

Ökonomische Aspekte des Einspeisemanagements

**PD Dr. Roland Menges
Universität Flensburg**

**Beitrag zum Fachgespräch
“Novellierung des EEG und dessen Weiterentwicklung”**

**22. Februar 2008
Berlin**

Problemdimensionen des Einspeisemanagements



Ökonomische Aspekte des Einspeisemanagements

- **Allokative Fragen:**

Statische Dimension:

Wer soll produzieren?

Wer soll knappe Netzkapazitäten nutzen?

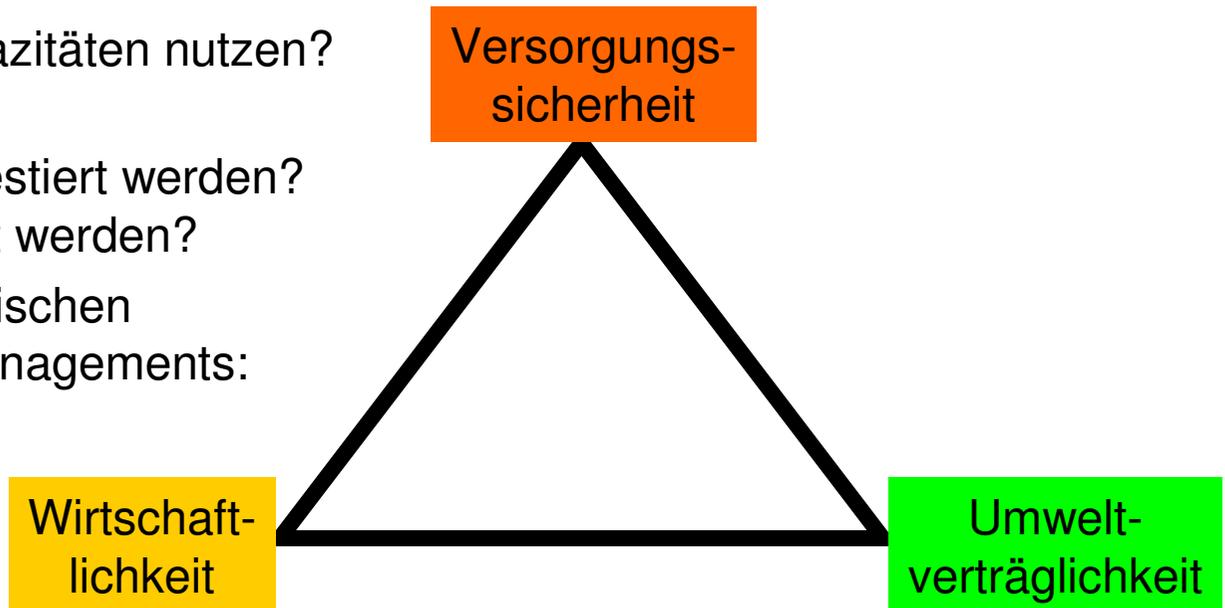
Dynamische Dimension:

Wo soll in Erzeugung investiert werden?

Wo soll in Netze investiert werden?

- Bezugspunkt der ökonomischen Analyse des Einspeisemanagements:

Energiewirtschaftliches Zieldreieck



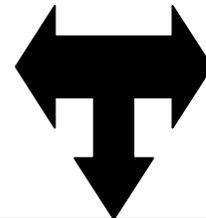
Wie löst das EEG-Einspeisemanagement die hier angelegten Zielkonflikte auf?

Einspeisungsmanagement

EEG (2004) § 4 Abs. 3, Satz 2

- „Die Verpflichtung zur vorrangigen Abnahme ...des in diesen Anlagen erzeugten Stroms besteht nur, soweit das Netz oder der Netzbereich nicht durch Strom aus zeitlich vor diesen Anlagen angeschlossenen Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien oder Grubengas vollständig ausgelastet ist“.

Dynamischer Zubau von dezentralen EEG-Anlagen



Netzausbau: zeitaufwändige Genehmigungsverfahren
Erdkabel vs. Freileitung

Netzengpässe

Temporäres Einspeisungsmanagement

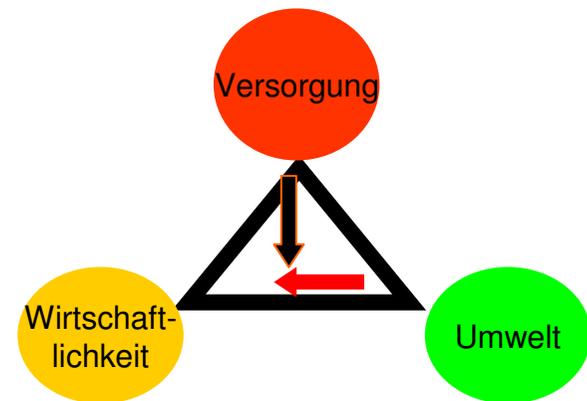
ermöglicht Anschluss der Anlagen ohne Gefährdung der Netzsicherheit

Bisherige Praxis im EEG (2004)

- Vorrangigkeit, Umlagefinanzierung
 - **Hierarchische, lexikografische Entscheidungsregel**
 - Bei Netzengpass: Vorrang funktioniert nicht mehr: Erzeugungsmanagement in Verantwortung des Netzbetreibers
- ➔ Konkurrenz der Ökostromerzeuger um knappe Übertragungskapazität !

