

Marktdesign für nachhaltige regionale elektrische Energienmärkte (NaREM)

– Kurzzusammenfassung –

Projektteam:

Katrin Trepper (geb. Schmitz)

Patrick Himmes

Michael Bucksteeg

Jessica Raasch

Dominik Schober

Oliver Woll

Christoph Weber

Laufzeit des Projekts:

01.04.2010 – 31.03.2013

Gefördert durch:

Bundesministerium für Bildung und Forschung

GEFÖRDERT VOM



Bundesministerium
für Bildung
und Forschung

Das diesem Bericht zugrundeliegende Vorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Bildung und Forschung unter den Förderkennzeichen 01UN1008 gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

August 2013

Inhaltsverzeichnis

1	Projektziele	1
2	Projektdesign	2
3	Wesentliche Befunde und Ergebnisse	3
3.1	Grundlegende Ökonomik REGIONALER MÄRKTE	3
3.2	Zentrale Schlussfolgerungen: 10 Thesen	4
4	Nutzen der Ergebnisse für die Praxis, weiterer Forschungsbedarf	7
5	Wichtigste Veröffentlichungen und Arbeitspapiere.....	8

1 Projektziele

Das Forschungsprojekt „Marktdesign für nachhaltige regionale elektrische Energiemärkte“ (NaREM) beschäftigte sich 2010-2013 mit der ökonomisch fundierten Analyse, inwiefern der in Zukunft aller Voraussicht nach weiter zunehmenden Dezentralisierung der Stromerzeugung durch eine Regionalisierung der Märkte adäquat entsprochen werden kann. Es galt zu überprüfen, inwiefern regionale Marktplätze einen Beitrag zu einer nachhaltigeren Energiewirtschaft leisten können und zu untersuchen, wie die Ausgestaltung regionaler Marktplätze für Elektrizität im Einzelnen erfolgen kann.

Aus wissenschaftlicher Sicht wurden vor allem zwei Hauptziele verfolgt: Zum einen sollten Methoden der Nachhaltigkeitsökonomik am Beispiel regionaler Energiemärkte weiterentwickelt und konkretisiert werden. Dabei lag ein besonderer Schwerpunkt auf der Identifizierung von potenziellen Vorteilen und Nachteilen regionaler Marktstrukturen im Vergleich zu konventionellen Marktformen. Zum anderen sollten innovative methodische Ansätze aus der aktuellen Forschungsrichtung des „Marktdesigns“ für solche regionalen Märkte mit starken Nachhaltigkeitsimplikationen nutzbar gemacht werden.

Aus Anwendungssicht bestand ein wesentliches Ziel des Vorhabens darin, wirtschaftswissenschaftliches Know-How für die Ausgestaltung von regionalen Energiemärkten nutzbar zu machen. Der detaillierten Analyse unterschiedlicher Interdependenzen innovativer Energiemärkte mit anderen Institutionen und Akteuren kam in NaREM ein besonders hohes Maß an Bedeutung zu. Denn nur wenn die Wechselwirkungen mit dem Netz und nationalen Energiemärkten ebenso betrachtet werden wie Verteilungsaspekte sowie kurz- und langfristige Anreizwirkungen, wird eine fundierte Bewertung unterschiedlicher Ausgestaltungsvarianten regionaler Energiemärkte möglich – und letztlich damit auch des Grundkonzeptes selbst, das durch ein regionales Ausgleichen von dezentralem Angebot und dezentraler Nachfrage Effizienzgewinne verspricht. Um eine praktische Umsetzung der Erkenntnisse zu erleichtern, ist es dabei Ziel des Vorhabens gewesen, die erforderlichen Einzelanalysen nicht unverbunden nebeneinander stehen zu lassen, sondern eine Synthese zu erzeugen, die erfolgsversprechende Handlungsstrategien aufzeigt. Letztendlich war das anwendungsorientierte Ziel des Vorhabens, komplementär zu den auf technischen Aspekten regionaler Energiemärkte fokussierenden E-Energy-Projekten, die damit verbundenen ökonomischen Fragen zu analysieren.

