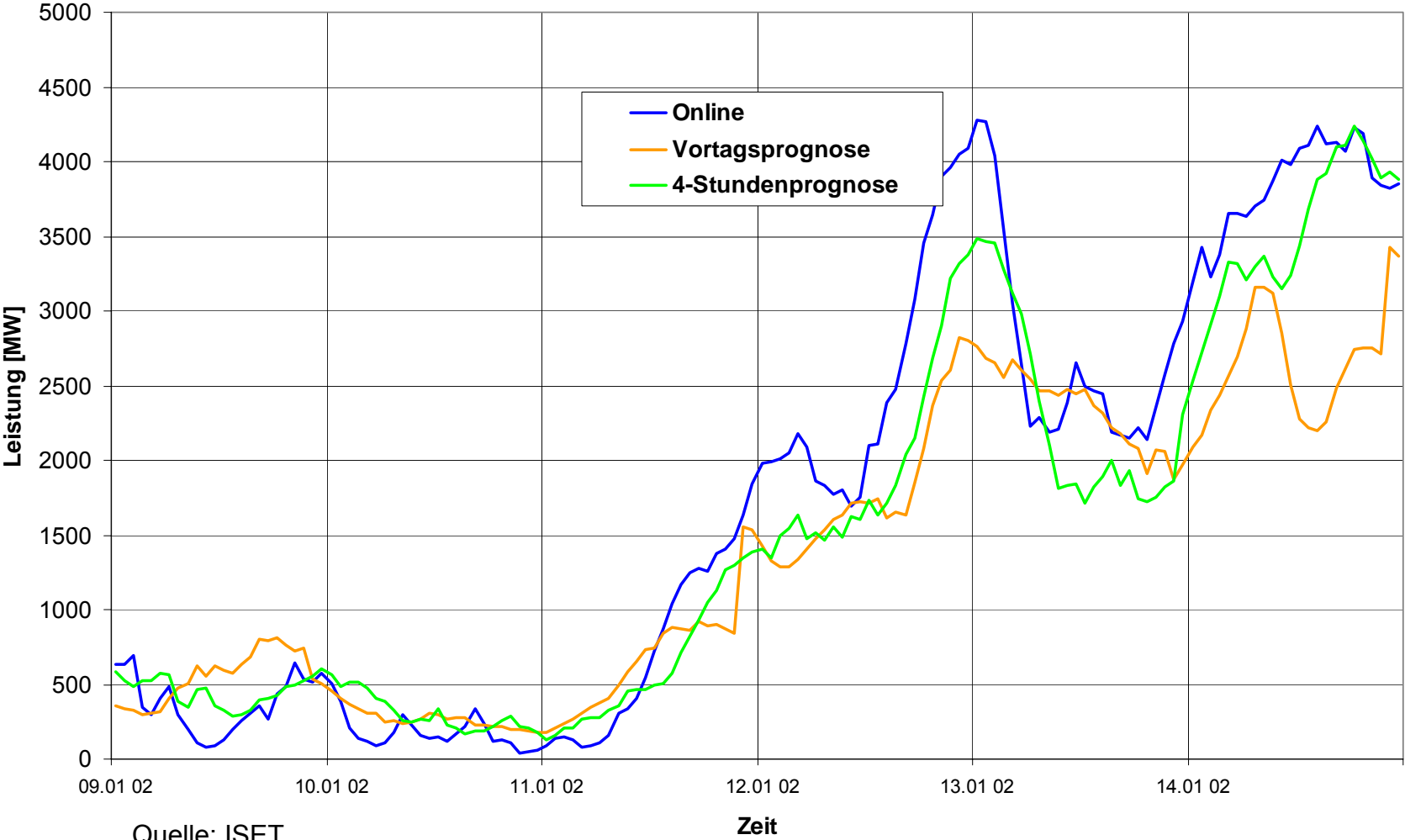
- 44 – 52 % Windenergieanlagen
- 17 – 27 % Netzanschluss
- 16 – 22 % Gründung
- 6 – 7 % Erschließung, Transport, Montage
- 4 – 6 % Sonstiges

Investitionskosten für 10.000 MW:

- Insgesamt ca. 18 Mrd. €²⁾
- davon 5 Mrd. € für Netzanschluss³⁾

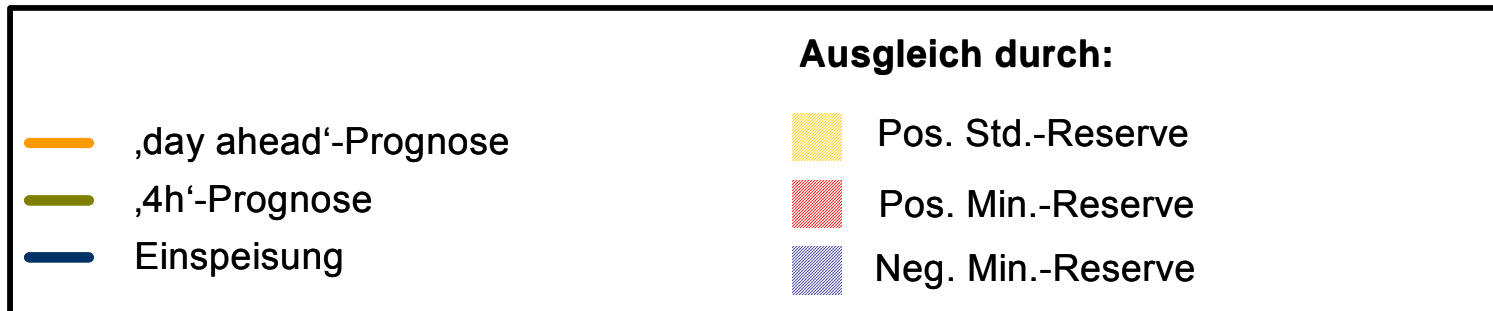
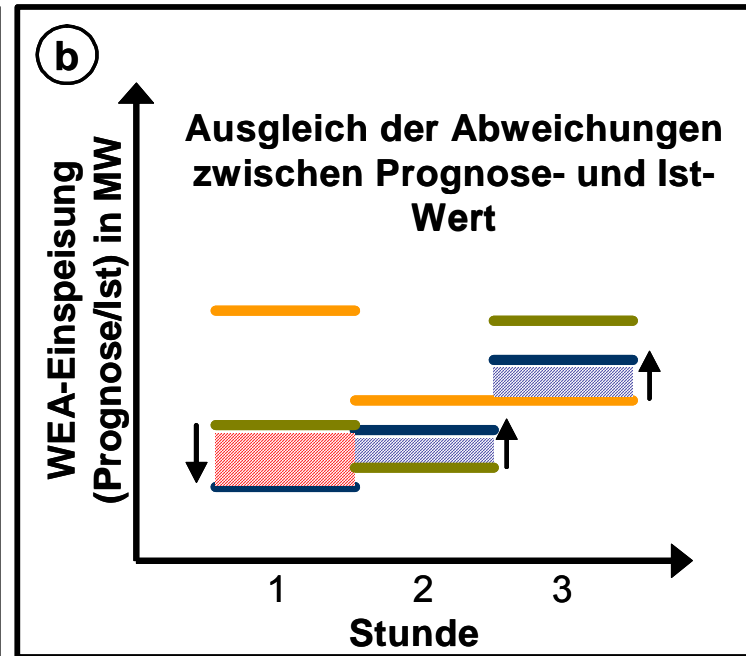
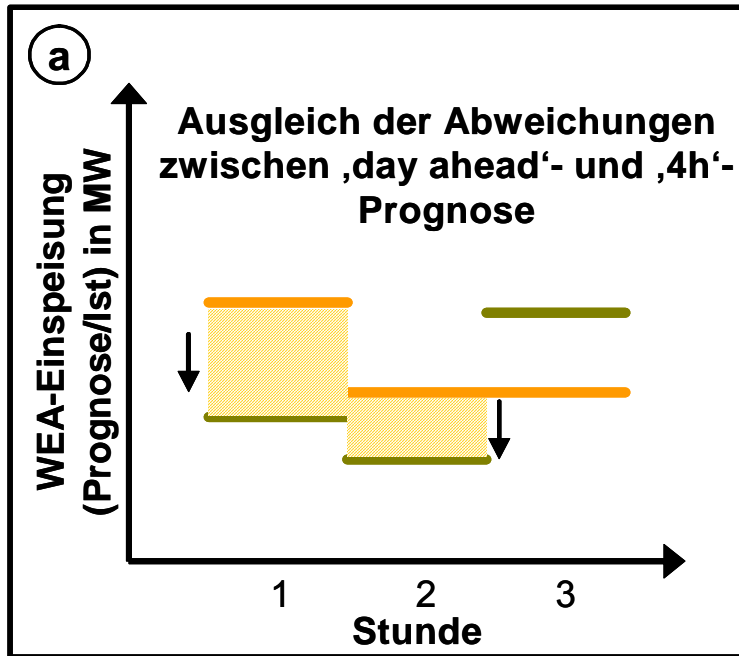
Quellen: 1) Offshore-Finance-Circle Hamburg, 2) eigene Berechnung, 3) dena-Netzstudie

