UNIVERSITÄT DUISBURG ESSEN

Offen im Denken

Trianel

Netzberatung
Managementberatung
Marktberatung

DESIRE

Marktdesign für zukunftsfähige Elektrizitätsmärkte unter besonderer Berücksichtigung der vermehrten Einspeisung von Erneuerbaren Energien

Abschlussworkshop

Haus der Technik in Essen, 03. September 2014

Braucht die Energiewende ein neues Marktdesign?

Christoph Weber

Gefördert durch:

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

Drei Kernthesen

I. Der Ausbau der (fluktuierenden) Erneuerbaren Energien führt zu großen Herausforderungen im Elektrizitätssystem

II. Das Grundmodell des Elektrizitätsmarktes kann auch noch 2050 funktionieren

III. “Get the prices (signals) right” ist wichtig aber nicht so simpel

I. Herausforderungen durch die Erneuerbaren

Erneuerbare - Windeinspeisung im Jahr 2020 nach Netzknoten

→ **Erheblicher neuer Transportbedarf im Übertragungs- und Verteilnetz**

Quelle: IWES, dena II Studie

Erneuerbare - Veränderung der Residuallast

Residuallast: Gesamtnachfrage – Einspeisung fluktuierender Erneuerbarer (Sonne & Wind)
Darstellung als Dauerlinie, d. h. Werte eines Jahres absteigend sortiert

Quelle: eigene Berechnungen

Erneuerbare - Veränderung der Gradienten der Residuallast

Fluktuierende Erneuerbare und erforderliche Reservekapazitäten - schematische Darstellung ceteribus paribus

Quelle: Weber (2010)

II. Grundmodell des Elektrizitätsmarkts angewandt auf das Jahr 2050

Ökonomisches First-Best für Klimaschutz

- CO_2-Zertifikatemarkt (bzw. eigentlich THG-Zertifikate)

Oder

- CO_2-Steuer in Höhe der Grenzschadenskosten

→ A priori äquivalent

Ökonomisches Grundmodell Strompreisbildung: Peak-Load-Pricing

Systemoptimum kann als Wettbewerbs-gleichgewicht dargestellt werden

CO_2-Restriktion als zusätzliche Bedingung im Gleichgewicht

→ Führt zu optimalem CO_2-Preis

→ Dieser verändert die variablen Kosten der Kraftwerke

→ Steigung und Schnittpunkte der Geraden verändern sich

Berücksichtigung fluktuierender Erneuerbarer (Wind, Sonne) in diesem Modell?

- Nicht steuerbar

→ Veränderung der Residuallast

→ Ansonsten bleibt Grundmodell gültig

→ Auch Preisbildung

→ Auch fluktuierende Erneuerbare können im Marktgleichgewicht ihre Vollkosten erwirtschaften

→ Allerdings ist der Wert der fluktuierenden Erneuerbaren niedriger wenn sie hohe Gleichzeitigkeit mit niedriger Residuallast aufweisen

Beispielhafte Anwendung für Deutschland – Basis BMU Leitstudie 2010/2011

- Betrachtungsjahr 2050
- „langfristig“ – alle Anlagenkapazitäten können flexibel gewählt werden
- Reduktion auf 9 Technologien für Investition
  - Braunkohle-Kraftwerk
  - Steinkohle-Kraftwerk
  - Erdgas-GuD-Anlage
  - Erdgas-Gasturbine
  - Biogas-Anlage (500 kW)
  - Biomasse-Kraftwerk (10 MW)
  - Wind-Onshore (5,5 MW)
  - Wind Offshore (12 MW)
  - PV-Kleinanlage (5 kW)
- CO_2-Minderung: -85 % im Vergleich zu 1990

Beispielhafte Anwendung – Ergebnisse

- **CO_2-Preis 67 EUR/t**
- **Kapazitätsmix** (in GW)

Braunkohle	0
Steinkohle	0
Erdgas-GuD	60,5
Erdgas-GT	21,9
Biomasse	2,8
Biogas	0,0
Solar	27,0
Wind onshore	80,7
Wind offshore	56,5
Wasserkraft	5,2
Übrige	3,0

- Ca. 3000 Stunden mit Preis 0

→ Ergebnisse sensitiv gegenüber Kostenannahmen

Beispielhafte Anwendung – Ergebnisse

Erlöse und Kosten für verschiedene Technologien - beispielhaft

in EUR/kW	Deckungsbeitrag aus Energiepreisen	Peak-Load-/ Kapazitäts-Preis	Annuitätische Fixkosten
Erdgas-GuD	25.7	39.4	65.1
Wind onshore	71.4	1.9	73.3