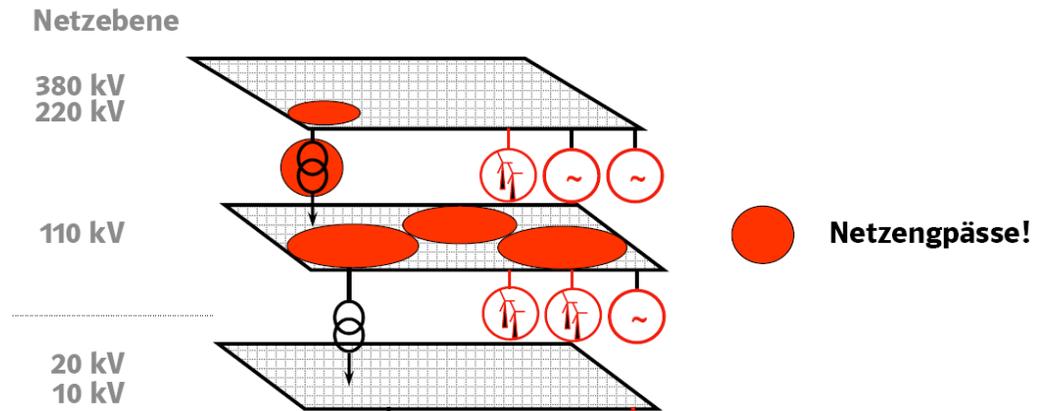
Mögliche technische Auswahlkriterien:

1. nach Reihenfolge des Anschlusses (doppelte Priorisierung)
 2. nach regionaler Betroffenheit (Netzregion)
 3. nach technischer „Verursachung“ (erfordert stufenlose Abregelung)
- Alternative ökonomische Kriterien (Kosten, Wertigkeit, Regelbarkeit etc.) wären systemfremd



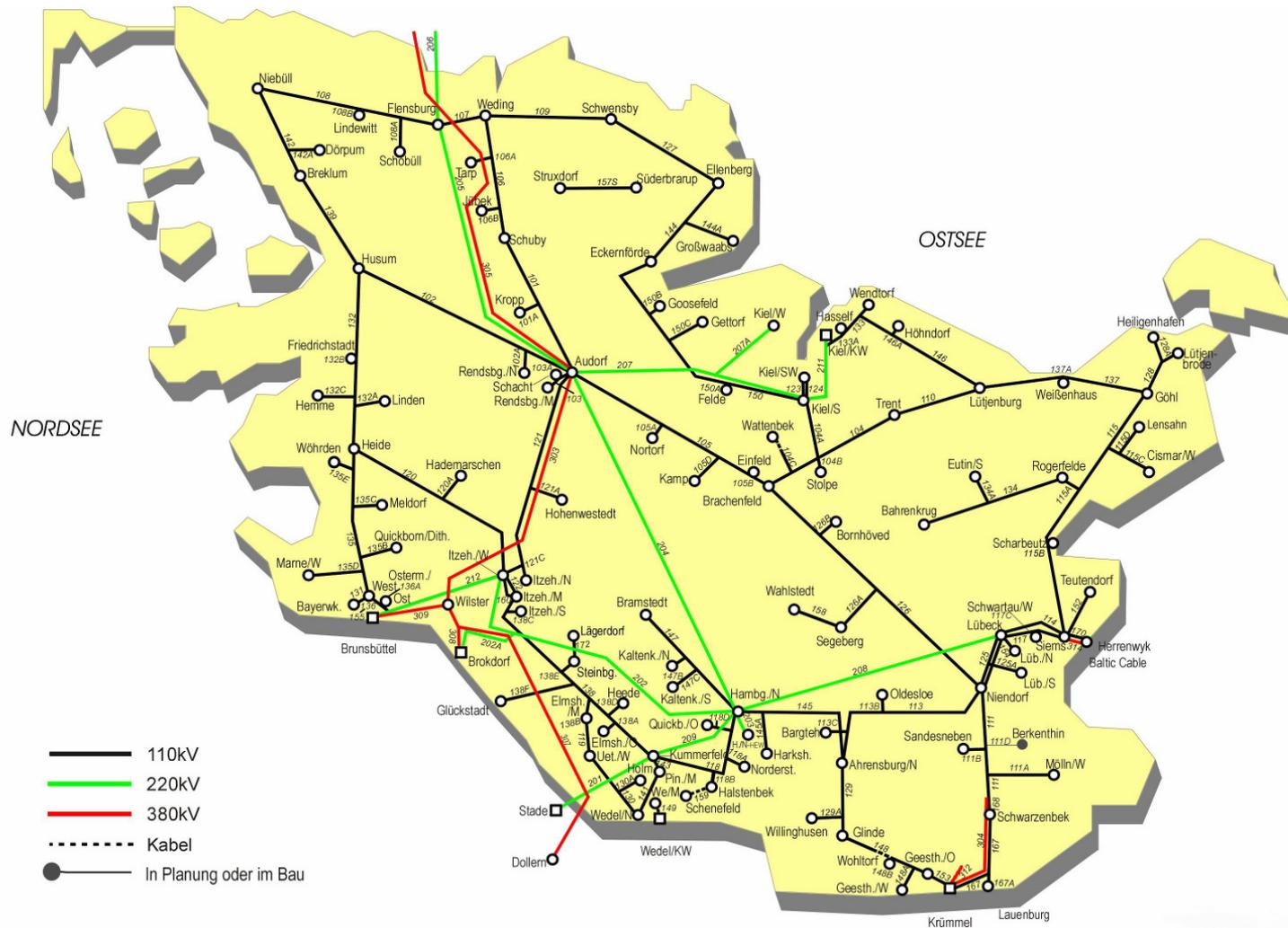
Bisherige Praxis im EEG (2004)