Einfluss der Windenergie auf Regel- und Reserveleistung



Quelle: ISET

Einsatz von Stunden- und Minutenreserve



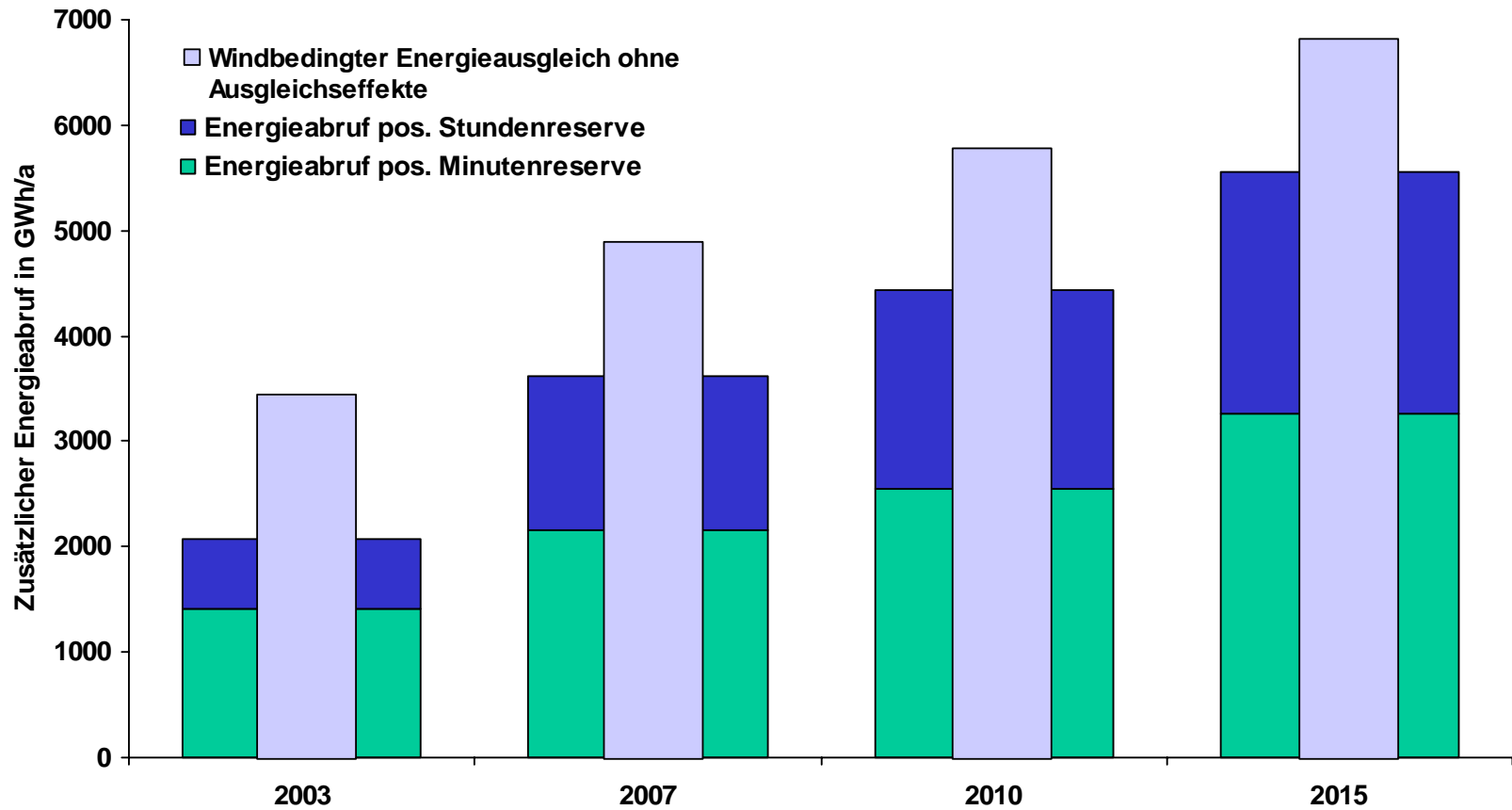
Auswirkung des Windenergieausbaus auf Regel- und Reserveleistung

- Ausbau der Windenergie stellt zusätzliche Anforderungen an Regel- und Reserveleistung
- Bedarf hängt von Prognosegenauigkeit der Windenergie ab, die Kosten von der Marktstruktur
- Bedarf an positiver und negativer Regel- und Reserveleistungen:

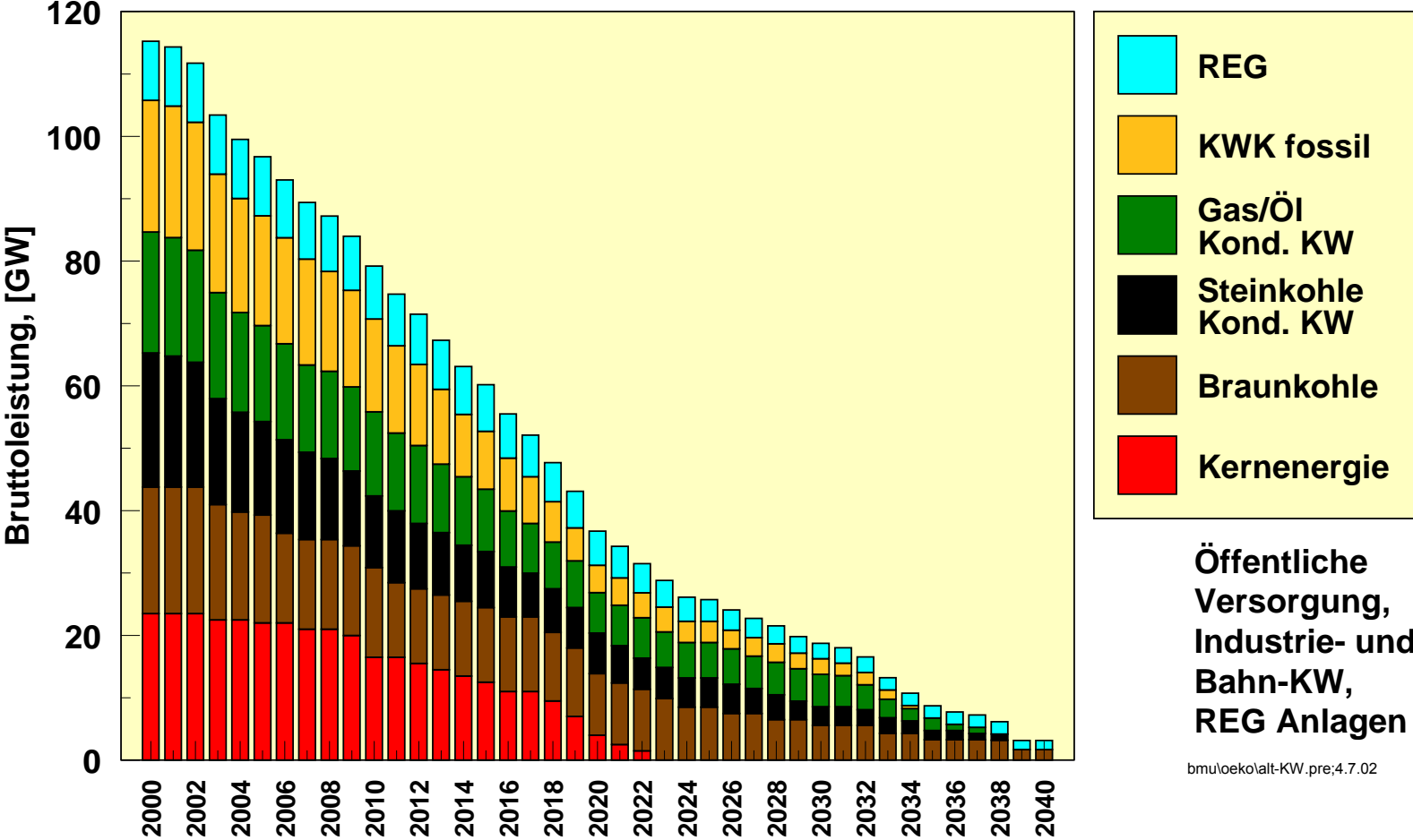
	Positive Regel- und Reserveleistung	Negative Regel- und Reserveleistung
2003	1.200 MW (max. 2.000 MW)	750 MW (max. 1.900 MW)
2015	3.200 MW (max. 7.000 MW)	2.800 MW (max. 5.500 MW)

- Die zusätzlich benötigte Regel- und Reserveleistung wird durch bestehenden Kraftwerkspark bereitgestellt

Abruf positiver Regel- und Reserveenergie



Bruttoleistung bei Verzicht auf Ersatz- und Neuinvestitionen



Quelle: DLR, Nitsch, 2002

Öffentliche
Versorgung,
Industrie- und
Bahn-KW,
REG Anlagen

bmu/oeko/alt-KW.pre:4.7.02

Basisszenario ohne CO₂-Aufschlag

- **Bedingungen**
 - Keine wesentliche Veränderung bei Erdgas, Öl und Steinkohle
 - real konstanter Braunkohlepreis
 - CO₂-Zertifikate sowohl für Bestands- als auch für Neuanlagen werden bedarfsgerecht und kostenlos zugeteilt
 - CO₂-Preis geht nicht in die Kosten- und Preiskalkulation der Unternehmen ein
- Braun- und Steinkohlekraftwerke als Grund- und Mittellastkraftwerke haben im Vergleich zu Erdgas befeuerten Kraftwerken eine bessere Wettbewerbssituation

Basisszenario mit CO₂-Aufschlag

■ Bedingungen

- Keine wesentlichen Veränderungen bei Erdgas, Öl und Steinkohle
- real konstanter Braunkohlepreis
- CO₂-Zertifikate werden versteigert und die CO₂-Preise steigen (2007: 5 €/t; 2010: 10 €/t; 2015: 12,5 €/t)

➔ Von 2003 bis 2015 steigen die Brennstoffkosten pro MWh bei Braunkohle um 170 %, Steinkohle um 69%, Erdgas um 14 %, Heizöl EL um 6% und Heizöl S um 12 %.

- Braun- und Steinkohlekraftwerke als Grund- und Mittellastkraftwerke haben im Vergleich zu Erdgas befeuerten Kraftwerken eine erheblich verschlechterte Wettbewerbssituation

