



Bundesnetzagentur

www.bundesnetzagentur.de



Brauchen wir neue rechtliche Rahmenbedingungen für die Energiewende?

Peter Franke, Vizepräsident der Bundesnetzagentur

Stuttgart, 29. November 2012



Netzausbau und Erhöhung des Anteils Erneuerbarer Energien im nationalen Energiemix

- **Konsequenz der Energiewende:** Erzeugung auf fossiler Basis und (während der Restlaufzeiten) aus Kernenergie wird wegen des Anspruchs auf vorrangige Einspeisung von EEG-Strom verdrängt
- **Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien** ist in erheblichem Umfang **standortgebunden** (vor allem Offshore-Windkraft)
 - Übertragungsnetz ist nicht auf diese Standorte, sondern auf die Standorte bestehender Großkraftwerke (Braunkohle, Kernenergie, Steinkohle) ausgerichtet
- **großräumiger Netzausbau** zur „**Ableitung**“ des Stroms aus Erneuerbaren Energien erforderlich, da die Erzeugungsstandorte überwiegend **lastfern** sind
 - großräumige Nord-/Südverbindungen erforderlich



- **Verkürzung der Restlaufzeiten für Kernkraftwerke verschärft die Situation:**
 - Die der Struktur des Übertragungsnetzes entsprechenden Erzeugungsstandorte fallen früher weg
 - Der Ausbau Erneuerbarer Energien an Standorten, auf die das Übertragungsnetz nicht ausgerichtet ist, wird forciert
- **Reduzierung der Ausbauerfordernisse durch Förderung lastnaher Standorte im Süden zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien („Autarkie“)?**
 - Netzausbau bleibt erforderlich, solange die EEG-Vergütungen finanzielle Anreize für die Errichtung von Windkraftanlagen auch im Norden bieten
 - „autarke“ Industriestromversorgung praktisch ausgeschlossen



Netzausbau und „volatile“ Einspeisung

- **Strom aus Windkraft und Sonnenenergie wird nicht gleichmäßig, sondern witterungsabhängig („volatil“) eingespeist**
- **für windschwache Zeiten und/oder Perioden mit geringer Stromerzeugung aus Sonnenenergie müssen Reservekraftwerke vorgehalten werden**
- **mit zunehmendem Ausbau Erneuerbarer Energien sinkt die Zahl der Jahresbenutzungsstunden für diese Kraftwerke**
 - wirtschaftlicher Betrieb nur bei hohem Strompreis möglich
 - ob hinreichende Marktanreize für den Betrieb von Reservekraftwerken bestehen oder ob Fördermodelle erforderlich sind, wird derzeit diskutiert („Kapazitätsmarkt“)



Szenariorahmen

Netzentwicklungsplan

Bundesbedarfsplan

**für länderübergreifende und
grenzüberschreitende Leitungen:**

Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG)