2 Projektdesign

Entsprechend der in Kapitel 1 dargestellten Zielsetzung untergliederte sich das Projekt in die drei folgenden Arbeitsbereiche:

- Arbeitsbereich A: (Regionale) Strommärkte aus der Perspektive der Nachhaltigkeitsökonomik
- Arbeitsbereich B: Ausgestaltung von regionalen Strommärkten
- Arbeitsbereich C: Zusammenfassende Bewertung der Möglichkeiten regionaler Strommärkte

Die Arbeitsbereiche A und B wurden zudem in detaillierte Arbeitspakete gegliedert:

- A1: Effiziente Technologieförderung, intergenerationale Verteilungseffekte und ihre Berücksichtigung im Marktdesign
- A2: Effizienz und Robustheit bei der Ausgestaltung von regionalen Strommärkten und Fördermaßnahmen
- A3: Koordination und Anreizwirkungen an der Schnittstelle zwischen regionalen Strommärkten und Netzinfrastruktur
- A4: Intragenerationale Verteilungseffekte und die Ausgestaltung von regionalen Strommärkten
- B1: Varianten der Ausgestaltung
- B2: Kopplung der regionalen Strommärkte mit den nationalen bzw. inter-nationalen Märkten
- B3: Kurzfristige Preisbildung und Effizienz der Marktvarianten
- B4: Anreize für strategisches Verhalten
- B5: Langfristige, dynamische Entwicklung

Insbesondere vor dem Ziel der Praxisrelevanz und des „Nutzbarmachens“ des in NaREM generierten Wissens kam dem Praxisbeirat eine besondere Rolle zu. Dieser stellte zum einen sicher, dass die behandelten Fragestellungen aus Sicht der Praxis relevant sind. Zum anderen sind diese Vertreter aus der Praxis aber auf jeden Fall prädestiniert, die Ergebnisse des Forschungsvorhabens in ihrem Umfeld zu nutzen.

3 Wesentliche Befunde und Ergebnisse

3.1 Grundlegende Ökonomik REGIONALER MÄRKTE

Im Rahmen der Literaturrecherche zu NaREM zeigte sich schnell, dass die Verwendung des Begriffs der REGIONALEN MÄRKTE (im Folgenden auch: REGIONALE MARKTPLÄTZE) in der aktuellen wissenschaftlichen und politischen Diskussion häufig nicht konsistent erfolgt und so das Verständnis der komplexen Zusammenhänge erschwert. Zum Teil werden unter regionalen Marktplätzen Marktstrukturen verstanden, die oberhalb der nationalen Strukturen angesiedelt sind – z. B. wenn die EU vom Strommarkt in der Region Central-West-Europe spricht. Zum Teil werden aber auch Marktplätze unterhalb der nationalen Ebene adressiert, so etwa im Rahmen der vom BMWi geförderten E-Energy Projekte.

Für beide Ausprägungen der Begrifflichkeit erweist sich jedoch eine ökonomische Grundregel von großer Bedeutung: Das Einheitspreisgesetz („law of one price“) sollte bei funktionierenden Märkten gelten und führt dazu, dass sich für ein einheitliches Produkt auch ein einheitlicher Marktpreis ergibt. Dementsprechend muss auch der Strompreis in einem regionalen, untergeordneten Markt der gleiche wie im übergeordneten Markt sein, solange keine Transportengpässe oder Transportkosten im Stromnetz auftreten. REGIONALE MÄRKTE sollten nach den Ergebnissen aus NaREM nicht „künstlich angelegte“ Marktgebiete sein (bspw. aus in der Informations- und Kommunikationstechnologie begründeten Aspekten). Vielmehr ergeben sich REGIONALE MÄRKTE „automatisch“ im Falle des Vorliegens eines Netzengpasses - insofern der implementierte Preismechanismus am Markt die Netzrestriktionen berücksichtigt.

Zusammenfassend sind aus ökonomischer Sicht daher folgende zwei Charakteristika für REGIONALE MÄRKTE zu fordern:

REGIONALE MÄRKTE:

- Ihre Abgrenzung orientiert sich an Netzengpässen und regional unterschiedliche Preise existieren nur bei Vorliegen eines Netzengpasses.
- Liegt kein Netzengpass vor, gibt es auch keinen Grund für regional unterschiedliche Preise.

EINEN BEITRAG ZUR ÖKONOMISCHEN EFFIZIENTEN STROMVERSORGUNG LIEFERN REGIONALE MÄRKTE DURCH:

- (1) Ausgleich von regionalem Angebot und Nachfrage - bei Vorliegen eines Netzengpasses
- (2) Flexible Integration der regionalen Nachfrage (und des Angebots) in den übergeordneten Energiemarkt - wenn kein Netzengpass vorliegt

Die Energiewende macht eine verstärkte Koordination sämtlicher relevanter Bereiche notwendig. Regionale Marktplätze stellen hierbei einen Ansatz zur Koordination dar. In jedem

Fall erfordert die ökonomische Effizienz die Kopplung möglicher regionaler Energiemärkte mit den übergeordneten Märkten. Grundsätzlich kann bei der erforderlichen Kopplung dann zwischen einem Bottom-Up-Ansatz und einem Top-Down-Ansatz unterschieden werden. Beim Bottom-Up-Ansatz erfolgt eine Kopplung unterschiedlicher regionaler Energiemärkte (auch: Market Coupling), beim Top-Down-Ansatz wird hingegen der übergeordnete Markt in mehrere Teilmärkte aufgeteilt anhand der Orientierung an Netzengpässen (auch: Market Splitting bzw. Nodal Pricing).