Alternativszenario mit CO₂-Aufschlag

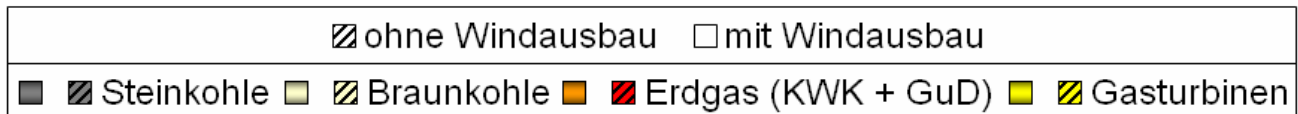
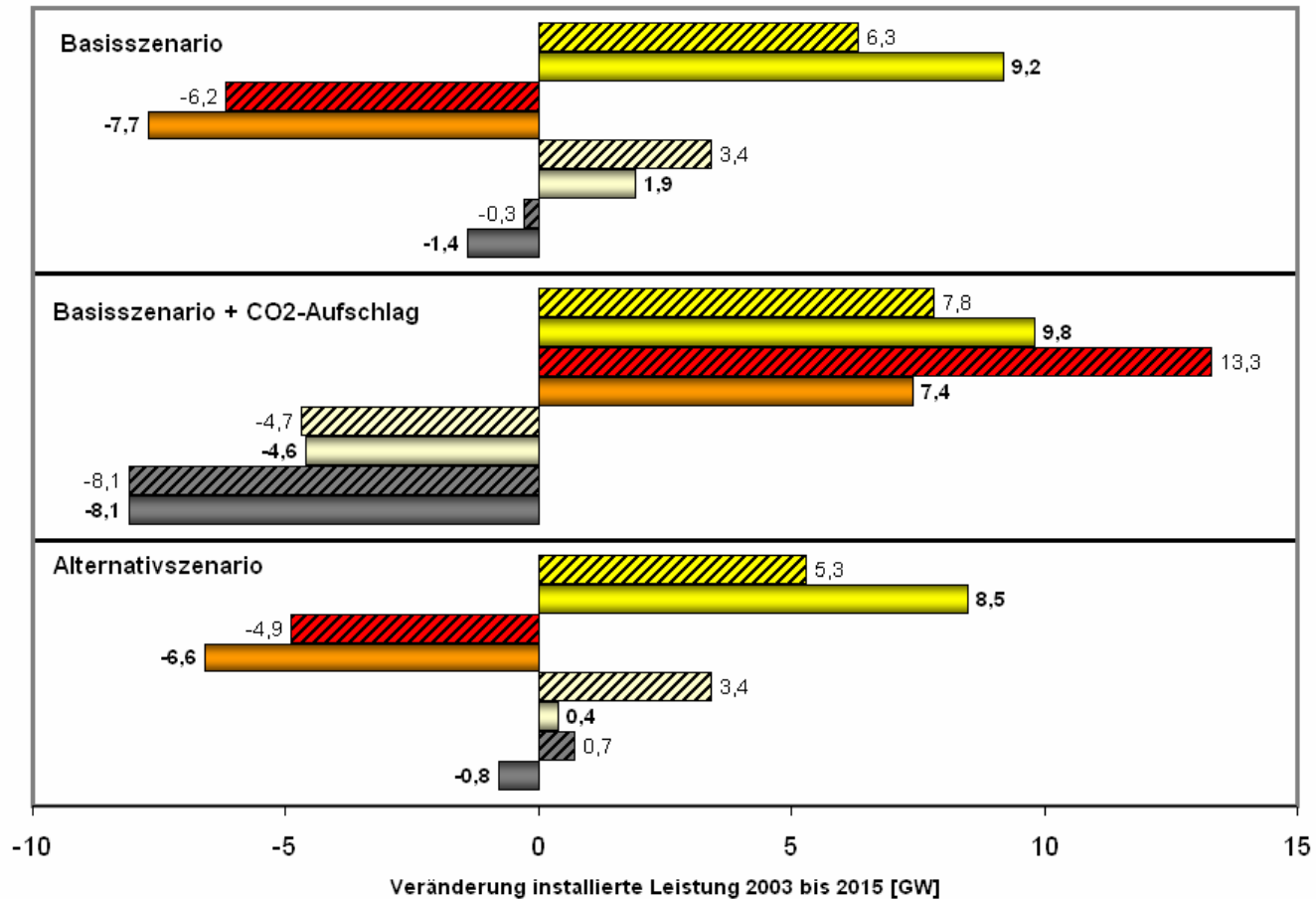
■ Bedingungen

- Anstieg des Erdgas- und Ölpreises in 2015 gegenüber 2003
- CO₂-Zertifikate werden versteigert und die CO₂-Preise steigen
(2007: 5 €/t; 2010: 10 €/t; 2015: 12,5 €/t)

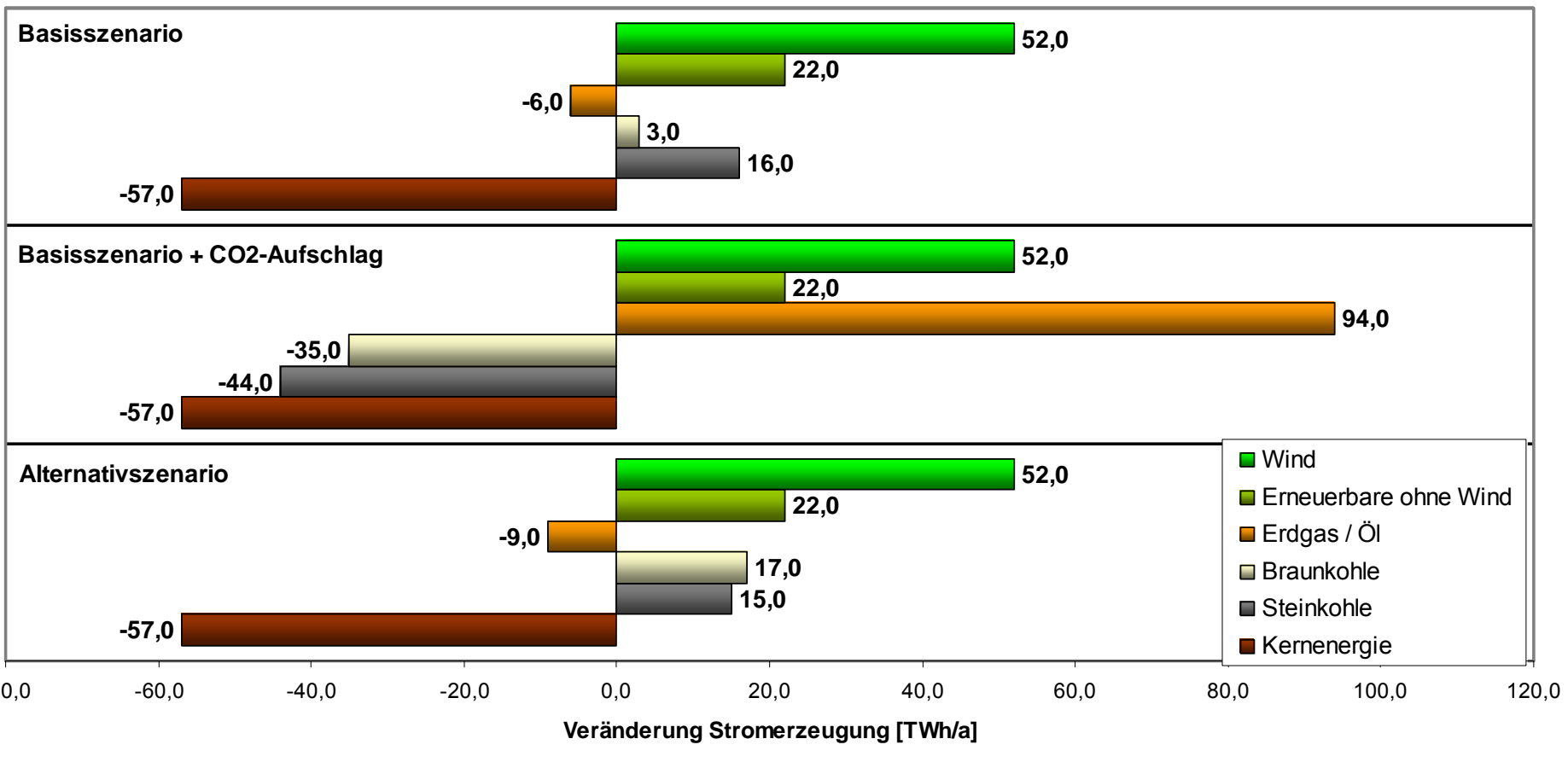
➔ Von 2003 bis 2015 steigen die Brennstoffkosten pro MWh bei
Braunkohle um 170 %, Steinkohle um 69%, Erdgas um 33%, Heizöl EL um 20% und Heizöl S um 18 %.