→ Alle Technologien, in die investiert wird, erwirtschaften ihre Vollkosten

→ **First-Best-Instrument nur CO_2-Zertifikate und Energy-Only-Markt führen zu effizientem, konsistenten Ergebnis**

III. “Get the prices right” – wichtig aber nicht so einfach

Vorteile der marktbasierten Lösung

- Angemessene Anreize für Speicher und Lastmanagement
  - Hohe Preisdifferenzen zwischen Knappheits- und Überschusszeiten
  - Keine willkürlichen Anreize, die möglicherweise nicht zu den tatsächlichen Knappheiten passen
- Sachgerechte Kosten und Preise für CO_2-emittierende Kraftwerke
  - Preisbasierte und nicht administrative Verdrängung von Kohlekraftwerken
  - Bei Befürchtungen bzgl. Versorgungsengpässen bei Gas Vorgaben zur Vorratshaltung im Gasmarkt möglich
- Passende Anreize für den Erneuerbaren-Mix
  - Technologie-Mix zwischen Wind und Solar hat Vorteile
  - Standort-Diversifizierung wird gefördert, ebenso Diversifizierung bei Ausrichtung von Solaranlagen oder Schwachwind-Anlagen
  - Anreize für steuerbare Erneuerbare wie Biomasse

Probleme der marktbasierten Lösung

- Natürliches Monopol im Netzbereich
- Kollektivguteigenschaften des Gutes Versorgungssicherheit
- Angemessenheit von Marktpreisen für gesellschaftliche Risiken
- Internationale Inkonsistenzen
- Verteilungseffekte

Natürliches Monopol im Netzbereich

Probleme:

- **Preise für Netzknappheiten können sich nicht in einem ganz freien Markt bilden**
  - Theoretisch ideale Lösung: Netzknotenscharfe Preise ("Locational Marginal Pricing"), die von einem Systembetreiber ermittelt werden
    → Standard in US-amerikanischen Märkten
  - Pragmatische Lösung: Zonale Preise für Marktgebiete
    → Mittelfristig umsetzbare Lösung in Deutschland und Europa
    → vgl. Vortrag **Zukünftiges Netzengpassmanagement**
- **Optimaler Netzausbau nicht reines Marktergebnis**
  - Theoretisch: Ergebnis einer anreizkonformen Netzregulierung
  - Praktische Probleme: imperfekte Regulierung, opportunistisches Verhalten von Regulierungsbehörden und Netzbetreibern

Kollektivguteigenschaften des Gutes Versorgungssicherheit

Problem:

- Idealer Markt: bei steigenden Preisen verzichten die Nachfrager zuerst, die die geringste Zahlungsbereitschaft für Elektrizität haben
- Bisheriges reales System: nur wenige Verbraucher können kurzfristig auf hohe Preise reagieren, **bei Knappheit erfolgt Rationierung** ohne Berücksichtigung von Zahlungsbereitschaften (z. B. rollierende Stromabschaltungen)

Mögliche Lösungen

- Neue Technologien ermöglichen im Prinzip **Privatisierung des Gutes Versorgungssicherheit**
  → Steuerbare Smart Meter
- Funktionierende **institutionelle Arrangements** (Märkte bzw. Verträge) für die Privatisierung von Versorgungssicherheit
  → Vorträge zu **Kapazitätsmechanismen**

Angemessenheit von Marktpreisen für gesellschaftliche Risiken

- Ökonomischer Mainstream: Märkte führen auch zur **bestmöglichen Bepreisung von Risiken** ("Arrow-Debreu-Welt", Derivatemärkte)

Praktische Probleme

- Finanzmärkte:
  - **Finanzkrise 2008**: Ergebnis von falscher Risikobepreisung, insbesondere auf dem amerikanischen Subprime-Markt → zu wesentlichen Teilen **Marktversagen**
  - Staatsschuldenkrise in Griechenland u. a. ab 2010: Ergebnis von falschen Anreizen und falscher Risikoeinschätzung bei staatlichen und Markt-Akteuren → zumindest teilweise **Staatsversagen**
- Energiemärkte:
  - **Haftungsbegrenzung** und staatliche Risikoübernahme für Kernkraftwerksbetreiber
  - (weitgehende) Elimination des Marktpreisrisikos für Erneuerbare durch **EEG**
  - Risikominderung für konventionelle Kraftwerksbetreiber durch Kapazitätsmechanismen? → s. Vortrag zu **Kapazitätsmechanismen**