Bundesfachplanung

Planfeststellung

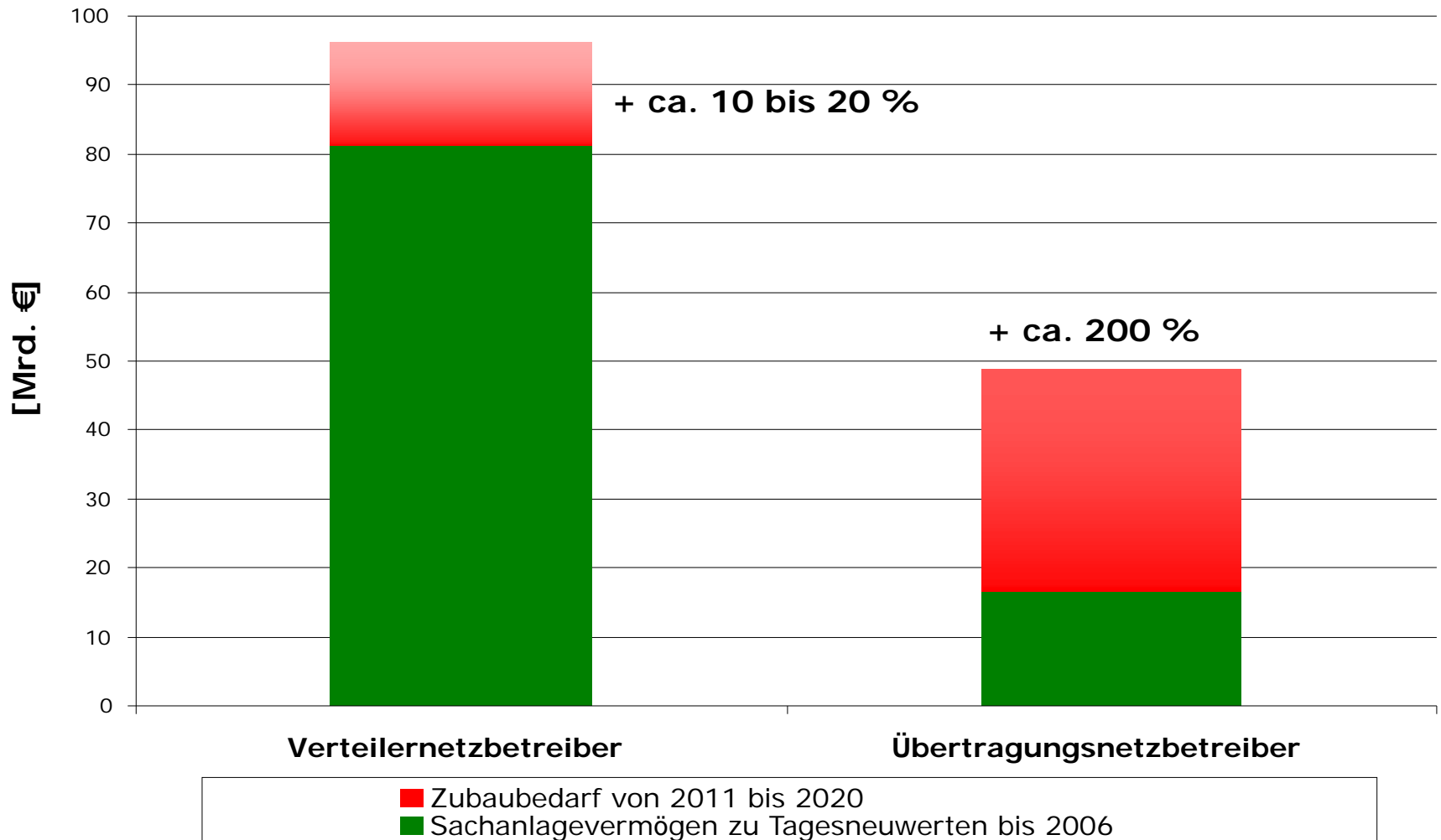


Regulierung und Investitionen – Übertragungsnetze

- **Rahmenbedingungen für die Regulierung müssen die Investitionsbereitschaft fördern**
 - **auch die Entscheidungsspielräume beim Vollzug müssen in diesem Sinne genutzt werden**
- **für die Übertragungsnetzebene weitgehend erreicht**
 - **Zeitverzug zwischen Genehmigung und Erlöswirksamkeit von Betriebs- und Kapitalkosten aus genehmigten Investitionsbudgets beseitigt (t₀)**
 - **ergänzende Festlegung für sachgerechte und einheitliche Planwerte kürzlich erlassen**



Wert bestehender Anlagen und Zubaubedarf





Regulierung und Investitionen – Verteilnetze (1)

- **Konkreter Ausbaubedarf und Betroffenheit abgrenzbarer Gruppen von Netzbetreibern auf der Verteilnetzebene nicht so eindeutig wie auf der Übertragungsnetzebene**
- **daher Analyse der Ausbauerfordernisse im Zuge der Energiewende und der Probleme bei der Refinanzierung der hieraus entstehenden Kosten erforderlich**
 - Bundesnetzagentur hat sich für Einbeziehung der Verteilnetzebene in die Diskussionen der Plattform Netze eingesetzt
 - mehrere Gutachten zum Um- und Ausbaubedarf in den Verteilnetzen
 - Bundesnetzagentur wird auf Netzbetreiber und Verbände zugehen und um Identifizierung und Konkretisierung der individuellen Probleme bitten



Regulierung und Investitionen – Verteilnetze (2)

- **mehrere Ansätze zur Lösung der regulatorischen Fragen auf der Verteilnetzebene**
 - **Fortentwicklung des Erweiterungsfaktors (§ 10 ARegV), insbesondere mit dem Ziel eines zeitlich früheren Mittelzuflusses**
 - **Fortentwicklung der Rahmenbedingungen für abgrenzbare Gruppen von Verteilnetzbetreibern, die durch die Energiewende besonders betroffen sind (z. B. 110 kV-Ebene)**
 - **jährliche Anpassung der kapitalgebundenen Kosten auf Basis von Plankosten mit späterem Ist-Abgleich (Kapitalkosten-Abgleich)**