- Windeinspeisung und Netzengpässe insbesondere im Bereich des 110 kV-Netzes

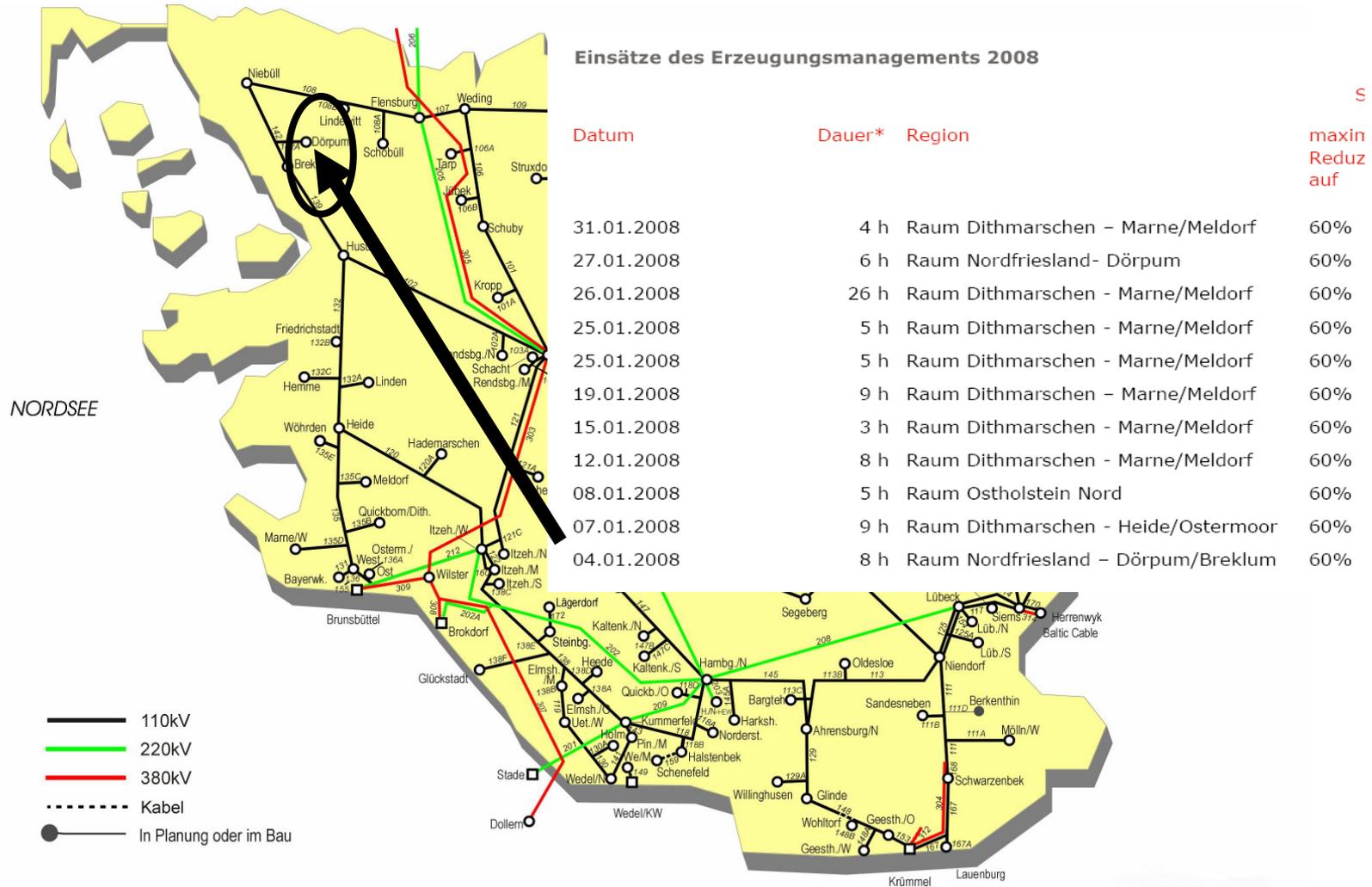


- Betroffene Regionen: Insbesondere Schleswig-Holstein, zunehmend auch andere Regionen in Norddeutschland
- Streit um „Verursachung“ bislang nicht durchgeführter Netzausbaumaßnahmen (Genehmigungsverfahren, Erdkabel vs. Freileitungen, etc.)
- Entgangene EEG-Vergütungen (2004-2007): **6,5 - 8,6 Mio €**
- Folge: Risikoüberlegungen bei Investoren (z.B. Risiko von 20% Ertragsausfall bei Repowering-Projekten)

Beispiel: Schleswig-Holstein, Januar 2008



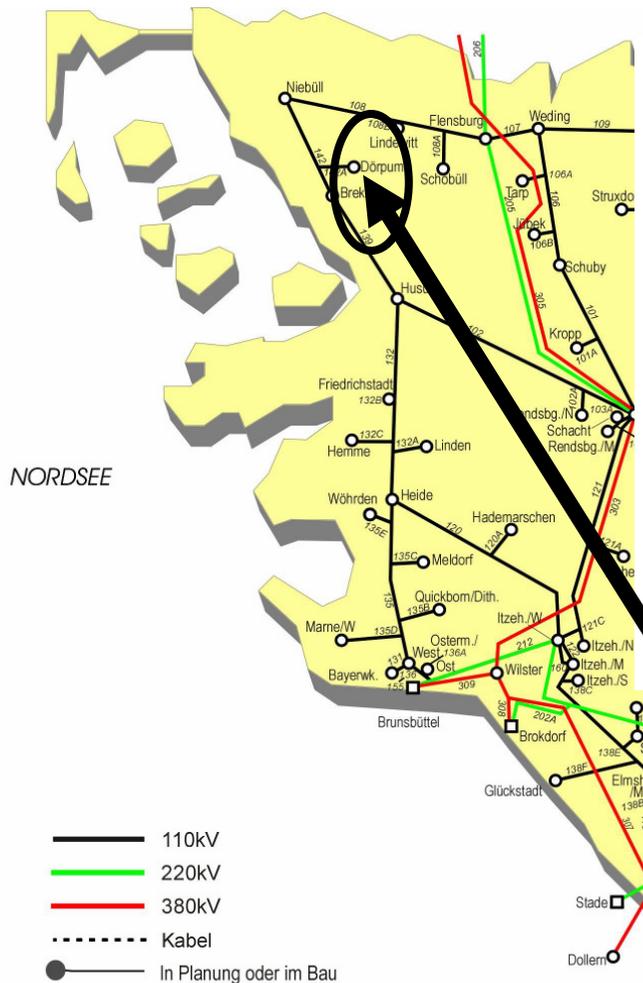
Beispiel: Schleswig-Holstein, Januar 2008