3.2 Zentrale Schlussfolgerungen: 10 Thesen

Aus den vielfältigen Ergebnissen von NaREM haben wir zehn zentrale Thesen abgeleitet. Diese Thesen fassen knapp wesentliche Erkenntnisse zusammen, die im Rahmen der verschiedenen Arbeitspakete des Projekts gewonnen wurden.

These 1: *Es gibt auch aus ökonomischer Sicht gute Gründe, die für eine spezielle Förderung Erneuerbarer Energien angeführt werden können. Die bisherige Ausgestaltung des EEG ist in ihrer Art und ihrem Umfang aber kaum effizient.*

Ein wesentliche Begründung für spezifische Fördermechanismen sind positive Externalitäten durch Lerneffekte infolge von Forschung und Entwicklung. Diese sollten dann jedoch auch durch spezifische Subventionen für F & E angereizt werden.

Ein weiterer Effekt der kostenorientierten Vergütung des bisherigen EEG ist die Reduktion von Produzentenrenten für Erneuerbare mit sehr guten Standorten. Wenn staatliche Politik auf eine Maximierung der Konsumentenrente statt der Gesamtwohlfahrt abzielt, kann ein Mix aus CO₂-Zertifikaten und spezifischer Erneuerbaren-Förderung effizienter sein als eine reine CO₂-Zertifikatelösung.

These 2: *Das EEG hat eine regressiv Verteilungswirkung: im Mittel werden wohlhabendere Bürger begünstigt.*

Hierfür sind drei Faktoren entscheidend. Ärmere Haushalte geben erstens einen höheren Anteils Ihres Budgets für Energie aus. Zweitens haben wohlhabendere Haushalte eher die finanziellen Möglichkeiten, um selbst in Erneuerbare Energien zu investieren und dementsprechend von der Förderung zu profitieren. Dies wird drittens dadurch verstärkt, dass Eigenheimbesitz und Einkommen positiv korrelieren und das Eigenheim bessere Möglichkeiten für eine eigene PV-Anlage bietet.

These 3: *Die Benefits einer Implementierung nodaler Preise (auch: Locational Marginal Pricing oder Nodal Pricing genannt) sind in Deutschland aufgrund der deutlich geringeren Anzahl an Transportengpässen niedriger als in amerikanischen Märkten.*

Für das Jahr 2010 betragen die Engpasskosten nach unseren Berechnungen im amerikanischen PJM-Markt rund 3 % der Gesamtkosten, in Deutschland waren es weniger als 0,2 %. In den letzten Jahren haben die Engpässe in Deutschland deutlich zugenommen, dennoch ist die Häufigkeit nach wie vor geringer als in den meisten US-Märkten.

These 4: *Market Splitting in Form von Zonal Pricing kann einen erheblichen Beitrag zur Steigerung der Versorgungssicherheit und Systemstabilität beitragen. Die Beiträge zur Wohlfahrt sind jedoch begrenzt.*

Detaillierte Analysen haben gezeigt, dass mit Zonal Pricing bei angemessener Abgrenzung der Marktgebiete (regionale Märkte) rund 70 % der Engpässe im deutschen Übertragungsnetz im Jahr 2015 vermieden werden können. Damit verbunden reduziert sich die Anzahl der kurzfristigen Systemeingriffe der Netzbetreiber, die Gesamtsystemkosten werden jedoch nicht so stark reduziert.

These 5: *Das konventionelle Design der Marktplätze in Deutschland und Europa ist für kleine Speicher sowie DSM problematisch. Hier wären spezielle Spread-Produkte vorteilhaft.*

Im bisherigen Marktdesign ist es nicht möglich, ein gekoppeltes Gebot für Ein- und Ausspeicherung in einen Speicher zu unterbreiten. Das gleiche Problem tritt bei der Lastverschiebung auf, die eine Lastminderung zu einem Zeitpunkt mit einer Lasterhöhung zu einem späteren Zeitpunkt verknüpft. Damit bleibt dem Anbieter nur die Möglichkeit, auf entsprechende Preisabstände zu wetten. Durch spezielle Spread-Produkte entfällt die Wette und damit erhöht sich die erwartete Profitabilität deutlich.