- Der Wettbewerbsvorteil, den Erdgas bei steigenden CO₂-Preisen gegenüber den CO₂-intensiven Energieträgern Braun- und Steinkohle hat, wird durch steigende Erdgaspreise z. T. kompensiert

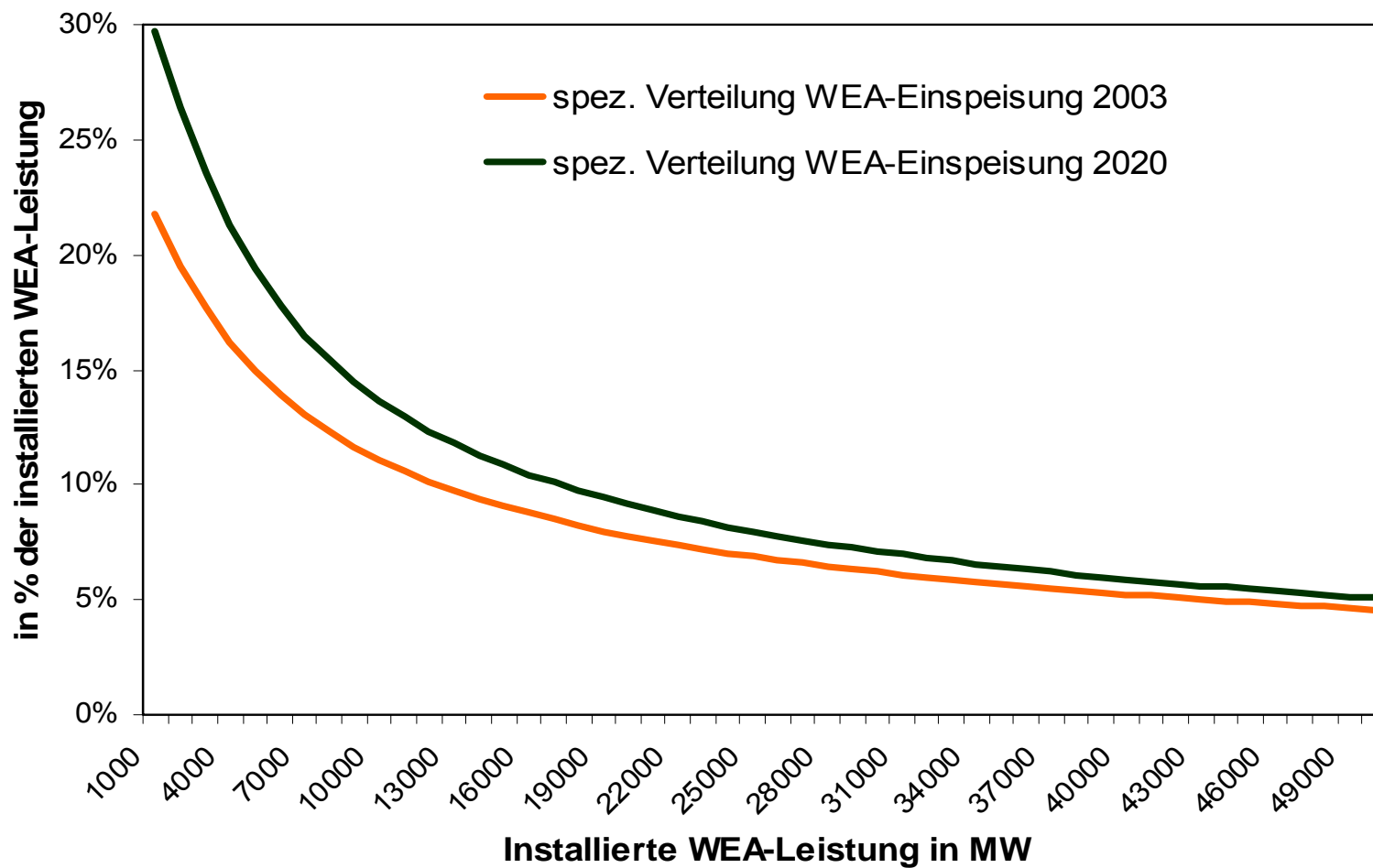
Veränderung der installierten Leistungen 2003 bis 2015 ohne und mit Windausbau



Stromerzeugung bei Windausbau von 2003 bis 2015 [TWh/a]