Beispiel: Schleswig-Holstein, Januar 2008

e-on | Netz

Einsatznr.: Le / Erzman 01
 Datum: 07.01.2008
 Bearbeiter: NL



Einsatzbericht Erzeugungsmanagement

04.01.2008 00:23h bis 04.01.2008 07:37h

Region 1 (Raum Nordfriesland - Dörpum/Brekium)
 maximale Reduzierung auf 60%

Ursache:

Starke Windeinspeisung in Verbindung mit netzbaulicher Tätigkeit

Einsatzbeschreibung:

Region 1:
 00:23h 100% auf 60%
 07:37h 60% auf 100%

Engpassort / Schäden / Reparatur:

Grenzwertüberschreitung auf dem Stromkreis Flensburg - Niebüll ROT mit Stich Lindewitt

Besonderheiten vor dem Einsatz:

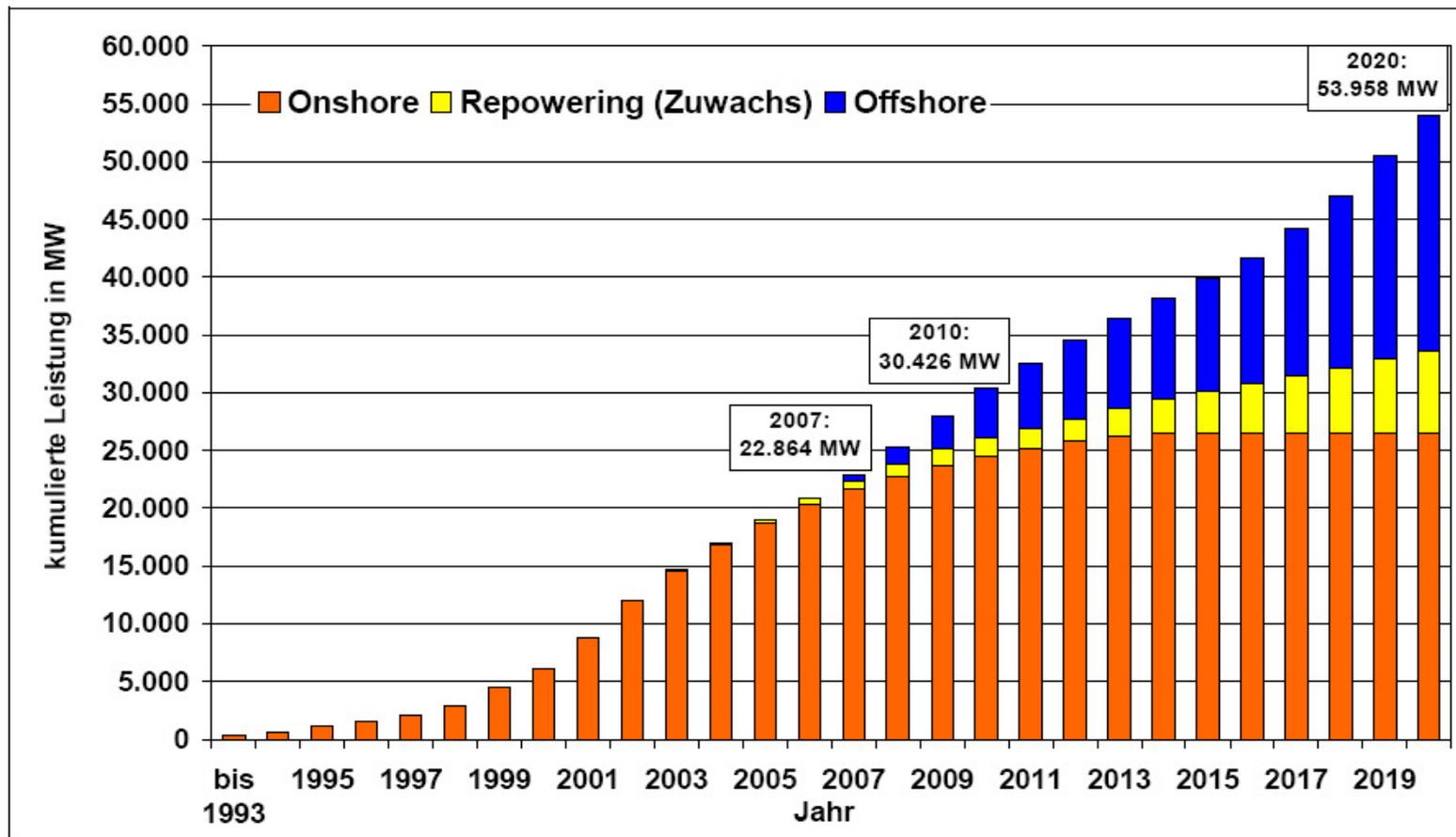
Einspeiseleistung von Trafo 101 und Trafo 102 im UW Niebüll vor Einsatz in Region 1 auf Null reduziert
 Leitungsmonitoring aktiv

Bemerkungen:

Hohe Windeinspeisung in der Region

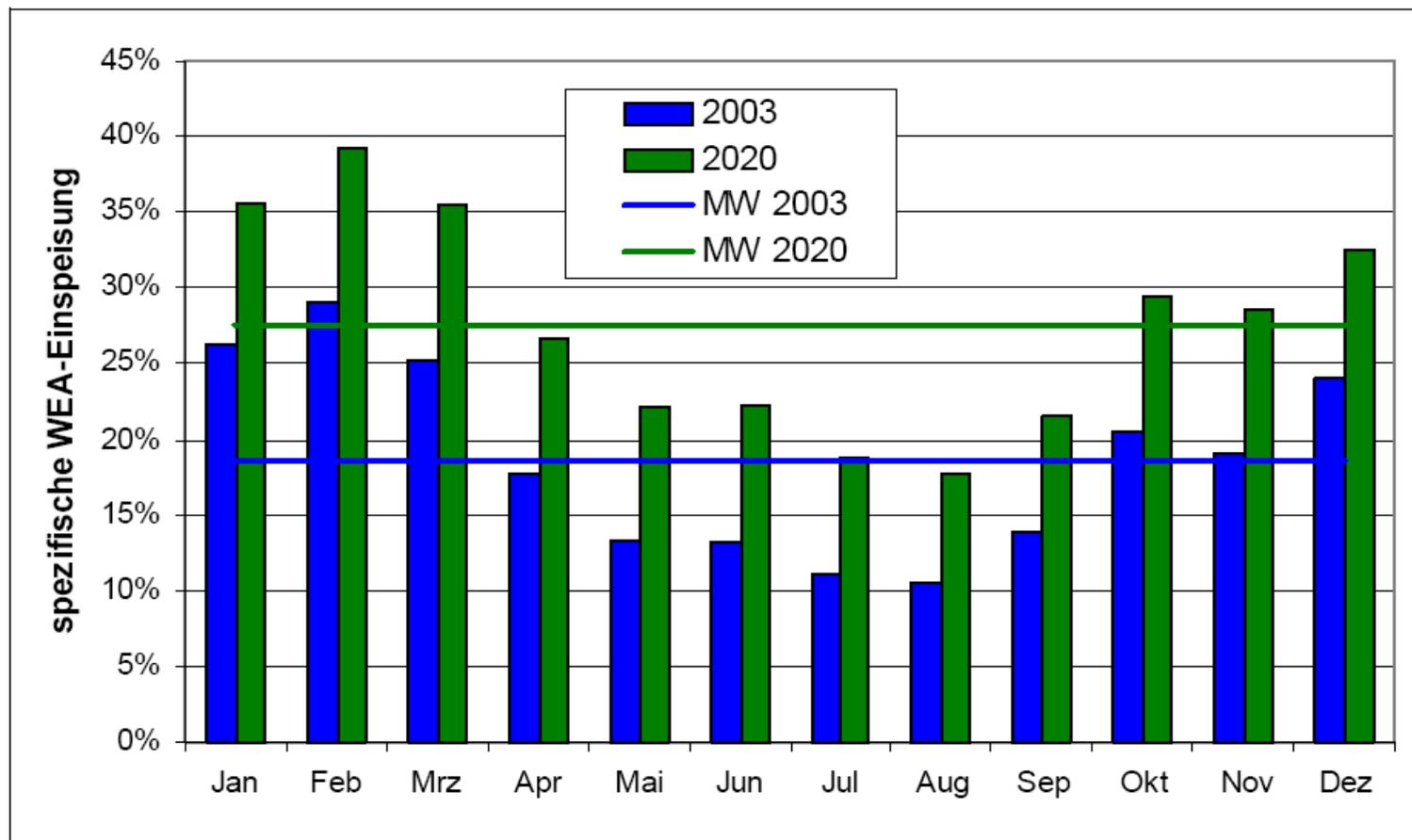
DENA-Studie: Prognose zur Entwicklung der Windkraft

Abbildung 2-6: Prognose der Windenergieentwicklung in Deutschland an Land und Offshore bis 2020 (kumulierte Leistung) – DEWI-Szenario



DENA-Studie: Prognose zur Entwicklung der spezifischen Windkraft-Einspeisungen

Abbildung 10-3: Durchschnittliche spezifische monatliche WEA-Einspeisung –Anlagenbestand 2003 und 2020



Diskussion um EEG-Novelle: EEG-Erfahrungsbericht (2007)

Vorschläge zur weiteren Ausgestaltung des Einspeisemanagements:

u. a.:

- Verpflichtung zum Einbau einer technischer Vorrichtung zur Regelbarkeit der Anlagen im Netzengpassfall (incl. „Bagatellregelung“ für Anlagen $< 100 \text{ kW}_{el}$)
- **Prüfung** einer **Ausgleichsregelung für Ertragsausfälle** durch Einspeisemanagement

Einspeisemanagement im aktuellen EEG-Gesetzentwurf: Neuregelung der Anschlussvoraussetzungen (anstatt privater Anschlussverträge)

§ 6 Anschlussvoraussetzungen

Die Verpflichtung zum vorrangigen Anschluss besteht nicht, wenn

1. die Leistung der Anlage 100 Kilowatt übersteigt und sie nicht mit einer technischen oder betrieblichen Einrichtung

- a) zur ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung bei Netzüberlastung und
 - b) zur Abrufung der jeweiligen Ist-Einspeisung
- ausgestattet ist, auf die der Netzbetreiber zugreifen darf, oder

Einspeisemanagement im aktuellen EEG-Gesetzentwurf (§§9-12)

Abschnitt 2

Kapazitätserweiterung und Einspeisemanagement

§ 9 Erweiterung der Netzkapazität

(1) Netzbetreiber sind auf Verlangen der Einspeisewilligen verpflichtet, unverzüglich ihre Netze zu optimieren, zu verstärken und auszubauen, um die Abnahme, Übertragung und Verteilung des Stroms aus Erneuerbaren Energien oder Grubengas sicherzustellen.