These 6: *Regionale Märkte leisten zweifellos einen Beitrag zur ökonomisch effizienten Gestaltung der Strommärkte, wenn (1.) sich die Grenzen der regionalen Märkte an bestehenden Netzengpässen orientieren und wenn (2.) eine Preiskopplung an den darüber liegenden Markt vorliegt.*

Ohne Netzengpass hat das Gut Strom im regionalen Markt den gleichen ökonomischen Wert wie im übergeordneten Markt („Law of one price“). Dementsprechend sind das (zeitweise) Vorhandensein von Netzengpässen und die Preiskopplung entscheidend für die Effizienz des implementierten Marktes. Durch die Preiskopplung muss sichergestellt werden, dass ohne Transportengpass auch kein Preisunterschied zwischen regionalem und übergeordnetem Markt auftritt. Andernfalls werden entweder Produzenten oder Konsumenten im regionalen Markt benachteiligt.

These 7: *Die (Preis-)Ankopplung an den darüber liegenden Markt stellt ein zentrales Designelement eines jeden regionalen Marktes dar.*

Die Anbindung kann entweder über koordinierte Auktionen erfolgen (Market Coupling bzw. Market Splitting) oder durch ein bzw. mehrere Marktakteure, die die Rolle eines Brokers (Handelsvermittlers) zwischen regionalem und übergeordnetem Marktplatz übernehmen.

These 8: *Wenn es um die Bewirtschaftung lokaler Einspeiseüberschüsse geht, weisen regionale Märkte, wie sie im Rahmen der E-Energy-Initiative größtenteils verstanden werden, kein gutes Verhältnis zwischen Aufwand und Nutzen auf.*

Der lokale Ausgleich von Angebot und Nachfrage ist nur in den Stunden erforderlich, in denen Netzengpässe vorliegen. Aufgrund der zeitlichen Verteilung der erneuerbaren Einspei-

sung wird dies maximal in einigen hundert bis rund 1000 Stunden des Jahres der Fall sein. Zudem wird bei häufig auftretenden Netzengpässen ein Netzausbau ökonomisch in der Regel vorteilhaft sein bzw. der Netzbetreiber ist hierzu durch die aktuelle Rechtslage sogar weitgehend verpflichtet.

These 9: *Regionale Engpassbewirtschaftung ist erforderlich und sinnvoll, sollte aber eher an die Netzbewirtschaftung als an regionale Marktplätze gekoppelt sein.*

Mit der zunehmenden Einspeisung aus fluktuierenden Erneuerbaren Energien ergeben sich in den Stromnetzen verstärkt temporäre Engpässe. Ökonomisch ist es nicht sinnvoll, das Netz so auszubauen, dass Netzengpässe vollständig vermieden werden – denn zumindest für die letzten Ausbaumaßnahmen ist der Grenznutzen niedriger als der Zusatzaufwand. Dementsprechend sind Maßnahmen der Engpassbewirtschaftung erforderlich, um eine temporäre Netzüberlastung oder gar einen Netzzusammenbruch zu verhindern. Da die Netzbetreiber spezifische Kenntnisse über die Engpasssituation in den Netzen haben, ist zu prüfen, ob nicht eine Engpassbewirtschaftung im Rahmen der Netzbewirtschaftung vorteilhafter ist als die Einrichtung regionaler Marktplätze.

These 10: *Bei den aktuellen Marktpreisen ist Nachfrage-Flexibilität (DSM) bei Haushaltskunden ohne große Stromverbraucher (Elektroheizung einschließlich Wärmepumpe oder/und Elektromobil) wirtschaftlich nicht attraktiv.*

Maßgeblich für die gesamtwirtschaftliche Vorteilhaftigkeit von Maßnahmen der Nachfrageflexibilisierung sind die damit erzielbaren Kosteneinsparungen unter Zugrundelegung der Großhandelsmarktpreise. Diese Einsparungen liegen für die Jahre 2006 bis 2011 durchweg unter 20 EUR/Haushalt und Jahr und ermöglichen damit keine Refinanzierung der Kosten für die entsprechenden Mess- und Steuereinrichtungen (elektronische Zähler, bidirektionale Kommunikation, Steuereinrichtungen für Haushaltsgeräte).

4 Nutzen der Ergebnisse für die Praxis, weiterer Forschungsbedarf

Das Projekt ist an der Schnittstelle zwischen theoretischen Konzepten der Nachhaltigkeitsökonomik und der praktischen Diskussion um die zukünftige Gestaltung der deutschen und europäischen Elektrizitätsmärkte angesiedelt. Die Projektergebnisse vertiefen unterschiedliche Aspekte des zukünftigen Marktdesigns und geben hier klare Hinweise auf Vor- und Nachteile unterschiedlicher Ausgestaltungsformen.

Eine wichtige Rolle für die Praxisrelevanz und den Transfer der Projektergebnisse kam dem Praxisbeirat zu. Die Treffen des Praxisbeirats fanden i. d. R. halbjährlich statt und dabei wurden ausgewählte aktuelle Forschungsergebnisse präsentiert und vor allem auch diskutiert. Daraus ergaben sich fruchtbare Impulse für die Projektbearbeitung, aber auch die Teilnehmer des Praxisbeirats haben deutlich gemacht, dass die Ergebnisse des Projekts auch für ihre Arbeit wichtige Einsichten lieferten.

Neben den bereits erfolgten Veröffentlichungen der Projektergebnisse in Form von Arbeitspapieren, Beiträgen in Tagungsbänden und zahlreichen Konferenzvorträgen (siehe hierzu auch Kapitel 5), wurden die im Projekt NaREM erzielten Forschungserkenntnisse am 07.05.2013 im Rahmen eines Abschlussworkshops mit Teilnehmern aus Wissenschaft und Praxis der interessierten Öffentlichkeit präsentiert und diskutiert.

Außerdem ist das Team des Lehrstuhls in vielfältiger Form mit Vertretern der Praxis aus Verwaltung und Unternehmen im Dialog, und in diese Gespräche fließen auch die Ergebnisse des Projektes ein, z. B. zum Marktdesign im Hinblick auf Energiespeicher oder die Möglichkeiten und Grenzen des Engpassmanagements.

Um den Nutzen der Ergebnisse für die Praxis zu gewährleisten, ist neben den Ergebnissen selbst deren angemessene und verständliche Präsentation wichtig. Hier hoffen wir durch die Formulierung der wichtigsten Ergebnisse in Form plakativer, leicht verständlicher Thesen, die aber wissenschaftlich fundiert und in den Arbeitspapieren weitergehend diskutiert werden, einen wichtigen Beitrag zu leisten.

Aus den Arbeiten in NaREM hat sich ergeben, dass Methoden der Engpassbewirtschaftung im Verteilnetz weitergehend vergleichend untersucht werden sollten. Auch bei der Ausgestaltung der Fördermechanismen für erneuerbare gibt es weiteren Forschungsbedarf, v. a. im Hinblick auf die Einbeziehung von Risikoaspekten. Weiterer Forschungsbedarf besteht vor Schließlich erscheint auch eine vergleichende Analyse der Anreize für strategisches Verhalten und den Maßnahmen zur Vermeidung ebensolchen in unterschiedlichen Märkten von Interesse.

5 Wichtigste Veröffentlichungen und Arbeitspapiere

Himmes, P., Weber, C.: Marktdesign für nachhaltige regionale elektrische Energiemärkte. EWL Working Paper 2012.

Himmes, P., Weber, C.: Optimal environmental policy design in the presence of uncertainty and technology spillovers. EWL Working Paper 2011.

Raasch, J., Weber, C.: Kraftwerksinvestitionen als regeltheoretisches Problem. EWL Working Paper 2012.

Trepper, K., Deilen, D., Weber, C.: Entwicklung eines Redispatch-Vergütungsmodells zur standortbezogenen Anreizsetzung. EWL Working Paper 2013.

Trepper, K., Weber, C.: Does one design fit all? On the transferability of the PJM market design to the German electricity market. EWL Working Paper 2012.

Trepper, K., Weber, C., Kallen, D. (2013): Dezentrale Koordination im Strommarkt der Zukunft. in: Umweltwirtschaftsforum, 21. JG, Ausgabe 3.

Weber, C., Himmes, P.: Bidding strategies and efficient market design for small scale storage. EWL Working Paper 2013.

Weber, C., Schober, D., Woll, O.: Renewable support, CO2 abatement and electricity prices - the role of price discrimination. Vortrag auf der 35th IAEE International Conference 2012 (IAEE 2012), Perth (Australien), 24.-27. Juni 2012.

Schober, D., Woll, O., Weber, C.: Renewable support, CO2 abatement and electricity prices - the role of price discrimination. Vortrag auf dem Nachwuchsworkshop Umwelt- und Ressourcenökonomie (AURÖ), Frankfurt am Main, 18.-19. Februar 2013.

Diverse Autoren:

Vorträge beim Abschlussworkshop des Forschungsprojekts Marktdesign für nachhaltige regionale elektrische Energiemärkte, Essen, 07.05.2013, verfügbar unter:
<https://www.ewl.wiwi.uni-due.de/forschung/tagungen-konferenzen/>