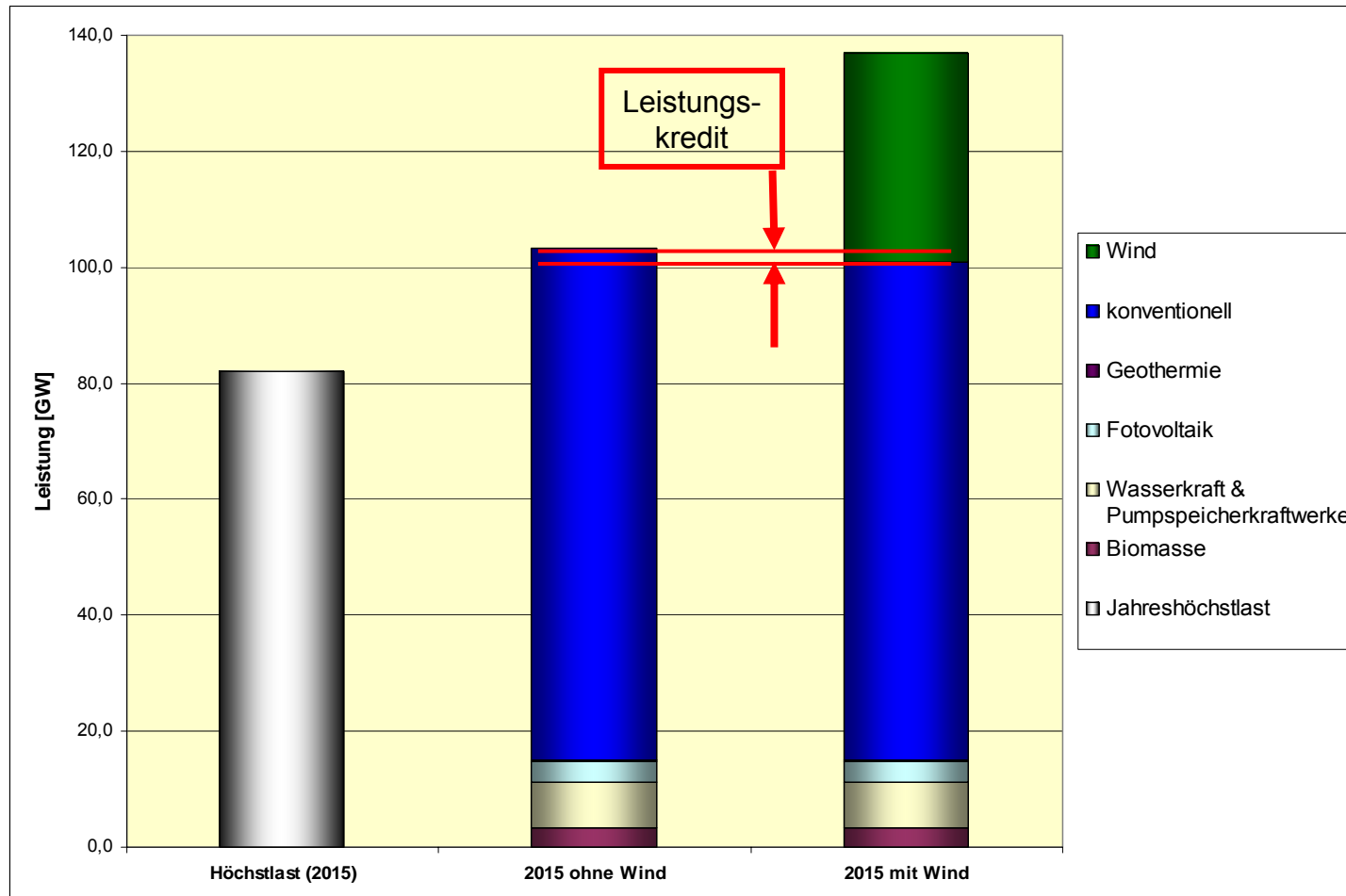


Zugewinn an gesicherter Leistung durch WEA



Höchstlast und installierte Leistung des Kraftwerksparks in 2015 mit und ohne Windenergieausbau

Zugewinn an gesicherter Leistung durch Ausbau der Windenergie (Leistungskredit) im Jahr 2015 ca. 6 % der installierten Windleistung

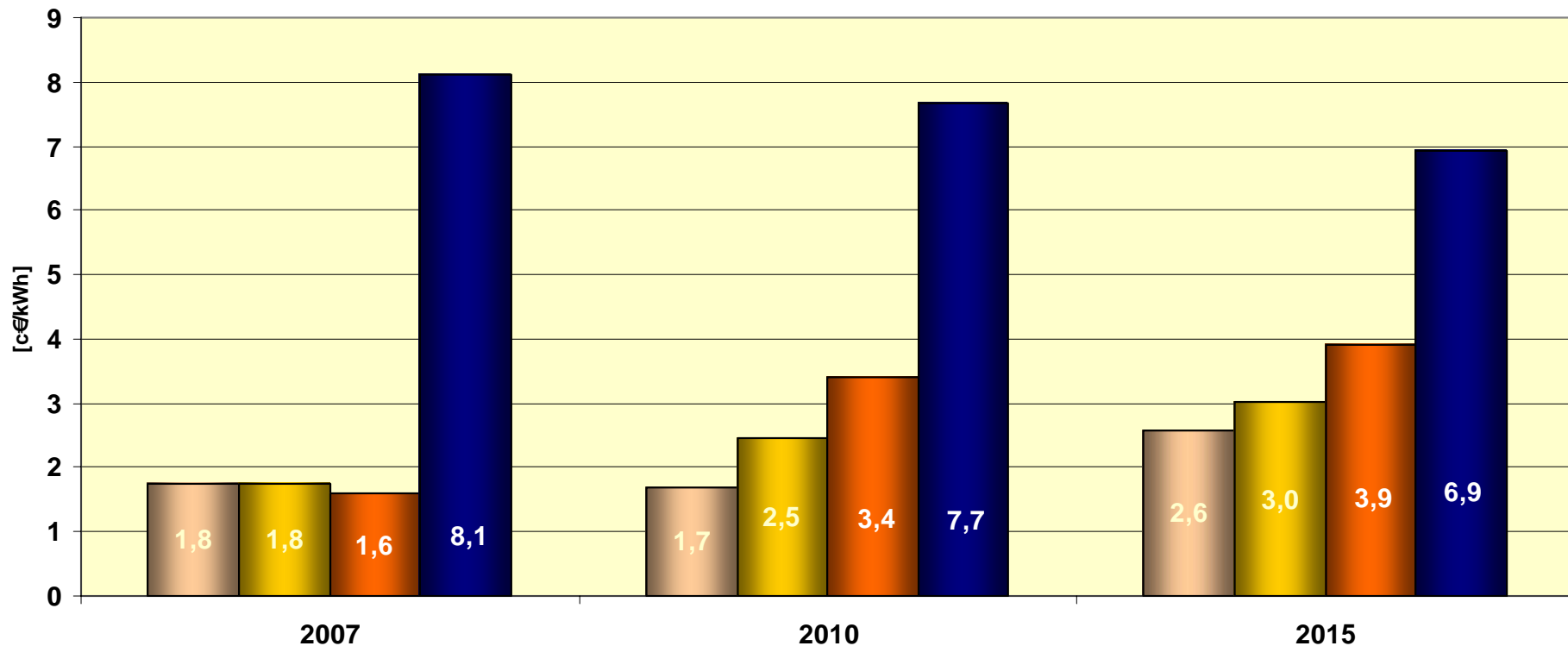


Kostenaspekte beim Ausbau der Windenergie

- **Kostenerhöhungen ergeben sich durch**
 - EEG-Einspeisevergütung
 - Kosten für Verstärkung und Ausbau des Höchstspannungsnetzes
 - Kosten im konventionellen Kraftwerkspark inklusive Regel- und Reserveenergie

- **Kosteneinsparungen im konventionellen Kraftwerkspark durch Reduktion der**
 - Brennstoffkosten
 - Kapitalkosten
 - Instandhaltungskosten

Einspeisevergütung und Kosteneinsparungen durch Windenergiezubau in den Szenarien



- Summe Kosteneinsparungen: Basisszenario
- Summe Kosteneinsparungen: Basisszenario + CO2
- Summe Kosteneinsparungen: Alternativszenario
- Durchschnittliche Einspeisevergütung für die zusätzliche WEA-Einspeisung

Mehrkosten durch Ausbau der EE bis 2015 - Nichtprivilegierter Verbrauch -

- **Mehrkosten in 2015 gegenüber 2003 durch Windenergieausbau**
 - Basisszenario: 0,485 Cent (2003) / kWh
 - Basisszenario + CO₂: 0,415 Cent (2003) / kWh
 - Alternativszenario CO₂: 0,385 Cent (2003) / kWh

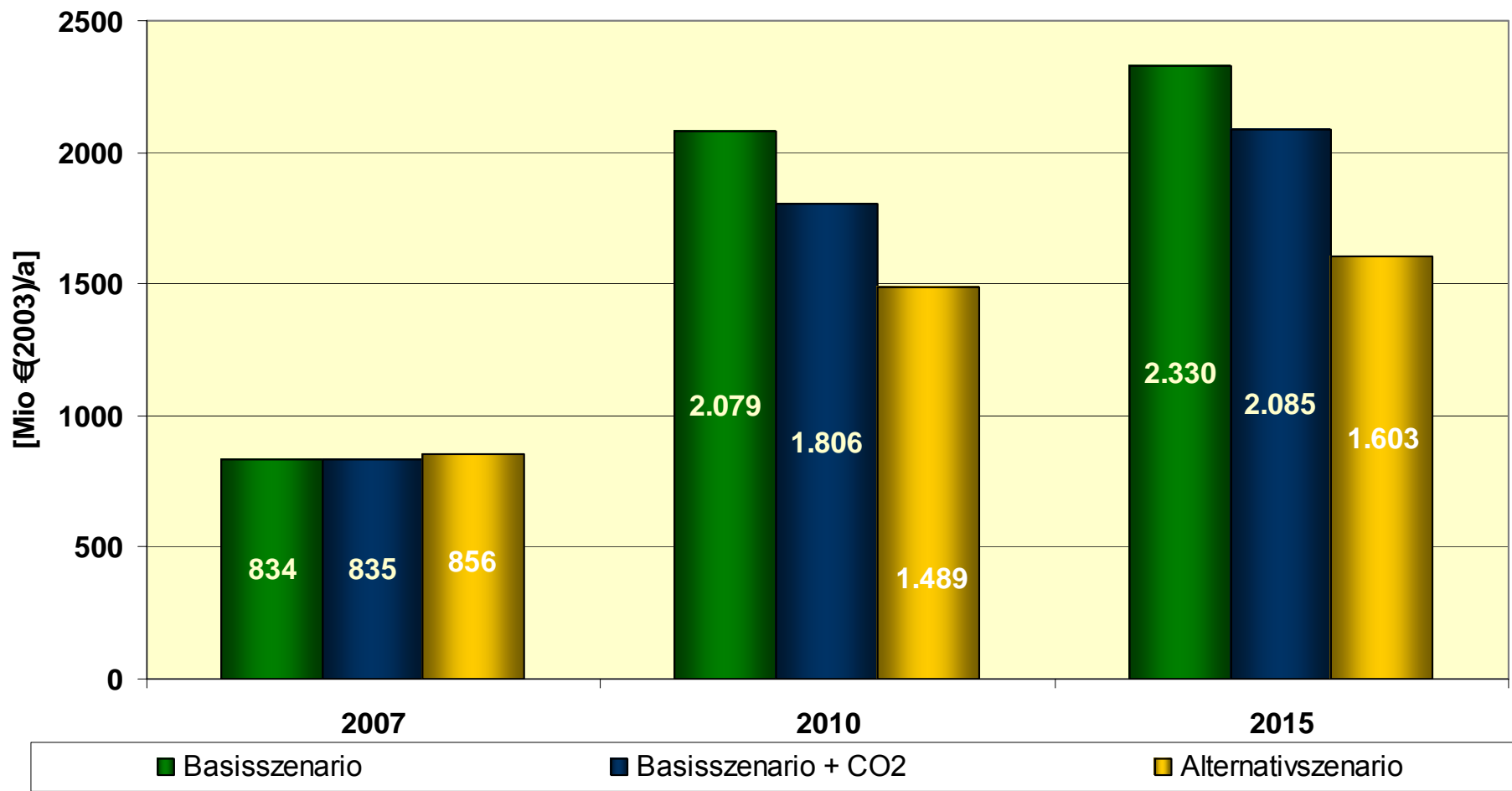
- **Mehrkosten in 2015 durch Ausbau sämtlicher Erneuerbarer Energien, einschließlich Wind**
 - Basisszenario: 1,105 Cent (2003) / kWh
 - Basisszenario + CO₂: 0,965 Cent (2003) / kWh
 - Alternativszenario CO₂: 0,905 Cent (2003) / kWh

Mehrkosten durch Ausbau der EE bis 2015 - Privilegierter Verbrauch -

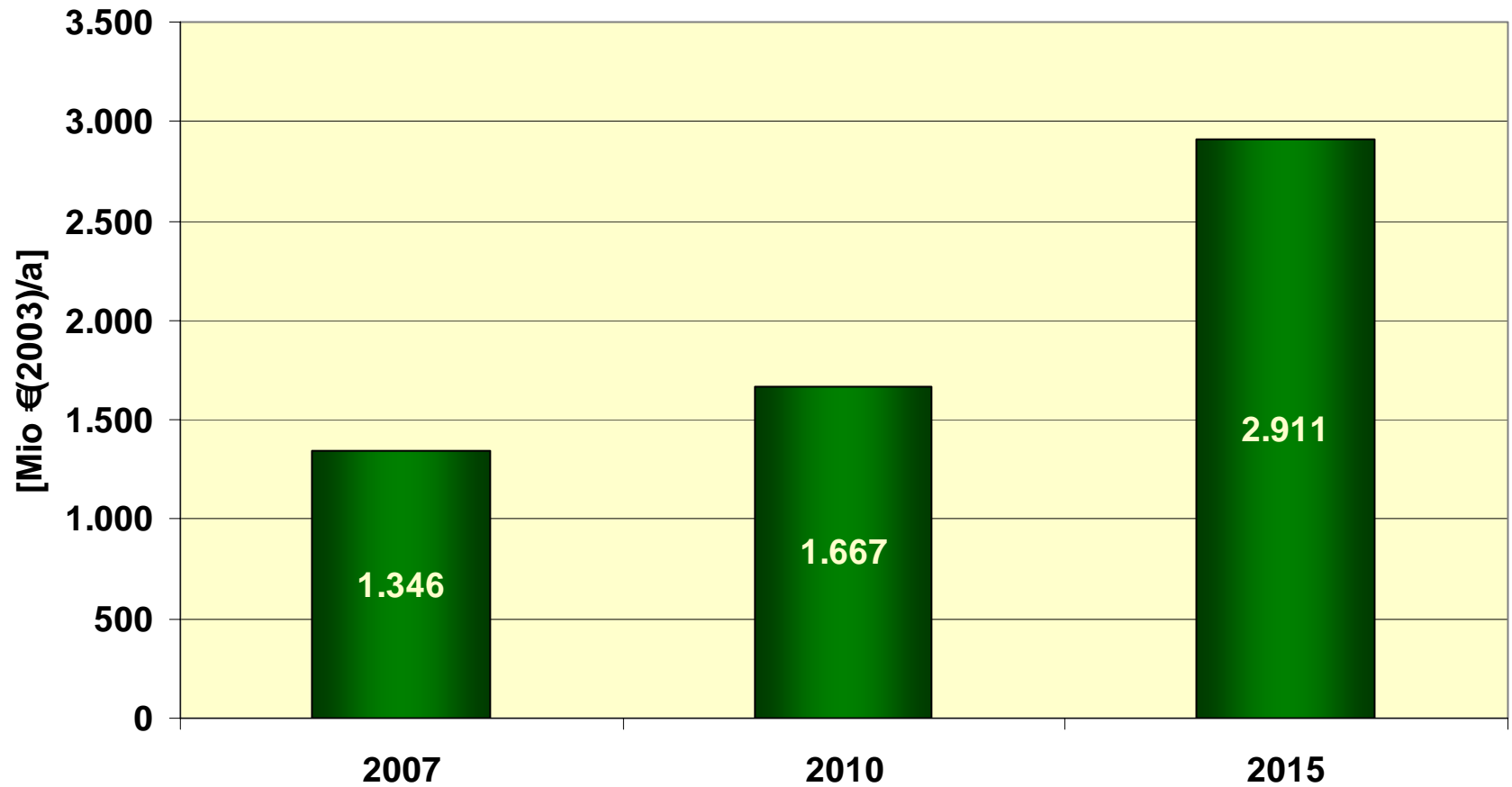
- **Mehrkosten in 2015 gegenüber 2003 durch Windenergieausbau**
 - Basisszenario: 0,175 Cent (2003) /kWh
 - Basisszenario + CO₂: 0,175 Cent (2003) / kWh
 - Alternativszenario CO₂: 0,175 Cent (2003) / kWh

- **Mehrkosten in 2015 durch Ausbau sämtlicher Erneuerbarer Energien, einschließlich Wind**
 - Basisszenario: 0,335 Cent (2003) /kWh
 - Basisszenario + CO₂: 0,305 Cent (2003) / kWh
 - Alternativszenario CO₂: 0,295 Cent (2003) / kWh

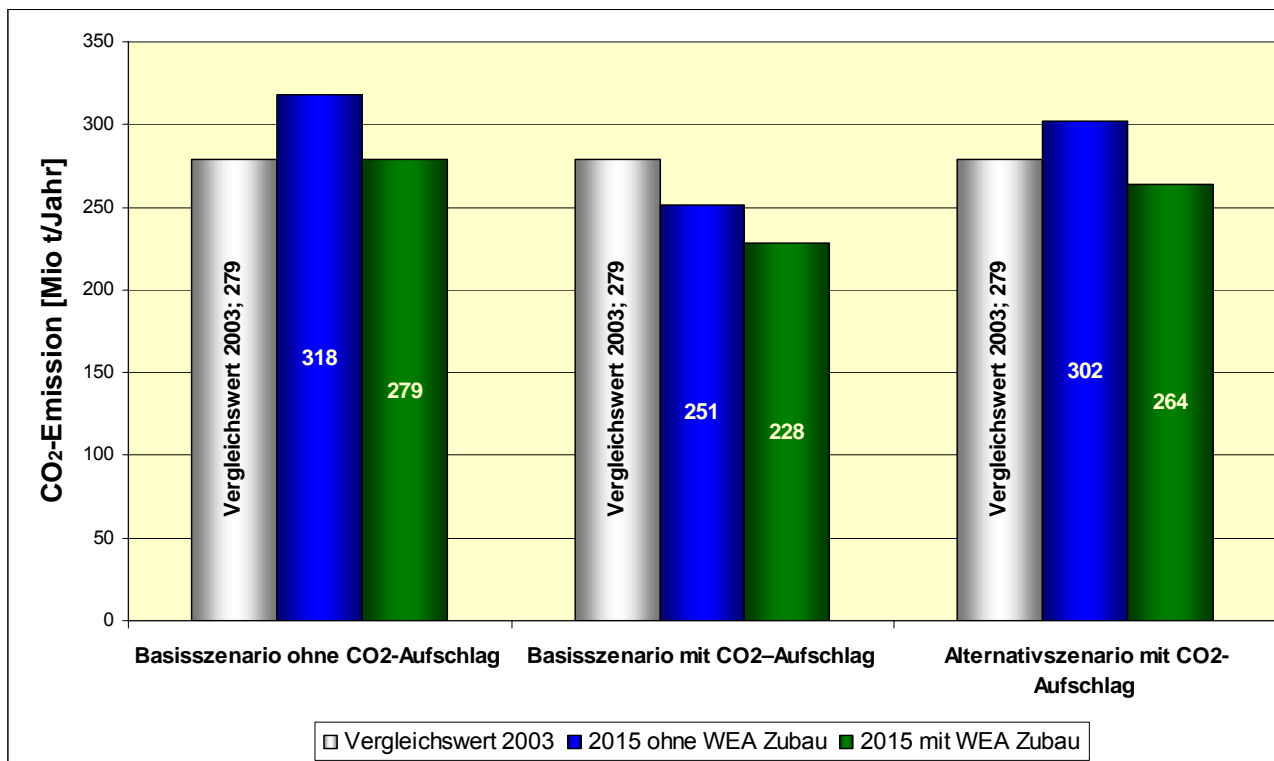
Netto-Zusatzkosten für Windenergieausbau



Entwicklung der EEG-Einspeisevergütung (ohne Wind)



Entwicklung der CO₂-Emissionen im Kraftwerkspark



CO₂-Vermeidungskosten durch Windenergie (je nach Szenario)

Jahr 2007: 95 bis 168 € / t CO₂

Jahr 2015: 41 bis 77 € / t CO₂

Handlungsbedarf

Kurz-mittelfristig

- Schaffung der planungsrechtlichen Voraussetzungen für den Netzausbau an Land
- Konzeption für Aufbau und Betrieb eines Offshore-Netzes
- Konzepte zur Lösung des „Spannungstrichterproblems“
- Prüfung der Nachrüstbarkeit von Altanlagen
- Verstärktes Repowering

Mittel-langfristig

- Aktive Beteiligung der Windenergieanlagen an Netzbetriebsführung: Einspeisemanagement, Netzstützung in Fehlersituationen, Bereitstellung von Regelleistung
- Ausweitung der Betrachtungen auf europäischen Netzverbund

Inhalte dena-Netzstudie Teil II

- **Vorliegender Teil I deckt Zeitraum bis 2015 ab (20% EE-Ziel der Bundesregierung)**
- **Zeitraum bis 2025 (weiterer Ausbau der Offshore-Windleistung um 10.000 MW) wird in Teil II untersucht:**
 - Betrachtung über UCTE Gebiet hinaus
 - Beteiligung der WEA an Netzbetriebsführung (interaktives Einspeisemanagement) sowie Lastmanagement ausgewählter Verbraucher
 - Einsatzmöglichkeiten und Betriebsführungsstrategien für Speicher
 - Einfluss der Betriebsmittelbelastbarkeit von Umgebungsbedingungen
 - Handhabung von Netzenspässen
 - Entwicklung und Struktur des Kraftwerksparks
 - Auswirkungen auf Kosten der Stromerzeugung

Kongress zur dena-Netzstudie

- **10. Mai 2005**
- Palais am Funkturm, Berlin
- Vorstellung und Diskussion der Ergebnisse, des Handlungsbedarfs und von Lösungen zur Integration der Windenergie in die Elektrizitätsversorgung
- Konferenzsprache Deutsch, Simultanübersetzung ins Englische
- Programm und Anmeldung siehe **www.dena.de/netzstudie** oder **www.dena.de/gridstudy**

Pressekontakt



Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)

Chausseestraße 128 a

D 10115 Berlin

Fon: 030-726 16 56-0

Fax: 030-726 16 56-99

Stephan Kohler, Geschäftsführer

Dr. Martin Hoppe-Kilpper, Bereichsleiter Kraftwerke und Netze

www.dena.de