→ **Marktpreise für Risiken sind gut aber nicht immer perfekt**

Internationale Inkonsistenzen

- **Treibhauseffekt globales Problem**
- **Elektrizitäts-und CO_2-Märkte weitgehend europäisch**
- **Energiepolitik weitgehend national (z. B. Umgang mit Kernenergie)**

→ auf absehbare Zeit **keine grundsätzliche Änderung in Sicht**

→ Optimales Marktdesign aus nationaler Perspektive
u. U. bei Berücksichtigung internationaler Verflechtungen fragwürdig

→ Zentrale Frage für Bewertungen: erwartete Veränderungen bzw. Veränderbarkeit der internationalen Rahmenbedingungen

→ Ökonomischer Mainstream: Staaten verfolgen bei der Festlegung nationaler und internationaler Politiken eigene Interessen

→ Politischer Common Sense: Bei der Ausgestaltung eigener Politiken müssen die Interessen anderer im Blick behalten werden

→ **Ergebnis internationaler Politik** in der Regel **nicht gleich einem ökonomischen Marktoptimum** oder einem planerischen Systemoptimum

Verteilungseffekte

Ökonomischer Mainstream:

- Fragen der Effizienz (Marktdesign) sollten von Fragen der Verteilung(sgerechtigkeit) getrennt werden
- Gewünschte Verteilung kann ohne Beeinträchtigung der Markteffizienz nachträglich erreicht werden
- **Für Marktdesign** sollte **v. a. gesamtwirtschaftliche Wohlfahrt als Summe aus Konsumenten- und Produzentenrente** herangezogen werden

Probleme:

- Nicht reproduzierbare Güter (z. B. billige Ölquellen, gute Windstandorte): hohe Produzentenrenten
- Marktdesign beeinflusst u. U. Verteilung stärker als Effizienz
- Agieren von Interessensgruppen stärker von Verteilungsaspekten als von Effizienzüberlegungen getrieben
  → Vermengung der Argumente und Diskreditierung von Effizienzargumenten
- Verteilung von Risiken wesentlich aber schwer zu bewerten

→ **Marktdesign sollte sich primär an Effizienz ausrichten**

→ **Verteilungseffekte** sind **zu prüfen** und ggf. muss eine Kompensation erfolgen

Fazit

- Märkte spielen eine wichtige Rolle im Rahmen der Energiewende
- Gefahr des Marktversagens besteht
  – aber ohne Märkte besteht Gefahr des Staatsversagens
- Preise reflektieren Knappheiten und schaffen damit Anreize
  → Derzeit niedrige Preise am Spotmarkt reflektieren (europaweites) Überangebot durch Überinvestition bei konventionellen und erneuerbaren Energien
- Marktdesign kann Preise beeinflussen
  aber nicht technologisch fundamental bedingte Knappheiten verändern
  → Ein grundsätzlich anderes Marktdesign, dass auf die Knappheitssignale im Spotmarkt verzichtet ist kaum zielführend
- Eher inkrementelle Änderungen des Marktdesigns erforderlich
  → Bereiche: Kapazitätsmechanismen, Regelleistung, Engpassmanagement, (hier nicht betrachtet) EE-Förderung & CO_2-Bepreisung
- Interdependenzen zwischen den Märkten müssen reflektiert werden

Fazit – Interdependenzen der Wirtschaftlichkeit Märkte und Instrumente

UNIVERSITÄT DUISBURG ESSEN

Offen im Denken

Trianel

Netzberatung
Managementberatung
Marktberatung

DESIRE

Marktdesign für zukunftsfähige Elektrizitätsmärkte unter besonderer Berücksichtigung der vermehrten Einspeisung von Erneuerbaren Energien

Abschlussworkshop

Haus der Technik in Essen, 03. September 2014

Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!

Christoph Weber
Lehrstuhl für Energiewirtschaft, Universität Duisburg-Essen
Universitätsstraße 12 | 45117 Essen
christoph.weber@uni-due.de
Tel. +49 201/183-2399

Gefördert durch:

Bundesministerium
für Wirtschaft
und Technologie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages