

Regionale Strommärkte innerhalb Deutschlands – Überblick und Diskussion neuerer Reformvorschläge

Tilman Rave,
ifo Institut – Leibniz-Institut für Wirtschaftsforschung
an der Universität München e.V.
Berlin, 30.6.2016



GEFÖRDERT VOM



Bundesministerium
für Bildung
und Forschung

ENERGIO –

Die Energiewende im Spannungsfeld zwischen Regionalisierung und Zentralisierung
BMBF-Fördermaßnahme "Transformation des Energiesystems" (2013 – 2016)

1) Ausgangspunkte / Systemcharakteristika

- Historisch gewachsene, zentralisierte/überregionale EV-strukturen bei Strom
- Strom als netzgebundenes Gut
- Nationaler Strommarkt und Marktkopplung
- Getrennte Behandlung von Stromhandel und Stromtransport
 - Einheitlicher Zonenpreis, unsichtbare physische Netzrestriktionen, Redispatch
 - Regulierung der Netzseite, des Netzausbaus
 - Keine netzdienliche räumliche Allokation der Erzeugung
 - Restriktionen beim Netzausbau
- Engpässe als Ausdruck der mangelnden räumlichen Angleichung von Erzeugungskosten
- Erneuerbare Energien
 - Trend zu dezentralen Erzeugungsstrukturen
 - Heterogenisierung des Versorgungssystems (zeitlich, räumlich, Vorlaufzeit)
 - Schwierige Abbildung von Präferenzen auf der Nachfrageseite
 - Förderbedingtheit, vorrangige Abnahme
- Zunehmende regionale Engpässe (EE-Standortbedingungen, Atomausstieg)

2) Benchmark: “first-best“-Marktdesign

- Integrierte Behandlung des gepoolten Großhandelsspotmarkts und des (Übertragungs-)Netzes: Nodal Pricing
- Wert von Übertragungskapazität preislich aufzeigen, dezentral an Netzknoten als Bietzonen (auslastungsabhängige Netzentgelte)
- Einführung eines unabhängigen Systembetreibers (ISO)
- Großer geographischer Rahmen, zwecks effizienter Wirkung der Preissignale und angesichts der Vermaschung des Netzes
- Regionalität:
 - Ausgleich von Angebot und Nachfrage bei strukturellen Netzenspässen
 - Flexible Integration im überregionalen Markt ohne Netzenspässe (*law of one price*)
- Transitions- und Transaktionskosten?
- Unterschiedliche Netzebenen? Verteilnetze?
- Zusammenspiel mit der Förderung erneuerbarer Energien?
- Politische Durchsetzbarkeit? Verteilungswirkungen?
- ...

3) Typische “second-best“-Lösungen

- Zonales Market-splitting, vor allem in europäischer Perspektive
 - G-Komponente bei Netzentgelten auf der Ebene der Übertragungsnetzbetreiber
 - Flexibilisierungsmechanismen an zentralen Kurzfrist- bzw. Regelleistungsmärkten (bzgl. Ausschreibungsbedingungen)
 - Verstärkte Abstimmung des Re-dispatch über mehrere EU-Länder
 - Netzausbau, u.a. zur Erschließung von Flexibilitätsoptionen in anderen EU-Ländern
 - Etc...
- Geringer Fokus auf die regionale Ebene innerhalb Deutschlands

4) Radikale Alternative?

- Regionales Direktstromsystem (100 Prozent erneuerbar Stiftung, 2014)
 - Errichtung, Betrieb und Vermarktung von Strom in Regionen bzw. über regionale Akteure (regionale merit-order)
 - Latente Präferenzen für vermuteten „höherwertigen Strom von hier“ (\neq Strom als einheitliches Produkt)
 - Minimierung von Stromüberschüssen als implizites Ziel
 - Erschließung von zahlreichen „Co-benefits“ und (politischen) spill-over Effekten
 - Mittelfristige Bildung eines interregionalen Marktes, Abschaffung/ Umfunktionierung des EOM
- Vorhandensein, Stabilität regional ausgerichteter Präferenzen?
- Kosten (lokal über EEG, überregional im Vergleich zu Netzausbau etc.)?
- Politische Durchsetzbarkeit?
- Nischencharakter, Verbreitung fraglich

5) Mögliche „regionalfreundliche“ und „smarte“ Alternativen

A) Flexmarkt-Modell (BNE, 2014; ähnlich VDE, 2014)

- Ausgangspunkt: Dysfunktionalität von zentralen Strompreissignalen auf regionaler Ebene bei Engpässen (Nachfrage, Flexibilitätsbedarf je nach Verteilnetzstruktur)
- Vorschlag: Ergänzung des zentralen EOM um damit kompatible regionale Märkte für zu definierende Flexibilitätsanbieter
 - Hemmnisse für Flexibilitätsanbieter abbauen, Marktzugang erleichtern
 - Senden regional angepasster (netzzustandsbasierter), diskriminierungsfreier Signale unter Berücksichtigung ihrer zentralen Dienlichkeit (Ampelkonzept)
 - Marktelement: Anreize über veränderte Netzentgeltstrukturen oder direkte Zahlungen auf Verteilnetzebene
 - Regionalität von der Möglichkeit zur Schaffung von Wettbewerb abhängig: Vorschlag zur Bildung von 25 Netzclustern
- Notwendigkeit im Zusammenhang mit dem Übertragungsnetzausbau und der evolutionären Ertüchtigung der Verteilnetze (wie von BNA intendiert)?
- Anpassung Regulierungsrahmen im Sinne expliziten Marktdesigns möglich?

B) Regionale Märkte als Konvergenzzonen (Bichler, 2013; Bdl-IdE, 2013)

- Ausgangspunkt: Energiesystemische Konvergenz von Smart Market und Smart Grid statt bestehender Trennungslösungen
- Etablierung von neuen Schnittstellen: Energieinformationssystem als neues Infrastrukturniveau auf regionaler Ebene (Klubgut mit gemeinsamer Governance-Struktur, Regeln für Informations- und Datenmanagement)
- Ziel i.e.S.: Ermöglichen neuer, an lokale und regionale Bedingungen (unterschiedliche Flexibilitätsbedarfe) ausgerichteter Geschäftsmodelle
- Ziel i.w.S.: Reduktion von Komplexität im Verbundsystem durch ein Mehr an technischer und geographischer Optionalität und flexibler Steuerung

- Mögliche Ausprägung als indirekte, marktorientierte Lösung (ohne explizitem Marktdesign): sog. Smart Contracts (Brandstätter et al., 2011a, b), d.h.
 - Preissignale auf Basis vertraglicher bilateraler Vereinbarungen zwischen Verteilnetzbetreiber und Netznutzer über Netztarife, ggf. Abschaltvereinbarungen
 - Bisherige Netzentgeltsystematik als Rückfalloption
 - „Marktkompatibel“ durch Anpassung an Entwicklungen bei zentralem Marktdesign, Entwicklung dezentraler Erzeugungsoptionen, EEG etc.
 - Überprüfung von Verhandlungsergebnissen durch Regulierungsbehörde, Vermeidung von Diskriminierung, Schlichtung bei Konflikten
 - Flexibilisierung der Stromnetzentgeltverordnung
 - Optimierte Netztarifstruktur ggf. über Kooperation von Netzbetreiber
- Steuerbarkeit und Kosten stark individualisierter Lösungen?
- Administrativ und politisch durchsetzbar?

- C) Variable Netzentgelte mit engpassabh. Komponente (Trepper et al., 2013)
- Addition einer engpassabhängigen positiven oder negativen Netzentgeltkomponente zum allgemeinen Marktpreis bei Engpässen
 - iterativer Preisbildungsprozess auf der Basis disaggregierter lokaler Angebotsprofile (mehrfache Bestimmung Systempreis über Börse + Berechnung Lastflüsse durch Netzbetreiber)
 - räumlich und zeitlich differenzierte, aber für alle Netznutzer des Verteilnetzes einheitliche Knappheitspreise (Netzentgeltkomponenten)
 - Keine flächendeckende Umsetzung, graduelle Einführung in Netzgebieten mit Engpässen angedacht
 - Kein unabhängiger Systembetreiber oder wie im Flexmarkt-Modell entflochtener Signalgeber erforderlich
 - Durch Standardisierung und endogenen Preisbildungsprozess am stärksten an Nodalpreisgedanken angelehnt (*law of one price*)
 - Abkehr von absolutem Einspeisevorrang für EE
- Konvergenz und Stabilität des Marktergebnisses?
- Transparenz, Diskriminierungspotenzial?

6) Fazit

- Deutlich unterschiedliche Vorstellungen von Region in Vorschlägen zur regionalen Strommärkten (Netzcluster, Netzgebiet eines oder mehrerer Verteilnetzbetreiber(s), Energieregion, Netzknoten etc.)
- Spannungsfeld zwischen explizitem Marktdesign und offenen, heterogenen regionalen Entwicklungsprozessen
- Spannungsfeld zwischen unkoordiniertem Aufbau dezentraler/ regionaler Strukturen und systemischen Kosten

Literatur

- 100 Prozent erneuerbar Stiftung (2014b): Erneuerbarer Strom aus Altmühlfranken – selbst erzeugt, regional vermarktet, von allen geschätzt, Teil 1: Die erneuerbare Stromsituation in der Region Altmühlfranken und Möglichkeiten für ein regionales Grünstromprodukt, verfügbar unter: http://100-prozent-erneuerbar.de/wp-content/uploads/2013/07/Konzept_Altm%C3%BChlfranken_Eins.pdf.
- 100 Prozent erneuerbar Stiftung (2014c): Erneuerbarer Strom aus Altmühlfranken – selbst erzeugt, regional vermarktet, von allen geschätzt, Teil 2: Die erneuerbare Stromsituation bis 2020, verfügbar unter: http://100-prozent-erneuerbar.de/wp-content/uploads/2013/07/Konzept_Altm%C3%BChlfranken_Zwei.pdf.
- BDI-IdE (2013): Impulse für eine smarte Energiewende – Handlungsempfehlungen für ein IKT-gestütztes Stromnetz der Zukunft, Bundesverband der Deutschen Industrie e.V., Berlin.
- Bichler, M. (2013): Smart Grids and the Energy Transformation – Mapping Smart Grid Activities in Germany, Heinrich Böll Stiftung North America.
- BNE Bundesverband Neue Energiewirtschaft (2014): Der Flexmarkt - Eckpunkte zur Ausgestaltung eines wettbewerblichen Rahmens für nachfrageseitige Flexibilität, verfügbar unter: http://www.bne-online.de/de/system/files/files/attachment/20141120%20Positionspapier_Flexmarkt_0.pdf.
- Brandstät, C. et al. (2011a): Improving investment coordination in electricity networks through smart contracts, Bremen Energy Working Paper No. 10, Jacobs University Bremen.
- Brandstät, C. et al. (2011b): Locational signals to reduce network investments in smart distribution grids: What works and what not?, Utilities Policy 19, S. 244-254.
- Trepper, K. et al. (2013): Integrationsmanagement für erneuerbare Energien - Dezentrale Koordination im Strommarkt der Zukunft, Umweltwirtschftsforum 21: 209-218.