(2) Die Pflicht 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.

Einspeisemanagement im aktuellen EEG-Gesetzentwurf (§§9-12)

§ 12 Härtefallregelung

(1) Netzbetreiber sind 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.

Einspeisungsmanagement im Gesetzentwurf

Kern der Betrachtung: Härtefall/ Kompensationsregelung

- Bei Windenergie entspricht die Kompensation der EEG-Vergütung ($MC = 0$), bei steuerbaren Technologien wären variable Kosten abzuziehen
- Materieller Umfang bislang < 10 Mio €, zukünftig steigend (?)
- **Ziel: Investitionssicherheit für Anlagenbetreiber**
- **Frage:** Welche Allokations- und Verteilungseffekte werden induziert?

Mögliche Einwände:

- Systematische Veränderung der **Risikoallokation** zwischen Erzeugern und Konsumenten
- Ungleiche **regionale Belastung**
- Anreiz zur **Eigenvermarktung** (§ 17 EEG-Entwurf) wird durch „Vollkasko“-Regelung konterkariert
- Fehlende Differenzierung zwischen **steuerbaren** und nicht-steuerbaren **Technologien**

Härtefall/ Kompensationsregelung

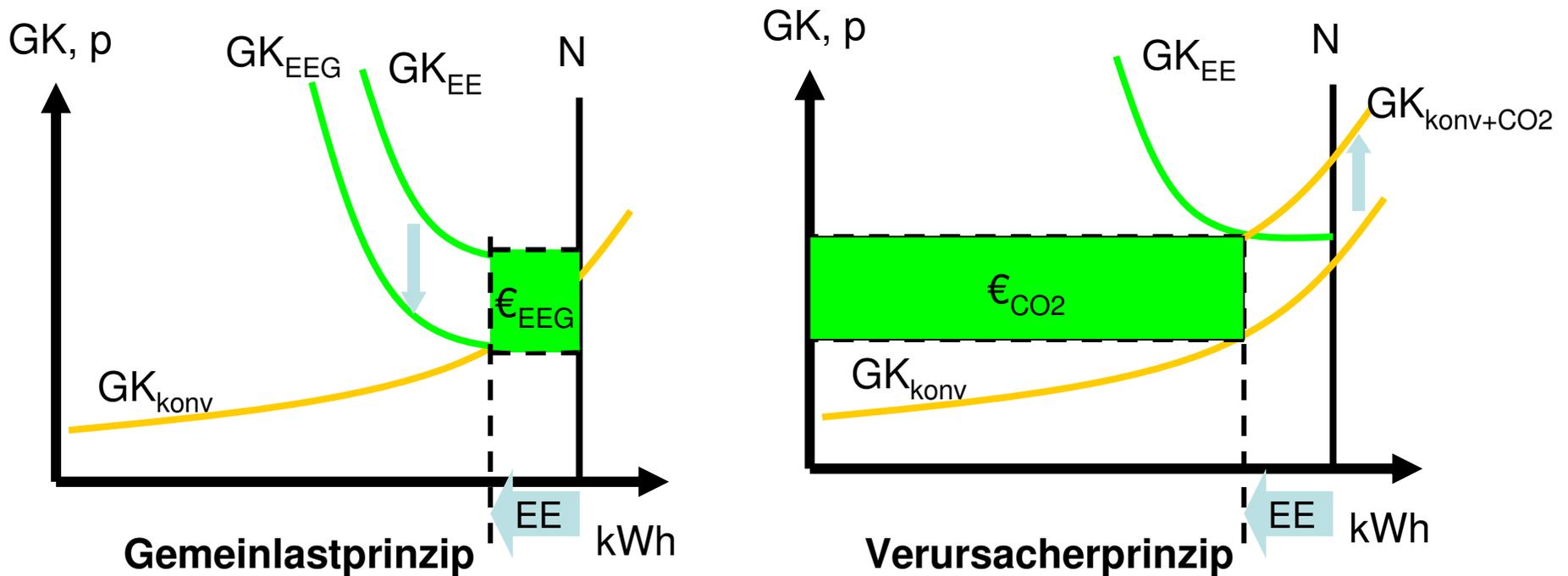
Mögliche **ökonomische Begründungen:**

1. Allgemeine Logik des EEGs
2. Externe Kosten
3. Volkswirtschaftliches Optimum des Netzausbaus
4. Anreizregulierung

Mögliche ökonomische Begründungen der Härtefallregelung (1): Allgemeine Logik des EEGs

- Bezug auf Verursacherprinzip? (EEG-Text und Begründung 2004)
- „*EVU verantwortlich für Klimaproblem, das Aussperren der EEG-Erzeuger und verhinderten Netzausbau*“
- Aber: Verursacherprinzip geht nicht von moralischen Urteilen aus, sondern basiert auf Effizienzüberlegungen
- **EEG entspricht Gemeinlastprinzip**
 - Gemeinlastfinanzierte Subventionen zur Bereitstellung eines öffentlichen Gutes, finanziert durch Abgabe auf Strom
 - „erzwungene“ private Subventionierung, vergleichbar: Lohnfortzahlung im Krankheitsfall als private Beiträge zum Sozialbudget (unterstellte Beiträge: ca. 10% des Sozialbudgets)

Mögliche ökonomische Begründungen der Härtefallregelung (1): Allgemeine Logik des EEGs



- Gemeinlastsubvention = Kompensation für geleistete Umweltentlastung („Emissionsreduktion“)
- Verursacherprinzip = Belastung der „Restemissionen“
- **Gemeinlastprinzip nicht auf Finanzierung der entgangenen Vergütungen anwendbar!**