Regulierung und Investitionen – Verteilnetze (3)

- **Erlösbergrenzenvolumina verschaffen den Netzbetreibern insgesamt auskömmliche Mittelzuflüsse für Unterhalt und Ausbau der Netze:**
 - VNB: 17,3 Mrd. € (2011)
 - ÜNB: 2,2 Mrd. € (2011)
- **darin sind erhebliche Mittelzuflüsse aus verdienten Abschreibungen enthalten; diese Mittel stehen für Ersatzinvestitionen zur Verfügung**
- **Veränderung der regulatorischen Rahmenbedingungen auf der Verteilnetzebene nicht zur Erleichterung der Wiederbeschaffung**



Sonderrolle der 110 kV-Ebene

- **Zubau Erneuerbarer Energien erfordert erheblichen Ausbau oder Verstärkung der 110 kV-Netze**
 - Situation ist mit den Offshore-Investitionen der Übertragungsnetzbetreiber vergleichbar
 - Erweiterungsfaktor erfasst das nur unzureichend
- **Kosten aus Erweiterungsinvestitionen der Hochspannungsebene sollten daher zukünftig wie bei den Übertragungsnetzbetreibern behandelt werden**



Weitere besonders betroffene Verteilnetzbetreiber?

- **Zubau Erneuerbarer Energien, vor allem von Photovoltaik-Anlagen, kann auch auf der örtlichen Verteilnetzebene Ausbau- oder Verstärkungsbedarf auslösen**
 - bei erheblichen Kosten können diese Netzbetreiber Investitionsmaßnahmen geltend machen (§ 23 Abs. 6 ARegV)
 - aber: Erweiterungsfaktor vorrangig
 - regulatorische Rahmenbedingungen sollten für diese Netzbetreibergruppe im Vergleich mit Übertragungsnetzbetreibern nicht benachteiligen



Zunahme der Eigenversorgung von EEG-Anlagenbetreibern

- **Entwicklung der Energiepreise und der Einspeisevergütungen gibt Anreize, vor allem den in Photovoltaik-Anlagen erzeugten Strom nicht mehr einzuspeisen, sondern zur Eigenversorgung zu nutzen**
 - Reserve- und Zusatzbedarf werden über das örtliche Netz bezogen
- **Bei sehr hohem Anteil von EEG-Anlagenbetreibern entfallen die Kosten für die Vorhaltung der Netzinfrastruktur nach der derzeitigen Entgeltstruktur überproportional auf die Kunden, die ihren gesamten Strom über das Netz beziehen**
- **Erhöhung des Leistungspreisanteils?**



Gerechte Finanzierung des Übergangs:

- Neben Reservekraftwerken müssen auch **übergeordnete Netze** zum **großflächigen und wirtschaftlich vorteilhaften Ausgleich von Angebot und Nachfrage** im Falle von dargebotsbedingten Lücken bei den Erneuerbaren weiterhin bereit gehalten und **gerecht finanziert werden**.
- Bei **Kundengruppen mit hohen Eigenverbrauchsanteilen** könnte es notwendig und sinnvoll werden, die Finanzierung der Netze **durch Kapazitätsentgelte als verursachungsgerechte Finanzierung sicherzustellen**, um andere Kundengruppen nicht zu benachteiligen.
- Sollte der Anstieg des Eigenverbrauchs – wie zu erwarten ist – in Zukunft deutlich ansteigen, ist eine Umsetzung von verbrauchsunabhängigen Netzentgelten anzuraten.



Smart Grid

- **Aufrüstung** des konventionellen Energienetzes zu einem intelligenten Energienetz (und zwar nur das Netz!)
- mit dem vereinfachten Abgrenzungskriterium: **Netzkapazitätsbereitstellung (Leistung [kW])**
=> als Grundlage für die gemäß Liberalisierung zugeordnete Aufgabe der Transportdienstleistung
- Smart Grid = „netzinterne“ Themen (intelligenter Netzausbau, Management von Netzkapazitäten, Netzzuständen, Netzsteuerung etc.)