Mögliche ökonomische Begründungen der Härtefallregelung (2): Externe Kosten

These: „Durch die Anwendung des Einspeisemanagements entstehen externe Kosten“ (Ferdinand 2006)

- Substitution von Mittellastkraftwerken (insbes. Kohle) unterbleibt
- Monetarisierung dieser Kosten rechtfertigen Kompensationszahlungen
- Entgang von 1 € EEG-Vergütung führt zu externen Kosten von 1,25 €

Problem: Falscher Kostenbegriff

- Externe Kosten: Aus Sicht des gesamten Systems werden bestimmte **Opportunitätskosten** nicht berücksichtigt. Internalisierung dieser Kosten bringt Wohlfahrtsgewinn
- Bei Einspeisemanagement liegen keine Opportunitäten vor, Bezug auf ggf. unterbliebene Investitionsentscheidungen nicht zulässig
- Nach dieser Logik führt auch geringe Last zu externen Effekten

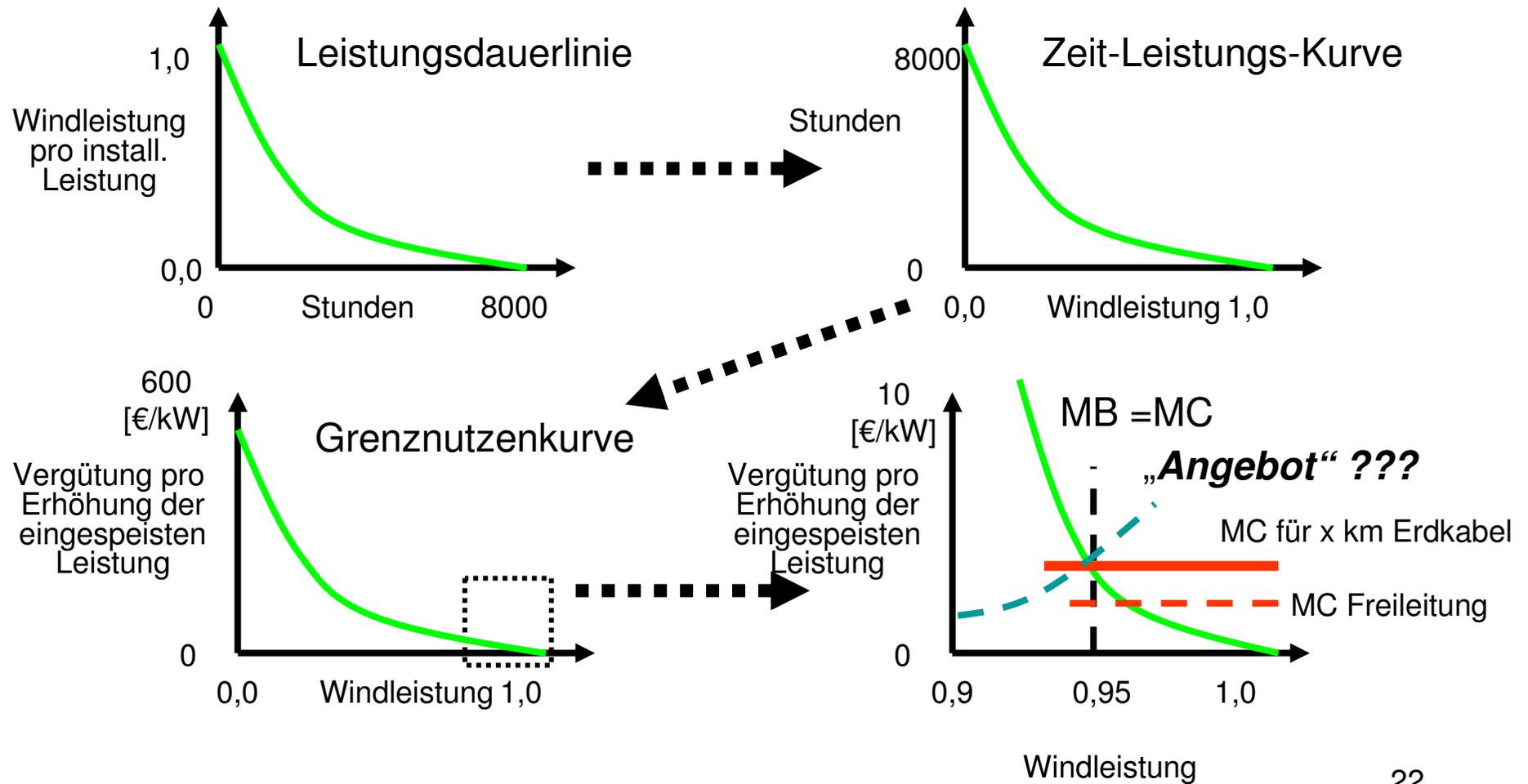
FAZIT: **Kompensationsregelung nicht mit externen Kosten zu rechtfertigen**

Mögliche ökonomische Begründungen der Härtefallregelung (3): Volkswirtschaftliches Optimum des Netzausbaus

These: *Volkswirtschaftliches Optimum des Netzausbaus ist dort, wo die Grenzkosten der Netzverstärkung dem Grenznutzen der Windeinspeisung entsprechen (Jarras/Obermaier 2007)*

- Beispiel: Netzverstärkung auf 95% der installierten Windleistung durch ein Erdkabel (40 km) ist optimal.
- Funktion der Härtefallregelung:
Vollständige Entschädigung ist volkswirtschaftlich sinnvoll, weil ineffizienter Netzausbau unterbleibt!
- Herleitung dieser Aussage in vier Schritten (nächste Folie)

Mögliche ökonomische Begründungen der Härtefallregelung (3): Volkswirtschaftliches Optimum des Netzausbaus



Mögliche ökonomische Begründungen der Härtefallregelung (3): Volkswirtschaftliches Optimum des Netzausbaus

↑ ↑ Optimales Niveau der übertragbaren Leistung

Wind
pro
Le

- Handlungsanweisung zweifelhaft
- Volkswirtschaftlicher Grenznutzen der Arbeit = EEG-Vergütung???
- Grenzkosten nicht aggregiert (Einzeloptionen) und auf Basis eines Partialmodells, volkswirtschaftlich relevant wären aber die Systemgrenzkosten

Verg
Erh
eing
L

- Kosten und Nutzen des Netzausbaus sind nicht unabhängig vom Zustand (Last, Netze, Erzeugung) in den übrigen Regionen
- FAZIT: **Kompensationsregelung kaum mit partialanalytischen Aussagen zum optimalem Netzausbau zu rechtfertigen!**

dkabel

itung

Mögliche ökonomische Begründungen der Härtefallregelung (4): Anreizregulierung

- Kosten der Kompensationsregelung auf Netzentgelte anrechenbar
- Annahme: Netzbetreiber hat diskretionäre Spielräume zur „Aussperrung“ von EEG-Einspeisung ► Kompensationsregelung induziert dann Anreiz, auch den angebotenen Strom abzunehmen
- **Bereich Netzregulierung/Anreizregulierung:**
Ein effizient regulierter Netzbetreiber hat einen Anreiz, das Netz auszubauen, wenn die Kosten des „EEG-Redispatch“ die Netzausbaukosten übersteigen
- Gegenargument der Netzbetreiber: Netzausbau ist schon nach (n-1)-Kriterium geboten, Probleme gibt es eher mit den Genehmigungsverfahren (Infrastrukturplanungsbeschleunigungsgesetz)
- **Wie verhält sich die Netzregulierung zu diesen EEG-Kosten?**

Ausblick: Engpassmanagement und Integration des Ökostroms

- Netzengpässe nicht nur im EEG-Zusammenhang relevant
- Struktur des Grundproblems: Engpass führt zur Separierung des (zuvor einheitlichen) Marktes
- Grenzkosten der Erzeugung (MC) vor Engpass niedriger als dahinter
- Statische Optionen: *Last vor* und *Erzeugung hinter* Engpass erhöhen, bzw. *Last hinter* und *Erzeugung vor* Engpass reduzieren
- Dynamische Optionen: Netzausbau (zu finanzieren über ΔMC) und Anreize zum Neubau lastnaher Kraftwerke

Allokative Fragen:

1. **Wer soll die knappe Übertragungskapazität erhalten?**
2. **Wer soll ggf. die Kosten der Netzinvestition tragen?**

Engpassmanagement und Integration des Ökostroms

Gründe für zukünftige Netzengpässe in Deutschland:

1. Atomausstieg: Stilllegung von 8000 MW bis 2015, v.a. in Süddeutschland
 2. Investitionsprojekte v.a. in Norddeutschland: küstennahe Kohlekraftwerke
 3. Ausbau der EEG-Erzeugung v.a. in Norddeutschland
- Grundstruktur des Nord-Süd-Transfers wird verstärkt
 - Nicht effizient: Das Netz für alle Gegebenheiten auszubauen, wenn Engpässe nur wenige Stunden im Jahr auftreten!
 - Engpassmanagement für Deutschland wird notwendig!

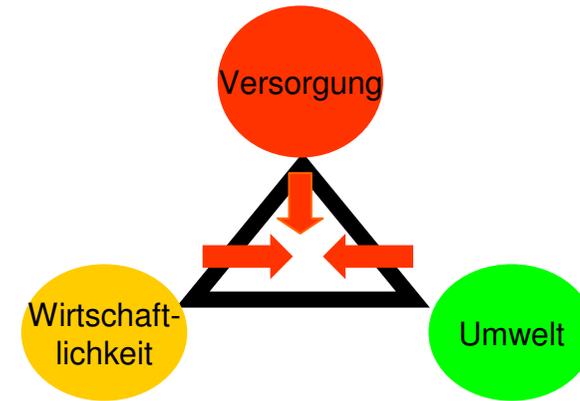
Engpassmanagement und Integration des Ökostroms

Kriterien: effizientes Engpassmanagement:

1. Effiziente Preisbildung (Differenz der MC über den Engpass)
 2. Diskriminierungsfrei und transparent (Newcomer)
 3. Marktorientiert: Preissignale für Nachfrager und Erzeuger
 4. Wettbewerbskonform: keine Behinderung des nationalen und europäischen Großhandels
 5. Vollständige Kapazitätsausnutzung
- Verschiedene Möglichkeiten (Redispatch, Auktionen, Zonal Pricing etc.)
 - **Separates EEG-Engpassmanagement zweifelhaft**

Engpassmanagement und Integration des Ökostroms

- Bisher: **Betriebsstundenmaximierung**
- Integration impliziert schrittweises Abweichen von Vorrangregel
- Modelle zur konzeptionellen Weiterentwicklung des EEG (ZSW, DIW, DLR)



Probleme derzeitiger Praxis:

- Wandlung des EEG-Stroms in Bänder unabhängig vom Bedarf
- Intransparenz der Wälzung
- Kein Anreiz zur Prognose (!)
- ...

Chancen:

- „natürliche“ Vorrangregel für Windkraft
- Beteiligung an Speichertechnologien und Regelreserve
- ...

Ziel: technische UND ökonomische Integration der EEG-Anlagen

Herzlichen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!

PD Dr. Roland Menges
Universität Flensburg
Internationales Institut für Management
Auf dem Campus 1
Tel. 0461 805 2539
Email: r.menges@uni-flensburg.de