Smart Market

- intelligente (vernetzte) Marktstrukturen mit etablierten und ggf. neuen Marktrollen und Marktakteuren, Etablierung von **Marktplätzen**
- mit dem vereinfachten Abgrenzungskriterium: **Energiemengenaustausch (Arbeit [kWh])**
- verändertes Nutzerverhalten durch Preise und Anreize im Bereich Energiemengenaustausch
- Markt als Innovator; Elektrizitätsmengenhandel und Dienstleistungen

Smart Grids sind nicht der Schlüssel zur Energiewende, sondern nur ein Baustein unter vielen



- **Evolutionäre Entwicklung:**

Netze und auch deren Ertüchtigung zu Smart Grids entwickeln sich nicht sprunghaft. Dies bedeutet, dass Smart Grid-Maßnahmen je nach Bedarf und ggf. auch Kapitalrückflüssen des bestehenden Netzes umgesetzt werden können. Eines nationalen Kraftakts bedarf es dabei nicht, wohl aber professionell aufgestellter Netzbetreiber

- **Aufschiebung ja:**

Smartness im Verteilnetz kann für Abbildung des aktuellen Netzzustands und der Prognose einer zukünftigen Netzentwicklung genutzt werden. Daraus lässt sich ableiten, bis wann ein Netzausbau mit gegebenen (inklusive smarten) Mitteln aufschiebbar ist

- **Vermeidung nein:**

neue Versorgungsaufgaben (vor allem Zubau EEG-Anlagen) können durchaus auch Netzausbau in den Verteilernetzen erfordern

- **Synergien nutzen:** Das Verteilernetz muss partiell wegen neuer Ver- (und Entsorgungsaufgaben) ausgebaut werden. BNetzA geht davon aus, dass **Investitionen in Smart Grids immer dann erfolgen, wenn diese billiger sind als konventioneller Netzausbau** (Smart Grids sind kein Selbstzweck!)



■ Bedeutung von Lastmanagement

- Lastmanagement kann sowohl Beiträge zur Vermeidung von
 - Netzüberlastung oder zu großem Netzausbau (**Smart Grid**) als auch
 - zum besseren Ausgleich von Angebot und Nachfrage von Energie liefern (**Smart Market**)
- Lastmanagement ist somit für **unterschiedliche energiewirtschaftliche Rollen** von Bedeutung, die im Rahmen des Unbundlings voneinander getrennt sind (Netz und Vertrieb)
- Die entsprechenden Potenziale können aber in der Regel **nicht beiden Zielvorstellungen gemeinsam dienen**. Ggf. können sie sich sogar negativ beeinflussen.



- **Ziele des Lastmanagements für die Kunden:**
 - **Zeitunkritische** Stromanwendungen werden nach **Netz- oder Angebotsaspekten** zeitlich verlagert, im Gegenzug erhalten Kunden günstigere Netztarife oder günstigere Strompreise.
 - Wirtschaftlichkeit der Stromanwendungen wird gesteigert, ohne dass ein wesentlicher Komfortverlust eintritt.
 - So lassen sich z.B. das „Heizen oder Kühlen mit Strom“ wirtschaftlich aufwerten, da die ohnehin vorhandenen Pufferspeicher dieser Anlagen energiewirtschaftlich mitgenutzt werden können.
 - Werden diese Anlagen primär nach der Verfügbarkeit von Erneuerbarer Energie betrieben, sorgt dieser Betriebsmodus zusätzlich zu einer besseren Nutzung erneuerbaren Energie und der Vermeidung von CO₂ durch konventionelle Schattenkraftwerke.



- **Stabile und sichere Energieversorgung im Verbundsystem sichern**
 - Der **Verbund der Übertragungsnetze** bildet immer noch das **technische Rückgrat** für eine sichere und stabile Energieversorgung – europaweit! Ansätze zum lokalen Ausgleich von Energie sollten im Einklang mit der „Rückgrat-Funktion“ der Übertragungsnetze (Systemdienstleistung) konzipiert werden.
- **Dezentralität sollte positive Sicherheitsbeiträge für das Gesamtnetz leisten können:**
 - Ein stärker dezentral ausgerichtetes System kann durchaus gesamtsystemdienlich betrieben werden.
 - So wäre es denkbar, künftig lokale Strukturen vom Gesamtsystem abzukoppeln, damit sich lokale Probleme nicht auf die nächsthöhere Ebene auswirken.



Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!